

Energetická bezpečnost asijských zemí a Ruské federace

HEDVIKA KOĐOUSKOVÁ – PETRA KUCHYŇKOVÁ
ANNA LESHCHENKO – MARTIN JIRUŠEK



muni
PRESS

enSEC

Všechna práva vyhrazena. Žádná část této elektronické knihy nesmí být reprodukována nebo šířena v papírové, elektronické či jiné podobě bez předchozího písemného souhlasu vykonavatele majetkových práv k dílu, kterého je možno kontaktovat na adrese – Nakladatelství Masarykovy univerzity, Žerotínovo náměstí 9, 601 77 Brno.



ENERGETICKÁ BEZPEČNOST ASIJSKÝCH ZEMÍ A RUSKÉ FEDERACE

Hedvika Kodousková – Petra Kuchyňková
Anna Leshchenko – Martin Jirušek

Masarykova univerzita
Brno 2014



INVESTICE DO ROZVOJE VZDĚLÁVÁNÍ

Vědecká redakce Masarykovy univerzity:

prof. PhDr. Ladislav Rabušic, CSc.
prof. RNDr. Zuzana Došlá, DSc.
Ing. Radmila Droběnová, Ph.D.
Mgr. Michaela Hanousková
doc. PhDr. Jana Chamonikolasová, Ph.D.
doc. JUDr. Josef Kotásek, Ph.D.
Mgr. et Mgr. Oldřich Krpec, Ph.D.
prof. PhDr. Petr Macek, CSc.
PhDr. Alena Mizerová
doc. Ing. Petr Pirožek, Ph.D.
doc. RNDr. Lubomír Popelínský, Ph.D.
Mgr. David Povolný
Mgr. Kateřina Sedláčková, Ph.D.
prof. MUDr. Anna Vašků, CSc.
prof. PhDr. Marie Vítková, CSc.
Mgr. Iva Zlatušková
doc. Mgr. Martin Zvonař, Ph.D.

Recenzoval:

Doc. PhDr. Alexander Duleba, CSc.

© 2012, 2014 Hedvika Koďousková, Petra Kuchyňková, Anna Leshchenko, Martin Jirušek

© 2012, 2014 Masarykova univerzita

ISBN 978-80-210-6679-3

ISBN 978-80-210-6011-1 (1. vyd.)

DOI: 10.5817/CZ.MUNI.M210-6679-2014

*Děkujeme tímto Janu Kozubíkovi a Veronice Tesařové
za pomoc při kompletaci této publikace.*

Obsah

Seznam zkratk	11
Seznam jednotek	16
Seznam boxů	17
Seznam obrázků	17
Seznam tabulek	20
Abstract	21
Úvod	23
ČÁST 1. PROČ PŘÁVĚ ASIJŠTÍ SPOTŘEBITELÉ?	29
Kapitola 1. Energetická bezpečnost Číny	31
Současné trendy ve spotřebě zdrojů energie v Číně	31
Aktéři čínské energetické bezpečnostní politiky	38
Vládní instituce pro řízení sektoru energetiky: vydařená restrukturalizace?	40
Národní ropné společnosti: vznik, vývoj a současné postavení	43
Národní ropné společnosti a strategie vlády	47
Charakteristické rysy čínské zahraniční energetické politiky	49
Zmírňování rizik námořní přepravy ropy	52
Rusko-čínské vztahy na pozadí energetické bezpečnosti	55
Strategický versus tržní přístup = Čína versus západní spotřebitelé?	60
Zadržování nebo kooperace? Čínsko-americké vztahy pohledem energetické bezpečnosti	63
Kapitola 2. Energetická bezpečnost Japonska	67
Nedostatek vlastních zdrojů energie a energetická efektivita	68
Charakteristické rysy japonské zahraniční energetické politiky: příklon k strategickému přístupu k energetické bezpečnosti?	77
Čínsko-japonské vztahy na pozadí energetické bezpečnosti	80
Kapitola 3. Energetická bezpečnost Indie	85
Primární spotřeba zdrojů energie: trojúhelník ekonomické, sociální a environmentální dimenze energetické bezpečnosti	85
Strategie Indie k zajištění energetické bezpečnosti	99
Opatření vlády k posílení vlastní soběstačnosti: úspěch nebo nezdar?	102
Cenová reforma: v tranzici k otevřené tržní ekonomice?	108
Indická energetická politika v zahraničí	111
Soupeření s Čínou?	112
Kapitola 4. Kaspický region v energetické politice Číny a Indie	115
„Energetická diplomacie“ Číny v kaspickém regionu a zájem na výstavbě přeshraničních projektů	115
Kazachstán	115
Turkmenistán	127
Írán	131
Plánované plynovodní projekty z kaspického regionu do Indie	136
Turkmenistán	136
Írán	138

ČÁST 2. ENERGETICKÁ BEZPEČNOST RUSKÉ FEDERACE	141
Kapitola 1. Sektor energetiky v Rusku	143
Primární spotřeba zdrojů energie v Rusku	143
Organizační struktura sektoru ropy a sektoru plynárenství	143
Ropný sektor	145
Sektor plynárenství	148
Uhelný sektor	152
Jaderná energetika	153
Obnovitelné zdroje energie	157
Elektřina	158
Energetická efektivita	159
Proč usilovat o zvýšení energetické efektivity?	161
Pozice vlády v otázce energetické efektivity	162
Závěr	163
Kapitola 2. Ruští národní šampioni: postavení firem	165
Gazprom	165
Rosněft	170
LUKOIL	173
TNK-BP	176
Novatek	179
Závěr	182
Kapitola 3. Ekonomický a politický význam sektoru energetiky	183
Ekonomický význam sektoru energetiky v Rusku	183
Stabilizační fond: finanční polštář vycpaný „petrodolary“	183
Vztah mezi cenou zdrojů energie a ruským rozpočtem	184
Závislost ekonomiky na energetice	185
Energetický sektor a průmysl	185
Geografické faktory	186
Závěr	187
Politický význam ruského energetického sektoru: Rusko jako energetická velmoc v kontextu vývoje vnitřní a zahraniční politiky	187
Význam energetické politiky ve vztahu k vnitřní a vnější politice Jelcinova Ruska	187
Putinovo Rusko a energetika jako „hard soft power“ ?	191
Význam energetické politiky ve vnější politice RF po roce 2008	198
Význam kaspické oblasti z hlediska ruské energetické politiky	204
Význam arktické oblasti v ruské energetické politice	216
Závěr	219
Kapitola 4. Evropská dimenze ruské energetiky: Rusko a EU	221
Historie vztahů v energetické oblasti	222
Energetická dimenze vztahů EU–Rusko: současnost	224
Energetický dialog EU–Rusko a jeho hlavní témata	227

Problémové body dialogu: Krize dodávek.....	233
Diverzifikace: příležitost ke kooperaci i sporný bod vztahů EU–Rusko	237
Vliv liberalizace trhů v oblasti energií	246
Sousedství EU – prostor pro kooperaci EU a RF i oblast střetu zájmů.....	249
Závěr	253
Kapitola 5. Vztahy mezi Ruskem a tranzitními zeměmi: případové studie Ukrajiny a Běloruska.....	257
Ukrajina.....	257
Politicko-ekonomické vztahy mezi státy	257
Ukrajinský plynovodní systém	259
Ukrajinský systém transportu ropy.....	263
Plynové konflikty mezi Ruskem a Ukrajinou	264
Diverzifikační projekty.....	270
Diverzifikační projekty Ruska.....	273
Závěrečné poznámky a perspektivy vývoje rusko-ukrajinských vztahů v energetice	274
Bělorusko	276
Politicko-ekonomické vztahy mezi Běloruskem a Ruskem.....	276
Ekonomická dimenze vztahů.....	278
Energetika a rusko-běloruské spory v oblasti ropy a plynu.....	280
Role elektřiny v rusko-běloruských vztazích v energetické oblasti	288
Shrnutí a perspektivy vývoje rusko-běloruských vztahů v energetice.....	289
Shrnutí.....	291
Zdroje literatury	295
Jmenný rejstřík.....	333

Seznam zkratek¹

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators (Agentura pro spolupráci mezi energetickými regulátory – EU)
ABD	Asian Development Bank (Asijská rozvojová banka)
AEC	Indian Atomic Energy Commission (Komise pro jadernou energetiku – Indie)
AGRI	Azerbaijan–Georgia–Romania Interconnector
AIOC	Azerbaijan International Operating Company
AMBO	Albania–Macedonia–Bulgaria (ropovod)
ANRE	Agency for Natural Resources and Energy (Agentura pro přírodní zdroje a energetiku – Japonsko)
APEC	Asia Pacific Economic Cooperation (Ekonomické seskupení Asie a Tichomoří)
APM	Administration Price Mechanism (mechanismus stanovení cen – Indie)
ARMZ	AtomRedMetZoloto Uranium Holding Co.
BN	Bystrych nějnorach (rychlý množivý [jaderný] reaktor)
BOFIT	Bank of Finland Institute for Economies in Transition
BOTAS	Petroleum Pipeline Corporation of Turkey
BPS	Baltic Pipeline System (ropovod)
BRIC	akronym pro skupinu států (Brazílie, Rusko, Indie, Čína)
BTC	Baku–Tbilisi–Ceyhan (ropovod)
BTE	Baku–Tbilisi–Erzurum (plynovod)
CAC	Central Asia – Center (plynovodní systém)
CBM	Coal Bed Methan (metan z uhelných slojí)
CDB	China Development Bank (Čínská rozvojová banka)
CEIB	China Export Import Bank (Čína)
CEGH	Central European Gas Hub GmbH (Středoevropský plynový uzel)
CENEF	Ruské Centrum pro energetickou efektivitu
CIA	Central Intelligence Agency (Ústřední zpravodajská služba – USA)
CNG	Compressed Natural Gas (stlačený zemní plyn)
CNOOC	China National Offshore Oil Corporation (čínská národní ropná společnost)
CNPC	China National Petroleum Corporation (čínská národní ropná společnost)
CPC	Caspian Pipeline Consortium (Kaspické ropovodní konsorcium)
ČLR	Čínská lidová republika
ČR	Česká republika
ČSSR	Československá socialistická republika
DAE	Department of Atomic Energy (Odbor pro atomovou energii – Indie)
DEPA	Public Gas Corporation of Greece
DG TREN	Directorate-General for Transport and Energy (Generální ředitelství pro dopravu a energetiku – EU)
DGH	Director General of Hydrocarbons (Generální ředitelství pro zdroje uhlovodíků – Indie)
DOE	Department of Energy (Ministerstvo energetiky – USA)
EBRD	European Bank for Reconstruction and Development (Evropská banka pro obnovu a rozvoj)

¹ V publikaci jsou užívány především zkratky anglických názvů, které se běžně vyskytují v zahraniční literatuře, tak, aby uvedené informace byly snadno dohledatelné v použitých literárních zdrojích. Výjimečně jsou užity zkratky českých názvů.

ECC	Energy Coordination Committee (Výbor pro koordinaci energetických otázek – Indie)
ECCJ	The Energy Conservation Centre (Centrum pro úsporu energie – Japonsko)
EGL	Elektrizitats-Gesellschaft Laufenburg AG
EGOM	Empowered Group of Ministers (speciální pověřená skupina ministerstev – Indie)
EIA	U. S. Energy Information Administration (americká organizace poskytující nezávislé statistiky a analýzy)
EIB	European Investment Bank (Evropská investiční banka)
EK	Evropská komise
ENP (EPS)	European Neighbourhood Policy (Evropská politika sousedství)
EOR	Enhanced Oil Recovery (moderní technologie těžby)
ESPO	East Siberia Pacific Ocean (ropovod z Ruska na pacifické pobřeží)
EU	Evropská unie
EvrAzEs	Evrazijskoje ekonomičeskoje soobščestvo (Euroasijské ekonomické společenství)
FBR	Fast Breeder Reactor (rychlý množivý [jaderný] reaktor)
FSB	Federalnaja služba bezopasnosti (Federální bezpečnostní služba – Rusko)
Gabalinská RLS	Gabalinská radiolokační stanice (Azerbajdžán, Rusko)
FYROM	Former Yugoslav Republic of Macedonia (Bývalá jugoslávská republika Makedonie)
GAIL	Gas Authority of India Limited (indická národní společnost)
GECF	Gas Exporting Countries Forum (Fórum zemí vyvážejících plyn)
GDF	Gaz de France (francouzská plynárenská společnost)
GUUAM	Georgia, Ukraine, Uzbekistan, Azerbaijan and Moldova Group (organizace, nyní GUAM)
IAEA	International Atomic Energy Agency (Mezinárodní agentura pro atomovou energii)
IEA	International Energy Agency (Mezinárodní agentura pro energetiku)
IEP	Integrated Energy Policy (dokument Integrovaná energetická politika – Indie)
IFC	International Finance Corporation
IGAT 7	Iran Gas Trunkline 7 (plynovod)
IKL	Ingolstadt–Kralupy–Litvínov (ropovod)
INOGATE	Interstate Oil and Gas Transportation to Europe (program – EU)
IOC	Indian Oil Corporation Limited (indická národní společnost)
IOCs	International Oil Companies (mezinárodní ropné společnosti)
IOR	Improved Oil Recovery (moderní technologie těžby)
IPI	Iran–Pakistan–India (zamýšlený plynovod)
IPRI	Islamabad Policy Research Institute (Pákistán)
ISO	Independent System Operator (nezávislý systémový operátor)
ITC	International Trade Centre (Mezinárodní obchodní centrum)
ITG	Interconnector Turkey–Greece–Italy (Propojovací plynovod Turecko – Řecko – Itálie, plánovaná souč. Jižního koridoru)
ITO	Independent Transmission Operator (nezávislý operátor přenosové soustavy)
JAPEX	Japan Petroleum Exploration Co (japonská společnost)
JE	jaderná elektrárna
JNOC	Japan National Oil Company (dřívější vládní instituce – Japonsko)
JOGMEC	Japan Oil, Gas and Metals National Corporation (vládní instituce – Japonsko)

KMG	KazMunaiGas (kazašská národní společnost)
KOGAS	Korean Gas Corporation
KPRF	Komunističeskaja partija Rossijskoj federacii (Komunistická strana Ruské federace)
KSČ	Komunistická strana Číny
LDP	Liberal Democratic Party (Japonsko)
LDPR	Liberalno-demokratičeskaja partija Rossii (Liberálně-demokratická strana Ruska)
LNG	Liquefied Natural Gas (zkapalněný zemní plyn)
LWGR	Light Water Graphite Reactor (lehkovodní grafitový [jaderný] reaktor)
ME	Ministry of Energy of the Russian Federation (Ministerstvo energetiky – Rusko)
MF	Ministry of Finance (Ministerstvo financí – Čína)
MFRF	Ministerstvo finansov Rossijskoj federacii (Ministerstvo financí Ruské federace)
MERO ČR	Mezinárodní ropovody ČR
METI	Ministry of Economy, Trade and Industry (Ministerstvo ekonomiky, obchodu a průmyslu – Japonsko)
MEVO	Ministerstvo ekonomického vývoje a obchodu Ukrajiny
MLR	Ministry of Land and Resources (Ministerstvo pro zemědělství a zdroje – Čína)
MMAJ	Metal Mining Agency of Japan (dřívější Agentura pro těžbu kovů – Japonsko)
MMG	MangistauMunaiGas (kazašská společnost)
MNRE	The Ministry of New and Renewable Energy (Ministerstvo pro nové a obnovitelné zdroje energie – Indie)
MOFCOM	Ministry of Commerce (Ministerstvo obchodu – Čína)
MOGE	Myanmar Oil and Gas Enterprise (myanmarská společnost)
MOL	Magyar Olaj (maďarská petrochemická skupina)
MoU	Memorandum o porozumění
MPI	Ministry of Petroleum Industry (dřívější Ministerstvo pro ropný průmysl v Číně)
MPNG	Ministry of Petroleum and Natural Gas (Ministerstvo pro ropný sektor a sektor plynárenství – Indie)
MWR	Ministry of Water Resources (Ministerstvo pro vodní zdroje – Čína)
NATO	North Atlantic Treaty Organization (Severoatlantická aliance)
NBCI	National Biomass Cookstove Initiative (Indie)
NBCP	National Biomass Cookstove Programme (Indie)
NDR	Německá demokratická republika
NDRC	National Development and Reform Commission (Národní komise pro reformy a rozvoj – Čína)
NEA	National Energy Administration (vládní instituce Čína)
NEC	National Energy Commission (vládní instituce Čína)
NEDO	The New Energy and Industrial Technology Development Organisation (Organizace pro rozvoj nových zdrojů energie a průmyslových technologií – Japonsko)
NEF	The New Energy Foundation (Nadace pro rozvoj nových zdrojů energie – Japonsko)
NELG	National Energy Leading Group (Národní vedoucí skupina pro energetiku – Čína)
NELP	New Exploration Licensing Policy (politika přidělování těžebních licencí – Indie)
NIGC	National Iranian Gas Company (iránská společnost)

NIOC	National Iran Oil Company (iránská společnost)
NISA	The Nuclear and Industrial Safety Agency (Agentura pro jadernou bezpečnost a bezpečnost průmyslu – Japonsko)
NOCs	National Oil Companies (státní ropné společnosti)
NPT	Nuclear Non-Proliferation Treaty (dohoda o nešíření jaderných zbraní)
NRA	Nuclear Regulation Authority (nový regulátor pro jaderný sektor – Japonsko)
NSC	Nuclear Safety Commission (dřívější vládní organizace – Japonsko)
NTPC	National Thermal Power Corporation (Indie)
OALP	Open Acreage Licensing Policy (nový systém přidělování těžebních licencí – Indie)
OBSE	Organizace pro bezpečnost a spolupráci v Evropě
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development (Organizace pro hospodářskou spolupráci a rozvoj)
OIDB	Oil Industry Development Board (Výbor pro rozvoj ropného průmyslu – Indie)
OIL	Oil India Limited (indická národní společnost)
OMCs	Oil Marketing Companies (společnosti obchodující s ropnými produkty – Indie)
ONGC	Oil and Natural Gas Corporation (indická národní společnost)
OPEC	Organization of Petroleum Exporting Countries (Organizace zemí vyvážejících ropu)
OSN	Organizace spojených národů
OVL	ONGC Videsh Ltd. (dceřiná společnost ONGC)
OZE	Obnovitelný zdroj energie
PATES	Plovoucí jaderný kogenerační závod
PCA	Partnership and Cooperation Agreement (Dohoda o partnerství a vzájemné spolupráci)
PDVSA	Petróleos de Venezuela, S. A.
PetroChina	PetroChina Company Limited (dceřiná společnost čínské CNPC)
PK	PetroKazakhstan (kazašská společnost odkoupená CNPC a KMG)
Plynová pole KG	plynová pole Krishna-Godavari
PPP	Purchasing Power Parity (parita kupní síly)
PSA	Production Sharing Agreement (dohoda o sdílené produkci)
PSC	Production Sharing Cooperation (dohoda o sdílené produkci)
PWR	Pressurized Water Reactor (tlakovodní [jaderný] reaktor)
RBMK	Reaktor bolšoj moščnosti kanálnogo tipa (lehkovodní grafitový [jaderný] reaktor)
RF	Ruská federace
RIL	Reliance Industries Limited (Indie)
RSFSR	Ruská sovětská federativní socialistická republika
RUE	RosUkrEnergó (ve Švýcarsku registrovaná společnost s polovičním podílem Gazpromu zabývající se transportem turkmenského plynu do východní Evropy)
RVHP	Rada vzájemné hospodářské pomoci
SASAC	State-Owned Assets Supervision and Administration Commission (Výbor pro dohled nad státním majetkem a jeho správou – Čína)
SEO	State Energy Office (dřívější Státní úřad pro energetiku – Čína)
SER	Second Strategic Energy Review (Druhý strategický přezkum energetické politiky – EU)

SIDANKO	Siberian Far Eastern Oil Company (ruská ropná firma)
Sinochem	China Chemical Import and Export Company (čínská národní společnost)
Sinopec Corporation	China Petroleum & Chemical Corporation (čínská národní ropná společnost – dceřiná společnost Sinopec Group)
Sinopec Group	China Petrochemical Corporation (čínská národní ropná společnost)
SNS	Společenství nezávislých států
SOCAR	State Oil Company of Azerbaijan Republic (ázerbájdžánská státní ropná a plynárenská korporace)
SOFA	Status of Forces Agreement (Smlouva o právním postavení ozbrojených sil)
SR	Slovenská republika
SRN	Spolková republika Německo
SSSR	Svaz sovětských socialistických republik
SUEK	Siberian Coal Energy Company (ruská uhelná společnost)
ŠDKRI	Šebelinka – Dněpropetrovsk – Krivoj rog – Izmail (ukrajinský plynovod)
ŠDO	Šebelinka–Dněpropetrovsk–Oděsa (ukrajinský plynovod)
TAL	Transalpine Ölleitung (ropovod)
TANAP	Transanatolský plynovod
TAP	Trans Adriatic Pipeline (projekt plynovodu)
TAPI	Turkmenistan–Afghanistan–Pakistan–India (zamýšlený plynovod)
TBP	Trans Balkan Pipeline (plánovaný ropovod)
TEN-E	Trans-European Energy Networks (energetické transevropské sítě – EU)
TERI	The Energy and Resources Institute (think-tank – Indie)
TKNPZ	Turkmenbashi Complex of Oil Refineries (turkmenský průmyslový podnik)
TRAO	Turkish Petroleum Corporation (turecká ropná korporace)
UGMK	Ural Mining and Metallurgical Company (ruská těžařská a metalurgická společnost)
VBRR	Vserossijskij bank razvitija regionov (Všeruská banka pro rozvoj regionů)
VSLZ	Všečínské shromáždění lidových zástupců
VVER	Vodo-Vodjanoj Energetičeskij Reaktor (tlakovodní [jaderný] reaktor)
WBG	World Bank Group (Světová banka)
WTO	World Trade Organization (Světová obchodní organizace)

Seznam jednotek

b/d (bbl/d)	barel za den
bbl r.e.	barel ropného ekvivalentu
Bcf	miliarda krychlových stop
bcm	miliarda metrů krychlových
bcm/y	miliarda metrů krychlových za rok
Btu	British thermal unit
GW	gigawatt
km	kilometr
kW	kilowatt
kWh	kilowatt za hodinu
mcm	milion metrů krychlových
mt	milion tun
mt r.e.	milion tun ropného ekvivalentu
mt/y	milion tun ročně
MW	megawatt
r.e. (oe)	ropný ekvivalent
Tcf	trilion kubických stop
tcm	trilion metrů krychlových
toe	tuna ropného ekvivalentu
TWh	terawatt hodina

Seznam boxů

- Box č. 1: Čínské národní ropné společnosti
- Box č. 2: „Bezpečnostní dilema“ v energetice a kauza Unocal
- Box č. 3: Jaderná energetika v Japonsku po havárii v elektrárně Fukušima
- Box č. 4: Aktéři japonské energetické bezpečnostní politiky
- Box č. 5: Spor Japonska a Číny o ostrovy Senkaku
- Box č. 6: Sociální dimenze energetické bezpečnosti na příkladu Indie
- Box č. 7: Aktéři indické energetické bezpečnostní politiky
- Box č. 8: Překážky výstavby plynovodu Myanmar–Bangladéš–Indie
- Box č. 9: Problematické stránky sektoru ropy a sektoru plynárenství v Rusku
- Box č. 10: Problémy uhelného sektoru v Rusku
- Box č. 11: Rusko a Turkmenistán: spolupráce v infrastrukturních projektech a konkurenční aktéři
- Box č. 12: Rusko a Kazachstán: spolupráce v infrastrukturních projektech a konkurenční aktéři
- Box č. 13: Jižní plynový koridor
- Box č. 14: Naleziště Štokman a jeho význam z hlediska ruské energetické politiky
- Box č. 15: Energetický dialog EU–Rusko
- Box č. 16: Rusko-ukrajinská spolupráce ve sféře jaderné energetiky
- Box č. 17: Role zemního plynu v běloruské energetice
- Box č. 18: Ropa v běloruském energetickém sektoru

Seznam obrázků

ČÁST 1. PROČ PŘÁVĚ ASIJŠTÍ SPOTŘEBITELÉ?

Kapitola 1. Energetická bezpečnost Číny

- Obrázek č. 1: Primární spotřeba zdrojů energie v Číně (2009)
- Obrázek č. 2: Čínská produkce a spotřeba zdrojů energie dle provincií (2005)
- Obrázek č. 3: Nejvýznamnější naleziště ropy v Číně
- Obrázek č. 4: Relevantní vládní instituce v sektoru energetiky po roce 2005
- Obrázek č. 5: Relevantní vládní instituce v sektoru energetiky po roce 2008
- Obrázek č. 6: Námořní transportní trasy a klíčové přepravní uzly: výhled
- Obrázek č. 7: Alternativní trasy vůči Malackému průlivu
- Obrázek č. 8: Trasa ropovodu z východní Sibiře na pacifické pobřeží s odbočkou do Číny

Kapitola 2. Energetická bezpečnost Japonska

- Obrázek č. 1: Srovnání japonské energetické soběstačnosti s jinými zeměmi
- Obrázek č. 2: Primární spotřeba zdrojů energie v Japonsku (2011)
- Obrázek č. 3: Vývoj podílu ropy na primární spotřebě zdrojů energie v Japonsku
- Obrázek č. 4: Vývoj energetické spotřeby v Japonsku po jednotlivých sektorech
- Obrázek č. 5: Naleziště uhlovodíků a teritoriální spory Číny a Japonska ve Východočínském moři

Kapitola 3. Energetická bezpečnost Indie

- Obrázek č. 1: Primární spotřeba zdrojů energie v Indii (2011)
- Obrázek č. 2: Vývoj importní závislosti v Indii (1990–2009)
- Obrázek č. 3: Vývoj produkce a spotřeby ropy v Indii (2001–2011)

Obrázek č. 4: Vývoj produkce a spotřeby zemního plynu v Indii (2001–2011)

Obrázek č. 5: Plynovodní síť v Indii, 2008

Obrázek č. 6: Ministerstva a úřady, které se v Indii podílejí na formulaci energetické politiky

Obrázek č. 7: Existující pověřené skupiny ministerstev (EGOMs) a jejich složení

Obrázek č. 8: Historický vývoj režimů udělování licencí k těžbě ropy a zemního plynu v Indii

Kapitola 4. Kaspický region v energetické politice Číny a Indie

„Energetická diplomacie“ Číny v kaspickém regionu a zájem na výstavbě přeshraničních projektů

Obrázek č. 1: Trasa třífázového ropovodu z Kazachstánu do Číny

Obrázek č. 2: Čínská produkce a spotřeba zdrojů energie dle provincií (2005)

Obrázek č. 3: Trasa plynovodu z Kazachstánu do Číny

Obrázek č. 4: Srovnání podílu čínské CNPC na produkci ropy v Kazachstánu (denně) a na vlastnictví celkových zásob ropy v zemi

Obrázek č. 5: Trasa „středoasijského plynovodu“ z Turkmenistanu do Číny

Obrázek č. 6: Mapa nalezišť uhlovodíků v Íránu a plynovodní síť

Plánované plynovodní projekty z kaspického regionu do Indie

Obrázek č. 1: Zamyšlené trasy plynovodů TAPI a IPI

ČÁST 2. ENERGETICKÁ BEZPEČNOST RUSKÉ FEDERACE

Kapitola 1. Sektor energetiky v Rusku

Obrázek č. 1: Struktura jaderného sektoru ruské energetiky

Kapitola 2. Ruští národní šampioni: postavení firem

Obrázek č. 1: Vývoj těžby Gazpromu (bcm)

Obrázek č. 2: Produkce surové ropy a její zpracování společnostmi Rosněft' (mt ropy)

Obrázek č. 3: Těžba TNK-BP v letech 2006–2010 (m bbl r.e.)

Obrázek č. 4: Vývoj těžby Novateku v letech 2008–2012 (m bbl r.e.)

Kapitola 3. Ekonomický a politický význam sektoru energetiky

Obrázek č. 1: Plynovodní systém CAC

Obrázek č. 2: Systém CPC

Obrázek č. 3: Kazachstán – plynovodní systémy

Obrázek č. 4: Arktický region

Obrázek č. 5: Naleziště Štokman

Kapitola 4. Evropská dimenze ruské energetiky: Rusko a EU

Obrázek č. 1: Současná struktura energetického dialogu EU–Rusko (2012)

Obrázek č. 2: Ropovod Družba

Obrázek č. 3: Ropovod Oděsa–Brody

Obrázek č. 4: Projekt Burgas–Alexandroupolis

Obrázek č. 5: Nord Stream

Obrázek č. 6: Plánovaná trasa plynovodu South Stream

Obrázek č. 7: Plánovaná trasa plynovodu Nabucco West

Obrázek č. 8: Energetické společenství – členská základna

Kapitola 5. Vztahy mezi Ruskem a tranzitními zeměmi: případové studie Ukrajiny a Běloruska Ukrajina

Obrázek č. 1: Ukrajinský plynovodní systém

Obrázek č. 2: Tranzit plynu přes území Ukrajiny, bcm

Obrázek č. 3: Objem ropy transportované ukrajinským systémem ropovodů, mt

Obrázek č. 4: Ukrajinské ropovody včetně nového ropovodu Oděsa–Brody

Bělorusko

Obrázek č. 1: Tranzit plynu přes území Běloruska

Obrázek č. 2: Tranzit ropy přes území Běloruska

Obrázek č. 3: Systém BPS-2

Seznam tabulek

Tabulka č. 1: Udělené licence k průzkumu a produkci v devíti kolech NELP

Tabulka č. 2: Chronologie kol NELP (1999–2010)

Tabulka č. 3: Status jednotlivých polí v rámci devíti kol NELP

Tabulka č. 4: Ruské exportní ropovody

Tabulka č. 5: Ruské exportní plynovody

Tabulka č. 6: Importéři plynu Gazpromu v roce 2012 (mld. m³)

Tabulka č. 7: Těžba uhlovodíků Lukoilem (bbl r.e.)

Tabulka č. 8: Světová produkce surové ropy a zemního plynu (data za r. 2012)

Tabulka č. 9: Světový export ropy (situace z r. 2011)

Tabulka č. 10: Světový export zemního plynu (situace z r. 2012)

Tabulka č. 11: Původ dovážených primárních energetických zdrojů v EU v I. 2001–2012
(v % dle země původu)

Tabulka č. 12: Podíl Ruska na importu, exportu a celkovém zahraničním obchodu se zbožím s Ukrajinou (%)

Tabulka č. 13: Ruské exportní plynové kapacity do Evropy (bcm)

Tabulka č. 14: Podíl Ruska na běloruském importu plynu a ropy

Abstract

What is the nature of energy security of the energy hungry newcomers China and India? How is their rapid growth perceived by Japan – former leading Asian consumer? What are the main features of the energy policy of Russia – one of the biggest energy producers and exporters? What role Russia plays on European and Asian energy markets? These are some of the questions that *Energy Security of Asian Countries and the Russian Federation* raises and tackles. The updated version of the book is divided into two main parts with the first one evaluating actors, policies and market positions of the emerging consumers of China, India and Japan and related issues; the second one introducing key actors of Russia's energy sector and analyzing its importance from both political and economic point of view with an emphasis on the European dimension of Russian energy policy. The book also deals with the Russian policies towards transit countries, such as Belarus and Ukraine and evaluates Russian, Chinese as well as Indian energy policies towards the main producers of the Caspian region. This updated version covers latest development of major issues related to energy relations in Asia.

Úvod

Hedvika Kod'ousková, Petra Kuchyňková a Martin Jirušek

V literatuře se obecně setkáváme s dvěma hlavními přístupy k energetické bezpečnosti. Napjatý trh s ropou způsobený rostoucí globální poptávkou a nenadálé výpadky produkce zvyšující cenu „strategické“ komodity, obavy z nacionalismu, nestability v producentských zemích a z teroristických útoků i vědomí ztenčujících se globálních zásob ropy přidávají na dominanci přístupu k energetické bezpečnosti, jenž do značné míry vychází z realistické tradice v mezinárodních vztazích a který je nejčastěji označován jako „strategický“. Za jeho protipól lze považovat přístup „tržní“, který se inspiruje liberálně-idealistickou tradicí disciplíny mezinárodních vztahů a reflektuje především důležitost efektivního fungování světového trhu s ropou (Dannreuther, 2003, s. 200–201; Tunsjø, 2010, s. 27–28; Cuitã, 2010, s. 129–131; Luft & Korin, 2009, s. 335–349).

„Strategický přístup“ klade důraz na stát coby nejvýznamnějšího aktéra, jenž se přímo podílí na formulaci a praktickém naplňování domácí i zahraniční energetické politiky. Energetická bezpečnost je dle tohoto přístupu považována za klíčovou složku národní bezpečnosti, na niž do značné míry závisí ekonomický růst, a následně i politická a vojenská moc státu (Fay & Reiertsen, 2007, s. 27). Zdroje energie se stávají integrální součástí toho, co chápeme pod pojmem moc. Mají vliv na ekonomický potenciál daného státu. V době trvání konfliktu či ve válce je zajištění dostatečného množství zdrojů energie určující pro schopnost státu naplno využít svůj vojenský potenciál. Jsou nezbytné k „přežití“ státu. Zdroje energie v rámci realistického uvažování tak významně ovlivňují i vlastní rozložení moci v mezinárodním systému (Cuitã, 2010, s. 130). Ropa a do značné míry i zemní plyn nejsou považovány za tradiční tržní komodity, ale suroviny se strategickým významem, bez kterých se jednoduše neobejdeme. Spolehnout se na trh v jejich získávání a akceptovat riziko jeho případného selhání dle „strategického přístupu“ znamená i přijetí permanentního ohrožení národní bezpečnosti (Dannreuther, 2003, s. 200–201; Tunsjø, s. 2010, 27–28). Přístup do značné míry odráží zájmy spotřebitelských zemí. Předpokládá, že trh s ropou nepracuje ideálně, naopak přetlak poptávky nahrává producentům a soustředí značnou moc do rukou OPEC či Ruska (Fay & Reiertsen, 2007, s. 32–33). Státy (exportéři) zasahují do fungování trhu ve svůj prospěch, ovlivňují cenu ropy a zemního plynu, ustanovují tržní bariéry, znesnadňují investice, ... (Luft & Korin, 2009, s. 343). Zdroje energie jsou považovány za legitimní nástroj zahraniční politiky každého státu, integrální součást velmocenských politik. A vzhledem k tomu, že jednání států je motivováno výhradně vlastními národními zájmy, tržní síly a ekonomická interdependence nemohou zajistit mír a stabilitu (Luft & Korin, 2009, s. 342).

„Strategickému“ chápání pak logicky odpovídají i řešení, jež jsou považována za nezbytná k posílení energetické bezpečnosti. Především je zde snaha omezit nebo zcela eliminovat dopady přerušení dodávek ropy či zemního plynu ze zahraničí. Ztráta dostatečných dodávek, i když dočasná, stát ekonomicky i vojensky oslabuje a posiluje jeho konkurenty. Ideálním řešením je proto dle „strategického přístupu“ dosažení absolutní soběstačnosti nebo alespoň maximální posílení kontroly nad dováženými zdroji skrz série dlouhodobých bilaterálních dohod, jež spotřebitelskému státu umožňují v případě potřeby „zatlačit“ na daného dodavatele (Fay & Reiertsen, 2007, s. 29). Strategickou důležitost má budování ropovodů a plynovodů, neboť závislost producenta na těchto exportních trasách limituje jeho možnosti nečekaně přecházet od jednoho odběratele k druhému. Diverzifikace dodavatelů pak představuje další důležité

opatření k posílení energetické bezpečnosti, jež má v každém okamžiku zajistit dostatečný objem zdrojů energie, a to i v případě nenadálého přerušení dodávek (ať už v důsledku politického rozhodnutí, technické závady, či přírodní katastrofy).

Diverzifikace dodavatelů, transportních tras či zdrojů energie je však spíše univerzálním principem, na němž se, podobně jako na posilování elastičnosti trhu vytvářením nadbytečných kapacit, shodne valná většina autorů zabývajících se problematikou energetické bezpečnosti (Vivoda, 2009, s. 4615–4623). Mezi hlavní principy vedoucí k posílení energetické bezpečnosti ji ostatně řadí i přední teoretik energetické bezpečnosti Daniel Yergin (Yergin, 2006, s. 69–82). Multiplikace zdrojů významně redukuje dopady nenadálého výpadku jednoho z nich a poskytuje cenné alternativy. Na rozdíl od „strategického přístupu“, jež zdůrazňuje především zájmy spotřebitelských zemí, však Yergin upozorňuje na skutečnost, že diverzifikace slouží k užítku jak spotřebitelům, tak producentům, neboť oba sdílejí společný zájem na stabilním, efektivně fungujícím trhu. Zatímco tedy „strategický přístup“ chápe vztahy mezi spotřebiteli a producenty a mezi spotřebiteli navzájem jako „hru s nulovým součtem“, kde získá-li jeden, druhý trátí, a zdůrazňuje relativní zisky, Yergin naopak upozorňuje na komplementaritu zájmů všech aktérů v globálním energetickém systému, kde ze správného fungování trhu těží všichni jeho aktéři a kde jsou zisky absolutní.

„Tržní přístup“ se na rozdíl od „strategického“ tedy nezaměřuje výhradně na zájmy spotřebitelských zemí, ale rozebírá i postavení producentů na mezinárodních trzích se zdroji energie, jež nechápe výhradně negativně. Naopak zdůrazňuje komplementaritu a společný cíl jednotlivých aktérů – stabilní trhy coby efektivní nástroj k dosažení energetické bezpečnosti, uspokojení poptávky spotřebitelů a prostor pro odbyt producentů zemí. Energetická bezpečnost může být svěřena do „neviditelné ruky volného trhu“, neboť sami exportéři jsou do značné míry závislí na příjmu z exportu ropy a nemohou zcela akceptovat ztrátu svých exportních trhů. Přerušení dodávek z politických důvodů jako v případě ropných šoků v 70. letech se společně se zvyšováním této závislosti ukazuje jako nepravděpodobné. Závislost je vlastně pozitivním jevem, pokud naplňuje logiku vzájemnosti (Fay & Reiertsen, 2007, s. 28–34). Tržní přístup rovněž předpokládá, že přestože je ropa unikátní přírodní surovinou, jedná se zároveň o obchodní komoditu, jež může být objektem vyjednávání, a přestože státy potřebují ropu, raději si ji opatří v rámci obchodního vyjednávání (upřednostňují maximalizaci zisku) než násilnými a také dražšími prostředky (Fay & Reiertsen, 2007, s. 28–29). Energetická bezpečnost proto není spojována s přežitím státu a národní bezpečností v širokém slova smyslu, ale s efektivním fungováním mezinárodních trhů. Do slovníku tržního přístupu k energetické bezpečnosti pronikají především pojmy jako liberalizace domácích trhů se zdroji energie, odstraňování bariér a posilování zahraničních investic do nových nalezišť a související infrastruktury, budování strategických ropných zásob či zvýšení transparentnosti a toku informací. Přístup také počítá s relevancí rozličných aktérů (mezinárodních nevládních organizací, lobbistů, mezinárodních společností působících na trzích s ropou a zemním plynem...), ne nutně pouze národních států (Dannreuther, 2003, s. 200–201; Tunsjø, 2010, s. 27–28; Yergin 2006: 69–82).

Je zřejmé, že oba přístupy k energetické bezpečnosti poskytují zcela rozdílný pohled na fungování mezinárodních trhů se zdroji energie a na opatření, která by měla být ze strany spotřebitelských i producentů zemí na tomto základě přijata. Přestože se jedná o tzv. „extrémní typy“ a těžko bychom našli stát, který uplatňuje výhradně „strategický“ či výhradně „tržní“ přístup k energetické bezpečnosti, s aplikací „tržního“ přístupu je většinou spojována např. energetická politika evropských spotřebitelů, zatímco ke „strategickému“ přístupu je připodobňována energetická politika nově nastupujících spotřebitelských zemí – Číny a Indie. V novinových článcích, ale i odborné literatuře se setkáváme s pojmem tzv. „zdrojového merkantilismu“, tedy úsilí nových spotřebitelů obejít světové trhy s ropou či zemním plynem, získat výhradní práva na těžbu a zdroje energie dovozet od producenta přímo na své území. Také na straně producentů zemí se setkáváme s rostoucí nacionalizací sektorů energetiky či s prvky tzv. „zdrojového nacionalismu“.

Cílem následujících kapitol je nejen představit hlavní rysy energetické bezpečnosti Číny, Indie, Japonska a Ruska, ale i zhodnotit, zda tyto předpoklady odpovídají skutečnosti. Jak později uvidíme, podobně jako se oba přístupy k energetické bezpečnosti rozcházejí v hodnocení celkové podoby globálního energetického systému, poskytují i zcela odlišné pohledy na konkrétní otázky spojené s energetickou bezpečností jmenovaných aktérů. Na jakých základech stojí energetická bezpečnostní politika Číny a Indie? Jak na nástup nových konzumentů reaguje Japonsko coby tradiční asijský spotřebitel? Dochází k proměně jeho strategií v rámci energetické bezpečnosti? A jak se oba přístupy k energetické bezpečnosti projevují v energetické politice jednoho z největších producentů a exportérů energetických surovin – Ruska –, které stojí mimo OPEC a je mimořádně významným aktérem energetické bezpečnosti nejen v evropském, ale i asijském kontextu? Jací aktéři se pohybují v ruském energetickém sektoru? Jakou roli hraje energetika v ruské ekonomice, ale také ve vztahu k vývoji vnitřní a zahraniční politiky RF od 90. let do současnosti? Jak se proměňují priority ruské energetické politiky ve vztahu k různým regionům (Evropa, Střední Asie, jižní Kavkaz, Arktida), ke spotřebitelským a tranzitním zemím i ve vztahu ke konkurenčním producentům? Následující kapitoly se snaží zodpovědět alespoň částečně (vzhledem k šíři a obsáhlosti této materie na straně jedné a rozsahu publikace na straně druhé) nejen tyto otázky, ale i představit čtenáři různé pohledy na soudobé problémy vycházející ze „strategického“, respektive „tržního“ přístupu k energetické bezpečnosti. Aktualizovaná verze publikace si navíc klade za cíl obeznámit čtenáře s nejnovějším vývojem otázek spojených s energetickou bezpečností asijských zemí.

První část knihy se podrobně věnuje energetické bezpečnostní politice nastupujících spotřebitelů – Číny a Indie. Ekonomický růst obou zemí vedl zároveň k výraznému nárůstu jejich energetické spotřeby. Spotřeba primárních zdrojů energií v Číně a v Indii má také stále výraznější podíl na nárůstu poptávky světové. Kapitola věnovaná Číně odkrývá nejen současné postavení této země na mezinárodních trzích se zdroji energie, usiluje rovněž o definici aktérů, kteří čínskou energetickou politiku vytvářejí, a jejich hlavních rysů. Samostatný prostor je v aktualizovaném vydání knihy věnován současné snaze Číny zmírnit svou závislost na námořním dovozu zdrojů energie a hledat možnosti jejich pozemní přepravy. Pozornost je věnována především rusko-čínským vztahům na pozadí energetické bezpečnosti. Konečně s využitím „strategického“ a „tržního“ přístupu k energetické bezpečnosti kapitola rozebírá různé pohledy na hlavní otázky budoucího vývoje, které jsou s růstem energetické spotřeby Číny spojeny.

Indie coby umírněný obraz čínské zahraniční energetické politiky je nyní neméně významným článkem globálního energetického řetězce. Podobně jako jiní světoví spotřebitelé musí řešit nejen potřebu zahraniční energetické politiky, ale i vnitropolitické faktory energetiky, především otázku „energetiky a chudoby“. Tato problematika není v souvislosti s čínskou energetickou bezpečností zmiňována. Nechceme tím však v žádném případě tvrdit, že se tento problém netýká obou nastupujících spotřebitelů. V případě Indie je však palčivější. Energetická bezpečnost zemí na ekonomickém vzestupu může nabývat specifických dimenzí, které v západním prostředí obvykle nejsou reflektovány. Zahrnuje i takové skutečnosti, jako je nerovnocenný přístup k moderním zdrojům energie, uvíznutí v tzv. „pasti chudoby“, jejíž součástí je i nedostatečný přístup k těmto zdrojům, či zdravotní rizika spojená se spalováním tradičních paliv. Kapitola věnovaná indické energetické bezpečnosti proto kromě specifikace postavení Indie na globálních trzích se zdroji energie, aktérů, kteří energetickou politiku vytvářejí, a jejich hlavních rysů, usiluje i o zhodnocení, jak se Indie doposud dokázala vypořádat s různými a často protichůdnými dimenzemi energetické bezpečnosti. Pozornost je rovněž věnována nejnovějšímu vývoji v politice přidělování těžebních licencí (NELP) a také cenové politice vlády, která je významným determinantem úspěchu či naopak neúspěchu přechodu Indie k otevřené tržní ekonomice. V neposlední řadě představuje první část knihy Čínu a Indii coby soupeře a přitom země, které toho mají z hlediska energetické bezpečnosti mnoho společného. Samostatná kapitola pak zkoumá úspěchy obou aktéry v regionu Střední Asie.

I když se odborná literatura dneška soustředí zejména na otázky čínské a indické energetické bezpečnosti, tradičním asijským spotřebitelem je již po několik desetiletí Japonsko. V knize je proto samostatný prostor věnován současnému postavení Japonska na mezinárodních trzích se zdroji energie, aktérům japonské energetické politiky i otázce možné proměny japonských strategií v důsledku čínského a indického růstu. Kapitola uzavírá zhodnocení vývoje čínsko-japonských vztahů na pozadí energetické bezpečnosti včetně aktuální otázky soupeření o ostrovy Senkaku/Tiao-jü-tchaj. Samostatný prostor je v rámci jednotlivých kapitol první části aktualizovaného vydání knihy rovněž věnován vývoji jaderné energetiky v Asii po havárii v japonské elektrárně Fukušima.

Druhá část knihy se věnuje energetické bezpečnosti Ruské federace. První kapitola rozebírá samotný stav energetického sektoru v Rusku, který má pro RF mimořádný význam. Literatura věnovaná problematice energetické bezpečnosti se v případě RF nezdá omezovat především na pojetí Ruska jakožto exportéra a dodavatele energetických surovin. Méně je reflektována role Ruska jako výrobce energetických produktů, především elektřiny a jaderného paliva, málo zmapovaná je také role obnovitelných zdrojů při výrobě elektrické energie. Nelze zapomínat ani na to, že Rusko samo je také významným spotřebitelem a samotný energetický sektor se na této spotřebě podílí významnou měrou. Problematická otázka energetické účinnosti v Rusku se z tohoto hlediska stává tématem, které též nezanedbatelným způsobem ovlivňuje energetickou bezpečnost země a jako takové začíná být vnímáno i v rámci energetické politiky státu. První kapitola této části se tedy věnuje především těmto „techničtějším“ aspektům, které se týkají sektorů ropy a plynárenství (organizace produkce, transport surovin), ale také uhelného sektoru, jaderné energetiky či výroby elektřiny. Další kapitola potom představuje klíčové aktéry ruského energetického sektoru v podobě tzv. národních šampionů. K detailnějšímu představení bylo vybráno pět největších a nejvýznamnějších společností, které v současnosti v Rusku působí v sektoru ropy a plynu a které jsou zároveň největšími přispěvateli do federálního rozpočtu. Nejprve se kapitola věnuje státním společnostem, Gazpromu a společnosti Rosněf', a následně soukromým vertikálně integrovaným společnostem: Lukoilu, TNK-BP a Novateku.

Představení situace v ruském energetickém sektoru a jeho hlavních aktérů následně umožňuje analyzovat význam sektoru energetiky v Rusku jednak z ekonomického, jednak z politického hlediska. Zde se text věnuje takovým otázkám, jako je význam obchodu s energetickými surovinami pro ekonomickou obnovu Ruska na počátku 21. století a otázka závislosti ruské ekonomiky (především průmyslu na energetickém sektoru). Vývoj vnitřní i vnější dimenze ruské energetické politiky po roce 1991 je důležitým způsobem provázán také s vývojem politického systému a režimu v Rusku a ovlivňuje také pozici RF v mezinárodních vztazích. V koncepčních dokumentech věnovaných ruské zahraniční, bezpečnostní i energetické politice je vazba mezi potenciálem energetických zdrojů a potenciálem mocenským explicitně vyslovována, je tedy zřejmé, že strategický přístup hraje v případě Ruska jako aktéra energetické bezpečnosti v příslušných prioritních regionech nezanedbatelnou roli. Jak se vyvíjí energetická strategie Ruska, dochází také k některým změnám v regionálních prioritách. Strategické dokumenty týkající se energetické, ale i bezpečnostní politiky v posledních letech kladou důraz nejen na oblast Kaspického moře, ale také Arktidy jakožto regionů, které se z ruského pohledu mohou stát předmětem střetu zájmů různých aktérů v souvislosti s jejich energetickým potenciálem.

Navzdory diverzifikačním plánům, které zejména v Energetické strategii RF do roku 2030 zdůrazňují asijskou dimenzi a které zmiňuje i část věnovaná energetické politice asijských zemí (zejména Číny), ovšem Rusko neztrácí ze zřetele tradiční klíčovou spotřebitelskou oblast, kterou je Evropa. Vzhledem k tomu, jakou roli tato dimenze dosud hrála a stále ještě hraje v ruské vnější energetické politice, i vzhledem k tomu, jak obraz vzájemně komplementárních i kolidujících zájmů v oblasti energetické bezpečnosti mezi Ruskem a evropskými spotřebitelskými i tranzitními zeměmi dokresluje přítomnost obou, strategických i tržních, aspektů energetických vztahů, byly této dimenzi ruské energetické politiky věnovány dvě samo-

statné kapitoly. První z nich (Kapitola 4) se snaží postihnout nejdůležitější aspekty rozsáhlé problematiky vztahů Ruska a EU v energetické oblasti (vývoj, institucionální dimenze energetického dialogu EU–Rusko a příklady kooperace, ale i některé sporné případy týkajících se přerušení dodávek, diverzifikačních snah či vztahu obou aktérů k problematice regulace a liberalizace v rámci energetických trhů). Kapitola 5 potom přináší dvě případové studie komplikovaných vztahů mezi Ruskem a tranzitními zeměmi, Ukrajinou a Běloruskem, které dění ve vztazích EU–Rusko v energetické oblasti významným způsobem ovlivnily.²

2 V kapitolách 3 a 4 druhé části knihy byly využity poznatky a pasáže z disertační práce jedné z autorek této knihy, Petry Kuchyňkové, s názvem *Vývoj vztahů Ruské federace a Evropské unie v kontextu problematiky energetické bezpečnosti. Rozbor tzv. „strategického“ a „tržního“ přístupu k energetické bezpečnosti* v úvodní kapitole knihy vychází z disertační práce Hedviky Kodřouskové s názvem *Čínská zahraniční energetická politika*. Poznatky z této práce jsou využity rovněž v kapitolách, které se věnují čínské energetické politice vůči Rusku, Kazachstánu a Turkmenistánu.

ČÁST 1. PROČ PŘÁVĚ ASIJŠTÍ SPOTŘEBITELÉ?

Hedvika Kodřousková

V následujících kapitolách se budeme podrobně věnovat nástupu nových spotřebitelů – Číny a Indie – na světové trhy se zdroji energie. Cílem následující části je rovněž zhodnotit, jaký dopad má tento vývoj na zájmy západních spotřebitelů ve světě, především Spojených států amerických, a také na energetickou bezpečnost Japonska coby tradičního asijského spotřebitele. Dříve než podrobně vysvětlíme, na jakých základech stojí a jakým směrem se ubírá čínská i indická energetická politika v zahraničí, podívejme se podrobněji, co se na světových trzích se zdroji energie od 70. let po současnost událo.

Situaci nejlépe ilustruje vývoj na světových trzích s ropou. Porovnáme-li pořadí šesti nejvýznamnějších importérů ropy z roku 1974 a 2009, zatímco v roce 1974 vévodily statistikám největších světových importérů Spojené státy americké a Japonsko (což platí dodnes), následovány SRN, Francií, Velkou Británií a Itálií, dnes je na jejich postech střídají Čína, Indie či Jižní Korea (Singh, 2010, s. 18; EIA, 2012).

Stávající pořadí na žebříčcích největších světových importérů ropy nebude nijak překvapivé, uvážíme-li, jakému ekonomickému růstu se Čína a Indie za poslední desetiletí těší. Nejnovější statistiky pro léta 2008 až 2012 sice vypovídají o určitém zpomalení ekonomického růstu nastupujících ekonomik, i tak ale meziroční růst HDP činil u Číny 9,6 % pro rok 2008; 9,2 % pro rok 2009; 10,4 % pro rok 2010; 9,3 % pro rok 2011 a konečně 7,8 % pro rok 2012, u Indie pak ve stejných letech 3,9 %, 8,5 %, 10,5 %, 6,3 %, respektive 3,2 % (World Bank Group, 2013). Ekonomický růst Číny a Indie vedl nejen k enormnímu zvýšení spotřeby energií v obou zemích a rostoucímu podílu dovážených surovin na domácí poptávce, stále více ovlivňuje také situaci světovou. Mezinárodní agentura pro energii (dále jen IEA) ve svých výhledech do roku 2035 očekává signifikantní nárůst světové poptávky po zdrojích energie včetně fosilních paliv. Ten však nebude přicházet z nejvyspělejších zemí, naopak až 93 % předpokládaného růstu bude pocházet ze států mimo OECD. Největší zásluhu na růstu světové poptávky budou mít rostoucí asijské ekonomiky, a to především Čína (36 %), následované státy Blízkého východu (IEA, 2010, s. 47). Předpoklad dalšího růstu zůstává vysoký také vzhledem k tomu, že spotřeba zdrojů energie na hlavu je v Číně i Indii stále poměrně nízká.

Ekonomický růst Číny a Indie a zvyšování životní úrovně jejich obyvatel, legitimní právo každého státu, je však výzvou pro celé mezinárodní společenství s ohledem na uspokojení rostoucí světové poptávky. Společně s růstem významu Číny a Indie se i pozornost analytiků přesouvá od tradičních západních spotřebitelů směrem k Asii s cílem porozumět současnému vývoji a nalézt odpověď na otázku, jak k růstu asijských zemí z pohledu energetické bezpečnosti přistupovat. Některým z hlavních perspektiv se budeme věnovat v závěru následující kapitoly.

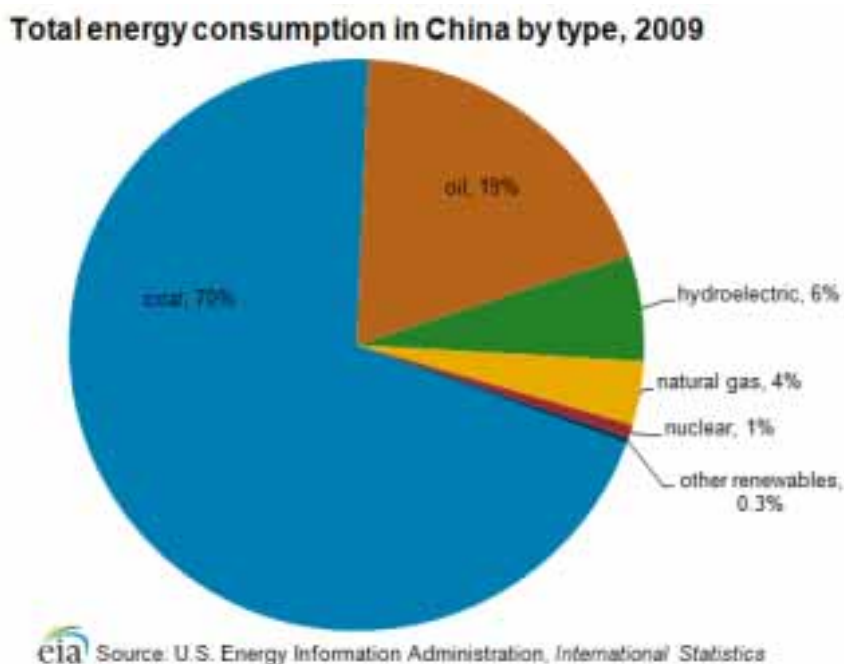
Kapitola 1. Energetická bezpečnost Číny

Ačkoliv byla Čína dlouhodobě energeticky soběstačná, od 70. let toto postavení postupně ztrácela v důsledku expanzivního ekonomického růstu, rozsáhlé industrializace a přesunu pracovních sil ze zemědělství do výnosnějších sektorů ekonomiky. K ekonomickému růstu přispěl i vstup Číny do Světové obchodní organizace (World Trade Organization – WTO) v roce 2001, nárůst konkurence na domácím trhu i zvýšení podílu Číny na světovém obchodu a přímých investicích v zahraničí. Spolupráce se zahraničními investory výrazně přispěla také k žádanému zvýšení produkce a technologickému rozvoji. Přesun výrobních procesů z jiných částí světa do Číny, zvyšování vlastní čínské spotřeby i rychle se rozvíjející export však přispěly také k dramatickému růstu energeticky náročných odvětví. Také rozvoj automobilového průmyslu výrazně navýšil čínskou poptávku po energiích, především ropě (IEA, 2007, s. 245–250). Období čínské energetické soběstačnosti tak bylo na počátku 90. let, alespoň co se ropy týká, ukončeno.

Současné trendy ve spotřebě zdrojů energie v Číně

I dnes je však Čína schopna uspokojit většinu své poptávky z vlastních zdrojů. Z vlastních surovinových zásob čerpá zejména z bohatých nalezišť uhlí. Uhlí představuje až 70 % primární spotřeby zdrojů energie v Číně (EIA, 2009). Je využíváno především ve výrobě elektrické energie (až 80 % vyrobené elektřiny), ale také jako palivo v průmyslu, komerční sféře či v domácnostech. Vzhledem k rostoucí spotřebě elektrické energie navíc důležitost uhlí nadále roste. Přitom spalování uhlí výrazně přispívá k neutěšené kvalitě ovzduší v průmyslových oblastech a velkých městech v nejrozvinutějších regionech, včetně Pekingu. Přestože je Čína jeho největším světovým producentem, domácí produkce přestává v posledních letech postačovat poptávce, a Peking je nucen uhlí dovážet (BP, 2013, s. 32–33).

Významný podíl na energetické spotřebě má s 19 % také ropa. Ačkoliv Čína v poslední době usiluje o větší diverzifikaci celkové spotřeby zdrojů energie, stále malý podíl zaujímá energie z vodních elektráren, zemní plyn a jádro (6 %, 4 % a 1 %). Podobně je tomu v případě obnovitelných zdrojů energie. Přes snahu Číny zmírnit závislost na spalování pevných paliv a následné environmentální dopady rozsáhlými investicemi do obnovitelných zdrojů energie, nedosahuje jejich podíl ani 1 % celkové spotřeby (EIA, 2009).

Obrázek č. 1: Primární spotřeba zdrojů energie v Číně (2009)

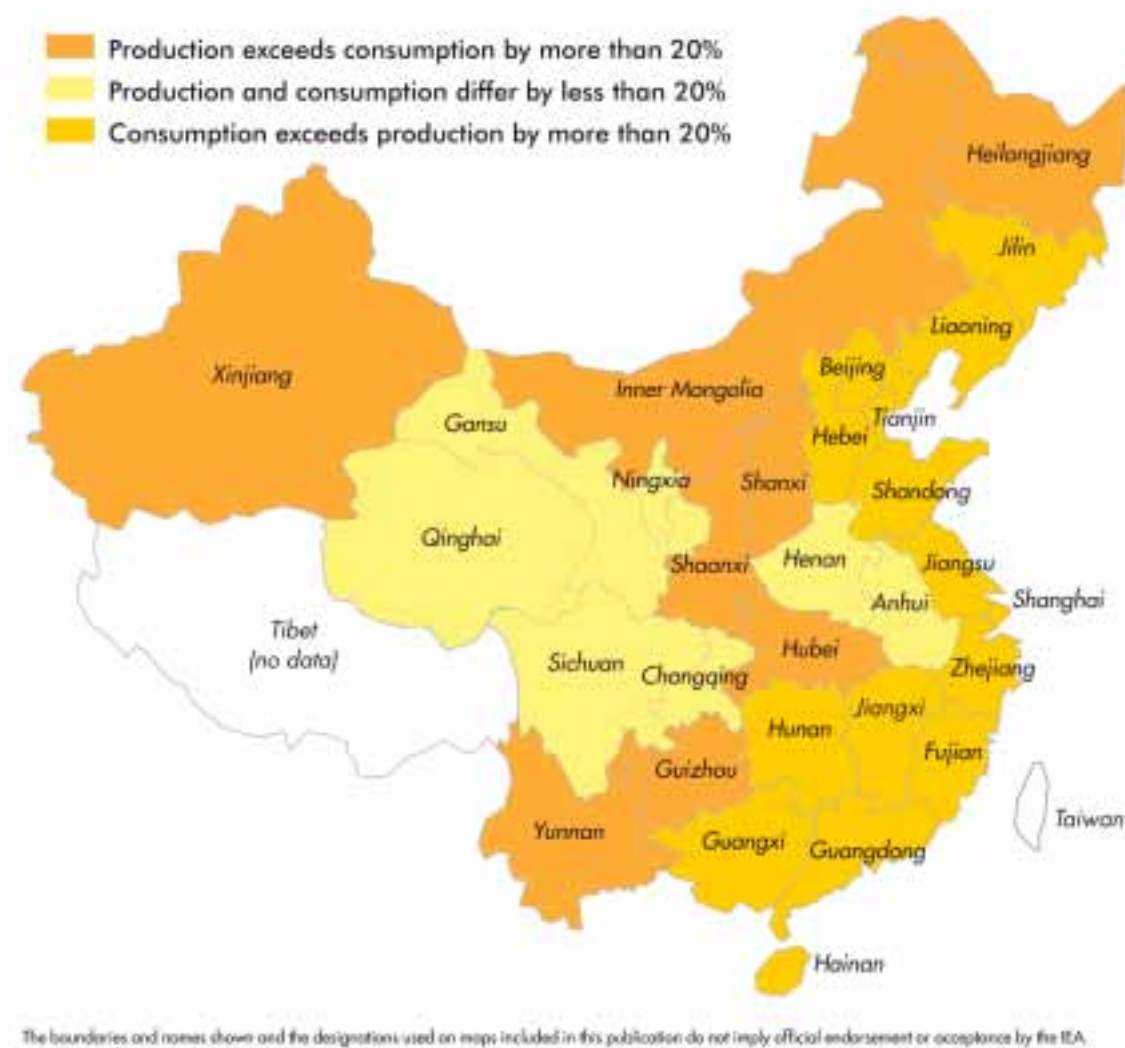
Zdroj: EIA, 2013

Počátky ropného průmyslu v Číně se datují již do roku 1949. Po ukončení občanské války byla zahájena snaha o rapidní industrializaci a modernizaci, která však byla podporována jen velmi slabou základnou vlastní čínské ropné produkce. Od 50. do 70. let byla Čína vlivem embarga ze strany USA nucena počítat s vlastní ekonomickou soběstačností a energetickou samostatností na úkor cílů ekonomického a sociálního rozvoje. Klíčová byla v tomto období sovětská asistence v dovozu ropy a technologií, která však byla v 60. letech ukončena. Po zlepšení vztahů Číny s mezinárodním společenstvím a opětovném čínsko-americkém sblížení v 70. letech (ukončení amerického embarga z 50. let) byl zahájen expanzivní čínský ekonomický růst. Čínská vláda využila vlastní zásoby ropy a uhlí a jako exportní komodity je směňovala za průmyslové stroje a technologie z rozvinutých zemí, čímž si zároveň otevírala cestu k vyspělým světovým ekonomikám. Jako exportér přitom využila ropných krizí v 70. letech a skokového zvýšení cen ropy vývozem surové ropy do Thajska, na Filipíny a do dalších asijských zemí. Export ropy přispěl ke kultivaci vztahů Číny s okolními státy a vytvoření příznivého prostředí pro další modernizaci. Od roku 1973 vyvážela Čína ropu i do Japonska. V roce 1983 však byl zahájen dovoz ropy z Ománu a roku 1985 zaznamenala Čína vrchol exportu svých surovin. Od roku 1988 pak v důsledku rostoucí spotřeby import ropy rapidně rostl. V roce 1993, respektive v roce 1996, převýšila poptávka po ropných produktech a po surové ropě domácí produkci a Čína začala být nucena ropu dovážet (Zha, 2005, s. 39–40).

Dnes je již závislost na dovozu ropy nepřijemnou samozřejmostí. Kromě tradičních důvodů spojených s ekonomickým růstem v podobě zvýšení podílu střední třídy, rostoucích nároků na životní úroveň či vstupu automobilového průmyslu zvyšuje míru dovozu ropy do Číny i rozvoj rafinerských kapacit umožňujících zpracování více druhů surové ropy. Specifickým rysem je pak nerovnoměrný vývoj jednotlivých regionů v zemi. Nejvíce zalidněné rozvíjející se průmyslové oblasti na jihovýchodě Číny jsou vzdálené od hlavních nalezišť uhlí, ropy a hydroelektráren na čínském severu a západě, a zvyšují tak nutnost dovozu

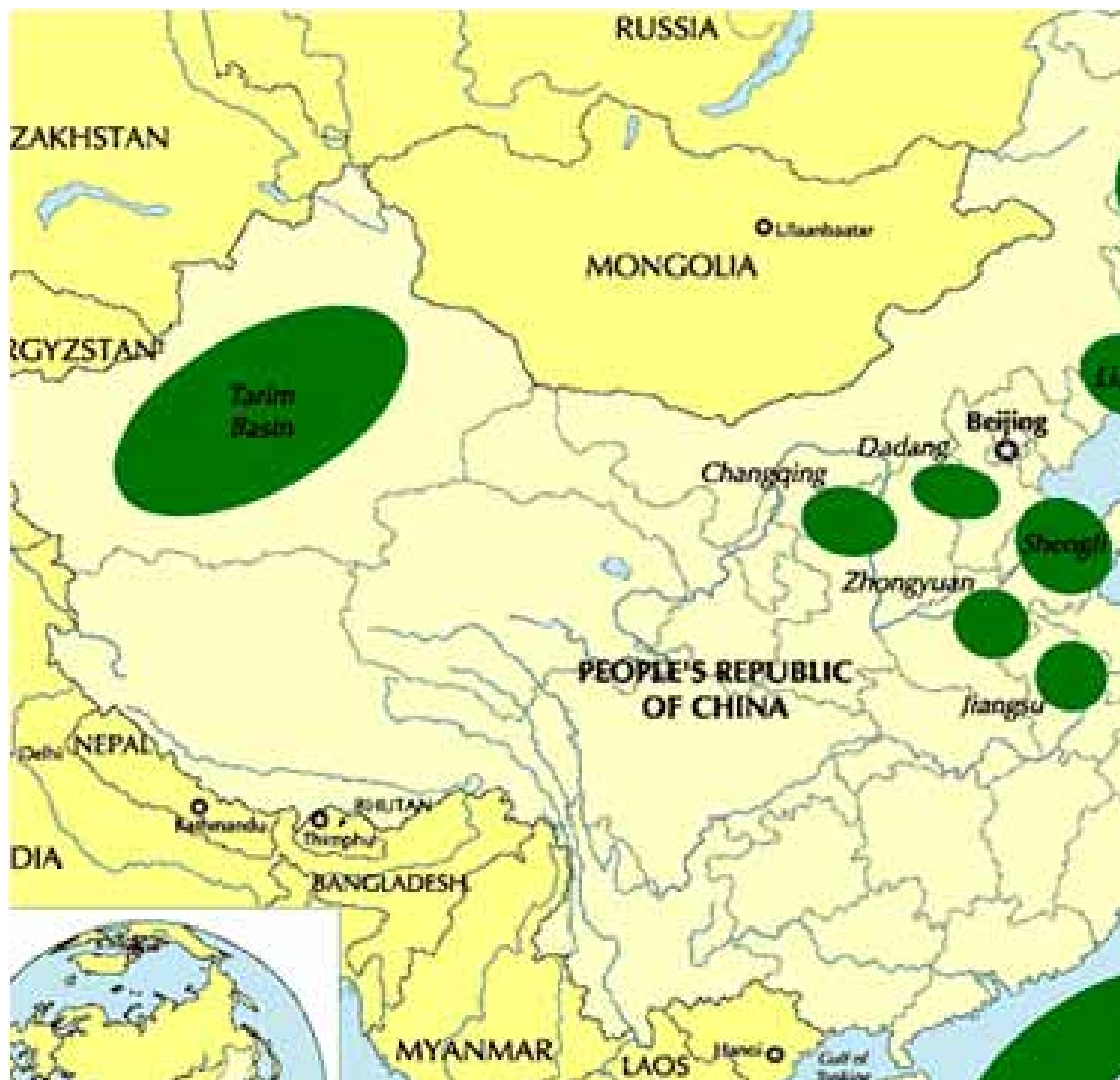
ropy námořní cestou. Nevyváženost regionální poptávky a nabídky způsobila v Číně v roce 2003 a 2004 rozsáhlé výpadky proudu, a to především v letních měsících, kdy používání klimatizace vedlo k enormnímu nárůstu spotřeby a kdy průmyslový sektor spotřeboval více energie, než se původně očekávalo (IEA, 2007, s. 266). Rozsáhlé výpadky proudu vedly čínské politické vedení k uskutečnění opětovných administrativních změn v řízení energetického sektoru, které budou blíže rozebrány níže.

Obrázek č. 2: Čínská produkce a spotřeba zdrojů energie dle provincií (2005)



Zdroj: IEA, 2007, s. 267

Obrázek č. 3: Nejvýznamnější naleziště ropy v Číně



Zdroj: EIA, 2013

Čína je dnes se spotřebou 10,27 milionů barelů ropy denně řazena na místo druhého největšího světového spotřebitele po USA, přestože je zároveň s téměř 4,42 miliony barelů ropy denně čtvrtým největším ropným producentem (EIA, 2012). IEA odhaduje, že se čínská poptávka po ropě od roku 2005 do roku 2030 zdvojnásobí.³ Ve sledovaném období očekává dosažení vrcholu domácí čínské produkce ropy a její postupný pokles, a tudíž i nárůst importu z 3,5 až na 13,1 milionů barelů ropy denně (IEA, 2007). Dle nejnovějších statistik Čína s 5,86 miliony barelů dovážené ropy denně překonala Japonsko na místě druhého největšího světového importéra (EIA, 2012).

³ IEA předpokládá růst světové poptávky z 84 milionů barelů ropy denně v roce 2009 na více než 105 milionů barelů ropy denně do roku 2035. Veškerý růst bude přitom pramenit ze zemí mimo OECD, 57 % z Číny. Na zvýšené spotřebě ropy se bude podílet především silný ekonomický a populační růst a vzestup poptávky po mobilitě, která převýší růst efektivity ve spotřebě ropy v dopravě. Podíl dopravy na celkové globální spotřebě ropy tak zejména díky novým spotřebitelům z Asie a Blízkého východu vzroste z 53 % v roce 2009 na 60 % v roce 2035 (IEA, 2010, s. 101, 104–105).

Soudobé ukazatele dokládají i progresivní růst spotřeby zemního plynu v Číně, od roku 2000 v průměru o 14 % ročně (Fridley, 2008, s. 19). Zatímco se v roce 2000 v Číně spotřebovalo přibližně 28 miliard m³ (bcm) plynu (Fridley, 2008, s. 7), v roce 2011 už Čína spotřebovala 133,8 bcm zemního plynu ročně při stávající produkci 102,5 bcm. Nárůst spotřeby je oproti předchozímu roku více než 20 % a představuje přes 4 % poptávky světové. Více zemního plynu zkonsumovaly v roce 2011 už jen USA, Rusko a Írán (BP, 2012, s. 22–23). Čína také překonala Japonsko a stala se nejvýznamnějším spotřebitelem zemního plynu v regionu Asie-Pacifik (BP, 2013, s. 23). V důsledku konstantního růstu poptávky přestala čínská domácí produkce postačovat spotřebě a Čína se v roce 2007 poprvé během posledních dvou dekád stala importérem zemního plynu. Import plynu se pak v posledních několika letech stal významnou součástí celkového spotřebního portfolia. V roce 2010 tvořil 12 % spotřeby, v roce 2011 už to bylo 22 % (EIA, 2013). Přetlak poptávky a současně nutnost dovozu zemního plynu ze zahraničí lze přitom očekávat i v následujícím desetiletí.

K růstu spotřeby zemního plynu došlo v Číně teprve nedávno vzhledem k dosavadní nedostatečnosti potřebné infrastruktury a také menší konkurenceschopnosti ceny zemního plynu v porovnání s uhlím. Urbanizace, snaha zmírňovat znečištění ve velkých městech⁴ (čistší zdroj energie oproti uhlí), rostoucí využití plynu v průmyslu (včetně petrochemie) a ve výrobě elektřiny však vedly ke skokovému růstu poptávky. Přestože podíl zemního plynu na celkové spotřebě primárních zdrojů energie činí v Číně pouze 3–5 %, čínská vláda usiluje o zvýšení tohoto podílu až na 10 % do roku 2020. Je tedy třeba očekávat, že se podíl plynu na celkové spotřebě zdrojů energie bude dále zvyšovat. Do jaké míry, to už bude záviset na úspěšnosti Číny ve výstavbě nezbytné infrastruktury, racionální cenové politice, schopnosti vytváření stabilního investičního prostředí a portfolia zákazníků (Fridley, 2008, s. 7; Downs, 2006, s. 11).

Úspěšnost Číny v naplňování první z uvedených podmínek dokládají nejnovější projekty. První plynovod napříč Čínou vede z Tarimské pánve až do západní Šanghaje. Zprovozněn byl v říjnu 2004 a může přivádět 12 bcm zemního plynu ročně především z domácích nalezišť. Je však nutné podotknout, že mezinárodní plynovody obvykle disponují mnohem vyšší kapacitou a že první plynovod napříč Čínou nevyhovoval záměrům čínského politického vedení na dovoz plynu z okolních zemí (i když nové kompresní stanice navýšily kapacitu plynovodu na 17 bcm). Na plynovod ze Střední Asie do Číny (Central Asia – China Gas Pipeline) o kapacitě 30 bcm z Turkmenistánu přes Uzbekistán a Kazachstán do Číny, jehož provoz byl slavnostně zahájen v prosinci 2009, však navazuje ve městě Horgos na hranicích Kazachstánu a čínského regionu Sin-ťiang druhý plynovod napříč Čínou. Západní část plynovodu byla zprovozněna v lednu 2010. V červnu 2011 byl celý projekt dokončen, napojen na čínskou plynovodní síť a uveden v provoz. Druhý plynovod napříč Čínou dosahuje kapacity 30 bcm zemního plynu ročně. Uvažuje se také o výstavbě třetího plynovodu ze západu na východ v případě, že by byly dodávky zemního plynu z oblasti Střední Asie dále navyšovány (CNPC, 2013). O těchto projektech budeme blíže hovořit v souvislosti s čínskou energetickou politikou v kaspickém regionu. Dochází rovněž k výstavbě souběžného ropovodu a plynovodu z Myanmaru (viz níže). Dlouholeté jsou diskuse o výstavbě dvou plynovodů z ruské západní Sibiře (plynovod Altaj) a východní Sibiře (naleziště Kovykta), o nichž se rovněž zmíníme v samostatné kapitole věnované čínské energetické politice vůči Rusku.

Dodejme, že Čína pokračuje také ve výstavbě terminálů pro import zkapalněného zemního plynu (dále jen LNG). V roce 2006 importovala první dodávky LNG z Austrálie terminálem v provincii Kuang-tung o kapacitě 5 bcm. Druhý terminál o kapacitě 3,5 bcm v jihovýchodní provincii Fu-ťien byl dokončen v roce 2008. První dodávky LNG byly dovezeny v roce 2009 z Indonésie. Třetí LNG terminál s kapacitou 4,1 bcm by měl zásobovat Šanghaj zkapalněným zemním plynem z Malajsie. Nákupčím zkapalněného

4 Čína dnes emituje nejvíce oxidu uhličitého na světě. Více než 90 % primární spotřeby zdrojů energie je pokryto z fosilních paliv (Bauer, 2011, s. 188).

zemního plynu z těchto tří terminálů je společnost CNOOC (IEA, 2009, s. 125). Společnost CNPC v roce 2011 zprovoznila další dva LNG terminály v provinciích Liao-ning (Dalian LNG) a Ťiang-su. Oba projekty jsou budovány ve dvou fázích, z nichž první již byla dokončena. Druhá fáze by měla navýšit produkční kapacitu terminálů z dosavadních 4,2 bcm, respektive 4,8 bcm až na 13,5 bcm zemního plynu ročně. S dokončením druhé fáze se počítá na rok 2013. Dodavatelem pro projekt Ťiang-su LNG je Katar (CNPC, 2011).

Významnou roli může do budoucna sehrát i rozvoj nekonvenčních zásob. Čína disponuje především značnými zásobami plynu sorbovaného v uhelných slojích (coal-bed methane – CBM) na severu a severozápadě země (provincie Šan-si a Šen-si a autonomní region Sin-ťiang). Přes příznivou vládní politiku se však sektor nekonvenčního plynu v Číně rozvíjí pomaleji než například v USA, Kanadě nebo Austrálii. Čínská naleziště jsou komplexnější a více zlomovitá, výnosy jsou menší, bylo také uskutečněno méně detailních studií geologického podloží, než je tomu v americkém případě. Roli hrají i náklady těžby. Z environmentálního hlediska je klíčová především otázka dostatečnosti vodních zdrojů, které jsou nezbytnou součástí techniky těžby nekonvenčních nalezišť (hydraulické štěpení). Síť potřebných plynovodů a související infrastruktury je ve výstavbě (Fridley, 2008, s. 12; Henderson, 2011, s. 12–13).

Rychlý rozvoj čínské ekonomiky v posledních letech způsobil také nárůst spotřeby elektrické energie. V současné době v Číně zaostává nabídka za poptávkou a Čína mohutně investuje do výstavby nových elektráren, přenosových a distribučních sítí. V zemi jsou do provozu ročně uváděny stovky nových elektráren za současného vyřazování nehospodárných zařízení silně znečišťujících životní prostředí. Čína se snaží modernizovat především zastaralé uhelné elektrárny užitím moderních technologií, které zvyšují jejich účinnost a snižují škodlivé emise (Bauer, 2011, s. 189). Čína disponuje světově největším hydroenergetickým potenciálem. Elektrárna Tři soutěsky o kapacitě 22,7 GW dokončená v roce 2012 na řece Jangtse je největší vodní elektrárnou na světě (EIA, 2013). 80 % zdrojů se však nachází ve středních a horních úsecích velkých toků, tedy v oblastech vzdálených od spotřebních center. Čína je mezi světovými lídry v produkci elektřiny z větrných elektráren. Pro rozšiřování větrných parků přicházejí v úvahu především lokality na jihovýchodě země a v severní a severovýchodní Číně. V listopadu 2007 Čína uvedla do provozu také první offshore zařízení. Nedostatečná infrastruktura pro přenos vyrobené elektřiny však snižuje využití instalovaných zařízení. Fotovoltaika hraje doposud menšinou roli, je však důležitá pro zásobování odlehlých oblastí. V oblasti solárních kolektorů zaujala Čína vedoucí roli na světě (Bauer, 2011, s. 189–190; EIA, 2013).

Vzestup poptávky po elektřině je v Číně také jedním z důvodů akcelerace rozvoje jaderné energetiky. Energie z jádra je jednou z možností, jak se vypořádat s rostoucími nároky Číny na spotřebu energie a očekáváním veřejnosti v pokračování ekonomického růstu, geopolitickými riziky spojenými s importem zdrojů energie ze zahraničí či zhoršováním kvality ovzduší v důsledku spalování uhlí. Environmentální degradace, na níž se do značné míry podepisuje i využití fosilních paliv, je v Číně natolik vysoká, že může mít s ohledem na nárůst lokálních protestů významný dopad i na politickou stabilitu země. Naopak, elektrifikace a zkvalitňování dodávek elektřiny napomohly Číně snižovat míru chudoby. Rozmach jaderné energetiky má zajistit stabilní dodávky elektřiny, centralizovaně a ve velkých objemech. Napomáhá vědeckému rozvoji, a pokud se Číně podaří vyvíjet vlastní technologie, pak i exportnímu potenciálu země.⁵

Rozvoj jaderné energetiky je však náročný na čas, technologie, finanční a lidské zdroje. V roce 2007 se na území Číny nacházelo pouze 9 jaderných reaktorů s kapacitou 8 GW (1,1 % instalované kapacity na výrobu elektřiny) a produkcí 62 TWh (1,9 % vyrobené elektřiny). Čína tak výrazně zaostávala za deseti nejvýznamnějšími světovými výrobci elektřiny z jádra (Dongli, 2011, s. 59). Rozvoj jaderné energetiky v Číně se však počínaje rokem 2005 přesunul do nové, intenzivnější fáze. Plány do budoucna pak bylo těžko možné označit jiným slovem než „impozantní“.

5 K důvodům rozvoje jaderné energetiky v Číně více (Dongli, 2011, s. 56–65).

Co se týká historie civilního jaderného programu, Čína od počátků až po současnost (první reaktory začaly být budovány v druhé polovině 80. let) kombinuje úsilí o rozvoj vlastních zdrojů za současného zavádění zahraničních technologií a expertíz. První civilní jaderný projekt na území Číny měl domácí design a kapacitu 300 MW. Čína však zároveň usiluje o shromažďování zahraničních vědomostí a zkušeností, jež by přispěly k rozvoji jejího vlastního jaderného programu, především vývoji vysokokapacitního reaktoru, který by sloužil jak k domácím účelům, tak k exportu technologie za hranice Číny (Goncharuk, 2011). V tomto smyslu byl v září 2004 na základě rozhodnutí Státní rady vyhlášen zahraniční tendr na výběr třetí generace jaderných reaktorů. Klíčovou součástí tendru byla dohoda o transferu technologií. V tendru zvítězil s reaktorem AP1000 Westinghouse, jenž zároveň souhlasil s kooperací s čínskými společnostmi, pověřenými rozvojem a vylepšováním nové technologie a zvyšováním kapacity reaktorů. Čína je prvním importérem reaktoru AP1000 na světě. Jaderná elektrárna v Sanmen má být dokonce vystavěna o 3 roky dříve než elektrárna na území USA. Dohoda s Westinghouse navíc přiznává Číně vlastnictví intelektuálních práv na odvozené reaktory o kapacitě větší jak 1 350 MW (Goncharuk, 2011; WNA, 2013). V Číně se však zároveň angažují snad všichni světoví hráči z oblasti civilních jaderných technologií. Pokračuje spolupráce s Francií, Ruskem či Kanadou. Na území Číny je dnes v provozu 17 jaderných reaktorů o kapacitě 13,842 MW. Dalších 28 jednotek je ve výstavbě, 37 nových reaktorů je plánovaných na pobřeží, výstavba 24 nových reaktorů ve vnitrozemí byla naplánována, avšak odložena. Celkem by se tedy jednalo až o dalších 89 reaktorů o kapacitě větší než 92,000 MW (WNA, 2013)!

Zdá se, že na nastalý trend nebude mít v dlouhodobém měřítku výrazný dopad ani havárie v jaderné elektrárně Fukušima z března 2011.⁶ Bezprostředně po havárii Státní rada oznámila, že schvalování nových projektů jaderných elektráren bude zastaveno do doby, než budou vypracovány nové plány týkající se jejich zabezpečení. Stávající zařízení, jaderné elektrárny ve výstavbě a již schválené projekty měly projít důkladnou revizí, co se týká bezpečnosti provozu v souladu s nejvyššími standardy (Bo, 2012; Vivoda, 2013; WNA, 2013). S ohledem na dosažené výsledky pak na podzim 2012 Státní rada schválila několik důležitých dokumentů (Nuclear Power Safety Plan (2011–2020), Mid- and Long-Term Development Plan for Nuclear Power (2011–2020), 12th Five-Year Plan (2011–2015) for Nuclear Safety and Radioactive Pollution Prevention and Vision for 2020, které je možné považovat za znovuzahájení jaderného programu v Číně (ChinaDaily, 2012).

Spíše než o zastavení procesu je tedy možné mluvit o jeho určitém zpomalení. Inspekce zařízení na území Číny sice potvrdila, že jaderné reaktory splňují bezpečnostní standardy Mezinárodní agentury pro atomovou energii (dále jen IAEA), přesto upozornila na některé problémy či nedostatky (některá zařízení nenaplňovala nové standardy zabezpečení v případě povodní, odolnosti zařízení vůči zemětřesení či managementu v krizových situacích...). Čína by měla více investovat do zvyšování zabezpečení svých elektráren, což patrně povede ke zpomalení původních ambiciózních vizí rozvoje jaderné energetiky v zemi. Design nových reaktorů by měl odpovídat vysokým bezpečnostním standardům. Předpokládá se, že Čína bude nadále preferovat výstavbu reaktorů III. a III+ generace s pasivními bezpečnostními prvky.⁷ Schvalování plánovaných projektů ve vnitrozemí Číny bylo do roku 2015 pozastaveno. Výše uvedená opatření se promítla do odhadů budoucí výrobní kapacity jaderného sektoru. Do roku 2020 by měly být na území Číny provozovány jaderné elektrárny o kapacitě 58 GW. Dalších 30 GW by měly zajistit projekty ve výstavbě (WNA, 2013). Odhady některých expertů před havárií ve Fukušimě se přitom pohybovaly okolo 80 GW pro rok 2020 (ChinaDaily, 2012).

Předcházející odstavce dokládají proměnu Číny z uzavřeného státu v hybnou sílu světové ekonomiky. Expanzivní ekonomický růst měl však za následek ukončení čínské soběstačnosti ve spotřebě zdrojů energie, především přerod z exportéra ropy na jednoho z největších světových importérů, a také akceleraci rozvoje

6 Více informací o havárii v jaderné elektrárně Fukušima a jejich následcích poskytuje kapitola Energetická bezpečnost Japonska.

7 K jednotlivým generacím jaderných reaktorů více viz (Osička, 2012, s. 278–281).

jaderné energetiky. Nezbytnost dovozu ropy a dnes i uhlí a zemního plynu ze zahraničí vede Čínu k uplatňování specifické energetické politiky. Dříve než budou představeny její nejdůležitější rysy, je však třeba krátce přiblížit, kým je vytvářena.

Aktéři čínské energetické bezpečnostní politiky

V čínské energetické politice lze vysledovat určité charakteristické rysy, jež odrážejí jak ve společnosti zakořeněný hodnotový systém, normy a víry, tak tradici institucionálního uspořádání. Jak ve své stati dokládá Philip Andrews-Speed, čínský společenský režim se historicky vyznačoval vysoce centralizovaným hierarchickým uspořádáním s nízkou tolerancí vůči alternativním mocenským centřům. Centrální vláda vykonávala kontrolu nad zdroji, které byly nezbytné k udržení její moci. Vysoká loajalita k systému, důraz na vhodnost společenského chování člověka a snaha o hledání konsensu se staly neodmyslitelnou součástí společnosti (Andrews-Speed, 2010, s. 14–21).

Za charakteristický rys, jenž se později promítl i do formulace energetické politiky, je třeba považovat také snahu o soběstačnost, historicky danou bohatostí přírodních zdrojů v Číně a snahou využít jejich potenciál, a také vývojem po roce 1949, kdy moc převzal komunistický režim, který západní mocnosti odmítly uznat (Andrews-Speed, 2010, s. 14–21). Obavy ze závislosti na dovozu zdrojů energie ze zahraničí dále umocnilo zhoršení vztahů Číny a Sovětského svazu na počátku 60. let a také ropné šoky ze 70. let, které sice Čínu přímo nepostihly (v té době byla vývozcem ropy), zemi však ve snaze o soběstačnost dále utvrdily (Handke, 2006, s. 31). Přestože Čína začala v 70. letech postupně uplatňovat tzv. „politiku otevření se světu“, angažmá zahraničních společností působících v energetice bylo redukováno výhradně na oblasti, které Čína z technologických či finančních důvodů nebyla schopna samostatně rozvíjet (především hlubinná přímořská naleziště či výstavba LNG terminálů) a kde postrádala potřebné know-how, zatímco tradiční naleziště Čína nadále rozvíjela zcela samostatně (Andrews-Speed, 2010, s. 14–21). Jak však bude později ukázáno, tradici izolacionismu a soběstačnosti dnes již významně převažuje nutnost nových investic do zvyšování domácí produkce i dovozu ropy a zemního plynu ze zahraničí, i když určité specifické rysy čínské energetické politiky zůstávají zachovány.

Do energetické politiky Číny se promítají také charakteristické rysy institucionálního uspořádání v zemi.⁸ Čína pod vedením komunistické strany zůstává přinejmenším v principu vysoce centralizovaná s hierarchickou strukturou společnosti. Především postupné delegování pravomocí z centrální vlády na vlády provinční při současném nedostatečném formálním rozdělení kompetencí a autority jednotlivých vládních orgánů a také vysoký vliv jednotlivců a státních podniků vede v Číně k značné nejednotnosti a roztržitosti při formulaci politických rozhodnutí. Vysoký vliv jednotlivců je jedním ze základních prvků rozho-

8 Čínská lidová republika byla ustanovena v roce 1949. Hlavní slovo má Komunistická strana Číny, jež je zastoupena ve všech centrálních i lokálních státních orgánech. Ústředním orgánem strany je stranický kongres, jenž se koná jednou za 5 let. Nejdůležitějšími orgány jsou dále také Stálý výbor politbyra (dnes 7 členů) a Politbyro (25 členů). Jedná se o největší politickou stranu světa (přes 58 milionů členů). Nejvyšší úroveň státní autority tvoří Všečínské shromáždění lidových zástupců (VSLZ) a příslušná lokální shromáždění. VSLZ má zákonodárnou moc, vybírá a volí vedoucí činitele nejvyšších státních orgánů. Nejvyšším představitelem státu je prezident a dále viceprezident. Prezident vyhlašuje zákony a zákonné předpisy, ustanovuje do funkcí a odvolává členy Státní rady, zveřejňuje nařízení, přijímá diplomatické zástupce cizích států, jmenuje a odvolává zplnomocněné představitele ČLR v zahraničí, ratifikuje mezinárodní smlouvy a důležité mezinárodní dohody, případně ruší účast Číny v nich. Nejvyšším orgánem výkonné moci, vrcholným státním správním orgánem, je Státní rada, která je Ústřední lidovou vládou. Státní rada vydává příslušná zákonná ustanovení, rozhodnutí a nařízení (IEA, 2007, s. 244; Ambasáda Čínské lidové republiky v České republice, 2009).

dovacího procesu. Možnost ovlivnit politické rozhodnutí či docílit vlastního povýšení je obvykle odvislé od udržování labyrintu osobních konexí či sítí osobních vztahů, tzv. „Guanxi“ (Kuan-si). Tento rys čínského společenského uspořádání má své pozitivní i negativní stránky. Na jedné straně vede ke spolupráci firem s cílem získat přístup ke zdrojům, informacím, získat ochranu před různými událostmi a zásahy vlády v prostředí, kde není efektivně uplatňováno právo, tj. vede k ekonomickému růstu. Na straně druhé je podhoubím pro korupci, zneužívání veřejné moci k osobním účelům a klientelismu (Andrew-Speed, 2010, s. 16–17; podobně Jakobson & Knox, 2010, s. 19).

Snaha nalézt konsensus a složitost a zdlouhavost vyjednávání mezi rozličnými aktéry jak na horizontální, tak na vertikální rovině, má pak dle Andrews-Speeda za výsledek tzv. „politiku zezdola“ (Andrews-Speed, 2010, s. 22–31; podobně Jakobson & Knox, 2010, s. 17–18). Politická elita není kromě závažných strategických otázek obvykle iniciátorem jasných rozhodnutí, spíše očekává, jaké návrhy vzejdou z vyjednávání na nižších úrovních. Pokud nedojde k dosažení konsensu (či alespoň zdání harmonie mezi jednotlivými frakcemi) v důsledku odlišného zájmu některého z vlivných aktérů, rozhodnutí je ve většině případů odloženo, aby mohl být případ dále prostudován. Rozhodování o citlivých otázkách je tak často zdlouhavé a komplikované či není rozhodnuto vůbec. Čínský systém je proto charakteristický vysokým stupněm nepředvídatelnosti, co se týká vládních politických i ekonomických rozhodnutí, a častými nezamýšlenými důsledky, jež může mít přijetí rozhodnutí odrážejícího zájmy vlivného aktéra.⁹ Jednotčím prvkem v roztržitém systému je Komunistická strana Číny (KSC), jejíž elita definuje „veřejné blaho“ a způsoby jeho dosažení.

Také v energetickém sektoru je nejasné stanovení pravomocí a absence překlenovací autority na bázi ministerstva charakteristickým prvkem. Většina rozhodnutí je generována vládou nebo vrchním vedením KSC. V energetickém sektoru má však slovo i vojenský aparát. Relevantní vládní instituce rovněž formulují základní ekonomické strategie a komponenty energetické politiky, významnou roli má i řada ministerstev. Restrukturalizací získaly své slovo v energetickém průmyslu i státní ropné společnosti, nominálně podřízené, avšak oddělené od vlády (Andrews-Speed, Liao & Dannreuther, 2002, s. 46–53; Chen, 2008; Chen, 2009, s. 250–252; Downs, 2006, s. 16–24). Hovoříme tak o relativně vysokém počtu aktérů, kteří mají vliv na formování čínské energetické bezpečnostní politiky.

Co se týká politických elit, klíčová rozhodnutí provádí malé podskupiny Stálého výboru politbyra či kabinet premiéra, vicepremiéra a ministrů Státní rady. Jednotliví členové jsou v tomto směru velmi významní, neboť projekty v oblasti energetického sektoru jsou většinou odsouhlaseny pouze pod patronátem některého z nejvýznamnějších členů. Osobní intervence je v tomto případě nutná k obejití jinak roztržité a soupeřivé byrokracie (Andrews-Speed, Liao & Dannreuther, 2002, s. 46–53). Politické elity stanovují cíle a priority domácí i zahraniční energetické politiky dle svých obecných zájmů, tedy v součinnosti se zachováním a modernizací komunistické strany, posílením sociální a politické stability země, ekonomickým rozvojem, integritou a jednotou Číny, rozšířením čínského regionálního vlivu a budováním pevného mezinárodního postavení. Čínská energetická politika je formována na základě toho, zda vyhovuje uvedeným cílům, nebo je s nimi v konfliktu. Z pohledu čelních čínských představitelů se však energetická bezpečnostní politika stává stále více významnou, neboť na ní závisí celkový ekonomický růst země, a tím i zachování sociální a politické stability.

⁹ I v tak důležité oblasti, jako je energetická bezpečnost, tak může docházet k pronikání individuálních zájmů a strategií podniků a firem na nejvyšší politickou úroveň a formulaci rozhodnutí, které nejsou konzistentní s dlouhodobou strategií země. Např. rozhodnutí z roku 2001 vybudovat plynovod ze západu k jihovýchodním provinciím Číny bylo učiněno bez formulace širší politiky, jež by stanovila budoucí význam zemního plynu na celkové spotřebě zdrojů energie v zemi. Zahraniční společnosti přizvané k participaci na výstavbě plynovodu svou účast odmítly, neboť neměly dostatečné zázemí k ustanovení konečného investičního rozhodnutí. Čínské zpracovatelské společnosti na opačném konci plynovodu vystavěly elektrárny na zemní plyn, které ještě v roce 2008 žádný plyn nepřijímaly (Andrews-Speed, 2010, s. 44).

Hlavním zájmem vojenských špiček Čínské osvobozené armády je spíše národní bezpečnost Číny. Zastánci „tvrdé linie“ v tomto směru definují jako hlavní hrozbu zahraniční politiku USA a soustředí se na obranu čínských teritoriálních práv. Energetická politika většinou není chápána jako prioritní, ovšem pouze dokud se netýká čínské národní bezpečnosti, teritoriálních sporů a zahraničního vlivu Číny (Andrews-Speed, Liao & Dannreuther, 2002, s. 46–53). Role armády v zahraniční politice Číny je obecně postupně zužována společně s institucionálními reformami, profesionalizací ozbrojených složek a menším přístupem vojenských lídrů k procesu civilního rozhodování. Přesto si udržuje významné slovo v určitých otázkách (strategické zbraně, teritoriální spory, politika Číny vůči Tchaj-wanu...) (Jakobson, 2010, s. 12). Samostatný prostor je v následujících kapitolách věnován relevantním vládním institucím a národním ropným společností.

Vládní instituce pro řízení sektoru energetiky: vydařená restrukturalizace?

S výjimkou producentů zemí, které jsou většinou vysoce závislé na příjmech z exportu surovin a formulací strategií v oblasti energetiky se konzistentně zabývají, mají spotřebitelské státy tendenci považovat dodávky zdrojů energie za dané a významná rozhodnutí odsouvají za jiné ekonomické či politické cíle, jež jsou v dané chvíli považovány za přednější. Teprve krize v podobě nenadálého zvýšení ceny či výpadků určitého zdroje obvykle vede k formulaci důležitých opatření v oblasti energetiky, jež však často mají podobu ad-hoc reakce. Sledování dlouhodobé konzistentní strategie bývá často velmi obtížné. Také k nejnovějším reformám čínského energetického sektoru došlo až po znepokojivých událostech v podobě rozsáhlých výpadků elektrického proudu v zemi. Ustanovení jednotného vedení s jasným mandátem a autoritou se však doposud zcela nezdařilo.

S problémem nedostatečného řízení energetického sektoru se Čína potýká již od roku 1949. Relevantní vládní oddělení působící v oblasti energetiky byla v Číně několikrát restrukturalizována. Formulaci energetické politiky měla v letech 1980–1982 zastřešovat Státní energetická komise, v období 1988–1993 pak Ministerstvo energetiky. Obě instituce se však od začátku potýkaly s nedostatečnou autoritou a nejasně stanoveným mandátem, jež by je opravňovaly k přednostnímu rozhodování na úkor jiných vládních institucí či ministerstev. Účinek vládních opatření k restrukturalizaci energetického sektoru se tak potýkal s četnými limity. Proces byl pomalý a nekoordinovaný vzhledem k obtížnosti redistribuovat moc v složitém čínském byrokratickém aparátu (Downs, 2006, s. 17). Po rozpuštění Ministerstva energetiky v roce 1993 sice došlo k řadě pozitivních opatření, nikoliv však k ustanovení jednotného vedení. Dnešní systém je založen převážně na čínské vládní reformě z roku 1998, o níž budeme mluvit v souvislosti se vznikem a vývojem státních ropných společností (national oil companies – NOCs). Významnější změny proběhly v roce 2003 a 2005 především v odpovědi na rozsáhlé výpadky elektrického proudu, jež Čínu postihly v letech 2002–2003 a 2003–2004.

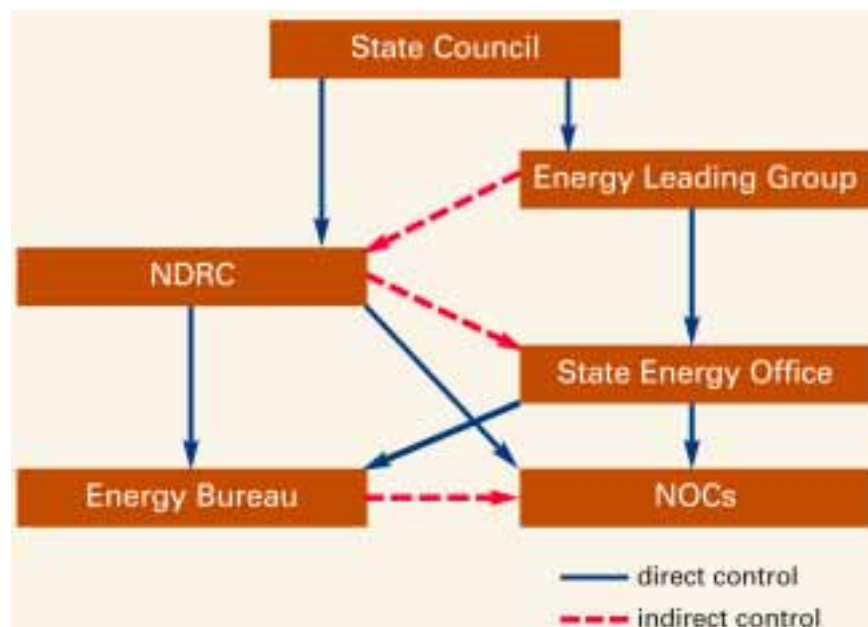
Za určitý pokus lépe řídit energetický sektor může být považováno založení samostatného úřadu pro energetiku (Energy Office) pod Národní komisí pro reformy a rozvoj (National Development and Reform Commission – NDRC) v březnu 2003.¹⁰ Dle Ericy Downs bylo ustanovení úřadu pro energetiku kompromisem mezi zájmy různých aktérů (Downs, 2006, s. 18). Zastánci recentralizace doufali, že rozsáhlé výpadky elektrického proudu z let 2002 a 2003 a také obavy z nedostatku dodávek ropy v souvislosti s nadcházející válkou v Iráku povedou k formulaci vysoce postavené agentury, která by energetický sektor

10 NDRC je klíčovou institucí, jež na nejvyšší úrovni ošetřuje záležitosti ekonomického a sociálního rozvoje státu, organizuje, implementuje a koordinuje vše, co se týká národních strategií a politik včetně energetiky (NDRC, 2011).

koordinovala. Do hry však vstoupila také opozice z NDRC a společností působících v oblasti energetiky, jež se obávaly, že by pravomoci nově vzniklé agentury převážily ty, kterými disponovala NDRC. Schopnost úřadu efektivně řídit celý sektor byla také významně snížena nedostatkem finančních a lidských zdrojů a nejasně vymezenou autoritou. Původní počet členů (30) byl v roce 2005 zvýšen na 57, avšak pouze 3 členové agentury se zabývali sběrem a analýzou dat potřebných k formulaci dlouhodobé energetické politiky (pro srovnání, americké Ministerstvo pro energetiku má cca 4 000 zaměstnanců).

K implementaci národní energetické strategie měly sloužit také Národní vedoucí skupina pro energetiku (National Energy Leading Group – NELG)¹¹ a Státní úřad pro energetiku (State Energy Office – SEO) ustanovené v roce 2005. Podobně jako v předchozím případě, založení NELG pod Státní radou a SEO reagovalo na nespokojenost energetických expertů a předního politického vedení nad způsobem rozhodování v oblasti energetiky v souvislosti s opětovnými výpadky elektrického proudu v letech 2003–2004. Mohlo však sledovat také jiné cíle. Především demonstrovat veřejnosti, že vláda podniká nezbytné kroky ke zlepšení situace, a také získat čas pro rozsáhlejší restrukturalizaci byrokracie v oblasti energetiky (Downs, 2006, s. 20–21). Státní úřad pro energetiku však nebyl příliš politicky vlivný. Měl nižší postavení než většina ministerstev, NDRC a státní ropné společnosti. NELG naproti tomu disponovala určitou mocí, neboť sdružovala několik vlivných politických představitelů a mohla zasahovat do řízení energetického sektoru, ovšem nikoliv na žádané každodenní bázi. Od roku 1949 tak v Číně došlo k několika nekonzistentním reformám, které vedly k ustanovení nefunkčních byrokratických aparátů s nedostatečnou autoritou, neschopných efektivně alokovat zdroje a formulovat dlouhodobou národní energetickou strategii. Úsilí o ustanovení jednotného ministerstva energetiky bylo vždy ovlivněno zájmy vlivných aktérů a také státními ropnými společnostmi, které se obávaly, že by ministerstvo příliš zasahovalo do jejich aktivit (Zhang & Lee, 2008).

Obrázek č. 4: Relevantní vládní instituce v sektoru energetiky po roce 2005



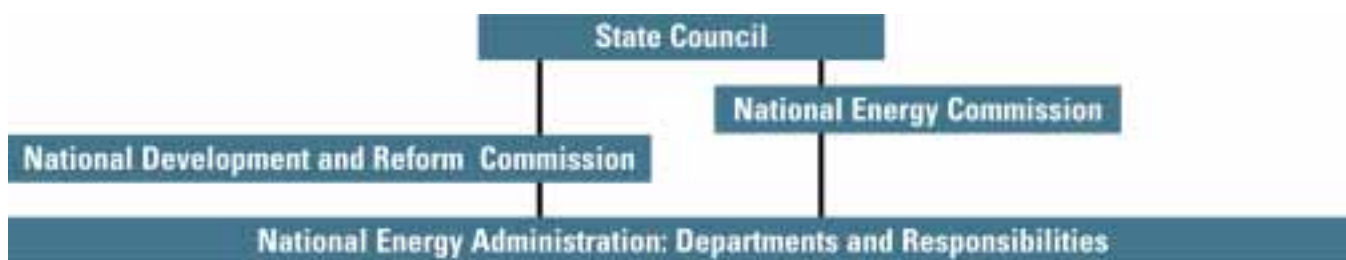
Zdroj: Downs, 2006, s. 18

11 „Vedoucí skupiny“ (Leading groups) jsou obvykle instituce nad ministerstvy, jejichž role spočívá v dosažení konsensu mezi vládou, zainteresovanými subjekty a vojenským aparátem tam, kde toho není schopna existující byrokratická struktura. Vedoucí skupiny pod Státní radou pak přímo koordinují proces formulace politických opatření pro vládu a jsou platformou pro formální i neformální výměnu názorů a ustanovení následných doporučení (Downs, 2006, s. 20–21).

Restrukturalizace z let 2003–2005 nevedla k ustanovení jednotného orgánu a odpovědnost za řízení energetického sektoru zůstala roztržena mezi různé aktéry a ministerstva, z nichž NDRC stále hrála nejdůležitější roli (plánování dalšího rozvoje v oblasti energetiky, vliv na cenovou politiku, schvalování domácích a mezinárodních investičních projektů...). Silnou roli si zachovala také některá ministerstva, např. Ministerstvo pro zemědělství a zdroje (Ministry of Land and Resources – MLR), které uděluje licence pro průzkum a těžbu ropy a dalších surovin včetně licencí udělovaných zahraničním investorům, Ministerstvo obchodu (Ministry of Commerce – MOFCOM), jež stanovuje kvóty a uděluje licence pro import a export ropných produktů, Ministerstvo pro vodní zdroje (Ministry of Water Resources – MWR), které dohlíží na rozvoj vodního elektrárnsví, či Ministerstvo financí (Ministry of Finance – MF) skrze daňovou politiku. Významnou institucí je i Výbor pro dohled nad státním majetkem a jeho správou (State-Owned Assets Supervision and Administration Commission – SASAC).

Změnu měla přinést nejnovější vlna reformy čínského energetického sektoru, která byla zahájena v březnu 2008. NELG pod Státní radou měla být nahrazena tzv. Národní komisí pro energetiku (National Energy Commission – NEC). K praktickému ustanovení NEC však došlo až v lednu roku 2010. Komise má plnit funkci vysoce postaveného poradního a koordinačního orgánu tzv. „super-ministerstva“, jehož předsedou je premiér a členové jsou zástupci jednotlivých ministerstev, komisí či vojenských složek, a zkoumat možnosti rozvoje v energetických a také bezpečnostních otázkách. Úkolem nově ustanovené instituce je i koordinace průzkumu a produkce na domácím poli a mezinárodní kooperace v otázkách energetiky (Bo, 2010). Úřad pro energetiku pod NDRC, Státní úřad pro energetiku a další instituce byly dále sloučeny v jednotnou Národní administrativu pro energetiku (National Energy Administration – NEA), jež má vykonávat všeobecnou administrativní a politickou kontrolu nad čínským sektorem energetiky (NEA, 2011). NEA nedosahuje úrovně ministerstva a je stále logisticky podřízena NDRC, přestože formálně spadá pod Státní radu. Nicméně za účelem dosažení určitého stupně autonomie má své vlastní výbory a kanceláře mimo hlavní komplex NDRC v Pekingu. Také počet zaměstnanců byl z počátečních 57 navýšen na 112. Agentura by již neměla být zahlcována schvalováním konkrétních projektů a měla by se spíše orientovat na původní záměr jejího vzniku, tj. formulaci dlouhodobých energetických strategií či institucionálních reform. Nicméně i za těchto opatření bude NEA patrně čelit podobným překážkám jako předchozí instituce, tedy nedostatečným lidským či finančním zdrojům, neodpovídající autonomii, autoritě a politické síle, kdy ministerstva, komise či státní ropné společnosti zastávají v politické hierarchii vyšší místo než NEA. Administrativa také nemá plný vliv na cenovou politiku, která zůstává hlavním nástrojem makro-ekonomické kontroly NDRC (Downs, 2008; Zhang & Lee, 2008; srov. Chen, 2008, s. 250–252).

Obrázek č. 5: Relevantní vládní instituce v sektoru energetiky po roce 2008



Zdroj: Downs, 2008, s. 44

V současné době je tedy odpovědnost za řízení energetického sektoru rozdělena převážně mezi Národní komisi pro energetiku a Národní agenturu pro energetiku pod NDRC, svůj vliv však neztrácejí i další dříve jmenovaní aktéři. Situace brání koordinaci konfliktních zájmů v energetice a rozvoji jednotné národní energetické strategie. Přestože se řada odborníků shoduje na nutnosti zřízení samostatného ministerstva pro energetiku s jasným mandátem a vysokou autonomií a autoritou, doposud byly tyto snahy zmírňovány záměry vlivných ministerstev, NDRC či státních ropných společností, jež se obávaly ztráty svých pravomocí na úkor nové instituce.¹² Energetické projekty v Číně jsou tak často spíše než národním zájmem určovány zájmy vlivných národních ropných společností a dříve zmiňovaná „politika zezdola“ hraje významnou roli i v energetickém sektoru.

Národní ropné společnosti: vznik, vývoj a současné postavení

Restrukturalizací energetického sektoru v roce 1998, jež je popsána níže, získaly ve formulaci energetické politiky významné slovo i národní ropné společnosti. V Číně dominují v těžbě ropy a petrochemii tři velké státní ropné společnosti: China Petrochemical Corporation (dříve jen Sinopec, dnes pod názvem Sinopec Group), China National Petroleum Corporation (dále jen CNPC) a China National Offshore Oil Corporation (dále jen CNOOC). Za významného hráče je někdy považována i společnost Sinochem (China Chemical Import and Export Company), jež se také ve spolupráci s CNPC a společností Sinopec dlouhodobě zabývala vývozem a dovozem surové ropy a rafinerských produktů.

Historie vývoje těchto společností je neodmyslitelně spjata s vývojem ropného průmyslu. Problém zajištění dostatečných zdrojů energie byl po vzniku Čínské lidové republiky v roce 1949 jeden z nejpálčivějších. V 50. letech došlo k zahájení rozsáhlé kampaně, jež měla vést k rozvoji těžby a dosažení soběstačnosti Číny v produkci surové ropy. Dohledem nad průzkumem a produkcí, rozvojem ropných polí a výstavbou rafinerií bylo v roce 1955 pověřeno nově ustanovené Ministerstvo pro ropný průmysl (Ministry of Petroleum Industry – MPI). Úspěšnost průzkumu a následný rozvoj ropných nalezišť však zpočátku závisely výhradně na technologické pomoci ze strany Sovětského svazu. Geologické průzkumy a zkušební vrty byly prováděny za dozoru sovětských inženýrů, Sovětský svaz také poskytoval nezbytnou materiální podporu a potřebné vybavení a podílel se na všech fázích rozvoje: průzkumem a produkcí počínaje, transportem, skladováním a zpracováním ropy konče. Čínští studenti byli vzděláváni na ruských univerzitách. Po návratu do Číny se stali základem nově se rodícího ropného průmyslu. Přes výrazný rozvoj vlastní produkce však rostla také poptávka po ropě a ropných produktech. Čína proto v 50. letech importovala ropu a ropné produkty z ruského Sachalinu, později kavkazskou ropu z Baku, která byla do Číny transportována skrz Černé moře a Suezský kanál (Kambara & Howe, 2007, s. 11–12).

Po zhoršení vztahů Číny a Sovětského svazu na počátku 60. let byla potřeba soběstačnosti o to více akcentována. Původní sovětské metody rozvoje ropných polí včetně způsobu administrace byly nahrazeny novými „maoistickými“ metodami rozvoje. Nedostatek kapitálu a potřebných technologií měl být překonán mobilizací tisíců pracovníků, jež se měly za užití vojenských pracovních metod na rozvoji nových polí

12 Např. v USA se podařilo sjednotit celý energetický sektor pod Ministerstvo pro energetiku (Department of Energy – DOE). Japonské Ministerstvo ekonomiky, obchodu a průmyslu není natolik konsolidované jako DOE, ale dokáže se efektivně vypořádat s problematikou energetické bezpečnosti, ekonomického růstu a ochrany životního prostředí. Výhradní pozice tohoto ministerstva poukazuje na důležitost jedné dominantní autority v dosahování dlouhodobých politických cílů. S podobnými problémy jako Čína se potýká Indie. Existuje zde několik oddělených ministerstev, jež se zabývají různými aspekty energetické politiky. Nevhodná administrativa v oblasti energetiky byla považována za jednu z příčin obtížnosti přilákat do Indie zahraniční investory.

podílet.¹³ V 50. letech došlo v Číně k objevu několika významných ropných nalezišť, mezi nimi i známého naleziště Ta-čching v provincii Chej-lung-t'iang. Naleziště Ta-čching se stalo vzorem úspěšného uplatnění těchto metod a příkladem pro rozvoj těžby v dalších oblastech. Výsledky, jichž činští pracovníci, technici i specialisté v té době dosáhli, svědčí o obdivuhodném zápalu a technologické vynalézavosti, neboť těžbu ropy výrazně komplikovalo jak její složení, tak původní neutěšené podmínky v okolí naleziště (Kambara & Howe, 2007, s. 14–23; Zhang, 2004, s. 71–77).

Na počátku 60. let se Čína poprvé stala soběstačnou v produkci surové ropy. Situace však nebyla tak jednoduchá, jak by se zdálo. Ani v 70. letech se nedalo mluvit o výrazném národním přebytku. Čínu trápil zvětšující se rozdíl mezi rostoucí produkcí ropy a nedostatečnými rafinerskými kapacitami (Kambara & Howe, 2007, s. 23–25). Čína se také stala exportérem ropy. První ropná krize v letech 1973–1974 umožnila vyvázet surovou ropu za vysoké ceny do Japonska výměnou za import technologicky vyspělých výrobků. Ropa z Ta-čchingu s nízkým obsahem síry byla v Japonsku dvojnásobně vítána v součinnosti s rozhodnutím Japonska snižovat znečištění v průmyslu a dopravě. Mezi léty 1965 a 1978 došlo k výraznému zpomalení explorační nových nalezišť oproti pokračující těžbě. Také produkce ropy začala na počátku 80. let klesat. Optimistické předpoklady budoucích objevů rozsáhlých nalezišť podobných Ta-čchingu a rozvoje přímořské těžby se nenaplnily. Na rozvoji přímořských nalezišť participovala více než stovka zahraničních společností. Slabé výsledky však na počátku 90. let řadu z nich odradily. Produkce ropy přestala uspokojovat zvyšující se poptávku a problémy s transportem a geografickou vzdáleností rozvíjejících se center od hlavních produkčních oblastí vedly k rostoucí závislosti některých z nich (Kuang-tung, Šanghaj, Nanking) na námořním dovozu ropy (Kambara & Howe, 2007, s. 33–35). Pokles produkce a ustávání rozvoje v 80. letech vedly politické vedení k zahájení první vlny restrukturalizace ropného průmyslu, jež dala vzniknout výše jmenovaným společnostem.

V roce 1988 zrušila vláda MPI, Ministerstvo pro uhlí a Ministerstvo pro jaderný průmysl, jejichž pravomoci převedla do tří korporací. Administrativní funkce ministerstev a také elektro-energetického sektoru Ministerstva pro vodní zdroje a elektřinu byly spojeny v jedno Ministerstvo energetiky. MPI pak bylo restrukturalizováno do podoby CNPC, korporace na ministerské úrovni pod přímou kontrolou Státní rady. CNPC měla formu společnosti zcela vlastněné státem, jež měla spravovat aktiva dřívějšího MPI. Společnost se soustředila především na produkci a rozvoj pevninských nalezišť, tedy aktivity, jež jsou v mezinárodní literatuře definovány jako „upstream“. Měla také výhradní právo kooperovat na rozvoji těchto nalezišť se zahraničními společnostmi. Nicméně CNPC pokračovala také ve funkcích, jež mělo dříve MPI, např. stanovení národních standardů kvality či formulaci environmentálních opatření (CNPC, 2011; Zhang, 2004, s. 78).

CNOOC, další společnost působící v oblasti „upstreamu“, jež se v součinnosti s CNPC měla zabývat výhradně těžbou nalezišť v přímořských vodách, vznikla již v roce 1982. Také CNOOC má výhradní právo spolupracovat na rozvoji přímořských nalezišť se zahraničními partnery (viz CNOOC, 2011). Ovšem i v tomto případě byly k zahájení zahraniční spolupráce preferovány ty oblasti, které by čínské společnosti nebyly vzhledem k technologickým či finančním obtížím schopné samostatně rozvíjet.

13 Tyto kampaně jsou někdy přirovnávány ke kvazi-vojenským mobilizacím, neboť byly na rozvoj nalezišť vyčleňovány speciální divize Lidové armády. Vzhledem k tomu, že většina nalezišť byla lokalizována v odlehlých oblastech a rozvíjena za zhoršených podmínek, došlo také k vybudování rozsáhlé sociální infrastruktury. Produkční centra se tak postupně stala zcela samostatnými ekonomickými jednotkami. Zároveň vznikla vysoce disciplinovaná a organizovaná „armáda ropných mužů“ se silným pocitem oddanosti kolektivu a zemi. Rozvoj ropného pole Ta-čching vedl ke zrodu hrdiny „želeného muže“. Wang Jinxi v kontejnerech vlastním tělem rozmíchával bahnitou vodu, jež byla užívána k tzv. včasným vodním injektážím, které měly zabránit časté explozi nově otevřených vrtů (Kambara & Howe, 2007, s. 16; Zhang, 2004, s. 71–77).

Jednou z funkcí CNPC bylo také alokovat dodávky surové ropy pro rafinerie poslední ze jmenovaných společností: Sinopec. Společnost, jež je administrativně na úrovni ministerstva rovněž pod přímou kontrolou Státní rady, vznikla v roce 1983 sloučením rafinerských a petrochemických aktivit dřívějšího MPI a také podniků pod Ministerstvem chemického průmyslu a Ministerstvem textilního průmyslu, jež se zabývaly zpracováním chemických látek a syntetických vláken. Sinopec byla odpovědná za administraci a rozvoj čínského petrochemického průmyslu a v komplementaritě k CNPC se zabývala procesy, jež jsou v zahraniční literatuře definovány jako „downstream“, tedy rafinací a zpracováním ropy (China Petrochemical Corporation, 2011; Zhang, 2004, s. 90–99).

K významným změnám v charakteru a aktivitách těchto společností došlo ke konci 90. let také v souvislosti se vzrůstajícím tlakem mezinárodní konkurence, poklesem cen za ropu a finanční krizí v jihovýchodní Asii. Pokles mezinárodních cen za ropu vyústil v nekontrolované pašování ropy do Číny, jež výrazně snižovalo zisk národních ropných společností. K dalšímu snížení zisku NOCs přispěla souběžná ekonomická recese v jihovýchodní Asii, jež vedla k poklesu poptávky po ropných produktech v regionu (Zhang, 2004, s. 110). Připomeňme, že před reorganizací byla společnost CNPC zaměřena na průzkum a produkci („upstreamové“ aktivity), Sinopec potom na rafinerii a distribuci ropných produktů (oblast „downstreamu“). Zatímco CNPC se zabývala výhradně rozvojem pevninských nalezišť, CNOOC těžila v přímořských vodách. V Číně byl také striktně oddělen domácí a mezinárodní obchod. CNPC a společnost Sinopec přitom byly spíše než klasickými obchodními subjekty přímou součástí vládní administrativy.

Postupně však vedení obou firem dospělo k názoru, že společnosti budou lépe čelit tlaku mezinárodní konkurence, pokud obsáhnou jak „upstreamové“, tak „downstreamové“ aktivity, a činnosti související s vládní administrativou budou od řízení společností zcela odděleny. Řešením měla být vertikální integrace společností a centralizace jejich klíčových funkcí, především finanční kontroly. Cílem restrukturalizace bylo také získat důležité investice potřebné k zabezpečení dostatečných dodávek zdrojů energie, uspokojení poptávky a naplnění všeobecných ekonomických cílů, posílení efektivity čínského energetického sektoru, omezení monopolu, zvýšení transparentnosti a soutěživosti a celkově redukce ceny energií u vlastního spotřebitele (Girdis, 2003).

Reorganizace z roku 1998 funkce společností spojila a jejich působnost regionálně vymezila (CNPC obsáhla severní a západní provincie, Sinopec potom východní a jižní části Číny). Mezi společnostmi došlo také k přesunu některých podniků tak, aby každá z nich byla schopna obsáhnout celý produkční řetězec, průzkumem a těžbou počínaje a zpracováním ropy konče. Reorganizace rovněž vedla k poklesu operačních nákladů a nákladů na řízení podniků, a byla tak prvním krokem k vytvoření tržně orientovaných společností zaměřených na zisk. Dnes se jedná o největší producenty a zpracovatele ropy v Číně (těsně po reorganizaci byly obě společnosti dohromady odpovědné za 90 % čínské ropné produkce a na rafinerii se podílely 95 % (Zhang, 2004, s. 109). Reorganizace se přitom nedotkla pouze energetického sektoru, ale redukovala i počet ministerstev a vládních institucí ze 40 na 29 (Zhang, 2004, s. 102–104).

Vertikálně integrované společnosti CNPC a Sinopec (dnes pod názvem Sinopec Group) pak v letech 1999–2000 vyčlenily své klíčové aktivity a vytvořily vlastní akciové společnosti s mezinárodní působností (PetroChina Company Limited – PetroChina a China Petroleum & Chemical Corporation – Sinopec Corp.), jejichž akcie jsou od roku 2000 nabízeny na světových burzách. Tento krok však zahraničním investorům nepřinesl významný hlas v jejich vedení. Čínská vláda i nadále disponuje většinovým vlastnictvím ve všech třech národních ropných společnostech. Hlavním důsledkem restrukturalizace však bylo oddělení některých nevýnosných firemních aktivit (např. spravování bytových jednotek, nemocnic a jiných služeb v bezprostřední blízkosti produkčního zařízení). Ropné společnosti začaly také propouštět.

Box č. 1: Čínské národní ropné společnosti

China Petrochemical Corporation (Sinopec Group) je státem vlastněná společnost, jež vznikla v důsledku restrukturalizace ropného sektoru v roce 1998. Vznik akciové společnosti China Petroleum & Chemical Corporation (Sinopec Corp.) se datuje na počátek roku 2000 (v rámci širší skupiny Sinopec Group). Akcie společnosti jsou nabízeny na světových burzách v Hongkongu, New Yorku a Londýně. Více než 75 % společnosti je vlastněno státem (skrz Sinopec Group), přes 19 % zahraničními akcionáři, necelých 5 % domácími investory. Činnost společnosti Sinopec Group zahrnuje veškeré aktivity průzkumem a těžbou počínaje, zpracováním a distribucí ropy a zemního plynu konče. Společnost byla v roce 2010 zařazena na 7. místo v žebříčku „Fortune Global 500“ (China Petrochemical Corporation, 2011; China Petroleum & Chemical Corporation, 2011).

China National Petroleum Corporation (CNPC) je největším producentem a dodavatelem ropy a zemního plynu v Číně. Historie CNPC sahá až k počátkům Čínské lidové republiky. Společnost vznikla v roce 1988 z předchozího Ministerstva pro ropný průmysl. V roce 1998 obsáhla na základě reorganizace ropného sektoru veškeré činnosti spojené s těžbou, transportem a zpracováním ropy a zemního plynu včetně technických služeb, inženýrských či konstrukčních prací. Podobně jako v případě společnosti Sinopec Group, také CNPC založila v roce 1999 akciovou společnost PetroChina Company Limited (PetroChina), jejíž akcie jsou nabízeny na světových burzách. Více než 86 % společnosti PetroChina vlastní stát skrz CNPC (CNPC, 2011; PetroChina, 2011).

China National Offshore Oil Corporation (CNOOC) byla založena v roce 1982. Jedná se o jednu z největších státem vlastněných společností v Číně a také největšího producenta ropy a zemního plynu z přímořských nalezišť. Disponuje rovněž vládní autorizací ke kooperaci se zahraničními partnery (podmořské průzkumy, výstavba námořních těžebních plošin,...). Společnost se angažuje i v řadě dalších oblastí (např. výstavba prvního LNG terminálu v provincii Kuang-tung). Také CNOOC prošla na konci minulého století rozsáhlou podnikovou reorganizací. Akcie dceřiné společnosti CNOOC Limited jsou nabízeny na světových burzách (CNOOC, 2011; CNOOC Limited, 2011).

Restrukturalizací prošly také čínské rafinerské kapacity. Nutnost jejich modernizace si vyžádal především stoupající dovoz surové ropy z oblasti Blízkého východu a Latinské Ameriky s vysokým obsahem síry, jejíž zpracování je technologicky náročnější než zpracování čínské nekyselé ropy či ropy s nižším obsahem síry dovážené z jiných oblastí. Svou roli sehrály také měnící se nároky čínského obyvatelstva. Zejména růst automobilového průmyslu a potřeba moderních ropných produktů poukázaly na slabou základnu čínského zpracovatelského průmyslu. Výsledné produkty nízké kvality neodpovídaly potřebám současné společnosti (nesoulad mezi technickou specifikací rafinerií a konečnými ropnými produkty požadovanými trhem) a jejich výroba byla často geograficky vzdálená od hlavních průmyslových center. Ještě v roce 2000 spadala většina existujících rafinerských kapacit do doby éry čínsko-sovětské spolupráce v 50. letech. Většina rafinerií byla malá, technologicky zaostalá a v řadě směrů neefektivní. Pouze čtyři rafinerie společnosti Sinopec dosahovaly mezinárodních standardů (Andrews-Speed, Liao & Dannreuther, 2002, s. 26–30; Kambara & Howe, 2007, s. 96–97).

Rafinerský sektor však v posledních letech prošel rozsáhlou modernizací. Především byly uzavřeny tucty malých a neefektivních zařízení či byly na základě vládních nařízení donuceny k modernizaci a zvyšování produktivity. Kapacita instalovaných rafinerií se v Číně od roku 2000 zdvojnásobila a dosahuje 11,6 milionů barelů ropy denně. Cílem Číny je navýšit výkonnost zpracovatelských zařízení o další 3 miliony a do roku 2015 disponovat kapacitou 14 milionů barelů ropy denně. Největšími hráči na poli „downstreamu“ jsou společnosti Sinopec (46 %), respektive CNPC (31 % současné kapacity). Do procesu výstavby nových a modernizace stávajících rafinerií se však postupně zapojují i další čínské NOCs (EIA, 2013).

Společně s proměnou ropného průmyslu v Číně prošly restrukturalizací čínské státní ropné společnosti. Cílem poslední reorganizace z roku 1998 a následného vyčlenění akciových společností s mezinárodní působností bylo vytvoření fungujících tržně orientovaných společností, jež by v souvislosti s rostoucím importem ropy ze zahraničí dokázaly uspět v konkurenci dobře etablovaných moderních technologicky vyspělých západních podniků. Výše popsanou restrukturalizací vláda upustila od každodenního řízení společností a zaměřila se spíše na formování a implementaci celkové energetické politiky. Z dřívějšího sepeřítí NOCs s vládou a ministerstvy si však státní ropné společnosti zachovaly významný vliv na vytváření širší energetické bezpečnostní politiky. Otázkou tedy zůstává, kým je vlastně čínská energetická politika v zahraničí vytvářena a jaké zájmy může sledovat.

Národní ropné společnosti a strategie vlády

Čínské národní ropné společnosti mají významný vliv na formování energetické politiky Číny hned z několika důvodů. Lze je klasifikovat do tří hlavních kategorií: politický vliv, finanční zázemí a lidské zdroje (Downs, 2006, s. 21–23). Politický vliv národních ropných společností přímo pramení ze skutečnosti, že všechny hlavní NOCs vznikly z dřívějších vládních institucí. Dnes se v případě CNPC i Sinopec jedná o korporace na úrovni ministerstev. CNOOC má status nižší, stále však převyšuje některé státní kanceláře. Důležité je také personální propojení mezi vládou a NOCs. Řada čelních politických představitelů země dříve pracovala na vedoucích funkcích v některé z NOCs (Chen, 2009, s. 255; Downs, 2006, s. 21–22; Downs, 2010, s. 75). Co se finanční stránky týká, také generace zisku a finanční nezávislost poskytuje NOCs značnou moc. Generovaný zisk přispívá k větší autonomii NOCs na čínské vládě. Ve finanční oblasti pak také nejčastěji dochází k rozporu mezi zájmy státu a zájmy národních ropných společností, které nemusejí být zcela ochotné angažovat se v projektech, jež posilují energetickou bezpečnost Číny, avšak z ekonomického hlediska nejsou dostatečně výnosné. Snaha o zisk může fungovat jako určité ospravedlnění nevstupovat do projektů či politik podporovaných vládou. Společnosti, jejichž akcie jsou nabízeny na světových burzách, mají rovněž odpovědnost vůči svým akcionářům. Také lidský faktor sehrává ve vztahu vlády a NOCs významnou roli. NOCs zaměstnávají stovky tisíc zaměstnanců a přinášejí znalosti a zkušenosti, bez kterých by se čínské politické vedení jen těžko obešlo. Čelní političtí představitelé se pravidelně scházejí se zástupci národních ropných společností ve snaze získat větší rozhled v dané problematice (Chen, 2009, s. 255–256; Downs, 2006, s. 23).

Na druhou stranu, působnost státních ropných společností není neomezená. Vláda může jejich činnost korigovat, především skrze volbu čelních představitelů a právem schvalovat význačná investiční rozhodnutí na domácím poli i v zahraničí. Nejvyšší představitelé NOCs musí často vyvažovat mezi zájmy korporace a zájmy vlády ve snaze nechat si otevřenou cestu do vyšších politických sfér. Pokud totiž prokážou své manažerské schopnosti, aniž by se dostali do konfliktu se záměry Komunistické strany Číny, mohou pomýšlet i na nejvyšší politické posty (Downs, 2010, s. 76). Investiční cíle NOCs pak podléhají schválení NDRC a v případě větších investičních projektů i Státní rady (Downs, 2006, s. 24; Downs, 2010, s. 76;

Zhang, 2004, s. 78).¹⁴ Mimo uvedené skutečnosti může vláda činnost NOCs pozitivně i negativně ovlivňovat finančními nástroji (stanovením daní, cenovou politikou, ...). Národní ropné společnosti se obvykle těší podpoře státu např. v podobě výhodných půjček (China Export Import Bank – CEIB, China Development Bank – CDB), výjimkou nejsou ani dotace ze strany státu (Downs, 2010, s. 76; Chen, 2009, s. 254–255).

Mezi vládou a NOCs však může docházet také ke značným rozporům. Obě strany mohou především odlišně nahlížet na důvody působení v zahraničí. Zatímco národním ropným společnostem jde o mezinárodní konkurenceschopnost, finanční zisk, diverzifikaci zdrojového portfolia, nové technologie a know-how, politické vedení preferuje posílení energetické bezpečnosti země, a to i za cenu značných ekonomických nákladů (Downs, 2006, s. 35–40). Vláda podněcuje státní ropné společnosti k investicím v různých částech světa tak, aby byly dodávky zdrojů ropy ze zahraničí co nejvíce diverzifikovány. Zároveň však usiluje o naplnění svých politických a strategických zájmů, např. budování dobrého jména ve státech Střední Asie či Afriky či posílení stability v západočínském ujugurském regionu Sin-t'iang (Downs, 2006, s. 41–43; Chen, 2008, s. 93–94). Na jedné straně tedy vláda národní ropné společnosti v zahraničí podporuje (rozvíjí např. speciální bilaterální vazby s producenty států – poskytování zahraniční pomoci, budování infrastruktury v zemi exportéra, uzavírání dohod o volném obchodu, ... –, může také využívat postavení stálého člena Rady bezpečnosti OSN a producentkému státu poskytovat politickou podporu či usnadňuje vyjednávání NOCs pomocí nejvyšší politické diplomacie), na druhou stranu vláda očekává, že se NOCs vzdají komerčních zisků ve prospěch národního zájmu, bude-li to nutné. Výsledkem může být napětí mezi formální podřízeností vládě a snahou o nové příležitosti a maximalizaci firemního zisku v zahraničí. Jak konstatuje Philip Andrews-Speed, cíle státních ropných společností zcela neodpovídají záměrům vlády. Očekávání vlády, že se státní ropné společnosti vzdají nečekaných zisků, je v konfliktu s přirozenými obchodními cíli těchto společností (Andrews-Speed, Liao & Dannreuther, 2002, s. 46–53). NOCs mohou být např. neochotné dovážet ropu do Číny, pokud ji mohou výhodněji prodat na světových trzích. NOCs se přes nevoli vlády mohou rovněž ocitnout ve vzájemném soupeření, např. když dvě NOCs usilují v zahraničí o stejný projekt či se snaží posílit svou pozici na domácím poli, ať už z geografického hlediska zahájením činnosti v provinciích, kde doposud nepůsobily, či v jiných oblastech ropného průmyslu, než kterými se původně zabývaly. Např. společnost Sinochem začala v odezvě na rostoucí aktivity CNPC a Sinopec v oblasti obchodování s ropou podnikat i v oblasti „upstreamu“ a „downstreamu“. Na druhou stranu NOCs mohou podpory vlády v zahraničí také silně využívat, např. podceňovat riziko působení v nestabilních zemích a očekávat, že vláda vezme důsledky jejich působení na sebe. Nicméně i čínské NOCs se postupně učí, že podobně jako mezinárodní hráči nemohou být zcela imunní vůči rizikům, jež představují investice v politicky či sociálně nestabilních oblastech (Downs, 2006, s. 39–40; Chen, 2008, s. 95–96; Chen, 2009, s. 256–258).

Souhrnně lze konstatovat, že se do vztahu vlády a NOCs promítá ojedinělý přístup čínského politického vedení k energetické bezpečnosti, jenž kombinuje snahu o mezinárodní konkurenceschopnost národních šampionů a finanční profit, zároveň však citlivě vnímá možnou ztrátu kontroly nad řízením energetického sektoru. Čínský sektor energetiky je zvláštní kombinací státního centralismu a snahy o více tržní prostředí, jež by zajistilo dostatečné dodávky ropy a zemního plynu, pokračující ekonomický růst a politickou stabilitu.

14 Domácí investice do ropných a plynových polí, ropovodů, plynovodů, rafinerií, skladovacích kapacit či LNG terminálů vyžadují souhlas vlády, zahraniční investice převyšující 30 milionů dolarů musejí být schváleny NDRC, větší investice nad 200 milionů dolarů pak NDRC i Státní radou (Downs, 2006, s. 24; Chen, 2009, s. 254).

Charakteristické rysy čínské zahraniční energetické politiky

Přerod Číny z exportéra ropy do pozice jednoho z největších světových importérů a související výzvy vedly politické vedení k adaptaci čínské energetické politiky v zahraničí. Přestože Čína historicky nemá žádnou negativní zkušenost s narušením dovozu ropy ze zahraničí, jak tomu bylo např. u tradičních západních spotřebitelů v 70. letech minulého století v souvislosti s ropnými šoky, volí především takové typy strategií, jež mají redukovat zranitelnost Číny způsobenou závislostí na zahraničním importu a námořním dovozu ropy.

„Otázka energetické bezpečnosti je natolik důležitá, že nemůže být ponechána napospas globálním tržním mechanismům“, takto charakterizují čínskou energetickou politiku v zahraničí Kenneth Lieberthal a Mikal E. Herberg (Lieberthal & Herberg, 2006, s. 13). Čínskou energetickou politiku označují jako tzv. „go-out strategii“ (go-out strategy) tedy aktivní centrálně řízenou formu obchodní diplomacie nejvyššího politického vedení v producentských zemích, v kombinaci s působením čínských národních ropných společností, jež mají společně zajistit přímou kontrolu nad zahraniční produkcí ropy (equity oil)¹⁵ a dostatečně diverzifikované dlouhodobé kontrakty na dodávky ropy a zemního plynu do Číny (Lieberthal & Herberg, 2006, s. 13). Čínské státní ropné společnosti se zajímají o přímé zahraniční investice, skupují podíly na zahraničních ropných a plynových polích či investují do průzkumu a rozvoje nových nalezišť s výhradním nárokem na část budoucí těžby. Tzv. „go-out strategie“ tedy souhrnně reflektuje aktivní čínskou politiku za hranicemi vlastní země, jež je založena na budování přednostních dohod s klíčovými producenty. Stejně označení přičítají čínské energetické politice v zahraničí i Linda Jakobson a Daojiong Zha („China goes out for oil“). Také tito autoři hovoří o silném přesvědčení Číny o možnosti posilování své energetické bezpečnosti na základě zisku práva na část zahraniční produkce a předjednaných dlouhodobých kontraktů s producentskými státy (Jakobson & Zha, 2006, s. 64–65).

Kromě označení „go-out strategie“ se však v literatuře můžeme setkat i s jinými pojmy. Například Schao-feng Chen označuje čínskou energetickou politiku v zahraničí jako tzv. „ropnou diplomacii“ (Chen, 2008, s. 79–83).¹⁶ Podobně jako je tomu u „go-out strategie“, definuje Chen i „ropnou diplomacii“ jako zahraniční aktivity s přímou účastí vlády s cílem zabezpečit dostatečné zdroje ropy a zemního plynu ze zahraničí a ustanovit stabilní bilaterální spolupráci s producenty. „Ropná diplomacie“ dle autora často nabývá formy mezivládních dohod a působí ruku v ruce s jinými neekonomickými cíly (rozšiřování státního vlivu, posílení politických vazeb či stability ujugurského regionu Sin-ťiang na severozápadě země, jímž procházejí ropovody a plynovody z oblasti Střední Asie...). Hlavním cílem „ropné diplomacie“ je však získat přímou kontrolu nad zahraničními dodávkami ropy a zemního plynu, budovat ropovody a plynovody z blízkého okolí, uzavírat dlouhodobé kontrakty a diverzifikovat importní zdroje, často bez ohledu na finanční nákladnost některých projektů (Chen, 2008, s. 79–83). „Ropná diplomacie“ má rovněž za cíl snížit zranitelnost Číny způsobenou závislostí na námořním dovozu, a to kultivací strategických vztahů se státy podél námořních transportních tras a klíčových přepravních uzlů či budováním alternativních přístavů, které umožní snížit závislost na Malackém průlivu, a tak i zvýšit zabezpečení dovážených zdrojů. V literatuře se proto často setkáváme i s pojmem tzv. „strategie šňůry perel“ (string of pearls strategy) (Chen, 2008, s. 83; Seaman, 2010). V neposlední řadě je čínská energetická politika pro svůj charakter také často přirovnávána k tzv. „strategickému přístupu“ k energetické bezpečnosti (Andrews-Speed, Liao & Dannreuther, 2002; Dannreuther, 2003; Luft & Korin, 2009) jako protipólu „tržního přístupu“, o nichž jsme hovořili v úvodní kapitole knihy. K rozdílným pohledům na čínskou energetickou politiku v zahraničí se vrátíme v krátkém zhodnocení na konci kapitoly.

15 Pojem označuje část produkce, kterou si koncesionářský vlastník má právo ponechat.

16 Chen rozlišuje mezi třemi základními způsoby, jak si stát může zajistit dostatečné dodávky ropy a zemního plynu. Kromě spoléhání na trh a užití síly je to právě i „ropná diplomacie“ (Chen, 2008, s. 79).

Kořeny současné čínské energetické politiky v zahraničí lze spatřovat především v obavách z nedostatku zdrojů energie, který by mohl omezit nebo významně oslabit dosavadní ekonomický růst země a vést k rostoucí nezaměstnanosti a sociální nestabilitě. Takový stav by mohl narušit i stabilitu politického režimu, která je do značné míry založena i na slibu rostoucí životní úrovně čínských obyvatel. Problematická je i vzrůstající závislost Číny na dovozu ropy z oblasti Blízkém východu a nutnost dovážet surovinu tankery po moři několika transportními uzly (tzv. „choke-points“) k nejvíce rozvinutým regionům na jihovýchodě země. Tento výčet dále doplňují Lieberthal a Herberg. Autoři hovoří o americké perspektivě nahlížení na čínskou energetickou politiku a uvádějí další tři možné charakteristiky čínské energetické politiky v zahraničí: a) nedůvěru v globální trhy se zdroji energie, jež jsou dominovány velkými, technologicky vyspělými západními společnostmi s dlouholetými vazbami na producentské státy; b) nedůvěru v dominanci USA na těchto trzích a v regionech klíčových producentů ropy a zemního plynu; c) a dále dojem, že Čína je nucena jednat z pozice slabšího, tj. relativně nového, nezkušeného hráče na mezinárodních trzích se zdroji energie (Lieberthal & Herberg, 2006, s. 15–16; Chen, 2008, s. 84–90). Čína může vycházet z předpokladu, že je nucena čelit nestabilním mezinárodním trhům se zdroji energie, kde jsou již dobře etablovány společnosti tradičních „západních“ spotřebitelů. Čína doposud není řádným členem IEA, kde participuje většina západních spotřebitelských zemí (i když je spolupráce mezi IEA a Čínou aktivně rozvíjena). Do značné míry se spoléhá na státní ropné společnosti, které mohou výrazně ztrácet v porovnání se silnými globálními hráči, kteří na světových trzích působí již několik desetiletí. Nedůvěra v globální trh s ropou může být dále násobena negativním vnímáním USA. Čína se může obávat, že by Spojené státy americké mohly zneužít dominantní pozice na světových trzích a závislost Číny na dovozu ropy ze zahraničí využívat ve svůj prospěch (Lieberthal & Herberg, 2006, s. 14–16). Otázka důvěry mezi světovými spotřebiteli byla rozebírána především v souvislosti s prodejem americké společnosti Unocal, o níž se zajímala i čínská CNOOC.

Box č. 2: „Bezpečnostní dilema“ v energetice a kauza Unocal

Vztahy USA a Číny jako dvou největších světových spotřebitelských zemí jsou někdy dávány za příklad tzv. „bezpečnostního dilematu“ v energetice (Evans, 2006, s. 22; Lieberthal & Herberg, 2006; Tapert, n.d.). Specifická čínská energetická politika, jež usiluje o zisk výhradních práv na část zahraniční těžby ropy (a zemního plynu) a její dovoz přímo do Číny mimo světové trhy, má za cíl posílení čínské energetické bezpečnosti a lze ji chápat jako krok defenzivní. Z pohledu ostatních světových spotřebitelů však může vyvolávat dojem mezinárodního „boje o zdroje“, uvážíme-li navíc, jakých rysů čínská energetická politika v zahraničí nabývá. Dohody s producenty jsou často uzavírány za plné politické či diplomatické podpory čelních politických představitelů a z ekonomického hlediska podpořeny výhodnými půjčkami, investicemi do infrastruktury v zemi producenta či speciálními obchodními dohodami. Čínská energetická politika již přiměla některé asijské spotřebitele k vybudování vlastních finančních programů, jež mají podobně jako v čínském případě sloužit k snazšímu získání přednostních práv na těžbu v zahraničí na úkor ostatních spotřebitelů. V národních energetických strategiích z roku 2006 a 2010 reaguje na měnící se klima na světových trzích např. Japonsko (Evans, 2006, s. 22; METI, 2006; METI 2010).

V případě čínsko-amerických vztahů je čínská i americká rétorika svědectvím o snadné racionalizaci vlastních kroků oproti obtížnému chápání záměrů druhé strany. Jak dokládá Nikolas Tapert, v prohlášení některých amerických politiků zaznívá obava z agresivní nacionalistické energetické politiky Číny. Rétorika čínských představitelů zase vyjadřuje znepokojení nad americkou zahraniční politikou ve světě, především v oblasti Blízkého východu. Také vojenská přítomnost USA podél námořních tras, kudy proplouvají ropné tankery do Číny, je pozorně sledována. Nesprávný výklad záměrů druhé strany však může vést k obhajobě příštích defenzivních kroků a roztočení spirály tzv. „bezpečnostního dilematu“

(Tapert, n.d.). Podobně popisují čínsko-americké vztahy z pohledu energetické bezpečnosti Lieberthal & Herberg: čínská energetická politika do značné míry odráží nedůvěru vůči USA a jejich strategickým záměrům. Vysoce soupeřivé prostředí globálního trhu, jemuž jsou čínské státní ropné společnosti nuceny čelit, snaha o diverzifikaci a působení Číny v zemích, jež jsou v USA považovány za nepřátelské (typicky Súdán či Írán), však vede k negativnímu vnímání Číny ze strany USA a posiluje rétoriku těch, kdo spíše než spolupráci s Čínou preferují omezování čínského růstu. Takový přístup zpětně ubezpečuje Čínu v následování strategického přístupu oproti tržní strategii západu... (Lieberthal & Herberg, 2006, s. 29–30).

Čínská „go-out strategie“ se již ostatně dočkala své kritiky, a to jak ze strany zahraničních, tak i domácích pozorovatelů. Domácí kritici „go-out strategie“ nesouhlasí zejména se získáváním výhradních práv na těžbu ropy a zemního plynu v zahraničí bez ohledu na mezinárodně-politické konsekvence a následně negativní vnímání Číny v rámci celého mezinárodního společenství (Christoffersen, 2005, s. 55–80). Jedním z pilířů čínské politiky v zahraničí je totiž i tzv. politika neintervence a slabá reflexe politické či sociální situace v zemi producenta. Čína si tak např. vysloužila značnou kritiku za své předchozí působení v Súdánu (Jakobson, 2008, s. 127–128).

Úvahy na čínské straně o záměrech USA vůči Číně v otázkách zajištění energetické bezpečnosti zase rozněmýchlala často citovaná kauza prodeje americké společnosti Unocal, o jejíž koupi usilovala v roce 2005 i čínská CNOOC. Ve Washingtonu tehdy převládlo značné protičínské cítění. Zastánci „tvrdé linie“ se domnívali, že je prodej společnosti Unocal čínské CNOOC v protikladu s americkými národněbezpečnostními zájmy a že není možné napomáhat komunistické Číně k přístupu ke zdrojům energie na úkor USA. Jak však popisuje James A. Dorn, spojit prodej společnosti do čínských rukou s ohrožením americké národní bezpečnosti nemuselo být v tomto případě oprávněné. Společnost Unocal totiž nevladla žádné technologie národněbezpečnostního charakteru, které by měly podléhat utajení, společnost navíc produkovala méně než jedno procento americké spotřeby ropy. Za sporné lze naopak považovat jednání amerického Kongresu, jenž do kategorie obhajoby národně-bezpečnostních zájmů zařadil i tuto čistě tržní transakci (Dorn, 2005, s. 30–32). I přes nižší nabídku nakonec Unocal získala americká společnost Chevron.

Ať už nazveme čínskou energetickou politiku v zahraničí jakkoliv, mezi odborníky panuje poměrná shoda nad tím, jakých rysů nabývá a na jakých základech je vystavěna, i když např. Linda Jakobson považuje pojem „energetická diplomacie“ (energy diplomacy), jenž je v literatuře také často užíván, a jemu podobné za velmi zavádějící. Jednak vyvolává dojem plánované a koordinované politiky čínské vlády, jež má pod kontrolou zahraniční aktivity národních ropných společností. Jak jsme si však ukázali v předchozí kapitole, čínské NOCs jsou do značné míry autonomními entitami, jejichž zájmy nemusejí být vždy zcela komplementární se záměry vlády a mohou mít citelný vliv na formulaci energetické politiky v zahraničí. Dále termín „energetická diplomacie“ utvrzuje čtenáře v přesvědčení, že je celá čínská diplomacie vedena výhradně zájmy v oblasti energetiky a energetické bezpečnosti. Nárůst aktivit představitelů čínské vlády v producentních zemích však Linda Jakobson považuje pouze za jednu z dimenzí nové čínské aktivní globální politiky, jež může mít rozličné cíle: získat podporu pro čínskou politiku vůči Tchaj-wanu,

17 Přestože byla otázka prodeje americké společnosti Unocal a následná negativní reakce ze strany Washingtonu v Číně citlivě vnímána, Erica Downs považuje událost za dobrý příklad toho, že Čína balancuje mezi zajištěním energetické bezpečnosti na straně jedné a jinými zahraničněpolitickými prioritami na straně druhé. Čínské politické vedení zájem CNOOC odkoupit společnost Unocal příliš nadšeně nevívalo a ve snaze zabránit poškození vzájemných čínsko-amerických vztahů doporučilo CNOOC nabídku stáhnout (Downs, 2006, s. 51; Downs, 2008, s. 27–31).

zabránit vytváření proti-čínských koalicí, zároveň se však vyvarovat konfliktu s Washingtonem, docílit stabilního ekonomického a politického růstu a respektu v mezinárodně-politickém kontextu (Jakobson, 2008, s. 121–126). Jak uvidíme v závěru kapitoly věnované Číně, také další autoři zpochybňují některé charakteristické rysy čínské energetické politiky v zahraničí, které byly jmenovány výše, především rozsah tzv. „zdrojového merkantilismu“. Konkrétní případy této politiky nastiňují následující kapitoly a také samostatná Kapitola 4. věnovaná čínským a indickým aktivitám v oblasti kaspického regionu.

Zmírňování rizik námořní přepravy ropy

Jak již bylo řečeno, čínská energetická politika v zahraničí má především redukovat závislost Číny na námořním dovozu ropy. Za kritické místo je považován zejména Malacký průliv, kudy do Číny proplouvá až 80 % importované ropy především z oblasti Blízkého východu a Afriky, někdy označované jako tzv. „Malacké dilema“ (Lee, 2005, s. 286).

Obecně je možné rozlišit dva základní pohledy řešící závislost Číny na námořních transportních trasách.¹⁸ První z nich usiluje o navýšení čínských námořních kapacit, a tak i zajištění vlastní vojenské ochrany transportovaných zdrojů energie. Druhý pohled preferuje diverzifikaci importovaných zdrojů a snížení závislosti na námořním dovozu ropy využitím pásu nalezišť ropy a zemního plynu v sousedních zemích, jež mohou být přepravovány pozemními ropovody a plynovody přímo na čínské území (Andrews-Speed, Liao & Dannreuther, 2002, s. 77–82).

Realistický pohled usilující o přímou čínskou kontrolu nad námořními trasami z oblasti Blízkého východu do Číny a rovněž o kontrolu zásob uhlovodíků v Jihočínském a Východočínském moři obhájí razantní výstavbu čínských námořních sil. Případná čínská námořní expanze však představuje klíčový element vzájemných čínsko-amerických vztahů a mimořádné pozornosti se jí dostává také ze strany asijských spotřebitelů.

Čínskou percepcí stávající situace na mezinárodních trzích se zdroji energie je však nutné chápat s určitými rezervami. Čínské obavy z narušení toku ropných dodávek, uvalení embarga či námořních blokád nejsou podloženy žádnými historickými zkušenostmi tohoto typu a ve své podstatě jsou tedy psychologické. Budeme-li navíc na možnost uvalení embarga nazírat výhradně z úhlu pohledu energetické bezpečnosti a logiky vzájemné provázanosti, bude představovat spíše teoretickou, nikoliv reálnou hrozbu. Zavedení embarga ze strany blízkovýchodních producentů se zdá být nepravděpodobné ze dvou hlavních důvodů. Prvním z nich je dosavadní vyvážená čínská politika v arabsko-izraelském konfliktu v regionu, jež snižuje možnost uvalení embarga z politických důvodů. Dále je to vzrůstající ekonomická provázanost mezi Čínou a exportéry Perského zálivu. Otevřené rozhovory mezi Čínou a klíčovými ropnými exportéry navýšily rozsah ekonomické spolupráce natolik, že případné embargo by vedlo k výrazným ztrátám i na straně energetických producentů (Zha, 2005, s. 39–54; Kemp, 2010, s. 101). Celkově tak vše nasvědčuje spíše snižujícímu se riziku uvalení embarga blízkovýchodních partnerů vůči Číně. Ekonomická spolupráce hraje podobnou roli i ve vztahu Číny a jejích asijských sousedů.

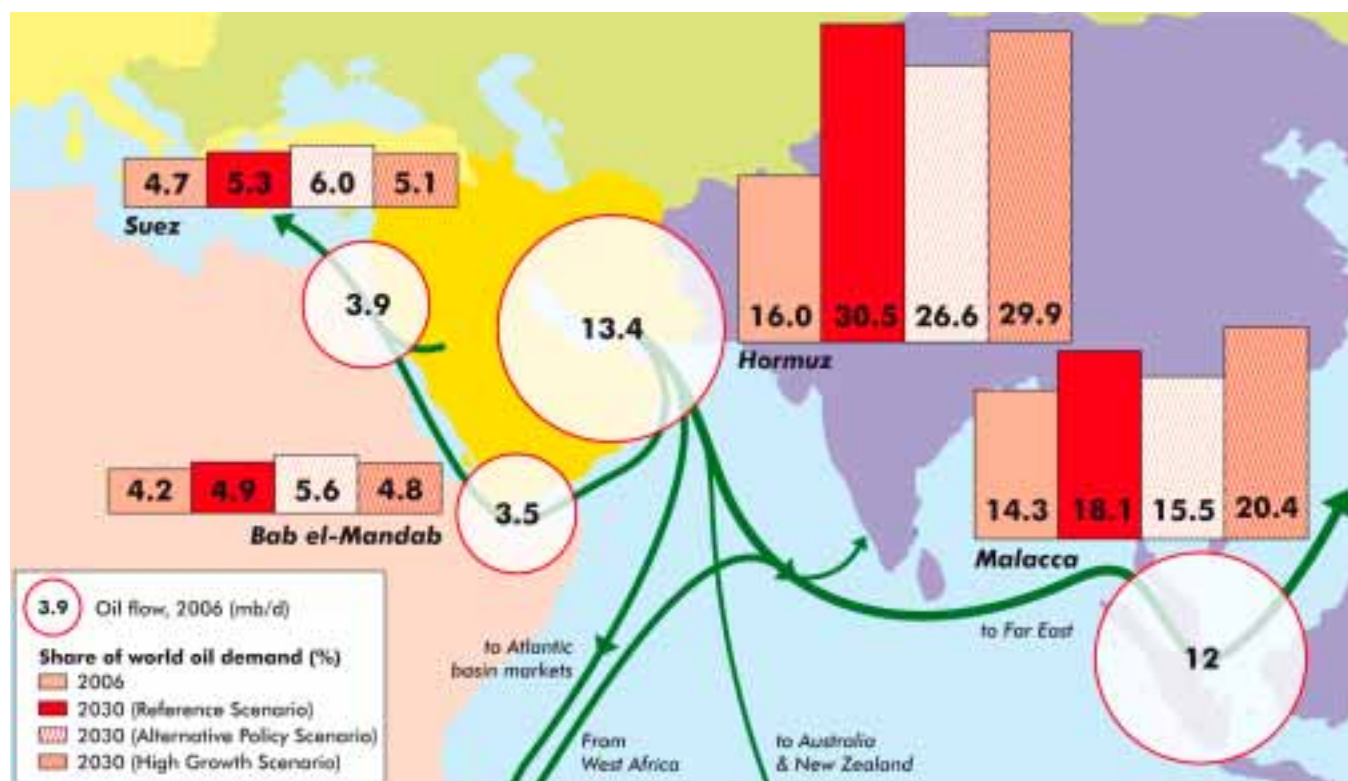
Z pohledu ekonomické vzájemné závislosti pak existence globálního trhu s ropou spíše snižuje riziko jakéhokoliv narušení čínské energetické bezpečnosti jiným spotřebitelem. Mezinárodní trhy jsou totiž považovány za příliš provázané na to, aby bylo možné uvalit ropné embargo kýmkoliv na kohokoliv a přitom

18 Následující odstavce čerpají poznatky z článku jedné z autorek knihy, Hedviky Kodůuskové, s názvem Čínsko-americké vztahy pohledem energetické bezpečnosti (Kodůusková, 2009, s. 335–349).

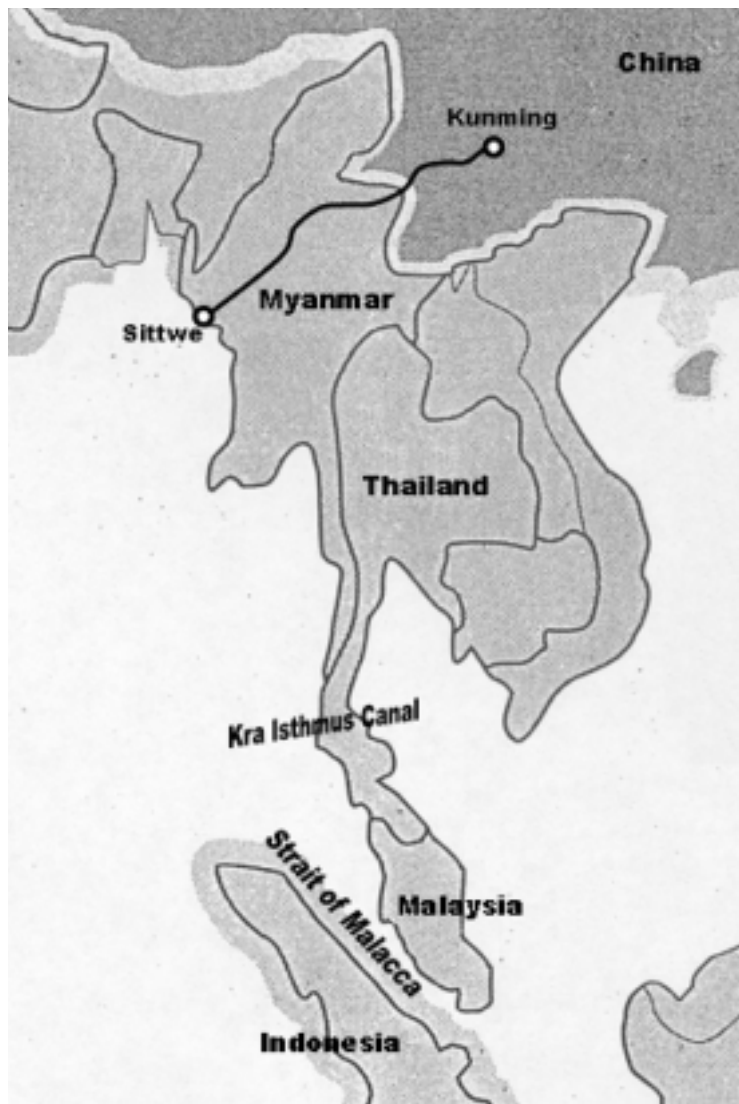
počítat, že se jeho důsledky nedotknou žádného ze spřátelených států. Jakékoliv omezení ropných dodávek do Číny by vedlo ke vzestupu celosvětových cen za ropu a mělo by dopad na všechny konzumenty (Jakobson & Zha, 2006, s. 60–73). V případě blokády námořních tras ze strany USA vůči Číně by bylo pravděpodobně poškozeno i Japonsko, což rozhodně není v americkém zájmu. Čína by navíc na rozdíl od zcela závislého Japonska stále disponovala domácími nalezišti, která se na spotřebě ropy podílí necelými 50 %. Mohla by také embargo obcházet volbou alternativních transportních tras či dovozem ropy skrz třetí stranu (Andrews-Speed & Dannreuther, 2011, s. 141; Andrews-Speed, Liao & Dannreuther, 2002, s. 77–82).

Co se týká snížení závislosti Číny na námořním dovozu ropy přes Malacký průliv, existuje několik návrhů, jak tento „choke-point“ obejít: zbudování kanálu v oblasti jižního Thajska (Kra Isthmus), kudy by tankery v případě uzavření Malackého průlivu mohly proplouvat; zbudování přístavu Gvádár v jihozápadním Pákistánu a následného ropovodu do čínského regionu Sin-ťiang; zbudování 1 100 km dlouhého ropovodu z přístavu Kayukryu v Bengálském zálivu přes Myanmar do čínského města Kchun-ming v provincii Jün-nan.

Obrázek č. 6: Námořní transportní trasy a klíčové přepravní uzly: výhled



Zdroj: IEA, 2007, s. 170

Obrázek č. 7: Alternativní trasy vůči Malackému průlivu

Zdroj: Lee, 2005, s. 288

Pákistánská varianta se dlouho zdála méně pravděpodobná, neboť prochází spornou oblastí Kašmíru a střetává se s řadou bezpečnostních rizik. Nedávné aktivity Číny v zemi v podobě výstavby přístavu Gvádár a modernizace dopravní spojnice mezi Pákistánem a čínskou provincií Sin-tiang však naznačují snahu Číny využít příznivé geografické pozice svého souseda s přístupem k moři (Yuan, 2011, s. 47). Příklon Číny k třetí variantě, tj. zbudování ropovodu z Myanmaru do Číny, dokládá uzavření Memoranda o porozumění z roku 2009 mezi CNPC a Ministerstvem pro energetiku Myanmaru, kde lobby Pekingu také v oblasti dodávek zemního plynu převážilo dlouholeté plány Indie na vybudování plynovodu z Myanmaru na své území. Projekt souběžného ropovodu a plynovodu z Myanmaru do Číny, jenž by měl být dokončen v roce 2013, má hned několik pozitiv, od přístupu Číny k Indickému oceánu po posílení energetické bezpečnosti jihovýchodních provincií, jež jsou nejvíce závislé na námořním dovozu ropy. Zároveň se však jedná o strategickou investici v politicky nestabilní zemi, kde otázka hrubého porušování lidských práv a potlačování demokratických hnutí vedla k dlouhodobému znepokojení mezinárodního společenství (Seaman, 2010, s. 30–31).

Zájem o výstavbu ropovodu a plynovodu z Myanmaru do Číny navazuje na uzavření několika dřívějších kontraktů. V roce 2007 CNPC uzavřela smlouvu (PSC) s Myanmar Oil and Gas Enterprise (MOGE) a získala práva na těžbu ropy a zemního plynu ve třech podmořských blocích AD-1, AD-6 a AD-8. V roce 2008 došlo k podpisu Memoranda o porozumění mezi CNPC, myanmarskou vládou a společností Daewoo Combo o prodeji a transportu zemního plynu z podmořských bloků A-1 a A-3. Později ve stejném roce podepsala CNPC dohodu o prodeji zemního plynu z bloků A-1 a A-3 s jihokorejským konglomerátem Daewoo International na dobu 30 let. Plynovod, který má zemní plyn do Číny dovádět, by měl částečně sloužit k uspokojení lokální poptávky v Myanmaru.

V letech 2009–2010 pak byla mezi CNPC a myanmarským ministerstvem energetiky podepsána série dohod o výstavbě plynovodu a také souběžného ropovodu do Číny. Za jejich výstavbu a provoz je odpovědná dceřiná společnost CNPC – společnost Southeast Asia Pipeline Ltd. Výstavba obou projektů započala v létě 2010 s tím, že by měla být do roku 2013 dokončena. Plynovod má disponovat kapacitou 10–13 bcm ročně, ropovod pak 22 miliony tun ročně (CNP, 2013a). Je třeba upozornit na skutečnost, že plynovod z Myanmaru má být z provincie Jün-nan dále prodloužen do provincií Kuej-čou, Čchung-čching a autonomní oblasti Kuang-si. Tento projekt je tedy možné podřadit pod rozsáhlou plynovodní politiku čínského politického vedení, o které budeme ještě hovořit. Její podstatou je jak zajištění dostatečných dodávek zemního plynu ze zahraničí, které by vyrovnaly nedostatečnou domácí produkci, tak rozvoj rozsáhlé plynovodní sítě napříč Čínou, která by plyn přiváděla až k východním a jihovýchodním regionům Číny s největší poptávkou.

Myanmar je dokladem toho, že snaha Číny naplno využít bohatá naleziště ropy a zemního plynu v okolních zemích se již naplno projevuje. Zajímavým vývojem prošly zejména čínsko-ruské vztahy na pozadí energetické bezpečnosti. Energetické politice Číny (a také Indie) vůči kaspickým producentům se věnuje samostatná kapitola.

Rusko-čínské vztahy na pozadí energetické bezpečnosti¹⁹

Ze zběžného pohledu se zdá, že vztahy Ruska a Číny na pozadí energetické bezpečnosti jsou zcela komplementární. Rusko je světovým producentem a může mít zájem dále rozvíjet doposud nevyužívaná ropná a plynová pole ve východní Sibiři za podpory čínských investic. Čína, ale také východní Asie a Pacifik jsou pro nerozvinutá naleziště uhlovodíků na ruské východní Sibiři ideálním odbytištěm. Čína je zase jedním z největších světových spotřebitelů ropy a plynu, který je navíc ochoten investovat do výstavby ropovodů a plynovodů ze svého bezprostředního okolí, a tak i snižovat závislost na námořním dovozu. Lze rovněž předpokládat, že se čínská poptávka po zdrojích energie bude do budoucna dále zvyšovat. Rozvoji vzájemných vztahů na pozadí energetické bezpečnosti nahrává i geografická blízkost a možnost přímého transportu zdrojů energie bez účasti třetí strany. Vztahy obou zemí na pozadí energetické bezpečnosti se přesto neobejdou bez určitých komplikací.

Kritiku si v Číně vysloužila především jistá nepředvídatelnost v rozhodování Ruska a pomalý proces vyjednávání o výstavbě ropovodu a také plynovodů z východní Sibiře do Číny. Co se týká plánovaného ropovodu, první návrhy lze datovat již do let 1993 a 1994. Jednání probíhalo mezi čínskou stranou a ruskou společností Jukos, která byla nakloněna variantě rozvoje sibiřských zdrojů energie a jejich vývozu na asijs-

19 Kapitola Rusko-čínské vztahy na pozadí energetické bezpečnosti vychází z disertační práce jedné z autorek knihy, Hedviky Koďouskové, s názvem Čínská zahraniční energetická politika.

ský trh. V roce 1999 koupil Jukos společnost Tomskněft' a získal práva na rozvoj jednoho z největších sibiřských nalezišť. Zároveň byl zahájen prodej ropy po železnici do Číny. V roce 2001 uzavřely Rusko a Čína všeobecnou dohodu na vypracování inženýrské studie o výstavbě ropovodu z Angarsku ve východní Sibiři do čínského Ta-čchingu o celkové délce 2 400 km s projektovanou kapacitou 30 milionů tun ropy ročně (Adrews-Speed & Dannreuther, 2011, s. 119). V březnu 2003 se Jukos a čínská státní společnost CNPC dohodly na zahájení výstavby. Pro Čínu představovala přímá trasa ropovodu do provincií, které jsou v Číně hlavními producenty ropy a ropných produktů, možnost oživení ropného průmyslu a nahrazení některých nalezišť s klesající produkcí. Lze se také domnívat, že čínská státní společnost CNPC, která po reorganizaci a vertikální integraci z roku 1998 obsáhla severní a západní části Číny, kam je soustředěna většina čínské produkce, mohla mít zájem na diverzifikaci zdrojů o ruskou ropy.

Z počátku 90. let pochází také myšlenka využít naleziště Kovykta v Irkutsku, jednoho z největších v Rusku, které doposud nebylo rozvíjeno, a exportovat plyn do Číny. Tato varianta byla poprvé diskutována v roce 1994 a potvrzena mezivládním ujednáním v roce 1997. V roce 1999 se RUSIA Petroleum, CNPC a později (rok 2000) také společnost Korean Gas Corporation (KOGAS) dohodly na vypracování realizační studie. Diskutovala se především trasa zamýšleného plynovodu. Konečná varianta z roku 2003 počítala s obejitím Mongolska a Severní Koreje a s výstavbou podmořského plynovodu z Číny do Jižní Koreje. Projekt původně počítal s dodávkou 4 bcm zemního plynu ročně na lokální trhy ve východní Sibiři, 20 bcm zemního plynu ročně do Číny a 10 bcm do Jižní Koreje (Adrews-Speed & Dannreuther, 2011, s. 119). Vlastníkem naleziště Kovykta byla prostřednictvím 62% podílu na společnosti RUSIA Petroleum, jež byla operátorem projektu a držitelem licence na rozvoj naleziště, společnost TNK-BP, která dlouhodobě upřednostňovala export plynu do Číny (TNK-BP, 2011). Kromě rozvoje naleziště Kovykta a vývozu plynu na čínské území se uvažovalo také o výstavbě plynovodu Altaj ze západní Sibiře (plynová pole Urengoj a Nadym) do čínského regionu Sin-t'iang, kterou v roce 1998 navrhl ruský Gazprom (Henderson 2011: 6–7).

Proměna vnitropolitické situace v Rusku po roce 2000 v podobě posílení státní kontroly nad sektorem energetiky s přímou intervencí prezidenta Vladimira Putina a restrukturalizace a reorganizace sektoru však znamenala i výraznou změnu v ruských strategiích vůči asijským odběratelům. V roce 2003 byl přijat oficiální dokument Energetická strategie Ruska na období do roku 2020, který explicitně usiluje o posílení státní kontroly nad společnostmi v ropném sektoru a sektoru plynárenství především skrze kontrolu exportní infrastruktury, svou pozornost však soustředí také na budoucí vývoj domácího sektoru (Adrews-Speed & Dannreuther, 2011, s. 121). Dokument přímo hovoří o tom, že: „Rusko disponuje významnými zdroji energie a silným palivovým a energetickým komplexem, který je *oporou pro rozvoj ekonomiky a nástroji realizace politiky ve vnitřní i zahraniční dimenzi*“ (kurzíva doplněna). Zároveň počítá s rostoucí vnitrostátní spotřebou v souvislosti s ekonomickým růstem země (Ministry of Energy of the Russian Federation, 2003, s. 2). V sekci věnované externí energetické politice je zdůrazněna potřeba proměny role Ruska z pouhého dodavatele surovinových zdrojů v klíčovou součást světového energetického trhu. Strategickým zájmem Ruska má být také posilování energetické infrastruktury západním (EU) i východním směrem (asijské trhy), tedy přijetí vyvážené politiky mezi západem a východem. Stát má za tímto účelem podporovat participaci ruských společností na rozvoji a realizaci velkých mezinárodních projektů k transportu ropy, plynu a jiných zdrojů energie na západ i na východ. Efektivní externí politika má být směřována vůči perspektivním trhům tak, aby účast na nich vedla k signifikantním ziskům. Střední a západní Evropa je v tomto směru považována za jeden z největších trhů příštích 20 let. Za hlavní partnery na asijském trhu označuje ruská strategie z roku 2003 Čínu, Koreu, Japonsko a Indii. Podíl těchto zemí na ruském exportu ropy má vzrůst ze stávajících 3 % na 30 % v roce 2020, podíl v exportu plynu má být navýšen na 25 % (Ministry of Energy of the Russian Federation, 2003, s. 12).

Lze tedy shrnout, že Energetická strategie Ruska na období do roku 2020 stále počítá s výraznější participací Ruska na asijských trzích. Jak uvádí Vitaly Kozyrev, Rusko chápe Čínu jako součást širšího asijsko-pacifického trhu. Má zájem na stabilitě tohoto trhu a zvýšení svých ekonomických zisků, což dle autora dokládají i některé projekty s „regionálně integračním podtextem“ typu Sachalin-1 a Sachalin-2 s participací více zahraničních partnerů (Kozyrev, 2008, s. 213). Ovšem oproti předchozím obdobím strategie umocňuje roli státu a význam ruských státních společností na rozvoji a realizaci mezinárodních exportních projektů.²⁰ Tento fakt by potvrzovalo i uvedení nového zákona (Subsoil Resources Law) z roku 2005, který má obnovit státní kontrolu nad existujícími a potenciálními nalezišti ropy a zemního plynu ustanovením nového režimu udělování licencí (Kozyrev, 2008, s. 212). Nový zákon neumožňuje společně s více jak 50% zahraniční účastí usilovat o zisk větších nalezišť či těch, které se nacházejí v blízkosti oblastí důležitých z hlediska bezpečnosti (Blank, 2006, s. 18).

Energetická strategie Ruska na období do roku 2020 se výrazně promítla do rusko-čínského vyjednávání o společných projektech v oblasti energetiky. Měla především přímý dopad na Jukos a také společnost TNK-BP. Jukos byl nuceně rozpuštěn, ředitel společnosti Michail Chodorkovskij uvězněn a vlastnictví společnosti přerozděleno ve prospěch vertikálně integrované ruské státní společnosti Rosněfť. Hlavní role na výstavbě exportních projektů připadla státní společnosti Transněfť, jež byla pro variantu výstavby ropovodu nikoliv do Číny, ale na pacifické pobřeží. Tento delší a také nákladnější projekt, tzv. East Siberia Pacific Ocean Pipeline (ropovod ESPO), měl přepravovat ropu ze západní i východní Sibíře do terminálu poblíž ruského přístavu Nachodka a odtud dále tankery k asijským odběratelům. Rusko tuto variantu upřednostnilo především ve snaze diverzifikovat potenciální odběratele ropy. Konečné rozhodnutí Ruska rozdělit výstavbu ropovodu na dvě části, kdy první 2 757 km dlouhá část vede z Taishet v Irkutsku do Skovorodina v provincii Amur 70 km od čínských hranic, však naznačilo zájem Ruska ponechat životaschopnou i variantu přepravy ropy do Číny (Kozyrev, 2008, s. 212–213; Mommen, 2007, s. 446–448; Øverland & Brækhus, 2009, s. 206–208; Vassiliouk, 2008, s. 5–7).

Přestože Čína proti změně původních plánů nikdy oficiálně neprotestovala ve snaze neohrozit výstavbu ropovodu a také na základě politiky ne-interference, kterou v jednání s producenty zemí uplatňuje, vývoj událostí vedl k jednoznačnému zklamání na čínské straně. V tisku se dokonce objevila nepříliš obvyklá prohlášení čelních představitelů Číny vyjadřujících skepsi nad dosavadní praktickou realizací rusko-čínské energetické spolupráce a nejistotu ohledně dalšího vývoje výstavby ropovodu do Číny. Chu Ťin-tchao volal po naplnění vzájemného konsensu (Andrews-Speed & Dannreuther, 2011, s. 121; Danchenko, Downs & Hill, 2010, s. 12; Kozyrev, 2008, s. 233; Øverland & Brækhus, 2009, s. 207). Do jednání navíc vstoupilo také Japonsko, které podpořilo projekt ropovodu vedoucího na pacifické pobřeží a nabídlo Rusku částku 5 miliard amerických dolarů na výstavbu ropovodu a dalších 7,5 miliard amerických dolarů na průzkum a rozvoj sibiřských nalezišť (viz Andrews-Speed & Dannreuther, 2011, s. 122).²¹ Rusko v jednání s Čínou a Japonskem dlouhodobě zastávalo nejednoznačný postoj.²² K dokončení výstavby odbočky do čínského Ta-čchingu z dvoufázového 4 857 km dlouhého ropovodu ESPO došlo až na počátku roku 2011.

20 Více k strukturálním změnám v ruském sektoru energetiky po nástupu Vladimira Putina viz kapitolu Organizační struktura sektoru ropy a sektoru plynárenství v Rusku.

21 Jiné zdroje vyčíslují částku, kterou bylo Japonsko ochotné investovat do rozvoje ropných polí a výstavby infrastruktury na 7 miliard USD (viz Seaman, 2010, s. 18), 15 miliard USD (Øverland & Brækhus, 2009, s. 207), respektive 14 miliard USD do výstavby ropovodu a 8 miliard do rozvoje ropných a plynových polí na ruském dálném východě (Mommen, 2007, s. 447).

22 Jistou roli ve výstavbě ropovodu na asijské trhy hrálo také environmentální riziko, konkrétně vedení ropovodu v blízkosti Bajkalského jezera. V roce 2006 ruský prezident Vladimír Putin nařídil vystavět ropovod o 400 km severněji, což snižuje riziko kontaminace vodního zdroje a také posouvá ropovod blíže ropným polím, jimiž má být zásobován (Henderson, 2011, s. 11–12).

Také v případě plynovodních projektů převážil zájem Ruska neztratit kontrolu nad exportem, kdy byl rozvojem východosibiřských nalezišť pověřen ruský Gazprom. Společnost byla zmocněna vládou k realizaci Jednotného programu ke gasifikaci ruského Dálného východu (Blank, 2006, s. 30–31; Kozyrev, 2008, s. 215). Plány Gazpromu však počítaly spíše s domácím využitím naleziště Kovykta a s odložením exportu až na léta 2014–2020, případně dokonce s otočením exportu plynu západním směrem. Priority Gazpromu spočívají v zásobování evropského trhu. Jako státní společnost se také mnohem více zajímá o dostatečnost produkce pro domácí trhy (Adrews-Speed & Dannreuther, 2011, s. 121). Ještě v roce 2006 se zdálo, že projekt zcela zanikne vzhledem k neshodám mezi TNK-BP a společností Gazprom (Blank, 2006, s. 35). V letech 2006–2007, pod tlakem státní administrativy, která vyhrožovala odejmutím licencí za nedodržení těžebních limitů, TNK/BP nabídla Gazpromu Kovykta k nákupu, strany se však neshodly na ceně. Společnost RUSIA Petroleum šla v roce 2011 do aukce. Gazprom ji koupil za 770 mil. dolarů.²³ Na výsledcích jednání čínské strany s ruským Gazpromem tak dnes spočívá jak výstavba plynovodu Altaj ze západní Sibíře, tak využití naleziště Kovykta a transport plynu ze Sibíře východní. Stávající vývoj byl pro Čínu potvrzením silné závislosti mezivládních dohod na interních procesech v ruském energetickém sektoru.

Obrázek č. 8: Trasa ropovodu z východní Sibíře na pacifické pobřeží s odbočkou do Číny



Zdroj: Russia Now, 2011

Otázkou zůstává, jakým způsobem se Čína se zánikem původních dohod na využití ruských sibiřských zdrojů ropy a zemního plynu vypořádala. V první řadě je třeba zdůraznit, že vývoj vzájemných vztahů na pozadí energetické bezpečnosti neměl vliv na „energetickou diplomacii“ Číny, kterou vůči Rusku v posledním desetiletí uplatňovala. Aktivní energetická politika Číny, tlak na periodické střetávání nejvyšších politických představitelů i uzavření některých významných smluv týkajících se rusko-čínských vztahů a společné hranice, hrály významnou roli v budování vzájemné důvěry a napomohly Pekingu zcela neztratit své místo ve vyjednávání o výstavbě ropovodu z Ruska.²⁴

²³ Více viz kapitolu knihy *Problematické stránky sektoru ropy a sektoru plynárenství*.

²⁴ Detailní rozbor aktivit nejvyšších politických představitelů Číny v Rusku viz (Kodůusková, 2012).

Na jednání na nejvyšší politické rovině navázaly konkrétní dohody mezi čínskými a ruskými státními společnostmi. V roce 2006 došlo k podpisu protokolu o investicích do výstavby odbočky ropovodu ESPO do Číny mezi CNPC a společností Transněft' (Protocol on Investment Evaluation of Crude Oil Branch Line to China). V roce 2008 uzavřely CNPC a Transněft' předběžnou dohodu (agreement in principle) o společné výstavbě a provozu odbočky ropovodu ESPO ze Skovorodina v Rusku do Mohe na rusko-čínských hranicích (provincie Chej-lung-t'iang) a dále do Ta-čchingu o kapacitě 15 milionů tun ropy ročně. V této době byl již budován 860 km dlouhý úsek první fáze ropovodu ESPO z Taishet do Skovorodina. Transněft' měla vystavět cca 70 km dlouhý úsek na rusko-čínské hranice, CNPC zamýšlela investovat více než 400 milionů USD na výstavbu cca 960 km dlouhého ropovodu vedoucího od ruských hranic do Ta-čchingu (Kozyrev, 2008, s. 220; CNPC, 2008). V roce 2009 CNPC a Transněft' uzavřely smlouvu na výstavbu a provoz ropovodu. Výstavba ruské (Skovorodino–Mohe) a čínské sekce (Mohe–Ta-čching) započala v dubnu, respektive v květnu 2009. V roce 2010 byla spojnice Mohe–Ta-čching dokončena. Na počátku roku 2011 byl ropovod uveden do provozu (CNPC, 2011). Podepsány byly rovněž dohody se společnostmi Rosněft' i Transněft' na dlouhodobé dodávky ropy. Na základě těchto dohod má Rusko dodávat Číně 15 milionů tun ropy ročně po dobu dvaceti let kontraktu (CNPC, 2009).

Existují názory, že k výstavbě odbočky ropovodu ESPO výrazně napomohl zájem Číny projekt rozsáhle financovat. V roce 2005 půjčila CNPC 6 miliard USD společnosti Rosněft'. Ruská společnost pak mohla snáze odkoupit nejcennější pobočku Jukosu Jugansněft'gaz (9,4 miliard USD) výměnou za budoucí dodávky téměř 50 milionů tun ropy z Ruska do Číny mezi léty 2005 a 2010. V důsledku toho byly dodávky ropy z Ruska dále navyšovány z 500 000 tun v roce 1999 na 11–15 milionů tun ročně v období 2005–2008. Půjčka umožnila společnosti Rosněft' potvrdit svůj status v ruském ropném průmyslu (Andrews-Speed & Dannreuther, 2011, s. 123; Kozyrev, 2008, s. 215, 234; Norling, 2006, s. 33). V říjnu 2008 přislíbila Čína poskytnout společnosti Rosněft' další půjčku ve výši 15 miliard USD a dále společnosti Transněft' půjčku ve výši 10 miliard USD výměnou za dokončení zpožděného ropovodu z Ruska do Číny a navýšení dodávek ropy na 15 milionů tun v roce 2011. Čínské půjčky napomohly ruským společnostem uskutečnit plánované investice v době, kdy světová hospodářská recese vedla k propadu světových cen ropy a narušila původní investiční záměry řady aktérů. Pokles světových cen za ropu a ceny zemního plynu v Evropské unii jsou považovány za hlavní stimuly zintenzivnění jinak váhavé rusko-čínské spolupráce (Downs, 2010, s. 146–156; Rosner, 2010; podobně Seaman, 2010, s. 20). Export ropy do Číny po železnici byl navíc odhadem 2,5–3x dražší než export suroviny zbudovaným ropovodem. I z těchto důvodů mohli mít ruští producenti zájem na jeho výstavbě (Danchenko, Downs, & Hill, 2010, s. 12; Downs, 2010, s. 146–156). Strategický zájem Číny na diverzifikaci importu o ruskou ropu naopak potvrzuje skutečnost, že náklady na přepravu daného objemu ropy na danou vzdálenost hovoří výrazně ve prospěch námořní dopravy. Co se týká nákladů na výstavbu, i zde vede budování tankerů před výstavbou ropovodů.²⁵

K průlomů ve vyjednávání o dodávkách plynu a plánované výstavbě plynovodů z ruské západní či východní Sibíře do Číny však doposud nedošlo. Na rozdíl od ropného sektoru, kde převažuje silný strategický zájem Číny diverzifikovat zahraniční import o ruské zdroje, není dovozu zemního plynu z Ruska přikládána taková důležitost. Zdá se, že na straně Číny alespoň prozatím převládají ekonomické faktory nad strategickými úvahami. Peking si může dovolit pozdržet dovoz plynu z Ruska do období 2015–2020. Nároky Číny na dovoz zemního plynu jsou totiž mimo potenciálních ruských zdrojů uspokojovány ros-

25 Cena tankerové přepravy v barelech na 1 000 km na trase RasTanura–Ning-po činila dle odhadů přibližně 0,18 USD; zatímco v případě původně plánovaného ropovodu Angarsk–Ta-čching byla vyčíslena na 0,75 USD, konečně za využití železniční dopravy na trase Angarsk–Man-čou-li dokonce na 7,19 USD (Erickson & Collins, 2011, s. 179; podobně Cole, 2008, s. 1). Za cenu výstavby ropovodu o kapacitě 0,24 milionů barelů ropy denně, který přepraví do Číny 87 milionů barelů ropy ročně (12 milionů tun), by 13 vysokokapacitních tankerů převezlo do Číny 312 milionů barelů ropy ročně (43 milionů tun) za méně než polovinu transportních nákladů (Sharan & Thiher, 2011, s. 16).

toucí domácí produkcí (otázkou zůstává i rozvoj rozsáhlých domácích nekonvenčních zdrojů – viz výše), importem plynu z oblasti Střední Asie a také dovozem LNG. Import plynu z Ruska je tak pro rozvíjející se plynárenský sektor v Číně doposud jednou z mnoha alternativ. Čína nemusí mít zájem uzavírat dohody s Ruskem, které by pro ni byly finančně nevýhodné, investovat do výstavby nákladných projektů či poskytovat štědré půjčky výměnou za dodávky strategické suroviny podobně, jako tomu bylo v případě výstavby odbočky ropovodu ESPO do Číny (Andrews-Speed & Dannreuther, 2011, s. 123–124; Henderson, 2011, s. 11–20; Kozyrev, 2008, s. 230). Strany se doposud neshodly na ceně odebíraného plynu.²⁶

Strategický versus tržní přístup = Čína versus západní spotřebitelé?

Následující odstavce usilují o zhodnocení předcházejících kapitol tím, že nabízejí hned několik pohledů na čínskou zahraniční energetickou politiku. Využívají přitom dvou základních přístupů k energetické bezpečnosti – přístup „strategický“ a přístup „tržní“ – které byly definovány v úvodní kapitole knihy. Obecně lze konstatovat, že hodnocení stávajícího vývoje na základě „strategické“ perspektivy je velmi často založeno na znepokojivých pesimistických scénářích. Jednak zde převládá dojem rychle se ztenčujících světových zásob ropy, který je urychlen vzestupem asijských spotřebitelů, především Číny a Indie, jednak přesvědčení, že politické potyčky a regionální konflikty mohou přerůst až ve velmocenskou soupeření či válku o zbývající zdroje energie. Za typický příklad velmocenského soupeření je často považován boj USA a Číny o blízkovýchodní zásoby ropy a zemního plynu či spory Číny a Japonska o naleziště ropy a zemního plynu ve Východočínském moři (Klare, 2009, s. 44–65; Klare, 2004), i když kritickému hodnocení na základě strategické perspektivy neunikne ani otázka závislosti evropských spotřebitelů na rozmarech ruského exportéra (Luft & Korin, 2009, s. 344).²⁷ Zastavme se krátce jak u problematiky dostatečnosti světových zásob v souvislosti s asijským ekonomickým boomem, tak u otázky velmocenského soupeření o zdroje energie.

O dojmu blížícího se „peak oil“, tedy dosažení jakéhosi pomyslného vrcholu produkce při vyčerpání přibližně poloviny světových ropných zásob, kdy bude z geologických důvodů těžba nevyhnutelně klesat, hovoří ve své stati např. Daniel Moran a James A. Russell (Moran & Russell, 2009, s. 1–18). Autoři považují energetickou bezpečnost za jednu z nejpravděpodobnějších oblastí, kde může dojít ke změně postoje světových mocností k otázce užití síly v mezinárodních vztazích, vzhledem k její důležitosti pro ekonomický rozvoj státu a obecně národní bezpečnost. Rozvíjejí situaci, kdy náklady zisku zdrojů energie násilnou (vojenskou) cestou již nebudou převyšovat výdaje za nákup surovin na světových trzích; tedy kdy trh již nebude schopen dostatečně flexibilně reagovat na rostoucí cenu ropy, kdy zanikne víra v tržní mechanismy vyrovnávání poptávky a nabídky (stabilitu dodávek) a kdy významně utrpí ekonomika jednotlivých zemí. Práva nakupujících a prodávajících na světových trzích se pak snáze stanou objektem, respektive nástrojem, strategického nátlaku. Dle Morana a Russella je představa blížícího se „peak-oil“ již nyní obsažena v úvahách strategických plánovačů a přispívá k chápání energetické bezpečnosti jako jedné z nejpravděpodobnějších oblastí, která bude v budoucnu vystavena kritickým bezpečnostním hrozbám.²⁸

Naproti tomu přední odborník na energetickou bezpečnost Daniel Yergin nabízí zcela jiný pohled na otázku vyčerpávání světových zásob ropy. I když nepodceňuje dlouhodobou výzvu, kterou představuje rostoucí světová poptávka a postupné vyčerpávání stávajících nalezišť, staví se kriticky k rychlosti vyčerpávání

26 K čínské energetické politice vůči Rusku pro oblast plynárenství více viz (Kodřousková, 2013).

27 Této problematice se věnuje druhá část knihy Energetická bezpečnost Ruské federace.

28 Autoři hovoří také o dosažení jakéhosi virtuálního „peak oil“, kdy využití fosilních paliv nebude vzhledem ke zhoršujícímu se životnímu prostředí nadále akceptovatelné (Moran & Russell, 2009, s. 4).

světových zásob ropy tak, jak je některými autory předkládáno. Upozorňuje především na podceňování role technologií, jež mohou jak zvýšit výtěžnost stávajících nalezišť, tak výrazně přispět k rozvoji nekonvenčních zásob ropy a zemního plynu (Yergin 2005; Yergin 2006b, s. E14-E18). Ostatně i pohledy jiných autorů nás utvrzují v přesvědčení, že panické scénáře nejsou v tomto případě na místě. Např. Stuart Harris a Barry Naughten citují Morrise Adelmána a dokládají, že dojem převratného vyčerpávání ropných zásob nás v minulosti již několikrát provázel, aniž by bylo v reálu takového vývoje dosaženo. V roce 1970 měly producentské státy mimo OPEC nakládat s 200 miliardami barelů zbývajících prokázaných ropných zásob. Během 33 let však tyto země vyprodukovaly celkem 460 miliard barelů ropy, přičemž v roce 2003 byly jejich prokázané zásoby odhadovány na dalších 209 miliard (Harris & Naughten, 2007, s. 186–187). Významnou roli je proto třeba přičítat i technologickému vývoji. Většina budoucích odhadů navíc nezahrnuje nekonvenční zásoby ropy, jejichž ekonomickou konkurenceschopnost zvyšují jak technologický pokrok, tak vysoké ceny za ropu, i když odhady budoucího využití zůstávají prozatím nejasné (Harris & Naughten, 2007, s. 187).

Také na vztahy USA a Číny na pozadí energetické bezpečnosti můžeme nahlížet zcela jinou optikou, než nám nabízí pouze „strategický přístup“. „Globalizace poptávky“, jak tento nový jev nazývá Yergin (Yergin, 2009, s. 93), tedy vzestup nových spotřebitelů (Číny a Indie) na světovém trhu s ropou, vedl ke zrodu teorií o snaze Číny zadržovat USA a evropské spotřebitele v přístupu k novým zdrojům ropy a zemního plynu, a naopak k domněnce strategicky smýšlejících politických špiček v Pekingu o záměru USA využít přerušení dodávek ropy do Číny jako určité formy nátlaku. Docházíme tak k představě „bezpečnostního dilematu“ v energetice, o němž již byla řeč, kdy soupeření obou spotřebitelů musí nutně vyústit ve vzájemný střet. Michael T. Klare např. předpokládá, že snaha USA i Číny militarizovat svou energetickou politiku v zahraničí (poskytování zbraní a vojenské podpory nejvýznamnějším producentům či snaha ochránit zahraniční naleziště s výhradním právem na část budoucí těžby) nutně povede ke vzájemnému soupeření a následné přímé konfrontaci. Tato konfrontace přitom nemusí být zamýšlená. Může být výsledkem eskalace regionálního sporu, který ohrozí vitální zájmy obou velmocí a do nějž obě velmoci nasadí ozbrojené síly (Klare, 2009, s. 61).

Dle zastánců „tržního přístupu“ však pesimistické scénáře prezentované zastánci „strategického přístupu“ k energetické bezpečnosti jednoduše neodpovídají tomu, jak funguje světový trh s ropou. Například Yergin sice riziko určitých kolizí vzhledem k napjatému současnému trhu nepopírá, argumentuje však tím, že případné spory neopustí úroveň standardního ekonomického soupeření. Přímý (vojenský) střet USA a Číny o zdroje energie nelze vzhledem k jejich vzájemné provázanosti očekávat. Pokud by došlo k roztržce mezi oběma státy o ropu a zemní plyn, byla by spíše součástí širších zahraničněpolitických sporů (typicky jaderný Írán) (Yergin, 2006a, s. 69–82; Yergin, 2009, s. 93–94). Vojenské řešení není dle Yergina pravděpodobné ani v případě závažných teritoriálních rozepří typu soupeření o zdroje energie v Jihočínském moři. Přestože někteří autoři považují oblast Jihočínského moře za zdroj nevyhnutelného konfliktu, dle Yergina musíme vzít v úvahu vysoké technické náklady na rozvoj nalezišť ropy a zemního plynu a také zájem okolních spotřebitelských zemí na hladkém průchodu ropných tankerů z oblasti Blízkého východu, které Jihočínským mořem proplovají (kritická je především oblast kolem Spratlyových ostrovů). Obě skutečnosti nás vedou spíše k přesvědčení, že je zachování statu quo v oblasti sdíleným zájmem všech spotřebitelů. Zdá se, že i v tomto případě riziko a náklady přímé konfrontace doposud převyšují cenu získaných surovin (Yergin, 1998, s. 47–48). Podobný názor předkládá ve své stati i Christopher J. Fettweis. Domnívá se, že války o nerostné suroviny nebudou v nadcházejícím století tak častým jevem, jak by se na první pohled zdálo. Historicky k válce, jež by byla založena čistě na „boji o zdroje energie“, nikdy nedošlo (a to ani v případě ropných šoků v 70. letech, kdy k tomu bylo skutečně blízko). Použití síly se totiž v takových případech nejeví jako dobré praktické a strategické řešení. Nehledě na pravděpodobné fyzické poškození nalezišť a křehké infrastruktury (jejíž nahrazení je obvykle velmi nákladné), zajištění dlouhodobé bezpečnosti dobytých území a hladkého fungování ropných a plynových polí je vždy nákladnější než prosté zakoupení su-

rovin na světových trzích. Ačkoliv tedy autor nepopírá, že se projevy jednotlivých aktérů podobají klasické reálpolitice, nástroje, které jsou užívány k dosažení deklarovaných cílů, jsou často ekonomické a diplomatické a odrážejí společný zájem aktérů na stabilním toku ropy a zemního plynu (Fettweis, 2009, s. 66–70).

Na působení Číny v producentských zemích lze rovněž nahlížet různými způsoby. Na tomto místě zmiňme především protiargument k tradičnímu tvrzení, že Čína (a Indie) bilaterálními dohodami s producenty na přímých dodávkách ropy, tj. mimo světový trh, ubírají ostatním (západním) spotřebitelům. Řada autorů se shoduje na předpokladu, že čínské a indické investice do nových světových nalezišť neznamenají riziko pro tradiční západní spotřebitele, neboť naopak zvyšují množství ropy dostupné na světových trzích (působením v zemích, kde jiné společnosti nemohou nebo nechtějí investovat) a vedou k lepšímu zásobování světového trhu (Yergin, 2006a, s. 69–82), a to i v případě, že jde část dodávek přímo do Číny (Downs, 2010, s. 88; Lieberthal & Herberg, 2006, s. 20–21). Tzv. „zdrojový merkantilismus“ ve svých studiích podrobuje kritice i Erica Downs. Celková produkce pramenící ze zahraničních nalezišť pod přímým vlastnictvím Číny (equity oil) představovala v roce 2005 pouze 15 % celkového čínského importu ropy. Většina zahraniční produkce čínských národních ropných společností byla koncentrována v Súdánu, Kazachstánu a Indonésii (79 %), další investice pak směřovaly do Angoly a Nigérie (Downs, 2006, s. 43–44). Na otázku, kam přesně proudí ropa produkovaná z čínského vlastnictví v zahraničí, je obtížné odpovědět, neboť čínské národní ropné společnosti ne vždy zveřejňují informace o prodeji ropy. Lze se však domnívat, že přestože šla část vytěžené ropy přímo do Číny, část produkce byla prodána na světovém trhu, a to v závislosti na ceně, kvalitě ropy a možnostech jejího zpracování v Číně (čínské rafinerie jsou vhodnější pro zpracování lehké ropy) a také rozsahu transportních nákladů (Andrews-Speed & Dannreuther, 2011, s. 82; Downs, 2006, s. 43–44). V roce 2007 prodaly čínské národní ropné společnosti na světový trh přibližně 40 % své zahraniční produkce ropy. Ropa vytěžená NOCs v Ázerbájdžánu, Rusku, Sýrii nebo Tunisku přitom do Číny nesměřovala vůbec, většina ropné produkce z Ekvádoru putovala do USA, polovina kazachstánské těžby a třetina indonéské produkce byla prodána místně (Downs, 2010, s. 88).

Rovněž domněnka, že čínské NOCs vyhrávají světové závody v průzkumu a rozvoji nových nalezišť může být nepřesná. I když expanze čínských NOCs do značné míry mění podobu globálního ropného průmyslu a lze předpokládat, že se čínské NOCs (především CNPC) stávají konkurenceschopnými globálními hráči, dosavadní účast čínských společností na mezinárodních akvizicích stále nedosahuje úrovně prostředků, jež investují mezinárodní společnosti podobné velikosti. Jak uvádějí Andrews-Speed & Dannreuther, v průběhu posledních osmnácti let získaly čínské NOCs podíly na více než dvou stech projektech v cca padesáti zemích, jejichž hodnota byla v roce 2009 odhadována na 60 miliard amerických dolarů. Roční investice do průzkumu a produkce každé z nejvýznamnějších světových společností (ExxonMobil, Shell, BP) v roce 2008 však dosahovaly výše 20 miliard amerických dolarů (Andrews-Speed & Dannreuther, 2011, s. 75). Čínské NOCs většinou investují do menších projektů, a to v zemích, kde se největší světoví giganti neangažují, ať už v důsledku mezinárodních sankcí, které zamezují investicím ze strany západních společností, či z předpokladu, že politická rizika převažují nad možnými ekonomickými zisky. Nevýhodou čínských NOCs pak může být nedostatek zkušeností a potřebných technologií k rozvoji hlubinných nalezišť či nekonvenčních zdrojů, kterým je v současné době věnována největší pozornost. V těchto případech čínským NOCs nezbyvá než rozvíjet naleziště v partnerství se světovými hráči. Nalezneme však i studie, jež tvrdí, že podobnou zkušenost mohou NOCs poskytnout i specializované těžařské společnosti, které začaly vzkvétat v 80. letech, když externě zajišťovaly služby IOC (The Economist, 2013). Zahraniční aktivity čínských NOCs také do značné míry odrážejí jejich dřívější zaměření. Zkušenosti s průzkumem a produkcí mohou nejvíce nahrávat CNPC a dceřiné společnosti PetroChina, CNOOC může těžit z dlouholeté spolupráce se zahraničními společnostmi v rozvoji přímořských nalezišť (Andrews-Speed & Dannreuther, 2011, s. 78–80; Downs, 2010, s. 82–86).

Diskutabilní zůstává i samotný předpoklad čínského politického vedení, že mezi dovozem ropy mimo světové trhy a posilováním energetické bezpečnosti lze spatřovat korelaci. V případě nenadálé události (politické nestability v zemi producenta, konfliktu v místě klíčového přepravního uzlu, přírodní katastrofy...) jsou dopady na ropu zakoupenou na mezinárodních trzích i na ropu dováženou NOCs tankery coby část výhradní těžby v zemi producenta totožné (Downs, 2006, s. 37–38; Lieberthal & Herberg, 2006, s. 20).

Výše uvedené příklady rovněž naznačují, že v chování Číny na straně jedné a západních mocností na straně druhé lze vysledovat praktické případy, jež převažujícím charakteru energetických bezpečnostních politik neodpovídají. Rozboru obou směrů a jejich prolínání se ve své stati věnuje i Michal Meidan a dokládá, že i členské státy Evropské unie, které bychom na základě snahy o hladké a efektivní fungování energetických trhů, liberalizaci, kooperaci, zvýšenou transparentnost či volný tok informací mohly považovat za typické zastánce „tržního přístupu“ k energetické bezpečnosti, jsou nuceny reagovat na odlišné praktiky nových spotřebitelských zemí a mění se klima u tradičních producentů modifikací stávajících strategií. Potřeba zahrnout diplomatickou či strategickou stránku do formulace energetických politik začíná být zdůrazňována i ze strany EU (Meidan, 2008, s. 38). Na druhé straně, také Čína, jež se tradičně orientovala na rizika pramenící ze závislosti na světových trzích a dodávkách ropy (a zemního plynu) ze zahraničí, začíná po rozsáhlých výpadcích elektrického proudu z let 2002–2004 více pociťovat nebezpečí nesprávného fungování domácího trhu, především úskalí nedotažené restrukturalizace směrem k více tržnímu prostředí a absenci jednotné překlenovací autority na bázi ministerstva, jež by se formulací energetické politiky zabývala. Lze proto vysledovat určitý posun od opatření, jež mají vést k zajištění dostatečných zahraničních dodávek („supply-side measures“), k opatřením směřujícím k posílení efektivity domácího sektoru a snižování spotřeby („demand-side measures“) (Meidan, 2008, s. 40). Existují i názory, že také v reakci na mezinárodní kritiku čínské energetické politiky v zahraničí Čína v posledních letech upřednostňuje zmírňování „strategického“ či „merkantilistického“ přístupu k energetické bezpečnosti a přijímá takové politiky, které více reflektují roli mezinárodních trhů a výhody multilaterální kooperace (Andreew-Speed & Dannreuther, 2011, s. 89–90).

Zadržování, nebo kooperace? Čínsko-americké vztahy pohledem energetické bezpečnosti

Otázkou tedy zůstává, jakým způsobem by měly být vztahy největších světových spotřebitelů, tedy především vzájemné čínsko-americké vztahy, na pozadí vzrůstající energetické spotřeby Číny dále formovány.²⁹ Diskuse o vhodné americké reakci jsou vedeny zejména od druhé poloviny 90. let, kdy se debata točila okolo dvou hlavních konceptů, a to politiky „sbližování“ (engagement) a politiky „zadržování“ (containment).

Zatímco politika sbližování je zjednodušeně založena na snaze o co největší integraci Číny do mezinárodního politického a ekonomického systému, jež by měla vést k méně agresivní, více zodpovědné a kooperativní čínské politice, politika zadržování usiluje o omezení růstu mocenského postavení Číny. Obě strategie se totiž výrazně liší v hodnocení dlouhodobých čínských ambicí, kdy politika zadržování předpokládá, že Čína bude usilovat o obnovení svého vlivu v Asii agresivnější zahraniční politikou a bude výrazně omezovat americké zájmy ve světě. Budoucí konflikt s USA se na základě tohoto nazírání jeví vysoce pravděpodobný. Ekonomický, a tak i mocenský růst Číny tuto pravděpodobnost pouze zvyšuje (Byman, Cliff & Saunders, 1999).

29 Následující odstavce vycházejí z poznatků článku Čínsko-americké vztahy pohledem energetické bezpečnosti (Kod'ousková, 2009, s. 335–349).

Je zřejmé, že uvedené rozdělení představuje určité ideální typy politik, jejichž rysy se v zahraniční politice daného státu mohou prolínat a často se také prolínají. Doporučení vhodného amerického přístupu vůči Číně se potom rovněž pohybují na různých úrovních spektra, od návrhů tzv. „realistického sblížení“ (Copeland, 2003; Menges, 2003) či obecně tvrdší americké politiky vůči Číně (Clark, 1997) přes obezřetnou politiku, jež bude reflektovat pokračující skryté taktické tendence Číny získat v budoucnu dominantní postavení v regionu i za jeho hranicemi (Sutter, 2005) až po kooperativní přístup reflektující rysy politiky sblížení (Economy, 2004; Lampton, 2005; Ross, 1997). Většina autorů na tomto konci spektra přitom zdůrazňuje zejména pozitivní dopady vzájemné ekonomické závislosti a vlivy globalizace (Garret, 2006; Yahuda, 2003). Čína je schopna rozpoznat výhody a rizika provázanosti své ekonomiky se světovými trhy. Nebude nakloněna agresivní zahraniční politice, jež by vedla k výrazným ekonomickým ztrátám a politické nestabilitě. Razantní americká politika omezující čínský ekonomický růst by tak jen podněcovala nepřátelské reakce ze strany Číny. Andrews-Speed a kol. poté blíže hovoří o tzv. liberální škole, jež v čínských energetických vztazích s ostatními státy spatřuje mechanismus pro potencionální kooperaci a integraci a společnou regionální a globální energetickou politiku považuje za základ pro překonání kulturních, geografických a politických rozdílů (Andrews-Speed, Liao & Dannreuther, 2002, s. 71–74). Kooperace ve vzájemných čínsko-amerických vztazích je ostatně doporučována i předními teoretiky v oblasti energetické bezpečnosti. Například Daniel Yergin tvrdí, že energetická bezpečnost dnes závisí převážně na zabezpečení a stabilitě mezinárodních trhů a stále komplexnější síti dodávek. Vyžaduje rostoucí kooperaci mezi státy a také mezi vládami států a soukromými společnostmi. Je založena na spolupráci největších spotřebitelů a potlačení zdrojového merkantilismu, dialogu mezi spotřebiteli a producenty, celkově potom na rozvoji velkých flexibilních trhů, schopných co nejrychleji absorbovat nenadálé změny (Yergin, 2006a). Budoucí čínsko-americká spolupráce by proto měla podpořit nejen vzájemnou kooperaci v globálním energetickém systému a začlenění Číny do skupiny nejvýznamnějších spotřebitelů, ale i spolupráci obou zemí k odstranění domácích nedostatků čínského energetického sektoru.

V prvním případě jde především o užší začlenění Číny do struktur IEA, kde přes svůj status druhého největšího světového spotřebitele ropy není stálým členem. Je však namístě, aby Čína co nejvíce participovala na činnosti IEA a na mezinárodních opatřeních vedoucích k posílení energetické bezpečnosti. Zaostávání Číny v budování strategických ropných zásob využitelných v případě nedostatku či náhlého přerušení energetických dodávek, či v extrémním případě panické skupování ropy uvolněné západními mocnostmi, znesnadňuje efektivitu mezinárodního krizového jednání a schopnost flexibilního zvládnutí nenadálých situací. Edward Chow a Jonathan Elkind v tomto směru výrazně doporučují americkému politickému vedení zachovávat a dále prohlubovat vzájemně prospěšné energetické vztahy s Čínou. Transparentní a srozumitelná mezinárodní pravidla a jejich respektování mohou značně posílit energetickou bezpečnost obou států stejně jako celého globálního energetického systému (Chow & Elkind, 2005, s. 155).

V případě kooperace k odstranění domácích nedostatků čínského energetického sektoru se pak jedná zejména o odstranění důsledků nedokonalých reforem a nedostatečné liberalizace. Jak uvádí Andrews-Speed a kol., úspěšně zvládnutá liberální reforma energetického sektoru a její správná implementace přispívá k lepšímu začlenění Číny do mezinárodních trhů se zdroji energie (Andrews-Speed, Liao & Dannreuther, 2002, s. 93–97). Důležitý je i tlak na zlepšení mechanismů řízení a ustanovení jednotného ministerstva pro energetiku. Vzájemná spolupráce může také zvýšit energetickou efektivitu, jež je v Číně stále extrémně nízká, a tím i výrazně redukovat čínskou poptávku po zahraničních zdrojích energetických surovin. Technologická asistence, výzkum a předávání zkušeností mohou významně omezit disfunkce čínského energetického sektoru, vést k lepšímu managementu poptávky, a tak i k snížení obav o dostatečnost budoucích zdrojů. Zájmy Číny i USA jakožto dvou největších světových spotřebitelů ropy závislých na jejím dovozu jsou ostatně konvergentní a otevírají prostor pro vzájemnou spolupráci.

Přestože se zdá, že strategické a diplomatické aktivity hrají v zahraniční politice nejvýznamnějších světových spotřebitelů stále významnější roli, tzv. „bezpečnostní dilema“ v energetice a případný přímý střet o zdroje ropy a zemního plynu v zahraničí není žádoucí pro žádného spotřebitele. I když je třeba respektovat předpoklad „strategického přístupu“ k energetické bezpečnosti, že jsou státy motivovány výhradně národními zájmy, nelze zároveň podceňovat argument zastánců „tržního přístupu“ o sdíleném zájmu všech světových spotřebitelů na stabilních a dobře fungujících světových trzích se zdroji energie. Konflikty o zdroje, nestabilita na světových trzích či rostoucí vliv producentů nad soupeřícími spotřebiteli není v zájmu žádného z nich.

Kapitola 2. Energetická bezpečnost Japonska

Energetická bezpečnost nabývá v Japonsku specifické politické význačnosti. Na rozdíl od jiných asijských spotřebitelů, o nichž zde hovoříme, Japonsko z vlastní zkušenosti zažilo nedostatek energetických surovin jak za druhé světové války, tak za prvních let pozdější americké okupace. Přestože nevlastní téměř žádné domácí zdroje energetických surovin (kromě malých zásob ropy při pobřeží a uhlí nízké kvality na ostrově Hokkaido) a je z hlediska vlastních zásob soběstačné pouze ze 4 % (respektive z 18 % energetické spotřeby v případě, že započítáme i jadernou energii) (ANRE, 2010, s. 11), zažilo ve 20. století výjimečný ekonomický růst. Dle James A. Baker III. Institute nejsou ani ropné šoky ze 70. let a válka v Zálivu na počátku 90. let, které měly výrazný dopad na nejvýznamnější světové spotřebitele včetně Japonska, důkazem japonské zranitelnosti. Spíše dokládají jeho nezdolnost či houževnatost vzhledem k tomu, že Japonsko ropné šoky překonalo lépe než jiní spotřebitelé a zároveň pokračovalo v nastoleném ekonomickém růstu. Útlum japonské ekonomiky proběhl až v 90. letech, a to v době relativně nízkých mezinárodních cen za ropu (James A. Baker III. Institute, 2000). Jak dokládá následující kapitola, Japonsko vyvažuje nedostatek vlastních zdrojů energie a závislost na jejich dovozu ze zahraničí především maximálním posilováním energetické efektivity a zaváděním opatření vedoucích k snižování poptávky, jež jsou v anglické literatuře označována jako „demand-side measures“.

Obrázek č. 1: Srovnání japonské energetické soběstačnosti s jinými zeměmi



Zdroj: ANRE, 2010, s. 11

Nelze však nepostřehnout, že se pozice Japonska na mezinárodních trzích se zdroji energie postupně mění, především v důsledku růstu okolních zemí. Po několik desetiletí bylo Japonsko nejvýraznějším spotřebitelem zdrojů energie a importérem ropy na asijském trhu s největší průmyslovou základnou, největším objemem automobilové dopravy, aktivními spotřebiteli... V době ropných šoků v 70. letech se Japonsko podílelo na 60 % asijské spotřeby ropy. V roce 2005 však podíl Japonska poklesl na 25 % a do roku 2020 by měl dosahovat jen 14 % asijské spotřeby ropy (Evans, 2006, s. 10–12). Dominantní pozici zaujala Čína. Ve spotřebě ropy překonala Japonsko v roce 2003 a v roce 2009 nahradila Japonsko na místě druhého největšího ropného importéra. Naopak japonská spotřeba ropy bude dle projekcí IEA do budoucna stagnovat či mírně klesat.

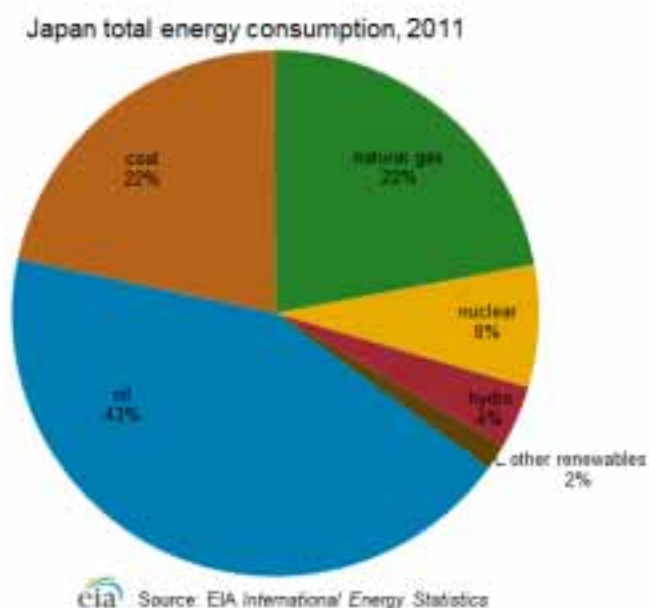
Podobná situace nastává i v případě zemního plynu. Japonsko nemá skoro žádné domácí zdroje zemního plynu, téměř veškerá poptávka je proto uspokojována dovozem zkapalněného zemního plynu (LNG) ze zahraničí. Ve snaze rozvíjet alternativní zdroje energie vůči ropě se Japonsko v 70. a 80. letech ocitlo na špičce světového trhu s LNG. V roce 1985 dováželo téměř tři čtvrtiny světové poptávky. Podíl Japonska však postupně klesal, jak se do světového obchodu s LNG zapojovaly i jiné země (v roce 2002 na 50 %, v roce 2011 cca na 33 %). Dle projekcí Mezinárodní agentury pro energii se bude v roce 2020 Japonsko podílet již jen na 19 % světového trhu s LNG (EIA, 2012; Evans, 2006, s. 11).

Do energetické bezpečnostní politiky Japonska se proto v posledních letech výrazně promítá růst spotřeby energie v okolních zemích – především v Číně a Indii. Na současný vývoj na světových trzích reagují zejména nejnovější strategie Japonska v oblasti energetické bezpečnosti z roku 2006 a 2010, o kterých se zmiňují následující kapitoly. Dříve než se pokusíme definovat základní charakteristiky současné japonské energetické politiky, je třeba krátce přiblížit, z jakých podmínek Japonsko při formulaci svých energetických strategií vychází.

Nedostatek vlastních zdrojů energie a energetická efektivita

Spotřeba primárních zdrojů energie byla v Japonsku poměrně dobře diverzifikována. Na rozdíl od situace v Číně a také v Indii nebylo Japonsko výrazně závislé na spalování uhlí. Největší podíl na celkové spotřebě měla v roce 2010 ropa (42 %), následovalo uhlí s 22 %, zemní plyn s 18 % a jaderná energie s 13 %. Přes 4 % celkové spotřeby zaujímaly hydroelektrárny a obnovitelné zdroje energie (EIA, 2010). Na současnou skladbu primární spotřeby zdrojů energie v Japonsku však měla výrazný vliv havárie v elektrárně Fukušima z března 2011, která vedla k postupnému odstavení japonských jaderných elektráren. Tuto událost i její důsledky rozebírá samostatný box.

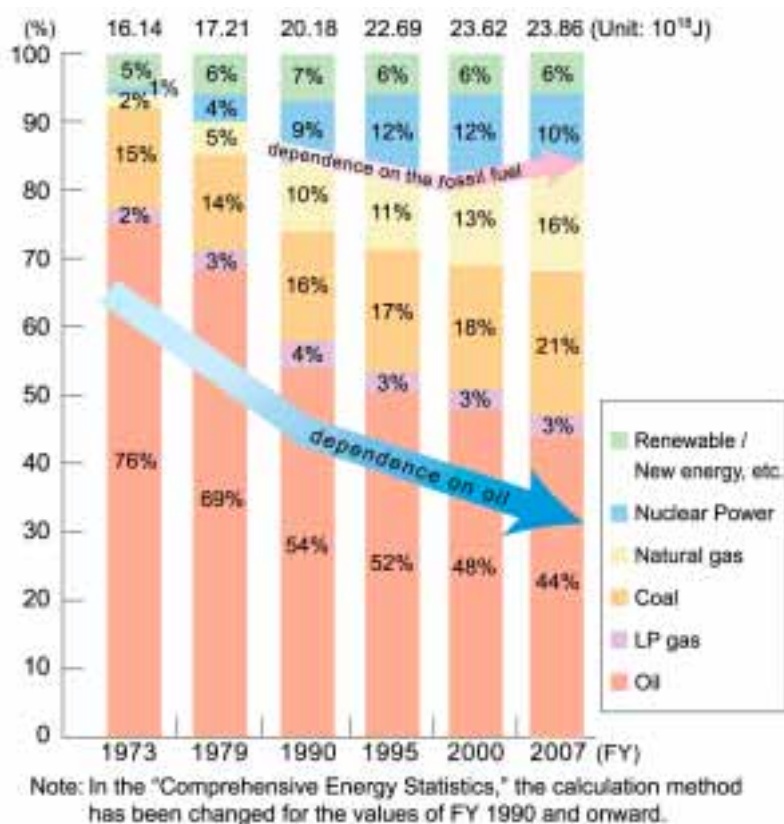
Obrázek č. 2: Primární spotřeba zdrojů energie v Japonsku (2011)



Japonsko nedisponuje téměř žádnými domácími nalezišti ropy, přestože bylo v roce 2012 se 4,73 miliony barelů ropy denně třetím největším světovým spotřebitelem (EIA, 2012). Domácí produkce se na celkové poptávce téměř nepodílí (0,3 %) (IEA, 2013, s. 5). Poptávka po ropě v Japonsku však na rozdíl od jiných asijských zemí od konce 90. let klesala. Na poklesu se podílely jak strukturální faktory (stárnutí populace, náhrada ropy jinými zdroji energie, ...), tak vládní cíle na zvýšení energetické efektivity a úspor. V posledních dvou letech lze nicméně zaznamenat mírný vzestup spotřeby v důsledku výpadku jaderné energetiky (IEA, 2013, s. 5). Určité riziko pro energetickou bezpečnost Japonska představuje stávající závislost na dovozu ropy z oblasti Blízkého východu. Podíl blízkovýchodní ropy na celkovém importu v druhé polovině 80. let klesal, dnes však opět dosahuje cca 87 %. Mezi největší dovozce ropy do Japonska řadíme: Saúdskou Arábii (28 %), Spojené arabské emiráty (24 %), Írán (12 %), Katar (11 %), Kuvajt (8 %) a Rusko (3 %). Ostatní dovozci se na importu Japonska podílejí cca 14 % (ANRE, 2010, s. 31).

Podobně jako v jiných zemích je i v Japonsku charakter energetické politiky plně spjat s historickým vývojem, především ropného sektoru. V poválečném období posloužil rozvoj těžkého průmyslu v Japonsku k rekonstrukci země, vyžadoval však značnou koordinaci průmyslových a energetických politik. Japonsko bylo v té době značně závislé na spotřebě uhlí, neboť vzhledem ke klíčové roli ropy coby pohonu japonské armády usilovaly USA o útlum ropného sektoru v zemi. V souvislosti s válkou v Koreji však potřebovaly americké jednotky stále větší objemy ropných produktů. V Japonsku proto začalo docházet k opětovnému rozvoji ropného sektoru. V roce 1964 byl podíl uhlí na primární spotřebě zdrojů energie poprvé nižší než podíl spotřebované ropy (Stewart, 2009, s. 177). V roce 1967 ustanovila vláda společnost Japan Petroleum Development Corporation (od roku 1978 Japan National Oil Company – JNOC), jež byla pověřena poskytováním kapitálu na rozvoj ropných projektů v zahraničí, získaného ze spotřební daně uvalené na ropné produkty, a později také vytvářením ropných zásob. Toto uspořádání mělo zajistit stabilní přísun energie skrze rozvoj ropných a plynových nalezišť nejvýznamnějšími ropnými společnostmi ustanovenými na základě vládních iniciativ – nyní Japex (Japan Petroleum Exploration Co., Ltd.) a společnost Inpex Corporation, která je největší společností působící v japonském ropném sektoru a sektoru plynárenství. Přestože jsou akcie společností nabízeny na tokijské burze, japonská vláda si v obou udržuje svůj podíl (EIA, 2012; JOGMEC, 2013; Stewart, 2009, s. 178).

Ropné embargo uvalené arabskými státy v roce 1973 Japonsko významně zasáhlo. Ekonomická recese a dramatický nárůst cen energií však zároveň přispěly k mobilizaci japonského obyvatelstva k podpoře rozsáhlých úsporných opatření. Japonsko postupně svou závislost na ropě redukovalo díky zvyšování energetické efektivity, a to při zachování vysokého ekonomického růstu. Významnou roli hrála také diverzifikace na jiné zdroje energie. Japonské Ministerstvo ekonomiky, obchodu a průmyslu (Ministry of Economy, Trade and Industry – METI) ve svých projekcích z roku 1978 předpokládalo zvyšování spotřeby uhlí a zkapalněného zemního plynu a postupný růst významu jaderné energetiky a obnovitelných zdrojů energie (Jain, 2007, s. 32). Podíl ropy na celkové spotřebě primárních zdrojů energie v Japonsku skutečně výrazně poklesl ze 77,4 % v roce 1973 (vrchol spotřeby) na méně než polovinu v současnosti (ANRE, 2010, s. 3) také díky zvýšení spotřeby zemního plynu, nárůstu podílu jaderné energie a opětovnému mírnému růstu ve spotřebě uhlí.

Obrázek č. 3: Vývoj podílu ropy na primární spotřebě zdrojů energie v Japonsku

Zdroj: ANRE, 2010, s. 9

Důležitým krokem posilujícím energetickou bezpečnost Japonska bylo i postupné vytváření strategických ropných zásob. Ve snaze ochránit ekonomiku před dalšími výpadky ropných dodávek poskytl v roce 1975 speciální zákon finanční asistenci soukromým společnostem na udržování strategických zásob ropných produktů pokrývajících 70 dní spotřeby. Díky těmto opatřením zvládlo Japonsko dopady druhého ropného šoku na konci 70. let lépe než mnohé rozvinuté ekonomiky (Stewart, 2009, s. 178). V současnosti je Japonsko, co se týká udržování strategických ropných zásob, jednou z nejaktivnějších zemí na světě. Celkové strategické zásoby ropy kombinující státní ropné rezervy a rezervy držené soukromými subjekty pokrývaly na počátku roku 2013 až 166 dní importu³⁰ (IEA, 2013, s. 10).³¹

Je tedy možné konstatovat, že se Japonsko stalo jedním z hlavních zastánců opatření, jež měly do budoucna snížit zranitelnost světových spotřebitelů vůči výpadkům ropných dodávek, mechanismů zavedených Mezinárodní agenturou pro energii (IEA), jež jsou dnes považovány za jedny z nejdůležitějších pilířů energetické bezpečnosti (především udržování strategických zásob ropy a kooperativní politika spotřebitelů na jejich společném využití, posilování efektivity ve spotřebě zdrojů energie, investování do technologického rozvoje...). Japonsko se přidalo k mezinárodním opatřením, když v roce 1991 v souvislosti s válkou v Zálivu a v roce 2005 po hurikánech Rita a Katrina, jež zasáhly Mexický záliv, část svých strategických ropných zásob uvolnilo.

³⁰ Výpočet využívá údaje o dovozu z roku 2011.

³¹ Dle údajů EIA disponovalo Japonsko na konci roku 2011 589 milionů barelů ropy strategických zásob. Při spotřebě 4,73 milionu barelů ropy denně by takové zásoby vystačily na cca 125 dnů (EIA, 2012).

Významnou roli v japonské spotřebě primárních zdrojů energie hraje také zemní plyn. Podíl plynu na celkové spotřebě zdrojů energie se od první ropné krize v 70. letech do roku 2008 zvýšil z 2 % na 17 % (ANRE, 2010, s. 33). Japonsko vlastní několik málo nalezišť kolem západního pobřeží, je nicméně nuceno většinu plynu dovážet, a to v jeho zkapalněné formě (LNG). Domácí produkce se na celkové spotřebě podílí jen asi 3 % (IEA, 2013, s. 14). Dovoz LNG byl zahájen již v roce 1969 z Aljašky, plně se nicméně rozvinul až ke konci 70. let. Japonsko dnes disponuje několika desítkami LNG terminálů.

Japonské regasifikační terminály nebyly zemětřesením z března 2011 a následnou vlnou tsunami výrazně poškozeny, neboť se povětšinou nacházejí dále od epicentra na jihozápadě země (EIA, 2012). Naopak, krátkodobé a spotové dodávky LNG byly jedním z prostředků, kterým Japonsko nahradilo výpadek jaderné energetiky. Dle nejnovějších statistik celková spotřeba zemního plynu v zemi vzrostla z 94,5 bcm v roce 2010 na 105,5 bcm v roce 2011 a konečně 116,7 bcm v roce 2012 (BP, 2013, s. 23).³² V případě, že nebudou některé z japonských jaderných elektráren opětovně uvedeny do provozu, lze přepokládat pokračující nárůst spotřeby. Zemní plyn je totiž na rozdíl od jiných fosilních paliv v souladu s japonskou environmentální politikou. Nejvíce dovezeného plynu (přes 60 %) je přitom spotřebováno právě k výrobě elektrické energie. V důsledku výpadku jaderné energetiky vzrostl podíl plynu na vyrobené elektřině v Japonsku z 27 % v roce 2010 na 35 % v roce 2011 (IEA, 2013, s. 14). Skladba japonských dodavatelů LNG je poměrně vyvážená. Katar byl po havárii ve Fukušimě nicméně jedním z nejvíce pohotových producentů, který zareagoval na změnu poptávky. Dnes jej společně s Brunejí, Malajsií, Indonésií či Spojenými arabskými emiráty řadíme mezi nejvýznamnější dodavatele LNG do Japonska (BP, 2013, s. 28). Na konci roku 2011 s ním japonské společnosti podepsaly smlouvy na dlouhodobé dodávky plynu. Významným japonským dodavatelem LNG je od roku 2009 také Rusko (EIA, 2012).

Box č. 3: Jaderná energetika v Japonsku po havárii v elektrárně Fukušima

Japonsko rozvíjelo civilní jaderný program po několik desetiletí v souladu se zákonem o atomové energii z prosince 1955. Za důvody rozvoje jaderné energetiky můžeme označit nedostatek vlastních zdrojů a nutnost importu většiny paliv ze zahraničí, potřebu nalezení spolehlivého nepřetržitého zdroje energie k výrobě elektřiny (nově také pro automobily na částečný či úplný elektrický pohon) či environmentální otázky včetně ambiciózních plánů na snižování emisí skleníkových plynů. Rozvoj jaderné energetiky přispěl i k posílení vědecké základny země. Japonsko se postupně stalo významným vývozcem civilních jaderných technologií (Hayashi & Hughes, 2012, s. 2; WNA, 2013).

Jedná se přitom o jedinou zemi, která zažila jaderné bombardování za druhé světové války. Japonská vláda proto hned od počátku realizovala řadu programů, jež měly přesvědčit veřejnost o prospěšnosti civilního jaderného programu (informace v médiích, výstavba návštěvnických center v blízkosti jaderných elektráren, školení kvalifikovaných pracovníků, bohatý rozpočet na podporu jaderného průmyslu, podpora místních obyvatel,...). Přesto určitá skepse či obavy veřejnosti přetrvávaly (Nakata, 2011, s. 100). Nesmíme zapomínat, že Japonsko je jednou z nejvíce seismologicky aktivních oblastí na světě, navíc velice zalidněnou.

První projekty jaderných reaktorů vznikaly v Japonsku již v 60. letech minulého století ve spolupráci s USA či za pomoci technologií importovaných z Velké Británie. V 70. letech bylo schváleno několik zákonů, jež daly rozvoji jaderné energetiky v zemi zelenou. První reaktor byl spuštěn v roce 1970, v roce 1974 jich už bylo 8, v roce 1993 dokonce 46 (Stewart, 2009, s. 179). Jednalo se zpočátku výhradně

32 IEA vyčísľuje Japonskou spotřebu plynu na 26 bcm pro rok 1980; 109 bcm pro rok 2010 a konečně 124 bcm pro rok 2012 (IEA, 2013, s. 14).

o dva typy lehkovodních amerických reaktorů na obohacený uran. Ke konci 70. let však japonské společnosti vybudovaly silnou vědeckou základnu k rozvoji domácích technologií, projektování a výstavbě vlastních reaktorů. Postupně se staly silnými hráči na světovém trhu. Hitachi a General Electric vytvořily společný podnik, Toshiba získala v roce 2006 Westinghouse Electric Company a společnost Mitsubishi Heavy Industries začala spolupracovat s francouzskou Arevou (Graham, 2011, s. 119–120; WNA, 2013).

V roce 2011 se na území Japonska nacházelo 53 jaderných reaktorů. V roce 2009 byly totiž dva reaktory – Hamaoka 1 a 2 – odstaveny, a celkový počet 55 reaktorů byl tak o dva snížen (Graham, 2011, s. 120; WNA, 2013). Japonská vláda usilovala v rámci revize tzv. Strategického plánu Japonska pro oblast energetiky (Strategic Energy Plan of Japan) z června 2010 o zvýšení podílu jaderné energetiky na výrobě elektřiny z 24 % v roce 2008 až na více než 40 % v roce 2017 a 50 % v roce 2030. V rámci tohoto plánu mělo být na území Japonska vystavěno několik nových reaktorů (WNA, 2013). Dodejme, že před událostmi z roku 2011 bylo Japonsko třetím největším výrobcem energie z jádra po USA a Francii (EIA, 2012). Jaderná energetika se podílela na výrobě elektřiny z 31 % (Hayashi & Hughes, 2012).

Plány na rozvoj jaderné energetiky v zemi však zcela změnila havárie jaderné elektrárny Fukušima na jaře 2011. 11. března postihlo Japonsko zemětřesení o síle 9 stupňů Richterovy škály (doposud největší zemětřesení v Japonsku) a následná vlna tsunami šířící se podél východního pobřeží. Navzdory okamžitému uzavření reaktorů ve Fukušimě došlo ke ztrátě napájení ze sítě v důsledku zemětřesení za současného zaplavení generátorů použitelných pro nouzové chlazení, což způsobilo nárůst teploty a tlaku v reaktorech. Reaktory 1–4 fukušimské elektrárny byly trvale poškozeny a vyřazeny z provozu (reaktory 5 a 6 byly v době zemětřesení v odstávce). Z hlediska poškození a úniku radiace se jednalo o druhou nejzávažnější jadernou havárii na světě ohodnocenou stupněm 7 (METI, 2012).

Po havárii ve Fukušimě byly postupně odstaveny veškeré japonské jaderné reaktory. Uzavření elektráren mělo za následek pokles podílu jádra na výrobě elektřiny na 12,4 % v srpnu 2011 a konečně 0 % v květnu 2012. V červnu 2012 však byly do provozu uvedeny dva reaktory v prefektuře Fukui coby krizové opatření k zabránění výpadkům proudu v zalidněných oblastech včetně Ósaky a Kjóta (WNA, 2013). Toto opatření patrně nejlépe vystihuje problematičnost situace, v níž se Japonsko nachází. Na jedné straně zde byla a stále je značná, a je třeba zdůraznit, že i pochopitelná, nedůvěra veřejnosti v opětovný rozvoj jaderné energetiky v zemi a dostatečnost zabezpečení elektráren, na straně druhé je ztráta jaderné energetiky výzvou pro japonskou energetickou bezpečnost.

Zajištění dostatečných dodávek elektřiny v měsících nejvyšší spotřeby (především léto 2011 a 2012) nebylo při výpadku tohoto zdroje totiž zdaleka jednoduché. Vyžadovalo úsporná opatření a vyhlášení vládních programů na snižování spotřeby, podporu decentralizovaných zdrojů, znovuzprovoznění některých starších elektráren či odložení inspekcí těch stávajících nebo zvýšení dovozu fosilních paliv včetně LNG (Hayashi & Hughes, 2012). Nárůst ve spotřebě ropy a zemního plynu jsme zmiňovali výše. Dodejme, že ve snaze kompenzovat výpadek jaderné energetiky vzrostl v Japonsku i podíl uhlí na výrobě elektřiny, a to z 27 % v roce 2010 na cca 34 % v roce 2011 (IEA, 2013, s. 4, 14), i když bezprostředně po zemětřesení a vlně tsunami byly některé uhelné elektrárny poškozeny a import uhlí klesal, než začal opětovně růst (BP, 2013, s. 33; Hayashi & Hughes, 2012, s. 8).

Pokud nedojde k technologickému pokroku v oblasti obnovitelných zdrojů energie,³³ lze předpokládat, že alternativu k omezené výrobě elektřiny z jádra budou nadále tvořit především fosilní paliva (Hayashi & Hughes, 2012, s. 13; podobně Vivoda, 2012). Větší podíl těchto zdrojů na celkové primární spotřebě zdrojů energie však znesnadňuje dosažení japonských environmentálních cílů. Z hlediska economic-

33 Či jiné technologické revoluci, již může představovat výroba plynu z vodíku.

kého rozvoje se zvýšený import fosilních paliv ze zahraničí a slabý japonský jen již podepsaly na rostoucím obchodním deficitu Japonska (The Economist, 2013), nehledě na vyšší ceny elektřiny v zemi. Vyjádřilo-li Japonsko obavy ze soupeření o zdroje energie s novými spotřebiteli (především Čínou) již v roce 2006 (viz níže), výpadek jaderné energetiky a nutnost spoléhat se na větší import zdrojů ze zahraničí mohou vést k většímu příklonu Japonska ke strategickému chápání energetické bezpečnosti.

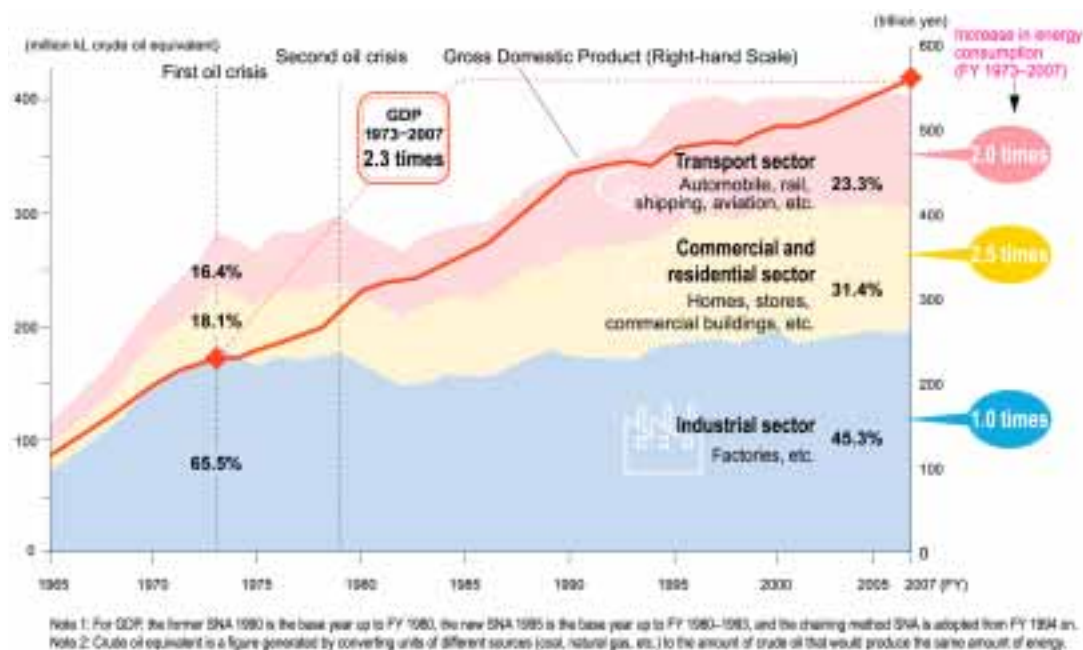
Nejnovější vývoj však naznačuje, že jaderná energetika patrně zůstane součástí energetické politiky Japonska. V prvé řadě došlo v důsledku jaderné havárie ve Fukušimě k zásadní reorganizaci sektoru a ukončení činnosti některých dřívějších vládních organizací (Nuclear and Industrial Safety Agency – NISA a Nuclear Safety Commission of Japan – NSC). Cílem tohoto opatření bylo vyčlenit samostatného nezávislého regulátora pro jaderný sektor a posílit důraz na zabezpečení reaktorů. V červnu 2012 byla ustanovena nová organizace (Nuclear Regulation Authority – NRA), která stanovuje závazná pravidla týkající se designu a zabezpečení jaderných elektráren a procedury managementu jaderných havárií. NRA má rovněž posuzovat otázku opětovného zprovoznění jednotlivých odstavených reaktorů (WNA, 2013). Jejich restart je rovněž odvislý od souhlasu lokálních politických zástupců.

Dále, vítězství Liberální demokratické strany (Liberal Democratic Party – LDP) ve volbách do dolní a horní komory parlamentu v prosinci 2012, respektive v červnu 2013 otevírá možnost znovuzprovoznění japonských jaderných elektráren. Na rozdíl od předchozí vlády současní vládní představitelé pod vedením premiéra Abeho prohlásili, že jsou připraveni přijmout odpovědnost za znovuzprovoznění reaktorů poté, co NRA potvrdí zabezpečení jednotlivých zařízení. Na konci roku 2013 má být navíc schválen nový energetický plán Japonska pro příštích 20 let, který má opětovně počítat s jadernou energií coby základním zdrojem pro výrobu elektřiny. Míra závislosti na jaderné energetice by však měla být redukována v souladu s aktuálními možnostmi, jež Japonsko bude mít k zajištění stabilních a dostupných zdrojů energie, a environmentálními cíly (EIA, 2013; WNA, 2013).

Vraťme se nyní k otázce energetické efektivity a úspor, jež je možná právě pro nedostatek vlastních zdrojů energie v Japonsku výrazně reflektována.³⁴ Japonská spotřeba primárních zdrojů energie dosáhla vrcholu v roce 1979 a do roku 1983 klesala, než začala opětovně růst. Ropné krize z let 1973 a 1979 totiž vedly k výrazným úsporám a poklesu spotřeby. Značných úspor bylo dosaženo především přesunem z energeticky náročných průmyslových odvětví (zpracování kovů, chemický či keramický průmysl) na odvětví s nižší spotřebou energie (výroba automobilů, (mikro)elektroniky, průmysl služeb,...). Některé komodity náročné na spotřebu energie začalo Japonsko dovážet ze zahraničí, povětšinou z rozvojových zemí. K úspoře ve spotřebě energie přispěly také speciální vládní programy (zvyšování energetické efektivity užitkových produktů, specifické označování úsporných výrobků či akcelerace dobrovolných kroků k redukcí emisí skleníkových plynů u spotřebitelů, malých a středních podniků, jež do značné míry vycházejí z povahy japonského národa a vysoké ochoty k přijetí podobných opatření) (Uchiyama, 2002, s. 1124–1125; Stewart, 2009, s. 181). Od 70. let tak zůstala spotřeba energie v průmyslu navzdory ekonomickému růstu víceméně stabilní a nerostla. V roce 1996 byla celková primární spotřeba energií jen 1,2x vyšší než v roce 1979. Oproti průmyslovému sektoru rostla poptávka po zdrojích energie v jiných sektorech ekonomiky, především v souvislosti s nárůstem automobilové dopravy a také spotřeby elektrické energie v domácnostech (elektrické spotřebiče, klimatizace,...). Spotřeba podniků a domácností vzrostla od roku 1973 do roku 2007 2,5x. Spotřeba energie v dopravě se ve stejném období zvýšila dvojnásobně (ANRE, 2010, s. 5; Uchiyama, 2002, s. 1124–1125).

34 Více informací o úspěšnosti implementace opatření ke zvýšení energetické efektivity v zemích G8 (viz IEA, 2009).

Obrázek č. 4: Vývoj energetické spotřeby v Japonsku po jednotlivých sektorech



Zdroj: ANRE, 2010, s. 5

Je však třeba konstatovat, že kromě přesunu výroby z energeticky náročných odvětví na odvětví s nízkou spotřebou energie Japonsko postupně představilo také řadu technologických inovací, jež vedly k výrazným úsporám i v energeticky nejnáročnějších odvětvích. Např. výroba železa a oceli se na konečné spotřebě energií v Japonsku podílela v roce 1973 21 %, v roce 2006 to bylo již jen 11 %. Zmiňovaný pokles podílu výroby železa a oceli na celkové spotřebě energií však nebyl provázen výrazným poklesem produkce. Zatímco v roce 1973 dosahoval objem produkce výše 120 milionů tun za rok, v roce 2006 poklesl pouze mírně na 118 milionů tun ročně (Morita, 2010, s. 89). Výzkum a vývoj v oblasti energetiky podporují v Japonsku speciální vládní programy. Japonsko je na světové špičce v prodeji energeticky úsporných technologií (solární panely, technologie vytápění domů apod.), vévodí také prodeji úsporných modelů vozů. Nicméně další snižování závislosti dopravního sektoru na spotřebě ropy bude poměrně náročné vzhledem k dosavadní absenci zdroje energie, jenž by mohl ropu plně nahradit. Japonské Ministerstvo ekonomiky, obchodu a průmyslu předpokládalo, že navzdory úsporným opatřením poklesne závislost Japonska na spotřebě ropy v dopravě do roku 2030 maximálně o 20 % (Stewart, 2009, s. 181–182, 185).

Technologický rozvoj v Japonsku v sektoru energetiky otevírá dveře pro vzájemnou spolupráci asijských spotřebitelů. Lze se domnívat, že rozšíření energeticky úsporných technologií do zemí, v nichž doposud nejsou využívány, může výrazně redukovat světovou spotřebu zdrojů energie a přispět ke snižování emisí oxidu uhličitého. Energetická efektivita a snižování spotřeby totiž nejen redukuje napětí na trhu a zvyšují stabilitu dodávek, ale pomáhají také předcházet globálnímu oteplování. Dle IEA by rozšíření stávajících efektivních technologií v globálním měřítku redukovalo světovou spotřebu energie o 600–900 mt za rok, podobně emise CO₂ o 1 900–3 200 Mt ročně (Morita, 2010, s. 86, 102). Ne nadarmo se říká, že výrazné zvýšení energetické efektivity je rovné objevu nového zdroje energie.

Japonsko zaujímá vůdčí roli v posilování energetické efektivity v regionu Asie-Pacifik svou účastí v nej-různějších bilaterálních a multilaterálních fórech. O možnostech budoucí spolupráce Japonska a Číny se hovořilo již v květnu 2006 na Čínsko-japonském fóru o úsporách energie a ochraně životního prostředí (China-Japan Forum on Energy Conservation and Environmental Protection), kde bylo rozhodnuto o způsobu kooperace na vzdělávání a školení pracovníků. Společné přesvědčení o nutnosti posílení energetické efektivity bylo vyjádřeno i na ministerské schůzce pěti nejvýznamnějších světových spotřebitelů (USA, Číny, Japonska, Indie a Severní Koreje) v prosinci 2006. Na Druhém summitu východoasijských zemí (The Second East Asia Summit) v lednu 2007 Japonsko představilo možné okruhy spolupráce: energetické úspory, energie z biomasy, čistší využití uhlí a snižování energetické chudoby. V dubnu 2007 bylo na základě summitu v Japonsku ustanoveno Asijské centrum pro spolupráci v oblasti energetické efektivity a úspor (Asia Energy Efficiency and Conservation Collaboration Centre). Zveřejněno bylo rovněž společné prohlášení Japonska a Číny o pokračující spolupráci v oblastech, jako jsou energetická efektivita, uhelný a jaderný sektor či modelové projekty na snižování spotřeby. Obě strany se rovněž shodly na důležitosti obnovitelných zdrojů energie a nových technologiích šetrných k životnímu prostředí. Uvažovalo se rovněž o společném výzkumu a vývoji (Morita, 2010, s. 100–108; Itoh, 2008, s. 85). V květnu 2009 se Japonsko účastnilo setkání ministrů pro energetiku zemí G8 v Itálii, v listopadu potom setkání ministrů v rámci zasedání Mezinárodní agentury pro energii ve Francii (ANRE, 2010, s. 43–44). Pokračuje spolupráce v rámci Čínsko-japonského fóra o úsporách energie a ochraně životního prostředí. Setkání z roku 2010 potvrdilo propojenost obou ekonomik a sdílený zájem na úsporách ve spotřebě energie a ochraně životního prostředí (MOFCOM, 2010).

Zvyšování energetické efektivity se úzce pojí s jiným japonským cílem – snižováním emisí skleníkových plynů. V rámci Kjótského protokolu se Japonsko zavázalo do roku 2020 redukovat emise CO₂ o 25 % úrovně z roku 1990 (Vivoda, 2012, s. 137). V květnu 2007 byla v tomto smyslu představena iniciativa The Cool Earth 50, v lednu 2008 pak The Cool Earth Promotion Programme, jež mají vést k redukci emisí skleníkových plynů zavedením více než dvaceti nových technologií v různých oblastech a podpoře mezinárodní spolupráce, přičemž druhá z iniciativ se zaměřuje především na implementaci navržených strategií. Mezinárodní spolupráce má spočívat na transferu vysoce kvalitních environmentálních technologií a aktivním podílu Japonska na dalším posilování energetické efektivity nejen na domácím poli, ale i v mezinárodním měřítku (METI, 2008). Japonsko si rovněž klade za cíl dále iniciovat změnu smýšlení a chování spotřebitelů v zemi směrem ke společnosti méně závislé na spalování fosilních paliv. Výpadek jaderné energetiky však tyto cíle výrazně problematizuje (viz příslušný box).

Závěrem dodejme, že spotřeba primárních zdrojů energie na jednotku HDP je v Japonsku jedna z nejnižších na světě (v porovnání s Japonskem je k výrobě jedné jednotky HDP nutný 2x větší objem primárních zdrojů energie v USA a téměř 10x větší objem primárních zdrojů energie v Číně). Na základě opatření přijatých po ropných šocích ze 70. let posílilo Japonsko za posledních třicet let energetickou efektivitu o 37 % (Stewart, 2009, s. 176). Lze však přepokládat, že další posilování energetické efektivity už bude náročnější, neboť bude muset být provedeno v rámci bytového sektoru a především v dopravě.

Box č. 4: Aktéři japonské energetické bezpečnostní politiky

Oproti situaci v Číně a Indii je organizace energetického sektoru v Japonsku poměrně dobře konsolidována. Nejvýznamnějšími aktéry japonské energetické bezpečnostní politiky jsou dnes Ministerstvo pro ekonomiku, obchod a průmysl (Ministry for the Economy, Trade and Industry – METI) a jemu podřízená Agentura pro přírodní zdroje a energetiku (Agency for Natural Resources and Energy – ANRE). Agentura pro přírodní zdroje a energetiku je zodpovědná za formulaci komplexní energetické politiky Japonska k zajištění dostatečných zdrojů energie, jejich efektivnímu využití a tvorbě energetických politik v souladu s environmentálními cíli. Agentura má také odpovědnost za rozvoj ekonomiky a průmyslu, má podporovat soukromý sektor a usnadňovat navazování ekonomických vazeb s ostatními státy. Za oblast jaderné energetiky v Japonsku odpovídala speciální agentura pod METI – Agentura pro jadernou bezpečnost a bezpečnost průmyslu (The Nuclear and Industrial Safety Agency – NISA). Havárie v jaderné elektrárně Fukušima však přinesla změny v organizačním řízení sektoru a vedla k ustanovení nového regulátora (Nuclear Regulation Authority – NRA), jenž by měl být od činnosti METI oddělen (viz předchozí box). Mezi ostatní aktéry, kteří jsou částečně zahrnuti i do formulace japonské energetické politiky, řadíme také Ministerstvo školství, kultury, sportu, vědy a technologií, jež je činné především v oblasti výzkumu a vývoje, a také Ministerstvo životního prostředí a Ministerstvo zahraničí (IEA, 2008, s. 28).

Jak bylo naznačeno výše, průzkum a produkce ropy a zemního plynu začaly být po ropných šocích ze 70. let realizovány vládní institucí Japan National Oil Corporation (JNOC). Korporace měla čerpat ze speciálních vládních fondů vzniklých z daní za spotřebu ropy a ropných produktů a podporovat investice japonských společností do průzkumu a těžby. Většina investic však nebyla úspěšná (ze 112 společností působících v oblasti průzkumu a produkce, do nichž JNOC investovala, se téměř 100 potýkalo s dluhy a výrazně nepřispívalo ke zvyšování dodávek ropy do Japonska). Korporace byla proto rozpuštěna a nahrazena novou institucí Japan Oil, Gas and Metals National Corporation (JOGMEC), která byla ustanovena v únoru 2004.³⁵ Přestože aktivity nové instituce odráží některé činnosti původní JNOC, jak konstatuje Peter C. Evans, na činnost nové korporace se dnes vztahuje řada restriktivních opatření, aby se předchozí negativní zkušenost neopakovala. Nová vládní strategie, jež bude rozebrána níže, však znovu otevírá dveře k větším investicím do „upstreamu“ za účelem zvýšení objemu ropy dovážené přímo skrz japonské společnosti působící v oblasti energetiky. Nebezpečí opakování předchozích chybných kroků se tak může zvyšovat (Evans, 2006, s. 20–21).

Relevantní institucí, jež se v oblasti energetiky angažuje ve výzkumu a vývoji (R&D) i rozvoji a aplikaci nových technologií (také s cílem zvyšování energetické efektivity a emisí CO₂), je v Japonsku Organizace pro rozvoj nových zdrojů energie a průmyslových technologií (The New Energy and Industrial Technology Development Organisation – NEDO). Organizace se rovněž aktivně angažuje na prezentování nových technologií vyvinutých v Japonsku u zahraničních partnerů, především v rozvojových zemích. Model spolupráce předpokládá výběr těch zařízení, které mohou nejvíce přispět k ekonomickému rozvoji v dané zemi, zvýšení energetické efektivity a zároveň redukci emisí skleníkových plynů. Vybrané technologie jsou implementovány v komunikaci s relevantními vládními institucemi. Následná demonstrace účinnosti pak usnadňuje další rozšíření technologie v zemi příjemce. Samozřejmostí je i školení místních pracovníků, technická podpora a společné výzkumné projekty s univerzitami, výzkumnými institucemi či korporacemi v hostitelské zemi (Morita, 2010, s. 103–106; New Energy and Industrial Technology Development Organization, 2013).

35 JOGMEC mimo jiné poskytuje finanční prostředky nezbytné k průzkumu a rozvoji těžby ropy a zemního plynu. Angažuje se rovněž ve vývoji technologií pro průzkum a produkci, provádí průzkum geologického podloží doma i v zámoří a shromažďuje, analyzuje a poskytuje relevantní data vládě, domácím národním i soukromým těžebním společnostem (JOGMEC, 2013).

Z institucí, jež mají zvýšit povědomí veřejnosti o nových zdrojích energie, o možných úsporách a energetické efektivitě, jmenujme rovněž Centrum pro úsporu energie (The Energy Conservation Centre – ECCJ) a také Nadaci pro rozvoj nových zdrojů energie (The New Energy Foundation – NEF). Závěrem zmiňme také skutečnost, že každý z klíčových sektorů energetiky (ropný, jaderný a uhelný sektor, sektor plynárenství a výroba elektrické energie) je v Japonsku zastoupen vlastními organizacemi, institucemi či výzkumnými centry, sdružujícími jejich nejvýznamnější aktéry.

Charakteristické rysy japonské zahraniční energetické politiky: příklon k strategickému přístupu k energetické bezpečnosti?

Jak již bylo řečeno v úvodu této kapitoly, energetická politika Japonska je nucena do značné míry reagovat na měnící se situaci na světových trzích se zdroji energie, především na postupný nástup Číny a Indie. Podobně jako v případě jiných zemí kombinuje japonská energetická politika prvky tržního i strategického přístupu k energetické bezpečnosti. Zajímavé rozlišení nabízí Peter C. Evans, který tvrdí, že se do energetické politiky Japonska historicky promítají dva základní přístupy (jež prakticky odrážejí teoretické uchopení představené v úvodní kapitole knihy). Jedná se o pohled tzv. „energetických internacionalistů“ (energy internationalists) a „energetických autonomistů“ (energy autonomists) (Evans, 2006, s. 6–9).

Energetičtí internacionalisté kladou důraz na pokračující aktivní participaci Japonska na mezinárodních trzích se zdroji energie. Reflektují přitom především potřebu limitování zásahů států do fungování trhů a umožnění volného pohybu zdrojů energie, kapitálu či technologií. Rozhodování o poptávce a dodávkách zdrojů energie by mělo zůstat decentralizované, založené na tržních principech. Internacionalisté proto usilují o maximální deregulaci a odstranění bariér, jež omezují vznik plně konkurenčního prostředí. Tyto kroky mají redukovat náklady a vést ke vzniku efektivního a soutěživého energetického systému. Internacionalisté také zdůrazňují potřebu regionální kooperace v oblasti energetiky, zvláště tam, kde vede k posílení tržních mechanismů. Představitelé tohoto směru jsou přesvědčeni, že zájmy Japonska v oblasti energetiky a energetické bezpečnosti mohou být naplněny pouze aktivní účastí Japonska v multilaterálních institucích a organizacích (G8, IEA, Asia Pacific Economic Cooperation – APEC, Energy Working Group, Northeast Asia Petroleum Forum apod.). Internacionalisté věří, že tyto instituce mohou lépe docílit vyřešení vzájemných sporů, efektivně a s nízkými náklady, umožňují sdílení informací, upevňují obchodní vazby a rozvoj investic v oblasti energetiky. Internacionalisté také pozitivně hodnotí přínos zahraniční asistence poskytované Japonskem, zejména pokud napomáhá k snižování spotřeby a zvyšování energetické efektivity v okolních zemích.

Energetičtí autonomisté naproti tomu vidí soupeření o zdroje energie spíše na pozadí hry s nulovým součtem, kde stát vždy získává zdroje energie na úkor ztráty jiného státu. Vzhledem k nedostatku vlastních zdrojů je Japonsko vystaveno silnému mezinárodnímu soupeření. Autonomisté věří, že trhy nejsou schopny vyvažovat poptávku a nabídku na regionální, či dokonce globální úrovni. Projekty v oblasti energetiky totiž vyžadují značné investice a dlouhou realizaci v čase a nabídka vždy nemusí dostatečně rychle reagovat na měnící se poptávku. Zdroje energie mají dle autonomistů strategický význam a jsou objektem geopolitického soupeření. Energetičtí autonomisté proto zdůrazňují roli vlády a podporují strategické vládní intervence, jež povedou k zabezpečení dostatečných zdrojů energie. Autonomisté jsou silnými zastánci jaderné energetiky. Zastánci tohoto směru jsou také mnohem méně přesvědčeni o výhodách regionální

a globální spolupráce. Přestože neodmítají účast Japonska v nejvýznamnějších institucích a organizacích, skepticky nahlízejí na jejich schopnost přispět k posílení japonské energetické bezpečnosti. Také zahraniční asistenci v oblasti energetiky považují za neefektivní plýtvání, v méně radikálním pohledu pak za zvýhodňování ostatních zemí na úkor Japonska. Finanční prostředky by měly být vynakládány především na domácí půdě.

Dle Evanse se tyto přístupy historicky promítají do japonské energetické bezpečnostní politiky, kdy v případě závažných krizí (ropné šoky ze 70. let) či předpokladu geopolitických rizik, s nimiž se Japonsko bude muset vypořádat (růst nových spotřebitelů na světových trzích, vzestup mezinárodních cen za ropu, závazek Japonska redukovat emise skleníkových plynů, ...), převládá hledisko energetických autonomistů (Evans, 2006, s. 8–9). K podobnému názoru dochází ve své stati také Valérie Niquet. Japonsko se tradičně spoléhalo na tržní ekonomiku k zajištění dostatečných dodávek zdrojů energie. Přestože je tato myšlenková škola v Japonsku stále vlivná, po roce 2000 začíná být upřednostňována nová strategie, více podobná konceptu energetické bezpečnosti, který preferuje Čína. Nová japonská strategie reaguje na růst Číny a také Indie na světových trzích a spíše než na tržní síly se začíná soustředit na otázku zajištění dostatečných dodávek ropy a zemního plynu přímo od producentů států (Liao, 2007, s. 33; Niquet, 2007, s. 26). Podívejme se tedy, jaké konkrétní cíle odrážejí nejnovější strategie Japonska v oblasti energetiky a energetické bezpečnosti.

Základní směřování japonské energetické politiky určuje zákon z června 2002 (The Basic Act on Energy Policy), který zmiňuje tři základní cíle: zabezpečení stabilních dodávek zdrojů energie; udržitelný rozvoj s ohledem na životní prostředí; využití tržních sil. První z cílů reaguje na rostoucí nestabilitu na světových trzích se zdroji energie a usiluje o diverzifikaci zdrojů, posilování energetické efektivity a omezení závislosti na výhradních (blízkovýchodních) dodavatelích ropy. Zdůrazňuje také potřebu udržování dostatečných strategických zásob a zdokonalení managementu v krizových obdobích. Zdá se tedy, že se nové stranické smýšlení do zákona z roku 2002 ještě výrazněji nepromítá. Velký význam je zde naopak přikládán tržním principům a pojmům jako liberalizace či deregulace (ANRE, 2010, s. 18; METI, 2002).

V květnu 2006 však byla Ministerstvem pro ekonomiku, obchod a průmysl prezentována nová energetická strategie (Japan's New National Energy Strategy). Ta již výrazně odráží nedávné změny na mezinárodních trzích se zdroji energie. V samostatné kapitole hovoří o světovém trendu „restrukturalizací národních energetických strategií“, kdy státy začínají opět považovat energetiku a energetickou bezpečnost za nejvýznamnější z národních výzev. Zatímco spotřebitelské státy se dnes stále více soustředí na zajištění bezpečnosti dodávek (strategie přímo zmiňuje „agresivní postoj Číny k zajištění svých zájmů v zahraničí“), producentské země posilují státní kontrolu nad zdroji energie.

Obecně japonská strategie z roku 2006 opět usiluje o naplnění tří základních cílů: ustanovení takových opatření, jimž obyvatelstvo může důvěřovat, zajištění udržitelného rozvoje reflexí jak energetických, tak environmentálních otázek, závazek vypomáhat asijským i jiným zemím při zvládnutí problémů z oblasti energetiky. Ze zřejmého pohledu lze konstatovat, že strategie odráží cíle stanovené zákonem z roku 2002 (posilování energetické efektivity, důraz na diverzifikaci a decentralizaci zdrojů energie, rozvoj jaderné energetiky, udržování záložních zdrojů, připravenost v případě nenadálých výpadků...). Ve své čtvrté části však nová japonská strategie představuje i konkrétní číselné cíle, které mají velmi ambiciózní ráz: zvýšení energetické efektivity o dalších 30 % do roku 2030, redukci podílu ropy na primární spotřebě zdrojů energie na méně než 40 % do roku 2030, redukci závislosti na spotřebě ropy v dopravním sektoru na přibližně 80 % do roku 2030, zvýšení podílu jaderné energie v produkci elektřiny na 30–40 % a výše do roku 2030, zvýšení průzkumu a produkce ropných zdrojů v zahraničí japonskými společnostmi na 40 % do roku 2030

(ze současných 15 %). A právě v posledním bodě se již výrazně odráží potřeba získávání výhradních práv na část těžby v zahraničí (*equity oil*) a jejího dovozu japonskými společnostmi přímo do Japonska. Strategie tedy představuje koncept podobný tomu čínskému (METI, 2006).

Dle Evanse vede nová energetická strategie k aktivnější roli vlády a většímu důrazu na japonskou energetickou diplomacii v zahraničí, jež by měla vést k zajištění dostatečných dodávek zdrojů energie (Evans, 2006, s. 19–20). K podobnému závěru dochází i Niquet. Záměr zvýšit podíl ropy produkované japonskými společnostmi na celkové spotřebě ze současných 15 % na 40 % jasně hovoří o snaze japonské vlády kontrolovat ropnou produkci ve stále soupeřivějším prostředí (Niquet, 2007, s. 19). Jak však bylo zmíněno v předchozí kapitole, Evans se zároveň obává, že posilování strategických prvků v energetické bezpečnostní politice Japonska může vést k roztočení jakési „spirály intervence“ přirovnávané k bezpečnostnímu dilematu v mezinárodních vztazích. Japonská energetická politika, jež má výhradně obranný účel (zajistit dostatečné dodávky zdrojů energie), může být totiž okolními státy chápána jako ofenzivní, vést k soutěživosti spotřebitelských zemí a zároveň neúměrnému navyšování finančních prostředků s cílem získat přednostní práva na těžbu v zahraničí na úkor ostatních spotřebitelů (Evans, 2006, s. 21). Před příklonem ke strategickému uvažování či „zdrojovému nacionalismu“ namísto preference tržních principů ze strany Japonska varuje také Masahiro Atsumi. Dle autora může Japonsko navíc jen obtížně soupeřit s agresivní energetickou politikou Číny, neboť by jako demokratická země před veřejností obtížně obhajovalo poskytování „speciálních finančních prostředků“ s cílem získat výhradní práva na těžbu v zahraničí (Atsumi, 2007, s. 35). Zopakujme rovněž, že soupeření spotřebitelských zemí o zahraniční zdroje energie nahrává producentům, že „spirála intervence“ může odradit Čínu od následování pravidel tržního přístupu či vést k nežádanému přílivu investic do rukou autoritativních či slabých vlád.

Je zajímavé, že nová japonská energetická strategie nicméně zmiňuje i předpoklad vzrůstající vzájemné závislosti asijských ekonomik a snahu Japonska nepodněcovat mezinárodní soupeření. Počítá s mezinárodní kooperací a s využitím technologické vyzrálosti Japonska v napomáhání asijským i jiným partnerům ve zvládnutí problémů z oblasti energetiky a energetické bezpečnosti (posilování energetické efektivity, šíření nových zdrojů energie a čistých technologií,...) (METI, 2006). Strategie tak může mít i značné pozitivní dopady, zejména pokud přispěje k rozvoji nových technologií a aktivní roli Japonska v rámci regionální spolupráce. Technologický rozvoj ostatně doporučuje i James A. Baker III. Institute. Alternativní technologie a jejich rozvoj by mohly oslabit monopolní postavení producentů států a přispět k posílení energetické bezpečnosti. Náhlá přerušena dodávek (ať už úmyslná, či náhodná) mohou být zmírněna využitím strategických ropných zásob, a to nejen na domácím poli, ale i v rámci mezinárodní a regionální spolupráce vytvářením společných strategických rezerv (James A. Baker III. Institute, 2000).

Výčet nejdůležitějších opatření v rámci japonské energetické politiky uzavírá nejnovější Strategický plán Japonska pro oblast energetiky (Strategic Energy Plan of Japan) z června 2010. Plán odráží tři základní principy: zajištění stabilních dodávek zdrojů energie, udržitelný rozvoj ve vztahu k životnímu prostředí a využití tržních mechanismů, které však doplňuje o dva nové cíle: ekonomický růst založený na dostatku zdrojů energie a strukturální reformu energetického průmyslu. Mezi nejdůležitějšími opatřeními do roku 2030 je opět zmíněno zabezpečení zdrojů energie prohlubováním strategických partnerství s producentními státy aktivní diplomacií na nejvyšší politické úrovni a kooperací s relevantními sektory průmyslu. Kromě zvyšování vlastní soběstačnosti má Japonsko usilovat i o udržení pozice světové jedničky ve zvyšování energetické efektivity, výrobě produktů a systémů vztahujících se k energetice a snižování emisí skleníkových plynů. Podobně jako v případě strategie z roku 2006 je však zmíněna také důležitost rozvoje a šíření inovativních technologií a posilování mezinárodní spolupráce v oblasti energetiky (METI, 2010).

Lze tedy konstatovat, že nejnovější strategie prezentované japonským Ministerstvem pro ekonomiku, obchod a průmysl potvrzují specifický charakter japonské energetické politiky kombinující prvky tržního a strategického přístupu k energetické bezpečnosti. Zatímco dříve byl kladen větší důraz na tržní principy, vývoj na světových trzích se zdroji energie a především aktivní čínská energetická politika v zahraničí však vedly japonskou vládu k jistému příklonu ke strategickému chápání energetické bezpečnosti a k snaze o aktivnější energetickou diplomacii v zahraničí.³⁶

Čínsko-japonské vztahy na pozadí energetické bezpečnosti

Přestože Japonsko a Čína sdílejí v oblasti energetiky dlouhou historii vzájemné spolupráce, vztah obou zemí na pozadí energetické bezpečnosti prošel v 90. letech významnou proměnou.

Čínsko-japonské vztahy na pozadí energetické bezpečnosti dlouhodobě odrážely komplementaritu vztahu producenta a spotřebitele. Tehdy ještě zcela soběstačná Čína začala v roce 1974 vyvážet ropu do Japonska. Vzájemná spolupráce pak pokračovala na základě dlouhodobé obchodní dohody uzavřené v roce 1978, jež je každých pět let aktualizována. Je zajímavé, že v 70. letech soupeřila Čína o dovoz ropy do Japonska se Sovětským svazem, které Japonsku nabídlo alternativní sibiřské zdroje. Čínská naleziště však byla pro Japonsko geograficky bližší, bez nutnosti rozsáhle investovat do budování ropovodů z ruské Sibiře. Ještě v roce 1990 tak Čína vyvážela do Japonska přes polovinu celkového exportu ropy, což představovalo cca 7 % japonského importu.³⁷ Japonsko dováželo z Číny také uhlí a později i zemní plyn (Calder, 2007, s. 7–8).

Spolupráce v oblasti energetiky byla pro obě strany přínosná. Japonsku umožňovala částečně diverzifikovat dovoz ropy z oblasti Perského zálivu a zároveň vyjednat s blízkovýchodními producenty lepší ceny (přestože ropa z Číny nabývala zcela jiných parametrů a vyžadovala jiný typ zpracování). Číně usnadnil vývoz ropy do Japonska přístup k novým technologiím a poskytl nezbytný kapitál pro modernizaci země, Japonsku zase otevíral prostor pro odbyt průmyslových výrobků na čínském trhu. Vzájemná spolupráce vedla i k potlačení teritoriálních sporů, a to na obou stranách (Calder, 2007, s. 8–9; Liao, 2007, s. 27–30). Dle některých autorů je však při posuzování tehdejších čínsko-japonských vztahů třeba brát v úvahu nejen rovinu spolupráce v oblasti energetiky, ale i charakter mezinárodního prostředí. Přes ideologické rozdíly sbližovaly obě země okolnosti studené války a normalizace diplomatických vztahů Číny s USA. Kooperace byla v té době ovlivněna těmito zásadními faktory: nekompetitivním charakterem vzájemného vztahu na pozadí energetické bezpečnosti, rozdílným stupněm ekonomického vývoje, společnými strategickými zájmy a vzájemnou důvěrou. Naopak skončení studené války a především obnovení strategické aliance mezi Japonskem a USA v roce 1996 vztah Japonska a Číny zproblematizovalo (Liao, 2007, s. 27–31). Také čínsko-japonské vztahy na pozadí energetické bezpečnosti prodělaly na počátku 90. let zásadní změnu. V roce 1993 přestala čínská produkce pokrývat domácí spotřebu ropy a Čína začala být nucena ropu dovážet. Dlouholetý vztah producent-spotřebitel se postupně změnil na vztah dvou významných světových spotřebitelů.

Je možné konstatovat, že dnešní čínsko-japonské vztahy na pozadí energetické bezpečnosti v sobě nesou jak potenciál konfliktu mezi oběma spotřebiteli, tak otevírají možnosti vzájemné spolupráce. Při posuzování konfliktnosti vzájemných vztahů je třeba mít v prvé řadě na paměti odlišnosti energetických konceptů obou zemí. Například Kent E. Calder hovoří o japonské energetické politice jako o konzervativní a hlu-

36 V době kompletace této publikace se očekávalo zveřejnění nového energetického plánu Japonska pro příštích 20 let.

37 Dovoz ropy z Číny průměrně dosahoval 5–6 % celkového japonského importu. Na konci 90. let to však bylo již jen okolo 2 % vzhledem k poklesu produkce a růstu domácí spotřeby v Číně (Liao, 2007, s. 30).

boce zakořeněné, tradičně vázané na oblast Blízkého východu, zatímco Čína jako „opozdilec“ na mezinárodních trzích se zdroji energie působí všude, kde je to jen možné (Calder, 2007, s. 1–7). Japonsko se dlouhodobě spoléhalo na dodavatele z oblasti Perského zálivu a neusilovalo o diverzifikaci zdrojů natolik, jako je tomu v případě Číny. Japonské zájmy jsou z geopolitického hlediska zabezpečeny aktivní politikou USA jak v oblasti Blízkého východu, tak podél námořních transportních tras a klíčových přepravních uzlů. Japonská spotřeba primárních zdrojů energie za posledních patnáct let zdaleka neroste tak jako ta čínská a jak již bylo řečeno v úvodu kapitoly, do budoucna lze dokonce očekávat stagnaci či mírný pokles ve spotřebě ropy (podobně Atsumi, 2007, s. 31–33). Naproti tomu čínská energetická bezpečnostní politika zdůrazňuje nutnost hledání nových zdrojů ropy a zemního plynu v zahraničí vzhledem k stále rostoucí domácí spotřebě. Na rozdíl od Japonska Čína citlivě vnímá dominanci USA na mezinárodních trzích se zdroji energie a podél námořních přepravních tras a usiluje o omezení své závislosti na námořním dovozu výstavbou pozemních ropovodů a plynovodů z blízkého okolí. Čína také doposud aktivněji a efektivněji podporovala zahraniční aktivity svých národních ropných společností, než tomu bylo v případě Japonska (podobně Liao, 2007, s. 32–37).

K obdobnému závěru dochází i Vlado Vivoda, když upozorňuje na rozdíly mezi nejvýznamnějšími spotřebiteli v uplatňování univerzálního principu energetické bezpečnosti: diverzifikace dodavatelů (Vivoda, 2009). Přestože jsou všechny spotřebitelské státy vystaveny stejným systémovým rizikům (typicky nestabilita v producentských regionech, zhoršování investičního prostředí v zemi producenta, uplatňování netržních strategií a rostoucí nacionalismus, přerušování dodávek zdrojů energie a následné navýšení ceny,...), diverzifikační strategie spotřebitelských zemí mohou nabývat různých podob. Japonsko v tomto ohledu zůstává zcela závislé na importu ropy ze zahraničí a na jejím dovozu z oblasti Blízkého východu (více než 80 % celkového importu ropy). Přesto nepreferuje diverzifikační strategie tak, jak bychom mohli očekávat. Důvodem může být postupný pokles importu ropy ze zahraničí v důsledku zvyšování energetické efektivity a snižování spotřeby ropy. Jak už bylo řečeno, Japonsko svou energetickou bezpečnost posiluje také udržováním rozsáhlých strategických ropných zásob a spoléhá se na USA v zabezpečení námořního obchodu. V případě Číny naopak silně převládají obavy z přerušování dodávek ropy ze zahraničí a ze závislosti na námořních transportních trasách a přepravních uzlech. Čína klade značný důraz na politiku diverzifikace a navazování bilaterálních vazeb v regionech energetických producentů, přestože v porovnání s Japonskem dováží z Perského zálivu méně než 40 % importované ropy a vzhledem k vlastní produkci (jež uspokojuje téměř polovinu čínské spotřeby ropy) je také méně zranitelná než Japonsko. Čína na rozdíl od Japonska nepocítila následky ropných šoků ze 70. let. Obavy z přerušování dodávek tedy neodrážejí reálnou historickou zkušenost a mají spíše psychologický charakter. Dojem zranitelnosti přesto vede Čínu k následování politiky diverzifikace. Lze tedy usuzovat, že opatření k posílení energetické bezpečnosti jednotlivých spotřebitelských zemí silně podléhají subjektivní percepci daného státu a nemusejí odrážet reálnou situaci spotřebitele.

Kromě odlišností v energetických strategiích obou zemí a obecně v nazírání na základní otázky zajištění energetické bezpečnosti lze najít i konkrétní případy, kdy zájmy Číny a Japonska stojí proti sobě. Signifikantní je především soupeření o zdroje ropy a zemního plynu na ruské Sibiři, kterému jsme se věnovali v předchozí kapitole. Jak dokládá vložený rámeček, zájmy obou zemí se střetávají také ve Východočínském moři (spor o ostrovy Senkaku, čínsky Tiao-jü-tchaj). Japonsko se může rovněž obávat vyhocení sporu Číny s ostatními zeměmi jihovýchodní Asie o Spratlyovy ostrovy v Jihočínském moři, které by mohlo narušit námořní dopravu směřující do Japonska.

Box č. 5: Spor Japonska a Číny o ostrovy Senkaku

Spor Japonska a Číny o neobydlené ostrovy a skály Senkaku ve Východočínském moři o rozloze 6,3 km² má své kořeny v odlišném historickém výkladu práva obou zemí na vlastnictví ostrovů. První záznamy o ostrovech pocházejí z čínských zdrojů. V roce 1870 však byla přilehlá oblast zabrána Japonskem a přejmenována na Okinawu. Čínský císař odmítl snahy Japonska zahrnout ostrovy Senkaku pod Okinawu, nicméně v roce 1895 po čínsko-japonské válce Japonsko ostrovy unilaterálně zabralo s tím, že se jedná o neobsazené území (*terra nullius*). Japonsko upozorňuje na skutečnost, že ostrovy byly do té doby součástí ostrovů Nansei a také na slabý zájem, který Čína o tyto ostrovy až do roku 1970, kdy zde byly objeveny potenciální naleziště uhlovodíků, projevovala.

Po porážce Japonska v druhé světové válce převzaly administrativu nad Okinawou včetně ostrovů Senkaku Američané. Vlastnictví ostrovů však nebylo uspokojivě vyřešeno ani v rámci mírové smlouvy uzavřené mezi USA a Japonskem v roce 1951, ani v roce 1972 v rámci dohody o navrácení Okinawy Japonsku. Teng Siao-pching přenechal při uzavření smlouvy o míru a přátelství s Japonskem v roce 1978 řešení sporné otázky „následujícím generacím“ ve snaze udržovat příznivé vztahy s okolními státy a více se soustředit na vnitřní ekonomický růst Číny. Teritoriálnímu sporu se proto dostalo pozornosti především v posledních letech.

Co se novodobé historie týká, spor podléhá především rozdílnému výkladu Úmluvy Organizace spojených národů o mořském právu z roku 1982. Dle Úmluvy se vzdálenost 200 námořních mil (370 km) od pobřeží přímořského státu považuje za výlučnou ekonomickou zónu.³⁸ Nejširší vzdálenost mezi Čínou a Japonskem ve Východočínském moři však dosahuje 360 námořních mil, což velmi znesnadňuje stanovení námořní hranice mezi oběma státy. Přitom obě země využívají Úmluvu k značně rozdílnému výkladu. Japonsko stanovilo svou výlučnou ekonomickou zónu v roce 1996 uplatněním „spravedlivého řešení“ vytyčením „centrální středové linie“ (článek 74 Úmluvy OSN o mořském právu). Čína však za svou výlučnou ekonomickou zónu považuje podstatně rozsáhlejší území, jež vytyčila na základě vzdálenosti kontinentálního šelfu (článek 76 Úmluvy OSN o mořském právu)³⁹ (Clarke, 2010, s. 87, Cole, 2008, s. 100–101, Liao, 2008, s. 61–62).

Svou roli v konfliktu mají nově také naleziště uhlovodíků. Východočínské moře je potenciálním bohatým zdrojem zemního plynu, který by mohl hrát roli v domácí poptávce jak Číny, tak i Japonska. Přesné určení zásob uhlovodíků je však velmi obtížné, vzhledem k teritoriálním sporům mezi oběma zeměmi a nedostatečnému průzkumu geologického podloží. EIA odhaduje prokázané a pravděpodobné zásoby ropy ve Východočínském moři na 60 až 100 milionů barelů. Čínské zdroje uvádějí 70 až 160 milionů barelů neprobádaných zdrojů. Tyto odhady nicméně neberou v potaz ekonomické faktory důležité pro zahájení možné produkce (EIA, 2012). Průzkum ve Východočínském moři uskutečňuje především čínská CNOOC, buď samostatně, nebo s přispěním zahraničních partnerů. Svě prokázané zásoby ropy

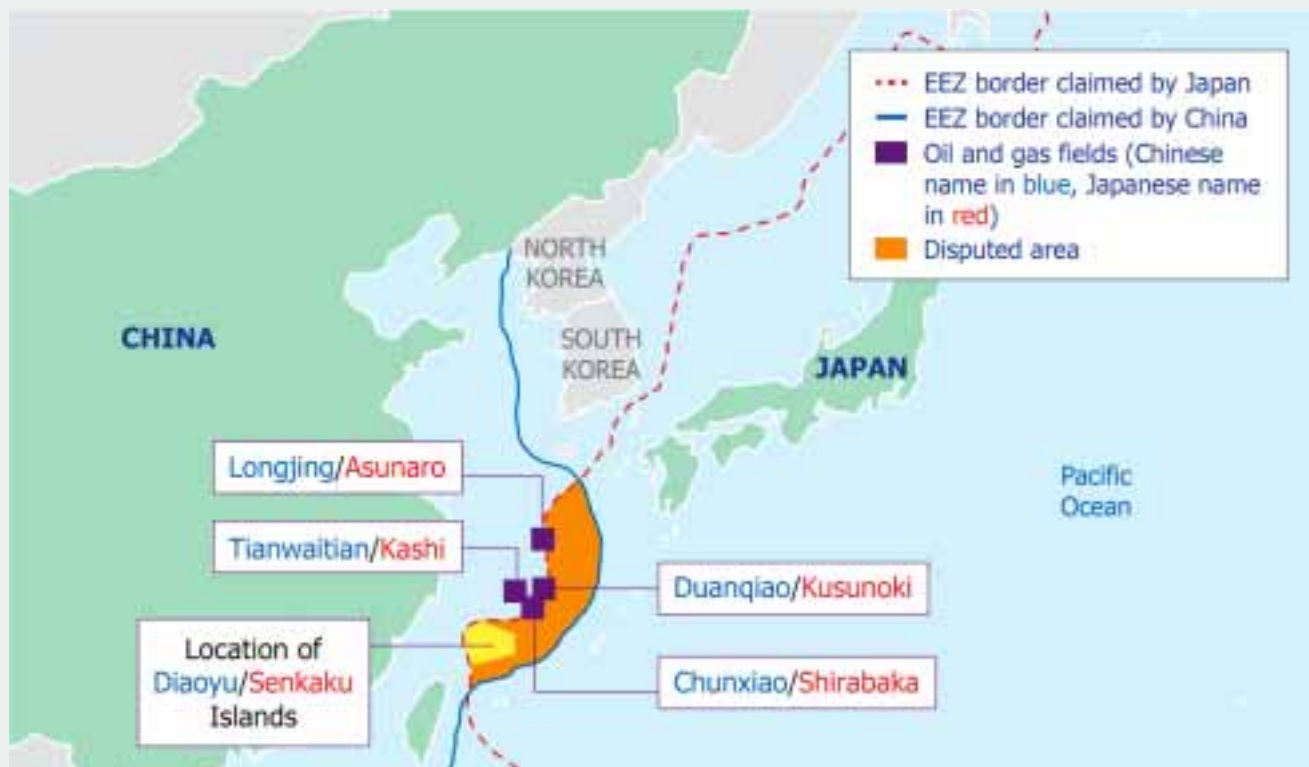
38 Ve výlučné ekonomické zóně má pobřežní stát: svrchovaná práva za účelem průzkumu a využívání přírodních zdrojů, at živých, či neživých, mořského dna a podzemí a vod nad nimi ležících, jejich uchování a hospodaření s nimi, a svrchovaná práva, pokud jde o jiné činnosti týkající se hospodářského průzkumu a využívání zóny, jako je výroba energie pomocí vody, proudů a větrů (Článek 56 a 57 Úmluvy OSN o mořském právu).

39 Kontinentální šelf pobřežního státu zahrnuje mořské dno a podzemí podmořských oblastí, které leží za hranicemi jeho pobřežního moře po celém přirozeném prodloužení jeho pevninského území k vnější hranici kontinentálního okraje anebo do vzdálenosti 200 námořních mil od základních linií, od kterých se měří šíře pobřežního moře tam, kde vnější hranice kontinentálního okraje této vzdálenosti nedosahuje. Pevné body tvořící linii vnějších hranic kontinentálního šelfu na mořském dně buď nepřesáhnou 350 námořních mil od základní linie, od níž se měří šíře pobřežního moře, anebo 100 námořních mil od izobary 2 500 metrů, což je linie spojující body v hloubce 2 500 metrů (článek 76 Úmluvy OSN o mořském právu). Čína v tomto případě stanovila vzdálenost své výlučné ekonomické zóny na 350 námořních mil.

vyčíslila v roce 2011 na 18 milionů barelů (EIA, 2012). Co se týká zemního plynu, EIA odhaduje, že se zde nachází cca 1–2 Tcf prokázaných a pravděpodobných zdrojů zemního plynu. Čínské zdroje poukazují na 250 Tcf neobjevených zásob. CNOOC v roce 2011 vyčíslila své prokázané zásoby plynu ve Východočínském moři na 300 Bcf (EIA, 2012).

Je třeba zdůraznit, že těžba uhlovodíků ve Východočínském moři probíhá již několik desetiletí. Problém však představuje těžba nalezišť ve sporném území, které nárokuje jak Čína, tak i Japonsko (viz obrázek). Konflikt nabyl na intenzitě především v letech 2003/2004, kdy Čína ve spolupráci se zahraničními partnery (Royal Dutch Shell a Unocal Corp) zahájila těžbu zemního plynu v blízkosti „středové linie“, kde bylo již v letech 1968–1969 objeveno několik nalezišť ropy a zemního plynu. Japonsko se obávalo, že čínská těžba povede k souběžnému vyčerpání polí na japonské straně linie a porušení námořních práv Japonska. Bilaterální spory mezi oběma státy pak vedly ke stažení společnosti Shell a Unocal z projektu, přestože oba partneři oficiálně označili za příčinu svého odchodu obchodní důvody (Liao, 2008, s. 60; Zhao, 2008, s. 224). Na události z roku 2004 navázalo několik kol vzájemných jednání, jež však nepřinesly žádný konkrétní výsledek. Jednání byla navíc několikrát narušena incidenty různého charakteru, od pohybu lodí té či oné strany za vytyčeným územím, až po návštěvu kontroverzní svatyně Jasukuni v Tokiu japonským premiérem Junichirou Koizumi.

Obrázek č. 5: Naleziště uhlovodíků a teritoriální spory Číny a Japonska ve Východočínském moři



Zdroj: EIA, 2012

Vyřešení konfliktu totiž kromě odlišného historického výkladu, interpretace Úmluvy OSN o námořním právu a sporů o naleziště uhlovodíků narušuje i značná nedůvěra mezi Čínou a Japonskem a také snaha obou zemí posílit své postavení regionální velmoci (Liao, 2008, s. 70–74). Jak popisuje Ryan Clarke, Japonsko pozorně sleduje ekonomický vzestup Číny a také čínskou vojenskou modernizaci (budování

regionálních kapacit, které by měly Japonsko odstrašovat a chránit čínské zájmy v jihovýchodní Asii). Naproti tomu Čína také bedlivě sleduje možnou změnu ústavy, a tak i dosavadního obranného charakteru japonských vojenských sil, snahu angažovat tyto síly také v případě externích agresí či rostoucí významnost americko-japonské bezpečnostní aliance (Clarke, 2010, s. 88, 90; Liao, 2008, s. 70–74). Zdá se tedy, že vyřešení sporu je odvislé také od toho, jak se oběma zemím podaří zvládnout koexistenci ve východní Asii.

Tuto skutečnost by potvrzovaly i události z minulého roku. V září 2012 jsme byli svědky opětovného vyhrocení sporu, když japonská vláda souhlasila se zakoupením tří ostrovů, které doposud nebyly pod její správou, od soukromého majitele. Čin vedl k pobouřené reakci ze strany Číny, sérii incidentů v oblasti a vlnám nacionalismu na obou stranách. Spor o ostrovy Senkaku je tedy třeba chápat v širším kontextu čínsko-japonských politických tenzí, jejichž eskalace v regionální konflikt představuje nežádoucí vyústění.

I v oblasti Blízkého východu může docházet ke střetům japonských a čínských zájmů. Japonsko je pro Perský záliv spolehlivým zákazníkem, ovšem s růstem čínské spotřeby ropy se tato situace může do budoucna značně proměňovat. Typický sporný bod představuje Írán, jenž je pro oba spotřebitele významným dodavatelem ropy. Vztahy Číny a Íránu nabývají na geopolitickém významu, který Japonsko může jen obtížně následovat vzhledem ke svému spojení se Spojenými státy. Japonsko v roce 2003 pod nátlakem USA např. odstoupilo od dohody s Íránem na rozvoji ropného pole Azadegan (Calder 2007, s. 24–25; Liao, 2007, s. 36). Závěrem dodejme, že vztahy Japonska a Číny silně poznamenávají také historické spory a související vysoká míra politické nedůvěry (Jain, 2007, s. 36–37; Liao, 2007, s. 31–32).

Čínsko-japonské vztahy však otevírají i možnosti vzájemné spolupráce (Calder, 2007, s. 15–16; Itoh, 2008, s. 83–84; Stewart, 2009, s. 182–183). V prvé řadě je to kooperace s cílem zvýšit úspory a energetickou efektivitu, jež mohou výrazně redukovat čínskou poptávku po zdrojích energie, a tak i závislost země na importu ze zahraničí. Spolupráce může výrazně napomoci zvýšit nízké ekologické standardy v Číně a redukovat znečišťování životního prostředí, jež má dopad i na Japonsko. Japonsko bylo v minulých letech velice úspěšné v posilování energetické efektivity a může v něm pokračovat i nadále. Jak dokládají nejnovější strategie, energetická efektivita je stále jedním z nejvýznamnějších cílů japonské energetické politiky. Svou úlohu má i diverzifikace zdrojů energie, vývoj nových technologií a čistých zdrojů, jež mohou redukovat závislost obou zemí na spalování fosilních paliv. Rozvoj obnovitelných zdrojů energie může přinést nové obchodní příležitosti a, jak ukazuje japonský příklad, nemusí být vždy v protikladu k ekonomickému růstu. Svůj význam doposud měla i jaderná energetika, jež posiluje soběstačnost a představuje příznivý zdroj energie, co se týká emisí skleníkových plynů. Obě země sledují podobné důvody pro rozvoj jádra. Zatímco postoj Číny zůstal prakticky nezměněn i po havárii v jaderné elektrárně Fukušima, budoucnost jaderné energetiky v Japonsku byla rozsáhle přehodnocována. Současná vláda je však na rozdíl od té předchozí nakloněna opětovnému zprovoznění jaderných reaktorů pod podmínkou naplnění nejvyšších bezpečnostních standardů stanovených NRA (viz box výše). Významná je i vzrůstající ekonomická spolupráce mezi oběma zeměmi, jež může otevírat prostor pro kooperaci v jiných oblastech. Dodejme, že existovaly i návrhy vytvoření jakési alternativy Mezinárodní agentury pro energii pod názvem „Asia Energy Agency“ (Atsumi, 2007; Hashimoto, 2000; Toichi, 2003), jež by sdružovala asijské spotřebitele, umožnila budovat vzájemnou důvěru, přispěla k sdílení informací, hladšímu transferu technologií, efektivnímu rozvoji zdrojů, finanční spolupráci či rozvíjení společných strategických zásob ropy a zemního plynu a jejich managementu.

Kapitola 3. Energetická bezpečnost Indie

Podobně jako Čína se i Indie v posledních desetiletích těší výraznému ekonomickému růstu a zároveň se potýká s rychle rostoucí populací čítající více než 1,24 miliardy obyvatel (WB, 2013).⁴⁰ Z energetického hlediska však až na čtené zásoby uhlí (povětšinou nižší kvality) nedisponuje potřebnými domácími nalezišti zdrojů energie. Sousedí s nestabilními a často také nepřátelskými režimy, které znesnadňují dovoz zdrojů energie z blízkého okolí. Situaci dále komplikuje mnohostranné chápání energetické bezpečnosti, především obtížnost souběžného sledování její ekonomické, sociální a environmentální dimenze. Rozsáhlý byrokratický aparát, nekonzistentní reformy energetického sektoru, nedostatečná liberalizace a pokračující dotace snižující ceny některých energií omezují investice do sektoru energetiky a zvyšování domácí těžby. Tyto i další problematické stránky činí z energetické bezpečnosti Indie mimořádně komplexní téma, jemuž se věnují následující kapitoly.

Primární spotřeba zdrojů energie: trojúhelník ekonomické, sociální a environmentální dimenze energetické bezpečnosti

Stejně jako v Číně jsou i v Indii energetické otázky úzce propojené s ekonomickým růstem země. Ten byl v Indii zahájen na počátku 90. let na základě přijatých reforem a odstranění některých obchodních a investičních bariér. Zvyšování produktivity podpořily především rostoucí mezinárodní obchod, větší dostupnost finančních služeb a investice do informačních a komunikačních technologií. Největší podíl na ekonomickém růstu má v Indii na rozdíl od většiny rozvojových zemí sektor služeb. Ekonomické reformy se však výrazněji nedotkly sektoru zemědělství a rozvoje venkovských oblastí, kde se Indie dodnes potýká s vysokou mírou chudoby (IEA, 2007, s. 430–432). V roce 2011 byla Indie desátou největší ekonomikou na světě.⁴¹ Zažívá rovněž masivní demografický růst, vlny urbanizace a jedny z největších přesunů lidí z venkovských oblastí do měst. To, zda se Indii podaří využít vzrůstajícího lidského potenciálu a vyrovnat zvětšující se rozdíly mezi venkovem a městy a jednotlivými indickými státy, je považováno za důležitou determinantu budoucího ekonomického růstu (IEA, 2012, s. 13–15; WB, 2013). Z energetického hlediska je Indie čtvrtým největším světovým spotřebitelem po USA, Číně a Rusku. Celková primární spotřeba zdrojů energie se od roku 1990 do roku 2011 více než zdvojnásobila (EIA, 2013).

Naproti tomu spotřeba zdrojů energie na jednoho obyvatele je v Indii velmi nízká (0,58 tun ropného ekvivalentu [toe] na hlavu), a to i v porovnání s některými rozvojovými zeměmi.⁴² Tento ukazatel vypovídá o vysoké míře chudoby, v níž stále žije více než 400 milionů indických obyvatel (WB, 2013), a také o nutném budoucím zvyšování celkové spotřeby energie v zemi, pokud se podaří pokračovat v nastoleném ekonomickém růstu a chudobu vymýtit. Energetická bezpečnost se tak v Indii dostává do přímé souvislosti se sociálními otázkami a nabývá značně komplexního charakteru. Především opatření na podporu nejchudších obyvatel nemusí být vždy v souladu s budováním moderního otevřeného a dobře fungujícího energetického sektoru. Země potřebuje masivní investice do infrastruktury, včetně elektrických sítí a moderních produktovodů. Dotace na zdroje energie, které uměle snižují jejich cenu, a všeobecně politiky na ochranu nejchudších obyvatel však znesnadňují vytvoření dobře fungujícího tržního prostředí, které

40 Indie je největší světovou demokracií.

41 Z hlediska nominálního hrubého domácího produktu.

42 Světový průměr činí 1,8 toe, v zemích OECD je to 4,28 toe, v Číně 1,7 toe a v Africe 0,67 toe na hlavu (IEA, 2012, s. 24).

by lákalo investory a k uskutečnění žádaných investic přispívalo (viz níže). Ne nadarmo tak IEA hovoří o indickém sektoru energetiky jako o sektoru v tranzici, na cestě mezi socialistickým modelem a státním vlastnictvím k otevřené tržní ekonomice (IEA, 2012, s. 7).

Box č. 6: Sociální dimenze energetické bezpečnosti na příkladu Indie

Pochopení sociální dimenze energetické bezpečnosti do značné míry závisí na tom, jak chápeme pojem „energetická bezpečnost“ obecně. OSN definovala v roce 1999 energetickou bezpečnost jako „nepřetržitou dostupnost různých forem zdrojů energie, v dostatečném množství a za rozumné ceny“. Jak však tvrdí Ligia Noronha a Anant Sudarshan, pokud slovo „bezpečnost“ ve slovním spojení „energetická bezpečnost“ chápeme v kontextu ochrany před rozličnými hrozbami souvisejícími s energetikou (a na různých, nikoliv tedy pouze státní úrovni analýzy – pozn. autorky), potom pojem nabývá mnohem širšího smyslu a zahrnuje i takové skutečnosti, jako je nerovnocenný přístup obyvatel k moderním zdrojům energie, zdravotní rizika spojená se spalováním tradičních paliv či spojitost energetiky a chudoby (Sudarshan & Noronha, 2009, s. 5–6).

Energetická bezpečnost rozvojových zemí může nabývat specifických dimenzí, které v západním prostředí obvykle nejsou reflektovány. Například Dilip Ahuja a Marika Tatsutani ve své stati uvádějí tři základní výzvy, s nimiž se rozvojové země musejí vyrovnávat (Ahuja & Tatsutani, 2008). První z nich souvisí s dostupností moderních zdrojů energie, tedy poskytnutí spolehlivého, bezpečného, zdravotně nezávadného a finančně přijatelného moderního zdroje energie nejchudším vrstvám obyvatel k podpoře ekonomického a lidského rozvoje. Lidé, kteří jsou v anglické literatuře označováni jako „energy poor“ nebo „energy vulnerable“, obvykle spoléhají na „tradiční“ zdroje energie při vaření (dřevo, zbytky jídla, odpadky,...) a nemají přístup k elektřině.⁴³ Přitom i minimální množství energie (v porovnání se spotřebou na obyvatele v zemích OECD) může pomoci k rozvoji drobného podnikání, akumulaci kapitálu a redukci chudoby (podobně Gupta & Sudarshan, 2009, s. 29, 31). Druhá výzva je ekonomického rázu. Vzestup světových cen za ropu a zemní plyn může mít na rozvojové ekonomiky závislé na importu těžké finanční dopady, se kterými se mohou vyrovnávat obtížněji než země rozvinuté.⁴⁴ Třetí výzva se pak týká zdravotních rizik spojených se spalováním tradičních paliv při vaření (inhalace škodlivého kouře ve vnitřních prostorách, kterému jsou vystaveny hlavně ženy a dívky). Nezanedbatelné jsou také klimatické změny a jejich dopady na země, jež jsou v převážné míře závislé na rozvoji zemědělství.

Výzvou pro energetickou bezpečnost rozvojových zemí je i značný rozdíl ve spotřebě energie mezi jednotlivými regiony, mezi městy a na venkově či četné ztráty v rámci transportní a distribuční sítě (její nespolehlivé fungování, krádeže a nezákonné odběry,...). V případě Indie je však industrializace venkova zároveň v rozporu s dosažením energetické soběstačnosti. Vzhledem k nedostatečným domácím zdrojům bude vyžadovat pokračující nárůst importu zdrojů energie ze zahraničí. Závislost na dovozu zhoršuje i energetická náročnost výroby a nedostatečně efektivní využití dostupných zdrojů (Dhaka, 2009, s. 285–292; Gupta & Sudarshan, 2009, s. 29–47; Srivastava & Misra, 2007, s. 3361–3362).

Vztah energetiky a chudoby, tedy úzkou vazbu mezi dostupností elektřiny a moderních zdrojů energie a životní úrovní obyvatel, dobře ilustrují studie Mezinárodní agentury pro energii. Přestože potřeba rozšíření přístupu k elektřině a zdravotně nezávadným zařízením k vaření není mezi rozvojovými cíli

43 Pojmem „fuel poor“ je pak označována domácnost, která si nemůže zakoupit moderní zdroje energie v dostatečném množství (přestože k nim má přístup) z finančních důvodů (což může být problém určitých sociálních skupin i v rámci rozvinutých ekonomik).

44 Rostoucí import zdrojů energie ze zahraničí vystavuje Indii také geopolitickým rizikům a nutnosti soupeření o zahraniční zdroje energie s jinými spotřebiteli (především Čínou).

OSN z přelomu tisíciletí (UN Millennium Development Goals) explicitně definována, naplnění většiny z deklarovaných cílů je přímo odvislé od přístupu k moderním zdrojům energie. Těžko si lze představit ekonomický růst rozvojového státu bez efektivních a zdravotně nezávadných zdrojů k výkonu běžných úkonů v domácnosti, které např. umožní vyvázaní žen a dívek z časově náročného úkolu sběru dřeva a prodlouží čas, který lze díky elektrifikaci věnovat práci či studiu. Moderní zdroje energie usnadňují také rozvoj zemědělství či drobného podnikání (efektivní čerpání vody, pohon strojů, ...); zvyšují kvalitu zdravotní péče, úroveň vzdělávání apod. Výrazně tak přispívají ke snižování chudoby.

Dle současných odhadů však nemá přístup k elektřině stále cca 1,3 miliard lidí (asi 20 % světové populace) a asi 2,7 miliard (40 % světové populace) se při vaření spoléhá na tradiční paliva. Většina z těchto obyvatel sídlí v subsaharské Africe, Indii a jiných rozvojových zemích (s výjimkou Číny). Až 84 % z nich žije na venkově (IEA, 2011, s. 3, 10). Dle údajů ročenky IEA z roku 2010 v Indii postrádalo přístup k elektřině celkem 404 milionů lidí. 855 milionů se spoléhalo na tradiční paliva při vaření, což bylo z rozvojových zemí nejvíce (IEA, 2010, s. 9, 20). Spalování dřeva, zbytků jídla či odpadků při vaření má však fatální důsledky na zdraví obyvatel, především žen a dětí. Znečištění vnitřních prostor škodlivým kouřem ze spalování tradičních paliv a užívání neefektivních zařízení při vaření vede na světě až k 1,45 milionu předčasných úmrtí ročně. Počet lidí, kteří umírají kvůli znečištění vnitřních prostor, je tak větší, než např. počet lidí, kteří předčasně zemřou na malárii či tuberkulózu (IEA, 2010, s. 7, 13).

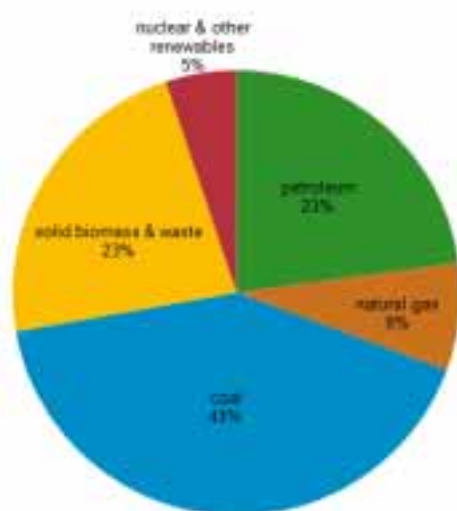
Indie je však jednou ze zemí, kde dochází ke zlepšování tohoto neutěšeného stavu. Např. úroveň elektrifikace stoupla mezi lety 2006–2009 z 56 % na 67 % u venkovského obyvatelstva a z 93 % na 94 % u obyvatel ve městech. Jedním z vládních programů byl např. tzv. Rajiv Gandhi Grameen Vidyutikaran Yojana Programme z dubna 2005. V rámci jedenáctého pětiletého plánu mělo být elektrifikováno více než 100 000 vesnic a k elektřině připojeno na 24 milionů domácností žijících pod hranicí chudoby (IEA, 2012, s. 31). Přestože se dle indického Ministerstva energetiky zcela nepodařilo dostat původním závazkům (MP, 2012), nové údaje z roku 2011 vyčíslují počet lidí bez přístupu k elektřině v Indii na 289 milionů (25 % populace) oproti 404 milionům uváděných v předchozích letech (IEA, 2011, s. 10, 18). IEA odhaduje, že by díky speciálním programům mohla úroveň elektrifikace do roku 2030 dále růst na 84 % obyvatel na venkově a 98 % ve městech. Indie je tak jednou ze zemí, která výrazně zlepšuje celkové hodnoty pro rozvojovou Asii. Připojení k elektrické síti však ještě nezaručuje spolehlivé celodenní dodávky elektřiny vzhledem k častým rozsáhlým výpadkům elektrického proudu v zemi (viz níže) (IEA, 2011, s. 17; IEA, 2012, s. 31). Do některých z elektrifikovaných vesnic, tj. připojených k elektrické síti, není proud dodáván vůbec. To se týká především států na severovýchodě země – Bihár, Džhárkhand, Urísa a Ásám. Důvodem je nedostatek zdrojů či potřebné infrastruktury (Planning Commission, 2013, s. 143).

Dochází také k řadě iniciativ týkajících se rozšíření zdravotně nezávadných a efektivnějších zařízení k vaření. V prosinci 2009 byla např. zahájena tzv. National Biomass Cookstove Initiative (NBCI), jejímž cílem bylo navrhnout a vyrábět efektivní, cenově dostupná, trvanlivá a snadno použitelná zařízení k vaření a podpořit proces jejich šíření mezi nejchudšími vrstvami obyvatel. Program přepokládal nejen vývoj těchto zařízení, ale i realizaci řady pilotních projektů. V jejich rámci byl pozorován vliv efektivních vařičů na sociální a ekonomický rozvoj obyvatel a jejich zdravotní stav. Měřeny byly také emise, efektivita a doba spalování. Na základě zhodnocení potenciálu schválených typů vařičů měla být navržena strategie jejich šíření na bázi sdílených nákladů. Pro dvanáctý pětiletý plán na léta 2012–2017 (viz níže) byl zformulován tzv. National Biomass Cookstove Programme (NBSP) se začátkem realizace v letech 2012/2013 (MNRE, 2013). Údaje IEA z roku 2011 vyčíslují počet osob bez přístupu k moderním zařízením při vaření na 836 milionů, tedy méně než v předchozích letech. Budoucí projekce však přepokládají, že se ještě v roce 2030 bude jednat o cca 780 milionů lidí (IEA, 2011, s. 10, 20). Je zřejmé, že je tak problematika energetiky a chudoby v Indii stále velmi živá. Promítá se i do vládních strategií na posílení energetické bezpečnosti (viz níže).

Kromě sociální dimenze energetické bezpečnosti se do popředí zájmů stále více dostávají i otázky environmentální. V indické primární spotřebě zdrojů energie totiž dominuje uhlí (cca 41 %). Indie disponuje rozsáhlými nalezišti (až 7 % světových zásob) a je jedním z největších producentů na světě. V roce 2011 se více uhlí vytěžilo už jen v Číně, USA a Austrálii (BP, 2012, s. 30–32). Přes silné znečištění je uhlí v porovnání s jinými zdroji levné a relativně snadno dostupné. Je užíváno především k výrobě elektrické energie, ale také v průmyslu, v ocelářství a cementářství. V roce 2012 se podílelo až na 56 % instalovaných elektráren a 70 % vyrobené elektřiny (IEA, 2012, s. 46).

Obrázek č. 1: Primární spotřeba zdrojů energie v Indii (2011)

Total energy consumption in India, 2011



Source: U.S. Energy Information Administration, International Energy Statistics

Zdroj: EIA, 2013

Se spotřebou uhlí je však dnes spojena celá řada problematických stránek. Většina nalezišť se nachází na východě Indie a také v centrálních regionech, je tedy vzdálena od spotřebitelů na jihozápadě a severu země. Domácí produkce navíc v poslední době přestala uspokojovat poptávku a Indie začala uhlí dovážet.⁴⁵ Dováženo je především uhlí vyšší kvality s vysokou výhřevností, které je využíváno ve výrobě železa a oceli. Rostoucí import však přináší řadu souvisejících problémů, se kterými se Indie musí vypořádat (omezená infrastruktura, otázka dostatečnosti přístavů a železniční sítě, odlišná charakteristika a rozdíly v ceně domácího a dováženého uhlí,...) (IEA, 2012, s. 52, 56; Madan, 2006, s. 12; Misra, 2007, s. 71). Uhelný sektor je v Indii jeden z nejvíce kontrolovaných a také nejméně efektivních. Pro soukromé investory je prakticky uzavřený. Většinu indického trhu s uhlím spravuje státem vlastněná společnost Coal India Limited, která, přes kompletní deregulaci cen v roce 2000, disponuje i silným vlivem na cenu domácího uhlí. Neefektivita v řízení společnosti (včetně častých stávek a protestů odborů) a neschopnost uspokojivě zvyšovat uhelnou produkci výrazně přispívají k nutnosti importovat zbylé objemy ze zahraničí. Na produktivité uhelného sektoru se podepisuje i nedostatek investic do související infrastruktury, která by umožnila hladkou distribuci uhlí z dolů až na místo spotřeby a zamezila častým poruchám či nehodám,

⁴⁵ V roce 2011 Indie vyprodukovala celkem 222,4 milionů toe oproti spotřebě ve výši 295,6 milionů toe (BP, 2012, s. 32–33).

k nimž v Indii na železnici dochází (Carl, 2009, s. 224; IEA, 2012, s. 54, 56–57). V neposlední řadě má rozsáhlé využití uhlí své environmentální konsekvence. V letech 1990 až 2009 se spalování uhlí podílelo na 67 % celkového nárůstu emisí CO₂. Indie byla v roce 2009 třetím největším emitorem na světě po Číně a USA. Přitom množství emisí CO₂ na hlavu (1,37 tun) je v Indii výrazně nižší než v jiných zemích (IEA, 2012, s. 27–28).⁴⁶ Lze tedy očekávat, že při pokračujícím ekonomickém a demografickém růstu představuje energetická strategie založená na spalování uhlí výzvu pro zachování udržitelného rozvoje.

Nedostatečná produkce uhlí se společně s jeho významností ve výrobě elektřiny podepisuje také na rozsáhlých výpadcích elektrického proudu. Nejisté vyhlídky budoucí uhelné produkce navíc omezují tak potřebné investice do elektrické sítě (IEA, 2012, s. 46). Např. v létě 2012 postihl Indii největší výpadek za posledních deset let. Stalo se tak hned v několika indických státech, kdy se bez proudu ocitlo na 670 milionů lidí (ct24, 2012).

Z hlediska výroby elektrické energie se však v posledních letech dostává do popředí jiný zdroj, a to jaderná energetika. Přestože v současnosti tvoří společně s obnovitelnými zdroji ani ne 5 % celkové spotřeby zdrojů energie v zemi (EIA, 2013) a její podíl na výrobě elektřiny je v porovnání s uhlím rovněž spíše zanedbatelný (2 % v roce 2009, 4 % v roce 2011) (IEA, 2012, s. 80, 83), v budoucnu by mohla představovat příhodné řešení jak sociální (produkce elektřiny), tak environmentální (nízké emise CO₂) dimenze energetické bezpečnosti.

Indie zahájila svůj jaderný program mnohem dříve než jiné asijské země.⁴⁷ Za původní motivy rozvoje můžeme označit zajištění vojenské bezpečnosti či posílení národní prestiže, ale také energetické otázky (Lee, 2011, s. 68–97). Z hlediska energetiky, tedy primárního zájmu této kapitoly, mělo zvládnutí jaderného cyklu přispívat k ekonomickému růstu a technologickému rozvoji země. S pomocí jaderné energetiky měla Indie lépe čelit rostoucí poptávce po elektřině a skutečnosti, že čtvrtina indické populace přístup k elektřině dodnes nemá.⁴⁸ V posledních desetiletích je zdůrazňována i otázka udržitelného rozvoje a hledání „čistších“ zdrojů co se týká emisí CO₂ oproti dlouhodobě preferovanému uhlí.

Strategie Indie směřovala k dosažení absolutní soběstačnosti v jaderném výzkumu, využití domácích surovinových zásob a průmyslových kapacit. Soběstačnost se ostatně stala nutností poté, co se v roce 1970 Indie nepřipojila k Dohodě o nešíření jaderných zbraní (Nuclear Non-Proliferation Treaty – NPT) a umožnila Mezinárodní agentuře pro atomovou energii (International Atomic Energy Agency – IAEA) inspekci pouze některých ze svých zařízení. Po jaderných testech v roce 1974 byla země zcela vyloučena z obchodu s jaderným materiálem. Počáteční zahraniční asistence na vývoji některých typů reaktorů tak byla ukončena (WNA, 2013). Vzhledem k nedostatku využitelného uranu na svém území přijala Indie třífázový program jaderného rozvoje, který počítal s vývojem reaktorů na thorium. V roce 1985 byl zkonstruován rychle množivý reaktor (Fast Breeder Reactor – FBR) o kapacitě 40 MW. Tyto typy reaktorů mají být využity v druhé fázi jaderného programu. Vývoj většího prototypu FBR (500 MW) však vážně. Reaktor měl být dokončen na konci roku 2010 a v roce 2011 zahájit výrobu elektřiny. Ještě v únoru 2013 však bylo deklarováno, že je reaktor dokončen z 94 % (WNA, 2013). Roli patrně hrají především ekonomické náklady, které výrazně zvýhodňují klasické konvenční reaktory. FBR oproti nim rovněž nemají srovnatelně dlouhou tradici vývoje a čelí řadě technologických výzev, i když se jedná o alternativu po případném nedostatku palivových zdrojů, což je právě případ Indie (Osička, 2012, s. 273–274). Vzhledem k nedostatku vlast-

46 Světový průměr se pohybuje kolem 4,29 tun, v Číně je to 5,14 tun, v USA potom 16,9 tun CO₂ na hlavu (IEA, 2012, s. 27–28).

47 Jaderná energetika má v Indii dlouholetou tradici. Již v roce 1948 byla na základě parlamentního zákona (Atomic Energy Act) ustanovena Komise pro jadernou energetiku (Indian Atomic Energy Commission – AEC). První výzkumné centrum pak bylo založeno v roce 1954 společně s Úřadem pro jadernou energetiku (Department of Atomic Energy) coby vládní organizací odpovědnou za implementaci politik AEC (IEA, 2012, s. 80).

48 Více informací k tématu nabízí box Sociální dimenze energetické bezpečnosti na příkladu Indie.

ních zdrojů, vyloučení Indie z mezinárodního obchodu s jaderným materiálem a technologické asistence a omezenému vývoji třífázového jaderného programu se totiž indické elektrárny dlouhodobě ocitaly hluboko pod svými kapacitními možnostmi. K limitovanému výkonu dodnes přispívá i zpoždění některých těžebních projektů a nedostatečná spolehlivost dodávek z domácích dolů (IEA, 2012, s. 83; WNA, 2013).

Průlom v indickém jaderném programu a řešení dlouhodobého nedostatku uranu představuje indicko-americká dohoda o mírové jaderné spolupráci (United States-India Peaceful Atomic Energy Cooperation Act) ratifikovaná oběma stranami v září, respektive v říjnu 2008 (Carl, 2009, s. 229). Přestože vyjednání dohody nebylo na obou stranách zdaleka bezproblémové, smlouva ukončila více než tři dekády sankcí a představuje právní základ budoucí spolupráce. Indie se zavázala umožnit IAEA dohled nad většinou svých jaderných reaktorů a do konce roku 2010 uzavřít výzkumný experimentální reaktor CIRUS.⁴⁹ Dohoda naopak umožnila Indii participovat na mezinárodním obchodu s palivem a jadernými technologiemi a zpracovávat jaderný materiál ze zahraničních zdrojů v novém závodě pod dohledem IAEA. Dohoda je podobná těm, které IAEA uzavírá se státy, jež nedisponují jaderným zbraněmi, a je tedy poměrně striktní (Zaleski & Cruciani, 2009; WNA, 2013). Následně byla Indie vyjmuta z pravidel globálního režimu NSG (Nuclear Suppliers Group) zakazujícího svým členům obchodovat s jaderným materiálem, technologiemi a vybavením se zemí, jež není členem NPT. Dohody o dodávkách paliva byly uzavřeny nejen s USA, ale i dalšími zeměmi jako např. Francií, Ruskem či Kanadou. Následný zahraniční import paliva umožnil zvýšení výkonu řady indických jaderných reaktorů (WNA, 2013; podobně IEA, 2012, s. 81).

Zdá se, že rozhodnutí Indie využívat jadernou energetiku neovlivnila ani havárie v japonské jaderné elektrárně Fukušima v březnu 2011.⁵⁰ Havárie sice vedla k inspekcím indických jaderných reaktorů a doporučení zvýšit zabezpečení některých zařízení vůči mimořádným událostem (především tak, aby bylo zajištěno kontinuální chlazení reaktorů), kromě těchto bezprostředních opatření a přijetí některých legislativních změn směrem k nezávislému regulátorovi jaderného sektoru (např. WNA, 2013) však nedoznal vývoj jaderné energetiky v Indii významnějších změn.

Je zřejmé, že rostoucí poptávka po elektřině, potřeba pokračující elektrifikace, problematické stránky související s dominancí uhlí ve výrobě elektřiny včetně environmentálních rizik a také obnovený přísun jaderného paliva a technologií ze zahraničí po roce 2008 zůstanou hlavními determinanty rozvoje jaderné energetiky v Indii. Svou roli jistě hrají i dlouhodobé zkušenosti s vývojem jaderných technologií a určitá prestiž, které by se Indie v případě odklonu od jádra vzdávala. Na pořadu dne tak zůstává i pokračující rozvoj indického třífázového jaderného cyklu, i když např. IEA upozorňuje na související technologické výzvy a nutnost pečlivého zvážení budoucí role konvečních jaderných reaktorů využívajících uran oproti jaderné energetice založené na využití thoria. Překážkou rozvoje může představovat lokální odpor vůči jaderným elektrárnám či v okolí uranových dolů. Jeho zvládnutí bude vyžadovat transparentní politiku indické vlády, efektivní komunikaci s veřejností a mimořádný důraz na zabezpečení jaderných zařízení (IEA, 2012, s. 84). Menší roli bude vzhledem k výše uvedeným faktorům patrně hrát cena jaderné energetiky. Ačkoliv některé studie upozorňují na růst konstrukčních nákladů nově budovaných elektráren v důsledku zavádění dodatečných bezpečnostních opatření či vyspělejších technologií, předpokládají delší čas výstavby a zvýšení úrokových sazeb s možným přímým dopadem na některá investiční rozhodnutí (Hayaishi & Hughes, 2012, s. 3, 6). Indie je jednou ze zemí, kde podpora jaderné energetiky zůstává významnou součástí energetické strategie vlády. Dvanáctý pětiletý plán na léta 2012–2017 upozorňuje na velmi nízký

49 Výzkumný experimentální reaktor CIRUS v blízkosti Bombaje o kapacitě 40 MW byl rozvíjen již v 50. a 60. letech ve spolupráci s Kanadou. Reaktor produkoval plutonium, které však bylo využito mimo mírové účely během indických jaderných testů v roce 1974. Z těchto důvodů se uzavření reaktoru stalo podmínkou obnovené mezinárodní spolupráce s Indií po roce 2008 (WNA, 2013).

50 Více informací o havárii v jaderné elektrárně Fukušima a jejích následcích poskytuje kapitola Energetická bezpečnost Japonska.

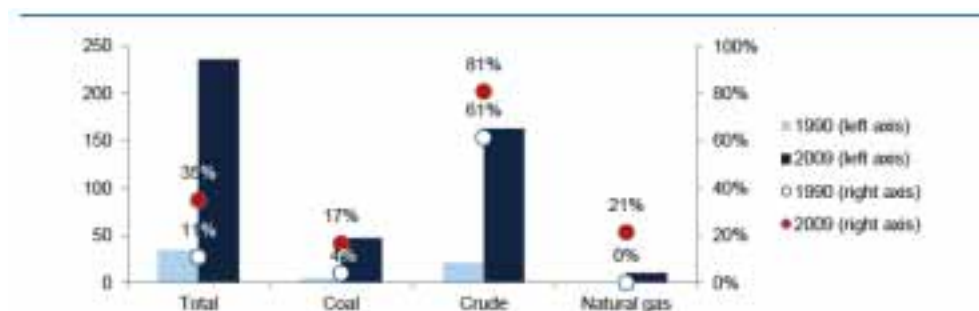
podíl jiných než fosilních paliv na výrobě elektřiny a na potřebu zvýšení podílu těchto zdrojů v souladu s environmentálně udržitelným růstem. Plán počítá s navýšením kapacity jaderných elektráren o 5 300 MW (dokončení a spuštění elektráren ve výstavbě), tedy o více než dvojnásobek současné kapacity (4 780 MW k březnu 2012). Podíl jaderné energetiky na výrobě elektřiny v Indii by měl do roku 2030 dosáhnout 12 % oproti současným 4 % (Planning Commission, 2013, s. 137, 146–147).

Potřeba zvýšit produkci elektřiny, snížit závislost na fosilních palivech a jejich dovozu ze zahraničí a také environmentální důvody nahrávají také většímu rozvoji obnovitelných zdrojů energie (dále jen OZE). Pokud nepočítáme „tradiční“ zdroje energie využívané při vaření (dřevo, zbytky jídla, odpady, ...), OZE se na celkové spotřebě zdrojů energie v Indii podílí jen marginálně (cca 1 %). Roční růst však dosahuje více než 33 %, tedy více než je světový průměr (Planning Commission, 2013, s. 183). Potenciál Indie spočívá především ve větrné a solární energii a také menších hydroelektrárnách na severu země. Problematická je však vysoká cena OZE v porovnání s jinými konvenčními zdroji. Pokud se ovšem bude společně s technologickým vývojem cena obnovitelných zdrojů snižovat za současného růstu ceny fosilních paliv, mohou se OZE stát v budoucnu více konkurenceschopné. Větší využití je odvislé také od schopnosti Indie posilovat vnitrostátní a mezistátní přenosovou síť, která musí být schopna energii z OZE flexibilně vstřebat vzhledem k nedostatečným technologiím pro skladování elektřiny. Nalezení finančních zdrojů pro investice do přenosové soustavy či výkup půdy pro výstavbu nové rozvodné sítě však může představovat problém (IEA, 2012, s. 78). Potenciál má využití OZE ve vzdálených oblastech mimo přenosovou soustavu, neboť nevyžaduje rozsáhlé investice do výstavby elektrické sítě. Naopak ve venkovských oblastech s žádnými či nestabilními dodávkami elektřiny může mít významné pozitivní sociální dopady (IEA, 2012, s. 77; Planning Commission, 2013, s. 183–194).

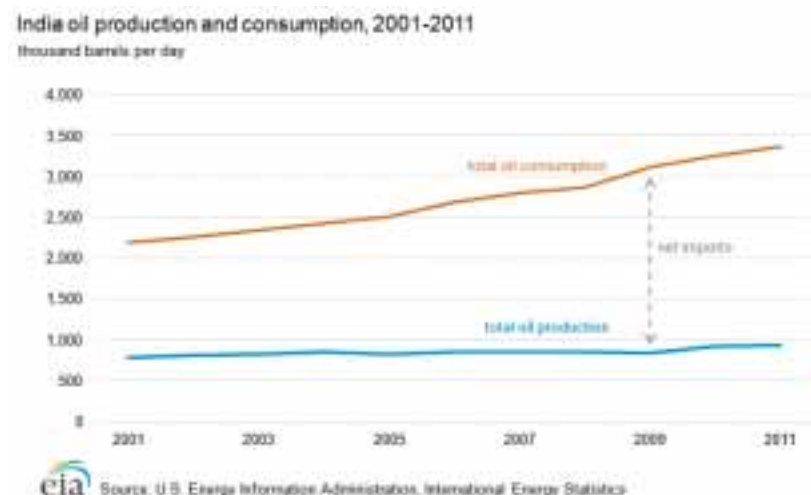
Indie nedisponuje výraznými domácími nalezišti ropy a zemního plynu, i když nová politika udělování těžebních licencí (dále jen NELP) vedla k některým významným objevům (viz níže) a projevila se především na zvýšení prokázaných zásob plynu. Dle statistik BP dosahují prokázané zásoby ropy v Indii výše 5,7 miliard barelů (0,3 % světových zásob), prokázané zásoby plynu potom 1,2 tcm (0,6 % světových zásob) (BP, 2012, s. 6, 20).⁵¹ Ropa je přitom významnou součástí celkové primární spotřeby zdrojů energie (až 23 %) a podíl plynu rovněž roste (dnes cca 8 %) (EIA, 2013).

Indie je v současnosti se 3,41 miliony barelů ropy denně po USA, Číně a Japonsku čtvrtým největším spotřebitelem ropy na světě. Jedná se rovněž o čtvrtého největšího importéra. Indie dováží ze zahraničí 2,42 miliony barelů ropy denně, tedy více než 2/3 svojí spotřeby (EIA, 2011). Co se týká domácích zdrojů, až 46 % indických nalezišť ropy je lokalizováno v přímořských vodách na západním pobřeží. Ropná produkce je tedy do značné míry odvislá od podmořské těžby (až 53 % v letech 2011/2012), která je však poměrně technologicky náročná (IEA, 2012, s. 62). Zatímco spotřeba ropy v Indii v souvislosti s ekonomickým růstem od roku 1990 prudce roste, celková produkce zůstává přibližně na stejné úrovni. Stagnace těžby je způsobena vyčerpáváním starších polí, a naopak nedostatečnou produkcí nových nalezišť. Závislost Indie na importu ropy ze zahraničí tak roste z cca 40 % na počátku 90. let až na 70 % celkové spotřeby ropy v roce 2005. V roce 2009 už Indie dovezla až 81 % své spotřeby ropy a 21 % spotřebovaného plynu (IEA, 2012, s. 27, 62; Madan, 2006, s. 11). Ropa je dovážena především z oblasti Perského zálivu. Mezi hlavní dodavatele řadíme Saúdskou Arábii (19 %), Irák, Kuvajt, Spojené arabské emiráty, Írán, a další. Cca 17 % importované ropy proudí do Indie z Afriky (především z Nigérie), 18 % potom ze západní polokoule (EIA, 2013). Celkovou závislost Indie na dovozu uhlovodíků i vývoj ve spotřebě a produkci ropy ilustrují obrázky.

51 V roce 1991 odhadovaly statistiky BP prokázané zásoby zemního plynu v Indii na 0,7 tcm (BP, 2012, s. 20).

Obrázek č. 2: Vývoj importní závislosti v Indii (1990–2009)

Zdroj: IEA, 2012, s. 27

Obrázek č. 3: Vývoj produkce a spotřeby ropy v Indii (2001–2011)

Zdroj: EIA, 2013

Rostoucí závislost na zahraničních dodavatelích se stává významnou součástí indických energetických strategií. Zahraniční import se negativně podepisuje na obchodní bilanci a představuje zátěž pro státní rozpočet. Dle IEA utratila Indie ve fiskálním roce 2010/2011 za import ropy až 92 miliard USD, tedy přibližně 25 % celkových výdajů za import. Růst světové ceny ropy i znehodnocení indické měny mohou finanční zátěž související s importem dále zvyšovat (IEA, 2012, s. 65). Není tedy překvapivé, že se Indie snaží zvrátit současný trend posílením domácí těžby, podobně jako je tomu v případě Číny, aktivnější politikou svých NOCs v zahraničí.⁵² Úspěšnost těchto politik a jejich dopad na celkovou bilanci hodnotí následující kapitoly.

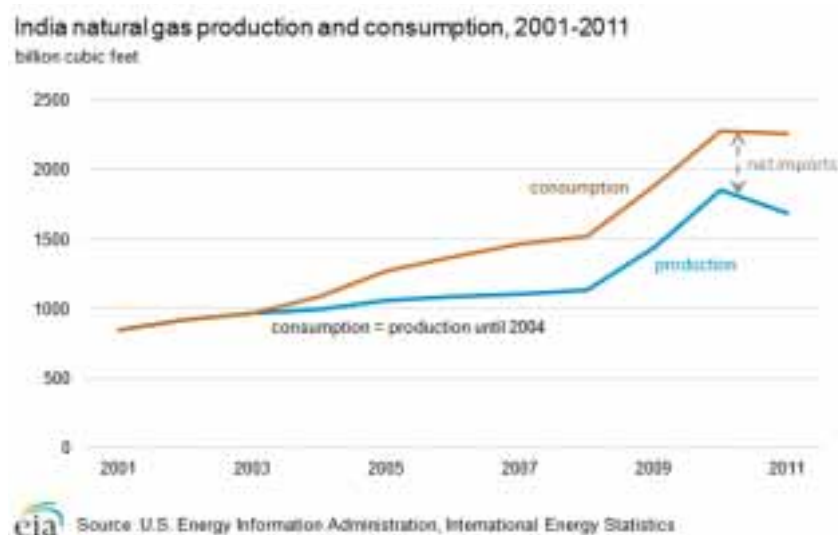
⁵² Indie je také v procesu budování strategických zásob ropy. Jedná se o úložiště Mangalore (1,50 milionů tun), Padur (2,5 milionů tun) a Visakhapatnam (1,33 milionů tun), jež by pokryly cca 14 dnů importu. Dvanáctý pětiletý plán počítá s navýšením kapacity o dalších 12,5 milionů tun vybudováním příhodných úložišť (Planning Commission, 2013, s. 173). Připomeňme, že závazek členských států IEA, kde Indie není členem, je udržovat strategické zásoby ropy ve výši 90 dnů importu.

Odhlédneme-li od vlastní produkce, zajímavý trend v indickém ropném sektoru představuje nedávný rozvoj zpracovatelského sektoru. Vládou podpořené investice soukromých firem (především RIL a Essar) do rafinace a zpracování ropy a zrušení některých cel pomohly Indii stát se v roce 2001 z importéra ropných produktů jejich hlavním regionálním exportérem. V roce 2012 už Indie disponovala třetí největší kapacitou na zpracování ropy v Asii po Číně a Japonsku (cca 4,2 miliony barelů), přičemž dvanáctý pětiletý plán počítá s dalším navyšováním zpracovatelské kapacity až na 6,2 milionů barelů ropy denně pro rok 2017 (IEA, 2012, s. 63–64). Rozvoj rafinerských kapacit snižuje dřívější zátěž na rozpočet (dovoz ropných produktů stál Indii v 90. letech přibližně 3–4 miliardy ročně), naopak pozitivně ovlivňuje exportní bilanci (až 40 miliard USD či 16 % celkového exportu pro fiskální rok 2010/2011). Přes navýšení zpracovatelských kapacit je však Indie vzhledem k vysoké domácí poptávce nadále nucena dovážet kerosin a LPG (EIA, 2013; IEA, 2012, s. 64).

Na významnosti získává v Indii i zemní plyn. Dle projekcí IEA by se měla spotřeba zemního plynu do roku 2035 ztrojnásobit ze současných 61 bcm až na cca 180 bcm ročně a to především v důsledku většího využití plynu ve výrobě elektřiny (BP, 2012, s. 23; IEA, 2012, s. 69). Zemní plyn dnes slouží především k výrobě elektrické energie (45 %), zemědělských hnojiv (28 % celkové spotřeby zemního plynu v zemi) či v petrochemii (EIA, 2013). Svůj význam má i využití plynu ve městech coby paliva pro veřejnou dopravu a také v domácnostech, a to především z environmentálních důvodů.

S rozvojem plynárenského sektoru je však doposud spojena řada problematických stránek. V první řadě je třeba upozornit na skutečnost, že je Indie od roku 2004 dovozcem zemního plynu, neboť domácí produkce přestala postačovat rostoucí poptávce. Indická produkce dnes dosahuje 40,2 bcm. Více než 20 bcm zemního plynu dováží Indie ve formě LNG od dodavatelů ze zahraničí (BP, 2013, s. 22).

Obrázek č. 4: Vývoj produkce a spotřeby zemního plynu v Indii (2001–2011)



Zdroj: EIA, 2013

A právě otázka, odkud bude pocházet plyn pro budoucí indickou spotřebu, je zásadním imperativem indické energetické bezpečnosti. Jednou z variant, o kterou indické politické vedení v poslední dekádě usilovalo zavedením NELP, je větší využití domácích zdrojů, tj. podpoření investic do průzkumu a produkce. Jak bylo

řečeno, nejproduktivnější naleziště zemního plynu se v Indii nacházejí v přímořských vodách na západě země (Mumbai High komplex). Na pevnině jsou to naleziště v regionech Ásám, Ándhrapradéš a Gudžarát. V roce 2002 však došlo k objevu rozsáhlého plynového pole D6 v pánvi Krishna-Godavari (dále jen KG) v Bengálském zálivu, kde v roce 2009 společnost Reliance Industries Limited (RIL) zahájila produkci (Ebinger, 2011, s. 43). Zásoby zemního plynu na poli KG-D6 dobytých za užití současných technologií byly původně vyčísleny až na 40násobek velikosti indického největšího plynového pole v komplexu Mumbai High. Dřívější projekce tedy předpokládaly, že se díky nalezišti KG-D6 podaří vyrovnat jinak stagnující produkci indických nalezišť (IEA, 2012, s. 67). Přestože produkce byla na poli KG-D6 v roce 2009 zahájena dle původních předpokladů, nelze přehlížet problémy, které má společnost RIL, operátor plynového pole, s udržením plánovaného objemu produkce. A to i přesto, že v únoru 2011 zahájila strategickou spolupráci se společností BP. Vstup zahraničního aktéra na indický trh je přitom poměrně ojedinělý. Větší účasti zahraničních investorů se totiž nepodařilo dosáhnout ani v rámci NELP z důvodů, jež budou osvětleny níže. Společnost BP obdržela v rámci uzavřeného partnerství 30% podíl na 23 dohodách o sdílené produkci ropných a plynových polí (Production Sharing Agreement – PSA) pod RIL, včetně bloku KG-D6. Partnerství mělo propojit zkušenosti BP s podmořským průzkumem a těžbou a expertízu RIL v managementu a správě indických nalezišť (RIL, 2013b). Postupně však začalo docházet na poli KG-D6 k neočekávanému poklesu produkce. Společnost RIL připisovala pokles geologické komplexitě naleziště či technologickým obtížím podmořské těžby (OGJ, 2013). Otazník se však vznáší i nad původními odhady velikosti naleziště, které byly několikrát výrazně redukovány.⁵³ Budoucí významnost těžby v KG-D6 proto zůstává otázkou.⁵⁴

Je zřejmé, že pokud se nepodaří zvyšovat domácí produkci, Indie bude do budoucna nucena zemní plyn dovážet.⁵⁵ Nejsnazší variantou z geopolitického hlediska je import zkapalněného zemního plynu (LNG) a jeho regasifikace v některých z indických terminálů. První dodávky LNG dovezla Indie v roce 2004 z Kataru dvěma terminály lokalizovanými na západním pobřeží – Dahej⁵⁶ a Hazira⁵⁷ –, když poptávka

53 IEA uvádí, že společnost RIL v květnu 2012 snížila odhady prokázaných zásob zemního plynu v nalezišti KG-D6 o 7 % na 3,67 tcf. Krátce poté minoritní partner kanadská společnost Niko prohlásila, že se zde nachází o 80 % méně plynu, než bylo původně odhadováno, a redukovala svůj předpoklad prokázaných a pravděpodobných zásob na 1,93 tcf. Podobně společnost BP odhadla prokázané zásoby v nalezišti v roce 2011 na 1,4 tcf (IEA, 2012, s. 70).

54 Zajímavou variantou může být pro Indii i těžba nekonvenčního plynu, který by se na jejím území mohl nacházet. Indická společnost RIL zahájila např. spolupráci se společností Chevron a získala podíly na nalezištích nekonvenčního zemního plynu v jihozápadní Pensylvánii (RIL, 2013b). Zájem společnosti na těžbě v USA může pramenit ze skutečnosti, že by se i na území Indie mohla nacházet signifikantní ložiska. Indie nabízí již od roku 2001 k průzkumu a produkci naleziště plynu sorbovaného v uhelných slojích (Coalbed methane – CBM). Až na předběžný zájem některých společností rozvíjet pravděpodobná naleziště však nelze prozatím hovořit o zahájení komerční produkce. Zahraniční společnosti se průzkumu a produkce nekonvenčních zdrojů v Indii spíše neúčastní, což ponechává indické společnosti bez potřebných zahraničních technologií a know-how. Rozvoj sektoru závisí rovněž na vládní politice, která by měla být v blízké budoucnosti vyhlášena (IEA, 2012, s. 69; EIA, 2013).

55 Podíl importovaného plynu s ohledem na klesající domácí produkci by měl v roce 2017 dosahovat až 70 % (IEA, 2012, s. 67).

56 Indický LNG terminál Dahej je vůbec prvním v jihovýchodní Asii. Původní kapacita terminálu byla v roce 2009 navýšena na 13,6 bcm (miliard m³). Kapacita terminálu by však mohla dosáhnout až 17 bcm ročně. Společnost Petronet LNG (společný podnik indických společností působících v sektoru plynárenství) plánuje také výstavbu druhého přístaviště, jež by mělo být schopné přijímat největší LNG tankery Q-Max a Q-Flex. Terminál pokrývá asi 20 % spotřeby plynu v zemi. Dodavatelem je především Katar (RasGas). Terminál přijímá také LNG na základě krátkodobých kontraktů (Jain, 2011, s. 70–72; Petronet LNG, 2013a).

57 LNG terminál Hazira v indickém Gudžarátu byl dokončen v roce 2005 (I. fáze), respektive 2006 (II. fáze) (výstavba byla zahájena v roce 2001). Kapacita terminálu činí 3,4 bcm (jiné zdroje uvádějí 4,76 bcm), může však být navýšena až na 13,6 bcm ročně. Vlastníky terminálu jsou společnosti Royal Dutch Shell (74 %) a Total Gaz Electricité France (26 %). Terminál je situován v blízkosti klíčových trhů v Gudžarátu a je napojen na plynovodní síť, jež jej spojuje s nejnámějšími odběratelskými centry v severní části Indie (Hazira, 2013; Hydrocarbon-technology.com, 2013a). Využití terminálu je odvislé od ceny a dostupnosti LNG na světových trzích (Jain, 2011, s. 72).

poprvé převýšila domácí produkci (IEA, 2012, s. 67–68, s. 445–446; EIA, 2013).⁵⁸ V roce 2011 již byla Indie pátým největším importérem LNG na světě (BP, 2012, s. 28).

Přestože je Indie obklopena perspektivními producenty zemního plynu, nebyla prozatím úspěšná v realizaci jediného přeshraničního plynovodu. Jak bude osvětleno v samostatné kapitole, roli hrají především geopolitické a bezpečnostní imperativy (situace v Íránu a Afghánistánu, problematické vztahy s Pákistánem,...), ale také otázka financování či vysoké ceny dováženého plynu v poměru k domácím cenám. Vývoj situace v sektoru plynárenství však může výraznou měrou ovlivnit případná proměna mezinárodně-politické situace, jež do značné míry znesnadňuje výstavbu plynovodů z blízkého okolí.

Budoucí rozvoj plynárenského sektoru v Indii závisí, mimo zajištění dostatečných dodávek plynu, také na výstavbě transportní infrastruktury a distribuční sítě. Nejrozvinutější síť plynovodů se nachází na severu a západě země. Východní, centrální a jižní části země však nejsou doposud dostatečně propojené a je otázkou, jakou měrou a jak rychle se podaří potřebnou infrastrukturu dobudovat. Hustota plynárenské sítě je v Indii stále poměrně nízká. Většinu plynovodů spravuje společnost GAIL. Po otevření sektoru soukromým investicím v roce 2006 (IEA, 2012, s. 70) se však do budování transportní infrastruktury zapojili i jiní hráči. Jedná se především o nově vytvořenou společnost Reliance Gas Transportation Infrastructure Limited (RGTIL), která zbudovala plynovod o délce přibližně 1 375 km z východu (stát Ándhrapraděš) na západ země (stát Gudžarát). Plynovod má dodávat plyn z naleziště KG-D6 do spotřebitelských center na západě země (RGTL, 2013).

Obrázek č. 5: Plynovodní síť v Indii (2008)



Zdroj: IEA, 2008, s. 190

⁵⁸ Na počátku roku 2013 byl do provozu uveden LNG terminál Dabhol v indickém státu Maháráštra 340 km jižně od Bombaje. Povolení k výstavbě bylo uděleno již v roce 1997. Vzhledem k neshodám se společností Enron však byla v roce 2001 výstavba terminálu pozastavena. V roce 2006 došlo k obnovení projektu, kterého se ujalo konsorcium společností GAIL a National Thermal Power Corporation – NTPC. Termín dokončení terminálu o počáteční kapacitě 1,632 bcm s případným navýšením až na 6,8 bcm plynu ročně byl však i poté několikrát oddálen. Plné kapacity by měl dosáhnout v letech 2013/2014 (Hydrocarbon-technology, 2013b; GAIL, 2013b). Společnost Petronet LNG buduje také LNG terminál Kochi na jihozápadě Indie s kapacitou až 6,8 bcm plynu ročně. Dokončení prací bylo plánováno na druhou polovinu roku 2012 a zahájení provozu na počátek roku 2013. Terminál by měl zásobovat jižní státy Indie, kde roste spotřeba zemního plynu k výrobě elektřiny, hnojiv či petrochemických produktů (Hydrocarbon-technology.com, 2013c; Petronet LNG, 2013b).

Rozvoj plynárenství je odvislý také od jasné politiky vlády, co se týká budoucího rozvoje sektoru, jež umožní lépe předvídat poptávku, a tak i potenciál zamýšlených investic, a také od regulatorního rámce a otevřenosti sektoru pro vstup nových hráčů. IEA upozorňuje především na absenci jasných a efektivních pravidel vstupu třetích stran do přenosové a distribuční sítě, jež by podpořily tolik potřebné investice (IEA, 2012, s. 71). Problémem je i vyšší cena importovaného LNG (a jiných zdrojů energie) v porovnání s cenou plynu na domácím poli. Oproti ropnému sektoru je totiž situace v plynárenství, co se týká alokace dodávek a ceny plynu, stále poměrně komplikovaná (viz níže).

Přehled primární spotřeby zdrojů energie v Indii naznačil řadu problematických otázek, které se s větším využitím jednotlivých zdrojů pojí, obzvláště obtížnost souběžného sledování ekonomických, sociálních a environmentálních cílů. Vzhledem k tomu, že se tato publikace soustředí na otázku energetické bezpečnosti z pohledu mezinárodních vztahů a usiluje o hlubší pochopení energetických vztahů v Asii, věnujeme dále největší pozornost ropnému sektoru a sektoru plynárenství. Nárůst spotřeby a nutnost importu ropy a zemního plynu je totiž významnou determinantou indické zahraniční energetické politiky i snahy Indie o tranzici k otevřené tržní ekonomice na domácím poli. Jaké cíle tedy zaznívají v oficiálních energetických strategiích Indie za poslední desetiletí? A jak se Indii daří deklarované cíle naplňovat? Tyto otázky zodpovídají následující kapitoly. Nejvýznamnější aktéry, kteří se podílejí na formulaci indické energetické politiky, přehledně shrnuje box.

Box č. 7: Aktéři indické energetické bezpečnostní politiky

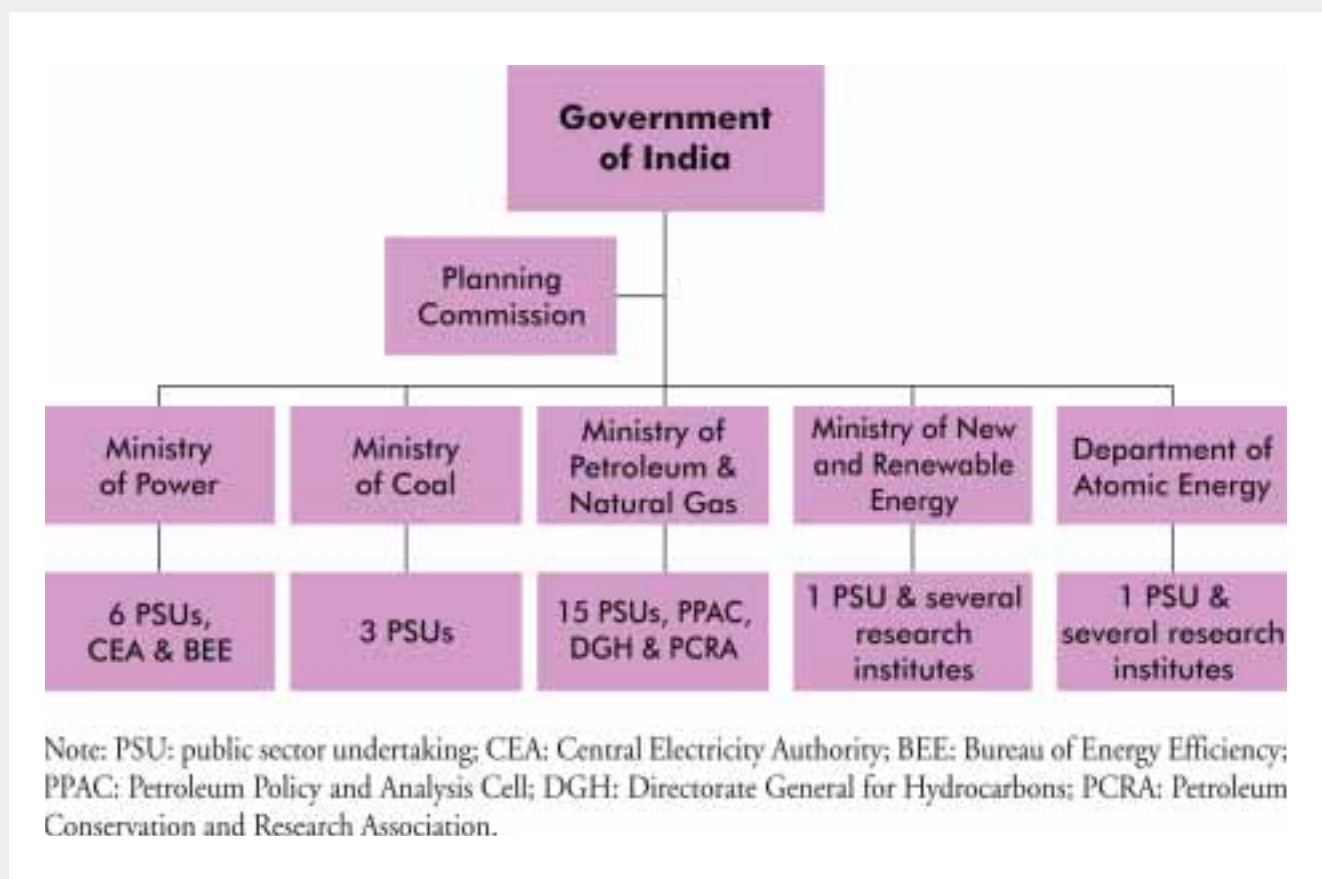
Podobně jako v Číně má i v Indii na formulaci energetické bezpečnostní politiky vliv řada aktérů, což způsobuje značnou roztržičnost. Na vládní úrovni jsou to jednotlivá ministerstva, relevantní vládní instituce a politické strany. Značný vliv však mohou mít také aktéři na úrovni jednotlivých států, dále státní společnosti a soukromé subjekty působící v sektoru energetiky a také ostatní aktéři: soudy, unie a zájmové skupiny, environmentální lobby, think-thanky (především The Energy and Resources Institute – TERI), finanční instituce, média či samotní spotřebitelé (Madan, 2006, s. 24–32).

Na federální úrovni hrají významnou roli jednotlivá ministerstva a také Komise pro plánování (The Planning Commission). V Indii neexistuje jednotné ministerstvo pro energetiku, ale několik oddělených ministerstev, jejichž činnost se vztahuje ke každému jednotlivému zdroji energie. Mezi nejvýznamnější ministerstva zapojená do řešení otázek spojených s energetikou a energetickou bezpečností řadíme Ministerstvo pro uhelný sektor (Ministry of Coal), pověřené těžbou uhlí a lignitu, které také spravuje státní společnost Coal India Limited. Významné je rovněž Ministerstvo pro ropný sektor a sektor plynárenství (Ministry of Petroleum and Natural Gas – MPNG), které ošetřuje průzkum a těžbu ropy a zemního plynu, jejich zpracování, distribuci, skladování a také přeshraniční import a export. Ministerstvo také spravuje státem vlastněné společnosti působící v ropném průmyslu a plynárenství, o nichž bude řeč později. Dále je to ministerstvo odpovědné za výrobu, přenos a distribuci elektrické energie a otázky s tímto spojené (Ministry of Power). Důležitý je i nezávislý Odbor atomové energie. V Indii existuje také samostatné Ministerstvo pro nové a obnovitelné zdroje energie (The Ministry of New and Renewable Energy – MNRE), jehož cílem je rovněž přispět k řešení otázky dostupnosti, cenové přijatelnosti a rovnocenného přístupu k moderním zdrojům energie. Zapomínat však nesmíme ani na ostatní ministerstva, která otázku energetické bezpečnosti nepřímo ovlivňují – Ministerstvo obchodu a průmyslu (Ministry of Commerce & Industry), Ministerstvo financí (Ministry of Finance) apod. (IEA, 2007, s. 450–452; Madan, 2006, s. 24–26).

Vytvářením pětiletých plánů je v Indii pověřena tzv. Komise pro plánování (The Planning Commission), v jejímž rámci působí také speciální sekce pro otázky energetiky a energetické bezpečnosti (Power & Energy Division). Role „energetické sekce“ má spočívat ve vytváření jednotné indické energetické politiky, už vzhledem k roztržičnosti problematiky mezi jednotlivá ministerstva. Energetická sekce

mimo jiné provádí výzkum, zpracovává analýzy a navrhuje potřebná opatření, hodnotí technickou, finanční a ekonomickou stránku investičních projektů, hodnotí a navrhuje politiky týkající se ceny paliv, podporuje růst energetického sektoru a také zvyšování energetické efektivity, posuzuje výsledky v oblasti výzkumu a vývoje... (Planning Commission, 2011). Komise pro plánování má spíše koordinační, v menší míře monitorovací roli a navržená opatření přímo neimplementuje.

Obrázek č. 6: Ministerstva a úřady, které se v Indii podílejí na formulaci energetické politiky



Zdroj: IEA, 2012, s. 18

Připomeňme, že do formulace indické energetické politiky zasahují také aktéři na úrovni jednotlivých států a unií. Jak uvádí Tanvi Madan, takové množství aktérů může být v jistém smyslu výhodné, neboť žádný ze zdrojů energie není zcela opominut a rozhodovací proces bere v potaz řadu podnětů na několika úrovních. Otázkou však zůstává schopnost koordinace různorodých aktérů tak, aby mohla být vytvářena koherentní energetická politika. Výsledkem nedostatečné koordinace jsou zdlouhavá vyjednávání a časté prodlevy v implementaci navržených strategií (Madan, 2006, s. 25).

Za účelem snazší formulace a implementace určité politiky či projektu, který se dotýká hned několika ministerstev, proto v Indii vznikají pověřené skupiny ministerstev (Empowered Group of Ministers – EGOM). Cílem těchto uskupení je podpořit politickou diskusi na dané téma, zajistit lepší koordinaci kroků mezi jednotlivými ministerstvy, postihnout různé aspekty problematiky a celkově urychlit proces rozhodování (IEA, 2012, s. 19). Takto vznikla např. specifická skupina zabývající se cenovou politikou a komerčním využitím plynu či uskupení k tzv. Ultra Mega Power Projects, tedy sérii ambiciózních

projektů (každý o kapacitě 4 000 MW), které měly být součástí vládní strategie elektrifikace a zajištění dostatečných a stabilních dodávek elektrické energie indickým obyvatelům (viz obrázek). Je tedy zřejmé, že EGOM vznikají účelově, k řešení nejpálčivějších soudobých problémů indické energetické bezpečnosti.

Obrázek č. 7: Existující pověřené skupiny ministerstev (EGOMs) a jejich složení

Table 2 • Key existing empowered groups of ministers on energy-related issues

Name	Task	Composition
EGOM Gas Pricing and Commercial Utilisation of Gas	To consider and decide issue of commercial utilisation of gas under New Exploration Licensing Policy and other related matters	Minister of Defence Minister of Home Affairs Minister of Power Minister of Petroleum and Natural Gas Minister of Chemicals and Fertilizers Minister of Law and Justice & Minister of Minority Affairs Deputy Chairman of Planning Commission Minister of State in the Ministry of Finance
EGOM on Ultra Mega Power Project	To facilitate expeditious decisions in all matters concerning Ultra Mega Power Projects	Minister of Defence Minister of Power Minister of Coal Minister of Law and Justice & Minister of Minority Affairs Deputy Chairman of Planning Commission Minister of State of the Ministry of Environment and Forests Minister of State in the Ministry of Finance

Source: CABSEC, 2012.

Zdroj: IEA, 2012, s. 19

Jak již bylo naznačeno výše, energetickému sektoru v Indii dominují státem vlastněné společnosti, i když počet soukromých subjektů postupně narůstá. Jednou z nejvýznamnějších státních společností působících v ropném sektoru a sektoru plynárenství je Oil and Natural Gas Corporation (ONGC) (ONGC, 2013). Společnost se angažuje především v oblasti „upstreamu“, tedy průzkumu a produkci, ovšem v posledních letech proniká také do oblasti „downstreamu“, tj. zpracování a prodeje, s cílem stát se více integrovanou společností. ONGC vlastní a spravuje ropovody a plynovody v zemi (Madan, 2006, s. 67–68). Dceřiná společnost ONGC Videsh Ltd. (OVL) působí výhradně v zahraničí. OVL dnes vlastní podíly na několika produkčních jednotkách, např. ve Vietnamu, Súdánu, Rusku (Sachalin-1), Kolumbii, Sýrii, Venezuele či Brazílii (OVL, 2013). V oblasti „upstreamu“ především na severovýchodě země působí také společnost Oil India Limited (OIL) (OIL, 2013). Největší společností působící v oblasti „downstreamu“ je Indian Oil Corporation Limited (IOC). IOC se angažuje v oblasti zpracování a prodeje ropy a správy ropovodů v zemi (IOC, 2013). V roce 1984 vznikla společnost Gas Authority of India Limited (GAIL), odpovědná za transport, distribuci a prodej zemního plynu (GAILa, 2013). GAIL je podílníkem ve společnosti Petronet LNG Limited, která spravuje LNG terminál Dahej ve státě Gudžarát. Soukromé společnosti působí v Indii zejména v oblasti „midstreamu“ a „downstreamu“, v posledních dvou dekádách jsou však stále více aktivní také v oblasti průzkumu a produkce. Největší soukromou společností v Indii je Reliance Industries Limited (RIL, 2013a).

Podobně jako v případě Číny i v Indii probíhá interakce mezi vládou a národními společnostmi působícími v sektoru energetiky a také mezi jednotlivými společnostmi navzájem (především fluktuace členů představenstva z jedné společnosti do druhé). Přestože se míra zásahů vlády do činnosti národních společností postupně snižuje a společnosti získávají větší nezávislost, vláda má stále značný vliv na jejich působení (Madan, 2006, s. 29). Dle některých jsou státní společnosti v Indii dokonce více podřízené vládě než společnosti čínské. Státní společnosti působící v sektoru energetiky jsou pod přímou administrativní kontrolou příslušných ministerstev, podle oblasti jejich působení. Ministerstvo pro ropný sektor a sektor plynárenství má podléhat dokonce větší míře kontroly než jeho čínský protějšek (Brown, Mukherji, & Wu, 2008, s. 237–239). Roli hraje dříve zmiňované dominantní vlastnictví státu na nejnámějších indických společnostech působících v oblasti energetiky. Signifikantní je však také personální propojení. Představenstvo společností se vždy skládá jak z nezávislých představitelů, tak členů dosazených vládou (vláda většinou nominuje dva členy vedení). Vláda má však také vliv na schvalování ostatních členů představenstva, kteří jsou vybíráni ze seznamu vytvořeného tzv. Public Enterprise Selection Board, což poněkud zpochybňuje fakt jejich naprosté „nezávislosti“ (Madan, 2006, s. 29–30). Mezi vládou a národními společnostmi každoročně dochází k uzavírání Memorand o porozumění, které stanovují produkční cíle, finanční politiku společnosti včetně ceny výsledných produktů, týkají se výstavby nových ropovodů a plynovodů, míry zahraničních investic... V krizových situacích mohou příslušná ministerstva vyžadovat naprostou podřízenost (Brown et al., 2008, s. 237–239; Madan, 2006, s. 30).⁵⁹ Jak však doplňuje Madan, se sepětí s vládou pramení jednotlivým společnostem také určité výhody. Národní společnosti se těší přednostnímu zacházení a operují na relativně uzavřeném trhu. Snadněji se vyrovnávají s případnými ztrátami díky podpoře ze strany vlády (Madan, 2006, s. 30). Jak však uvidíme později, situace se postupně mění společně se snahou vlády přilákat do země soukromé zahraniční investory. Nejnovější politiky usilují o vytvoření rovnocenného prostředí pro státní i soukromé společnosti a podporují jejich vzájemnou spolupráci. Zahraniční partneři totiž přinášejí potřebné technologie a know-how, státní subjekty zase přístup k trhu a znalost místního prostředí.

Souhrnně můžeme konstatovat, že Indie postrádá v otázce energetické bezpečnosti jednotnou překlenovací strategii a spíše se spoléhá na řadu oddělených politik. Nutnost integrace a formulace jednotné energetické politiky se však v posledních letech stává stále více potřebnou. Problémy indického energetického sektoru výstižně ilustruje Carl (Carl, 2009, s. 221–222): a) podobně jako Čína se i Indie potýká s častými výpadky elektrické energie, posilování elektro-energetické infrastruktury však pro nedostatek investic oproti původním cílům vázne; b) státní vlastnictví v klíčových sektorech energetiky a slabý management brání rozvoji společností; c) nedostatek technologií a know-how vede k nízké výtěžnosti nalezišť; d) uměle stanovené ceny výsledných produktů činí řadu podniků ztrátových; e) v neposlední řadě přispívají nízké ceny k plýtvání a nedostatečně efektivnímu využití zdrojů energie.

Strategie Indie k zajištění energetické bezpečnosti

Od roku 2000 zveřejnila Indie několik strategických dokumentů, které podrobně definují cíle vedoucí k posílení energetické bezpečnosti země. Jedná se o zprávu India Hydrocarbon Vision – 2025 z roku 2000; Integrovanou energetickou politiku uveřejněnou v roce 2006; a v neposlední řadě také pětileté plány Komise pro plánování, z nichž uvádíme ten poslední – Dvanáctý pětiletý plán Komise pro plánování pro období 2012–2017. Doporučení, která v těchto dokumentech nalezneme, se týkají jak sektoru energetiky v Indii, tak indické energetické zahraniční politiky. Přestože jsou obě tyto sféry do značné míry propojené, pro snazší orientaci se jim u každého z dokumentů věnujeme zvlášť.

⁵⁹ Veřejnosti je k náhledu zpřístupněno např. MoP mezi ONGC a MPNG (ONGC, 2013a).

V roce 2000 byla pod názvem India Hydrocarbon Vision – 2025 zformulována dlouhodobá strategie, jenž měla tvořit základní rámec energetické politiky Indie pro příštích 25 let (MPNG, 2011). Základním imperativem strategie zůstává posílení vlastní soběstačnosti, a to jak navýšením domácí produkce, tak investicemi a získáním práv na výhradní těžbu v zahraničí. Strategie dále usiluje o zvýšení kvality života lidí (směrem k „čistší a zelenější“ Indii), rozvoj globálně konkurenceschopného energetického sektoru, volný trh a zdravou konkurenci mezi hráči na domácím poli a v neposlední řadě pak zajištění bezpečnosti ropných dodávek z pohledu strategických a obranných úvah.

Je zřejmé, že především s ohledem na domácí trh doporučuje India Hydrocarbon Vision – 2025 aplikaci řady pro-tržních opatření. Např. se dotýká cenové politiky, jež má do budoucna zajistit zdravý růst energetického sektoru (zároveň však chránit spotřebitele!). Strategie hovoří především o odstranění plošných dotací a optimálním využití zdrojů. Zmiňuje se také o restrukturalizaci veřejného sektoru – národních společností působících v sektoru energetiky, posílení jejich konkurenceschopnosti a zajištění ziskovosti také navýšením role soukromých podílníků. V neposlední řadě se má na rozvoji domácích nalezišť podílet více zahraničních partnerů. Trh s uhlovodíky má být otevřen tak, aby umožnil spravedlivé soupeření mezi státními, soukromými a zahraničními hráči, což vyžaduje také vytvoření odpovídajícího regulatorního, legislativního a fiskálního rámce, který by vstup nových hráčů podpořil. Vytvoření odpovídajícího prostředí má přinést žádané investice do průzkumu a produkce, výstavby infrastruktury i zpracovatelského průmyslu.

Na druhou stranu je zde patrný vliv strategických (geopolitických) úvah především v sekci věnované indické zahraniční energetické politice. Strategie hovoří o nutnosti posílení mezinárodní konkurenceschopnosti indických NOCs a jejich nákupní síly s cílem získat kvalitní projekty pro průzkum a produkci v zahraničí. Svůj význam má mít také budování vztahů s klíčovými producenty (Rusko, Irák, Írán a severoafrické země) a získání přednostních práv na těžbu ropy a zemního plynu v zahraničí. Rozvíjeny mají být rovněž diplomatické a politické iniciativy vůči (sousedním) producentům zemního plynu s důrazem na budování přeshraničních plynovodů.

Mimo dichotomii tržní versus strategický přístup hrají v India Hydrocarbon Vision – 2025 významnou roli také sociální úvahy. Strategie několikrát zmiňuje potřebu ochrany spotřebitele, tedy zajištění dostupnosti a cenové přijatelnosti moderních zdrojů energie i pro nejchudší vrstvy obyvatel. Sociální úvahy mají na formulaci indické energetické politiky obecně značný vliv. Vláda se snaží vyhnout obvinění z „bezmyšlenkovité liberalizace“ a z nedostatečného zájmu o dopady tržní ekonomiky na chudé, především venkovské obyvatelstvo (Madan, 2006, s. 21–22).⁶⁰ První ze zmiňovaných strategií je tak možné považovat za zajímavý kompilát tržních, strategických a sociálních úvah.

Zhodnocení stávající situace a doporučení do budoucna poskytuje také rozsáhlý dokument expertního výboru Komise pro plánování s názvem Integrovaná energetická politika (Integrated Energy Policy – IEP), uveřejněný v roce 2006 (Planning Commission, 2006). Co se týká vnitrostátních opatření, podobně jako zpráva India Hydrocarbon Vision – 2025 také IEP klade důraz na budování efektivního a konkurenceschopného sektoru energetiky. Vznik transparentního tržního prostředí a odstranění překážek, které znemožňují vstup nových hráčů, jsou nezbytnými podmínkami pro příliv domácích i zahraničních investic, zvýšení efektivity těžby, zpracování, přenosu, distribuce i konečného využití zdrojů energie. Dosažení uvedeného cíle je obtížné a nákladné. Systém vyžaduje existenci nezávislého regulativního rámce pro všechny sektory energetiky / zdroje energie; vhodného institucionálního uspořádání či konzistentní daňové politiky. Zpráva obhájí racionalizaci cen zdrojů energie (i když stále s ohledem na dopady na dotčené sektory/zákazníky) a transparentní cílenou dotační politiku pro nejchudší domácnosti. Konstatuje, že přes

⁶⁰ Otázce cenové politiky a kladným i záporným stránkám státních dotací se věnuje kapitola Cenová reforma: v tranzici k otevřené tržní ekonomice?

odstranění režimu APM (viz níže) v ropném sektoru a kontrolu cen v uhelném sektoru, má vláda stále značný vliv na domácí ceny uhlovodíků. Problémem je také značná nejednotnost, kterou dále zvyšují daně a cla uvalené v rámci jednotlivých indických států. Co se týká sociální dimenze energetické bezpečnosti, každá domácnost má mít přístup k nezávadným moderním zdrojům energie. Těm nejhudším mají pomáhat cílené dotace např. skrz systém debetních či tzv. „smart“ karet oproti plošným dotacím, které nejsou dostatečně zacílené a v souladu s racionální cenovou politikou. Velký význam je ve zprávě přikládán zvyšování vlastní soběstačnosti na úkor rostoucí závislosti na dovozu zdrojů energie ze zahraničí. Zvyšování vlastní soběstačnosti je společně s posilováním energetické efektivity a snižováním spotřeby považováno za kritickou součást indické energetické bezpečnosti.

Z hlediska indické zahraniční energetické politiky je zajímavé, že se expertní komise nedomnívá, že by zisk výhradních práv na těžbu uhlí, ropy či zemního plynu v zahraničí představoval adekvátní strategii k posílení energetické bezpečnosti nad rámec diverzifikace zdrojů energie. Riziko přerušení dodávek zdrojů v důsledku embarga či nacionalizace produkce v zemi exportéra totiž postihuje i takto získané zdroje. Zisk výhradních práv na těžbu v zahraničí by tedy měl být považován spíše za investiční příležitost, před jejímž uskutečněním je nutné brát v úvahu související politická a transportní rizika. Zpráva nicméně přiznává, že zisk výhradních práv na těžbu v zahraničí zvyšuje kontrolu státu nad importem zdrojů podobně jako závazek producenta jejich dlouhodobých dodávek.

Zpráva doporučuje diverzifikaci zdrojů a jejich dodavatelů. Zaznívá především potřeba budování plynovodů z blízkého okolí, i když se tyto plány potýkají s řadou geopolitických výzev. Producentská země obvykle investuje nemalé finanční prostředky do zbudování plynovodu, a má tudíž zájem na nepřerušovaných dodávkách plynu ke spotřebiteli. Obtížně se rovněž hledají alternativní kupci, neboť trasa plynovodu je geograficky předurčena. Posílena je tak bezpečnost dodávek. V případě narušení plynovodních dodávek do Indie má jako flexibilní alternativa sloužit dovoz LNG. Přínosná může být i spolupráce s Nepálem a Bhútánem na přeshraničním dovozu elektřiny (z hydroelektráren), která se však rovněž setkává s řadou překážek. Dokument zmiňuje i potřebu posílení kooperace asijských spotřebitelů a producentů vzhledem k jejich sdílenému zájmu na hladkém fungování mezinárodních trhů. Naproti tomu však obhajuje i ropnou diplomacii, tedy ustanovení silných bilaterálních ekonomických, sociálních a kulturních vazeb s producenty, které pomohou redukovat riziko přerušení dodávek. Jedním z důvodů sledování této strategie má být skutečnost, že je až 80 % globálních zdrojů uhlovodíků kontrolováno NOCs.

Lze tedy shrnout, že ačkoliv lze v doporučeních expertního výboru nalézt rysy strategického (geopolitického) uvažování, především v podobě posilování vlastní soběstačnosti na úkor vzájemné závislosti a snaze zavázat exportéry k nepřerušovaným dodávkám zdrojů energie do Indie, většina doporučení směřuje k aplikaci pro-tržních opatření, především co se týká domácího prostředí.

Budoucí směřování indické energetické bezpečnostní politiky nejnověji nastiňuje i Dvanáctý pětiletý plán Komise pro plánování pro období 2012–2017, jenž se dotýká prakticky všech sektorů energetiky a souvisejících témat (Planning Commission, 2013). Co se týká vnitrostátních opatření, také tato strategie upozorňuje na potřebu zvýšení domácí produkce všech zdrojů energie. Aby byly zajištěny dostatečné investice do rozvoje nových těžebních bloků a obnovitelných zdrojů energie, je však třeba vytvořit stabilní a atraktivní politický režim. Producenti musí mít jasno, jakou cenu obdrží za vytěžené zdroje energie, a jistotou stabilní daňové politiky. Vzhledem k tomu, že je těžba ropy globálním průmyslem, musí být podmínky v Indii srovnatelné se zbytkem světa. Strategie v tomto smyslu navrhuje úpravu dřívější politiky udělování těžebních licencí (viz níže) i opatření směrem k racionální cenové politice.

Co se týká zahraniční indické energetické politiky, strategie považuje za nezbytné navýšení investic do rozvoje zahraničních zdrojů. Jak konstatuje, v současnosti činí zahraniční těžba ropy a zemního plynu na základě zisku výhradních práv cca 10 % indické domácí produkce (Planning Commission, 2013,

s. 172–173), což není vzhledem k podílu domácí produkce ropy a zemního plynu na celkové spotřebě zdrojů energie v Indii nijak vysoké číslo. Zisk výhradních práv na těžbu ropy a zemního plynu v zahraničí včetně nekonvenčních zdrojů je zmiňován jako jeden z cílů pětiletého plánu, i když pouze v podobě krátké zmínky. Podobně jako u předchozích strategií je v posledním pětiletém plánu mnohem větší prostor věnován možnostem rozvíjení domácí produkce a překážkám s tím spojených.

Souhrnně tedy můžeme konstatovat, že se uvedené strategické plány Indie z let 2000–2012 soustředí především na otázku zvýšení vlastní soběstačnosti. V tomto směru mají hrát významnou roli pro-tržní opatření a racionalizace cenové politiky s cílem podpořit vstup nových hráčů (včetně těch zahraničních) na trh a navýšit míru investic. Co se týká indické zahraniční energetické politiky, geopolitické úvahy včetně strategie zisku výhradních práv na těžbu ropy a zemního plynu v zahraničí mají v proklamovaných strategiích své místo, i když se nedá říci, že by jim byl věnován velký prostor. IEP tuto problematiku pojímá nejkomplexněji, uvažuje však jak o přínosech, tak o záporných stránkách této politiky. Snaha vybudovat plynovody z blízkého okolí a zavázat si okolní producentské státy k dlouhodobým nepřerušovaným dávám zemního plynu zaznívá jak ve „Vizi-25“, tak v IEP. Naproti tomu dvanáctý pětiletý plán otázku výstavby plynovodů nezmiňuje vůbec. Podívejme se tedy detailně, jakých výsledků se z hlediska jednotlivých cílů podařilo dosáhnout.

Opatření vlády k posílení vlastní soběstačnosti: úspěch nebo nezdar?

Jak již bylo řečeno, indický energetický sektor se nachází na cestě od socialistického modelu k otevřené tržní ekonomice. O tomto přerodu vypovídá i oblast „upstreamu“ tedy průzkumu a produkce ropy a zemního plynu. Jak naznačuje obrázek, od nabytí soběstačnosti prošla Indie nejméně třemi rozdílnými fázemi/režimy udělování těžebních licencí (DGH, 2012, s. 6). Nejprve byly licence k těžbě příslušných bloků (Petroleum Exploration License – PEL a Petroleum Mining Lease – PML) nabízeny výhradně národním ropným společností na bázi nominace či prostého zájmu společnosti o dané naleziště. V druhé deregulační fázi do roku 1997 začaly být některé bloky nabízeny národním a mezinárodním společnostem, které mohly utvářet společné podniky. Soukromé společnosti, které se chtěly podílet na průzkumu a produkci v Indii, se mohly mezi lety 1993 až 1995 účastnit nabídkových soutěží. Vzhledem k akceleraci průzkumu a produkce a vstupu nových hráčů na trh bylo v roce 1993 rovněž rozhodnuto o zřízení Generálního ředitelství pro zdroje uhlovodíků (Directorate General of Hydrocarbons – DGH) pod MPNG. Jeho cílem je dohlížet na průzkum a produkci uhlovodíků v zemi a tyto aktivity regulovat, tj. mimo jiné monitorovat a regulovat aktivity angažovaných hráčů v souladu s národními cíli, přehodnocovat odhady zdrojů, revidovat plány těžby či poskytovat nezbytná data. DGH mělo zastávat vyvážený pohled tak, aby byly zohledněny environmentální, bezpečnostní, technologické a také ekonomické aspekty těžby. DGH se rovněž stalo poradním orgánem vlády pro těžbu uhlovodíků (MPNG, 1993). V roce 1997 byl však systém nabízení bloků k průzkumu a produkci modifikován představením tzv. New Exploration Licensing Policy, zkráceně NELP. V rámci této politiky udělování těžebních licencí mělo být s národními ropnými společnostmi i soukromými hráči nakládáno zcela shodně. Jak národní, tak soukromé subjekty měly mít možnost soutěžit o těžební bloky na základě rovnocenných smluvních a fiskálních podmínek. NELP vešla v platnost v roce 1999 jejím prvním kolem.

Obrázek č. 8: Historický vývoj režimů udělování licencí k těžbě ropy a zemního plynu v Indii

Zdroj: DGH, 2012, s. 6

Vyhlášení nové politiky udělování těžebních licencí odráží snahu vlády o posílení soběstačnosti Indie a snížení závislosti na dovozu ropy a zemního plynu ze zahraničí. Snaha o dosažení soběstačnosti se přitom táhne celou historií energetické politiky moderního indického státu. Před zhodnocením pozitivních a negativních dopadů NELP je tedy třeba si dosavadní vývoj krátce představit.

Co se týká produkce ropy, její počátky nalezneme již v šedesátých letech 19. století, kdy byla zahájena těžba ve státě Ásám. Roku 1889 pak došlo k významnému objevu ropného pole Digboi.⁶¹ Krátce po nabytí nezávislosti ošetřila rozvoj ropného průmyslu v zemi základní legislativa ze září 1948 (The Oilfields [Regulation and Development] Act, 1948), následovaná nařízením z roku 1959 (The Petroleum and Natural Gas Rules, 1959). Přestože je Indie federativní zemí, Ústava klade odpovědnost za správu a rozvoj domácích nalezišť ropy a zemního plynu výhradně na unijní vládu. Ta také upřednostnila ekonomický rozvoj země založený na centrálním plánování. V průběhu následujících 30 let pak došlo k rozsáhlému znárodnění a vzniku velkých národních společností, které indickému energetickému sektoru dominují dodnes (Jain, 2011, s. 27; Joshi & Jung, 2008, s. 67–68).

V 60. a 70. letech se indická vláda pokusila přilákat i zahraniční investory, kteří by se podíleli na průzkumu a rozvoji ropných nalezišť. Většina společností však nebyla úspěšná. Přesto v roce 1974 došlo k významnému objevu ropného pole Bombay High (v přímořských vodách 160 km od Bombaje).

70. léta byla pro indický ropný průmysl zlomová. V průběhu ropných šoků došlo vzhledem k absenci speciálního vztahu Indie s blízkovýchodními producenty k odlivu dodávek na jiné trhy, což vedlo k ekonomickému útlumu a výraznému poklesu HDP. Jen výdaje za dovoz ropy stouply ze 414 milionů dolarů v roce 1973 na více než 900 milionů dolarů v letech 1974–1975 (Singh, 2010a, s. 148). Na počátku 70. let Indie dovážela ze zahraničí přibližně 2/3 své celkové spotřeby ropy. Ve snaze zvrátit nepříznivou situaci však byla již v polovině 80. let situace obrácená, kdy byly 2/3 spotřeby ropy pokryty z domácích zdrojů.⁶² Ropný sektor však stagnoval pro nedostatek konkurenceschopnosti, neefektivitu, zastaralé technologie a nedostatečné financování.

61 Jméno naleziště vzniklo z anglického „Dig, boy, dig“ (DGH, 2013).

62 Vývoj domácí produkce v 70. a 80. letech dokládají historické statistiky společnosti BP. Zatímco produkce ropy v Indii v roce 1973 dosahovala výše 148 tisíc barelů denně, spotřeba byla více než trojnásobná – 474 tisíc barelů ropy denně. V polovině 80. let se však situace obrátila ve prospěch převahy domácí produkce. Například v roce 1986 Indie vyprodukovala 658 tisíc barelů ropy denně z domácích zdrojů při současné spotřebě 945 tisíc barelů denně (BP, 2011).

Na počátku 90. let se proto Indie stala znovu závislou na importu ropy ze zahraničí.⁶³ Válka v Zálivu a opětovné navyšování výdajů za dovoz ropy v letech 1990–1991 vedly ke snaze politického vedení přilákat do země soukromé investory, aplikovat moderní technologie a navýšit domácí produkci. Zájem zahraničních společností byl však velmi malý v důsledku slabého investičního prostředí a nedostatečných reforem, jež by vedly k deregulaci ropného průmyslu a redukci státního vlivu.

Snaha podpořit investice do indického energetického sektoru se tedy opírala o předpoklad, že domácí hráči nemají dostatečné technologické a finanční zdroje a že zahraniční investoři nechtějí vzhledem k panujícím restrikcím v ropném sektoru a sektoru plynárenství v Indii investovat (Madan, 2006, s. 34–36; Carl, 2009, s. 224–225; Joshi & Jung, 2008, s. 76–77; Singh, 2010a, s. 55).

Přestože se primární zájem indické vlády vždy upínal na ropu spíše než na zemní plyn, situace v sektoru plynárenství byla v řadě ohledů podobná. V roce 1984 byla ustanovena samostatná národní plynárenská společnost GAIL (viz výše) za účelem zbudování distribuční sítě. GAIL v 80. a 90. letech vystavěla první velký regionální plynovod ze státu Gudžarát do Dillí, který podnítil rozvoj distribuce plynu do měst. V současné době rovněž zásobuje několik elektráren, továren na výrobu hnojiv či petrochemických závodů. Podobně jako v případě ropy i v sektoru plynárenství byly v 90. letech nastartovány liberalizační procesy s cílem přilákat soukromé a zahraniční investory a podpořit průzkum a produkci nových ložisek (Jain, 2011, s. 29–30).

Jak tedy konkrétně vypadala nová politika udělování těžebních licencí a jaké dopady měla na podobu ropného a plynárenského sektoru v Indii? NELP měla vést k větší otevřenosti a transparentnosti (režim založený na tržních principech bez přímé vládní intervence), urychlit udělování licencí k průzkumu a těžbě ropy a zemního plynu v zemi, a přilákat potřebné (zahraniční) technologie, kapitál a know-how. Teoreticky mělo být stejně zacházeno jak s národními šampiony, tak se soukromými či zahraničními investory. Indické NOCs začaly být nuceny soupeřit o přidělené licence v rámci veřejné soutěže, a to buď samostatně, nebo v konsorciu s jinými společnostmi. Monitoring nad implementací strategie převzalo DGH (DGH, 2012, s. 13; Joshi & Jung, 2008, s. 77; Madan, 2006, s. 37–39; Misra, 2007, s. 74–75; Singh 2010a, s. 55–63).

Zamýšlený charakter NELP ve své stati detailně rozebírá Singh (Singh, 2010a, s. 42, 57–63; podobně Ebinger, 2011, s. 26; Jain, 2011, s. 90–93): ropa z nově objevených nalezišť měla především lépe odrážet ceny na světových trzích oproti dřívějším cenám kontrolovaných vládou. Politika tak měla přispět k postupnému přechodu na tržní systém stanovení cen. Těžební společnosti také nově získaly právo samostatně obchodovat s vytěženou ropou, aniž by vláda měla nadále výsadu přidělovat kupce.⁶⁴ Zatímco dříve se indické NOCs těšily přednostnímu zacházení, pod NELP měly být všem společnostem zaručeny stejné výchozí podmínky v soutěži o zisk těžebních licencí. Zahraniční společnosti již také nemuseli rozvíjet jednotlivé projekty ve spolupráci s indickými NOCs, jak tomu bylo dříve, což mělo těžebním společnostem umožnit samostatně si vybírat případné partnery. Nová legislativa také ustálila daňovou politiku a systém licenčních poplatků, a umožnila tak společnostem operovat v rámci stabilnějšího rozpočtového režimu. Všechny zainteresované těžební společnosti měly také od DGH získat přístup ke spolehlivým seizmickým údajům za rozumné ceny. Pravidelně měly být zveřejňovány podrobné aktualizované mapy pravděpodobných úložišť a informace, které oblasti jsou nabízeny k zahájení průzkumu a těžby.

63 V roce 1992 vyprodukovala Indie z domácích zdrojů 615 tisíc barelů ropy denně, tedy méně než polovinu celkové spotřeby, jež se v témže roce pohybovala na 1 298 tisících barelů ropy denně (BP, 2011).

64 Omezení spočívalo v závazku prodeje ropy na území Indie, dokud indická ekonomika nedosáhne samostatnosti v ropné produkci (Jain, 2011, s. 90–91).

Je však nutné upozornit na skutečnost, že ne všechna pravidla vztahující se na produkci ropy byla obdobně uplatňována také na vytěžený zemní plyn. Pravidla pro oblast plynárenství jsou mnohem méně flexibilní a postrádají potřebnou konzistenci především v otázkách svobody prodeje zemního plynu jeho producenty a cenové politiky (Jain, 2011, s. 90–93, 97–100). Vládní politika na využití plynu (Gas Utilisation Policy) v podstatě omezuje právo producentů pod NELP prodávat plyn v souladu s pravidly volného trhu. Plyn je nadále alokovan prioritním zákazníkům, jako je výroba hnojiv, LPG a elektřiny (Planning Commission, 2013, s. 173; WEC, 2012, s. 28). Mnoho otázek vyvolává i interpretace některých pasáží NELP týkajících se ceny vytěženého plynu a míra, do jaké mají producenti volnou ruku v jeho prodeji.⁶⁵ Chce vláda nadále stanovovat náležitou cenu? Či si naopak přeje přilákat soukromé investory, kteří však očekávají svobodu v cenové politice? Snaha o liberalizaci trhů se zde tak opět dostává do konfliktu se sociální dimenzí energetické bezpečnosti a snahou vlády udržovat nízké ceny plynu v preferovaných odvětvích.

Oproti počátečnímu skepticizmu vedla NELP k zintenzivnění průzkumu a produkce v Indii a objevu některých významných nalezišť zemního plynu, především podmořských plynových polí KG (2002) a některých dalších slibných nalezišť na severovýchodním pobřeží. V roce 2004 bylo v Indii objeveno také jedno z největších pevninských nalezišť ropy (Madan, 2006, s. 38–39; Planning Commission, 2006, s. 9; Singh, 2010a, s. 62). NELP tak přispěla k lepšímu zmapování indického geologického podloží. Podíl oblastí, které nebyly nikdy prozkoumány, poklesl z 50 % v letech 1995/1996 na 12 % v letech 2010/2011 (DGH, 2012, s. 10). Na rozdíl od konstantní těžby vykazované indickými NOCs, došlo mezi léty 2005–2011 rovněž k významnému zvyšování produkce plynu v rámci společných podniků a ze strany soukromých firem (Jain, 2011, s. 39). Tito aktéři jsou dnes předními producenty zemního plynu v Indii (51,4 %) (MPNG, 2011, s. 77). Nárůst aktivit soukromých investorů je patrný i v ropném sektoru. Zatímco v letech 2006/2007 dosahoval podíl společných podniků a soukromých společností na celkové produkci ropy 14 %, v letech 2011/2012 to už bylo 28 % (IEA, 2012, s. 62).

NELP má však také řadu problematických stránek. Od roku 1998 proběhlo již celkem devět kol, jejichž výsledky přehledně shrnují přiložené tabulky. Politika přidělování těžebních licencí vrcholila v rámci svého šestého kola, kdy bylo k průzkumu a produkci přiděleno nejvíce bloků. Od roku 2006 jejich počet klesá, a co je zásadní, až na výjimky se mezi vítězi soutěží o jednotlivé bloky neobjevují významné mezinárodní ropné společnosti. Z podrobného výpisu přidělených průzkumných bloků je zřejmé, že zde dominují indické národní ropné společnosti, především ONGC a také soukromá RIL (DGH, 2012, s. 17–25, 27, 119; podobně MPNG, 2011, s. 89).⁶⁶

65 Před zavedením NELP měla vláda právo zakoupit vytěžený plyn na základě fixních pravidel (stanovení ceny a prioritních zákazníkům). Záměrem NELP bylo umožnit těžebním společnostem s plynem nakládat dle svého vlastního uvážení, tj. v souladu s tržními principy. Vláda si nicméně chtěla zachovat určitou kontrolu nad cenou a politikou přidělování plynu prioritním zákazníkům vzhledem k značné poptávce ze strany výrobců elektřiny a hnojiv. Ve snaze naplnit oba tyto de facto konfliktní cíle vláda nejprve formálně nespécifikovala svá práva, co se týká alokace produkce, později však v rámci dodatku k odstavci 21 NELP potvrdila své pravomoci ve stanovení ceny plynu a preferovaných odběratelů. Svoboda producentů nakládat s vytěženým plynem na základě tržních principů tak byla omezena. Vláda proto zvolila „střední cestu“, když představila řadu opatření, jež měla vést ke sladění jejich cílů a politiky NELP. Jednalo se např. o mechanismus stanovení cen, tzv. „liberal price discovery mechanism“, zavedení jednotné ceny plynu vytěženého v rámci NELP či rozlišování mezi „cenou“ a „hodnotou“ plynu (podrobněji viz Jain, 2011, s. 97–100). Zdá se, že opatření měla vést především k odložení zásadního rozhodnutí o reformě dotačního systému pro zpracovatelský sektor, a tak i k uvolnění cenové politiky na domácím poli (Jain, 2011, s. 99).

66 Z celkem 210 přidělených bloků před a během NELP získala ONGC 86 a RIL 26 bloků (DGH, 2012, s. 27).

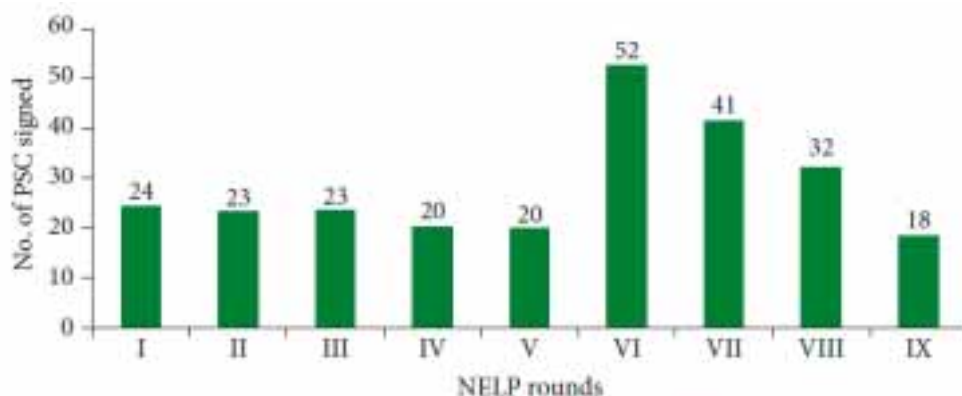
Tabulka č. 1: Udělené licence k průzkumu a produkci v devíti kolech NELP

FIGURE 14.1: Exploration Blocks awarded in NELP Rounds

Zdroj: Planning Commission, 2013, s. 172

Tabulka č. 2: Chronologie kol NELP (1999–2010)

Chronology of NELP Bid Rounds		
Round	Launch Year	Signing Year
PRE-NELP	1993	1993-2003
NELP-I	1999	Apr, 2000
NELP-II	2000	Jul, 2001
NELP-III	2002	Feb, 2003
NELP-IV	2003	Feb, 2004
NELP-V	2005	Sep, 2005
NELP-VI	2006	Mar, 2007
NELP-VII	2007	Dec, 2008
NELP-VIII	2009	Jun, 2010
NELP-IX	2010	March 2012

Zdroj: DGH, 2012, s. 14

Tabulka č. 3: Status jednotlivých polí v rámci devíti kol NELP**Status of Blocks under NELP**

Round	Offered	Awarded				Relinquished	Operational
		Deep Water	Shallow Water	Onland	Total		
NELP-I	48	7	16	1	24	17	7
NELP-II	25	8	8	7	23	18	5
NELP-III	27	9	6	8	23	9	14
NELP-IV	24	10	-	10	20	3	17
NELP-V	20	6	2	12	20	6	14
NELP-VI	55	21	6	25	52	-	52
NELP-VII	57	11	7	23	41	-	41
NELP-VIII	70	8	11	13	32	-	32
NELP-IX	34	-	2	12	14*	-	14
TOTAL	360	80	58	111	249	53	196

* Awarded till 31.03.2012

Zdroj: DGH, 2012, s. 14

Největší mezinárodní ropné společnosti, které preferují investice do velkých výnosných polí, tedy NELP až na některé výjimky (BP – viz výše) nepřilákala. Slabá účast zkušených zahraničních hráčů přitom může představovat vážnou překážku budoucí produkce. Většina nalezišť se totiž v Indii nachází v přímořských oblastech. Společnosti, které chtějí tyto zdroje rozvíjet, musí mít patřičné znalosti, technologie a zkušenosti s těžbou ve velkých hloubkách. Nedostatek technologií a know-how k těžbě nových polí ponechá Indii závislou na klesající produkci stárnoucích nalezišť (Ebinger, 2011, s. 40; IEA, 2012, s. 66).

Je možné, že především v prvních kolech NELP získaly indické NOCs některé průzkumné bloky na úkor soukromých zahraničních investorů díky lepší znalosti místního prostředí a fungování systému přidělování těžebních licencí. Tato skutečnost vedla některé soukromé investory ke spolupráci s indickými NOCs v pozdějších kolech, např. společnost BP a ENI s ONGC (DGH, 2012, s. 17–25, 119; Joshi & Jung, 2008, s. 81; Madan, 2006, s. 39). Nelze také přehlízet, že domácí hráči často předkládali nabídky, které potenciální investoři ze zahraničí považovali za přemrštěné, neodpovídající očekávaným výnosům. Indické NOCs totiž mohou na rozdíl od zahraničních hráčů, kteří v Indii nepůsobí, vyrovnávat případné ztráty z průzkumu a produkce zisky z jiných sfér podnikání či těžit z některých daňových politik (Jain, 2011, s. 46–47).

Nicméně jsou tu i jiné závažné skutečnosti, které brzdí angažmá zahraničních investorů. Především je třeba si uvědomit, že přes snahu vlády zvýšit průzkum a produkci ropy a zemního plynu v zemi, Indie není a v dohledné době patrně ani nebude jedním z významných světových producentů. Přestože některé analýzy přičítají Indii možné rozsáhlé naleziště ropy a zemního plynu, přes značný přínos NELP zůstává pro léta 2011/2012 cca 22 % indického geologického podloží velmi slabě prozkoumaného, na 44 % území byl průzkum zahájen a cca 12 % není prozkoumáno vůbec. Průměrně až důkladně zmapována je pouhá čtvrtina podloží, což může představovat problém (DGH, 2012, s. 10).

Po devátém kole NELP ohlásilo DGH záměr přejít na nový formát otevřeného systému přidělování těžebních licencí (Open Acreage Licensing Policy – OALP). Ta by již neměla být vyhlašována pro jednotlivé roky, jako tomu bylo u NELP. Těžební společnosti by také měly mít možnost zvolit a následně soutěžit

o přidělení licencí na kterýkoliv blok v zemi. Úspěšnost této politiky však dle mnohých závisí na stabilním fiskálním režimu, nabídce dostatečného množství oblastí vhodných k průzkumu a produkci, a co je nejdůležitější, kvalitních geologických datech a co nejpodrobnějších informacích o perspektivních těžebních oblastech. Naplnění úsilí DGH o sběr a uchovávání takových dat však bude patrně vyžadovat ještě nějaký čas (WEC, 2012, s. 26).

Srovnání počtu přidělených bloků k průzkumu a produkci během jednotlivých kol NELP a počtu bloků, na nichž byla zahájena produkce, také nevyznívá zrovna příznivě.⁶⁷ Jak dokládá A. K. Jain, opatrně je třeba hodnotit i množství uskutečněných „objevů“. Normy, na jejichž základě je možné deklarovat objev nového naleziště, nejsou v Indii příliš přísné. Některé těžařské společnosti tedy sice ohlásily objev nového naleziště ropy či zemního plynu, později však jeho těžbu neshledaly zajímavou z komerčního hlediska, čímž dále přispěly k pochybnostem o indických zásobách uhlovodíků. Je však rovněž možné, že některé společnosti vyčkávají se zahájením těžby slibnějších nalezišť do doby, než bude např. jasnější, jakým směrem se bude indický sektor energetiky ubírat; zda dojde k nové výstavbě související infrastruktury či k dalším změnám v cenové politice vlády (Jain, 2011, s. 42–47).

Můžeme tedy uzavřít, že přes své přínosy v podobě posunu ve zmapování indického geologického podloží, některých významných objevů a většího zapojení soukromých subjektů do průzkumu a produkce NELP nevedla k očekávaným výsledkům z pohledu zvýšení soběstačnosti Indie. Především domácí těžba ropy zůstává víceméně konstantní. Nárůst produkce lze předpokládat u zemního plynu díky objevu podmořských plynových polí KG, jejichž těžba byla zahájena v roce 2009. Plánovaný objem produkce se však nedaří udržet (viz výše). Budoucí těžba uhlovodíků v zemi proto nadále zůstává předmětem spekulací.

Cenová reforma: v tranzici k otevřené tržní ekonomice?

Předchozí kapitola několikrát naznačila, že na rozvoj ropného a plynárenského sektoru má značný vliv cenová politika vlády, v jejímž rámci dochází ke střetu sociální (snaha poskytnout zdroje energie nejchudším vrstvám obyvatel) a ekonomické (potřeba liberalizace a deregulace) dimenze energetické bezpečnosti. Této problematice se proto věnujeme samostatně.

Ropné šoky v 70. letech vedly v Indii k rozsáhlým státním zásahům do energetického sektoru. Jednou ze strategií státní intervence bylo zavedení mechanismu stanovení ceny ropy a ropných produktů, tzv. Administration Price Mechanism – APM. Ceny ropy a ropných produktů v zemi byly izolovány od proměnlivých mezinárodních cen s cílem minimalizovat dopady na konečného spotřebitele, především nejchudší vrstvy obyvatel a klíčová odvětví ekonomiky.

Politika regulace cen ropy a ropných produktů měla však také řadu stinných stránek. Především vedla k neúměrnému navyšování vládního deficitu. Snaha Indie podpořit vlastní produkci a redukovat závislost na dovozu ropy a ropných produktů ze zahraničí nemohla být úspěšná bez odpovídajícího tržního prostředí, které by přilákalo nové investory, technologie a know-how (viz výše). Režim APM, podhodnocené

⁶⁷ Ze statistik DGH vyplývá, že z 360 nabízených bloků bylo k průzkumu a produkci přiděleno 249, z toho 196 je aktivních a 53 bylo zcela opuštěno (viz příslušná tabulka). Detailní rozpis objevů ropných a plynových polí přičítá NELP k březnu 2012 celkem 110 nových objevů (DGH, 2012, s. 19). Jak dokládá A. K. Jain, k březnu 2011 však byla zahájena produkce pouze na 6 z nich, z toho 3 jsou významné (naleziště KD-D6), a zbylé 3 spíše zanedbatelné (Jain, 2011, s. 43, 44). Podobně IEA uvádí, že za 8 kol NELP bylo pouze 31 nových objevů shledáno zajímavými z komerčního hlediska a pouze na 6 z nich byla zahájena produkce (IEA, 2012, s. 59).

ceny a regulace však možnosti a ochotu soukromých subjektů vstoupit na indický trh výrazně oslabovaly. Nedostatečný rozvoj produkce se pak odrazil na rostoucí závislosti Indie na dovozu ropy a ropných produktů ze zahraničí a zvyšujících se výdajích za import. Ve snaze ochránit domácí producenty a zpracovatelský sektor před ztrátami, byly indické NOCs ze strany vlády dotovány, což rovněž představovalo značnou finanční zátěž. Jakkoliv se tedy zvýšení světové ceny za ropu nepromítalo do ceny ropy a ropných produktů v Indii, mělo výrazný vliv na zisk NOCs, přispívalo k fiskálnímu a obchodnímu deficitu země a zatěžovalo budoucí generace (Madan, 2006, s. 22–23). Zatímco na makroúrovni podhodnocené ceny omezovaly dosažení světové konkurenceschopnosti indické ekonomiky, na mikroúrovni vedly k plýtvání a neefektivnímu využití zdrojů, popřípadě nelegálnímu prodeji dotovaných produktů na volném trhu (Singh, 2010a, s. 52–55; Planning Commission, 2013, s. 134). Ekonomická role racionální cenové politiky v podobě vyrovnávání nabídky a poptávky – omezování spotřeby na straně jedné a stimulace produkce na straně druhé – nebyla dlouhodobě doceňována (Planning Commission, 2013, s. 134, 175).

S ohledem na výše uvedené faktory začalo být ve vládních dokumentech (viz níže) periodicky upozorňováno na potřebu racionalizace cenové politiky. V roce 1997 byl schválen harmonogram postupného odstranění mechanismu stanovení cen. Koncem března 2002 pak došlo k formálnímu zrušení APM s tím, že ceny všech ropných produktů budou deregulovány (Planning Commission 2003, s. 769).

I přesto se však uspokojivých výsledků prozatím nepodařilo dosáhnout a odstranění APM v praxi vážne. V červnu 2010 vláda oznámila úplnou deregulaci cen benzínu a postupnou deregulaci cen motorové nafty. Ceny LPG a kerosinu, tedy produktů užívaných chudými obyvateli, však zůstaly vzhledem k politické citlivosti této otázky předmětem vládních regulací (Planning Commission 2013, s. 174). Ještě v roce 2012 však byly i ceny motorové nafty nadále regulované. Ceny benzínu doznávaly změn, avšak až po konzultaci s MPNG (viz IEA, 2012, s. 64). Společnosti obchodující s ropnými produkty (Oil Marketing Companies – OMCs) na podhodnocených prodejních cenách výrazně prodělávají.⁶⁸ Indické NOCs byly proto vládou vyzvány k částečnému převzetí této finanční zátěže v podobě slevy na ropu a ropné produkty. OMCs jsou rovněž kompenzovány z vládního rozpočtu (IEA, 2012, s. 66; Planning Commission 2013, s. 177).⁶⁹ Otázkou je, jak dlouho je takový systém udržitelný. Dvanáctý pětiletý plán Komise pro plánování upozorňuje na skutečnost, že v případě vysokých cen ropy a zemního plynu na světových trzích a pokračující zvyšování závislosti Indie na importu zdrojů energie ze zahraničí se politika vládních dotací stane neúnosnou. Uvolnění cen by přitom indickým NOCs umožnilo generovat zdroje pro investice do průzkumu a produkce a bylo impulzem pro další růst (Planning Commission 2013, s. 171, 175, 177).⁷⁰

Situace v plynárenství je v porovnání s ropným sektorem ještě o něco komplikovanější. Před 70. lety, kdy byla produkce plynu nízká, byly ceny plynu stanoveny výborem expertů. Mezi 70. a 80. lety vzešla cena z vyjednávání mezi NOCs a velkými odběrateli. V roce 1987 však vláda zavedla režim stanovení

68 Výsledná prodejní cena čtyř hlavních produktů (maloobchodní cena mínus daně a provize obchodníkům) je v Indii nadále nižší než cena, kterou společnosti obchodující s ropnými produkty platí rafineriím (tzv. „ex-pump price“). Rozdíl mezi těmito cenami je označován jako tzv. „under-recoveries“ – UR. V důsledku nárůstu zahraničního importu a vzestupu světových cen ropy dochází v Indii k nárůstu UR a nutnosti vyrovnávat ztráty angažovaných společností vládními dotacemi. Přitom maloobchodní ceny pro koncového zákazníka nejsou v Indii přehnaně nízké, a to i v mezinárodním srovnání. Jsou např. vyšší než v USA vzhledem k vysokým daním (IEA, 2012, s. 65).

69 Situace rovněž zabraňuje vstupu soukromých firem na maloobchodní trh. Soukromé společnosti nejsou vládou kompenzovány za prodej ropných produktů pod cenou (IEA, 2012, s. 66).

70 Za nutnou reformu v ropném a plynárenském sektoru považuje dvanáctý pětiletý plán i postupné zrušení plošných dotací na LPG a kerosin, které jsou poskytovány domácnostem. Na místě je zvážení, zda by místo plošné dotace na daný zdroj energie nebylo vhodnější zasílat odpovídající finanční částku těm, kteří podporu nejvíce potřebují. U plošných dotací je totiž obvyklé, že jsou využívány i bohatšími domácnostmi, na které nejsou primárně cíleny. Sníženy by měly být i dotace na kerosin vzhledem k postupující elektrifikaci vesnic (Planning Commission, 2013, s. 182).

cen (APM)⁷¹ a s ním i dohled nad cenami pro jeho různé odběratele. Pod cenou se plyn zpočátku prodával především v severovýchodních méně rozvinutých státech. Indické NOCs byly za prodej podhodnoceného plynu kompenzovány (Jain, 2011, s. 30–32; Joshi & Jung, 2008, s. 91). Dnes je nepoměr mezi cenou produkce a cenou plynu, jenž je alokován pro jeho hlavní odběratele, stálou a značně problematickou součástí sektoru plynárenství.

Co se týká stanovení ceny produkce, v Indii existují tři cenové režimy (IEA, 2012, s. 70; Jain, 2011, s. 110–118). V rámci prvního z nich jsou ceny plynu určovány vládou (pro NOCs) nebo na základě ustáleného vzorce (pro společné podniky). Jedná se o těžební pole pod režimem APM či tzv. „discovered fields“. Druhý režim se týká dováženého LNG, kde jsou ceny stanoveny na základě dlouhodobých či krátkodobých kontraktů a nákupů na spotovém trhu. Třetí systém zahrnuje plyn těžený z polí v rámci nové politiky přidělování těžebních licencí – NELP. Jak bylo rozebráno v předchozí kapitole, tento systém se stále vyvíjí. Střetává se zde zájem vlády zachovat si určitou kontrolu nad cenovou politikou alokací plynu a zároveň umožnit těžebním společnostem nakládat s plynem v souladu s tržními principy. Výsledkem je jakási „střední cesta“, která naznačuje snahu vlády vyhnout se politicky citlivé problematice reformy cenové politiky. Ceny plynu vzešlé z jednotlivých režimů jsou značně rozdílné. Podhodnocený byl dlouhodobě plyn v režimu APM, který se do roku 2010 udržoval na hladině 1,79 USD za milion Btu. Nejdražší variantou je naopak dovážený LNG, kde se cena spotových dodávek pohybuje kolem 12–13 USD za milion Btu (Planning Commission, 2013, s. 174).

V Indii funguje i specifický systém alokace plynu pro jeho hlavní odběratele. Nevýznamnější spotřebitelé, jako je výroba elektřiny či hnojiv, dostávají plyn za nejvýhodnější cenu, oproti jiným odběratelům, kteří nespádají pod režim APM. Fixní cena plynu pro jeho hlavní odběratele je tedy výrazně nižší než cena plynu na mezinárodních trzích nehledě na cenu produkce. Hlavní dodavatelé plynu, indické NOCs v čele s ONGC, jen obtížně vyrovnávají investiční a produkční náklady a na prodeji plynu výrazně prodělávají.

Ve snaze upravit stávající systém došlo roce 1992, 1997 a 2005 k několikerému zvýšení cen plynu v režimu APM, nikoliv však nad cenu produkce. Jedním z důvodů omezené cenové reformy je již zmiňovaná politická citlivost tématu. Jak uvádí Jain, většinu spotřebitelů navyklých na nízké ceny koncových produktů tvoří farmáři, kteří jsou zároveň jedním z nejvýznamnějších segmentů voličů. Není proto překvapující, že každý politik přistupuje k otázce zvyšování cen se značnou opatrností. Mezi lety 2005 a 2010 se ceny plynu v podstatě nehýbaly. Břemeno podhodnocených cen převzaly NOCs a vláda (Jain, 2011, s. 31). Zátěž kladená na indické NOCs byla patrně jedním z důvodů, proč byla v roce 2010 cena plynu v režimu APM zvýšena ze 1,79 USD na 4,20 USD za milion Btu tak, že odrážela cenovou hladinu plynu těženého z pole KG-D6 pod NELP (Ebinger, 2011, s. 44; Jain, 2011, s. 10, 31–32).⁷² Vláda rovněž oznámila, že dotace budou nadále směřovány přímo na koncové zákazníky v klíčových spotřebitelských sektorech. Od roku 2012 by měl být takto dotován např. jeden z největších zákazníků – výrobci hnojiv (Jain, 2011, s. 10).

Spíše než plošným udržováním nízkých cen či finančním zatížením indických NOCs tedy vláda postupně přistupuje k systému přímé podpory citlivých odvětví. Přes tyto změny však zůstává problematika cenové politiky v Indii nedořešena a o přechodu na otevřený systém založený na tržních principech prozatím nelze hovořit.

71 Odlišný od ropného sektoru.

72 Výjimku tvoří severovýchod země, kde se cena pohybuje okolo 2,52 USD za milion Btu (Planning Commission, 2013, s. 174).

Indická energetická politika v zahraničí

Indická energetická bezpečnostní politika v zahraničí se soustředí na vybudování pevných bilaterálních vazeb s producenty států. Signifikantní je především získávání výhradních práv na těžbu v zahraničí, podílů v zahraničních společnostech, jež se zabývají průzkumem a produkcí (E&P), a také na petrochemických projektech a rafinaci. Důležitost je kladena také na diverzifikaci dodávek ropy a zemního plynu, výstavbu plynovodů z blízkého okolí a uzavírání dlouhodobých kontraktů na dodávky LNG (Ahmad, 2008, s. 327–328; Ahmad, 2009, s. 68–69). Lze tedy konstatovat, že Indie v zahraničí uplatňuje podobně jako Čína aktivní „ropnou diplomacii“. Na straně indické vlády existuje přesvědčení, že Indii pomůže získat potřebné kontrakty, zajistí adekvátní dodávky zdrojů energie, položí základy kooperace s producenty zeměmi, přiláká investice do indického zpracovatelského průmyslu či podnikání technologický rozvoj... (Madan, 2006, s. 40–50).

Podobně jako v Číně i v Indii však probíhá debata nad pozitivními a negativními stránkami této strategie. Dle některých vede k zisku levnějších a spolehlivějších dodávek ropy. Kritici strategie však namítají, že se do země vrací pouze část zahraniční produkce a že je účelnější investovat finanční prostředky jinde, např. do technologického rozvoje či vybudování dostatečných finančních rezerv k pokrytí nákladů na import. Otázkou také zůstává, zda působení v nestabilních zemích může posílit stabilitu, bezpečnost a dlouhodobou udržitelnost dodávek ropy a zemního plynu do Indie (Madan, 2006, s. 40–41, 46). Ostatně i dokument Integrovaná energetická politika upozorňuje na skutečnost, že politická rizika v podobě embarga či znárodnění produkce postihují jak ropu získanou na základě výhradních práv na těžbu v zahraničí, tak ropu importovanou od daného producenta. Přesto doporučuje vyhledávat a získávat výhradní práva na těžbu v ekonomicky atraktivních lokalitách, neboť představují zdrojovou diverzifikaci a zvyšují přístup Indie k importu ropy ze zahraničí podobně jako dlouhodobé kontrakty na dodávky ropy. Zahraniční investice by však měly brát v potaz politická či přepravní rizika (Planning Commission, 2006, s. 62, 66). Indie se také nevyhnula jisté míře zahraniční kritiky. Ta upozorňuje především na skutečnost, že NOCs uzavírají transakce bez ohledu na ekonomickou stránku věci také díky státní podpoře a že nepřinášejí potřebné technologie, jež by vedly k maximální výtěžnosti zahraničních nalezišť (Madan, 2006, s. 41). Jak vysvětlují Brown, Mukherji a Wu, v rozhodování o zahraničních investicích je velký význam přikládán neekonomickým faktorům. Vzhledem k tomu, že indické NOCs nejsou zatíženy odpovědností podílňákům, uskutečňují i takové investice, které by z ekonomického hlediska mohly být považovány za nevýhodné (Brown et al., 2008, s. 241). Pod drobnohledem se ocitla také efektivita indické „energetické diplomacie“ v porovnání s úspěšnější Čínou, které se budeme samostatně věnovat níže.

V současnosti se nicméně zdá, že v pohledu indické vlády převažují výhody energetické diplomacie nad případnými riziky. Oficiální představitelé naplňují cíle ropné diplomacie pomocí bilaterálních jednání, účastí na konferencích či jejich pořádáním, uzavíráním kooperativních dohod či vojenskými a ekonomickými nástroji (příslib investic, vojenské spolupráce, poskytování zahraniční pomoci,...). Kromě navazování bilaterálních vztahů zahrnuje možná kooperace i sdílenou účast indických a zahraničních společností na specifických projektech ve třetích zemích (Ahmad, 2008, s. 328; Madan, 2006, s. 46–50). Indickým investicím v zahraničí dominuje dceřiná společnost ONGC Videsh Ltd. (OVL). Soupeření mezi indickými státními ropnými společnostmi navzájem je dle některých autorů spíše rétorické. Ve skutečnosti mají jiné NOCs tendenci přenechávat OVL velké mezinárodní kontrakty (Brown et al., 2008, s. 241).

Podobně jako Čína působí Indie ve všech regionech energetických producentů. Největším dodavatelem ropy do Indie je Saúdská Arábie. V roce 2006 se oba státy dohodly na uzavření strategického partnerství v oblasti energetiky, jež mělo spočívat především ve vzájemných investicích do zpracovatelského a petrochemického průmyslu a také účasti Indie na projektech průzkumu a produkce zemního plynu (Ahmad, 2008,

s. 328; Ahmad, 2009, s. 70). Významná je i spolupráce s Irákem, Spojenými arabskými emiráty, Kuvajtem či Íránem. Katar je významným dodavatelem LNG. Oblast Blízkého východu je i důležitým ekonomickým partnerem Indie a odbytištěm pro indické zboží. Roli hraje i početná indická menšina v regionu (4,5 milionu). Indie byla také přizvána k vzájemnému dialogu (jako čtvrtý stát po USA, EU a Japonsku). V roce 2004 se konala první konference ministrů průmyslu a obchodu Indie a členů Rady pro spolupráci arabských států. Státy se dohodly na posílení ekonomické spolupráce a definovaly čtyři prioritní oblasti: obchod, investice, kooperaci v oblasti průmyslu a transfer technologií. Posílen byl také dialog na nejvyšší politické úrovni (Ahmad, 2009, s. 71).

Indie navazuje spolupráci i s producenty mimo oblast Blízkého východu. Usiluje především o rozvoj kooperace s producenty v kaspickém regionu. Přes snahu minulých let je však Indie v energetických sektorech středoasijských producentů v porovnání s jinými světovými spotřebiteli angažovaná jen minimálně. Dohody v oblasti energetiky a energetické bezpečnosti mezi Indií a kaspickými producenty vyžadují značné investice do budování regionální infrastruktury, především koridorů pro transport uhlovodíků. Indie nesdílí hranice s žádným z významných producentů zemního plynu (Írán, Turkmenistán). Musí se proto při přepravě plynu na své území spoléhat na třetí stranu, především Pákistán. Zamýšlené plynovody TAPI (Turkmenistán–Afgánistán–Pákistán–Indie) a IPI (Írán–Pákistán–Indie) se tak doposud nedočkaly výraznějšího pokroku v realizaci. Roli hrají především bezpečnostní imperativy, ale i nesoulad v představě dodavatelů a Indie o cenách dodávaného plynu.⁷³ Některé význačné investice ztratila Indie také ve prospěch Číny (viz níže).

Zcela novou dimenzi dodávají vztahu s Indií naleziště ropy a zemního plynu v Africe. Nigérie je významným dodavatelem ropy. Indie působí v Súdánu a Libyi. Z ostatních producentů uvedme především bilaterální spolupráci Indie s Ruskem. V roce 2001 získala OVL 20% podíl na Sachalinu-1. Jedná se doposud o největší zahraniční investici této společnosti. V lednu 2009 OVL dokončila akvizici britské společnosti Imperial Energy Corporation Plc., jež vlastní podíly na průzkumu a produkci v regionu Tomsk na západní Sibíři. Jedním z prvních projektů, které OVL uskutečnila, bylo zahájení produkce zemního plynu ve Vietnamu (Bloc 06.1) v lednu 2003. V roce 2002, respektive 2006 získala také 17% podíl na podmořských průzkumných blocích v Myanmaru (A-1 a A-3), jež jsou však určeny pro čínský trh, v roce 2007 pak další tři podmořské průzkumné bloky (AD-2, AD-3 a AD-9), kde je operátorem se 100% podílem. V latinské Americe se jedná např. o Venezuelu (ale také projekty v Kolumbii či Brazílii). V květnu 2005 uzavřely obě země dohodu o kooperaci v oblasti energetiky a dohodly se na společné produkci a dodávkách ropy. OVL nyní vlastní 40% podíl na venezuelském ropném poli San Cristobal (OVL, 2013).

Soupeření s Čínou?

Jak Indie, tak i Čína zažívají v posledních desetiletích mimořádný ekonomický růst, se kterým je spojena i rostoucí spotřeba zdrojů energie. Čínský ekonomický i politický vliv od 80. let roste. Čína aspiruje na pozici regionální velmoci a dle některých autorů do poloviny 21. století také na postavení největší světové ekonomiky. Lze tedy předpokládat, že čínský vliv na mezinárodně-politické rovině, především vůči jejím sousedům a obchodním partnerům, poroste. Také Indie od 90. let ekonomicky roste. Pokud udrží plánovaný roční růst HDP kolem 8 %, bude se jednat o jednu z největších ekonomik světa (Singh, 2010a, s. 159–160). Lze předpokládat, že i ona bude minimálně v regionu jižní a jihovýchodní Asie mimořádně vlivná.

73 Působení Indie v regionu Střední Asie se věnuje samostatná kapitola knihy.

Ke střetávání čínských a indických zájmů pravidelně dochází. Např. v roce 2005 společnost ONGC Mittal Energy Limited (OMEL) prohrála souboj o PetroKazakhstan s čínskou CNPC. V Angole OVL ztratila 50% podíl na bloku 18 vůči CNPC v roce 2004 a bloky A-4 a M-10 v Myanmaru vůči čínské CNOOC a jejím partnerům (Madan, 2006, s. 43; Brown et al., 2010, s. 245; Yang, 2011, s. 154–155). Jak popisuje Madan, existují názory, že neúspěchy indických státních ropných společností v porovnání s čínskými NOCs jsou způsobeny pozdějším zapojením indických hráčů do hry, nedostatečnými možnostmi či ochotou nabídnout více přímých i nepřímých pobídek či nedostačující agresivitou. Je zde také přesvědčení, že Indie za Čínou zaostává kvůli zpožděním na straně vlády a slabé koordinaci a že čínské NOCs těží z výhody rychlejšího rozhodování. Nedostatky jsou však spatřovány i na straně indických NOCs; především neznalost místního prostředí a nedostatečná přítomnost v zemi producenta (Madan, 2006, s. 43–44). Nicméně i indické NOCs postupně nabírají potřebné zkušenosti. Zvýšení jejich konkurenceschopnosti napomáhají partnerství s domácími, ale hlavně významnými zahraničními partnery typu Shell či ENI. Koncept vzájemné spolupráce předpokládá snazší přístup globálních hráčů na indický trh výměnou za kooperaci v zahraničí. Nicméně masivnější spolupráci na reciproční bázi znemožňují výše uvedené nedostatky na indickém domácím trhu (Brown et al., 2010, s. 243).

Přestože jsou Indie a Čína často považovány za soupeře, v posledních letech dochází v menší míře také k rozvoji vzájemné spolupráce. Např. čínsko-indická spolupráce v Súdánu (Greater Nile Oil Project), Sýrii či Kolumbii naznačují ochotu obou spotřebitelů společně investovat ve více rizikových zemích (Brown et al., 2010, s. 223–251; Kumaraswamy, 2007, s. 350–351; OVL, 2013). Jedna z oblastí, kde se kooperace nabízí, je totiž právě redukce přímého (a nákladného) soupeření o zahraniční zdroje ropy a zemního plynu. Náklady může ušetřit i vybudování společných strategických ropných zásob či koordinace investic do zpracovatelského průmyslu (Brown et al., 2010, s. 224; Singh, 2010b). Ostatně podobně jako v případě USA a Číny je třeba mít na paměti, že se také Indie a Čína nacházejí na stejné straně mezinárodního trhu se zdroji energie a mají sdílený zájem na zachování jeho stability. Jak Indie, tak Čína zaznamenávají populační i ekonomický růst; primární spotřeba zdrojů energie je v obou zemích závislá na spalování uhlí; přestože Čína je na tom výrazně lépe s domácími zdroji energie, závislost obou zemí na importu ropy a zemního plynu ze zahraničí roste; otázka energetické bezpečnosti nabývá v obou zemích na významnosti; Indie i Čína uplatňují podobné strategie; považují zahraniční investice za vitální součást svých energeticko bezpečnostních politik, jejich NOCs hledají příležitosti ve všech producentských regionech a často cílí svou pozornost na stejné investice ve stejných zemích (Brown et al., 2010, s. 225, 244; Kumaraswamy, 2007, s. 349–352; Noronha & Sun, 2008, s. 48–49; Singh, 2010b; Yang, 2011, s. 153).⁷⁴ Signifikantní je také sdílený zájem na zabezpečení námořních transportních tras a přepravních uzlů (Khurana, 2006, s. 89–103; Khurana, 2009, s. 108–127).

Kooperace Indie a Číny nabyla konkrétnějších rysů v roce 2006, kdy obě strany podepsaly memorandum o porozumění, jež obsáhlo i spolupráci čínských a indických NOCs na společných projektech ve třetích zemích (Memorandum for Enhancing Cooperation in the Field of Oil and Natural Gas). Pět hlavních národních ropných společností z obou zemí rovněž uzavřelo specifická memoranda o porozumění (Kumaraswamy, 2007, s. 349–352; Madan, 2006, s. 45; Noronha & Sun, 2008, s. 50; Yang, 2011, s. 153). Jak však dodávají Brown, Mukherji a Wu, důležitou roli hrají také motivace za působením indických a čínských NOCs v zahraničí. Skutečný potenciál pro kooperaci se proto může výrazně lišit od deklarovaných cílů (Brown et al., 2010, s. 246). Maji Rüegg při posuzování možností čínsko-indické kooperace přikládá důležitost konkrétnímu regionu (Rüegg, 2007). V jižní, jihovýchodní a Střední Asii převládá soupeření.

⁷⁴ Doplňme, že se obě země vyznačují také vysokou energetickou náročností, nízkou spotřebou energie na jednoho obyvatele v porovnání s vyspělými světovými ekonomickými centry, environmentálními a zdravotními riziky spojenými se spalováním fosilních a tradičních paliv. Očekávat lze rovněž vysokou míru budoucí motorizace a další zvyšování závislosti na ropě a ropných produktech (Noronha & Sun, 2008, s. 48).

Kooperace je naopak více pravděpodobná na Blízkém východě, v Africe či Latinské Americe, tedy tam, kde nedochází k výraznějšímu střetu rozdílných geopolitických zájmů. Na čínské straně převládá dojem zranitelnosti v Indickém oceánu, kudy proplouvají tankery směřující do Číny, na straně Indie jsou citlivě vnímány konfliktní vztahy se sousedy, jež může narušovat i partnerství Číny a Pákistánu a zájem Číny vybudovat ropovod ze strategicky významného pákistánského přístavu Gvádár na své území. Podobně Madan spatřuje možnosti pro vzájemnou kooperaci spíše případ od případu, nehledě na větší zájem o spolupráci z indické než z čínské strany (Madan, 2006, s. 45). Jiné názory předpokládají, že je kooperace Indie a Číny vzhledem k množství sdílených zájmů a menší politické citlivosti slibnější než kooperace Číny a Japonska, přestože Indie stále citlivě reaguje na čínský růst v regionu a její podporu Pákistánu (Yang, 2011, s. 164–167). Střetávání Číny a Indie v jednotlivých regionech energetických producentů, jejich ochota ke kooperaci, či naopak tendence k soupeření by si zasloužily samostatný výzkum, který však není předmětem této publikace.

Můžeme však uzavřít, že i když se také Indie do značné míry spoléhá na „zdrojový merkantilismus“ coby prostředek zajištění energetické bezpečnosti, podobně jako ve vztahu USA a Číny a Japonska a Číny musejí být také indicko-čínské vztahy nazírány logikou sdíleného zájmu spotřebitelských zemí na hladkém fungování mezinárodních trhů se zdroji energie a stabilních dodávkách energetických surovin. Finanční prostředky vynaložené v „boji o zdroje“ s cílem získat práva na výhradní těžbu v zahraničí mohou být vynaloženy efektivněji, náklady může ušetřit také kooperace v budování strategických ropných zásob, nových zdrojů energie, koordinace investic do zpracovatelských zařízení či potřebné infrastruktury. Spolupráce se zkušenými mezinárodními hráči vede k aplikaci technologií, které umožňují maximální výtěžnost nalezišť a zvyšují efektivitu investic, či naopak těch, které vedou k posílení energetické efektivity a zpomalení stále rostoucí poptávky. Kooperace spotřebitelů může být vzhledem k politickým, historickým či nedořešeným teritoriálním sporům obtížná, pozitivně však přispívá k redukci napětí na mezinárodních trzích.

Kapitola 4. Kaspický region v energetické politice Číny a Indie

Přijmeme-li výše uvedenou tézi, že se míra kooperace Číny a Indie mění případ od případu a že bude méně pravděpodobná v regionech, kde se střetávají rozdílné geopolitické zájmy obou mocností (Madan, 2006, s. 45; Rüegg, 2007), potom je kaspický region oblastí, kde bychom vzájemnou spolupráci spíše neočekávali. Úspěšnost aktivit Číny a Indie v tomto regionu ovlivňuje řada faktorů, které jsou rozebrány níže. Pekingu nahrávají jak geografická blízkost (Kazachstán) a možnost přepravy zdrojů energie bez zapojení třetí strany – transportního státu –, tak výsledky cílené „energetické diplomacie“, kterou vůči kaspickým producentům zemím již dvě desetiletí uplatňuje a která mnohdy klade strategické zájmy země nad ekonomickou nákladnost finančně náročných projektů. Naproti tomu Indie nebyla doposud úspěšná v realizaci jediného přeshraničního plynovodu. Indie se na rozdíl od Číny musí ve většině případů spoléhat na vyjednání přepravy přes třetí transportní stát. Výstavbu projektů z blízkého okolí však ovlivňují závažné geopolitické a bezpečnostně imperativy. Otázkou také zůstává, jak se bude vyvíjet situace na domácím poli a které možnosti budou v energetické politice Indie do budoucna upřednostněny.

„Energetická diplomacie“ Číny v kaspickém regionu a zájem na výstavbě přeshraničních projektů⁷⁵

Jak bylo řečeno v předchozích kapitolách knihy, významnou součástí čínské energetické politiky je snaha diverzifikovat námořní dodávky ropy a zemního plynu a navázat dlouhodobou bilaterální spolupráci s okolními producenty státy. Čínská energetická politika v tomto smyslu usiluje také o získání výhradních práv na těžbu ropy a zemního plynu v zahraničí a jejich transport ropovody a plynovody na své území. Kromě vztahů s Ruskem, kterým jsme se věnovali v samostatné kapitole, rozvíjí od počátku 90. let intenzivní energetickou spolupráci také s producenty kaspického regionu, především s Kazachstánem a Turkmenistánem. Spolupráci s Íránem brání složitá mezinárodně-politická situace a uvalené sankce, které jsou dnes cílené i na zisky Íránu z prodeje ropy. Jedná se však o zemi s jedněmi z největších prokázaných zásob uhlovodíků na světě, jejíž budoucí potenciál zůstává značný.

Kazachstán

Zájem Číny o dění v Kazachstánu lze datovat již do roku 1991, bezprostředně po rozpadu Sovětského svazu. Význam Kazachstánu z hlediska dovozu ropy (ale také zemního plynu) se navíc postupně zvyšuje, což dokládá i vývoj dodavatelů uhlovodíků do Číny od 90. let do současnosti. Zatímco původní význam oblasti jižní Asie zřetelně klesá (s výjimkou dovozu ropných produktů), dovoz ropy z regionu Blízkého Východu, Ruska, ale i Střední Asie roste (Andrews-Speed & Dannreuther 2011, s. 68).

⁷⁵ V této kapitole jsou užity poznatky z nepublikované disertační práce Hedviky Koďouskové s názvem Čínská zahraniční energetická politika.

Kazachstán se postupně stal významným producentem ropy, druhým největším po Rusku ze zemí bývalého Sovětského svazu (EIA, 2012). V roce 2012 dosahovala kazašská produkce ropy 81,3 milionů tun (při současné spotřebě 12,8 milionů tun). Až na léta 2011–2012 produkce ropy v zemi kontinuálně rostla. Pro srovnání, v roce 2002 činila 48,2 milionů tun (BP, 2013, s. 10–11). Nejnovější statistiky společnosti BP odhadují prokázané zásoby ropy v zemi na 3,9 miliardy tun (30,0 miliard barelů), což je přibližně 1,8 % světových zásob. Ještě v roce 2002 se přitom jednalo o 5,4 miliard barelů (BP, 2013, s. 6). Ropná pole se nacházejí především na západě země. Jedná se o pevninská naleziště Aktobe, Karachaganak, Mangistau, Tengiz a Uzen, ale také přímořská pole Kašagan a Kurmangazy v kazašské části Kaspického moře. Další naleziště jsou lokalizována v centrální části Kazachstánu (Akshabulak a Kumkol). Nalezištěm, které se podílí až na třetině celkové dnešní produkce, je Tengiz. Ovšem slibné vyhlídky do budoucna představuje především naleziště Kašagan, páté největší na světě, co se týká ropných zásob (EIA, 2012). Rozvoji těžby však brání řada překážek, které vedly k významnému posunu v původním předpokládaném datu zahájení produkce (2005). Ropné pole se nachází v environmentálně citlivé oblasti s extrémními výkyvy počasí na severu Kaspického moře. Rovněž složení zásob uhlovodíků klade značné nároky na těžbu a jejich následné zpracování (EIA, 2012).

Menší význam mají prokázané zásoby zemního plynu v zemi, které jsou v současnosti odhadovány na 1,3 tcm (cca 0,7 % světových zásob) (BP, 2013, s. 20). Jedná se především o asociovaný zemní plyn při ropných polích na západě země. Přestože se Kazachstán postupně stal soběstačným k uspokojení domácí poptávky, nedostatečná síť interních plynovodů, jež by propojila naleziště na západě s průmyslovou oblastí mezi městy Almaty a Šimkent, nutí Kazachstán zemní plyn dovážet (z Uzbekistánu) (EIA, 2012). V roce 2012 Kazachstán vyprodukoval 19,7 bcm zemního plynu (při současné spotřebě 9,5 bcm) (BP, 2013, s. 22–23).⁷⁶ Až 75 % vytěženého plynu je využito ke zpětným injektážím k podpoře ropné produkce (EIA, 2012).

Na rozdíl od jiných světových producentů je Kazachstán relativně otevřený zahraničním investicím. Přesto se podmínky pro investice zahraničních společností v zemi postupně zpřísňují (Nurmakov, 2010, s. 22; Kennedy, 2010, s. 128–129). Od roku 2004 došlo k několika legislativním reformám, které mají posílit roli státu v sektoru energetiky, zvýšit kontrolu státu nad nalezišti ropy a rozvojem ropného průmyslu. Adil Nurmakov člení toto období do tří chronologických stadií, z nichž první je typické zájmem státu zákonnými prostředky zvýšit daně těžebním společností, druhé nově přijatým právem státu skupovat uvolněné podíly na ropných projektech a pozastavit činnost společností v případě, že porušují podmínky uzavřených kontraktů, třetí potom převzetím práva unilaterálně rušit uzavřené kontrakty, které by byly v rozporu s ekonomickými zájmy a národní bezpečností státu (Nurmakov, 2010, s. 22–23, 25).

Za velmi ojedinělý je považován především dodatek ke kazašskému zákonu o využití půdního podloží (Subsoil Use Law) z prosince 2004, respektive října 2005. Dodatek zavádí možnost uplatnění preemptivního práva státu na zisk oprávnění na využití půdního podloží či práva na budoucí těžbu (equity interest), které by pověřená společnost měla zájem převést na jiný subjekt a také na zisk prodávaných podílů/akcií ve společnosti, která takovými právy disponuje, a to v případě jak budoucích, tak i existujících kontraktů za cenu nabízenou ostatními zájemci (Kaiser & Pulsipher, 2007, s. 1309–1310; Kennedy, 2010, s. 128–129; Nurmakov, 2010, s. 24; Wilson, 2006).

Mimo dodatek k zákonu o využití půdního podloží se jedná také o následující nově schválené zákony či dodatky k zákonům: Production Sharing Agreement (PSA) Law, Petroleum Law a Tax Code z let 2004–2005. Nově zavedená legislativa například zvýšila účast státní společnosti KazMunaiGas (KMG)

⁷⁶ Nejnovější statistiky společnosti BP výrazně ponižují předchozí odhady produkce a spotřeby zemního plynu v zemi. Např. ročenka z roku 2011 stanovovala produkci zemního plynu v Kazachstánu pro rok 2010 na 33,6 bcm, zatímco ročenka z roku 2013 odhaduje výši produkce pro stejný rok 2010 již jen na 17,6 bcm (BP, 2011 a 2013, s. 22).

na realizovaných projektech. KMG má disponovat právem na 50% podíl na všech nových PSA (PSA Law, nařízení 708). Dodatky rovněž specifikovaly funkci KMG coby výhradního reprezentanta státních zájmů v ropném sektoru (uvedené změny učinily z KMG největšího producenta uhlovodíků v Kazachstánu). V Kazachstánu došlo také k rozsáhlým změnám v daňové politice. Zatímco před rokem 2004 byl kazašský daňový systém považován za stabilní, spravedlivý a atraktivní, Tax Code má zavádět nová opatření v neprospěch zahraničních investorů s cílem zvýšit příjmy vlády (Kaiser & Pulsipher, 2007, s. 1311; Kalyuzhnova, 2008, s. 115–125, 174–175; Nurmakov, 2010, s. 22–26).

Zákon o využití půdního podloží byl v roce 2007 navíc opětovně aktualizován. Zavádí právo státu unilaterálně rušit uzavřené kontrakty, které by byly v rozporu s ekonomickými zájmy a národní bezpečností státu. Vláda má také právo označit určité zdroje za strategicky důležité (Nurmakov, 2010, s. 25, 26). Dle IEA, pak dodatek z roku 2010 formálně ruší PSA. Nejčastějším typem investic v zemi jsou nyní společné podniky – „joint-ventures“. Převládají mezistátní dohody (EIA, 2012).

Přestože tak Kazachstán zůstává poměrně vstřícný k zahraničním investicím, v posledních letech usiluje o zvýšení své kontroly nad sektorem energetiky. Nejnovější legislativa se setkala s negativním ohlasem investorů, kteří se obávali retrospektivního dopadu zákonů a možného ohrožení stávajících dohod. Dle mnohých stojí Kazachstán před úkolem nalezení optimální roviny, která vyváží zájem státu zabezpečit národní zájmy a zájem zahraničních investorů na předvídatelném a stabilním prostředí k investicím (Kalyuzhnova, 2008, s. 125–135). Uvedené změny v kazašské legislativě měly přímý dopad také na zájmy čínských NOCs v zemi (viz níže).

Energetická politika Číny v Kazachstánu směřovala především k výstavbě přeshraničního ropovodu, který by byl zásoben některými z bohatých kazašských nalezišť. Ropovod z Atyrau na severozápadě Kazachstánu do Alašankchou v čínském regionu Sin-ťiang, na jehož výstavbě a provozu se podílely čínská CNPC a KMG, byl budován postupně ve třech fázích (viz obrázek). První etapa ropovodu, jenž původně vedl ropu západním směrem z Aktjubinské oblasti (naleziště Kenkijak) do města Atyrau u pobřeží Kaspického moře, byla dokončena již v roce 2003 s tím, že po výstavbě všech tří fází ropovodu bude směr toku ropy otočen. Výstavba druhé etapy z kazašského Atasu do čínského Alašankchou započala v září 2004 a byla dokončena v prosinci roku 2005. V létě roku 2006 začaly potrubím proudit první dodávky ropy. Jednalo se zároveň o první přeshraniční ropovod na území Číny. Spojení předchozích dvou částí třetí etapou projektu (Kenkijak – ropná pole Kumkol), a tak i kompletace ropovodu z Kazachstánu do Číny proběhla v říjnu 2009. Plánované kapacity 10 milionů tun ropy ročně dosáhl ropovod poprvé v roce 2010 (první etapa). V druhé etapě by měla být transportní kapacita ropovodu navýšena až na 20 milionů tun. Dokončení je plánováno na rok 2013/2014. Na základě dohody mezi kazašskou a čínskou stranou z roku 2010 navýšila výstavba nové čerpací stanice kapacitu ropovodu na 12 milionů tun ropy ročně (CNPC, 2013; Handke, 2006, s. 46).

Obrázek č. 1: Trasa třífázového ropovodu z Kazachstánu do Číny

FIGURE 2
KAZAKHSTAN–CHINA OIL PIPELINE: EXISTING ROUTE



Zdroj: Erickson & Collins, 2010, s. 95

Výstavba přeshraničního ropovodu však nebyla zdaleka bezproblémová. Budování ropovodů a plynovodů z oblasti Střední Asie do Číny bylo dlouho považováno za výrazně nerentabilní, především v době nízkých světových cen ropy v 90. letech, v důsledku dražší těžby v porovnání s oblastí Blízkého východu či nedostatku infrastruktury. Pochybnosti se vznášely i nad otázkou zajištění dostatečné produkce, jež by naplnila kapacitu plánovaného ropovodu do Číny a obhájila výstavbu nákladného projektu. Výstavba se totiž musela potýkat s náročnými klimatickými a geologickými podmínkami, nehledě na sociální nepokoje či bezpečnostní situaci v čínském autonomním regionu Sin-t'iang, jenž s Kazachstánem sousedí.

Lze se tedy domnívat, že v čínské energetické politice vůči Kazachstánu hrály významnou roli strategické úvahy Číny. To by potvrdzoval i vývoj po roce 2003, kdy došlo k akceleraci čínských aktivit v Kazachstánu. Lze ji spojovat nejen s rostoucí světovou cenou ropy, která zvýšila rentabilitu čínských investic, ale především s několika významnými událostmi z let 2003–2005, např. změnou vnitropolitického směřování v Rusku,⁷⁷ neúspěšným vyjednáváním o zbudování ropovodu do Číny, do nějž vstoupilo také Japonsko, či pro Čínu nevydařenou dělbou kazašského ropného pole Kašagan, jež si v roce 2003 rozdělilo konsorcium západních společností. O nutnosti diverzifikace zdrojů ropy utvrdila Čínu i válka v Iráku, ztráta dosavadních investic a rostoucí angažovanost USA v regionu Střední Asie. Zájem USA na exportu ropy z Kazachstánu na západ ropovodem Baku–Tbilisi–Ceyhan rovněž přispěl k zvýšenému tlaku Číny na dostavbu

⁷⁷ Této otázce se věnuje kapitola Rusko-čínské vztahy na pozadí energetické bezpečnosti první části knihy.

ropovodu na východ (Handke, 2006, s. 44, 47). Svou roli však mohla sehrát také rostoucí nedostatečnost čínské domácí produkce, zvyšující se závislost na námořním dovozu ropy a rozsáhlé výpadky elektrického proudu, které Číně připomněly důležitost otázky zajištění energetické bezpečnosti a diverzifikace námořního dovozu ropy.

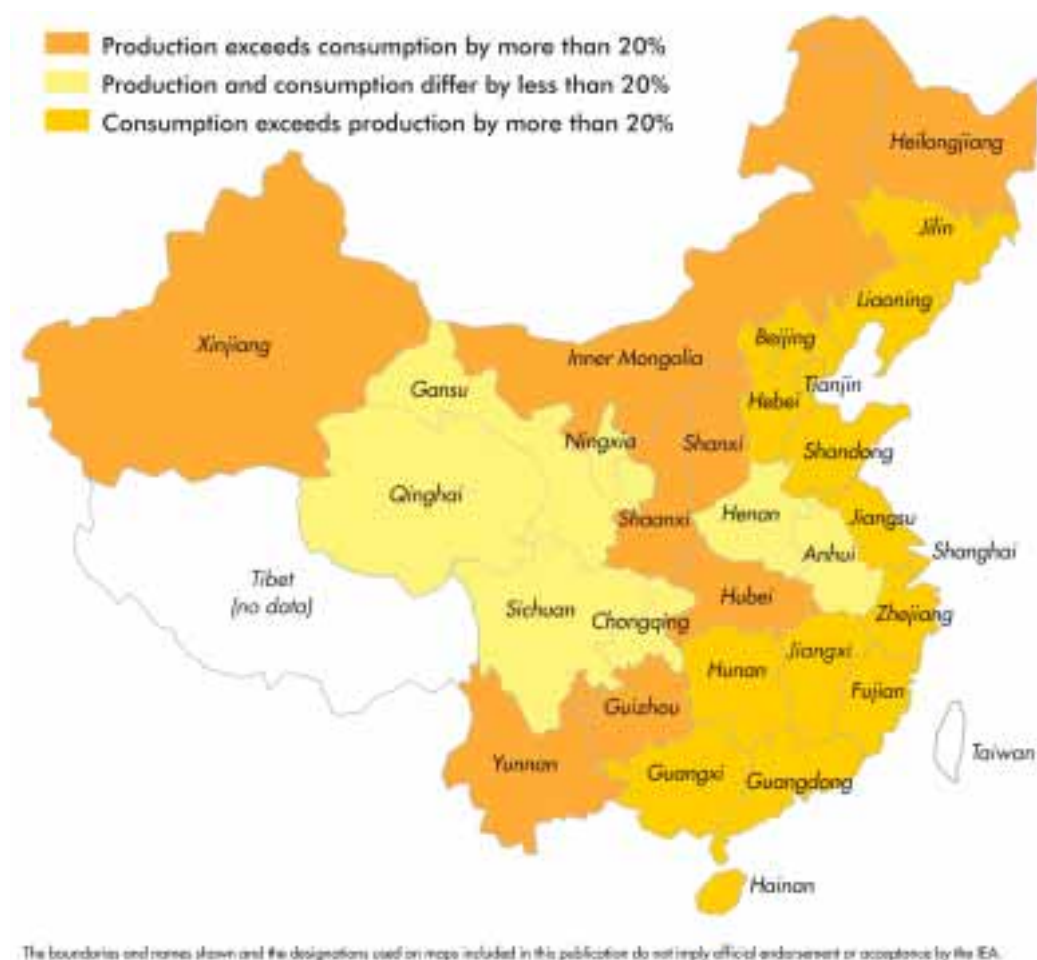
Výstavba přeshraničního ropovodu z Kazachstánu je z ekonomického hlediska nejvýhodnější variantou, jak kazašskou ropy do Číny dopravit, především v porovnání s železniční přepravou (Erickson & Collins, 2010, s. 94). Nicméně podobně jako v případě Ruska je třeba připomenout, že námořní dovoz ropy je levnější v porovnání s výstavbou ropovodů z blízkého okolí.⁷⁸ Ve snaze získat dostatečné dodávky ropy pro plánovaný projekt, čínská strana výrazně přeplácela nabídky jiných zájemců na odkup společností angažovaných v kazašském sektoru energetiky. O variantě exportu ropy dále na východ měly Kazachstán přesvědčit také související investice či půjčky.⁷⁹

Jaké strategické cíle tedy mohla Čína při výstavbě ropovodu také sledovat? V souvislosti s energetickou politikou Číny vůči jejím sousedům je třeba krátce přiblížit základní strategické hrozby, kterým čínské politické vedení čelí a které se mohou promítat i do snahy posilovat vztahy s kaspickými producenty. Například Christopher Pehrson za ně označuje: přežití režimu, teritoriální integritu a domácí stabilitu. Všechny tři jsou přitom propojeny s otázkou ekonomického růstu (Pehrson, 2006, s. 4–5). Přežití režimu je odvislé od spokojenosti čínských obyvatel a také schopnosti politického vedení chránit národní zájmy Číny. Čína je jednou z mála zemí, kde se přes pád Sovětského svazu a také dalších komunistických režimů ve světě tento systém udržel. Politické vedení mu však přiřklo nové prvky. Zavedení tržního kapitalismu v ekonomice a zahájení sociálních reforem vedlo k uspokojení obyvatel a zároveň zachování autoritativní kontroly Komunistické strany. Číně se také podařilo stabilizovat a demilitarizovat hranici s většinou okolních zemí včetně kaspického regionu, i když řada teritoriálních sporů zůstává nedořešena (především o hranici s Indií a námořní hranici s Japonskem), a navázat obchodní spolupráci. Ekonomický růst také výrazně přispěl k posílení domácí stability, i když přináší také nové výzvy v podobě zvětšujících se nerovností (viz níže). Podobně Susann Handke odvozuje z různých veřejných prohlášení nejvyšších politických představitelů tři základní vzájemně související cíle: zachování domácího pořádku, obranu proti externím hrozbám národní suverenity a teritoriální integrity a dosažení a udržení geopolitického vlivu coby význačné světové mocnosti (Handke, 2006, s. 9). Konečně Lui Hebron ve své stati uvádí následující klíčové imperativy, které podle něj ovlivňují strategické zájmy a rozhodování Číny: na domácím poli je to teritoriální integrita a zachování národní suverenity, na mezinárodním poli potom přesvědčení, že navrácení Číny mezi světové mocnosti výrazně závisí na vztazích s USA, Ruskem a dalšími světovými mocnostmi (Hebron, 2011, s. 17–37).

Na projekty výstavby ropovodů a plynovodů z oblasti Střední Asie je tedy třeba nahlížet v širším kontextu zachování čínské ekonomické a politické stability (Yenikayeff, 2011, s. 71; podobně Currier & Dorraj, 2011, s. 181). Nejvyšší političtí představitelé usilují jak o udržení vysokého ekonomického růstu, tak o hlubší integraci v rámci státu vytvářením ekonomických vazeb mezi relativně chudými západními regiony a rychle rostoucími, bohatšími východními provinciemi. Z tohoto pohledu hrají náklady vynaložené na výstavbu ropovodů a plynovodů méně významnou roli, neboť zajišťují jak zdroje energie nezbytné k rozvoji ekonomiky, tak infrastrukturní propojení (integraci) napříč Čínou.

78 Tamtéž.

79 Konkrétní příklady investic a půjček a specifické údaje k prodeji jednotlivých společností viz Kodůusková, 2012.

Obrázek č. 2: Čínská produkce a spotřeba zdrojů energie dle provincií (2005)

Zdroj: IEA, 2007, s. 267

Ekonomické reformy zahájené v Číně v 70. letech minulého století se totiž týkaly především provincií na jihovýchodě Číny na základě „dvoufázové“ strategie Teng Siao-pchinga, kdy měla být nejprve věnována pozornost pobřežním oblastem, a teprve poté vnitřním částem Číny. V současnosti se však Čína potýká s řadou společenských nerovností, počínaje nevyvážeností v zastoupení mužů a žen, stárnutím populace, zvětšujícími se rozdíly mezi obyvateli měst a venkova i mezi jednotlivými provinciemi a regiony.⁸⁰ Dlouhodobá snaha o uniformitu může vést ke zhoršené schopnosti Číny tyto rostoucí nerovnosti ve společnosti politicky přestát (Bardhan, 2006, s. 447–460; Gupta & Wang, 2009, s. 39–47; Pehrson, 2006, 4–5).

Na nastalou situaci reaguje novodobá strategie rozvoje západu (Great Western Development), která zahrnuje jedenáct provincií a autonomních regionů a jedno samosprávné město. Podstatou programu je posílení národní jednoty a politické integrace skrze modernizaci, ekonomický rozvoj a rozvoj lokální infrastruktury (dálnice, telekomunikační sítě, elektrárny, rafinerie a zpracovatelské závody apod.), jež mají zároveň zabránit nepokojům v oblastech s význačnými etnickými menšinami, jako je např. Sin-t'iang.

⁸⁰ V době prvních investic Číny do kazašského sektoru energetiky na konci 90. let činilo HDP na osobu a rok v Šanghaji asi 2,440 USD, zatímco v Sin-t'iangu to bylo jen 715 USD (Hiro, 2009, s. 266).

Kromě strategie rozvoje západu jde ruku v ruce s cílem posílení stability v regionu Sin-ťiang a jeho hlubší integrací se zbytkem Číny i zvýšení vlivu Pekingu v oblasti Střední Asie (Clarke, 2011, s. 164–169). Sin-ťiang se má stát důležitou součástí čínského ropného a plynárenského sektoru díky rozsáhlým nalezištím uhlovodíků v Tarimské pánvi, ale také významnou obchodní tepnou mezi Čínou a Střední Asií a zónou zpracovatelských závodů ropy a zemního plynu z kaspického regionu. Čínská zahraniční politika v oblasti Střední Asie tak přispívá k naplnění interních cílů teritoriální integrity a národní stability; zatímco pozice Sin-ťiangu na hranicích s Kazachstánem, Kyrgyzstánem, Tádžikistánem, Afghánistánem, Pákistánem a Indií umožňuje lépe prosazovat externí cíle Číny: zvyšovat svůj vliv v kaspickém regionu a z hlediska energetiky získávat alternativní zdroje k námořnímu dovozu ropy a zkapalněného zemního plynu. Za typický projev této politiky „dvojitého otevírání“ (double-opening) (Clarke, 2011, s. 165) může být považováno i založení Mezinárodního přeshraničního kooperačního centra v městě Horgos na hranici Číny a Kazachstánu v roce 2011.

Autonomní region Sin-ťiang lze chápat také jako „narázník“ mezi nejzápadněji položenými městy a hranicí s Kazachstánem. Z geopolitického hlediska by se Čína dala považovat za ostrov, neboť je ze všech stran obklopena teritoriem, které je obtížné překonat (hory, džungle, řídké obydlené oblasti, stepi Střední Asie) (Friedman, 2008). Majorita čínské populace je koncentrována v jejích východních částech – přímořských pláních–, zatímco západní části Číny jsou hornaté a řídké osídlené. Pro Čínu tak vznikají dva základní geopolitické imperativy: zabezpečit východní mořské pobřeží a čínskou západní periferii, včetně regionů Sin-ťiang a Tibet. Region Střední Asie spadá na základě těchto úvah do sféry čínských životních zájmů, se speciálním důrazem na východní Kazachstán (tzv. „region sedmi řek“) coby strategické zóny pro obranu vnitrozemských hranic Číny. Strategie rozvoje západních regionů tak může eventuálně přerůst i ve „strategické prodloužení čínské západní periferie“ o čínský severozápad a region Střední Asie (Kozyrev, 2008, s. 205).

Současné strategické cíle Číny do značné míry vycházejí také z historického vývoje. Čína je jednou z největších světových civilizací. Dojem „kulturní nadřazenosti“ byl však silně otřesen během století zahraničních intervencí a občanských nepokojů přibližně od poloviny 19. do poloviny 20. století. Století „slabé Číny“ se dnes odráží v přetrvávající citlivosti vůči domácím nepokojům způsobeným externími hrozbami a vůči intervenční politice vůbec (Hebron 2011, s. 17–37; Wang, 2011, s. 69). Do čínské zahraniční politiky se také výrazně promítá snaha opětovně získat status světové velmoci, nikoliv však okamžitě. Naopak, Teng Siao-pching, který na konci 70. let zahájil ekonomické reformy a politiku „otevírání Číny“, nabádal ke sledování pragmatické politiky sebekázně či umírněnosti. Byl přesvědčen, že stabilní a mírové mezinárodní prostředí poskytne Číně potřebný čas k uskutečnění vnitřní modernizace – odrazového můstku pro čínský mezinárodní růst.

Přestože ještě v roce 2002 Ťiang Ce-min předvídal 20 let „strategické příležitosti“, během nichž se Čína bude moci na domácí záležitosti soustředit (Wang, 2011, s. 70), asijská finanční krize z konce 90. let a vědomí nových netradičních hrozeb spojených s fungováním mezinárodního systému a globální ekonomiky však vedly k přesvědčení o nutnosti aktivnější participace Číny na okolním dění a úvahách o dosavadní vhodnosti politiky umírněnosti pro Čínu, jejíž ekonomický a potažmo mezinárodně-politický vliv od 70. let značně narostl.

Častým předmětem úvah také je, zda se Čína po dosažení postavení světové velmoci stane revizionistickou mocností, či bude spíše udržovat status quo. Přestože se situace může v budoucnu značně proměňovat, v současnosti se zdá, že Čína nadále usiluje o udržování mírových vztahů s co největším počtem zemí, s cílem přesvědčit regionální partnery i světové velmoci o pokojném růstu Číny. Pevné ekonomické vazby mají také odradit ostatní státy od vytváření protičínských koalic (Handke, 2006, s. 10–17; Pehrson 2006, s. 9; Wang, 2011, s. 70). Vzájemně prospěšné vztahy se sousedními zeměmi mají zabránit tzv. „geopolitickému dilematu“, tedy znevýhodnění geopolitické pozice Číny mezi „pevninou a oceánem“, významnými pozemními mocnostmi – Ruskem a Indií – na straně jedné a blízkostí ke sféře vlivu námořních mocností – USA a Japonska – na straně druhé (Kozyrev 2008, s. 206).

V současnosti je umírněná politika vůči sousedům znát jak ve vztahu k Rusku, tak ve vztahu ke Kazachstánu. Čína využívá diplomatických vazeb, obchodní spolupráce (včetně energetiky) a investic k posílení vzájemných vztahů. Zejména po roce 2003 byla výstavba ropovodu z Kazachstánu významně podpořena jak diplomatickými aktivitami nejvyšších politických představitelů Číny,⁸¹ tak z praktické stránky rostoucím angažmá čínské CNPC. Na rozdíl od Ruska využila CNPC relativní otevřenosti Kazachstánu, a tak i řady zajímavých obchodních příležitostí, které se zde naskývaly. V potaz je třeba brát také možnost napojit kazašská naleziště přeshraničním ropovodem na existující síť CNPC ve střední a jihozápadní Číně, a získat tak pro svou činnost nové zdroje ropy. (Nesmíme však zapomínat, že výstavba přeshraničního ropovodu vyžadovala rozsáhlé investice a z ekonomického hlediska byla pro CNPC především zpočátku spíše nevyhodná).

CNPC a její dceřiná společnost PetroChina postupně odkupovaly společnosti, které byly důležitými aktéry v kazašském sektoru energetiky a vlastnily licence k těžbě a produkci několika významných nalezišť uhlovodíků. V roce 1997 CNPC odkoupila podíl ve výši 60,3 % ve společnosti AktobeMunaiGas (čtvrté největší ropné společnosti v Kazachstánu), včetně licencí na rozvoj několika ropných polí a průzkumných vrtů v Aktjubinské oblasti (ropná pole Kenkijak I., Kenkijak II. a Džanadžol s odhadovanými zásobami ve výši 1 miliardy barelů). V současné době CNPC vlastní ve společnosti 85,42 %, neboť byl její podíl v roce 2003 navýšen o dalších 25,12 % (CNPC, 2013). V říjnu 2005 pak čínská CNPC uskutečnila jednu ze svých nejvýznamnějších zahraničních akvizic, když se jí podařilo odkoupit kanadskou společnost PetroKazakhstan (PK) na úkor alternativní nabídky indické společnosti ONGC (Oil and Natural Gas Corporation). PK je vertikálně integrovaná společnost, která obsáhla aktivity v oblasti „upstreamu“ i „downstreamu“. Veškerá naleziště společnosti jsou lokalizována v jižní části Turgajské úžlabiny v centru Kazachstánu (Aktjubinská oblast). Většina ropných polí se nachází podél trasy ropovodu z Kazachstánu do Číny. Společnost vlastní také největší rafinerii v zemi ve městě Šimkent v Jihokazachstánské oblasti a transportní a prodejní síť (CNPC, 2013).

V souvislosti s výše zmiňovanými změnami investičních podmínek v Kazachstánu je však třeba zdůraznit, že převzetí společnosti nebylo zdaleka jednoduché vzhledem k souběžným zájmům kazašské vlády zvýšit svou roli v sektoru energetiky. Kazašská strana neměla v době prodeje žádné prostředky k zablokování dohody mezi PK a CNPC. Zazněla však řada návrhů jak získat strategickou kontrolu nad majetkem PK, vedoucích ke schválení výše uvedeného dodatku zákona o využití půdního podloží (Subsoil Use Law) (Nurmakov, 2010, s. 27). Vláda však neuplatnila preemptivní právo a namísto zmrazení prodeje PK do rukou CNPC zahájila přímé vyjednávání s čínskou stranou. V červnu 2006 pak po dohodě s kazašským Ministerstvem pro energetiku a minerální zdroje přesunula CNPC 33 % svého podílu na státní společnost KazMunaiGas a ponechala si zbývajících 67 %. KMG získala také 50% podíl na rafinerii v městě Šimkent (Nurmakov, 2010, s. 27–28). Spory se vedly také s ruskou společností Lukoil, která vlastní 50% podíl na rozvoji ropného pole Turgaj a nárokovala si preemptivní právo na zbylých 50 %. Spor však byl vyřešen soudně ve prospěch PK (Kennedy, 2010, s. 121). Případ odkupu PetroKazachstanu je tak dle Kennedyho i příkladem snahy Číny udržovat dobré vztahy s kazašskou vládou. Prodej společnosti do rukou CNPC byl zatížen rizikem soudních sporů, jak s vládou na základě dřívějších sporů s PK, tak s ruskou společností Lukoil, která si nárokovala zbylých 50 % na ropném poli Turgaj. To vše neznačí příliš dobrý obchod. Řada soukromých investorů by dle Kennedyho za těchto podmínek od prodeje raději ustoupila, CNPC podporovaná čínskou vládou obchod přesto uskutečnila (Kennedy, 2010, s. 123).

V roce 2009 získala CNPC také největšího kazašského nezávislého ropného producenta, společnost MangistauMunaiGas (MMG). CNPC získala MMG včetně některých ropných a plynových polí skrz společnost Mangistau Investments B. V., jež je rovnocenně spravována CNPC a KMG (50/50). Dohoda však nezahrnuje některé význačné aktivity společnosti v oblasti rafinace a petrochemie (například ropná rafine-

81 Detailní rozbor aktivit nejvyšších politických představitelů Číny v Kazachstánu viz Kod'ousková, 2012.

rie Pavlodar), jež byly od činností společnosti před uzavřením dohody odděleny. MMG je pobočkou společnosti Central Asia Petroleum Ltd. a vlastní licence na průzkum a těžbu několika ropných a plynových polí v Kazachstánu, ale také některých přímořských nalezišť v kaspickém regionu (CNPC, 2009). Mimo uvedené akvizice odkoupila čínská CNPC také podíly na některých menších projektech.⁸²

V letech 2008 a 2009 podepsaly CNPC a KazMunaiGas rámcové smlouvy na rozšíření spolupráce také na sektor plynárenství. Na základě uzavřených dohod mají obě strany společně rozvíjet plynové pole Urikhtau a rovnocenným dílem budovat čínsko-kazašský plynovod. V únoru 2008 vznikla společnost Asia Gas Pipeline LLP (AGP), registrovaná v Kazachstánu, která je pověřená výstavbou a provozem plynovodu. Státní společnost KMG na ní vlastní 50% podíl (CNPC, 2013).

Čínská společnost CNPC se tak podílí také na výstavbě plynovodní infrastruktury v Kazachstánu, která je součástí tzv. „středoasijského plynovodu“ vedoucího z Turkmenistánu do Číny. První fáze plynovodu dlouhá 1 300 km byla dokončena a zprovozněna v roce 2009. Druhá část plynovodu vede z Beyneu v Mangistauské oblasti v Kazachstánu přes Bozoy a Kyzylorda do Jihokazachstánské oblasti, kde se má ve městě Šimkent napojit na středoasijský plynovod. Druhá fáze dlouhá 1 475 km by měla přepravit až 10 bcm zemního plynu s případným navýšením na 15 bcm zemního plynu ročně, tj. částečně uspokojovat také spotřebu plynu v jižním Kazachstánu (viz obrázek). Výstavba druhé části plynovodu započala v prosinci roku 2010 a je rovněž rozdělena do dvou fází. První z nich z Bozoy v Aktjubinské oblasti do města Šimkent s předpokládaným dokončením během roku 2012 má mít kapacitu 6 bcm. Druhá část z Beyneu do Bozoy navýší kapacitu až na 10–15 bcm zemního plynu ročně (CNPC, 2013). V roce 2011 byla za přítomnosti čínského prezidenta Chu Ťin-tchaa a jeho kazašského protějšku Nazarbajeva podepsána kooperační dohoda mezi CNPC a KazMunaiGas. Na jejím základě mají obě strany ustanovit joint-venture s rovnocenným podílem a společně rozvíjet plynové pole Urikhtau, které bude druhou fází plynovodu z Kazachstánu do Číny zásobovat zemním plynem (CNPC, 2011).

Obrázek č. 3: Trasa plynovodu z Kazachstánu do Číny



Zdroj: Yeniekeyeff, 2008, s. 66.

82 Specifické údaje k prodeji jednotlivých společností a jejich stávající produkci viz Kodůusková, 2012.

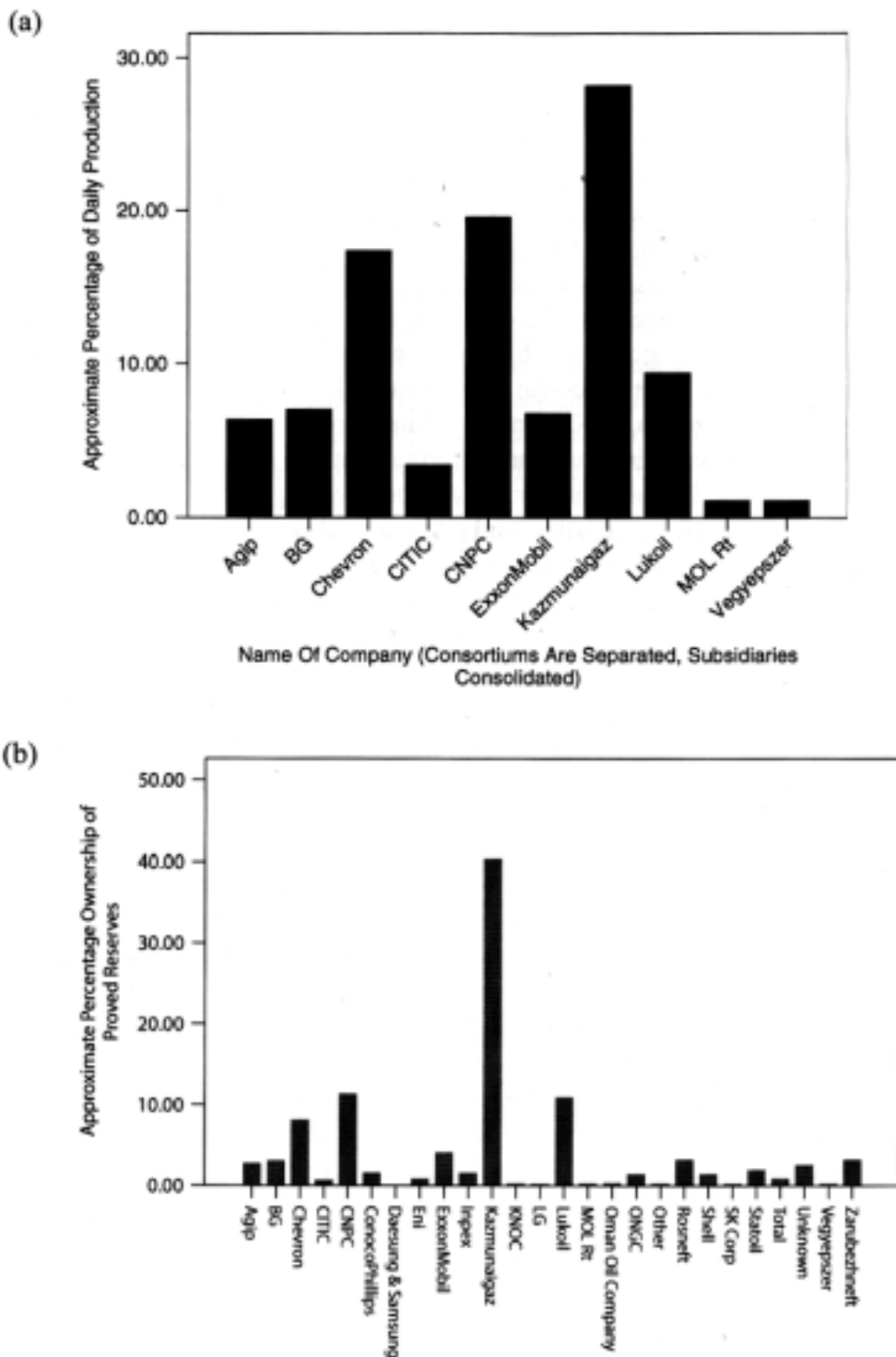
Podobně jako v případě ropovodu z Kazachstánu do Číny se také výstavba plynovodu (poprvé iniciovaná v roce 2005) neobešla bez určitých obtíží. Původní trasa měla kopírovat trať ropovodu a vést z Atyrau přes Aktjubinskou oblast (naleziště uhlovodíků Džanadžol, čtvrté největší naleziště zemního plynu v Kazachstánu) do Atasu a dále přes čínské hranice do Alašankchou, s kapacitou 30–40 bcm zemního plynu ročně. Z ekonomických důvodů však byla změněna jak trasa plynovodu, tak jeho roční kapacita. Trasu výstavby ovlivnila potřeba uspokojit domácí poptávku a přivádět zemní plyn k odběratelům v jižním Kazachstánu. Původní trasa by však byla mnohem nákladnější než např. dovoz plynu ze sousedního Uzbekistánu. Komplikace a zpoždění v rozvoji geologicky náročných nalezišť uhlovodíků pak zmírnily původní předpoklady o produkci zemního plynu v Kazachstánu a tak i kapacitě plynovodu (Yenikeyeff, 2008, s. 66).

Na rozdíl od Ruska se však Číně přes určité obtíže podařilo v Kazachstánu získat řadu oprávnění k rozvoji a těžbě nalezišť ropy a zemního plynu. Pokud by celá produkce společností s vyšší jak 50% účastí CNPC směřovala do Číny, bohatě by pokryla plánovanou kapacitu ropovodu Atyrau–Alašankchou ve výši 20 milionů tun a cca 25 dnů současného čínského importu ropy.⁸³ Dostavba ropovodu výrazně zvyšuje naděje Číny na dovoz větších objemů ropy z blízkého okolí, než bylo dříve zvykem.

Nelze však hovořit o „ovládnutí“ Kazachstánu čínskými NOCs. Ryan Kennedy nabízí srovnání podílu čínské společnosti CNPC na denní produkci ropy v Kazachstánu s odhadovaným podílem na vlastnictví kazašských ropných rezerv (viz obrázek) (Kennedy, 2010, s. 123–126). Významné postavení CNPC na denní produkci vychází ze skutečnosti, že některé z největších kazašských nalezišť, které nejsou vlastněny čínskými společnostmi, nebyly doposud rozvíjeny či nedosáhly plné produkční kapacity, jinak by byl tento podíl výrazně nižší. Je také důkazem, že kazašská vláda preferuje k rozvoji technologicky náročných a environmentálně citlivých nalezišť západní partnery, případně ruské společnosti, již mají dlouhodobou zkušenost s těžbou uhlovodíků ve ztížených podmínkách. Snaží se rovněž upevnit své vlastní postavení.

83 Denní import Číny činí dle EIA 5,86 milionů barelů ropy (cca 0,82 milionů tun ropy denně) (EIA, 2012). Dle statistik společnosti BP je to cca 5,43 milionů barelů surové ropy denně (cca 0,76 milionů tun ropy denně) (BP, 2013, s. 19). 20 milionů tun ropy ročně přiváděné ropovodem z Kazachstánu by tedy pokrylo cca 25 dnů čínského importu ropy.

Obrázek č. 4: Srovnání podílu čínské CNPC na produkci ropy v Kazachstánu (denně) a na vlastnictví celkových zásob ropy v zemi



Zdroj: Kennedy, 2010, s. 124

Výše uvedené skutečnosti dokládá podrobný rozbor účasti zahraničních společností na nejvýznamnějších nalezištích uhlovodíků v Kazachstánu – Karachaganak (ropa a plynné kondenzáty), Tengiz (ropné pole) a Kašagan (ropné pole). 97 % kazašských zásob uhlovodíků se nachází v západní části země (Atyrauská, Mangistauská a Aktjubinská oblast), kde zároveň působí i čínské národní ropné společnosti, ovšem především tam, kde již nejsou etablováni západní investoři a na méně signifikantních nalezištích.

Naleziště Karachaganak na severozápadě Kazachstánu je rozvíjeno konsorciem společností BG Group (29,25 %, provozovatel), ENI (29,25 %, provozovatel), Chevron (18 %) a Lukoil (13,5 %), kterým bylo v roce 1998 garantováno oprávnění na příštích 40 let. Jednalo se o jediné rozsáhlé naleziště uhlovodíků, na kterém neměla podíl národní společnost KMG. Kazašská vláda však pokračovala v jednáních s cílem získat podíl na projektu na úkor omezení účasti zahraničních partnerů (Yenikeyeff, 2008, s. 25). Tato jednání pak v červnu 2012 skutečně vyústila ve vstup KMG do společného podniku a zisky 10% podílu na úkor zúčastněných stran (Karachaganak, 2013). Naleziště ukrývá více než 9 miliard barelů ropy a kondenzátů a cca 16 Tcf zemního plynu, většina produkce je exportována na západ (BP Group, 2013).

Chevron má od roku 1993 na 40 let garantován 50% podíl na společnosti Tengizchevroil, pověřené rozvojem ropného pole Tengiz. Dalšími partnery jsou ExxonMobil (25 %), rusko-britská společnost LukArco (5 %) a také státní KazMunaiGas (20 %) (Tengizchevroil, 2013; Yenikeyeff, 2008, s. 25–26). Tengiz je jedno z nejslibnějších ropných polí v regionu Střední Asie vůbec a jedno z největších na světě, s odhadovanými zásobami ve výši 7–9 miliard barelů (Kalyuzhnova, 2008, s. 77–78).

Zatímco objevy nalezišť Karachaganak a Tengiz pocházejí už ze sovětské éry, ropné pole Kašagan bylo objeveno až v roce 2000. Jedná se o největší přímořské kazašské ropné pole v severní části Kaspického moře v blízkosti Atyrau, zatím opět bez účasti čínských NOCs. Je situováno v environmentálně citlivé oblasti s obtížnými klimatickými podmínkami a komplikovaným geologickým podložím. V zimních měsících klesá teplota až pod $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$, což výrazně znesnadňuje jeho rozvoj. Zahájení produkce již bylo několikrát odloženo z důvodů technické náročnosti těžby. V roce 1997 bylo ustanoveno konsorcium o devíti členech k průzkumu a produkci v oblasti. Od roku 2009 je provozovatelem ropného pole NCOC (North Caspian Operating Company B. V.), která převzala dřívější roli Agip KCO. Společníky v projektu jsou společnosti ENI (16,81 %), Shell (16,81 %), ExxonMobil (16,81 %), Total (16,81 %), ConocoPhillips (8,39 %), japonská společnost INPEX (7,56 %) a opět také státní KMG, jejíž podíl byl postupně zvýšen rovněž na 16,81 % (NCOC, 2013; Yenikeyeff, 2008, s. 27–30). Prokázané zásoby jsou vyčísleny na 11,3 miliard barelů (Kalyuzhnova, 2008, s. 80–81).

Snaha o získání podílu na ropném poli Kašagan je příkladem neúspěšné akvizice Číny v Kazachstánu. V roce 2003 usilovaly čínské státní společnosti Sinopec a CNOOC o podíl společnosti BG na ropném poli ve výši 16,67 % s nabídkou 1,23 miliard USD. Partneři společnosti BG však uplatnili preemptivní právo a znemožnili CNOOC koupi (Andrews-Speed & Dannreuther, 2011, s. 68). Některé zdroje však poukazují především na záměry kazašské vlády, která chtěla využít situace a zvýšit svůj vlastní podíl na projektu (Kaiser & Pulsipher, 2007, s. 1310; Kennedy, 2010, s. 128; Nurmakov, 2010, s. 29–32). Událost by tak společně s přesunem třetinového podílu na společnosti PetroKazachstan na vládní KMG (viz výše) bylo možné chápat jednak jako opatrnost ze strany kazašské vlády, co se týká přílišné účasti čínských národních ropných společností v energetickém sektoru Kazachstánu a preference technologicky vyspělejších západních společností, jednak jako další příklad snahy vlády zvýšit svou kontrolu nad sektorem energetiky. V každém případě událost potvrzuje domněnku, že čínská strana není v Kazachstánu nijak výrazně preferována. Kazachstán spíše uplatňuje vyváženou politiku vůči západu, Rusku a Číně za současné reflexe vlastní role v rozvoji zásob uhlovodíků.

Určitou roli, co se týká čínských investic v Kazachstánu, mohou hrát i obavy lokálních entit z přílišného vlivu Číny. Čína usiluje o zmírnění obav ze svého vlivu skrz vládní diplomacii, realizaci společných projektů či aktivní účast na regionálních iniciativách. Přesto se z pohledu Kazachstánu jedná o velmi vlivného souseda s obrovskou populací (Eggington & Osumi Ed., 2008, s. 21, podobně Seaman, 2010, s. 27–29). Jak píše Yenikeeff, čínské investice se podobají dobře plánovaným, velkoryse financovaným a mistrně provedeným vojenským operacím. Přílivu sezónních pracovníků z Číny je proto na úrovni místních elit věnována mimořádná pozornost. Otázka se postupně dostala až na parlamentní rovinu, kde někteří zástupci tlumočili obavy svých voličů z rostoucího ekonomického, ale i politického vlivu Pekingu (Yenikeeff, 2011, s. 71–72).

Na druhé straně přináší kooperace s Čínou značné výhody v podobě rozsáhlých investic, rozvoje infrastruktury či vzájemného obchodu, což se prokázalo především po světové ekonomické krizi a poklesu světových cen ropy, který se odrazil také na ekonomické situaci Kazachstánu. Investice a výhodné půjčky z Číny s nízkými úrokovými sazbami mohly Kazachstánu výrazně pomoci krizi zažehnat, podobně jako tomu bylo v případě ruských společností Rosněfť a Transněfť (Demytrie, 2010; Yenikeeff, 2011, s. 71–72).

Turkmenistán

Podobně jako v případě Kazachstánu, i záměry Číny využít zdroje uhlovodíků v Turkmenistánu lze datovat již do 90. let minulého století do období po rozpadu SSSR. V závěru roku 1992 byly zahájeny rozhovory o výstavbě plynovodu do Číny. Zástupci státní společnosti CNPC společně s představiteli japonského Mitsubishi navštívili Turkmenistán s návrhem vybudování tzv. „Hedvábné stezky pro zdroje energie“ (Energy Silk Road), která měla přivádět zemní plyn do Číny, na Korejský poloostrov a dále do Japonska. Během let 1993–1996 byla společně vypracována studie o proveditelnosti, která však vzhledem k délce plynovodu, nákladům na výstavbu a nízkým světovým cenám ropy a zemního plynu přinesla neuspokojivé výsledky (Stern & Bradshaw, 2008, s. 259–262). CNPC se navíc v průběhu 90. let soustředila především na zvýšení a diverzifikaci zahraničního importu ropy v důsledku rostoucí nedostatečnosti čínské domácí produkce, méně na otázku zajištění zdrojů zemního plynu, který Čína poprvé dovezla teprve v roce 2007 ve formě LNG.⁸⁴

Za důvod vlažných vztahů mezi Čínou a Turkmenistánem v průběhu 90. let a na počátku tohoto tisíciletí lze však považovat také osobnost prezidenta Saparmurata Nijazova, jehož samovláda v podobně centralizovaného autoritativního systému se silným kultem osobnosti vedla k praktickému vyčlenění Turkmenistánu z okruhu působnosti potenciálních investorů (Boucek, 2009, s. 156–157; Gleason, 2010, s. 80; Hancock, 2006, s. 68–70). Politická opozice byla uvržena do ilegality, Nijazov eliminoval příležitosti k občanským iniciativám či politické participaci, potlačil autoritu nezávislé legislativní či soudní moci, převzal kontrolu nad finančním systémem, svoboda tisku prakticky neexistovala. Došlo rovněž k výraznému zhoršení investičního prostředí. Prakticky veškeré obchodní aktivity odvisely od rozhodnutí vlády. Původní záměr vytvoření tržní ekonomiky se neuskutečnil. Naopak vláda nebyla ochotná zavést důležité postsovětské strukturální reformy, které by alespoň částečně redukovaly dominanci státu a liberalizovaly ekonomiku, v kontrastu s vývojem v sousedním Kazachstánu či Ázerbájdžánu.

Jak uvádí EIA, během prvních 15 let existence samostatného státu považovaly mezinárodní společnosti (IOCs) investice v zemi za příliš riskantní. Málo se vědělo o skutečných zásobách uhlovodíků a turkmenském produkčním potenciálu (IEA, 2012). Přestože byl Turkmenistán za sovětské éry významným producentem plynu, produkce během 90. let klesala. Od roku 1998 přestal Turkmenistán zveřejňovat informace

84 Více viz kapitolu Uhlí a ropa: klíčové složky čínské energetické spotřeby v první části knihy.

o celkové produkci vůbec, s odkazem na státní tajemství (Gleason, 2010, s. 79–81). Nijazov se velmi zdrženlivě stavěl k provedení a zveřejnění nezávislých studií, především pokud se rozcházel s oficiální proklamací státu (Boucek, 2009, s. 158).

Změnu v zahraničněpolitickém směřování i investičním prostředí v Turkmenistánu přinesla až smrt Nijazova a zahájení vlády jeho nástupce. Gurbanguly Berdymuhammedov započal po svém nástupu do funkce zastupujícího a poté i nově zvoleného prezidenta v roce 2007 s modernizací turkmenského politického i ekonomického systému. Vznikl například nový 125členný profesionální parlament. Bylo deklarováno, že Turkmenistán má přes stávající politiku „pozitivní neutrality“ vystoupit z mezinárodní izolace a více se otevřít zahraničním investorům včetně sektoru energetiky. Navázání vztahů s okolními státy mělo přispět k domácímu ekonomickému růstu, zisku potřebných technologií a know-how.

Změny ve prospěch zahraničních investorů přinesl například nový zákon o zahraničních investicích (Law on Foreign Investment), který umožňuje získávat nemovitosti a podniky, vytvářet joint-ventures či vlastní společnosti na území Turkmenistánu, i když dle některých pozorovatelů se jedná pouze o marginální úpravy původního znění zákona. Došlo také k přijetí nového zákona o zdrojích uhlovodíků (Law on Hydrocarbon Resources) (Cohen, 2009, s. 113; Dzardanova, 2010, s. 4–5). Pod Berdymuhammedovem byla rovněž vytvořena specializovaná Státní agentura pro správu a využití zásob uhlovodíků (State Agency for the Management and Use of Hydrocarbon Resources under the President of Turkmenistan), s cílem koordinovat energetickou politiku Turkmenistánu, včetně systému udělování licencí, realizace kontraktů či rozvoje infrastruktury. Došlo tak k zastřešení souvisejících postupů a činností pod jednotnou zákonnou entitu (Boucek, 2009, s. 163; Gleason, 2010, s. 83–87).

Silná role prezidenta, vlivu vlády na řízení ekonomiky i na sektor energetiky však zůstává dle mnohých zachována, včetně některých represivních rysů předchozí vlády (Gleason, 2010, s. 83–87; Marshall, 2012; Ziegler, 2008, s. 151–152). Jak tvrdí Svetlana Dzardanova, navzdory organizačním změnám a zlepšení investičního prostředí závisí úspěch zahraničních společností na dobrých vztazích se zainteresovanými představiteli, především s novým prezidentem. Turkmenská vláda si zachovává majoritní podíl ve všech joint-ventures. Praktické naplňování je však obtížné posoudit, neboť veškeré kontrakty, které byly doposud se zahraničními partnery uzavřeny, mají podobu PSA. Specifické podmínky jednotlivých kontraktů navíc nejsou zveřejňovány (tento fakt značně komplikuje i výzkum čínské energetické politiky) (Dzardanova, 2010, s. 7–9). Role zahraničních společností v Turkmenistánu v rozvíjení vnitrozemských nalezišť je povětšinou omezena pouze na servisní kontrakty, i když mohou tyto společnosti participovat na průzkumu a produkci podmořských polí (Cohen, 2009, s. 113; EIA, 2012; IEA, 2009, s. 59; Socor, 2012). Přes výše uvedená omezení je však možné konstatovat, že po smrti Nijazova na konci roku 2006 došlo k obnovení zájmu západu i asijských zemí o Turkmenistán. Také čínsko-turkmenské vztahy, které byly doposud v porovnání s Kazachstánem či Uzbekistánem spíše zanedbatelné, postoupily na novou úroveň.

Turkmenistán je dnes největším producentem a exportérem zemního plynu v Kaspickém regionu. Dřívější obavy o dostatečnost turkmenských zásob zmírnily objevy nových nalezišť, především mezinárodní audit gigantického pole Jižní Jolotan (dnes také pod názvem „Galkynysh gas field“) z roku 2008, které by dle odhadů mohlo skrývat až 14 tcm zemního plynu (IEA, 2009, s. 59). Slibná budoucnost se odráží i v nejnovějších odhadech společnosti BP. Zatímco v roce 2002 byly prokázány zásoby zemního plynu v Turkmenistánu vyčísleny na 2,3 tcm, na konci roku 2011 to bylo již 17,5 tcm. Dle nejnovějších odhadů dosahují prokázané zásoby zemního plynu asi 9,3 % zásob světových, což řadí Turkmenistán na čtvrté místo na světě po Íránu, Rusku a Kataru (BP, 2013, s. 20). Turkmenistán disponuje několika významnými nalezišti v okolí řeky Amudarja na jihovýchodě území a na jihu Kaspického moře v západní části země. Pokud se Turkmenistánu podaří zvyšovat současnou produkci, čemuž odpovídají i nejnovější statistiky, mohl by se v budoucnu stát významným střednědobým až dlouhodobým dodavatelem zemního plynu hned několika potenciálním odběratelům.

Spotřeba zemního plynu v Turkmenistánu za poslední desetiletí rostla. Zatímco se ještě v roce 2001 pohybovala okolo 12,5 bcm, v roce 2011 dosáhla dvojnásobné hodnoty 25 bcm (BP, 2012, s. 23). S růstem spotřeby však dlouhodobě rostla i produkce, jež od roku 2006 začala převyšovat hranici 60 bcm (BP, 2013, s. 22–23). Exploze plynovodu do Ruska, tradičního odběratele turkmenského plynu, z dubna 2009, a všeobecně roztržka mezi Turkmenistánem a Ruskem o objemu a ceně odebíraného plynu však způsobily signifikantní pokles produkce, a to téměř o 50 % z cca 66 bcm v roce 2008 na přibližně 36 bcm v roce 2009. Plynovod byl opraven, Rusko však souhlasilo s odkupem pouze jedné třetiny původního objemu plynu a za nižší cenu, z důvodů vlastního sníženého exportu dále do Evropy (BP, 2013, s. 22; EIA, 2012). Mimo tradičních vazeb na Rusko však dnes mají o dodávky plynu z Turkmenistánu zájem i Evropská unie, Indie, Írán a samozřejmě Čína. Spolupráce s Čínou a ochota Pekingu investovat do průzkumu, produkce a do výstavby chybějící či renovace zastaralé sovětské infrastruktury, by pro Turkmenistán mohla být vítanou diverzifikací exportu plynu do Ruska. Objem turkmenské produkce, a tak i množství plynu, které by mohlo směřovat k alternativním odběratelům, se navíc v posledních letech opětovně zvyšuje. V roce 2012 dosahovala produkce zemního plynu v Turkmenistánu 64,4 bcm (BP, 2013, s. 22). Schopnost Turkmenistánu dodávat zemní plyn i spotřebitelům mimo tradičního odběratele – Ruska – tak do budoucna patrně dále poroste, i když data vycházející z turkmenských zdrojů je třeba brát s určitou opatrností.

Čínská energetická politika v Turkmenistánu se týkala především výstavby plynovodu přes Uzbekistán a Kazachstán do čínského západního regionu Sin-ťiang, který je nejčastěji uváděn pod názvem „plynovod Střední Asie – Čína“ (Central Asia-China Gas Pipeline) či „středoasijský plynovod“. Stavba byla započata v roce 2008, provoz plynovodu byl zahájen slavnostní inaugurací už v prosinci 2009. Plynovod tvoří dvě paralelní potrubí. Linie A byla dokončena v prosinci 2009. V říjnu 2010 byla do provozu uvedena také linie B. Plánované kapacity 30 bcm již plynovod dosáhl díky zprovoznění nových kompresních stanic. Ve výstavbě je navíc linie C, která by měla navýšit kapacitu plynovodu až na 55 bcm ročně (CNPC, 2013a). Jak už bylo řečeno v předchozích částech knihy, na „středoasijský plynovod“ navazuje ve městě Horgos na hranicích Kazachstánu a čínského regionu Sin-ťiang druhý plynovod napříč Čínou, který má plyn přivádět až do koncových stanic v Hongkongu a v provincii Kuang-tung. Západní část plynovodu byla zprovozněna v lednu 2010. V červnu 2011 byl celý projekt dokončen, napojen na čínskou plynovodní síť a uveden v provoz. Kapacita druhého plynovodu napříč Čínou odpovídá dosavadní kapacitě „středoasijského plynovodu“ – 30 bcm zemního plynu ročně. Již je však v plánu výstavba třetího plynovodu ze západu na východ, který bude schopen vstřebat navýšené dodávky zemního plynu z kaspického regionu (CNPC, 2013a).

Obrázek č. 5: Trasa „středoasijského plynovodu“ z Turkmenistánu do Číny



Výstavba několika tisíc kilometrů dlouhých plynovodů z oblasti Střední Asie až na východočínské pobřeží, kde je zemního plynu z energetických i environmentálních důvodů nejvíce zapotřebí, je však mimořádně nákladná. Plynovod prochází náročným geografickým terénem a představoval výzvu pro inženýry a konstruktéry. Cenu plynu na vstupu do Šanghaje respektive Kuang-čou také výrazně navyšují tranzitní poplatky. Lze se tedy domnívat, že ve výstavbě infrastrukturních sítí z kaspického regionu do Číny hrají významnou roli strategické záměry čínského politického vedení a ochota finančně podpořit své NOCs.⁸⁵

Menší důraz na ekonomickou stránku projektu lze přičítat masivní kampani čínského politického vedení za větší roli plynu v celkovém energetickém mixu Číny. Výstavba plynovodu z Turkmenistánu má také upevnit pozici Číny v oblasti Střední Asie a posílit stabilitu a ekonomický rozvoj v západních regionech a provinciích, podobně jako tomu je v případě ropovodu z Kazachstánu. Trasa plynovodu přes Uzbekistán a Kazachstán vedla k většímu angažmá čínských představitelů v těchto zemích. K rozvoji zaostalejších provincií a regionů a snižování rozdílů mezi západem a východem Číny má zase přispět rozvoj domácích nalezišť a jejich napojení na infrastrukturu vedoucí z kaspického regionu. Většina domácích konvenčních i nekonvenčních zdrojů zemního plynu je totiž koncentrována v západních a centrálních částech Číny (v provinciích S'-čchuan, Ša-an-si, vnitřním Mongolsku, regionu Ning-sia, provincii Čching-chaj a regionu Sin-ťiang). Dodejme, že plynovodem z Turkmenistánu Čína argumentuje také ve vyjednávání o ceně dováženého plynu z Ruska.⁸⁶

Výstavba plynovodu z Turkmenistánu na čínské území byla výrazně podpořena diplomatickými aktivitami nejvyšších čínských politických představitelů⁸⁷ a také angažmá čínské národní ropné společnosti CNPC. Za nejvýznamnější počín čínských NOCs v Turkmenistánu lze považovat dohodu o průzkumu a produkci plynových polí (PSA) na pravém břehu řeky Amudarja (skupina plynových polí Bagtjyarlik s odhadovanými zásobami 1,3–1,7 tcm), uzavřenou v červenci 2007 mezi CNPC a turkmenskou Státní agenturou pro správu a využití zásob uhlovodíků, respektive společností Turkmengaz, a následné smlouvy o nákupu a prodeji plynu do Číny. Na základě těchto dohod má Turkmenistán zásobovat Čínu 30 bcm zemního plynu ročně po dobu 30 let. PSA umožňuje Číně participovat na rozvoji polí, která zásobují plynovod vedoucí do Číny. Mimořádný význam události dokládá skutečnost, že se jedná vůbec o první dohodu na rozvoj pozemního (!) naleziště, kterou Turkmenistán se zahraničním partnerem do roku 2008 uzavřel (Boucek, 2009, s. 166; Lanteigne, 2010, s. 108). Na základě licence obdržené od prezidenta Berdymuhammedova byl v srpnu 2007 „projekt Amudarja“ zahájen. V srpnu 2008 podepsaly CNPC a státní společnost Turkmengaz dohodu o technické stránce nákupu a prodeje zemního plynu a také o rozšíření spolupráce v „projektu Amudarja“ (CNPC, 2008). Nejnovější rámcová dohoda uzavřená mezi CNPC a společností Turkmengaz pak počítá se zvýšením dodávek plynu z Turkmenistánu do Číny až na 65 bcm ročně. Naplnění dohody má umožnit navýšení produkce plynových polí Bagtjyarlik a také rozvoj naleziště Jižní Jolotan (Cutler 2012; Socor 2012).

Co se týká Jižního Jolotanu, CNPC se podílí na první fázi rozvoje naleziště. V rámci mezinárodního konsorcia, které zahrnuje společnosti ze Spojených arabských emirátů a Jižní Koreji, získala kontrakt ve výši 9,7 miliard USD. Dle některých zdrojů se však jedná pouze o práva na provádění servisních prací. Ojedinělý úspěch CNPC v podobě udělení licence na průzkum a produkci skupiny plynových polí Bagtjyarlik se tedy v případě Jižního Jolotanu neopakoval, nicméně smlouva o provádění servisních prací i tak posouvá CNPC do čela zájmu o rozvoj turkmenských nalezišť (Socor, 2012).

85 K faktorům zpochybňujícím ekonomiku projektu plynovodu z Turkmenistánu do Číny více viz Koďousková, 2013.

86 Více informací k cenové politice viz Koďousková, 2013.

87 Detailní rozbor aktivit nejvyšších politických představitelů Číny v Turkmenistánu viz Koďousková, 2012.

Jak naznačují předcházející odstavce, aktivity CNPC v Turkmenistánu včetně zisku výhradních práv na těžbu zemního plynu a jeho transport do Číny rozhodně nedosahují takové míry jako úspěchy společnosti v případě Kazachstánu. Avšak vzhledem k tomu, že investiční prostředí v Turkmenistánu bylo v porovnání s Kazachstánem doposud mnohem méně přístupné účastní zahraničních investorů, je úspěch CNPC v podobě uzavření dohody na rozvoj plynových polí na pravém břehu řeky Amudarja a transportu vytěženého plynu do Číny o to významnější. Pro rok 2012 deklarují statistiky BP již 21,3 bcm zemního plynu, který z Turkmenistánu do Číny doputoval (BP, 2013, s. 28). Přitom 5,5 bcm zemního plynu ročně je dodáváno čínskou CNPC na základě práva na rozvoj nalezišť Bagtiyarlik a budoucí produkci. Zbylé objemy celkového importu dodává Číně na základě dohody o nákupu a prodeji zemního plynu státní společnost Turkmen-gaz. V prosinci 2011 však byla rovněž zahájena výstavba druhého závodu na zpracování plynu, který má zvýšit celkovou produkci CNPC v Turkmenistánu o dalších 8 bcm až na 13 bcm ročně. To by už představovalo cca 31,5% podíl na současném importu zemního plynu do Číny (41,4 bcm) a 9% na celkové spotřebě plynu v Číně (cca 143,8 bcm) (BP, 2013, s. 22–23, 28; CNPC, 2013). Pokud by se v budoucnu CNPC podařilo významněji zapojit i do dalších fází rozvoje naleziště Jižní Jolotan, podíl Číny na turkmenské produkci by ještě narostl a představoval silnou konkurenci případným investorům ze západu. Otázkou však zůstává, jak se bude investiční prostředí v Turkmenistánu dále vyvíjet. Pragmatičtější politika prezidenta Berdymuhammedova přinesla určité uvolnění a zlepšení vztahů Turkmenistánu a potenciálních partnerů ze zahraničí, zachovává však silnou roli státu nad řízením ekonomiky i sektoru energetiky.

Írán⁸⁸

Jednou ze zemí kaspického regionu, která by mohla mít pro Čínu velký význam, co se týká zajištění dostatečných dodávek ropy a zemního plynu a částečně i diverzifikace námořního dovozu, je také Írán. Čínsko-íránské vztahy na pozadí energetické bezpečnosti však výrazně komplikuje složitá mezinárodně-politická situace a sankce uvalené na íránský jaderný program. Jejich poslední kolo mělo citelný dopad na export ropy do Číny i na investice čínských NOCs v zemi (viz níže).

Prokázané zásoby uhlovodíků v Íránu patří mezi nejvýznamnější na světě. Dle odhadů BP disponuje Írán více než 21 miliardami tun prokázaných zásob ropy (přibližně 9,4 % světových zásob), což představuje výrazné zvýšení oproti statistikám z počátku 90. let. Dle nejnovějších dat disponují větším množstvím prokázaných zásob ropy už jen Venezuela, Saúdská Arábie či Kanada (BP, 2013, s. 6). Co se však týká vývoje íránské ropné produkce, ta od roku 2004 stagnuje. Množství vytěžené ropy v Íránu se mezi lety 2004 až 2011 pohybovalo v rozmezí 205 až 215 milionů tun. V roce 2012 pak produkce spadla přibližně na hodnoty z roku 2002, tedy na cca 175 milionů tun (při vlastní spotřebě ve výši 90 milionů tun) (BP, 2013, s. 10).

Problémy Íránu v rozvoji ropného sektoru spočívají v sankcích USA cílených na omezení finančních příjmů země z prodeje ropy. Zákon podepsaný americkým prezidentem B. Obamou v prosinci 2011 (The National Defense Authorization Act of 2012) postihuje zahraniční finanční instituce, které obchodují s íránskou centrální bankou, znemožněním souběžného obchodování v USA. Zároveň však garantuje 180denní výjimku zemím, jež významně omezí import ropy z Íránu. Toto opatření mělo pravděpodobně dopad i na snižování vývozu ropy do Číny (viz níže) (Downs, 2013; Kinaci, 2012). V červenci 2012 zakázala import íránské surové ropy a ropných produktů také Evropská unie. Americké sankce, související unilaterální

88 V této kapitole byly užity poznatky ze studie Černoč, Dančák, Koďousková, Kuchyňková & Leshchenko (2010): Ruské aktivity v zemích vyvážejících zkapalněný zemní plyn: vliv na energetickou bezpečnost EU, zpracovanou pro účely MZV ČR.

tlak na asijské odběratele a rozhodnutí EU jsou považovány za jedny z nejpřísnějších opatření, které byly vůči Íránu doposud zavedeny. Měly za následek snížení íránského exportu ropy z předchozích 2,2 milionů na 1 milion barelů ropy denně (v červenci 2012). Současné odhady se pohybují okolo 900 000 barelů ropy denně. Oproti předchozím letům se tedy jedná o více než 50% pokles (Yong, 2013, s. 3–4). Dodejme, že omezení aktivit zahraničních investorů a nedostatečný přístup země k nejmodernějším technikám těžby snižuje schopnost Íránu udržet úroveň produkce starších ropných polí.

Írán disponuje rovněž jedněmi z největších prokázaných zásob konvenčního zemního plynu na světě (33,6 tcm, tedy přibližně 18 % světových zásob) (BP, 2013, s. 20). Dvě třetiny domácích zdrojů doposud nebyly rozvinuty, což značí velký budoucí potenciál. Slibné je především gigantické naleziště neasociovaného zemního plynu Jižní Pars (viz níže).

Obrázek č. 6: Mapa nalezišť uhlodíků v Íránu a plynovodní síť



Source: Adibi and Feshariki 2011. Map 8.1, p.273 (updated)

Zdroj: Jalilvand, 2013, s. 1

Rozvoj produkce zemního plynu v Íránu je však rovněž limitován řadou faktorů. Velkou roli hraje především vysoká domácí poptávka. V současnosti je téměř celá produkce spotřebována na domácím trhu v důsledku růstu populace, vysokých dotací a levné ceny domácího plynu (Jalilvand, 2013, s. 14–16). Plyn je využíván na výrobu elektrické energie, v petrochemii a také na zpětné injektáže do ropných polí s cílem zvýšit jejich výtěžnost. V roce 2012 se v Íránu vytěžilo až 160,5 bcm zemního plynu při současné spotřebě 156,1 bcm. Írán patří mezi přední konzumenty zemního plynu na světě. Více plynu se téhož roku spotřebovalo už jen v USA a Rusku (BP, 2013, s. 22–23).

Rozvoji investičně náročných projektů, které by zvýšily produkci a export zemního plynu (ať už ve formě LNG či plynovodů) brání složitá mezinárodně-politická situace, sankce uvalené na íránský jaderný program a nestabilní investiční klima.

Írán by mohl profitovat z růstu poptávky na asijském trhu výstavbou plynovodů či se stát jedním z nejvýznamnějších exportérů LNG podobně jako např. Katar. Íránu se však prozatím nepodařilo dokončit žádný z deklarovaných záměrů, co se výstavby plynovodů týká, z důvodů, jež budou osvětleny níže.⁸⁹ Technologie v oblasti LNG jsou zase doménou západních společností, jejichž obchodní aktivity v zemi jsou limitovány sankcemi. Omezený přístup k západním technologiím byl příčinou výrazného zpomalení a zdražení výstavby íránských exportních terminálů (Flower, 2008, s. 364, 369). V současné době se zdá, že Írán není schopen své LNG projekty dokončit vůbec.

Co se týká zahraničních investic, problematický je i systém odkupu (tzv. „buy-back system“), podle kterého přejímají zahraniční investoři odpovědnost za rozvoj naleziště spolu s příslušnými náklady, za což obdrží fixně stanovenou část produkce (obvykle na 5 až 7 let). Po dokončení projektu se však kontrola vrací národním společnostem: National Iran Oil Company (NIOC) či National Iranian Gas Company (NIGC), což může být pro investory nevýhodné. Opatření vychází z ústavy islámské republiky, která nepřipouští zahraniční vlastnictví národních zdrojů uhlovodíků. Na druhé straně je třeba zmínit, že řada producentů z oblasti Blízkého východu investice zahraničních společností do „upstreamu“ neumožňuje vůbec (Andrews-Speed & Dannreuther, 2011, s. 136). Pokud ústava Íránu vlastnictví zdrojů nepřipouští, je dosavadní systém odkupu druhou nejlepší variantou (Jalilvand, 2013, s. 19).

Írán se však dnes potýká se zdrženlivostí zahraničních investorů. Navzdory memorandům o porozumění (MoU) a prohlášení o sdíleném zájmu rozvíjet íránská plynová pole uzavřeným mezi NIGC a zahraničními partnery, spolupráce dále nepokračuje. Naopak se v reakci na nová kola mezinárodních sankcí setkáváme s odchodem řady firem, které chtěly v Íránu investovat. Mezi léty 2010 a 2011 např. operovalo v íránském sektoru energetiky celkem šestnáct zahraničních společností oproti více než čtyřiceti v předchozím roce (Reuters, 2011). Dříve ohlášené termíny dokončení íránských projektů nejsou naplňovány a dosavadní vývoj svědčí spíše o problémech Íránu získat potřebné investice, technologie a také dostatečné finanční zázemí.

Patrně i z těchto důvodů Írán preferuje využití plynu na domácím poli, v produkci ropy skrze zpětné injektáže do ropných polí či jako zdroje pro další výrobu hnojiv či jiných derivátů s větší přidanou hodnotou pro export. Co se týká exportu plynu, jedná se zatím pouze o tzv. plynové „swapy“ (tj. výměnou za dodávky plynu do severních částí země vyváží Írán stejné množství plynu k dalším odběratelům). Export a import přibližně ve výši 9 bcm probíhá mezi Turkmenistánem, Íránem, Tureckem, Ázerbájdžánem a Arménií (BP, 2013, s. 28). Co se týká budoucího využití domácích nalezišť zemního plynu, je odvislé nejen od překonání výše uvedených obtíží, ale i od jasné energetické politiky státu. Na politickou roztříštěnost a odlišné zájmy různých aktérů uvnitř islámské republiky coby překážku produkčních a exportních možností Íránu v sektoru plynárenství poukazuje např. Jalilvand (2013, s. 19–21).

89 Viz kapitolu Plánované plynovodní projekty z kaspického regionu do Indie.

Jak na problematickou situaci v Íránu reaguje Čína v rámci své energetické politiky? Za vztahem Číny a Íránu stojí dlouhá historie obchodních a diplomatických vztahů, které se datují do doby dřívějších impérií. Obě země sdílí společnou historickou zkušenost regionálních mocností, jejichž autonomie byla narušena dominancí západu (Kemp, 2010, s. 72, 74–75). Je možné konstatovat, že se historická citlivost Číny na narušení vnitřního pořádku externími hrozbami dodnes podílí na silně zakořeněné snaze zachování politické stability, unifikace národa a teritoriální integrity (viz výše), a také na respektování principu nezasahování do vnitřních záležitostí jiného státu (Kemp, 2010, s. 101; Wang, 2011, s. 380–382). Tato pozice vysvětluje, proč byla Čína obecně zdrženlivější vůči mezinárodním sankcím uvaleným na íránský jaderný program, i když svou roli jistě hraje i ekonomická a energetická spolupráce obou zemí a zájem Číny neztratit uskutečněné investice. Nedávný vývoj však naznačuje (čínská podpora některých kroků vůči Íránu – více viz Downs, 2012), že Čína obezřetně lavíruje mezi Íránem a důležitostí nekonfliktních vztahů s USA. Přestože má zájem na posílení své pozice v íránském energetickém sektoru a na ochraně stávajících investic, lze se domnívat, že nebude riskovat poškození vztahů s USA a západními mocnostmi přílišnou podporou Íránu.

Mezi Čínou a Íránem byly v roce 2004 uzavřeny rozsáhlé dohody pro oblast energetiky. V případě ropy se dočkaly praktické realizace v roce 2007, kdy čínská státní ropná společnost Sinopec uzavřela s Íránem kontrakt na společný rozvoj ropného pole Yadavaran v blízkosti hranic s Irákem. Sinopec měla naleziště rozvíjet ve dvou fázích (Watkins, 2007). V roce 2009 pak společnost CNPC uzavřela dohodu s NIOC o rozvoji ropného pole Severní Azadegan (CNPC, 2013b). Írán byl v roce 2012 čtvrtým, a po většinu minulé dekády dokonce třetím nejvýznamnějším dodavatelem ropy do Číny. Import z Íránu však pravděpodobně v důsledku amerických sankcí v uplynulých letech klesal z 555 000 barelů denně v roce 2011 na 439 000 barelů denně v roce 2012, konečně na 402 000 barelů denně v první polovině roku 2013 (Downs, 2013). Došlo rovněž ke zpomalení investičních aktivit čínských NOCs v Íránu. Rozvoj obou výše uvedených ropných nalezišť vázne. Důvodem jsou jak sankce, které komplikují zajištění potřebného vybavení či technologií pro těžbu, tak nespokojenost s podmínkami uzavřených kontraktů či všeobecná nejistota ohledně budoucího vývoje investičního prostředí v Íránu. Prozatím se zdá, že čínské NOCs se svými investicemi vyčkávají (Downs, 2013).

S podobnými problémy se potýká i spolupráce v oblasti plynárenství. Do Číny měl proudit především zkapalněný zemní plyn z naleziště Jižní Pars. Projekt rozvoje plynového pole je rozdělen do 24 fází, přičemž fáze 11–14 měly produkovat LNG, také pro asijské trhy. Jednalo se o projekty Pars LNG (fáze 11), Persian LNG (fáze 13 a 14), respektive Iran LNG (fáze 12). Čínská společnost CNPC/PetroChina převzala podíl společnosti Total na rozvoji fáze 11 určené pro Pars LNG v roce 2009 (CNPC, 2013). O zkapalněný zemní plyn z fáze 12 vymezené pro Iran LNG projevila zájem čínská státní společnost Sinopec (IEA, 2007, s. 149). Mimoto uzavřela čínská společnost CNOOC v roce 2009 dohodu na produkci LNG z dosud nerozvinutého ložiska Severní Pars. CNOOC měla v zemi investovat 5 miliard USD do „upstreamu“ a 11 miliard USD do zařízení na zkapalňování zemního plynu výměnou za 50% podíl na produkci naleziště (IEA, 2009, s. 145–146). Ani na těchto projektech však nebyl zaznamenán výraznější posun. Naopak, CNPC postupovala na Jižním Parsu mnohem pomaleji, než bylo původně předpokládáno, což vedlo k pohrůžce anulace kontraktu ze strany Íránu. Nejnovější zprávy hovoří o úplném odstoupení CNPC z projektu (Reuters, 2012). V důsledku nedostatečného pokroku je dočasně pozastavený i kontrakt CNOOC (Downs, 2012). Vývoj aktivit Číny v Íránu zůstává prozatím otázkou.

Plánované plynovodní projekty z kaspického regionu do Indie

Přestože je Indie obklopena perspektivními producenty zemního plynu, a to jak na východě (Myanmar, Bangladéš), tak na severozápadě (kaspický region, producenti v okolí Perského zálivu), nebyla prozatím úspěšná v realizaci jediného přeshraničního plynovodu. Zda bude Indie tyto projekty potřebovat, do značné míry ovlivňuje situace na domácím trhu. Ta je poměrně komplikovaná (cenová politika vlády, systém alokace plynu pro jeho hlavní odběratele, otázka investic do transportní a distribuční sítě, míra rozvoje domácích nalezišť,...)⁹⁰ a může mít značný vliv na budoucí poptávku a produkci, a tak i potřebu importu zemního plynu ze zahraničí. Současné odhady však předpokládají, že Indie bude nucena pokrývat stále větší část své spotřeby plynu jeho dovozem. Připomeňme, že Indie je dovozcem zemního plynu od roku 2004, neboť domácí produkce přestala postačovat rostoucí poptávce. V roce 2012 Indie vytěžila 40,2 bcm zemního plynu. Dalších 20 bcm dovezla od dodavatelů ze zahraničí ve formě LNG (BP, 2013, s. 22, 28). LNG je v současnosti preferovanou variantou, která navíc přivádí Indii do kontaktu s relativně volným mezinárodním trhem (Jain, 2011, s. 67). K překonání rozdílu mezi spotřebou a produkcí však byla navržena také řada plynovodů: plynovod TAPI z Turkmenistánu přes Afghánistán a Pákistán do Indie, plynovod IPI z Íránu přes Pákistán do Indie a konečně plynovody z Myanmaru či Ománu (jimž se věnuje vložený box). Ve výstavbě plynovodů z blízkého okolí však hrají roli závažné geopolitické a bezpečnostní imperativy. Indie se také na rozdíl od Číny musí ve většině případů spoléhat na vyjednání přepravy dováženého plynu přes třetí transportní stát. Tyto otázky měly patrně za následek, že většina plánovaných projektů zůstala pouze na papíře.

Turkmenistán

Prvotní návrhy na výstavbu plynovodu z Turkmenistánu vzešly již v roce 1992 od argentinské společnosti Bidas. V roce 1996 projekt převzala americká společnost Unocal, která však vzhledem k nestabilním podmínkám v Afghánistánu od projektu upustila. K oživení návrhu došlo až v roce 2002, kdy Turkmenistán, Afghánistán a Pákistán uzavřely dohodu o výstavbě plynovodu na území Pákistánu (TAP), jenž měl být zásoben zemním plynem z naleziště Daulatabad.⁹¹ Vytvořily také organizační výbor, který měl na rozvoj projektu dohlížet. Organizační výbor poté požádal Asijskou rozvojovou banku (Asian Development Bank – ADB), aby financovala související studie. Projekt výstavby potenciálního plynovodu byl pod její koordinací zahájen v roce 2004. Předpokládalo se však, že se plynovod vyplatí pouze tehdy, bude-li prodloužen až do Indie (TAPI) (Batra, 2009, s. 91–92). Plánovaný plynovod by byl přínosný pro všechny strany, poskytl by nové pracovní příležitosti a přispěl k rozvoji kooperace mezi zúčastněnými aktéry: pro Turkmenistán by znamenal další diverzifikaci exportu, pro Pákistán a Indii pokrytí rostoucí spotřeby (pro Indii navíc žádané strategické propojení s oblastí Střední Asie), Afghánistánu by přinesl příjmy nutné k rozvoji a upevnění pozice země coby mostu mezi střední a jižní Asií. TAPI je navíc v souladu se zájmy USA odradit Indii i Pákistán od energetické spolupráce s Íránem. Vedlejším cílem USA, které projekt podporují, může být i omezení čínské role v Íránu, jež by byla posílena v případě zapojení Číny do plynovodu z Íránu do Pákistánu, o němž budeme hovořit níže (Foster, 2010; Peimani, 2010). Indie se na projektu TAPI nej-

90 Více viz kapitoly první části knihy věnované Indii Primární spotřeba zdrojů energie: trojúhelník ekonomické, sociální a environmentální dimenze energetické bezpečnosti a také Cenová reforma: v tranzici k otevřené tržní ekonomice?.

91 Zemní plyn měl být do Pákistánu původně přepravován z naleziště Daulatabad 1 680 km dlouhým plynovodem o kapacitě 90 MMSMD, který se měl následně napojovat na pákistánskou plynovodní síť (Batra, 2009, s. 91). Cca 33 bcm ročně mělo být rozděleno mezi Afghánistán (5 bcm), Pákistán (14 bcm) a Indii (14 bcm) (Gomes, 2013, s. 31).

prve neúčastnila, teprve později (2008) se přidala k jednání zúčastněných aktérů v rámci organizačního výboru jako pozorovatel (Foster, 2010; Joshi & Jung, 2008, s. 85–88). Vzhledem k válce v Afghánistánu však projekt postrádal hlavní předpoklad své realizace: zabezpečení. Indie se obávala také teroristických útoků v pákistánské provincii Balúčistán a na severozápadní hranici Pákistánu.

Obrázek č. 1: Zamýšlené trasy plynovodů TAPI a IPI



Zdroj: Gomes, 2013, s. 29

Téma bylo opětovně oživeno na konci roku 2010, když v prosinci Turkmenistán, Afghánistán, Pákistán a Indie podepsaly mezivládní dohodu o výstavbě plynovodu. Stavba měla být zahájena v roce 2012 a dokončena v roce 2014/2015 (termín dokončení se však postupně posunul až na rok 2017, či dokonce konec dekády). Na počátku roku 2012 se partneři na projektu dohodli na jednotných tranzitních poplatcích. V květnu 2012 pak byly podepsány návrhy dohod o prodeji a nákupu plynu mezi Turkmenistánem a Pákistánem a mezi Turkmenistánem a Indií. V únoru 2013 schválila Indie vytvoření speciální organizace, která má sloužit k shromažďování investičních příspěvků zúčastněných členů a financovat studie proveditelnosti či jiné potřebné kroky (Gomes, 2013, s. 32). Odhadovaná cena turkmenského plynu pro Indii je cca 10–13 USD/MBtu bez tranzitních poplatků (Gomes, 2013, s. 32; Jain, 2011, s. 81), což však může být vzhledem k domácím cenám plynu v Indii poměrně problematické. Pokračující nestabilní podmínky v Afghánistánu a také bezpečnostní situace v severozápadní části Pákistánu rovněž nadále představují významnou bezpečnostní překážku výstavby, která může odrazovat případné investory. Projekt se prozatím nedočkal významnějšího posunu.

S výstavbou plynovodu TAPI byla dlouhou dobu spojena také otázka dostatečnosti zásob zemního plynu v Turkmenistánu. Jak však bylo naznačeno výše v kapitole, která se věnuje čínským zájmům v zemi, Turkmenistán nyní sází především na rozvoj rozsáhlého pole Jižní Jolotan (dnes také pod názvem Galkynysh gas field), které by mělo postupně vyrovnávat pokles produkce jiných nalezišť a umožnit Turkmenistánu dodávat plyn více odběratelům. TAPI by mohlo zásobovat i pole Jasrak (IEA, 2009, s. 58–61). Nové objevy v Turkmenistánu tak částečně zmírňují obavy o dostatečnost plynového pole Daulatabat, které mělo plynovod TAPI původně zásobovat, i když je nadále třeba brát odhady zásob vycházející z turkmenských zdrojů s určitou opatrností.⁹²

Írán

Vztahy Indie a Íránu byly po většinu 20. století nestabilní. K zlepšení vzájemných relací došlo až na počátku 90. let, kdy Indie v reakci na válku v Zálivu a zvýšení světových cen ropy usilovala o větší diverzifikaci importu ropy ze zahraničí. Snahou „východní politiky“ Íránu, oficiálně proklamované od roku 1997, bylo redukovat závislost na západních mocnostech ve prospěch asijských spotřebitelů (Kemp, 2010, s. 53). V roce 2001 uzavřely obě strany v návaznosti na návštěvu indického premiéra v Íránu tzv. Teheránskou deklaraci, která se týkala i záměru výstavby plynovodu z Íránu přes Pákistán do Indie (IPI) či spolupráce v oblasti LNG (IPRI, 2001). V roce 2003 pak následovala tzv. „Deklarace z Dillí“, která opětovně vyjadřovala snahu obou stran navázat strategické partnerství v oblasti energetické bezpečnosti, využít komplementarity dodavatele a spotřebitele, rozvíjet společné projekty v oblasti průzkumu a produkce ropy a zemního plynu, včetně zabezpečení jejich transportu (IPRI, 2003; Singh, 2010, s. 157).

Zbudování plynovodu z Íránu však bylo diskutováno již dříve, poprvé v roce 1993, kdy padl návrh vývozu zemního plynu z Íránu do Indie ve výši 13–26 bcm ročně (Joshi & Jung, 2008, s. 83). V úvahu připadalo několik variant: podmořský plynovod Perským a Ománským zálivem, jenž by se vyhnul pákistánskému území; plynovod kolem pobřeží Pákistánu; a také plynovod skrz pákistánské území. První dvě možnosti nebyly zvažovány v důsledku technických a finančních nákladů. Naopak plynovod vedoucí přes území Pákistánu byl považován za nejméně nákladný. Řešení by navíc bylo výhodné pro všechny zúčastněné strany: pro Írán by představoval odbytiště plynu, pro Indii alternativu k LNG, Pákistán by uvítal jak dodávky plynu, tak přísun financí z přepravy plynu přes své území.

Zbudování plynovodu však již od počátku naráželo na značná bezpečnostní rizika. Jako rozhodující se ukázaly především obavy Indie, že by Pákistán mohl blokadou dodávek plynu využívat jako formu nátlaku na Indii, přestože byla navržena řada opatření, které měly podobným bezpečnostním rizikům zabránit. Například zřízení konsorcia zemí, které by se finančně podílely na projektu a měly silný ekonomický zájem na hladkém fungování plynovodu, finanční postihy Pákistánu v případě nedodržení dohody či návrh, že by Indie zpracovávala část pákistánského plynu k výrobě elektřiny, kterou by zpětně zásobovala Pákistán, tedy vytvoření jakéhosi vztahu vzájemné závislosti (Madan, 2006, s. 77–78; Singh, 2010, s. 128–129). Nehledě na bezpečnostní rizika pocítovaná Indií (především přechod plynovodu přes Balúčistán) však projekt ztroskotal na zamítavém stanovisku Pákistánu v roce 1996 (Singh, 2010, s. 157).

⁹² Diskuse ohledně velikosti naleziště Daulatabat byly rozdmýchány především v roce 2005, kdy bývalý turkmenský prezident Nijazov pod tlakem Gazpromu objednal mezinárodní audit zásob zemního plynu v Daulatabatu, jehož výsledky však odmítl zveřejnit (Stern & Bradshaw, 2008, s. 261).

Plány na zbudování plynovodu byly oživeny až po roce 2004 v návaznosti na uzavření dříve zmiňovaných deklarácí a také s ohledem na snižující se produkci zemního plynu v Pákistánu, který přepokládal potřebu dovozu plynu ze zahraničí po roce 2010 (Joshi & Jung, 2008, s. 83).⁹³

Indie a Pákistán se však nedohodly na finančních ziscích Pákistánu z přepravy plynu. Také Írán se ukázal jako vysoce problematický obchodní partner. Indie odmítala plán Íránu revidovat ceny zemního plynu každé tři roky a také návrh, že každý z partnerů samostatně vystaví svůj díl plynovodu, což by znesnadňovalo financování z mezinárodních zdrojů a mohlo snižovat důvěru zákazníků ve spolehlivost plynovodu (Batra, 2009, s. 89). Oba státy se neshodly také na kvalitě dodávaného plynu a podmínkách prodeje. Írán se stavěl do opozice k tzv. klauzuli „supply or pay“, kterou coby bezpečnostní opatření navrhovala Indie. Klauzule by nejen zavazovala Írán naplňovat vyjednané objemy dodávaného plynu, ale i určovala odpovídající finanční postihy v případě nedodržení dohody. Írán místo toho požadoval zavedení standardní klauzule „take or pay“, která je pro podobné dlouhodobé bilaterální dohody obvyklá a jež by zavazovala Indii odebrat předem dohodnuté objemy zemního plynu. Indie trvala na tom, že za plyn zaplatí až ve chvíli, kdy bude dodán na indicko-pákistánské hranice (Pant, 2010; Singh, 2010, s. 127–128). Ostatně vzhledem k citlivé otázce tranzitu plynu přes Pákistán je pro Indii lepší strategií stát se nákupčím dodávaného plynu na svých hranicích, spíše než být partnerem v projektu, a předejít tak rizikům přerušení dodávek (Joshi & Jung, 2008, s. 83–85). Významnou roli v projektu sehrály i USA, které zisky z prodeje plynu spojovaly se zvýšenou schopností Íránu pokračovat v budování jaderného programu a nabídly Indii „alternativní“ dohodu o jaderné spolupráci (Kemp, 2010, s. 58–59; Pant, 2010). V neposlední řadě existují významné pochybnosti nad schopností Íránu do budoucna zvyšovat domácí produkci zemního plynu a vyčlenit odpovídající množství pro export.

IPI se kvůli neshodám mezi Íránem a Indií na cenách plynu a také po teroristických útocích v Mumbai v listopadu 2008 dostal do fáze hibernace. Indie z projektu v roce 2009 vystoupila, patrně také na základě přesvědčení, že je schopna posílit svou domácí produkci a redukovat závislost na dovozu zemního plynu ze zahraničí. Svou roli hrála i dohoda o jaderné spolupráci uzavřená s USA (Dadwal, 2010; Peimani, 2010).

Írán a Pákistán se poté začaly samostatně domlouvat na dodávkách plynu, přičemž přizvání třetí strany – Indie, ale i Číny – není do budoucna vyloučeno.⁹⁴ Změnu plánů na straně Íránu dokládá výstavba plynovodu IGAT-7 z Asalouyeh do Iranshahr, jenž má být dále prodloužen do Pákistánu. Írán a Pákistán v roce 2009 podepsaly dohodu o prodeji a nákupu plynu (s účinností od června 2010) na období 25 let. Mělo by se jednat o 7,8 bcm, které by měl Írán začít dodávat do Pákistánu koncem roku 2014. V březnu 2010 pak strany uzavřely formální dohodu o výstavbě plynovodu. V současné době již byla dokončena 900 km dlouhá část na území Íránu. Zbývajících 100–200 km na hranice s Pákistánem je ve fázi návrhů. Pákistánská část o délce 780 km od hranic po průsečík hlavní rozvodné sítě ještě nebyla vystavěna (Blank, 2010; Gomes, 2013, s. 30). Zda se podaří naplnit uzavřené dohody, zůstává otázkou. USA považují výstavbu plynovodu za porušení sankcí proti Íránu. Pro Írán tak může být obtížné získat pro projekt potřebné financování. Na počátku roku 2012 projevíli neochotu na účasti v projektu původní investoři – Čína a Rusko (Gomes, 2013, s. 31). V platnosti zůstává i problém Íránu vyčlenit dostatečné množství plynu pro export vzhledem k vlastní spotřebě.

93 Plynovod měl být zásobován z plynového pole Jižní Pars a z Asalouyeh na íránském pobřeží pokračovat 1 115 km přes území Íránu až na hranice s Pákistánem. Odtud pak 760 km přes pákistánské území směrem na hranice s Indií. 70 km před indickými hranicemi se měl napojit na pákistánskou plynovodní síť a pokračovat na indické hranice. Na území Indie by pak musel překonat dalších 600 km, aby mohla být plynem zásobována indická distribuční síť vedoucí ze západu na sever země. Kapacita plynovodu měla být dostatečná k tomu, aby při plném výkonu zásobovala Pákistán 60 MMSCMD (21,9 bcm ročně) a Indii 90 MMSCMD (32,85 bcm ročně) zemního plynu (Batra, 2009, s. 88–89; Joshi a Jung, 2008, s. 83).

94 Riziko nepříznivého politického a bezpečnostního vývoje v Íránu a Pákistánu je však pro Čínu stejně významné jako pro Indii, nehledě na obtížnost terénu, kterým by plynovod procházel, a související vyšší ekonomickou nákladnost.

Indicko-iránská spolupráce se tak přes komplementaritu zájmů v oblasti energetické bezpečnosti prozatím nedočkala významnějšího praktického naplnění.⁹⁵ Je otázkou, zda Írán bude do budoucna pro Indii spolehlivým partnerem, uvážíme-li, jak často se doposud měnily podmínky dohody o budoucích dodávkách plynu. Jak bylo naznačeno výše, výraznější rozvoj plynárenského sektoru v Íránu komplikuje vlastní iránská spotřeba, využití plynu na zpětné injektáže do ropných polí a v neposlední řadě také mezinárodní sankce vůči iránskému jadernému programu. Především výstavba terminálů na zkapalňování zemního plynu se neobejde bez komponentů ze západu. Je tedy možné pochybovat, zda je Írán v současnosti vůbec schopen uspokojit nároky okolních spotřebitelů. Je také možné očekávat, že se Indie bude snažit manévrovat mezi přílišnou podporou Íránu a spojenectvím s USA a bude pečlivě zvažovat své budoucí kroky.

Souhrnně lze konstatovat, že Indie nebyla doposud schopna realizovat žádný ze zamýšlených projektů, přestože může těžit z geografické blízkosti producentů z oblasti Střední Asie a Íránu. Roli hrají především geopolitické a bezpečnostní imperativy (zabezpečení výstavby a provozu plynovodů), výše produkce Íránu a do nedávna i Turkmenistánu k uspokojení všech potenciálních zájemců a v řadě případů také táhnoucí se vyjednávání o tranzitních poplatcích a cenách dováženého plynu.

Box. č. 8: Překážky výstavby plynovodu Myanmar–Bangladěš–Indie⁹⁶

Jednání o výstavbě plynovodu bylo zahájeno v roce 2005. Plynovod měl přivádět plyn z Myanmaru (včetně plynových polí s účastí indických ONGC a GAIL) přes území Bangladěše do indického regionu Západní Bengálsko (MBI). Všechny zúčastněné strany měly mít z plynovodu užitek: pro Myanmar znamenal odbytíště plynu, pro Indii diverzifikaci importu, Bangladěš mohl těžit ze zisků z přepravy a v případě potřeby část plynu sám odebírat.

V roce 2005 uzavřela Indie bilaterální dohody s Myanmarem na importu plynu přes Bangladěš. Bangladěš nicméně trval na současném uzavření jiných bilaterálních dohod s Indií, včetně vyrovnání obchodní bilance, odstranění obchodních bariér či transportu elektřiny z Nepálu a Bhútánu přes indické území do Bangladěše, s čímž Indie nesouhlasila (Lall, 2006, s. 439). Hledalo se tudíž náhradní řešení v podobě delší trasy z Myanmaru do Indie přes indické severovýchodní regiony, která by Bangladěš obcházela. V úvahu připadala i podmořská varianta z přístavu Sittwe v Myanmaru do západního Bengálska. Tato varianta by však výrazně navýšila finanční nákladnost projektu. Problém představuje i spor o námořní hranici mezi Myanmarem a Bangladěšem, kde Bangladěš nárokuje vody zahrnující i část přímořských nalezišť.

Do jednání navíc vstoupil záměr Číny odebírat zemní plyn. Jak jsme poukázali v samostatné kapitole,⁹⁶ spolupráce s Myanmarem od té doby doznala konkrétní podoby. Čína usiluje jak o výstavbu plynovodu ze západního pobřeží Myanmaru do provincie Jün-nan a dále na čínské území, tak souběžného ropovodu, který by umožnil v případě potřeby obejít Malacký průliv, kudy dováží ropu z oblasti Blízkého východu či Afriky. Zdá se, že Indie v tomto případě příliš dlouho otálela s hledáním různých možností přepravy zemního plynu z Myanmaru a že táhnoucí se vyjednávání nahrálo rozhodněji Číně. Přestože se indické společnosti OVL a GAIL podílí 17 %, respektive 8,5 % na rozvoji bloků A1 a A3 – zbylé podíly jsou v rukou společností Daewoo (51 %), KOGAS (8,5 %) a Myanmar Oil and Gas Enterprise – MOGE (15 %), vytěžený plyn má putovat nikoliv do Indie, ale do Číny (OVL, 2013). Přitom projekt plynovodu z Myanmaru do Indie byl v roce 2010 nakonec schválen i bangladěšskou vládou také s ohledem na nedostatečnou vlastní produkci plynu (Chandra, 2012).

95 Přestože se můžeme setkat i s názory, že se Indie bude opětovně snažit zapojit do projektu plynovodu z Íránu vzhledem k rostoucí spotřebě plynu a důležitosti možné budoucí pozice Íránu coby regionálního dodavatele ropy a zemního plynu do Indie (Pant, 2010; Peimani, 2010).

96 Více viz kapitolu Zmírňování rizik námořní přepravy ropy v první části knihy.

ČÁST 2.

ENERGETICKÁ BEZPEČNOST RUSKÉ FEDERACE

Petra Kuchyňková a Anna Leshchenko

Kapitola 1. Sektor energetiky v Rusku

Primární spotřeba zdrojů energie v Rusku

Sektor energetiky má pro Ruskou federaci obrovský význam. Přestože je Rusko v zahraničí známo hlavně jako zdroj fosilních paliv, potenciál státu ve výrobě elektřiny z obnovitelných zdrojů je také nezanedbatelný. Rusko je stejně tak jedním z největších výrobců elektřiny z jádra. Technicky zastaralý energetický sektor je však zároveň největším spotřebitelem energie ve státě.

Na rozdíl od většiny literatury věnující se ruské energetice, která se soustřeďuje výhradně na ropný a plynový sektor, v následující kapitole budou stručně představeny všechny složky primární spotřeby zdrojů energie ve státě, včetně sektoru fosilních paliv, jaderné energie a obnovitelných zdrojů. Na konci se budeme také věnovat velice palčivé otázce energetické účinnosti v Rusku.

Domácí spotřeba Ruska se propadla v první polovině 90. let o 14 % a zůstala na této úrovni po zbytek desetiletí.⁹⁷ Od roku 2000 však rostoucí hospodářství začalo spotřebovávat čím dál více energie a v roce 2008 celková spotřeba činila 29,2 kvadrilionu Btu. Primární spotřeba zdrojů energie v Rusku se skládá z plynu (58 %), ropy (14 %), uhlí (16 %), hydroenergetiky (6 %) a jaderné energetiky (6 %) (viz EIA, 2010, s. 12). Jiné obnovitelné zdroje hrají v celkové spotřebě primárních zdrojů energie marginální roli: podle EIA se podíl těchto zdrojů na výrobě elektřiny blíží nule, ruské prameny uvádějí 1% podíl. Dominanci plynu na primární spotřebě lze kromě zřejmého faktoru obrovských zásob vysvětlit také jeho subvencovanou cenou. V roce 2008 cena pro domácí trh Ruska činila 74 dolarů, a to v době, kdy se cena v Evropě pohybovala okolo 400 dolarů za tisíc m³ (viz Rosner, 2010, s. 12). Cena plynu pro ruské domácnosti a velkoodběratele postupně roste, přesto v roce 2010 byla 2x nižší než exportní. (blíže viz Pirani, 2011). Rusko je v důsledku toho druhý největší spotřebitel plynu. Vzhledem ke svým exportním ambicím by Rusko mělo přeorientovat své hospodářství na širší využití jiných zdrojů energie, především uhlí a jádra, pro zajištění stabilních a rostoucích dodávek plynu a ropy.

Obrovské množství energie, které stát denně poměrně neefektivně spotřebuje, vede k tomu, že energetická intenzita⁹⁸ Ruska byla v roce 2007 více než 2x vyšší oproti světovému průměru a více než 3x vyšší oproti průměru evropskému. S velkou spotřebou hlavně fosilních paliv je spojen i fakt, že Rusko je třetím největším emitorem. Předpokládá se, že v roce 2030 Rusko vytlačí USA z pozice největšího emitora na hlavu (viz EIA, 2010, s. 12).

Organizační struktura sektoru ropy a sektoru plynárenství

Po rozpadu Sovětského svazu dostal ropný sektor na rozdíl od sektoru plynárenství příležitost se plně liberalizovat. Stát v rámci programů privatizace usiloval hlavně o vznik konkurence, která by rozdrtila staré hierarchie. Objevovaly se totiž obavy z toho, že by se „rudí ředitelé“, kteří měli pod kontrolou nej-

97 Viz také kapitolu Ekonomický a politický význam sektoru energetiky.

98 Energetická intenzita, která se měří rozdělením celkové spotřeby na jednotku HDP, je ukazatelem výkonnosti ekonomiky nebo jinými slovy znázorňuje, kolik statků je schopen vyprodukovat stát za jednotku energie (Trudeau & Murray, 2011, s. 7).

lukrativnější podniky, mohli spojit v novou politickou sílu. Ropné bohatství státu bylo rozděleno podle ne zcela průhledných mechanismů mezi třináct soukromých společností. Privatizace měla jednoznačně příznivý efekt na vývoj v sektoru ropy: do sektoru začaly směřovat tolik potřebné investice, bylo zefektivněno řízení, zejména díky zapojení zahraničního managementu.

Transport ropy však zůstal plně v rukou vlády. Na rozdíl od západních společností, kde je transport ucelenou součástí vertikálně integrovaných společností, si Rusko ponechalo možnost kontroly exportu surové ropy s tím, že poskytlo státní společnosti Transněft' rozsáhlou infrastrukturu. Transněft' má navíc „dvojče“, společnost Transněftěprodukt, která úplně stejně monopolizuje dopravu ropných produktů.

Privatizace sektoru plynárenství měla zcela jiný charakter. Na základě rozhodnutí Ministerstva pro plynárenský průmysl byl vytvořen Gazprom, který nejenže disponoval státními zásobami plynu, ale i veškerou infrastrukturou. Opravdovou konkurenci ze strany nezávislých plynových producentů státní Gazprom pocítil až v polovině prvního desetiletí 21. století. Přesto však byly akcie Gazpromu v 90. letech volně obchodovatelné, což vedlo ke snížení podílu státu ve společnosti do 40 %.

Inaugurace Vladimira Putina na post prezidenta se stala pro sektor energetiky zlomovým okamžikem. Odvětví bylo restrukturalizováno: státní podíl v Gazpromu byl zvýšen na 51 %, ropné společnosti byly konsolidovány, zestátněny nebo reorganizovány tak, že z původních třinácti vertikálně integrovaných ropných společností zůstalo osm. Počínaje druhým volebním obdobím Putin razantně zvýšil státní podíl v těžbě ropy z 13 % v roce 2004 na téměř 40 % v roce 2007 (viz Pleines, 2009, s. 71).

Ruský ropný sektor byl vůči investorům v mnohém vstřícnější po finanční krizi v roce 1998, kdy parlament urychleně přijal zákon, který zatraktivnil smlouvy o rozdělení produkce. Avšak poté, co ceny ropy na počátku 21. století vzrostly, rozhodl Putin o změně postoje vůči zahraničním investicím. Dle současné legislativy schvaluje vládní komise každý nákup kontrolního balíku akcií ve státní nebo soukromé společnosti strategického sektoru (kam patří jak ropný sektor, tak sektor plynárenství) uskutečněný zahraničním investorem. Stejně tak vláda schvaluje nákupy více než 10% podílu na větších nalezištích ropy a zemního plynu (viz Pleines, 2009, s. 74). Dnes se struktura ruského sektoru ropy a sektoru plynárenství vyznačuje celou řadou zvláštností, které negativně ovlivňují rozhodování investorů o případném podnikání v Rusku. Je to především netransparentní legislativa, zkorumpovanost a nejednoznačnost rozdělení pravomocí během vydávání licencí na průzkum a těžbu mezi regiony a centrální vládou (viz níže).

V současnosti se zahraniční investoři podílejí na projektech jen v podřazeném postavení. Po nedávné světové finanční krizi si však ruské elity mohou brzy uvědomit, že spuštění projektů v arktických teplotách bez zahraniční pomoci nezvládnou. Velkou výzvu z technického hlediska představuje například perspektivní projekt Štokman, který se nachází na arktickém šelfu Barentsova moře, 550 km na sever od Murmansku. Těžaři si zde budou muset poradit s těžkými klimatickými podmínkami: s teplotami od +33 do -50 °C, s přítomností ledovců s váhou do 4 milionů tun, s vlnami s výškou 27 metrů atd. Na projektu pracuje například francouzský Total S. A. a norský Statoil ASA, Gazprom však stále vlastní 51% podíl. Otázky vyvolává privatizace společnosti Rosněft', která byla v roce 2011 o několik let odložena. Plánovaná privatizace monopolní společnosti pro transport surovin Transněft' se také nekonala. Jestli byly diskuse o privatizaci důsledkem zoufalé potřeby investic, nebo snahou o zahájení třetí fáze strukturálních změn v sektoru, který by se zase vrátil do soukromých rukou, není jasné. Faktem ale zůstává to, že současná politická elita neusiluje o převedení strategických podniků a perspektivních nalezišť ze státního do soukromého sektoru.

Ropný sektor

Historicky první ropné vrty na území Ruského impéria byly v roce 1846 zahájeny v Bibi-Aybat v blízkosti Baku. Významnou roli v rozvoji ruského ropného průmyslu sehrála rodina Rothschildů a bratři Nobelovi. Kolem roku 1900 ruské impérium produkovalo 40 % veškeré ropy vytěžené na planetě. Ve druhé polovině 19. století se geografie těžebního průmyslu v zemi začala postupně proměňovat. Novými těžebními regiony se staly severní Kavkaz a Střední Asie. Naleziště kolem Uralu a řeky Volhy, která v současnosti dodávají Rusku většinu ropné produkce, se stala centry těžařského průmyslu až po druhé světové válce.

Produkce a vývoz ropy měly pro Sovětský svaz obrovský význam. Z prodeje fosilních paliv proudila do Sovětského svazu ze západní Evropy tvrdá měna,⁹⁹ ve východní Evropě export paliv utvrzoval politicko-ekonomickou závislost satelitních zemí na Moskvě. I z těchto důvodů těžba permanentně rostla a v roce 1988 dosáhla svého vrcholu 12,5 mil. b/d. Po rozpadu Sovětského svazu se objem těžby propadl o 50 %. K obnově těžebního průmyslu na začátku 21. století přispěla především rostoucí politická stabilita, devalvace rublu a v neposlední řadě také růst světových cen ropy.

Zásoby ropy v Rusku jsou dnes odhadovány na 7. největší na světě po Saúdské Arábii, Íránu, Iráku, Kuvajtu, Spojených arabských emirátech a Venezuele. Podle EIA činily v lednu 2012 ruské zásoby ropy 60 mld. barelů, podle BP (konec 2011) dokonce 88,2 mld. barelů, což představuje 5,3 % celkových světových zásob. Navíc velkými zásobami uhlovodíků pravděpodobně disponuje zatím málo prozkoumaný ruský kontinentální šelf. Ruské zásoby na arktickém šelfu se mohou blížit až 16,5 mld. tun ropy (Kononczuk, 2012, s. 16). Rusko již několik let soupeří se Saúdskou Arábií o prvenství v produkci ropy. V roce 2011 Rusko těžilo v průměru 10,2 mil. b/d tekutých uhlovodíků (z nich 9,8 mil. b/d surové ropy). Odhaduje se, že tempo produkce ropy Rusko udrží přibližně 20 až 21 let. Rusko také patří mezi největší vývozce ropy, v roce 2011 export činil kolem 7 mil. b/d ropy a ropných produktů (EIA, 2012). Nesoulad mezi velikostí ruských zásob surové ropy a objemy její těžby a exportu poukazuje na fakt, že ropná ložiska na ruském území se rychle vyčerpávají. Efektivní vnitřní spotřeba této suroviny by mohla prodloužit periodu, po kterou bude Rusko schopno ve velkém množství ropy vyvázet. Samozřejmě, jako řešení problému vyčerpávání stávajících ložisek se nabízí průzkum nových perspektivních ropných regionů. Avšak takový krok předpokládá nejen významné investování kapitálu, ale i času. Geologický průzkum v Rusku se potýká s řadou problémů probíraných níže. Energetická efektivita na oplátku má kromě řady dalších příznivých výsledků i schopnost zmírnit přechod Ruska z pozice významného exportéra ropy na soběstačného nebo importujícího producenta.

Drtivá většina ruské ropy (78 %) putuje na evropské trhy, zejména do Německa a Nizozemska, 16 % se exportuje do Asie, 6 % do Severní a Jižní Ameriky (viz EIA, 2012). Nejprozkoumanější naleziště ropy se nacházejí na západní Sibiři: jsou to Priobskoje, Prirazlomnoje, Mamontovskoje, Malobalykskoje aj. Západní Sibiř v současnosti poskytuje 2/3 celkové těžby ropy, nicméně zásoby se rychle vyčerpávají. Slibná naleziště se nacházejí na východní Sibiři, na Dálném východě, v ruské části Kaspického moře, na Sachalinu a na Jamalu.

99 Export ropy poskytoval Sovětskému Rusku 39 % veškerých příjmů v tvrdé měně v roce 1985 (Vatansever, 2010).

Rafinace

Kapacity zpracování ropy v Rusku zůstávaly de facto neměnné již přes deset let. Míra vytiženosti ruských rafinerií s celkovou kapacitou 5,6 mbbl/d (280 mt/r), (6,2 % z celosvětových rafinerských kapacit) (viz BP, 2010), ale rostla z 65 % v roce 2000 na 80 % v roce 2005 (Pleines, 2009, s. 80).

Obecně ruské zpracovatelské kapacity charakterizuje vysoká míra opotřebování, použití zastaralých, energeticky náročných a neekologických technologií. 12 z 27 velkých rafinerií Ruska bylo uvedeno do provozu před rokem 1950, dalších 8 do roku 1960. V důsledku toho je 20 z 27 velkých rafinerií Ruska přes 50–60 let starých. Tím se vysvětluje i fakt, že hloubka rafinace a podíl světlých ropných produktů na celkové produkci ruských rafinerií jsou velmi nízké. Průměrný index Nelsona¹⁰⁰ ruských rafinerií činil v roce 2008 pouhých 4,45, pro porovnání Severní Amerika má průměrný index – 10,2, Evropa – 7,8, celosvětový průměr je 6,7.

Největšími zpracovateli surové ropy v Rusku jsou Rosněft' a Lukoil. Mezi 20 a 30 mt suroviny ročně zpracovávají TNK-BP, Gazpromněft', Surgutněftgáz a Sistema-Invest. Co se týče geografického rozložení rafinerií ve státě, tak kolem 40 % veškerých kapacit se nachází v tradičním těžařském regionu – Privolžském federálním okruhu. Největší objemy rafinace byly v roce 2008 dosaženy v továrnách v Kirishi –(Surgutněftgáz), v Omsku (Gazpromněft'), v Nižním Novgorodu (Lukoil) a v Rjazani (TNK-BP) (Bušujev, 2010, s. 82–90).

Fiskální systém Ruské federace dlouhodobě zvýhodňoval export ropných produktů obecně. Systém byl ale nastaven tak, že vývoz produktů vhodných k další rafinaci, jako je například mazut, byl výhodnější než export technologicky náročnějších, a tudíž i dražších ropných produktů jako benzin nebo petrolej. V důsledku nebyly ruské rafinerie stimulovány k modernizaci svého zařízení a produkci většího objemu produktů lehkých frakcí, podíl mazutu na celkovém exportu ruských rafinerií byl 50 % (Kononczuk, 2012, s. 33). Ke změně došlo až na podzim 2011, kdy byla vyhlášena unifikovaná daň na export ropné produkce, která nově činí 66 % od cla na surovou ropu, a tím pádem se export benzínu a petroleje stal výhodnějším, export těžkých frakcí se naopak prodražil.

Podle nové Energetické strategie 2030, která zadává směr vývoje sektoru, by měly rafinerské kapacity Ruska do roku 2030 vzrůst o 16 až 31 %, což je velmi podstatný skok, zohledníme-li fakt, že posledních víc než deset let de facto zůstávaly na stejné úrovni. Zpracování suroviny by mělo významně vzrůst z 236 mt v roce 2008 na necelých 300 mt v roce 2030 i podle Shafranika a kol. (2010)¹⁰¹

Transport

Dominantním hráčem v transportu ropy je státní společnost Transněft', která transportuje až 93 % v Rusku vytižené ropy. Stát vlastní 78 % akcií společnosti a 100 % hlasovacích práv. Pod kontrolu společnosti Transněft' spadá 50 tisíc km ropovodů, 261 kompresních stanic, 897 tanků s celkovým objemem 16,5 mil. m³. Momentálně směřuje většina exportních ropovodů na západ.

100 Index Nelsona nebo Nelsonův index je mírou komplexity rafinerie. Rafinerie s vyšším indexem Nelsona je schopna zpracovávat surovou ropu nižší kvality nebo produkovat ropné produkty s vyšší přidanou hodnotou.

101 Viz Shafranik, 2010.

Tabulka č. 4: Ruské exportní ropovody

Název ropovodu	Trasa ropovodu	V provozu od	Maximální kapacita mt/y	Poznámky
Družba	Samara–Schwedt (Německo), Litvínov (ČR), Százhalombatta (Maďarsko)	1964	82 mt/y	
BPS-1	Západní Sibiř a Timan – Pečorský region – Primorsk	2001	75 mt/y	Plánuje se rozšíření na 120 mt/y.
BPS-2	Uneča–Ust'-Luga	2012	38 mt/y	V plánu je navýšení kapacity do 50 mt/y.
Baku–Novorossijsk	Baku–Novorossijsk	1997	7 mt/y	Uvažuje se až o trojnásobném navýšení kapacity.
Tengiz–Novorossijsk	Tengiz–Novorossijsk	2003	28 mt/y V roce 2009 CPC rozhodlo o navýšení kapacity do 67 mt.	Jako jediný není ve 100% vlastnictví Transněfti, ale Kaspického ropovodního konsorcia – CPC.
ESPO	Tajšet–Skovorodino–Kozmino (Nachodka)	2008–2009 (1. etapa) – 2012 (2. etapa)	30 mt/y	Kapacita úseku Tajšet–Skovorodino bude v rámci 2. fáze výstavby navýšena na 50 mt/y. Konečná kapacita ropovodu bude 80 mt/y.
Rusko–Čína	Skovorodino–Ta-čching	2010	15 mt/y	

Zdroj: Nies, 2008; EIA, 2010

Dlouho diskutovaným, ale pravděpodobně nenaplněným projektem zůstane ropovod Burgas–Alexandroupolis. Trojstranná spolupráce Ruska, Bulharska a Řecka na ropovodu přes Balkánský poloostrov byla zahájena již na počátku 90. let v roce 1994. Do mezinárodního projektu s názvem Trans Balkan Pipeline (TBP) se zapojily ruské společnosti Transněft', Rosněft', Gazpromněft', Technoexportstroy, řecké Hellenic Petroleum, Prometheus Gas, Latsis Group a řecká vláda. Podle plánu měl mít ropovod v první fázi kapacitu 35 mt/y, která by byla postupně navýšena až na 50 mt/y. Do bulharského přístavu Burgas by ropa putovala tankery z Novorossijsku, tím pádem by nebyla vystavena nástrahám Bospor a Dardanel. Ruská a také kazašská ropa by zásobovala především Bulharsko a Řecko. Projekt Burgas–Alexandroupolis však nakonec narazil na zahraničněpolitické priority nové bulharské vlády, která se zformovala po volbách v létě 2009. Klíčovým argumentem bulharské vlády proti výstavbě ropovodu jsou environmentální hrozby a s tím spojená rizika pro rozvoj turistického ruchu. Odborníci se však shodují, že problém tkví zejména v protiruské orientaci nové vlády (viz Tsakiris, 2011).

Projekt ropovodu Samsun–Ceyhan byl původně iniciován italskou ENI a tureckou Čalýk Enerji. Ropovod, který měl být dle původních plánů dokončen v roce 2012, potřeboval jistotu dostatku zdrojů. Výměnou za ruskou participaci v projektu Samsun–Ceyhan muselo Turecko podpořit ruské aspirace na výstavbu plynovodu South Stream. Konkrétně se jednalo o tom, že Turecko dovolí konstrukci plynovodu přes

svou ekonomickou zónu v Černém moři s tím, že bude Rusko výměnou dodávat ropu do plánovaného ropovodu Samsun–Ceyhan. Původní kapacita ropovodu měla být 50 mt/r s postupným navýšením až na 80 mt/r. Nicméně na konci roku 2011 Transněft' oznámila zastavení jednání o plynovodu Samsun–Ceyhan s odvoláním na nízkou rentabilitu. Transport jedné tuny ropy přes turecké úžiny stojí 6–8 dolarů, kdežto doprava jedné tuny ropy pomocí plynovodu Samsun–Ceyhan by stála 19–20 dolarů (Center for Economic and Social Development, 2011). Třetí partner projektu – italská ENI – ale v otázce realizace ropovodu zůstává optimistická (Butler, 2011).

Z hlediska diverzifikace trhů pro ruskou surovou ropu je velice důležitý ropovod ESPO, postavený i s odbočkou do čínského Ta-čchingu. Zvolení dražší varianty projektu, v níž se počítalo s ropovodem jak do Číny, tak i na pobřeží Tichého oceánu, poskytuje Rusku větší svobodu během jednání s asijskými odběrateli (viz předchozí kapitoly).

Ruská ropa je také transportována přes řadu dalších přístavů tankery, například přes přístav Tuapse v Černém moři nebo Machačkala v Kaspickém moři. 5 % ruské ropy je exportováno železnicí, která prochází územím Lotyšska, Estonska a Číny.

Sektor plynárenství

Rusko je hrdým vlastníkem 1 680 trilionů krychlových stop (Tcf) zemního plynu (kolem 47,6 tm^3), což se rovná 23,7 % veškerého plynu planety. Rusko bylo druhým největším producentem zemního plynu po USA v letech 2009–2010, a stalo se zase prvním největším v roce 2011. Rusko je rovněž největším exportérem zemního plynu (viz EIA, 2012).

Mezi klíčové těžební regiony Ruska řadíme oblast Timan-Pečora a region řeky Volhy. Celkem Sibiř poskytuje 95 % veškeré těžby. Největší naleziště jsou Urengoj, Menvežje, Jamburg, produkce však dlouhodobě klesá. Perspektivními poli jsou Zapoljarnoje, Jamal (projekt Štokman) a Sachalin. Podle odhadů vystačí současné ruské zásoby plynu přibližně na 80 let (BP, 2010).

Tabulka č. 5: Ruské exportní plynovody

Název	Trasa	V provozu od	Maximální kapacity (bcm/y)	Poznámky
Jamal–Evropa	Torzhok (Rusko) – Bělorusko – Polsko – Mallnow (Německo)	1999; 2005 provoz na plnou kapacitu	33	V letech 2005–2007 se diskutovalo o rozšíření plynovodu. Projekt Jamal–Evropa 2 byl ale nahrazen Nord Streamem.
Rusko–Finsko	St.Petersburg – Tampere	1973	7	
Sojuz	Orenburg (Rusko) – Užhorod (Ukrajina)	79		
Bratstvo	Urengoj (Rusko) – Užhorod (Ukrajina) – Budapešť (Maďarsko)	1967 (do Československa) – 1984 (do Francie)	108	
Blue Stream	Izobilnoye (Rusko) – Ankara (Turecko)	2003	16	V letech 2002–2007 se uvažovalo o výstavbě paralelní trubky Blue Stream 2 ¹⁰² s kapacitou 16 bcm/y a protažením až do Vídně. Pak byl projekt nahrazen South Streamem.
Southern Corridor / Balkan Transit	Urengoj (Rusko) – Istanbul (Turecko)	1974 do Rumunska a Bulharska; 1987 Turecko; 1988 Řecko	37,5	
Mozdok–Kazimagomed	Mozdok (Rusko) – Kazimagomed (Ázerbájdžán)	1983	5	Do roku 2007 byl využíván pro export ruského plynu do Ázerbájdžánu. Od 1. 1. 2010 přes něj Rusko importuje ázerbájdžánský plyn. Plynovod prochází územím Dagestánu, obavy z teroristických útoků.
Nord Stream	Vyborg (Rusko) – Lubmin bei Greifswald (Německo)	2010–2011 (1. trubka); 2012 (2. trubka)	55 (2 trubky po 27,5 bcm/y každá)	Společníci projektu: OAO Gazprom, BASF SE/Wintershall Holding GmbH, E. ON Ruhrgas AG, N.V. Nederlandse Gasunie; GDF SUEZ S.A.

Zdroj: Sestavily autorky.

102 Od roku 2009 se uvažuje o nové verzi Blue Stream 2, který by byl položen po dnu Černého moře paralelně s Blue Streamem 1 s kapacitou 16 bcm/y. Na území Turecka by ale tento plynovod pokračoval na jih až do Středozeří a zásoboval Sýrii, Libanon, Izrael a Kypr. Projekt se setkal s podporou Ankary, která v něm vidí možnost posílení své geopolitické pozice v regionu, viz Socor, 2009.

Již několik let se diskutuje o projektu South Stream, který by přes Balkán dopravoval plyn evropským státům, a tím pádem by byl přímým konkurentem diverzifikačního projektu Nabucco, jenž měl dodávat kaspickou surovinu do Evropy. O soupeření těchto dvou projektů je pojednáno níže.

Dalším projektem je plynovod Altaj, který má exportovat ruskou surovinu do Číny. Prozatím se počítá s tím, že plyn bude z ruských nalezišť vedle Noveho Urengoje směřovat na jih podél ruských hranic s Mongolskem a Kazachstánem do Číny. Nicméně Peking a Moskva mají odlišnou představu o ceně za ruský plyn pro čínský trh. Rusko musí počítat s nezanedbatelnými investicemi do vývoje nových nalezišť a výstavby infrastruktury. Cena, kterou je odhodlána platit Čína, odráží aktuální situaci na asijském trhu s plynem, kde soupeří více alternativních dodavatelů, a tím pádem tlačí cenovou hladinu dolů (viz například Akin, 2013).

Mezi klíčové importéry ruského potrubního plynu řadíme Německo, Itálii, Ukrajinu, Turecko, Bělorusko, a Francii (viz BP, 2010). Od roku 2009 se Rusko stalo členem klubu vývozců zkapalněného plynu. Závod na zkapalnění na Sachalinu vyprodukoval v roce 2011 celkem 10,6 mld. m³. LNG putoval do Japonska, Jižní Koreje, Číny, Tchaj-wanu a Indie (Sakhalin Energy, 2012).

Box č. 9: Problematické stránky sektoru ropy a sektoru plynárenství v Rusku¹⁰³

Následující přehled má za cíl identifikovat nedostatky ruského ropného sektoru a sektoru plynárenství, které budou do jisté míry určovat další vývoj v Rusku.

Ústředním problémem energetického sektoru Ruska je stagnace těžby, k níž dochází od roku 2008.¹⁰⁴ Hlavními důvody jsou vyčerpávání současných ložisek, nedostatečné investování do nových nalezišť, nárůst podílu státních společností v sektoru energetiky a také obtížnost těžby v perspektivních severních regionech Ruska.

Ruské energetické společnosti se na konci 20. a také ve 21. století zaměřovaly především na rozšíření svých aktiv jak na domácím trhu, tak i v zahraničí – investice do geologického výzkumu se ale podceňovaly. V letech 1993–2009 tak průměrné procento obnovy ropných zdrojů činilo pouze 62 %, což znamená, že na vyčerpaných 100 mt ropy bylo nalezeno jenom 62 mt nových (viz Bušujev, 2010, s. 7). Léta 2003–2005 byla z hlediska vyčerpání zdrojů kritická, vzhledem k rychlému růstu produkce a zároveň neměnnému objemu provedených geologických průzkumů. Až v letech 2006–2009 byla nakonec zajištěna reprodukce nebo obnova zdrojů ropy. Je však třeba mít na zřeteli to, že největší podíl na objemech obnovy surovin má v Rusku přehodnocení již otevřených nalezišť – například s možností použití modernějších technologií atd. (viz Bušujev, 2010, s. 20).

Rusko se potýká s naléhavým problémem nutnosti investovat do technicky zastaralého sektoru. V současnosti je tempo zavádění nových technologií a inovací příliš pomalé. Podíl těžko dostupných zdrojů (těžká ropa, přírodní asfalt) na celkové struktuře surovinových zásob Ruska permanentně roste. Navíc

103 V boxu byly využity poznatky a pasáže z dizertační práce jedné z autorek knihy Anny Leshchenko, s názvem Vliv energetické efektivity na exportní strategii státu závislého na exportu energetických zdrojů. Případová studie Ruské federace, rok 2013.

104 Rusko se snaží udržet svoji pověst významného exportéra na mezinárodní trhy s energiemi i přes stagnaci vlastní produkce. Rusko momentálně přistoupilo k nákupu středoasijského plynu pro splnění svých závazků vůči spotřebitelům: v roce 2009 podle statistik BP Rusko importovalo 9,8 bcm z Kazachstánu, 10,7 bcm z Turkmenistánu a 11,9 bcm z Uzbekistánu (viz BP, 2010). Pochopitelně tento obchod zvyšuje ruskou závislost na středoasijských producentech, a snižuje tím pádem ruskou energetickou bezpečnost.

jsou velkou výzvou šelfová naleziště a také nutnost zvětšení hloubky existujících vrtů v již poměrně vyčerpaných nalezištích. Nová ropná a plynová pole se také většinou nacházejí ve vzdálených končinách, kde chybí transportní, sociální a průmyslová infrastruktura. Celkem patří do těžko dostupných nalezišť v Rusku kolem 40–50 % veškerých rozpracovaných zásob státu (viz Bušujev, 2010, s. 43). Samotná kvalita ruských zásob klesá v důsledku toho, že se přednostně čerpá surovina lehce přístupná a vyšší kvality. Jen samotný ropný sektor Ruska bude v období 2009–2030 potřebovat investice ve výši 491–501 mld. dolarů pro mírné zvýšení objemu těžby (do 535 mt/r) (Energetická strategie, 2030, s. 111). Státní rozpočet však není na podobné výdaje připraven, a proto se počítá hlavně s investory ze soukromého sektoru.

Přísun zahraničního kapitálu do ruského energetického sektoru je však omezen, protože ne zcela transparentní privatizace, která proběhla v 90. letech, vyvolává otázky o vlastnických právech soukromých firem. Existuje fakticky permanentní riziko státního zásahu do hospodaření podniků, jelikož většinu transakcí, nákupů vlastnických podílů a změn vlastnictví v 90. letech lze pomocí odlišné interpretace z důvodu nejednoznačné legislativy té doby jednoduše zpochybnit. Nešťastný osud Jukosu a společnosti Sibněř potvrzuje obavy investorů (Sim, 2008, s. 1–76). Většina licencí, které byly jednotlivým společnostem vydány, nebyla získána na základě řádného tendrového řízení, přičemž nekalé praktiky při určování vlastníka naleziště pokračují dodnes. Obdržení licencí a potřebných povolení obvykle není zárukou výnosné těžby: pro příklad lze uvést dlouholeté spory o Kovyktu.¹⁰⁵ Ruské energetické podniky si také zasloužily pochybnou pověst nedodržením smluv o spolupráci.¹⁰⁶ Kvůli legislativním zmatkům též není vždy jasné, kdo vydává povolení k průzkumu a těžbě soukromým společnostem: stát, nebo region. Je proto zcela pochopitelné, že podnikatelské prostředí v ruském energetickém sektoru není z hlediska dodržení práva vlastnictví pro potenciální investory příliš lákavé.

Státní pokladna, která by mohla investice do sektoru zajistit, přichází o peníze kvůli daňovým unikům. Zahraniční off-shory a také off-shorní zóny v regionech, jako jsou Čukotka, Mordovia a Kalmykia, se stávají klíčovými destinacemi, kam směřují příjmy energetických společností. Navíc stát nedisponuje podrobnými a aktuálními informacemi o reálných zásobách surovin v odlehlých regionech, což mu také neumožňuje adekvátně zdaňovat zisky ropných a plynových společností.

Zmíněné příčiny stagnace těžby v Rusku jsou pochopitelně vzájemně propojené. Ekonomické a politické faktory se proplétávají do začarovaného kruhu, kde slabá administrativa, korupce a nedostačující kontrola ze strany státu odrazuje potenciální investory. Nedostatek investic brání rozsáhlejším geologickým průzkumům. Následuje pokles produkce, a tudíž i snížení příjmů nejen pro podniky, ale i pro státní pokladnu.

105 Plynové pole Kovykta se zásoby kolem 2 trilionů m³ bylo vlastněno společností RUSIA Petroleum, která byla původně z 63 % ve vlastnictví TNK-BP. Gazprom ale odmítl poskytnout přístup k exportním plynovodům a dovozoval distribuovat plyn jenom v přilehlých regionech Ruska. Irkutská oblast, kde leží Kovykta, má však relativně nízkou spotřebu plynu a pro tak obrovské pole není ekonomicky rentabilní dodávat surovinu na tak malý trh. V letech 2006–2007, pod tlakem státní administrativy, která vyhrožovala odejmutím licence za nedodržení těžebních limitů, TNK-BP nabídla Gazpromu Kovyktu k nákupu, strany se ale neshodly na ceně. Nakonec šla společnost RUSIA Petroleum v roce 2011 do aukce a Gazprom ji koupil za 770 mil. dolarů.

106 V roce 2003 Rosněř prohlásila, že bude potřebovat zahraničního partnera pro výzkum a těžbu na ropném poli Vankor na východní Sibiři. Uvažovalo se hlavně o spolupráci buď s Total, nebo s indickou ONGC. O rok později společnost zaujala vyčkávací pozici a byla rozhodnuta počkat se začleněním dalších partnerů do projektu, než zjistí objem zásob. V roce 2006, kdy bylo prokázáno, že Vankor disponuje zásobami přesahujícími 3,8 mld. barelů (524 mld. tun) a bude vlastně největším polem, které Rosněř za posledních 25 let rozpracovala, Rosněř odstoupila od svého původního záměru spolupracovat se zahraničními investory (viz Poussenkova, 2009, s. 147; Rosneft, n.d.).

Uhelný sektor

Ještě v 90. letech byl uhelný průmysl významně subvencován státem, a to hlavně kvůli velkému počtu zaměstnanců v sektoru, častým nehodám či dominanci uhlí na jednotlivých regionálních trzích. Ve 21. století se však situace změnila. Tehdejší premiér Michail Kosjanov zrušil Uhelnou komisi na Ministerstvu průmyslu a energetiky. Tento krok se projevil ve zmenšujícím se zájmu státu o uhlí, což by vysvětlovalo i snížení státních finančních příspěvků do těžby uhlí. Struktura uhelného sektoru je charakteristická silnou koncentrací: kolem dvaceti producentů těží 91 % ruského uhlí.

Rusko disponuje nezanedbatelnými zásobami uhlí, konkrétně se jedná o 157 mld. tun nebo 18,2 % celosvětových zásob uhlí. Proto je produkce ruského uhelného průmyslu rovněž velmi významná, v roce 2010 bylo vytěženo 149 mt r.e. (4 % celosvětové těžby) (BP, 2011). Těžba uhlí měla v poslední době kolísavý vývoj: do roku 2008 produkce rostla, v roce 2009 však následoval pokles o 8 %. Podobně se chovala i spotřeba, která se v roce 2009 propadla o 17 % na 83 mt r.e. Celkem je Rusko pátým největším producentem a třetím největším exportérem uhlí. Vyváží 20 % své produkce, z toho polovinu na evropský trh (Rosner, 2010, s. 7).

V 50. letech 20. století mělo uhlí 59% podíl na primární spotřebě zdrojů energie Ruska, objev velkých nalezišť ropy a zemního plynu společně se zahájením výroby elektřiny z jádra však vytlačily uhlí na poslední příčky spotřeby zdrojů energie v zemi. V současnosti je v Rusku z uhlí vyráběno přibližně 28 % elektřiny. Využívání uhlí ve výrobě elektrické energie však klesá na úkor zemního plynu především kvůli cenové výhodnosti této suroviny po objevení rozsáhlých zásob plynu v zemi. Z tohoto důvodu začalo docházet k modernizaci elektráren směrem k většímu využití plynu. V dlouhodobé perspektivě se však měl stát vrátit k uhlí, až se objeví vhodné technologie jeho spalování. K této druhé fázi však nedošlo (Rosner, 2010, s. 10).

Přesto by se právě nová Energetická strategie 2030 mohla stát impulzem k návratu k uhlí. Podíl uhlí na výrobě elektřiny má podstatně vzrůstat. Do roku 2012 Rusko plánuje zprovoznit nové uhelné elektrárny s celkovou kapacitou 700 MW. V důsledku by se měla zvýšit spotřeba uhlí v zemi z dnešních 130 mt na 300 mt v roce 2020 (Rosner, 2010, s. 6). Největší naleziště uhlí se nachází v Kuznětském regionu (58 % celkových ruských zásob), v Jakutii, Krasnojarském kraji a také v Irkutské oblasti. Mezi největší výrobce uhlí lze zařadit Jakutugol, UGMK, SUEK, Mechel a Evraz, které spolu s desítkami dalších drobnějších firem vytvářejí konkurenční prostředí v odvětví.

Na rozdíl od subvencovaných cen plynu na domácím trhu jsou ceny uhlí plně tržní. Je to vlastně jedna z hlavních příčin, proč uhlí nemůže konkurovat plynu coby zdroj pro výrobu elektřiny. Uhelný průmysl se rozvíjel bez větších zásahů ze strany státu, výjimkou byla 90. léta, kdy vláda podporovala horníky, a to hlavně ze sociálních důvodů. Zajímavostí uhelného průmyslu je jeho organizační a finanční provázanost s metalurgií. Uhelné šachty jsou často vlastněny metalurgickými podniky, které si takto zajišťují levné dodávky suroviny.

Box č. 10: Problémy uhelného sektoru v Rusku

– Obrovská geografická vzdálenost mezi nalezišti a zpracovatelskými zařízeními, často v rámci jedné společnosti, a také obrovské vzdálenosti mezi zpracovatelskými zařízeními a státními hranicemi nebo mořskými přístavy vedou k nevyhnutelné závislosti na železniční dopravě. Přitom železniční doprava a tudíž i tarify na převoz zboží jsou zcela ve státních rukách. Proto připomíná situace v uhelném sektoru problémy, se kterými se potýkají i producenti ropy a plynu. Razantní snížení tarifů na převoz uhlí bude jednoznačným ukazatelem státní podpory sektoru.

– Další problém spojený s transportem uhlí je existence kapacitních limitů železniční dopravy. Kapacity železnic směrem z Kuzbasu (klíčového centra těžby) do centrálních regionů, kde je z uhlí vyráběna elektřina, jsou nedostačující.

– Nová ložiska uhlí leží v těžko dostupných oblastech, jako je Dálný východ, Sibiř, arktické regiony. Pro otevření nových dolů budou zapotřebí nejen značné finanční zdroje, ale i technologické know-how, vybudování nové infrastruktury atd.

– Efektivita uhelných elektráren Ruska zaostává. Koeficient produktivity práce je přibližně 32 %, v Norsku je to pro srovnání přibližně 43 %.

– Nesmíme také zapomínat na environmentální dopady uhelných elektráren. Moderní antracitová elektrárna vypouští do vzduchu 750 gramů CO₂ za kilowatt-hodinu, což je 2x více než plynová elektrárna nebo o 50 % více než elektrárna na ropu. Proto navýšení podílu elektřiny vyrobené z uhlí plánované ruskou vládou s sebou ponese nežádané zvýšení emisí.

– 40 % uhelných elektráren Ruska bylo postaveno před víc než 40 lety, což jednoznačně svědčí o výkonnosti a spotřebě energie těchto zařízení.

Jaderná energetika

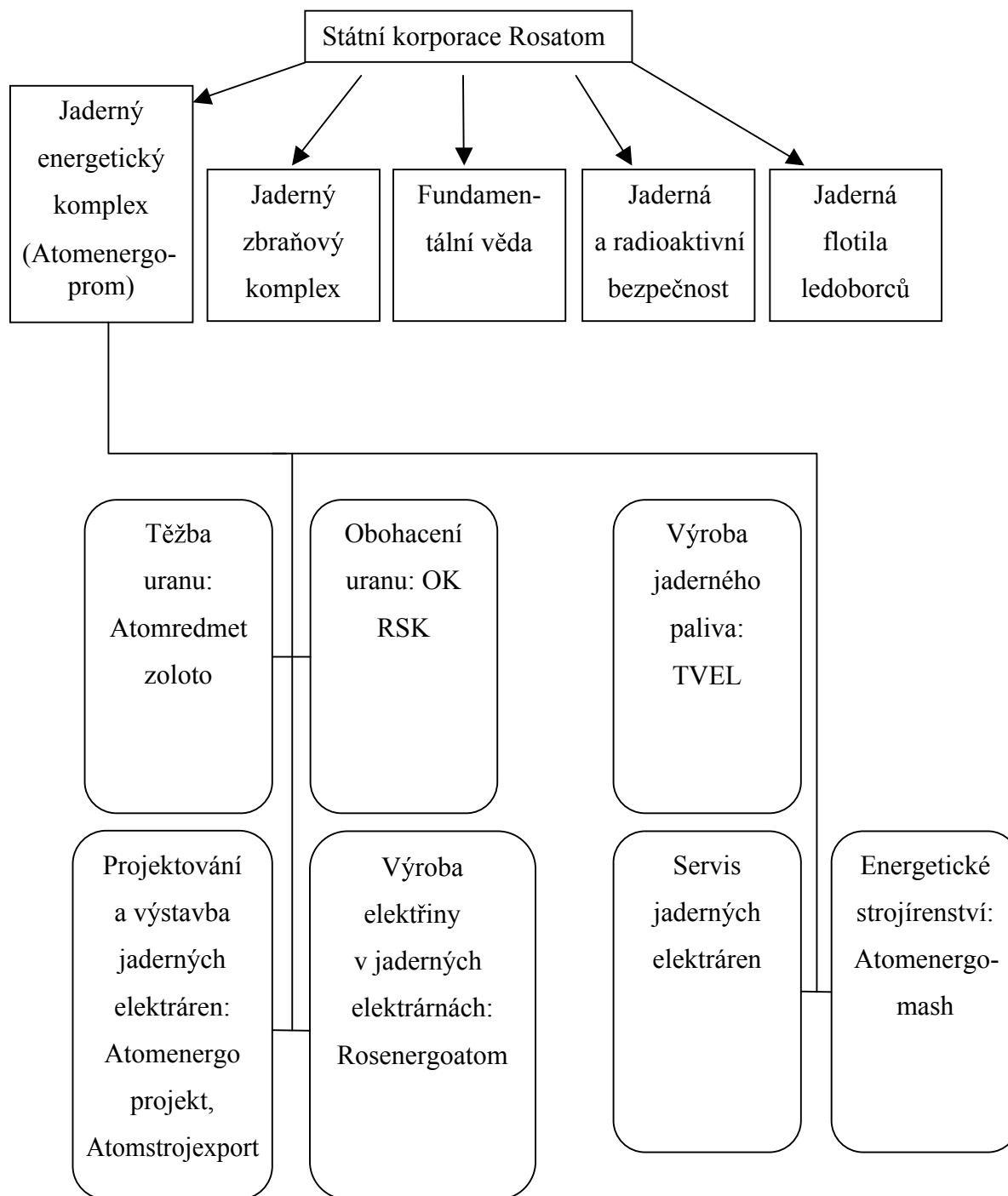
Jaderný výzkum začal na území dnešní Ruské federace již v roce 1918, kdy Akademie věd vytvořila komisi pro výzkum radioaktivních materiálů. Celý výzkum však nabral zcela jiných obrátek potom, co se Sovětský svaz rozhodl konkurovat USA ve výrobě jaderných zbraní. Právě v Rusku byla v roce 1954 uvedena do provozu první jaderná elektrárna s celkovou kapacitou 5 MW ve městě Obninsk v Kalužské oblasti.¹⁰⁷ Následovaly první komerční elektrárny v 60. a 70. letech. V půlce 80. let 20. století mělo Rusko 25 reaktorů. Černobylská tragédie a také rozpad Sovětského svazu se však razantně podepsaly na vývoji sektoru. Novým impulzem pro rozvoj odvětví se stal export reaktorů do Číny a Indie na konci 90. let. V roce 2001 byla také dokončena dlouho odkládaná výstavba elektrárny v Rostovu, následovaly dostavby a modernizace reaktorů na dalších ruských elektrárnách.

Souběžně a neoddelitelně od civilního využití jádra se vyvíjel i vojenský jaderný sektor. Je možné konstatovat, že spojitost civilního a vojenského sektoru přetrvává dodnes, kdy státní společnost Rosatom zaštiťuje jak aktivity spojené s výzkumem jádra či civilní jadernou bezpečností, tak i jadernými zbraněmi

107 V roce 2002 byla tato elektrárna uzavřena. V současnosti se v objektu nachází muzeum jaderné energetiky.

či flotilou jaderných ledoborců. Rosatom mimo jiné zajišťuje dodržení ruských závazků vyplývajících z mezinárodních smluv o mírovém využití jaderné energie a také o nešíření radioaktivních materiálů. Celkem tento státní gigant zahrnuje 250 společností a vědeckých center a zaměstnává kolem 190 tisíc osob. Přehled struktury jaderného sektoru v Rusku shrnuje obrázek č. 1.

Obrázek č. 1: Struktura jaderného sektoru ruské energetiky



Společnost Rosatom byla vytvořena na konci roku 2007. V březnu 2008 jí byly předány pravomoci Federální agentury pro jadernou energii, která zanikla. Rada pozorovatelů Rosatomu (Nabljudatel'nyj sovjet) je sestavena ze zástupců státu různých odvětví, od finančně-ekonomických expertů vlády přes poradce prezidenta po vedení bezpečnostních služeb států. Předsedou rady je náměstek premiéra. Je to vlastně jediný způsob kontroly Rosatomu státem vzhledem k tomu, že na Ministerstvu energetiky není žádné oddělení, které by se jadernou energetikou zabývalo. Sjedení aktivit spojených jak s civilní výrobou energie, tak i s výrobou jaderných zbraní nedovoluje zařadit Rosatom pod žádné konkrétní ministerstvo.

V zahraničí je Rosatom zastupován dceřinou společností Atomstrojexport. Právě Atomstrojexport stojí za výstavbou Tjaňvaňské JE v Číně, jež byla dokončena v roce 2007. V roce 2010 se Rusko a Čína dohodly na instalaci dalších dvou reaktorů v této elektrárně. V letech 2005–2008 Atomstrojexport modernizoval třetí a čtvrtý reaktor v jaderné elektrárně ve slovenských Jaslovských Bohunicích, pátý a šestý reaktor v bulharské elektrárně ve městě Kozloduj a také všechny čtyři reaktory v maďarském Pakši. Mezi novými projekty, na kterých Atomstrojexport již začal pracovat, lze uvést kontroverzní projekt dostavby jaderné elektrárny v iránském Bušeru, kde by Rusové měli dokončit práci německých inženýrů ze 70. let, která byla přerušena kvůli embargu. Atomstrojexport také pracuje na elektrárně na jihu Indie ve městě Kudankulam. O instalaci dvou reaktorů VVER-1000 bylo rozhodnuto ještě v roce 1988. V roce 2010 představitelé obou zemí rozhodli o výstavbě dalších dvou reaktorů. V roce 2006 Atomstrojexport vyhrál tendr na výstavbu jaderné elektrárny v Belene v Bulharsku. Dva reaktory VVER-1000 budou postaveny v těsné spolupráci s Arevou NP a Siemens AG. Atomstrojexport pracuje i na dostavbě dvou reaktorů (třetího a čtvrtého) v slovenských Mochovcích. Původně se plánovalo jejich zprovoznění v letech 2012 a 2013. Podle nejaktuálnějších informací je však dokončení třetího reaktoru naplánováno na rok 2014, čtvrtého reaktoru na rok 2015. Mezi příčiny časového skluzu patří především aktualizace projektu a zvýšení bezpečnostních standardů. Průtahy vyvolaly i pře mezi Slovenskem a společností Enel (držitelem 66% podílu ve společnosti Slovenské elektrárne, již patří i jaderná elektrárna v Mochovcích) o zvýšení rozpočtu (Slovensko odblokovalo financování, 31. 7. 2013).

Atomstrojexport bude rovněž pracovat na projektu první jaderné elektrárny v Turecku, ve městě Akkuyu. Jaderná elektrárna bude disponovat čtyřmi reaktory VVER, každý s kapacitou 1 200 MW. Jedná se svého druhu o první projekt, kdy zahraniční firma staví, vlastní a provozuje jadernou elektrárnu (lze se setkat se zkratkou BOO od anglického build-own-operate). Elektrárna v Akkuyu tedy bude ze 100 % vlastněna ruskými společnostmi, Rusko také zajišťuje vyškolený personál pro její provoz. Turecká strana garantuje nákup 70 % elektřiny vyráběné na prvních dvou blocích a 30 % elektřiny z třetího a čtvrtého bloku za předem stanovenou cenu. Se zbytkem elektřiny bude jaderná elektrárna obchodovat na volném trhu (World Nuclear Association, 2010).

V červenci 2012 podepsali představitelé Ruska a Běloruska smlouvu o výstavbě Ostrovecké jaderné elektrárny. Ruská strana zajistí stavbu i finančně – velikost úvěru činí 10 mld. dolarů. Dva bloky běloruské jaderné elektrárny by měly mít kapacitu 1 200 MW každý, jejich uvedení do provozu je naplánováno na rok 2017 a 2020 (Rossija даст Belorussii kredit na AES, 2012).

V roce 2010 bylo v deseti jaderných elektrárnách v Rusku rozmístěno 32 reaktorů s kapacitou 24 242 MW. V téže roce tyto elektrárny vyprodukovaly podle Rosenergoatomu 169,4 mld. kW elektrické energie. Šestnáct z těchto reaktorů je tlakovodních (anglicky: pressurized water reactor – PWR; rusky: vodo-vodjanoj energetičeskij reaktor – VVER)¹⁰⁸, patnáct je lehkovodních grafitových (anglicky: light water graphite reactor – LWGR; rusky: reaktor bolšoj moščnosti kanal'nogo tipa – RBMK). Typ reaktoru RBMK je stejný jako ten, který vybuchl v roce 1986 v Černobyli, a proto je při nesprávném zacházení považován

108 Jedná se o nejrozšířenější typ reaktorů, pracují v Temelíně a v Dukovanech.

za velice nebezpečný. Většina ruských RBMK-1000 však prošla zdokonalením bezpečnostních opatření.¹⁰⁹ Rusko také disponuje jedním rychlým množivým reaktorem (anglicky: fast breeder reactor – FBR; rusky: reaktor na bystrych nějnorach – BN).¹¹⁰

Jako 33. reaktor byl na konci roku 2011 spuštěn čtvrtý blok Kalininské JE. Reaktor typu VVER má kapacitu 1 000 MW. Rosatom uvádí, že reaktor byl zprovozněn s předstihem, a navíc se ušetřilo až 10 % z plánovaného rozpočtu.¹¹¹ K určitému snížení nákladů pravděpodobně došlo v důsledku světového ekonomického útlumu, který ovlivnil ceny stavebních materiálů. V současnosti je v Rusku ve výstavbě celkem 11 jaderných reaktorů, z nich 2 v ruské exklávě – Kaliningradské oblasti. Baltická elektrárna bude mít reaktory typu VVER s kapacitou 1 200 MW každý a bude zásobovat čistou energií nejen Kaliningradskou oblast, ale i sousední státy. Zájem projevilo například Polsko, ruští energetici však doufají v export i do Německa (buď přes Polsko, nebo podmořským kabelem), baltských států a také do Skandinávie. První blok by měl být dokončen v roce 2016, druhý v roce 2018. Tyto reaktory mohou zůstat v provozu až 60 let. Poprvé v historii je povolena účast zahraničních investorů na ruských projektech, a to až do výše 49 %. Zájem projevily například český ČEZ, španělská Iberdrola, italský Enel, na stavbě by mohl vedle Rosatomu pracovat i německý Siemens. Baltická jaderná elektrárna je přímým konkurentem elektrárny ve Visaginas vedle Ignaliny (Litva).

Ve 21. století se čím dál častěji mluví o potřebě malokapacitních mobilních elektráren, které by se daly využít v odlehlých regionech. Ruské zkušenosti s flotilou jaderných ledoborců jsou dobrým základem pro realizaci podobných projektů. Již v roce 2010 byla na vodu spuštěna první plovoucí jaderná elektrárna. Dva reaktory typu KLT-40C na plavidlu Akademik Lomonosov mají celkovou kapacitu 70 MW. Reaktory se staví v loděnicích a pak se kompletní transportují po moři do cílové destinace, kde se připraví pouze plocha pro usazení elektrárny, přívod elektřiny a teplé vody. Tento první PATES (ruská zkratka pro plovoucí jaderný kogenerační závod) bude umístěn ve městě Viljučinsk Kamčatského kraje, kde bude v roce 2013 zahájen provoz v testovacím režimu.

V Sovětském svazu se počítalo s třicetiletou životností jaderných reaktorů, proto měla být většina ruských jaderných reaktorů odstavena v 90. letech nebo začátkem 21. století. Vedení státu však rozhodlo o prodloužení provozu elektráren o 15 až 25 let na základě modernizace a technických zdokonalení jednotlivých částí zařízení.¹¹²

Těžba uranu v Rusku je soustředěna především na jihovýchodě v Čitinské oblasti blízko hranice s Čínou. Uranové doly jsou také v Kurganské a Sverdlovské oblasti. Atomredmetzoloto nebo Uranový holding ARMZ je monopolním dodavatelem uranu pro ruské elektrárny. Holding byl založen v roce 1992 a v roce 2007 obdržel zplnomocnění od Rosatomu pro těžbu uranu a dalších v jaderné energetice využívaných surovin. Podnik těží nejen v Rusku, ale díky podílům v mezinárodních společnostech kontroluje 20 % těžby uranu v Kazachstánu. V roce 2012 dosáhl objem těžby 7,5 tisíc tun (viz Atomredmetzoloto, 2012).

109 V koľské, leningradské a kurské elektrárně stojí reaktory VVER a RBMK, jejichž nízká úroveň bezpečnosti přiměla EU tlačit na bývalé sovětské republiky a Rusko, aby je zavřely. Příkladem je uzavřená elektrárna Ignalina.

110 Informace jsou získány z portálu Tiskového centra pro jadernou energetiku a průmysl (Press-centr atomnoj energetiki i promyšlenosti, n.d.).

111 Viz Departament komunikacij goskorporacii Rosatom, 2011.

112 Prodloužení exploatace jaderných elektráren je celosvětová praktika. Například v USA první licenci na provoz energobloku dávají na 40 let s tím, že ji lze dvakrát prodloužit pokaždé na 10 let. Takže celkem elektrárna může zůstat v provozu 60 let. V roce 2009 byla v Nizozemsku prodloužena životnost energobloků PWR, které jsou v provozu od roku 1974 a 1975 JE Doel o 10 let. Velkou diskusi vyvolalo prodloužení provozu německých elektráren v roce 2010.

Obohacím uranu se zabývá společnost OK RSK, která kontroluje a koordinuje práci čtyř závodů obohacujících uranovou rudu. Obchodním zástupcem Rosatomu na mezinárodním trhu s obohacným uranem je společnost Techsnabexport, která byla založena ještě v roce 1963 a je známa spíše pod názvem TENEX. Jaderné palivo pro Rusko, stejně jako pro 76 reaktorů ve 14 dalších státech, vyrábí společnost TVEL. Jako jeden ze světových lídrů v produkci jaderného paliva je TVEL schopen vyrábět palivo pro ruské VVER a RBMK, pro reaktory na rychlých neutronech BN, plavidlové a výzkumné reaktory a také pro ve světě populární PWR.

Energetické strojírenství v Rosatomu má na starosti společnost Atomenergomash, která se zabývá projektováním, produkcí, dopravou, montáží, inženýrstvím a servisem zařízení pro jaderné elektrárny a teplárny. Atomenergomash má více než 40 dceřiných společností v Rusku, České republice, Maďarsku, Kazachstánu, Bulharsku a Maroku, jejichž produkce je užívána ve 13 % JE světa (viz Rosatom, 2011b). Hlavní specializací Atomenergomashu však zůstává strojírenství. Stavbu elektrárny „na klíč“ zajišťuje Atomenergoproekt (dceřiná společnost Atomenergopromu).

Obnovitelné zdroje energie

Na konci roku 2007 byly v Rusku přijaty legislativní změny, které se staly prvním základním kamenem státního systému podpory vývoje obnovitelných zdrojů. V roce 2009 si Rusko stanovilo za cíl zvýšit do roku 2020 podíl obnovitelných zdrojů ve výrobě elektřiny z 1 % na 4,5 % (což znamená dodatečných 22 GW). V případě dosažení tohoto ambiciózního cíle, který bude stát 44 mld. dolarů (viz IFC, 2010), sníží Rusko emise CO₂ o více než 36 mt ročně. Podle EBRD využití jen 25 % celkového ruského potenciálu v obnovitelných zdrojích by přineslo Rusku dodatečných 175 000 MW (viz EBRD, 2010).

Rusko se jako největší stát na světě nachází v několika klimatických pásech, a je navíc omýváno moři a oceány. Tyto podmínky jsou dobrým základem pro využití energie větru. Nejvýnosnějšími by byly větrné elektrárny na severu státu a na Dálném východě. Do výstavby větrných elektráren se hodně zapojují zahraniční investoři: Dánsko napomohlo výstavbě elektrárny v Kaliningradské oblasti v roce 2002, česká Falcon Capital staví elektrárnu v Kalmykiji, španělská Iberdola Renovables plánuje vystavět další v Krasnodarské oblasti, nizozemská Windlife Energy postaví větrnou farmu v Murmanské oblasti.

Vodní elektrárny jsou v Rusku poměrně významným zdrojem energie. V posledním desetiletí produkují hydroelektrárny 35 až 40 mt r.e. energie ročně, přibližně tolik v průměru generují za rok všechny ruské jaderné elektrárny (viz BP, 2012).. Celkově je Rusko pátým největším producentem elektřiny z vodních zdrojů, veškerý možný potenciál však není ani zdaleka využit. Momentálně se využití odhaduje na 18 % (viz EBRD, 2010).¹¹³

Vzhledem k tomu, že se na ruském území nachází 22 % světových lesů, je potenciál výroby elektřiny z biomasy také nezanedbatelný. Lesy pokrývají kolem 40 % teritoria. Zdroje biomasy ze zemědělství skoro nejsou využity. Kolem 40 termálních elektráren používá biomasu. Jedná se většinou o odpad z dřevozpracujících fabrik (viz EBRD, 2010). Dřevo je také hojně využíváno obyvateli odlehlých vesnic, které nejsou připojeny k veřejným systémům dodávek tepla a elektřiny, jako zdroj vytápění a pro ohřev vody.

Přestože se Rusko nachází v severních šířkách, produkce solární energie ve státě má poměrně velký potenciál. V jižních regionech Ruska je totiž až 300 slunečních dnů ročně. Navíc nízké teploty zvyšují efektivitu solárních panelů.

113 Pro porovnání, Japonsko, USA a Kanada a některé západoevropské státy užívají 50–90 % svého potenciálu (viz Gati, 2008, s. 5).

Rusko také disponuje významnými geotermálními zdroji, které jsou využívány již od roku 1966. Momentálně je ve státě přes 3 000 vrtů, které zásobují přilehlé regiony teplem a elektřinou. Termální voda s teplotou od 30 do 100 stupňů je využívána přímo v zemědělství a dalších odvětvích nebo též jako zdroj tepla pro obytné prostory hlavně na severním Kavkazu a Dálném východě. Geotermální energie v Rusku generuje kolem 92–129 MW elektřiny ročně. Plánuje se rozšíření užití geotermální energie, zejména na Kamčatce, Čukotce a na Kurilských ostrovech.

Většina ruské energie z přílivových vln se nachází v arktických regionech. Velmi perspektivní je zejména Bílé a Ochotské moře. První ruská elektrárna na energii z přílivových vln byla vystavěna v roce 1968 v zálivu Kislaja s kapacitou 400 kW. Elektrárna pracovala bez vážnějších problémů přes drsné přírodní podmínky, v roce 2006 proto v elektrárně proběhla výměna generátoru za silnější, tj. s větší kapacitou. V následujícím roce byla v tomtéž zálivu zprovozněna další elektrárna s kapacitou 1,5 MW. Zájem o přílivové elektrárny projevilo několik ruských společností – Hidro OGK, Sevmash a RusHydro, proto se dá očekávat další růst objemu výroby čisté elektřiny (zejména v arktických regionech).

Nehledě na fakt, že celosvětově jsou obnovitelné zdroje nejrychleji rostoucím sektorem energetiky a v roce 2010 se z nich vyprodukovalo 17–18 % celosvětové konečné spotřeby (total final consumption) (IRENA, 2013), v Rusku, jež má z geografického hlediska obrovský potenciál v sektoru, užívání obnovitelných zdrojů značně zaostává. Mezi příčiny lze zařadit především obrovské zásoby fosilních paliv, které brzdí vývoj alternativních zdrojů. Nízké domácí ceny energií a pasivita vlády vede k tomu, že investoři nejsou pobízeni k výstavbě elektráren na obnovitelné zdroje.¹¹⁴ Těžba a export ropy a plynu zůstávají v seznamu státních priorit, v němž alespoň prozatím není pro obnovitelné zdroje místo. Investoři tedy vyčkávají na změnu státních priorit, což by mohlo přinést daňové úlevy, které zjednoduší podnikání v tomto sektoru. Navíc nedostatek infrastruktury brání exportu a je občas překážkou pro zapojení do veřejných sítí. Podstatným sociálním faktorem je také neinformovanost veřejnosti o oblasti alternativních zdrojů energií a jejich výhodách.

Nastartovat vývoj sektoru obnovitelných zdrojů by mohla spolupráce mezi Ruskem a Globálním environmentálním fondem (Global Environmental Facility), kterou zprostředkovává Mezinárodní finanční korporace (International Financial Corporation) Světové banky. Tyto mezinárodní struktury se totiž chtějí zaměřit hlavně na vytvoření institucionálních a ekonomických podmínek pro vývoj sektoru obnovitelných zdrojů, přičemž mezi své cíle zahrnují též provádění informační kampaně pro potenciální investory (viz IFC, 2010).

Elektřina

Rusko je čtvrtým největším producentem elektřiny po USA, Číně a Japonsku. Celková kapacita ruských elektráren je 228,7 GW. Po rozpadu Sovětského svazu se výroba v období 1990–1998 propadla až o 30 %, což samozřejmě bylo spojeno s celkovou ekonomickou situací a propadem poptávky v Rusku. V letech 1998–2008 se ovšem tento trend obrátil a Rusko zaznamenalo nárůst o 25 % (viz EBRD, 2010).

Kolem 68 % produkční kapacity je tvořeno termálními elektrárnami, 21 % vodními elektrárnami, 10 % jadernými elektrárnami a 1 % zbývá na obnovitelné zdroje. Několik málo generátorů z Dálného východu

114 V legislativě stále ještě nejsou stanoveny mechanismy slíbené výplaty finančních náhrad producentům za nízkou cenu elektřiny na vnitřním ruském trhu. Současně není jasné, jak budou případným producentům kompenzovány náklady na výstavbu elektrické infrastruktury pro zapojení se do sítí.

není zapojeno do sítě. Jinak je však ruská síť elektrického vedení unikátní svojí velikostí: propojuje 70 zvláštních regionálních energetických systémů na ploše 17 098 242 m². Přesto ale do této obrovské sítě není připojeno kolem 10 milionů lidí. Zde se otevírají možnosti pro lokální systémy produkce elektřiny založené na obnovitelných zdrojích.

Rusko disponuje obrovskými kapacitami produkce elektřiny. 440 tepelných a vodních elektráren spolu s 32 reaktory je schopno vyrábět až 224,2 GW elektřiny (viz EIA, 2010, s. 12), z toho 139 GW připadá na tepelné elektrárny – plynové, ropné a uhelné–, přičemž kolem 60 % veškeré elektřiny se produkuje v plynových elektrárnách. V důsledku liberálních reforem ruského hospodářství byly zprivatizovány tepelné elektrárny. Pod státní kontrolou nadále zůstávají elektrárny vodní a jaderné (viz EIA, 2010).

Energetická efektivita

Rusko má obrovský potenciál nejenom v produkci fosilních paliv a generování elektřiny z jádra a obnovitelných zdrojů. Rusko má rovněž možnost ušetřit nezanedbatelné množství energetických zdrojů pomocí zvýšení své energetické efektivity. Konkrétně se jedná o možnost ušetření 240 bcm plynu, 340 mld. kWh elektřiny, 89 mt uhlí a 43 mt surové ropy a ekvivalentů ve formě rafinovaných ropných produktů. V procentním vyjádření – až 45 % celkové primární spotřeby energie (WBG, 2008, s. 5). Samotného plynu mohou Rusové ušetřit tolik, kolik spotřebovaly dohromady Itálie, Německo a Velká Británie za rok 2009. Podle EBRD Rusko potřebuje 7x více energie pro výrobu jednotky HDP, než je západoevropský průměr („Russia moves towards“, 2010). Stručně řečeno, Rusko má co zdokonalovat.

Vysoká energetická intenzita¹¹⁵ státu je důsledkem několika faktorů. Jedním z nich je sovětské dědictví. Komunistické vedení kladlo důraz na vývoj těžkého průmyslu, který byl a zůstává obrovským spotřebitelem energie. Navíc díky energetické soběstačnosti a zdánlivě neomezenému objemu energetických surovin na území státu docházelo k plýtvání zdroji. Ekonomika se vyvíjela extenzivně, ne intenzivně. Energetické zdroje, jejich „neomezenost“ a nízká cena byly vnímány jako sociální statek.

V současnosti velká část výrobců nespěchá se snižováním své energetické intenzity. Důvodem je rychlejší růst ceny produkovaných výrobků než ceny energetických surovin. I z tohoto hlediska jsou liberální reformy energetického sektoru, zejména s ohledem na cenovou politiku, naprosto nezbytné (viz Trudeau & Murray, 2011, s. 12).

Největšími spotřebiteli energie státu jsou sektory energetiky, průmyslu, bydlení a dopravy. V každém z nich by Rusko mohlo ušetřit od 55 do 75 tun uhelného ekvivalentu (viz Charap & Safonov, 2010, s. 139).

Největším spotřebitelem plynu v Rusku je elektroenergetika, která ročně potřebuje až 170 bcm suroviny – 40 % celkové spotřeby státu (viz Bashmakov, 2005). Pro porovnání, veškerý potrubní export ruského plynu v roce 2012 činil 186 bcm (viz BP, 2013). Pro energetický sektor Ruska je charakteristická existence velkých monopolů, které nejsou zainteresovány na zvýšení energetické efektivity, jež by vedla ke snížení poptávky po energiích. Tyto společnosti mají nezanedbatelný potenciál ovlivnit vládní rozhodnutí. Propojení jednotlivých průmyslových sektorů do velkých konglomerátů je občas také překážkou přirozeného modernizačního procesu. Těžba a zpracování uhlí je například propojena s metalurgií, takže metalurgové

115 Energetická intenzita se měří rozdělením celkové spotřeby na jednotku HDP.

dostávají nutnou energii za výhodnou cenu a nepotřebují šetřit. Těžaři naopak mají jistotu, že celou svou produkci realizují, proto nejsou nuceni pod vlivem konkurenčních tlaků modernizovat zařízení, a tím pádem zvyšovat energetickou efektivitu.

Energeticky nákladná je nejenom těžba uhlovodíků, jejich zpracování a výroba elektřiny v zastaralých elektrárnách. Ve značně bídném stavu se nachází i transport zdrojů energie ke spotřebitelům. Například v roce 2006 ztráty v síti spolu s energeticky nákladným provozem kompresních stanic ochudily ruské producenty plynu o 39 bcm (viz Charap & Safonov, 2010, s. 140).

Ruský rezidenční sektor spotřebovává přibližně tolik energie na hlavu jako v Kanadě, jejíž klima se podobá ruskému. Plocha obytných prostor na hlavu je ovšem v Kanadě 3x větší než v Rusku a množství a velikost elektrospotřebičů v Kanadě je také podstatně větší. Ruský zastaralý bytový komplex postrádá regulátory topení, proto domácnosti poměrně často přistupují k otevírání oken, aby přizpůsobily teplotu svým potřebám. Podle některých zdrojů je tento únik tepla srovnatelný s roční výrobou elektřiny veškerými jadernými elektrárnami Ruska (viz Kulagin, 2008, s. 4). K obrovským ztrátám tepla dochází i během výroby a transportu tepla. Příčiny vysoké energetické spotřeby v rezidenčním sektoru jsou především cenová politika státu, neexistence měřicích přístrojů a také zastaralost bytového komplexu. Například úroveň opotřebování vodovodních systémů je 65 %, elektrického vedení 58 %, kanalizace 56 %; kolem 30 % veškeré infrastruktury bytového komplexu již vypršel termín životnosti. Obnova bytového komplexu je proto naprosto nezbytná. Podle Světové banky by bylo možné v tomto sektoru ušetřit až 49 % spotřeby (53,4 milionů tun r.e.) (viz WBG, 2008, s. 9).

Průmyslový sektor Ruska je poměrně zastaralý. Většina zařízení byla nainstalována před desítkami let a kvůli tradičně nízké ceně za elektřinu spotřebovává nepřiměřený počet kilowatt za hodinu. K efektivnímu využití energie nepřispívalo ani to, že vysoká spotřeba byla ukazatelem hospodářského progresu – stát se držel logiky, že když spotřebuje obrovská kvanta energie, znamená to, že průmyslová základna se rozšiřuje a ekonomika celkově vzkvétá (Charap & Safonov, 2010, s. 140). V současnosti má Rusko podle odborníků ze Světové banky potenciál ušetřit až 38 % spotřeby energie v sektoru průmyslu – v ropném ekvivalentu to dělá 41,5 milionů tun (viz WBG, 2008, s. 10), přičemž právě v průmyslovém sektoru, který je již dávno plně liberalizován, by zvýšení energetické efektivity mělo být nejjednodušší, protože se jedná o investování do přímého navýšení zisků podniků. Proč je v tomto případě zaznamenáván minimální pokrok? Zaostávání procesu snížení energetické intenzity v sektoru průmyslu se dá vysvětlit nedostatkem kapitálu pro dlouhodobou investiční politiku do celkové modernizace, což je vlastně důsledkem nízké uvědomělosti mezi top manažery společností o možnostech a výhodách snížení energetické intenzity. Ze strany vlády je proto namísto nabídnout nejen finanční prostředky s nízkým úrokem, ale i provést informační kampaň o energetické efektivitě.

Sektor dopravy je také významným spotřebitelem energie ve státě. V období od 1998 do 2008 energetická spotřeba v dopravním sektoru Ruska vzrostla o 25 % (viz Trudeau & Murray, 2011, s. 28). V Rusku stejně jako v celém světě narostl zejména počet osobních automobilů. Hlavními cíli vlády by měly být modernizace, zefektivnění a následně zvýšení popularity hromadné dopravy. Ke snížení počtu aut na často ucpaných ulicích měst by napomohlo zavedení fiskálních opatření. V případě investování 124–130 mld. dolarů do tohoto sektoru je možné ušetřit až 38,3 mil. tun r.e. – 41 % celkové spotřeby dopravního sektoru (viz WBG, 2008, s. 11).

Samostatnou otázkou je spalování asociovaného plynu. Podle Charapa a Safonova v průměru v Rusku dochází ke spalování až 38 bcm asociovaného plynu ročně (viz Charap & Safonov, 2010, s. 140), což se pro porovnání rovná ruskému exportu do Německa. Podle Ministerstva přírodních zdrojů Ruska se jedná o 35 až 40 bcm asociovaného plynu ročně. IEA se ale na základě satelitních snímků domnívá, že objem spalovaného plynu může být až dvakrát větší (viz Kulagin, 2008, s. 5). Tak obrovské rozdíly v jednotlivých údajích nasvědčují problému nedostatečného monitorování situace. V důsledku značné odlehlosti

nalezišť poskytují ropné společnosti vládním strukturám pouze přibližné odhady, aniž by se musely bát kontroly, protože administrativa nedisponuje ani finančními prostředky, ani lidskými zdroji, dokonce ani autoritou pro řádné a pravidelné monitorování dodržování omezení na spalování plynu. Ropné společnosti v jednotlivých regionech jsou totiž často jediným zaměstnavatelem a zdrojem příjmu pro regionální pokladnu, proto je vyjednávací pozice místních správních orgánů relativně slabá.

Obrovské plýtvání cennou surovinou ze strany těžařů zapříčiňuje také nedostatek infrastruktury. Gazprom jako majitel 90 % veškerého potrubí navíc ve státě zneužívá svého monopolního postavení k nákupu plynu od nezávislých společností za zlomek ceny. Penále za spalování asociovaného plynu jsou také nízká. Do tohoto palčivého problému zasáhl přímo i prezident D. Medveděv, když na začátku roku 2009 podepsal dekret nařizující zvýšení využití asociovaného plynu do roku 2012 na 95 %. Těžařské společnosti povinně vypracovaly projekty pro využití asociovaného plynu. Lukoil – jeden z lídrů v plnění vládních direktiv – například za poslední 4 roky investoval do utilizace asociovaného plynu 7,5 mld. RUR (přes 260 mil. dolarů) (viz Lukoil, 2011) a podle svého programu by měl v roce 2012 využívat celkem 95,8 % asociovaného plynu. Nicméně lhůty implementace nařízení o povinné utilizaci 95 % asociovaného plynu byly na nátlak energetických producentů prodlouženy.

Proč usilovat o zvýšení energetické efektivity?

Obecnými výhodami energetické efektivity je: 1) snížení objemu investic do energetické infrastruktury; 2) zvýšení konkurenceschopnosti zboží a prosperity spotřebitelů; 3) snížení závislosti na energetických zdrojích, s čímž souvisí i posílení energetické bezpečnosti v případě závislosti na importu energie; 4) environmentální výhody – snížení globálních emisí a zlepšení lokální ekologické situace (viz Trudeau & Murray, 2011, s. 7).

Co se týče konkrétních finančních výhod, podle odhadu Světové banky by dosažení maximální energetické efektivity stálo Rusko celkem 320 mld. dolarů. Výsledně by investoři a spotřebitelé ušetřili 80 mld. dolarů ročně, takže návratnost činí čtyři roky. Přitom by však celkový výnos pro ruské hospodářství byl ještě vyšší – 120–150 mld. dolarů ročně (viz WBG, 2008, s. 5). Obrovské částky by se daly vydělat především z exportu. Celkový export plynu v roce 2009 (potrubní a zkapalněný) činil 183 mld. m³, Rusko ale může tento objem více než zdvojnásobit, nezatěžujíc přitom životní prostředí novými vrty. Zvýšení energetické efektivity by také napomohlo k řešení problému exportu plynu, jehož objemy Rusko v poslední době nemůže naplnit vlastními silami.

Zvýšila by se též konkurenceschopnost produkce ruského hospodářství, která v současnosti hraje roli spíše levnějšího substitutu importního zboží. Zároveň by se snížila výdajová složka státních a regionálních rozpočtů, protože by klesly provozní náklady¹¹⁶ a také objem subvencí na plyn a elektřinu. Nesmíme zapomínat také na příznivý efekt na životní prostředí. Rusko má potenciál snížit svoje emise o 793 milionu tun ročně (což dělá 50 % ruských emisí v roce 2005) snížením své energetické intenzity (viz WBG, 2008, s. 25). Zvýšení energetické efektivity je také spojeno s obměnou zastaralého zařízení, renovací budov a opravami, které se neobejdou bez nových pracovních míst. Následné změny ale mohou vést naopak k větší nezaměstnanosti, protože nová zařízení jsou obvykle méně náročná na lidské zdroje. Pracovník obsluhující novou techniku bude ale také potřebovat jistou úroveň vzdělání.

116 Podle Světové banky by státní a regionální rozpočty mohly ušetřit na samotných výdajích na provoz od 3 do 5 mld. dolarů (viz WBG, 2008, s. 23).

Důležitým přínosem bude také zvýšení stability energetických dodávek v důsledku snížení nároku na energetickou infrastrukturu, které jednoznačně přispěje k plynulému ekonomickému vývoji.

Pozice vlády v otázce energetické efektivity

Ruská vláda si je již dlouho vědoma problému energetické efektivity, přesto ale konkrétní kroky směřující k řešení problému byly podniknuty až v posledních letech. V roce 2008 prezident Medveděv ve svém nařízení určil cíle pro snížení energetické intenzity o 40 % v období 2007–2020 a také se zavázal finančně podpořit projekty využití energie obnovitelných zdrojů. O rok později byl přijat zákon, podle něhož se budou uplatňovat omezení na prodej klasických tepelných (inkandescentních) žárovek, elektrické spotřebiče budou mít povinně nálepkou s informacemi o spotřebě energie, budou zavedeny nové standardy pro výstavbu nových budov, do roku 2011 by měly být zavedeny měřiče na vodu, elektřinu a teplo v rezidenčním sektoru, energeticky náročná odvětví budou muset provádět výzkum, jehož cílem bude najít cesty k šetření energie atd. (viz „Zákon č. 261“, n.d.). V tomtéž roce byla přijata i Energetická strategie Ruska do roku 2030, jejíž druhá fáze je přímo zaměřena na zvýšení energetické efektivity.

Podle Safonova a Charapa je zviditelnění problému ruské energetické intenzity zásluhou prezidenta Medveděva, který udělal ze zvýšení energetické efektivity neoddelitelnou součást své strategie modernizace ekonomiky a jednu z priorit vlády (viz Charap & Safonov, 2010, s. 125–126). Přesto však nelze veškerou zásluhu připisovat Medveděvovi. Spíše je možné konstatovat, že Rusko již dlouho šlo k určitým krokům ve směru snížení energetické intenzity. Rok 2008 byl například tehdejším premiérem V. Zubkovem vyhlášen jako rok energetické efektivity. Přesto ale nová nařízení neznamenají automatický pokrok, alespoň ne v případě Ruska.

Současná legislativa bude muset zápasit s řadou administrativních, ekonomických a sociálních překážek. Za prvé se předpokládá, že na dodržení nových požadavků a limitů bude dohlížet regionální administrativa. Tam ale často chybí odborná způsobilost, financování a hlavně autorita. V zákoně z roku 2009 jsou vlastně stanoveny pouze cíle, přitom ale není uveden konkrétní způsob jejich implementace (viz „Zákon č. 261“, n.d.). Ruský byrokratický aparát má pověst poměrně pomalého a líného tělesa, proto přijetí legislativních opatření zdaleka neznamená definitivní úspěch. Dalším problémem je neexistence volného trhu s energiemi. Přes určité snahy ruské vlády liberalizovat trh s elektřinou zůstává plyn a jeho dodávky plně v rukou monopolu. Spotřebitelé si nemohou vybírat dodavatele elektřiny nebo tepla, a zpětně tak nutit distribuční firmy zvyšovat svoji energetickou efektivitu. Zvýšení energetické efektivity v Rusku brání také nízká úroveň sociálního uvědomění problému. Otázky ekologie nepatří mezi primární zájmy řadových občanů, proto implementace nových zákonů naráží na nesouhlas daňových poplatníků ohledně vynaložení finančních prostředků.

Vládní administrativa se neomezila jenom na legislativní změny. Pro řešení problému energetické efektivity Ruska byla vytvořena celá řada výzkumných center a agentur. Mezi nimi má zvláštní postavení agentura Ruské Centrum pro energetickou efektivitu (CENEF).¹¹⁷ Mezi její cíle patří rozpracování celostátní a regionální politiky, programů a legislativy zaměřené na zvýšení energetické efektivity a také pomoc během reformování systému zásobování rezidenčního sektoru teplem a elektřinou.

117 Oficiální portál organizace je cenef.ru.

Závěr

Přestože ropný a plynový sektor hraje nepostradatelnou roli při naplnění příjmové složky ruského státního rozpočtu, ostatní sektory energetiky jsou také významnými strůjci státního blahobytu. Rusko je jedním z lídrů v produkci a exportu uhlí. Stát také disponuje vědecko-technickým potenciálem a v 21. století již i finančními možnostmi pro razantní navýšení generace elektřiny z jádra. Potenciál obnovitelných zdrojů státu sice ještě nebyl detailně prozkoumán, prognózy EBRD však tvrdí, že objem „zelené“ energie vyrobené v Rusku by mohl dosáhnout neuvěřitelných 700 000 MW. Uhlí, jádro a obnovitelné zdroje energie by se mohly v budoucnu stát základem ruského masivního exportu elektřiny.

Potenciál energetického sektoru v Rusku se skrývá rovněž ve snížení spotřeby, k níž by mohla vést tolik potřebná modernizace. Neefektivní využití energie, zastaralá infrastruktura, přetrvávající prvky socialismu v rezidenčním sektoru a spalování plynu denně připravují ruský rozpočet o miliony rublů. Většina problémů energetického sektoru Ruska by se přitom dala řešit efektivnější státní administrativou a kompletní liberalizací odvětví.

Kapitola 2. Ruští národní šampioni: postavení firem

Po rozpadu Sovětského svazu nastalo období privatizace.¹¹⁸ Ropné a plynové společnosti byly různě zkoncentrovány nebo rozdrobeny na větší či menší podniky. Momentálně ve státě podniká kolem 25 vertikálně integrovaných společností. Některé z nich mají spíše regionální pole působnosti, jiné participují na projektech v odlišných regionech Ruska a často se také angažují v zahraničí. Právě o těchto „národních šampionech“ – největších a nejvýznamnějších společnostech Ruska v sektoru ropy a plynu, které jsou zároveň největšími přispěvateli do federálního rozpočtu – bude pojednávat následující kapitola.

Kapitola je členěna podle jednotlivých energetických společností. Ze začátku se budeme věnovat státním společnostem Gazprom a Rosněfť a pak soukromým vertikálně integrovaným společnostem Ruska: Lukoilu, TNK-BP a Novateku. Vzhledem k tomu, že si nemůžeme dovolit na tak omezeném prostoru detailní analýzu, omezíme se na několik okruhů informací, které čtenář najde o každé zmíněné společnosti. Rozbor podniku začneme popisem vzniku a vývoje firmy, pak přejdeme k jejím ekonomickým ukazatelům – zásobám, objemu těžby a exportu, pokračovat budeme vztahem mezi podnikem a politickým vedením Ruska a nakonec prozkoumáme zahraniční aktivity firmy. Tyto údaje však budou chybět u Novateku, protože se společnost v zahraničí vůbec neangažuje.

Gazprom

Chlouba Kremlu OAO Gazprom je nejbohatším podnikem Ruska: v roce 2005 podíl Gazpromu na ruském HDP činil 8 % a podnik zajistil 25 % příjmové složky federálního rozpočtu (Makarova, 2008, s. 6). Dokonce i během krize Gazprom přes docela těžké finanční období dokázal poskytnout vládě kolem 6,5 % státních příjmů. O významu podniku vypovídá i to, že v roce 2010 Gazprom zajistil kolem 80 % ruské těžby plynu a 15 % celosvětové. Plynový monopol se může opřít o největší zásoby na světě: jeho podíl na celosvětových plynových kapacitách je skoro pětinnový. Energetický kolos, který posledních pár let rozšiřuje svoje aktivity na ropný sektor a elektřinu, zaměstnává skoro 400 tis. lidí.

Vznik a vývoj¹¹⁹

Gazprom vznikl z původního sovětského Ministerstva plynu,¹²⁰ proto jeho struktura zachovává rysy centrálního plánování a kombinuje tržní a kontrolní funkce – Gazprom kontroluje šíření informací v sektoru. Hlavním iniciátorem vzniku nového podniku a také prvním prezidentem Gazpromu se stal Viktor Černomyrdin.¹²¹

118 O průběhu a výsledcích této poněkud divoké privatizace pojednává kapitola o energetickém sektoru Ruska.

119 Viz Leshchenko, 2009.

120 V roce 1989 bylo Ministerstvo plynu reorganizováno do státně kontrolovaného výboru, který byl brzy po rozpadu SSSR rozdělen mezi Bělorusko (1,5 %), Ukrajinu (9,5 %) a Rusko (89 %). Z ruské části výboru pak vznikla uzavřená akciová společnost a poté, v roce 1992, se Gazprom konečně otevřel investorům (Victor & Victor, 2006).

121 Viktor Černomyrdin byl ministrem plynového průmyslu Sovětského svazu v letech 1985–1989, pak byl do roku 1992 předsedou výkonné rady Gazpromu. V letech 1992–1998 byl Černomyrdin předsedou vlády Ruska a v letech 1999–2000 – předsedou správní rady Gazpromu.

Privatizační proces byl započat v roce 1992 nařízením prezidenta Ruské federace č. 1333. V roce 1994 byl již Gazprom částečně privatizován. Stát v letech 1993–2004 disponoval 35–40 % společnosti, ruské právnické osoby 35–40 %, fyzické osoby s ruským občanstvím (většinou zaměstnanci Gazpromu, zejména vrcholný management) 15–20 % a cizinci měli na Gazpromu 10–12% podíl. Vzhledem k tomu, že zákon zakazoval cizincům vlastnit více než 20% podíl Gazpromu, začaly ruské brokerské společnosti obcházet tato omezení nákupem akcií Gazpromu svým jménem a pak tento majetek spravovaly. V současnosti je proto těžké s naprostou přesností zjistit všechny vlastníky Gazpromu. Kvůli tomu, že zahraniční majitelé Gazpromu nemohli přímo a aktivně obchodovat se svými podíly, potýkala se společnost s nedostatkem kapitálu. Liberalizace Gazpromu byla nutným předpokladem pro řešení ekonomické krize firmy, ovšem z politického hlediska „rozprodávání“ státního monopolu nepřipadalo v úvahu. Zejména Putin byl zastáncem většinového podílu státu v plynovém monopolu, a proto se brzy po jeho inauguraci na post prezidenta státní podíl zvětšil na 50,002 %. V červnu 2000, pouze jeden měsíc po inauguraci, Putin dosáhl výměny V. Černomyrdina za svého blízkého spolupracovníka (a budoucího prezidenta) D. Medveděva na pozici šéfa správní rady Gazpromu. V květnu 2001 došlo k další změně na klíčové pozici v podniku: Rema Vjachireva, který stál v čele Gazpromu od roku 1992, nahradil Alexej Miller¹²² – Putinův kolega z kanceláře primátora Petrohradu.¹²³

Ve 21. století prošel Gazprom vnitřní (nucenou) reformou s cílem liberalizace a zprůhlednění celého sektoru plynového průmyslu, ve kterém hrál dominantní roli. Existence desítek dceřiných společností, které produkovaly, dodávaly a obchodovaly se surovinou a přitom velice těsně spolupracovaly, učinila z Gazpromu velice neprůhlednou a těžkopádnou firmu. V portfoliu Gazpromu navíc byly nejen firmy spojené s těžbou surovin. Gazprom také vlastnil agrární půdu, strojírenské továrny, banky a jiné podniky, které neměly nic společného s těžebním profilem firmy.

Nezávislé plynové společnosti navíc vinily Gazprom s diskriminačních podmínek pro přístup k transportní síti. Západ dokonce mluvil o interní reformě Gazpromu jako podmínce pro vstup do WTO. Zastáncem strukturálních reforem v Gazpromu a plynovém průmyslu Ruska jako celku byl ministr ekonomického rozvoje a obchodu G. Gref podporovaný Antimonopolním úřadem Ruska. Velice vlažně se k liberalizaci monopolu zpočátku stavěli Alexej Miller i samotný Vladimir Putin.

První fáze reformy byla provedena v letech 2002–2004. Došlo ke zlepšení regulačních procedur, kontroly nad jednotlivými odděleními a transparentnosti účetnictví. Druhá fáze reforem začala v roce 2005 a jejím cílem nebyly strukturální změny, jak radil Gref, ale jenom rozvázání právních vztahů mezi jednotlivými částmi společnosti – dceřiné společnosti Gazpromu se staly více nezávislými a méně provázanými mezi sebou (alespoň z právního hlediska) (Stern, 2005, s. 192–197). Výsledkem reforem byla hlavně liberalizace přístupu k transportní síti plynovodů, kterou vlastní Gazprom, a následné navýšení objemu „negazpromního“ plynu, který touto sítí putoval.

122 Alexej Borisovič Miller je původem z Petrohradu. Spolu s Putinem v letech 1991–1996 pracoval v oddělení pro vnější styky kanceláře primátora města Petrohrad. Od roku 2001 je předsedou představenstva Gazpromu a od roku 2002 je i náměstkem předsedy správní rady Gazpromu.

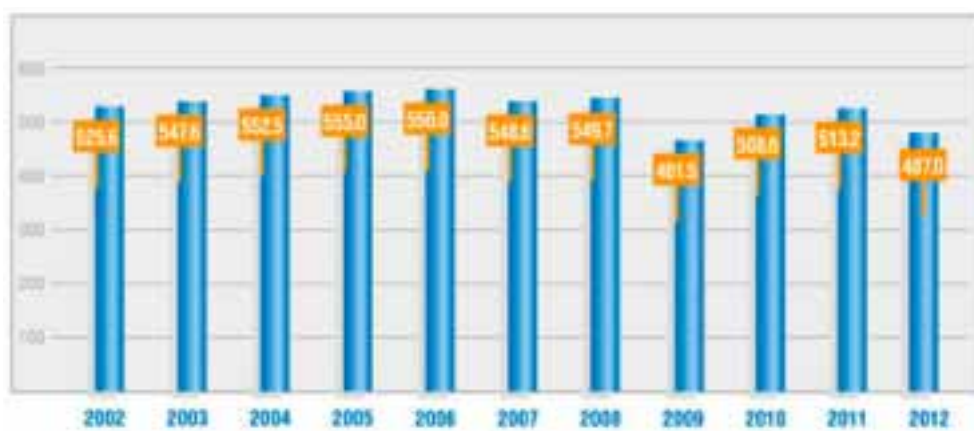
123 Postupně se Gazprom stal strukturou, v jejíchž řídicích pozicích se ocitli nejbližší Putinovi spolupracovníci, kteří vytlačili starý management. V roce 2008 bylo 11 členů z 19členného řídicího výboru Gazpromu buď z komerčních a státních institucí Petrohradu, nebo blízcí známí prezidenta, občas oboje. Například členka řídicího výboru a hlavní účetní Gazpromu E. A. Vasiljeva ještě v roce 1999 pracovala v mořském přístavu Petrohrad. Další člen výboru V. A. Golubev stejně jako Putin dlouhodobě pracoval pro kancelář primátora Petrohradu a KGB. A. V. Kruglov je také původem z Petrohradu, kde spolu s Putinem a Millerem pracoval v oddělení pro vnější styky kanceláře primátora, pak od roku 2002 začal pracovat v Gazpromu. O. P. Pavlova je v současnosti vedoucí oddělení správy majetku Gazpromu, dříve také pracovala v kanceláři primátora Petrohradu atd. (viz Gazprom, 2009b).

Poněkud kontroverzně se prováděla investiční politika podniku: za období 2001–2007 investice Gazpromu do vývoje vlastního plynárenství činily něco přes 27 mld. dolarů, přitom za nákup aktiv v Rusku a zahraničí v letech 2003 až 2007 podnik utratil 44,6 mld. dolarů. Musíme také poznamenat, že 30 z těchto 44,6 mld. dolarů bylo utraceno za nákup aktiv, která nepatří do oblasti plynárenství (viz Gazprom, 2009a; Němcov & Milov, 2008). Zároveň se minimálně investovalo do těžby na Jamalu, který podle původních plánů měl být v plném provozu už v 90. letech. Vyčerpanost vlastních zdrojů Gazprom nahrazoval zvýšenou poptávkou po středoasijském plynu nebo akvizicemi plynových společností, případně jejich podílů. V posledních letech se však situace pomalu mění: Gazprom měl v plánu navýšit svoje investice do těžby o 40 % v roce 2009, s tím, že v letech 2009–2010 objem investic dosáhne 65 mld. dolarů (výdaje na akvizice měly být naopak podstatně sníženy v porovnání s předchozím obdobím) (Russia: Gazprom Investment, 2008). V důsledku finanční krize byl ale nakonec celkový investiční program revidován a snížen skoro o 16 %. Upřednostňovány jsou především těžební projekty na Dálném východě a východní Sibiři, které v budoucnu budou exportovat plyn do Asie. Naopak omezeny byly výdaje na Jamal a Štokman („Gazprom’s Investment“, 2009).

Těžba, zásoby a export surovin

Gazprom kontroluje kolem 70 % veškerých ruských zásob plynu a zároveň kolem 85 % ruské produkce plynu, což podniku zaručuje výsadní postavení v sektoru. Kromě toho Gazprom také zdědil sovětskou plynovou infrastrukturu, a proto má momentálně k dispozici přes 160 tis. km plynovodů, 215 kompresních stanic a 25 úschovných zařízení. Na Gazprom připadá kolem 15 % celosvětové produkce plynu. Jak ukazuje následující obrázek, světová finanční krize se významně projevila na objemech Gazpromem vytěžené suroviny. V roce 2009 se jednalo o 16% pokles v porovnání s rokem 2008. Pokles těžby v roce 2012 lze vysvětlit stagnací produkce plynu Gazpromem a také poklesem poptávky po ruském plynu na zahraničních trzích.

Obrázek č. 1: Vývoj těžby Gazpromu (bcm)



Zdroj: Gazprom, 2013

Celkové zásoby monopolní společnosti přesahují 33 tcm. Největší plynová pole Gazpromu jsou Jamburg, Medvežje a Urengoj, která jsou však v provozu již přes 20 let, a proto jejich produkce dlouhodobě klesá. Na začátku 90. let tato tři ložiska společně poskytovala přes 500 bcm ročně. Dnes se jedná spíše o necelých 300 bcm ročně. Kompenzovat tyto objemy by měla nová naleziště, jako například Južno-Ruskoje, Zapoljarnyje, Vyndojachtinskoje a další.

Z hlediska marketingu musí státní monopol prodávat více než 50 % plynu v samotném Rusku bez ohledu na fakt, že by z ekonomického hlediska byl export plynu výhodnější. Prodej plynu za nižší ceny na vnitřním trhu napomáhá hospodářství a také je svého druhu sociální podporou pro obyvatelstvo. Vedení Gazpromu již léta bojuje za zvýšení interních cen plynu a jak je patrné z předchozí kapitoly, dosahuje určitých úspěchů. Tento charitativní prodej plynu lze vlastně vnímat jako určitou daň za monopolní postavení Gazpromu. V roce 2012 Gazprom obchodoval na vnitřním trhu s 250 bcm plynu, do zahraničí putovalo 203 mld. m³. Mezi největší spotřebitele ruského plynu v zahraničí lze zařadit především Německo, Turecko, Itálii, Polsko a Velkou Británii. Pro znázornění objemu exportu Gazpromu předkládáme následující tabulku.

Tabulka č. 6: Importéři plynu Gazpromu v roce 2012 (bcm)

Country	Sales volume	Country	Sales volume
Germany	34.0	Netherlands	2.9
Turkey	27.0	Romania	2.5
Italy	15.1	Bulgaria	2.5
Poland	13.1	Denmark	0.3
UK	11.7	Greece	2.5
Czech Republic	8.3	Serbia	1.9
France	8.2	Slovenia	0.5
Hungary	5.3	Switzerland	0.3
Slovakia	4.3	Bosnia and Herzegovina	0.3
Austria	5.4	Macedonia	0.1
Finland	3.7		

Zdroj: Gazprom, 2013

Vztah mezi Gazpromem a státem

Jak již bylo zmíněno, ruská vláda momentálně vlastní přes 50 % akcií Gazpromu. Mezi vedením společnosti a státu dochází k personálnímu prolínání: A. Miller byl náměstkem ministra energetiky ještě rok předtím, než se stal šéfem Gazpromu; bývalý prezident Ruska D. Medveděv byl v roce 2000 jmenován předsedou správní rady Gazpromu; jak správní rada, tak i výkonný výbor společnosti jsou z většiny sestaveny z bývalých vládních činitelů.

Státní monopol neomezuje svoje aktivity jenom na plynárenství. Gazprom často plní roli „neviditelné ruky Kremlu“, která „nenápadně“ zestátňuje jednotlivé podniky. Většinou se jedná o významná odvětví s potenciálem ovlivnění veřejného mínění. Jednou z dceřiných společností Gazpromu je například Gazprom Media, přičemž tato společnost má i vlastní televizní program. Gazprom je též přítomen v letecké

přepravě, pojišťovnictví (firma Sogaz), bankovním sektoru (Gazprombank) a také vlastní jeden z největších penzijních fondů – NPF Gazfund. Plynový monopol usiluje o zvýšení své popularity pomocí 26 kulturních center, sportovních komplexů a nemocnic. Gazprom je rovněž největším vlastníkem zemědělské půdy, má pivovar a uzenářství. V těchto „neplynových“ aktivitách Gazpromu je zaměstnáno kolem 38 % personálu (Makarova, 2008).

V energetice je Gazprom zastoupen nejenom v plynárenství, ale také v těžbě ropy – Gazpromněft¹²⁴ – a jejím zpracování – pod kontrolou Gazpromu je například největší rafinerská společnost Ruska SIBUR. Tato všudypřítomnost Gazpromu skoro ve všech odvětvích státního hospodářství dovoluje Kremlu zvyšovat státní podíl a kontrolu v ekonomice, aniž by se mluvilo o přímé centralizaci moci.

Zahraniční angažmá

Aktivity Gazpromu v zahraničí jsou natolik rozsáhlé, že ambicí této kapitoly rozhodně nemůže být jejich analýza. Pokusíme se však ve stručnosti představit, ve kterých státech je Gazprom přítomen a jaké aktivity tam provádí.

Výzkumem ložisek a produkcí fosilních paliv se Gazprom zabývá ve Venezuele, Bolívii, Alžírsku, Nigérii, Libyi, na šelfu Indie a Vietnamu. Ve Venezuele se Gazprom angažuje v rámci společného podniku pěti ruských ropných společností s názvem Národní ropné konsorcium. Gazprom rovněž těží ve Střední Asii – v Uzbekistánu, Kyrgyzstánu a Tádžikistánu. V roce 2010 Gazprom také podepsal smlouvu o rozpracování dvou off-shore bloků v Rovníkové Guineji.

Evropa je hlavním odběratelem ruského plynu, a proto je logické, že Gazprom usiluje o potvrzení svých pozic na evropském území účastí ve společných podnicích dopravujících ruskou surovinu nebo s ní obchodujících. Gazprom se podílí na marketingu svého plynu ve Velké Británii, Dánsku, Francii, Maďarsku, Bulharsku, Rakousku, ČR, Finsku, Francii, Německu, Řecku, Itálii, Turecku a na Slovensku, stejně tak na Balkáně a na Baltu. Například v Německu Gazprom prodává plyn přes šest společností: Agrogaz (100% podíl), WIEH (50% podíl, druhý akcionář – Wintershall), Ditgaz (49 %, partnerem je E.ON Ruhrgas), Gazprom Germania, ZMB (po 100 %) a také přes Verbundetz. Společnost VINGAZ byla vytvořena s cílem výstavby a servisu plynového potrubí a také obchodu s plynem. Gazprom vlastní 35 %, dalším akcionářem je Wintershall. Díky dodávkám zkapalněného plynu byl Gazprom v roce 2009 přítomen i na americkém, mexickém, japonském a jihokorejském trhu, kde obchodoval se skoro 2 bcm (Gazprom, 2009a). Dalším významným aktivem Gazpromu v Evropě je 50% podíl v Central European Gas Hub GmbH (CEGH), který má pod kontrolou jeden z největších plynových uzlů ve střední Evropě v Baumgartenu. Právě Baumgarten měl doplňovat infrastrukturu diverzifikačního projektu EU Nabucco, jehož rivalem je ruský South Stream. I tento nákup přispěl k tomu, že Gazprom je často odborníky vnímán jako nástroj pro uspokojení zahraničních ekonomických zájmů Kremlu. Ekonomické aktivity monopolu v zahraničí často suplují politické preference Ruska nebo se stávají základem pro posílení politických vazeb mezi státy.

124 Gazpromněft byla vytvořena na základě ropného gigantu Sibněft, kterou původně vlastnil Roman Abramovič.

Rosněř

Vznik a vývoj

Sovětské Ministerstvo ropného a plynového průmyslu bylo v roce 1991 reorganizováno do společnosti Rosněřgaz, která byla po dvou letech přejmenována na Rosněř. Od roku 1995 je Rosněř akciovou společností. 90. léta nebyly pro Rosněř, na rozdíl od dalších ruských ropných společností, nijak úspěšné. Jak těžba, tak i zpracování ropy klesaly. Personální změna ve vedení společnosti (na konci 90. let se S. Bogdančikov stal prezidentem Rosněřti, na této pozici vydržel do roku 2010) nastolila ekonomický růst, ke kterému samozřejmě přispěly i rostoucí ceny ropy spolu s vládní politikou.

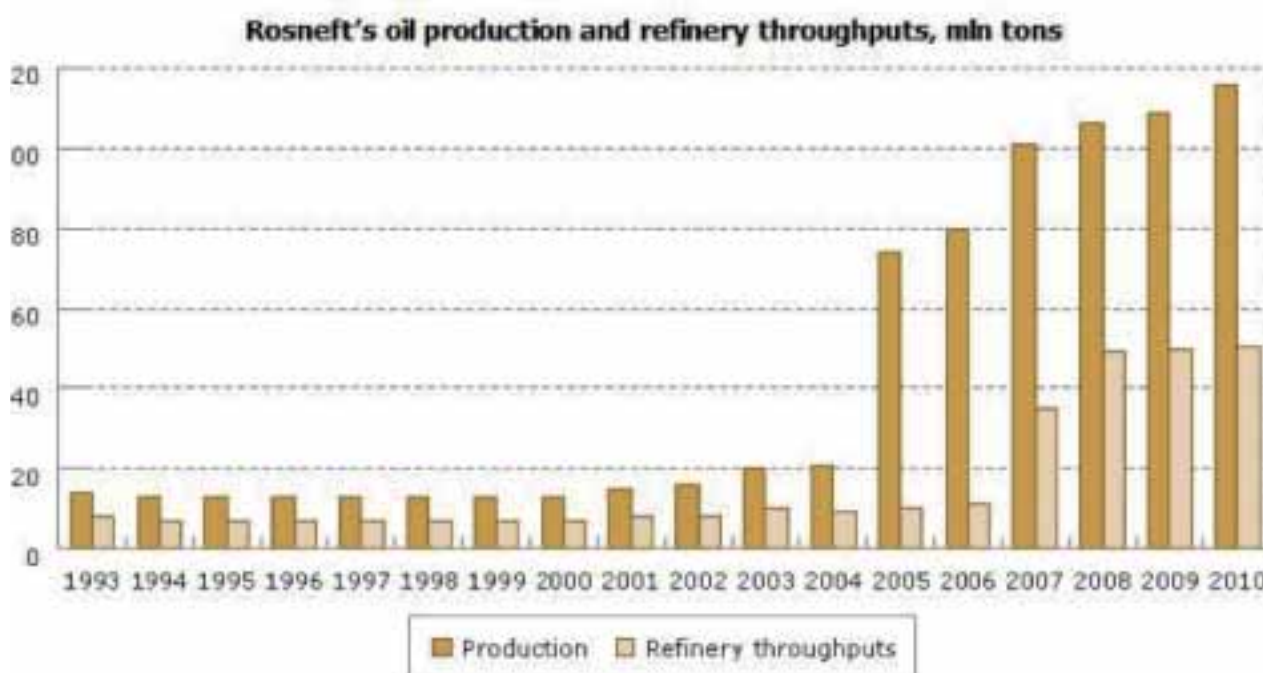
Od počátku 21. století objem těžby ropy roste v průměru o 11 % ročně. Rosněř pracovala na zdokonalování řízení, konsolidovala svoje jednotlivé dceřiné společnosti a zároveň nakupovala podíly v jiných konkurenčních společnostech, pracovala na své finanční průhlednosti. V roce 2004 se Rosněř stala vlastníkem největšího producenta ropy – likvidovaného a smutně proslulého Jukosu, Juganskněřřgaz. ¹²⁵ Již v následujícím roce se Rosněř stala díky tomuto aktivu druhým největším producentem ropy v Rusku s 1,69 mil. bbl r.e. denně. Dalším mezníkem ve vývoji společnosti byl rok 2006, kdy vedení rozhodlo umístit 15 % akcií Rosněřti na akciové trhy v Londýně a v Moskvě. Tento tah přilákal přes 10 mld. dolarů. Úspěšným rokem pro společnost byl rok 2007: Rosněř koupila ropná aktiva v různých regionech státu se společnou produkcí 15 mil. tun ročně a také pět větších rafinerií. V důsledku toho Rosněř navýšila svoje rafinerské kapacity na 55 mt/r. Tentýž rok Rosněř rozšířila svoji distribuční síť: počet tankovacích stanic vzrostl 2,5krát na 1,7 tis.

Co se týče aktivit Rosněřti mimo sektor fosilních paliv, společnost vlastní ze 77 % banku (Vserossijskij bank razvitija regionov – VBRR), která původně zajišťovala především finanční servis pro Rosněř a její dceřinné společnosti. VBRR vlastní další finanční strukturu – Dalněvostočnyj bank. Pro usnadnění a urychlení modernizace zařízení byla vytvořena společnost s ručením omezeným Něřřěpromlizing, která poskytuje leasing nejenom Rosněřti, ale i jejím partnerům.

Těžba a zásoby

Z geografického hlediska je Rosněř zastoupena de facto ve všech těžebních regionech Ruska: na západní a východní Sibiři, na Dálném východě a severním Kavkazu, v Timan-Pečore a v regionu řeky Volhy. Společnost také provádí výzkum a těží na šelfu Černého, Azovského a Kaspického moře a také na šelfu Kamčatky. V roce 2009 Rosněř konečně začala těžit z velmi perspektivního Vankorského naleziště na východní Sibiři. Přesto je ale přes 76 % zásob společnosti koncentrováno na západní Sibiři, většinou v Chanty-Mansijském autonomním regionu. Co se objemu těchto zásob týče, prokázané uhlovodíkové bohatství společnosti činí skoro 2,5 mld. tun ropy a 800 bcm plynu, přičemž díky permanentním výzkumným pracím tato čísla narůstají. Podle výsledku z roku 2009 stačí zásoby ropy společnosti na 23 let, plynu na 66 let. Přehled o produkci surové ropy a jejím zpracování poskytuje následující obrázek.

125 V roce 2009 byl podíl Juganskněřřgaz na celkové těžbě plynu Rosněřti 21 %, ropy 61 % (!). Vyjádříme-li to v číslech, tak se jedná o 2,6 bcm plynu a 66,4 mt ropy. Největší ložiska jsou Priobskoje, Prirazlomnoje, Mamontovskoje a Malobykinskoje.

Obrázek č. 2: Produkce surové ropy a její zpracování společností Rosněft' (mt ropy)

Zdroj: Rosneft, n.d.

Rosněft' se stala největším producentem ropy v Rusku (s podílem na trhu 20 %) a také největším zpracovatelem v roce 2008. Tuto pozici si společnost udržela dodnes. Rosněft' je také jedním z největších nezávislých těžařů plynu: v roce 2010 například vytěžila 12,3 bcm plynu.

Rosněft' je jedním z klíčových hráčů v perspektivních projektech na ostrově Sachalin. Sachalin-1 je první velký šelfový projekt, který se zakládá na Smlouvě o rozdělení produkce (Production Sharing Agreement – PSA). Podíl Rosněfti je 20 %, ExxonMobil a japonská Sodeco vlastní každá 30 %, indická ONGC má 20 %. Podle předběžných odhadů tři ložiska na severovýchodním šelfu ostrova disponují 307 tis. tun ropy a 485 bcm plynu. Od roku 2006 se z přístavu De-Kastri exportuje ropa, která byla vytěžena v rámci tohoto projektu, do Japonska a Jižní Koreje, plyn je dodáván místním obyvatelům. V projektu Sachalin-3 má Rosněft' 74,9% podíl, dalším účastníkem je čínský Sinopec. Momentálně se na šelfu vedou průzkumné geologické práce. V projektu Sachalin-5 má Rosněft' 51% podíl, zbývajících 49 % je v rukou BP. Stejně jako v projektu Sachalin-3 mají společnosti licenci na geologický průzkum jednotlivých ložisek.

Za velice perspektivní je považována těžba na ruském arktickém šelfu. Podle současné legislativy mohou získat licence na arktickém šelfu pouze společnosti, v nichž má ruský stát nadpoloviční vlastnictví a které navíc mají minimálně pětiletou zkušenost těžby v arktických podmínkách. V důsledku toho nemají Rosněft' a Gazprom žádnou další konkurenci.

Dlouhodobé konzultace mezi BP a Rosněfti o možné spolupráci na těžebních projektech na šelfu Karaského moře, které se vedly již od roku 2006, nakonec vyústily v podepsání dohody o výměně aktiv: BP za svých 5 % dostane 9,5 % akcií Rosněfti.¹²⁶ Dalším krokem mělo být založení společnosti, přes kterou

126 Tenkrát byla společnost BP vlastníkem 1,25% podílu Rosněfti.

by se Rosněř a BP zabývaly geologickým průzkumem a těžbou na třech perspektivních blocích šelfu Karského moře. S touto spoluprací však nesouhlasili majitelé ruské poloviny TNK-BP. TNK totiž se vznikem společného podniku v roce 2003 dostala záruku exkluzivní spolupráce s britskou BP na ruském území. Spor byl definitivně vyřešen arbitrážním soudem ve Stockholmu tak, že TNK-BP bude participovat na projektech BP a Rosněř v Karském moři („Court rules“, 2011). Nakonec se plánovaná spolupráce nerealizovala a Rosněř se rozhodla vyměnit zahraničního partnera. V roce 2011 byla podepsána smlouva o spolupráci Rosněř s ExxonMobilem na geologickém průzkumu v Karském a Černém moři. Společnosti budou také zkoumat možnosti těžby v arktické oblasti a na západní Sibiři.

Státní gigant spolupracuje na projektech v Arktidě celkem se třemi světovými lídry v produkci (Statoil, ExxonMobil a ENI). Mezinárodní spolupráce předpokládá společný výzkum, průzkum šelfu, výměnu technologií, přípravu personálu a účast Rosněř na zahraničních projektech svých partnerů.

Rosněř má k dispozici také nezanedbatelné rafinerské kapacity: sedm rafinerií s celkovou kapacitu 53,4 mil. tun ročně. Kromě toho má Rosněř ještě čtyři menší rafinerie. Tyto kapacity dovolují společnosti zpracovat až 50 % vytěžené suroviny. S ropnými produkty společnost obchoduje na vnitřním trhu přes síť čerpacích stanic, která je zastoupena v 39 regionech. Zároveň se přes 50 % vytěžené ropy exportuje do zahraničí. V Černém moři Rosněř exportuje přes přístav Tuapse a také přes ropovod Kaspického ropného konsorcia, ve kterém má podíl. Ropa Rosněř se exportuje také přes Archangelský terminál na severu země, přístav De-Kastri a také přes Nachodkinský terminál (Kozmino) na Dálném východě a přes přístavy Primorsk, Južnyj a Novorossijsk. Rosněř dále používá ropovodní systémy Transněř pro vývoz do Běloruska, Polska a Kazachstánu. Od roku 2009 Rosněř exportuje ropu do Číny přes železnici a ropovody (ESPO). V roce 2009 se jednalo o 8,9 mt, neboli 15,9% podíl z celkového exportu Rosněř. Čína se v budoucnu pravděpodobně stane největším odběratelem ruské ropy, na této pozici vystřídá Německo. Podle smlouvy podepsané v roce 2013 se Rosněř zavazuje prodávat čínské China National Petroleum Corp. minimálně 37 mil. mt ročně nebo 743 tis. bbl/d, začínajíc rokem 2018 (Rosneft, n.d.; Rudnitsky & Bierman, 2013).

Vztah mezi společností Rosněř a státem

Stát vlastní 75,16% podíl společnosti. Dalších 15 % je volně obchodovatelných. Zbytek Rosněř vlastní sama přes dceřinou společnost. Rosněř tak jednoznačně patří do skupiny státních podniků. Státní kontrola se projevuje i v personálním zastoupení ve vedení podniku. Členové správní rady jsou bývalými pracovníky ministerstev nebo administrativy prezidenta. Většina také zastává funkce v dalších státních podnicích ropného sektoru, například v Transněř nebo Zarubežněř.

V roce 2010 vláda oznámila svůj záměr privatizovat 25 % akcií Rosněř, navíc necelých 10 % akcií mělo být vyměněno za jiná aktiva. Nový prezident společnosti E. Chudajnatov byl ale proti prodeji akcií dříve než za 3–5 let, kdy by se měla zvýšit kapitalizace Rosněř. Na privatizaci trval hlavně D. Medveděv známý svými liberálnějšími názory. Podle tehdejšího prezidenta by soukromý kapitál měl hrát v ruském hospodářství větší roli. V tomto duchu byl v dubnu 2010 zbaven svých pravomocí náměstek premiéra Igor Sečín, dříve dohlížející nad aktivitami Rosněř z pozice předsedy správní rady společnosti (Pronina & Meyer, 2011). Poté, co se Putin vrátil na pozici prezidenta, se také Igor Sečín vrátil do vedení podniku Rosněř. Sečín aktivně hájí zájmy ropného gigantu ve vládních jednáních a také v zahraničí.

Zahraniční aktivity

Zahraniční aktivity Rosněfti nejsou zatím nijak významné, ale společnost zjevně usiluje o plnohodnotné začlenění do globálního energetického trhu nákupem akvizic v různých i nejdlejších regionech. V Kazachstánu má Rosněft' 50% podíl v Adajském bloku, kde je jejím partnerem čínský Sinopec. Projekt je založen na smlouvě PSA s kazašskou vládou. Prozatím probíhá geologický průzkum ložiska (na rok 2010 byly naplánovány první vrty). Aktuálnější informace nejsou prozatím dostupné. Rosněft' také vlastní 25% podíl v off-shore projektu v Kazachstánu – Kurmangaz. Ložisko se nachází v kazašské části Kaspického moře. V Africe je Rosněft' v rámci společnosti Rosněft' Strojtransgaz Ltd. majitelem 60% podílu bloku 245-jih v Alžírsku. Zbývajících 40 % projektu kontroluje státní Sonatrach. V letech 2001–2007 byl již proveden průzkum a byla otevřena tři ložiska: dvě s ropou a jedno s plynovým kondenzátem. Během roku 2010 se zkoumaly zásoby těchto ložisek.

Na konci roku 2010 Rosněft' koupila u venezuelské PDVSA 50% podíl společnosti Ruhr Oel GmbH za 1,6 mld. dolarů. Ruhr Oel GmbH byla společným podnikem PDVSA a BP (každá strana vlastnila po 50 %), který se zabýval zpracováním a distribucí ropných produktů. Ruhr Oel GmbH má podíly ve čtyřech rafineriích v Německu: Gelsenkirchen 100 %, MiRO 24 %, Bayernoil 25 %, PCK Schwedt 37,5 %. Celková kapacita tohoto podniku je přes 23 mil. tun, což je kolem 20 % veškeré rafinerské kapacity Německa, takže nákup Ruhr Oel GmbH dovolil Rosněfti obsadit relativně významné postavení ve zpracování ropy v samém centru průmyslové Evropy.

V roce 2010 Rosněft' společně s čínskou CNPC začaly stavět novou rafinerii ve městě Tchien-ťin poblíž Pekingu. Kapacity rafinerie by měly činit 13 mil. tun a stavba by měla být dokončena v roce 2015. Uvažuje se také o společné rusko-čínské síti čerpacích stanic.

LUKOIL¹²⁷w

Vznik a vývoj

Společnost Lukoil je jednou z největších vertikálně integrovaných ropných a plynových společností na světě a jednou z nejúspěšnějších na ruském trhu. Společnost byla založena Vagitem Alekperovem na začátku 90. let a právě Alekperov je největším akcionářem společnosti a jejím prezidentem již od založení.

Těžební základnou pro společnost Lukoil byly tři západosibiřské společnosti Langepasněft'gaz, Urainěft'gaz a Kogalymněft'gaz, které spolu se dvěma rafineriemi ve Volgogradu a v Permu zajistily novému podniku poměrně slušné výchozí podmínky (Gorst, 2007). Tyto tři původní společnosti jsou dodnes zachovány v názvu firmy: Lukoil. Lukoil se stal v roce 1993 akciovou společností.

Nepostradatelnou roli ve vývoji společnosti sehrál její prezident Alekperov. V prvních letech vzniku Lukoilu byl Alekperov zároveň náměstkem ministra ropné produkce v ruské vládě, a proto navštěvoval konzultace s mezinárodními bankéři a zahraničními odborníky z branže, jejichž rady a metody následně hojně

127 Viz Leshchenko & Týčová, 2010.

aplikoval v Lukoilu. Zřejmý je také fakt, že tento zkušený zakladatel Lukoilu nebyl bez podpory ruské vlády. Například Viktor Černomyrdin, ruský premiér v letech 1992–1998, byl považován za velkého zastávce Lukoilu. Černomyrdin podporoval centralizaci v energetice a byl proto přesvědčen, že po vzoru Gazpromu by měla vzniknout i podobná monopolní společnost v ropném energetickém sektoru Ruska (Gorst, 2007).

Společnost se prezentuje jako vůdce mezi ruskými ropnými podniky ve zveřejňování informací a transparentnosti. Zajímavým faktem je také to, že Lukoil je jedinou ruskou ropnou společností, jejímuž podílnickému kapitálu dominují minoritní vlastníci. V roce 2008 vstoupil Lukoil do dalšího nového obchodního sektoru, a to do výroby elektřiny, když zakoupil elektrárny v Rusku, Bulharsku, Rumunsku a na Ukrajině. Mezi zajímavosti jistě patří, že Lukoil disponuje také vlastním automobilovým závodním týmem Lukoil racing team, podporuje dětské domovy, vzdělanost, nemocnice a má desítky dalších sociálních programů.¹²⁸

Zásoby, těžba a export

Lukoil podle nejaktuálnějších informací ovládá 1 % světových ropných rezerv. Největší ropná naleziště na ruském území má Lukoil na západní Sibiři, Uralu a na Volze, v regionu Timan-Pečora, v severní části Kaspického moře a dalších. Celkové zásoby společnosti (včetně zásob z Kazachstánu, Uzbekistánu, Ázerbájdžánu a Egyptě) činí kolem 17,3 mld. bbl r.e.

Již od svého založení se společnost drží na nejvyšších příčkách ropné produkce v Rusku. Dnes Lukoil ovládá 2,1 % celosvětové produkce ropy, v Rusku se jedná o 16,3% podíl na produkci černého zlata a 16,7% podíl na ruské ropné rafinaci. Lukoil je také vlastníkem rozsáhlé sítě čerpacích stanic ve více než 30 zemích, které jsou zásobeny ropnými produkty z devíti ropných rafinerií společnosti. Rafinerie Lukoilu jsou nejen na ruském území, ale i v zahraničí – konkrétně na Ukrajině, v Rumunsku, Bulharsku a Itálii (v italské rafinerii na Sicílii Lukoil vlastní 49 %). Souhrnná kapacita těchto rafinerií je skoro 72 mil. tun ročně.

Tabulka č. 7: Těžba uhlovodíků Lukoilem (m bbl r.e.)

Rok	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Těžba	797	809	817	824	834	781

Zdroj: Analyst Databook, 2011; Lukoil, 2011b

Úspěch Lukoilu je založen mimo jiné i na strategii, kterou přijal již v 90. letech, kdy se většina ruských společností vrhla do těžby na západní Sibiři. Na rozdíl od nich Lukoil postupoval do nových ruských provincií, jako je sever Kaspického moře či Pečora, a obětoval tak okamžité zisky stavbě nových „upstream“ pevností, které měly zaručit pro společnost těžbu v nadcházejících desetiletích. Tato strategie tehdy roz-

¹²⁸ Lukoil racing team je vedoucí ruská motoristická organizace, která se zabývá vývojem, stavbou, testováním a přípravou automobilů na závody. Značné úspěchy dosáhl nejen v Rusku, ale i v Evropě, kde vyhrál více než 60 mistrovství během své desetileté účasti na závodech a je jednoznačně nejúspěšnějším auto-racing týmem v Rusku (viz Lukoil, 2011a).

hodně nebyla uznávána dalšími ropnými podniky (Jukos či Sibněřf'), které využívaly pokrokovou technologii na maximalizaci výnosu na existujících polích a zcela zanedbávaly další výzkum (Gorst, 2007).

Lukoil je dnes významným exportérem ruské ropy: v roce 2011 se jednalo o 34,7 mil. tun ropy a 24 mil. tun ropné produkce. Společnost exportuje svou produkci ropovodem Družba a také přes řadu přístavů: Novorossijsk, Tuapse, Oděsa, Primorsk (Lukoil, 2011b).

Vztah mezi Lukoilem a státem

Jak již bylo zmíněno, Lukoil je soukromá společnost, které dominují minoritní vlastníci. Ještě do září roku 2004 měl stát sice menšinový podíl ve společnosti, a to 7,6 %, avšak tento podíl byl v srpnu 2004 prodán do rukou americké společnosti ConocoPhillips, se kterou Lukoil ohlásil vytvoření strategické aliance. Smlouva, kterou ConocoPhillips podepsal s Lukoilem, umožňovala navýšení amerického podílu v ruské společnosti až na 20 %. Přesto se ale ConocoPhillips vzdala všech svých akcií v roce 2011. Podíl ruské vlády prodejem v roce 2004 klesl v největší ropné společnosti na svém území na 0 % (viz Lukoil Oil Company, n.d.).

Správní rada společnosti byla vždy personálně propojena s ruskou vládou. V současnosti je například 7 z 11 členů správní rady, včetně jejího předsedy Valerija Grayfera, bývalými vysokými vládními úředníky. Jsou mezi nimi například i bývalý ministr ekonomického rozvoje a obchodu G. Gref (2000–2007), známý svými liberálními vizemi, a také bývalý ministr zahraničí I. Ivanov (1998–2004). Lukoil sice není státní ropnou společností, avšak vliv státu na chování společnosti v zahraničí je zřejmý. Toto vlastně není překvapivé, vezmeme-li v úvahu personální sestavu jeho vedení a také závislost na dodávkách ropy přes státní potrubí kontrolované Transněřf'. Zahraniční investiční politika Lukoilu nikdy nebyla v kontradikci se státními zájmy. Společnost působí hlavně ve Střední Asii nebo ve východní Evropě a její akvizice často kopírují aktivity státních společností Rosněřf' anebo Gazprom. Samozřejmě si můžeme vysvětlit zahraniční působení Lukoilu i ryze ekonomickými zájmy, těžko ale budeme popírat, že Kreml má obrovský potenciál ovlivnit chování Lukoilu.

Působení Lukoilu v zahraničí

Lukoil byl jednou z prvních ruských ropných společností, které se rozhodly pro rozšíření pole své působnosti i do zahraničí. Jeho první aktivity mimo ruské hranice byly plně v duchu ruské zahraniční politiky směřovány do bývalé sféry sovětského vlivu, když začal nakupovat rafinerie ve východní Evropě. Do roku 2007 investovala společnost v této oblasti tři mld. dolarů, z čehož celá polovina byla použita na modernizaci (viz Lukoil Oil Company, n.d.).

Jak je vidět, Lukoil své obchodní aktivity rozšiřuje do zemí, které jsou provázány s obchodními a politickými zájmy ruské vlády. Jsou to státy historicky závislé na dodávkách ropy z ruského ropovodu Družba, které se po pádu SSSR snažily pomocí svých rafinerií, schopných zpracovávat nejen ruskou, ale i další druhy ropy, diverzifikovat dodávky. Nákup východoevropských rafinerií Lukoilem tyto pokusy ohrozil. Jak moc velký vliv Kremlu byl za tímto rozhodnutím, se bohužel můžeme pouze dohadovat, avšak nelze pochybovat nad tím, že působení Lukoilu ve střední a východní Evropě do jisté míry kopirovalo ruské národní zájmy.

V nedávné době Lukoil také rozšířil svou síť čerpacích stanic v Evropě nákupem celkem 376 čerpacích stanic od ConocoPhillips. Maloobchodní síť Lukoilu se tak rozšířila do Belgie, Polska, Finska, České republiky, Maďarska a na Slovensko („Lukoil to buy“, 2006). Poslední akvizicí v sektoru zpracování ropy byl nákup 45% podílu v nizozemské rafinerii TOTAL Raffinaderij Nederland N.V. u Totalu za 700 mil. dolarů v roce 2009. Tento obchod umožnil zvýšit celkové zpracovatelské kapacity Lukoilu o 5 %. Podobně jako Gazprom a Rosněft' i Lukoil obrací svou pozornost na asijské trhy a na začátku roku 2011 například koupil 50% podíl v těžebním projektu na vietnamském off-shore bloku („Lukoil buys 50 percent“, 2011).

TNK-BP¹²⁹

Vznik a vývoj

Ruská TNK (Tjumenskaja něftjanaja kompanija) vznikla nařízením kabinetu ministrů Ruské federace v roce 1995. TNK tehdy disponovala více než 50% podíly ve dvou těžebních společnostech – Nižněvartovsk-něftėgaz a Tjumen-něftėgaz. Těžba společnosti TNK se tak koncentrovala v Chanty-Mansijském autonomním regionu v centrálním Rusku. TNK také kontrolovala rafinerii ve městě Rjazaň. Na konci 90. let TNK podstatně navýšila svůj podíl na trhu koupí další ropné společnosti SIDANKO, která je v současnosti významnou součástí TNK-BP.

Všechny těžební, zpracovatelské a obchodní aktivity TNK se odehrávaly v centrálních regionech Ruska až do roku 2000, kdy TNK nakoupila 85 % akcií společnosti ONAKO za 1,08 mld. dolarů.¹³⁰ ONAKO tenkrát vyráběla kolem 8 mil. tun ropy a 1,5 bcm plynu a rafinovala 4 mil. tun ropy ročně. TNK po tomto rozšíření svého portfolia posunula své aktivity i do Orenburské oblasti.

V roce 2000 se společnost rozhodla pro zahraniční expanzi a koupila jednu z největších rafinerií na Ukrajině ve městě Lisičansk (Setjajev, 2001). Za 67,41 % akcií ukrajinské rafinerie TNK zaplatila celkem 9,76 mil. dolarů. Během následujících dvou let TNK navýšila svůj podíl v Lisičanské rafinerii na 75 %. Přestože se společnost vyvíjela velice dynamicky a ostatní ruští národní šampioni byli aktivní v nákupu podílů v zahraničních portfoliích, nákup rafinerie v Lisičansku se stala první a poslední zahraniční investicí pro TNK a následně i TNK-BP.

K první zmínce o TNK-BP došlo v roce 2003, kdy 1. září vlastníci TNK – Alfa Group a Access Industries/Renova a společnost BP – oznámili svůj záměr sloučit své aktivity na území Ruska a Ukrajiny. Rusové do společného podniku dali své akcie v TNK, SIDANKO, ONAKO, Rospan International a Rusia Petroleum. BP ke společnému majetku přidala akcie SIDANKO, Rusia Petroleum¹³¹ a také akcie PetrolComplex, která provozovala v Moskvě síť čerpacích stanic (viz TNK-BP, n.d.). BP zároveň vložila do základního kapitálu nové společnosti 6,15 mld. dolarů.

129 Viz Leshchenko & Týčová, 2010.

130 ONAKO jako právnická osoba byla uvnitř TNK-BP likvidována v roce 2005.

131 Rusia Petroleum existuje od roku 1992 a těží plyn v Irkutské oblasti. BP do projektu vstoupila v roce 1998. TNK se k akciím Rusia Petroleum dostala během obchodování se společností Interros.

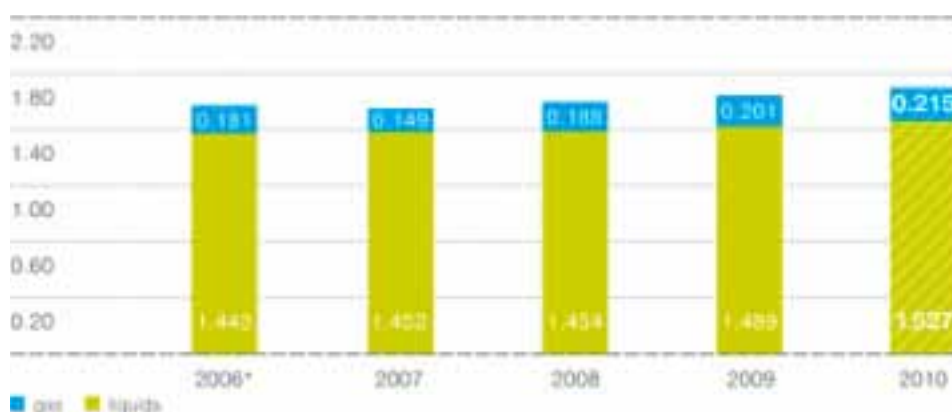
V Rusku je rozšířen názor, že Vladimir Putin, který byl v té době prezidentem, dal svůj osobní souhlas ke vstupu BP do TNK. Putin byl ale zastáncem toho, aby TNK měla alespoň 51% podíl v nově vytvořené společnosti tak, aby podnik měl jasně určeného majitele, a samozřejmě nejlépe ruského (Olcott, 2005). Domníváme se, že ruští vlastníci TNK-BP zavzpomínali na tehdejší prozíravost Putina na začátku roku 2011, kdy se řešil spor o participaci BP na projektech Rosněfti v arktických regionech Ruska (viz níže).

Zásoby, těžba a export¹³²

Podle dat z 31. prosince 2010 celkové zjištěné zásoby TNK-BP činí 13,069 mld. barelů r.e. Největší těžební ložiska společnosti se nacházejí na západě a východě Sibíře a ve Volgo-Uralském regionu. Jednou z klíčových výhod TNK-BP v produkci uhlovodíků je koncentrace těžby: 10 ropných polí zajišťuje dvě třetiny celkové produkce.

TNK-BP spolu se všemi svými dceřinými společnostmi těží kolem 80 až 89 mil. tun ropy ročně a 9 až 11 bcm plynu. Co se marketingu týče, v roce 2009 společnost obchodovala s 47,7 mil. tun ropy, z nichž 84 % bylo exportováno. Vytěžené suroviny TNK-BP zpracovává ve svých rafineriích v Rusku – v Rjazani, Saratově, Njaganě a Nižněvartovske a také na zmíněné rafinerii na Ukrajině ve městě Lisičansk. V roce 2009 TNK-BP vyprodukovala celkem 32,6 mil. tun ropných produktů, z nichž bylo exportováno 21,6 mil. tun nebo 67 % (TNK-BP, 2011). Vývoj těžby znázorňuje následující graf. TNK-BP má rovněž maloobchodní řetězec 1 500 čerpacích stanic, které se nacházejí v Rusku a na Ukrajině.

Obrázek č. 3: Těžba TNK-BP v letech 2006–2010 (m bbl r.e.)



Zdroj: TNK-BP, 2011

132 Všechna data pocházejí ze stránek společnosti TNK-BP (viz TNK-BP, 2011).

Vztah mezi TNK-BP a Kremlem

Vztahy mezi ruskými a britskými akcionáři uvnitř TNK-BP byly napjaté již léta. V roce 2007 se diskutovalo o tom, že Putin není spokojen s mírou vlivu BP v ruské energetice, a proto má v plánu ruskou polovinu TNK-BP „předat“ Gazpromu a potom snížit podíl BP do menšinového. De facto se uvažovalo o zestátnění společnosti. Vedení BP si těchto plánu bylo vědomo a začalo aktivně hledat cestu k usmíření s Putinem – BP se stalo druhým (nutným pro konání) účastníkem aukce o 9% podíl Rosněfti, který předtím vlastnil Jukos, tenkrát již v bankrotu. Rosněft' by bez účasti BP na aukci svoje akcie nevykoupila. BP ale byla ryze formálním účastníkem, v aukci s Rosněftí nesoutěžila. BP také koupila za 1 mld. akcie Rosněfti na Londýnské burze – tím pádem zvýšila hodnotu ruské státní společnosti, zároveň ale nekoupila dost akcií na to, aby získala vliv ve vedení podniku (Goldman, 2008, s. 126–127).

Jádrem sporu, který začal v roce 2008, bylo soutěžení ruských a britských akcionářů o vliv ve společnosti. Prezident společnosti Robert Dudley byl v roce 2008 ze své pozice de facto vytlačen pomocí administrativního nástroje – podle ruských migračních orgánů jeho typ pobytu v Rusku nepředpokládal zaměstnanecký poměr. Následujícím prezidentem se stal Maxim Barsky, vystřídaný pak v roce 2011 Michaiem Fridmanem. V květnu 2012 Fridman ale předčasně rezignoval.

Již léta se spekuluje o tom, že skutečnou příčinou většiny nepříjemností společnosti je touha Gazpromu odkoupit ruskou polovinu TNK-BP (Geropoulos, 2008). TNK-BP má totiž nejenom velmi silnou pozici jako výrobce a exportér ropy, ale disponuje i nezanedbatelnými zásobami plynu. Kreml má dosti omezené možnosti vlivu na strategii společnosti, protože půlka patří BP a ruští oligarchové, vlastníci druhé části podniku, nemají na rozdíl od vedení také soukromého Lukoilu nijak zvlášť silné pouto na vládní činitele.

Gazprom má navíc zájem o zbývající 50% podíl v Slavněfti, která je zatím v rukách TNK-BP. Gazprom totiž vlastní polovinu tohoto podniku od roku 2006. Státnímu kolosu však 50% podíl nedává rozhodující pravomoci, a to je další důvod tlaku na TNK-BP. O napjatých vztazích mezi Kremlem a TNK-BP svědčily také pohrůžky Ministerstva přírodních zdrojů Ruské federace v roce 2007, že podniku odeberou licenci na rozpracování jednoho z největších plynových polí na světě, Kovykta, kvůli tomu, že nedodrží dohodnuté objemy těžby (Elder, 2007). Nakonec TNK-BP souhlasila v létě 2007 s prodejem svého 62,8% podílu v projektu Kovykta Gazpromu, protože vedení BP mělo vážné obavy o to, že ložisko bude po několika obviněních ze strany ministerstva zestátněno (Kramer, 2007). Ke konečné smlouvě ale tenkrát nedošlo. Kovykta, jejíž zásoby mohou uspokojit celosvětovou poptávku po plynu na celých osm měsíců a jež se navíc nachází v bezprostřední blízkosti hranic s Čínou, stojí podle analytiků od dvou do tří mld. dolarů. Gazprom ale v aukci, která se konala v březnu 2011, koupil většinový podíl RUSIA Petroleum, jež drží licenci na Kovyktu, za 770 mil. dolarů (Fletcher, 2011).

Nekonečné konflikty s politickým vedením ruského státu nakonec vyústily v zánik společnosti TNK-BP. Poté, co v roce 2011 ruští oligarchové vlastníci 50 % TNK-BP pomocí Arbitražního tribunálu ve Stockholmu zmařili spolupráci Rosněfti a BP na ruském arktickém šelfu (s odkazem na exkluzivní spolupráci TNK-BP s britskou BP na veškerých projektech v Rusku, kterou dostali v roce 2003 se vznikem rusko-britské společnosti), byla v kanceláři BP v Moskvě orgány vlády provedena prohlídka s cílem najít dokumenty ke zmařené smlouvě o spolupráci. Následně v roce 2012 BP oznámila záměr svou polovinu v TNK-BP prodat. Ruští vlastníci poloviny TNK-BP – konsorcium AAR – projeví zájem o nákup poloviny nabízených aktiv neboli 25 % TNK-BP. Zájem o britskou polovinu TNK-BP projevila i Rosněft'. Po zdlouhavých jednáních Rosněft' nakonec v březnu 2013 celou společnost TNK-BP převzala za celkovou částku 55 mld. dolarů. Přitom s BP se Rosněft' částečně vyrovnala vlastními akciemi: BP dostala 12,5% podíl

Rosněfti a 16,7 mld. dolarů. Konsorcium AAR za svou polovinu společnosti dostalo 27,7 mld. dolarů. Fakt, že smlouva byla podepsána za osobní přítomnosti Putina v jeho rezidenci kousek od Moskvy, nasvědčuje tomu, že role ruské vlády v celém konfliktu a jeho rozuzlení byla nezanedbatelná.

Angažmá TNK-BP v zahraničí

Pro pochopení politiky vedené TNK-BP v oblasti rozšíření svých aktivit v dalších státech je nutné si uvědomit, že jak BP, tak i ruští oligarchové, měli ve správní radě rovný počet hlasů. Tento princip 50/50 předpokládal, že všechna klíčová rozhodnutí, k nimž angažování a investování za hranicemi Ruska jednoznačně patřily, musela být přijata jednomyslně. BP je úspěšnou mezinárodní společností s dlouholetou tradicí, která operuje v Severní a Jižní Americe, v Austrálii a Oceánii, v Asii, Africe a Evropě. BP vydělává 360 mld. dolarů ročně, zaměstnává 92 tisíc lidí a disponuje 17 rafineriemi (viz BP Company, n.d.). Sedm z nich se nachází v Evropě a TNK-BP se stává přirozeným rivalem britské společnosti, jakmile vstupuje na evropský trh. Britská společnost v TNK-BP měla zájem soustředit se pouze na rozpracování ruské ropy a plynu. Mezinárodní aktivity TNK-BP by ohrožovaly její pozici. Až do roku 2010 byla proto jediným zahraničním aktivem TNK-BP rafinerie na Ukrajině a ukrajinská síť čerpacích stanic. V roce 2010 však TNK-BP odkoupila několik podílů BP v projektech ve Vietnamu a Venezuele. Tento krok však nelze interpretovat jako změnu zahraniční strategie TNK-BP, ale spíše pokus zachránit finanční bilanci britské BP, která musela zajistit dostatek kapitálu po katastrofě v Mexickém zálivu na plošině Deepwater Horizon.

Novatek

Vznik a vývoj

Společnost Novatek vznikla pro ruský energetický sektor netradičním způsobem. Současný druhý největší výrobce plynu v Rusku vznikl v důsledku rozšíření aktivit stavební společnosti, která se specializovala na ropo- a plynovody a také průmyslové objekty. Stavební firma byla privatizována na začátku 90. let. Management, který ji vlastnil, byl v důsledku svého pracovního zaměření dobře seznámen se sektorem ropy a plynu, a proto se rozhodl rozšířit okruh svých aktivit.

V roce 1994 akciová společnost Novafininvest (předchozí název Novateku) začala investovat do rozšíření svých zásob, přičemž již tehdy byl větší důraz kladen na plyn a kondenzát. Od roku 2002 začala společnost dodávat plyn přímo spotřebitelům, jednalo se většinou o výrobce elektřiny.

Po změně názvu na Novatek v roce 2003 následovala restrukturalizace společnosti, uhlovodíková aktiva byla konsolidována. Vedení se také zbavilo doplňujících akvizic, které nebyly spojené s těžbou nebo zpracováním plynu. Například se jednalo o stavební aktivity nebo telekomunikační služby. Ropná aktiva a dceřiné společnosti finančního zaměření byly prodány během roku 2005.

Důležitým krokem pro vstup Novateku na zahraniční trhy bylo zahájení fungování továrny na zpracování kondenzátu ve městě Purovsk, což byl první podobný projekt na Jamalu. Produkce z továrny je exportována přes přístav Vítino v Bílém moři. V roce 2008 byly kapacity továrny navýšeny na 5 mil. tun ročně.

Podobně jako Rosněf' se i Novatek rozhodl přilákat zahraniční kapitál rozmístěním svých akcií na burzách ve Velké Británii a Rusku. Pro tyto účely bylo uvolněno 19 % akcií.

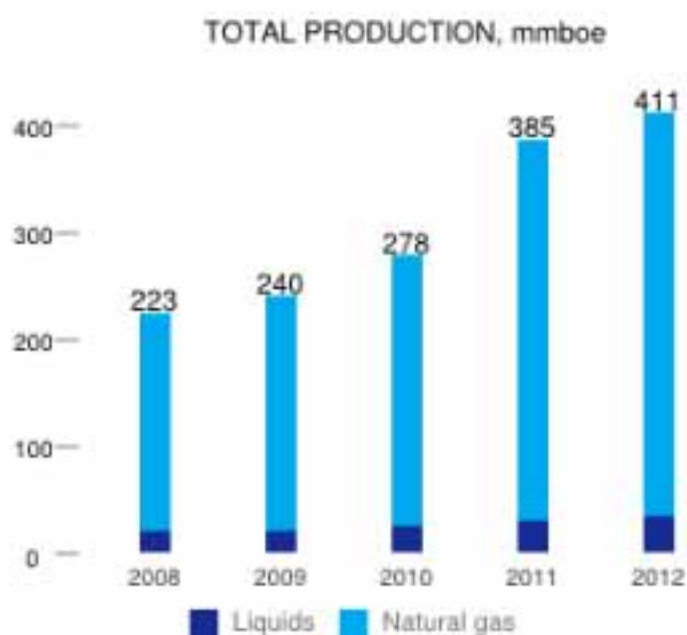
Podíl 51 % ve společnosti Jamal LNG, který Novatek koupil v roce 2009, významně přispěl k etablování společnosti v Rusku. Právě v souvislosti s tímto obchodem se o Novateku začalo mluvit i v médiích. Jamal LNG má licenci na obrovské ložisko Južno-Tambejskoje s celkovými zásobami přesahujícími 1,2 bilionů m³ a má v plánu exportovat až 15 mil. tun zkapalněného plynu ročně. Strategickým partnerem v tomto projektu bude francouzský Total, který kromě 20% podílu na Jamal LNG koupil také přes 12 % akcií samotného Novateku (Čelpanova, 2011). Dalším perspektivním partnerem Novateku na projektu Jamal LNG by se mohla stát norská StatoilHydro.

Těžba a export

Zdrojovou základnou Novateku je Jamalo-Nenetský autonomní region, který má 90% podíl v ruské těžbě plynu. Největšími ložisky Novateku jsou Vostočno-Tarkosalinskoje, Jurcharovskoje a Chančejskoje. Novatek je v pětce největších plynových společností světa podle objemu prokázaných zásob. Na konci roku 2012 Novatek disponoval až 12,4 mld. barelů r.e. Při současném tempu růstu těžby stačí tyto zásoby Novateku na více než 30 let.

Co se týče těžby, v roce 2012 společnost vytěžila přes 57 bcm plynu a 4,3 mil. tun tekutých uhlovodíků, což představuje 7% a 4% růst oproti předchozímu roku. K růstu denní produkce plynu Novateku významně přispělo ložisko Jurcharovskoje, díky němuž společnost mohla těžít až 100 mil. m³ denně již od roku 2008 (viz Novatek, n.d.). Vývoj objemu těžby znázorňuje následující graf.

Obrázek č. 4: Vývoj těžby Novateku v letech 2008–2012 (m bbl r.e.)



Zdroj: Novatek, n.d.

Zpracování suroviny vytěžené Novatekem probíhá v již zmíněné továrně v Purovsku. V roce 2012 továrna zpracovala 4 mil. tun suroviny, přičemž momentálně vytiženost kapacit továrny činí 80 %, proto společnost pokračuje v průzkumu nových ložisek tak, aby využila svoje kapacity naplno.

Obchodní aktivity společnosti jsou rozšiřovány do 35 ruských regionů. Kromě toho Novatek navyšuje objemy exportu tekutých uhlovodíků. Novatek exportuje plynový kondenzát, zkapalněné plyny, ropné produkty a surovou ropu. Mezi odběratele společnosti patří USA, Čína, Brazílie, Jižní Korea, Singapur, Thajsko a také evropské státy. Podíl asijských odběratelů na exportu Novateku v posledních letech narůstá. Ropa vytěžená Novatekem je také dodávána do ropovodního systému Transněfti.

Vztah Novoteku k vládě

Od roku 2006 byl Novatek finančně spojen s ruskou vládou přes Gazprom, který vlastnil 19,4% podíl svého nezávislého konkurenta. Podíl Gazpromu se ale snížil o 9,4 % v roce 2010, kdy tento krok měl dovolit Totalu vstoupit do Novateku. Momentálně je podíl Gazpromu kolem 10 %. Vedení Novateku je ale přesvědčeno, že monopol bude své akcie prodávat (Čelpanova, 2011).

Novatek si dlouhodobě stěžuje na omezování přístupu k plynovodnímu systému, který provozuje Gazprom. Státní monopol, samozřejmě, nesouhlasí s jakoukoliv kritikou, která by podkopávala jeho „otevřenost“ vůči transportu plynu třetími stranami. Přesto ale v poslední době vedení Novateku dosáhlo toho, že i samotný Kreml kritizuje Gazprom za upřednostnění vlastních komerčních zájmů.

Další a reálnější státní podpora Novateku byla oznámena 11. 10. 2010 premiérem Putinem. Novatek dostane dvanáctileté daňové prázdliny na projekt Jamal LNG, konkrétně se bude jednat o daň na těžbu přírodních zdrojů a o exportní cla na kondenzát a zkapalněný plyn z Jamalu.¹³³ Za zmínku možná stojí také to, že si Novatek půjčil v roce 2009 (kdy se kupoval podíl v Jamal LNG) 10 mld. rublů u Gazprombanky (Golubkova & Mosolova, 2009), což posiluje závislost dosud relativně nezávislého producenta Novatek na státním Gazpromu.

Společnost Novatek se v nedávné době také rozhodla pro spolupráci s Gazpromem v Jamalo-Nenetském regionu přes společnost Jamal razvitije, kterou tyto dva podniky společně vlastní. Jamal razvitije v roce 2010 koupila 51% podíl SeverEnergii, která disponuje licencemi na těžbu na plynu v nejbohatším regionu Ruska. Těsná spolupráce s Gazpromem nasvědčuje tomu, že Novatek s ruskou vládou i přes konflikty o infrastrukturu spíše spolupracuje.

133 Podle institutu NII Gazekonomika který přepočítává rentabilitu projektu Jamal LNG, bez daňových úlev by projekt neměl šanci na vývoj: vnitřní norma rentability projektu činí jenom 9,6 %, což oproti 15–17 %, které jsou přijatelné v sektoru ropy a plynu, je špatným znamením pro investory. Pro rozběhnutí projektu Jamal LNG byla proto státní podpora nepostradatelná.

Závěr

Přestože energetické společnosti s většinovým státním podílem nebyly na začátku úspěšné, personální změny ve vedení přeměnily státní podniky v plnohodnotné konkurenty soukromých firem. Navíc se vedení státních podniků mohlo vždy spolehnout na protežování Putinem a jeho nejbližšími spolupracovníky. Soukromé společnosti jsou ovšem ve strategickém odvětví též podporovány vládou formou slev na daních při vývoji nových nalezišť nebo státními zárukami pro poskytnutí úvěrů během finanční krize.

Přestože by podle Energetické strategie 2030 Rusko mělo klást větší důraz na rozvoj jiných odvětví hospodářství, je málo pravděpodobné, že klíčový sponzor ruské ekonomiky – energetika – bude státem zanedbáván.

Kapitola 3. Ekonomický a politický význam sektoru energetiky

Ekonomický význam sektoru energetiky v Rusku

Bohaté zásoby fosilních paliv mají pro ruskou politickou scénu a sociálně-ekonomický pokrok ohromný význam. Vlastně i samotná Energetická strategie Ruska 2030 začíná větou, že cílem energetické politiky Ruska je maximálně efektivní využití přírodních energetických zdrojů a potenciálu energetického sektoru pro stabilní růst ekonomiky, zvýšení životní úrovně obyvatel a posílení ekonomické pozice státu v zahraničí (viz Energetická strategie Ruska 2030, n.d.).

Přejdeme-li od politických prohlášení k reálným číslům, tak nás to jen upevní v myšlence, že sektor energetiky Ruska hraje nezanedbatelnou úlohu v ekonomice státu. Údaje Institutu energetické strategie Ruska prokazují, že sektor generuje 25 % HDP (viz Institut energetičeskou strategii, 2010). Zajímavý údaj o provázanosti ruského HDP a ceny za ropu uvádí BOFIT (Bank of Finland Institute for Economies in Transition): stoupaní ceny ropy o 10 dolarů vyvolá 2% růst ruského HDP (Ollus, 2007). Na provázanost mezi cenou za ropu a státním rozpočtem poukazuje také polský odborník Wojciech Kononczuk: zvýšení (nebo snížení) ceny ropy o 2 dolary za barel automaticky zvětšuje (nebo zmenšuje) příjmovou složku ruského státního rozpočtu o 3 mld. dolarů (Kononczuk, 2012, s. 11).

Z ruských podniků jsou to právě energetické giganty typu Gazprom nebo Lukoil, které jsou dobře známé i v zahraničí, proto je logické, že do ruské energetiky plyne až 28 % z celkového objemu investic. Vzhledem k tomu, že fosilní paliva jsou z Ruska vyvážena v obrovském objemu, není překvapivé, že až 68 % devizových příjmů státu pochází z exportu plynu, ropy a ropných produktů. Podniky energetického sektoru jsou také významnými daňovými poplatníky: generují až 48 % daňových a celních plateb (viz Institut energetičeskou strategii, 2010). Mezi nejvýznamnější plátce daní patří například Gazprom, který sice v krizovém roce 2009 zaplatil „jen“ 523,2 mld. rublů (kolem 18,8 mld. dolarů), ale již v roce 2010 1,2 trilionů rublů (kolem 37 mld. dolarů), v roce 2012 1,9 trilionů rublů (kolem 58 mld. dolarů) (viz Gazprom, 2013). Lukoil v roce 2012 zaplatil státu na daních přes 39 mld. dolarů (viz Lukoil, n.d.).

Energetický sektor Ruska má také sociálně-ekonomický význam. Interní ceny za plyn jsou v Rusku podstatně nižší než tržní. V 90. letech cena pro domácnosti byla dokonce nižší než výdaje na jeho těžbu a transport, takže vnitrostátní obchodní činnost Gazpromu zdaleka nebyla výdělečná. Momentálně ceny plynu pro spotřebitele rostou v pravidelných časových intervalech již několik let, pořád ale nejsou řízeny tržními podmínkami, ale státem.

Stabilizační fond: finanční polštář vycpaný „petrodolary“

Zásluha za ekonomický vzestup Ruska, který začal v roce 1998, je často připisována stoupající ceně za ropu v té době. Přesto nelze zapomínat, že se Rusko tenkrát také vzpamatovávalo z ekonomické recese, která (s malou přestávkou v roce 1997) nepřetržitě sužovala zemi. Tento „komponent obnovy“ („recovery component“) z recese jednoznačně také sehrál svou roli v ekonomickém rozkvětu státu. Pro vývoj ekonomiky byla důležitá také devalvace rublu a propracovaná monetární politika tehdejšího ministra financí Alekseje Kudrina. Příjmy z exportu fosilních paliv byly z velké části nasměrovány do speciálně vytvořeného Stabilizačního fondu. Petrodolary také napomohly státu zredukovat jeho rozsáhlý zahraniční dluh

na pouhých 4 % HDP již v roce 2007 (Hanson, 2009, 25–26). Stabilizační fond, vytvořený 1. 1. 2004, nejenom, že zachránil Rusko od inflace na začátku 21. století, ale významně se podílel na udržení celého hospodářství během nedávné finanční krize. Klíčovým úkolem tohoto fondu bylo bilancovat federální rozpočet v případě poklesu ceny za ropu (vláda určovala základní cenu za barel URALSu pro každý rozpočtový rok). Mezi další příčiny vzniku fondu patří zajištění stability ekonomického vývoje, zdržení nadbytečné likvidity, snížení inflačního tlaku a omezení vlivu kolísání světových tržních cen za suroviny na ruské hospodářství. Fond byl naplňován z exportních cel a daní na těžbu ropy v případě, že aktuální cena převyšovala vládou stanovenou základní cenu. Předpokládalo se také, že jakmile objem fondu překročí 500 mld. rublů, přebytek může být využit pro jiné cíle než stabilizaci rozpočtu. K překročení 500miliardového limitu došlo již v roce 2005, proto byly finanční prostředky nasměrovány na pokrytí dluhu Ruska MMF, Pařížskému klubu a na snížení interních dluhů. Zajímavostí Stabilizačního fondu bylo to, že nebyl, na rozdíl od federálního rozpočtu, řízen parlamentem (Dumou), ale přímo vládou (MFRF, 2011). Tím pádem si Putin zajistil další trumf: jakékoliv výdaje ze Stabilizačního fondu byly připisovány na účet vlády, a tímto způsobem zajistily petrodolary Putinovi a jeho týmu obrovskou popularitu, když například zaplatily dlouho očekávané penze seniorům. V roce 2008 byly finanční prostředky Stabilizačního fondu ve výši 157 mld. dolarů převedeny na účet Rezervního fondu a Fondu národního blahobytu. Rezervní fond de facto převzal roli Stabilizačního fondu s tím, že jeho příjmy byly doplněny o daně z těžby přírodního plynu a plynového kondenzátu a také o cla z exportu přírodního plynu a ropných produktů. Avšak ne veškeré zmíněné zdroje financí jsou nasměrovány do Rezervního fondu, 3,7 % HDP (předpokládaného pro rozpočtový rok) se automaticky posílá do federálního rozpočtu. Zbytek se posílá do Rezervního fondu, a jakmile se objem peněz ve fondu rovná 10 % HDP státu, jsou další příjmy přesměrovány do Fondu národního blahobytu. Od 1. ledna 2010 s platností do 1. ledna 2014 však veškeré příjmy z exportu a těžby fosilních paliv budou putovat rovnou do federálního rozpočtu (MFRF, 2011). Tento krok má zajistit vládě dostatek finančních prostředků pro překonání krize.

Pro ilustraci uvádíme, že ke dni 30. prosince 2008 dosahovala maximální zafixovaná hodnota na účtech Rezervního fondu a Fondu národního blahobytu 63,9 mld. dolarů a 33,9 mld. dolarů. Počínaje rokem 2009 stát intenzivně čerpal z těchto fondů pro stabilizaci ekonomické situace v zemi, takže částky na účtech fondu postupně klesaly. Nejaktuálnější údaje o pohybech v těchto dvou fondech poukazují na to, že Rezervní fond 1. 7. 2013 disponoval skoro 85 mld. dolarů, Fond národního blahobytu měl na účtu ke stejnému datu skoro 87 mld. dolarů (MFRF, 2013a, MFRF, 2013b).

Vztah mezi cenou zdrojů energie a ruským rozpočtem

Rostoucí cena ropy a na ni navázaná cena plynu razantně zvýšily objem příjmů ruského státního rozpočtu. Světová cena ropy rostla v 21. století de facto nepřetržitě (s výjimkou krátkodobého výkyvu po invazi do Iráku) až do roku 2008 a pak zase začala stoupat začínajíc koncem roku 2009. V důsledku příjmy Ruska jen z exportu ropy a ropných produktů vyrostly z 35–40 mld. dolarů ročně v letech 2000–2002 na 230 mld. dolarů v roce 2008. Po překonání finanční krize Rusko vydělalo na exportu ropy a ropných produktů rekordních 263 mld. dolarů (Kononczuk, 2012, s. 10).

Cena ropy je principiálně důležitý údaj pro formulování ruského rozpočtu. Například v roce 2010 Kreml nabídl nový vzorec pro rozpočet na rok 2011, který by ve výdajové složce počítal s cenou za barel URALSu 70 dolarů, a v příjmové složce s cenou 75 dolarů. Tím pádem tento neoficiální třetí suverénní fond nahradil vládě tenkrát vyčerpaný Rezervní fond. Proč byla vytvořena další cesta pro akumulaci petrodolarů? Samozřejmě jedním z důvodů je zmíněná změna nasměrování veškerých příjmů z fosilních paliv přímo

do rozpočtu bez naplnění fondů. Ruský deník Kommersant spekuluje o možném druhém důvodu: na rozdíl od Rezervního fondu nebo Fondu národního blahobytu by předpokládaných 9 miliard dolarů nepodléhalo striktním legislativním normám a vláda by je mohla použít ve vlastním zájmu. To se obzvláště hodí v době očekávaných prezidentských voleb a voleb do parlamentu v letech 2011–2013 (viz Butrin, 2010).

Závislost ekonomiky na energetice

Globální finanční krize odhalila celou hloubku závislosti ruské ekonomiky na exportu fosilních paliv. Propad ceny ropy ze 137 dolarů v červenci 2008 na 30 dolarů za barel za pouhých 6 měsíců (viz The Tititodorancea, 2011) se stal opravdovou zkouškou pro ruský rozpočet, jenž počítal s cenou 70 dolarů za barel. Export fosilních paliv zaručuje státu kolem 40 % příjmové složky federálního rozpočtu. Pokles poptávky po ropě a plynu na světových trzích během finanční krize spolu s drastickým poklesem cen za paliva hrál nezanedbatelnou roli ve snížení objemu ruského exportu ze 471,6 mld. dolarů v roce 2008 na 295,6 mld. dolarů v roce 2009.¹³⁴

Během finanční krize se stát zaručoval věřitelům především za těžební a industriální podniky, a takovým způsobem chránil strategicky důležitá odvětví poskytující navíc miliony pracovních míst. Po finanční krizi Rusko, uvědomujíc si negativní důsledky, které krize měla na hlavního tahouna ekonomiky – energetiku –, oznámilo svůj záměr aktivně se podílet na post-krizové obnově: stát zajistí energetickým podnikům nutné zdroje pro modernizaci a stavbu energetické infrastruktury, zaručí se za ně během realizace dlouhodobých investičních projektů, a dokonce zajistí finančně-ekonomickou podporu klíčovým energetickým kolosům. (viz Energetická strategie Ruska 2030, n.d.).

Energetický sektor a průmysl

Energetika, její vývoj, ceny za energetické zdroje mají přímý dopad na průmyslové podniky. Ruský průmysl se z větší části opírá o zastaralé stroje, které jsou navíc energeticky neefektivní. Nízké ceny energií tím pádem průmyslu pomáhají stát se alespoň trochu konkurenceschopným. Ruské energetické bohatství pomocí nízké ceny na vnitřním trhu svým způsobem subvencuje průmysl. Samozřejmě, čím více je odvětví energeticky náročné, jako například metalurgie, tím více je odkázáno na příznivé ceny energií. V důsledku se ale toto subvencování průmyslu společnosti vymstilo nedostatečnou modernizací, obrovským plýtváním energetickými zdroji a nízkou kvalitou produkce. Ruské průmyslové výrobky jsou tak z větší části levnějším substitutem importovaného kvalitního zboží a jsou relativně konkurenceschopné hlavně díky své nízké ceně. Úroveň konkurenceschopnosti ruských výrobků na světových trzích je většinou mizerná. Hlavními vývozními artikly Ruska jsou ropa, plyn a kov, které společně tvoří 80 % obchodovatelného exportu (viz Hanson, 2009, s. 29).

Jako Damoklův meč nad Ruskem visí hrozba tzv. holandské nemoci (Dutch disease): rostoucí export surovin ovlivňuje kurz rublu, který stoupáním zvyšuje ceny ruských výrobků. Hodnota rublu se zvýšila o 80 % v období 1999–2008, což nadhodnocovalo cenu výrobků ruského agrárního a průmyslového sektoru na zahraničních a interních trzích (Rutland 2009, s. 175). I přestože inflace pořád zůstává na relativně vysokých hodnotách, velký a rostoucí podíl průmyslu na HDP (17 % v roce 2003, 20,7 % v roce 2006)

134 Srovnej s CIA, n.d..

vede analytiku investiční banky Troika Dialog k přesvědčení, že Rusko holandskou nemocí netrpí (viz Rutland, 2009, s. 186; Troika Dialog, 2008).

Vláda si je vědoma rizik rostoucích příjmů z exportu fosilních paliv, a proto pomocí fiskální a monetární politiky, jinými slovy pomocí Stabilizačního fondu, Rezervního fondu a Fondu národního blahobytu, docela úspěšně bojuje proti inflaci. Moskva se v této otázce řídila spíše norskou zkušeností než politikou Nigérie nebo Venezuely, a proto má větší šanci na úspěch. O plánech bojovat s příznaky holandské nemoci vypovídá i text Energetické strategie 2030. Dokument si vytyčil za cíl snížení podílu investic, které směřují do energetiky, transformaci struktury hospodářství s důrazem na méně energeticky náročná odvětví a na inovace, snížení podílu energetického sektoru na HDP a exportu minimálně 1,7x atd. (viz Energetická strategie Ruska 2030, n.d.).

Energetické podniky se podílejí na formování ruské ekonomiky nejen jako dodavatelé, ale i jako zákazníci. Energetická společnost se totiž musí obracet na velký počet subdodavatelů během práce nad novým projektem, modernizací zařízení, řešení logistických problémů atd. Tím pádem průmyslové podniky (strojírenské, chemické, metalurgické aj.) jsou spolu se stavebními a logistickými firmami do jisté míry závislé na zakázkách ruských energetických kolosů. Kromě toho energetické společnosti rozšiřují svoje vlastnická práva i na další sektory hospodářství: Gazprom vlastní banku (Gazprombank), mediální společnost (Gazprom-Media), leteckou společnost (Gazpromavia) atd., Rosněř má 84,67% podíl v bance Vserossijskij bank razvitija regionov (který vlastní 75 % akcií další banky Daľněvostočnyj bank), ITERA má developerskou společnost Itera-Invest-Stroj atd.

Geografické faktory

Vliv energetických podniků se šíří nejen jednotlivými sektory hospodářství, ale i napříč regiony. Již od 60. let minulého století, kdy bylo objeveno bohatství východní Sibíře a Dálného východu, nesou těžební oblasti Ruska břímě surovinových kolonií. Fakticky jediným rychle se rozvíjejícím průmyslem v těchto regionech byl a vlastně zůstává těžební průmysl. S tím je spojen i fakt, že Dálný východ a východní Sibíř se již léta potýkají s demografickými problémy: v letech 1989–2002 počet obyvatel poklesl o 16 %, hustota obyvatel je 2,1 ob./km² a nedostatek pracovní (zejména kvalifikované) síly je kompenzován většinou nelegální imigrací. Nehledě na fakt, že platy v těžebních regionech jsou nadprůměrné, životní úroveň je tam nižší kvůli vysokým cenám za zboží a služby (Poussenkova, 2009, s. 136).

Geograficky vzdálené a od evropské části Ruska izolované oblasti Dálného východu a východní Sibíře, které mimochodem představují 60 % teritoria státu, se však dočkaly pozornosti vlády: vývoj těchto regionů byl hlavní prioritou druhého volebního období prezidenta Putina. Pro dosažení tohoto ambiciózního cíle byla nastolena spolupráce mezi regionální administrativou a soukromými společnostmi. Asi nejúspěšnějším těžebním regionem v současnosti je Chanty-Mansijský autonomní region, který například v žebříčku investičního potenciálu regionů 2008–2009 obsadil úctyhodnou šestou příčku (z 83). Vedení regionu dokázalo úspěšně transformovat příjmy z fosilních paliv do finančního sektoru a do sportovně-kulturního vývoje Chanty-Mansijska.¹³⁵ Starost o zmíněné regiony neskončila s druhým volebním obdobím Putina. Gazprom má zvláštní Východní program, který je zacílen na plynofikaci regionů (stávající úroveň plynofikace Dálného východu a východní Sibíře je 7 %, ruský průměr činí 62 %), výzkum nových nalezišť a případný export suroviny do Číny a zemí jiných asijských spotřebitelů (viz Gazprom, 2011a).

135 Srovnej stránky administrativy Chanty-Mansijskeho regionu. (n.d.). Dostupné z: <http://www.admhmao.ru/index.htm>.

Závěr

Fosilní bohatství a stoupání poptávky po energiích se staly základem dlouhodobého stabilního růstu ruské ekonomiky. Díky promyšlené politice vlády Rusko dokázalo naakumulovat finanční prostředky, které nakonec zbavily stát dluhů a také významně přispěly k stabilizaci ekonomiky během globální finanční krize. Moskva by si však měla odnést z této krize významné ponaučení: je nejvyšší čas investovat do jiných odvětví, modernizovat průmysl, rozvíjet terciární sektor. To, že tyto úkoly již byly stanoveny v Energetické strategii, ještě neznamená, že budou implementovány.

Politický význam ruského energetického sektoru: Rusko jako energetická velmoc v kontextu vývoje vnitřní a zahraniční politiky

Vývoj vnitřní i vnější dimenze ruské energetické politiky po roce 1991 je důležitým způsobem provázán také s vývojem politického systému a režimu v Rusku. Vzhledem k významu energetického sektoru pro vývoj ruské ekonomiky je logické, že tato oblast ovlivňuje také pozici RF v mezinárodních vztazích. Ve vnitřní dimenzi mají důležitý význam vztahy politické a ekonomické sféry, což se projevuje především ve „strategických“ sektorech včetně toho energetického. V následující kapitole tedy bude věnována nejprve pozornost specifické vazbě mezi vývojem v ruském energetickém sektoru a vnitropolitickým vývojem v zemi. Následně bude analyzována také otázka role energetické politiky v zahraniční politice Ruska. Bližší pozornost bude věnována dvěma důležitým regionům, které v rámci ruských strategií věnovaných energetické, ale také zahraniční a bezpečnostní politice v posledních letech bývají explicitně jmenovány jako oblasti, v nichž Rusko hodlá aktivně uplatňovat své zájmy. Zároveň je chápé jako regiony, které se mohou stát předmětem střetu zájmů různých aktérů v souvislosti s jejich energetickým potenciálem. Jedná se o oblast Kaspického moře a Arktidy.

Význam energetické politiky ve vztahu k vnitřní a vnější politice Jelcinova Ruska

Již v dobách studené války, ačkoliv z politického a hlavně vojensko-strategického hlediska bylo možné považovat SSSR za jednu ze supervelmocí, jeho ekonomika byla založena do značné míry na primárním sektoru (využívání nerostných a přírodních zdrojů). Významná průmyslová výroba se tehdy nacházela mimo území RSFSR,¹³⁶ což mělo značné dopady i na pozdější ekonomický rozvoj samostatné Ruské federace, stejně jako pozdější problémy se samotnou integritou nově vzniklého státu. V 90. letech 20. století Rusko procházelo procesem tranzice politického režimu,¹³⁷ který byl doprovázen pokusy

136 V Pobaltí byly závody elektrotechnického průmyslu, na Ukrajině velká část ocelářského a také strojírenského průmyslu, raketový průmysl, výroba letadel atd. (Czajkowski, 2003, s. 56–62).

137 Jak zdůrazňuje Jan Holzer, výchozí režim sovětského modelu komunismu je považován za klasický model totalitního režimu. V 80. letech však měl již politický režim v SSSR za sebou určitý vývoj, který vyvrcholil především obdobím Gorbačovovy perestrojky. Dle klasifikace nedemokratických režimů Linze a Stepana se tedy již v tomto období jedná o jeden z modelů tzv. post-totalitního režimu, byť je toto období relativně krátké na to, aby mohlo vykazat dlouhodoběji sledovatelné specifické rysy tohoto typu nedemokratického režimu (Holzer & Kuchyňková, 2007, s. 280; Linz & Stepan, 1996, s. 42–51).

o reformy v socio-ekonomické oblasti. Nový politický systém se začal v Rusku rodit v průběhu 90. let 20. století po vítězství prezidenta Jelcina nad parlamentem během politické krize na podzim 1993. Ta skončila rozpuštěním původního parlamentu (Nejvyššího sovětu) a vyhlášením ústavy, která přinesla především posílení role exekutivy.¹³⁸

Politologové zabývající se vývojem politického režimu v Rusku v desetiletích následujících po rozpadu SSSR poukazují na to, že se nový režim rodil na základech limitovaného pluralismu a spíše než ke skutečné demokracii se vyvíjel směrem k hybridnímu režimu.¹³⁹ K jeho charakteristice bývaly v ruském kontextu používány pojmy jako „neliberální demokracie“ (užívaný F. Zakariou; Zakaria, 2003, s. 109–117), „pseudodemokracie“ či „delegativní demokracie“ (Diamond, 2002, s. 21–35; O’Donell 1994: 55–69). M. McFaul či ruská politoložka L. Ševcova¹⁴⁰ pro charakteristiku režimu Jelcinova Ruska používali specifické termíny „elektorátní demokracie“, nebo dokonce „elektorátní monarchie“ (Holzer & Kuchyňková, 2007, s. 278). Z řady důvodů nebylo možné v 90. letech hovořit o Rusku jakožto o demokratické zemi, vzniklý režim však nesplňoval ani charakteristiky režimu autoritativního.¹⁴¹ Bránily tomu především opakovaně probíhající konflikty mocenského centra (prezidenta) s opozicí, které byly poměrně typickým rysem režimu Jelcinova Ruska. Politický boj a souboj zájmů se odehrával často i mimo formální mantinely a cesty k tomu určené (z institucionálního a právního hlediska), což je poměrně charakteristické pro režimy v tranzici.

Také ve vztahu státní moci a ekonomické sféry bylo možné spatřovat jeden z prvků limitovaného pluralismu. Dle Linz & Stepan (1996, s. 42–51) státní moc poskytuje záštitu určité skupině „oligarchů“, prosazuje její zájmy, současně ovšem tato skupina musí vykazovat podstatnou míru loajality ve střetech mocenského centra s opozicí. Konflikty prezidentského tábora s opozicí zosobňovaly zejména během druhého Jelcinova funkčního období hlavně střety s parlamentní Dumou, v níž měli silné zastoupení komunisté (KPRF) i Žirinovského nacionalisté (LDPR). Stejně tak ale nelze opomenout i některé střety prezidenta Jelcina s více či méně loajálními představiteli byznysu (např. televizní magnát Vladimir Gusinskij). V režimu Jelcinova Ruska způsobovalo střetávání prezidenta a jeho oponentů vzájemnou limitaci autonomního jed-

138 První volby do dolní komory nového dvoukomorového parlamentu se uskutečnily za okleštěných podmínek, kandidovat totiž nemohly politické síly spjaté s pokusem o parlamentní puč.

139 Charakteristiky spíše hybridního režimu než režimu autoritativního v pojetí J. J. Linze bývají spatřovány například ve specifických parametrech limitovaného pluralismu v Rusku 90. let. V horizontální dimenzi politického pluralismu jsou vztahy mezi mocenským centrem a periferií, tedy některými regiony Ruské federace, popisovány prostřednictvím termínu asymetrický federalismus (Holzer & Kuchyňková, 2005). Nezřídka se stávalo právě v případě regionů disponujících nerostným bohatstvím a zejména energetickými surovinami (Tatarstán, Baškortostán apod.), že ve snaze předejít jejich autonomistickým tendencím a možnému rozpadu Ruské federace, který by následoval po rozpadu SSSR, bylo federální centrum v čele s Jelcinem nuceno uzavřít s jejich vládci specifické bilaterální smlouvy o vzájemných vztazích. Tyto smlouvy potom obsahovaly například daňové úlevy a zvyšovaly do určité míry ekonomickou autonomii příslušných regionů (Rutland, 2009, s. 183). Některé subjekty a jejich představitelé tedy byli schopni vyjednávat s mocenským centrem a do určité míry jej držet „v šachu“ (i když vzhledem k různým klientelistickým vazbám byly takovéto vztahy často recipročního charakteru).

140 Z jejich četných prací na téma ruského politického systému a režimu v dobách vlády prezidenta Jelcina např. Shevtsova, 1997, s. 83–96 a především monografie Ševcova, 1999.

141 Politický režim na sklonku vlády Borise Jelcina Ševcova nazývá již oligarchickým autoritarianismem, protože v něm spatřuje prvky personifikované moci (které mají podklad jak v ruském politickém systému prezidentského či semiprezidentského typu, tak do určité míry i v ruské politické kultuře), která ale podle ní byla výrazně orientována na implementaci zájmů velkých reprezentantů podnikatelské sféry blízkých Kremlu. Podobně mělo být na sklonku 90. let motivováno i jednání dalších vlivných složek vládnoucí elity, včetně byrokracie (Shevtsova, 2005, s. 323–324).

nání v rovině institucionální, v rovině stranicko-politického systému¹⁴² i v rovině personální a částečně oslabovalo „ohniskovou“ pozici mocenského centra, kterou po formální stránce zajišťoval ústavní systém z roku 1993. Toho využívaly především zájmové skupiny, kterým se podařilo dosáhnout značné míry autonomie. Je třeba říci, že již během Brežněvovy éry a následujícího období perestrojky se vytvořil na bázi stranických struktur určitý „klanový systém“, který díky vybudovaným kontaktům a pozicím především v ekonomické sféře dovedl rychle využít nové situace.¹⁴³

V 90. letech byly také světové ceny energetických surovin (ropy a plynu) relativně nízké, což zabraňovalo státní moci dostatečně využít tuto složku ve svůj prospěch, stejně jako roztržité majetkové poměry v řadě strategických odvětví. Počátek 90. let 20. století přinesl všeobecnou krizi související se samotným faktem rozpadu SSSR, pokles HDP přitom doprovázel vývoj prakticky ve všech státech post-sovětského prostoru, mezi nimiž navíc došlo k oslabení dosud existujících těsných vazeb v řadě oblastí, i když v oblasti energetiky byla dlouhou dobu realitou spíše asymetrická závislost na dovozu ruských surovin či produktů (Tsygankov, 2010, s. 82), případně na transportních trasách procházejících přes ruské území (v případě nově nezávislých producentů zemí). Ekonomická reforma a pokusy o liberalizaci centralizovaného hospodářství vyvolaly v Rusku skokový nárůst cen a prudké snížení životní úrovně. Chyběla také trvalejší sociální a veřejná podpora procesu transformace. Ruské ekonomické reformy, které měly centrálně plánované hospodářství nasměrovat k tržní ekonomice a veřejnost si je spojila především se jménem premiéra Gajdara, měly převážně administrativní charakter. Ruský prezident Jelcin ostatně k „řízení“ ekonomické reformy využil zvláštní pravomoci vydávat dekrety, kterou si nechal potvrdit referendem. Průběh ekonomické „reformy“ tak nebyl předmětem politické diskuse a podobně jako ústava z roku 1993 byl více méně oktrojován. Od vzniku RF její HDP až do roku 1999 prakticky setrvale klesal (oproti závěru 80. let došlo během 90. let k poklesu cca na polovinu). Největší propad nastal v roce 1992, a to o více než 14 %, další následoval v roce 1994.¹⁴⁴

Vzájemné vztahy politické sféry a utvářejících se ekonomických elit se již v 90. letech mimo jiné vyznačovaly vysokou mírou korupce, která poznamenávala právě i prodej cenných podílů v energetickém sektoru. Ekonomická, ale i zahraniční politika v duchu „západnického“ směru (spjatá na počátku 90. let především s osobou prezidenta Jelcina a ministra zahraničních věcí Andreje Kozyreva) se stávaly předmětem čím dál větší kritiky opozice, vedení státu si proto potřebovalo zajistit podporu ekonomických elit. Jak zdůrazňuje Tsygankov, Jelcinova vláda umožnila i někdejší členům komunistické nomenklatury privatizovat části energetického (především ropného) průmyslu, což pomohlo vytvořit známou vrstvu bohatých „oligarchů“, která sice neměla velký zájem na skutečné liberalizaci a ekonomické transformaci, nicméně z důvodu ekonomického zisku preferovala orientaci především obchodní politiky na západ (Tsygankov, 2010, s. 68).

Již na konci roku 1992 Jelcin ale podlehl tlaku a odstavil z funkce premiéra nepopulárního Jegora Gajdara (ve vládních strukturách zůstal Gajdar až do počátku roku 1994) a nahradil jej Viktorem Černomyrdinem.

142 Stranicko-politický systém v 90. letech charakterizovala postupná krystalizace tří hlavních pólů: KPRF, která obnovila svoji činnost po zákazu komunistické strany; liberální tábor, který symbolizovalo především hnutí Jablko (pojmenované dle svých zakladatelů: Javlinskij-Boldyrev-Lukin) a později v druhé polovině 90. let také Svaz pravicových sil; „prezidentská“ strana, kterou reprezentovaly v průběhu 90. let různé politické formace síťového charakteru spojující osobnosti či politické skupiny z centra i regionů podporujících Kreml (za podobnou formaci bylo možné v parlamentních volbách v roce 1999 považovat i Putinovu Jednotu). Jako čtvrtý pól ruského stranicko-politického systému v 90. letech bývá označován tábor nacionalistů reprezentovaný především Žirinovského LDPR, nacionalismus se však postupně stává jakýmsi průřezovým rysem ruského stranicko-politického spektra. Na levici se pojí s neomarxismem, na prezidentském pólu s idejemi zastánců mocenského centralismu a vlády pevné ruky (*děržavniki, gosudarstveniki*), relativně nejméně patrný je jeho vliv v liberálním táboře. Více k vývoji ruského stranicko-politického systému v 90. letech 20. století viz Holzer, 2001 a Holzer, 2003.

143 Velmi dobrý popis situace po rozpadu SSSR přináší např. W Marciniak v knize *Rozgrabione imperium*. (viz Marciniak, 2001).

144 Údaje převzaty z Orttung: 2009, s. 51.

Po výměně Gajdara za Černomyrdina na postu ruského premiéra vzrůstá vliv konzervativněji orientovaných zájmových kruhů na prezidenta, což se projevuje i snahou o konsolidaci především v plynárenském sektoru, který na rozdíl od sektoru těžby a zpracování ropy neprošel srovnatelným procesem privatizace. Důležitou roli hrála skutečnost, že Viktor Černomyrdin stál v čele plynárenského Gazpromu. Pozvolné změny se v té době začínají projevovat i v ruské zahraniční politice a ve vývoji makroekonomických ukazatelů, i když zde se jednalo o přechodný stav. V roce 1997 došlo k mírnému nárůstu HDP v Rusku, a to meziročně o 0,8 %. O rok později ale došlo ke krachu měny a trhu s cennými papíry, a ukázala se tak křehkost optimistických očekávání. Následovalo pětiprocentní snížení průmyslové produkce, meziroční inflace vzrostla o více než 84 %, investiční dynamika klesla o 6,5 %. Do kladných hodnot se dostává meziroční růst HDP až po roce 2000 a od té doby již každoročně docházelo k nárůstu o několik procent (až do roku 2009, kdy se důsledky globální finanční krize i v Rusku projevily meziročním poklesem HDP o téměř 8 %) (Ortung, 2009, s. 51; Feděralnaja služba gosudarstvennoj statistiki, 2013).

V prvních koncepcích ruské zahraniční a bezpečnostní politiky (zejm. v 90. letech), se ještě explicitní zmínky o významu energetických zdrojů či energetické politiky v kontextu mezinárodní politiky a bezpečnosti neobjevovaly. Přesto byl zdůrazňován význam ekonomické obnovy pro budoucnost státu, což lze nalézt již v první Koncepci zahraniční politiky Ruské federace z roku 1993.¹⁴⁵ Snaha obnovit někdejší vliv státu především v ekonomickém sektoru provází také v roce 1996 nástup nového ministra zahraničí Jevgenije Primakova, který byl následně doprovázen i proměnami priorit zahraniční politiky RF za účelem vyvést Rusko mimo jiné z hrozby ekonomické izolace. V osobě J. Primakova přichází do čela ruské diplomacie člověk s významnými zkušenostmi nejen s prací v ruské zahraniční politice, ale také v tajných službách (FSB), který se snaží Rusko nasměrovat zpět k posílení nejen ekonomických vazeb v prostoru bývalého SSSR, ale také v oblastech třetího světa (Blízký východ, Asie, Afrika, Latinská Amerika), kde SSSR býval vlivným politickým i ekonomickým aktérem. Rusko tak již v této době obnovilo vazby či navazovalo nové vztahy s některými aktéry, jež Západ vnímá jako problematické. V pozadí byly důležité ekonomické zájmy a plány také v energetické oblasti.¹⁴⁶ Jevgenij Primakov byl navíc stoupencem silné role státu jako klíčového aktéra „ekonomické diplomacie“ (patřil mezi tzv. gosudarstvenniki, z jejichž pohledu jsou státní zájmy nadřazeny zájmům soukromého sektoru; Tsygankov, 2010, s. 117–119), přičemž důležitým předmětem zájmu této ekonomické diplomacie měl být prostor SNS. Primakov byl autorem rozsáhlých plánů multilaterální integrace v prostoru SNS v oblasti průmyslové, investiční, vědecko-technické spolupráce i v oblasti měnové. Tyto vize byly posléze nahrazeny důrazem na budování bilaterálních či subregionálních vazeb, nicméně nebyly zcela opuštěny (jak o tom svědčí i priority ruské zahraniční politiky v tomto prostoru po opětovném nástupu Vladimira Putina do funkce ruského prezidenta v roce 2012).

145 V první koncepci zahraniční politiky RF z roku 1993 se ještě projevoval vliv liberálně internacionalistických idejí „západníků“ první Jelcinovy vlády, ve které klíčové pozice premiéra, ministra financí a ministra zahraničí zaujímali Jegor Gajdar, Anatolij Čubajs a Andrej Kozyrev. Spojoval se ale se snahou reflektovat kritiku, která tento zahraničněpolitický kurz stíhala již od počátku 90. let (kritika pocházející zejména z parlamentních řad již od roku 1992). Koncepce hovořila o nutnosti obnovy Ruska jakožto demokratického a svobodného státu, který ctí lidská práva a základní svobody, přičemž za základ opětovného pozvednutí pozice Ruska v mezinárodním měřítku bylo považováno poskytnutí příznivých podmínek pro vytvoření moderní efektivní ekonomiky, která by měla zaručovat finanční a hospodářskou nezávislost státu. Mezi nejpřednějšími prioritami figurovalo provedení ekonomických reforem a spolupráce s mezinárodními organizacemi na bázi rovnoprávného partnerství (Foreign Policy Conception of The Russian Federation, 1993).

146 Potenciálním strategickým partnerem Ruska se tak v úvahách ministra zahraničí Primakova stává Írán, který je mimo jiné důležitým aktérem sporu o status Kaspického moře (viz dále) a fungoval též jako spojenec Ruska v odporu k budování ropovodu Baku–Tbilisi–Ceyhan a posilování zájmů USA v oblasti. Na druhé straně Írán se posléze stal i aktérem, jehož aktivity v Kaspické oblasti začala ruská strana sledovat ostražitěji, zejména po dobudování turkmensko-iránského plynovodu v roce 2010, které naznačilo, že by se Írán mohl stát alternativní tranzitní zemí pro středoasijské producenty (Tsygankov, 2010, s. 111). Podle Tsygankova zájmy ruských ropných společností (především Lukoilu) byly také jedním z faktorů podmiňujících asertivní ruskou politiku v druhé polovině 90. let ve vztahu k americkému postupu proti Iráku (Tsygankov, 2010, s. 106).

Putinovo Rusko a energetika jako „hard soft power“ ?

Ekonomika a ekonomická modernizace země sehrávaly důležitou úlohu v celkovém vývoji politického režimu po nástupu Vladimira Putina do funkce ruského prezidenta v roce 2000. V tomto období je patrné několik momentů, které se úzce dotýkají vztahu vývoje ruské vnitřní i zahraniční politiky a energetické politiky. Spíše než převratné změny v hlavních směrech geopolitické orientace ruské zahraniční politiky sledujeme proměnu nástrojů, její pragmatizaci a ekonomizaci, postupné provázání energetické politiky s bezpečnostní politikou, které je patrné i z díky oficiálních koncepčních a strategických dokumentů, které se týkají zahraniční, bezpečnostní a energetické politiky.

S V. Putinem, který má v oblasti ruských bezpečnostních služeb též významné zkušenosti, bývá spojován nástup „nového realismu“ v ruské zahraniční politice (Sakwa, 2008, s. 267–298). Rusko je označeno jako „normální velmoc“ (normal great power; Tsygankov, 2005, s. 132–158) a suverénní demokracie,¹⁴⁷ což podtrhuje autonomii jeho vnitřní i zahraniční politiky, v níž má soudobé Rusko dle tohoto výkladu přirozený nárok na obhajobu vlastních zájmů (politických, ekonomických, bezpečnostních). Ševcova poukazuje na prvky kontinuity a současně rozdílnost vývoje režimu¹⁴⁸ Putinova Ruska oproti období 90. let 20. století i na určité napětí způsobované na jedné straně posilováním tradičního způsobu vlády z dob ještě předjelcinovských (s důrazem na posílení byrokracie či centralismu) a na druhé straně novým důrazem na ekonomickou modernizaci (Shevtsova, 2005, s. 322–323).¹⁴⁹

„Sjednocení“ (tedy faktické podřízení) politické scény, kterého Putin a jeho názorově loajální okolí dosáhly, ale nebylo získáno jen pomocí různých zastrávacích nástrojů pro limitaci pluralismu v socio-politické oblasti. Někdejší oponenty mocenského centra z dob vlády Jelcina (komunisté, někteří reprezentanti nacionalistického tábora) se podařilo získat na stranu exekutivy i spoluprací se zastoupením těchto sil v Dumě při přípravě politických rozhodnutí, která se mohla těšit i jejich souhlasu, protože byla (na rozdíl od předchozího období) v částečném souladu s jejich představami o optimální politice ruské exekutivy. Putinovi se tak podařilo někdejší ideové protivníky Jelcina neutralizovat a zbavit aktivity ve smyslu opozičního či konkurenčního působení i touto „pragmatizací“ a dalším odideologizováním ruské politiky. Ruská politika po roce 2000 začala více než v 90. letech čerpat z tradic přítomných v ruské politické kultuře ještě v předsovětských dobách.

147 Jedná se o termín vytvořený Vladislavem Surkovem, použitý např. ve stati „Nacionalizacija buduševo“, která byla jakýmsi manifestem této nové ideje ruského státu. Koncept suverénní demokracie odmítá ideu budování nového ruského politického systému po vzoru západních demokracií, naopak zdůrazňuje osobitost ruských podmínek a polemizuje v tomto smyslu s ruskými liberály. Zdůrazňuje principy společenské solidarity jako prevence konfliktu, roli kultury, vzdělávání a vědy při utváření nového společenského řádu. Jako kontrast k „chaotickému“ období 90. let jsou zdůrazňovány hodnoty jako řád či stabilita. Důležité je slovo „suverénní“; Surkov, který vytvořil svůj manifest jako ideový základ pro politiku Putinovy strany Jednotné Rusko, v něm zdůrazňuje skutečnost, že Rusko chce budovat svůj politický systém bez řízení a zásahů zvenčí. Jedná se tedy do značné míry i o jakousi obranu před „barevnými revolucemi“, které byly vykreslovány jako výsledky vnějších zásahů (ze strany Západu) za účelem převratu a vybudování nového režimu v zemích bývalého SSSR, loajálního a konformního zájmům západních zemí (Surkov, 2006).

148 Nelze opomenout změny některých systémových charakteristik: změnami prochází volební systém pro volby do Státní dumy, dochází k nahrazení voleb jmenovacím principem u některých významných funkcí na regionální úrovni, změnami prochází územně-správní uspořádání země, dochází k dalšímu posílení exekutivy v politickém systému apod.

149 Podle Ševcové Putin již během prvního období ve funkci ruského prezidenta postupně přetvořil politický režim v Rusku v byrokraticko-autoritativní režim, v němž právě byrokracie je hlavním zdrojem personifikované moci. Zajímavé přitom je, že přívlstek „byrokratický“ bývá některými politology (např. Guillermo O'Donnell) používán při typologizaci autoritativních režimů, které se v 60. a 70. letech 20. století vyvinuly v Latinské Americe. Podle Ševcové jsou tyto autoritativní režimy typické i pro modernizující se ekonomiky silně postavené na využívání zdrojů nerostných surovin, i když Putinovo Rusko nelze s příklady těchto zemí zcela srovnávat (Shevtsova, 2005, s. 324).

Změny v ruské zahraniční politice zaměřené na maximální posílení mezinárodního statusu RF v mezích možností, ve spojení se zlepšujícím se ekonomickým vývojem určovaly i způsob, jakým byl Putinův režim přijímán veřejností (pocit, že v osobě prezidenta Putina do značné míry personalizované mocenské centrum jedná tak, jak musí, chce-li vyvést Rusko z krizové situace 90. let, a jedná úspěšně). Politická kultura, která je výsledkem historického vývoje přesahujícího sovětskou periodu, do určité míry determinovala narůst pozitivního přijímání reality, která byla viděna jako návrat k pořádku i určité prestiži mocenského centra, vnímané dovnitř i navenek režimu, v kontrastu s „chaosem“ a pocity frustrace, které provázely předchozí období.¹⁵⁰

Administrativě se tak podařilo získat značnou kontrolu nad ruským politickým systémem, což do značné míry napomohlo i výsledkům voleb, v nichž postupně začal získávat drtivou převahu blok provládních stran. O povaze režimu svědčí i systém výběru nástupců pro prezidentský post. Uplatnil jej již Boris Jelcin v Putinově případě a podobně potom postupoval i sám Vladimir Putin.

Mocenské centrum si podřídl i podnikatelskou sféru a oblast „velkého byznysu“, „oligarchy“ disponující také určitým podílem na politické moci, kteří se nezhřídkou rekrutovali z řad někdejších komunistických aparátčků. Neznamena to ovšem, že by podnikatelská sféra zcela ztratila vliv na politiku, i po nástupu nového prezidenta do určité míry platilo, že „velký byznys“ představoval sféru schopnou limitovat manévrovací prostor mocenského centra. Spíše po nástupu Putina došlo k jakémusi novému „kontraktu“ mezi státní mocí a zástupci ekonomické sféry. Obnovení určité míry kontroly podnikatelského sektoru bylo obzvláště důležité ve strategickém sektoru energetiky, který měl být současně využit k ekonomickému zotavení země, což by kýženým způsobem zlepšilo i její pozici v mezinárodní politice. Nejdůležitější změny následující po roce 2000 se tak týkají na jedné straně posilování a centralizace státní moci, což je patrné i ve vztahu k podnikatelskému prostředí a k ekonomické sféře, současně ale sílí důraz na tržní principy a potřebu ekonomické reformy. Ten jde ruku v ruce s posilováním prvků autoritativního režimu v politické rovině. Byly eliminovány některé osobnosti s ambicemi, jež přesahovaly ekonomickou sféru a mohly se stát i politickou konkurencí a ohrožením (viz případ Chodorkovského).

Dalším důležitým rysem je skutečnost, že někteří představitelé byrokratických struktur, které se utvořily okolo prezidenta a postupně jako „Putinovi lidé“ vytlačili někdejší vlivné osoby z Jelcinovy „rodiny“ a předcházejících kremelských struktur (těm sice Putin po svém nástupu slíbil shovívavost a do určité míry „ochrannou ruku“, postupně je však ve svém okolí nahrazoval vlastními lidmi), zaujali následně důležitá místa ve velkých podnicích a společnostech, včetně energetického sektoru. V některých odvětvích, v nichž v 90. letech proběhla privatizace, následovalo též po nástupu Putina a výměně elit přerozdělování a přeskupování vlastnických poměrů, typickým příkladem je sektor produkce a zpracování ropy.¹⁵¹

Především během Putinova druhého funkčního období sílila kontrola nad politickým i ekonomickým životem v zemi doprovázená posílením represivních kapacit. Samotný prezident Putin se vzhledem k předchozímu zázemí v rámci tajných služeb a osobním kontaktům na úřednických pozicích obklopoval stále více loajálními elitami, často z okruhu tzv. petrohradského tábora, z tzv. silových ministerstev či z řad FSB (Orttung, 2009, s. 51–70). FSB se podařilo proniknout také do podnikatelské sféry a byznysu, což do značné míry usnadnilo státu získat tuto sféru pod svoji kontrolu. K osobám nepohodlným svými aktivitami nově patřili například mediální magnáti Boris Berezovskij a Vladimir Gusinskij či majitel ropné spo-

150 K tomuto vnímání režimu přispívala i práce se symboly a reminiscencemi sovětské minulosti. Putinův režim neváhal rehabilitovat mnohé ze sovětské minulosti, ideologii však ponechával „za dveřmi“. Takový postoj k minulosti, k níž většinová veřejnost nebyla ochotna ani schopna zaujmout během desetiletí následujícím po zhroucení komunistické moci i SSSR zcela odmítavý postoj, což nezhřídkou vzdalovalo její převažující pocity politice režimu, který nastoupil v 90. letech, též přivedlo značnou část veřejnosti i politického spektra zpět na stranu režimu.

151 Viz kapitolu Ruští národní šampioni: postavení firem.

lečnosti Jukos Michail Chodorkovskij. Zatímco Berezovskij a Gusinskij odešli do exilu, Chodorkovskij byl zatčen v rámci procesu proti vedení společnosti Jukos, která v té době představovala jednu z nejdynamičtěji se rozvíjejících společností v ruském ropném průmyslu (Baev, 2008, s. 52–55).

V energetickém sektoru se z osob spjatých s ruskou politickou sférou, případně s minulostí ve FSB, pohybovali například místopředseda vlády Igor Sečín, který byl zároveň předsedou správní rady státní ropné společnosti Rosněf'.¹⁵² Sečín má profesní zkušenosti z působení ve strukturách FSB, podobně jako další „Putinův člověk“ Nikolaj Tokarev, který byl nejprve v čele státní ropné společnosti Zaruběžněf', jež má na starosti zahraniční projekty v zámoří či v asijské oblasti (např. ve Vietnamu). V říjnu 2007 se Tokarev stal prezidentem společnosti Transněf', která má monopol na transport ropy na ruském území. Od června 2009 byl současně i členem správní rady produkční společnosti Rosněf'. Osoby více či méně spjaté s FSB zastávají klíčové posty i v dalších společnostech včetně Gazpromu (Orttung, 2009, s. 57–66).

Nástup Vladimira Putina do funkce prezidenta s sebou tedy přinesl úspěšné pokusy o větší centralizaci politické moci i snahu o obnovení větší kontroly státu nad často roztržštěnými vlastnickými poměry v oblasti průmyslu a energetiky. Úsilí je věnováno také zajištění kontroly státu nad distribucí energetických surovin na ruském území a následně se stalo strategickým cílem zajistit též kontrolu nad transportem ropy a plynu z území nově nezávislých států, především v oblasti Kaspiku a Střední Asie. To se Rusku po rozpadu SSSR dařilo se střídavou úspěšností, vzhledem k tomu, jak v této oblasti muselo čelit narůstající konkurenci jiných aktérů (Čína, USA, EU atd.).

Jak již bylo zmíněno, v ruském případě navíc značná strategická váha energetického sektoru vyplývá z toho, jak zásadním způsobem se tento podílí na příjmech státu. Po finančním kolapsu v roce 1998 tak nastává obnova ruské ekonomiky, přičemž toto období koresponduje také s nástupem Vladimira Putina k moci. Již během jeho prvního funkčního období došlo k rychlému zotavení doprovázenému růstem HDP, dosažení vyrovnaného státního rozpočtu či zahlazení ruských dluhů u mezinárodních institucí. Současně byl vytvořen potenciál pro investice do dalších sektorů průmyslu, ale i do stavebnictví či do oblasti služeb, takže zlepšení ekonomické výkonnosti doprovázené také zvyšováním životní úrovně nebylo možné přičítat pouze rostoucím cenám ropy na světovém trhu. Tato příznivá situace, jejíž důsledky se naplno projeví především v roce 2006, šla ruku v ruce s politickou strategií opětovného získání a upevnění rozvolněné státní kontroly nad „strategickými zdroji“ (Hanson, 2009, s. 23–51).

Hlavním argumentem vůči „oligarchům“, kteří ovládli energetickou sféru v 90. letech, se stal poukaz na nelegální podstatu nabytí jejich bohatství. Užití prostředků státní donucovací moci umožnilo revidovat některé předchozí přesuny v oblasti vlastnictví v rámci energetického sektoru. Ohniskem zájmu se staly především velké privatizační projekty, které byly realizovány za Jelcinovy éry, jako vznik ropných firem Jukos a Sibněf'.

Majitel společnosti Jukos Chodorkovskij byl obviněn z daňových úniků a zpronevěry.¹⁵³ Chodorkovskij byl nakonec v roce 2005 odsouzen na 9 let a společnost neuspěla v žádosti o ochranu před bankrotem přesunem sídla do USA. Následoval bankrot, likvidace společnosti Jukos a rozprodání jejích finančních podílů, včetně nejdůležitější části, divize Juganskněf'tėgaz¹⁵⁴ těžící ropu na západní Sibiři, kterou získala

152 Lze připomenout i to, že v čele společnosti Lukoil je někdejší náměstek ministra pro ropný průmysl z dob SSSR Vagit Alekperov (Lukoil, n.d.).

153 Vedení společnosti nejprve nabídlo státu splatit 8 mld. USD během tří let, aby se vyhnulo bankrotu, upozorňovalo na neadekvátní daňové pohledávky ze strany státu i na probíhající konfiskace, jejichž prostřednictvím se stát rozhodl pohledávky vyhledávat.

154 Jukosu dále patřily prostřednictvím Samaraněf'tėgazu, který získal na základě vládního dekretu v roce 1995, ropné rafinerie v Samarské oblasti (Novokujbyševsk, Kujbyšev a Syzran). Srov. Baev, 2008, s. 52–55; Orttung, 2009, s. 57–66.

státní společnost Rosněř. ¹⁵⁵ Tento okamžik lze do určité míry považovat za počátek ovládnutí energetického sektoru ruským státem. Chodorkovskij právě v době svého zatčení hledal zahraniční společnost pro koupi podílu v jeho firmě ¹⁵⁶ a uvažoval o vybudování privátního ropovodu do Číny, který by tak byl mimo kontrolu společnosti Transněř kontrolující transport ropy na ruském území. Chodorkovskij byl také aktivní na poli politické opozice, kde otevřeně kritizoval angažmá Putinovy vlády v korupčním systému. Na druhé straně samotné podnikatelské začátky Chodorkovského jsou opředeny nejasným pozadím a tento bývalý komsomolec se v nich pravděpodobně pohyboval na hraně zákona.

V roce 2005 společnost Gazprom zaplatila 13 mld. USD, aby tak získala rozhodující podíl v ropné společnosti Sibněř, kterou v 90. letech privatizovali podnikatelé Roman Abramovič a Boris Berezovskij. Odlišné zacházení od kauzy Jukos v tomto případě bylo způsobeno mimo jiné i tím, že Roman Abramovič si udržel do určité míry loajální pozici vůči Kremlu a svého podílu ve firmě se za nezanedbatelnou finanční kompenzaci vzdal. Sibněř byla následně přejmenována na Gazpromněř (Orttung, 2009, s. 58).

Mezi lety 2003–2007 tak ruský stát obnovil většinové vlastnictví plynárenské společnosti Gazprom a znovu „znárodnil“ i přibližně polovinu ruského ropného průmyslu. Přímou většinovou kontrolu získal také nad důležitými ropnými a plynovými nalezišti na úkor zahraničních investorů, kteří se podíleli na těžbě. Nový prezident se tak postaral o „korekci“ některých kroků předcházející exekutivy, které považoval za chybné v kontextu vztahů mezi státem a energetickým sektorem.

V zahraniční politice zůstává po nástupu prezidenta Putina v roce 2000 klíčová orientace na zachování a obnovení mocenské pozice a vlivu Ruska v oblasti, kde podle představ inspirovaných ruskou geopolitikou leží „životní zájmy“ Ruska (postsověťský prostor). Zároveň však nastává pragmatická renesance západní dimenze ruské zahraniční politiky. Snahy o navázání strategického partnerství s USA probíhají nejen na pozadí boje proti terorismu, ale mají i politické souvislosti dotýkající se energetické oblasti. Prezident Putin již krátce po svém nástupu v roce 2002 zdůrazňoval, že RF má potenciál stát se pro Západ jakožto spolehlivý dodavatel energetických zdrojů alternativou k zemím Blízkého východu. Ruská strana kladla důraz především na to, že RF stojí mimo OPEC. Zpočátku byl za perspektivní oblast spolupráce v energetické oblasti považován právě americký kontinent (hlavně v oblasti ropy), což konvenovalo s počátečním obdobím oživení rusko-amerických vztahů krátce po nástupu Putina. V květnu 2002 zástupci RF a USA podepsali v Moskvě společnou deklaraci o spolupráci v oblasti energetiky a v říjnu téhož roku se v americkém Houstonu uskutečnil historický rusko-americký „energetický summit“, na kterém zástupci Ruska hovořili o tom, že je RF schopna do 5 let dodávat USA až milion barelů ropy denně (Tsygankov, 2010, s. 140–144).

V souvislosti s nárůstem role ekonomiky a vnějších obchodních vztahů v ruské zahraniční politice dále posiloval i zájem o Evropu, a to nejen pokud jde o dovoz ruských energetických surovin, ale také z hlediska investičních ambicí ruských firem na evropských trzích. Rusko také hledalo spojení pro podporu vstupu do WTO za podmínek, které by pro ně byly výhodné (Tsygankov, 2010, s. 143–144). Pozdější ruské hledání alternativních partnerů, tentokrát nejen v Asii, ale se zvýšenou intenzitou také v Latinské Americe je motivováno nejen politickými, ale do značné míry opět i ekonomickými důvody. Následující ekonomický vzestup potom umocnil pozdější ruské odpovědi na kroky Západu směřující proti jeho zájmům v politické,

155 Stalo se tak opět poněkud zvláštním způsobem, když Rosněř koupila 100 % společnosti Baikal Finance Group, která Jugansk tvořící zhruba 60 % Jukosu získala v dražbě. V pozadí narychlo vytvořené Baikal Finance Group stála dle spekulací buď státní společnost Gazprom nebo sibiřská firma Surgutněřgag, která o sobě dala v roce 2009 ve střední Evropě vědět prostřednictvím významné akvizice s potenciálem ovlivnit i připravovaný projekt Nabucco (viz dále) (Souleimanov & Svoboda, 2006).

156 Ruská vláda krátce po zatčení vedení Jukosu zmrazila 44 % akciového podílu společnosti údajně z obavy, aby skupina akcionářů vedených Chodorkovským neprodala podíl americké ropné společnosti Exxon.

bezpečnostní i ekonomické oblasti (včetně některých kroků EU v energetické politice, jež ruská strana interpretovala jako ohrožení svých klíčových obchodních zájmů).¹⁵⁷ Vztahy s USA brzy narušila operace proti Husajnovu Iráku, kterou Rusko na rozdíl od afghánské operace nepřijalo jako součást koncepce boje proti terorismu. Podle Tsygankova se důležité zájmy Ruska v Iráku týkaly jednak ropy, jednak Putin tehdy upřednostnil vazby RF s evropskými státy, které nesouhlasily s koaličním zásahem proti Iráku, před rusko-americkým spojenectvím. V energetické oblasti hrály roli lukrativní kontrakty, které Husajnov režim přislíbil ruským společnostem, a dále ruské obavy, že před zásahem dojde k významnému poklesu světových cen ropy, což by bylo pro příjmy státu vysoce nevýhodné, a také obava o splacení iráckého dluhu vůči Rusku, který činil téměř 8 mld. USD. Ostrá rétorika namířená proti americkému zásahu v Iráku mohla navíc Putinovi vylepšit reputaci u některých „siloviků“ a u části veřejnosti, která nebyla příliš nakloněna jeho podpoře afghánské operaci a počátečnímu mlčení k posílení americké přítomnosti ve Střední Asii (Tsygankov, 2010, s. 144). Své ekonomické zájmy v energetické oblasti Rusko hájilo také v některých dalších kontroverzních projektech, které narušovaly vztahy se Západem, především s USA. Typickým příkladem byl podpis rusko-iráckého kontraktu na výstavbu dalších jaderných reaktorů v hodnotě 800 mld. USD v roce 2003.

V koncepčních a strategických dokumentech týkajících se priorit zahraniční a bezpečnostní politiky se po roce 2000 postupně objevuje důraz na geoeconomické faktory i přímo na význam energetických zdrojů.¹⁵⁸ Vzestup významu ekonomiky a také energetiky v zahraniční politice a v ruské diplomacii předpovídala již Koncepce zahraniční politiky Ruské federace z roku 2000 (Konceptija vněšněj politiki Rossijskoj Feděracii, 2000). Ta spolu s koncepcí národní bezpečnosti z roku 2000 (Konceptija nacionalnoj bezopasnosti Rossijskoj Feděracii, 2000) a s novou vojenskou doktrínou zůstávala stěžejním základem ruské zahraniční a bezpečnostní politiky i po nástupu V. V. Putina do funkce ruského prezidenta.¹⁵⁹ V březnu 2007 vydal tehdejší prezident Putin dokument revidující stávající koncepci ruské zahraniční politiky z roku 2000. Zde se již objevují formulace explicitně zdůrazňující narůstající úlohu „energetické diplomacie“ v zahraniční politice států, včetně Ruska. Snahou RF přitom má být, aby v této nové diplomatické „hře“ měla vedoucí úlohu. Energetika se přitom stává jedním z klíčových faktorů ekonomické spolupráce Ruska nejen s evropskými zeměmi, ale také se státy BRIC (de Haas, 2010, s. 16–18).

157 Nejde jen o pozdější diverzifikační projekty, ale také o snahy EU přimět RF k ratifikaci Smlouvy o Energetické chartě včetně tzv. Protokolu o tranzitu či o opatření týkající se vnitřního trhu EU s energiemi, zejména s plynem (viz *The Energy Charter Treaty and Related Documents*, 2004).

158 Tsygankov v této souvislosti upozorňuje na vzrůst významu geoeconomické školy ruské geopolitiky (za typického reprezentanta považuje například Sergeje Rogova). Charakteristické pro tuto geopolitickou školu je zdůrazňování vzrůstající vzájemné provázanosti současného světa prostřednictvím ekonomických vazeb (důraz na koncept interdependence). Stoupenci tohoto proudu si pragmaticky uvědomují, že ekonomické centrum, k němuž se jednotlivé vazby sbíhají, leží sice prozatím na západě, potenciálních vlivných ekonomických (politických, kulturních) hráčů a center je však více. Rusko má hrát podle těchto představ důležitou úlohu v nadnárodních ekonomických projektech (včetně energetických), kterých se účastní západní i asijské aktéry, aktéry státního i soukromého charakteru. Snahou Ruska má být nezůstat stranou těchto sítí (komunikačních, infrastrukturních), a naopak tvořit jejich klíčový prvek. Charakteristická je tedy multipolarita a multivektorové uvažování o potenciálních žádoucích směrech zahraniční a vnější ekonomické politiky Ruska, vzájemná provázanost (ale nikoli podřízenost) státního a soukromého sektoru, relativní otevřenost a směřování k ekonomické a politické stabilitě (Tsygankov, 2003, s. 101–127).

159 Západní dimenze Putinovy zahraniční politiky měla být přitom vybudována na třech pilířích. Prvním z nich bylo strategické partnerství v boji proti terorismu na základě sdílené zranitelnosti například vůči extremismu fundamentálního islámu (Baev, 2008, s. 93–100). Dalším z pilířů byla počáteční potřeba západních investic ze strany ruské ekonomiky a související zájmy ruských ekonomických elit, kterou ovšem záhy vystřídala snaha o vlastní aktivní investiční expanzi do Evropy. Třetím pilířem byl návrat politiky usilující o rovnoprávné partnerství se Západem, i když na pragmatictějších základech, než tomu bylo na počátku 90. let ve spíše idealistickém pojetí „atlantistů“ a liberálních internacionalistů. Velká pozornost byla nadále věnována konceptu multipolarity světa jako jakémusi protipólu kritizovaných snah USA o unipolaritu světa a o unilaterální kroky v mezinárodní politice.

V roce 2003 byl přijat oficiální dokument Energetická strategie Ruska do roku 2020. Dokument mimo jiné hovoří o tom, že „Rusko disponuje významnými zdroji energetických surovin a silným palivovým a energetickým komplexem, který tvoří oporu pro rozvoj ekonomiky a nástrojů realizace politiky ve vnitřní i zahraniční dimenzi“ (Energetičeskaja strategija Rossii na period do 2020 goda, 2003).¹⁶⁰ Již ruská energetická strategie z roku 2003 hovořila také o diverzifikaci exportu, dle dokumentu však Rusko má nadále usilovat o zachování své pozice hlavního exportéra ropy a zemního plynu do rozšiřující se EU.¹⁶¹

V konkrétních krocích zahraniční politiky RF po nástupu V. V. Putina (především ve vztahu ke státům v oblasti někdejšího SSSR, ale nejen k nim) bývají spatřovány doklady užívání energetické politiky jako instrumentu. Např. dle Stentové se zahraniční politika Putinova Ruska vyznačuje kombinací tradičního geopolitického uvažování s nástroji ekonomické globalizace, které jsou instrumentálně využívány právě k implementaci geopolitických cílů. Explicitním příkladem má být právě vzestup Ruska jakožto energetické mocnosti, k němuž došlo v období po nástupu prezidenta Putina (Stent, 2009, s. 215–216). Tyto tendence bývají odvozovány od role, jakou energetická politika hraje v ruské zahraniční politice uplatňované zejména vůči sousedním státům, které jsou spotřebiteli, ale často i tranzitními zeměmi. Specifická politika s cílem uchování určité míry kontroly nad produkcí, zpracováním i přepravou strategických energetických surovin je potom uplatňována také vůči okolním producentům zemím v oblasti bývalého SSSR, které by mohly hrát úlohu potenciálních konkurentů Ruska (producentové státy Střední Asie a jižního Kavkazu). V menší míře bývá užívání energetiky jakožto nástroje „hard soft power“¹⁶² na pomezí diplomacie a nátlaku identifikováno v ruské politice vůči spotřebitelským zemím střední a západní Evropy.

Problematiku energetické bezpečnosti však nelze nazírat pouze ze strategicko-bezpečnostní perspektivy a redukovat výzkum vnější dimenze energetické politiky producenta pouze na jeden z instrumentů zahraniční či bezpečnostní politiky.¹⁶³ Ruská energetická strategie z roku 2003 i pozdější, z roku 2009, se sice takovým pojetím v případě exportu energetických surovin netají, ale v konkrétních případech „energetických krizí“ je vždy zdůrazňován v první řadě ekonomický rozměr (např. výsledek porušení smluv mezi dodavatelem a odběratelem v tranzitní zemi). Ekonomický rozměr je nezanedbatelný, stejně jako zainteresovanost zájmů dalších aktérů vedle vlád příslušných států, především komerčního sektoru. V ruském případě silné personální propojení komerční sféry se státní mocí ve strategických oblastech, včetně energetiky, a způsob, jakým vykristalizovaly vztahy mezi politickou a komerční sférou právě po nástupu Vladimira Putina do čela státu, nicméně evokuje nutnost nazírat na energetickou politiku (zejména její vnější dimenzi) jak perspektivou využívající (neo)liberální, „ekonomický“, „tržní“ pohled na energetickou bezpečnost, tak „realistickou“ perspektivou strategického pohledu. Opomenutí či vytěsnění jedné z těchto perspektiv

160 Ruská energetická strategie z roku 2003 obsahovala řadu dalších cílů. Dokument hovoří například o podpoře efektivního využívání primárních zdrojů energie, technologického výzkumu s cílem napomoci efektivnějšímu využívání surovinových zdrojů, podpoře tržních principů (reforma se měla dotknout postavení monopolů a zlepšení transparentnosti fungování energetických trhů v Rusku), hospodářské soutěže či rozvoje využívání nových zdrojů energie. V tomto smyslu proběhly dílčí reformy ruského plynárenského sektoru v roce 2006, jež vyžadoval i potenciální vstup Ruska do WTO. Zdůrazněna však byla ruská snaha o nezávislost v oblasti regulace svého vnitřního trhu s energiemi (Aalto, 2008, s. 23–41; Morozov, 2008, s. 43–63).

161 Vedle toho Rusko dle strategie z roku 2003 usilovalo také o to stát se exportérem nejen surovin, ale také energetických produktů, tedy elektřiny či jaderného paliva (Romanova, 2008, s. 63–91).

162 Energetická politika bývá mezi nástroji zahraniční politiky považována za instrument tzv. „soft power“. Ovšem vzhledem k důležitosti, kterou energetická bezpečnost a energetická (ne)závislost států nabývají v posledních letech, se také z bezpečnostně-strategického hlediska nabízí otázka, zda je takové pojetí energetické politiky a její role v zahraniční politice producentů států udržitelné a přesné (s důrazem na Rusko vzhledem k jeho pozici jednoho z vedoucích světových producentů a exportérů ropy i zemního plynu a státu těžícího a exportujícího též další energetické suroviny i energetické produkty) (Stent, 2009, s. 215–216).

163 K různým dalším pojetím energetické bezpečnosti z hlediska environmentálního, sociálního, ekonomického, strategického apod. (např. Sovacool, 2011).

by přinášelo zkreslený, případně normativní náhled. Sám bývalý prezident Putin několikrát zdůrazňoval, že pro Rusko jako exportéra je důležité především udržení „bezpečné poptávky“ pro svůj vývoz (Stent, 2009, s. 216), což je premisa na první pohled komplementární s pojetím energetické bezpečnosti ze strany spotřebitele, jenž má zájem především na spolehlivých a dostupných dodávkách za přijatelnou cenu (viz známé pojetí energetické bezpečnosti Daniela Yergina; srov. Yergin, 2006, s. 69–82).

Na summitu skupiny G8, který se uskutečnil za ruského předsednictví v Petrohradě v červenci 2006, bylo potom v rámci závěrů týkajících se globální energetické bezpečnosti zdůrazněno, že vytváření jakýchkoli mezinárodních norem v oblasti energetiky musí brát v úvahu nejen zájmy spotřebitelů, ale také producentských zemí. Ruská strana přitom požadovala, aby se producentské státy na vytváření globálních pravidel v oblasti obchodu s energetickými surovinami a produkty a v oblasti investic do energetického sektoru také aktivně podílely. Investice do výzkumu nových nalezišť (up-stream) musí být podle závěrů petrohradského summitu podpořeny recipročním otevřením investičních možností v oblasti distribuce energií na trzích spotřebitelských zemí, včetně EU (down-stream) (Global Energy Security, 2006).

V souladu s těmito požadavky Rusko přistoupilo také k revizi někdejšího otevření vstupu zahraničních investic do svého energetického sektoru. Příkladem mohou být již zmíněné projekty Sachalin-2 či plynové naleziště Kovykta na Sibiři (Romanova, 2008, s. 63–91). Na druhé straně Gazprom například v červenci 2004 a v dubnu 2005 podepsal Memoranda o porozumění s německou společností E.ON Ruhrgas, na jejichž základě byly předpokládány společné práce na západosibiřském plynovém ložisku Južno Ruskoje (Ruhrgas měl získat téměř čtvrtinový podíl) výměnou za to, že Gazprom bude moci participovat na transportních a distribučních projektech firmy E.ON v rámci EU v sektorech elektřiny a plynu. Součástí Memoranda o porozumění z roku 2005 byla i zmínka o projektu plynovodu Nord Stream. Pro Gazprom byla spolupráce s německými společnostmi (nejen E.ON, ale také BASF Wintershall¹⁶⁴ participující též na projektu Nord Stream) atraktivní i z hlediska jejich angažmá v oblasti střední a východní Evropy (Polsko, ČR, SR, Maďarsko a Rumunsko) a také v jiných částech světa (např. severní Afrika), což otvíralo další možnosti (Westphal, 2008, s. 93–118). Z výše uvedeného tedy vyplývá, že se Putinovo Rusko neuzavíralo před spoluprací se západními energetickými společnostmi v oblasti těžby a průzkumu energetických ložisek, ale poměrně pečlivě si v souladu s principy své energetické strategie vybíralo tyto partnery s ohledem na smluvní podmínky a výhody, které nebudou jednostranné, ale budou slibovat také další průnik ruských energetických společností nejen na evropský trh.

Od roku 2001 navíc funguje Fórum zemí vyvážejících plyn (Gas Exporting Countries Forum – GECF), přičemž o rok později, v roce 2002, prezident Putin naznačil možnost vybudování „plynového kartelu“ s vlastní strukturou, výkonným výborem, sekretariátem a chartou upravující jeho činnost. V té době ruského prezidenta v jeho plánu podpořil kazašský prezident Nazarbajev. V následujících letech se možnost vytvoření kartelu stala jakousi hrozbou artikulovanou ze strany spotřebitelských zemí, především poté, co zájem projeví další velcí producenti zemního plynu (především Írán, dále Venezuela, Katar či Alžírsko). Deklarovaným cílem organizace nemělo být ovlivňování cen na trhu jako v případě pozice OPEC na trhu s ropou, ale například koordinace investic do plynárenského sektoru (Socor, 2008a). O přeměně fóra v organizaci je možné hovořit od prosince 2008, ruský ministr pro energetiku Sergej Šmatko dokonce v sou-

164 Německá společnost Wintershall v roce 2003 založila spolu s dceřinou společností Gazpromu Urengojgazpromem společný podnik Achimgaz zabývající se výzkumem a těžbou na nalezišti Novyj Urengoj. Po podpisu kontraktu o vybudování Nord Streamu mezi Gazpromem, BASF a E.ON Ruhrgas Wintershall získal podíl i na západosibiřském ložisku Južno Ruskoje. Výměnou za tyto obchody s oběma německými společnostmi získal Gazprom nezanedbatelný podíl ve společném podniku WINGAS (účastníky jsou Gazprom a BASF Wintershall), který se zabývá přepravou plynu na dlouhé vzdálenosti v Německu, a podařilo se mu získat přístup také k těžebním polím v Libyi (Westphal, 2008, s. 93–118).

vislosti s tím použil termín „gas OPEC“ či Gaspec. V současnosti má fórum 13 členů,¹⁶⁵ pozorovatelský status mají Kazachstán a Irák a z evropských států kromě Ruska také Norsko a Nizozemsko. Spekuluje se o možném budoucím členství Ázerbájdžánu, Uzbekistánu či Kanady. Fórum je ovšem značně heterogenní strukturou, zájmy jednotlivých členů ne vždy konvergují a na některých trzích jsou jednotliví aktéři konkurenty (např. Rusko a Alžírsko), což limituje možnosti kartelového jednání. Záležet bude také na tom, jak se bude vyvíjet jeho členská základna. Za zmínku přitom stojí, že na posledním (a v historii druhém) summitu GECF, který se konal 1. 7. 2013 v Moskvě,¹⁶⁶ vyzýval (staro)nový ruský prezident Vladimir Putin k tomu, aby země vyvážející zemní plyn spojily své síly a hájily v oblasti světového obchodu se zemním plynem tradiční dlouhodobé kontrakty oproti „konkurenci“, kterou v současnosti představuje nákup plynu na spotovém trhu (Kolyandr, 2013). Rusko svojí obhajobou dlouhodobých kontraktů do značné míry hájí především svoji pozici na důležitém evropském trhu s plynem, zároveň se však v současnosti dostává do konfliktů s platnou legislativou EU týkající se liberalizace energetických trhů (viz dále).

Význam energetické politiky ve vnější politice RF po roce 2008

Důležitý význam ve vnější a bezpečnostní politice RF (nejen jako nástroj k pozvednutí ekonomické síly a mezinárodněpolitické pozice Ruska, ale také z obecného hlediska jakožto důležitá veličina ve vztazích v oblasti mezinárodní politiky a bezpečnosti) má energetika i poté, co v roce 2008 vystřídal Putina ve funkci prezidenta Dmitrij Medveděv. Místopředseda vlády Medveděv, pro jehož oficiální podporu pro prezidentské volby v roce 2008 se rozhodl prezident Putin, zastával od roku 2000 též pozici předsedy správní rady společnosti Gazprom.¹⁶⁷

Ruská federace se během Medveděvova funkčního období snažila udržovat přední pozice mezi světovými producenty energetických surovin, především ropy a zemního plynu. Hlavně kvůli rozvoji produkce břidlicového plynu, která ovlivnila i někdejší smělé plány pocházející ze samého počátku nového milénia ohledně průniku ruských dodávek nejen ropy, ale i plynu na americký trh (s využitím technologie LNG), však ruským producentům v posledních letech zdárně konkuruje v celkové produkci zemního plynu USA. Za sebou přitom nechávají další tradiční producenty typu Íránu, Kataru či Norska. Produkce břidlicového plynu je přitom v poslední době velmi diskutovaným tématem, o perspektivách jeho těžby se hovoří nejen ve středoevropských souvislostech (Polsko), ale také v souvislosti s Čínou, což samozřejmě Rusko s plány na rozvoj asijské dimenze své vnější energetické politiky bedlivě sleduje. RF si nicméně i během Medve-

165 V říjnu 2013 členskou základnu GECF tvořily vedle Ruska Alžírsko, Libye, Egypt, Nigérie, Bolívie, Venezuela, Trinidad a Tobago, Rovnická Guinea, Írán, Omán, Spojené arabské emiráty a Katar (Gas Exporting Countries Forum, n.d.).

166 Historicky první summit GECF se uskutečnil v prosinci 2011 v katarském Doha (Gas Exporting Countries Forum, 2013).

167 Volba osoby spjaté spíše s ekonomickou a energetickou sférou nežli s kruhy armádních „siloviků“ (jako tomu bylo u místopředsedy vlády a ministra obrany Sergeje Ivanova, který byl před Medveděvem dlouhou dobu považován za možného nejvážnějšího kandidáta na funkci ruského prezidenta) se jevila přijatelnější ze zahraničněpolitického hlediska, zřejmě ovšem bylo, že tímto Putinovo angažmá v ruské politice nekončí. Následující „dvojvládí“, o němž však lze spekulovat, do jaké míry bylo výsledkem skutečné spolupráce, či spíše často vynucené rezignace slabšího z obou aktérů, se projevovalo částečně i v dělbě kompetencí mezi prezidentem a premiérem. Premiér Putin a jeho místopředsedové přímo zodpovídali za činnost důležitých vládních komisí a agentur, které byly ustaveny v posledních letech, v případě samotného premiéra to byla kupříkladu speciálně ustanovená Vládní komise zabývající se kontrolou realizace zahraničních investic na území RF (Pravitelstvennaja komissija po kontrolju za osuščestvlenijem inostrannyh investicij v Rossijskoj Feděracii), dále například Rada pro konkurenceschopnost a podnikání působící při vládě RF (Sověť po konkurentosposobnosti i predprinimatelstvu pri Pravitelstve Rossijskoj Feděracii) či Vládní komise pro problematiku vyspělých technologií a inovací (Pravitelstvennaja komissija po vysokim tehnologijam i innovacijam) (viz Pravitelstvo Rossijskoj Feděracii, n.d.).

děvoiva funkčního období udržovala pozici světového exportéra zemního plynu číslo jedna. Nelze zapomenout ani na to, že Rusko je významným producentem a vývozcem také dalších energetických surovin, jako je černé a hnědé uhlí (6. největší světový producent uhlí v roce 2012 a 4. největší světový exportér uhlí v témže roce). Společnost Tvel, která je jakožto výrobce a dodavatel jaderného paliva součástí megakoncernu Rosatom, potom v posledních letech též posiluje svoji pozici na světovém trhu s jaderným palivem.

Tabulka č. 8: Světová produkce surové ropy a zemního plynu (data za r. 2012)

Producent (ropa)	Mt	Podíl na světové produkci (v %)	Producent (zemní plyn)	bcm	Podíl na světové produkci (v %)
Saúdská Arábie	544	13,1	USA	681	19,8
Ruská federace	520	12,6	Ruská federace	656	19,1
USA	387	9,3	Katar	160	4,7
Čína	206	5,0	Írán	158	4,6
Írán	186	4,5	Kanada	157	4,6
Kanada	182	4,4	Norsko	115	3,3
Spojené arabské emiráty	163	3,9	Čína	107	3,1
Venezuela	162	3,9	Saúdská Arábie	95	2,8
Kuvajt	152	3,7	Nizozemsko	80	2,3
Irák	148	3,6	Indonésie	77	2,2
Ostatní	1492	36,6	Ostatní	1149	33,5
Celkem	4142	100,0	Celkem	3435	100,0

Tabulka č. 9: Světový export ropy (situace z r. 2011)

Exportér	Mt
Saúdská Arábie	353
Ruská federace	247
Írán	122
Nigérie	121
Spojené arabské emiráty	114
Irák	108
Venezuela	93
Kuvajt	89
Kanada	82
Angola	79
Ostatní	574
Celkem	1982

Tabulka č. 10: Světový export zemního plynu (situace z r. 2012)

Exportér	bcm
Ruská federace	185
Katar	120
Norsko	109
Kanada	57
Alžírsko	48
Turkmenistán	37
Indonésie	37
Nizozemsko	34
Nigérie	27
Malajsie	21
Ostatní	154
Celkem	829

Zdroj: IEA, 2013.

Nový prezident Medveděv po nástupu do funkce v roce 2008 učinil některé změny v dosud platné koncepci zahraniční politiky RF z roku 2000, i když tyto změny znamenaly spíše doplnění koncepce stávající než fundamentální proměnu orientace vnější politiky (Koncepcija vněšněj politiky Rossijskoj Feděracii, 2008). V dokumentu je již konstatováno posílení role Ruska v mezinárodních vztazích, zvýšení jeho odpovědnosti za globální dění i posílená snaha účastnit se formulace a implementace mezinárodní agendy. Zajímavé je, jakým způsobem je v dokumentu podtržen význam ruských ekonomických zájmů. Role ekonomiky a hospodářského rozvoje je opět zdůrazněna, hned v druhém sledu za otázkami národní bezpečnosti je jmenována snaha aktivně se podílet na vytváření příznivých vnějších podmínek pro modernizaci Ruska (pro transformaci ekonomiky, inovace, zvýšení životního standardu). Ve světle narůstajících konfliktů s některými tranzitními zeměmi (Bělorusko, Ukrajina) je zajímavý důraz na posílení dialogu se spotřebitelskými i tranzitními zeměmi s cílem zajištění spolehlivosti energetických dodávek, o němž hovoří právě „Medveděvova“ koncepce z roku 2008.¹⁶⁸

Prozatím poslední aktualizaci Koncepce zahraniční politiky RF provedl v únoru 2013, necelý rok po svém návratu do funkce ruského prezidenta Vladimir Putin. V koncepci je opět zdůrazněno, že jedním z hlavních cílů ruské zahraniční politiky je vytvoření příznivých vnějších podmínek pro růst ruské ekonomiky a její technologickou modernizaci, posilování role Ruska v globálních ekonomických a obchodních vztazích, diplomatická podpora ruských ekonomických zájmů a bránění diskriminaci namířené proti ruským produktům,

168 Zajímavé jsou některé změny, jež doznaly regionální priority ruské zahraniční politiky v koncepci z roku 2008. Na prvním místě je v souladu s dlouhodobým trendem jmenována bilaterální a multilaterální spolupráce v oblasti SNS. Hned na druhém místě však figuruje evropská dimenze ruské zahraniční politiky, a to nejen ve smyslu dialogu Rusko–EU, ale jsou zde jmenovány především státy západní Evropy, s nimiž má Rusko důležité ekonomické vztahy, v některých případech se jedná i o vztahy v energetické oblasti (Německo, Francie, Itálie, Finsko, Řecko, Španělsko). Zmiňovány jsou ale také státy stojící mimo EU, především Norsko, a to vzhledem ke zvýšenému významu arktické oblasti (opět v kontextu ruské energetické politiky), který je nejen v tomto dokumentu akcentován (Koncepcija vněšněj politiky Rossijskoj Feděracii, 2008). Rusko se v této době stává také iniciátorem debaty o novém systému evropské bezpečnosti a o potenciálním vzniku nové bezpečnostní organizace v euroatlantickém prostoru (zde byly ovšem reakce klíčových evropských partnerů opatrné) (Duleba, 2009).

službám a investicím. Rusko chce za tímto účelem využívat potenciálu příslušných mezinárodních a regionálních ekonomických a finančních institucí. V koncepci se objevuje i zmínka o narůstající soutěži o strategické zdroje, která vyvolává nejistotu na komoditních trzích, a o změnách na trzích energetických, vyvolaných mimo jiné využíváním moderních technologií pro dobývání uhlovodíků. Ruská strana si je tedy velmi dobře vědoma změn, které na energetických trzích způsobila tzv. tichá revoluce, a pozorně jejich důsledky sleduje.

Nová koncepce odkazuje ovšem i na důsledky mezinárodní finanční krize a vyvozuje z ní potvrzení skutečnosti, že schopnost Západu dominovat světové politice a ekonomice nadále upadá a nastává posun světového mocenského a rozvojového potenciálu na východ, především do asijsko-pacifické oblasti. Na pozadí evropské dluhové krize a dění v eurozóně koncepce volá po vytvoření vyrovnanějšího světového obchodního a monetárního systému. Tyto skutečnosti zřejmě vedly i k určitému přehodnocení regionálních priorit nové koncepce v porovnání s koncepcí z roku 2008. Ještě větší důraz je kladen na bilaterální a multilaterální spolupráci mezi státy SNS a v ekonomické rovině je potom explicitně zdůrazňován význam Eurasijské unie, mimo jiné jako důležité spojnice mezi Evropou a asijsko-pacifickým regionem. Vztahy s EU a dalšími státy euro-atlantické oblasti potom ve výčtu regionálních priorit následují za dlouhou pasáží věnovanou eurasijské oblasti, přičemž právě spolupráce v energetické oblasti je v souvislosti s EU zdůrazňována explicitně s dlouhodobým cílem: ustavení společného energetického trhu EU a Ruska (Konceptija vněšněj politiky Rossijskoj Feděracii, 2013).

Na bezpečnostní aspekty energetiky klade potom velký důraz i Strategie národní bezpečnosti Ruské federace do roku 2020, která byla publikována v roce 2009, a to i v porovnání s předcházejícími koncepčními dokumenty zaměřenými na bezpečnostní politiku RF (Stratěgija nacionalnoj bezopasnosti Rossijskoj Feděracii do 2020 goda, 2009). Dokument konstatuje, že boj o energetické zdroje již probíhá a stojí v pozadí řady konfliktů současného světa. Soutěž o energetické zdroje v klíčových regionech vytváří napětí, které může vést až k ozbrojeným konfliktům v blízkosti ruských hranic. (V této souvislosti nelze nezpomenout i na rusko-gruzínský konflikt z roku 2008.) Ruský energetický potenciál tak dle Strategie 2020 umožňuje RF na jedné straně posilovat pozici na mezinárodní aréně, na druhé straně může být rostoucí zájem o energetické suroviny na území RF a v jeho okolí pro Rusko i zdrojem ohrožení. Z hlediska energetických zdrojů je zdůrazňován především význam dvou oblastí: Kaspiku a Střední Asie na jedné straně a Arktidy na straně druhé. V obou případech se jedná o regiony, v nichž jsou přítomny zájmy různých aktérů s potenciálem střetávat se i doplňovat.

Význam oblastí Kaspiku a Arktidy je vyzdvihován také v Energetické strategii Ruské federace do roku 2030, která byla zveřejněna v roce 2009. Strategie plánuje v dlouhodobém horizontu snížení ruské závislosti na odbytu energetických surovin na evropských trzích. Plány na rozvoj asijsko-pacifické dimenze vnější energetické politiky Ruska zahrnují především posílení exportu ropy do Číny, kam by měla do roku 2030 směřovat až třetina ruského vývozu. Energetická strategie do roku 2030 ovšem obsahuje rozsáhlejší a ještě ambicióznější plány na větší zapojení RF nejen do globálního trhu s ropou, ale také se zemním plynem prostřednictvím rozvoje technologií na produkci a přepravu LNG. Zde ovšem plány plynárenských firem (především Gazpromu a Novateku) poznamenaly také důsledky finanční krize a celosvětové ekonomické recese.

Také Energetická strategie do roku 2030 však zdůrazňuje, že navzdory snahám o diverzifikaci se Rusko má i nadále snažit zůstat především hlavním hráčem na evropském trhu s energetickými surovinami. Evropská dimenze ruské energetické politiky tedy zůstává prioritou. RF má stále zájem vystupovat vůči EU jako spolehlivý a „nepostradatelný“ dodavatel surovin (především plynu, částečně ropy), navzdory oboustranným snahám o diverzifikaci obchodních vztahů v této oblasti či sporným bodům, které v dialogu RF a EU představují především právní otázky ovlivňující možnosti ruských investic na evropských energetických trzích. O platnosti priority evropské dimenze svědčí také dobudování plynovodu Nord Stream v letech 2011 a 2012 a ruský lobbying týkající se projektu South Stream či jiných projektů posilujících jižní směr pro dodávky ruského plynu do Evropy, v konkurenci s projektem Nabucco/Nabucco West (Eněrgičeskaja stratěgija Rossii na period do 2030 goda, 2009).

V dubnu 2009 ruská vláda představila také vlastní návrh na vytvoření nového systému mezinárodní spolupráce v oblasti energetické bezpečnosti, smluvní báze tohoto nového systému by z pohledu Ruska mohla nahradit stávající Energetickou chartu (Energy Charter, n.d.). Návrh systému globální spolupráce na poli energetické bezpečnosti, který měl zahrnovat nejen EU a Rusko, ale také další státy včetně USA, Číny či Indie a týkal by se obchodování nejen s ropou a plynem, ale také s uhlím, jaderným palivem či energetickými produkty včetně elektřiny, se nestřetl v Evropě s příliš vřelým přijetím. Představitelé EU poukazovali na prozatím vágní charakter navrhovaného smluvního rámce, který měl mít příliš široký záběr a absentovala v něm jasně stanovená pravidla týkající se obchodních podmínek, tranzitu surovin apod. (Rettman, 2009).

Pro budoucnost vnější dimenze ruské energetické politiky hrají důležitou roli plány posilování energetického exportu do Asie. V prosinci 2009 byl otevřen terminál Kuzmino na pobřeží Pacifiku nedaleko ruského přístavu Nachodka, který měl umožnit vývoz ruské ropy do Číny a Japonska (projekt východní Sibiř – Tichý oceán ESPO). „Čínská cesta“ pro export ruské ropy figurovala již v někdejších plánech Chodorkovského Jukosu, projekt však zůstal nerealizován kvůli Chodorkovského zatčení a likvidaci firmy Jukos.¹⁶⁹ Nový projekt terminálu Kuzmino měl umožnit dovoz ruské ropy také do Japonska. V japonsko-ruských vztazích dodnes přetrvávají nedořešené politické otázky (status jižních Kurilských ostrovů), s problémy se setkaly také společné projekty využívání ropných a plynových ložisek na Sachalinu. Na druhé straně se japonské firmy investicemi podílely na projektu plynovodu Blue Stream dodávajícího plyn do Turecka, pro ruskou stranu je tedy zlepšování vzájemných vztahů důležité především z ekonomického hlediska (Vassiliouk, 2008).

Státní ruské společnosti jako Rosněfť spolupracují s čínskými společnostmi Sinopec (projekt Sachalin-3) či CNPC, vedle ropovodu ESPO je zde projekt plynovodu Altaj, v němž Gazprom hodlal využít nalezišť na západní Sibiři. Plynovod měl být ovšem původně dokončen podle některých odhadů již v roce 2011, komplikace, které nastaly, však Čínu vedly k podpoře alternativních tras – v roce 2009 byl dokončen plynovod z Turkmenistánu vedoucí přes území dalších producentů zemí, Kazachstánu a Uzbekistánu do čínského Sin-t'iangu (Umbach, 2011, s. 30). V případě Japonska představují důležitou perspektivu dodávky LNG ze sachalinského projektu, které ruská strana zahájila v roce 2009, ve stejném roce byla uzavřena také série dohod o prodeji ruského jaderného paliva Japonsku výměnou za dodávky moderních technologií. Mezi oběma stranami existuje také dohoda o využívání ropných nalezišť na východní Sibiři a společnosti Mitsui a Mitsubishi se podílejí na projektu Sachalin-2 (Vassiliouk, 2008). Vlivem krize v letech 2008–2009 na ruské straně znovu stoupl zájem o japonské investice, ačkoli politické vztahy obou zemí nadále komplikuje nevyřešený spor o jižní Kurilské ostrovy. V mimořádné situaci, jako byla havárie jaderné elektrárny ve Fukušimě, ruská strana nabídla Japonsku spolupráci, i když politické vztahy v té době byly poškozeny některými diplomatickými incidenty právě v souvislosti s Kurilami.

Za perspektivní partnery v energetické oblasti v rámci asijské dimenze Rusko považuje také Korejskou republiku jako spotřebitele ropy a dodávek LNG od ruského Gazpromu, Vietnam (plány Gazpromu na investice do rozvoje ropných a plynových nalezišť v Bengálském zálivu či vytvoření společného podniku Vietsovetpetro za účasti ruské společnosti Zaruběžněfť) a samozřejmě Indii. V případě Indie jde jak o spolupráci s indickou společností ONGC na sachalinském projektu, tak o spolupráci v oblasti jaderné energetiky (Poussenkova, 2009, s. 141). Krátce po svém nástupu v roce 2008 ji podpořil prezident Medveděv sérií dohod o spolupráci indické strany s ruským Rosatomem při konstrukci několika reaktorů, podepsaných během jeho návštěvy v Dillí.

169 Více v kapitole Rusko-čínské vztahy na pozadí energetické bezpečnosti.

V úvahu je třeba brát i ruské aktivity, které se týkají severní Afriky a Blízkého východu, vedle již zmíněných aktivit na půdě fóra GECF ruské společnosti po roce 2008 pokračovaly ve snahách o investiční expanzi v zemích, které představují významné producenty ropy a plynu. Navázaly tak na některé aktivity, které především v oblasti severní Afriky vzbudily pozornost ještě před nástupem D. Medveděva do prezidentské funkce. Zmínit lze především podpis memoranda mezi Gazpromem a alžírskou společností Sonatrach v roce 2006, které se týkalo geologického výzkumu, produkce a transportu plynu, spolupráce v oblasti distribučního systému či ve zpracování ropy. Některé spotřebitelské země v Evropě (především Itálie) se však obávaly, že by dohoda mohla vést ke kartelovému chování a k diktování cen plynu na evropských trzích oběma silnými hráči. Ruské společnosti za účelem investičního průniku do energetických projektů v oblasti Afriky či Blízkého východu využívaly i dlouhodobé vztahy s některými západoevropskými společnostmi aktivními v těchto oblastech, jako jsou například italská ENI či německý koncern BASF v Egyptě a v Libyi (práce na libyjském ropném poli El Feel či úvahy o zapojení ruských firem do projektu další linie plynovodu Green Stream). Za zaznamenání v této souvislosti stojí Medveděvova rozsáhlá návštěva afrických zemí v roce 2009, při níž navštívil také Egypt či Nigérii. Ruská strana přitom dávala najevo například zájem o spolupráci s italskou společností ENI za účelem zisku podílu na zařízeních pro produkci LNG v egyptské Damiettě, zájem o zapojení svých konstrukčních firem do projektu budování panarabského plynovodu či Gazpromu do projektu trans-saharského plynovodu a v neposlední řadě také zájem koncernu Rosatom o nové projekty v oblasti jaderné energetiky (Černoch, Dančák, Koďousková, Kuchyňková & Leshchenko, 2010).

Tato dimenze ruských energetických aktivit, v jejímž rámci existuje potenciál jak pro další spolupráci, tak pro významnou konkurenci evropským firmám (v oblasti jádra, ale například i v ropném sektoru Libye), byla a je pochopitelně významně poznamenána nejen důsledky krize, ale především změnami politicko-bezpečnostní situace v regionu v souvislosti s tzv. arabským jarem. Krize potom ovlivnila rozsáhlé ruské plány především v oblasti LNG, kde poznamenala některé ambiciózní investiční projekty. Rusko například plánovalo vybudování terminálu LNG na pobřeží Baltského moře, k jehož zprovoznění mělo dojít již v roce 2010 a spolupráce byla v této souvislosti nabídnuta i alžírské společnosti Sonatrach. Projekt byl ale nakonec zrušen s ohledem na ekonomickou kalkulaci a také na vývoj situace na trzích s plynem, kam mohl být tento ruský LNG potenciálně dodáván (Severní Amerika a zahájení těžby břidlicového plynu ve velkém či Evropa a rýsující se dokončení projektu Nord Stream, které znamená zvýšení exportu ruského plynu do Evropy konvenční cestou) (Černoch et al., 2010). Ruská strana nicméně tyto plány nepovažuje za zcela ztracené. Jejich potenciální oživení bývá zmiňováno i v souvislosti s plány některých pobaltských zemí (např. Litvy)¹⁷⁰ na budování vlastních LNG kapacit a podle agenturních zpráv z podzimu 2013 Gazprom stále plánuje vybudování LNG terminálu na pobřeží Baltského moře, který by mimo jiné usnadnil zásobování plynem v Kaliningradské oblasti (Gazprom Plans LNG Import Terminal in Baltic Enclave, 2013).

170 Litva plánuje vybudování LNG terminálu do konce roku 2014 v blízkosti přístavu Klaipėda, mimo jiné i za pomoci finanční půjčky od Evropské investiční banky (European Commission, 2013).

Význam kaspické oblasti z hlediska ruské energetické politiky

Strategické dokumenty týkající se zahraniční, bezpečnostní i samotné energetické politiky po roce 2008 kladou důraz na oblasti Kaspického moře a Arktidy jakožto na oblasti klíčových zájmů ruské energetické politiky. Je proto namístě alespoň stručně přiblížit význam těchto oblastí pro ruskou energetickou politiku po roce 1991, a to i z hlediska politického.¹⁷¹

Specifické vztahy Ruska se středoasijskými a kavkazskými producenty těžícími energetické suroviny v oblasti Kaspického moře (typu Turkmenistán) dlouhodobě umožňovaly výhodně doplňovat export ruských surovin jinými zdroji. Na druhé straně se dnes do této oblasti dnes soustřeďují konkurenční zájmy potenciálních přímých nákupců především turkmenského či ázerbájdžánského plynu, případně kazašské ropy nejen ze západu, ale i z Asie (evropští aktéři, Čína, spolupráce v rámci středoasijské oblasti s aktéry, jako je Írán, potenciálně i vliv Indie). Vzhledem k tomu, že energetické zájmy Ruska a dalších aktérů v oblasti jižního Kavkazu jsou předmětem samostatné kapitoly, bude následující rozbor věnován především nerostným zdrojům Turkmenistán a Kazachstán v kontextu jejich vztahů s Ruskem a sporu o status Kaspického moře.

Rusko se i po rozpadu SSSR snažilo udržet kontrolu nad transportem především středoasijského plynu a ropy. Energetické suroviny států ležících při pobřeží Kaspického moře a majících přístup k ložiskům ropy a plynu v této oblasti byly a jsou využívány jako dodatečný zdroj pro ruský domácí trh i jako zdroj pro export na určité, z ruského hlediska méně významné trhy. Týkalo se to například turkmenského plynu, který byl exportován na ukrajinský či polský trh (známým zprostředkovatelem obchodu s turkmenským plynem na ukrajinský a po určitou dobu i na polský trh byla společnost RosUkrEnergo; Milov, 2011, s. 103–104). Zapomínat nelze ani na dalšího producenta plynu z bývalých středoasijských republik SSSR, Uzbekistán.

Výhodnost obchodu s kaspickými a středoasijskými státy spočívala v možnostech nákupu levnějšího plynu pro reexport. Tato situace se sice v posledních letech začíná částečně měnit, ruská společnost Gazprom ale nadále projevuje zájem o dlouhodobé kontrakty na nákup plynu od států, jako je Turkmenistán či Ázerbájdžán, mimo jiné i proto, aby zavázal tyto producenty plynu k dalším obchodům s Ruskem a limitoval jejich možnosti zaangažovat se plně do jiných projektů bez účasti Ruska (typicky např. plánovaný plynovod Nabucco).¹⁷²

Přesto v průběhu 90. let a po roce 2000 docházelo k diverzifikaci vývoje ekonomicko-politických vztahů, stejně jako vztahů na poli energetiky mezi Ruskem a těmi nově vzniklými státy v oblasti kaspického regionu a Střední Asie, které byly kdysi součástí SSSR. Relativně nejlepší pozice si RF stále v tomto smyslu udržuje ve vztahu ke Kazachstán, kde se ekonomicko-politické vztahy v posledních letech ještě prohlubují (viz ustavení celní unie od ledna 2010, Kazachstán patřil také mezi nejtěsnější spojence Ruska v plánech na vybudování společného ekonomického prostoru). Naopak Ázerbájdžán patřil mezi první státy z řad producentů energetických surovin v někdejší postsovětském prostoru, které začaly aktivní spolupráci se západními investory. Také Turkmenistán se snaží v posledních letech o diverzifikační politiku, především pokud jde o odbyt plynu, a využívá přitom zájmu čínských i evropských investorů.

171 Evropská dimenze ruské energetické politiky je předmětem samostatné kapitoly, o asijské dimenzi bylo blíže pojednáno v kapitolách věnovaných Číně a východoasijským zemím (Japonsko, Jižní Korea).

172 V červenci 2009 byla podepsána mezivládní dohoda mezi zástupci Rakouska, tří tranzitních zemí – členů EU (Maďarska, Bulharska a Rumunska) – a Turecka. Podpisu se zúčastnili zástupci tří zemí, z nichž mohou pocházet plynové zdroje pro Nabucco, Ázerbájdžán, Turkmenistán a Íráku, jako pozorovatel se zúčastnil gruzínský prezident Michail Saakašvili (Hirman, 2009).

Sporný charakter problematice využívání energetických surovin států kaspického regionu nadále dává stále ne zcela uspokojivě vyřešený spor o právní status Kaspického moře. Nejistá situace tvořila dlouho jednu z hlavních překážek pro možnost vybudování podmořského Transkaspického plynovodu¹⁷³ například pro dodávky turkmenského či kazašského plynu na západ (prostřednictvím napojení na již existující plynovod dopravující ázerbájdžánský plyn Baku–Tbilisi–Erzurum).

Největším producentem zemního plynu mezi někdejšími sovětskými republikami v oblasti Střední Asie je Turkmenistán. Jeho zásoby zemního plynu jsou odhadovány jako 4. největší na světě (8,1 tcm prověřených zásob dle údajů IEA 2011). V Turkmenistánu se nachází jedno z největších světových nalezišť Južnyj Yolotan (South Yolotan), jehož zásoby jsou odhadovány na 6–14 tcm plynu, podle dat zveřejněných turkmenskou vládou v listopadu 2010 se jedná až o 21 tcm. Kontrakt pro rozvoj tohoto naleziště byl v roce 2009 přidělen konsorciu firem z Číny, Jižní Koreje a Spojených arabských emirátů. S tím souvisejí také turkmenské ambice zvýšit roční těžbu do roku 2030 na 230–250 bcm/y. Bude to však vyžadovat značné investice do těžby i do distribuční infrastruktury (Valdez & Weaver, 2011).

Pokud jde o offshore těžbu ropy a plynu, stále přetrvává spor s Ázerbájdžánem o mořskou hranici. Turkmenistán se v minulosti přikláněl k variantě Kaspického moře jakožto jezera, na které není možné aplikovat mořské právo a rozdělení do národních sektorů. Důvod je prostý, podobně jako Írán a částečně i Rusko by Turkmenistán na případném rozdělení mořského dna a jeho zdrojů na národní sektory na základě příslušných konvencí OSN o mořském právu spíše prodělal. Pozice turkmenských reprezentantů se však projevila jako velmi pružná, když nejprve v roce 1996 podepsali se zástupci RF a Íránu memorandum o založení společné organizace a spolupráci při průzkumu a těžbě ložisek ropy a plynu, později ale došlo k odklonu od této pozice a Turkmenistán začal hájit rozdělení Kaspiku na národní sektory (Milov, 2011, s. 91–94).

Rusko zpočátku ve sporu o status Kaspického moře prosazovalo vytvoření regionální organizace pro koordinaci spolupráce při těžbě mezi všemi zainteresovanými aktéry v podobě 5 pobřežních států a společného podniku pro průzkum a využívání ložisek. Hájilo také právní kontinuitu někdejší sovětsko-iránské smlouvy o volné plavbě a rybolovu.¹⁷⁴ V roce 1998 byl spor vyřešen mezi RF a Kazachstánem,¹⁷⁵ když prezidenti obou států podepsali nejen deklaraci o věčném přátelství a spolupráci do 21. století, ale také dohodu o rozdělení dna severní části Kaspického moře s cílem realizace suverénních práv na využívání hlubinných nerostných zdrojů v zónách. Jednalo se o kompromisní řešení, rozhraničení se netýkalo přímo teritorií, ale perspektivních těžišť, byla stanovena modifikovaná centrální linie a k formálnímu rozdělení Kaspického moře na sektory nedošlo. Modifikace centrální linie tak do značné míry odpovídá zájmům

173 V roce 1999 podepsali prezidenti Turecka, Ázerbájdžánu, Gruzie a Turkmenistánu čtyřstrannou mezivládní dohodu o vybudování Transkaspického plynovodu za účasti společností General Electric, Bechtel a Royal Dutch Schell. Projekt však následně pozdržely spory mezi participujícími státy. Záměr vybudovat Transkaspický plynovod ohlašovala i kazašská vláda (Closson, 2009, s. 96–97).

174 Do rozpadu Sovětského svazu byl právní status Kaspického moře určen dvěma smlouvami podepsanými mezi Ruskem a Persií v roce 1921, později mezi SSSR a Íránem v roce 1940. Na základě těchto smluv disponovaly právem volné plavby a rybolovu v Kaspickém moři pouze sovětské a iránské lodě. Situace se samozřejmě změnila po rozpadu SSSR a vzniku samostatných států (Dilbazi, 2009). Oblast Kaspického moře je také jednou z nejstarších světových oblastí, v níž došlo k zahájení těžby ropy, ropa se zde těžila již v 19. století.

175 Kazachstán, který měl podobně jako Ázerbájdžán zájem na zahájení vlastní nezávislé těžby, hájil status Kaspického moře jakožto uzavřeného vnitřního moře, na jehož rozdělení by tím pádem měly být uplatněny konvence mořského práva, tedy rozdělení teritoriálních vod, a tím pádem i dna mezi pobřežní státy s výlučným právem průzkumu a těžby surovin, určení rybářských zón a otevření zbytku moře k volné plavbě obchodních lodí jednotlivých pobřežních států. Při rozdělení dna na základě centrální linie by totiž Kazachstánu náležel ze všech aktérů největší podíl (Dilbazi, 2009).

států s nejmenšími podíly.¹⁷⁶ K podpisu kompromisní dohody o spolupráci v oblasti Kaspického moře došlo v roce 2001 i mezi Ruskem a Ázerbájdžánem, který nejvíce podporoval variantu rozdělení ložisek na národní sektory na základě linií pozemních hranic jednotlivých států pod plnou jurisdikcí příslušných zemí. Ázerbájdžánští představitelé byli velmi zainteresováni jednak na této variantě rozdělení národních sektorů, protože Ázerbájdžánu přinášela poměrně výhodné podmínky, jednak na rychlém vyřešení problému, aby bylo možné zahájit těžbu vzhledem k vlastní závislosti právě na mořských zdrojích ropy (Dilbazi, 2009). Zvolené řešení bylo opět výsledkem kompromisu.

Odlíšné stanovisko i po uzavření těchto dohod nadále zastával Írán¹⁷⁷ a právě Turkmenistán. Turkmenický prezident Berdymuchamedov se obrátil i na OSN, aby dohlédla na tvorbu nového mezinárodněprávního dokumentu, který by zabezpečil stabilní a spolehlivé dodávky energetických zdrojů Kaspického moře. Turkmenistán ale každopádně disponuje i perspektivními projekty na pevnině (ropná a plynová naleziště ve střední a východní části Turkmenistánu). Zmínit lze i LNG terminál v oblasti Kaspického moře, terminál Kijanly (regulaci prodeje a přepravy LNG řídí turkmenská státní společnost Turkmengaz) (Valdez & Weaver, 2011).

Páteří kooperace mezi Turkmenistánem a Ruskem v oblasti transportu turkmenských energetických surovin jsou transportní trasy zajišťující ještě z dob existence SSSR především přepravu turkmenského plynu na sever do Ruska přes území Kazachstánu a Uzbekistánu. Důležitou roli při nakládání s přírodními zdroji hraje v Turkmenistánu vláda (kabinet), především Státní agentura pro správu a využití zdrojů uhlovodíků (Turkmen State Agency for Management and Use of Hydrocarbon Resources), která je podřízena přímo prezidentovi Turkmenistánu. Distribuci plynu zajišťuje státní společnost Turkmengaz, státem je vlastněna také významná rafinerie TKNPZ a konstrukční firma Turkmennëňgazstroj. Stát vlastní také plynovodní síť včetně exportních tras s výjimkou plynovodu do Číny, který je spravován na základě mezivládní dohody.¹⁷⁸ Realitou je dotování plynu pro domácí spotřebitele (Valdez & Weaver, 2011).

176 Jak píše Dilbazi, při rozhraničení Kaspického moře nebo jeho dna podle obvyčejné centrální linie připadá na Rusko podíl 18,7 %, na Kazachstán 29,6 %, na Ázerbájdžán 19,5 %, na Turkmenistán 18,4 % a na Írán 13,8 %, což odpovídá skutečnosti, že podíly Íránu, Turkmenistánu a Ruska by při této logice rozhraničení Kaspického moře byly nejméně výhodné, Rusko proto zvolilo zmíněný kompromis v podobě modifikované centrální linie. Na obou stranách se jednalo o ústupek. Rusko se vzdalo původní varianty společné správy zdrojů Kaspiku a Kazachstán se vzdal v jeho prospěch některých nalezišť (Dilbazi, 2009).

177 Írán podobně jako Rusko hájil tezi o unikátnosti Kaspického moře, na které by se neměly tím pádem vztahovat zvyklosti týkající se mořského práva. Otázky týkající se využívání surovinových zásob Kaspického moře by proto měly být řešeny za účasti všech pobřežních států. Zde se íránský postoj s ruským rozcházel, protože zatímco ruská strana chtěla hájit kontinuitu právního stavu daného smlouvou uzavřenou ještě v dobách existence SSSR, dle pozice Íránu situace po rozpadu svazu vyžadovala novou úpravu právního statusu Kaspického moře, což vyvolávalo na ruské straně opatrný postoj. Írán zpočátku hájil princip kondominia, tedy společného užívání moře a jeho zdrojů všemi pobřežními státy, protože však tento princip nebyl přijatelný pro jiné zúčastněné aktéry, podporovala íránská strana jako náhradní řešení rozdělení Kaspického moře na národní sektory na rovné bázi (20 % pro každý stát), případně rovné rozdělení příjmů z využívání zdrojů Kaspického moře jakožto společného majetku (Dilbazi, 2009).

178 Více v kapitole Čínská energetická politika v Kazachstánu a Turkmenistánu.

Obrázek č. 1: Plynovodní systém CAC a projekt Přikaspického plynovodu

Zdroj: Gazprom: Central Asia – Center, n.d.

Do roku 2009 dosahovaly pravidelné dodávky turkmenského plynu nakupované společností Gazprom 40–45 bcm/y. V roce 2009 ovšem došlo k explozi na 4. linii středoasijského plynovodního systému CAC (Central Asia – Center), který byl vybudován v 60.–80. letech 20. století. Následoval prudký pokles dodávek turkmenského plynu do Ruska.¹⁷⁹ Již v minulosti přitom došlo k několika přerušením dodávek turkmenského plynu do Ruska, čímž si turkmenská strana několikrát vynutila navýšení cen plynu (Milov, 2011, s. 95–96). Turkmenistán do té doby dodával Gazpromu až 70 % vlastní produkce plynu, po události tento podíl poklesl na cca 45 %. V tomto období tak byl Turkmenistán na pozici největšího producenta plynu mezi bývalými středoasijskými republikami SSSR předstížen Uzbekistánem. Ke konsolidaci situace došlo až v průběhu roku 2010, ale ani potom nebyl zcela ukončen spor obou stran o cenu plynu, zatímco ruská strana v tisku zpochybňovala výši skutečných turkmenských zásob zemního plynu, což vyvolávalo na turkmenské straně podrážděné reakce (Turkmenistan Rejects Russian Doubts over Gas Reserves, 2011). Turkmenistán paralelně plánuje svoji účast i na dalších projektech. Nejedná se přitom pouze o projekt Nabucco, o jehož budoucnosti s turkmenskými představiteli v čele s prezidentem Berdymuchamedovem jednali zástupci Evropské komise, ale také o budoucí navýšení dodávek plynu do Číny. Země navíc

179 Pozadí výbuchu bylo nejasné. Podle turkmenské strany mohl být příčinou prudký pokles odběru plynu ze strany Gazpromu vzhledem k tomu, že probíhající hospodářská krize přinesla některé problémy s odběrem nasmlouvaného plynu. Objevily se i spekulace, že příslušná událost přišla vhod Turkmenistánu, který mohl omezit dodávky do Ruska a zajímat se o jiné perspektivní projekty. Turkmenistán v roce 2009 podepsal memorandum s německou společností RWE, která je i členem konsorcia pro výstavbu Nabucca, o těžbě plynu na šelfu v Kaspickém moři a spolupráci při vývozu plynu. Turkmenický prezident Berdymuchamedov jej tehdy označil za možnou cestu k turkmensko-evropské spolupráci (Hirman, 2009).

počítá se zvýšenou domácí spotřebou v budoucnosti. Byl proto poměrně logický zájem turkmenské strany ukončit dosavadní praxi relativně levných dodávek svého plynu ruskému Gazpromu a snaha vyjednat pro následující období výhodnější cenové podmínky a současně sledovat v exportu plynu i jiné možnosti.

Box č. 11: Rusko a Turkmenistán: spolupráce v infrastrukturních projektech a konkurenční aktéři

Turkmenistán zahájil v minulosti s Ruskem přípravu některých důležitých infrastrukturních projektů:

– V roce 2007 dohoda o budování Přikaspického plynovodu: měl znamenat severní obchvat Kaspického moře a vést podél jeho pobřeží a napojovat se na již existující systém CAC. V následujících letech došlo k pozdržení a odkladu realizace projektu, o který začala ztrácet zájem i ruská strana (Valdez & Weaver, 2011).

Turkmenská politika diverzifikace exportních tras:

– Prvním významným krokem bylo dokončení plynovodu do Číny v letech 2009–2010 na základě dohod mezi společnostmi Turkmengaz a čínskou státní CNPC z roku 2007.

– Dalším důležitým diverzifikačním projektem byla konstrukce plynovodu do Íránu.

– Turkmenistán má ambice podílet se i na projektu transafghánského plynovodu TAPI, který má dopravovat plyn do Pákistánu a Indie¹⁸⁰ (Milov, 2011, s. 99–102).

– V roce 2010 Turkmengaz podepsal dohodu s italskou společností ENI o možných dodávkách stlačeného zemního plynu (CNG) tankery přes Kaspické moře do Baku, které by mohly být zahájeny od roku 2014 (Valdez & Weaver, 2011).

– V roce 2010 se Turkmenistán rozhodl realizovat projekt plynovodu propojujícího naleziště na východě země s pobřežím Kaspického moře. Původně mělo jít o mezinárodní tendr, turkmenská strana se následně rozhodla podílet na budování plynovodu sama. Nakonec byla účast na budování části trasy nabídnuta menší ruské společnosti Itera (Valdez & Weaver, 2011).

180 Více v kapitole Indická energetická politika v Turkmenistánu.

Kazachstán je naproti tomu zemí, která disponuje především důležitými ropnými nalezišti. Zásoby zemního plynu se nacházejí jak v šelfu Kaspického moře, tak na pevnině (především v západní části země), Kazachstán dle odhadů disponuje cca 2 % světových zásob zemního plynu. Existují plány na zvýšení vlastní těžby, která by měla pomoci zbavit se importní závislosti, k tomu je však potřeba technologií i zlepšení infrastruktury, která by umožnila zmírnit existující nedostatky v zásobování vlastního obyvatelstva plynem (propojení domácích nalezišť s oblastmi spotřeby a posílení plynovodní sítě jako takové).

Na kazašském energetickém trhu má silnou pozici státní společnost KazMunaiGaz, v zemi však působila a působí i řada zahraničních investorů v podobě amerických (Chevron, ExxonMobil atd.), evropských (ENI, Shell, Total), ale i indických a čínských společností (Mittal Energy, Sinopec, CNPC). Ruské investice zastupují především dceřiné společnosti Lukoilu a Rosněft' (Rosněft' má podíl také na ropném nalezišti Kurmangaz v Kaspickém moři; Nygren, 2010, s. 178). Gazprom má potom 50% podíl ve společnosti KazRosGaz, která se zabývá produkcí a prodejem plynu na kazašském vnitřním trhu i v zahraničí a představuje hlavní projev angažmá ruského kapitálu v plynárenské oblasti v Kazachstánu, což je signifikantní vzhledem k téměř monopolní pozici této společnosti jakožto exportéra kazašského plynu. Důležitou roli hraje také zpracovávání kazašských surovin (ropy a plynu) na ruském území (rafinerie v Orenburgu, s níž měla ruská strana velké plány, do jejichž realizace ovšem zasáhla krize let 2008–2010; Olcott, 2011, s. 112). Závislost Kazachstánu na Rusku v energetice se projevovала především v oblasti infrastruktury, kazašský plyn byl skrze ruskou infrastrukturu dodáván do některých východoevropských zemí (např. Ukrajiny) či do Turecka.

Box č. 12: Rusko a Kazachstán: spolupráce v infrastrukturních projektech a konkurenční aktéři

Ropa:

– Infrastrukturním projektem s účastí společností kazašských, ruských, ale i jiných zahraničních aktérů je systém, jehož operátorem je CPC (Caspian Pipeline Consortium), na kterém se účastní KazMunaiGaz, z ruských společností Lukoil či Rosněft', ale také americký Chevron, ExxonMobil či italská ENI. Ropovodní systém slouží k propojení největších kazašských nalezišť v Tengizu s ruským přístavem Novorossijsk, odkud může být kazašská ropa exportována po moři do dalších destinací (Kaspijskij Truboprovodnyj Konsorcium, n.d.).

– Existovaly plány na to, aby kazašská ropa tímto způsobem zásobovala i projekt transbalkánského ropovodu Burgas–Alexandroupolis (projekt společnosti Transněft' a dalších ruských a řeckých firem na Balkánském poloostrově k obejití frekventované úžiny Bospor). Projekt byl ovšem v posledních letech zastaven, bulharská strana se z důvodu ekonomické nevýhodnosti a deklarovaných ekologických důvodů rozhodla od projektu zcela odstoupit. Společnost Transněft' se pokoušela o jeho obnovení (Trans-Balkan Pipeline, n.d.).

– Další rusko-kazašskou trasou pro dopravu ropy je ropovod Atyrau–Samara: slouží k přepravě ropy do ruského přístavu Samara, odkud může být ropa opět směřována dále, do černomořských přístavů anebo do východní Evropy skrze systémy Družba a BPS (Nygren, 2010, s. 178).

– Důležitou úlohu v přepravě kazašské ropy má přístav Aktau u Kaspického moře. Ropa je odsud dopravována po železnici a dále jsou využívány ropovody ruské společnosti Transněft'. V rámci diverzifikační strategie pro export kazašské ropy však bylo plánováno i využití ropovodu Baku–Tbilisi–Ceyhan a propojení terminálů na kazašské a ázerbájdžánské straně kaspického pobřeží novým dopravním systémem (Olcott, 2011, s. 114).

Obrázek č. 3: Kazachstán – plynovodní systémy

Zdroj: Oil and Gas – Merges and Acquisition Review, n.d.

Významným magnetem přitahujícím zájem světových velmocí jsou i nerostné suroviny Ázerbájdžánu. Podle údajů BP byly zásoby ropy v Ázerbájdžánu odhadovány na 7 mld. barelů (1 mld. tun ropy), což představuje 0,4% podíl na světových zásobách, a zásoby plynu jsou odhadovány na 0,9 trilionu m³, což představuje 0,5% podíl na světových zásobách (zásoby jsou odhadovány na přibližně 57 let; BP, 2013). Vliv Ruska v Ázerbájdžánu je patrně nejmenší ze všech kavkazských a středoasijských bývalých republik Sovětského svazu. Příčin je několik. Za prvé, Ázerbájdžán disponuje nezanedbatelnými zásobami energetických surovin. V důsledku toho Baku nejenže nebylo jako ostatní státy SNS závislé na ruské ropě a plynu,¹⁸¹ ale zároveň se stalo vyhledávanou destinací zahraničních investorů, kteří napomohli k ekonomickému růstu státu. V letech 2006 a 2007 se navíc Baku zbavilo i tranzitní závislosti na Rusku díky systémům BTC a BTE (viz dále) a bilaterální vztahy mezi oběma státy dostaly pragmatický ráz. Za druhé, Ázerbájdžán se již od nabytí své nezávislosti i přes ne zcela demokratický režim¹⁸² rodiny Alijevů těšil relativně dobré reputaci na mezinárodní scéně (viz Ežijev, 2007, s. 140). Roli „protektora“ Baku v mezinárodní politice hrála místo Moskvy Ankara.¹⁸³ Za třetí, na rozdíl od svých sousedů Ázerbájdžán elegantně

181 Do roku 2007 Ázerbájdžán importoval menší množství plynu z Ruska, začínajíc rokem 2010 však plynovod Mozdok–Kazimagomed pracuje v reverzním režimu.

182 Politický režim v Ázerbájdžánu má sice prvky demokracie, jako je pravidelné provádění voleb, existence multi-stranického volebního systému, spolupráce se zavedenými demokraciemi, jako je USA a členské státy EU. Zároveň však cenzura, hrubá porušení průběhu voleb, neexistence rovnocenné opozice, zanedbávání lidských práv a slabost soudů řadí Ázerbájdžán spíše do bloku autoritářských států.

183 Ázerbájdžán je pro Turecko etnicky nejbližším jihokavkazským národem. Baku bylo ze své strany též velice otevřené myšlenkám bližší turecko-ázerbájdžánské spolupráce. V roce 1994 pro znázornění hloubky bilaterální spolupráce použili prezidenti těchto zemí dokonce výraz „jeden národ, dva státy“. Problémem pro Ankaru však byla teritoriální izolovanost od ázerbájdžánského území, nebudeme-li počítat několikakilometrovou hranici s Nachičevanem – enklávou Ázerbájdžánu. Turecko má velký podíl na postupu Gruzie a Ázerbájdžánu v integraci do struktur NATO. Tyto dvě kavkazské republiky jsou fakticky pod patronací Turecka, které jim napomáhá s výcvikem, školením a reformami armády. Nezanedbatelná je i spolupráce těchto tří států v energetické sféře: ropovod BTC a plynovod BTE prochází jejich územím a posiluje pocit vzájemné závislosti.

vyřešil vojenskou přítomnost Ruska na vlastním území legislativní cestou. Jediným úspěchem Moskvy v tomto směru bylo povolení pronájmu radarové stanice – Gabalinské RLS, která je nepostradatelným prvkem ruské protiletectvé obrany.

V politické rovině je třeba zmínit ruské aktivní angažmá v procesu řešení konfliktu o Náhorní Karabach, a to jak unilaterálně, tak i v rámci Minské skupiny OBSE.¹⁸⁴ Vzhledem k všeobecně známé ruské podpoře Jerevanu je ale v Baku rozšířen názor, že veškeré snahy Ruska o urovnání tohoto konfliktu jsou jenom součástí politiky *divide et impera*. Střídatá spolupráce s Jerevanem a Baku zvětšuje význam ruského angažmá na jižním Kavkaze (viz Kjaernet, 2010, s. 153). Podle odborníka na geopolitiku Kavkazu Darabadiho je přístup Ruska ve vztahu k Ázerbájdžánu založen na udržování stability (viz Darabadi, 2010, s. 168). Ázerbájdžán ovšem vnímá jako nepostradatelného spoluhráče, bez něhož nelze nastolit mír v regionu, také Západ. Podobně jako Gruzie oznámil svůj zájem o členství v NATO. Západní aktéři nejsou jednoznačným zastáncem řešení konfliktů na Kavkaze ozbrojenou cestou (byť stoupající výdaje na armádu a zbrojení v některých jihokavkazských státech svědčí o tom, že by se takové možnosti nebránily). Západní státy se obávají, že kromě politické destabilizace by eskalace teritoriálně-etnických sporů vedla i k propadu hospodářství, do něhož Západ výrazně investoval. Zahraniční investoři jsou ostatně na Kavkaze vystaveni určitým rizikům, které představují nejen stávající teritoriálně-etnické konflikty, ale i potenciální vzplanutí konfliktů nových.¹⁸⁵ Problémem je také již zmíněná nevyřešená otázka statusu Kaspického moře.

I přes tato rizika západní společnosti v ázerbájdžánském energetickém sektoru dominují. Ázerbájdžán byl dokonce označován za strategického partnera USA. Americké vedení sice neprojevovalo o Ázerbájdžán velký zájem až do poloviny 90. let, v té době ale bylo zveřejněno několik studií o zásobách fosilních paliv tohoto kavkazského státu. Brzy následovala nabídka Billa Clintona Heydaru Alijevovi na spolupráci v oblasti těžby a transportu ropy. Pro USA totiž Ázerbájdžán představuje alternativní zdroj ropy a způsob snížení závislosti na státech v Perském zálivu, proto se jeho začlenění do skupiny exportérů ropy stalo pro Washington důležitým úkolem. S americkou vládní podporou byl podepsán tzv. „kontrakt století“, který významně proměnil ázerbájdžánský energetický sektor. Jednalo se o smlouvu mezi ázerbájdžánskou státní společností SOCAR a konsorciem zahraničních firem, podepsanou v roce 1994.¹⁸⁶ Tento kontrakt století byl první z mnoha smluv o rozdělení produkce (Production Sharing Agreement – PSA), které byly následně podepsány mezi Baku a západními ropnými společnostmi. Zastřešující konsorcium AIOC mělo zařídit těžbu a investice do infrastruktury pro tři ropná pole Azeri, Chirag a Günashli, které momentálně produkují kolem 80 % celkové těžby státu.

184 Minská skupina OBSE byla vytvořena v roce 1992 a dostala název podle místa konání konference OBSE, kde se diskutovalo o mírovém řešení teritoriálně-etnického konfliktu mezi Arménií a Ázerbájdžánem o Náhorní Karabach. Cílem Minské skupiny OBSE je definitivní vyřešení konfliktu o Náhorní Karabach mírovou cestou. Mezi její členy patří celkem 13 států: USA, Německo, Ázerbájdžán, Bělorusko, Arménie, Švédsko, Itálie, Nizozemsko, Portugalsko, Rusko, Turecko, Finsko a Francie. Organizace dosáhla rozmístění peacekeepingové jednotky v Náhorním Karabachu od roku 1994. Důležitým úspěchem skupiny bylo přijetí tzv. Madridských principů v roce 2007. Tento dokument byl mírně pozměněn o dva roky později a stanovil zásady pro budoucí arménsko-ázerbájdžánské usmíření. Minská skupina se tak dohodla, že: 1. území obklopující Náhorní Karabach bude vráceno Ázerbájdžánu; 2. samotnému Náhornímu Karabachu bude dopřán prozatímní status, zaručující bezpečnost a samosprávu; 3. konečné určení statusu Náhorního Karabachu proběhne na základě právně závazného projevu vůle; 4. mezi Arménií a Náhorním Karabachem bude zachován koridor; 5. uprchlíkům bude umožněno se vrátit; 6. mezinárodní bezpečnostní záruky budou zahrnovat peacekeepingové operace.

185 Např. konflikt mezi Ázerbájdžánem a Íránem s ohledem na obrovskou a kompaktně žijící ázerbájdžánskou menšinu v íránském příhraničí, případně v severním Ázerbájdžánu, kde převládá menšina Lezginů. Velké a kompaktně žijící menšiny Arménů a Ázerbájdžánců se nacházejí i v Gruzii (University of Texas Libraries, n.d.).

186 SOCAR v nově vytvořeném společném podniku vlastnil 20% podíl. Dalšími společníky byli Amoco (17,01 %), BP (17,01 %), Lukoil (10 %), Pennzoil (9,8 %), Unocal (9,5 %), Statoil (8,6 %), McDermott (2,5 %), Ramco (2 %), TRAO (1,8 %) a Delta (1,7 %).

Rostoucího významu Ázerbájdžánu si povšiml i Z. Brzezinski, který přirovnal Ázerbájdžán k „zátce, která kontroluje přístup do lahve obsahující bohatství Kaspické pánve a Střední Asie“ (viz Brzezinski, 1999, s. 132–133).

Dalším důležitým projektem, na němž spolupracovaly Baku a Washington, byl ropovod Baku–Tbilisi–Ceyhan, jehož účelem bylo zbavit Baku závislosti na Moskvě v otázce exportu surovin. Ropovod zůstal pouze na papíře přes deset let, a to hlavně kvůli tomu, že Ázerbájdžán a Turecko neměly možnost samostatně financovat stavbu. Vítr do plachet dostal ropovod BTC s nástupem nové americké administrativy v čele s Georgem Bushem mladším. Nový prezident podporoval projekt nejenom politicky, ale zajistil i financování pro provedení výzkumu technicko-ekonomických a ekologických aspektů plánované trasy BTC. Za americké účasti byla v Baku v roce 2004 podepsána dohoda o financování nové ropné tepny.¹⁸⁷ Trasa ropovodu přes Gruzii byla delší a méně rentabilní než alternativní cesty přes Írán nebo Arménii, bylo to však plně v souladu s americkými národními zájmy, které usilovaly o izolaci Íránu a omezení vlivu Ruska v regionu.

Potřeba hájit zájmy amerických investorů na od USA geograficky vzdáleném území spolu s vojenským angažmá americké armády na Blízkém východě vyústily v těsnější spolupráci mezi Baku a Washingtonem i v oblasti vojenství. Ázerbájdžán zase měl zájem na vyvážení vlivu ruských vojenských základen na Kavkaze. V důsledku proto souhlasil s rozmístěním americké armády na vlastním území během války v Afghánistánu. Úspěšná spolupráce v energetice do jisté míry rovněž vysvětluje americký loajální postoj k autoritářskému režimu Heydara Alijeva a Ilhama Alijeva v Baku. Předání vlády od otce k synovi v roce 2003 proběhlo v tichosti a mezinárodní společnosti v čele s USA bez větších námitek přijalo změnu.

EU v regionu jižního Kavkazu působí prostřednictvím své politiky sousedství. Komise EU definuje řadu strategických cílů v regionu, které jsou stejné pro všechny tři jihokavkazské země. V Ázerbájdžánu EU usiluje kromě toho o zajištění stability energetických importů ze států. Posílení energetické bezpečnosti patří také mezi cíle programu Východního partnerství, který EU zahájila pro 6 zemí východní dimenze evropské sousedské politiky (včetně Ázerbájdžánu) v roce 2009. Řada faktorů svědčí o tom, že klíčové zájmy EU v oblasti jsou právě v ekonomické sféře. Zajištění vlastní energetické bezpečnosti diverzifikací zdrojů fosilních importů je jednou z evropských priorit. Pronikání evropských ropných společností na nový perspektivní trh má rovněž přispět k vývoji těchto společností, jež platí daně evropským vládám, což je důležité především v časech krize. Pro Evropu je proto nejcennějším partnerem v oblasti právě Ázerbájdžán, následovaný Gruzii jako transportérem ázerbájdžánských a středoasijských surovin.

Energetika je tématem číslo jedna ve vztazích mezi EU a Ázerbájdžánem vzhledem k tomu, že tato země má potenciál se stát alternativním zdrojem nejen ropy, ale i plynu pro členské státy EU. Aktivní spolupráci mezi EU a Ázerbájdžánem otevřel kontrakt století v roce 1994. Tenkrát se BP a Statoil staly významnými akcionáři konsorcia AIOC. Přitom toto konsorcium spravuje plynové pole Shah-Deniz (s 1 tcm zásob) a obrovská ropná pole Azeri, Chirag a Güneshli. BP v současnosti celý koncern řídí. Funkci operátora plní BP též na ropovodu BTC. Podíl BP na ropovodu BTC je 30,1 %, dalšími evropskými akcionáři ropné tepny jsou Statoil, ENI a Total. Většinový podíl v BTE neboli South Caucasus Pipeline vlastní BP a Statoil, které jsou rovněž operátory tohoto plynovodu. Jak je vidět, pozice evropských ropných společností, k níž svého času přispěli i tak významní evropští politici jako M. Thatcher a J. Chirac, je na ázerbájdžánském území skoro neotřesitelná.

187 Financování projektu zajistili 4 skupiny kreditorů: EBRD a Světová Banka poskytli 500 mil. USD; exportně-kreditní agentury poskytly záruky komerčním bankám pro financování dodávek materiálů a strojů z USA, Japonska a evropských států; třetí skupinu tvořil syndikát z 15 komerčních bank, které zajistily 1,2 mld. USD; v čele syndikátu stály ABN AMRO, Citigroup Mizuho a Societe Generale. Poslední skupina kreditorů byla sestavena z akcionářů BTC, kteří přispěli částkou 800 mil. dolarů.

Kromě závislosti na dodávkách ruské ropy musí EU rovněž vyřešit otázku ruských dodávek plynu, které tvoří téměř 30 % celkového importu. Předpokládá se, že se plynové pole Shah-Deniz stane novým zdrojem pro některé evropské spotřebitele. Zatím ale chybí infrastruktura, která by transportovala kavkazský plyn do Evropy. EU hledala řešení této otázky pomocí iniciativy Jižní koridor (Southern Gas Corridor).

Box č. 13: Jižní plynový koridor

Na konci roku 2008 vytvořila Evropská komise dokument s názvem Akční plán EU pro zabezpečení dodávek energie a jejich solidární využití (viz Evropská komise, 2008a). Podle tohoto plánu: „Pro dodávky zemního plynu ze zdrojů z Kaspického moře a Středního východu je zapotřebí vybudovat jižní koridor zemního plynu. To je jednou z nejvyšších priorit EU v oblasti zabezpečení dodávek energie.“ Jako potenciální partneři byli uvedeni Ázerbájdžán, Turkmenistán, Irák a země Mašreku, v dlouhodobé perspektivě také Uzbekistán a Írán.

Následně bylo nabídnuto několik diverzifikačních cest pro dopravu plynu ze zmíněných států. Snad nejvíce medializovaným projektem je Nabucco. Tranzitními zeměmi se pro Nabucco měly stát Turecko (kde se Nabucco napojí na BTE), Bulharsko, Rumunsko a Maďarsko. Pro tento projekt vytvořené konsorcium zahrnuje OMV, MOL, RWE, Bulgargaz, Transgaz a BOTAS. Na rozdíl od ostatních projektů Jižního koridoru zdrojem suroviny pro tento plynovod měl být nejenom Ázerbájdžán, ale i Irák. Zapojení Iráku do projektu bylo sice kontroverzní, avšak byl by to vhodný způsob pro naplnění kapacity potrubí – 31 bcm/y. Alternativní variantou byly dodávky středoasijského plynu do BTE přes dlouho diskutovaný Transkaspický plynovod. Podle prohlášení BP – operátora pole Shah-Deniz, jež se má stát zdrojem pro plynový export Ázerbájdžánu – produkce pole bude činit 16 bcm/y (viz BP, n.d.). Baku však bylo ochotné poskytnout pouze 10 bcm/y pro projekty Jižního koridoru. Deklarace podepsaná mezi Baku a Bruselem na začátku roku 2011 navíc neurčuje závazné množství plynu, které jihokavkazský stát bude muset poskytnout (viz Joint Declaration Southern Corridor, n.d.).

10 bcm plynu by však bylo dostačující pro jiné projekty Jižního koridoru. ITGI (Interconnector Turkey–Greece–Italy) by měl mít kapacitu 10 bcm/y a procházet územím Turecka, Řecka a Bulharska do Itálie. Konsorcium ITGI tvoří Edison a DEPA. Aktuálním projektem je TAP (Trans Adriatic Pipeline), který mají v plánu postavit BP, Statoil, E.ON Ruhrgas, francouzská společnost Total, belgický Fluxys a společnost Axpo ve spolupráci s ázerbájdžánským dodavatelem, společností Socar. Tento interkonektor má spojit Řecko s Itálií přes Albánii. Pro účely tohoto projektu by Ázerbájdžán měl poskytovat 10 až 20 bcm/y (viz Euractiv.com, 2011; Trans Adriatic Pipeline, n.d.).

Ázerbájdžán také hledá alternativní exportní trasy pro své suroviny. Jedním z posledních návrhů je projekt AGRI (Azerbaijan–Georgia–Romania Interconnector) představený v roce 2010 v Bukurešti. Podle projektu by plyn měl být odbočkou z BTE transportován do gruzínského terminálu Kulevi a pak ve formě stlačeného (CNG) nebo zkapalněného (LNG) plynu putovat tankery do rumunského přístavu Konstanca. Náklady na projekt by měly činit 4,6 mil. eur, kapacita od 2 do 8 bcm/y („Azerbaijan, Georgia and Romania“, 2010).

Posledním projektem Jižního koridoru byl potom White Stream, který měl transportovat 8 bcm ázerbájdžánského plynu ročně přes Gruzii a pak přes Černé moře do Rumunska.

Do iniciativy Jižní plynový koridor je občas zařazován i ruský projekt South Stream. Rusko má totiž zájem o začlenění evropského kapitálu do svého relativně drahého a navíc konkurenčního projektu. Cílem iniciativy Jižní koridor je však diverzifikace evropských importů plynu, a proto se financování zvýšení podílu ruského plynu na evropském trhu nezdá být logickým.

Ekonomický vliv evropských ropných společností nelze podceňovat. Tyto podniky spolu s americkými firmami odstartovaly svými investicemi, poskytnutím know-how a manažerskými zkušenostmi éru ekonomického rozkvětu v Ázerbájdžánu. Baku si ale dobře uvědomuje sílu západního vlivu na státní hospodářství, a proto udržuje vyrovnané vztahy také s Moskvou. Ázerbájdžán například užívá alternativní cesty exportu surovin přes ruské území, čímž poukazuje na svou relativní nezávislost.¹⁸⁸

Právě energetická infrastruktura vystavěná ještě za dob SSSR umožňuje RF udržovat určitý vliv na energetickou politiku státu. Jak již bylo zmíněno, bilaterální vztahy mezi Baku a Moskvou mají stabilní základ, nejsou ale bezproblémové. Rusko bylo obviňováno ázerbájdžánským vedením z podpory Arménie během konfliktu o Náhorní Karabach. Moskva zase obviňuje Baku z poskytnutí přístřeší čečenským separatistům. Neměnilo to však celkový vyrovnaný charakter bilaterálních vztahů. Moskva dokonce časem přestala protestovat proti výstavbě BTC a BTE, protože uvěřila, že ekonomická nerentabilita projektů nakonec investory odradí. Co se týče ruské účasti na těžebních projektech v Ázerbájdžánu, jedině Lukoil, jehož šéf Vagit Alikperov pochází z Baku, se ve státě ekonomicky angažuje.¹⁸⁹

Iniciativa EU Jižní koridor počítá s ázerbájdžánským plynem v každém z nabízených projektů. Baku vyjadřovalo iniciativě podporu a již několikrát se zavázalo poskytnout dostatečné množství suroviny pro uskutečnění těchto projektů. Jak ale upozorňuje Vladimir Socor, Baku se přitom snaží nevyvolat zbytečné pohoršení Moskvy.¹⁹⁰ Moskva oponuje konkurenčnímu Jižnímu koridoru dvěma cestami. Za prvé, Rusko usiluje o odkoupení co největšího objemu ázerbájdžánského plynu. 0,72 bcm ázerbájdžánského plynu koupil Gazprom v roce 2010 (viz BP, 2011) a v roce 2011 by tento objem měl činit 2 bcm. V tomto obchodě je třeba brát v potaz i pozici Baku, které diverzifikací svého exportu upozorňuje Brusel na to, že nebude čekat na Nabucco nebo jiné projekty EU věčně. Rusko navíc přilévá olej do ohně nabídkami na odkup celého ázerbájdžánského plynového exportu. Druhou „zbraní“, již aplikuje Moskva proti Jižnímu koridoru, je projekt South Stream. Hlavním konkurentem South Streamu vzhledem k přepravním kapacitám projektů a cílovým trhům byl projekt Nabucco, jehož původně plánovaná trasa měla končit v rakouském plynovém uzlu Baumgarten.¹⁹¹ Ázerbájdžánský plyn dodávaný touto cestou by se tak stal přímým konkurentem ruského plynu ve střední Evropě, kde má právě RF své tradiční odběratele. Aby však tento plynovod mohl získávat zdroje z Ázerbájdžánu či od jiných dodavatelů, musí být vybudován další, tzv. Transanatolský plynovod (TANAP), přepravující plyn s využitím stávající infrastruktury pro dopravu plynu z kaspické oblasti od gruzínsko-turecké hranice k západní hranici Turecka. V červnu 2013 ovšem potenciální akcionáři spolu s ázerbájdžánskou společností Socar dali přednost budování již zmíněného Transadriatického plynovodu (viz dále). Plynovod TAP by byl sice stále konkurentem plánovaným dodávkám plynu do jižní Evropy (především do Itálie), které chce RF realizovat prostřednictvím plynovodu South Stream, neohrožuje již ale ruské dodávky do střední Evropy tak jako původní varianta plynovodu Nabucco (případně Nabucco West). Možné soupeření projektů Nabucco a South Stream o lukrativní trhy ve střední Evropě se tak na základě tohoto kompromisního rozhodnutí významně oslabilo. Významné obavy Moskvy se týkaly také propojení stávající kavkazské infrastruktury se středoasijskými ložisky, protože tyto zdroje by měly

188 V této souvislosti stojí za zmínku, že ruská vláda v květnu 2013 vypověděla smlouvu s Ázerbájdžánem o tranzitu ázerbájdžánské ropy přes ruské území prostřednictvím ropovodu Baku–Novorossijsk, která byla uzavřena v roce 1996. Ruská strana svůj krok zdůvodňovala tím, že dodavatelé z Ázerbájdžánu po několik posledních let neplnili podmínky kontraktu a nedodávali do ropovodu množství ropy v dostatečném, tedy nasmlouvaném objemu, což způsobovalo na ruské straně finanční ztráty. Ázerbájdžánská strana naproti tomu spekovala o politických důvodech takového kroku, mimo jiné i v souvislosti s plánovanou konstrukcí Transadriatického plynovodu (Moskva zastorgla něftjanog dogovor s Baku, 2013).

189 Lukoil má podíl na Shah-Denizu a bloku D-222 (viz Lukoil, 2011).

190 Během schůzky prezidentů Ázerbájdžánu, Turecka a Turkmenistánů iniciované Baku v roce 2008 se diskutovalo o dodávkách plynu do Evropy. Hlavním cílem bylo projednat varianty implementace projektu Nabucco, avšak nikdo ze zúčastněných se o Nabucco ani jednou veřejně nezmiňoval (Socor, 2008b).

191 O konkurenčním boji mezi ruským South Streamem a evropským Nabucco (viz Crandall, 2011, s. 77–79, 83–83).

potenciál vybojovat si relativně velký podíl na evropském trhu, a to dlouhodobě. Naplnění tohoto scénáře ovšem limituje i zmiňovaný nevyřešený spor o status Kaspického moře.

Význam arktické oblasti v ruské energetické politice

Strategické dokumenty z doby vlády „tandemu“ Putin-Medveděv zdůrazňují též význam energetických zdrojů jedné oblasti, která až donedávna nehrála prim v ruských politicko-bezpečnostních strategiích, a tou je Arktida, kde Rusko zajímají nejen ropná naleziště (především v Pečorském moři), ale hlavně významná naleziště plynu (především Štokmanskoje v Barentsově moři). Důraz na energetické zdroje a strategický význam tohoto regionu se objevuje nejen v Energetické strategii RF do roku 2030, ale také ve speciálním dokumentu, který byl vydán dekretem prezidenta Medveděva o rok dříve, v roce 2008, a jako první svého druhu byl věnován základům státní politiky RF v Arktidě (pro období do roku 2020) (Osnovy gosudarstvennoj politiky Rossijskoj Federacii v Arktike na period do 2020 goda i dalnějšuju perspektivu, 2008; de Haas, 2010, s. 126–128).

První průzkumy kontinentálního šelfu v Barentsově moři SSSR prováděl již v 60. letech 20. století, systematické práce byly potom v 80. letech prováděny především v oblasti Pečorského moře. K nejvýznamnějším nalezištím v arktické oblasti náleží ropné naleziště Prirazlomnoje v Pečorském moři a plynové naleziště Štokman (Štokmanskoje) v Barentsově moři. Důležitá naleziště se nacházejí také v Karském moři.

Obrázek č. 4: Arktický region



Zdroj: Perry-Castañeda Library Map Collection, n.d.

Výrazné ruské aktivity v oblasti a zájem vyjadřovaný nejen v koncepčních dokumentech jsou patrné zejména v posledních letech. V roce 2007 Rusko podniklo expedici oficiálně určenou ke geologickému průzkumu Lomonosovova hřbetu, v jejímž rámci byla na dně moře v místě Severního pólu umístěna ruská vlajka, což vyvolalo ostré mezinárodní reakce, především na straně Kanady, ale také dalších zemí činících si nárok na příslušné sektory v arktické oblasti. Rusko pokračovalo i některými dalšími spektakulárními akcemi, jako byly přelety strategických letounů nad Severním pólem či posílení vojenské přítomnosti k zajištění severní hranice. Zdálo se, že ruská strana bere vážně prohlášení, která se objevila následně v koncepcích ruské zahraniční a bezpečnostní politiky o tom, že arktická oblast je potenciální další oblastí možného budoucího střetu o surovinové zdroje (např. Strategie národní bezpečnosti do roku 2020). Zároveň Rusko vzneslo k OSN požadavek na rozšíření své výlučné ekonomické zóny v arktické oblasti, což měl podpořit právě geologický výzkum v oblasti Lomonosovova hřbetu a kontinentálního šelfu, otazníky však vyvolávaly spíše „podpurné“ ruské akce v bezpečnostní oblasti (de Haas, 2010, s. 127).

Na druhé straně ruský zájem o arktickou oblast a těžbu surovin zde vedl i k urovnání některých letitých sporů, především sporu s Norskem. V září 2010 podepsaly Rusko a Norsko smlouvu o demarkaci společné hranice a spolupráci v oblasti Barentsova moře a Severního ledového oceánu, jejíž motivací byla zřejmě i snaha Ruska ukončit moratorium na těžbu ve sporných oblastech. Mezi RF a Norskem totiž panoval spor o pobřežní vody souostroví Svalbardy (Špicberky), kde se nacházejí významná naleziště ropy a plynu, a o výklad tzv. Špicberské dohody z roku 1920, která Norsku přiznává svrchovanost nad tímto územím (Dyomkin, 2011).

Ruská energetická strategie do roku 2030 v souvislosti s Arktidou vyzdvihuje především význam nalezišť na kontinentálním šelfu, hovoří o potřebě zajištění efektivní mezinárodní spolupráce a počítá se zahraničními investicemi. Jak arktický kontinentální šelf, tak severní oblasti Ruska totiž mají v budoucnu dle ruské energetické strategie stabilizovat situaci při poklesu těžby na západní Sibiři, s nímž se z dlouhodobého hlediska počítá. Zároveň je jasné, že těžba v náročných podmínkách bude vyžadovat nové technologie a zde bude RF muset spolupracovat se zahraničními partnery.

Finanční krize i upřednostnění projektu Nord Stream způsobily odklad realizace arktických projektů, především se to týká projektu Štokman a ložisek plynu v oblasti Karského moře, na východ od poloostrova Jamal, těžba je zde plánována až v dlouhodobém horizontu, prioritou v této oblasti je totiž prozatím právě těžba na samotném Jamalu. K odkladu došlo i v případě projektu Prirazlomnoje, který se týká těžby ropy v Pečorském moři.

Arktická oblast je pro Rusko zajímavá ale i z infrastrukturního hlediska. Tzv. Severní mořská cesta (Northern Sea Route) může sloužit jako transportní trasa pro ropu i LNG. Rusko však v posledních letech vyvolalo znepokojení u dalších zemí zainteresovaných na využívání Severní mořské cesty navýšením počtu ozbrojených sil v oblasti (Severní flotila). Ani zde přitom tyto akce nezůstaly bez odpovědi, ohradila se proti nim opět především Kanada. Severní mořská cesta představuje důležitou transportní trasu a možnost jejího uzavření pro další aktéry ze strany Ruska by zřejmě vyvolala vážnou mezinárodní roztržku, jak varovali např. autoři Trenin a Baev, z nichž především P. Baev poukazuje na nebezpečí plynoucí jednak z přílišných očekávání spojených s arktickými zdroji, jednak s jednostrannými akcemi způsobujícími znepokojení jiných aktérů v oblasti (Trenin & Baev, 2010).

Box č. 14: Naleziště Štokman a jeho význam z hlediska ruské energetické politiky

- Naleziště plynu Štokman bylo objeveno na počátku 80. let 20. století. Podle odhadů má kapacitu 3,8 tcm plynu a nachází se v Barentsově moři 550 km od Murmansku (Trenin & Baev, 2010, s. 10).
- Rozsáhlé plány na těžbu po roce 2000 se týkaly především trhu s LNG. Na průzkumu a přípravách těžby v oblasti Štokmanu pracovaly zpočátku ruské společnosti Gazprom a Rosněft, později především Gazprom. Paralelně přitom probíhala jednání se zahraničními partnery (ChevronTexaco, ConocoPhillips, ExxonMobil, Statoil, Norsk Hydro), kteří měli mít v projektu menšinový podíl 49 %. V roce 2006 přišlo prohlášení šéfa Gazpromu Alexeje Millera, že firma bude zajišťovat těžbu sama, bez zahraničních partnerů (Morozov, 2008, s. 52).
- V roce 2008 ale došlo k založení společnosti Shtokman Development AG, v níž Gazprom vlastnil 51 % akcií a další zbývající podíly vlastnily francouzská Total (25 %) a norský Statoil (24 %). Gazprom tedy nakonec dal přednost spolupráci se zahraničními partnery, upřednostnil přitom firmy evropské, zajímavá je účast firmy Total, s níž ruské energetické společnosti poji spolupráce i v jiných oblastech. Osud konsorcia se však na podzim 2012 ukázal jako nejistý, nedostatek konsenzu zahraničních partnerů na plánech rozvoje ložiska vedl ke stažení norského partnera z projektu. V současnosti tak Gazprom drží v konsorciu 75% podíl a francouzský total 25 % akcií. Statoil by mohla nahradit jiná zahraniční společnost, prozatím (září 2013) se tak ale nestalo (Shtokman, n.d.).

Obrázek č. 5: Naleziště Štokman

Zdroj: Gazprom – Shtokman, n.d.

Závěr

Význam energetického sektoru pro Rusko, respektive SSSR, je z ekonomického hlediska záležitostí starší než existence samostatné Ruské federace, byť před rokem 1990 byla tato skutečnost značně deformována existencí RVHP a nestandardními vztahy nejen mezi jejími členy, ale také z hlediska omezeného potenciálu obchodních vztahů mezi východním a západním blokem. V 90. letech byla situace poznamenána zcela novou realitou rozpadu státu, tranzice režimu, ekonomických problémů a vytváření nových vazeb v ekonomické sféře i mezi byznysem a sférou politickou. Dění v tehdejší Rusku, které poznamenalo i novou situaci v energetickém sektoru, nelze chápat izolovaně od minulosti i od specifického vývoje ve vnitropolitické oblasti.

Vysoké ceny ropy, které charakterizovaly situaci na světových trzích po roce 2000 do vypuknutí finanční krize v roce 2008, měly velký dopad také na rozvoj Ruska a pomohly vzpamatovat se z prudkého úpadku, ke kterému došlo v 90. letech, ekonomický růst doprovázelo zlepšení životní úrovně a politická stabilizace, zde ovšem za cenu kroků, které přiblížily politický režim v Rusku charakteristikám režimu autoritativního. Díky ziskům z prodeje energetických zdrojů Rusko nejen splatilo své zahraniční dluhy Pařížskému klubu, ale také shromáždilo určité finanční rezervy. To ovlivnilo i ruskou schopnost vést vůči Západu samostatnější zahraniční politiku. V energetické oblasti se sebevědomá pozice odrážela nejen v iniciaci již zmíněných návrhů globálního systému energetické bezpečnosti, ale také ve zdůrazňované intenci přeměrovat část energetických exportů z Evropy do Asie jako součást energetické strategie. Již od nástupu Jevgenije Primakova na post ministra zahraničních věcí v druhé polovině 90. let je v ruské zahraniční politice zdůrazňován prvek multipolarity a multivektorovou a ambiciózní se na sklonku prvního desetiletí 21. století stala i energetická strategie a aktivity ruských energetických firem v čele s Gazpromem. Přetrvává snaha o těsné kontakty s potenciálně konkurenčními producenty států v postsovětském prostoru, i když zde se situace diverzifikovala již krátce po rozpadu SSSR a Rusko zde musí čelit konkurenčním hráčům. Na jedné straně tak vidíme Ázerbájdžán jako příklad země, která se již v 90. letech snažila o autonomní energetickou politiku a o spolupráci s aktéry, které RF považuje za potenciálně nepřátelské, na druhé straně potom Kazachstán s přetrvávajícími vazbami na Rusko, které sice nevyklučovaly i působení západních investorů, vytvoření celní unie však svědčí o tom, že minimálně ekonomické vztahy obou zemí jsou stále velmi těsné. Vedle toho mají ruské firmy zájem o angažmá v Asii, na Blízkém východě, v severní Africe i na americkém kontinentě.

V ruských koncepčních dokumentech věnovaných zahraniční, bezpečnostní i energetické politice je pak v posledních letech stále silněji zdůrazňována vazba mezi potenciálem energetických zdrojů a potenciálem mocenským, což je charakteristické pro strategický přístup k energetické bezpečnosti. Odkazuje k tomu ostatně nejen obsah dokumentů, ale i reálné kroky, které by např. v případě arktického regionu skutečně naznačovaly, že Rusko primárně uvažuje v intencích „narázníkových zón“ a křížících se politických a ekonomických zájmů. I když zde je třeba vzít v úvahu opět i specifika ruské vnitropolitické situace (mocenské centrum, zprvu ve své pozici jisté, nyní již stále méně, role silových složek a „siloviků“ atd.) a ptát se, komu jsou spektakulární akce vlastně určeny. Argumenty tržního přístupu a principy, s nimiž operuje například Daniel Yergin, mají i zde svoje důležité místo, jde-li nám o střídavou a nezkraslenou analýzu situace, v níž relevantními hráči jsou nejen státy a jejich velké energetické strategie, ale i firmy usilující o maximalizaci zisku a o zdařilý obchod nyní nebo v budoucnu.

Důležitou otázkou je nejen vývoj vnější dimenze ruské energetické politiky, ale i situace vnitřní. Ambiciózní závazky a plány týkající se těžby a exportu ve složitějších podmínkách (typu plánů využívání arktických nalezišť, jejichž osud zůstává nejistý) vyžadují náročnější technologie, upřednostňování izolace a domácích producentů, které bylo typické pro první dekádu 21. století, se proto zejména po krizi 2008/2009 přestalo jevit jako výhodný postup. Přesto je zřejmé, že ruské firmy si vybírají zahraniční partnery s ohledem na další profit, který může z této spolupráce plynout, což je přístup „posvěcený“ i z nejvyšších politických míst.

Otevřenou otázkou blízké budoucnosti zůstává politický vývoj v Rusku, což je problematika, která vzhledem k naznačené provázanosti politické a ekonomické sféry nemůže zůstat stranou pozornosti, ani kdybychom se záměrně snažili „odpolitizovat“ otázku energetické bezpečnosti. Přehlížet nelze ani některé tendence ve vnější politice s ekonomicko-politickými dopady. Rusko vstoupilo do WTO, což je krok, který vyžaduje a ještě si vyžádá některé změny, které by se mohly dotknout i energetické oblasti. Současně se posiluje důraz na integraci v postsovětském prostoru (od celní unie s Kazachstánem a Běloruskem až k úvahám o ekonomicko-politické „Euroasijské unii“). Asijské ambice ruského energetického sektoru vzhledem k ekonomickému vývoji v současném světě rozhodně nejsou bez perspektiv, Rusko, Čína a Indie však mají potenciál nejen k partnerství, ale i k rivalitě. Rusko se proto přirozeně nevzdává v energetické politice evropského směru, který charakterizují na jedné straně vzájemně se doplňující zájmy producenta a spotřebitelů (v souladu s tržním přístupem k energetické bezpečnosti), na druhé straně ale i četná nedorozumění a podezřívavý přístup. Tranzitní země či menší spotřebitelé zůstávají ostražití vůči ruské „energetické zbrani“, zatímco Rusko si v poslední době často stěžuje na diskriminační přístup evropských struktur k zájmům jeho společností (v čele s Gazpromem) na energetických trzích. O tom ostatně pojednávají následující části.

Kapitola 4. Evropská dimenze ruské energetiky: Rusko a EU

Následující kapitola se zabývá jednou z klíčových oblastí, která hraje neopomenutelnou roli z hlediska vnější dimenze ruské energetické politiky. Proměna nástrojů ruské zahraniční politiky, její „ekonomizace“, vzrůst významu energetické politiky pro ruskou diplomacii a posilování obchodně-politických vztahů v evropské dimenzi evokují kooperační potenciál, ale také vznik konfliktních linií a možných zájmových střetů mezi Ruskou federací a Evropskou unií, která se v letech 2004–2007 rozšířila o státy, jež s určitou historickou zátěží vztahů k postsovětskému Rusku zdědily také značnou závislost na dovozu ruských energetických surovin i na energetické infrastruktuře spojující Rusko se střední a částečně i západní Evropou již od dob studené války. Po roce 2000 navíc zesilují na ruské straně snahy o posílení obchodních vztahů se silnými západoevropskými partnery. Rusko má dlouhodobý zájem o angažmá svých energetických společností na evropském trhu i o angažmá v nových projektech výstavby energetické infrastruktury (zejména v oblasti plynu a jaderné energetiky). Tyto aktivity jsou důležité nejen z pohledu Ruska jakožto producenta energetických surovin i produktů, pro něhož je rozvoj stabilních vztahů se staršími i novými členy EU z ekonomického hlediska významný. Pozornost jim musí věnovat také státy zaujímající pozici spotřebitelů či tranzitních zemí v případě ropy a plynu. Vztahy EU a Ruska v oblasti energetiky představují arénu, v níž dochází k prosazování celého spektra politických, ekonomických a bezpečnostních zájmů členských států EU, Ruska i tranzitních zemí. V úvahu je přirozeně třeba vzít i ekonomické a obchodní zájmy jednotlivých zainteresovaných společností.

Pro exportéra je důležité udržení „bezpečné poptávky“ pro svůj vývoz, který se také podílí zásadním způsobem na státních příjmech, jako je tomu i v ruském případě. Pro většinu států, které jsou v současnosti členy EU, naopak spočívá hlavní problém energetické bezpečnosti ve zvládnutí závislosti na dovozu surovin. Cestou je diverzifikace (zdrojů, dodavatelů i transportních tras), ale také využívání zdrojů vlastních za pomoci nových technologií, jejichž využití však není nesporné (z environmentálního, ekonomického hlediska apod.). Všechny tyto faktory zajímavým a důležitým způsobem vstupují také do vztahů Ruska a EU v energetické oblasti. Tento vztah bývá někdy interpretován jako interdependentní – charakterizovaný vzájemnou závislostí (Tichý, 2011). Závislost některých členských zemí EU (v praxi ovšem značně nerovnoměrná napříč členskými státy EU) na dovozu z Ruska je vyvážena ruskou závislostí na finančních příjmech z vývozu těchto komodit, což by mělo oslabovat konfliktní potenciál a naopak posilovat ochotu k takovým formám kooperace, které přinášejí oběma aktérům užitek (Kratochvíl & Tichý, 2012, s. 94). Zároveň lze však tento vztah popsat jako strukturálně asymetrický (Kratochvíl, Kuchyňková & Schneider, 2009, s. 1–2), což je charakteristika poukazující na odlišnou povahu obou aktérů, existenci odlišných právních prostředí i odlišných mechanismů tvorby energetické politiky. V případě EU je navíc třeba vzít v úvahu i skutečnost, že ani po vstupu Lisabonské smlouvy v platnost není tato oblast plně v kompetenci nadnárodních orgánů a stále se hovoří o paralelní existenci energetických politik jednotlivých členských států, vedle nichž se EU v čele s Evropskou komisí pokouší o vytváření společné energetické politiky (Deák, 2009, s. 9). Odlišnost obou aktérů i skutečnost, že navzdory pokusům o vytváření společné energetické politiky EU, která je výsledkem jednání i kompromisů dnes již 28 členských států, mají tyto státy významná specifika z hlediska energetické bezpečnosti, způsobují, že vedle perspektivy, která zdůrazňuje interdependentní povahu vztahů, je třeba vzít v úvahu také existující konfliktní body. Ať již se týkají snah EU o vytváření a rozšiřování určitých pravidel týkajících se fungování energetických trhů, investic, tranzitu apod., nebo snah Ruska využít své pozice producenta a dodavatele a maximalizovat (ekonomický i politický) užitek z ní vyplývající. Což se někdy střetává se zájmy spotřebitelských a tranzitních zemí a posiluje sekuritizační rozměr energetické politiky.

Problematika vztahů Ruské federace a EU, respektive jejích členských států, v energetické oblasti je rozsáhlá. V následující kapitole proto budou zmíněny pouze nejdůležitější body týkající se historického vývoje, institucionální dimenze energetického dialogu EU–Rusko, sporné případy týkající se přerušení dodávek, diverzifikačních snah či vztahu obou aktérů k problematice regulace a liberalizace v rámci energetických trhů. Zmíněny budou ale také příklady kooperace (např. při budování nových infrastrukturních projektů, v oblasti modernizace a energetické efektivity či na platformách typu Černomořské synergie).

Historie vztahů v energetické oblasti

Již na konci 50. let 20. století začalo budování infrastrukturního systému dopravujícího ropu a zemní plyn mezi SSSR a státy RVHP (zejména Polskem, NDR, ČSSR, Maďarskem, Rumunskem a Bulharskem). Na přelomu 60. a 70. let 20. století a v 80. letech byla dokončena výstavba klíčových spojnic mezi Evropou a západní Sibiří. V 70. a 80. letech byl vybudován ropovod Družba a následně v tomto období v souvislosti s procesem détente také systém tras sloužících k dopravě plynu do západní Evropy, především do Německa, jejichž páteří byly transkontinentální plynovody Polární záře, Bratrství, Progres a Sojuz.

Současná debata o narůstající surovinové závislosti EU na Rusku v souvislosti s východním rozšířením EU a otázky, zda a do jaké míry je žádoucí spolupráce evropských energetických společností s ruskými, nalézají v minulosti určitý odraz v debatách týkajících se budoucnosti energetických projektů, které započala západní Evropa se SSSR v rámci détente. V duchu politiky détente měly být energetické zdroje na jedné straně jedním z nástrojů udržování strategické závislosti satelitních zemí na SSSR, na druhé straně pro západní Evropu sloužily jako obchodní kanál směrem k SSSR, což dále omezovalo riziko eskalace studené války ve válku „horkou“ se zapojením jaderných arzenálů obou supervelmocí (Deák, 2009, s. 3–6; Gonchar & Martynyuk, 2009, s. 38–62). Export energetických surovin, zejména plynu, do západní Evropy započal už v 60. letech 20. století. Bilaterální jednání probíhala mezi SSSR na jedné straně a Rakouskem, Francií, Itálií, Finskem, Japonskem, SRN a Švédskem na straně druhé. První nekomunistickou evropskou zemí, která importovala sovětský plyn, se stalo v roce 1968 Rakousko. Dodávky plynu byly realizovány na základě dlouhodobých kontraktů na období 15–20 let. Například do Rakouska měl být plyn dopravován přes území Československa na základě smlouvy uzavřené na 20 let.¹⁹² V roce 1970 byly uzavřeny několikaleté smlouvy mezi SSSR (konkrétně státní společností Sojuzgazexport) a společností Ruhrgas týkající se dodávek plynu do SRN a dále přes území Německa do Francie, na jejichž základě byl sovětský dovoz plynu do SRN zahájen v roce 1973.¹⁹³

V důsledku nárůstu světových cen energetických surovin (zejména ropy v období ropných šoků v letech 1973–1974) a zvyšování objemu dovozů surovin z SSSR narůstal podíl exportu na sovětské těžbě energetických surovin. Zvyšoval se přitom také podíl výnosů z prodeje energetických surovin na celkovém pří-

192 Řada těchto smluv obsahovala též klauzule zakazující evropským energetickým společnostem prodávat ruský plyn do dalších zemí, aby tak nedošlo k situaci, že bude ruský plyn na evropském trhu „konkurovat sám sobě“ (Romanova, 2008, s. 69). Tyto klauzule se však postupně dostávaly do rozporu s procesem liberalizace energetického trhu v rámci ES/EU.

193 Je otázkou, jaké motivy (nabídnuté ze strany SSSR) tehdy stály za rychle sjednanou dohodou; zda to byla skutečně jen snaha o usmíření sovětského režimu skrze ekonomickou spolupráci, nebo stály v pozadí i silné obchodní zájmy konkrétních osob v rozhodovacích pozicích některých západoevropských struktur. Gonchar a Martynyuk zmiňují osobnost Otto Wolfa von Amerongena, vlivného německého podnikatele, který od poloviny 50. let několik desetiletí působil ve funkci německého Výboru pro obchod mezi východem a západem. V Bonnu v té době lobbboval za tento projekt a dále se ho pokoušel rozvíjet. V pozdějším období byly hledány paralely například v jednání někdejšího kancléře Gerharda Schrödera, jehož zájmy na projektu Nord Stream mohly být do určité míry vedeny též osobním zájmem (Gonchar & Martynyuk, 2009, s. 40–41).

jmu ze světového obchodu, který SSSR realizoval v tvrdé měně. Další sovětská nabídka západní Evropě na zvýšení objemu energetických dodávek souvisela také s událostmi v Íránu v roce 1979. V roce 1980 SSSR započal jednání se západoevropskými bankami, plynárenskými společnostmi a výrobci potřebných technologií pro vybudování plynovodu Východ–Západ, jehož prostřednictvím měly být navýšeny dodávky zemního plynu do západní Evropy.

Během studené války přitom USA často kritizovaly své evropské spojence, že se snaží posilovat energetické vazby s SSSR s poukazem na to, že příliv cizí měny z prodeje energetických surovin napomůže snahám Kremlu o modernizaci vojenských sil. S ukončením détente v americko-sovětských vztazích a po nástupu Ronalda Reagana na post amerického prezidenta se tak konstrukce plynovodu Východ–Západ stala jednou z příčin roztržky mezi USA a západní Evropou o pokračování politiky détente v ekonomické dimenzi. Západní Evropa podporou jeho konstrukce hledala možnosti diverzifikace energetických dodávek, zejména náhradu za stále více nejisté dodávky surovin z Blízkého východu. SSSR nakonec podkopal vlastní pozici ve vztahu k západní Evropě hrozbami pokut západoevropským firmám spolupracujícím současně s americkou stranou, což vedlo k vzájemné dohodě mezi USA a dotyčnými západoevropskými odběrateli o tom, že objem exportu plynu nebude překračovat 30 % jejich celkových importů a že současně bude rozvíjena spolupráce s Norskem na těžbě plynu v oblasti Severního moře (Westphal, 2008, s. 94–97; Gonchar & Martynyuk, 2009, s. 38–41). Navzdory tomu sovětský export ropy a plynu do Evropy v posledních letech studené války narůstal. V případě SRN došlo v letech 1982–1990 k nárůstu spotřeby plynu z SSSR na téměř 30 % celkové spotřeby, v případě Francie došlo téměř ke zdvojnásobení (z 14,6 % na 35,7 %) a v případě Itálie k nárůstu z 31,8 % na téměř 36 %. Po rozpadu SSSR dochází k poklesu (Closson, 2009, s. 92).

Navzdory rozpadu RVHP a následně celého SSSR se Ruské federaci jakožto nástupnickému státu dařilo plnit smluvní závazky na dodávky ropy a zemního plynu do států, které byly členy EU, případně se členskými státy staly v průběhu 90. let (Rakousko, Finsko, Francie, Německo, Itálie, od roku 1996 také Řecko). Podobně tomu bylo v případě států, které se v průběhu 90. let staly kandidáty na členství v EU a v době studené války náležely do tábora sovětských satelitů (Česká republika, Slovensko, Maďarsko, Polsko, Bulharsko, Litva; v případě Rumunska, Chorvatska a Lotyšska šlo pouze o dodávky zemního plynu). Rusko v 90. letech zásobovalo plynem také Švýcarsko a Turecko (Turecko bylo v tomto období také odběratelem ruské ropy) (Closson, 2009, s. 92). Dodávky ruského plynu do západní Evropy v 90. letech 20. století dále posílilo zahájení stavby plynovodu Jamal–Evropa v roce 1995 přes území Běloruska a Polska, které částečně snížilo význam „ukrajinské cesty“, jejímž prostřednictvím přesto dále do Evropy přicházelo téměř 80 % plynu (skrze systém plynovodů Bratrství, Sojuz a Polární záře plus balkánskou větví zásobující Bulharsko a Rumunsko).

Ruská strana i po roce 2000 vyjadřovala zájem vystupovat vůči EU jako spolehlivý a „nepostradatelný“ dodavatel surovin. Evropská unie a její členské státy zůstávaly nadále nejdůležitějším obchodním partnerem Ruska v energetické oblasti navzdory diverzifikačním plánům, s nimiž částečně počítala již Energetická strategie RF do roku 2020 vydaná v roce 2003 (Energetičeskaja strategija Rossii na period do 2020 goda, 2003) a které akcentuje především novější Energetická strategie RF do roku 2030 (Energetičeskaja strategija Rossii na period do 2030 goda, 2009). Navzdory tomu v posledních desetiletích vztahy RF a EU v energetické oblasti poznamenala řada sporných bodů. Týkaly se případů „krizí“ dodávek plynu i ropy (nejen známé případy rusko-ukrajinských plynových sporů či rusko-běloruských sporů týkajících se plynu i ropy, ale také přerušování dodávek surovin, které se dotklo například pobaltských zemí), diverzifikačních projektů (infrastrukturní projekty za účelem diverzifikace tras pro dodávky ruského plynu a ropy na evropské trhy, ale i projekty za účelem diverzifikace samotných zdrojů plynu a ropy pro členské země EU), ale také právního rámce upravujícího možnost investic na evropských energetických trzích.

Energetická dimenze vztahů EU–Rusko: současnost

Rusko v roce 2012 realizovalo podle údajů Evropské komise přibližně třetinu (cca 30 %) dovozu ropy do EU. Nárůst podílu RF mezi dodavateli ropy na trh EU bylo možné zaznamenat ještě před východním rozšířením, které situaci na evropském trhu s ropou přirozeně též ovlivnilo (European Commission, 2013, s. 24). Pokud jde o dovoz zemního plynu do EU, na jeho realizaci se RF podílela v roce 2011 32,4 % a v roce 2012 31,9 %. Ani určitý pokles podílu RF na dodávkách zemního plynu do EU-27 po roce 2008 neznamenal podstatné snížení celkového objemu dodávek zemního plynu z Ruska do EU. Navíc vzhledem k dokončování projektu Nord Stream rozhodně nelze hovořit o poklesu významu RF jakožto dodavatele zemního plynu do členských zemí EU, spíše naopak. V rámci rozšířené EU-27 hraje RF stále ještě také roli hlavního dodavatele černého uhlí (Eurostat, 2011a, 2011b, 2012a, 2012b, 2013a, 2013b). Prostřednictvím východního rozšíření EU v letech 2004 a 2007 se členskými zeměmi EU staly některé státy náležející k tradičním odběratelům ruských energetických surovin. Nelze ale přehlédnout ani důležitý význam dodávek energetických zdrojů do některých zemí EU-15 (Německo či Nizozemsko jakožto významní dovozci ruské ropy či opět Německo, ale také Itálie a Francie jakožto importéři ruského plynu). Taktéž jaderné palivo společnosti Tvel není dováženo pouze do takových zemí, jako je ČR (od roku 2010 je Tvel jediným dodavatelem jaderného paliva jak pro Dukovany, tak pro Temelín), SR, Bulharsko, Maďarsko, Ukrajina či Arménie, ale produkty vyráběné ve spolupráci se zahraničním partnerem jsou dodávány také do jaderných elektráren v Německu, Nizozemsku či Švýcarsku (Fuel Company of Rosatom, Tvel, n.d.).

Tabulka č. 11: Původ dovážených primárních energetických zdrojů v EU v letech 2001–2012 (v % dle země původu)

Ropa												
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Rusko	18,3	22,3	24,8	25,9	31,1	30,9	31,5	29	29	29,7	29,6	29,5
Norsko	24,1	23	22	20	16,8	16,3	15,4	14,6	14,3	13,1	12,3	10,7
Libye	8,8	7,9	9,2	9,5	8,9	9,2	10,1	10,3	9,4	10,7	3	7,8
Saúdská Arábie	12,1	11,1	12,5	12,8	10,5	8,9	7,1	6,8	5,6	6	8,2	8,8
Kazachstán	1,7	2,7	2,9	3,7	4,6	4,8	5,2	5,1	6,1	6	6,4	5,1
Írán	6,1	5,4	6,5	6,5	6	6	5,8	4,9	4,7	5,7	6	1,3
Nigérie	5,4	4	4,7	3,1	3,4	3,5	2,7	4	4,4	4,4	6,2	7,8
Ázerbájdžán	0,8	1	0,9	1,1	1,2	2,2	3,2	3	3,7	3,9	4,7	3,3
Írák	4,3	3,5	1,7	2,6	2,2	2,8	3,5	3,5	3,8	2,8	3,3	3,8
Ostatní	18,4	19,1	14,8	14,8	15,3	15,4	15,5	18,8	19	17,7	20,3	21,9

Černé uhlí												
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Rusko	11,5	13,1	13,5	18,7	24,1	25,4	25,1	26,3	30,2	28,2	27,5	26,7
Kolumbie	12,5	12,6	12,5	12,1	12,1	12	13	12,5	17,6	20,7	24,2	24,9
JAR	27	31,4	31,5	26,6	25,7	24,3	20,8	17,1	16	9,9	8,3	6,9
USA	11,2	8,2	7	7,5	7,8	8	9,3	14,3	13,7	15,6	18,4	19,0
Austrálie	16,3	16,9	17	15,3	13,5	12,4	13,5	12	7,6	10,6	8,9	8,1
Indonésie	5,7	6,7	7,1	7	7,4	9,7	7,9	7,4	7,1	5,7	5,1	4,7
Ukrajina	1,6	2	1,3	2	2,1	1,6	1,7	2,2	1,6	*	*	*
Kanada	3,8	3,2	2,9	2,5	3,3	2,8	3,1	2,7	1,4	*	*	*
Norsko	0,9	1	1,2	0,6	0,6	0,3	0,5	0,6	0,8	*	*	*
Jiní	9,7	5	6	7,8	3,5	3,7	5	4,8	3,9	9,3	7,6	9,7

Zemní plyn												
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012*
Rusko	47,7	45	45,1	43,8	40,6	39,3	38,4	37,6	34,2	33,0	32,4	31,9
Norsko	22,8	26,2	25,5	25	24,4	25,5	28,2	28,9	30,7	27,8	26,7	29,4
Alžírsko	21,2	21,2	20	18,2	18	16,4	15,4	14,7	14,1	14,2	13,0	13,8
Katar	0,3	0,9	0,7	1,4	1,6	1,8	2,2	2,2	4,6	5,2	11,0	8,7
Libye	0,4	0,3	0,3	0,4	1,7	2,5	3	2,9	2,9	2,7	0,7	2,0
Nigérie	2,3	2,2	3,1	3,7	3,5	4,3	4,7	4	2,4	3,2	4,3	3,4
Trinidad a Tobago	0,3	0,2	0	0	0,2	1,3	0,8	1,6	2,2	1,1	1,1	0,8
Egypt	0	0	0	0	1,6	2,5	1,8	1,7	2,1	1,0	1,0	0,5
Omán	0,4	0,4	0,2	0,5	0,6	0,3	0,1	0,1	0,4	*	*	*
Ostatní	4,6	3,7	5,1	7	7,8	6,1	5,4	6,3	6,4	11,8	9,8	9,5

* Předběžné údaje

Zdroj: European Commission, n.d.a; Eurostat, 2011a, 2011b, 2012a, 2012b, 2013a, 2013b

Bereme-li v úvahu vývoj aktivit ruských aktérů na území EU v oblasti energetiky, nelze opomenout ani ambice společnosti Atomstrojexport, která je součástí koncernu Rosatom, týkající se konstrukce dalších jaderných reaktorů na území EU. Atomstrojexport je aktivní např. na Slovensku, kde se podílel na modernizaci dvou bloků JE v Jaslovských Bohunicích, a do budoucna jeví zájem o spolupráci se slovenskými firmami i na instalaci dvou reaktorů v JE Mochovce (Atomstrojexport: Projects, 2012). Za úspěch bylo považováno také vítězství ve výběrovém řízení na budování dvou bloků bulharské JE v Belene v roce 2006, kde měl Atomstrojexport spolupracovat s francouzskou Arevou či německým Siemensem. Na jaře 2012 se však ruský Atomstrojexport dostal do sporu s bulharskou Národní energetickou korporací, s níž v roce 2008 podepsal smlouvu o zahájení stavebních prací na elektrárně. Ruská společnost se rozhodla žalovat bulharskou korporaci u Mezinárodního arbitrážního soudu za zdržování splátek za dosud provedené stavební práce, projekt samotný byl přitom pozastaven v souvislosti s odezvou, která následovala v Evropě po havárii japonské jaderné elektrárny Fukušima v roce 2011 (Atomstrojexport Sue on Belene Payment, 2011). V lednu 2013 se dokonce v Bulharsku konalo referendum, které se původně mělo týkat dostavby samotné elektrárny Belene, nakonec však byla voličům položena pouze obecná otázka týkající se dalšího rozvoje jaderné energie v zemi. Ačkoliv referendum ukázalo podporu hlasujících dalšímu rozvoji jaderné energetiky, z důvodu nízké volební účasti však jeho výsledek nebylo možné považovat za závazný. Otázka budoucnosti elektrárny Belene nicméně zůstává i nadále otevřená. (Bulgarian Court Orders Disclosure of Belene Nuclear Plant Study, 2013). Z hlediska ČR je pochopitelně důležitá skutečnost, že se společnost Atomstrojexport v konsorciu s dalšími česko-ruskými firmami uchází o výběrové řízení na výstavbu JE v Temelíně.

Fakt závislosti EU na vnějších zdrojích surovin určených k výrobě energie je přitom považován za klíčový z hlediska energetické bezpečnosti. Podrobnější pohled na energetickou situaci EU z hlediska zásobování z vnějších zdrojů ovšem nabízí poněkud komplikovanější obraz. EU importuje třetinu své ropy a přibližně stejný podíl zemního plynu z území RF, stupeň závislosti se ovšem mezi členskými státy velmi liší. Důležitým faktorem ovlivňujícím energetickou bezpečnost jsou diverzifikační možnosti. Státy typu Velké Británie či Francie vykazují relativně solidní stupeň diverzifikace z důvodu existence různých možností pro dodávky, zejména ropy a plynu (vedle Ruska také Severní moře, severní Afrika, Blízký východ). Středomořské státy typu Španělska či Itálie logicky dovážejí energetické suroviny, především ropu, hlavně za využití transportu po moři (především ze severní Afriky – Alžírsko, Libye, Egypt a další dodavatelé). Tyto dovozy jsou kombinovány se zdroji z Blízkého východu. Vztahy v energetické oblasti usnadňuje historická tradice bilaterálních vztahů, ale i multilaterální nástroje, v historii ES/EU Barcelonský proces (spolupráce ES/EU se zeměmi Mašreku a Maghrebu), nyní rozvoj jižní dimenze sousedské politiky EU či projekt Unie pro Středomoří. V případě států střední a východní Evropy je ale problémem výrazná

pozice ruských dodávek kombinovaná i s problematickými tranzitními trasami. Situaci tohoto regionu komplikuje i historická a psychologická zátěž v oblasti politických vztahů (například ve vztazích polsko-ruských či v případě pobaltských států), na druhé straně byl tento region historicky považován za klíčový pro cestu ruských zájmů na evropský energetický trh (Deák, 2009, s. 6–7). Tuto situaci však v současnosti mění některé nově realizované projekty (typicky Nord Stream).¹⁹⁴

Energetickou bezpečnost EU tedy determinují i značné rozdíly, pokud jde o závislost na externích dodávkách primárních zdrojů energetické spotřeby z Ruska, mezi staršími a novými členskými státy. V případě dodávek zemního plynu v rámci někdejší EU-15 vykazují poměrně vysokou závislost na dodávkách z Ruska Řecko či Rakousko, méně již Německo či Francie, kde ruské dodávky plynu pokrývají méně než 50 % spotřeby, byť v případě Německa se očekává zvýšení importu ruského plynu v souvislosti s dobudováním projektu Nord Stream. Velmi malý podíl na primární spotřebě energie má ruský zemní plyn např. v případě Španělska či Velké Británie (Noël, 2008; Ratner, Belkin, Nichol & Woehler, 2013, s. 10). Navzdory tomu je i při značné diverzifikaci dodávek do zemí EU-15 odběr ruského plynu ze strany těchto států natolik vysoký, že pro ruskou stranu představují tyto státy klíčového zákazníka v rámci EU.

V úvahu je potřeba brát také úroveň liberalizace, vzájemné propojení energetických trhů a infrastruktury. Z hlediska vztahů EU–Rusko v energetické oblasti jsou přitom neopomenutelným faktorem nejen legislativní vývoj v oblasti liberalizace trhu s energiemi, včetně zemního plynu, ale také snahy EU rozšířit svoji liberalizační politiku za hranice (Smlouva o Energetické chartě, Energetické společenství, energetická dimenze sousedské politiky EU a projektů typu Východního partnerství).

194 Pokud bychom brali v úvahu pouze faktor závislosti rozšířené EU na ruských dodávkách zemního plynu, kde trh navzdory novým technologiím typu LNG či plánům na těžbu nekonvenčního plynu funguje stále méně pružně než v případě ropy, včetně fenoménu dlouhodobých smluvních vztahů mezi odběrateli a dodavateli, poskytuje EU po východním rozšíření různorodý obraz. Podle Pierra Noëlů východní rozšíření jako takové nepřineslo dramatickou změnu oproti situaci na počátku 90. let. Důvodem je skutečnost, že v případě západní Evropy, jejíž podíl na celkové spotřebě zemního plynu v EU přesahuje 80 %, dosahuje diverzifikace externích dodávek zemního plynu značné úrovně, alternativní dodavatele představují např. Alžírsko či Norsko. Státy, které se staly členy EU v rámci východního rozšíření, se podle Noëlůvy analýzy podílely po svém vstupu do EU pouze necelými 15 % na spotřebě zemního plynu v EU. Důvodem je jednak poměrně malý energetický trh a relativně nízká spotřeba v případě států, jejichž závislost na ruských dodávkách zemního plynu je vysoká (Lotyšsko, Litva, Slovensko, Estonsko, Bulharsko), jednak přetrvávající vyšší podíl energetické soběstačnosti u států, které představují potenciálně větší energetický trh a vyšší podíl na spotřebě. Jedná se například o Polsko a jeho stále vysoký podíl uhlí jako primárního energetického zdroje používaného také při vytápění domácností, které jsou na rozdíl od průmyslové sféry „psychologicky“ zranitelnější vůči masivnějším výpadkům energetických dodávek. Důležitým faktorem z hlediska energetické bezpečnosti je také to, v jakých sektorech je ruský zemní plyn v případě států-odběratelů většinou využíván. Např. v případě ČR je zemní plyn využíván především k energetickému zásobování domácností, v případě Polska jsou naproti tomu dodávky zemního plynu využívány v průmyslové výrobě, přičemž domácnosti jsou do značné míry energeticky zásobeny i z jiných zdrojů (Noël, 2008).

Energetický dialog EU–Rusko a jeho hlavní témata

Energetický dialog mezi Ruskem a EU probíhá již od počátku 90. let. Lze dokonce konstatovat, že do podpisu Smlouvy o partnerství a vzájemné spolupráci (Partnership and Cooperation Agreement – PCA), k němuž došlo v roce 1994 a která dala základ institucionalizaci vzájemných vztahů mezi RF a EU (Dohoda o partnerství a spolupráci, 1997) a též před konáním summitu Rusko–EU v Petrohradě, který vymezil tzv. „čtyři společné prostory“ pro dialog mezi Ruskem a EU,¹⁹⁵ se rozhovory mezi představiteli RF a EU omezovaly z větší části především na oblast energetického dialogu. I když postupně narůstala důležitost i jiných dimenzí, hlavně bezpečnostní (a to i ve sféře bezpečnosti vnitřní). Důležitost energetické dimenze vztahů mezi Ruskem a EU ještě posílil od roku 2000 důraz, který na energetickou politiku jako nástroj se strategickým významem začalo klást samotné Rusko.

Z hlediska vývoje formálního energetického dialogu mezi EU a Ruskem měla klíčový význam schůzka předsedy EK Romana Prodiho s místopředsedou ruské vlády Viktorom Christěnkem v září 2000, na níž bylo zahájení dialogu, který byl oficiálně spuštěn na pařížském summitu EU–Rusko v říjnu 2000, dohodnuto (Romanova, 2008, s. 64–68). Jeho obsahem měla být spolupráce v oblasti energetické účinnosti, racionalizace produkce, budování energetické infrastruktury, podpora evropských investičních možností na ruském trhu a podpora vztahů mezi producenty a spotřebitelskými státy. Důvodem pro zahájení institucionalizovaného energetického dialogu bylo do značné míry ruské odmítnutí podpisu tranzitního protokolu k Energetické chartě a neratifikování Smlouvy o Energetické chartě (Energy Charter Secretariat, 2004)

Evropská energetická charta byla jakožto politický dokument podepsána a vyhlášena 17. 12. 1991 v Haagu na konferenci 50 evropských zemí a nově samostatných států vzniklých na území bývalého Sovětského svazu. Dokument určuje rámcová východiska pro evropskou spolupráci v oblasti energetiky (zajištění zásobování energií, vybudování celoevropského energetického trhu šetrného k životnímu prostředí apod.). Naproti tomu Smlouva o Energetické chartě podepsaná v prosinci 1994 již vytváří právně závazný rámec, který se týká mezinárodní spolupráce mezi evropskými zeměmi a dalšími industrializovanými zeměmi v oblasti využívání energetického potenciálu střední a východní Evropy a také energetické bezpečnosti EU. Smlouva je doplněna protokolem, který se týká energetické účinnosti a souvisejících environmentálních aspektů (Energy Charter Secretariat, 2004).

V dubnu 1998 byla smlouva dále modifikována Obchodním dodatkem, který její podmínky klade do souladu s požadavky WTO. V roce 2000 byla potom zahájena jednání o Protokolu Energetické charty o tranzitu, Rusko však tzv. tranzitní protokol nepodepsalo a byť je signatářem Smlouvy o Energetické chartě, tento dokument nebyl ruskou stranou ratifikován. Rusko neratifikovalo ani zmíněný Obchodní dodatek. Problém jednání o tranzitním protokolu a ratifikace Smlouvy o Energetické chartě tvoří jeden z neuralgických bodů vztahů EU a Ruska v oblasti energetického dialogu, který se promítal i do širších politických jednání mezi EU a Ruskem, především o podobě nové smlouvy o partnerství a spolupráci. Tato smlouva vstoupila v platnost v roce 1997 a původně byla plánována pouze na 10 let, dosud se však mezi oběma stranami nepodařilo dospět k dohodě o podobě smlouvy nové, platnost dohody PCA je proto každoročně prodlužována. Podmínky Smlouvy o Energetické chartě (nikoli jejího Obchodního dodatku) byly sice ze strany RF provizorně uplatňovány, ruská strana se tímto způsobem hlásila i k protokolu smlouvy, jenž se týká energetické účinnosti. V listopadu 2009 byly na základě toho provedeny v Rusku i některé důležité legislativní změny týkající se právě energetické efektivity (nový zákon o úspoře energií). Podmínky Obchodního dodatku smlouvy však ruská strana po dlouhou dobu považovala za nepřijatelné a nevýhodné.

195 Tzv. společné prostory, tedy oblasti, v nichž se má odehrávat jednání o spolupráci mezi EU a Ruskem, zahrnují prostor hospodářské spolupráce (plán vytvoření integrovaného trhu RF a EU), prostor svobody a vnitřní bezpečnosti, otázky mezinárodní bezpečnosti a konečně vědu, vzdělávání a kulturu (Delegation of the European Union to Russia, n.d.).

V srpnu 2009 ovšem RF oficiálně informovala o svém úmyslu nestát se smluvní stranou smlouvy. Na podzim stejného roku potom tehdejší premiér Putin vystoupil s prohlášením o tom, že RF jednostranně vypovídá provizorní stav týkající se Smlouvy o Energetické chartě a na základě speciálního dekretu odstupuje i od podpisu tohoto dokumentu (Energy Charter Secretariat, 2010; Energy Charter Secretariat, 2013).

Vzhledem k problémům ruské ratifikace Smlouvy o Energetické chartě bylo tedy nutné dialog o vytvoření společného právního rámce v oblasti energetické politiky mezi RF a EU vést na jiné platformě. Z institucionálního hlediska byl dialog zaštitěn nejprve vytvořením skupiny dvou koordinátorů a čtyř pracovních skupin pro oblasti energetických strategií, investic, infrastruktury a technologií a energetické účinnosti. Tyto skupiny však byly posléze rozpuštěny a dále pokračovala pouze práce obou koordinátorů, kteří monitorují průběh energetického dialogu a pracují na vydávání každoročních zpráv o jeho pokroku. Energetický dialog byl následně integrován do práce podvýborů pro dialog mezi EU a Ruskem v oblastech energetiky, životního prostředí a jaderné energetiky, které působí v rámci Výboru pro spolupráci (zřízen na základě dohody PCA). V roce 2002 bylo důležitým krokem vytvoření rusko-unijního technologického centra pro oblast energetiky (EU-Russia Energy Technology Centre), které má mimo jiné usnadňovat komunikaci mezi podnikateli na obou stranách, výměnu informací a následnou spolupráci na strategických otázkách. Tuto funkci fóra pro diskusi energetických otázek později získal i kulatý stůl průmyslníků EU–Rusko (EU-Russia Industrialists Round Table). K výraznějšímu zapojení byznysu do dialogu EU–Rusko v energetické oblasti napomohlo v roce 2003 i vytvoření styčné skupiny zástupců obchodní sféry z řad velkých ruských energetických společností a energetických společností působících na území EU, kteří měli působit jako poradci obou koordinátorů energetického dialogu (Romanova, 2008, s. 65–67).

Po vytvoření Stálé rady pro spolupráci mezi EU a RF, která pracuje od roku 2004, fungoval energetický dialog EU–Rusko na několika úrovních. Na úrovni Stálé rady pro spolupráci se scházejí ruský ministr pro energetiku, komisař pro energetiku a ministři odpovědní za energetický resort současné a následující předsednické země. Vzhledem k tomu, že energetika je tematickou oblastí zařazenou v rámci Rady EU do gesce Rady pro všeobecné záležitosti, nezměnil odpovědnost za řízení práce Rady na straně předsednických zemí ani vstup Lisabonské smlouvy v platnost. Na politické úrovni jsou pravidelné kontakty udržovány prostřednictvím obou koordinátorů dialogu, kteří zajišťují kontakt mezi Evropskou komisí (zástupce příslušného generálního ředitelství EK) a ruskou vládou (zástupce Ministerstva pro energetiku). Namísto někdejších čtyř zvláštních pracovních skupin byly v letech 2004–2006 vytvořeny čtyři nové dočasné skupiny, které se zabývaly investičními otázkami, rozvojem energetické infrastruktury, rozvojem obchodu s energetickými produkty a problematikou energetických úspor, respektive energetické účinnosti. Za signifikantní lze označit, že mezi členy těchto skupin byl větší počet zástupců byznysu, než tomu bylo v prvních dočasných pracovních skupinách, které fungovaly krátce po zahájení energetického dialogu v roce 2001 (Romanova, 2008, s. 67).

V roce 2007 byla opět provedena změna a byly ustaveny tři společné tematické skupiny pro energetický dialog.¹⁹⁶ Jednalo se o skupinu pro energetické strategie, prognózy a scénáře (Group on Energy Strategies, Forecasts and Scenarios) s podskupinou zabývající se ekonomickými otázkami souvisejícími s energetikou, zejména problémy poptávky po nerostných surovinách a jejich dodávek (Subgroup on Energy Economics). Druhou tematickou skupinou byla skupina pro sledování vývoje energetických trhů (Group on Energy Market Developments), výměna informací na této platformě se týkala také legislativního vývoje v oblasti energetických trhů, včetně procesu liberalizace. Významnou oblastí jednání v rámci této skupiny byla příprava Mecha-

196 V jednotlivých skupinách zasedali experti nominovaní Ruskem a členskými státy EU, Evropskou komisí a též evropskými průmyslovými svazy. Skupinám společně předsedali dva úředníci zastupující na jedné straně Rusko a na druhé straně členské státy EU, přítomen byl také zástupce Komise na úrovni úředníka DG pro energetiku a dopravu (TREN), který zároveň zastupoval koordinační Sekretariát sestávající ze zástupců DG TREN a ruského Ministerstva pro energetiku a pro průmysl (European Commission, 2009).

nismu pro včasné varování za účelem zvýšení vzájemné důvěry mezi oběma stranami, pro zajištění bezpečnosti a předvídatelnosti evropských energetických trhů. V rámci skupiny pro sledování vývoje energetických trhů fungovaly dvě podskupiny: podskupina pro investice a pro infrastrukturu (Belyi, 2008, s. 211–214).

Poslední skupina, skupina pro energetickou účinnost (Energy Efficiency), se zabývala především otázkami úspor v oblasti nakládání s energetickými zdroji, obnovitelnými zdroji energií a legislativním vývojem v těchto oblastech. V této souvislosti je třeba zmínit, že důležitou otázkou energetického dialogu EU–Rusko se postupem času stal také Kjótský protokol a jeho budoucnost. EU kupříkladu vyjadřovala podporu členství RF ve WTO právě výměnou za ruskou ratifikaci Kjótského protokolu. Strategie EU se v této věci přesunula směrem k RF a ke snaze přesvědčit ji k ratifikaci poté, co se USA v březnu 2001 definitivně rozhodly protokol neratifikovat.¹⁹⁷

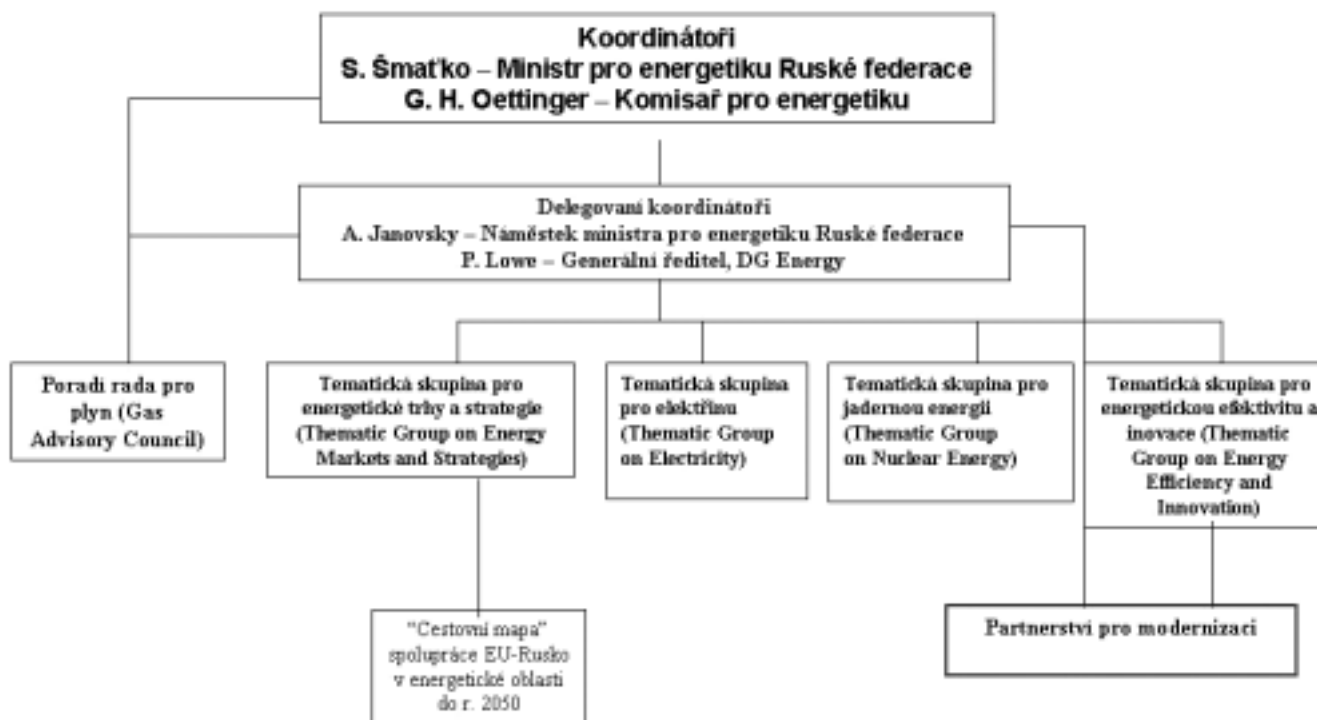
Od roku 2012 v rámci dialogu fungují čtyři tematické skupiny: skupina pro energetické trhy a strategie (Energy Markets and Strategies Group), skupina pro oblast energetické efektivity a inovací (Energy Efficiency and Innovations Group) a dvě speciální skupiny se věnují dvěma partikulárním odvětvím, elektřině (Group on Electricity) a jaderné energetice (Group on Nuclear Energy). Vedle toho je třeba zmínit speciální poradní radu pro plyn (Gas Advisory Council) složenou ze zástupců významných plynárenských společností z EU i Ruska a dále z expertů a zástupců akademické a výzkumné sféry (opět na obou stranách). Jejich úkolem je sledovat situaci na energetických trzích a navrhnout doporučení týkající se dalšího vývoje vztahů mezi RF a EU v oblasti plynu. Již jen samotná existence této skupiny nasvědčuje, jaká důležitost je dialogu EU–Rusko přikládána právě v oblasti plynu. Práci tematických skupin i rady koordinují již zmínění koordinátoři, kterými jsou náměstek ministra pro energetiku Ruské federace a generální ředitel DG pro energetiku jako zástupce Evropské komise (European Commission, n.d.a).

Box č. 15: Energetický dialog EU–Rusko

- Ustaven na 6. summitu EU–Rusko v Paříži v říjnu 2000.
- Cíl: zajistit spolehlivé, bezpečné a předvídatelné vztahy v energetické oblasti z dlouhodobého hlediska; zvýšit vzájemnou důvěru a transparentnost na obou stranách.
- Klíčové výsledky:
 - *dohoda o vytvoření mechanismu včasného varování (2009);*
 - *příklady společných projektů: 2006–2007 kulaté stoly a studie týkající se efektivního využití asociovaného plynu, odstraňování bariér v oblasti investic a technologické spolupráce; 2006–2007 energetická efektivita na regionální úrovni (Archangelsk, Astrachaň a Kaliningradská oblast); 2006–2010 několik projektů meziregionální spolupráce ve vybraných oblastech (energetická efektivita v oblasti stavebnictví a dálkového vytápění, udržitelné řízení v oblasti energetiky na úrovni měst, plánování a integrace v oblasti energetické efektivity a technologií OZE v historických centrech měst); 2007–2009 „EastWind“ (využití větrné energie v RF); 2008–2010 investiční projekty v oblasti energetické efektivity v ruských regionech; 2010 projektová studie zabývající se dopady finanční krize na spolupráci EU a RF v oblasti energetiky atd.;*
 - *ustavení společné Poradní rady pro plyn (Gas Advisory Council);*
 - *podpis „cestovní mapy“ pro spolupráci EU–Rusko v energetické oblasti do r. 2050 (22. 3. 2013).*

¹⁹⁷ Ruské emise se v té době podílely na celosvětových emisích skleníkových plynů 17,4 %. Ruská ratifikace umožnila, aby protokol vstoupil v platnost v únoru 2005, ještě před schůzkou signatářů protokolu, která se uskutečnila v prosinci 2005 v Montrealu (Brande, 2008, s. 163).

Obrázek č. 1: Současná struktura energetického dialogu EU–Rusko (2012)



Zdroj: European Commission, 2012

Navzdory poměrně velkorysé institucionální struktuře, která energetický dialog EU–Rusko zaštiťuje, se ale projevovaly problémy v tomto dialogu, které se týkaly především Smlouvy o Energetické chartě a Protokolu o tranzitu, nové legislativy v EU týkající se liberalizace trhu s plynem, ale také ne vždy kompatibilních diverzifikačních snah na obou stranách, konkrétních sporů o dodávky energetických surovin (ropy a plynu) či plánovaných tras nové energetické infrastruktury. Znatelně se tyto spory projevíly také v obecné politické dimenzi vztahů EU–Rusko. Již finské předsednictví Rady EU v druhé polovině roku 2006 si kladlo za cíl připravit mandát pro jednání o nové smlouvě mezi EU a RF nahrazující dohodu PCA, která měla být podepsána během německého předsednictví v první polovině roku 2007. Za finského předsednictví byla též uspořádána neformální schůzka Evropské rady v Lahti, které se poprvé v historii zúčastnil jako oficiální host ruský prezident. Diskuse byla věnována právě otázkám energetiky (EU2006.fi, 2006).

Na přelomu roku 2006 a 2007 ale přípravu jednání o nové smlouvě mezi RF a EU zkomplikoval rusko-polský obchodní spor. Polská vláda v čele s premiérem Kaczyńskim se proto v listopadu 2006 rozhodla zablokovat finský návrh týkající se zahájení jednání s Ruskem o nové bilaterální dohodě. Příčinou tentokrát nebyly energetické otázky, ale embargo na dovoz polského masa a masných výrobků z ruské strany. Polská strana ovšem zdůvodňovala svůj postoj také nedostatkem vstřícného postoje ruské strany ohledně ratifikace Smlouvy o Energetické chartě, podpisu Protokolu o tranzitu a neochotě akceptovat návrhy, aby byla některá ustanovení charty týkající se zabezpečení tranzitu a dodávek energetických surovin začleněna do textu nové smlouvy. Polský postoj souvisel také s případem rusko-ukrajinského plynového sporu na začátku roku 2006 či s jednodenním přerušením zásobování plynovodu Jamal–Evropa, k němuž došlo v roce 2004 v důsledku ruského sporu s Běloruskem. Polskou stranu také značně zklamal podpis dohody o projektu Nord Stream (viz dále), který odhalil, že mezi státy EU existují fundamentální zájmové rozdíly, pokud jde o energetickou bezpečnost. Tzv. energetická politika EU se jevila spíše jako série bilaterálních

iniciativ a dohod mezi ruskými společnostmi v čele s plynárenským Gazpromem a největšími hráči na evropských energetických trzích (německá E.ON Ruhrgas, italské společnosti ENI či Enel či francouzské společnosti Gaz de France-Suez a Total) (Wyciszkiwicz, 2009, s. 15–28).

K významnějšímu průlomů v jednáních nedošlo ani na jarním summitu EU–Rusko v roce 2007 v Samaře, byť zde byla mimo jiné v rámci energetického dialogu dosažena dohoda o zřízení systému včasného varování. Předseda Evropské komise Barroso v pozici deklarované na summitu spojil další posílení vzájemných vztahů s potřebou řešit bilaterální problémy mezi Ruskem a některými členskými státy, čímž se dotknul zejména polsko-ruského obchodního sporu. Zdůraznil přitom, že EU je založena na principu solidarity, a proto problém jednoho členského státu je současně i problémem všech ostatních. Později byla tato slova komentována tak, že se předseda Barroso v bilaterálním sporu obou zemí do určité míry postavil na stranu Polska. Ruský prezident se naproti tomu znovu ohradil proti požadavkům týkajícím se ratifikace Smlouvy o Energetické chartě (EU2007.DE, 2007). Polsko proces přípravy návrhu nové smlouvy mezi EU a RF blokovalo několik měsíců, následně v roce 2008 podobný postoj zaujala i Litva, a to v důsledku sporu, který se týkal energetických dodávek, konkrétně ukončení dodávek ruské ropy do litevské rafinerie Mažeikių (viz dále). Komplikace vztahů EU a Ruska přinesla i rusko-gruzínská válka v srpnu 2008, která opět na krátký čas přerušila jednání o nových smluvních vztazích.

Počátek roku 2009 poznamenalo v lednu především známé vyvrcholení rusko-ukrajinského plynového sporu se všemi jeho důsledky pro spotřebitele v EU, Ukrajinu jakožto tranzitní zemi i RF coby producenta. Ruská vláda v tomto roce vydala také novou Energetickou strategii do roku 2030, v níž mimo jiné plánovala v dlouhodobém horizontu snížit závislost RF na odbytu energetických surovin na evropských trzích. Rusko hodlalo posílit asijsko-pacifickou cestu své vnější obchodní politiky s energetickými zdroji především zvýšením exportu ropy do Číny, jejíž poptávka po energetických zdrojích spolu s hospodářským růstem země stoupá (Energetičeskaja strategija Rossii na period do 2030 goda, 2009).

V dubnu 2009 z ruské strany také (pro někoho překvapivě) vzešel impulz týkající se dosud neúspěšných jednání o nové podobě smlouvy s EU. Zástupci Unie dlouhodobě podporovali variantu, podle které by měly být do budoucí dohody vtěleny prvky stávající Smlouvy o Energetické chartě. Vladimir Putin, který po nástupu Dmitrije Medveděva v roce 2008 vyměnil prezidentskou funkci za post premiéra, však již předem signalizoval, že Rusko naopak preferuje variantu adaptace tohoto dokumentu tak, aby více reflektoval momentální ruské zájmy v energetické oblasti. Výsledkem bylo, že z ruské strany vzešel návrh systému globální energetické bezpečnosti, který by zahrnoval nejen EU a Rusko, ale i další světové mocnosti včetně USA, Číny či Indie v duchu představ multipolarity světa, které již několik let tvoří jeden z úhelných kamenů ruské zahraničněpolitické doktríny. Systém globální energetické bezpečnosti se měl navíc týkat i obchodování s dalšími energetickými surovinami, nejen s ropou a zemním plynem, ale také s uhlím, jaderným palivem či elektřinou („Conceptual Approach to the New Legal Framework“, 2009). Na straně EU však byl tento návrh přijat chladněji především kvůli absenci jasných a vymahatelných právních pravidel týkajících se obchodu s energetickými surovinami a pro příliš široký záběr plánovaného systému.

Poměrně pomalu mezi oběma aktéry probíhala také jednání o vytvoření mechanismu včasného varování (Early Warning Mechanism) v oblasti energetické bezpečnosti. S odkazem na závěry summitu v Samaře bylo Memorandum o mechanismu včasného varování v energetickém sektoru podepsáno až 16. listopadu 2009 v Moskvě („Memorandum on an Early Warning Mechanism“, 2009). Předseda EK Barroso a ruský prezident Medveděv se na posílení dosavadního energetického dialogu tak, aby byla více zdůrazněna rovina prevence a zvládání potenciálních krizových situací, dohodli na summitu v Chabarovsku v květnu 2009. Memorandum definuje okolnosti, za kterých by mělo k aktivaci mechanismu dojít, především definuje „významné narušení dodávek“, ať již z důvodů komerčních sporů, nehod či technických problémů transportní infrastruktury. Efektivní působení mechanismu včasného varování se mělo ukázat na přelomu roku 2009 a 2010, kdy ruská strana předem varovala, že by mohlo dojít k přerušení dodávek ropovodem

Družba, které by postihlo několik středoevropských zemí včetně České republiky. Tato situace sice nakonec nenastala, mechanismus včasného varování však lze označit za nástroj určité normalizace vztahů obou aktérů v oblasti energetického dialogu; aktérů, z nichž každý má na poli energetické politiky své (nezřídka různoběžné) zájmy, dovedou však zohlednit primární zájem na předejití krizovým situacím. Inovovanou verzí mechanismu, která počítá s tím, že oba koordinátoři energetického dialogu EU–Rusko (tedy komisař pro energetiku a ruský ministr pro energetiku) by měli v případě potřeby podnikat společné akce pro řešení mimořádných situací, odstraňování jejich následků a prevenci jejich výskytu v budoucnosti, stvrdili komisař Oettinger a ministr Šmatko podpisem v únoru 2011 (European Commission, n.d.c).

Po napjatém období let 2007–2009 tak nabízely roky 2010 a 2011 poněkud příznivější obraz o vývoji vztahů EU–Rusko. Na summitu v Rostově na Donu v roce 2010 byl podepsán sice stručný dokument s názvem Společné prohlášení o partnerství pro modernizaci,¹⁹⁸ který byl nicméně chápán jako významný krok k odblokování situace mezi oběma aktéry. Ruská strana v souvislosti s Partnerstvím pro modernizaci zdůrazňuje potřebu určité „re-industrializace“ vlastní země, kterou by měly umožnit právě investiční projekty ze strany EU a jejích členských zemí, jimž Rusko slibuje nabídnout výhodnější podmínky, což pro EU potýkající se s následky ekonomické recese není nezajímavé. Spolupráce se má týkat jednotlivých sektorů, v oblasti energetiky je zdůrazňována potřeba dalšího zlepšování legislativy a její implementace, pozornost je významným způsobem zaměřena i na problematiku energetických úspor a energetické efektivit. Rusko v prohlášení o Partnerství pro modernizaci dosáhlo také příslibu podpory EU jeho vstupu do WTO, což bylo vedle otázky liberalizace vízového styku také velmi významné téma rusko-unijního dialogu v roce 2011.

S návratem Vladimira Putina do funkce ruského prezidenta v roce 2012 se i do dialogu EU–Rusko částečně vrátil více asertivní tón. Rusko v roce 2012 formálně vstoupilo do WTO a současně od 1. 1. 2012 začal na místě celní unie Rusko–Bělorusko–Kazachstán fungovat jednotný ekonomický prostor. Staronový ruský prezident v této souvislosti vyzval EU, aby vztahy s touto nově utvářenou strukturou formalizovala. Na petrohradském summitu EU–Rusko, který se uskutečnil v červnu 2012, tedy Putin vyzval představitele Unie, aby vstoupili do jednání se vznikajícím společným ekonomickým prostorem (do kterého by mohly v budoucnu vstoupit další státy v prostoru bývalého SSSR) jako celkem (Haukkala, 2012). Nevysloveným, avšak v poslední době všudypřítomným tématem vztahů EU a Ruska se tak stala otázka určité volby, která je postavena před některé státy tzv. společného sousedství, zejména před ty, jimž je nabízena jak asociální dohoda a prohloubená všeobecná zóna volného obchodu s EU, tak i členství v celní „Eurasijské“ unii.¹⁹⁹ Řeč je v této souvislosti především o Ukrajině. Na ruské straně se tedy objevují návrhy na vytvoření jakéhosi širšího ekonomického prostoru mezi oběma entitami (EU na jedné straně a jednotný ekonomický prostor na straně druhé), v jehož průsečíku by se mohly nacházet státy, jako je Ukrajina. Z EU však zaznívá odpověď jednoznačná: vstup do zóny volného obchodu a asociace s EU se se zapojením do celní unie Rusko–Bělorusko–Kazachstán vylučují. Také do popředí energetického dialogu vystoupily v roce 2012 některé problémy týkající se zejména vlivu unijní legislativy v oblasti liberalizace trhu s plynem na situaci Gazpromu jakožto aktéra na energetických trzích rozšířené EU. Na podzim 2012 EK zahájila vůči Gazpromu vyšetřování pro porušení pravidla férové konkurence na trzích se zemním plynem ve střední a východní Evropě a zneužívání dominantního postavení jakožto dodavatele na trzích s plynem v některých členských státech (viz dále). Na tiskové konferenci, která následovala po bruselském summitu v prosinci 2012 si přitom ruský prezident Putin nenechal ujít příležitost ke kritice těchto praktik EK (European Council, 2012).

198 Za zaznamenání stojí, že dokument z roku 2010, jehož naplňování je od roku 2010 předmětem každoroční revize, zdůrazňuje ve světle ekonomické recese, s níž se potýkají především některé státy eurozóny, oboustrannou potřebu socio-ekonomické modernizace u obou aktérů, nikoli jen na ruské straně (Evropská rada, 2010).

199 Putin koncept Eurasijské unie představil ve svém článku otištěném v novinách Izvestija ještě v době, kdy zastával funkci premiéra, na podzim 2011 (EurActiv, 2011).

Na druhé straně je třeba zmínit, že na jaře 2013 byla v rámci energetického dialogu EU–Rusko podepsána cestovní mapa pro spolupráci obou aktérů v této oblasti do roku 2050. Dokument konstatuje odlišnost energetické politiky Ruska a EU, což ale nebrání tomu, aby v některých oblastech docházelo ke konvergenci zájmu a potenciálně oboustranně výhodné spolupráci. K takovým oblastem náleží udržování stávající, ale i budování nové infrastruktury, navzdory tomu, že obě strany hodlají pokračovat v diverzifikační politice. Podle cestovní mapy by jak EU, tak Rusko mohly být do roku 2050 součástí společného evropského energetického trhu, bude to však vyžadovat postupné sblížení pravidel a standardů. Vztahy EU a Ruska v energetické oblasti by se měly oprostit od běžného rámce vztahů mezi dodavatelem a spotřebitelem a měly by být více založeny na technologiích. Dokument tedy na jedné straně reflektuje realitu zachycovanou i v aktuální energetické strategii RF do roku 2030 (větší důraz na diverzifikaci v oblasti vnější energetické politiky Ruska), na druhé straně neopouští spolupráci v budování nových tras pro transport energetických surovin. Jasná je zde i návaznost na Společné prohlášení o Partnerství pro modernizaci (Roadmap: EU-Russia Energy Cooperation until 2050, 2013). Podpis příslušného dokumentu může být důvodem, proč se následující červnový summit v Jekatěrinburgu nesl ve smířlivějším duchu a energetika nebyla zmiňována jako sporné téma, ačkoli se ruská strana nevzdává svých názorů na třetí liberalizační balíček. V té souvislosti se nabízí otázka, jak moc je idealistický cíl vytvoření panevropského energetického prostoru do roku 2050 s postupným sblížením legislativního rámce a standardů, o kterém hovoří právě cestovní mapa, stejně jako ambiciózní ruské plány na další diverzifikační projekty, zejména v oblasti plynu (po realizaci projektu Nord Stream především plynovod South Stream).

Problémové body dialogu: Krize dodávek

Vzhledem k tomu, že případům rusko-ukrajinských a rusko-běloruských sporů jsou věnovány samostatné kapitoly týkající se tranzitních zemí, bude v následující části připomenuto několik případů problémů s výpadky ruských surovinových dodávek (především ropy), které se týkaly hlavně pobaltských či středoevropských států a souvisely do značné míry i s ruskou politikou diverzifikace transportních tras. Už před rokem 2000, tedy ještě předtím, než se tyto spory staly prvkem přímo ohrožujícím bezpečnost ruských energetických dodávek dále do EU, se vyskytlo několik desítek případů větších či menších problémů s výpadky ruských surovinových dodávek státům v oblasti bývalého SSSR.²⁰⁰ Především v incidentech, které se týkaly pobaltských států, byl spatřován počátek ruského používání energetických dodávek jako politického nástroje.

200 Několik obchodních sporů, které se týkaly dodávek plynu, se objevilo i v rusko-moldavských vztazích, k přerušení dodávek ruského plynu do Moldavska došlo v lednu 2006 poté, co moldavská strana odmítla platit za plyn vyšší cenu požadovanou Gazpromem. Moldavsko i separatistická Podněsterská republika, kde je koncentrována i většina průmyslu a která také představuje hlavní neuralgický bod vztahů mezi Ruskem a Moldavskem, jsou prakticky zcela závislé na surovinových dodávkách z Ruska. Značná část rozpočtu Moldavska, které patří mezi nejhudší státy Evropy, byla dokonce určena na splácení zahraničního dluhu, včetně dluhů za dodávky ruských surovin, v důsledku čehož také Gazprom převzal kontrolu nad společností MoldovaGaz, která drží monopol na distribuci zemního plynu (Mikhelson, 2002, s. 97–117; Hodač & Strejček, 2008, s. 117–119). K posledním problémům mezi oběma stranami dochází v souvislosti se skutečností, že Moldavsko je od roku 2010 členem Energetického společenství, což jej zavazuje k implementaci legislativy týkající se liberalizace trhu s plynem a elektřinou, platné v EU, včetně tzv. třetího liberalizačního balíčku. Gazprom obávající se postihu za nedodržení pravidel tzv. unbundlingu (oddělení dodávek plynu od jeho distribuce) požaduje výjimku z příslušné legislativy, čímž podmiňuje stanovení přijatelnější ceny plynu pro Moldavsko. Moldavskou situaci navíc komplikuje zadlužení vůči Gazpromu (Woehler, 2013, s. 6) Objevují se tak obavy, že by se Moldavsko, kterému byl nabídnut podpis Asociační dohody s EU, mohlo stát zranitelným vůči případnému dalšímu přerušení dodávek plynu ze strany Gazpromu.

Mezi lety 1998 a 2000 došlo například několikrát k přerušení dodávek ruským státem ovládanou tranzitní firmou Transněft' do Litvy, přestože producent, ruský Lukoil, byl smluvně zavázán k dodání příslušného objemu ropy. Litevská strana na to reagovala prodejem 33% podílu ropné rafinerie v Mažeikių americké energetické společnosti Williams²⁰¹ a plánovala další diverzifikaci dodávek po moři prostřednictvím budování nových přečerpávacích a skladovacích kapacit v přístavech, stejně jako plánováním nových podzemních transportních tras. Také v případě Estonska došlo v letech 1992–1994 k několika krizovým situacím v dodávkách energetických surovin z Ruska. V roce 2003 byly ukončeny dodávky ruské ropy do lotyšského terminálu ve Ventspils a železniční transport ruské ropy byl z pobaltských přístavů, odkud mohla být dále exportována, přeměrován do nově vybudovaného ruského přístavu Primorsk (Romanova, 2008, s. 87–89).

V případě pobaltských zemí jako důležitý faktor působila otázka ruských ekonomických zájmů, o jejichž zachování ruská strana velmi stála především v energetické oblasti. Až do roku 2001 byla například největším ruským investorem na estonském trhu plynárenská společnost Gazprom. Ruské ekonomické zájmy v Pobaltí byly ovšem neziřídka považovány za nebezpečné pro podezření z jejich skryté politické dimenze. V případě Estonska se například již v roce 1999 objevilo podezření, že některé ruské obchodní společnosti financovaly kampaně stran ruských menšin, v roce 2000 potom následovalo několik špiónážních afér spojených se vzájemným vyhoštěním diplomatů (Paulauskas, 2004, s. 178–199). V litevském případě dokonce obvinění z prosazování zájmů ruských sponzorů volební kampaně stálo v roce 2004 post prezidenta Rolandase Paksase.²⁰² Spory v energetické oblasti byly v případě pobaltských zemí spojovány i s jejich přípravou na vstup do NATO a EU. K jejich opakování ovšem došlo i po vstupu těchto států do EU. V roce 2007 například ruská státní železniční společnost zastavila transport ropy do estonských přístavů. Tento incident byl ale spojován i s odstraněním památníku Rudé armádě v estonském hlavním městě Tallinnu, které vyvolalo nepokoje a demonstrace ze strany zástupců ruskojazyčné menšiny v Estonsku, což svědčí o vysoké politizaci tématu krizí v energetických dodávkách („Russia Halts Estonia“, 2007).

Signifikantní je případ Litvy, kde se spor s Ruskem v roce 2008 týkal dodávek ropy do rafinerie v Mažeikių. Oficiálním argumentem ruské strany pro omezení dodávek byl podobně jako v roce 1999 špatný technický stav potrubí. Větev ropovodu Družba, která zásobuje Litvu, byla přitom přerušena právě v době, kdy litevská vláda rozhodla, že se polská společnost PKN Orlen stane novým vlastníkem rafinerie v Mažeikių, přestože o rafinerii mělo enormní zájem několik ruských společností (potenciálními zájemci byly Rosněft' nebo Lukoil). Přerušení dodávek mělo za důsledek snížení tržní hodnoty rafinerie. Litevskou interpretaci posilovala vyjádření představitelů ruské dodavatelské společnosti Transněft', kteří již před poruchou na potrubí otevřeně zpochybňovali, zda jejich společnost bude přepravovat ropu do rafinerie i po jejím převzetí PKN Orlen (Polish Refiner Snaps Up Yukos' Mazeikiu, *The St. Petersburg Times*, 2006, cit. dle Kratochvíl, Kuchyňková & Schneider, 2009, s. 4). Litevská strana se nakonec pod vlivem poměrně zdrženlivé reakce Evropské komise pokusila situaci řešit prostřednictvím nátlakových politických nástrojů, které jí v té době dávalo členství v EU, a pohrozila zablokováním přípravy jednání s Ruskem o nové podobě dvoustranné smlouvy (Leonard & Popescu, 2007, s. 48–49). Litevský postoj byl ovšem na půdě EU spíše kritizován a obnovení dodávek ropy skrze Družbu do rafinerie v Mažeikių nebylo dosaženo. Litevská rafinerie je zásobována tankery skrze terminál na pobřeží Baltského moře.

201 V důsledku prodeje 33% podílu v rafinerii Mažeikių americké společnosti se tímto způsobem načas (ještě před jeho pádem) dostala i do rukou Chodorkovského Jukosu, kterému Američané svůj podíl prodali (Graham, 2006).

202 R. Paksas v roce 2002 nahradil ve funkci litevského prezidenta někdejšího emigranta do USA Valdase Adamkuse a předtím se dlouhá léta pohyboval na politické špičce (byl dvojnásobným starostou Vilniusu a dvakrát zaujímal post litevského premiéra) („Lithuanian Legislature OKs Indictment of Paksas“, 2004).

Obrázek č. 2: Ropovod Družba

Zdroj: Chossudovsky, 2013

Zajímavým případem bylo i přerušení dodávek ropy ropovodem Družba, které se v roce 2008 dotklo České republiky.²⁰³ Jednalo se o jižní větev ropovodu Družba, který přivádí ropu z ruské Samary přes území Ukrajiny na Slovensko a končí u Jaderského moře na území Chorvatska. ČR na počátku července zaznamenala pokles dodávek ropy ropovodem Družba, ruská strana následně bez bližšího vysvětlení oznámila, že snížení dodávek touto cestou pro měsíc červenec bude ve větším rozsahu. ČR reagovala prostřednictvím Ministerstva průmyslu a obchodu a Ministerstva zahraničí zasláním diplomatické nóty ruské straně, objevily se i spekulace o souvislosti omezení ruských dodávek s podpisem smlouvy SOFA o pobytu amerických vojsk na území ČR v souvislosti s plánovaným vybudováním radarové základny projektu protiraketové obrany. Na rozdíl od litevského případu však odpovědní činitelé tuto interpretaci, která se objevila v médiích, spíše odmítali (např. český zmocněnec pro energetickou bezpečnost Václav Bartuška).²⁰⁴ V po-

203 V roce 1996 ČR získala možnost doplnit dopravu ropy potrubní cestou z východu alternativní cestou přes ropovod IKL, který přepravuje ropu dopravovanou pomocí tankerů po Středozemním moři do italského přístavu Terst. Následně je ropa přepravována ropovodním systémem TAL, který zásobuje také rakouskou rafinerii ve Schwechadtu, rafinerie v německém Karlsruhe a v Bavorsku a skrze německý ropovod Ingolstadt také českou rafinerii v Kralupech nad Vltavou. Podíl IKL na dodávkách ropy do ČR se především po roce 1999 stále zvyšoval až cca na třetinu dodávek zprostředkovaných akciovými společnostmi Česká rafinerijská a MERO ČR (Kratochvíl & Kuchyňková, 2009, s. 73–74; „Téma: Družba. Mero chce alianci“, 2009). V roce 2011 byl jeho podíl na dodávkách ropy přibližně 50 % (ČTK, 2012a). Majoritním zdrojem ropy pro ČR byla potom tato trasa v průběhu roku 2012, kdy došlo k výraznému omezení dodávek ruské ropy do ČR ropovodem Družba.

204 Samotná ruská strana komentovala omezení dodávek jako důsledek nutné údržby a revize potrubního systému, deklarovala tedy technické a víceméně administrativní důvody a odmítala „politický“ výklad celé kauzy. Česká strana naproti tomu deklarovala, že o žádné technické závadě či havárii neví, sousední země, včetně Polska odebíraly ropu standardně (což by vyvracelo politické zdůvodnění v souvislosti s projektem protiraketové obrany), k omezení dodávek tedy došlo pouze v českém případě, ačkoli ČR vystupovala jako seriózní zákazník a neměla problémy s včasnou úhradou dodávek (Kuchyňková, 2009a, s. 190–206).

zadí rezonovala i možnost budoucí odstávky celého ropovodu, což by bylo do určité míry v souladu se záměry energetické koncepce RF do roku 2020, která počítala s postupným nahrazováním „nespolehlivých“ podzemních cest dopravy strategických surovin přes tranzitní státy jinými alternativami (budování nové infrastruktury, doprava ropy námořní cestou či využívání technologie LNG v oblasti plynu).²⁰⁵

Jižní větev ropovodu Družba, která přepravuje ropu do ČR, SR a Maďarska, přitom po výpadku v roce 2008 zažila i další krátká přerušení či omezení postihující i další země (např. Slovensko). ČR další významné problémy s dodávkami ropovodem Družba zažila v roce 2012.²⁰⁶ Je zde zřejmá souvislost s rusko-ukrajinsko-běloruskými vztahy v oblasti obchodu s ropou i s realizací plánů ruských energetických a obchodních společností na přesměrování svých aktivit výrazněji směrem k transportu ropy mořskou cestou. Tyto alternativní možnosti pro dopravu ropy na evropské i světové trhy dává Rusku v současnosti především tzv. Baltský potrubní systém (BPS), který umožňuje využívat přístavů na pobřeží Baltského moře (přístav Primorsk a po dobudování druhé větve systému BPS-2 od jara 2012 také terminál Ust'-Luga).

205 Zajímavé je, že ruská strana tehdy navrhla řešení v podobě mezivládní dohody a přímého kontraktu mezi ruskou dodavatelskou společností a Českou rafinerskou, která je také vlastněna polskou společností PKN Orlen (prostřednictvím Unipetrolu) podobně jako Mažeikių. V roce 2009 bylo uzavřeno memorandum o porozumění mezi ruskou společností Transněft' a společností MERO. Ruská strana vyjádřila zájem o vytvoření společného podniku, který by mohl ve výsledku vyřadit zprostředkovatelské společnosti a snad i zlevnit ropu proudící do ČR ropovodem Družba. Existovaly ale i opatrnější názory, velvyslanec pro energetickou bezpečnost Bartuška například v době jednání mezi oběma firmami na počátku roku myšlenku společného podniku odmítal jako předčasnou. Média v této souvislosti upozorňovala na skutečnost, že MERO je výhradním dovozcem ropy do ČR, stejně jako zajišťovatelem skladování nouzových zásob ropy (Adámková & Hanžlová, 2009; Gallistl, 2009; Kristen & Čarek, 2009). Společnost MERO v 90. letech vybudovala za pomoci financí z českého státního rozpočtu spojení s německým ropovodem Ingolstadt. Dceřiná společnost firmy MERO ČR vlastní a provozuje ropovod IKL a také českou část ropovodu Družba (Kratochvíl & Kuchyňková, 2009, s. 73–74)

206 Problémy nastaly v dubnu 2012 poté, co firmy, které získaly od ruské vlády přidělenou kvótu na export ropy do ČR (především Lukoil či Rosněft'), tuto kvótu nevyužily a daly přednost lukrativnějším trasám pro přepravu ropy. Poté, co se Rusku rozšířila možnost přepravy ropy cenově výhodnějšími trasami, nabídly ruské společnosti českým dopravcům za vyšší cenu i dodávky Družbou. Na to ale čeští dodavatelé nechtěli přistoupit a začala několik měsíců trvající jednání o cenách a dodávkách. Výpadky dodávek ropy Družbou byly nahrazovány dovozem alternativním systémem TAL – IKL, který je schopen Družbu krátkodobě nahradit, nedošlo tedy k ohrožení energetické bezpečnosti ČR (nebylo nutné využít ani strategických nouzových zásob ropy). Z dlouhodobého hlediska ale vyvstávala otázka, zda přetížená infrastruktura bude stačit uspokojovat poptávku. Dalším problémem byly také odlišné technické požadavky na zpracovávání různých druhů ropy v českých rafineriích. Dodávky Družbou ve druhém čtvrtletí 2012 klesly prakticky na minimum (cca na pětinu někdejšího objemu) a po navýšení v červenci 2012 pokrývaly cca třetinu veškerých dodávek do ČR. V minulosti přitom ropa dovážená Družbou pokrývala více než 70 % dodávek do ČR a po postupném snižování dovozu touto cestou byl v roce 2011 podíl Družby na dodávkách přibližně 50 % (ČTK, 2012a; ČTK 2012b). K postupnému nárůstu došlo opět až v druhé polovině roku 2012.

Diverzifikace: příležitost ke kooperaci i sporný bod vztahů EU–Rusko

Diverzifikace tras a dodávek v oblasti obchodu s ropou

V souvislosti se vztahy EU a Ruska v oblasti energetické bezpečnosti bývá zmiňována především problematika dodávek a obchodu se zemním plynem, méně již otázka ropy. Je to logické vzhledem ke stále odlišné povaze trhu s ropou, jenž se vyznačuje větší flexibilitou, není zpravidla vázán srovnatelnými dlouhodobými kontrakty a i z hlediska infrastrukturního řešení umožňuje významně větší flexibilitu v oblasti diverzifikace (ropu lze na rozdíl od zemního plynu dovážet např. i po železnici). Na druhé straně je třeba brát v úvahu i technické parametry rafinerií, které jsou konstruovány pro zpracovávání určitého druhu ropy, což také může snižovat flexibilitu v oblasti diverzifikace obchodu s ropou.

Byly zde popsány některé důležité události, které se dotkly vztahů EU–Rusko v oblasti dodávek ropy, především v souvislosti s ropovodem Družba. Jak již bylo zmíněno, problém Družby má širší pozadí a souvisí též s budováním ruských alternativních tras pro export ropy, které obcházejí problematické tranzitní země. Jedná se zejména o projekt BPS-1, který umožňuje dodávat ropu proudící Družbou přímo do ruského terminálu Primorsk, a posiluje tak využívání mořské cesty pro dopravu ruské ropy na evropské či světové trhy (Berg, 2008, s. 150). Projekt mající zajistit ruské ropné dodávky do Evropy za současného obejití některých tranzitních zemí (zejména pobaltských přístavů) je provozován ruskou společností Transněft' a jeho dlouhodobým úkolem je především přesměrovat většinu ropy z nalezišť v oblasti západní Sibíře do Ruskem kontrolovaných přístavů, odkud by mohla být transportována dále.

Další projekt, BPS-2 se zrodil pod vlivem rusko-běloruského sporu v roce 2007. Provozovatelem ropovodu spojujícího zásobník Uneča na trase ropovodu Družba na rusko-běloruské hranici s terminálem Ust'-Luga blízko Finského zálivu je opět ruská tranzitní společnost Transněft'.²⁰⁷ Pro Bělorusko tento projekt, s jehož konstrukcí se začalo v roce 2009 a jde vlastně o expanzi stávajícího baltského ropovodního systému, může znamenat značné ekonomické ztráty.

Budování linie BPS-2 proto vyprovokovalo u běloruské strany hledání alternativních tras i dodavatelů ropy a vedlo až k nebyvalému spojenectví s Ukrajinou,²⁰⁸ které se týká ropovodu Oděsa–Brody, jenž měl původně sloužit především k přepravě kaspické ropy. Do projektu přepravy kaspické ropy do střední Evropy tímto ropovodem byla v minulosti zapojena i Chodorkovského skupina Jukos, která chtěla původně do projektu zaangažovat i litevskou rafinerii Mažeikių, v níž vlastnila částečný podíl (viz výše). Variantu prodloužení trasy ropovodu z Oděsy přes město Brody na západní Ukrajině až do polského Plocku (a potenciálně dále do přístavu Gdaňsk) původně podporovala i EU. Po ovládnutí Jukosu ruské společnosti, které měly zájem o využití této cesty k dopravě ruské ropy dále na západ, navrhly ukrajinské straně, aby ropovod využívala opačným směrem, z ukrajinského města Brody do Oděsy. Dohoda o transportu ruské ropy ve směru Brody–Oděsa byla podepsána ještě za úřadování ukrajinského prezidenta Kučmy. Ukra-

207 Více ke konsekvencím vybudování tohoto koridoru pro energetickou bezpečnost pobaltských států (viz Berg, 2008, s. 145–162).

208 Na počátku roku 2008 se objevily úvahy o tom, že by se jedna z nejstarších evropských produktovodných tras, ropovod Družba, mohla stát nástrojem zvýšení diverzifikace ropných dodávek do nových členských států EU. Po setkání ukrajinského prezidenta Juščenka s jeho slovenským protějškem Gašparovičem v lednu 2008 oznámil úřad ukrajinského prezidenta, že Ukrajina uvažuje o projektu zásobování ropovodu Družba nikoli ruskou, ale kaspickou ropou, primárně se měl tento plán týkat Slovenska. Podle agentury Interfax však mělo být v plánu zásobování touto ropou i za hranice Slovenska. Projekt mohl být reakcí Ukrajiny na údajné plány ruské strany postupně odstavit ropovod Družba a výrazně omezovat dodávky ruské ropy touto cestou („Rusko prudce snížilo dodávky“, 2008).

jina teprve v roce 2011 dosáhla obrácení toku ropovodu Oděsa–Brody, čímž byly umožněny alternativní dodávky ropy (především z Ázerbájdžánu) touto cestou také do Běloruska.²⁰⁹ Obrácení směru ropovodu Oděsa–Brody vrátilo tuto transportní trasu „do hry“ o diverzifikaci dodávek ropy do Evropy. Otázka dobudování trasy do polských destinací, Plocku, případně Gdaňsku (viz Socor, 2011c) však zůstává otevřená.

Obrázek č. 3: Ropovod Oděsa–Brody



Zdroj: Socor, 2011

Budoucnost ropovodu Družba a dodávek ruské ropy touto cestou do střední Evropy se stala i významným tématem energetického dialogu v rámci V4, jejíž členské státy na jaře 2010 vyzvaly EK, aby se touto otázkou zabývala ať již v rámci dialogu EU–Rusko (případná investiční spolupráce EU a Ukrajiny, zřejmě i za účasti RF), nebo v rámci svých infrastrukturních priorit, které by zajistily lepší propojení států střední Evropy s existujícími trasami (propojení ropovodů Družba a Adria, severní a jižní větve Družby a zajištění reverzních toků apod. – viz „V4 Komise vyzývá k vyhodnocení“, 2010). Projekt propojení transportních tras pro dodávky ropy ve střední Evropě se dostal také na seznam prioritních koridorů, s nimiž EU počítá v rámci transevropských energetických sítí (TEN-E) dle Nařízení o hlavních směrech pro TEN-E č. 347/2013, které vstoupilo v platnost v dubnu 2013.

Tyto události dokládají poměrně bohaté dění v oblasti vztahů Ruska a dalších evropských států (nejen členů EU), pokud jde o obchod s ropou. Ačkoli zde (na rozdíl od oblasti plynu) i díky platné legislativě EU týkající se udržování povinných minimálních zásob ropy nepůsobí tak závažně nebezpečí přerušení dodávek, spotřebitelským státům se nabízí širší škála variant pro diverzifikaci. Stejně tak producenté Rusko může relativně pohodlně posilovat transport ropy po moři. Na druhé straně i z této problematiky se může za určitých podmínek stát politikum, není tedy dobré ji zcela přehlížet (viz případ litevské rafinerie Mažeikių či projektu Oděsa–Brody). Nové infrastrukturní projekty v oblasti ropy jsou navíc přirozeně závislé i na přísunu finančních prostředků. V úvahu je také třeba brát nejen politické, ale i environmentální souvislosti. Příkladem může být projekt ropovodu Burgas–Alexandroupolis, na kterém se podílely mimo

209 Více v kapitole Vztahy mezi Ruskem a tranzitními zeměmi: případové studie Ukrajiny a Běloruska.

jiné ruské společnosti Rosněř, Transněř či Gazpromněř (spolu s řeckými společnostmi či s německou ILF). Projekt měl sloužit k dodávkám ruské i kaspické ropy (z toho důvodu do něj byli zainteresováni i kazašští investoři). Bulharská vláda v prosinci 2011 svoji účast na projektu vypověděla, přičemž jako oficiální důvody byly uváděny obavy z environmentálních rizik, ekonomické nevýhodnosti a neformálně se objevovaly i poměrně odvážné spekulace s politickými motivy. Problémy deklarovala i řecká strana z důvodu možného ohrožení turistických destinací v Egejském moři (Bulgaria Pulls out of Burgas-Alexandroupoli Pipeline, 2011). Společnost Transněř přitom projekt považovala nikoli za ukončený, ale pozastavený a dávala najevo zájem o případné další pokračování.

Obrázek č. 4: Projekt Burgas–Alexandroupolis



Zdroj: Burgas-Alexandroupolis Oil Pipeline, n.d.

Ruské projekty diverzifikace tras pro dodávky plynu do Evropy

Strategii ruské energetické politiky odpovídají jednak snahy o budování nových transportních tras pod ruskou kontrolou, jednak ruská strana sleduje se znepokojením projekty mající za cíl diverzifikaci dodávek energetických surovin do Evropy. Kontroly nad situací na evropském trhu se tedy snaží dosáhnout jak cestou budování nových tras, tak například i nákupem strategických podílů ve společnostech, které se mají podílet na plánovaných diverzifikačních projektech. Důležitou roli z tohoto hlediska hrály závěry summitu EU–Rusko, který se odehrál v Bruselu v listopadu 2002. V návaznosti na summit v Moskvě v roce 2001, na němž byla v rámci energetického dialogu EU–Rusko podepsána vstupní úmluva o zvýšení exportu energetických surovin z RF do zemí EU, byla v Bruselu deklarována podpora tehdejší „patnáctky“ konkrétním projektům v energetické sféře, byť nešlo o přímou finanční podporu z rozpočtu EU. Vedle původně plánované druhé linie plynovodu Jamal–Evropa (Jamal II), který by posílil tranzitní pozici Polska, či projektu druhého plynovodu majícího dopravovat ruský plyn do západní Evropy opět přes polské území,

ale také přes území Lotyšska a Litvy (projekt Amber),²¹⁰ tak byl vytvořen projekt podmořské větve severního plynovodu z RF přes Finskou zátoku a Baltské moře do Německa (Nord Stream), jehož konstrukce měla být několikanásobně nákladnější než původně plánovaný projekt Jamal II.²¹¹

Dohodu o vybudování projektu Nord Stream podepsaly 8. září 2005 společnosti Gazprom (podíl 51 %), BASF a E.ON Ruhrgas. Přepravovaný objem má činit 2x27,5 bcm/y plynu dvěma paralelními liniemi, původní kontrakt se přitom týkal tranzitní kapacity 22,5 bcm/y ročně, polovinu tvoří dodávky pro společnost Wingas, což je společný podnik Gazpromu a skupiny BASF zabývající se distribucí, transportem a skladováním zemního plynu. Trasa podmořského plynovodu vede z ruského Vyborgu do Greifswaldu na severovýchodním pobřeží Německa, podle původní deklarace ale měly být konečným cílem pro ruský plyn transportovaný skrze Nord Stream trhy v Nizozemsku, Francii a Velké Británii prostřednictvím dalších tras. Gazprom proto jednal o zaangažování dalších západoevropských společností, finské Neste, Gaz de France Suez a nizozemské Gasunie, poslední dvě jmenované se nakonec do projektu zapojily. Druhá etapa plynovodu měla sloužit k zásobování Švédska a také Kaliningradské oblasti (Westphal, 2008, s. 107–111). Výstavba měla začít v roce 2009, její započetí ale komplikovaly stížnosti motivované ekologickými i strategickými důvody.²¹²

Zajímavé bylo hledání plynových ložisek pro naplnění plánovaného plynovodu. Nejprve k němu mělo sloužit naleziště Štokman v Barentsově moři, odkud měl být plyn přiváděn nejprve potrubním systémem a pak přes dno Baltského moře dále do Německa, případně Dánska. V roce 2004 Gazprom změnil své rozhodnutí a uvažoval v případě naleziště Štokman hlavně o využití technologie LNG, což oslabilo zájem severovýchodních členů EU a projekt Nord Stream se stal především bilaterálním rusko-německým projektem. Avšak poté, co Gazprom odmítl vybudování konsorcia s Američany, Francouzi a Nizozemci pro společné využívání naleziště Štokman a dal přednost vlastní exploataci,²¹³ vrátil se znovu i k možnosti využívat právě toto naleziště výhledově k plnění Nord Streamu (Westphal, 2008, s. 107–111). Varianta plnění plynovodu plynem z nalezišť Južno Ruskoje na západní Sibiři zase vyvolávala značné otazníky, zda bude ruská strana vůbec schopna uspokojit všechny dodávky na západ a zda nebude chtít používat novou cestu jako jakýsi „záložní plynovod“ pro případ nárůstu západoevropské poptávky po plynu, či dokonce pro alternativní přepravu plynu, který je nyní do západní Evropy dopravován „starými“ cestami (skrze Jamal–Evropa²¹⁴ a především ukrajinskou cestou skrze plynovod Bratrství). Alternativní a levnější způsoby navýšení

210 Plánů na realizaci druhé linie plynovou Jamal–Evropa bylo více. Jedna z variant hovořila o jižní větvi, která měla vést dokonce přes ukrajinské území, varianta Amber měla postupovat přes Lotyšsko, Litvu a také Kaliningradskou oblast a v Polsku se napojovat na stávající linii Jamal–Evropa (Whist, 2009, s. 166–196).

211 K dalším podpořeným projektům náležel výzkum ložisek plynu v oblasti Barentsova moře (kde se nachází i velké ruské naleziště Štokman), dokončení projektu Jamal–Evropa či propojení sítě ropovodů Adria a Družba (Romanova, 2008, s. 70).

212 První linie o délce 917 km a kapacitě 27 bcm měla být dokončena v roce 2010. Započetí výstavby ale komplikovaly stížnosti motivované ekologickými i strategickými důvody (obavy dosavadních tranzitních zemí pro ruské energetické suroviny do EU, Polska a Ukrajiny, že plynovod obcházející jejich území sníží jejich strategickou váhu v oblasti energetické bezpečnosti EU). Alarmující byl i odhad nárůstu podílu ruského plynu na dovozu do Německa po dokončení projektu Nord Stream (na 40 %). Ekologické obavy vyjadřovala především švédská, finská a dánská strana. Jako první své námítky vůči projektu stáhlo Dánsko, které stavbu plynovodu schválilo v říjnu 2009. Následoval souhlas Švédska a v únoru 2010 i Finska (Dánsko kývle na plynovod Nord Stream, 2009; Překážky pro Nord Stream odstraněny, 2010; Westphal, 2008, s. 107–111; Whist, 2009, s. 166–196).

213 V létě 2009 bylo zveřejněno rozhodnutí Gazpromu o zapojení francouzské firmy Total do společnosti kontrolující infrastrukturu těžebního pole Štokman (Gazprom si vybral za partnera francouzský Total, 2009). Dalším partnerem se stala norská firma Statoil.

214 Plynovod Jamal–Evropa měl původně prostřednictvím dvou paralelních potrubí (s kapacitou cca 60 bcm ročně) spojit západní Evropu s nalezišti na poloostrově Jamal. Vzhledem k tomu, že projekt druhého potrubí byl kvůli projektu Nord Stream opuštěn, je v současnosti využívána ročně ani ne polovina kapacity plánovaného projektu (Whist, 2008, s. 181–185).

dodávek ruského plynu do Evropy (i již existujícími cestami) sice existovaly,²¹⁵ Rusko však prezentuje nový projekt přepravy ruského plynu především jako cestu k zajištění spolehlivých dodávek.

Dohoda o vybudování projektu Nord Stream podráždila především polskou stranu, jejíž (nejen) energetická politika vůči Rusku byla dlouhodobě poznamenána nedůvěrou,²¹⁶ a další dosavadní tranzitní země.²¹⁷ Polsko i pobaltské státy vystupovaly jako velcí kritikové nákladnosti projektu i zvyšování závislosti EU na ruském plynu.²¹⁸ Zůstat tranzitní zemí se stalo součástí strategických úvah řady států ve střední a východní Evropě, včetně ČR.²¹⁹ S výstavbou první linie plynovodu Nord Stream se nakonec začalo na jaře 2010 a v září 2011 byla tato stavba slavnostně ukončena. Konstrukce paralelní druhé linie začala v květnu 2011 a byla dokončena v dubnu 2012, do provozu byla uvedena na podzim téhož roku (Nord Stream, n.d.).

Obrázek č. 5: Nord Stream



Zdroj: EEGA, 2007

215 Kapacita plynovodu Bratrství nebyla ani před výstavbou Nord Streamu plně využívána. Ještě v dobách vlády kancléře Schrödera a ukrajinského prezidenta Kučmy bylo v plánech i vytvoření společného německo-rusko-ukrajinského konsorcia pro opravu a navýšení kapacity této trasy (vybudováním nových kompresních stanic apod.). Konsorcium se ale nedohodlo na pracovních podmínkách, mimo jiné proto, že ruská strana usilovala o převzetí kontroly nad ukrajinskou transportní sítí, což zkomplikoval i politický vývoj na Ukrajině po oranžové revoluci (převzetí ruské kontroly nad transportem plynu přes Ukrajinu rezonovalo i v pozadí rusko-ukrajinských plynových sporů, ruská strana se často hájila tím, že se tak pokouší získat kontrolu nad ukrajinskými „černými“ odběry transportovaného plynu) (Westphal, 2008, s. 109–110).

216 Velkou důležitost v polské energetické politice v oblasti plynu má snaha zachovat si status tranzitní země, ale také zajistit diverzifikaci dodávek (např. prostřednictvím vybudování terminálu pro import LNG v oblasti Świnoujście), dostatečné propojení s evropskou energetickou infrastrukturou, ale i zajištění energetické nezávislosti (Wyciszkievicz, 2009, s. 15–28). V případě posledního cíle hrály velkou roli především plány na těžbu břidlicového plynu ve spolupráci s americkými společnostmi (zde však počáteční optimismus poněkud krotí korekce odhadů dostupných zásob nekonvenčního plynu) či plány na výstavbu první polské jaderné elektrárny.

217 Více k vlivu realizace projektu Nord Stream a také South Stream na Ukrajinu (viz Gonchar, Martynyuk & Chubyk, 2009, s. 49–69).

218 Polský ministr zahraničí Sikorski se například o předpokládaných nákladech ve výši 17,4 mld. € vyjádřil jako o plýtvání penězi evropských spotřebitelů (Nord Stream Construction to Start in April, 2010).

219 Cestou pro zajištění dodávek ruského plynu plynovodem Nord Stream je v případě ČR propojovací plynovod Gazela vybudovaný mezi Horou Sv. Kateřiny a německým zásobníkem ve Waidhausu. Tento projekt ve spolupráci s Gazpromem, který by měl přivádět do ČR plyn „severní cestou“, je prezentován jednak jako součást strategie pro alespoň částečné udržení statusu ČR jako tranzitní země, jednak pro zajištění energetické bezpečnosti spotřebitele pro případ postupného nahrazování stávajících plynovodných tras pro transport ruského plynu do západní Evropy právě plynem z Nord Streamu (NET4GAS, n.d.).

Snahy Ruska o posílení své přítomnosti na evropských trzích s plynem a současné vyřazení problémových tranzitních zemí ze hry jsou přítomny i v případě plánované plynovodní trasy mající zásobovat ruským plynem jižní Evropu a Balkán. V roce 1999 podepsali prezidenti Turecka, Ázerbájdžánu, Gruzie a Turkmenistánu čtyřstrannou mezivládní dohodu o vybudování Transkaspického plynovodu za účasti společností General Electric, Bechtel a Royal Dutch Schell. Projekt však následně pozdržely spory mezi participujícími státy a Rusko této situace využilo k podpoře realizace dalších projektů, jejichž cílem mělo být naopak zabránit dalšímu přísunu kaspických energetických surovin z konkurenčních producentů zemí do Evropy. Turecko v tomto případě hrálo důležitou úlohu. Už v roce 1997 začaly přípravy na nový projekt Blue Stream, podmořský plynovod dopravující plyn z Ruska do Turecka, jehož konstruktérem byl společný podnik ruského Gazpromu a italské společnosti ENI registrovaný v Nizozemsku (na konstrukci podmořské části se podílely italská společnost Saipem a ruská pobočka Gazpromu Strojtransgaz – viz Closson, 2009, s. 96–97). Na konstrukci se podílelo i konsorcium japonských firem Mitsui, Sumitomo a Itochu. Oficiálním důvodem Gazpromu byla snaha o diverzifikaci transportních tras pro přímou přepravu ruského plynu do Turecka. Pro ruskou stranu byla ale důležitá i další spolupráce se západoevropskými energetickými společnostmi a pětadvacetiletý kontrakt, který na odběr plynu Gazprom podepsal s tureckou společností BOTAS. Cenový spor mezi ruskou a tureckou stranou sice pozdržel slavnostní uvedení do provozu, ruská strana ale přesto v letech 2002–2005 nabídla Turecku druhou linii projektu Blue Stream 2 (Closson, 2009, s. 96–97).

Tento plynovod měl být prodloužen až do jihovýchodní Evropy a do Rakouska. Projekt Blue Stream 2 byl ale vytlačen projektem South Stream, což má být plynovod přivádějící zemní plyn z území Ruska (přes Novorossijsk) do EU, tentokrát ale po dně Černého moře, konkrétně na bulharské pobřeží. Odtud má pokračovat do Srbska (s odbočkami do Republiky Srbské v Bosně a Hercegovině a do Chorvatska) a potenciálně až do Maďarska, Slovinska a severní Itálie (původní trasa plynovodu měla přitom plánované zakončení v Rakousku). Zvažována je i odbočka do jižní Itálie přes Jadranské moře. Plynovod by tak měl sloužit k zásobování Balkánu, částečně jižní a střední Evropy ruským plynem (South Stream, n.d.). Memorandum o výstavbě plynovodu podepsali zástupci ruské společnosti Gazprom a italské společnosti ENI v roce 2007. O projektu South Stream se od té doby hovoří jako o největším „konkurentu“ plánů na využití již zmíněného tzv. Jižního koridoru pro dopravu kaspického plynu do EU, především prostřednictvím projektu plynovodu Nabucco. Plánované náklady byly zpočátku odhadovány na 13 mld. €, v případě Nabucca na cca 8 mld. eur (Baran, 2008, cit. dle Kratochvíl, Kuchyňková & Schneider, 2009, s. 2).

Trasa projektů South Stream a Nabucco měla procházet některými totožnými tranzitními zeměmi (Bulharsko, Maďarsko), významné je také to, že u obou tras se původně počítalo s tím, že některá z jejich linií má ústít do plynového hubu v rakouském Baumgartenu, jehož prostřednictvím lze tyto plynovody propojit s dalšími plynovodními sítěmi. Na podzim 2011 německá společnost Wintershall, francouzská GDF a italská ENI podepsaly s Gazpromem dohodu o urychlení vybudování plynovodu South Stream („Gazprom urychlí projekt South Stream“, 2012). V případě některých států, jež mají v obou projektech figurovat jakožto tranzitní země (Bulharsko či Maďarsko), přitom platí, že jejich společnosti jsou zainteresovány do podpory obou projektů. Bulharská vláda sice nejprve podpořila projekt Nabucco, v červenci 2010 však ministři Bulharska a RF podepsali dohodu o „cestovní mapě“ výstavby plynovodu South Stream. Bulharská vláda souhlasila s projektem poté, co Moskva slíbila Sofii nižší ceny plynu. Podobně v případě Maďarska: jeho plynárenský koncern MOL je součástí konsorcia, jež má na starosti budování projektu Nabucco, v lednu 2009 však byla současně potvrzena maďarská participace na projektu South Stream a vznikl společný podnik South Stream Hungary Zrt., v němž 50% podíl patří Hungarian Development Bank a 50% podíl Gazpromu. V pozadí tohoto do určité míry ambivalentního postupu lze krom obchodních zájmů společností hledat i obratnost ruské diplomacie využívající střídání vlád v některých státech střední a východní Evropy (Engelbrekt & Vassilev, 2010, s. 187–206). Do roku 2013 podepsalo Rusko mezivládní dohody týkající se plynovodu South Stream s několika státy – Bulharskem, Srbskem, Maďar-

skem, Slovinskem, Chorvatskem, Rakouskem a Řeckem. V lednu 2012 byl na základě přímého pokynu tehdejšího premiéra Putina schválen akční plán týkající se urychlení prací na plynovodu a v listopadu 2012 bylo představenstvem konsorcia zahrnujícího zástupce Gazpromu, italské ENI a dále firem EDF a BASF přijato finální investiční rozhodnutí týkající se podmořské části plynovodu (South Stream, n.d.).

Ruský postup v případě projektů Nord Stream a South Stream dokládá, že navzdory diverzifikačním snahám, které obsahuje platná Energetická strategie RF do roku 2030 platí zároveň i jiná premisa, také zdůrazněná v této strategii: že Rusko i nadále považuje evropskou dimenzi své vnější energetické politiky za prioritní. Nadále se tedy snaží zůstat hlavním hráčem na evropském trhu s energetickými surovinami a zachovat energetickou dimenzi jako klíčový pilíř vztahů s EU.

Obrázek č. 6: Plánovaná trasa plynovodu South Stream



Zdroj: South Stream, n.d.

Sporné body ve vztazích EU–Rusko: diverzifikační aktivity EU

Jak již bylo zmíněno, ruská strana pečlivě sleduje projekt Nabucco, stejně jako angažmá jednotlivých potenciálně dodavatelských a tranzitních zemí. V případě Nabucca byl důležitým krokem podpis již zmíněné mezivládní dohody v červenci 2009, kterým vyvrcholily několikaměsíční spekulace o tom, zda EU bude ochotna (i finančně) podpořit tento projekt. Projekt Nabucco pak byl prezentován jako úhelný kámen diverzifikace plynových dodávek do EU. S jeho zprovozněním se počítalo v roce 2014, od počátku však bylo zřejmé, že projekt bude narážet na celou řadu překážek spojených nejen s nestabilitou v dané oblasti.

Ruská strana se pokoušela zajistit své obchodní zájmy vůči Evropě i navzdory tomuto projektu. Šlo jednak o snahy zavázat potenciální dodavatele smlouvami k dlouhodobým dodávkám plynu (Turkmenistán, Ázerbájdžán) a dále o investiční snahy v Evropě. V roce 2007 bylo mezi Gazpromem a ÖMV podepsáno memorandum o porozumění týkající se zisku 50% podílu ve společnosti CEGH, která má pod kontrolou plynový hub v Baumgartenu, a o dalších společných projektech v oblasti skladování plynu. Evropskou komisi ovšem překvapil především nečekávaný obchodní kontrakt, na jehož základě se ruská společnost Sur-

gutněftėgaz²²⁰ pokusila získat podíl v maďarském konsorciu MOL, které mělo participovat právě i na plánovaném projektu Nabucco. Stalo se tak na základě odkupu cca 21,2 % akcií v ceně 1,4 mld. €, které v MOL vlastnila rakouská společnost ÖMV (Surgutněftėgaz Marches into Hungary, 2009). Tato událost se stala předmětem kritiky také na straně maďarské MOL, jejíž představitelé označili přístup ÖMV za krytí ruského záměru expandovat do střední Evropy, o němž nebyla předem informována ani maďarská vláda.²²¹ K nepříliš typickým okolnostem transakce náleželo i to, že ruská ropná společnost zaplatila za akcie MOL dvojnásobek burzovní ceny a že odpovědní zástupci ÖMV před transakcí dezinformovali o tom, že rakouská společnost akcie MOL nehodlá prodat.

Transakce vyvolala znepokojené reakce i na straně Evropské komise, která usilovala i prostřednictvím nových legislativních návrhů v oblasti liberalizace trhu s plynem o posílení své pozice ve vztahu k separátním obchodním dohodám, jež uzavírají členské státy či jejich obchodní giganti s jinými společnostmi. Podle požadavků nově schváleného tzv. třetího liberalizačního balíčku by měla být o tomto jednání alespoň informována. V pozadí akvizice mohla být nejen snaha o eventuální kontrolu nad přípravami projektu Nabucco, ale i možná snaha o rakouskou podporu ruského projektu South Stream (Tichý, 2009). MOL reagovala jednak žádostí k maďarskému doзору nad kapitálovým trhem o vyšetření okolností transakce, jednak omezením akcionářských práv menších podílníků. Ruské Ministerstvo zahraničních věcí naopak vyzvalo maďarskou vládu, aby kauzu akvizice zbytečně nepolitizovala. Ruská strana nakonec s tímto tahem neuspěla,²²² v dubnu 2012 však přišlo ze strany maďarského premiéra Viktora Orbána prohlášení o tom, že by se maďarský koncern MOL mohl z projektu Nabucco stáhnout (Dąbrowski, 2012) a že uvažuje o prodeji svého podílu v konsorciu plynovodu. Podle zpráv ze září 2012 společnost neposkytla čtvrtletní příspěvek do konsorcia plynovodu Nabucco, čímž ztratila status rovnoprávného partnera (MOL Takes Backward Step on Nabucco, 2012).

Na druhé straně představitelům EU (předsedovi EK Barrosovi a komisaři pro energetiku Oettingerovi) se během návštěvy Ázerbájdžánu a Turkmenistánu na počátku roku 2011 podařilo dosáhnout historického příslibu ohledně budoucích dodávek plynu do EU pro „Jižní koridor“, a to podpisem společné deklarace s ázerbájdžánským prezidentem Ilhamem Alijevem (European Commission, 2011). Podle deklarace má být k zásobení projektu Jižního koridoru využito zejména naleziště Shah Deniz-2, přestože však představitelé EU a Ázerbájdžánu deklarovali brzkou výstavbu projektu jako jasnou prioritu a vyzývali k příslušné aktivitě i investory, prozatím se nejednalo o konkrétní závazky (týkající se například objemu dodávek apod.). Nejistota ohledně výsledné ceny projektu i potenciálních dodavatelů vedla k tomu, že namísto původní ambiciózní varianty plynovodu Nabucco byl upřednostněn projekt Nabucco West s přepravní kapacitou 16 bcm plynu ročně a trasou dopravující plyn od předávací stanice na turecko-bulharské hranici přes území Rumunska a Maďarska do rakouského Baumgartenu. Jak však bylo poznamenáno již v kapitole Význam kaspické oblasti z hlediska ruské energetické politiky, aby tento plynovod mohl získávat zdroje z Ázerbájdžánu či od jiných dodavatelů, musí být vybudován další, tzv. Transanatolský plynovod (TANAP)

220 Surgutněftėgaz byl v době pokusu o akvizici čtvrtou největší ropnou a plynárenskou společností na ruském trhu s podílem cca 13 % na ruské těžbě ropy a cca 24 % na těžbě plynu. Nepříliš průhledná vlastnická struktura Surgutněftėgazu vyplývala ze skutečnosti, že se jedná o polostátní společnost. Generálním ředitelem společnosti je Vladimír Bogdanov, který byl v té době považován za osobu blízkou tehdejšímu premiéru Putinovi (Tkachenko, 2008, s. 187–188).

221 MOL má vlastnické podíly i v dalších středoevropských energetických podnicích. Mimo jiné vlastní slovenský Slovnaft a v době akvizice měl téměř 50% podíl v chorvatské petrochemické společnosti INA. Spekulovalo se tedy o tom, že Surgutněftėgaz má především zájem o koupi rafinerií, které MOL vlastní ve střední Evropě, případně že jde pouze o prostředníka, který podíl v MOL prodá jiné ruské firmě (Lukoil, Rosněft' či Gazpromněft') („Neuvěřitelná ruská akvizice“, 2009).

222 Maďarské vládě se navzdory prohlášením místopředsedy vlády RF Igora Sečina o strategické důležitosti zmíněné akvizice podařilo podíl v MOL odkoupit zpět. Stalo se tak navzdory tomu, že ruská strana hrozila v případě nestandardního chování maďarské strany a obstrukcí ohledně registrace nových vlastnických poměrů obrátit se ve sporu až na Evropskou komisi (Bryant & Belton, 2011).

přepravující plyn s využitím stávající infrastruktury pro dopravu plynu z kaspické oblasti od gruzínsko-turecké hranice k západní hranici Turecka. V červnu 2013 ovšem potenciální akcionáři, ázerbájdžánská společnost Socar, British Petrol, italský Total a norský Statoil, dali místo toho přednost budování jiného, tzv. Transadriatického plynovodu (TAP), který má být napojen na TANAP a přivádět ázerbájdžánský plyn přes Řecko, Albánii a Itálii do západní Evropy (Consortium Turns Down Nabucco West Pipeline, 2013). Budoucnost projektu je tedy opět více než nejistá, ačkoli ázerbájdžánská strana ujišťovala, že v případě navýšení těžby u naleziště Shah Deniz-2 a existence evropské poptávky by byl Ázerbájdžán schopen dodávat plyn i pro Nabucco West (Azerbaijan Minister Still Sees Future for Nabucco Gas Pipeline, 2013).

Obrázek 7: Plánovaná trasa plynovodu Nabucco West



Zdroj: BP, Shah Deniz Choose Nabucco West as Azeri Gas Route, 2012

Vzhledem k již zmíněným potížím Nabucca, který je v současnosti považován ve své původní podobě za prakticky mrtvý projekt, je tedy projekt South Stream nadále zdůrazňován ruskou stranou jako další priorita ve vztahu k EU a její energetické politice. Ruská strana přitom v minulosti zmiňovala i možnost propojení obou projektů a zdůrazňovala vždy kontrast mezi svou pozicí „spolehlivého a připraveného dodavatele“ a nejistou pozicí potenciálních dodavatelů pro Nabucco. Ty zavazují jednak dlouhodobé plynové kontrakty se samotným Ruskem, jednak jsou objektem zájmu také pro jiné potenciální zákazníky (jedná se především o Čínu, v úvahu lze brát i turkmenské vize o účasti na „transafghánském“ plynovodu, který by měl zásobovat Indii či Pákistán). V případě Turkmenistánu vstupuje do hry i stále nedořešená otázka statusu Kaspického moře a u dalších potenciálních dodavatelů jejich zapojení do projektu Nabucco komplikovala i politická situace (Írán).

Jižní koridor pro přepravu plynu však není jediným strategickým infrastrukturním projektem v oblasti energetiky, u kterého EU deklarovala v dlouhodobém horizontu podporu (včetně podpory finanční). V lis-

topadu 2008 byla představena Second Strategic Energy Review (SER) s plánem zveřejnění Zelené knihy o energetických sítích (Evropská komise, 2008a). Navržena byla také revize fungování nástroje TEN-E (Trans-European Energy Networks) pro financování projektů transevropských energetických sítí. Revizí bylo myšleno především navýšení finančních prostředků a možnost zapojení členských států i soukromého sektoru do nových infrastrukturních projektů. Investice do vybudování nových energetických sítí by dle Zelené knihy z roku 2008 měly například lépe zajistit energetickou bezpečnost pobaltských zemí. Cílem je snížit izolaci energetických trhů v této oblasti a lépe propojit energetické sítě v oblasti se zbytkem Evropy. EU podle Zelené knihy hodlala podpořit i projekty propojení plynárenských a elektrizačních soustav mezi severní, jižní, střední a jihovýchodní Evropou či nové projekty podporující dodávky LNG pro Evropu (budování terminálů v polském Świnouście²²³ či chorvatské Omišalji na břehu Jaderského moře) (Evropská komise, 2008a). Tyto priority potom reflektuje i již zmíněné Nařízení o hlavních směrech pro TEN-E č. 347/2013, které vstoupilo v platnost 17. 4. 2013 a jmenuje 12 priorit EU v oblasti strategické energetické infrastruktury, které by měly být naplňovány do roku 2020 prostřednictvím tzv. projektů společného zájmu. V odvětví plynárenství přitom mezi prioritními koridory nadále figuruje i Jižní koridor pro přepravu zemního plynu, který má přivádět plyn od Kaspického moře, ze Střední Asie a Blízkého východu do EU a zvýšit diverzifikaci zdrojů zemního plynu. Počítá se ale i s podporou projektu severojižního propojení plynárenských sítí ve středovýchodní a jihovýchodní Evropě.

Vliv liberalizace trhů v oblasti energií

Tzv. třetí liberalizační balík, který měl revidovat platnou legislativu v oblasti trhů s energiemi (elektřina a plyn), byl pozorně sledován zástupci členských států, v jejichž energetickém sektoru hrají významnou roli velké energetické společnosti, národní „giganti“ či „národní šampioni“ (Francie, Německo, Itálie), ale také Ruskem, protože nová legislativa měla speciálně ošetřovat také pravidla týkající se společností z nečlenských zemí působících na energetickém trhu EU. V pozadí rezonovala obava, že narušení energetických monopolů v západní Evropě může dále posílit investiční průnik ruských společností do energetického sektoru. Evropská komise 19. září 2007 předložila návrhy změn pěti legislativních norem s cílem vytvořit právní podmínky pro další liberalizaci trhů s elektřinou a zemním plynem. Jednalo se o změny do té doby platné směrnice č. 54/2003 o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou, směrnice č. 55/2003 o společných pravidlech pro vnitřní trh se zemním plynem, nařízení č. 1228/2003 o podmínkách přístupu do sítě pro přeshraniční obchod s elektřinou a nařízení č. 1775/2005 o podmínkách přístupu k plynárenským přepravním soustavám. Současně bylo nově navrhováno nařízení zřizující Agenturu pro spolupráci energetických regulačních orgánů (ACER) (Evropská komise, 2007a).

Již v souvislosti se směrnicí č. 55/2003 o společných pravidlech pro vnitřní trh se zemním plynem byla zmiňována otázka smluvních vztahů mezi evropskými odběrateli a ruskými energetickými společnostmi, na jejichž základě je zemní plyn do Společenství dodáván. Terčem kritiky ze strany EK se stávala zejména praxe dlouhodobých kontraktů o dodávkách plynu do členských států EU, které Gazprom podepisuje v podobě smluv až na 25 a více let. Při přípravě nové legislativy se proto hledaly možnosti, jak předejít mo-

223 Význam tohoto projektu spočívá především v jeho diverzifikační úloze pro Polsko a vzhledem k plánovaným mezistátním propojením eventuálně i pro celý region střední Evropy. V první fázi by měla být kapacita terminálu cca 2,5 bcm/y. Tato kapacita by v závislosti na poptávce měla být zvýšena na 5 bcm, ale může být rozšířena až na 7,5 bcm. Odhadovaná cena projektu je 600 mil. eur, ale dle některých odhadů může stoupnout až na 700–900 mil. eur. Co se naplnění kapacity týká, bylo oznámeno uzavření kontraktu s Katarom – 1,45 bcm/y po dobu 20 let. Dokončení projektu je oficiálně předpokládáno v druhém čtvrtletí roku 2014 (Černoch et al., 2011, s. 87).

nopolním praktikám na trhu s energiemi, které přirozeně nejsou na trhu EU cizí ani velkým západoevropským společnostem. Dlouholeté kontrakty navíc v některých případech zakazovaly prodej ruského plynu do dalších zemí (tzv. teritoriální klauzule), což též inhibovalo vzájemné propojení trhů s plynem v rámci Společenství. V minulosti EK dokonce iniciovala soudní spor ve věci restriktivních klauzulí v rámci kontraktů uzavřených mezi italskou plynárenskou a ropnou společností ENI a Gazpromem. Výsledkem bylo, že ENI získala možnost nabízet ruský plyn i mimo Itálii, Gazpromu se ale současně podařil průnik na italský trh, když mu bylo umožněno nabízet svůj plyn dalším italským zákazníkům bez nutnosti souhlasu ENI (European Commission, 2003). Výsledkem bylo, že EK uznala existenci dlouhodobých kontraktů v oblasti evropského trhu s plynem a Gazprom na druhé straně získal možnost prodávat svůj plyn zákazníkům přímo. Prodej do třetích zemí západoevropskými společnostmi byl umožněn, ale Gazprom získal možnost vložit do smluv klauzule umožňující mu podíl na zisku z těchto prodejů (Romanova, 2008, s. 69–70).

Mezi sporné body nového liberalizačního balíčku z roku 2007 odrážející rozdílné pozice členských států na půdě Rady i všech tří klíčových institucí legislativního procesu patřila především otázka tzv. unbundlingu a různých navrhovaných variant oddělení dodavatelských a výrobních činností od provozu přenosové sítě. Dalším kontroverzním bodem byla úprava neoficiálně známá jako tzv. klauzule Gazprom. Legislativní balíček totiž obsahoval také ustanovení týkající se vztahů se třetími zeměmi s neliberalizovaným energetickým sektorem, přičemž šlo o to, aby i subjekty ze třetích zemí, které by chtěly působit na trhu EU, musely dodržovat stejná pravidla, jaká platí pro společnosti sídlící v EU. Důležitý problém představovala otázka certifikace pro investory ze třetích zemí, kteří usilují o kontrolu nad přenosovým systémem, případně operátorem v některé ze členských zemí EU. Dle původního návrhu EK měl mít hlavní odpovědnost za certifikaci nadnárodní orgán, tedy buďto zřízovaná agentura ACER, nebo samotná EK (tuto variantu podporoval i Evropský parlament). Rada EU naproti tomu dala přednost tomu, aby certifikace zůstala v rukou státních regulačních orgánů, které ale musí informovat Komisi, jež vydá stanovisko, zda se příslušné rozhodnutí členského státu nedostává do rozporu s požadavkem zajištění bezpečnosti energetických dodávek (Kuchyňková, 2009b). Rada ovšem v upřednostnění této varianty nebyla jednotná, některé státy podporovaly nadnárodní variantu kontroly. Přijetí výsledného kompromisu napomohla až neformální politická dohoda, k níž zástupci Evropského parlamentu a Rady (mimo jiné za prostřednictvím českého předsednictví) dospěli v březnu 2009.

Krátce po vstupu nové liberalizační legislativy v platnost se do střetu s ní dostal nový kontrakt, který Gazprom podepsal s polskou státní společností PGNiG v oblasti plynu. Jednalo se o nový kontrakt týkající se budoucnosti dodávek ruského plynu plynovodem Jamal. Původní „Jamalský kontrakt“ byl uzavřen v roce 1993, s platností na 25 let. V roce 2004 byla dohoda mezi polskou společností PGNiG a firmou Gazprom Export renegociována a prodloužena do roku 2022, přičemž došlo ke snížení objemu dodávek plynu, především v souvislosti s poklesem poptávky. V roce 2009 nastala změna situace, která souvisela se skutečností, že v důsledku rusko-ukrajinských sporů i změn na ukrajinském trhu s plynem přestala existovat společnost RosUkrEnergo (RUE), která na polský trh realizovala dodávky turkmenského plynu. Musela proto následovat jednání s Gazpromem o pokrytí dodávek plynu, které původně realizovala firma RUE. Současně probíhala také jednání o nové smlouvě týkající se Jamalu. Důležitou roli v ní hrála vlastnická struktura společnosti Europol Gaz (SGT Europol-Gaz S.A.), která spravovala polskou část tranzitního plynovodu Jamal. Před podpisem nového kontraktu v ní shodně 48 % akciového podílu náleželo společností PGNiG a Gazprom, zbývajících 4 % držela soukromá společnost Gaz Trading (Černoch et al., 2011, s. 84–86).

Nový Jamalský kontrakt byl podepsán v únoru 2010 a počítal s postupným navyšováním dodávek ruského plynu do Polska, a to až do roku 2037 (na 9,7 bcm se měly zvýšit dodávky plynu v roce 2010, na 10,54 bcm v roce 2011 a na 11 bcm ročně v období 2012–2037). Součástí kontraktu byla již zmíněná teritoriální klauzule, na jejímž základě polská strana nemohla disponovat případnými přebytky nakoupeného ruského plynu a prodávat je dále v rámci jednotného trhu EU, což se stalo v kontextu nové legislativy týkající se li-

beralizace trhu s plynem sporným bodem. Další sporné body představovaly nově nastavená výše poplatků za tranzit a především nová vlastnická struktura společnosti Europol Gaz. Na základě nového Jamalského kontraktu v ní totiž měly shodný akciový podíl 50 % získat Gazprom i PGNiG. EK ve vztahu k novému Jamalskému kontraktu spatřovala problém především v zahrnutí teritoriální klauzule, ale také v navrhovaných vlastnických podmínkách společnosti Europol Gaz, které mohly znamenat porušení principu (Third Party Access), který znamená garanci přístupu třetích stran a nezávislých provozovatelů do jamalského systému (Černoch et al., 2011, s. 84–85). Podpis kontraktu byl také označován za překvapivý krok ve světle protichůdných plánů na diverzifikaci či zvýšení energetické nezávislosti Polska (plány budování LNG terminálu, severo-j jižního propojení, těžby břidlicového plynu či vybudování jaderné elektrárny) a byl vykládán v kontextu tzv. polsko-ruského „resetu“, uvolnění historicky napjatých politických vztahů obou zemí po nástupu Tuskovy vlády.

Tlak EK přinesl částečné přehodnocení kontraktu, k němuž došlo v říjnu 2010, kdy místopředseda ruské vlády Igor Sečín a jeho polský protějšek Waldemar Pawlak podepsali nový kontrakt. Ten upravil podmínky dodávek ruského plynu na polský trh k domácí spotřebě pouze do roku 2022 (s navýšením na 9,7 bcm v roce 2010, 10,5 bcm v roce 2011 a 11 bcm ročně v letech 2012–2022) a pro tranzit pouze do roku 2019. Možná je ale jeho další prolongace, a to na návrh polské strany. Operátorem polské části jamalského plynovodu se stala polská státní společnost Gaz System, přičemž EK žádala, aby došlo k dostatečnému zajištění souladu dohody s novou právní úpravou EU v oblasti plynu, tedy k zajištění dostatečného přístupu alternativních dodavatelů a také možnosti reexportovat nakoupený ruský plyn ze strany Polska (European Commission, 2010a). Jak píše Vladimír Socor, dohoda možnost přístupu třetích stran „teoreticky“ umožňuje, nicméně skutečnost, že Gazprom si smlouvou preventivně zajistil možnost využití plné kapacity potrubí, využití této možnosti z praktického hlediska značně omezuje. Za diskutabilní byla v době podpisu smlouvy považována i role přenosového operátora, společnosti Gas System, jeho pravomoci ve smyslu operačním, nikoli jen technickým, a to především ve vztahu ke společnosti Europol Gaz (v níž drží svůj podíl Gazprom), pokud jde o možnost rozhodovat o případných volných kapacitách pro třetího aktéra (Socor, 2010).

Příklad nového Jamalského kontraktu tedy ukázal, že nová legislativa ve vztahu k působení energetických společností ze třetích zemí na evropském trhu je funkční, v praktické rovině (a je-li zde vůle smluvních aktérů) však některé její požadavky lze i obejít. Ruská strana každopádně dává najevo nespokojenost s (ze svého pohledu) diskriminačními důsledky, které legislativní vývoj v oblasti energetiky pro působení ruských společností na trhu EU má. Tato pravidla jsou přitom sama o sobě výsledkem kompromisů oslabujících původní návrhy z dílny EK, které počítaly s více radikálními variantami jak v oblasti unbundlingu, tak v oblasti přenosu kompetencí na nadnárodní autority. Podezření Evropské komise, že Gazprom zneužívá monopolního postavení na plynárenských trzích ve střední a východní Evropě, čímž se dostává do rozporu s platnou evropskou legislativou, přitom na podzim 2012 vyústilo až v zahájení vyšetřování pro porušování antitrustových opatření. EK konkrétně v případě Gazpromu vyšetřuje podezření ze zneužívání tří praktik působících proti řádnému fungování pravidel hospodářské soutěže na trhu s plynem. Jedná se o vytváření bariér na trzích a bránění volnému pohybu plynu mezi členskými státy (např. prostřednictvím využívání již zmíněné teritoriální klauzule v smluvních vztazích), o zabraňování diverzifikaci dodávek a o neférový způsob stanovování cen plynu pro zákazníky Gazpromu např. jejich vázáním na cenu ropy (EU Opens Antitrust Probe Against Gazprom, 2012). Zejména na neférové cenové praktiky Gazpromu dlouhodobě upozorňovali zástupci Litvy, která je zcela závislá na dodávkách plynu od společnosti Gazprom, již patří také většinový podíl v litevské energetické společnosti AB Lietuvos dujos. Litva podala na Gazprom pro údajnou manipulaci s cenami plynu v období 2004–2012 žalobu také u stockholmského arbitrážního soudu (Lithuania Suing Russian Energy Giant Gazprom, 2012). Zástupci Gazpromu na jaře 2013 kontrovali obviněním EK, že se těmito praktikami snaží uměle dosáhnout snížení ceny plynu na evropském trhu a odmítli se vzdát dlouhodobých kontraktů i odvozování cen plynu od ceny ropy. Ruská

strana²²⁴ interpretuje dlouhodobé kontrakty jako férové z hlediska energetické bezpečnosti a dokonce výhodnější i z hlediska cenového, v porovnání s nákupem plynu na fluktuujícím spotovém trhu (s poukazem na přechodné zvýšení cen plynu na spotovém trhu v zimě 2012/2013; Geropoulos, 2013). V říjnu 2013 Evropská komise oficiálně oznámila, že zahajuje příslušnou právní proceduru a vznáší proti Gazpromu žalobu, která by se měla týkat nekalých praktik firmy při zneužívání dominantní pozice na trzích několika států ve střední a východní Evropě (počítaje v to i ČR), včetně bránění těmto zemím účinně diverzifikovat energetické dodávky. Společnosti by podle unijních pravidel mohla hrozit pokuta až ve výši 10 % ročního zisku (EUobserver, 2013). Podle vyjádření komisaře pro energetiku Günthera Oettingera pocházejícího z počátku listopadu 2013 by vyšetřování mělo být uzavřeno do jara 2014 (Natural Gas Europe, 2013).

Sousedství EU – prostor pro kooperaci EU a RF i oblast střetu zájmů

Prostor pro kooperaci, ale také pro střetávání zájmů obou aktérů nejen v energetické oblasti se otevírá na východ od stávajících hranic EU. EU ve snaze o stanovení pokud možno jednotných pravidel týkajících se obchodování s energetickými surovinami a energiemi usiluje například o rozšiřování své platné legislativy, která se týká obchodu a trhu s energetickými surovinami a energiemi za hranice Unie. Tyto snahy obsahovala již Iniciativa z Baku (Strategy of the IGC TRACECA, 2006), v oblasti elektřiny a zemního plynu potom nelze opomenout Smlouvu o Energetickém společenství, která byla podepsána v roce 2005 (viz Smlouva o Energetickém společenství, 2006). Jejím cílem je právě vytvoření vnitřního trhu s elektřinou a zemním plynem mezi EU a smluvními stranami, k nimž v současnosti náleží 7 členů z oblasti západního Balkánu včetně Kosova a nově také Ukrajina a Moldavsko.²²⁵ Turecko, Gruzie, Arménie a také Norsko mají pozorovatelský status, status kandidátské země náleží Gruzii, která se o členství ve společenství uchází. S Ukrajinou a Ázerbájdžánem ostatně EU podepsala memorandum o porozumění týkající se spolupráce v energetické oblasti už v roce 2005, respektive 2006. Opomenout nelze ani důraz na spolupráci v energetické oblasti, který postupně narůstal v rámci východní dimenze tzv. sousedské politiky EU (EPS).

-
- 224 Spory mezi EK a Gazpromem se ostatně staly i předmětem vyostřené diskuse na summitu EU–Rusko v prosinci 2012. Na tiskové konferenci, která následovala po summitu, si ruský prezident Putin nenechal ujít příležitost ke kritice praktik EK a za pozornost stojí i způsob, jakým to udělal. Bezprostředně poté, co nejvyšší představitelé EU konferenci oficiálně ukončili a popřáli hostům pěkné vánoční svátky (summit se konal ve dnech 20.–21. prosince 2012), si Putin vzal ještě mikrofon a poukázal na to, že EU svým jednáním porušuje článek 34 Dohody o partnerství a spolupráci. V něm se obě strany zavázaly, že budou usilovat o to, aby v budoucnosti nepřijímaly taková opatření, která budou omezovat působení jak ruských společností, tak společností pocházejících z EU, za rámec těch opatření, která byla v platnosti v době podpisu dohody. Bylo jasné, že tento Putinův útok míří právě na novou legislativu týkající se liberalizace trhu s plynem. V případě praxe ruských společností vázat cenu dodávaného plynu na světové ceny ropy Putin poznamenal, že tuto praktiku nevymyslelo Rusko, ale byla zavedena v Nizozemsku, na začátku 20. století (European Council – Council of EU, n.d.).
- 225 Moldavsko se po podpisu protokolu o přistoupení a jeho ratifikaci stalo plným členem Energetického společenství v roce 2010, Ukrajina podepsala protokol o přistoupení v září 2010 a plným členem se stala v únoru 2011. Vstup Moldavska a také vstup Ukrajiny schválila Rada ministrů Energetického společenství v prosinci 2009 (Energy Community Ministerial Council Meeting Conclusions, 2009; European Commission, 2010b; Chubyk, 2011).

Obrázek č. 8: Energetické společenství – členská základna

Zdroj: Energy Community, n.d.

Německé předsednictví v Radě EU v první polovině roku 2007 v souladu se sdělením Komise a se závěry Evropské rady z prosince 2006 (Evropská rada, 2006) učinilo jednou ze svých priorit právě důraz na východní dimenzi EPS. Zajímavá byla také pozornost obrácená v rámci SZBP na novou spolupráci s některými státy Střední Asie s důrazem na ekonomické vztahy a energetickou bezpečnost. V červnu 2007 Evropská rada schválila strategii partnerství pro země v oblasti Střední Asie s důrazem na oblast podpory ochrany lidských práv, demokracie, vzdělávání, spolupráci v oblasti zahraničního obchodu, energetiky či migrace (Evropská rada, 2007).

V době německého předsednictví byl spuštěn také projekt tzv. Černomořské synergie (Black Sea Synergy),²²⁶ který byl z iniciativy Komise zařazen jako platforma nejen pro energetický dialog do rámce východní dimenze evropské sousedské politiky. V případě Černomořské synergie se mělo jednat o širší regionální spolupráci aktivní také v oblastech vnitřní bezpečnosti (migrace, boj s organizovaným zločinem) či v citlivé oblasti řešení tzv. zamrzlých konfliktů, jak předpokládal původní dokument Komise. Hlavním důvodem náhlého zájmu EU o regionální spolupráci v černomořské oblasti po rozšíření o Bulharsko a Rumunsko však mohla být právě i snaha vytvořit jakousi energetickou platformu EPS využívající jednak nových finančních možností pro období 2007–2013 (především Neighbourhood Investment Facility), jednak prostředků jiných finančních institucí, především Evropské investiční banky a Evropské banky pro obnovu a rozvoj (Emerson, 2008). V energetické dimenzi Černomořská synergie odkazuje na důležitost

226 11. dubna 2007 Komise zveřejnila plán na posílení vztahů se sousedskými státy v regionu Černého moře (Evropská komise, 2007b).

regionu jako produkční a především transportní oblasti pro zásobování EU energetickými surovinami (Evropská komise, 2007b). Černomořský region je nahlížen jako jeden z potenciálních cílů politiky diverzifikace, která by měla být i v zájmu jednotlivých členů této regionální spolupráce.²²⁷

Devizou Černomořské synergie měla být snaha založit problematiku harmonizace právního rámce v oblasti energetiky na již existujících iniciativách, především na Iniciativě z Baku, rusko-unijním energetickém dialogu či již zmíněných do té doby uzavřených memorandech o porozumění v energetické oblasti s Ukrajinou a Ázerbájdžánem. Jedním z hlavních efektů spolupráce v energetické oblasti mělo být vylepšení stávající infrastruktury, včetně budování nových propojovacích tras produktovodů (Constanza–Omišalj–Terst,²²⁸ Burgas–Vlore,²²⁹ již zmíněný projekt Burgas–Alexandroupolis), které by zajistily energetickou bezpečnost jižní Evropy s pomocí existujících programů technické asistence, jako je INOGATE.²³⁰ Výsledkem měl být ambiciózní projekt transkaspického a transčernomořského energetického koridoru. Zapojení Ruska do této iniciativy slibovalo předejít nedůvěře, kterou Rusko tradičně chová vůči integračním projektům iniciovaným ze strany Západu a nabízeným státům v prostoru někdejšího SSSR. Zapojení Ruska mělo být také vyjádřením určitého respektu vůči němu jako důležitému producentovi a dodavateli energetických surovin v oblasti, i když bylo od začátku jasné, že nebude sdílet všechny cíle (především pokud jde o diverzifikaci dodávek surovin v regionu) s některými dalšími partnery. Vtažení Turecka do této struktury zase mělo svůj význam i z hlediska širších úvah o vnější energetické politice EU, jejíž součástí je mimo jiné i plynovod Nabucco.

Černomořská synergie zahrnuje řadu plánů v oblasti energetické spolupráce, na druhé straně se potýká i s divergencí zájmů jednotlivých členů v oblasti energetické politiky. Turecko se například ukázalo pro EU jako ne zcela jednoduchý partner v dialogu o projektu Nabucco, Rusko zase nelibě neslo právě rozšiřování legislativního rámce EU v oblasti obchodu a trhu s energetickými surovinami a energiemi za hranice Unie. Ruské znepokojení se projevilo například v souvislosti s konferencí, která se na téma modernizace přenosové plynárenské sítě na Ukrajině uskutečnila v Kyjevě v březnu 2009 za účasti zástupců EU.²³¹ Jejím výsledkem byl podpis společné deklarace o modernizaci ukrajinské plynárenské přenosové sítě.²³² Premiér Putin v té souvislosti dokonce pohrozil ruskou revizí základních smluvních vztahů s EU.

227 Emerson ovšem upozorňuje na zájmovou i charakterovou různorodost zúčastněných partnerů. Černomořská synergie vzhledem k tomu, že jde o regionální spolupráci, zahrnuje z členských států EU Bulharsko, Rumunsko a Řecko, dále pět států účastnících se na politice sousedství (Ukrajina, Moldavsko, Ázerbájdžán, Arménie, Gruzie) a dva důležité strategické hráče v oblasti: Rusko a Turecko (Emerson, 2008).

228 Propojení rumunského přístavu Constanza, přes chorvatský Omišalj do Terstu, které má zajistit zásobování ropou pro všechny tyto tranzitní země, bývá nazýváno také „Pan-evropským ropovodem“. Projekt je součástí konkrétních projektů podporovaných v rámci tzv. Černomořské synergie i spolupráce EU a států Střední Asie (možnost přepravy kaspické/kazašské ropy).

229 Projekt Burgas–Vlore, respektive ropovod AMBO, je projektem propojení bulharského černomořského přístavu Burgas přes území FYROM do albánského přístavu Vlore u Jaderského moře.

230 Program podpory spolupráce v energetické oblasti mezi EU a partnerskými zeměmi, kam patří státy Východního partnerství (Arménie, Ázerbájdžán, Gruzie, Moldavsko, Ukrajina, Bělorusko), ale také Turecko a pět států Střední Asie (Kazachstán, Turkmenistán, Uzbekistán, Tádžikistán, Kyrgyzstán) (INOGATE, Energy portal, n.d.).

231 Ruský ministr pro energetiku Sergej Šmatko v té souvislosti vyjádřil rozladění také nad tím, že Rusko zpočátku nebylo do procesu jednání mezi EU a Ukrajinou přizváno jako plnohodnotný partner, a nebyla tak respektována úloha Ruska jako hlavního dodavatele plynu do Evropy („Nepodepisujte smlouvu s Ukrajinou“, 2009).

232 Společná deklarace byla podepsána mezi tehdejší ukrajinskou premiérkou J. Tymošenko, zástupci Evropské komise, EIB, EBRD a Světové banky. Uznává státní vlastnictví ukrajinského systému pro tranzit plynu, počítá však s implementací legislativy týkající se liberalizace trhu se zemním plynem. Ukrajina se ve společné deklaraci zavázala například zajistit působení nezávislého operátora plynové přenosové sítě (z hlediska rozhodovacího procesu, odpovědnosti i organizační struktury) („Russia Slams EU-Ukraine Gas Transport“, 2009).

Nezvykle negativní reakce z ruské strany zpočátku poznamenávaly i projekt tzv. Východního partnerství, tedy projekt užšího a posíleného partnerství mezi EU a státy postsovětského prostoru zařazenými do ENP. Již sdělení Komise z prosince 2007 týkající se východní dimenze ENP naznačilo, že mezi novými cíli této spolupráce bude vedle budování posílené zóny volného obchodu či jednání o dohodách k usnadnění vízového styku také posílení kooperace v oblasti energetiky (European Commission, 2007). Ke spolupráci v této oblasti mělo být využito i již existující Černomořské synergie. Role Ruska v této nové spolupráci byla však zpočátku nejasná. Když EK po zveřejnění známé polsko-švédské iniciativy (Rada EU, 2008) vydala návrh na vytvoření Východního partnerství, jehož právní bázi by tvořily asociační dohody, bylo jasné, že návrh s angažmá Ruska nepočítá. Východní partnerství mělo být prováděno souběžně se strategickým partnerstvím EU a Ruska (Evropská komise, 2008b).

Také v případě Východního partnerství je energetika pouze jednou z oblastí spolupráce, ovšem v porovnání s předchozími iniciativami v rámci východní dimenze EPS byla její pozice alespoň ve sdělení Komise z prosince 2008 definována poměrně obsáhle, s řadou konkrétních cílů v návaznosti na události, k nimž od roku 2007 došlo. Počítalo se například s uzavřením memorand o porozumění se všemi šesti zeměmi zaangażovanými do programu, ustanovení, která mají mít za cíl zvýšit energetickou bezpečnost a vzájemnou provázanost, měla být obsažena i v plánovaných asociačních smlouvách. Počítalo se se vstupem Ukrajiny a Moldavska do Energetického společenství a spoluprací se státy Střední Asie při budování Jižního koridoru při využívání technologie LNG či finančních prostředků z programu TEN-E. Východní partnerství mělo doplňovat, nikoli rušit stávající regionální aktivity typu Černomořské synergie. Na druhé straně je skutečností, že členská základna Černomořské synergie a Východního partnerství se nepřekrývá, z klíčových hráčů v druhém uskupení chybí mimo jiné právě Rusko.

Zahajovací summit Východního partnerství se uskutečnil za českého předsednictví 7. května 2009 v Praze, kde byla podepsána politická deklaráce (Pražská deklaráce) zastřešující tuto iniciativu. Text Pražské deklaráce hovoří o různých oblastech spolupráce, v nichž chce Východní partnerství působit, včetně energetiky, mezi čtyřmi platformami pro spolupráci, které deklaráce založila, je i platforma pro energetickou bezpečnost (Společná deklaráce z pražského summitu o Východním partnerství, 2009). Schůzky na této platformě se konají minimálně dvakrát ročně, na úrovni vyšších vládních úředníků, kteří mimo jiné připravují každoroční zprávy pro zasedání ministrů zahraničních věcí zemí Východního partnerství.

Jak již bylo zmíněno, inauguraci Východního partnerství poznamenaly nezvykle negativní reakce na tento projekt z ruské strany. Rusko vyjádřilo znepokojení nad připravovaným projektem Východního partnerství už u příležitosti návštěvy ministra zahraničí Lavrova v Bruselu v březnu 2010.²³³ Ruský list *Kommersant* v den konání summitu otiskl článek, v němž nazval vznikající Východní partnerství „Společenstvím závislých států“.²³⁴ Negativní reakce na projekt Východního partnerství z ruské strany se ale postupně zmírňovaly v průběhu následujících let, což souviselo i s vývojem dění ve vztazích mezi EU a RF (zahájení Partnerství pro modernizaci, dokončení projektu Nord Stream, deklarovaná podpora vstupu RF do WTO ze strany EU, zahájení jednání o další liberalizaci v oblasti vízového styku).

Přesto zejména případ sporu o ruskou spoluúčasť v procesu modernizace ukrajinské plynovodní sítě či počáteční rozladění nad projektem Východního partnerství svědčí o tom, že prostor nacházející se mezi východní vnější hranicí EU a Ruskem, prostor „evropského sousedství“ a současně prostor, který první oficiální koncepce ruské zahraniční politiky z roku 1993 označila termínem „blízké zahraničí“, je pro-

233 Sergej Lavrov poukázal na to, že Rusko bývá ze strany Západu obviňováno z udržování sfér vlivu a ptal se v této souvislosti, čím má být pro Brusel právě Východní partnerství („Sergej Lavrov Criticized the EU's“, 2009).

234 Podle *Kommersantu* Pražský summit vytvářel nevídaný precedens vedení rozhovorů o některých tématech týkajících se postsovětského prostoru za prostředkování EU a bez účasti Moskvy („Kommersant: Východní partnerství“, 2009).

storem potenciálně konkurenčním. Zájmy aktérů zde na sebe narážejí (např. snaha EU rozšiřovat oblast „právní jistoty“ za své hranice, do prostoru, kde jsou ruské energetické firmy aktivní především), ale měly by logicky i konvergovat (např. oboustranný by měl být zájem na udržování a modernizaci energetických sítí zajišťujících dodávky zdrojů). V současné době můžeme střetávání zájmů Ruska a EU v této oblasti pozorovat zejména v souvislosti s přípravou asociačních dohod mezi EU a některými státy zahrnutými do spolupráce v rámci Východního partnerství (především Ukrajinou a Moldavskem). Rusko na druhé straně především Ukrajině nabízí členství v celní unii a vytvářeném jednotném hospodářském prostoru, což doprovázejí i tlaky a roztržky v oblasti obchodních vztahů.²³⁵ Již během léta 2013 tak např. ruská strana uvalila zpřísněné celní kontroly na ukrajinské zboží, přičemž prezident Putin se vyjádřil během návštěvy v Rostově na Donu tak, že přísnější celní kontroly jsou nezbytností, která má bránit průniku evropského zboží na ruský trh v kontextu připravované dohody mezi EU a Ukrajinou o zóně volného obchodu (Euroskop, 2013).

Zostřující se konkurenci mezi RF a EU v prostoru států zahrnutých do unijního programu Východního partnerství potom bylo možné sledovat s blížícím se summitem Východního partnerství ve Vilniusu, který se konal ve dnech 28.–29. listopadu 2013. Již před samotným summitem bylo zřejmé, že nabídka asociačních dohod a dohod o zóně volného obchodu s EU na jedné straně a na druhé straně tlak vyvíjený Ruskem, včetně nabídek týkajících se naopak vstupu do celní unie, povedou k určité diferenciaci mezi partnerskými zeměmi. Bylo to patrné již v případě Arménie, jejíž prezident Sargsjan již počátkem září 2013 oznámil na schůzce s ruským prezidentem Putinem v Moskvě rozhodnutí vstoupit do celní unie spolu s RF, Kazachstánem a Běloruskem. Odmítl navíc iniciaci návrhu asociační dohody a dohody o zóně volného obchodu s EU, k níž mělo (podobně jako v případě Gruzie a Moldavska) dojít též na summitu ve Vilniusu.²³⁶ Nejvýrazněji se potom soupeření²³⁷ obou aktérů projevilo v případě Ukrajiny, kde je situace i po odmítnutí vlády prezidenta Janukovyče podepsat na summitu asociační dohodu a dohodu o zóně volného obchodu nadále otevřená.

Závěr

Hovoříme-li o vzájemném vztahu takových aktérů, jakými jsou na jedné straně Rusko jakožto největší světový exportér zemního plynu, druhý největší exportér ropy, významný vývozce uhlí, jaderného paliva a producent elektřiny a na druhé straně evropská spotřebitelé vykazující různou míru závislosti na zdrojích pocházejících od tohoto dodavatele, je třeba vzít v úvahu optiku obou přístupů, tržního i strategického. Před rokem 2009, kdy se odehrála událost, která prozatím nejhmotatelněji ohrozila energetickou bezpečnost některých členských zemí a vyžádala si i od odpovědných struktur EU (EK a především Rada) zatím nejrozsáhlejší diplomatickou aktivitu, bylo možné konstatovat, že diskusní fóra zahrnující ruskou stranu, včetně energetického dialogu EU–Rusko se ukázala jako poměrně málo efektivní. Dialog se zabýval spí-

235 Takto bývá interpretována např. i tzv. čokoládová válka, tedy zákaz dovozu výrobků známého ukrajinského výrobce cukrovinek Roshen do Ruska v roce 2013 z důvodu zdravotní závadnosti (Ukraine and Russia. Trading insults, 2013).

236 Důvodů pro rozhodnutí Arménie je několik, významnou úlohu zde hrají důvody bezpečnostní (snaha Arménie, aby Rusko nadále zůstalo určitým garantem arménské bezpečnosti v případě konfliktu o Náhorní Karabach a nepodporovalo svými zbrojnými obchody výrazněji Ázerbájdžán, jak o tom svědčily některé tendence v poslední době). Zdůvodnění jsou ale i ekonomická, včetně ruské kontroly nad importem plynu do Arménie (Emerson & Kostanyan, 2013).

237 V této souvislosti lze zmínit některá vyjádření ruských představitelů, např. předsedy Zahraničního výboru Státní dumy Puškova, podle jehož slov EU ve Vilniusu neuspěla ve své snaze izolovat Rusko. Rusko se podle něho stalo dalším účastníkem summitu, navzdory tomu, že si to Unie nepřála (Voice of Russia, 2013). Tato slova do značné míry ukazují, jakým způsobem Rusko snahy EU asociovat tyto země chápe a že v něm spatřuje přímé ohrožení vlastních zájmů a snahu o jejich ignorování ze strany EU.

še obecnějšími otázkami (např. vypracovávání scénářů budoucí spotřeby) či otázkami ryze technického rázu, a nikoliv akutními problémy. Ve spíše technickém zaměření dialogu, snaze o zabránění politizaci či sekuritizaci energetických témat či naopak soustředění na ambiciózní a dlouhodobé cíle typu vytvoření společného energetického trhu mezi EU a Ruskem se ovšem odrážely i zájmy některých členských států, které nesouhlasily ani s přílišným posílením pozice nadnárodních orgánů ve vnější energetické politice EU, včetně dialogu s Ruskem (Romanova, 2008, s. 63–91).²³⁸

Poměrně pomalu probíhala i jednání o vytvoření mechanismu včasného varování. Jeho zřízení, stejně jako ustavení speciální poradní rady pro plyn a tematická konsolidace pracovních skupin, které působí v rámci energetického dialogu EU–Rusko, ovšem svědčí o tom, že po určitém zklidnění lze rusko-unijní vztahy po roce 2009 charakterizovat jako vztahy dvou aktérů, z nichž každý má na poli energetické politiky své (nezřídka různoběžné) zájmy, dovedou však zohlednit primární zájem na předejití krizovým situacím. Odráží se zde také skutečnost, že Rusko, kterému v dialogu s evropskými zeměmi tradičně vyhovuje spíše bilaterální rovina vztahů, začalo postupně považovat za relevantní i úroveň dialogu s EU. EU se ve vnější dimenzi energetické politiky snaží uplatnit „normotvornou“ úlohu a aktéry ve svém okolí přimět k přijetí společných pravidel, což odpovídá tržnímu přístupu k energetické bezpečnosti. Kontrolní funkci, kterou mohla EU v tomto směru uplatňovat vůči kandidátským státům a do určité míry ji může vykonávat i vůči státům usilujícím o bližší asociaci v rámci politiky sousedství, nelze ale efektivně uplatňovat v případě Ruska, o to méně v současné ekonomické situaci, kdy toky finanční asistence, kterou EU mohla nabízet výměnou za legislativní adaptaci, nabírají jiný směr. Pro Rusko se stávalo čím dál méně přijatelným, že EU chápe deklarovanou „konvergenci“ nejen jako adaptaci společných hodnot, ale také konkrétních norem *acquis*, které jsou vytvářeny na úrovni EU, což Rusko chápe jako do značné míry jednosměrný proces.

Vnější politiku RF po roce 2000 charakterizuje nárůst sebevědomí, což se odráželo i v prezentaci suverénní pozice v dialogu s EU. V takových krocích, jakými jsou zmíněná přerušení dodávek energetických surovin, spory s tranzitními zeměmi (především Ukrajinou a Běloruskem), které přímo ovlivnily dodávky do EU, nebo nepřímé ovlivňování diverzifikačních snah EU (např. v podobě plánovaného plynovodu Nabucco), některé spotřebitelské a tranzitní země spatřují jasné charakteristiky strategického uvažování o energetické bezpečnosti ze strany Ruska. Ruská strana ovšem tyto kroky interpretuje v souladu s tržními principy a hovoří především o obraně ekonomických zájmů svých energetických společností: případy omezení či přerušení dodávek ropovodem Družba jsou doprovázeny výstavbou nových tras, které v souladu s ruskou energetickou strategií umožňují přeměrovat větší část dodávek na moře. Jednání ruských producentů (typu Gazpromu např. ve sporech s ukrajinským Naftohazem, které vedly až k přerušení dodávek plynu dále do Evropy) bylo vysvětlováno dle principů fungování energetické bezpečnosti z perspektivy producenta, k níž náleží i snaha o ochranu celého řetězce od produkce po distribuci (což se ovšem na druhé straně střetává s legislativními principy EU). Budování a plánování projektů Nord Stream a South Stream a kroky, které by bylo možné interpretovat jako podkopávání či přinejmenším kontrolu projektu Nabucco, jsou prezentovány jako snaha zajistit členským zemím EU spolehlivé dodávky surovin bez spoléhání se na „nevyzpytatelné“ tranzitní státy mimo EU. Stejně tak tyto projekty svědčí o tom, že evropská cesta zůstává prvořadou prioritou ruských zájmů v energetické politice, navzdory vzrůstajícímu důrazu na asijskou orientaci energetické, ale i zahraniční politiky RF, což lze pozorovat i po nástupu (staro)nového prezidenta Putina.

Do vztahů Ruska a EU v energetice může vedle ekonomického vývoje, který bohužel pro EU nebyl v posledních letech příznivý, vstoupit i dění v technologické oblasti. Zde se jedná především o oblast trhu s plynem, která funguje jinak než trh s ropou. Pro trh s ropou dodnes platí, že může flexibilněji reagovat

238 Tuto pozici vůči roli EK v energetickém dialogu EU a Ruska zaujímalo například Schröderovo Německo (Westphal, 2008, s. 93–118).

na tržní změny i na různé strategické požadavky, trh s plynem je však rigidnější. Dlouho pro něj platilo, že z hlediska transportních možností i z hlediska praktik typu dlouhodobých kontraktů, nástrojů, jako je princip „take or pay“ apod., staví producenty a spotřebitele do více petrifikovaného vztahu, který poskytuje producentovi nad spotřebitelem větší převahu. „Revoluci“ na trhu s plynem přinesl rozmach produkce a obchodování se zkapalněným zemním plynem (LNG) a vytvoření spotového trhu s plynem, což přispělo ke globalizaci trhu s plynem. Rusko si bedlivě všímá jevů, jako je částečné narušení dosavadní fixace cen plynu na ceny ropy a rozmach obchodování s LNG, o čemž svědčí i Energetická strategie do roku 2030 a uvažovaný rozmach asijského obchodu s LNG. Do ruských plánů však zasáhla i tzv. tichá revoluce (nárůst produkce nekonvenčního plynu z břidlicových hornin, který se v současné době týká především USA, jež byly načas katapultovány do čela žebříčku producentů plynu, o těžbě nekonvenčního plynu se však hovoří i v souvislosti s Čínou a s některými evropskými zeměmi). Přístup institucí EU k tomuto tématu, které zamíchalo cenami na spotovém trhu s plynem a ovlivnilo strategické i ekonomické úvahy nad vývojem obchodování s touto komoditou, je prozatím velmi opatrný, ve hře jsou úvahy ekonomické, strategické i ekologické a celá otázka je pod poměrně silným lobbistickým tlakem.

Kapitola 5. Vztahy mezi Ruskem a tranzitními zeměmi: případové studie Ukrajiny a Běloruska

Ukrajina

Většina bývalých sovětských republik je doslova spoutána vzájemnými ekonomickými vazbami, jež sahají od výměny základních potravin až po těsnou spolupráci mezi jednotlivými výzkumnými centry, která se po rozpadu Sovětského svazu ocitla v různých státech. Import ruských energetických surovin je již přes 20 let sine qua non pro fungování ukrajinského hospodářství. Provázanost ruského a ukrajinského energetického sektoru, jak ukáže následující kapitola, se ovšem neomezuje pouze na dovoz surovin. Pro Moskvu je též klíčovou otázkou tranzit ropy a plynu přes ukrajinské území k evropským spotřebitelům. Tato závislost na tranzitu je však kompenzována ruskou dominancí v jiných sektorech. Cílem následující kapitoly bude zjistit, zda oboustranná závislost mezi Ruskem a Ukrajinou v energetice je vyrovnaná a jaké jsou perspektivy vývoje rusko-ukrajinské spolupráce v oblasti. Na začátku popíšeme celkový politicko-ekonomický základ energetické spolupráce mezi Ruskem a Ukrajinou, potom vysvětlíme význam ukrajinských tranzitních systémů ropy a plynu a nakonec poukážeme na následky plynových konfliktů včetně aktivního vývoje diverzifikačních projektů. V závěru zkusíme zhodnotit perspektivy vývoje rusko-ukrajinských vztahů v energetice.

Politicko-ekonomické vztahy mezi státy

Vyhrocením dlouhodobě napjatých politických vztahů mezi státy se stal otevřený dopis ruského prezidenta D. Medveděva ze srpna 2009, v němž přímo obvinil svého ukrajinského kolegu z vedení antiruské zahraniční politiky („Poslanije Prezidentu“, 2009). Prvním krokem k zhoršení vztahů mezi sousedy byla ovšem tzv. oranžová revoluce přelomu let 2004/2005 a následné nastolení vlády prezidenta V. Juščenka a premiérky J. Tymošenko, jejíž programové body zahrnovaly vstup Ukrajiny do EU a NATO. Negativní vliv na rusko-ukrajinské vztahy měla i rétorika nového prezidenta Juščenka, který obrátil pozornost veřejnosti na hladomor v 30. letech 20. století a na historickou roli Bandery a Mazepy v rusko-ukrajinských vztazích. Napjaté politické vztahy mezi sousedy bezpochyby měly vliv i na rozpoutání ropného (v roce 2005) a plynových (v roce 2006 a 2009) konfliktů, samozřejmě se ale tento vliv nesmí zveličovat. Mezitím Ukrajina pokračovala v jednáních o vstupu do NATO, který se na rozdíl od integrace do evropských společenství zdál být pravděpodobnější. Snad příslovečnou poslední kapkou byla posléze ukrajinská podpora Gruzie během rusko-gruzínské války v srpnu 2008.

Okamžité zlepšení politických vztahů mezi státy nastalo po prezidentských volbách v roce 2010. Viktor Janukovič a jeho Partija regionov (Strana regionů) jsou příznivci navázání těsnějších politických a ekonomických vztahů s Ruskem. Prezident V. Janukovič a také jeho premiér M. Azarov, kteří sami nedokázali bezchybně mluvit ukrajinsky, vystupovali také za zavedení ruštiny jako druhého státního jazyka, čímž nemohli nepotěšit Moskvu. Pro Rusko velice ožehavá otázka ukrajinských aspirací na členství v NATO byla také zažehnána, protože nový prezident sice úplně nezavrhl myšlenku integrace do EU, ale razantně odmítl členství v Severoatlantické alianci. Je evidentní, že program Partii regionov byl ovlivněn neúspěchem oranžové revoluce. Tato politická strana (Partija regionov) sice podporovala politicko-ekonomickou orientaci na Rusko, ale zároveň si uvědomila význam vztahů s evropskými státy a eurointegrační

preferenci ukrajinských občanů. Andre Hartel uvádí další dva faktory: 1) Janukovič se během svého působení ve funkci premiéra v letech 2006–2007 proměnil z lídra uskupení hájícího zájmy průmyslového východu Ukrajiny v národně-uvědomělého politika; 2) oligarchové dominující Partiji regionov – Rinat Achmetov²³⁹ nebo Dmytro Firtaš²⁴⁰ – se nově stali protagonisty politicky a ekonomicky stabilní Ukrajiny (viz Hartel, 2010, s. 3). Jedním z důsledků proměny politických vztahů mezi Ukrajinou a Ruskem se stalo podepsání tzv. Charkovských dohod v roce 2010, které nezanedbatelně ovlivnily další vývoj v energetické spolupráci mezi zeměmi.

Co se týče ekonomické spolupráce, Rusko ztratilo svoji pozici největšího obchodního partnera Ukrajiny na přelomu let 2008/2009, kdy se vzájemný obchod propadl o 42,5 %. Přes nesporný vliv globální finanční krize nelze vyloučit ani fakt, že strukturální faktor – vstup Ukrajiny do WTO – sehrál též svoji roli. Ukrajínští exportéři se začali více orientovat na západní trhy. Ruská iniciativa Společného ekonomického prostoru, do kterého by kromě Ukrajiny a Ruska měly být zapojeny Bělorusko s Kazachstánem, byla sice podpořena Janukovičem, současně ale ukrajinský prezident souhlasil se vstupem do organizace jenom s podmínkou, že se Rusko stane členem WTO.²⁴¹

Tabulka č. 12: Podíl Ruska na importu, exportu a celkovém zahraničním obchodu se zbožím s Ukrajinou (%)

Rok	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Export	30,8	29,0	25,0	23,8	21,6	24,9	25,7	27,6	24,9	24,3	29,5	31,0
Import	39,2	35,5	35,5	36,6	39,2	34,0	29,5	26,7	22,0	27,4	34,7	34,2
Obrat	34,7	32,0	30,0	29,8	29,5	29,4	27,6	27,1	23,3	25,9	32,2	32,7

Zdroj: MEVO, 2012

Jak vyplývá z tabulky, Rusko je již dlouhodobě významným ekonomickým partnerem Ukrajiny. 65 % ruského importu na Ukrajinu představuje dovoz energetických surovin. Ukrajina exportuje produkci svých strojírenských dílen a metalurgických továren, skoro 30% podíl na vývozu do Ruska dělá export služeb a práce (viz MEVO, 2010). Vstup Ukrajiny do WTO v roce 2008 příznivě ovlivnil objemy ukrajinského exportu (zejména metalurgické produkce) do evropských států, USA a Afriky; přesto, jak ukazuje tabulka, se nijak extrémně neprojevil na podílu Ruska na celkovém obchodu se zbožím. Vláda M. Azarova, která byla nastolena v roce 2010, dokázala zvýšit obchod se zbožím s Ruskem o 80 %, čímž finanční hodnota rusko-ukrajinského obchodu v roce 2010 dosáhla 42 mld. dolarů, což přesahuje předkrizové hodnoty. („Janukovič: Tovarobig“, 2011). V roce 2011 zahraniční obchod mezi Ruskem a Ukrajinou zaznamenal 33% růst a překročil hranici 55 mld. dolarů. (MEVO, 2012). Dynamický vývoj rusko-ukrajinského

239 Rinat Achmetov, jehož jmění Forbes ohodnocuje na 16 mld. dolarů, vlastní společnost Metinvest produkující kovy, přičemž rovněž podniká v uhelném průmyslu (Forbes, n.d.). Úspěch Achmetova v podnikání byl těsně propojen s politickými úspěchy Partiji regionov, která tradičně hájí zájmy velkých podnikatelů východní Ukrajiny.

240 Dmytro Firtaš podniká zejména v plynovém, ropném a chemickém průmyslu. Na Ukrajině je znám hlavně kvůli podílu na společnostech EuralTransGas a RosUkrEnergo, které léta zprostředkovávaly ruský a středoaasijský plyn pro ukrajinské odběratele. Zajímavostí je, že po prezidentských volbách v roce 2010 dostali dva bývalí blízcí spolupracovníci Firtaše velice lukrativní pozice ve státním Naftogazu. Yurij Borisov – bývalý výkonný ředitel holdingu Firtaše Group DF – se dostal do čela Ukrgazdobuvannja (dceřiná společnost Naftogazu, která se zaměřuje na těžbu plynu na Ukrajině). Sergij Vinokurov, který dříve pracoval v OST Chem Holdingu, obsadil čelní pozici v Ukrtransgazu zodpovědnou za tranzit ruského plynu.

241 Více o ukrajinské participaci na projektu Společného ekonomického prostoru viz například MEVO, 2009.

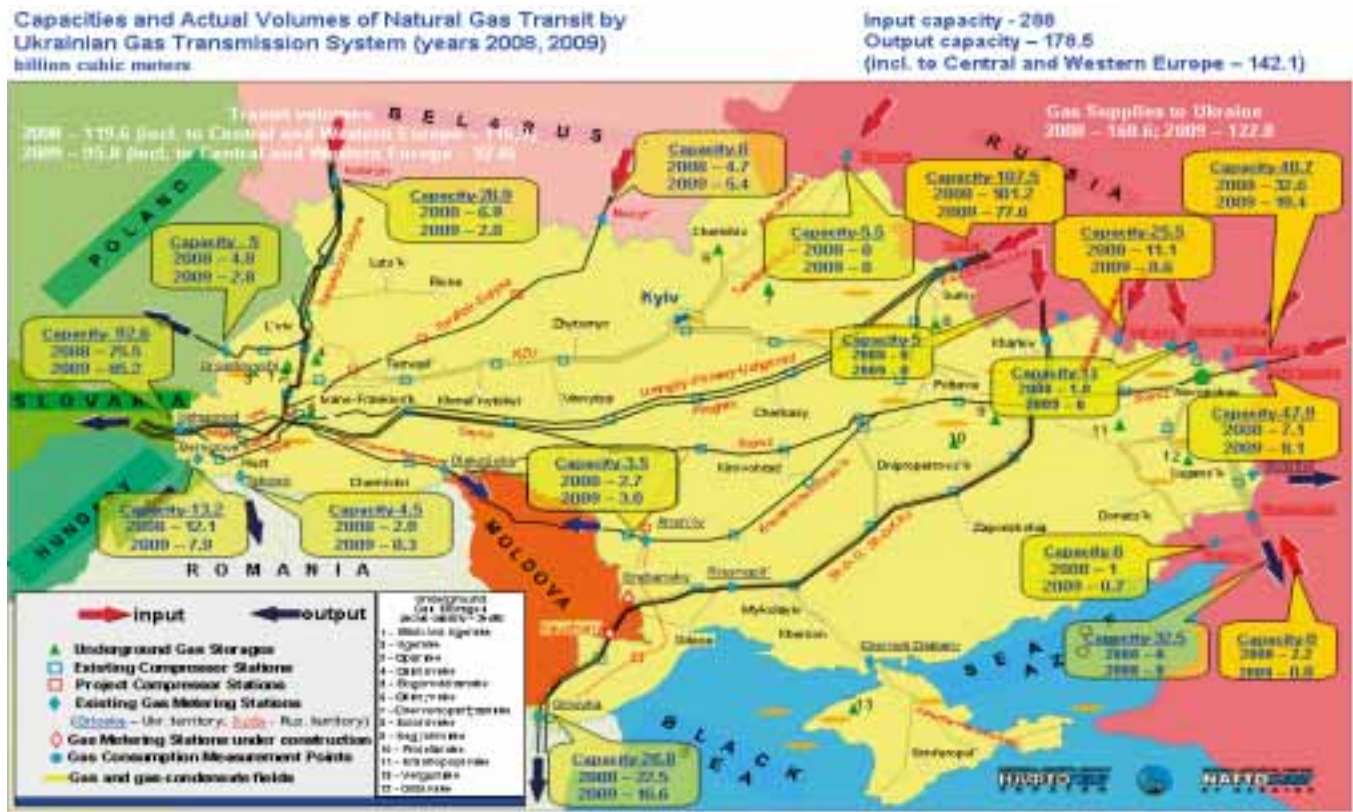
obchodu však začal být ovlivňován politickými aspiracemi Kyjeva na integraci do evropských struktur. Asociační dohoda s EU, jejíž podpis se odložil z důvodu nesplnění evropských podmínek Ukrajinou, se stala jablkem svaru mezi Moskvou a Kyjevem. Rusko jako alternativu těsnější spolupráce Ukrajiny z EU nabízí celní unii Rusko-Bělorusko-Kazachstán. Integrace do obou mezinárodních organizací je vyloučena, proto je Kyjev pod tlakem, aby rozhodl buď pro jednu, nebo pro druhou variantu. Přitom rozhodnutí není jednoduché. Kolem 40 % zahraničního obchodu Ukrajiny připadá na členy celní unie, kolem 30 % na členy EU. Rusko je mocný soused, zahrnující Ukrajinu do svého „blízkého zahraničí“ a vnímající ukrajinsko-evropskou spolupráci negativně. Ukrajinská veřejnost se cítí být spíše součástí evropského společenství národů a obává se ruské dominance (která je v rámci celní unie nepopíratelná). Rusko-ukrajinské ekonomické vztahy se vyhroutily v létě 2013, kdy Rusko zakázalo dovoz produkce ukrajinské společnosti Roshen (vyrabějíci sladkosti) a činilo i další obstrukce na celnicích, omezujíc ukrajinský import. Z hlediska energetické bezpečnosti je podstatné to, že Rusko nabídlo výrazné snížení ceny plynu hned potom, co se Ukrajina zapojí do celní unie: z tehdejších 416 dolarů/ tis. m³ na 160 dolarů/tis. m³ plynu. V médiích dokonce začali celní unii ironicky pojmenovávat „Smlouva ropy a plynu“. Je to několik faktorů, které ztěžují rozhodování pro ukrajinskou vládu, nátlakovým prostředkem Moskvy, zaměřeným na ukrajinskou nerozhodnost, se často stávají obchodní omezení, která ukrajinské hospodářství pochopitelně těžce snáší. Ukrajinská vláda nicméně prozatím zaujímá vyčkávací pozici, což lze vysvětlit pokusem o vyjednání výhodnějších podmínek pro vstup do mezinárodních organizací anebo obavami ze ztráty části elektorátu před volbami.²⁴²

Ukrajinský plynovodní systém

Plynovodní systém, který zásobuje Ukrajinu plynem a také zajišťuje export povětšinou ruského plynu do zahraničí, je se svými 38,55 tis. kilometrů jedním z nejdelších ve světě. Systém je schopen přijmout na severovýchodních hranicích 287,7 bcm plynu a přepravit za státní hranice přibližně 178,5 bcm ročně. V roce 2010 například celkový objem transportovaný v systému činil 148,5 mld. m³, z toho 98,6 bcm překročilo západní hranice Ukrajiny (viz Ukrtransgaz, n.d.). Neoddělitelnou součástí plynovodního systému jsou rovněž plynové zásobníky. Ukrajina disponuje 12 zásobníky s kapacitou 31 bcm a má tím pádem 21% podíl na celoevropských skladovacích kapacitách. Klíčové zásobníky pro tranzit plynu se samozřejmě nacházejí na západě Ukrajiny (celkově se jedná o pět zásobníků). Tyto zásobníky hojně využívá Rusko pro uspokojení zvýšené poptávky po této surovině v zimě. Ruské nabídky na zakoupení těchto zařízení Ukrajina ovšem odmítla, protože pronájemem zásobníků vydělává ukrajinský Naftogaz kolem 30 mil. dolarů ročně (Pirani, 2007, s. 94).

242 Arménie, která se nacházela v podobné pozici jako Ukrajina a zvažovala buď zapojení do celní unie, nebo těsnější napojení na struktury EU pomocí asociační dohody se nakonec na podzim 2013 přiklonila k bližší spolupráci s Ruskem. Konečné rozhodnutí v Jerevanu padlo pravděpodobně pod vlivem ruského nátlaku – na území Arménie se nacházejí ruské vojenské jednotky a Rusko je také klíčovým dodavatelem zemního plynu pro stát.

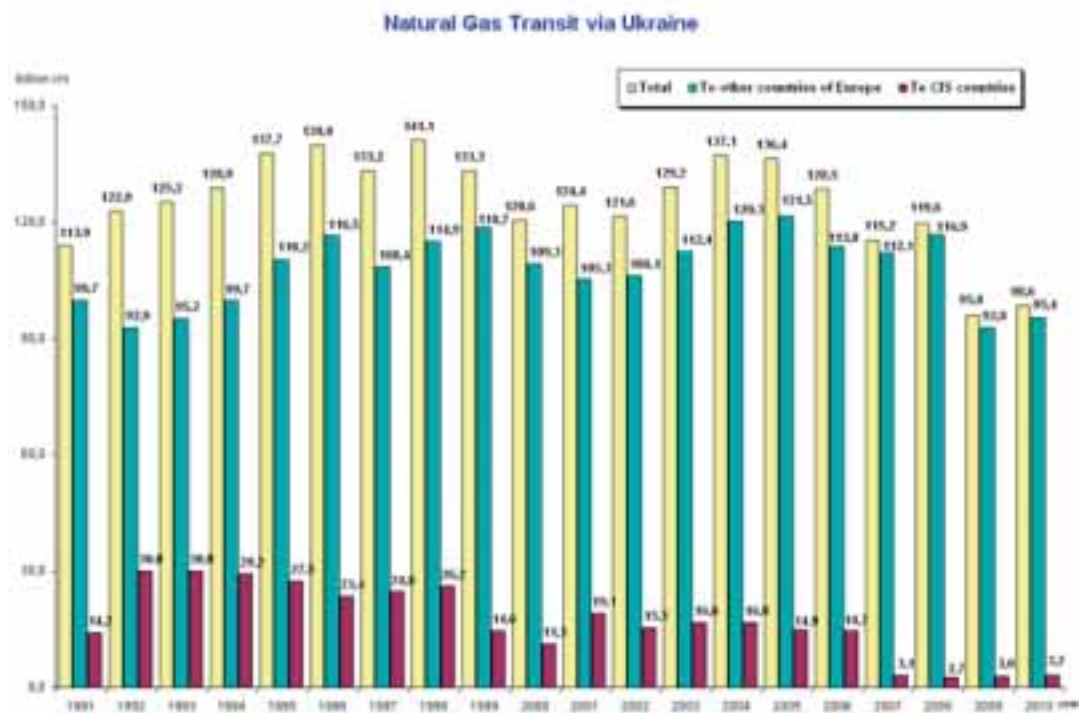
Obrázek č. 1: Ukrajinský plynovodní systém



Zdroj: Naftogaz Ukrajina, n.d.

Tranzitní plynovody, většinou vystavěné v 70. a 80. letech 20. století, se táhnou přes ukrajinské území od ukrajinsko-ruské a ukrajinsko-běloruské hranice na západ a jih. Na západ směřují plynovody Sojuz, Progres, Bratrství (Urengoj–Pomary–Užhorod) a Severnoe Sijanie (z Běloruska). Jižní směr mají plynovody ŠDO a ŠDKRI (Urengoj–Istanbul), které jsou schopné dodávat až 26,8 bcm ročně Rumunsku, Bulharsku a Turecku. Ovšem vzhledem k tomu, že Turecko zásobuje Gazprom již přes Blue Stream, kapacity jižních tranzitních plynovodů jsou využity jen částečně a například v roce 2009 bylo přes ukrajinsko-rumunskou hranici exportováno pouze 16,6 bcm plynu (viz Ukrtransgaz, n.d.).

Přestože exportní kapacity ukrajinského plynovodního systému činí přes 170 mld. m³, Rusko, jak je patrné z následujícího grafu, nehodlá používat ukrajinské tranzitní plynovody naplno.

Obrázek č. 2: Tranzit plynu přes území Ukrajiny (bcm)

Zdroj: Naftogaz Ukrajina, n.d.

Je třeba říci, že za prvních pět měsíců roku 2011 vzrostl objem transportovaného ruského plynu přes Ukrajinu o 22 %, čímž vytiženost tranzitních plynovodů dosáhla 91 %. Jedná se ale spíše o krátkodobý trend spojený především s katastrofou v japonské Fukušimě a následujícím pozastavením jaderných elektráren v Evropě. Ukrajinský plynový systém proto prozatím těží z neexistence jiných alternativ (kromě běloruských plynovodů a LNG) pro export ruského plynu do evropských států. Celkem byl tranzit ruského plynu přes ukrajinské území v roce 2011 o 3 bcm větší než v předchozím roce (151,8 bcm). Podle odborníků měl být objem transportovaného modrého paliva v roce 2012 nižší minimálně o 10 mld. m³. Jedná se o množství, které Rusko začalo exportovat přes Nord Stream (viz Kryvyckyj, 2011). Ukrajinský Ukrtransgaz zatím (srpen 2013) údaje o tranzitu plynu v roce 2012 nezveřejňuje.

Pro ukrajinskou ekonomiku jsou nesmírně důležité poplatky plynoucí z tranzitu ruského plynu. Co je ale ještě důležitější, je samotný ruský plyn. Rusko bylo totiž dlouhodobě monopolním dodavatelem modrého paliva na Ukrajinu. Dodávky turkmenského plynu jsou již dávno minulostí a i v případě jejich obnovení bude veškerý transport probíhat přes ruské území, přičemž Rusko je může finančně znevýhodnit vysokými tranzitními poplatky. Rusko se navíc k těmto praktikám již jednou uchýlilo. Svou závislost na ruském plynu začala Ukrajina řešit importem z Německa na konci roku 2012. Za následujících 8 měsíců Ukrajina koupila od německé RWE a transportovala přes svoje evropské sousedy Polsko a Maďarsko necelých 0,7 bcm plynu. Vzhledem k ukrajinské spotřebě se jedná spíše o zanedbatelné objemy, proto je předčasné mluvit o diverzifikaci dodavatelů plynu. Spotřeba energeticky intenzivního ukrajinského hospodářství činí kolem 60 mld. m³, z toho necelých 20 bcm těží Ukrajina na vlastním území (viz BP Statistical Energy Review, 2011). Plyn navíc tvoří 40 % z celkové spotřeby primární energie na Ukrajině. Shrnuto, Ukrajina je závislá nejen na tranzitních poplatcích, ale i na dovozu modrého paliva z Ruska, což nepochybně svazuje ruce ukrajinským vyjednavcům.

O významu ukrajinských plynovodů jak pro Rusko jako exportéra, tak i pro Evropu jako importéra svědčí dlouhodobé usilování obou stran o modernizaci, rozšíření nebo alespoň společný provoz tohoto systému.

Rusko, jehož příjmy jsou z velké části závislé na exportu fosilních paliv, usilovalo o bezproblémový transport plynu přes ukrajinské území již od rozpadu Sovětského svazu. Je logické, že Moskva měla zájem o kontrolu nad tranzitem a zároveň omezení schopnosti Kyjeva vydírat svého východního souseda. Vlastnictví nebo správa ukrajinského plynovodního systému by zároveň posílilo politický a ekonomický vliv Ruska na Ukrajině. Ukrajina však měla jinou představu o budoucnosti plynové soustavy. Ukrtransgaz, který systém spravuje, vydělává ročně 2–3 mld. dolarů na tranzitu ruského plynu a teoreticky by se mohl postarat o dobrý technický stav plynovodů nebo modernizaci kompresních stanic. Problém ukrajinského plynárenství je ale v tom, že Ukrtransgaz musí převádět své příjmy na účet Naftogazu Ukrajiny, který těmito penězi de facto subvencuje nízké ceny plynu pro ukrajinské spotřebitele. V důsledku toho ukrajinské plynovody chátrají a Naftogaz, odkázaný na sociální politiku vlády, se poslední dobou potýká s vážnými finančními problémy (viz Zawadzki, 2008).

Z celé řady návrhů na správu a modernizaci ukrajinských plynovodů byl pravděpodobně nejbližší k realizaci projekt konsorcia energetických společností z Ruska, EU a Ukrajiny z roku 2002. Konsorcium právně vzniklo v roce 2002 se dvěma účastníky – Gazpromem a Naftogazem –, přičemž každý vlastnil 50% podíl. Cílem konsorcia byla modernizace a spravování ukrajinské plynové soustavy a případné navýšení její kapacity. Zájem o vstup do projektu projevovaly německý Ruhrgas AG, francouzská Gaz de France, italská ENI a další (viz „Mižnarodnyj konsorcium“, n.d.). Rusko však nechtělo snižovat svůj 50% podíl. Kromě toho měl Gazprom v plánu vložit místo finanční částky do základního kapitálu konsorcia ukrajinský dluh za plyn, s čímž nesouhlasila ukrajinská strana. Třetím důvodem ztroskotání projektu konsorcia byly nejasnosti ohledně rozdělení kompetencí a zodpovědnosti mezi vlastníkem plynové soustavy (ukrajinským státem) a konsorciem, které by tuto soustavu provozovalo.

Myšlenka konsorcia pak byla oprášena prezidentem V. Juščenkem v roce 2006. Transportní konsorcium by mělo vlastnit veškeré nově postavené plynovody a spravovat stávající. Putin tento návrh o něco pozměnil a nabídl Ukrajině podíly na ruských těžebních projektech v případě svěřením celého ukrajinského transportního systému do ruských rukou. Patrioticky naladěný ukrajinský parlament na to reagoval rychlým přijetím zákona, který zakazoval vlastnictví ukrajinské plynové soustavy kýmkoliv kromě ukrajinského státu (viz Pirani, 2007, s. 19).

Následně se o modernizaci ukrajinských plynovodů jednalo v březnu 2009 v Bruselu. Na jednání byla pozvána i ruská delegace. Cílem konference bylo především zajistit finanční prostředky pro modernizaci plynové soustavy. Jednalo se i o možnosti zvětšení její přenosové kapacity. Představitelé EU, Ruska a Ukrajiny dospěli k názoru, že je zapotřebí investovat 2,5 mld. dolarů.²⁴³ Evropská banka pro obnovu a rozvoj a také Evropská investiční banka uložily jako podmínku poskytnutí úvěru osamostatnění Ukrtransgazu od Naftogazu tak, aby investice byla návratná z tranzitních poplatků. Další podmínkou bylo zvýšení cen plynu na ukrajinském trhu na světovou úroveň.

243 Tehdejší ministr paliva a energetiky Ukrajiny Serhij Pavlušej tyto výdaje specifikoval takto: 616 mil. dolarů je nutných na modernizaci plynovodů Sojuz, Progres, Urengoj–Pomary–Užhorod, Jelec–Kremenčuh–Kryvyj Rih a Ananjev–Tiraspol–Izmail; kolem 1,4 mld. je zapotřebí pro modernizaci kompresních stanic; více než 60 mil. se plánuje utratit za modernizaci plynových měřičů na západě Ukrajiny a dalších skoro 500 mil. poslouží k opravám a modernizaci ukrajinských zásobníků plynu (viz Jeremenko, 2009).

Během následujících let Ukrajina reformovala svůj energetický sektor a investovala menší částky do modernizace systému z vlastního rozpočtu. Rusko během této doby střídavě buď projevovalo nezájem v důsledku diverzifikačních projektů, nebo nabízelo garance celkového vytížení soustavy, a dokonce významné slevy z cen plynu pro Ukrajince v případě ruského vlastnictví plynovodů. Přestože Janukovič i nadále uvažuje o případném založení společného podniku s Rusy pro provozování ukrajinské plynové soustavy, návrh Putina o sjednocení Naftogazu a Gazpromu ukrajinský prezident odmítl a momentálně rusko-ukrajinská jednání v této otázce uvízla na mrtvém bodě.

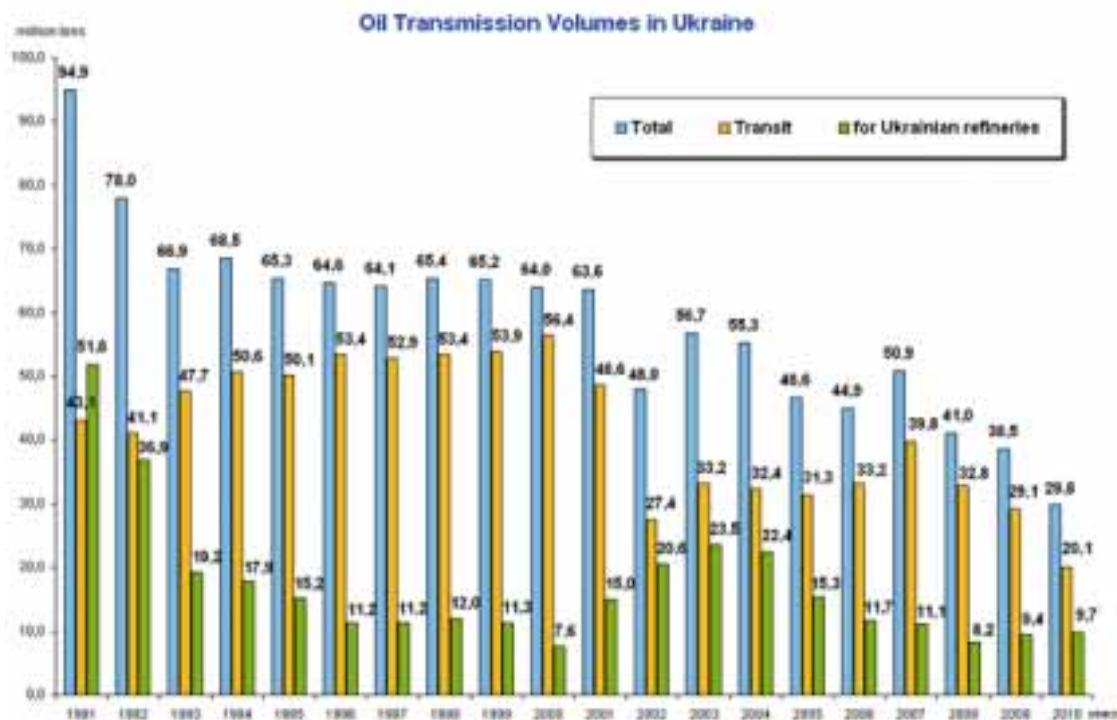
Evropské finanční instituce čekaly na splnění výše uvedených podmínek. Nakonec, 19. července 2011, podepsaly Naftogaz Ukrajiny a Evropská banka pro obnovu a rozvoj Memorandum o záměru financovat rekonstrukci ukrajinské plynové soustavy („Naftogaz i EBRR“, 2011). Ukrajinská vláda také podepsala Smlouvu o záměru financovat tuto modernizaci s Evropskou investiční bankou.

První tříletá fáze komplexní devítileté modernizace začala v červenci 2011 rekonstrukcí tranzitního plynovodu Urengoj–Pomary–Užhorod. Tato fáze modernizace bude stát přes 538 mil. dolarů, z toho 308 mil. bude poskytnuto Ukrajině ve formě úvěru („Ukrajina rozpočala“, 2011). Dalším krokem bude pravděpodobně modernizace kompresních stanic plynovodu Sojuz, v důsledku čehož se zvýší výkonnost stanic a zároveň se sníží jejich spotřeba technického plynu o 30 %. Tato modernizace by mohla stát až 228 mil. dolarů.

Přestože i v roce 2013 se v Kyjevě jednalo o přijetí zákona umožňujícího privatizaci Naftogazu a jeho majetku (včetně plynovodního systému Ukrajiny), Rusko o modernizaci a správu ukrajinského plynového systému projevuje čím dál menší zájem. Diverzifikační projekty Gazpromu poskytují Rusku větší manévrovací prostor a ukrajinské plynovody již pomalu ztrácí svoji nepostradatelnost. Z výše uvedeného se dá vyvodit, že Ukrajina propásla možnost začlenit se do správy tranzitního systému Ruska. Přitom jedině Rusko by mohlo zaručit naplnění ukrajinského potrubí modrým palivem.

Ukrajinský systém transportu ropy

Plyn není jedinou surovinou, jejíž import z Ruska je pro Ukrajinu životně důležitý. Na ukrajinském území se nachází 19 ropovodů s celkovou délkou 4 766,1 km. Kapacity těchto tepen činí 114 mt/y na vstupu na rusko-ukrajinské hranici a 56,3 mt/y na výstupu na západní hranici. Transportem ropy na Ukrajině se zabývá státní společnost Ukrtransnafta. Její dceřiná společnost Prydniprovski Magistralni Naftoprovody spravuje transport ukrajinské a ruské ropy na rafinerie Ukrajiny a také do přístavu ve městě Oděsa. Druhá filiálka, Magistralni Naftoprovody Družba, je hlavně orientována na tranzit ruské a kazašské ropy k západním hranicím a po cestě též dodává ropu do ukrajinských rafinerií na západě státu. Do systému ropovodů Ukrajiny patří také 51 kompresních stanic a 81 úschovných zařízení s kapacitou 1085 tis. m³ (viz Ukrtransnafta, n.d.).

Obrázek č. 3: Objem ropy transportované ukrajinským systémem ropovodů (mt)

Zdroj: Naftogaz Ukrajina, n.d.

Obdobně jako v plynovém sektoru je Rusko skoro monopolním dodavatelem ropy a ropných produktů na Ukrajinu.²⁴⁴ Jestliže ovšem vlastní zásoby plynu mohou uspokojit ukrajinskou poptávku alespoň z 30–35 %, tak vlastní těžba ropy jenom z 12–15 %. Rusko je klíčovým dodavatelem suroviny pro ukrajinské rafinerie, což se vysvětluje i tím, že čtyři z celkových šesti ukrajinských rafinerií jsou momentálně buď vlastněné ruskými firmami, nebo jsou pod jejich správou.

Z výše uvedených údajů je zřejmé, že Ukrajina je velice důležitým tranzitním státem pro ruské fosilní suroviny. Toto postavení si ale Ukrajina pravděpodobně neudrží dlouho. Diverzifikační projekty Ruska, které budou probrány později, vytlačují Ukrajinu z pozice klíčové tranzitní země. Jedním z popudů k výstavbě nových a nákladných plyno- a ropovodů byly plynové konflikty mezi těmito státy.

Plynové konflikty mezi Ruskem a Ukrajinou

Vzhledem k tomu, že tato kapitola nemá ambici prozkoumat veškeré faktory, události a spletitosti rusko-ukrajinských konfliktů ohledně dovozu fosilních paliv, soustředíme se pouze na příčiny a následky dvou rusko-ukrajinských plynových konfliktů, jež se významně podepsaly na formování evropské energetické politiky.

244 Menší objemy ropných produktů Ukrajina importuje z Běloruska a Litvy.

Plynový konflikt v roce 2006

Napětí mezi Rusy a Ukrajinci v otázce dodávek plynu se stupňovalo v průběhu celého roku 2005. Řada více či méně důležitých faktorů a ekonomických a politických událostí vedla nakonec k vyhrcození konfliktu v lednu 2006. Nejdůležitější z nich se pokusíme shrnout do následujícího seznamu:

– Často je poukazováno na ruské pohoršení z oranžové revoluce a zejména nespokojenost s politickými cíli jejích lídrů V. Juščenko a J. Tymošenko jako na jednu z příčin vzplanutí plynového konfliktu. Program nového ukrajinského prezidenta, který počítal s integrací do EU a NATO, byl v rozporu s ruskými zahraničněpolitickými zájmy. Domníváme se, že tento „oranžový faktor“ spíše hrál roli politického pozadí, jehož význam by se ale neměl zveličovat.

– V roce 2005 se v médiích objevila zpráva, že Juščenko hodlá jednat s ruskou stranou o zvýšení tranzitních poplatků pro ruský plyn na „evropskou úroveň“. Gazprom na to reagoval prohlášením, že Naftogaz by též měl platit „evropské“ ceny za surovinu. Navyšování cen bylo nakonec klíčovým bodem prosincových a lednových jednání mezi Ruskem a Ukrajinou.

– Rusko a Ukrajina během roku 2005 soutěžily o levnější turkmenský plyn. Ukrajinci nabízeli Turkmenistánů výhodnější podmínky, byli ale nakonec de facto zablokováni Rusy, kteří rozhodli zvýšit tranzitní poplatky přes své území, a tímto způsobem středoasijský plyn pro Ukrajinu znevýhodnili (viz Olcott, 2006, s. 225). Ke konci roku nebylo jasné, zda Ukrajina bude nakupovat plyn přímo v Turkmenistáně, nebo podepíše smlouvu jenom s Gazpromem. Též nebylo jasné, jaká cena ruského plynu bude pro Ukrajinu stanovena.

– Premiérka J. Tymošenko otevřela debatu o zkorumpovanosti rusko-ukrajinského plynového obchodu a zejména usilovala o vytlačení prostřednických společností – v té době RosUkrEnergo. Následně byla legitimita RosUkrEnergo podlomena trestními řízeními, která byla proti společnosti zahájena.

Následně, 1. ledna 2006 kolem 10 hodin dopoledne, začal Gazprom omezovat dodávky na Ukrajinu postupným snížením tlaku v plynovodu.²⁴⁵ Dopad na evropské spotřebitele byl skoro okamžitý: 2. ledna Maďarsko oznámilo snížení dodávek ruského plynu o 40 %, Rakousko, Slovensko a Rumunsko přibližně o 30 %, Francie o 25–30 % a Polsko o 14 % (viz „Russia vows,“ 2006). Evropští výrobci sice zažili velký šok kvůli omezení plynového importu, přímý dopad na samotné hospodářství byl ale minimální z důvodu relativně teplého počasí a faktu, že hodně průmyslových podniků mělo přerušenu výrobu z důvodu svátků.

Snížení objemu dodávek trvalo jenom pár dní. Důsledky tohoto plynového konfliktu měly však dlouhodobější charakter:

– Cena plynu pro Ukrajinu stoupla a dodávky suroviny probíhaly podle netransparentních schémat, dodatečných protokolů a detailů, které patřily k obchodním tajemstvím.²⁴⁶

245 Zajímavým faktem je, že společně s přerušením dodávek plynu na Ukrajinu v lednu 2006 Rusko přerušilo dodávky nejenom plynu, ale i elektřiny do Gruzie. Média o to rozhodně neměla tak velký zájem jako o rusko-ukrajinský konflikt, který byl „bližší“ Evropě.

246 Když se bývalý ministr obrany Ukrajiny Oleh Hrycajenko, který byl v zimě 2006 ve vládě, chtěl dozvědět více o rusko-ukrajinských jednáních na přelomu let 2005/2006, dostal tři tajné dodatky z vládního archivu. Jeho manželka, která byla tenkrát redaktorkou týdeníku Dzerkalo tyžnja, dostala od Gazpromu dvakrát více tajných dokumentů. Tento fakt, že ani ministr obrany neměl přístup k dokumentům ovlivňujícím energetickou bezpečnost země, je dle našeho názoru výborným příkladem znázorňujícím neprůhlednost obchodu se surovinami mezi Ukrajinou a Ruskem (viz Kuzio, 2008).

- Naftogaz Ukrajina ztratil svoje monopolní postavení importéra plynu. Také ztratil právo na reexport plynu, a tím pádem přišel o část svých zisků.
- Gazprom se dostal k distribuci plynu na území Ukrajiny přes nově vytvořenou UkrGazEnergo.
- Závažným důsledkem krize byla pošramocená pověst Ruska jako spolehlivého dodavatele a pověst Ukrajiny jako spolehlivého tranzitéra surovin. Krize posloužila evropským státům jako impulz pro diverzifikaci svých energetických importů.
- V souvislosti s tímto konfliktem mezi Ruskem a Ukrajinou je často upozorňováno na to, jaký vliv měl na politický vývoj na Ukrajině. Ukrajinský parlament 10. ledna 2006 hlasoval po debatách o smlouvě Naftogazu a Gazpromu o nedůvěře vládě. Parlamentní volby, které se konaly necelé tři měsíce po plynovém konfliktu, vyhrála Strana regionů (Partija regionov) v čele s Janukovičem, která alespoň podle svých prohlášení byla více nakloněna Rusku nežli Západu. Rusko tuto změnu v ukrajinském parlamentu považovalo za geopolitické vítězství.

Plynový konflikt v roce 2009

Podobně jako v případě plynového konfliktu v roce 2006 i tento spor mezi Ruskem a Ukrajinou nevzplanul ze dne na den. Gazpromu především vadily platby od Naftogazu, které skoro nikdy nedorazily včas. V prosinci 2008 Gazprom upozornil ukrajinskou stranu, že nepodepíše smlouvu o dodávkách na rok 2009 dříve, než dojdou všechny platby od Naftogazu. Ukrajina se hájila tím, že plyn za září a říjen je již zaplacen a na platbu za listopad má čas do konce prosince. Vyřazení společnosti RosUkrEnergo z pozice prostředníka mezi Gazpromem a Naftogazem rusko-ukrajinským memorandem z října 2008 vyvolalo další zmatky. Strany se nedomluvily, od jakého data RosUkrEnergo přestává být prostředníkem a komu Naftogaz bude platit do konce roku za dodávky.

Dalším konfliktním bodem byla otázka ceny plynu, která kvůli poklesům ceny za ropu a světové finanční krizi klesala. Gazprom však nechtěl ztratit svoje zisky plynoucí z Ukrajiny. Možná i proto Moskva nechtěla o smlouvě pro rok 2009 diskutovat v klidné atmosféře. Prerušeni dodávek a panika s ní spojená mohla být vhodnou záminkou pro zvýšení ceny pro „mrznoucí Ukrajince“ (viz Pirani, Stern & Yafimava, 2009, s. 17–18).

Je důležité chápat rusko-ukrajinské vztahy v roce 2008 i v širším zahraničněpolitickém rámci – Kyjev aktivně podporoval Tbilisi v rusko-gruzínském konfliktu v létě 2008 a Rusko obviňovalo Ukrajinu z prodeje zbraní na Kavkazu. Tento antagonismus mezi Ruskem a Ukrajinou se mohl přelévat i do energetické sféry. Události na politické scéně Ukrajiny se Moskvě také moc nezamlouvaly. Obnovení „oranžové koalice“ v roce 2007 vyústilo v aktivnější jednání mezi Ukrajinou a NATO. Rusko na to reagovalo prohlášením, že v případě ukrajinského vstupu do NATO zamíří své jaderné zbraně na Ukrajinu. Přes všechna varování Juščenko pokračoval v jednáních s představiteli NATO a 16. prosince 2008 ministři obrany USA a Ukrajiny podepsali dokument, podle něhož Kyjev dostane americkou podporu při jednáních o vstupu do NATO výměnou za zajištění plynulého tranzitu surovin přes svoje území (viz Grib, 2009, s. 72). Ukrajina navíc dostala v září 2008 od EU příslib nové asoiační dohody. Dalším důvodem pro nespokojenost Rusů se svým sousedem bylo samostatné vstoupení Ukrajiny do Světové obchodní organizace (WTO), přestože Moskva usilovala o společný vstup.

Následující výčet shrnuje následky konfliktu:

– Plynový konflikt mezi Ukrajinou a Ruskem v roce 2009 byl jednoznačně bezprecedentním. 80 % ruského exportu, který putuje přes ukrajinské území, bylo zcela zastaveno a Evropa zůstala bez těchto dodávek skoro dva týdny. Nejvíc byly postiženy středoevropské státy, zejména Slovensko, a jihoevropské státy – Moldávie, Bulharsko, Rumunsko, Srbsko, Bosna a Hercegovina a Chorvatsko. Rusko své evropské spotřebitele velice zklamalo, zejména Balkán, se kterým Moskva vždy udržovala „zvláštní vztahy“. Negativní důsledek odříznutí Evropy od plynu se snažil Kreml zmírnit zvýšením dodávek přes běloruský Jamal a využitím svých rezerv plynu v Evropě. Nezanedbatelná byla i penále, která byla Moskva nucena zaplatit za nedodržení svých obchodních závazků.

– Pro Rusko byla krize také dalším impulzem pro výstavbu alternativních cest exportu svých surovin tak, aby jakékoliv konflikty s ukrajinským vedením nemohly přinutit Rusko zastavit dodávky plynu pro svoje řádně platící evropské odběratele. Podobné ponaučení z krize si odnesla i Ukrajina. Diverzifikace dodavatelů energetických surovin se měla stát klíčovým bodem energetické strategie země.

– Co se ceny plynu pro Ukrajinu týče, její stoupání se dalo předpokládat. Kyjevu se jen nepodařilo odložit naběhnutí na tržní ceny na dalších pár let. Tarifní poplatek měl postupně narůstat, a tím pádem měl dohnat celosvětové tarify. Měsíční platby za dodávky plynu byly sice často hodnoceny jako negativní záležitost pro Ukrajinu, myslíme si však, že napomohly k evoluci vnitřního trhu s plynem. I když samozřejmě v krátkodobém měřítku pro Naftogaz nebylo jednoduché platit za plyn co měsíc (navíc v podmínkách světové finanční krize).

Celkově se dá říci, že rusko-ukrajinské vztahy se díky smlouvě podepsané v lednu 2009 stávají méně politicky podmíněnými. Ceny jsou navázané na cenu ropy, a proto je ve vztazích mezi Kyjevem a Moskvou méně místa pro politické vydírání. Nicméně, základní cena za plyn 450 dolarů za tisíc metrů kubických byla stanovena dost vysoko. Klausule „take or pay“ na 52 bcm plynu ročně navíc zavázala Ukrajince odkupovat množství plynu přesahující klesající potřeby hospodářství (více viz Duleba, 2012). Pozitivní účinek na rusko-ukrajinské vztahy by mohl mít dlouhodobý časový úsek, na který byla smlouva podepsána. Dlouhodobá smlouva dávala naději na kontinuitu a vyrovnanost jednání o plynu mezi sousedy. Tyto naděje však ztroskotaly na smlouvě mezi Ruskem a Ukrajinou z jara 2010.

Smlouvy, které představitelé dvou států podepsali v ukrajinském Charkově 21. dubna 2010, zaručovaly Ukrajině 30% slevu na ruský plyn výměnou za prodloužení pronájmu černomořské flotily v krymském Sevastopolu Rusku na dalších 25 let. Sleva na plyn se nevztahovala na celý objem dodávané suroviny, ale jen na jeho předem stanovenou část (v roce 2010 na 30 bcm z celkových 36 bcm importovaných Ukrajinou). Celková hodnota této slevy, jež trvá do roku 2019, nepřesáhne 40 mld. dolarů („Dogovor Janukoviča“, 2010; „Char’kovskoe dopolnenie“, 2010).

Tato smlouva měla několik důsledků. Zaprvé, směřování k tržním vztahům mezi exportérem a importérem nastolené rok předtím bylo ukončeno. Zadruhé, nehledě na zdánlivou výhodu smlouvy pro Ukrajinu, některá ustanovení vedla v neprospěch ukrajinské strany, jako například vysoká základní cena za plyn a neexistence klauzule „ship or pay“, která by mohla Ukrtransgazu zaručit pevné objemy tranzitu. Zatřetí, spolu se smlouvou byla podepsána celá řada dalších dodatků zaměřených na zintenzivnění spolupráce mezi státy v oblasti výroby elektřiny, jaderné energetiky, aero-kosmického výzkumu, mediálního sektoru atd. Tyto mezistátní dohody nakonec budou mít za následek rozšíření ruského vlivu na ukrajinské hospodářství (viz Pirani, 2010).

Stanoviska rusko-ukrajinských bilaterálních smluv spolu s neexistencí alternativních zdrojů plynu zapříčinily to, že v současnosti Ukrajina platí za ruský plyn mnohem vyšší cenu (průměrná cena na rok 2012 činila 416 dolarů za tisíc metrů kubických) než evropský průměr (kolem 300 dolarů). Právě tento rozdíl v ceně ruského plynu pro Ukrajince a pro evropské odběratele činí atraktivním import původem ruského plynu z Německa. Německá RWE pak transportuje surovinu pomocí reverzního režimu užitím plynovodů přes Polsko a Maďarsko. V polovině roku 2013 se v médiích navíc objevily zprávy o jednáních mezi Ukrajinou a Slovenskem, kde se probírají možnosti obchodu s plynem. Pochopitelně Rusko nevnímá podobná jednání nijak pozitivně (Ukrajina suttjevo skorotyła, 2013).

Klesající spotřeba plynu na Ukrajině zapříčinila další konflikt s Ruskem. Ukrajina totiž neodebírání minimální objem suroviny, který byl určen ve smlouvách z roku 2009 s podmínkou „take or pay“. Na začátku roku 2013 ruská strana reagovala na snížení importu prohlášením, že Ukrajina musí zaplatit 7 mld. dolarů pokutu za neodebraný plyn. Ukrajina se hájila odlišnou interpretací smlouvy o importu plynu a demonstrativně začala jednat s Turkmenistánem o možnostech dodávek plynu. Pozice Ruska v případném soudním řízení je však oslabena kvůli řadě neúspěchů u evropských soudů v letech 2012–2013, kde se projednávaly podobné případy.

Box č. 16: Rusko-ukrajinská spolupráce ve sféře jaderné energetiky

Provázanost ruské a ukrajinské jaderné energetiky je přirozeným důsledkem dlouhodobého soužití v rámci Sovětského svazu, kde se jaderný civilní a vojenský průmysl vyvíjel bez ohledu na geografické hranice jednotlivých sovětských republik. Je nutno upozornit na to, jak důležitým impulzem pro vývoj rusko-ukrajinské spolupráce v jaderné energetice byly smlouvy z jara 2010 podepsané čelními představiteli dvou států v Charkově. Nezanedbatelnou součástí Charkovských dohod představovala pro Moskvu ustanovení o spolupráci v jaderné energetice. Kyjev slíbil Moskvě obnovení odstavených společných projektů, a v důsledku, jak uvidíme níže, tak byla druhá polovina roku 2010 ve znamení oprášení „jaderného přátelství“.

Na Ukrajině je v současnosti v provozu celkem 15 jaderných energobloků, které státní zajišťují skoro polovinu vyrobené elektřiny (v roce 2010 se například jednalo o 47,4 %). Podle souhrnné kapacity jaderných bloků se může Ukrajina pochlubit 8. příčkou ve světě a 5. v Evropě. Celý jaderný sektor Ukrajiny má na starosti státní NAEK Energoatom.

Význam jaderné energetiky pro stát by se měl v budoucnu zvyšovat: podle Energetické strategie Ukrajiny 2006 (viz Energetyčna strategija Ukrajiny na period do 2030 roku, n.d.) uvedení nových energobloků do provozu a modernizace těch stávajících by měly vést ke zvýšení kapacity jaderných elektráren z 88,8 Kwh v roce 2005 na 158,9 Kwh v roce 2020 a 219 Kwh v roce 2030.

Výhodou ukrajinské jaderné energetiky je existence vlastních zásob uranu. Přestože ruský Rosatom projevoval zájem o rozpracování některých nalezišť, ukrajinská strana jej odmítla. Problémem však zůstává, že na ukrajinském území nejsou továrny na obohacení uranu, proto je veškerý ukrajinský uran posílán do Ruska na zpracování. Navíc na Ukrajině vytěžený uran zdaleka nestačí na zásobování čtyř ukrajinských elektráren, takže kolem 70 % paliva spotřebovaného v těchto elektrárnách je ryze ruského původu. S cílem alespoň částečně zajistit stabilitu dodávek jaderného paliva na Ukrajinu podepsal Energoatom v roce 2008 smlouvu na nákup 10% podílu v ruském závodě na výrobu palivových článků v Angarsku. Obecně vzato ale klíčovým dodavatelem jaderného paliva na Ukrajinu zůstává ruský TVEL. Monopolní dodávky ruského jaderného paliva byly v nedávné době ukončeny smlouvou mezi ukrajinským Energoatomem a americkým Westinghousem. V roce 2011 Westinghouse dodal jaderné palivo do dvou bloků Južnoukrajinské jaderné elektrárny a jednoho bloku Zaporizské JE. Další energoblok v Záporoží bude pracovat na americkém palivu od roku 2012 („Westinghaus starts“, 2011).

Projevem ukrajinské snahy zbavit se závislosti na ruském jaderném palivu byl projekt výstavby ukrajinského závodu na jaderné palivo. Ani tady se ale Kyjevu nepodařilo odpoutat se od Moskvy: v září 2010 ruský TVEL a ukrajinský Energoatom podepsaly dohodu o založení společného podniku na výrobu jaderného paliva v Dněpropetrovské oblasti („Russia, Ukraine Draw“, 2011).

Dalším segmentem jaderného sektoru, ve kterém lze pozorovat závislost na ruském státě, je recyklace a úschova vyhořelého jaderného paliva společností TVEL. Zajímavým z hlediska politických vztahů mezi Moskvou a Kyjevem byl záměr TVELu na přerušeni odběru vyhořelého jaderného paliva v prosinci 2004 během politické krize na Ukrajině. Poté co Rusko změnilo svoji pozici vůči prezidentským volbám na Ukrajině, TVEL odvolal předchozí varování (Pečera & Košarna, 2005, s. 37).

Rusko a Ukrajina spolupracují také ve vědecko-technické rovině jaderné energetiky. Rosenergoatom například napomáhá Ukrajině v modernizaci energobloků a také v prodloužení doby jejich exploatace („Ukrajins’ko-rosijske“, 2010, s. 35–46). V sovětské době byla Ukrajina vědecko-technickým centrem jaderné energetiky, a proto po rozpadu Sovětského svazu v Kyjevě, Charkově a dalších městech zůstaly vědecké instituty a strojírenské kapacity, které jsou neoddelitelnou součástí výroby energie z jádra. Jedním z takových vědeckých center je společnost Energoprojekt, jejímž cílem je projektování, příprava normativních dokumentů, analýza bezpečnosti JE atd. Od roku 2004 je Energoprojekt zapsán do seznamu podniků se strategickým významem pro ekonomiku a bezpečnost státu, přesto ale občan Ruské federace, jehož jméno není nikde uvedeno, vlastní 35% podíl ve společnosti (ukrajinský stát přitom disponuje jenom 25% podílem). Obdobně Ukrajina ztratila kontrolu nad Vědecko-výzkumným i projekčním jaderným institutem ve městě Sumy. Na řadě je Turboatom z ukrajinského Charkova, který je klíčovým dodavatelem parních turbín a dalšího průmyslového vybavení pro JE. Turboatom je dodavatelem pro řadu elektráren nejen na Ukrajině, ale i v Rusku nebo třeba Číně. Ruský Rosatom proto pochopitelně usiluje o kontrolu tohoto jednoho z mála úspěšných ukrajinských podniků.

Dostavba Chmelniťské JE se zdá být velice atraktivním projektem pro ruský Atomstrojexport, který v roce 2008 vyhrál tendr na vybudování dvou bloků VVER-1000. Rusko zároveň souhlasilo s poskytnutím úvěru ve výši 85 % celkové ceny projektu. Podmínkou 4–5miliardového úvěru je ale nákup ruského jaderného paliva pro nové jednotky. Nový život do projektu výstavby této JE, zakonzervované ještě v roce 1990, vdechly také dubnové smlouvy. Již začátkem léta 2010 byla podepsána rusko-ukrajinská mezivládní dohoda o spolupráci na stavbě 3. a 4. energobloku ve Chmelniťsku.

Rusko a Ukrajina jsou v jaderném sektoru těsně provázány snad v každé fázi transformace uranové rudy na elektřinu. Ruské podniky se sice ještě neangažují v těžbě uranu, ale monopolně přetvářejí ukrajinskou rudu na palivo. Modernizace a provoz ukrajinských elektráren jsou nemyslitelné bez spolupráce s ruskými vědeckými centry a průmyslovými podniky. Většina vyhořelého paliva z ukrajinských elektráren se skladuje na ruském území. Přestože se závislost zdá být jednostranná, Ukrajina má ruskému jadernému sektoru také co nabídnout. Rusko se zajímá především o vědecké a technické kapacity Ukrajiny a také usiluje o zachování svého skoro monopolního postavení v dodávkách jaderného paliva. Rosatom je rovněž zainteresován ve výstavbě nových elektráren naplánovaných ukrajinskou Energetickou strategií.

Zatím nejambicióznější nabídka spolupráce pro ukrajinské a ruské jaderné energetiky zazněla od premiéra Putina v květnu 2010. Jednalo se o návrh na sjednocení ukrajinských a ruských aktiv v jaderné energetice cestou vytvoření holdingu, který by zahrnoval produkci elektřiny, jaderné strojírenství a palivový cyklus.

Diverzifikační projekty

Cílem diverzifikačních projektů Ukrajiny a Ruska bylo vzájemné snížení závislosti, a tedy získání určitého stupně nezávislosti během energetických sporů. Níže představím projekty Oděsa–Brody a White Stream, které se měly stát pro Ukrajinu tepnami pro transport kaspické ropy a plynu. Dále stručně uvedu úspěšnější ruské diverzifikační projekty.

Ropovod Oděsa–Brody

Nejnovějším ropovodem Ukrajiny je tepna Oděsa–Brody, která byla dostavěna v roce 2001. Ropovod začínající v černomořském portu Oděsa a končící blízko západních hranic v Brodech, byl z geografického hlediska vcelku promyšleným projektem. Především měl ropovod ambici čerpat kaspickou ropu, která by sem směřovala z přístavů Supsa (přes ropovod Baku–Supsa) nebo z Novorossijsku (přes CPC – Caspian Pipeline Consortium). Tento ropovod byl také napojen na jižní větev Družby, takže v perspektivě by se mohl stát diverzifikačním nejenom pro ukrajinské odběratele, ale i pro řadu středoevropských států. Samotná trasa ropovodu Oděsa–Brody byla také velmi vhodná pro čerpání ropy ze čtyř z celkových šesti ukrajinských rafinerií.

Hlavním nedostatkem ropovodu Oděsa–Brody se však stala absence domluvy se samotnými dodavateli suroviny. Ukrajinská vláda původně předpokládala, že Kazachstán a Ázerbájdžán budou mít o ropovod zájem. V té době totiž ještě nebyl postaven ropovod Baku–Tbilisi–Ceyhan, který se stal klíčovou exportní cestou pro ázerbájdžánskou ropu a pomáhá též k exportu kazašské ropy. Výsledně se nikdo definitivně nezavázal využívat ropovod Oděsa–Brody pro dopravu svých surovin do Evropy.

O projekt původně projevovala obrovský zájem EU. V plánu bylo totiž prodloužení ropovodu do polského města Plock a další napojení na severní větev Družby. V roce 2003 byly podepsány předběžné smlouvy s kazašskou KazMunayGaz a v roce 2004 Astana potvrdila svůj zájem exportovat 6 mt ročně přes ropovod Oděsa–Brody. Souběžně s jednáními s EU však Kyjev od dubna 2003 probíral možnost reverzního využití ropovodu s ruskými firmami Transněft' a TNK-BP. V důsledku toho byl již od roku 2004 ropovod Oděsa–Brody připravován na čerpání suroviny směrem k jihu. Pirani je přesvědčen, že Leonid Kučma (tehdy ukrajinský prezident) Oděsu–Brody Rusům prostě prodal. Jinak ani snad nelze vysvětlit, proč přes evidentní geopolitické, finanční a ekonomické výhody využití tepny Oděsa–Brody ve směru z jihu na sever tento ropovod nakonec od září 2004 pumpoval ruskou ropu z „Družby“ do Oděsy (viz Gonchar, 2007, s. 635–656). Tsereteli ale uvádí, že v situaci, kdy pro ropovod Oděsa–Brody nebyl dodavatel a potrubí by jinak chátralo, jeho reverzní použití TNK-BP bylo vlastně spásou pro mnohamilionový projekt (viz Tsereteli, 2008, s. 57–58).

V roce 2006 ropovod transportoval natolik malé objemy ropy (zvláště v porovnání se slíbenými 6 mt kazašské suroviny), že poplatky za tranzit nestačily ani na provozní náklady. Navíc využití nového ropovodu ani nezvětšilo objem celkového ruského tranzitu přes ukrajinské území (viz Gonchar, 2007, s. 635–656). Tento fakt poukazuje na to, že Rusové neměli zájem o zvýšení svých exportů přes Ukrajinu, spíše ale usilovali o udržení statu quo, kdy Ukrajina je plně odkázána na ropu dováženou z Ruska.

V letech 2004–2009 EU iniciovala několik jednání, kde se probíralo možné prodloužení ropovodu do polského města Plock. Realizační studie uváděly, že prodloužení ropovodu Oděsa–Brody by mělo trvat čtyři roky a stát 500 milionů dolarů. Tyto finanční prostředky ale nebylo možné shromáždit vzhledem k nejistotě ohledně budoucích dodávek ropy (viz Tsereteli, 2008, s. 57).

Obrázek č. 4: Ukrajinské ropovody včetně nového ropovodu Oděsa–Brody

Zdroj: Kyiv International Energy Club, n.d.

Jednání mezi Ukrajinou a Ázerbájdžánem o dodávkách ropy nakonec napomohly rusko-běloruské ropné konflikty. V roce 2010 se Minsk domluvil na dodávkách ropy s Venezuelou, které ze začátku probíhaly přes ukrajinské železnice. Pro rok 2011 Minsk sjednal 4 mt ázerbájdžánské ropy a 6 mt venezuelské. Zmíněná ázerbájdžánská ropa poputuje do běloruské rafinerie v městě Mazyr přes Oděsu–Brody. Vzhledem k tomu, že ropovod se konečně provozoval v projektovaném (averzním) směru a tepnou tekla kaspická ropa, uvažovalo se o dodávkách na ukrajinské rafinerie v západních regionech. Nicméně ruská ropa transportovaná ropovody pořád zůstávala mnohem levnější než venezuelská nebo ázerbájdžánská, a jakmile Minsk a Moskva urovnaly svoje politické neshody, běloruské rafinerie Naftan a Mozyr zase začaly zpracovávat ruskou surovinu. Takže nehledě na to, že smlouva mezi Ukrajinou a Běloruskem podepsaná v roce 2011 předpokládala transport suroviny v letech 2011–2013, již v roce 2012 Minsk oznámil, že v nejbližší době nemá o služby ukrajinských ropovodů zájem (Naftoprovud „Odesa-Brody“, 2012).

Ukrajina se nevzdává myšlenky využití ropovodu Oděsa–Brody pro diverzifikaci dodavatelů ropy. Impulzem k naplnění potrubí by mohlo být dlouho plánované prodloužení ropovodu Oděsa–Brody do polského Plocku. Jednání o dostavbě ropovodu se momentálně zdrhává kvůli polským požadavkům na garance ze strany Ázerbájdžánu. Varšava se totiž obává, že se ropovod bude potýkat s nedostatečným zásobováním surovinou. Navíc polská strana, dlouhodobě velice optimistická ohledně projektu Oděsa–Brody–Plock, nově požaduje potvrzení zájmu evropských států o odběr ázerbájdžánské ropy z ropovodu (Banahevyč, 2013).

White Stream

Projekt White Stream se stal jediným pokusem Ukrajiny diverzifikovat své dodávky plynu (nebudeme-li brát v potaz import středoasijského plynu přes ruské potrubí). Projekt plynovodu White Stream, jehož cílem bylo doručovat ázerbájdžánský plyn evropským spotřebitelům, byl poprvé vyhlášen v roce 2005. Existovaly dvě varianty položení samotného potrubí. Obě začínaly odbočením z plynovodu Baku–Tbilisi–Erzurum (South Caucasus Pipeline) v západní Gruzii a vstupovaly do moře v gruzínském přístavu Supsa. Podle první varianty by měl plynovod směřovat do Rumunska, podle druhé do ukrajinského Krymu. V každém případě se předpokládalo, že přes systém již existujících plynovodů buď v Rumunsku, nebo na Ukrajině bude ázerbájdžánský plyn zásobovat i ostatní evropské státy. Výhodou výběru trasy přes Ukrajinu, jejíž off-shore úsek by byl mnohem kratší, byla podstatně nižší cena (viz Socor, 2009; Socor, 2011a; White Stream, n.d.).

White Stream se dočkal podpory od EU, když byl zařazen mezi projekty Jižního koridoru a dostal finanční podporu z evropského TEN-E programu. Kapacity tohoto plynovodu by měly dosahovat 8 bcm ročně s tím, že mohou být zvýšeny až na 32 mld. m³. Od trasy přes Ukrajinu se již od roku 2009 odstoupilo. Mělo to několik důvodů: 1) V případě spojení Supsa–Krym by potrubí leželo nebezpečně blízko ruským přístavům Novorossijsk a Tuapse. Navíc po prodloužení ruského pronájmu černomořské flotily je přítomnost ruských plavidel v blízkosti Krymu nevyhnutelná. 2) Permanentní jednání o možné správě nebo vlastnictví ukrajinské plynové soustavy Ruskem jsou také rizikem pro stabilitu plynových dodávek do Evropy. 3) Nakonec k definitivnímu opuštění ukrajinské varianty trasy White Streamu přispěla rusko-ukrajinská plynová krize v roce 2009, jež podkopala image ukrajinských přepravců suroviny (Socor, 2009).

V létě 2013 se prezident Ukrajiny V. Janukovič obrátil na parlament s nápadem oprášit projekt White Stream. Žádné další kroky ani jednání se nekonaly. Vzhledem k řadě komplikací, s nimiž projekt od svého vzniku zápasil, je jeho realizace málo pravděpodobná. Prohlášení prezidenta Ukrajiny v tomto kontextu lze vnímat jako pokus poukázat na svou aktivní pozici v otázce zajišťování energetické bezpečnosti země pro širokou veřejnost (neobeznámenou s detaily a problémy projektu White Stream).

LNG terminál

Ukrajina se snaží využít své geografické polohy v kombinaci s nejmodernějšími technologiemi pro zajištění své energetické bezpečnosti. V roce 2013 se v médiích objevily zprávy o smlouvě mezi americkou Exxcelerate Energy a ukrajinským státem o umístění plovoucího LNG terminálu na ukrajinském černomořském pobřeží. Terminál s kapacitou 5 bcm by mohl být v provozu již v roce 2014. Druhou etapou by měla být výstavba LNG terminálu s kapacitou 10 bcm u přístavu Oděsa. Podle oficiálních zdrojů by Ukrajina mohla pomocí LNG terminálu snížit cenu importovaného plynu z Ruska o 15–20 % (Global FSRU Leader, 2013).

Zatím však není potvrzen žádný dodavatel zkapalněného plynu pro Ukrajinu. Když se o LNG terminálu poprvé uvažovalo v roce 2011, jako potenciální dodavatel vystupoval Ázerbájdžán. Tento projekt počítal s konstrukcí plynovodu z Ázerbájdžánu do gruzínského přístavu Kulevi, kde měl být také postaven závod na zkapalňování plynu (Socor, 2011b). Stavba dodatečné infrastruktury nejen vzdaluje termín zprovoznění projektu, ale i zvyšuje cenu suroviny. Je třeba rovněž brát v úvahu, že dodávky LNG ze světových trhů budou pro Ukrajinu ztěženy kvůli přetíženým tureckým úžinám. Ázerbájdžánský plyn se proto potenciálně může stát monopolním dodavatelem zkapalněného plynu do ukrajinského terminálu. Pro Ukrajinu může takový scénář znamenat relativně slabou vyjednávací pozici, kdy dodavatel plynu bude diktovat cenu

suroviny. Růst počtu LNG terminálů na pobřeží států-spotřebitelů je připisován často právě nezávislosti a flexibilitě, kterou poskytují. Celkově, situace s výstavbou LNG terminálu v době, kdy nejsou zajištěny dodávky od producenta suroviny, připomíná historii ropovodu Oděsa–Brody. Budoucí vývoj ukáže, jestli si ukrajinská vláda z neúspěchu svého diverzifikačního ropovodu vzala ponaučení.

Diverzifikační projekty Ruska

Rusko již dlouhodobě usiluje o odpoutání se od Ukrajiny jako klíčového dodavatele svého plynu do Evropy. S cílem diverzifikovat svá transportní rizika Rusko ještě v 90. letech vystavělo plynovod Jamal přes území Běloruska a Polska. Tento plynovod má ale kapacitu 33 mld. m³, a proto zůstává podíl ukrajinského plynovodního systému na exportu ruského paliva stále značný. Následovalo vybudování plynovodu Blue Stream, který je zaměřen hlavně na turecký trh. Turecko před dokončením Blue Streamu dostávalo modré palivo přes plynovod Urengoj–Istanbul, jenž vedl ukrajinským územím. Nejaktuálnější projekt Nord Stream s kapacitou 55 bcm byl dokončen v roce 2012. Tento plynovod zajišťuje transport suroviny z Ruska přímo do Německa, čímž se Moskva vyhne jakýmkoliv případným konfliktům s tranzitními zeměmi. Poslední diverzifikační projekt exportu ruského plynu do Evropy je South Stream. O tomto plynovodu, jenž by měl s kapacitou přes 60 bcm zásobovat jihoevropské státy, se prozatím jedná, a proto není definitivně rozhodnuto ani o jeho trase, ani o časových horizontech výstavby.²⁴⁷ Nicméně na stránkách Gazpromu se v létě 2013 uvádělo, že se začátkem konstrukce off-shore části plynovodu se počítá ve druhém čtvrtletí roku 2014. Předpokládá se, že plynovod bude putovat územím Ruska, Bulharska, Srbska, Maďarska, Slovinska do severoitalského města Tarvisio. Jedná se také o výstavbě větví do Chorvatska a Republiky srbské (státní útvar na území Bosny a Hercegoviny) (Gazprom, n.d.).

Co se týče diverzifikace exportních ropovodů, tak konkurenci sovětskému ropovodu Družba dělají Baltický plynovodní systém 1 a 2. BPS-1 dostavěný v roce 2001 a BPS-2, jehož ukončení je naplánováno na rok 2012, končí v baltských přístavech. Společné kapacity přístavů Primorsk a Ust'-Luga, kde BTS-1 a BTS-2 končí, přesahují 110 mt/y (mohou být navýšeny o téměř 60 mt/y). Tankery, vyplouvající z baltických a černomořských přístavů (Novorossijsk a Tuapse) Ruska, představují mnohem flexibilnější způsob přepravy než ropovod Družba.

Celkem by veškeré nové projekty transportu ropy, jejichž hodnota se nachází mezi 71 a 74 mld. dolarů, měly zajistit 65–70% růst přepravních kapacit ropy (v porovnání s rokem 2005) (viz Nikitin, 2009, s. 52). Stran plynovodů ruská Energetická strategie uvádí, že do plynovodního přepravního systému budou do roku 2030 plynout investice ve výši 277–289 mld. dolarů. Přitom již v roce 2010 Rusko disponovalo kolem 54 bcm volných kapacit v transportu suroviny do Evropy (včetně Turecka). V případě úspěšného ukončení veškerých evropských projektů s maximální navrhovanou kapacitou²⁴⁸ bude v roce 2015 těchto volných kapacit 99 bcm a v roce 2020 neuvěřitelných 182 mld. m³.

247 Podrobněji o veškerých zmíněných plynovodech se lze dočíst v kapitole Sektor energetiky v Rusku.

248 Jedná se o výstavbu Blue Streamu (16 mld. m³), Nord Streamu (55 mld. m³) a první linie South Streamu (30 mld. m³) k roku 2015 a druhé linie South Streamu (dalších 33 mld. m³) spolu s navýšením kapacit ukrajinského transportního systému o 50 mld. m³ k roku 2020.

Tabulka č. 13: Ruské exportní plynové kapacity do Evropy (bcm)

	2005	2010	2015 (projekt.)		2020 (projekt.)	
			Odhad*	Max	Min	Max
Finsko	5	5	5	5	5	5
Západní hranice – Bělorusko	15	15	15	15	15	15
Jamal	30	33	33	33	33	33
Západní hranice – Ukrajina	120	120	120	70	170	50
Urengoj–Istanbul	25	25	25	25	25	25
Blue Stream	16	16	16	16	16	16
Nord Stream	0	0	55	27,5	55	55
South Stream	0	0	30	0	63	16
Celková kapacita	211	214	299	191,5	382	215
Exporty do Evropy**	154	160	200	180	200	180
Volné kapacity	57	62	99	11,5	182	35

* Celkový export ruského plynu do Evropy v roce 2010 činil 152 mld. m³, bohužel ale údaje o transportu suroviny podle jednotlivých plynovodů nejsou veřejné, proto autorka ponechala tento sloupec v původním stavu.

** Exporty do Evropy v letech 2010–2020 jsou odhadovány na základě dlouhodobých kontraktů mezi Ruskem a odběrateli, které stanoví minimální a maximální odběry.

Zdroj: Pirani, 2010, s. 26

Na obrovské nevyužité kapacity upozorňuje i ruský autor Nikitin, podle něhož je dnes skutečně využíváno pouze 75 % kapacit ruských exportních plynovodů a ropovodů. Přesto politické a také ekonomické důvody, jako jsou například proniknutí na nový rozvíjející se trh nebo upevnění svého politického vlivu v regionu, tlačí Rusko diverzifikovat trasy dodávek svých fosilních bohatství. Již zmíněným důvodem diverzifikace je snížení závislosti na tranzitním státě.

Závěrečné poznámky a perspektivy vývoje rusko-ukrajinských vztahů v energetice

Tato kapitola zcela jasně odpověděla na otázku položenou v úvodu. Přestože závislost mezi Ruskem a Ukrajinou v energetickém sektoru je vzájemná, Ukrajina má jednoznačně slabší pozici. Rusko je závislé de facto jenom na tranzitu, přičemž s tímto problémem poměrně úspěšně bojuje výstavbou nových ropných terminálů a plynovodů. Závislost na ukrajinských výzkumných centrech se specializací na nukleární energii je kompenzována rozsáhlou spoluprací s ukrajinskými státními strukturami a soukromými společnostmi, neschopností Ukrajiny obohacovat uran a postavit si jadernou elektrárnu. Dá se předpokládat, že jaderná energetika, produkující kolem poloviny elektřiny na Ukrajině a jež byla svého druhu vlajkovou lodí ukrajinské energetické nezávislosti, se v krátkodobé periodě stane příliš těsně provázanou s ruskou jadernou energetikou. Navíc Rusko těží z dodávání energetických surovin pro ukrajinské energeticky velice intenzivní hospodářství, jež spotřebuje 3x tolik energie na výrobu jednotky HDP než rozvinuté státy.

Přestože je význam Ukrajiny v seznamu zákazníků Gazpromu, kde dlouhodobě obsazuje příčky největších odběratelů, momentálně velký, aktuální vývoj nasvědčuje jistým změnám. Růst poptávky po ruském plynu v Evropě, zájem o plynovod Altaj v Číně a zvyšování exportu plynu ve zkapalněném stavu postupně vytlačí Ukrajinu z jejího současného postavení. Navíc i samotná Ukrajina usiluje o snížení své závislosti na ruských energetických dodávkách. Zásoby nekonvenčního plynu na ukrajinském území činí podle EIA 1,2 tcm (EIA, 2011). Těžbou nekonvenčního plynu na Ukrajině byly pověřeny transnárodní společnosti Chevron a Shell. Předpokládá se, že první vrty budou zprovozněny v letech 2013–2014 a již v roce 2025 by Ukrajina mohla těžit až 20 bcm nekonvenčního plynu (Šlyčkov, 2012). Vzhledem k tomu, že Ukrajina v posledních letech spotřebovává do 60 bcm ročně, mohl by tento objem nekonvenčního plynu spolu s těžbou na konvenčních plynových ložiscích (kolem 20 bcm ročně) významně snížit její závislost na ruském Gazpromu a radikálně proměnit energetické vztahy mezi sousedy.

Budoucí vývoj rusko-ukrajinské spolupráce v energetice mohou nastítnit energetické strategie těchto států. Rusko si definovalo směry budoucího vývoje v dokumentu s názvem Energetická strategie 2030 a Ukrajina v ní není středem ruského zájmu. Ukrajina vlastně v celé devadesátistránkové Strategii není zmíněna ani jednou. Zatímco v ukrajinské Energetické strategii²⁴⁹ je Rusko v různých souvislostech zmíněno 29x. Tento fakt naznačuje, že Kyjev na ruské energetické dodávky i nadále spoléhá. Rusko ale nevnímá ukrajinský trh jako prioritu.

Ukrajinské a ruské energetické strategie mají také odlišné cíle. Ukrajina se snaží o začlenění do evropského energetického prostoru a posílení statusu tranzitní země. Tyto cíle se Kyjevu zatím nedaří naplnit. Rusko ale usiluje o integraci do světového energetického trhu, což by Ukrajina měla chápat jako větší orientaci na asijské trhy a snahu o zvýšení flexibility exportů – například pomoci ropných a LNG tankerů.

Je nutné vnímat i politicko-ekonomické předpoklady pro budoucí vývoj spolupráce. Rusko má možná nedemokratickou, ale stabilní a akceschopnou vládu. Naopak politický vývoj na Ukrajině v posledních osmi letech lze zjednodušeně charakterizovat jako nekonečnou řadu voleb a vládních demisí. Z ekonomického hlediska s růstem cen fosilních paliv přichází Rusko k dodatečným ziskům, které může úspěšně uplatnit na splnění vytyčených cílů. Ekonomicko-finanční situace Ukrajiny je poněkud smutnější: Ukrajina je momentálně odkázána na pomoc zahraničních finančních institucí, které stát během světové finanční krize zachránily od bankrotu. Celosvětové oživení ekonomiky a vstup do WTO sice může napomoci Ukrajině stabilizovat hospodářství, avšak Kyjev si bude muset opětovně zasloužit důvěru investorů.

Co z toho vyplývá pro vývoj rusko-ukrajinských vztahů v energetickém sektoru? Rusko bude i nadále šířit svůj politický a ekonomický vliv na ukrajinském území, zejména v tak příznivém politickém období, jakým je vláda Strany regionů. Jistou nadějí Ukrajiny po odklonění projektu White Stream směrem od Krymu a nejasnostech ohledně LNG terminálů zůstává břidlicový plyn. Komerční těžba nekonvenčního plynu by měla začít v letech 2015–2016, proto lze očekávat určité změny v energetickém dialogu mezi Kyjevem a Moskvou již v krátkodobém horizontu. Do té doby bude Ukrajina i nadále spoléhat na ruské dodávky fosilních paliv a doufat v evropskou podporu a integraci. Rusko ale pravděpodobně bude snižovat svoji závislost na ukrajinském trhu a hrát roli světové energetické velmoci.

249 Ukrajinská Energetická strategie do roku 2030 byla přijata v roce 2006 a o dva roky později pozměněna. Její text je dostupný na stránkách ukrajinského parlamentu (viz Energetična strategija Ukrajiny na period do 2030 roku, n.d.).

Bělorusko

Politicko-ekonomické vztahy mezi Běloruskem a Ruskem

Bělorusko bývá často z hlediska politických, ekonomických i bezpečnostních vztahů označováno za nejbližšího spojence v sousedství Ruska (Garbe, Hett & Lindner, 2011, s. 188). Ještě v dobách existence SSSR byla Běloruská SSR svazovou republikou, v jejímž rámci fungovaly významné výrobní kapacity sovětského průmyslu, především těžkého průmyslu a spotřební výroby. Také z tohoto důvodu byla v této části SSSR poměrně vysoká životní úroveň. Na rozdíl od Ukrajiny, kavkazských států (především Gruzie), či dokonce pobaltských republik se v běloruském případě na přelomu 80. a 90. let nesetkáme se silnou vlnou nacionálně-emanipačního cítění,²⁵⁰ která posléze vedla k vyhlášení nezávislosti (Hlaváček, 2006, s. 52). V běloruském případě naopak poměrně úspěšně proběhla sovětizace a kulturně-jazyková rusifikace, o čemž svědčí i skutečnost, že řada běloruských občanů se považuje za Rusy, i když etnických Rusů žije v Bělorusku menšina. Ruština se také již v roce 1996 stala oficiálním jazykem v zemi (Nygren, 2010, s. 66). Míra běloruského národního povědomí byla v době rozpadu SSSR poměrně nízká, nespokojenost obyvatelstva vyplývala v dobách končící existence SSSR spíše z poklesu životní úrovně (Hlaváček, 2006, s. 52) a přispěly k ní i některé neblahé události jako postupné odhalování skutečností týkajících se havárie černobylské jaderné elektrárny z roku 1986, která masivně zasáhla právě území Běloruska. Přesto v referendu, které proběhlo v březnu 1991, většina běloruských voličů hlasovala pro zachování svazu, běloruská nezávislost byla tedy spíše výsledkem událostí, které bezprostředně vedly k samotnému rozpadu SSSR (srpnový nezdařený puč proti tehdejšímu sovětskému prezidentu Gorbačovovi, nástup Borise Jelcina do čela ruské politiky a dění v dalších svazových republikách) než procesem, který by vycházel z dění v samotném Bělorusku.

Na počátku 90. let 20. století nezávislé Bělorusko podnikalo některé zahraničněpolitické kroky svědčící o snahách přiblížit se západním integračním uskupením (NATO a EU). Po krátkém období, které ostatně nebylo v rozporu ani s tehdejší prozápadním kurzem zahraniční politiky ruských liberálů (první roky úřadování ruského prezidenta Jelcina či ministra zahraničí Kozyreva), však v běloruské politice opět převládla staronová nomenklatura (Hlaváček, 2006, s. 57). V roce 1994 potom na základě populistické předvolební kampaně, v níž ostře napadal korupční chování dosavadní vlády, která se na jedné straně nepřilíš úspěšně pokoušela o reformy pod vedením prezidenta Stanislava Šuškeviče a premiéra Vjačeslava Kebiče, na druhé straně však byla složena z řady bývalých představitelů komunistické strany, zvítězil v prezidentských volbách Alexandr Lukašenko. Lukašenko se profiloval jako kritik rozpadu SSSR a zastávce orientace Běloruska směrem na Rusko. V situaci, kdy narůstaly rozpory RF s některými státy nově vzniklými na území někdejšího SSSR (především s Ukrajinou, která dokonce na rozdíl od Běloruska delší dobu váhala, zda přistoupí na status bezjaderné země a odevzdá arzenál jaderných zbraní jakožto dědictví po SSSR k likvidaci na ruském území), Rusko v druhé polovině 90. let postupně opouštělo myšlenku na opětovnou širokou integraci na území někdejšího SSSR (jejímž výrazem byl především vznik Společenství nezávislých států) a začalo se koncentrovat na posilování především ekonomické a též bezpečnostní spolupráce pouze s některými partnery. Bilaterální spolupráce s Běloruskem začala záhy v této strategii hrát důležitou úlohu.

250 Zejména v intelektuálních kruzích posilovaly emancipační snahy i některé jiné události, jako bylo například zveřejnění článku v sovětském tisku odhalujícího zločiny stalinismu z konce 30. a počátku 40. let 20. století, k nimž došlo v okolí hlavního města Minsku, v oblasti tzv. Kuropat. Byly zde exhumovány masové hroby až čtvrt milionu obětí, především příslušníků běloruské a polské inteligence či armády, které povraždila sovětská tajná služba NKVD. Oficiálně byly vydávány za oběti fašismu.

V roce 1995 Rusko a Bělorusko opětovně zrušily kontroly na hranicích mezi oběma státy a v roce 1996 bylo v referendu schváleno posílení ekonomických vztahů obou zemí. To následně vedlo v roce 1996 k vytvoření rusko-běloruského společenství a v roce 1997 k návrhu vzniku Svazu Ruska a Běloruska (Nygren, 2010, s. 67–68). Ještě před nástupem Vladimira Putina do funkce ruského prezidenta tak oba státy směřovaly ke konfederativnímu uspořádání, i když byla vedena dlouhá jednání o podobě soustátí. Velmi iniciativně podporoval vznik rusko-běloruské politické a ekonomické unie běloruský prezident Lukašenko, trval však na tom, aby svazek obou zemí byl založen na vzájemné rovnosti a odmítal možnost, že by se Bělorusko stalo součástí Ruské federace (Hlaváček, 2006, s. 57–58). Podle některých autorů tyto jeho iniciativy zřejmě souvisely i s vlastními Lukašenkovými ambicemi stát se v budoucnosti hlavou nového svazu, jak několikrát otevřeně deklaroval (Baev, 2008, s. 147). Na ruské straně unii podporoval zejména ministr zahraničí a později premiér Primakov, velký stoupenec posilování vztahů Ruska s dalšími součástmi někdejšího postsovětského prostoru. Odcházející ruský prezident Jelcin byl naopak v těchto snahách mnohem umírněnější, takže Lukašenko po odchodu Primakova z funkce premiéra v roce 1999 obvinil ruskou stranu, že to s vytvořením skutečné unie obou zemí nemyslí vážně. Smlouva o vytvoření svazového státu, která předpokládala vznik společné ústavy a další sblížování v ekonomické, finanční a legislativní oblasti, byla nakonec ve finální podobě podepsána v roce 1999 a ratifikována v roce 2000, obě strany ji však považovaly pouze za rámcový dokument a krok na cestě ke společnému státu (Nygren, 2010, s. 68–70).

Příklon k Rusku a odklon od někdejších dohod s NATO a EU umocnily i narůstající problémy s dodržováním lidských práv v zemi a postupným příklonem běloruského politického režimu k čistě autoritativnímu modelu. Po znovuzvolení Lukašenka prezidentem v roce 1999 a referendu, které umožnilo změnu ústavy, a tím pádem jeho opětovnou kandidaturu v dalších prezidentských volbách, již byly tyto tendence zcela zřejmé. Přitom je třeba říci, že charakteristiky osobní diktatury nastolené v Bělorusku, která se vyznačuje i značnými zásahy do ekonomické oblasti a snahami prezidenta o její kontrolu, vyvolaly řadu sporů také se samotným Ruskem, zejména po nástupu Vladimira Putina, kdy se ukázalo, že představy obou silných osobností o potenciálním společném státě jsou poněkud odlišné. Zatímco Putin zdůrazňoval prvořadou důležitost vytvoření jednotného ekonomického prostoru, Lukašenko trval na přijetí ústavního zákona o vzniku unie na bázi „rovnosti a bratrství“ a zdůrazňoval, že nepřipustí ústupky, pokud jde o běloruskou suverenitu (Nygren, 2010, s. 71). V rozhovorech s Lukašenkem, které se týkaly vytvoření rusko-běloruské unie či zavedení společné měny, Putin od začátku zdůrazňoval, že Rusko nepřistoupí na model, který by znamenal oslabení ruských ekonomických zájmů ve vztahu s hospodářsky o mnoho slabším partnerem upřednostňujícím navíc centralizovanou ekonomiku před tržní. Lukašenko zase nezdůrazňoval Putina ze snah začlenit Bělorusko do Ruské federace.²⁵¹

Velmi významnou úlohu v novodobých rusko-běloruských vztazích hraje bezpečnostní dimenze, zejména v souvislosti s rozšiřováním NATO k běloruským hranicím, událostmi, jako byl zásah NATO proti Jugoslávii v roce 1999 či oranžová revoluce v roce 2004. Na druhé straně zaznamenáníhodná je skutečnost, že po rusko-gruzínské válce Bělorusko neuznalo nezávislost Abcházie a Jižní Osetie, což někteří autoři komentovali jako důkaz skutečnosti, že Bělorusko, které v té době několikrát pocítilo důsledky „ekonomizace“ ruské zahraniční politiky v podání Putina a později i Medveděva, nedává svoji podporu v politicko-bezpečnostní rovině zadarmo (Garbe, Hett & Lindner, 2011, s. 189). I v dobách, kdy otázka politického sjednocení či spory v ekonomické a energetické oblasti vyvolávaly konflikty mezi Lukašenkovým Běloruskem a zejména Putinovým Ruskem, ovšem lze označit spolupráci obou zemí ve vojenské oblasti za relativně úspěšnou, i když i zde řada původních plánů nebyla dovedena do konce (Baev, 2008, s. 160).

251 V roce 2002 Putin Lukašenkovi v dopise nabídl tři scénáře možné integrace obou zemí: splynutí do jednoho státu, vytvoření nadnárodního celku podobného Evropské unii, či unifikace na bázi již existující smlouvy mezi Jelcinem a Lukašenkem z roku 1999 (Nygren, 2010, s. 73). Lukašenko ovšem dopis označil za propagandu mající skrýt skutečný Putinův záměr, kterým je rozdělení běloruského území a včlenění jednotlivých částí do Ruské federace (Baev, 2008, s. 147).

Již krátce po nástupu Putina do funkce ruského prezidenta se uskutečnilo několik rozsáhlých společných vojenských cvičení, měly být realizovány plány na vytvoření společné armády, společné protivzdušné obrany, či dokonce na vytvoření společné rusko-běloruské vojenské doktríny. Právě v oblasti protiletadlové obrany, radarových technologií a zbrojních obchodů jsou nakonec Rusko a Bělorusko nejtěsnějšími partnery (Nygren, 2010, s. 74–75).

Ekonomická dimenze vztahů

Běloruskou ekonomiku na jedné straně charakterizuje určitá závislost na Rusku, a to především v energetickém sektoru včetně dovozu energetických surovin, dále byl ruský trh dlouho významným odbytištěm pro běloruskou produkci. Na druhé straně však snaha kontrolovat běloruskou ekonomiku ze strany mocenského centra vedla k tomu, že zde proběhla jen omezená privatizace. Kvůli snahám udržet kapitál v rukou běloruského státu ani ruské soukromé investice nedostávaly na běloruském trhu zpočátku mnoho příležitostí (Nygren, 2010, s. 67). Právě běloruská ekonomika dosud příliš nedotčená privatizací je však pro ruské společnosti lákavým investičním prostředím.

Již v roce 1992 byl podepsán balík smluv týkajících se prohlubování ekonomických vazeb, sbližování legislativy, daňového systému a celkové koordinace hospodářských reforem. Snahy o prohlubování ekonomické spolupráce pokračovaly v letech 1995–1999 (Garbe, Hett & Lindner, 2011, s. 189). Bylo plánováno vytvoření celní unie, jednotného bankovního systému i projekt měnové unie. Právě snahy o zformování měnové a celní unie se však ukázaly jako nejproblematictější oblasti vytváření nadstandardních ekonomických vztahů. Pokus o vytvoření celní unie započal už v 2. polovině 90. let, reálně byla zavedena celní unie mezi RF, Běloruskem a také Kazachstánem v lednu 2010.²⁵² Pokud jde o vytvoření měnové unie, v roce 2005 bylo plánováno v Bělorusku zavedení ruského rublu (Baev, 2008, s. 147), k vytvoření měnové unie a zavedení společné měny plánovanému na rok 2008 však dosud (konec roku 2013) nedošlo.²⁵³

Lukašenkova strategie navázání hospodářských vztahů, které do značné míry kopírovaly dobu sovětského hospodářství, kdy Bělorusko mohlo výhodně prodávat své produkty na ruský trh výměnou za velmi nízké ceny energetických surovin (prakticky na úrovni cen na domácím ruském trhu), byla zpočátku úspěšná. Po roce 2000 však narazila na odlišné představy Putinova Ruska o vzájemné výhodnosti těchto vztahů. Zatímco v 90. letech neekonomické přínosy do značné míry kompenzovaly reálné finanční ztráty, které z těchto praktik pro Rusko vyplývaly, Putinova politika začala tyto aspekty zřetelně upozadovat ve snaze zajistit skutečnou realizaci ruských ekonomických zájmů. V roce 2003 byla podepsána dohoda mezi Ruskem, Běloruskem, Ukrajinou a Kazachstánem o vytvoření jednotného hospodářského prostoru (Baev, 2008, s. 36, 73, 135), podobně jako v případě politické unie ale následovaly spory o celkovou koncepci jednotné ekonomické zóny a zóny volného obchodu. Po oranžové revoluci v roce 2004 došlo na Ukrajině ke změně směřování politických a ekonomických vztahů směrem k posílení vazeb na EU, v roce 2008 potom Ukrajina vstoupila do WTO a budování jednotného hospodářského prostoru zůstalo věcí Ruska, Běloruska a Kazachstánu. Lukašenko si po roce 2004 v rámci rétorických přestřelků s Putinem občas pohrával s myšlenkou, zda by pro Bělorusko nebylo strategicky výhodnější vyměnit partnerství s Ruskem za partnerství s Ukrajinou (Nygren,

252 Od 1. 1. 2010 začal být uplatňován jednotný celní sazebník pro dovoz, který přibližně z 90 % vycházel z dosavadního ruského celního sazebníku. Od července 2010 nabyl účinnosti jednotný celní zákon, byly odstraněny celní kontroly na vnitřních hranicích a vytvořena jednotná vnější celní hranice (Ministerstvo průmyslu a obchodu ČR, 2010).

253 Obě strany se mimo jiné nedokázaly shodnout na tom, zda dojde k vytvoření společné centrální banky, jak požadovala běloruská strana, nebo bude měnová unie pod kontrolou ruské centrální banky (Nygren, 2010, s. 73).

2010, s. 74). Běloruský obrat směrem na Západ však byl vždy poměrně spolehlivě odvrácen nepřijatelností Lukašenkova režimu, kterému naopak Rusko bylo ochotno v příslušných okamžicích poskytnout podporu.²⁵⁴

V posledních letech se běloruská ekonomika dostala do řady problémů způsobených krizí a snížením poptávky po běloruském zboží, změnami v oblasti dodávek energetických surovin z Ruska či snahou prezidenta Lukašenka vyplnit předvolební sliby dané státním zaměstnancům a navýšit průměrnou mzdu, navzdory tomu, že si to běloruský státní rozpočet nemohl dovolit. Situace je o to citlivější, že v minulosti (od roku 2003) byla běloruská ekonomika zvyklá na stabilní růst tažený jednak hospodářským rozvojem Ruska, jednak levnými surovinami včetně plynu používaného ve značné míře na výrobu elektřiny, a v neposlední řadě také tím, že Bělorusko profitovalo z vývozu produktů svého petrochemického průmyslu zásobovaného ruskými surovinami za bezcelních podmínek. Skutečnost, že Bělorusko navzdory původním dohodám uplatňovalo také nízká exportní cla na produkty svého petrochemického sektoru, způsobovala také mimořádný zájem ruských společností o rafinaci ropy v běloruských rafineriích a vývoz těchto produktů z Běloruska. Někteří autoři nazývali Bělorusko v těchto dobách „daňovým rájem“ pro ruské ropné společnosti a právě jejich lobby přisuzovali skutečnost, že Rusko po několik let nechávalo bez povšimnutí skutečnost, že Bělorusko svými praktikami de facto porušuje dohody, podle nichž 85 % zisku z vývozního cla na zpracované ropné produkty mělo být navraceno ruskému státu. Pokus skoncovat s tímto stavem stál i za energetickým konfliktem z počátku roku 2007 (Garbe, Hett & Lindner, 2011, s. 191).

V posledních letech má Bělorusko potíže splácet půjčky získané nejen ze strany Ruska a EU, v letech 2010 a 2011 rostla inflace a prohluboval se deficit státního rozpočtu. Běloruský rubl byl v roce 2011 devalvován, což jen dále komplikuje možnost zavedení rusko-běloruské měnové unie za podmínek, které v dialogu s Ruskem obhajoval Lukašenko. V kontextu běloruského ekonomického oslabení se v létě 2011 objevily další výzvy ruského premiéra Putina ke spojení Ruska a Běloruska v jeden stát, které ovšem běloruská vláda odmítla komentovat (Putin za obedinenije Rossii i Belorussii, 2011).

Rusko-běloruské vztahy v ekonomické rovině přirozeně ovlivnilo již zmíněné vytvoření celní unie mezi RF, Běloruskem a Kazachstánem (po neúspěšném pokusu na přelomu století, kterého se tehdy chtěly zúčastnit i Kyrgyzstán, v té době již člen WTO, a Tádžikistán). Do budoucna potom ovlivňuje vzájemné, nejen ekonomické vztahy též vstup RF do WTO. V případě celní unie byl přitom předpokládán nejen vznik jednotného celního prostoru v červenci 2010, ale byly zde i rozsáhlejší ambice: celní unie se měla stát impulzem k vytvoření jednotného ekonomického prostoru mezi těmito třemi zeměmi.

Skutečnost, že zavedený jednotný celní sazebník pro dovoz do značné míry vycházel z dosavadního ruského celního sazebníku, představovala výhodu pro Bělorusko, mezi oběma zeměmi totiž již v minulosti došlo k značné harmonizaci v oblasti celních tarifů. Celní unie ale přinesla i jiné skutečnosti, které se odrazily i v rusko-běloruských vztazích v energetické oblasti (viz dále). Bělorusko ostatně v roce 2010 krátce zdržovalo podpis jednotného celního zákoníku právě kvůli problémům v energetických vztazích. Vytvoření jednotného celního sazebníku navenek Bělorusku přineslo zvýšení cel u některých komodit a produktů (např. maso, sladkosti či některé dopravní prostředky), v některých případech ale došlo ke snížení (ocel, vlna, některé strojírenské výrobky apod.). Za jeden z největších problémů bylo přitom považováno očekávané omezení příjmů běloruského rozpočtu v souvislosti se snížením cel na dovoz aut (Tochitskaya, 2010). Problematické bylo i zavedení řady administrativních změn, na které nebyly celní úřady zcela připravené, jejich plná implementace tedy vážla i po zavedení celní unie (BusinessInfo.cz, 8. 3. 2011).

254 Ať již to bylo v roce 2004, kdy výsledky referenda umožnily změnit ústavu, takže Lukašenko mohl znovu kandidovat v prezidentských volbách, nebo v roce 2006, kdy Rusko na rozdíl od EU či USA nijak neprotestovalo proti potlačování demonstrací provázejících běloruské prezidentské volby či proti zatýkání opozičních kandidátů (Nygren, 2010, s. 79–80). V podobném duchu se Rusko oficiálně vyjadřovalo i po nástupu prezidenta Medveděva, když se v prosinci 2010 Kreml odmítl připojit ke kritice průběhu dalších prezidentských voleb a postupu vládní moci proti opozici.

Ruští představitelé ovšem na druhou stranu i po vytvoření celní unie označovali za prioritu své vnější ekonomické politiky vstup do WTO, přičemž existence celní unie mezi Ruskem a státy, jejichž vstup do této organizace prozatím není na pořadu dne, mohla na první pohled představovat komplikaci. Všechny tři státy totiž nejprve deklarovaly, že současně se snahou o vytvoření jednotného ekonomického prostoru v roce 2012 budou usilovat také o simultánní vstup do WTO. Ruské prohlášení však bylo považováno spíše za gesto, v kontextu pokročilých příprav na vstup RF do WTO i v kontextu jednoznačných prohlášení z běloruské strany, že Minsk svá jednání s WTO uspíší nehodlá (Tochitskaya, 2010). RF se nakonec oficiálně stala členem WTO v srpnu 2012, což má významné implikace i pro běloruskou ekonomiku. Dopady spojené s opětovnými redukcemi v celních sazbách v rámci jednotného sazebníku se očekávaly v Bělorusku především v takových odvětvích, jako jsou produkce motorových vozidel, farmaceutický průmysl či výroba domácích spotřebičů a spotřební elektroniky. Běloruské zemědělské produkce by se potom mohla dotknout skutečnost, že RF byla v souvislosti se vstupem do WTO nucena zredukovat podpory tomuto odvětví a mohla by se snažit ke stejným krokům přimět i svého partnera z celní unie ve snaze bránit se před dovozem jeho dotované produkce (Tochitskaya, 2012). Je otázkou, zda naplňování těchto scénářů bude znamenat akceleraci snah o vstup do WTO i na běloruské straně. Prezident Lukašenko po ruském vstupu o nutnosti běloruského sblížení s WTO dříve či později hovořil, zdůrazňoval však politické překážky, které jsou tomuto procesu kladeny ze strany západu (Kłysiński, 2012). Navíc je nutno podotknout, že ani existence celní unie nezabraňuje „obchodním válkám“ mezi oběma státy. Např. v srpnu 2013, poté co v Bělorusku došlo k zatčení šéfa ruské společnosti na výrobu hnojiv Uralkali, následovala z ruské strany odvěta v podobě zákazu dovozu běloruského vepřového masa a ropná společnost Transněft' oznámila snížení dodávek ruské ropy (oficiálně z technických důvodů) (Euroobserver, 2. 9. 2013).

Energetika a rusko-běloruské spory v oblasti ropy a plynu

Po rozpadu SSSR bylo i Bělorusko podobně jako Ukrajina konfrontováno s nárůstem cen energetických surovin, tedy stavem, který nahradil do značné míry barterový systém fungující mezi republikami SSSR v časech studené války (Closson, 2009, s. 93). V případě Běloruska byl ovšem díky udržování nadstandardních politicko-ekonomických vztahů realitou nákup energetických surovin za mimořádně nízké ceny ve srovnání s cenami ropy a plynu na světovém trhu dlouho po rozpadu SSSR. Změna nastala po roce 2000 a počátek rusko-běloruských energetických sporů v oblasti ropy a plynu se datuje od roku 2002.

Tabulka č. 14: Podíl Ruska na běloruském importu plynu a ropy

Plyn						
	2006	2007	2008	2009	2010 (odhad)	
Dovoz (mcm)	20 788	20 625	21 061	17 617	21 658	
Dovoz z RF (mcm)	20 788	20 625	21 061	17 617	21 658	
Podíl RF na dovozu plynu (v %)	100	100	100	100	100	
Ropa						
	2006	2007	2008	2009	2010	6/2011
Dovoz k přepracování (v běloruských rafineriích) v mil.tun	20,9	20,0	21,5	21,5	14,7	9,4
Dovoz z RF (v mil.tun)	20,9	20,0	21,5	21,5	13,0	7,9
Dovoz z Venezuely (v mil.tun)	0	0	0	0	1,7	0,88
Dovoz z Ázerbájdžánu (v mil.tun)	0	0	0	0	0	0,55

Zdroje: Energy Delta Institute: Belarus, n.d.; Surovinový profil Běloruska, ZÚ ČR v Bělorusku, 11/2010, aktualizováno 10/2011

Rusko-běloruské spory v oblasti plynu v letech 2002–2004

Už na konci roku 2002 se obě strany poprvé střetly kvůli ruskému požadavku vyšší ceny za dodání plynu nad rámec původního kontraktu pro rok 2002, podle kterého Bělorusko de facto dováželo plyn za ceny srovnatelné na ruském domácím trhu. Kontrakt však obsahoval podmínku v podobě vytvoření společného podniku, což by znamenalo odkup 50 % akcií v běloruské společnosti Beltransgaz, která je operátorem běloruské plynovodní sítě, včetně běloruské části plynovodu Jamal²⁵⁵ ruským Gazpromem. Běloruská strana nejprve protestovala a označila tento postup Gazpromu za ekonomický nátlak, nakonec však na podmínky přistoupila.

Spor ohledně dodávek plynu ovšem pokračoval i v roce 2003. Tentokrát se týkal jednak tranzitního plynu dodávaného běloruskými tranzitními trasami z Ruska dále do Evropy (plynovod Jamal–Evropa), jednak privatizace běloruských petrochemických závodů. Ve hře byl také již zmíněný prodej podílu ve společnosti Beltransgaz. V létě 2003 Lukašenko prohlásil, že odmítá podíl ve strategickém Beltransgazu prodat ruskému Gazpromu „prakticky zadarmo“ a že požaduje zaplacení tržní ceny, kterou stanoví běloruští experti. V září 2003 se navíc běloruské úřady rozhodly zmrazit aktiva ruských ropných společností v Bělorusku (Nygren, 2010, s. 76–77). Spor tedy postihl oblasti plynu i ropy, což je pro rusko-běloruské energetické spory příznačné.

Gazprom v září 2003 oznámil, že od ledna 2004 ukončí dodávky plynu do Běloruska za zvýhodněnou cenu a požaduje její zdvojnásobení. Ve stejném měsíci se konal také rusko-běloruský summit, na kterém se Lukašenko a Putin dohodli na zavedení tržních cen v oblasti dodávek plynu a na vytvoření společného podniku provozujícího plynárenské sítě. Na základě toho v říjnu Bělorusko oznámilo, že souhlasí s prodejem menšinového podílu ve společnosti Beltransgaz Gazpromu, požaduje ale, aby ruská strana Bělorusku výměnou vyměřila kvótu na odběr levnějšího plynu na základě dohody o nákupu plynu pro rok 2002 a na bázi cen z roku 2002. Běloruská strana ve sporu argumentovala možností zvýšení poplatků za tranzit ruského plynu přes běloruské území a upozorňovala také na to, že Rusko bezplatně využívá na běloruském území vojenské základny (Garbe, Hett & Lindner, 2011, s. 195). Gazprom reagoval na počátku roku 2004 přerušením dodávek plynu Bělorusku (Baev, 2008, s. 147). V únoru došlo na 18 hodin i k uzavření tranzitního plynovodu Jamal–Evropa, protože Bělorusko podle stížností ruské strany nelegálně odebíralo tento plyn pro vlastní potřebu (Romanova, 2008, s. 89; Wyciszkievicz, 2009, s. 18–19). Rusko si stěžovalo, že mezi oběma stranami nedošlo k dohodě o ustavení společného podniku, který by převzal kontrolu nad Beltransgazem, a tím pádem nad běloruskou plynovodní sítí, a vedení společnosti Gazprom opakovaně prohlašovalo, že odmítá pokračovat v „dotování“ běloruské ekonomiky. Dodávky pozastavily i některé menší ruské plynárenské společnosti, které zásobovaly Bělorusko do vypršení dosavadních kontraktů. Lukašenko nakonec uprostřed zimy, kdy teploty klesaly pod -20°C , akceptoval ruské podmínky a jednání ruské strany označil za akt terorismu (Baev, 2008, s. 147).

Dohoda o cenách za plyn pro rok 2005 byla podepsána v prosinci 2004 včetně dohody o půjčce umožňující obnovení dodávek, čímž se Bělorusko vyhnulo možnému opakování krize. Běloruská strana si ovšem na vysoké ceny plynu opakovaně stěžovala, ačkoli cena cca 47 USD za 1 000 m³ plynu byla srovnatelná s cenami roku 2004, pouze o něco málo vyšší. Na oplátku Bělorusko jednostranně navýšilo poplatky za tranzit ruského plynu. Výsledky prvního plynového sporu mezi Ruskem a Běloruskem tedy pro Gazprom nebyly příliš uspokojivé (Garbe, Hett & Lindner, 2011, s. 195).

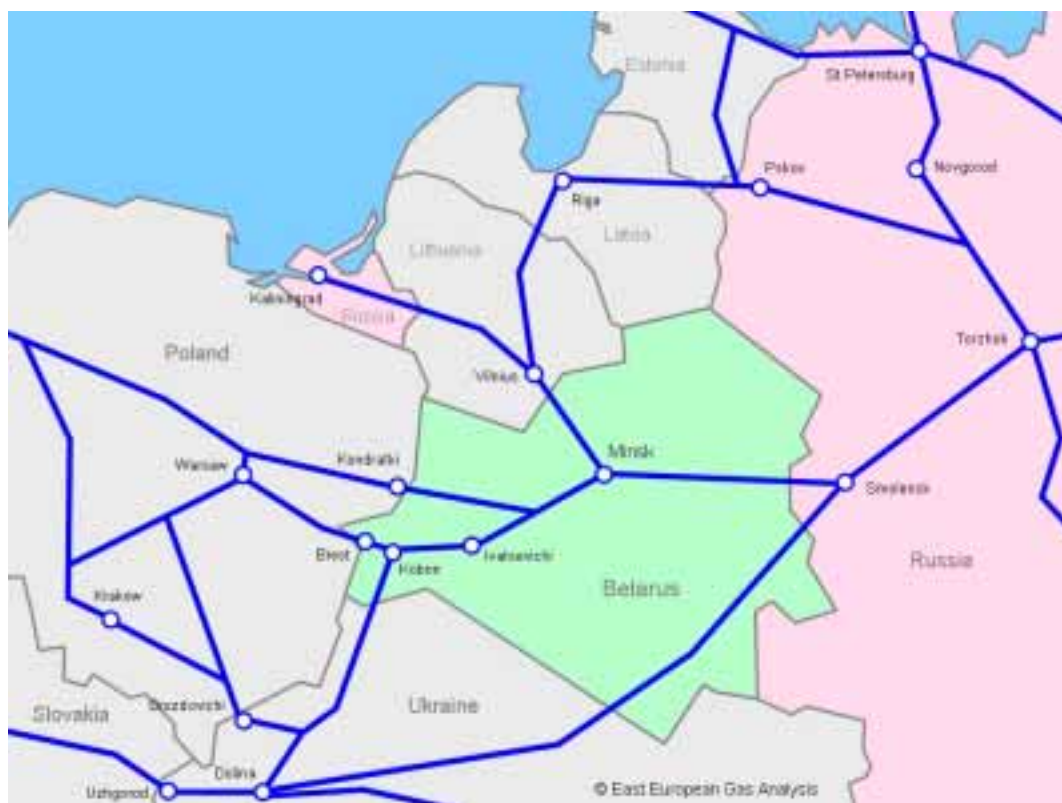
255 Beltransgaz je operátorem 575 km dlouhého úseku plynovodu Jamal–Evropa, který byl uveden do provozu v roce 1999 a plné kapacity (33 bcm/y) dosáhl v roce 2007. Vlastníkem je ruská společnost Gazprom. Beltransgaz vlastní starší systém plynovodů Polární záře s kapacitou až 60 bcm/y, ten je však využíván i pro domácí distribuci plynu, takže jeho kapacity pro tranzit jsou omezené (Garbe, Hett & Lindner, 2011, s. 193).

Box č. 17: Role zemního plynu v běloruské energetice

Plyn hraje v energetickém mixu Běloruska značnou úlohu, v roce 2005 měl téměř 65% podíl na dodávkách primárních energetických zdrojů, a to především proto, že Bělorusko bylo po léta zvyklé levný plyn používat na výrobu elektřiny, což také přispívalo k ekonomickému růstu navzdory zachování silných rysů centrálního hospodářství v Bělorusku. V roce 2007 dováželo Bělorusko 20,6 bcm plynu, cena v USD za 1 mcm se přitom oproti roku 2005 téměř zdvojnásobila.

Bělorusko bylo donedávna důležitou tranzitní zemí pro ruský plyn (nyní je třeba brát v úvahu i budoucí efekt vybudování plynovodu Nord Stream, který významně ovlivňuje tranzitní pozici Běloruska z hlediska dodávek ruského plynu do západní Evropy). V roce 2007 přes území Běloruska protékalo více než 46 bcm tranzitního plynu směřujícího do EU, z toho 31 bcm plynovodem Jamal–Evropa. Před výstavbou Nord Streamu tak byla přes běloruské území transportována více než čtvrtina ruských dodávek plynu do Evropy (Garbe, Hett & Lindner, 2011, s. 192).

Obrázek č. 1: Tranzit plynu přes území Běloruska



Zdroj: East European Gas Analysis: Major Gas Pipelines of Belarus, n.d.

Na podzim 2005 sice Gazprom ohlásil zavedení tržních cen za dovoz plynu, v prosinci 2005 ale potvrdil, že cena pro Bělorusko zůstane stejná jako v roce 2005, a to z důvodu probíhajících jednání o vytvoření společného rusko-běloruského soustátí. Blížily se také prezidentské volby v Bělorusku a ruská strana evidentně nechtěla rozvířovat politickou situaci. Vytvářela se tak poněkud asymetrická situace, kdy Rusko pokračovalo v dodávkách plynu do Běloruska za podstatně nižší ceny, než tomu bylo v případě Ukrajiny či pobaltských států. Už během roku 2006 tedy Gazprom začal ohlašovat nastavení vyšších cen odpovídá-

jících evropským poměrům pro rok 2007 také v případě Běloruska, což Lukašenko odmítal,²⁵⁶ nedojde-li současně ke zvýšení cen také na ruském vnitřním trhu s plynem. Gazprom argumentoval požadavkem na zisk 50% podílu ve společnosti Beltransgaz výměnou za levnější plyn pro Bělorusko, Bělorusko naopak požadovalo přístup k ruskému up-streamu (Nygren, 2010, s. 77–78).

Rusko-běloruské spory v oblasti plynu a ropy v letech 2006–2007 a jejich důsledky

K dalšímu významnému sporu, který ovlivnil nejen rusko-běloruské vztahy v energetické rovině, ale dotkl se také otázky spolehlivosti dodávek ruských energetických zdrojů přes Bělorusko dále do Evropy, došlo v lednu 2007. Oficiální příčinou této rusko-běloruské energetické roztržky byl právě spor nejprve o ceny plynu a následně ropy pro Bělorusko. Běloruská strana zpočátku odmítala přistoupit na ruské požadavky, především na podpis smlouvy přibližující platby za běloruský odběr ruského plynu evropským tržním cenám a umožňující Gazpromu převzít částečnou kontrolu nad společností Beltransgaz. Tentokrát nevedla roztržka k přerušení dodávek plynu, situaci ale komplikoval déletrvající ropný spor (Romanova, 2008, s. 89).

Plynový spor byl nakonec řešen běloruským ústupkem a podpisem smlouvy týkající se postupného nárůstu cen plynu pro Bělorusko, nárůstu tranzitních poplatků za přepravu ruského plynu (ze 75 centů na 1,45 USD za každý tcm plynu na 100 km) a především relativně výhodné koupi 50 % akcií Beltransgaz Gazpromem (za 2,5 mld. USD). Gazprom tedy v první fázi plynových sporů s Běloruskem v roce 2007 částečně dosáhl svého, i když musel přistoupit na kompromis. Skutečná cena, kterou Bělorusko platilo za ruský plyn, byla nadále nižší než například v případě pobaltských zemí, a Rusko navíc muselo přistoupit na zvýšení tranzitních poplatků a na výhodné půjčky, které měly Bělorusku pomoci zvládat novou situaci po energetické krizi z roku 2007 a později již i projevující se důsledky světové finanční krize (Closson, 2009, s. 93; Yafimava & Stern, 2007).²⁵⁷

Plynový spor se sice dočasně vyřešil, v centru rusko-běloruské roztržky z ledna 2007 však stál obchod s ropou. V jeho důsledku byly přerušeny dodávky ropy běloruskou větví ropovodu Družba a výpadek zasáhl i několik členských zemí EU (zejména došlo ke třídennímu snížení dodávek do Polska a Německa). Na konci roku 2006 se totiž Rusko rozhodlo uvalit na export ropy do Běloruska standardní clo ve výši 180 USD/t ropy a ukončilo tak praxi fungující od roku 2001, čímž zasadilo běloruské ekonomice potenciálně značnou ránu. Podle dohody Rusko sice do Běloruska dodávalo ropu bez cla, ale výměnou mělo získávat (jak bylo zmíněno výše) 85 % zisku ze zpracovávání ropy na běloruském území. Ropa ovšem v praxi bezcelně proudila do Běloruska dále, aniž by Rusko uplatňovalo nárok na zmíněné zisky ze zpracování ropy. Po ruském rozhodnutí ukončit tuto pro Bělorusko výhodnou praxi Bělorusko reagovalo tak, že v rozporu s platnými smlouvami i běžnými zvyklostmi uvalilo poplatek na tranzitní ropu přepravovanou ropovodem Družba ve výši 45 USD za tunu surové ropy. Ruská strana ovšem odmítla tyto poplatky platit, na což Bělorusko reagovalo odčerpáváním tranzitní ropy, čímž se chtěla běloruská strana sanovat. Ruská firma Transněft' následně přerušila dodávky ropy do Běloruska ropovodem Družba (Baev, 2008, s. 148; Westphal, 2008, s. 114; Youngs, 2009, s. 85–86).

256 Gazprom požadoval cenu 105 USD za mcm plynu, běloruská strana však byla ochotna zaplatit maximálně 75 USD (Garbe, Hett, & Lindner, 2011, s. 196).

257 Cena plynu pro Bělorusko narostla na zhruba 67 % ceny, za kterou Gazprom prodával plyn do západní Evropy, nová dohoda zajišťovala dodávky plynu do Běloruska za 100 USD za 1 mcm, do roku 2011 ale měly být tyto ceny postupně navýšeny na západoevropskou úroveň. Rusko na druhé straně poskytlo Bělorusku stabilizační půjčku ve výši 1,5 mld. USD, která mu měla umožnit obnovit splátky dluhu společnosti Gazprom (Baev, 2008, s. 148; Engelbrekt & Vassilev, 2010, s. 193).

Pod vlivem mezinárodní kritiky²⁵⁸ nakonec Bělorusko požadavek na tranzitní poplatky stáhlo a byla uzavřena kompromisní dohoda, podle které Bělorusko souhlasilo se zvýšením exportních cel na ruskou úroveň. Přestože ruská strana nadále tolerovala, že si bude Bělorusko příjmy z výběru těchto cel ponechávat, zavedla alespoň navzdory existujícím dohodám o celní unii částečné clo na export surové ropy do Běloruska. Měly tak být zredukovány předcházející výhody pro ruské ropné společnosti upřednostňující dříve výhodné zpracování ropy v běloruských rafineriích, běloruská strana se však snažila tyto následky pro ruské zákazníky svého petrochemického průmyslu zmírnit, takže v prvních letech po ropné krizi se neprojevíly tak, jak bylo očekáváno (Garbe, Hett & Lindner, 2011, s. 197–199). Ropa ovšem zůstala problémem i nadále.

Vedle vývozního cla na surovou ropu v dubnu 2010 Rusko uvalilo vývozní clo na ropné produkty a nezpracované petrochemické výrobky směřující do Běloruska k dalšímu zpracování. Uvalení vývozního cla na ropu pro další zpracování v běloruských rafineriích značně snížilo zisky běloruského petrochemického průmyslu, což se projevilo i na neutěšeném vývoji běloruské ekonomické situace během roku 2011, protože příjmy z exportu a ropných produktů byly velmi důležité i pro běloruský státní rozpočet (BusinessInfo.cz, n.d.). Běloruská strana ovšem na zvýšení vývozního cla přistoupila, protože Rusko hrozilo v roce 2010 úplným zastavením dodávek běloruským rafineriím. Podle informací serveru RIA Novosti bylo Bělorusko nuceno v první polovině roku 2010 snížit export surové ropy až o polovinu a export ropných produktů se snížil až o 40 % v porovnání se stejným obdobím roku 2009. Uvalení cel na reexport ruské ropy tedy pro běloruskou ekonomiku znamenalo značnou ránu. Běloruský prezident Lukašenko již v reakci na tyto události hovořil o nutnosti nalezení alternativ ruským energetickým dodávkám, stejně jako určité diverzifikace běloruské ekonomiky (Oil Export Duties „Shock“ for Belarusian Economy – IMF Envoy, 2010).

Bezcelní dovoz ropy z Ruska do Běloruska byl obnoven od 1. 1. 2011 na základě dohody z 9. 12. 2010 o exportních clech na ropu, která byla podepsána v rámci celé série dohod ustavujících celní unii mezi RF, Běloruskem a Kazachstánem (účinnosti dosáhla dohoda právě od 1. 1. 2011). Zároveň se Bělorusko podle této dohody zavázalo, že veškeré příjmy z exportních cel týkajících se exportu ropných produktů vyrobených z dovezené ruské ropy, budou odváděny do ruského státního rozpočtu (Russia, Belarus Heading for New Energy War, 2012).²⁵⁹ Příjmy z exportu surové ropy z Běloruska jsou dle dohody i nadále příjmem běloruského rozpočtu. Navzdory obnovení bezcelních podmínek v oblasti dovozu ropy tak přesto měla skončit popisovaná praxe, v níž Bělorusko profitovalo z vývozu produktů svého petrochemického průmyslu zásobovaného ruskými surovinami. Vzhledem k významu rafinerského průmyslu v rámci běloruských výrobních kapacit i vzhledem k tomu, že až 90 % exportu těchto ropných produktů končilo na trzích EU, znamenala dohoda o exportních clech z prosince 2012 významný zásah do běloruské ekonomiky i do vnější obchodní politiky Běloruska. Do mimořádných problémů se běloruská ekonomika dostala na jaře 2011, kdy byla vláda nucena požádat Rusko a EvrAzEs o půjčku z protikrizového fondu ve výši 3 mld. USD (Alachnovič & Naūrodski, 2011). Ve stejné době došlo také k prudké devalvaci běloruské měny. Přestože příčin této krize bylo více, skutečnost, že běloruské rafinerské společnosti byly zbaveny možnosti využívat zmíněného nadstandardního profitu, bývá uváděna mezi nimi (Alachnovič & Naūrodski, 2011).

258 Pokud jde o reakci EU, komisař pro energetiku Andris Piebalgs prohlásil, že „je nepřijatelné, aby dodavatelé energií nebo tranzitní země neinformovaly své partnery o rozhodnutích, která mohou ovlivnit dodávky“. EU svolala jednání příslušných struktur zabývajících se bezpečností dodávek energetických surovin, ropy (Oil Supply Group) a zemního plynu (Gas Coordination Group), na jejichž zasedání byl přizván i zástupce Běloruska jako tranzitní země. Výsledkem jednání byl přítom zejména obnovený důraz na vybudování systému včasného varování pro rychlou komunikaci odpovědných orgánů na straně Ruska i EU (viz Euractive.com, 2007).

259 Podle agentury RIA Novosti se následně na běloruské straně zřejmě vyskytly pokusy obcházet podmínky dohody s využitím skutečnosti, že některé produkty označované jako organická rozpouštědla je možné vyvážet bez cla. Ruská strana tak pojala podezření, že Bělorusko pod označením „rozpouštědla“ vyvezlo bez cla i některé další ropné produkty včetně benzínu, a na podzim 2012 ohlásila úmysl požadovat po Bělorusku kompenzaci za takto ušlé zisky (Russia, Belarus Heading for New Energy War, 2012).

Box č. 18: Ropa v běloruském energetickém sektoru

V roce 2007 Bělorusko dováželo cca 20 mt surové ropy a ročně exportovalo více než 15 mt ropných produktů.

Přes území Běloruska bylo v roce 2007 realizováno téměř 30 % ruských dodávek ropy dále do Evropy, přes ropovod Družba provozovaný ruskou společností Transněft' tak ročně proudilo na běloruském území cca 62–65 mt surové ropy (Garbe, Hett & Lindner, 2011, s. 192).

Pod vlivem rusko-běloruských sporů o ropu se zrodil projekt nového ropovodu BPS-2 (Baltic Pipeline System).

Obrázek č. 2: Tranzit ropy přes území Běloruska

Zdroj: EIA, n.d.

Hledání nových možností jak zajistit import ropy na běloruské straně podnítily vedle popisovaných rusko-běloruských sporů i změny strategie Ruska v oblasti transportu ropy na evropské trhy. Po podpisu příslušného dekretu premiérem Putinem v roce 2008 začala společnost Strojtransgaz v roce 2009 s konstrukcí ropovodu BPS-2, který měl Rusko zbavit závislosti na Bělorusku coby tranzitní zemi, obnovit jeho důvěryhodnost jakožto dodavatele suroviny nejen na evropské trhy a umožnit lépe využít možnosti přepravy ropy po moři (Perovic, 2009, s. 9). Jedná se o další linii už existujícího systému, jejímž operátorem je ruská společnost Transněft'. S uvedením systému BPS-2 do provozu se počítá v roce 2012, druhá etapa projektu má být dokončena do konce roku 2013. Délka potrubního systému je 1 170 km a jedná se o propojení existujícího ropovodu Družba (severní linie Družby v místě zásobníku Uněča blízko rusko-běloruských hranic) s terminálem Ust'-Luga ležícím v blízkosti Finského zálivu (trasa z uzlu Uněča do terminálu Ust'-Luga měří 998 km). Odbočka ropovodu v délce 172 km vede ještě do rafinerie v Kiriši

ležící v Leningradské oblasti. Předpokládaná kapacita ropovodu je zpočátku odhadována na 10 mt ropy ročně, postupně se počítá s navýšením na 30 mt ročně, s vybudováním druhé etapy systému potom kapacita vzroste až na 50 mt ropy ročně. Ropa má směřovat jak do terminálu Ust'-Luga, odkud může být transportována dále po moři, tak ke zpracování do rafinerie Kiriši (Stroytransgaz, n.d.). Z hlediska energetické bezpečnosti každopádně expanze stávajícího baltského ropovodního systému o linii BPS-2 znamená obejití území Běloruska jakožto tranzitní země pro dopravu ropy ropovodem Družba na západ a může znamenat jednak značné ekonomické ztráty pro Bělorusko na poplatcích za tranzit ropy, jednak staví další otazník nad budoucnost samotných dodávek ropy ropovodem Družba, který severní linií procházející právě přes Bělorusko zásobuje také Polsko či Německo, a jižní linií přes Ukrajinu dodává ropu například na Slovensko, do ČR, do Maďarska či do chorvatského terminálu Omišalj.

Obrázek č. 3: Systém BPS-2



Zdroj: BPS-2 pipeline system map, n.d.

Na běloruské straně vyvolaly konstrukce BPS-2 i další popisované události snahu hledat nové možnosti, jak zajistit import ropy. V roce 2010 se poprvé uskutečnila dodávka ropy do Běloruska na základě kontraktu s Venezuelou za využití ukrajinského přístavu Oděsa, odkud ropa směřovala po železnici do běloruské rafinerie Mozyr (Belarus, Venezuela Launch Joint Oil Transfer Venture, 2010). Běloruská strana dále zvažovala možnosti dovozu ropy přes baltské terminály Ventspils (v Lotyšsku) a Butinge (v Litvě) za využití severní větve ropovodu Družba, kterou Rusko přestalo pro dodávky své ropy do Litvy a Lotyšska již dříve používat ve prospěch baltského systému BPS-1, který směřuje ruskou ropu mimo území pobaltských států do ruského přístavu Primorsk (Berg, 2008, s. 150). Část importu venezuelské ropy do Běloruska byla uskutečněna také prostřednictvím estonského přístavu Muuga a dále po železnici.

Jinou možnost nabízelo uzavření dohody s Ukrajinou o potenciálním využívání ropovodu Oděsa–Brody pro dodávky ropy do Běloruska skrze napojení ropovodu na jižní větev ropovodu Družba. Ropovod Oděsa–Brody, který byl původně plánován jako nástroj diverzifikace dodávek ropy také do Polska (po plánovaném prodloužení trasy do polského města Plock či dokonce až do přístavu Gdaňsk), po svém vybudování v roce 2002 na základě dohody podepsané ještě někdejším ukrajinským prezidentem Kučmou

dlouhá léta fungoval pouze v režimu reverzního toku a byl využíván především společnostmi TNK BP a Lukoil k dodávkám ruské ropy z ropovodu Družba do ukrajinského přístavu v Oděse. Bělorusko touto cestou chtělo ve zkušebním provozu získávat již zmíněnou ropu nakoupenou v rámci kontraktu s Venezuelou. Po obrácení směru ropovodu z Oděsy do Brodů začátkem roku 2011²⁶⁰ mohlo Bělorusko začít načas importovat touto cestou také ropu ázerbájdžánskou namísto drahé venezuelské. Proti dovozu venezuelské a ázerbájdžánské ropy trasou Oděsa–Brody, kterou provozuje ukrajinská společnost UkrTransNafta, do Běloruska se ještě v druhé polovině roku 2010 ohrazoval provozovatel ropovodu Družba, ruská státní společnost Transněft', jejíž vedení hrozilo na konci roku 2010 omezením až zastavením dodávek ropy jižní větví Družby z důvodu nedostatku kapacit ropovodu (pokud by se výrazně navýšily dodávky do Běloruska touto cestou).²⁶¹

Další spory v letech 2010–2011 a jejich řešení

Bělorusko se tedy výše popsaným způsobem snaží dosáhnout určité diverzifikace dodávek ropy. Pokud jde o plyn, v červnu 2010 se obě země znovu dostaly do sporu poté, co ruská strana omezila Bělorusku dodávky plynu v důsledku nesplácení pohledávek společnosti Gazprom za odběr plynu. Běloruská strana totiž navzdory požadavku Gazpromu na navýšení ceny plynu (ze 150 USD za 1 000 m³ plynu na 166 USD během prvního čtvrtletí roku 2010 a ve druhém čtvrtletí až na 184 USD za 1 000 m³ plynu) zaplatila v cenách roku 2009. Gazprom následně oznámil, že Bělorusko nedoplatek dluží a začal v červnu 2010 postupně omezovat dodávky (Russia and Belarus: Gas and Pies, 2010). Rusko-běloruský spor postihl částečně dodávky plynu do Polska, Litvy a do Německa, ač běloruská strana popírala, že by měla na blokaci tranzitního plynu do dalších evropských zemí podíl. Bělorusko reagovalo na ruské požadavky, aby byl dluh zaplacen v hotovosti, prohlášením, aby ruská strana naopak zaplatila pohledávku za tranzit plynu, jinak bude Bělorusko skutečně blokovat nejen dodávky plynu, ale také ropy do Evropy. Po několika dnech společnost Gazprom oznámila, že Bělorusko za dodaný plyn zaplatilo a obnovila dodávky v plné výši.

V roce 2011 byl naopak další potenciální rusko-běloruský spor v oblasti plynu zažehnán, když se v listopadu ruskému Gazpromu podařilo konečně dosáhnout svých dlouhodobých cílů a odkoupit také zbývajících 50 % akciového podílu ve společnosti Beltransgaz. K rozhodnutí běloruské strany zvolit ústupek Gazpromu zřejmě přispěla i skutečnost, že na podzim 2011 (1. linie) a 2012 (2. linie) došlo k dokončení konstrukce plynovodu Nord Stream, který obchází území Běloruska, a snižuje tak do budoucna potenciál Běloruska hrát s Ruskem a EU strategickou hru důležitého tranzitního hráče. Prodejem Beltransgazu Gazpromu se tak Bělorusko snaží, aby ruská strana neztratila zájem o tranzitní plynovody procházející jeho územím.

Premiér Putin se navíc v rámci dohody z roku 2011 doprovázející převzetí společnosti Beltransgaz Gazpromem s prezidentem Lukašenkem dohodli také na úpravách v otázce běloruského dluhu za dodávky ruského plynu, který Bělorusko nebylo schopno splácet, část splátek byla proto přenesena z roku 2011 do roku 2012. Transakce pro běloruskou stranu také znamená alespoň dočasné snížení ceny za odběr ruského plynu. Dohodu o nižších cenách za plyn Gazprom podmiňoval právě odkoupením zbývajících podílu ve společnosti Beltransgaz (Russia Finishes Gas Talks with Belarus – Putin, 2011). Ruský ministr

260 Uvolnění kapacity ropovodu Oděsa–Brody pro ázerbájdžánskou ropu firmy Socar umožnilo do značné míry i přesměrování většího množství ruské ropy přepravované tímto systémem a systémem Družba do baltského systému BPS (Socor, 2011a).

261 O využití obráceného toku ropovodu v původně plánovaném směru Oděsa–Brody se na počátku roku 2012 hovořilo i v souvislosti s možným posílením dodávek ázerbájdžánské ropy touto cestou, s využitím ropovodu Družba například i do ČR (viz „Česku se rýsuje další ropná cesta“, 2012).

pro energetiku Sergej Šmat'ko tento krok následně označil za konec „plynových válek“ mezi Ruskem a Běloruskem. Cena plynu pro Bělorusko by se v následujících letech měla přiblížit regulované ceně plynu v některých oblastech Ruské federace (ovšem bez přírážek za transport, skladování apod.).

V Rusku by ovšem po roce 2015 mělo dojít k liberalizaci trhu s plynem, která s sebou mimo jiné má nést přiblížení vnitrostátních cen za prodej plynu vývozním cenám. Je tedy otázkou, na jak dlouho Bělorusko ohledně cen plynu na této transakci vydělá.

Role elektřiny v rusko-běloruských vztazích v energetické oblasti

Důležitou komoditou v rusko-běloruských vztazích na poli energetiky je také elektřina. Ač Bělorusko není životně závislé na dovozu ruské elektřiny, přesto každoročně doplňuje vlastní kapacity importem ze Smolenské jaderné elektrárny u rusko-běloruských hranic.

Problémem běloruské elektroenergetiky je přílišná závislost na produkci elektřiny za využití importovaných fosilních paliv (především plyn, částečně ropa). S nárůstem ceny za plyn proto Minsk přesto, že disponuje dostatečnými kapacitami, začal zvažovat variantu levnějšího importu elektřiny. Podle Sergeje Pikina z Fondu energetického vývoje kilowatty produkované z importního plynu jsou o 30 % dražší než import elektřiny z Ruska nebo Ukrajiny („Obižennyj na Rossiju“, 2011).

Další možností jak snížit běloruskou závislost v energetice na Rusku je výstavba jaderné elektrárny. Dva jaderné bloky měly být vystavěny u Minsku, ale černobylská katastrofa, v jejímž důsledku bylo kontaminováno až 20 % běloruského území, se významně podepsala na veřejném mínění a obecné opozici vůči jádru. Energetické krize z roku 2002 a 2004 přinutily běloruské vedení vrátit se k projektu jaderné elektrárny i přes odpor veřejnosti. Podle tehdejších předpokladů mohlo Bělorusko uvedením jaderné elektrárny do provozu snížit import plynu z Ruska o 20 % (Eberhardt, 2009, s. 60–61). V roce 2006 proto Lukašenko na jednání o energetické bezpečnosti Běloruska označil výstavbu jaderné elektrárny za jedinou variantu pro zajištění národní bezpečnosti státu. Za hlavní argument uvedl podíl importu na spotřebě energie ve státě, který tenkrát činil 85 % (Lukašenka, 2006). Jaderná diverzifikace v Bělorusku má však mírně kontraproduktivní charakter. Samotnou výstavbu jaderné elektrárny nemá zajistit nikdo jiný než ruský Rosatom. Navíc finance na projekt ve výši 9 mld. USD by měly být poskytnuty ve formě státní půjčky ze strany Ruska. Dva bloky s celkovou kapacitou 2,4 GW by měly být v provozu postupně od roku 2016 a 2018. Zajímavostí je, že elektřina z druhého bloku bude celá exportována, jelikož kapacita prvního úplně stačí na pokrytí místní poptávky. Ruská společnost Inter-RAO UES se má na tomto exportu podílet. Plány na výstavbu nenarušila ani katastrofa na japonské Fukušimě a významné změny v energetické politice evropských států (Salnik, 2011). Otázka zní, jestli jaderná elektrárna v ruském provedení, vystavěná na ruský úvěr, s regulérní spotřebou ruského paliva a také provozovaná ruským personálem (vzhledem k nepřítomnosti běloruských specialistů na jádro), a tudíž i pravidelnými kontrolami ze strany Ruska se stane právě tím nezávislým zdrojem elektřiny, do něhož Bělorusové vkládají tolik nadějí.

Je třeba zmínit, že Rusko není jediným zdrojem elektřiny pro Bělorusko. V roce 2009 Bělorusko importovalo elektřinu celkem ze čtyř států. Největší objemy byly dovezeny z Ruska – 2,9 mld. kWh, z Ukrajiny se importovalo 1,2 mld. kWh, z Litvy 0,298 mld. kWh a z Lotyšska 0,058 kWh. V následujícím roce import významně poklesl ze 4,48 mld. kWh na 2,97 mld. kWh a importéry do Běloruska byly jen Rusko a Ukrajina, přičemž objem importu z Ukrajiny v roce 2010 se více než zdvojnásobil a dosáhl 2,94 mld. kWh. Nepatrný zbytek byl dovezen z Ruska. Snížit objem importu dovolil nárůst vlastní výroby elektřiny na 13,5 % (Belenergo, 2011).

Výrazná změna pro rusko-běloruský obchod s elektřinou nastala 1. 1. 2010, kdy byla definitivně uzavřena jaderná elektrárna Ignalina v Litvě. Elektrárna totiž zásobovala ruskou enklávu – Kaliningradskou oblast –, přičemž v roce 2009 podíl litevské elektřiny na celkové spotřebě činil přes 40 %. Proto se od roku 2010 Bělorusko stalo tranzitérem pro ruskou elektřinu ze Smolenské jaderné elektrárny do ruské enklávy a také do Litvy a Lotyšska, kterým také začaly chybět zdroje energie.

Hned na začátku roku 2010 se Bělorusko rozhodlo použít své nové pozice tranzitéra elektřiny pro nátlak na Rusko. Minsk a Moskva totiž na začátku roku pořád neměly uzavřenu smlouvu o dodávkách ropy, navíc nebyly dojednány ani podmínky tranzitu elektřiny. Proto Minsk 4. ledna 2010 rozhodl varovat Moskvu ohledně možnosti zastavení dodávek elektřiny pobaltským státům a Kaliningradu („Bělorussija grozit ostanovit“, 2010). Konflikt byl zažehnán na konci ledna podepsáním smlouvy, která vyhovovala oběma stranám, konkrétní podmínky však nebyly zveřejněny. Podle předpokladů, objem tranzitu elektřiny přes běloruské území měl narůst 8–10krát („Belenergo zasekretitilo itogi“, 2010).

K dalšímu konfliktu mezi Běloruskem a Ruskem v otázce importu elektřiny došlo v létě 2011. Importér elektřiny do Běloruska Inter-RAO UES 29. června přerušil dodávky kvůli dluhu ve výši 65 mil. dolarů, který se nahromadil za tři jarní měsíce. Obyvatel Běloruska se krize de facto nedotkla, jelikož nedostatek elektřiny z Ruska byl nahrazen vlastní výrobou. Podíl Ruska na spotřebě Běloruska totiž není nijak významný a činí pouze 12–15 % („Belorussija vyplatila časť...“, 2011). Samozřejmě situace neeskalovala i díky tomu, že se krize odehrála v létě, kdy je poptávka po elektřině nižší. Konflikt byl rychle zažehnán splacením dluhu.

Shrnutí a perspektivy vývoje rusko-běloruských vztahů v energetice

Pro popis a analýzu rusko-běloruských vztahů v energetické oblasti je nutné zařadit je do kontextu celkového vývoje komplikovaných ekonomických a politických vztahů obou sousedů, kteří byli nezřídka označováni za nejtěsnější spojence, ale rétorika, která se na obou stranách ozývala zejména po roce 2000, tomu často nenasvědčovala. Pragmatizace ruské zahraniční politiky a posílení důležitosti ekonomických zájmů ruského státu, které jsou patrné po nástupu Vladimira Putina do funkce ruského prezidenta, se citelně projeví i na vývoji rusko-běloruských vztahů. Svoji roli hrála také skutečnost, že se zde střetly dvě silné osobnosti, z nichž Putin neměl příliš trpělivosti s dalším prodlužováním jednání o politické a ekonomické integraci i prodlužováním stavu, v němž Bělorusko do značné míry ekonomicky parazitovalo na řadě nestandardních ústupků z ruské strany. Rusko po jeho nástupu požadovalo konkrétní výsledky a bylo schopno vynutit si je i poměrně rázným způsobem. Na druhé straně je třeba říci, že i přesto byla ruská strana v běloruském případě ochotna přistoupit na mnohem více kompromisů a nestandardní vztahy, ať již jde o ceny plynu, výhodné půjčky či dlouhodobou toleranci nedodržování některých dohod v oblasti obchodu s ropou. Především v případě plynu lze říci, že se trpělivost vyplatila, ruskému Gazpromu se po letech podařilo dosáhnout svého původního cíle, kterým bylo převzetí kontroly nad běloruskou tranzitní sítí. Do značné míry se na tom podepsala změna strategické situace Běloruska po vybudování plynovodu Nord Stream, kdy se změnil běloruský potenciál k určitému vydírání ruského dodavatele ve snahu udržet ruský zájem o běloruskou roli tranzitní země.

V případě ropy Bělorusko vystupuje aktivněji a snaží se hledat alternativní dodavatele i trasy. Významnou možností se zajímavým potenciálem i pro okolní země se ukázal být ropovod Oděsa–Brody, pomíjení zájmu ruských společností o Družbu a jejich koncentrace na baltský systém uvolnily tuto trasu pro jiné odběratele i dodavatele. Důležitou roli hrál také aktivní přístup Ukrajiny. Situace okolo ropovodů Oděsa–Brody, BPS-2 a Družba je každopádně důležitá i z hlediska ČR a dalších států střední Evropy, které stále používají

k importu ropy také ropovod Družba. Signifikantní je též to, jakým způsobem dohody o clech v oblasti ropy a ropných produktů, včetně dohody z prosince 2010, která je součástí systému dohod ustavujících celní unii, zasáhly do ekonomické situace v Bělorusku. Vývoj nejen v této oblasti, ale i v dalších oblastech obchodních vztahů mezi Ruskem a Běloruskem pokračuje, a jak ukazují poslední události, sporům mezi oběma stranami nezabraňuje ani úzká spolupráce na bázi celní unie a jednotného hospodářského prostoru.

Pokud jde o elektrickou energii, přestože Bělorusko neimportuje ruskou elektřinu ve větším množství, klíčovým zdrojem pro domácí generaci elektřiny zůstává právě z Ruska dovezené fosilní palivo. Stoupání světových cen za ropu a zhoršující se vztahy mezi Ruskem a Běloruskem v této oblasti tlačí ceny plynu pro Bělorusy nahoru, a tím se zvedá i cena produkce elektřiny. Levnější variantou, jak zásobovat stát elektřinou, je import ze zahraničí, přičemž tady si může Bělorusko jako klíčového dodavatele vybrat opět i Ukrajinu. Strategickým cílem běloruské vlády je však dosažení nezávislosti v otázce produkce elektřiny pomocí jaderné energie. Politická izolace běloruské diktatury však omezuje výběr dodavatele jaderných bloků a je nepravděpodobné, že elektrárna postavená Rosatomem naplní běloruské očekávání energetické nezávislosti. Situace Běloruska však není beznadějná: stát má obrovský potenciál ve snížení energetické intenzity, navíc těsnější spolupráce se západními a severními sousedy může napomoci Bělorusku odpoutat se od ruských energetických zdrojů. To ovšem potvrzuje skutečnost platnou již řadu let: Bělorusko těžko vyřeší otázku své energetické bezpečnosti a (nejen energetické) nezávislosti při současném politickém vedení.

Shrnutí

Publikace s názvem Energetická bezpečnost asijských zemí a Ruské federace si kladla za cíl představit čtenáři nejdůležitější otázky spojené s růstem energetické spotřeby nastupujících asijských spotřebitelů a zároveň reflektovat dimenze energetické bezpečnosti významného euroasijského producenta – Ruska. Dynamika vývoje na asijském kontinentu z pohledu energetické bezpečnosti má dnes značný dopad na ostatní aktéry globálního energetického systému, především EU či USA. Na významu nabývají takové otázky, jako jsou soupeření světových spotřebitelů, dostatečnost produkce v porovnání s rostoucí spotřebou či nacionalizace energetických sektorů producentů zemí. Nejen tyto problematiky jsme se snažili v knize čtenáři osvětlit.

Expanzivní ekonomický růst přivedl Čínu nejen do pozice hybné síly světové ekonomiky, ale vedl i k přerodu země z exportéra ropy do jednoho z největších světových importérů. Také spotřeba jiných zdrojů energie v Číně neustále roste. Řízení sektoru energetiky však přes několik vln restrukturalizace zůstává spíše roztržštěné a do formulace energetické politiky zasahuje větší množství aktérů, jejichž zájmy nemusí být ve vzájemném souladu. Kromě politického vedení jsou to také relevantní vládní instituce a obzvláště státní ropné společnosti, z jejichž dřívějšího sepětí s vládními institucemi pramení značný vliv na formulaci energetické politiky. Vláda a státní ropné společnosti mohou odlišně spatřovat důvody svého působení v zahraničí. Čínské státní ropné společnosti usilují o mezinárodní konkurenceschopnost, zatímco politické vedení preferuje posílení energetické bezpečnosti země a často spojuje energetickou politiku s jinými mezinárodněpolitickými cíli. Čínská energetická politika v zahraničí je často přirovnávána ke „strategickému přístupu“ k energetické bezpečnosti, i když, jak jsme ukázali v závěru kapitoly, některé hlavní rysy tohoto přístupu jsou v čínském případě zpochybňovány. Kritice je podrobován především tzv. „zdrojový merkantilismus“. Lze se domnívat, že ropa a zemní plyn vytěžené na základě výhradního práva na část budoucí těžby v zahraničí tvoří stále menšinový podíl na čínském importu a že je Čína nucena se podobně jako ostatní světoví spotřebitelé spoléhat na světový trh. Pod drobnohled analytiků se dostává i otázka aktivit čínských NOC v zahraničí a jejich rozsah. Uvedené skutečnosti ovšem nijak nezpochybňují aktivní snahu Číny zmírňovat závislost na námořním dovozu ropy a zkapalněného zemního plynu a účinnost její „ropné diplomacie“ v zahraničí. Aktivita čínských politických představitelů již přinesly ovoce v některých z okolních producentů zemí, především v oblasti kaspického regionu.

Na asijském kontinentě se setkávají i zájmy Japonska a Číny. Japonsko je tradičním zkušeným hráčem v globálním energetickém systému a historicky několikrát zažilo přímý dopad nedostatku dodávek zdrojů energie v důsledku téměř stoprocentní závislosti na jejich dovozu ze zahraničí. Přesto byly strategie Japonska v rámci energetické bezpečnosti doposud zcela odlišné od strategií Číny (či Indie). Japonská energetická politika je poměrně konzervativní, tradičně vázaná na oblast Blízkého východu. Spíše než na aktivní energetickou politiku v zahraničí na bázi „strategického přístupu“ se Japonsko dosud soustředilo především na zefektivňování domácí spotřeby. Dnes je na světové špičce ve zvyšování energetické efektivity či udržování rozsáhlých strategických zásob ropy. Organizace japonského sektoru energetiky je dobře konsolidována a vyznačuje se několika málo aktéry, kteří energetickou politiku formulují. Přesto se zdá, že i Japonsko reaguje na čínský a indický energetický růst přijetím nových opatření v rámci energetické politiky. Strategie Japonska z roku 2006, respektive 2010 přímo zmiňují potřebu restrukturalizace národních strategií směrem k větší kontrole ropné produkce ve stále soupeřivějším prostředí, tj. zabezpečení zdrojů energie prohlubováním strategických partnerství s producenty státy aktivní diplomacií na nejvyšší politické úrovni a kooperací s relevantními sektory průmyslu. Je však třeba konstatovat, že v patrnosti zůstávají i tradiční cíle japonské energetické politiky včetně posilování kooperace na mezinárodní úrovni v oblastech, kde je Japonsko na světové špičce (energetická efektivita apod.). Budoucí čínsko-japonské vztahy na pozadí energetické bezpečnosti tak otevírají prostor jak k soupeření, tak ke vzájemné kooperaci.

Zdá se, že budoucí vývoj bude záviset především na tom, jak se oběma zemím podaří zvládnout koexistenci v oblasti jihovýchodní Asie, a to nejen z pohledu energetické bezpečnosti. Otázkou také zůstává, jak se Japonsko do budoucna vyrovná s výpadkem jaderné energetiky po havárii v elektrárně Fukušima.

Indie je typickým příkladem země, která je nucena vyrovnávat se s různými, často protichůdnými dimenzemi energetické bezpečnosti. Přestože se tato problematika týká i jiných rostoucích ekonomik včetně Číny, právě na příkladu Indie jsme se čtenáři snažili ukázat, jakých rozličných dimenzí může energetická bezpečnost nabývat. Sociální dimenze energetiky, či „energetika a chudoba“, je závažnou vnitropolitickou součástí indických strategií. Indie je z hlediska výchozích podmínek, řízení sektoru energetiky i podoby zahraniční energetické politiky připodobňována k Číně. Jak Indie, tak i Čína zaznamenávají populační i ekonomický růst, primární spotřeba zdrojů energie v obou zemích roste a je závislá na spalování fosilních paliv. Přestože Čína je na tom výrazně lépe, co se týká domácích zdrojů energie, závislost obou zemí na importu ropy a zemního plynu ze zahraničí vzrůstá a otázka energetické bezpečnosti nabývá na významu. Indický sektor energetiky se podobně jako ten čínský vyznačuje relativní roztržitostí. Otázkou zůstává, zda je Indie schopna v rozsáhlém byrokratickém aparátu zkoordinovat zájmy různorodých aktérů tak, aby mohla být vytvářena koherentní energetická politika. Indická energetická strategie se dlouhodobě snaží o omezení mechanismů státní intervence, zvýšení zahraničních investic do domácího trhu a posílení vlastní soběstačnosti. Přesto se fungování domácího sektoru stále potýká se značnými nedostatky. Z mezinárodně-politického hlediska je v odborné literatuře často diskutována otázka soupeření Číny a Indie v producentních zemích. Podobně jako ve vztahu Číny a USA však je třeba mít na paměti, že i v případě Číny a Indie je zde sdílený zájem obou spotřebitelů na stabilním, dobře fungujícím mezinárodním trhu se zdroji energie a výhodách, které pramení z kooperace světových spotřebitelů.

Zatímco předmětem zájmu první části knihy byly státy, které představují významné spotřebitele energetických zdrojů, přičemž v případě Japonska se jedná o aktéra, který si je velmi dobře vědom, co znamená závislost na dovozu a nedostatek těchto zdrojů, Rusko je nejen spotřebitelem, ale také významným producentem a exportérem. V současnosti zaujímá prvořadé pozice mezi světovými producenty a exportéry fosilních paliv, přičemž neoddiskutovatelnou roli (s níž RF do budoucna počítá také v rámci vnější dimenze své energetické politiky) má také energie jaderná. Aktuální energetická strategie počítá také s tím, že by se Rusko v budoucnu mohlo stát významným exportérem elektřiny. Energetický sektor se proto logicky velmi významným způsobem podílí na příjmech ruského státního rozpočtu, což je zkušenost, která byla částečně učiněna již v dobách existence SSSR a beze zbytku potom využita v kontextu příznivé (z pohledu producenta) situace na světových trzích s ropou po roce 2000. Nejen to dává energetickému sektoru v Rusku strategický význam. V úvahu je třeba vzít také částečné propojení s administrativně-politickou, ale i bezpečnostní sférou, k němuž došlo po roce 2000 (a nemuselo se tak vždy dít jen cestou zvyšování vlastnického podílu státu, ale i prostřednictvím velmi důležitých personálních vazeb).

Z hlediska producenta, který generuje značnou část svých rozpočtových příjmů právě prostřednictvím exportu energetických zdrojů, je logické takové uvažování o energetické bezpečnosti, které klade důraz především na zajištění bezpečné poptávky. Součástí takové strategie jsou snahy kontrolovat celý řetězec, včetně dodávek (k této strategii patří i diverzifikace transportních tras), a chránit naopak svůj těžební sektor a upřednostňovat zde domácí společnosti před zahraničními investicemi. V rozporu se zájmy velkého producenta jsou logicky také diverzifikační snahy jeho odběratelů ve smyslu hledání alternativních zdrojů a dodavatelů. V případě Ruska se může zdát, že tento velký producent při snahách zabezpečit své zájmy ve vztahu k významným odběratelům instrumentálně přistupuje k tranzitním zemím či k méně významným spotřebitelům. Mezi producenty a spotřebiteli, ale také producenty a tranzitními zeměmi tak mohou vznikat konflikty, které jsou v případě sporů Ruska a tranzitních zemí typu Ukrajiny a Běloruska ještě komplikovány dlouholetým dědictvím z dob SSSR a nestandardních ekonomických vztahů (včetně oblasti energetiky), které přetrvaly i rozpad svazu a v některých případech částečně přetrvávají dodnes (Bělorus-

ko). Změny v těchto nestandardních ekonomických vztazích nezřídka následovaly po změnách v oblasti vztahů politických (Ukrajina po tzv. oranžové revoluci), což opět podpořilo interpretaci ruského obchodu s energetickými surovinami jako politického nástroje.

Zajímavou kapitolou jsou také vztahy s producenty v oblasti bývalého SSSR, které opět odrážejí dědictví minulosti, ale také specifika vývoje po rozpadu SSSR. Zdánlivá symbióza v podobě levných nákupů a re-exportu surovin z těchto zemí prostřednictvím ruské infrastruktury byla podmíněna nejen ekonomickými skutečnostmi, ale často i vývojem politických vztahů (případ Kazachstánu). Emancipační snahy těchto států potom vyplývaly opět jak z politických a geopolitických skutečností (Ázerbájdžán), tak (zejména v poslední době) stále více i z ekonomických kalkulací (konkurenční nabídky Číny, Indie a dalších aktérů). Specifickým způsobem se zde projevuje i spor o status Kaspického moře, který zasahuje také do diverzifikačních plánů EU týkajících se dovozu kaspického plynu.

Ruské strategické dokumenty, zejména ty, které se týkají bezpečnostní politiky a hovoří z tohoto pohledu i o významu energetických zdrojů v současném světě, ukazují, že jejich tvůrci uvažují o energetické bezpečnosti především v intencích strategického přístupu a politického realismu. Není vylučováno využití energetiky jako nástroje zahraniční politiky a počítá se i s nárůstem konfliktů souvisejících s energetickými zdroji. Podobně mohly být interpretovány i některé ruské akce týkající se arktické oblasti. K projevům strategického uvažování o energetické bezpečnosti ze strany Ruska ostatně patří i v knize zmíněné případy ochrany domácích společností a sporů s některými zahraničními investory. Důležitým faktorem je ovšem také vědomí potřeby modernizace, která se týká v oblasti energetiky nejen spotřební, ale také produkční sféry a infrastruktury, a vyžaduje investice. Ačkoli se země vzpamatovala z následků krize, které kvůli přechodnému poklesu cen ropy a ekonomickému dění ve světě v letech 2008/2009 také pocítila, a nastal opět růst HDP, faktem je, že např. ambiciózní těžební projekty v arktické oblasti byly odloženy, stejně jako některé další plány týkající se např. produkce LNG.

Ve vztahu k odběratelům na trzích EU (kterým RF v oblasti fosilních paliv stále přikládá značnou důležitost a nepovažuje je za neperspektivní ani pro oblast jaderné energetiky či pro obchodování s elektřinou) potom i ruská strana používá argumenty typické pro „tržní“ přístup: zdůrazňovány jsou vzájemně se doplňující zájmy producenta a spotřebitele (stabilita odbytu na jedné straně a stabilita dodávek na straně druhé), racionální zájem energetických společností na maximalizaci zisku a varování před ideologizací a sekuritizací tématu ruských investic na energetických trzích v EU. Ruská strana takto interpretuje podporované projekty diverzifikace tras pro dodávky energetických surovin do Evropy (včetně plynovodů Nord Stream a South Stream obcházejících dosavadní tranzitní země mimo EU, ale i nově budovaných ropovodů přesunujících dodávky ruské ropy ze stárnoucí Družby na moře). Podobně bylo interpretováno také jednání ruských firem ve sporech s Ukrajinou a Běloruskem. V případě liberalizačních snah ze strany EU, které se týkají především integrace v rámci unijních trhů, přičemž platná legislativa je uplatňována i na energetické společnosti ze třetích zemí a EU se navíc pokouší dosáhnout rozšiřování své legislativy týkající se některých oblastí energetiky i za vnější hranice, již ovšem ruská strana projevovala méně pochopení. Tento přístup ze strany EU byl kritizován jako do určité míry záměrné bránění ruské participaci na trzích, kde byly po léta běžně uplatňovány např. dlouhodobé kontrakty na nákup plynu či vkládání takových ustanovení, jako je zmiňovaná teritoriální klauzule, do smluv.

V úvahu je tedy třeba vzít optiku obou přístupů při současném porozumění specifickým vztahům mezi ekonomickou a politickou sférou v soudobém Rusku, porozumění vývoji ruského politického systému a charakteristikám politického režimu, stejně jako vývoji zahraniční politiky RF ve vztahu ke klíčovým oblastem ruských zájmů. V kontextu budoucnosti je třeba považovat za důležité dění, ke kterému dochází v globální ekonomice, tak i technologický vývoj, jehož využití ovšem není vždy jen otázkou dostupnosti příslušných technologií, ale i výsledkem politického rozhodnutí.

Zdroje literatury

Úvod

- Cuită, F. (2010). Conceptual Notes on Energy Security: Total or Banal Security? *Security Dialogue*, 41(2), 123–144.
- Dannreuther, R. (2003). Asian Security and China's Energy Needs. *International Relations of the Asia-Pacific*, 3(2), 197–219. DOI: 10.1093/irap/3.2.197
- Fay, K. S., & Reiertsen, L. S. (2007). *Oil Actually – Chinese and U.S. Energy Security Policies in the Caspian Region* (nepublikovaná diplomová práce). Faculty of Social Science, University of Tromsø.
- Luft, G., & Korin, A. (2009). *Energy Security Challenges for the 21st Century: A Reference Handbook*. California: Praeger.
- Tunnsjø, Ø. (2010). Hedging Against Oil Dependency: New Perspectives on China's Energy Security Policy. *International Relations*, 24(1), 25–45. DOI: 10.1177/0047117809340543
- Vivoda, V. (2009). Diversification of Oil Import Sources and Energy Security: A Key Strategy or an Elusive Objective? *Energy Policy*, 37(11), 4615–4623.
- Yergin, D. (2006). Ensuring Energy Security. *Foreign Affairs*, 85(2), 69–82.

ČÁST 1. PROČ PŘÁVĚ ASIJŠTÍ SPOTŘEBITELÉ?

- EIA. (2012). *Top World Oil Net Importers, 2012*. Dostupné z: <http://www.eia.gov/countries/index.cfm?topL=imp>
- IEA. (2010). *World Energy Outlook 2010*. Paris: IEA Publications.
- Singh, B. K. (2010). *India's Energy Security: The Changing Dynamics*. New Delhi: Pentagon Energy Press.
- World Bank Group. (2013). *GDP Growth (annual %)*. Dostupné z: <http://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.KD.ZG>

Kapitola 1. Energetická bezpečnost Číny

- Ambasáda Čínské lidové republiky v České Republice. (2009). *Správní rozdělení Číny*. Dostupné z: <http://www.chinaembassy.cz/cze/zggk/t126978.htm>
- Andrews-Speed, P. (2010). *The Institutions of Energy Governance in China*. Paris: IFRI.
- Andrews-Speed, P., & Dannreuther, R. (2011). *China, Oil and Global Politics*. New York: Routledge.
- Andrews-Speed, P., Liao, X., & Dannreuther, R. (2002). *The Strategic Implications of China's Energy Needs*. New York: Oxford University Press.
- Bauer, H. (2011). Stav a vývojové tendence čínské elektroenergetiky, *Energetika* 61(3), 187–192.
- Blank, S. (2006). *Russo-Chinese Energy Relations: Politics in Command*. London: GMB Publishing.
- Bo, Y. (2012). *China Nuclear Energy Development*. Dostupné z: http://www.iaea.org/nuclearenergy/nuclearknowledge/schools/NEM-school/2012/Japan/PDFs/week1/3-3_Yang_ChinaNuclearEnergyDevelopment.pdf

- Bo, Z. (2010). *China's New National Energy Commission: Policy Implications*. Dostupné z: <http://www.eai.nus.edu.sg/BB504.pdf>
- BP. (2012). *BP Statistical Review of World Energy, June 2012*. Dostupné z: <http://www.bp.com/statisticalreview>
- BP. (2013). *BP Statistical Review of World Energy, June 2013*. Dostupné z: <http://www.bp.com/statisticalreview>
- Byman, D., Cliff, R., & Saunders, P. (1999). US Policy Options toward an Emerging China. *The Pacific Review*, 12(3), 421–451.
- Clark, M. T. (1997). Should the United States Contain China? *Comparative Strategy*, 16(3), 275–292. DOI: 10.1080/01495939708403113
- CNOOC Limited. (2011). Dostupné z: <http://www.cnooc.com.cn/en/cnooc/default.shtml>
- CNOOC. (2011). Dostupné z: <http://en.cnooc.com.cn/>
- CNPC. (2008). *CNPC and Transneft Sign Agreement on Principle for the Construction and Operation of a Crude Pipeline*. Dostupné z: <http://www.cnpc.com.cn/en/press/newsreleases/2008/10-31.htm>
- CNPC. (2009). *CNPC Inks Agreements with Rosneft and Transneft*. Dostupné z <http://www.cnpc.com.cn/en/press/newsreleases/CNPCInksAgreementswithRosneftandTransneft.htm>
- CNPC. (2011). Dostupné z: <http://www.cnpc.com.cn/en/>
- CNPC. (2013). *Second West-East Gas Pipeline*. Dostupné z: http://www.cnpc.com.cn/en/aboutcnpc/ourbusinesses/naturalgaspipelines/Second_West_%EF%BC%8DEast_Gas_Pipeline_2.htm?COLLCC=2487437397&
- CNPC. (2013a). *CNPC in Myanmar*. Dostupné z: <http://www.cnpc.com.cn/en/cnpcworldwide/myanmar/>
- Copeland, D. (2003). Economic Interdependence and the Future of U.S.-Chinese Relations. In J. D. Ikenberry & M. Mastanduo (Eds.), *International Relations Theory and the Asia-Pacific* (s. 323–352). New York: Columbia University Press.
- Danchenko, I., Downs, E., & Hill, F. (2010). *One Step Forward, Two Steps Back? The Realities of a Rising China and Implications for Russia's Energy Ambitions*. Washington: The Brookings Institution.
- Dannreuther, R. (2003). Asian Security and China's Energy Needs. *International Relations of the Asia-Pacific*, 3(2), 197–219. DOI: 10.1093/irap/3.2.197
- Dongli, S. (2011). Nuclear Energy Development in China. In Yi-chong Xu (Eds.), *Nuclear Energy Development in Asia* (s. 43–67). New York: Palgrave Macmillan.
- Dorn, J. A. (2005). U.S.-China Relations after CNOOC. *Freeman*, 55(10), 30–32.
- Downs, E. S. (2006). *The Brookings Foreign Policy Studies; Energy Security Series: China*. Washington: The Brookings Institution.
- Downs, E. S. (2008). China's NOCs: Lessons Learned from Adventures Abroad. *Fundamentals of the Global Oil and Gas Industry*. London: Petroleum Economist.
- Downs, E. S. (2010). Who's Afraid of China's Oil Companies? In C. Pascual & J. Elkind (Eds.), *Energy Security; Economics, Politics, Strategies, and Implications* (s. 73–102). Washington: Brookings Institution Press.
- Economy, E. (2004). Don't Break the Engagement. *Foreign Affairs*, 83(3), 96–109.
- EIA. (2009). *Total Energy Consumption in China by Type*. Dostupné z: <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=CH>

- EIA. (2012). *Top World Oil Net Importers, 2012*. Dostupné z: <http://www.eia.gov/countries/index.cfm?topL=imp>
- EIA. (2013). *Country Analysis Brief: China*. Dostupné z: <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=CH>
- Erickson, A. S., & Collins, G. B. (2011). Pipelines versus Sea Lanes: Challenges and Opportunities for Securing Energy Resources. In M. Dorraj (Eds.), *China's Energy Relations with the Developing World* (s. 177–194). New York: Continuum.
- Evans, P. C. (2006). *Energy Security Series: Japan*. Washington: The Brookings Institution.
- Fettweis, CH. J. (2009). No Blood for Oil: Why Resource Wars Are Obsolete. In G. Luft & A. Korin (Eds.), *Energy Security Challenges for the 21st Century: A Reference Handbook* (s. 66–77). California: Praeger.
- Fridley, D. (2008). Natural Gas in China. In J. Stern (Eds.), *Natural Gas in Asia, The Challenges of Growth in China, India, Japan and Korea* (s. 7–65). Oxford: Oxford University Press.
- Garret, B. (2006). US-China Relations in the Era of Globalization and Terror. *Journal of Contemporary China*, 48(15), 389–415. DOI: 10.1080/10670560600736384
- Girdis, P. (2003). *China's Evolving Energy Markets, Market & Sector Transformation in China*. Dostupné z: http://www.uscc.gov/hearings/2003hearings/written_testimonies/031030bios/girdis.dean.chinareprint.pdf
- Goncharuk, A. V. (2011, 14. říjen). Chinese Nuclear Expansion: Are We Growing a New Rival? *Journal of Energy Security*. Dostupné z: http://www.ensec.org/index.php?view=article&id=333:chinese-nuclear-expansion-are-we-growing-a-new-rival&option=com_content&Itemid=386
- Handke, S. (2006). *Securing and Fuelling China's Ascent to Power*. Hague: Clingendael International Energy Programme.
- Harris, S., & Naughten, B. (2007). Economic Dimension of Energy Security in the Asia-Pacific. In M. Wesley (Eds.), *Energy Security in Asia* (s. 171–194). New York: Routledge.
- Henderson, J. (2011). *The Pricing Debate over Russian Gas Export to China*. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies.
- Chen, S. (2008). Motivations behind China's Foreign Oil Quest: A Perspective from the Chinese Government and the Oil Companies. *Journal of Chinese Political Science*, 13(1), 79–104. DOI: 10.1007/s11366-008-9017-7
- Chen, S. (2009). Marketization and China's Energy Security. *Policy and Society*, 27(3), 249–260. DOI: 10.1016/j.polsoc.2008.10.007
- China Petrochemical Corporation. (2011). Dostupné z: <http://english.sinopec.com/>
- China Petroleum & Chemical Corporation. (2011). Dostupné z: <http://english.sinopec.com/index.shtml>
- ChinaDaily. (2012). *Nuclear Program Will Bring More Power to the People*. Dostupné z: <http://www.chinadailyapac.com/article/nuclear-program-will-bring-more-power-people>
- Chinese Government. (2011). *China's Energy Conditions and Policies*. Dostupné z: http://www.gov.cn/english/official/2005-08/17/content_24165.htm#2007
- Chow, E., & Elkind, J. (2005). Hurricane Katrina and US Energy Security. *Survival*, 47(4), 145–160.
- Christoffersen, G. (2005). The Dilemmas of China's Energy Governance: Recentralization and Regional Cooperation. *The China and Eurasia Forum Quarterly*, 3(3), 55–80.
- IEA. (2007). *World Energy Outlook 2007. China and India Insights*. Paris: IEA Publications.
- IEA. (2009). *Natural Gas Market Review 2009*. Paris: IEA Publications.

- IEA. (2010). *World Energy Outlook 2010*. Paris: IEA Publications.
- ITC. (2010). *Iran*. Dostupné z: <http://www.intracen.org/country/iran/>
- Jakobson, L. (2008). Does China Have „Energy Diplomacy“? Reflections on China’s Energy Security and Its International Dimensions. In A. Marquina (Eds.), *Energy Security, Visions from Asia and Europe* (s. 121–135). New York: Palgrave Macmillan.
- Jakobson, L., & Knox, D. (2010). *New Foreign Policy Actors in China*. Sweden: SIPRI.
- Jakobson, L., & Zha, D. (2006). China and the Worldwide Search for Oil Security. *Asia-Pacific Review*, 13(2), 60–73.
- Kambara, T., & Howe, Ch. (2007). *China and the Global Energy Crisis; Development and Prospects for China’s Oil and Natural Gas*. Cheltenham: Edward Elgar.
- Kemp, G. (2010). *The East Moves West; India, China, and Asia’s Growing Presence in the Middle East*. Washington: Brookings Institution Press.
- Klare, M. T. (2004). *Blood and Oil; The Dangers and Consequences of America’s Growing Dependency on Imported Petroleum*. New York: Metropolitan Books.
- Klare, M. T. (2009). There Will Be Blood: Political Violence, Regional Warfare, and the Risk of Great-Power Conflict over Contested Energy Sources. In G. Luft & A. Korin (Eds.), *Energy Security Challenges for the 21st Century: A Reference Handbook* (s. 44–65). California: Praeger.
- Koďousková, H. (2009). Čínsko-americké vztahy pohledem energetické bezpečnosti. *Politologický časopis*, 16(4), 335–349.
- Koďousková, H. (2012). *Čínská zahraniční energetická politika*. Nepublikovaná disertační práce. Brno: MU.
- Koďousková, H. (2013). Čínská „plynová politika“ vůči Rusku a Turkmenistánu v letech 2001–2012. *Mezinárodní vztahy*, 48(4), 44–46.
- Kozyrev, V. (2008). China’s Continental Energy Strategy: Russia and Central Asia. In G. B. Collins, A. S. Erickson, L. J. Goldstein & W. S. Murray (Eds.), *China’s Energy Strategy; The Impact of Beijing’s Maritime Policies* (s. 202–251). Annapolis: Naval Institute Press.
- Lampton, D. M. (2005). China’s Rise in Asia Need Not Be at America’s Expense. In D. Shambaugh (Ed.), *Power Shift, China and Asia’s New Dynamics* (s. 306–326). California: University of California Press.
- Lee, P. K. (2005). China’s Quest for Oil Security: Oil (Wars) in the Pipeline? *The Pacific Review*, 18(2), 256–301.
- Lieberthal, K., & Herberg, M. (2006). China’s Search for Energy Security: Implications for U.S. Policy. *The National Bureau of Asian Research*, 17(1), 5–42.
- Luft, G., & Korin, A. (2009). *Energy Security Challenges for the 21st Century: A Reference Handbook*. California: Praeger.
- Meidan, M. (2008). Perceptions and Misperceptions of Energy Supply Security in Europe and the China Factor. In A. Marquina (Ed.), *Energy Security, Visions from Asia and Europe* (s. 34–54). New York: Palgrave Macmillan.
- Menges, C. C. (2003). Statement: China’s Energy Diplomacy and Its Geopolitical Implications II. In U.S.-China Economic and Security Review Commission, *China’s Energy Needs and Strategies, Hearing before the U.S.-China Economic and Security Review Commission* (s. 98–117). Washington: U.S Government Printing Office.

- METI. (2006). *Japan's New National Energy Strategy*. Dostupné z: <http://www.enecho.meti.go.jp/english/report/newnationalenergystrategy2006.pdf>
- METI. (2010). *The Strategic Energy Plan of Japan*. Dostupné z: http://www.meti.go.jp/english/press/data/20100618_08.html
- Ministry of Energy of the Russian Federation. (2003). *The Summary of the Energy Strategy of Russia for the Period of Up to 2020*. Dostupné z: http://ec.europa.eu/energy/russia/events/doc/2003_strategy_2020_en.pdf
- Mommen, A. (2007). China's Hunger for Oil: The Russian Connection. *Journal of Developing Societies*, 23, 435–466. DOI: 10.1177/0169796X0702300403
- Moran, D., & Russell, J. A. (2009). Introduction: The Militarization of Energy Security. In D. Moran & J. A. Russell (Eds.), *Energy Security and Global Politics; The Militarization of Resource Management* (s. 1–18). New York: Routledge.
- NDRC. (2011). Dostupné z: <http://en.ndrc.gov.cn/>
- NEA. (2011). Dostupné z: http://en.ndrc.gov.cn/mfod/t20081218_252224.htm
- Norling, N. (2006). Russia's energy leverage over China and the Sinopec-Rosneft deal. *China and Eurasia Forum Quarterly*, 4(4), 31–38.
- Osička, J. (et. al.) (2012). *Technicko-ekonomické aspekty energetiky*. Brno: MUNI Press.
- Øverland, I., & Brækhus, K. E. (2009). Chinese Perspectives on Russian Oil and Gas. In J. Perovic, R. W. Orttung & A. Wenger (Eds.), *Russian Energy Power and Foreign Relations; Implications for conflict and cooperation* (s. 201–222). New York: Routledge.
- PetroChina. (2011). Dostupné z: <http://www.petrochina.com.cn/ptr/>
- Reuters. (2011). *Foreign Activity down in Iran Energy Sector-GAO*. Dostupné z: <http://www.reuters.com/article/2011/08/03/usa-iranenergy-gao-idUSN1E7721GI20110803>
- Rosner, K. (2010, 29. září). Sino-Russian Energy Relations in Perspective. *Journal of Energy Security*. Dostupné z: <http://www.ensec.org>
- Ross, R. S. (1997). Beijing as a Conservative Power. *Foreign Affairs*, 76(2), 33–44.
- Russia Now. (2011). *Russia Turning to China's Huge Energy Thirst*. Dostupné z: <http://www.telegraph.co.uk/sponsored/russianow/business/8097658/Russia-turning-to-Chinas-huge-energy-thirst.html>
- Seaman, J. (2010). *Energy Security, Transnational Pipelines and China's Role in Asia*. Paris: IFRI.
- Singh, B. K. (2010a). *India's Energy Security: The Changing Dynamics*. New Delhi: Pentagon Energy Press.
- Sutter, R. (2005). China's Regional Strategy and Why It May Not Be Good For America. In D. Shambaugh (Ed.), *Power Shift, China and Asia's New Dynamics* (s. 289–305). California: University of California Press.
- Tapert, N. (n.d.). *Literature Review for: The United States and China's Energy Security Dilemma*, Dostupné z: <http://www.davidson.edu>
- The Economist. (2013, 3. srpen). *Supermajordämmerung*. Dostupné z: <http://www.economist.com/news/briefing/21582522-day-huge-integrated-international-oil-company-drawing>
- TNK-BP. (2011). Dostupné z: <http://www.tnk-bp.ru/en/>
- Vassiliouk, S. (2008). *Japanese-Russian Energy Cooperation: Problems and Perspectives*. Prezentováno na konferenci World Civilizations Forum, Rhodes, Řecko.
- Vivoda, V. (2012). Japan's Energy Security Predicament Post-Fukushima. *Energy Policy*, 46, 135–143. DOI: 10.1016/j.enpol.2012.03.044

- Vivoda, V. (2013, 16. březen). After Fukushima: The Future of Nuclear Power in Asia. *East Asia Forum*. Dostupné z: <http://www.eastasiaforum.org/2013/03/16/after-fukushima-the-future-of-nuclear-power-in-asia/>
- WNA. (2013). *Nuclear Power in China*. Dostupné z: http://world-nuclear.org/info/Country-Profiles/Countries-A-F/China--Nuclear-Power/#.UjXQhz_X-K0
- World Bank Group. (2013). *GDP Growth (annual %)*. Dostupné z: <http://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.KD.ZG>
- Yahuda, M. (2003, 19. únor). China's Win-Win Globalization. *YaleGlobal*. Dostupné z: <http://yaleglobal.yale.edu/content/chinas-win-win-globalization>
- Yergin, D. (1998). Fueling Asia's Recovery. *Foreign Affairs*, 77(2), 34–50.
- Yergin, D. (2005, 31. červenec). It's Not the End of the Oil Age. *The Washington Post*. Dostupné z: <http://www.washingtonpost.com/wp-dyn/content/article/2005/07/29/AR2005072901672.html>
- Yergin, D. (2006a). Ensuring Energy Security. *Foreign Affairs*, 85(2), 69–82. DOI: 10.2307/20031912
- Yergin, D. (2006b). The Great Bubbling. *Newsweek*, 148(25), E14-E18.
- Yuan, J. (2011). Beijing's Balancing Act: Courting New Delhi, Reassuring Islamabad. *Journal of International Affairs*, 64(2), 37–54.
- Zha, D. (2005). China's Energy Security and Its International Relations. *The China and Eurasia Forum Quarterly*, 3(3), 39–54.
- Zhang, J. (2004). *Catch-up and Competitiveness in China*. London: RoutledgeCurzon.
- Zhang, L., & Lee, J. (2008). Situation Report: Energy Policy. *China Security*, 11. Dostupné z: http://www.chinasecurity.us/index.php?option=com_content&view=article&id=61&Itemid=8

Kapitola 2. Energetická bezpečnost Japonska

- ANRE. (2010). *Energy in Japan 2010*. Dostupné z: <http://www.enecho.meti.go.jp/english/toprunner/index.html>
- Atsumi, M. (2007). Japanese Energy Security Revisited. *Asia-Pacific Review*, 14(1), 28–43. DOI: 10.1080/13439000701330353
- BP. (2013). *BP Statistical Review of World Energy, June 2013*. Dostupné z: <http://www.bp.com/statisticalreview>
- Calder, K. E. (2007). *Sino-Japanese Energy Relations: Prospect for Deepening Strategic Competition*. Prezentováno na konferenci Conference on Japan's Contemporary Challenges, Yale, Connecticut. Dostupné z: <http://eastasianstudies.research.yale.edu/japanworld/calder.pdf>
- Clarke, R. (2010). *Chinese Energy Security: The Myth of the PLAN's Frontline Status*. Dostupné z: <http://www.strategicstudiesinstitute.army.mil/pdffiles/pub1012.pdf>
- Cole, B. D. (2008). *Sea Lanes and Pipelines*. London: Praeger.
- EIA. (2009). *The World Top Net Importers*. Dostupné z: <http://www.eia.gov/countries/index.cfm?topL=imp>
- EIA. (2010). *Japan Total Energy Consumption*. Dostupné z: <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=JA>
- EIA. (2012). *Country Analysis Brief: Japan*. Dostupné z: <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=JA>
- EIA. (2013). *Electricity Generation in Japan – Nuclear*. Dostupné z: <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=JA>

- Evans, P. C. (2006). *Energy Security Series: Japan*. Washington: The Brookings Institution.
- Hashimoto, K. (2000). *Asia's Energy Security and the Role of Japan: a Diplomatic Perspective*. Dostupné z The James A. Baker III. Institute for Public Policy of Rice University: <http://bakerinstitute.org/publications/asias-energy-security-and-the-role-of-japan-a-diplomatic-perspective-on-asian-sea-lanes-and-other-regional-issues>
- Hayashi, M., & Hughes, L. (2012). The Policy Responses to the Fukushima Nuclear Accident and Their Effect on Japanese Energy Security. *Energy policy*, 59, 86–101.
- IEA. (2008). *Energy Policies of IEA Countries: Japan*. Paris: IEA Publications.
- IEA. (2009). *Progress in Implementing Energy Efficiency Policies in the G8*. Dostupné z: http://www.iea.org/G8/docs/Efficiency_progress_g8july09.pdf
- IEA. (2013). *Oil & Gas Security: Emergency Response of IEA Countries*. Paris: IEA Publications.
- Itoh, S. (2008). China's Surging Energy Demand: Trigger for Conflict or Cooperation with Japan? *East Asia*, 25(1), 79–98. DOI: 10.1007/s12140-008-9044-1
- Jain, P. (2007). Japan's Energy Security Policy in an Era of Emerging Competition in the Asia-Pacific. In M. Wesley (Eds.), *Energy Security in Asia* (s. 28–41). Oxon: Routledge.
- James A. Baker III. Institute for Public Policy of Rice University. (2000). *Japanese Energy Security and Changing Global Energy Markets: An Analysis of Northeast Asian Energy Cooperation and Japan's Evolving Leadership Role in the Region*. Dostupné z: <http://bakerinstitute.org>
- JOGMEC. (2013). Dostupné z: <http://www.jogmec.go.jp/english/aboutus/index.html>
- Liao, X. (2007). The Petroleum Factor in Sino-Japanese Relations: Beyond Energy Cooperation. *International Relations of the Asia-Pacific*, 7(1), 23–26. DOI: 10.1093/irap/lci142
- Liao, X. (2008). Sino-Japanese Energy Security and Regional Stability: the Case of the East China Sea Gas Exploration. *East Asia*, 25(1), 57–78. DOI: 10.1007/s12140-007-9035-7
- METI. (2006). *Japan's New National Energy Strategy*. Dostupné z: <http://www.enecho.meti.go.jp/english/report/newnationalenergystrategy2006.pdf>
- METI. (2008). *Cool Earth-Innovative Energy Technology Program*. Dostupné z: <http://www.meti.go.jp/english/newtopics/data/pdf/031320CoolEarth.pdf>
- METI. (2010). *The Strategic Energy Plan of Japan*. Dostupné z: http://www.meti.go.jp/english/press/data/20100618_08.html
- METI. (2012). *Japan's Challenges Towards Recovery*. Dostupné z: http://www.meti.go.jp/english/earthquake/nuclear/japan-challenges/pdf/japan-challenges_full.pdf
- Ministry of Economy, Trade and Industry [METI]. (2002). *The Basic Act on Energy Policy*. Dostupné z: [http://www.japaneselawtranslation.go.jp/law/detail/?ft=4&re=01&dn=1&ty\[\]=A&ty\[\]=B&ty\[\]=C&ty\[\]=Z&x=101&y=21&ta=j0&ky=&page=2](http://www.japaneselawtranslation.go.jp/law/detail/?ft=4&re=01&dn=1&ty[]=A&ty[]=B&ty[]=C&ty[]=Z&x=101&y=21&ta=j0&ky=&page=2)
- MOFCOM. (2010). Dostupné z: <http://jiangyaoping2.mofcom.gov.cn/aarticle/activity/201010/20101007210435.html>
- Morita, Y. (2010). Energy Saving in the Japanese Industrial Sector and International Cooperation. In G. Virendra & Ch. G. Kwa (Eds.), *Energy Security: Asia Pacific Perspectives* (s. 85–108). New Delhi: Manas Publications.
- Nakata, T. (2011). Nuclear Energy Development in Japan. In Yi-chong Xu (Eds.), *Nuclear Energy Development in Asia* (s. 98–115). New York: Palgrave Macmillan.
- New Energy and Industrial Technology Development Organization. (2010). *NEDO International projects*. Dostupné z: <http://www.nedo.go.jp/content/100080257.pdf>

- Niquet, V. (2007). *Energy Challenges in Asia: Strategic Implications for the Region*. Paris: IFRI. Dostupné z: www.ifri.org/downloads/noteenergieasieniquet.pdf
- Stewart, D. (2009). *Japan: The Power of Efficiency*. In G. Luft & A. Korin (Eds.), *Energy Security Challenges for the 21st Century: A Reference Handbook* (s. 176–190). California: Praeger.
- The Economist. (2013). *Japan's Nuclear Future: Don't Look Now*. Dostupné z <http://www.economist.com/news/asia/21576450-series-mishaps-comes-awkward-time-government-dont-look-now>
- Toichi, T. (2003). Energy Security in Asia and Japanese Policy. *Asia-Pacific Review*, 10(1), 44–51.
- Uchiyama, Y. (2002). Present Efforts of Saving Energy and Future Energy Demand/Supply in Japan. *Energy Conversion and Management*, 43(9–12), 1123–1131.
- Vivoda, V. (2009). Diversification of Oil Import Sources and Energy Security: A Key Strategy or an Elusive Objective? *Energy Policy*, 37(11), 4615–4623.
- Vivoda, V. (2012). Japan's Energy Security Predikament Post-Fukushima. *Energy policy*, 46, 135–143. DOI: 10.1016/j.enpol.2012.03.044
- WNA. (2013). *Nuclear Power in Japan*. Dostupné z: http://world-nuclear.org/info/Country-Profiles/Countries-G-N/Japan/#.UjX9pD_X-K0
- Zhao, S. (2008). China's Global Search for Energy Security: Cooperation and Competition in Asia-Pacific. *Journal of Contemporary China*, 17(55), 207–227. DOI: 10.1080/10670560701809460

Kapitola 3. Energetická bezpečnost Indie

- Ahmad, T. (2008). The International Competition for Energy Resources: India's Perspective. In Kolektiv autorů, *China, India and the United States: Competition for Energy Resources* (s. 323–391). Abu Dhabi: The Emirates Center for Strategies Studies Research.
- Ahmad, T. (2009). Geopolitics of West Asian and Central Asian Oil and Gas: Implications for India's Energy Security. In L. Noronha & A. Sudarshan (Eds.), *India's Energy Security* (s. 64–86). New York: Routledge.
- Ahuja, D., & Tatsutani, M. (2008). *Sustainable Energy for Developing Countries*. Dostupné z The academy of science for the developing world (TWAS): <http://twas.ictp.it>
- BP. (2011). *BP Statistical Review of World Energy 2011 (.xls)*. Dostupné z: www.bp.com
- BP. (2012). *BP Statistical Review of World Energy 2012*. Dostupné z: <http://www.bp.com/statisticalreview>
- BP. (2013). *BP Statistical Review of World Energy, June 2013*. Dostupné z: <http://www.bp.com/statisticalreview>
- Brown, J. G., Mukherji, V., & Wu, K. (2008). The Energy Race between China and India: Motivations and Potential Opportunities for Cooperation. In Kolektiv autorů, *China, India and the United States: Competition for Energy Resources* (s. 223–251). Abu Dhabi: The Emirates Center for Strategies Studies Research.
- Carl, J. (2009). India: Addicted to Coal. In G. Luft & A. Korin (Eds.), *Energy Security Challenges for the 21st Century: A Reference Handbook* (s. 219–232). Oxford: Praeger.
- Ct24. (2012, 31. červen). *Půlka největší demokracie světa nejezdí, nesvítí a nefunguje*. Dostupné z: <http://www.ceskatelevize.cz/ct24/svet/188469-pulka-nejvetsi-demokracie-sveta-nejezdi-nesviti-a-nefunguje/>
- DGH. (2012). *Hydrocarbon Exploration and Production Activities. India, 2011–2012*. New Delhi: India Offset Press.

- DGH. (2013). *Chronology of E&P Events in India*. Dostupné z: <http://www.dghindia.org/EandPGovernanceInIndia.aspx>
- Dhaka, A. (2009). The Geopolitics of Energy Security and the Response to its Challenges by India and Germany. *Geopolitics*, 14(2), 278–299. DOI: 10.1080/14650040802693580
- Ebinger, Ch. K. (2011). *Energy and Security in South Asia; Cooperation or Conflict?* Washington: Brookings Institution Press.
- EIA. (2011). *Top World Oil Net Importers, 2011*. Dostupné z: <http://www.eia.gov/countries/index.cfm?topL=imp>
- EIA. (2013). *Country Analysis Brief: India*. Dostupné z: <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=IN>
- GAIL. (2013a). Dostupné z: http://www.gail.nic.in/final_site/successtory.html
- GAIL. (2013b). *GAIL Commissions Dabhol LNG Terminal*. Dostupné z: http://www.gail.nic.in/final_site/pdf/2013/GAIL-13-15A-1.pdf
- Gupta, E., & Sudarshan, A. (2009). Energy and Poverty in India. In L. Noronha & A. Sudarshan (Eds.), *India's Energy Security* (s. 29–47). New York: Routledge.
- Hayashi, M., & Hughes, L. (2012). The Policy Responses to the Fukushima Nuclear Accident and Their Effect on Japanese Energy Security. *Energy policy*.
- Hazira. (2013). Dostupné z: <http://www.haziralngandport.com/index.htm>
- Hydrocarbons-technology. (2013a). *Hazira LNG Terminal, India*. Dostupné z: <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/haziralngterminalguj/>
- Hydrocarbons-technology. (2013b). *Dabhol LNG Terminal, India*. Dostupné z: <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/dabhollngterminalmah/>
- Hydrocarbons-technology. (2013c). *Kochi LNG Terminal, India*. Dostupné z: <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/kochi-lng-terminal/>
- IEA. (2007). *World Energy Outlook 2007. China and India Insights*. Paris: IEA Publications, Stedi Media.
- IEA. (2008). *Natural Gas Market Review 2008*. Paris: IEA Publications.
- IEA. (2010). *Energy Poverty; How to Make Modern Energy Access Universal?* Paris: IEA publications.
- IEA. (2011). *Energy for All; Financing Access for the Poor*. Paris: IEA publications.
- IEA. (2012). *Understanding Energy Challenges in India*. Paris: IEA publications.
- IOC. (2013). Dostupné z: <http://www.iocl.com/AboutUs/Profile.aspx>
- Jain, A. (2011). *Natural Gas in India, Liberalisation and Policy*. Oxford: Oxford University Press.
- Joshi, S., & Jung, N. (2008). Natural Gas in India. In J. Stern (Eds.), *Natural Gas in Asia: The Challenges of Growth in China, India, Japan and Korea* (s. 66–115). Oxford: Oxford University Press.
- Khurana, G. S. (2006). Securing the Maritime Silk Route: Is there a Sino-Indian Confluence? *China and Eurasia Forum Quarterly*, 4(3), s. 89-103.
- Khurana, G. S. (2009). Maritime Energy Lifelines: Policy Imperatives for India. In L. Noronha & A. Sudarshan (Eds.), *India's Energy Security* (s. 108–127). New York: Routledge.
- Kumaraswamy, P. R. (2007). India's Energy Cooperation with China: The Slippery Side. *China Report*, 43(3), 349–352. DOI: 10.1177/000944550704300306
- Lee, L. (2011). The Indian Nuclear Energy Programme: the Quest for Independence. In Yi-chong Xu (Eds.), *Nuclear Energy Development in Asia* (s. 68–97). New York: Palgrave Macmillan.

- Madan, T. (2006). *Energy Security Series: India*. Washington: The Brookings Institution.
- Misra, A. (2007). Contours of India's Energy Security: Harmonising Domestic and External Options. In M. Wesley (Eds.), *Energy Security in Asia* (s. 68–87). New York: Routledge.
- MP. (2012). *Rajiv Gandhi Grameen Vidyutikaran Yojana*. Dostupné z: <http://pib.nic.in/newsite/PrintRelease.aspx?relid=83765>
- MNRE. (2013). *National Biomass Cookstoves Programme*. Dostupné z: <http://www.mnre.gov.in/schemes/decentralized-systems/national-biomass-cookstoves-initiative/>
- MPNG. (1993). *Resolution*. Dostupné z: <http://www.dghindia.org/pdf/Resolution.pdf>
- MPNG. (2011). *India Hydrocarbon Vision – 2025*. Dostupné z: <http://petroleum.nic.in/vision.doc>
- Noronha, L., & Sun, Y. (2008). The India China Energy Dialogues of 2006 and 2007: A Report. *China Report*, 44(1), 47–52.
- OGJ. (2013). *RIL Group Has Deep KG-D6 Strike off India*. Dostupné z: <http://www.ogj.com/articles/2013/05/ril-group-has-deep-kg-d6-strike-off-india.html>
- OIL. (2013). Dostupné z: <http://www.oil-india.com/>
- ONGC. (2013). Dostupné z: <http://www.ongcindia.com/wps/wcm/connect/ongcindia/home>
- ONGC. (2013a). *Memorandum of Understanding, 2013–14, ONGC and MPNG*. Dostupné z: http://www.ongcindia.com/wps/wcm/connect/36fa538e-3e5c-4402-8cde-0a14fd3e39ca/MOU_2013.pdf?MOD=AJPERES
- Osička, J. (et. al.) (2012). *Technicko-ekonomické aspekty energetiky*. Brno: MUNI Press.
- OVL. (2013). *Assets*. Dostupné z: <http://www.ongcvidesh.com/Assets.aspx?AspxAutoDetectCookieSupport=1>
- Petronet LNG. (2013a). *Dahej LNG Terminal*. Dostupné z: http://www.petronetlng.com/Dahej_LNG_Terminal.aspx
- Petronet LNG. (2013b). *Kochi LNG Terminal*. Dostupné z: <http://www.petronetlng.com/kochi-terminal.aspx>
- Planning Commission. (2006). *Integrated Energy Policy*. Dostupné z: http://planningcommission.nic.in/reports/genrep/rep_intengy.pdf
- Planning Commission. (2011). *Power and Energy*. Dostupné z: <http://planningcommission.nic.in/sectors/index.php?sectors=energy>
- Planning Commission. (2013). *Twelfth Five Year Plan (2012–2017). Economic Sectors*. New Delhi: SAGE Publications India.
- RGTL. (2013). *EWPL Overview*. Dostupné z: http://www.rgtil.com/pipelines_ewpl_overview.html
- RIL. (2013a). Dostupné z: <http://www.ril.com/html/aboutus/aboutus.html>
- RIL. (2013b). *Growth through Energy Security in India*. Dostupné z: http://www.ril.com/html/business/exploration_production.html
- Rüegg, M. (2007). *China and India's Quest for Energy: A Factor of Cooperation or Conflict?* Geneva: Graduate Institute of International Studies.
- Singh, B. K. (2010a). *India's Energy Security: The Changing Dynamics*. New Delhi: Pentagon Energy Press.
- Singh, B. K. (2010b). *Energy Security and India-China Cooperation*. Dostupné z International Association for Energy Economics: www.iaee.org/en/publications/newsletterdl.aspx?id=92

- Srivastava, L., & Misra, N. (2007). Promoting Regional Energy Co-operation in South Asia. *Energy policy*, 35(6), 3360–3368.
- Sudarshan, A., & Noronha, L. (2009). Contextualizing India's Energy Security. In L. Noronha & A. Sudarshan (Eds.), *India's Energy Security* (s. 3–18). New York: Routledge.
- The Oilfields Regulation and Development Act. (1948). Dostupné z: <http://petroleum.nic.in/ordact.pdf>
- The Petroleum and Natural Gas Rules. (1959). Dostupné z: <http://petroleum.nic.in/pngrules.pdf>
- WB. (2013). *Country at a Glance: India*. Dostupné z: <http://www.worldbank.org/en/country/india>
- WNA. (2013). *Nuclear Power in India*. Dostupné z: <http://world-nuclear.org/info/Country-Profiles/Countries-G-N/India/#.Uf4QXm0WkWA>
- WEC. (2012). *India Energy Book, 2012*. New Delhi: WEC.
- Yang, J. (2011). A Strategic Game: China's Energy Relations with Japan and India. In C. L. Currier & M. Dorraj (Eds.), *China's Energy Relations with the Developing World* (s. 150–173). New York: The Continuum International Publishing Group.
- Zaleski, P. C., & Cruciani, M. (2009). Nuclear Power in India. In J. Lesourne & W. C. Ramsay (Eds.), *Energy in India's Future: Insights* (s. 141–160). Paris: IFRI.

Kapitola 4. Kaspický region v energetické politice Číny a Indie

- Andrews-Speed, P., & Dannreuther, R. (2011). *China, Oil and Global Politics*. New York: Routledge.
- Bardhan, P. (2006). Crouching Tiger, Lumbering Elephant? The Rise of China and India in a Comparative Economics Perspective. *Brown Journal of World Affairs*, 8(1), 49–62.
- Batra, K. R. (2009). Natural Gas Pipelines. In L. Noronha & A. Sudarshan (Eds.), *India's Energy Security* (s. 87–96). New York: Routledge.
- BG Group. (2013). *Kazakhstan*. Dostupné z: <http://www.bg-group.com/OurBusiness/WhereWeOperate/Pages/Kazakhstan.aspx>
- Blank, S. (2010). Will China Join the Iran-Pakistan-India Pipeline? *China Brief*, 10(5). Dostupné z: http://www.jamestown.org/programs/chinabrief/single/?tx_ttnews%5Btt_news%5D=36122&tx_ttnews%5BbackPid%5D=25&cHash=0e88d5e465
- Boucek, C. (2009). Maintaining Gazpromistan: The Politics of Turkmen Gas Exports. In D. Moran, & J. A. Russell, *Energy Security and Global Politics; The Militarization of Resource Management* (s. 155–174). New York: Routledge.
- BP. (2011). *BP Statistical Review of World Energy, June 2011*. Dostupné z: <http://www.bp.com/statistical-review>
- BP. (2012). *BP Statistical Review of World Energy, June 2012*. Dostupné z: <http://www.bp.com/statistical-review>
- BP. (2013). *BP Statistical Review of World Energy, June 2013*. Dostupné z: <http://www.bp.com/statistical-review>
- Černoch, F., Dančák, B., Koďousková, H., Kuchyňková, P., & Leshchenko, A. (2010). *Ruské aktivity v zemích vyvážejících zkapalněný zemní plyn: vliv na energetickou bezpečnost EU*. Brno: IIPS.

- Chandra, V. K. (2012). *The Pipeline That Wasn't: Myanmar-Bangladesh-India Natural Gas Pipeline*. Dostupné z: http://www.ensec.org/index.php?option=com_content&view=article&id=348:india-bangladesh-and-the-myanmar-bangladesh-india-natural-gas-pipeline-how-not-to-achieve-energy-s&catid=123:content&Itemid=389
- Clarke, M. E. (2011). *Xinjiang and China's Rise in Central Asia – a History*. New York: Routledge.
- CNPC. (2008). *CNPC and TurkmenGas State Concern Sign Framework Agreement on Expanding Natural Gas Cooperation*. Dostupné z: <http://www.cnpc.com.cn/en/press/newsreleases/2008/9-1.htm>
- CNPC. (2009). *CNPC and KazMunayGas Acquires 100 % of MangistauMunaiGas Shares*. Dostupné z: http://www.cnpc.com.cn/News/en/press/newsreleases/200906/20090624_C377821.shtml?COLLCC=2487437397&
- CNPC. (2011). *New Oil and Gas Cooperation Agreement Signed between China and Kazakhstan*. Dostupné z: http://www.cnpc.com.cn/en/press/newsreleases/Newoilandgascooperationagreement_signedbetweenChinaandKazakhstan.htm
- CNPC. (2013). *CNPC in Kazakhstan*. Dostupné z: <http://www.cnpc.com.cn/en/cnpcworldwide/kazakhstan/>
- CNPC. (2013a). *CNPC in Turkmenistan*. Dostupné z: <http://www.cnpc.com.cn/en/cnpcworldwide/turkmenistan/>
- CNPC. (2013b). *CNPC in Iran*. Dostupné z: <http://www.cnpc.com.cn/en/cnpcworldwide/iran/>
- Cohen, A. (2009). Energy Security in the Caspian Basin. In G. Luft, & A. Korin, *Energy Security Challenges for the 21st Century* (s. 109–127). Santa Barbara: Praeger.
- Currier, C. L., & Dorraj, M. (2011). *China's Energy Relations with the Developing World*. New York: Continuum.
- Cutler, R. M. (2012). *China Lifts Turkmen Gas Sales*. Dostupné z Asia Times: http://www.atimes.com/atimes/Central_Asia/NF15Ag02.html
- Dadwal, S. R. (2010). The Role of Natural Gas and Central Asia in Indian Energy Security. *Journal of Energy Security*. Dostupné z: http://www.ensec.org/index.php?option=com_content&view=article&id=254:the-role-of-natural-gas-in-indian-energy-security&catid=108:energysecuritycontent&Itemid=365
- Demytrie, R. (2010). *Struggle for Central Asian Energy Riches*. Dostupné z BBC: <http://www.bbc.co.uk/news/10175847>
- Downs, E. (2012). *Cooperating with China on Iran*. Washington: GMF.
- Downs, E. (2013). *China-Middle East Energy Relations*. Dostupné z Brookings: <http://www.brookings.edu/research/testimony/2013/06/06-china-middle-east-energy-downs>
- Dzardanova, S. (2010). *Resource Nationalism Trends in Turkmenistan, 2004–2009*. Dostupné z RUSSCASP: <http://www.fni.no/russcasp/WP-Dzardanova-Turkmenistan.pdf>
- Eggington, A., & Osumi, Y. (2008). *Perspectives on Caspian Oil and Gas Development*. IEA Directorate of Global Energy Dialogue.
- EIA. (2012). *Turkmenistan*. Dostupné z: <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=TX>
- Erickson, A. S., & Collins, G. B. (2010). China's Oil Security Pipe Dream; The Reality and Strategic Consequences of Seaborne Imports. *Naval War College Review*, 63(2), 89–111.
- Flower, A. (2008). Natural Gas from the Middle East. In J. Stern (Eds.), *Natural Gas in Asia, The Challenges of Growth in China, India, Japan and Korea* (s. 330–378). Oxford: Oxford University Press.
- Foster, J. (2010). Afghanistan, the TAPI Pipeline, and Energy Geopolitics. *Journal of Energy Security*. Dostupné z: http://www.ensec.org/index.php?option=com_content&view=article&id=233:afghanistan-the-tapi-pipeline-and-energy-geopolitics&catid=103:energysecurityissuecontent&Itemid=358

- Friedman, G. (2008). *Chinese Geopolitics and the Significance of Tibet*. Dostupné z Stratfor: http://www.stratfor.com/weekly/chinese_geopolitics_and_significance_tibet
- Gleason, G. (2010). Natural Gas and Authoritarianism in Turkmenistan. In I. Overland, H. Kjaernet, & A. Kendall-Taylor, *Caspian Energy Policy; Azerbaijan, Kazakhstan and Turkmenistan* (s. 78–90). New York: Routledge.
- Gomes, L. (2013). *Natural Gas in Pakistan and Bangladesh: Current Issues and Trends*. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies.
- Gupta, A. K., & Wang, H. (2009). *Getting China and India right*. San Francisco: Jossey-Bass.
- Hancock, K. J. (2006). Escaping Russia, Looking to China: Turkmenistan Pins Hopes on China's Thirst for Natural Gas. *China and Eurasia Forum Quarterly*, 4(3), 67-87.
- Handke, S. (2006). *Securing and Fuelling China's Ascent to Power*. Hague: Clingendael International Energy Programme.
- Hebron, L. (2011). The Evolution of China's Grand Strategy with the Developing World. In M. Dorraj & C. L. Currier, *China's Energy Relations with the Developing World* (s. 17–37). New York: Continuum.
- Hiro, D. (2009). *Inside Central Asia*. New York: Overlook Press.
- IEA. (2007). *World Energy Outlook 2007*. Paris: IEA Publications.
- IEA. (2009). *Natural Gas Market Review 2009*. Paris: IEA Publications.
- IPRI. (2001). *Tehran Declaration*. Dostupné z: <http://ipripak.org/journal/summer2001/document3.shtml>
- IPRI. (2003). *The Republic of India and The Islamic Republic of Iran „The New Delhi Declaration“*. Dostupné z: <http://ipripak.org/journal/summer2003/doc4.shtml>
- Jain, A. K. (2011). *Natural Gas in India: Liberalization and Policy*. Oxford: Oxford University Press.
- Jalilvand, D. R. (2013). *Iran's Gas Exports: Can Past Failure become Future Success?* Oxford: Oxford Institute for Energy Studies.
- Joshi, S., & Jung, N. (2008). Natural Gas in India. In J. Stern (Eds.), *Natural Gas in Asia: The Challenges of Growth in China, India, Japan and Korea* (s. 66–115). Oxford: Oxford University Press.
- Kaiser, M. J., & Pulsipher, A. G. (2007). A Review of the Oil and Gas Sector in Kazakhstan. *Energy policy*, 35, 1300–1314.
- Kalyuzhnova, Y. (2008). *Economics of the Caspian Oil and Gas Wealth*. New York: Palgrave Macmillan.
- Karachaganak. (2013). *Parent Companies*. Dostupné z: <http://www.kpo.kz/parent-companies.html?&L=0>
- Kemp, G. (2010). *The East Moves West; India, China, and Asia's Growing Presence in the Middle East*. Washington: Brookings Institution Press.
- Kennedy, R. (2010). In the New Great Game, Who Is Getting Played? Chinese Investments in Kazakhstan's Petroleum Sector. In I. Overland, H. Kjaernet & A. Kendall-Taylor, *Caspian Energy Politics; Azerbaijan, Kazakhstan, Turkmenistan* (s. 116–135). New York: Routledge.
- Kinaci, M. (2012, 7. srpen). Tightening Oil Sanctions on Iran. *Journal of Energy Security*. Dostupné z: http://www.ensec.org/index.php?option=com_content&view=article&id=372:tightening-oil-sanctions-on-iran&catid=128:issue-content&Itemid=402
- Kod'ousková, H. (2012). *Čínská zahraniční energetická politika*. Nepublikovaná disertační práce. Brno: MU.
- Kod'ousková, H. (2013). Čínská “plynová politika” vůči Rusku a Turkmenistánu v letech 2001-2012. *Mezinárodní vztahy*, 48(4), 44-46.

- Kozyrev, V. (2008). China's Continental Energy Strategy: Russia and Central Asia. In G. B. Collins, A. S. Erickson, L. J. Goldstein, & W. S. Murray, *China's Energy Strategy: The Impact on Beijing's Maritime Policies* (s. 202–251). Annapolis: Naval Institute Press.
- Lall, M. (2006). *The Geopolitics of Energy in South Asia*. Singapore: Institute of Southeast Asian Studies.
- Lanteigne, M. (2010). China, Energy Security and Central Asia Diplomacy: Bilateral and Multilateral Approaches. In I. Overland, H. Kjaernet, & A. Kendall-Taylor, *Caspian Energy Politics; Azerbaijan, Kazakhstan, Turkmenistan* (s. 101–115). New York: Routledge.
- Madan, T. (2006). *Energy Security Series: India*. Washington: The Brookings Institution.
- Marshal, S. I. (2012). *Ushering in the „Era of Happiness“?*. Dostupné z: Center for Strategic & International Studies: <http://csis.org/blog/ushering-era-happiness>
- NCOC. (2013). *Co-venturers*. Dostupné z: <http://www.ncoc.kz/en/ncoc/co-venturers.aspx>
- Nurmakov, A. (2010). Resource Nationalism in Kazakhstan's Petroleum Sector: Curse or Blessing? In I. Overland, H. Kjaernet & A. Kendall-Taylor, *Caspian Energy Politics; Azerbaijan, Kazakhstan, Turkmenistan* (s. 20–37). New York: Routledge.
- OVL. (2013). *Assets*. Dostupné z: <http://www.ongcvidesh.com/Assets.aspx?tab=0>
- Pant, H. V. (2010). Energy Security Multipolarity: Iran's Role in India's Energy Calculus. *Journal of Energy Security*. Dostupné z: http://www.ensec.org/index.php?option=com_content&view=article&id=251:energy-security-multipolarity-irans-role-in-indias-energy-calculus&catid=108:energysecuritycontent&Itemid=365
- Pehrson, C. J. (2006). *String of Pearls: Meeting the Challenge of China's Rising Power across the Asian Litoral*. Dostupné z Strategic Studies Institute: <http://www.strategicstudiesinstitute.army.mil/pubs/display.cfm?pubID=721>
- Peimani, H. (2010). Politicking Over Central Asia's Pipelines. *Journal of Energy Security*. Dostupné z: http://www.ensec.org/index.php?option=com_content&view=article&id=282:politicking-over-central-asias-pipelines&catid=114:content0211&Itemid=374
- Reuters. (2011). *Foreign Activity down in Iran Energy Sector-GAO*. Dostupné z: <http://www.reuters.com/article/2011/08/03/usa-iranenergy-gao-idUSN1E7721GI20110803>
- Reuters. (2012). *China Pulls Out of South Pars Phase II*. Dostupné z: <http://www.gulfoilandgas.com/webpro1/MAIN/Mainnews.asp?id=21967>
- Seaman, J. (2010). *Energy Security, Transnational Pipelines and China's Role in Asia*. Paris: IFRI.
- Singh, B. K. (2010). *India's Energy Security: The Changing Dynamics*. New Delhi: Pentagon Energy Press.
- Socor, V. (2012). Beijing Proposes Turkmenistan-China Gas Pipeline Through Northern Afghanistan. *Eurasia Daily Monitor*, 9(116), 1.
- Stern, J., & Bradshaw, M. (2008). Russian and Central Asian Gas Supply for Asia. In J. Stern, *Natural Gas in Asia* (s. 220–278). Oxford: Oxford University Press.
- TengizChevroil. (2013). *Company Overview*. Dostupné z: <http://www.tengizchevroil.com/about/overview>
- Wang, J. (2011, březén/duben). China's Search for a Grand Strategy; a Rising Great Power Finds Its Way. *Foreign Affairs*, 90(2), 68–79.

- Watkins, E. (2007). *Sinopec, Iran to Develop Iran's Yadavaran Field*. Dostupné z Oil&Gas Journal: <http://www.ogj.com/articles/2007/12/sinopec-iran-to-develop-irans-yadavaran-field.html>
- Wilson, M. E. (2006). The State's Pre-Emptive Right. *Oil & Gas Magazine Article*.
- Yenikeyeff, S. M. (2008). *Kazakhstan's Gas: Export Markets and Export Routes*. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies.
- Yenikeyeff, S. M. (2011). Energy Interests of the „Great Powers“ in Central Asia: Cooperation or Conflict? *The International Spectator*, 46(3), 61–78. DOI: 10.1080/03932729.2011.601115
- Yong, W. (2013). *Understanding Iran Under Sanctions: Oil and the National Budget*. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies.
- Ziegler, C. E. (2008). Competing for Markets and Influence: Asian National Oil Companies in Eurasia. *Asian Perspective*, 32(1), 129–163.

ČÁST 2. ENERGETICKÁ BEZPEČNOST RUSKÉ FEDERACE

Kapitola 1. Sektor energetiky v Rusku

- Akin, M. (2013, 22. březen). Time Running Out on Russia-China Gas Stalemate. *Reuters*. Dostupné z <http://www.reuters.com/article/2013/03/22/us-russia-china-gas-idUSBRE92L10P20130322>
- Alexeev, I. (2013, 16. květen). South Stream Shapes European Energy Security, Nabucco Falls Behind. *European Energy Review*. Dostupné z <http://www.europeanenergyreview.eu/site/pagina.php?id=4099>
- Atomredmetzoloto. (2012). *Godovoj otčet 2012*. Dostupné z http://www.armz.ru/media/File/facts/2013/armz_annual_report_2012_encrypted.pdf
- Bashmakov, I. (2005). *Energetičeskaja effektivnost v Rossii i perspektivy exporta rossijskogo gaza*. Dostupné z Center for Energy Efficiency: <http://www.cenef.ru/file/GasExportsProspects.pdf>
- BP. (2010). *Statistical Review of World Energy 2010*. Dostupné z: <http://www.bp.com>
- BP. (2011). *Statistical Review of World Energy 2011*. Dostupné z: <http://www.bp.com>
- BP. (2012). *Statistical Review of World Energy 2012*. Dostupné z: <http://www.bp.com>
- BP. (2013). *Statistical Review of World Energy 2013*. Dostupné z: <http://www.bp.com>
- Bušujev, V. (2010). *Neftjanaja promyšlennost Rossii – scenarii sbalansirovannogo razvitija*. Moskva: Institut energetičeskoj strategii.
- Butler, D. (2011, 18. listopad). ENI Says Samsun-Ceyhan Project Still „up and running“. *Reuters*. Dostupné z: <http://www.reuters.com/article/2011/11/18/eni-turkey-idUSL5E7MI37V20111118>
- Center for Economic and Social Development (2011). *Samsun-Ceyhan Project Seen as Alternative for Russian Oil Exports to Mediterranean*. Dostupné z: <http://cesd.az/new/2011/12/samsun-ceyhan-project-seen-as-alternative-for-russian-oil-exports-to-mediterranean/>
- CIA (n.d.). Dostupné z: <https://www.cia.gov/index.html>

- Departament komunikacii goskorporacii Rosatom. (2011, 27. listopad): *Rosatom. Itogi 2011*. Dostupné z: <http://www.rosatom.ru/journalist/main/c885c88049926634956cf7a85f0fb497>
- Dostavba Mochoviec bude o rok meškat'. (2012, 8. březen). *Pravda.sk*. Dostupné z: http://spravy.pravda.sk/dostavba-mochoviec-bude-rok-meskat-dti-/sk_ekonomika.asp?c=A120308_134324_sk_ekonomika_p01
- EBRD. (2010). *Renewable Development Initiative: Russia Country Profile*. Dostupné z: <http://www.ebrdrenewables.com/sites/renew/countries/Russia/default.aspx>
- EIA (2012). *Country Analysis Briefs. Russia*. Dostupné z: <http://www.eia.gov/countries/country-data.cfm?fips=RS>
- EIA. (2010). *Country Analysis Briefs. Russia*. Dostupné z: <http://www.eia.gov/emeu/cabs/Russia/pdf>
- Eněrgetičeskaja strategija Rossii na period do 2030 goda. (2009, 13. listopad). Utvěřžd'ona rasporjaženijem Pravitělstva Rossijskoj Feděracii № 1715-r. Dostupné z: <http://www.energystrategy.ru/projects/es-2030.htm>
- Gati, T. T. (2008). Renewable Energy in Russia's Future. *Russia in Global Affairs*, (3), 1–7.
- Charap, S., & Safonov, G. V. (2010). Climate Change and Role of Energy Efficiency. In A. Aslund, S. Gu-riev & A. Kuchins, *Russia After the Global Economic Crisis* (s. 125–150). Washington: Peterson Institute for International Economics.
- IFC. (2010). *Programma IFC po razvitiju vozobnovljaemych istočnikov energii v Rossii*. Dostupné z: [http://www.ifc.org/ifcext/eca.nsf/Content/PublicationRussiaREPbrochure2010Ru/\\$FILE/PublicationRussiaREPbrochure2010Ru.pdf](http://www.ifc.org/ifcext/eca.nsf/Content/PublicationRussiaREPbrochure2010Ru/$FILE/PublicationRussiaREPbrochure2010Ru.pdf)
- IRENA.(2013).*Doubling the Global Share of Renewable Energy. A Roadmap to 2030*. Dostupné z: [http://irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA %20REMAP %202030 %20working %20paper.pdf](http://irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA%20REMAP%202030%20working%20paper.pdf)
- Kononczuk, W. (2012). Russia's Best Ally. The Situation of the Russian Oil Sector and Forecasts for its Future. *Centre for Eastern Studies*, 39, 5–67.
- Kulagin, V. (2008). Energy Efficiency and Development of Renewables: Russia's Approach. *Russian Analytical Digest*, (46), 4.
- Locatelli, C. (2006). The Russian Oil Industry between Public and Private Governance: Obstacles to International Oil Companies' Investment Strategies. *Energy Policy*, 34(9), 1075–1085.
- Lukoil. (2011). *Associated Petroleum Gas Utilization*. Dostupné z: <http://lukoil-ws.com/projects/project3/>
- Nies, S. (2008). *Oil and Gas Delivery to Europe*. IFRI. Dostupné z: http://www.ifri.org/files/Energie/OilandGas_Nies.pdf
- Pirani, S. (2011). *Elusive Potential: Natural Gas Consumption in the CIS and the Quest for Efficiency*. Oxford: The Oxford Institute for Energy Studies.
- Pleines, H. (2009). Developing Russia's Oil and Gas Industry. In J. Perovic, R. W. Orrtung & A. Wenger (Eds.), *Russian Energy Power and Foreign Relations: Implications for Conflict and Cooperation* (s. 71–86). New York, London: Routledge.
- Poussenkova, N. (2009). Russia's Future Customers. In J. Perovic, R. W. Orrtung & A. Wenger (Eds.), *Russian Energy Power and Foreign Relations: Implications for conflict and cooperation* (s. 130–154). New York, London: Routledge.
- Press-centr atomnoj energetiki i promyšlenosti. (n.d.). Dostupné z: <http://www.minatom.ru/atommap>

- Rosatom. (2011a). *Dobyča urana*. Dostupné z: http://www.rosatom.ru/wps/wcm/connect/rosatom/rosatomsite/aboutcorporation/activity/energy_complex/uraniummining/
- Rosatom. (2011b). *Jadernoje i energetičeskoje mašinostrojenije*. Dostupné z: http://www.rosatom.ru/wps/wcm/connect/rosatom/rosatomsite/aboutcorporation/activity/energy_complex/nuclearengineering
- Rosatom. (2011c). *Struktura jadernoj otrasli*. Dostupné z: http://rosatom.ru/wps/wcm/connect/rosatom/rosatomsite/aboutcorporation/nuclearindustry/nuclear_structure/
- Rosneft. (n.d.). Dostupné z: <http://www.rosneft.com>
- Rosner, K. (2010). *Russian Coal: Europe's New Energy Challenge*. Dostupné z The German Marshall Fund of the United States: <http://www.gmfus.org/galleries/pdf/GMF753520CE20Russian20Coal20Rosner-20030810.pdf>
- Rossija dast Belorussii kredit na AES. (2012, 18. červenec). *DNI.RU Internet gazeta*. Dostupné z <http://www.dni.ru/economy/2012/7/18/237278.html>
- Ruské Centrum pro energetickou efektivitu [CENEF]. (n.d.). Dostupné z: <http://www.cenef.ru/>
- Russia Moves Toward Energy Efficiency. (2010, 21. duben). *Forbes*. Dostupné z: <http://www.forbes.com/2010/04/20/russia-law-undp-business-oxford-analytica.html>
- Sakhalin Energy. (2012). *The Company has Produced and Shipped the 500th Standard Cargo of LNG*. Dostupné z: <http://www.sakhalinenergy.ru/en/default.asp?p=channel&c=3&n=420>
- Shafranik, J. K. (Ed.) (2010). *Koncepcija bolshoj nefti*. Neft Rossii, 9 (s. 34–41). http://www.energystrategy.ru/press-c/source/oil_rus_9-2010.pdf
- Slovensko odblokovalo financování dostavby jaderné elektrárny Mochovce. (2013, 31. července). *Investiční web*. Dostupné z: <http://www.investicniweb.cz/zpravy-z-trhu/2013/7/31/slovensko-odblokovalo-financovani-dostavby-jaderne-elektrarny/>
- Socor, V. (2009, 11. srpen). Gazprom, Turkey Revive and Reconfigure Blue Stream Two. *Eurasia Daily Monitor*. Dostupné z: http://www.jamestown.org/single/?no_cache=1&tx_ttnews%5Btt_news%5D=35394&tx_ttnews%5BbackPid%5D=7&cHash=da2f573c7c
- Ten Hoedt, R., & Beckman, K. (2010, 4. listopad). For Nabucco It Is Now or Never. *European Energy Review*. Dostupné z <http://www.europeanenergyreview.eu/site/pagina.php?id=2494&zoek=south%20stream>
- Trudeau, N., & Murray, I. (2011). *Development of Energy Efficiency Indicators in Russia*. OECD/IEA.
- Tsakiris, T. (2011, 17. únor). Burgas-Alexandroupolis – Death of a Great Pipeline Project? *European Energy Review*. Dostupné z: <http://www.europeanenergyreview.eu/site/pagina.php?id=2759>
- Vatansever, A. (2010). *Russia's Oil Exports: Economic Rationale Versus Strategic Gains*. Dostupné z Carnegie Endowment for International Peace: http://carnegieendowment.org/files/russia_oil_exports.pdf
- WBG. (2008). *Energy Efficiency in Russia: Untapped Reserves*. Dostupné z: <http://web.worldbank.org>
- World Nuclear Association. (2010). *Nuclear Power in Turkey*. Dostupné z http://www.world-nuclear.org/info/inf128-nuclear_power_in_turkey.html
- Zákon č. 261. Ob energosberizenii i o povyšeenii energetičeskoj efektivnosti i o vnesenii izmenenij v ot-delnye zakonodatelnye akty Rossijskoj Feděracii*. (n.d.). Dostupné z: <http://www.economy.gov.ru/minec/documents/doc1259754338763>

Kapitola 2. Ruští národní šampioni: postavení firem

- Analyst Databook. (2011). Dostupné z: <http://www.lukoil.com/materials/images/articles/article4076.shtml>
- BP Company. (n.d.). Dostupné z: <http://www.bp.com>
- Court Rules BP-Rosneft Deal Legal if TNK-BP Joins Arctic Project. (2011, 6. květen). *RIA Novosti*. Dostupné z: <http://en.rian.ru>
- Čelpanova, M. (2011, 6. duben). Francuzskij vklad. *Kommersant*. Dostupné z <http://www.kommersant.ru/doc/1612504/print>
- Elder, M. (2007, 7. červenec): Gazprom Moves in as TNK-BP Expands in Russian Oil Fields. *The Times*. Dostupné z: <http://www.nytimes.com>
- Fletcher, R. (2011, 2. březen). Gazprom's Kovykta Gas Field Victory Is a Lesson for BP Shareholders. *The Telegraph*. Dostupné z: <http://www.telegraph.co.uk>
- Gazprom Plan LNG Import Terminal in Baltic Enclave. (2013, září). *Reuters*. Dostupné z: <http://www.reuters.com/article/2013/09/24/russia-gazprom-kaliningrad-idUSL5N0HK18L20130924>
- Gazprom. (2009a). *Gas Supplies by Gazprom Group in 2009*. Dostupné z: <http://www.gazprom.com/marketing>
- Gazprom. (2009b). *Old Gazprom*. Dostupné z: <http://old.gazprom.ru/>
- Gazprom. (2013). *Gazprom in Questions and Answers*. Dostupné z: <http://eng.gazpromquestions.ru/index.php?id=7>
- Gazprom's Investment Strategy Runs Out of Steam. (2009, červenec). *Euroasia Daily Monitor*. Dostupné z: http://www.jamestown.org/single/?no_cache=1&tx_ttnews%5Btt_news%5D=10000
- Geropoulos, K. (2008, červen). TNK-BP Saga Negative for Russia. *New Europe*. Dostupné z: <http://www.neurope.eu/articles/88468.php>
- Goldman, Marshall I. (2008). *Petrostate. Putin, Power, and the New Russia*. Oxford University Press. Oxford.
- Golubkova, E., & Mosolova, T. (2009, 3. listopad). Novatek privljek kredit Gazprombanka na 10 mld. rublej. *Reuters*. Dostupné z <http://ru.reuters.com/article/companyNews/idRUMSE5A21M220091103>.
- Gorst, I. (2007). *Lukoil: Russia's Largest Oil Company*. Dostupné z The James Baker III Institute for Public Policy Rice University: <http://www.rice.edu/energy/publications/docs/>
- Kramer, A. (2007, 22. červen). Gazprom Takes Over BP Project. *The Times*. Dostupné z: <http://www.nytimes.com>
- Leshchenko, A. (2009). *Rusko-ukrajinské vztahy z hlediska energetické bezpečnosti od roku 2000 do současnosti* (magisterská diplomová práce). Dostupné z databáze MU.
- Leshchenko, A., & Týčová, I. (2010). Ruské energetické společnosti Lukoil a TNK-BP v energetice Evropské unie. *Global politics*. Dostupné z: <http://www.globalpolitics.cz>
- Lukoil Buys 50 Percent Stake in Offshore Vietnam Project. (2011, duben). *Pennenergy*. Dostupné z: <http://www.pennenergy.com/index/petroleum/display/2088521974/articles/>
- Lukoil Oil Company. (n.d.). Dostupné z: <http://www.lukoil.com>
- Lukoil to Buy 376 ConocoPhillips Service Stations. (2006, 18. prosinec). *Reuters*. Dostupné z <http://www.reuters.com/article/idUSWEN130320061218>
- Lukoil. (2011a). *Lukoil Racing Team*. Dostupné z: <http://www.racing.lukoil.ru>

- Lukoil. (2011b). *Otčet o dejatelnosti*. Dostupné z http://www.lukoil.ru/materials/doc/annual_report_2011/LUKOIL_AR_2011_RUS.pdf
- Lukoil. (n.d.). Dostupné z: <http://www.lukoil.ru/>
- Makarova, N. V. (2008). *Gazprom: Gas Giant under Strain*. Dostupné ze Stanford University: http://iis-db.stanford.edu/pubs/22090/WP71,_Nadja_Victor,_Gazprom,_13Jan08.pdf
- Němcov, B., & Milov, V. (2008). *Putin i Gazprom. Zachidna analityčna hrupa*. Dostupné z: http://zgroup.com.ua/article.php?articleid=1428news%5D=35319&tx_ttnews%5BbackPid%5D=7&cHash=0f6498a0denews/2011-06-17/russia-may-sell-rosneft-as-medvedev-urges-more-privatization.html
- Novatek. (n.d.). Dostupné z: <http://novatek.ru>
- Olcott, M. (2005). *Vladimir Putin i něftanaja politika Rossii*. Moskva: Moskevské centrum Karnegi.
- Pronina, L., & Meyer, H. (2011, 11. červen): Russia May Sell Rosneft as Medvedev Urges More Privatization. *Bloomberg Businessweek*. Dostupné z: <http://www.businessweek.com/>
- Rosneft. (n.d.). Dostupné z: <http://www.rosneft.com>
- Rudnitsky, J., & Bierman, S. (2013, 15. dubna). China May Be Russia's Biggest Oil Buyer in 2018 on Rosneft Deal. *Bloomberg*. Dostupné z: <http://www.bloomberg.com/news/2013-04-05/china-may-be-russia-s-biggest-oil-buyer-in-2018-on-rosneft-deal.html>
- Russia: Gazprom Investment. (2008, srpen). *The New York Times*. Dostupné z <http://www.nytimes.com/2008/04/23/news/23iht-23oxan-gazprom.12272519.html>
- Setjajev, V. (2001). *Ot sojuznogo něftjanogo kompleksa – k vertikalno integrirovannym kompanijam*. Něftěgazovaja vertikal. Dostupné z: <http://naftowed.narod.ru/oil.htm>.
- Stern, J. (2005). *The Future of Russian Gas and Gazprom*. New York: Oxford University Press.
- TNK-BP. (2011). *Oil Products*. Dostupné z: <http://www.tnk-bp.ru/en/production/trade/oil-products/>
- TNK-BP. (n.d.). Dostupné z: <http://www.tnk-bp.ru>
- Victor, N. M., & Victor, D. G. (2006). Bypassing Ukraine: Exporting Russian Gas to Poland and Germany. In D. G. Victor, A. M. Jaffe & M. H. Hayes (Eds.), *Natural Gas and Geopolitics. From 1970 to 2040* (s. 122–168). Cambridge: Cambridge University Press.

Kapitola 3. Ekonomický a politický význam sektoru energetiky

- Aalto, P. (2008). The EU-Russia Energy Dialogue and the Future of European Integration: From Economic to Politico-Normative Narratives. In P. Aalto (Ed.), *The EU-Russian Energy Dialogue. Europe's Future Energy Security* (s. 23–41). Surrey: Ashgate.
- Azerbaijan, Georgia and Romania Sign Agreement to Establish Joint Venture under AGRI LNG Project. (2010, 14. září). *LNG World News*. Dostupné z: <http://www.lngworldnews.com/azerbaijan-georgia-and-romania-sign-agreement-to-establish-joint-venture-under-agri-lng-project/>
- Baev, P. K. (2008). *Russian Energy Policy and Military Power. Putin's quest for Greatness*. London: Routledge.
- BP. (2011, červen). *Statistical Review of World Energy*. Dostupné z: <http://www.bp.com>
- BP. (2013): *Statistical Review of World Energy, June 2013*. Dostupné z: http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/statistical-review/statistical_review_of_world_energy_2013.pdf

- BP. (n.d.). *Shah Deniz*. Dostupné z: <http://www.bp.com/sectiongenericarticle.do?categoryId=9006668&-contentId=7015092>
- Brzezinski, Z. (1999). *Velká šachovnice. K čemu Ameriku zavazuje její globální převaha*. Praha: Mladá Fronta.
- Butrin, D. (2010, 20. září). Stabilizacionnyj fond neisčarpaem. *Kommersant*. Dostupné z: <http://www.kommersant.ru/doc/1507385>
- Closson, S. (2009). Russia's Key Customer: Europe. In J. Perovic, R. W. Orttung & A. Wenger (Eds.), *Russian Energy Power and Foreign Relations, Implications for conflict and cooperation* (s. 89–109). London: Routledge.
- CNPC. (n.d.). *Central Asia-China Gas Pipeline*. Dostupné z: http://www.cnpc.com.cn/en/aboutcnpc/our-businesses/naturalgaspipelines/Central_Asia_%EF%BC%8DChina_Gas_Pipeline_2.htm
- Crandall, M. (2011). The Role of Central Asian Gas. In A. Dellecker & T. Gomart (Eds.), *Russian Energy Security and Foreign Policy* (s. 74-86). New York: Routledge.
- Czajkowski, M. (2003). *Rosja w Europie. Polityka bezpieczeństwa europejskiego Federacji Rosyjskiej*. Kraków: Dante.
- Černoch, F., Dančák, B., Kod'ousková, H., Kuchyňková, P., & Leshchenko, A. (2010). *Ruské aktivity v zemích vyvážejících zkapalněný zemní plyn – vliv na energetickou bezpečnost EU*. Brno: IIPS.
- Darabadi, P. (2010). *Kavkaz i Kaspíj v mirovoj istorii i geopolitike 21. veka*. Moskva: Ves'mir.
- de Haas, M. (2010). *Russia's Foreign Security Policy in the 21st Century. Putin, Medvedev and Beyond*. London: Routledge.
- Diamond, L. J. (2002). Thinking About Hybrid Regimes. *Journal of Democracy*, 13(2), 21–35. DOI: 10.1353/jod.2002.0025
- Dilbazi, E. (2009). Energetická bezpečnost a status Kaspického moře. *Středoevropské politické studie*, 11(1). Dostupné z: <http://www.cepsr.com/clanek.php?ID=358>.
- Duleba, A. (2009). *Návrh Ruska na vytvorenie nového európskeho bezpečnostného paktu. Odporúčania pre zahraničnú a bezpečnostnú politiku SR*. Bratislava: Slovenská spoločnosť pre zahraničnú politiku.
- Dyomkin, D. (2011, 15. září). Russia and Norway Sign Border Deal for Arctic Energy. *Reuters*. Dostupné z: <http://www.reuters.com/article/2010/09/15/us-russia-norway-arctic-idUSTRE68E2WV20100915>
- Energetická strategie Ruska 2030. (n.d.). Dostupné z: <http://minenergo.gov.ru/>
- Eněrgetičeskaja strategija Rossii na period do 2020 goda. (2003, 28. srpen). Utvěržd'ona rasporjaženijem Pravitělstva Rossijskoj Feděracii № 1234-r. Dostupné z: http://www.energystrategy.ru/projects/ES-28_08_2003.pdf
- Eněrgetičeskaja strategija Rossii na period do 2030 goda. (2009, 13. listopad). Utvěržd'ona rasporjaženijem Pravitělstva Rossijskoj Feděracii № 1715-r. Dostupné z: <http://www.energystrategy.ru/projects/es-2030.htm>
- Energy charter. (n.d.). Dostupné z: <http://www.encharter.org/>
- ENI. (n.d.). Dostupné z: http://www.eni.com/en_IT/innovation-technology/eni-projects/karachaganak/karachaganak-project.shtml
- Euractiv.com. (2011, 24. květen). *Europe's Southern Gas Corridor: The Great Pipeline Race*. Dostupné z: <http://www.euractiv.com/en/energy/europes-southern-gas-corridor-great-pipeline-race-linksdossier-498558>
- European Commission. (2013, 9. červenec). *EIB Supports the Construction of LNG Terminal in Lithuania, Press Release, BEI/13/104*. Dostupné z: http://europa.eu/rapid/press-release_BEI-13-104_en.htm

- Evropská komise. (2008). *Sdělení Komise Evropskému parlamentu, Radě, Evropskému hospodářskému a sociálnímu výboru a Výboru regionů: Druhý strategický přezkum energetické politiky. Akční plán EU pro zabezpečení dodávek energie a jejich solidární využití* [KOM(2008) 781]. Dostupné z: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2008:0781:FIN:CS:PDF>
- Ežijev, I. B. (2007). *Geopolitika Kaspijského regiona*. Moskva: Andalus.
- Feděralnaja služba gosudarstvennoj statistiki (2013). *Kratkosročné ekonomické ukazatele – 2013g*. Dostupné z http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/publications/catalog/doc_1140080765391
- Foreign Policy Conception of The Russian Federation. (1993). In A. Melville & T. Shakleina (Eds., 2005), *Russian Foreign Policy in Transition: Concepts and Realities* (s. 27–61). Budapest: Central European University Press.
- Gas Exporting Countries Forum. (2013). *GECF History*. Dostupné z: <http://www.gecf.org/aboutus/gecf-history>
- Gas Exporting Countries Forum. (n.d.). Dostupné z: <http://www.gecf.org/>
- Gazprom – Shtokman. (n.d.). Dostupné z: <http://www.gazprom.com/about/production/projects/deposits/shp/>
- Gazprom Plans LNG Import Terminal in Baltic Enclave (2013, 24. září). *Reuters*. Dostupné z: <http://www.reuters.com/article/2013/09/24/russia-gazprom-kaliningrad-idUSL5N0HK18L20130924>
- Gazprom. (2011a). *Eastern Gas Programm*. Dostupné z: <http://www.gazprom.com/>
- Gazprom. (2013). *Gazprom in Questions and Answers*. Dostupné z: <http://gazpromquestions.ru/?id=31#c270>
- Gazprom: Central Asia – Center. (n.d.). Dostupné z: <http://www.gazprom.com/about/production/projects/pipelines/central-asia/>
- Gazprom: Pre-Caspian Gas Pipeline. (n.d.). Dostupné z: <http://www.gazprom.com/about/production/projects/pipelines/pg/>
- Global Energy Security. (2006, 16. červenec). Dostupné z: <http://en.g8russia.ru/docs/11.html>
- Hanson, P. (2009). The Sustainability of Russia's Energy Power: Implications for the Russian Economy. In J. Perovic, R. W. Orttung & A. Wenger (Eds.), *Russian Energy Power and Foreign Relations, Implications for conflict and cooperation* (s. 23–51). London: Routledge.
- Hirman, K. (2009, 24. duben). V Nabucco začala európska ária. Nemecký RWE podpísal možno kľúčovú dohodu. *e-TREND.sk*. Dostupné z: <http://blog.etrend.sk/karel-hirman/2009/04/24/rusi-na-mol/>
- Holzer, J. (2001). *Politický systém Ruska. Hledání státu*. Brno: Centrum pro studium demokracie a kultury.
- Holzer, J. (2003). *Politické strany Ruska. Hledání identity*. Brno: Centrum pro studium demokracie a kultury.
- Holzer, J., & Kuchyňková, P. (2005). Jelcinovo Rusko. *Středoevropské politické studie*, 7(4). Dostupné z: <http://www.cepsr.com/clanek.php?ID=250>
- Holzer, J., & Kuchyňková, P. (2007). Russia in the Era of B. Yeltsin: A Case Study of An Uncertain Regime. In L. Babka & P. Roubal (Eds.), *Prague Perspectives II. A New Generation of Czech East European Studies* (s. 277–308). 1. vydání. Praha: National Library of the Czech Republic – Slavonic Library.
- IEA. (2011). *Key World Energy Statistics 2012*. Dostupné z: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/kwes-1.pdf>
- IEA. (2013). *Key World Energy Statistics 2012*. Dostupné z: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld2013_FINAL_WEB.pdf

- Institut energetičeskoj strategii. (2010). *Energetika Rossii: vzgljad v buduščeeje*. Dostupné z: http://www.energystategy.ru/editions/demo/demo_ES-2030_2011.pdf
- Joint Declaration Southern Corridor. (n.d.). Dostupné z: http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/strategy/doc/2011_01_13_joint_declaration_southern_corridor.pdf
- Kaspijskij Truboprovodnyj Konsorcium. (n.d.). Dostupné z: <http://www.cpc.ru/EN/Pages/default.aspx>
- KazMunaiGaz: Transcaspian Gas Pipeline. (n.d.). Dostupné z: http://www.kmg2.isd.kz/page.php?page_id=1236&lang=2
- Kjaernet, H. (2010). Azerbaijani-Russian Relations and the Economization of Foreign Policy. In I. Overland (Eds.), *Caspian Energy Politics. Azerbaijan, Kazakhstan and Turkmenistan* (s. 150–162). London and New York: Routledge.
- Kolyandr, A. (2013, 1. červenec). Putin Urges Gas Exporting Countries to Unite on Pricing. *The Wall Street Journal*. Dostupné z: <http://online.wsj.com/article/SB10001424127887323936404578579530810890780.html>.
- Koncepcija nacionalnoj bėzopasnosti Rossijskoj Fedėracii. (2000, 10. leden). Utvėrėd'ona Ukazom Prezidenta Rossijskoj Fedėracii 24. Dostupné z: <http://www.mid.ru/ns-osndoc.nsf/0e9272befa34209743256c630042d1aa/a54f9caa5e68075e432569fb004872a6?OpenDocument>
- Koncepcija vnėšněj politiki Rossijskoj Fedėracii (2013, 12. únor). Utvėrėd'ona Prezidentom Rossijskoj Fedėracii V. V. Putinym 12 fevralja 2013 g. Dostupné z: <http://www.mid.ru/bdomp/ns-osndoc.nsf/e2f289bea62097f9c325787a0034c255/c32577ca0017434944257b160051bf7f!OpenDocument>
- Koncepcija vnėšněj politiki Rossijskoj Fedėracii. (2000, 28. červen) Utvėrėd'ona Prezidentom Rossijskoj Fedėracii V.V. Putinym. Dostupné z: <http://www.mid.ru/ns-osndoc.nsf/0e9272befa34209743256c630042d1aa/d2658119bbb357ecc325748800375061?OpenDocument>
- Koncepcija vnėšněj politiki Rossijskoj Fedėracii. (2008, 12. červen). Utvėrėd'ona Prezidentom Rossijskoj Fedėracii D. A. Medvedėvym. Dostupné z: <http://www.mid.ru/ns-osndoc.nsf/0e9272befa34209743256c630042d1aa/d48737161a0bc944c32574870048d8f7?OpenDocument>
- Kononczuk, W. (2012). Russia's Best Ally. The Situation of the Russian Oil Sector and Forecasts for its Future. *Centre for Eastern Studies*, 39, 5–67.
- Linz, J. J., & Stepan, A. (1996). *Problems of Democratic Transition and Consolidation. Southern Europe, South America and Post-Communist Europe*. Baltimore-London: The John Hopkins University Press.
- Lukoil. (2011). Dostupné z: <http://www.lukoil-overseas.com/projects/azerbajdzhan/5751.php>
- Lukoil. (n.d.). Dostupné z: <http://www.lukoil.ru>
- Marciniak, W. (2001). *Rozgrabione imperium. Upadek Związku Sowieckiego i powstanie Federacji Rosyjskiej*. Kraków: Arcana.
- MFRF. (2011). *Stabilization Fund of the Russian Federation*. Dostupné z: <http://www.minfin.ru/en/stab-fund/about/>
- MFRF. (2013a). *Reserve Fond*. Dostupné z: <http://www.minfin.ru/ru/reservefund/statistics/volume/index.php?id4=5796>
- MFRF. (2013b). *Fond Nacionalnogo Blagosostojanija*. Dostupné z: <http://www1.minfin.ru/ru/nationalwealthfund/statistics/volume/index.php?id4=6412>
- Milov, V. (2011). Ups and Downs of the Russia-Turkmenistan Relationship. In A. Dellecker & T. Gomart (Eds.), *Russian Energy Security and Foreign Policy* (s. 89–106). London: Routledge.

- Morozov, V. (2008). Energy Dialogue and the Future Russia: Politics and Economics in the Struggle for Europe. In P. Aalto (Ed.), *The EU-Russian Energy Dialogue. Europe's Future Energy Security* (s. 45–63). Surrey: Ashgate.
- Moskva zastorgla něftjanoj dogovor s Baku (2013, 14. květen). BBC Russkaja služba. Dostupné z: http://www.bbc.co.uk/russian/business/2013/05/130514_russia_azerbaijan_oil_treaty.shtml
- Nygren, B. (2010). *The Rebuilding of Greater Russia. Putin's Foreign Policy Towards the CIS Countries*. London: Routledge.
- O'Donnell, G. (1994). Delegative Democracy. *Journal of Democracy*, 5(1), 55–69. DOI: 10.1353/jod.1994.0010
- Oil and Gas – Mergers and Acquisition Review. (n.d.). Dostupné z: <http://mergersandacquisitionreview-com.blogspot.com/2011/02/cnpc-and-kazmunaigaz-boost-strategic.html>
- Olcott, M. B. (2011). Kazakhstan's Oil and Gas Development. Views from Russia and Kazakhstan. In A. Dellecker & T. Gomart (Eds.), *Russian Energy Security and Foreign Policy* (s. 107–120). London: Routledge.
- Ollus, S. E. (2007). *Natural Resources – a Blessing or a Curse?* In S. Lainella & S. E. Ollus (Eds.), *New Conditions for Growth in Russia* (s. 4–11). Dostupné z: <http://www.suomenpankki.fi/bofit/tutkimus/tutkimusjulkaisut/online/Documents/bon0707.pdf>
- Orttung, R. W. (2009). Energy and State-society Relations: Socio-political Aspects of Russia's Energy Wealth. In J. Perovic, R. W. Orttung & A. Wenger (Eds.), *Russian Energy Power and Foreign Relations, Implications for conflict and cooperation* (s. 51–70). London: Routledge.
- Osnovy gosudarstvennoj politiki Rossijskoj Feděracii v Arktike na period do 2020 goda i dalnějšuju perspektivu. (2008). Dostupné z Rossijskaja Gazeta: <http://www.rg.ru/2009/03/30/arktika-osnovy-dok.html>
- Perry-Castañeda Library Map Collection. (n.d.). *Polar Regions and Oceans Maps*. Dostupné z: http://www.lib.utexas.edu/maps/islands_oceans_poles/arctic_region_pol_2009.pdf
- Poussenkova, N. (2009). Russia's Future Customers. In J. Perovic, R. W. Orttung & A. Wenger (Eds.), *Russian Energy Power and Foreign Relations: Implications for conflict and cooperation* (s. 130–154). New York, London: Routledge.
- Pravitělstvo Rossijskoj Feděracii. (n.d.). Dostupné z: <http://www.government.ru/#production/projects/east-program/>
- Rettman, A. (2009, 21. duben). Russia Invites Europe to Join New Energy Charter. *EUObserver*. Dostupné z: <http://euobserver.com/24/27970>
- Romanova, T. (2008). Energy Dialogue from Strategic Partnership to the Regional Level of the Northern Dimension. In P. Aalto (Ed.), *The EU-Russian Energy Dialogue. Europe's Future Energy Security* (s. 63–91). Surrey: Ashgate.
- Rutland, P. (2009). Putin's Economic Record: Is the Oil Boom Sustainable? In R. Sakwa (Eds.), *Power and Policy in Putin's Russia* (s. 173–194). London: Routledge.
- Sakwa, R. (2008). *Putin. Russia's choice*. 2nd edition. New York: Routledge.
- Shevtsova, L. (1997). Dilemmas of Post-Communist Russia. *Security Dialogue*, 28(1), 83–96. DOI: 10.1177/0967010697028001008
- Shevtsova, L. (2005). *Putin's Russia*. Washington, D.C.: Carnegie Endowment for International Peace.
- Shtokman. (n.d.). *About the Company*. Dostupné z: <http://www.shtokman.ru/en/about/>

- Socor, V. (2008a). A Russian-led „OPEC for Gas“? Design, Implications, Countermeasures. *Lithuanian Foreign Policy Review*, 20, 112–119.
- Socor, V. (2008b). *Azerbaijan Quietly Lending Impetus to Nabucco Project*. Dostupné z Jamestown Foundation: http://www.jamestown.org/programs/edm/single/?tx_ttnews%5Btt_news%5D=34195&tx_ttnews%5BbackPid%5D=166&no_cache=1
- Souleimanov, E., & Svoboda, K. (2006). Čečenská válka a ruská společnost. *Středoevropské politické studie*, 7(2–3). Dostupné z: <http://www.cepsr.com/clanek.php?ID=266>
- Sovacool, B., K. (Eds.) (2011). *The Routledge Handbook of Energy Security*. London: Routledge.
- Správa Chanty-Mansijského regionu. (n.d.). Dostupné z: <http://www.admhmao.ru>
- Stent, A. E. (2009). Restoration and Revolution in Putin's Foreign Policy. In R. Sakwa (Eds.), *Power and Policy in Putin's Russia* (s. 211–228). London: Routledge.
- Stratégija nacionalnoj bezpečnosti Rossijskoj Feděracii do 2020 goda. (2009, 12. května). Utvěrdžona Ukazom Prezidenta Rossijskoj Feděracii № 53. Dostupné z: <http://www.mid.ru/ns-osndoc.nsf/0e9272befa34209743256c630042d1aa/8abb3c17eb3d2626c32575b500320ae4?OpenDocument>
- Surkov, V. (2006, 20. listopad). Nacionalizacija buduščego. *Ekspert*, 43(537). Dostupné z: http://expert.ru/expert/2006/43/nacionalizacija_budushego/
- Ševcova, L. (1999). *Režim Borisa Jelcina*. Moskva: Rosspen.
- The Energy Charter Treaty and Related Documents. (2004). A Legal Framework for International Energy Cooperation. *Energy Charter Secretariat*. Dostupné z: <http://www.ena.lt/pdfai/Treaty.pdf>
- The Tititodorancea. (2011, červenec). *Oil Prices*. Dostupné z: http://www.tititodorancea.com/z/oil_prices.htm
- The World Factbook. (n.d.). Dostupné z CIA: <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/index.html>
- Trans Adriatic Pipeline (n.d.): TAP AG Company. Dostupné z: <http://www.trans-adriatic-pipeline.com/about-us/tap-ag-company/>
- Trans-Balkan Pipeline. (n.d.). Dostupné z: <http://www.tbpipeline.com/project/overview>
- Transněft': Rusko bude dodávky ropy do ČR asi dál omezovat. (2012, 20. června). *Patria Online*. Dostupné z: <http://www.patria.cz/zpravodajstvi/2094581/transneft-rusko-bude-dodavky-ropy-do-cr-asi-dal-omezovat.html>
- Trenin, D., & Baev, P. K. (2010). *The Arctic. A View from Moscow*. Washington: Carnegie Endowment for International Peace.
- Troika Dialog. (2008). Russia: Economic Monthly, January. Moscow. In Rutland, P. (2009). Putin's Economic Record. In R. Sakwa (Eds.), *Power and Policy in Putin's Russia* (s. 173–194). London: Routledge.
- Tsygankov, A. P. (2003). Mastering Space in Eurasia: Russian Geopolitical Thinking after the Soviet Break-Up. *Communist and Post-Communist Studies*, 35(1), 101–127. DOI: 10.1016/S0967-067X(02)00055-7
- Tsygankov, A. P. (2005). Vladimir Putin's Vision of Russia as a Normal Great Power. *Post-Soviet Affairs*, 22(2), 132–158.
- Tsygankov, A. P. (2010). *Russia's Foreign policy. Change and Continuity in National Identity*. Second Edition. Plymouth: Rowman and Littlefield Publishers, Inc.
- Turkmenistan Rejects Russian Doubts over Gas Reserves. (2011, 21. listopad). *Reuters*. Dostupné z: <http://www.reuters.com/article/2011/11/21/gas-turkmenistan-russi-idUSL5E7ML04Y20111121>

- Umbach, F. (2011). Energy Security in Eurasia. Clashing interests. In A. Dellecker & T. Gomart (Eds.), *Russian Energy Security and Foreign Policy* (s. 23–38). London: Routledge.
- University of Texas. (n.d.). *Ethnolinguistics Groups in the Caucasus Region*. Dostupné z: <http://www.lib.utexas.edu/maps/commonwealth/ethnocaucasus.jpg>
- Valdez, M., & Weaver, K. (2011). Turkmenistan. In *The International Comparative Legal Guide to: Gas Regulation 2011. A practical cross-border insight into Gas Regulation work* (s. 279–285). London: Global Legal Group, Ltd.
- Vassiliouk, S. (2008). *Japanese-Russian Energy Cooperation: Problems and Perspectives*. Japan: The Institute of Energy Economics. Dostupné z: <http://eneken.iecej.or.jp/data/en/data/pdf/461.pdf>
- Westphal, K. (2008). Germany and the EU-Russia Energy Dialogue. In P. Aalto (Ed.), *The EU-Russian Energy Dialogue. Europe's Future Energy Security* (s. 93–118). Surrey: Ashgate.
- Yergin, D. (2006). Ensuring Energy Security. *Foreign Affairs*, 85(2), 69–82. DOI: 10.2307/20031912
- Zakaira, F. (2003). *Budoucnost svobody. Neliberální demokracie v USA i ve světě*. Praha: Academia.

Kapitola 4. Evropská dimenze ruské energetiky: Rusko a EU

- Adámková, A., & Hanžlová, J. (2009, 25. květen). Česká společnost Mero usiluje o propojení evropských ropovodů. *Český rozhlas*. Dostupné z: http://www.rozhlas.cz/evropskaunie/zpravodajstvi/_zprava/584205
- AtomStroyExport Sue on Belene Payment. (2011, 22. červenec). *World Nuclear News*. Dostupné z: http://www.world-nuclear-news.org/IT_AtomStroyExport_sue_on_Belene_payment_2207111.html
- Atomstroyexport: Projects. (2012). Dostupné z: <http://www.atomstroyexport.com/about/eng/2>
- Azerbaijan Minister Still Sees Future for Nabucco Gas Pipeline (2013, 5. září), *Reuters*. Dostupné z: <http://www.reuters.com/article/2013/09/05/azerbaijan-nabucco-idUSL6N0H12WV20130905>
- Belyi, A. V. (2008). EU External Energy Policies: A Paradox of Integration. In J. Orbie (Eds.), *Europe's Global Role. External Policies of the European Union* (s. 203–215). Burlington: Ashgate.
- Berg, E. (2008). The Baltic Gateway: A Corridor Leading Towards Three Different Directions? In P. Aalto (Ed.), *The EU-Russian Energy Dialogue. Europe's Future Energy Security* (s. 145–162). Burlington: Ashgate.
- BP, Shah Deniz Choose Nabucco West as Azeri Gas Route (2013, 28. červen), *novinite.com. Sophia News Agency*. Dostupné z: http://www.novinite.com/view_news.php?id=140779
- Brande, E. V. (2008). Green Civilian Power Europe? In J. Orbie (Ed.), *Europe's Global Role. External Policies of the European Union* (s. 157–179). Burlington: Ashgate.
- Bryant, C., & Belton, C. (2011, 25. květen). Mol Buy-back to Cost €1.9bn. *Financial Times*. Dostupné z: <http://www.ft.com/cms/s/0/b22c1c9c-8619-11e0-be9b-00144feabdc0.html#axzz1qEHiklrW>
- Bulgaria Pulls Out of Burgas-Alexandroupoli Pipeline. (2011, 7. prosinec). *Athens News*. Dostupné z: <http://www.athensnews.gr/portal/1/51168>
- Bulgarian Court Orders Disclosure of Belene Nuclear Plant Study (2013, 20. srpen). *The Sophia Globe*. Dostupné z: <http://sofiaglobe.com/2013/08/20/bulgarian-court-orders-disclosure-of-belene-nuclear-plant-studies/>
- Burgas-Alexandroupolis Oil Pipeline. (n.d.). Dostupné z: <http://www.bgbui.com/maps/trase/map-christos-dimas-thraki-2007.jpg>

Closson, S. (2009). Russia's Key Customer: Europe. In J. Perovic, R. W. Orttung & A. Wenger (Eds.), *Russian Energy Power and Foreign Relations, Implications for conflict and cooperation* (s. 89–109). London: Routledge.

Conceptual Approach to the New Legal Framework for Energy Cooperation (Goals and Principles). (2009, 21. duben). *President of Russia. Official Web Portal*. Dostupné z: <http://eng.kremlin.ru/text/docs/2009/04/215305.shtml>

Consortium Turns Down Nabucco West Pipeline (2013, 26. červen). *RFE*. Dostupné z: <http://www.rferl.org/content/nabucco-west-pipeline-rejection/25028589.html>

Černoch, F., Dančák, B., Kovačovská, J., Ocelík, P., Osička, J., Vlček, T., & Zapletalová, V. (2011). *The Future of Natural Gas Security in the V4 Countries: a Scenario Analysis and the EU Dimension*. Brno: IIPS.

ČTK (2012a, 20. červen): Transněft': Rusko bude dodávky ropy do ČR asi dál omezovat.

ČTK (2012b, 11. červenec): Dodávky ropy Družbou stále omezeny, řešení v nedohlednu.

Dąbrowski, T. (2012, 25. dubna). Hungary Is Losing Faith in Nabucco. *Ósrodek studiów wschodnich. EastWeek*. Dostupné z: <http://www.osw.waw.pl/en/publikacje/eastweek/2012-04-25/hungary-losing-faith-nabucco>

Dánsko kývlo na plynovod Nord Stream. (2009, 22. říjen). *EurActiv*. Dostupné z: <http://www.euractiv.cz/energetika/clanek/dansko-kyvlo-na-plynovod-nord-stream-006651>

Deák, A. (2009). Is There a Central European Energy Market in the Making? *International Issues & Slovak Foreign Policy Affairs*, 17(1), 3–14.

Delegation of the European Union to Russia. (n.d.). *Political framework: Europe and Russia: Building a Strategic Partnership*. Dostupné z: http://eeas.europa.eu/delegations/russia/eu_russia/political_relations/political_framework/index_en.htm

Dohoda o partnerství a spolupráci, kterou se zakládá partnerství mezi Evropskými společenstvími a jejich členskými státy na jedné straně a Ruskou federací na straně druhé. (1997, 28. listopad). Úř. věst. L 327, S. 0003–0069, zvláštní vydání v českém jazyce Kap. 11 Sv. 26 S. 356–357. Dostupné z: [http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:21997A1128\(01\):CS:HTM](http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:21997A1128(01):CS:HTM)

EEGA. (2007, 26. září). *Cost of the Nord Stream Pipeline is Surprisingly High*. Dostupné z: http://www.eegas.com/nord_en.htm

Emerson, M. (2008). *The EU's New Black Sea Policy. What Kind of Regionalism Is This?* Dostupné z: <http://www.ceps.be/book/eus-new-black-sea-policy-what-kind-regionalism>

Emerson, M., & Kostanyan, H. (2013, 17. září). Putin's Grand Design to Destroy the EU's Eastern Partnership and Replace it with a Disastrous Neighbourhood Policy of His Own. *Centre for European Policy Studies*. Dostupné z: <http://ceps.eu/book/putin%E2%80%99s-grand-design-destroy-eu%E2%80%99s-eastern-partnership-and-replace-it-disastrous-neighbourhood-p>

Energetičeskaja strategija Rossii na period do 2020 goda. (2003, 28. srpen). *Utveržd'ona rasporjaženijem Pravitelstva Rossijskoj Feděracii № 1234-r*. Dostupné z: http://www.energystrategy.ru/projects/ES-28_08_2003.pdf

Energetičeskaja strategija Rossii na period do 2030 goda. (2009, 13. listopad). *Utveržd'ona rasporjaženijem Pravitelstva Rossijskoj Feděracii № 1715-r*. Dostupné z: <http://www.energystrategy.ru/projects/es-2030.htm>

Energy Community (n.d.): Memembers. Dostupné z: http://www.energy-community.org/portal/page/portal/ENC_HOME/MEMBERS

- Energy Community Ministerial Council Meeting Conclusions. (2009, 18. prosinec). Dostupné z: <http://www.energy-community.org/pls/portal/docs/488187.PDF>
- Energy Community. (n.d.). Dostupné z: http://www.energy-community.org/portal/page/portal/ENC_HOME
- Energy Charter Secretariat. (2004). *The Energy Charter Treaty and Related Documents. A Legal Framework for International Energy Cooperation*. Dostupné z: <http://www.ena.lt/pdfai/Treaty.pdf>
- Energy Charter Secretariat. (2010). *Status of Ratification of the Trade Amendment to the Energy Charter Treaty as of January 2010*. Dostupné z: http://www.encharter.org/fileadmin/user_upload/document/Trade_Amendment_ratification_status.pdf
- Energy Charter Secretariat. (2013). *Status of Ratification of the Energy Charter Treaty as of June 2013*. Dostupné z: http://www.encharter.org/fileadmin/user_upload/document/ECT_ratification_status.pdf
- Engelbrekt, K., & Vassilev, I. (2010). European Energy Policy Meets Russian Bilateralism: The Case of Southeastern Europe. In K. Engelbrekt & B. Nygren (Eds.), *Russia and Europe. Building Bridges, Digging Trenches* (s. 187–206). London: Routledge.
- EU Opens Antitrust Probe Against Gazprom. (2012, 4. září). *RIA Novosti*. Dostupné z: <http://en.rian.ru/world/20120904/175769697.html>
- EU2006.fi. (2006). *Finland's EU Presidency: Lahti Informal Meeting of Heads of State or Government*. Dostupné z: http://www.eu2006.fi/CALENDAR/VKO42/EN_GB/1129707161527/INDEXD195.HTM?calYear=2006&calMonth=9
- EU2007.DE. (2007). *Press Release: EU-Russia Summit: Despite Difficulties a Common Path*. Dostupné z: http://www.eu2007.de/en/News/Press_Releases/May/0518AASamara.html
- EUobserver. (2013, 4. října): *EU Launches Anti-trust Case against Gazprom*. Dostupné z: <http://euobserver.com/political/121659>.
- EurActiv. (2011, 4. října): *Putin navrhl vznik „Euroasijské unie“ jako protipól k EU*. Dostupné z: <http://www.euractiv.cz/vnejsi-vztahy/clanek/putin-navrhl-vznik-euroasijske-unie-jako-protipol-k-eu-009203>
- European Commission. (2003, 6. říjen). *Press Release: Commission reaches breakthrough with Gazprom and ENI on territorial restriction clauses, IP/03/1345, Brussels*. Dostupné z: <http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=IP/03/1345&format=HTML&aged=0&language=EN&guiLanguage=en>
- European Commission. (2007). *Communication From the Commission „A Strong European Neighbourhood Policy“, COM (2007) 774 Final*. Dostupné z: http://ec.europa.eu/world/enp/pdf/com07_774_en.pdf
- European Commission. (2009, 19. březen). *EU-Russia Energy Dialogue, MEMO/09/121, Brussels*. Dostupné z: <http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=MEMO/09/121&format=HTML&language=en>
- European Commission. (2010a, 4. listopad). *Günther Oettinger EU Commissioner for Energy Statement on the Yamal-Pipeline and the Gas Agreement between Poland and Russia Statement Given at the Margin of the 12th Meeting of the Presidents of the Parliaments of the Regional Partnership Warsaw, 4 November 2010, SPEECH/10/620*. Dostupné z: <http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=SPEECH/10/620>
- European Commission. (2010b, 24. září). *Commission Welcomes Ukraine in Energy Community, IP/10/1173, Brussels*. Dostupné z: <http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=IP/10/1173>
- European Commission. (2011, 13. leden): *Press Release: Commission and Azerbaijan Sign Strategic Gas Deal, IP/11/30, Brussels*. Dostupné z: <http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=IP/11/30>

European Commission. (2012). *Energy. Energy From Abroad. EU-Russia Energy Dialogue*. Dostupné z: http://ec.europa.eu/energy/international/russia/dialogue/dialogue_en.htm

European Commission. (2013). *EU Energy in Figures. Statistical Pocketbook 2013*. Dostupné z: http://ec.europa.eu/energy/publications/doc/2013_pocketbook.pdf

European Commission. (n.d.a). *Energy. Statistics & Market Observatory. EU Crude Oil Imports*. Dostupné z: http://ec.europa.eu/energy/observatory/oil/import_export_en.htm

European Commission. (n.d.b). *Energy: Second Strategic Energy Review – Securing our Energy Future*. Dostupné z: http://ec.europa.eu/energy/strategies/2008/2008_11_ser2_en.htm

European Commission. (n.d.c). *Energy: Energy from Abroad: Early Warning Mechanism*. Dostupné z: http://ec.europa.eu/energy/international/russia/dialogue/warning_en.htm.

European Council – Council of the EU. (2012). TV Newsroom. *EU-Russia Summit – December 2012: Press Conference – Part 6 (Q&A)*. Dostupné z: <http://tvnewsroom.consilium.europa.eu/event/eu-russia-summit-december-2012/press-conference-part-6-qa2070>.

European Council – Council of EU. (n.d.). TV Newsroom. *EU-Russia Summit – December 2012*. Dostupné z: <http://tvnewsroom.consilium.europa.eu/event/eu-russia-summit-december-2012/arrivals44027146359>.

European Dialogue: Druzhba Pipeline Map. (n.d.). Dostupné z: <http://eurodialogue.org/Druzhba-Pipeline-Map>

European Dialogue: Nabucco and Nord Stream Pipelines Map. (n.d.). Dostupné z: <http://eurodialogue.org/Nabucco-And-Nord-Stream-Pipelines-Map>

Euroskop (2013, 28. srpna): *Nekončící ukrajinské dilema: EU nebo Rusko?* Dostupné z: <https://www.euroskop.cz/46/22821/clanek/nekoncici-ukrajinske-dilema-eu-nebo-rusko>

Eurostat. (2011a). *Energy Production and Imports*. Dostupné z: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics_explained/index.php/Energy_production_and_imports#Further_Eurostat_information

Eurostat (2011b). *File: Main Origin of Primary Energy Imports, EU-27, 2001–2009 (% of extra EU-27 imports)*. Dostupné z: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics_explained/index.php?title=File:Main_origin_of_primary_energy_imports,_EU-27,_2001-2009_%28%25_of_extra_EU-27_imports%29.png&filetimestamp=20111123174700

Eurostat. (2011c). *File: Hard Coal Imports into the EU-27 by Country of Origin, 2010*. Dostupné z: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics_explained/index.php?title=File:Hard_coal_imports_into_the_EU-27_by_country_of_origin,_2010_%28in_kt%29.png&filetimestamp=20110712091729

Eurostat. (2012a). *Hard Coal Imports into the EU-27 by Country of Origin, 2011*. Dostupné z: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics_explained/images/8/80/Hard_coal_imports_into_the_EU-27_by_country_of_origin%2C_2011_%28in_kt%29.png

Eurostat. (2012b). *File: EU-27 Imports of Natural Gas – Percentage of Extra-EU Imports by Country of Origin, 2011*. Dostupné z: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics_explained/index.php?title=File:EU-27_imports_of_natural_gas_-_percentage_of_extra-EU_imports_by_country_of_origin,_2011.png&filetimestamp=20120604085013

Eurostat. (2013a). *File: EU-27 Imports of Natural Gas – Percentage of Extra-EU Imports by Country of Origin, 2012*. Dostupné z: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics_explained/index.php?title=File:EU-27_imports_of_natural_gas_-_percentage_of_extra-EU_imports_by_country_of_origin,_2012.png&filetimestamp=20130529121346

- Eurostat. (2013b). *File: Hard Coal Imports into the EU-27 by Country of Origin, 2012*. Dostupné z: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics_explained/index.php?title=File:Hard_coal_imports_into_the_EU-27_by_country_of_origin_2012_%28in_kt%29.png&filetimestamp=20130604084756
- Evropská komise. (2007a). *Návrh nařízení Evropského parlamentu a Rady, kterým se zřizuje Agentura pro spolupráci energetických regulačních orgánů (KOM(2007) 530 v konečném znění)*. Dostupné z: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2007:0530:FIN:CS:PDF>
- Evropská komise. (2007b). *Sdělení Komise Radě a Evropskému parlamentu Černomořská synergie – Nová iniciativa pro regionální spolupráci (KOM(2007) 160 v konečném znění)*. Dostupné z: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2007:0160:FIN:CS:PDF>
- Evropská komise. (2008a). *Zelená kniha „Na cestě k zabezpečené, udržitelné a konkurenceschopné evropské energetické síti“ (KOM(2008) 782 v konečném znění)*. Dostupné z: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2008:0782:FIN:CS:PDF>
- Evropská komise. (2008b). *Sdělení Komise Evropskému parlamentu a Radě „Východní partnerství“ (KOM(2008) 823 v konečném znění)*. Dostupné z: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2008:0823:FIN:CS:PDF>
- Evropská rada. (2006). *Evropská rada v Bruselu, 14. a 15. prosince 2006. Závěry předsednictví (16879/1/06 REV 1)*. Dostupné z: http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_data/docs/pressdata/CS/ec/92207.pdf
- Evropská rada. (2007). *Evropská rada v Bruselu, 21. a 22. června 2007. Závěry předsednictví (11177/1/07 REV 1)*. Dostupné z: http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_data/docs/pressdata/CS/ec/94952.pdf
- Evropská rada. (2010). *Evropská rada: EU–Rusko: partnerství pro modernizaci*. Dostupné z: <http://www.european-council.europa.eu/home-page/highlights/eu-russia-partnership-for-modernisation.aspx?lang=cs>
- Fuel Company of Rosatom, Tvel. (2011). *Annual Report of JCS „Tvel“ for 2010*. Dostupné z: http://kgo.rcb.ru/2011/otchet/tvel_otchet_eng_2010.pdf
- Fuel Company of Rosatom, Tvel. (n.d.). *The Fuel Company Activities*. Dostupné z: <http://www.tvel.ru/wps/wcm/connect/tvel/tvelsite.eng/about/activities/>
- Gallistl, A. (2009, 8. únor). Ruský Transněft' chce společný podnik s Mero. *Týden*. Dostupné z: http://ww.tyden.cz/rubriky/byznys/cesko/rusky-transneft-chce-spolecny-podnik-s-.mero_104471.html
- Gazprom si vybral za partnera francouzský Total. (2009, 12. srpen). *Týden*. Dostupné z: http://ww.tyden.cz/rubriky/zahranici/rusko-a-okoli/gazprom-si-vybral-za-partnera-francouzsky-total_15988.html
- Gazprom urychlí projekt South Stream, stavba začne ještě letos. (2012, 20. leden). *Finanční noviny*. Dostupné z: <http://www.financninoviny.cz/zpravy/gazprom-urychli-projekt-south-stream-stavba-zacne-jeste-letos/743877>
- Geropoulos, K. (2013, 31. květen). EU Commission, Gazprom Square Off. *NewEurope*. Dostupné z: <http://www.neurope.eu/article/eu-commission-gazprom-square>
- Gonchar, M., & Martynyuk, V. (2009). Evolution of Energy Wars: from the Oil Embargo 1973 till Gas Aggression 2009. *International Issues & Slovak Foreign Policy Affairs*, 17(1), 38–62.
- Gonchar, M., Martynyuk, V., & Chubyk, A. (2009): The Impact of Nord Stream, South Stream on the Gas Transit via Ukraine and Security of Gas Supplies to Ukraine and the EU. In K. Liuhto (Eds.), *The EU–Russia Gas Connection: Pipes, Politics and Problems* (s. 49–69). Turku: Pan-European Institute. Turku School of Economic.
- Graham, T. (2006, 1. listopad). Mazeikiu media frenzy, sale still up in smoke. *The Baltic Times*. Dostupné z: <http://www.baltictimes.com/news/articles/16738/>

- Haukkala, H. (2012). The EU-Russia Summit in St. Petersburg: Another „New“ Beginning? European Strategic Partnership Observatory. *Policy brief*, 4, July 2012. Dostupné z: http://www.egmontinstitute.be/papers/12/sec-gov/PB4_EU_Russia_Summit.pdf
- Hirman, K. (2009, 24. duben). V Nabucco začala európska ária. Nemecký RWE podpísal možno kľúčovú dohodu. *e-TREND.sk*. Dostupné z: <http://blog.etrend.sk/karel-hirman/2009/04/24/rusi-na-mol/>
- Hodač, J., & Strejček, P. (2008). *Politika Ruské federace v postsovětském prostoru a střední Evropě*. Brno: IIPS.
- Chossudovsky, M. (2013). *The Eurasian Corridor: Pipeline Geopolitics and the New Cold War*. Dostupné z: <http://www.globalresearch.ca/the-urasian-corridor-pipeline-geopolitics-and-the-new-cold-war/9907>
- Chubyk, A. (2011). *Ukraine and the European Energy Community*. Dostupné z: <http://www.easternpartnership.org/publication/politics/2011-04-12/ukraine-and-european-energy-community>
- INOGATE, Energy portal. (n.d.). Dostupné z: <http://www.inogate.org/>
- Kommersant: Východní partnerství je Společenství závislých států. (2009, 7. květen). *České noviny*. Dostupné z: <http://www.ceskenoviny.cz/zpravy/kommersant-vychodni-partnerstvi-je-spolecenstvi-zavislych-statu/375670>
- Kratochvíl, P., & Kuchyňková, P. (2009). Between the Return to Europe and the Eastern Enticement: Czech Relations to Russia. In G. Fóti & Z. Ludvig (Eds.), *EU-Russian Relations and the Eastern Partnership. Central-East European Member-State Interests and Positions* (s. 61–85). Budapest: Institute for World Economics of the Hungarian Academy of Sciences.
- Kratochvíl, P., & Tichý, L. (2012). Evropský diskurz o energetických vztazích EU–Rusko. In L. Tichý (Eds.), *Energetické vztahy mezi Evropskou unií a Ruskou federací: partnerství, nebo rivalita?* (s. 86–117). Praha: Metropolitan University Prague Press.
- Kratochvíl, P., Kuchyňková, P., & Schneider, J. (2009). *Analýza úspěšnosti dosavadní politiky EU vůči RF a identifikace společných zájmů zemí EU vůči RF. Případová studie v oblasti energetické politiky*. Případová studie – 08/342-0 pro MZV ČR.
- Kristen, V., & Čarek, M. (2009, 14. říjen). Transněft' pozastavuje export ropy do ČR, SR a Maďarska kvůli výpadku proudu. *Mediafax.cz*. Dostupné z: <http://www.mediafax.cz/ekonomika/2942190-Transneft-pozastavuje-export-ropy-do-CR-SR-a-do-Madarska-kvuli-vypadku-proudu>
- Kuchyňková, P. (2009a). Rusko v české zahraniční politice. In Kořan, M. a kol. (Eds.), *Česká zahraniční politika v roce 2008: Analýza ÚMV* (s. 190–206). Praha: Ústav mezinárodních vztahů.
- Kuchyňková, P. (2009b, 10. červenec). SPECIÁL: Energetika v letech 2004–2009. Monitoring legislativy EU. *Euroskop*. Dostupné z: <http://www.euroskop.cz/8686/12820/clanek/special-energetika-v-letech-2004-2009/>
- Leonard, M., & Popescu, N. (2007). A Power Audit of EU-Russia Relations. *European Council on Foreign Relations*, 02/November 2007.
- Lithuania Suing Russian Energy Giant Gazprom. (2012, 4. říjen). *EUObserver.com*. Dostupné z: <http://euobserver.com/foreign/117743>
- Lithuanian Legislature OKs Indictment of Paksas; March „Trial“ Likely. (2004, 20. únor). *Russia in Global Affairs*. Dostupné z: <http://eng.globalaffairs.ru/region-rfp/news/381.html>
- Map of South Stream and Nabucco Pipelines. (n.d.). Dostupné z: <http://news.bbc.co.uk/1/hi/world/europe/8039587.stm>

- Memorandum on an Early Warning Mechanism in the Energy Sector Within the Framework of the EU-Russia Energy Dialogue. (2009). Dostupné z: http://ec.europa.eu/energy/international/bilateral_cooperation/russia/russia_en.htm
- Mihkelson, M. (2002). Russia's Policy toward Ukraine, Belarus, Moldova and the Baltic States. In J. Bugajski, A. Duleba & M. Michalewski (Eds.), *Toward an Understanding of Russia* (s. 97–117). New York: Council On Foreign Relations Press.
- MOL Takes Backward Step on Nabucco. (2012, 25. září). *The Budapest Times*. Dostupné z: <http://www.budapesttimes.hu/2012/09/25/mol-takes-backward-step-on-nabucco/>
- Nařízení Evropského parlamentu a Rady (ES) č. 1775/2005 ze dne 28. září 2005 o podmínkách přístupu k plynárenským přepravním soustavám. Úř. věst. L 289, 3.11.2005. Dostupné z: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2005:289:0001:0013:CS:PDF>
- Nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) č. 347/2013 ze dne 17. dubna 2013, kterým se stanoví hlavní směry pro transevropské energetické sítě a kterým se zrušuje rozhodnutí č. 1364/2006/ES a mění nařízení (ES) č. 713/2009, (ES) č. 714/2009 a (ES) č. 715/2009. Úř. věst. L 115/39, 25.4.2013. Dostupné z: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2013:115:0039:0075:CS:PDF>
- Nařízení Evropského parlamentu a Rady (ES) č. 1228/2003 ze dne 26. června 2003 o podmínkách přístupu do sítě pro přeshraniční obchod s elektřinou. Úř. věst. L 176, 15. 7. 2003. Dostupné z: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=DD:12:02:32003R1228:CS:PDF>
- Natural Gas Europe. (2013, 4. listopadu): *EU Expects to Finish Gazprom Anti-Trust Probe By Early 2014*. Dostupné z: <http://www.naturalgaseurope.com/ec-eu-gazprom-investigation-anticompetition-probe>
- Nefteprovod Odessa–Brody. (n.d.). Dostupné z: <http://www.torgoil.com.ua/nefteprovody/nefteprovod-odessa-%E2%80%94-brody.html>
- Nepodepisujte smlouvu s Ukrajinou, hrozí Putin. (2009, 24. březen). *Euractiv*. Dostupné z: <http://www.euractiv.cz/energetika/clanek/nepodepisujte-smlouvu-s-ukrajinou-hrozi-putin-005777>
- NET4GAS. (n.d.). *Projekt Gazela: Otázky a odpovědi*. Dostupné z: <http://www.net4gas.cz/cs/otazky-a-odpovedi-gazela/>
- Neuvěřitelná ruská akvizice budí obavy v Maďarsku i v EU. (2009, 22. duben). *Petrol.cz. Svět ropy*. Dostupné z: <http://www.petrol.cz/ropa/clanek.asp?id=11925>
- Noël, P. (2008, 7. listopad). Beyond Dependence: How to Deal with Russian Gas. *ECFR Policy Brief, 7 November, 2008*. Dostupné z: http://ecfr.3cdn.net/c2ab0bed62962b5479_ggm6banc4.pdf
- Nord Stream. (n.d.). *The Pipeline*. Dostupné z: <http://www.nord-stream.com/pipeline/>
- Nord Stream Construction to Start in April. (2010, 15. únor). *Europolitics*, 3918, 6.
- Paulauskas, K. (2004). Rethinking Russia. *Lithuanian Political Science Yearbook*, 1/2004, 178–199.
- Překážky pro Nord Stream odstraněny. (2010, 12. únor). *EurActiv*. Dostupné z: <http://www.euractiv.cz/energetika/clanek/prekazky-pro-nord-stream-odstraneny-007085>
- Rada EU. (2008). *Tisková zpráva: 2870. zasedání Rady. Obecné záležitosti a vnější vztahy. Vnější vztahy. Brusel 26.–27. května 2008. 9868/08 (Presse 141)*. Dostupné z: http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_data/docs/pressdata/CS/gena/101226.pdf
- Ratner, M., Belkin, P., Nichol, J., & Woehler, S. (2013). *Europe's Energy Security: Options and Challenges to Natural Gas Supply Diversification. Congressional Research Service, August 20, 2013*. Dostupné z: <http://www.fas.org/sgp/crs/row/R42405.pdf>

Roadmap: EU-Russia Energy Cooperation until 2050. March 2013. Dostupné z: http://ec.europa.eu/energy/international/russia/doc/2013_03_eu_russia_roadmap_2050_signed.pdf

Romanova, T. (2008). Energy Dialogue from Strategic Partnership to the Regional Level of the Northern Dimension. In P. Aalto (Ed.), *The EU-Russian Energy Dialogue. Europe's Future Energy Security* (s. 63–91). Burlington: Ashgate.

Rusko prudce snížilo dodávky ropy do ČR. (2008, 11. červenec). *Česká tisková kancelář*.

Russia Halts Estonia Fuel Transit Amid Statue Row. (2007, 2. květen). *Reuters*. Dostupné z: <http://www.reuters.com/article/idUSL0264696120070502>

Russia Slams EU-Ukraine Gas Transport Upgrade Deal. (2009, 25. březen). *Europolitics*, 3721.

Sergey Lavrov Criticized the EU's Planned Eastern Partnership. (2009, 23. březen). *EURussia Centre*. Dostupné z: <http://www.eu-russiacentre.org/news/sergey-lavrov-criticized-eus-planned-eastern-partnership.html>

Směrnice Evropského parlamentu a Rady č. 2003/55/EC ze dne 26. června 2003 o společných pravidlech pro vnitřní trh se zemním plynem a o zrušení směrnice 98/30/ES. (2003). Úř. věst. L 176, 15.7.2003. Dostupné z: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=DD:12:02:32003L0055:CS:PDF>

Směrnice Evropského parlamentu a Rady 2003/54/ES ze dne 26. června 2003 o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou a o zrušení směrnice 96/92/ES. (2003). Úř. věst. L 176, 15. 7. 2003. Dostupné z: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=DD:12:02:32003L0054:CS:PDF>

Smlouva o Energetickém společenství. (2006). Úř. věst. L 198/18, 20. 7. 2006. Dostupné z: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2006:198:0018:0037:CS:PDF>

Socor, V. (2010, 2. listopad). Russian-Polish Gas Agreement Leaves Key Questions Unanswered. *Eurasia Daily Monitor*, 7(198). Dostupné z: [http://www.jamestown.org/single/?no_cache=1&tx_ttnews\[tt_news\]=37117](http://www.jamestown.org/single/?no_cache=1&tx_ttnews[tt_news]=37117)

Socor, V. (2011). Odessa-Brody Pipeline Operating on Azarbaijani Oil. *European Dialogue*. Dostupné z: <http://eurodialogue.org/Odessa-Brody%20Pipeline%20Operating%20On%20Azerbaijani%20Oil>

South Stream (n.d.). *Gas Pipeline Route*. Dostupné z: <http://www.south-stream.info/en/pipeline/route/>

Společná deklarace z pražského summitu o Východním Partnerství, Praha 7. května 2009. Dostupné z: <http://register.consilium.europa.eu/pdf/cs/09/st08/st08435.cs09.pdf>

Strategy of the IGC TRACECA. (2006). *Стратегия МПК ТРАСЕКА*. Version presented at the 5th Annual Meeting of the IGC TRACECA, Sofia, May 2006. Dostupné z: http://ec.europa.eu/dgs/energy_transport/international/regional/caucasus_central_asia/baku/doc/appendix_igc_strategy_rus_eng.pdf

Surgutneftegaz Marches into Hungary. (2009, květen). *Petroleum Economist*. Dostupné z: <http://www.petroleum-economist.com/default.asp?page=14&PubID=46&ISS=25382&SID=719747>

Téma: Družba. Mero chce alianci národních provozovatelů ropovodu Družba. (2009, 27. dubna). *Finanční noviny*. Dostupné z: http://www.financninoviny.cz/tema/index.php?id_seznam=6267

Tichý, L. (2009, 10. listopadu). Pokračování energetických zájmů a vlivu Ruské federace ve střední Evropě. *Asociace pro mezinárodní otázky*. Dostupné z: <http://www.amo.cz/publikace/pokracovani-energetickych-zajmu-a-vlivu-ruske-federace-ve-stredni-evrope.html>

Tichý, L. (2011). Vztahy mezi Evropskou unií a Ruskou federací v sektoru zemního plynu. *Středoevropské politické studie*, 13(2–3). Dostupné z: <http://www.cepsr.com/clanek.php?ID=451>

Tkachenko, S. L. (2008). Actors in Russia's Energy Policy towards the EU. In P. Aalto (Ed.), *The EU-Russian Energy Dialogue. Europe's Future Energy Security* (s. 163–193). Burlington: Ashgate.

- Ukraine and Russia. Trading insults. (2013, 24. srpen). *The Economist*. Dostupné z: (<http://www.economist.com/news/europe/21583998-trade-war-sputters-tussle-over-ukraines-future-intensifies-trading-insults>)
- V4 Komisi vyzývá k vyhodnocení možnosti výpadku ropovodu Družba. (2010, 29. březen). *Euractiv*. Dostupné z: <http://www.euractiv.cz/energetika/clanek/visegradaska-ctyrka-chce-po-komisi-vyhodnoceni-moznosti-vypadku-ropovodu-druzba-007288>
- Voice of Russia. (2013, 1. prosince): *Russian MP says EU failed to isolate Russia at Vilnius summit*. Dostupné z: http://voiceofrussia.com/news/2013_12_01/Russian-lawmaker-says-EU-failed-to-isolate-Russia-at-Vilnius-summit-3249/
- Westphal, K. (2008). Germany and the EU-Russia Energy Dialogue. In P. Aalto (Ed.), *The EU-Russian Energy Dialogue. Europe's Future Energy Security* (s. 93–118). Burlington: Ashgate.
- Whist, B. S. (2009). Nord Stream – A Solution or Challenge for the EU? In K. Liuhto (Eds.), *The EU-Russia gas connection: Pipes, politics and problems* (s. 166–196). Turku: Pan-European Institute. Turku School of Economics.
- Woehler, S. (2013, 5. červenec). Moldova: Background and U.S. Policy. CRS Report for Congress. *Congressional Research Service*. Dostupné z: <http://www.fas.org/sgp/crs/row/RS21981.pdf>
- Wyciszkievicz, E. (2009). Polish Perspective on the EU's Energy Policy and the Security of External Supply. *International Issues & Slovak Foreign Policy Affairs*, 17(1), 15–28.

Kapitola 5. Vztahy mezi Ruskem a tranzitními zeměmi: případové studie Ukrajiny a Běloruska

Ukrajina

- Banahevyč, J. (2013, 19. června). „Odesa-Brody-Plock“ potrapyv do pereliku interesiv Evrokomisiji. *Ukrajinska energetika*. Dostupné z: <http://ua-energy.org/post/34508>
- BP Statistical Energy Review. (2011). Dostupné z: <http://www.bp.com>
- Dogovor Janukoviča i Mědveděva o bazirovanii flota do 2042 goda. (2010, 22. duben). *Ukrainskaja pravda*. Dostupné z: <http://www.pravda.com.ua/rus/articles/2010/04/22/4956018/>
- Duleba, A. (2012). Ukrainian „Stagnarchy“ Buries the Eastern Partnership As We Know It. *V4 Revue*. Dostupné z: <http://visegradrevue.eu/?p=704>
- EIA. (2011). *World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States*. Dostupné z: <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>
- Energetyčna strategija Ukrajiny na period do 2030 roku. (n.d.). Dostupné z: zakon.rada.gov.ua/signal/kr06145a.doc
- Forbes. (n.d.). Dostupné z: <http://www.forbes.com/profile/rinat-akhmetov/>
- Gazprom. (n.d.). Dostupné z: <http://www.gazprom.ru>
- Global FSRU Leader Signs up for Ukraine's LNG Terminal Project. (2013, 24. duben). *Yahoo Finance*. Dostupné z: <http://finance.yahoo.com/news/global-fsru-leader-signs-ukraines-112200402.html>
- Grib, N. (2009). *Rossija i novyj miroporjadok. Gazovyj imperator*. Moskva: Kommersant, Eksmo.

- Hartel, A. (2010). Back to the Future? Ukrainian-Russian Relations after Kyiv's Presidential Election. *Russian Analytical Digest*, 75, 3.
- Gonchar, M. (2007). Ukraine, the Caspian and Russian Control. In K. Rosner (Eds.), *Russian Foreign Energy Policy: An Analytical Compendium* (s. 635–656). GMB Publishing.
- Char'kovskoe dopolnenie k gazovomu kontraktu Timošenko-Putina. (2010, 22. duben). *Ukrainskaja pravda*. Dostupné z: <http://www.pravda.com.ua/rus/articles/2010/04/22/4956389/>
- Janukovič: Tovarobig miž Ukrajinuju ta Rosijeju perevyščyt' 50 miliardiv. (2011, 24. březem). *Obozrevatel'*. Dostupné z: <http://www.obozrevatel.com/politics/yanukovich-tovarobig-mizh-ukrainoyu-ta-ro-sieyu-perevischit-50-milyardiv.htm>
- Jeremenko, A. (2009). Trub(d)nye investicii. *Dzerkalo tyžnja*, 32(760). Dostupné z: <http://www.zn.ua/2000/2229/67029/>.
- Kryvyckyj, A. (2011, 18. srpen). Hazovi šachy. Perša partija. *Ekonomična pravda*. Dostupné z: http://www.epravda.com.ua/publications/2011/07/18/292109/view_print/
- Kuzio, T. (2008, březem). *How the Gas Issue Plays in Ukrainian Politics and How Ukrainian Politicians Play the Gas Issue*. Prezentováno na konferenci Reassessing Post-Soviet Energy Politics Ukraine, Russia, and the Battle for Gas (from Central Asia to the European Union). Harvard. Záznam dostupný z: http://www.huri.harvard.edu/na/2008_03_07-08_energy_conf.html
- Kyiv International Energy Club. (n.d.). http://www.qclub.org.ua/en/energy_issues/energy_transportation/oil/
- MEVO. (2009). Dostupné z: http://me.kmu.gov.ua/control/publish/article/main?art_id=139035&cat_id=74823
- MEVO. (2010). *Dovidka pro stan torgivel'no-ekonomičnoho spivrobotnyctva miž Ukrajinou i Rosijskoju fedraciju za sičen'-serpen' 2010*. Dostupné z: http://me.kmu.gov.ua/control/uk/publish/category/main?cat_id=73401
- MEVO.(2012). *Deržavna pidtrymka ekonomičnoho rozvytku*. Dostupné z http://www.ukrexport.gov.ua/ukr/torg_econ_vidn/rus/7203.html
- Mižnarodnyj konsorcium z upravlinnja HTS Ukrajinu: Chronolohija podij. (n.d.). *Nacionalna bezpeka i oborona*, 1(49), s. 40–44.
- Naftogaz i EBRR pidpysaly memorandum pro financuvannja rekonstrukcii ukrajins'koji GTS. (2011, 19. červenec). *Urjadový portal*. Dostupné z: http://www.kmu.gov.ua/control/uk/publish/article?art_id=244392581&cat_id=244276429
- Naftogaz Ukrajina. (n.d.). Dostupné z <http://www.naftogaz.com/>
- Naftoprovod „Odesa-Brody“ Bilorusija nejblyžčym časom vykorystovuvaty ne bude. (2012, 31. srpen). *RBK Ukrajina*. Dostupné z: <http://www.rbc.ua/ukr/top/economic/belorusiya-v-blizhayshee-vremya-ne-budet-ispolzovat-nefteprovod-31082012110900>
- Nikitin, N. (2009). Strategii Rossii: Prokukarekali – a tam hot' ne rassvetaj. *Něftėgazovaja Vertikal'*, 52, 27–28.
- Olcott, M. B. (2006). International Gas Trade in Central Asia. In D. G. Victor, A. M. Jaffe & M. H. Hayes (Eds.), *Natural Gas and Geopolitics. From 1970 to 2040* (s. 225). Cambridge: Cambridge University Press.
- Pečera, Y., & Košarna, O. (2005). Bezpeka i povodžennja z vidpracjovanyj jadernym palyvom. *Bezpeka ta nerozpovsjudžennja*, (2), 37.
- Pirani, S. (2007). *Ukraine's Gas Sector*. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies.

- Pirani, S. (Eds.). (2010). *The April 2010 Russo-Ukrainian Gas Agreement and its Implications for Europe*. Oxford: The Oxford Institute for Energy Studies.
- Pirani, S., Stern, J., & Yafimava, K. (2009). *The Russo-Ukrainian Gas Dispute of January 2009: a Comprehensive Assessment*, Oxford: Oxford Institute for Energy Studies.
- Poslanije Prezidentu Ukrainy Viktoru Juščenko. (2009, 11. srpen). *Prezident Rossii*. Dostupné z: <http://news.kremlin.ru/news/5158>
- Russia Vows to End Gas Shortage. (2006, 2. leden). *BBC News*. Dostupné z: <http://news.bbc.co.uk/2/hi/europe/4575726.stm>
- Russia, Ukraine Draw up Joint Nuclear Fuel Production Draft Deal. (2011, 2. únor). *RiaNovosti*. Dostupné z: <http://en.rian.ru/russia/20110202/162421261.html>
- Socor, V. (2009, 29. říjen). White Stream Can De-Monopolize the Turkish Transit of Gas to Europe. *Eurasia Daily Monitor*, 6(199). Dostupné z: http://www.jamestown.org/programs/edm/single/?tx_ttnews%5Btt_news%5D=35667&cHash=df027de50e
- Socor, V. (2011a). Southern Corridor, White Stream: The Strategic Rationale. *European dialogue*. Dostupné z: <http://eurodialogue.org/energy-security/Southern-Corridor-White-Stream-The-Strategic-Rationale>
- Socor, V. (2011b). Ukraine and Azerbaijan Map out LNG Project via Georgia and Black Sea. *European Dialogue*. Dostupné z: <http://www.eurodialogue.org/Ukraine-and-Azerbaijan-Map-Out-LNG-Project-Via-Georgia-and-Black-Sea>
- Socor, V. (2011c). Odessa-Brody Pipeline Operating on Azarbaijani Oil. *European Dialogue*. Dostupné z: <http://eurodialogue.org/Odessa-Brody%20Pipeline%20Operating%20On%20Azerbaijani%20Oil>
- Šlyčkov, V. (2012). Postsovetskie strany gotovy učastvovat v „slancevoj revoljucii“ s pomoščju transnacionalnyh kompanij. *Oil and Gas Eurasia*. Dostupné z <http://www.oilandgaseurasia.ru/articles/p/163/article/1830/>
- Tsereteli, M. (2008). *Economic and Energy Security: Connecting Europe and the Black Sea-Caspian Region*. Stockholm-Nacka: Silk Road Studies Program.
- Ukrajina suttjevo skorotyla spožyvannja, import i tranzyt hazu. (2013, 1. květen). *BBC Ukrainian*. Dostupné z: http://www.bbc.co.uk/ukrainian/business/2013/04/130401_gas_ukraine_az.shtml
- Ukrajina rozpočala modernizaciju magistral'nogo gazoprovodu Urengoj-Pomary-Užhorod. (2011, 19. červenec). *Urjadovy portal*. Dostupné z: http://www.kmu.gov.ua/control/uk/publish/article?art_id=244392002&cat_id=244274130
- Ukrajins'ko-rosijske spivrobotnyctvo v sektori jadernoji energetiky. (2010). *Nacional'na Bezpeka i obozona*, 6(117), 35–46.
- Ukrtransgaz. (n.d.). Dostupné z: <http://www.utg.ua/uk/benefits/>
- Ukrtransnafta. (n.d.). Dostupné z: <http://www.ukrtransnafta.com/en/>
- Westinghouse Starts Nuclear Fuel Supplies to Ukraine. (2011, 10. únor). *Interfax*. Dostupné z: <http://www.interfax.com.ua/eng/eco/60667/>
- White Stream. (n.d.). Dostupné z: <http://www.gueu-whitestream.com/>
- Zawadzki, S. (2008, 2. leden). Ukraine's Naftogaz Faces Bankruptcy, Eurobond Concern. *Reuters*. Dostupné z: <http://uk.reuters.com/article/2008/01/02/ukraine-naftogaz-idUKL0222340820080102>

Bělorusko

- Alachnovič, A., & Našrodski, S. (2011). Belarusian Economy: Structural Crisis. *CASE Belarus*. Dostupné z: <http://case-belarus.eu/wp-content/uploads/2011/08/Belarusian-Crisis-CASE-Belarus-July-2011.pdf>
- Baev, P. K. (2008). *Russian Energy Policy and Military Power. Putin's Quest for Greatness*. London: Routledge.
- Belarus, Venezuela Launch Joint Oil Transfer Venture. (2010, 13. červenec). *RIANovosti*. Dostupné z: <http://en.rian.ru/world/20100713/159796419.html>
- Belenergo zaskretilo itogi peregovorov s Inter-RAO EES. (2010, 1. února). *Chartija '97*. Dostupné z: <http://charter97.org/ru/news/2010/2/1/25921/>
- Belenergo. (2011). *Rynok električeskoj i teplovoj energii*. Dostupné z: <http://www.energo.by/sbyt/p82.htm>
- Bělorussija grozit ustanovit tranzit električestva v Kaliningrad. (2010, 4. leden). *News4k*. Dostupné z: <http://news4k.com/12862-belorussija-grozit-ostanovit-tranzit.html>
- Belorussija vyplatila část dolga Rossii za električestvo. (2011, 29. červen). *BBC*. Dostupné z: http://www.bbc.co.uk/russian/business/2011/06/110629_belarus_russia_electricity.shtml
- Berg, E. (2008). The Baltic Gateway: A Corridor Leading Towards Three Different Directions? In P. Aalto (Ed.), *The EU-Russian Energy Dialogue. Europe's Future Energy Security* (s. 145–162). Surrey: Ashgate.
- BPS-2 Pipeline System Map. (n.d.). Dostupné z: http://www.velesstroy.com/product_info.php?products_id=19&osCsid=7743a4e1915ee963e438c02bc87b4825
- BusinessInfo.cz (2011, 8. března). *Stav celní unie Ruska, Běloruska a Kazachstánu k březnu 2011*. Dostupné z: <http://www.businessinfo.cz/cs/clanky/celni-unie-ruska-beloruska-a-kazachstanu-420.html#!>
- BusinessInfo.cz. (n.d.). *Bělorusko: Ekonomická charakteristika země*. Dostupné z: <http://www.businessinfo.cz/cz/sti/belorusko-ekonomicka-charakteristika-zeme/4/1000782/>
- Closson, S. (2009). Russia's Key Customer: Europe. In J. Perovic, R. W. Ortung & A. Wenger (Eds.), *Russian Energy Power and Foreign Relations. Implications for Conflict and Cooperation* (s. 89–108). London: Routledge.
- Česku se rýsuje další ropná cesta, vede z Ázerbájdžánu. (2012, 12. leden). *E15.cz*. Dostupné z: <http://zpravy.e15.cz/byznys/prumysl-a-energetika/cesku-se-rysuje-dalsi-ropna-cesta-vede-z-azerbajdzanu-733464>
- East European Gas Analysis: Major Gas Pipelines of Belarus. (n.d.). Dostupné z: <http://www.eegas.com/belarus1.htm>
- Eberhardt, A. (2009). Energy Relations between Russia and Belarus. In E. Wyciszkievicz (Eds.), *Geopolitics of Pipelines. Energy Interdependency and Inter-state Relations in the Post-soviet Area* (s. 55–85). Warsaw: Polski Instytut Spraw Miedzynarodowych.
- EIA. (2010). *Find Statistics on Belarus*. Dostupné z: <http://www.eia.gov/countries/country-data.cfm?fips=BO#elec>
- EIA. (n.d.). *Country Analysis Briefs – Russia: Major Pipelines to Europe*. Dostupné z: <http://www.eia.gov/emeu/cabs/Russia/Full.html>
- Energy Delta Institute: Belarus. (n.d.). Dostupné z: <http://www.energydelta.org/mainmenu/edi-intelligence-2/our-services/interactive-world-gas-map/europe/belarus>
- Engelbrekt, K., & Vassilev, I. (2010). European Energy Policy Meets Russian Bilateralism: The Case of Southeastern Europe. In K. Engelbrekt & B. Nygren (Eds.), *Russia and Europe. Building Bridges, Digging Trenches* (s. 187–206). London: Routledge.

- Euobserver. (2013, 2. září). *Doing Business in Belarus: Beware of Hostage-takers*. Dostupné z: <http://euobserver.com/opinion/121285>
- Euractiv.com. (2007, 10. leden). *Roztržka s Ruskem posiluje význam společné energetické politiky EU*. Dostupné z: <http://www.euractiv.cz/obchod-a-export0/clanek/roztrka-sruskem-posiluje-vznam-spolen-energetick-politiky-eu>
- Garbe, F., Hett, F., & Lindner, R. (2011). Brothers to Neighbours: Russia-Belarus Relations in Transit. In A. Dellecker & T. Gomart (Eds.), *Russian Energy Security and Foreign Policy* (s. 188–202). London: Routledge.
- Hlaváček, P. (2006). Bělorusko. In P. Kuchyňková & T. Šmíd (Eds.), *Rusko jako geopolitický aktér v post-sovětském prostoru* (s. 51–67). Brno: Masarykova univerzita.
- IEA. (2010). *Electricity/Heat in Belarus 2009*. Dostupné z: http://iea.org/stats/electricitydata.asp?COUNTRY_CODE=BY
- Kłysiński, K. (2012, 12. září). Consequences for the Belarusian Economy of Russia's Entry into the WTO. *Ośrodek studiów wschodnich. EastWeek*. Dostupné z: <http://www.osw.waw.pl/en/publikacje/eastweek/2012-09-12/consequences-belarusian-economy-russia-s-entry-wto>
- Lukašenka, A. R. (2006). *Proslov na jednání o energetické bezpečnosti Běloruska*. Částečně dostupný z: <http://president.gov.by/press34145.html>
- Ministerstvo energetiky Běloruské republiky. (2008). *Itogi raboty za 2007 god i zadači na 2008 god*. Dostupné z: <http://www.minenergo.gov.by/ru/statist>
- Ministerstvo průmyslu a obchodu ČR. (2010). *Informace pro vývozce do Ruska, Běloruska a Kazachstánu o změně dovozního režimu*. Dostupné z: <http://www.mpo.cz/dokument68093.html>
- Nygren, B. (2010). *The Rebuilding of Greater Russia. Putin's Foreign Policy towards the CIS Countries*. London: Routledge.
- Obižennyj na Rossiju Minsk otpravilsja za energiej na Ukrainu. (2011, 1. červenec). *RBK*. Dostupné z: <http://top.rbc.ru/economics/01/07/2011/603424.shtml>
- Oil Export Duties „Shock“ for Belarusian Economy – IMF Envoy. (2010, 22. září). *RIA Novosti*. Dostupné z: <http://en.rian.ru/world/20100922/160678129.html>
- Perovic, J. (2009). Russian Energy Power, Domestic and International Dimensions. In J. Perovic, R. W. Orttung & A. Wenger (Eds.), *Russian Energy Power and Foreign Relations. Implications for Conflict and Cooperation* (s. 1–20). London: Routledge.
- Putin za obedinenije Rossii i Belorussii. (2011, 2. srpen). *inoCMH.Ru*. Dostupné z: <http://www.inosmi.ru/politic/20110802/172802069.html>
- Romanova, T. (2008). Energy Dialogue from Strategic Partnership to the Regional Level of the Northern Dimension. In P. Aalto (Ed.), *The EU-Russian Energy Dialogue. Europe's Future Energy Security* (s. 63–92). Surrey: Ashgate.
- Russia and Belarus: Gas and Pies. (2010, 21. červen). *The Economist*. Dostupné z: http://www.economist.com/blogs/easternapproaches/2010/06/russia_and_belarus
- Russia Finishes Gas Talks with Belarus – Putin. (2011, 19. říjen). *RIANovosti*. Dostupné z: <http://en.rian.ru/business/20111019/167871534.html>
- Russia, Belarus Heading for New Energy War. (2012, 10. října). *RIA Novosti*. Dostupné z: <http://en.rian.ru/business/20121010/176528283.html>

- Salnik, V. (2011, 17. březen). Russia and Belarus to Build Nuclear Power Plant. *Pravda*. Dostupné z: http://english.pravda.ru/russia/economics/17-03-2011/117228-russia_belarus-0/
- Stroytransgaz. (n.d.). *Baltic Pipeline System-2 Oil Pipeline*. Dostupné z: http://www.stroytransgaz.com/projects/russia/bts_2
- Surovinový profil Běloruska, ZÚ ČR v Bělorusku. (11/2010, aktualizováno 10/2011). *MZV ČR*. Dostupné z: http://www.mzv.cz/file/717585/Surovinovy_profil_Beloruska__10_2011_.pdf
- Tochitskaya, I. (2010). The Customs Union between Belarus, Kazakhstan and Russia: An Overview of Economic Implications for Belarus. *CASE Network Studies & Analyses*, 405. Dostupné z: http://www.case-research.eu/upload/publikacija_plik/32701553_CNESA_405.pdf
- Tochitskaya, I. (2012). Russia's Accession to the WTO: Implications for Belarus' Trade and Industries. *German Economic Team Belarus. IPM Research Center. Policy Paper Series [PP/01/2012]*. Dostupné z: http://belarus.ahk.de/fileadmin/ahk_belarus/Dokumente/Wi-Infos/PP_WTO_1_2012_en.pdf
- Westphal, K. (2008). Germany and the EU-Russia Energy Dialogue. In P. Aalto (Ed.), *The EU-Russian Energy Dialogue. Europe's Future Energy Security* (s. 93–118). Surrey: Ashgate.
- Wyciskiewicz, E. (2009). Polish Perspective on the EU's Energy Policy and the Security of External Supply. *International Issues & Slovak Foreign Policy Affairs*, 17(1), 15–28.
- Yafimava, K., & Stern, J. (2007). *The 2007 Russia-Belarus Gas Agreement*. Oxford Institute for Energy Studies.
- Youngs, R. (2009). *Energy Security. Europe's New Foreign Policy Challenge*. London: Routledge.

Jmenný rejstřík

- Abramovič, Roman – 169, 194
Adamkus, Valdas – 234
Adelman, Morris – 61
Achmetov, Rinat – 258
Alekperov, Vagit – 173, 193
Alijev, Heydar – 211, 212, 213
Alijev, Ilham – 211, 213, 244
Amerongen, Otto Wolf von – 222
Azarov, Mykola – 222
- Barroso, José Manuel Durão – 231, 244
Bartuška, Václav – 235, 236
Berdymuchamedov, Gurbanguli – 206, 207
Berezovskij, Boris – 192, 193, 194
Bogdančikov, Sergej – 170
Bogdanov, Vladimir – 244
Boldyrev, Jurij – 189
Borisov, Jurij – 258
Bush, George W. – 213
- Clinton, Bill – 212
- Černomyrdin, Viktor – 165, 166, 174, 189, 190
Čubajs, Anatolij – 190
- Firtaš, Dmitro – 258
Fridman, Mikhail – 178
- Gajdar, Jegor – 189, 190
Gorbačov, Michail – 187, 276
Grayfer, Valerij – 175
Gref, German – 166, 175
- Hrycajenko, Oleh – 265
Husajn, Saddám – 195
- Chirac, Jacques – 213
Chodorkovskij, Michail – 57, 192, 193, 194, 202, 237
Christěnko, Viktor – 227
Chudajnatov, Eduard – 172
- Ivanov, Igor – 175, 333
Ivanov, Sergej – 198
- Janukovič, Viktor – 257, 258, 263, 266, 267, 272, 327, 328
Javlinskij, Grigorij – 189
Jelcin, Boris – 188, 189, 190, 191, 192, 193, 276, 277, 315, 318
Jinxi, Wang – 44
Juščenko, Viktor – 237, 257, 262, 265, 266, 329
- Kaczyński, Jarosław – 230
Kebič, Vjačeslav – 276
Koizumi, Junichirou – 83
Kozyrev, Andrej – 57, 189, 190, 276
Kučma, Leonid – 237, 241, 270, 286
Kudrin, Aleksej – 183
- Lavrov, Sergej – 252, 326
Lukašenko, Alexandr – 276, 277, 278, 279, 280, 281, 283, 284, 287, 288
Lukin, Vladimir – 189
- Medveděv, Dmitrij – 161, 162, 166, 168, 172, 198, 200, 202, 203, 216, 231, 257, 277, 279
Miller, Alexej Borisovič – 166, 168, 218
- Oettinger, Günther – 232, 244, 249, 321
- Paksas, Rolandas – 234, 324
Pavlušej, Serhij – 262
Pawlak, Waldemar – 248
Piebalgs, Andris – 284
Pikin, Sergej – 288
Primakov, Jevgenij – 190, 219, 277,
Prodi, Romano – 227
Putin, Vladimir – 56, 57, 144, 166, 172, 177, 178, 179, 181, 182, 184, 186, 189, 190, 191, 192, 193, 194, 195, 196, 197, 198, 200, 216, 228, 231, 232, 243, 244, 249, 251, 253, 254, 262, 263, 269, 277, 278, 279, 281, 285, 287, 289

Reagan, Ronald – 223

Rogov, Sergej – 195

Saakašvili, Michail – 204

Sečín, Igor – 172, 193, 244, 248

Schröder, Gerhard – 222, 241, 254

Šmatko, Sergej – 197, 232, 251, 288

Šuškevič, Stanislav – 276

Thatcher, Margaret – 213

Tokarev, Nikolaj – 193

Tusk, Donald – 248

Tymošenko, Julija – 251, 257, 265

Vinokurov, Sergij – 258

Vjachirev, Rem – 166

Žirinovskij, Vladimir – 188, 189

Hedvika Kodřousková, Petra Kuchyňková, Anna Leshchenko, Martin Jirušek

ENERGETICKÁ BEZPEČNOST ASIJSKÝCH ZEMÍ A RUSKÉ FEDERACE

Foto na obálce: www.gazprom.com
Jazyková korektura: Lenka Váchová
Grafická úprava: GRAFEX-AGENCY s.r.o.

V roce 2014 vydala Masarykova univerzita,
Žerotínovo nám. 617/9, 601 77 Brno, www.muni.cz
2., aktualizované vydání

Neprodejné

www.mves.cz
www.opvk.fss.muni.cz/ensec/

ISBN 978-80-210-6679-3
DOI: 10.5817/CZ.MUNI.M210-6679-2014

Projekt „Inovace výuky na FSS – Katedra mezinárodních vztahů a evropských studií“ (CZ 1.07/2.2.00/15.0221) reaguje na potřeby pracovního trhu a nutnost komplexní přípravy studentů na zaměstnání v oborech spojených s energetikou a energetickou bezpečností. Umožňuje studentům získat prakticky uplatnitelné znalosti a těžit ze spolupráce s nejprogressivnějšími firmami v oboru. Projekt zahrnuje 9 nových či inovovaných kurzů; prakticky orientované stáže; exkurze a kulaté stoly ve spolupráci s ČEPS, a.s., ČEZ, a.s., Jihomoravskou plynárenskou, a.s., Muzeem naftového dobývání a geologie; výuku externích expertů z USA, VB, Polska, Izraele a dalších zemí.

Projekt je spolufinancován Evropským sociálním fondem a státním rozpočtem České republiky.

<http://www.opvk.fss.muni.cz/ensec/>

