



Velvyslanectví České republiky

Úvodem

Ustálené slovní spojení „turecké hospodářství“ se kdysi v češtině používalo jako synonymum zmatku a popletené ekonomiky. Dnes to ale rozhodně neodpovídá realitě. Soudobé Turecko je rychle se rozvíjející zemí na pomezí Evropy a Asie, o jejíž trh s 75 miliony spotřebitelů se ucházejí exportéři z celého světa.

Z českého pohledu je rozsáhlý, nicméně náročný turecký trh velmi slibný a současně plně reflektuje teritoriální i sektorové priority ČR a determinuje tak exportní příležitosti v mnoha oblastech vzájemné obchodní výměny, energetický sektor v to počítaje.

Byť turecké hospodářství trpělo od konce 2. světové války makroekonomickou nestabilitou a pravidelně se opakujícími hospodářskými krizemi, díky strukturálním reformám v podobě reformního programu MMF a dlouhodobému ekonomickému programu tureckých entit, dochází v posledních letech k dynamickému rozvoji hospodářství. Rok 2010 a 2011 byl každopádně ve znamení silně rostoucího HDP (+9,2 %, resp. +8,5 %), snižující se míry nezaměstnanosti a solidního přílivu přímých zahraničních investic. Achillovu patu turecké ekonomiky však představoval rekordní deficit běžného účtu platební bilance a nepřesvědčivé exportní výkony. Byť turecká ekonomika dle posledních makroekonomických dat zažívá tzv. „soft landing“, nutno dodat „alá turka“, přesto vykazuje za první tři čtvrtletí r. 2012 průměrný růst HDP ve výši 2,6 % a neztrácí dech již po dvanáct po sobě jdoucích čtvrtletí v řadě. I přes tyto neduhy má turecká ekonomika našlápnuto v r. 2013 a letech následujících k slibnému růstu, přičemž v tomto roce je predikován růst HDP o 4 až 5 %.

S vědomím stagnujících trhů EU „27“ zmítaných dluhovou krizí by tak turecký trh s mladou populací, silnou domácí poptávkou, relativní geografickou blízkostí a rozsáhlými investič-

ními projekty v energetice, neměl zůstat stranou zájmu českých exportérů. Využijme proto synergických efektů a postupujme společně s cílem maximalizovat české exportní výkony, případně též i investiční záměry na tomto dynamickém a slibném trhu, zejména pak v „hladovém a žíznivém“ energetickém trhu země.

Právě v současnosti probíhající či v blízkém budoucnosti zahajované projekty výstavby investičních celků v turecké energetice z pera českých EPC kontraktorů mohou být významnou přidanou hodnotou a podstatnou referencí „v reálném čase a na reálném místě – tj. v Turecku“, tolik platné pro rozhodování nejen státních společností typu EUAS, ale též silných a tradičních rodinných holdingů z líhně anatolských tygrů v provincii Gaziantep (typu Naksan Holding, Sanko a další) účastnících se výstavby investičních celků v energetice v pozici investora/zákazníka. Předpokládáme, že oficiální návštěva tureckého premiéra Erdoğana a v jeho doprovodu ministra energetiky a přírodních zdrojů Yıldız/e v ČR, která proběhla v únoru letošního roku, bude vhodnou platformou k intenzifikaci podpory českých exportérů, investorů a EPC kontraktorů na tureckém energetickém trhu.

Sektorovou analýzu vypracoval kolektiv zaměstnanců Ministerstva průmyslu a obchodu, CzechTrade a Ministerstva zahraničních věcí pod vedením Michala Košča a Arnošta Kareše.

Na studii se podíleli především:
oborový asistent **Yavuz Yilmaz**
stážisté **Milan Hnátek, Gabriela Ptáčková a Viktor Chvátal**

Energetický profil Turecka

Turecká republika se rozkládá na historickém území Anatólie, které na konci 11. století začaly osidlovat turkické kmeny. Název Turecko (turecky „Türkiye“) je odvozen z italského slova „Turchia“, což v překladu znamená „země Turků“. Nejvýznamnější dynastií byli v tomto období Seldžukové, kteří ovládali území až do 13. století, kdy byla založena Osmanská říše. Toto impérium se v 16. století rozprostíralo od jihovýchodní Evropy do západní Asie a zasahovalo až do severní Afriky. Během 18. a 19. století ztratila říše velkou část svého území, ale přetrvala až do konce 1. světové války, kdy byla poražena a její pobřežní části včetně hlavního města Istanbul byly obsazeny vítěznými Spojenci.

Tato porážka však pro Turky znamenala začátek nové éry. Pod vedením mladého generála Mustafy Kemala, později nazývaného přívěskem Atatürk – „otec Turků“, byla roku 1923 založena Turecká republika. Atatürk se stal nejen jejím zakladatelem a prvním prezidentem, ale také nejvýraznější, téměř až ikonicky uctívanou osobností v dějinách tohoto státu. Atatürkovým hlavním cílem bylo nasměrovat Turecko k Západu, čímž také vymezil orientaci zahraniční politiky. Ideologií státu se stal tzv. kemalismus. Tento vývoj postupně vedl k rozvázání vazeb s regionem Středního východu. Mustafa Kemal Atatürk se stal velkým zastáncem sekularizace. Zastával názor, že pouze díky reformám podle evropského vzoru je možno dosáhnout pokroku a modernizace země. Atatürkovi se tak podařilo vytvořit jediný sekulární republikánský stát v islámském světě. Turecko se snažilo odpoutat od své osmanské minulosti také díky četným reformám. Atatürkovi vděčí za přechod z arabského písma na latinku, užívání gregoriánského namísto islámského kalendáře, zavedení příjmení nebo zrušení mnohoženství.

Turecko je díky kombinaci všech těchto vlivů unikátním státem v regionu Blízkého východu. Je obklopeno čtyřmi moři a hraničí celkem s osmi státy. Bulharskem a Řeckem na severozápadě, Gruzii na severovýchodě, na východě s Arménií, Ázerbájdžánem (s jeho enklávou Nachičevan) a Íránem, jihovýchodními sousedy jsou Irák a Sýrie. Země se rozkládá na poloostrově Malé Asie, přičemž asi 4 % z celkové rozlohy připadá evropskému kontinentu. Turecko je s oblibou nazýváno jako „most“ mezi „Východem“ a „Západem“. Ačkoli se z tohoto přívlastku stala již poněkud ohraná fráze, nelze zemi upřít její potenciál v roli zprostředkovatele v ekonomickém i politickém smyslu mezi těmito dvěma kulturami.

Turecko je členem významných mezinárodních organizací, řadí se například mezi zakládající členy Rady Evropy, OECD a zaujímá vůdčí úlohu v Organizaci islámské konference (OIC). Dále patří do struktur OBSE, OSN, MMF a EBRD, od roku 1952 je členem NATO. Od 1. 1. 1996 platí mezi Tureckem a EU celní unie. V prosinci 1999 byl Turecku udělen status kandidátské země pro vstup do EU a roku 2005 byly zahájeny přístupové rozhovory. Česká republika dlouhodobě podporuje členství Turecka v EU a má zájem na pevném institucionálním ukotvení Turecka v evropském prostoru, které považuje za strategicky důležité.

Geografická pozice, demografická struktura, dynamicky se rozvíjející průmyslová základna, rostoucí spotřeba na obyvatel a stabilně rostoucí HDP činí z Turecka atraktivního part-

nera se strategickým významem. Byť turecká ekonomika dle aktuálních makroekonomických dat zažívá tzv. „soft landing“, nutno dodat „alá turka“, přesto vykazuje za první tři čtvrtletí r. 2012 průměrný růst HDP ve výši 2,6 %, přičemž v uplynulém roce se Turecko s raketovým růstem HDP ve výši 8,5 % zařadilo na světovou špičku hned za Čínu. Pozitivní ekonomický vývoj v uplynulém roce řadí dle statistik MMF z hlediska objemu HDP Turecko na 16. příčku ve světě a v porovnání se zeměmi Evropské unie obsadilo Turecko 6. místo. Obrat zahraničního obchodu dosáhl v roce 2012 úctyhodných 389,1 mld. USD, což meziročně znamená růst o 3,55 %. Turecko se může pochlubit exportem do více než 200 zemí, z nichž alespoň dvě třetiny jsou realizovány se zeměmi s vyspělou ekonomikou. Slovní spojení „turecké hospodářství“ s oblibou užívané pro chaotický a neefektivní systém již proto zdaleka neplatí. Silný domácí trh se 75 miliony spotřebitelů je velkou výzvou pro české exportéry. Turecko je pro Českou republiku tradičním a klíčovým obchodním partnerem, přičemž objem vzájemné obchodní výměny od počátku milénia vzrostl více než desetinásobně. Po rekordním obratu vzájemného obchodu v roce 2011 (2,7 mld. USD) byla v r. 2012 dokonce prolomena hodnota 2,8 mld. USD. Vzhledem k již uzavřeným dlouhodobým kontraktům, a to nejen v energetickém sektoru, z nichž mnohé budou plněny právě v tomto roce a letech následujících se očekává, že obrat tento rok překročí hranici 3 mld. USD a bude nadále slibně růst.

Klíčovým faktorem pro Turecko jsou přímé zahraniční investice (FDI), které jsou kvůli rychlému růstu ekonomiky a nedostatečným domácím zdrojům, nezbytným faktorem ekonomického vývoje. Jako důsledek liberalizačních procesů zaváděných od roku 1980 se Turecku podařilo implementovat četná opatření, která zlepšila podmínky pro investory a omezila upřednostňování domácích investorů před těmi zahraničními téměř ve všech odvětvích včetně energetiky.

S ekonomickým růstem je úzce spjat právě rozvoj energetického sektoru. Ve světovém měřítku se Turecko řadí mezi nejrychleji rostoucí energetické trhy a nabízí jednu z nejvýhodnějších příležitostí pro investory. Dokládá to nejen záměr výstavby nových elektráren, ale také privatizace a rekonstrukce a rehabilitace stávajících zařízení.

Nové možnosti na poli obnovitelných zdrojů energie také otevírá turecká závislost na dovozu zemního plynu a ropy. Do země proudí přes 92 % ropy z okolních zemí, na dovozu zemního plynu jsou Turci závislí téměř stoprocentně, přičemž prognózy uvádějí rapidní nárůst energie z primárních surovin. Do-

mácími zdroji jsou pouze lignit a v menší míře uhlí, proto je v poslední době kladen čím dál větší důraz na, maximální snížení importní závislosti energetických komodit, intenzivnější využívání domácích zdrojů vč. rozsáhlých obnovitelných zdrojů energie a zapojení jádra do energetického mixu země. Kromě větrných a vodních zdrojů, je to také solární nebo geotermální energie, ve kterých má Turecko velký potenciál pro jejich využití.

Současná vládnoucí strana AKP, která zvítězila v parlamentních volbách již potřetí v řadě, si předsevzala, že do roku 2023,

kdy republika oslaví 100 let od svého založení, se Turecko umístí mezi deseti nejvyspělejšími světovými ekonomikami a export dosáhne výše 500 mld. USD. I když jsou tyto vize poněkud velkoryse a odvážné, nelze pochybovat o tom, že se Turecko stává dominantním a nezávislým aktérem jak na politické, tak ekonomické scéně a záleží jen na ostatních, jestli využijí šanci svést se na vlně tureckého rozvoje.

V této studii se zaměříme na dlouhodobě neúspěšnější položku českého (potažmo československého) dovozu do Turecka a tou je právě energetika.

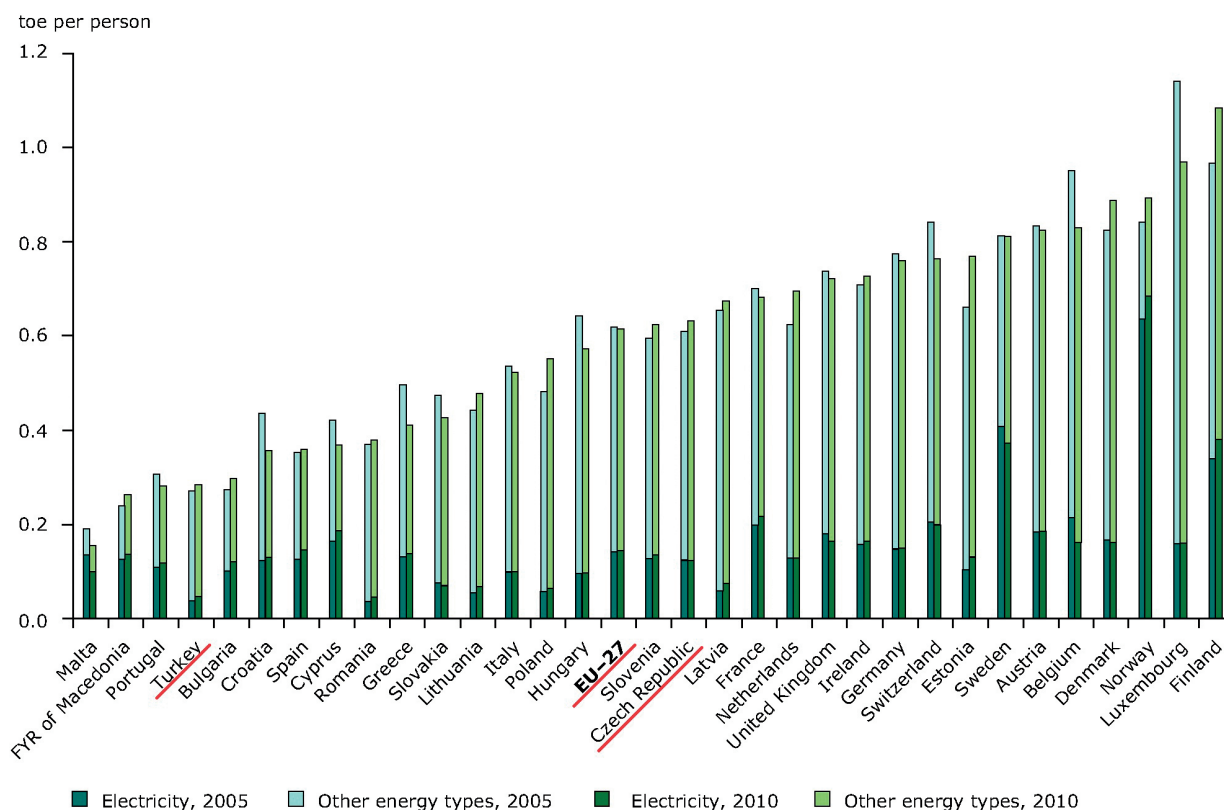
Základní přehled

Spotřeba primární energie v Turecku neustále roste. Od založení republiky v roce 1923 dosáhla na 83,4 milionu tun ekvivalentu ropy v roce 2010. V roce 2011 turecká ekonomika spotřebovala 229,3 miliardy kWh elektřiny a 44,2 miliard metrů kubických zemního plynu. V roce 2011 bylo celkové množství ropy zpracované v tureckých rafinériích téměř 21 milionů tun. Import energetických komodit činil v r. 2011 ve finančním vyjádření celých 54 mld. USD, v r. 2012 tomu bylo již téměř 60 mld. USD.

Při srovnání hodnoty spotřeby elektřiny na obyvatele s průměrem v zemích OECD a EU je Turecko pod tímto průměrem, jak dokládá přiložený graf 1.

Výše vyrobené elektřiny v roce 2010 (v přepočtu na jednoho obyvatele) dosáhla v hrubém vyjádření 2 865 kWh. Odhaduje se, že se Turecko ze středně až dlouhodobého hlediska stane zemí s největším růstem poptávky mezi členy IEA, přičemž v současné době je Turecko 6. největším trhem s elektrickou energií v Evropě. Pokud jde o poptávku po elektrické

energii, odhady se různí, uvádí se, že země bude potřebovat v dalších letech zvýšit kapacity o 4 000 MW ročně, resp. že poptávka by měla vzrůst i na 434 TWh v roce 2020, pro srovnání v roce 2010 spotřeba byla na úrovni cca 200 TWh. Průměrný roční nárůst poptávky po el. energii v zemi činil +4,6 % od r. 1990 do současnosti, kdežto v EU tento nárůst činil ve stejném období pouze +1,6 %. Za prvních osm měsíců r. 2012 vzrostla poptávka po el. energii o 7,7 %. Predikce růstu poptávky po elektrické energii v zemi do r. 2023 činí +6,7 %



Graf 1 – Spotřeba energie na obyvatele ve vybraných zemích
(Zdroj: www.eea.europa.eu)

Tabulka 1 – Očekávaný růst poptávky (Zdroj: TSKB)

	2011	2015	2020	2023
Nízká poptávka	229	292	398	460
Vysoká poptávka	229	303	434	516

ročně (nižší předpoklad), resp. +7,5 % ročně (vyšší předpoklad) a odhadovaný nutný objem investic do r. 2023 představuje 100 mld. USD tak, aby možno zdvojnásobit současné instalované kapacity. Očekávaný růst poptávky bude vyžadovat obrovské investice. Pouze v elektrárenském sektoru se odhad pohybuje na úrovni 3 – 4 mld. USD ročně. Experti TSKB (Industrial Development Bank of Turkey) uvádí dva scénáře vývoje v TWh, viz tabulka 1.

Aktuálně nainstalované kapacity (k 08/2012 – viz tabulka 2 a graf 2) elektrické energie představují kolem 55 381 MW, ale vzhledem k rostoucím potřebám je plánováno navýšit kapacitu do roku 2020 na zhruba 90 000 MW. Produkce el. energie dosáhla 228 406 GWh, instalovaná kapacita generovaná tepelnými elektrárnami od r. 2002 do 2011 vzrostla o 75 %, zatímco u hydroelektráren tento nárůst činil 45 %, u geotermální energie se jedná o 6,5 násobek původních zdrojů, kdežto u větrné energie jde o enormní růst z 20 MW na dnešních cca 1 700 MW.

Ministerstvo energetiky a přírodních zdrojů odhaduje, že do r. 2020 se celková poptávka po zemním plynu zvýší na 59 mld. m³ a u ropy odhady hovoří o 59 mil. tun.

Aby bylo možné takový nárůst poptávky pokrýt, je nezbytné výrazně navýšit investice v tomto sektoru a zajistit stabilitu a perspektivu energetického trhu.

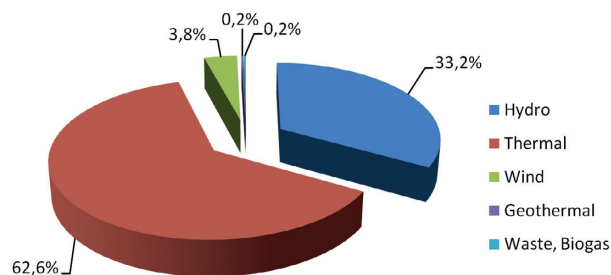
V důsledku konkrétních kroků procesu liberalizace místního trhu dosáhl podíl soukromého sektoru na rafinaci a distribuci ropy téměř 100 %. Také výroba elektřiny je nyní z více jak poloviny uskutečňována soukromými provozovateli (graf 3).

V Turecku je elektřina vyráběna hlavně v tepelných elektrárnách. Využívanými zdroji jsou především zemní plyn, lignit, uhlí a ropa. V rámci obnovitelných zdrojů energie se zatím nejvíce uplatnila voda, vítr a geotermální energie. V dodávkách tepelných elektráren má Česká republika velmi dobré reference. V uplynulých letech to byla především zásluha společnosti ŠKODAEXPORT a jeho pracovníků.

Turecká přenosová síť přivádí elektřinu pro 99,9 % populace. Skládá se z 14 453 km vedení s kapacitou 400 kV, 86 km vedení pro 220 kV, 31 716 km pro 154 kV a 508 km pro 66 kV. Kromě toho je položeno 200 km 154 kV kabelů a 22,8 km 380 kV kabelů. Turecko však stále trpí výpadky elektrické energie kvůli přetížení elektrické sítě. Výpadky nejsou zaznamenávány pouze v zaostalejších částech Turecké republiky – je možné se s nimi ale setkat např. i v Istanbulu. Mezi léty 2002 až 2011 vzrostla délka rozvodných sítí o 15,32 %.

Tabulka 2 – Instalovaná kapacita dle zdrojů k 08/2012 (Zdroj: EMRA 2012)

Type	Installed Capacity (MW)
Hydro	18 385
Thermal	34 657
Wind	2 090
Geothermal	114,4
Waste, Biogas	135,6
Total	55 382



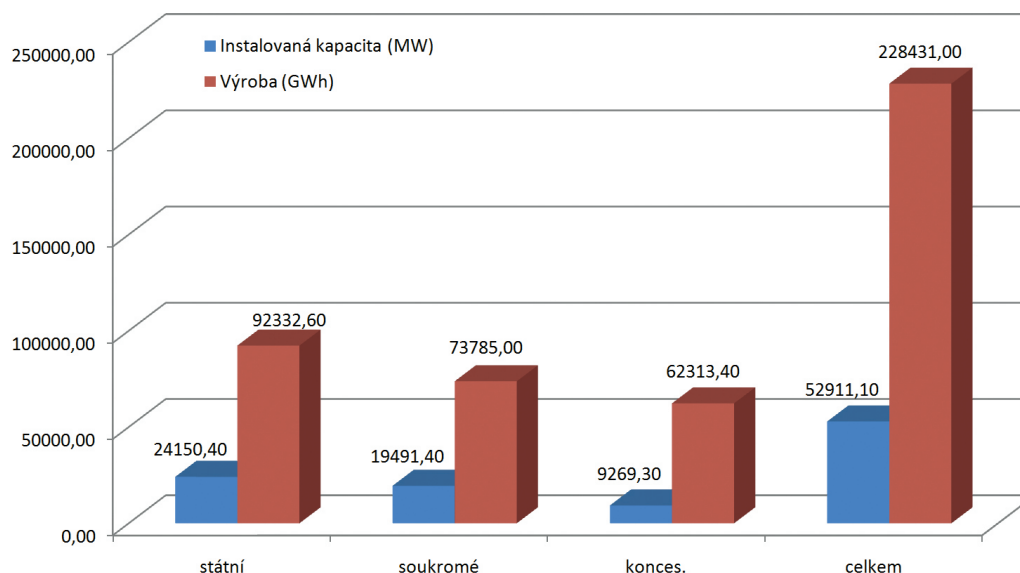
Graf 2 – Instalovaná kapacita dle zdrojů k 08/2012

Distribuce elektřiny byla ve 13 z 21 regionů privatizována a nyní je v rukou soukromých investorů. Za zmínku stojí privatizační projekt českého ČEZu¹, který ve spolupráci s tureckým holdingem AK Enerji² provozují přenosovou soustavu v provincii Sakariya nedaleko Istanbulu. Liberalizace obchodu se zemním plynem byla kvůli jeho složité tržní struktuře pozvolnější. V roce 2011 došlo k liberalizaci importu zemního plynu do Turecka. Dovoz byl dříve zprostředkováván výhradně státní plynárenskou společností BOTAS³, nyní však mohou nákup provádět i licencované soukromé společnosti.

1 – www.cez.cz

2 – <http://www.akenerji.com.tr>

3 – <http://www.botas.gov.tr>



Graf 3 – Vlastnická struktura elektráren
(Zdroj: EMRA 2012)

Turecko je silně závislé na dovozu primárních energetických surovin. V roce 2011 i 2012 bylo 92 % spotřebované surové ropy importováno, u zemního plynu je závislost na dovozu prakticky stoprocentní (v r. 2012: 98 %). I přes relativně slušnou domácí produkci uhlí a zejména lignitu, je spotřeba tohoto zdroje kryta v posledních letech přibližně ze 40 %.

Export primárních surovin je zanedbatelný. Celková importní závislost země se pohybuje nad 73 %. Vysoká závislost na dovozu ropy a zemního plynu se velmi negativně promítá i do výsledků platební bilance, která dlouhodobě představuje Achillovu patu turecké ekonomiky. Nicméně je zřejmé, že potřeba dovozu se v příštích letech nezmenší. Tempo jeho růstu by mohl částečně snížit úspěšný rozvoj domácích nalezišť ropy a plynu, zejména v Černém moři, na jihovýchodě země a v Egejském moři. Zatím však tyto suroviny Turecku chybí a explorační v těchto oblastech není příliš úspěšná.

Turecko disponuje velkými rezervami v oblasti výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů. V poslední době je kladen čím dál větší důraz na jejich využívání. Kromě větrných a vodních zdrojů je velký potenciál v solární nebo geotermální energii, ve které má Turecko 7. největší zásoby na světě. Pokud se však nepodaří zapojit soukromý sektor, hrozí Turecku v blízké budoucnosti nedostatečné pokrytí energetické spotřeby. Proto vláda podporuje nejen soukromé domácí, ale také zahraniční investory, aby se zapojili do výroby elektrické energie z obnovitelných zdrojů. Efektivním využitím těchto kapacit tak bude Turecko schopno zmenšit svou energetickou závislost a zajistit si bezpečnost v této oblasti.

Turecká vláda nebude schopna pokrýt investiční nároky ze státních zdrojů a spoléhá na zapojení soukromého kapitálu včetně zahraničního. Energetický sektor se proto jeví jako nejnadějnější i pro uplatnění českých společností. Extenzivní využívání energetických zdrojů způsobilo vysokou energetickou náročnost nejen v průmyslu, ale i v dalších hospodářských oborech. Teprve v poslední době se hovoří o nových metodách ke snížení energetické náročnosti, například ve stavebnictví, což lze považovat za vlajkovou loď turecké ekonomiky. Turecku zatím nedaří zcela využít svůj potenciál v hydroenergetice a ani dalších obnovitelných zdrojích, byť poslední vývoj od r. 2009 do současnosti přinesl slibný vývoj a strmý nárůst instalované kapacity generované obnovitelnými zdroji. Plnému využití obnovitelných zdrojů však brání nedostatek investičních prostředků na straně jedné, na druhé straně nedostatečně motivující podněty, nadměrná byrokracie a netarifní bariéry pro zahraniční investory. Být je zájem zahraničních investorů o energetiku značný, jejich širší zapojení závisí rovněž na zprůhlednění podnikatelského prostředí, kredibilitě záruk a transparentní legislativě. I přesto zůstává **energetický sektor silně atraktivní a pro růstový pro zahraniční investory.**

Tato část byla vstupní branou do energetického profilu Turecka, detailnější popis jednotlivých odvětví uvádějí následující kapitoly.

Místní zdroje a jejich využití

TĚŽBA NEROSTNÝCH SUROVIN

Těžba nerostných surovin je jedním z předních odvětví dodávající suroviny pro domácí turecký průmysl. Turecko má světově největší množství většiny nerostů a je tak jednou z nejbohatších zemí, co se týče zásob nerostných surovin. Těží asi 53 různých nerostů a kovů na 4 500 ložisek nerostných surovin.

Turecká geologická struktura je velmi rozmanitá, což se odráží v různorodosti nerostných ložisek. Na území Turecka se nacházejí zejména zdroje živce, mramoru, barytu, smirku, vápence, magnezitu, perlitu a pemzy. Také se zde těží široká škála kovů, nejvýznamnějšími z nich jsou měď a chromit.

Turecko je významným zpracovatelem nerostných surovin, včetně rafinovaných boritanů a souvisejících chemikálií, cementu, keramiky a skla. Kromě toho je Turecko významným producentem ferochromu a oceli. Podobně jako ve světě se v Turecku v posledních letech zvýšila důlní činnost a dobývání stříbra, zlata, manganu, mědi a chromu.

Mezi hlavní producenty nerostných surovin patří Eti Mine Works General Management (ETIMINE), Directorate General of Turkish Coal Enterprise („TKI“ – zodpovědný zejm. za těžbu lignitu, ale i import uhlí a obchod na domácím trhu, vlastní 46% roční produkce lignitu, několik polí bylo postoupeno privátním vlastníkům), Turkish Hard Coal Institute („TTK“, které operuje doly na černé uhlí). Veřejný sektor dominuje spíše v palivových minerálech a těžbě železné rudy, zatímco soukromý sektor se soustřeďuje na průmyslové nerosty.

Chromit

Turecko má 6 % podíl na světové těžbě chromitu, na jeho území se nachází asi 25 mil. tun této suroviny. Nejdůležitějším produktem v této oblasti výroby i vývozu je ferochrom, proto je většina vytěženého chromitu zpracovávána právě v ferochromovém průmyslu. Turecko se v roce 2007 zařadilo na 3. místě ve světovém žebříčku vývozu chromitu, s podílem 12,8 %. Nejdůležitější chromitové rezervy jsou lokalizovány ve městě Guleman, dále v regionech Elazığ, Kopardag, Erzincan, Fethiye, Koycegiz, Mugla, Eskisehir, Pozanti, Adana, Harmançik, Orhaneli, Bursa, Pınarbaşı a Kayseri.

V roce 2011 byla hodnota celkového vývozu chromitu z Turecka asi 465,3 mil. USD s 3,4 % ročním poklesem. Hlavními producenty jsou zejména Čína (82 %), dále Rusko (5 %), Švédsko (2 %) a Indie (2 %). Nejdůležitějším exportním tureckým trhem je Nizozemí, Itálie a Belgie.

Měď

Potvrzené turecké zásoby mědi jsou přibližně 3,7 mil., nicméně předpokládaná hodnota celkových zásoby činí cca 15,8 mil. tun. V Turecku se vyskytují celkem tři důležitá ložiska mědi. Nacházejí se ve východní části Černého moře, v jiho-východní Anadolii a v oblasti historické Thrákie. Měděné tyče, profily a kabely jsou nejdůležitějším exportním artiklem z mědi. V roce 2011 činil turecký vývoz měděné rudy asi 364,8 mil. USD a hlavními odběrateli byli Čína, Indie, Švédsko a Finsko.



Mapa tureckých dolů
(Zdroj: MTA)

Zinek

Turecké zásoby zinku jsou asi 2,7 mil. tun. Turecko vlastní 2,07 % z celosvětových zásob zinku, produkce zinkové rudy však představuje pouze 0,28 % světové produkce. Ložiska rudy zinku se nacházejí v oblasti Zamanti (Kayseri – Nigde – Adana). Kromě těchto zásob leží také některá menší zinková ložiska u měst Konya, Malatya, Bingöl a Bitlis.

Turecko ročně vytěží asi 40 tis. tun kovového zinku. Polovina produkce je spotřebována na domácím trhu a zbytek putuje do zahraničí. Export se zvyšuje společně s nárůstem výroby. V roce 2011 dosáhl přibližné hodnoty 202,8 mil. USD a koncentroval se především na Belgii, Čínu a Bulharsko.

Živec

Přibližně 10 % z celkových světových zásob živce se nachází právě v Turecku. Tyto zásoby jsou odhadovány až na 239 mil. tun. Důležitá ložiska živce jsou lokalizována u měst Manisa, Demirci, Kutahya, Simav, Aydin, Cine, Mugla a Milas. Poptávka po živci se stále zvyšuje, mimo jiné díky zvýšenému zájmu o dlaždice se světlým povrchem a poklesu zájmu o dlaždice žulové. Turečtí výrobci aktuálně soupeří na domácích i mezinárodních trzích. Většina tohoto nerostu je získávána soukromým sektorem a 90 % jeho produkce je vyváženo. Vývoz živce začal v roce 1990 a v roce 2011 dosáhl hodnoty 130,8 mil. USD. Nejdůležitějšími trhy pro turecký živec jsou Itálie, Španělsko, Rusko a Polsko. V roce 2011 se Turecko zařadilo s 32 % podílem na světovém vývozu živce na 1. místo.

Magnezit

Turecké zásoby tohoto nerostu činí asi 168,4 mil. tun. Většina z těchto rezerv je soustředěna v trojúhelníku Konya-Kutahya-Eskisehir. Kromě toho se některé zásoby magnezitu nachází u měst Erzincan a Canakkale. V Turecku se část surového magnezitu zpracovává na pálený a kalcinovaný magnezit. Několik malých společností obchoduje pouze se surovým magnezitem, tuto komoditu pak poskytují velkým domácím společnostem, které jej pálí, využívají v keramickém průmyslu nebo jej dále exportují.

Magnezit je vyvážen jak surový, tak kalcinovaný nebo pálený. Exportuje se také v podobě cihel, které se užívají v železářském a ocelářském průmyslu. V roce 2011 se stalo hlavním odbytištěm tureckého magnezitu Rakousko, Irsko a Německo. V roce 2011 se Turecko ve vývozu tohoto nerostu umístilo na 2. místě na světě, s podílem 32 %.

Bentonit a Kaolin

Na tureckém území jsou nerostné zásoby tohoto minerálu 370 mil. tun. Známá ložiska se nacházejí mezi městy Edirne-Enez, Cankiri, Tokat-Resadiye, Ankara-Kalecik a Giresun-Tirebolu. Těžba a vývoz bentonitu začala narůstat v 90. letech a v roce 2011 dosáhla 39,2 mil. USD, s meziročním nárůstem 21 %.

Baryt

V Turecku se nachází přibližně 26 mil. tun různých druhů barytu, což představuje asi 2,1 % z celkové světové zásoby tohoto minerálu.

Baryt se nejvíce prodává vrtným společnostem a zásoby jsou lokalizovány u měst Konya, Maras, Mus, Antalya a Kütahya. Turecko při exportu této nerostné suroviny těží z relativní geografické blízkosti odběratelů. V roce 2011 celková hodnota vývozu barytu činila asi 17,1 USD a hlavním odbytištěm byli Irák, Ukrajina a Finsko.

VÝVOZ DALŠÍCH DŮLEŽITÝCH MINERÁLŮ

Mezi další důležité komerčně využitelné minerály patří sádra, sepiolit, křemelina (diatomit), zeolit, síra, rudy olova, hliníku, stříbra a antimonu, sádrovce, sůl, sodík, různé sírany a fosfáty. Dále pak také písek pro stavebnictví, dolomit, mastek a další. Mezi hlavní exportované kovy patří měď, chrom, boritany a zinek. Z minerálů a hornin to pak jsou živce, magnezit, pemza, baryt, kaolin, jíly, vápenec a další. Hlavními exportními trhy Turecka byly v roce 2011 a 2012 Čína a Evropská unie.

Při výčtu tureckého nerostného bohatství nelze opomenout také strategické suroviny významné zejména pro energetiku.

ENERGETICKÉ SUROVINY

Turecké Ministerstvo energetiky a přírodních zdrojů (MENR) je zodpovědné za přípravu a realizaci energetické politiky, především tvorbu plánů a programů v koordinaci s přidruženými institucemi a dalšími veřejnými i soukromými subjekty. Prostřednictvím řady různých dceřiných společností má ministerstvo pod kontrolou uhelné doly, elektrárny a rozvodné sítě.

Turecké zásoby černého a hnědého uhlí (lignitu) činí 2,2 % z celkových světových zásob, přičemž existující potvrzené domácí rezervy lignitu dosahují 11,6 mld. tun, resp. 1,3 mld. tun černého uhlí. Země je silně závislá na dovozu černého uhlí, ropy a zemního plynu, především s ohledem na rostoucí objem potřebných kapacit k výrobě elektrické energie. Spotřeba energie Turecka je kryta přibližně ze 30 % uhlím (včetně lignitu). V roce 2010 činil tento podíl 27,4 %. Domácí roční produkce obou surovin (cca 3,5 mil. tun uhlí a 62 mil. tun lignitu) je nedostatečná, proto je ročně importováno kolem 16 mil. tun černého uhlí převážně z Austrálie, Jižní Afriky a Ruska. Export uhlí i lignitu je prakticky nulový.

Zhruba 82 % objemu uhlí (domácí produkce a import) jde do tepelných elektráren, 12 % nachází využití v ostatním průmyslu. Téměř 30 % (cca 57 tis. GWh) celkové roční produkce elektřiny je generováno právě v tepelných uhelných elektrárnách.

Lignit

Byť spotřeba lignitu je v Turecku prozatím kryta domácími zdroji, výhledy na příští roky uvádějí, že v blízké době se může tato situace změnit. Rozvojové plány v oblasti výstavby nových energetických jednotek jsou velké a budou znamenat vysokou poptávku po této surovině. Lignit je v Turecku těžen převážně v povrchových dolech. Největší ložiska se nacházejí ve středovýchodní Anadolii, v uhelné pánvi Afšin – Elbistan, která představuje 42 % celkových místních rezerv, tj. rezervy v hodnotě 4,9 mld. tun této komodity. Lignit, který se zde vyskytuje, však dosahuje výhřevnosti jen kolem 1 000 kcal/kg, a proto musela být pro jeho využití v elektrárnách vyvinuta

speciální technologie na spalování nízko výhřevných paliv. Lignit z ostatních ložisek dosahuje výhřevnosti mezi 1 200 – 3 500 kcal/kg.

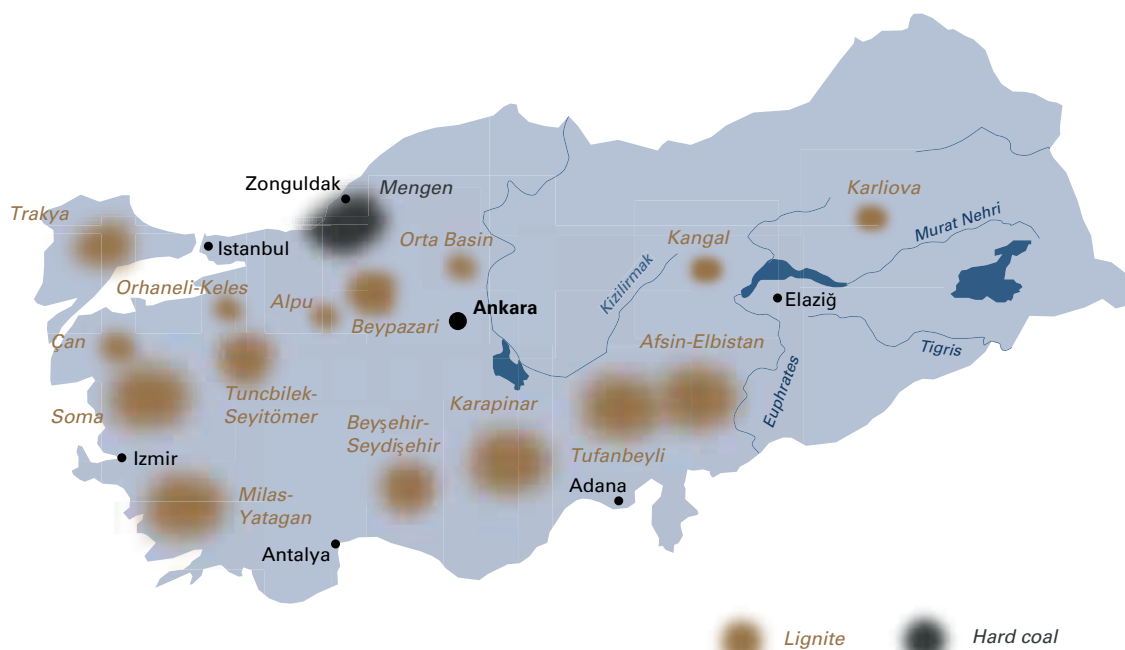
Již po léta jsou velká ložiska lignitu v okolí Afşin-Elbistan v centru pozornosti tureckých státních orgánů, které by rády nahradily dovozové energetické suroviny vlastními zdroji. Po mnoha letech příprav byl nedávno otevřen tendr na pronájem ložiska v tomto regionu – projekt je nazván podle místa lokace – Collakol. Zde chtějí místní autority také ověřit nový způsob kombinace státního majetku a privátních investic formou tzv. „Leasing in Return for Royalty“. Od soukromého investora, který může v soutěži získat nájemní smlouvu od státu na dobu 49 let se očekává, že v uhelné pánvi vybuduje na vlastní náklady elektrárnu a začne státu odvádět rentu za pronájem až z vygenerované elektrické energie.

Signifikantní zápis do energetické mapy Turecka učinila prostřednictvím druhého největšího kontraktu v historii novodobé Turecké republiky ve výši 12 mld. USD společnost TAQA („Abu Dhabi National Company PJSC“), jejíž majoritní balík akcií (72,5 %) je v rukou vlády Spojených arabských emirátů. Tento polostátní moloch tak má v rámci podepsané mezivládní dohody skvělou výchozí pozici k rehabilitaci a dostavbě zdrojů elektrické energie a souvisejících lignitových dolů v největší turecké lignitové pánvi „Afşin-Elbistan“. Primárním a nikým nezastíraným cílem je nejen snížení vysoké importní závislosti na dovozu primárních energetických komodit a současně intenzivnější využití domácích zdrojů, ale též diverzifikace a přílišná závislost na importu energetických dalších surovin z Ruska a problematického Iránu.

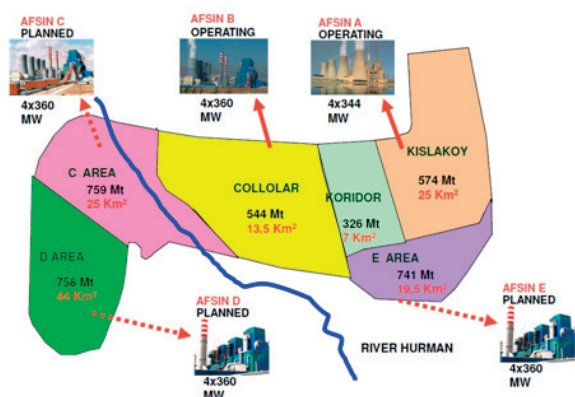
V těchto intencích byla v první polovině ledna 2013 podepsána mezivládní dohoda mezi Tureckou republikou a Spojenými arabskými emiráty s cílem rozvoje a rehabilitace nej-

větší lignitové pánve Afşin-Elbistan na jihovýchodě země. Faktickými signatáři gigantického kontraktu ve výši téměř 12 mld. USD, jsou státem ovládané společnosti obou zemí – společnost EUAŞ („Electric Generation Company“) na turecké straně a polostátní moloch TAQA („Abu Dhabi National Company PJSC“) na straně druhé. Předmětem, mimochodem druhého největšího kontraktu v historii novodobé Turecké republiky (nejnákladnější a prvenství zájímavý kontrakt je na vybudování jaderné elektrárny Akkuyu na bázi B00 ve výši 19,6 mld. USD), pak je nejen rehabilitace a rozšíření stávajících zdrojů elektrické energie ze současných nainstalovaných 2 800 MW až na téměř 8 000 MW do roku 2020, ale též extenzivnější využívání lignitu až na hodnotu 85 mil. tun tohoto lokálního „druhořadého“ paliva ročně. Konkrétně je v rámci mezivládní dohody počítáno s rehabilitací a rozšířením tepelné elektrárny Afşin-Elbistan B (4 x 360 MW), tedy elektrárny s českou stopou zbudovanou Škodou Export, a zhotovením dalších tepelných elektráren a asociovaných dolů v rámci fází C, D, E a G v této lignitové pánvi. Již nyní bylo zveřejněno, že přípravné fáze v rámci zdroje B byly zahájeny, stejně tak byly odstartovány práce na studii proveditelnosti stavby plánovaných bloků C s kapacitou 1 440 MW a souvisejícího ložiska lignitu.

S enormní snahou snížit extrémní importní závislost na primárních zdrojích energie (zejm. pak zemním plynu, který se podílí na energetickém mixu země z 48 %) lze pozorovat v poslední době výrazné aktivity vládních entit určující energetickou koncepci země, z nichž za zmínku, v souvislosti s předmětnou lignitovou pánví, stojí zejm. snaha o extenzivnější udělování licencí soukromým subjektům k těžbě lignitu než doposud a horečné aktivity institutu MTA („Mineral Exploration and Research Institution“) zodpovědného za explo-



Mapa tureckých uhelných pánví
(Zdroj: MTAE)



Mapa lignitové pánve Afşin-Elbistan

raci. Snahy tohoto druhu byly korunovány velmi čerstvým oznámením MTA (z 28. 1. 2013) stran objevení ložiska lignitu v oblasti Konya-Karapınar (v centrální Anatolii) obsahující 1,8 mld. tun lignitu. Ministerstvo energetiky a přírodních zdrojů TR se již v této souvislosti slyšet nechalo, že hodlá vypsat tendr na zbudování tepelné elektrárny/elektráren o výkonu 2 400 MW a souvisejících dolů, na kterém mají participovat soukromí investoři.

Turecký státní úřad Turkish Hard Coal Corporation vyhlásil v srpnu 2012 tendr na rozvoj uhelných pánví Harmanalanı a Davutlar a na výstavbu elektrárny, ve které se bude spalovat hnědé uhlí vytěžené právě v těchto lokalitách ležící poblíž města Bursa, s rozlohou přes 6 ha. Odhaduje se, že elektrárna by měla být schopna generovat elektřinu o kapacitě minimálně 1,62 GWh ročně. Tento tendr je již druhým, který byl otevřen od doby, kdy turecký ministr energetiky Taner Yıldız prohlásil, že roku 2012 Turecko vyhlásí veřejné soutěže na tepelné elektrárny o celkovém výkonu 6–7 GW a do roku 2023 se bude jednat o celkovou kapacitu 17–18 GW.

Další významná naleziště lignitu se nacházejí v oblasti města Adıyaman (poblíž města Malatya), poblíž města Beypazarı se nachází plně automatizovaný lignitový důl patřící TKI (Turkish Coal Enterprises), s roční produkcí lignitu kolem 2,5 mil. tun. Celkové odhadované rezervy v tomto regionu jsou okolo 400 milionů tun.

Mezi využívaná lignitová ložiska patří také důl İlgin ležící poblíž města Konya, který zásobuje uhlím nedalekou tepelnou elektrárnu. TKI dále provozuje hlubinnou těžbu lignitu ve městech Askale, İspir a Oltu. Lignitové rezervy poblíž těchto měst jsou odhadovány na více než 80 milionů tun.

Lignit pro energetické účely je těžen také poblíž města Soma, v dole Eynes a v lokalitě Tuncbilek. Uhelné zásoby nacházející se u města Soma-Eynes jsou odhadovány na 17,2 mil. tun a produkce na tomto dole činí cca 1,5 milionů tun za rok.

Hlubinný důl na těžbu lignitu se nachází také poblíž města Silivri, kde je ke zvýšení kvality a výhřevnosti uhlí využíváno metody „praní“ uhlí.

Černé uhlí

Ačkoli je Turecko v oblasti těžby lignitu prozatím soběstačné, u černého uhlí, kde roční těžba činí více než 10 mil. tun, je nutno místní zdroje doplňovat importem této komodity ze zahraničí. Ročně dovážených více než 10 milionů tun černého uhlí míří do Turecka zejména ze zemí jako je Rusko, Kolumbie, Austrálie nebo Čína. Dovozené uhlí se potom většinou využívá na výrobu koksu pro rozsáhlý železářský a ocelářský průmysl, který se v Turecku za minulá léta rozvinul.

Celkové prokázané rezervy černého uhlí, které jsou v Turecku dobývány hlubinnou těžbou, jsou odhadovány na cca 1,3 mld. tun.

Hlavní ložiska tureckého černého uhlí se nacházejí v uhelné pánvi Zonguldak mezi Eregli a Amasra na pobřeží Černého moře na severozápadě Turecka. Zásoba černého uhlí se v této pánvi odhaduje na 1 335 mil. tun, z čehož 534 mil. tun uhlí je jasně prokázáno. Výhřevnost tohoto černého uhlí se pohybuje mezi 6 200 a 7 200 kcal/kg.

Pánev Zonguldak je jediný region v Turecku, kde se těží černé uhlí a má velmi složitou geomorfologickou strukturu, která činí mechanizovanou těžbu téměř nemožnou a vyžaduje pracné konvenční těžební metody.

Státní společnost TTK má prakticky monopol na výrobu, zpracování a distribuci černého uhlí, přestože zde nejsou žádné právní omezení k zapojení soukromého sektoru. Společnost provozuje pět hlubinných dolů v pánvi Zonguldak a v roce 2010 vytěžila přibližně 2,8 mil. tun. Přes dlouholetou snahu restrukturalizovat, privatizovat a tím navýšit těžbu uhlí, se to zatím nepodařilo a těžba se příliš neliší od stavu před deseti lety.

V roce 2011 Turecko dovezlo 26,9 mil. tun černého uhlí pro tepelné elektrárny, dále pro výrobce oceli, další průmyslové zpracování a také pro vytápění domácností. Celkem 38,3 % černého uhlí bylo dovezeno z Ruska, 10,6 % z Kolumbie, 9 % z USA a 7,6 % z Jihoafrické republiky. Přestože plynové elektrárny budou dominovat v nově připojených energetických kapacitách, očekává se v příštích letech nárůst dovozu uhlí do Turecka. Celková kapacita uhelných elektráren využívající dovážené uhlí činí 2 281 MW.

V současné době působí v sektoru těžby uhlí paralelně státní i soukromé subjekty. Největší soukromou firmou je společnost Demir Export a u státního sektoru potom zaujímají přední místo firmy TKI a TTK. TKI má na starosti zejména dodávku lignitu těženého v otevřených i hlubinných dolech s hlavním využitím pro tepelné elektrárny. Pro ilustraci, tato společnost provozuje cca 400 uhelných, asfaltových a břidlicových těžebních provozů.

Společnost TTK se zabývá hlubinnou těžbou s dodávkami uhlí zejména pro energetiku a spalování v domácnostech a provozuje doly ve městech Kozlu, Amasra, Armutçuk, Karadon a Uzulmez.

Ve výčtu uživatelů technologického zařízení do uhelných dolů ve státním sektoru patří zejména firmy: TTK, TKI a Eski Celtek Komur İşletmeleri (Coal Operations) Inc., která provozuje podzemní doly poblíž města Amasya.

Za významné privátní firmy, které realizují v zahraničí nákup těžebního zařízení je možno považovat:

- Demir Export (KOC Holding) – po dohodě s Turkish Electricity Inc. (TEAS, v současnosti EUAS) těží lignit v otevřeném dole v Kangalu a zásobuje nedalekou elektrárnu pod stejným názvem
- Komur Isletmeleri Inc. (polostátní) – vlastní důl v městech Ermenek (poblíž města Karaman) a dále pak v lokalitě Mihalcik (poblíž města Eskisehir)
- Soma Komur Isletmeleri – dodává lignit pro elektrárnu Soma z povrchových dolů Denis
- Okten Madencilik – těží nízkoenergetický lignit v dolu u města Silivri
- Yeni Celtek Komur Isletmeleri Inc. (polostátní) – provozuje podzemní doly v městech Amasya a Sorgun – poblíž města Yozgat
- Mil-Ten Madencilik – těží nízkoenergetický lignit v povrchových dolech
- GEMAD – těží nízkoenergetický lignit v povrchových dolech
- Park Energy.

Státem vlastněná výzkumná těžební organizace MTAE, která se zabývá vyhledáváním a zkoumáním nových uhelných rezerv v Turecku, může představovat potencionálního zákazníka pro dodávku vrtných zařízení.

V rozvojových plánech uhelného sektoru je také celá řada nových projektů, např. vybudování třech hlubinných dolů v oblasti Amasra – investorem je firma HEMA Istanbul. V procesu je také projekt pro dodávku zařízení do dolu společnosti TKI, poblíž města Tuncbilek. Nové projekty, které mají být realizovány TKI na bázi modelu „Leasing in Return for Royalty“ jsou připravovány k realizaci v regionu města Soma – využití lignitu v uhelné pánvi Donis se stavbou elektrárny s kapacitou 300–400 MW, dále je plánována stavba elektrárny na spalování místního lignitu poblíž města Bingol – Karliova a již schválený projekt na využití lignitového pole u města Bursa a Keles s místní firmou CalikNTF. V oblasti velkého lignitového lože u měst Afsin – Elbistan jsou plánovány již výše zmíněné projekty, na kterých bude participovat TAQA („Abu Dhabi National Company PJSC“).

Uhlí a lignit jsou po zemním plynu dalším hlavním zdrojem energie pro Turecko. Vzhledem k neustálému růstu cen suroviny na světovém trhu, je snahou centrálních tureckých orgánů upřednostňovat využití vlastních zdrojů a to i cestou zvýhodňování investic do těžby a využití místních zdrojů pro výrobu energie formou přidělování investičních pobídek.

Při pohledu na indikátor vyspělosti výrobního zařízení pro těžbu uhlí a na celkovou bilanci krytí potřeby těžební techniky vlastní produkcí vyplývá, že potřeba důlního zařízení pro turecké uhelné doly je z 85 % kryta dovozem.

Importem se zajišťují především zařízení jako jsou např. nákladní auta, důlní exkavátory, uhelné kombajny, drtiče, vrtací stroje, velké důlní nakladače, LHD, vrtací Jumbos, podzemní automatizační zařízení, odčerpávací a skladovací zařízení pro metan, prádelny uhlí, stohovací dopravníky, mísičky, třídičky,

přenosné hydraulické podpěry, podzemních ventilačních zařízení atd. Hlavními zeměmi, ze kterých se důlní zařízení importuje, jsou: Německo 28 %, Finsko 27 %, USA 23 %, a Itálie 16 %.

Podobně jako v ČR, i zdejší ložiska černého uhlí vykazují velký obsah metanu, který se snaží turecké státní orgány ekonomicky využít pro výrobu energií na základě dohod se soukromými firmami.

Zatímco se doposud státní sektor orientoval převážně na těžbu paliv a kovů, privátní sektor spíše podnikal ve stavebních a dalších průmyslových materiálech jako jsou mramor, kaolín apod.

Velké turecké plány na rozvoj těžby nerostného bohatství vytvářejí do budoucna řadu exportních příležitostí pro zahraniční firmy a neměly by být opomenuty ani českými společnostmi ze sektoru výroby důlní a těžební techniky, které vzhledem ke své bohaté tradici mají tureckému trhu co nabídnout.

Modely pronájmu uhelných ložisek pro privátní subjekty:

- „Return for Royalty“
- „Provozní kontrakt“

PRINCIP ROYALTY MODEL

Tendr na pronájem ložiska uhlí v dané lokalitě na bázi Royalti modelu vyhláší Ministerstvo energetiky a přírodních zdrojů Turecka a to skrze uveřejnění v oficiálním státním věstníku „Resmi Gazete“, v případě pronájmu ložiska, které spadá do kompetence TKI – Turkish Lignite Corporation. Tato firma taktéž provádí vyhodnocení tendru. Pokud se jedná o hlubinnou těžbu, vlastníkem může být také TTK (Turkiye Taşkomur Kurumu). Podmínkou je provedení průzkumu rezerv v uhelné pánvi ze strany TKI/TKK, z něhož se odvozují zásadní parametry tendrového zadání, které jsou:

1. množství vytěžitelného uhlí v ložisku
2. délka platnosti licence (doba pronájmu daného investora)
3. rozsah MW energické jednotky, který je pro dané zásoby a jejich rozložení vhodný (stanovuje např. min. 450 MW výkonu)
4. množství vygenerované elektrické energie ročně (kWh)

Postup a zásady tendru:

Účastník soutěže je povinen zakoupit si tendrové podmínky (cena se liší dle projektu, např. pro tendrování ložiska na Somě byla 2000 TL) a poté investor připraví nabídku do soutěže. Podstatou je, že investor nabízí tzv. Royalty Fee, což je platba majiteli ložiska za vyrobenou kWh. Předpokládá se, že veškeré náklady na vybavení dolu a postavení elektrárny půjdou na účet soukromého investora. Soutěž by měla vyhrát firma, která nabídne státu za jednu vyrobenou kWh nejvyšší Royalty Fee. V praktické realizaci soutěže vybere TKI na základě předložených nabídek dvě firmy, které indikovaly nejvyšší Royalty Fee. Z těchto postupujících firem se poté vybírá vítěz a ostatním firmám se uvolní Bid Bond.

Účastník tendru vystavuje za účast v soutěži Bid Bond ve výši 3 mil. TL a při získání pronájemního práva na uhelné ložisko potom dále platí garanci ve výši 7 mil. TL, čímž ručí za vý-

stavbu elektrárny v rozmezí 6 let, začne vyrábět elektrickou energii a odvádět státu/TKI Royalty Fee (tzv. power plant establishment guarantee). Obě záruky jsou standardním postupem, opakovaly se prozatím u všech vypsanych tendrů.

Investor, který získá od státu pronájemní právo je povinen na začátku 7. roku ode dne získání pronájemního práva začít platit státu odvod z vyrobené kWh (investiční období je tedy 6 let). Toto období pokrývá i čas nutný na získání výrobní licence od státu (od státní organizace EMRA-Energy Market Regulatory Authority). Toto získání výrobní licence je podmíněno:

- a) získáním pozitivního EIA reportu (Environmental Impact Assessment), který potvrzuje, že daná výrobní jednotka nebude mít negativní vliv na životní prostředí (Ministerstvo přírodního prostředí stanovuje pro vyjádření lhůtu 300 dní od podání žádosti)
- b) investor musí doložit k žádosti o udělení výrobní licence i tzv. vyjádření turecké státní organizace TEIAS (majitel přenosových sítí, tzv. TEIAS opinion) jako příslib, že po dostavění elektrárny bude tato organizace od výrobce vyrobenou elektrickou energii nakupovat

Firma má na doložení potřebných dokumentů k žádosti o licenci 90 dní, na doložení pozitivního EIA reportu pro EMRA je stanovena lhůta 300 dní. Licence se tedy dá vyřídít cca během 1 roku.

V případě, že investor dostaví elektrárnu dříve do 6 let stanoveného investičního období, za dobu před vypršením tohoto limitu odvádí jen poloviční Royalty Fee státu. Pokud ovšem nestihne investor tuto elektrárnu během 6 let uvést do provozu, sedmimilionová garance propadá státu.

Další podmínky pro investory:

- Investor musí každý rok otevřít k uvedeným 7 mil.TL dodatečnou garanci (supplementary bond) stanovenou podle procentuální roční inflace (PPI – Producer Price Index).
- Pokud investor vyrobí více energie, než bylo předepsáno, potom odvádí Royalty Fee na základě skutečně vyrobené energie. Roční přebytek se do následujícího roku nepřevádí. Pokud investor vyrobí méně energie bez pádného zdůvodnění (přírodní katastrofa apod.), odvádí Royalty Fee ze stanovené minimální kvóty.
- Pokud se po vypršení licenční doby nevytěží veškeré uhlí, může investor požádat o prodloužení licence. Pokud nemá o prodloužení zájem, potom může TKI nabídnout licenci jinému subjektu. Po vytěžení ložiska se stává elektrárna majetkem státu.
- Royalty Fee platí investor TKI každý měsíc a to nejpozději do jeho 20. dne.
- Investor nesmí bez souhlasu Ministerstva energetiky tuto licenci prodat či převést na jiný subjekt.

Příklad podmínek pro pronájem uhelného ložiska pro elektrárnu Soma od tureckého investora firmy DOGUS Istanbul:

- Celkové uhelné rezervy: cca 153 mil. tun uhlí
- Odhadované investiční náklady: 1 mld. USD
- Předpoklad je, že elektrárna by měla být provozována 6 000 hodin ročně
- Elektrárna by měla ročně vygenerovat 2,9 miliard kWh elektrické energie
- Doba licence: 30 let
- Investiční období: 6 let
- Celková kapacita: 450 MW (možnost 2 i 3 bloky)

Vítězem tendru se stala firma Hidrogen Enerji (vlastníkem firmy je stavební firma KOLIN), která předložila nejvyšší nabídku Royalty Fee, což činí 4,69 kurušů na kWh. Kontrakt na pronájem ložiska byl podepsán v říjnu 2012.

Princip provozního kontraktu

Jedná se na rozdíl od Royalty Modelu o pronájem uhelného ložiska, kdy se platba neuskutečňuje na základě vyrobené energie, ale na základě množství vytěženého uhlí v lokalitě (není tedy povinnost investora elektrárnu postavit). Tento model se používá v případě, pokud již elektrárna v blízkosti ložiska existuje a otevírá se nové uhelné těžební místo. Příkladem je uhelné ložisko nacházející se v blízkosti elektrárny Cayirhan. Tato elektrárna byla převedena cca před 18 lety na společnost Park Termik na základě TOR (převod provozních práv). Stát hodlá otevřít nové ložisko, ze kterého si bude provozovatel elektrárny moci odebírat/nakupovat uhlí pro provoz. K tomuto účelu již byla vypsána veřejná soutěž, ve které mají privátní firmy šanci získat pronájem ložiska od státu, a poté nabídnout provozovateli elektrárny prodej uhlí. Zmíněný vlastník elektrárny Park Teknik se sice může tendru zúčastnit, ale v soutěži nemusí uspět a může tak stát, že uhlí bude nakupovat od jiné společnosti, i když se tato surovina nachází přímo v blízkosti elektrárny.

V další kapitole se zaměříme na zmapování situace na trhu s plynem, ze kterého Turecko produkuje téměř 40 procent své energie. To ho řadí v rámci využívání energetických zdrojů na první příčku.

Elektrárny spalující uhlí

V minulosti byly všechny elektrárny spravované státem. To však již neplatí. Turecká vláda rozhodla o privatizaci stávajících elektráren a o zastavení státní výstavby.

EUAS je stále hlavním hráčem na trhu. Privatizace stávajících elektráren to má změnit. Níže uvádíme elektrárny, které jsou stále ve vlastnictví tohoto státního gigantu.

Z českého hlediska jsou v tomto směru nejzajímavější elektrárny Soma a Afşin Elbistan, které byly v minulosti stavěny za pomoci českých (resp. československých) technologií. Především výstavba elektrárny SOMA B zanechala v Turecku silnou stopu. Díky dlouhodobé přítomnosti českých inženýrů najdete dokonce ve městě Soma obyvatele, kteří mluví česky.

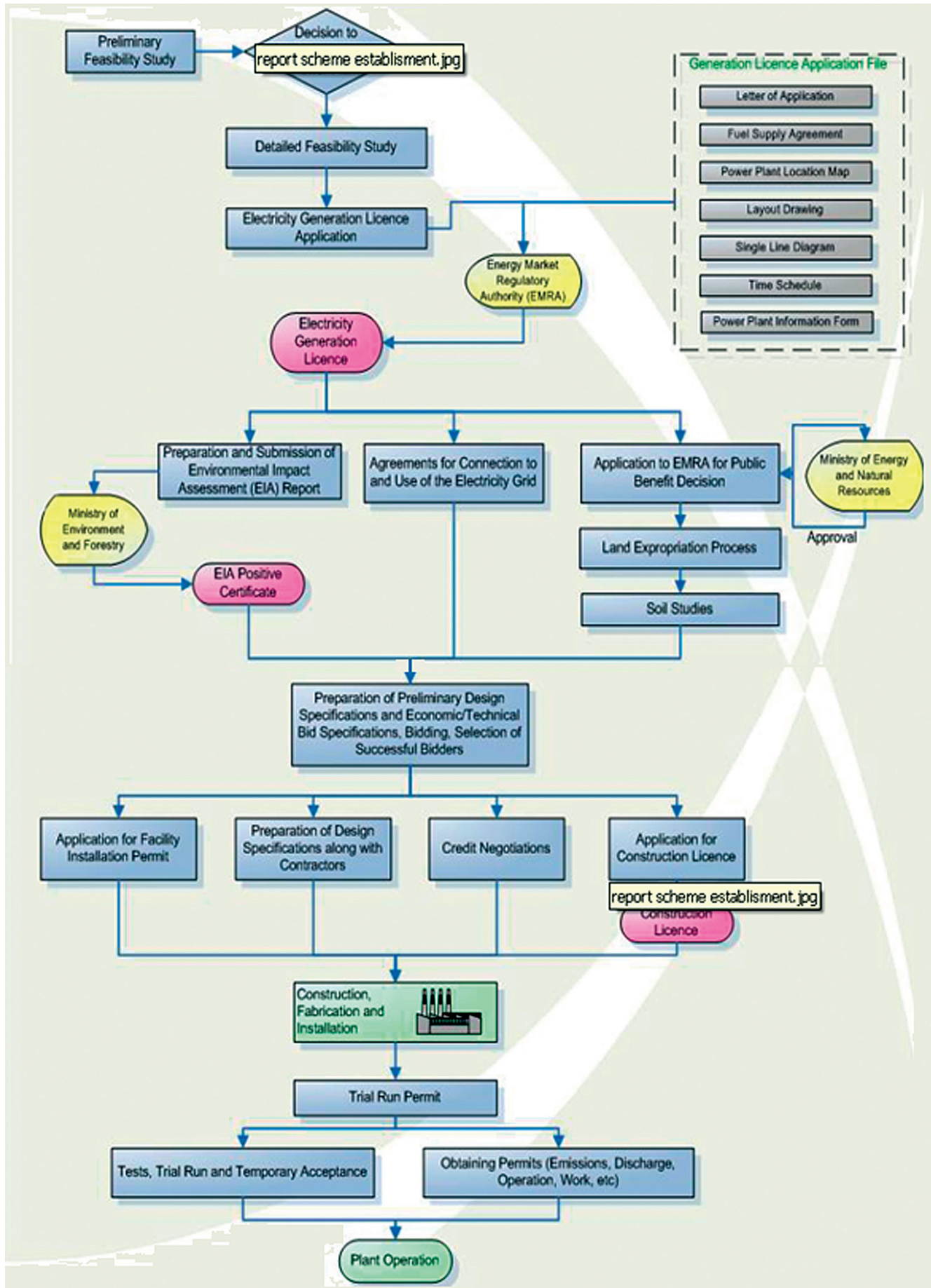
Na níže uvedeném schématu dokreslujeme situaci a uvádíme postup, který je nutný postoupit při výstavbě nové elektrárny.



Elektrárna Soma
(Zdroj: www.tasarimltd.com.tr)

Tabulka 1

Název elektrárny	Výkon	Druh paliva	Město/Region	Vlastnictví	web
Afşin Elbistan A	1 355 MW	hnědouhelná	Afşin Elbistan/MARAŞ	Státní společnost (EUAS)	www.afeltesa.gov.tr
Afşin Elbistan B	1 440 MW	hnědouhelná	Afşin Elbistan/MARAŞ	Státní společnost (EUAS)	www.euas.gov.tr
Çan 18 Mart	320 MW	hnědouhelná (fluidní ohniště)	Çan/ÇANAKKALE	Státní společnost (EUAS)	www.euas.gov.tr
Çatalağzı	300 MW	černouhelná	Çatalağzı/ZONGULDAK	Státní společnost (EUAS)	www.cates.gov.tr
Kangal	457 MW	hnědouhelná	Kangal/SİVAS	Státní společnost (EUAS)/otevřen privatizační tendr	www.euas.gov.tr
Orhaneli	210 MW	hnědouhelná	Orhaneli/BURSA	Státní společnost (EUAS)	www.euas.gov.tr
Seyitömer	600 MW	hnědouhelná	Seyitömer/KÜTAHYA	EUAS X ukončen tendr (Celikler Taahut comp. před podpisem smlouvy)	www.somtes.gov.tr
Tunçbilek	365 MW	hnědouhelná	Tunçbilek/KÜTAHYA	Státní společnost (EUAS)	www.tutes.gov.tr
Soma B	1 034 MW	hnědouhelná	Soma/MANISA	Státní společnost (EUAS) X bude privatizována	www.seas.gov.tr
Yatağan	630 MW	hnědouhelná	Yatağan/MUĞLA	Státní společnost (EUAS)	yatagants.gov.tr
Yumurtalık Sugözü	1 210 MW	uhlí z dovozu	Yumurtalık/ADANA	První tepelná privátně vybudovaná a privátně řízená elektrárna (ISKEN: OYAK Holding)	www.isken.com.tr
Çayırhan	634 MW	černouhelná	Çayırhan/ANKARA	1999 privatizováno PARK energy (CINER)	www.cinergroup.com.tr
Yunus Emre	290 MW	černé uhlí	Mihaliccik/ESKISEHIR	ADULARYA Enerji (NAKSAN holding)/ výstavba pokračuje Vítkovice a BTG Energy: dodavatelé	www.naksan.com.tr
Tufanbeyli	450 MW	černé uhlí	Tufanbeyli/ADANA	ENERJISA (SABANCI holding)/ v plánovacím a vývojovém stadiu	www.enerjisa.com.tr
Kangal – ET Yemez	100 MW	černé uhlí (fluidní ohniště)	Kangal/SİVAS	SOYAK enerji/bude uvedena do provozu koncem roku 2014	www.soyakenerji.com.tr
Cengiz 1 a 2	2x 1 200 MW	uhlí z dovozu	SAMSUN	CENGİZ energy (CENGİZ holding)/ získává licenci	http://www.cengizenerji.com.tr
Eren	160 MW + 2x 615 MW	černé uhlí	ZONGULDAK	EREN enerji (EREN holding)/ v provozu	www.erenholding.com.tr
Diler – Iskenderun	2x 600 MW	černé uhlí	ISKENDERDUN	ATLAS Enerji (Diler holding)/I. jednotka v provozu 2014/2011 začátek výstavby II.	www.dilerhld.com
Sates	373,64 MW	uhlí z dovozu	ZONGULDAK	SAVK Enerji/v provozu	www.savk.com
Demirtas	135 MW	uhlí z dovozu	ZONGULDAK	SAVK Enerji/v provozu	www.savk.com
Hakan	100 MW	uhlí z dovozu	Ceyhan/ADANA	HAKAN Enerji/získává licenci	www.hakanas.com



Postup při výstavbě nové elektrárny

Zemní plyn

Turecko je zemí s velkým strategickým významem v oblasti zemního plynu. Geografické umístění, mezi druhým největším energetickým trhem světa – Evropou a zdroji Blízkého východu a Kaspiku začlenilo Turecko do řady evropských energetických projektů. Evropská poptávka po plynových zdrojích přispívá k diskuzi o Turecku jako „regionálním energetickém hubu“. Zatímco evropská snaha o diverzifikaci plynových zásob a zdrojů je dlouhodobým fenoménem, bezprecedentní růst turecké energetické spotřeby je relativně nová skutečnost, která však vzhledem ke své dynamice může hrát čím dál důležitější roli ve strategických úvahách. V důsledku vysokého tempa turecké energetické spotřeby, přistoupila turecká vláda v posledních letech k liberalizaci trhu se zemním plynem. V roce 2001 byl přijat důležitý zákon č. 4646 (**Natural Gas Market Law**), který tvoří základní legální rámec pro liberalizaci tureckého energetického trhu (přístup třetích stran k rozvodové síti BOTAŞ, konkurenční prostředí, realizace dovozu LNG soukromým sektorem etc.)¹.

1 – Více o liberalizaci trhu se zemním plynem kapitola
Legislativa energetického trhu

Podle International Energy Agency (dále **IEA**) jsou turecké předpisy a pravidla v souladu se směrnicemi EU. Problematickým prvkem zůstává velikost tržního podílu společnosti Petroleum Pipeline Corporation (**BOTAŞ**) – státního podniku pro distribuci plynu, který v minulosti držel v Turecku v daném sektoru monopolní postavení.

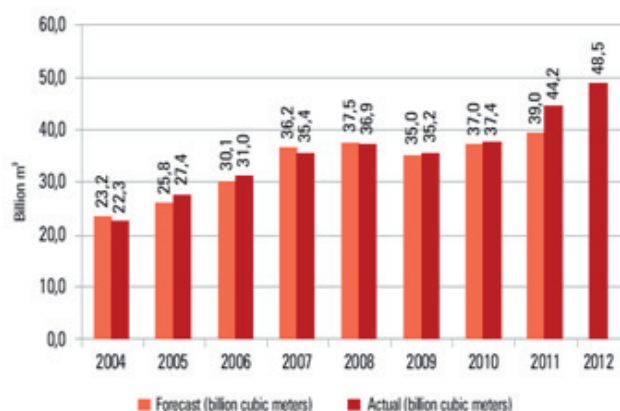
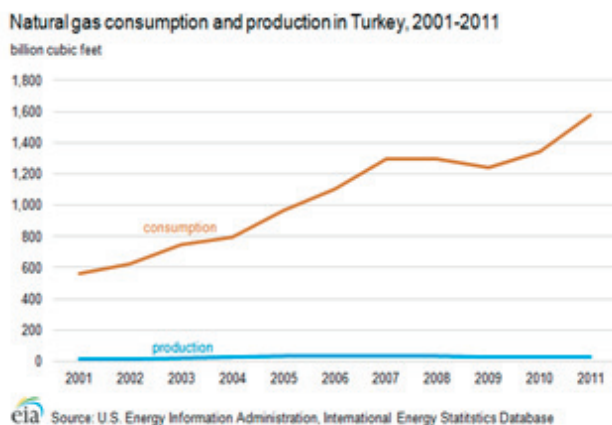
Spotřeba zemního plynu v Turecku roste lineárně již od roku 1987 až na hodnotu 44,5 mld. m³ v roce 2011, resp. 48,5 mld. m³ v r. 2012, a to s výjimkou krizových let r. 2008, resp. 2009.

Vzhledem k zanedbatelné těžbě je Turecko závislé na importu zemního plynu. Majoritním dodavatelem je Ruská federace (téměř 58 % dovezeného plynu) následována Iránem a Ázerbájdžánem. V podobě Liqueified Natural Gas (dále LNG-zkapalněný zemní plyn), je dodáván plyn z Nigérie a Alžírsko (v dané podobě dodávají plyn i další licencování dovozců). Produkce zemního plynu z vlastních zdrojů se za posledních několik let pohybuje těsně pod 1 miliardou m³, což odpovídá méně než 2 % domácí spotřeby, což celkem činí 98 % importní závislost na této komoditě.

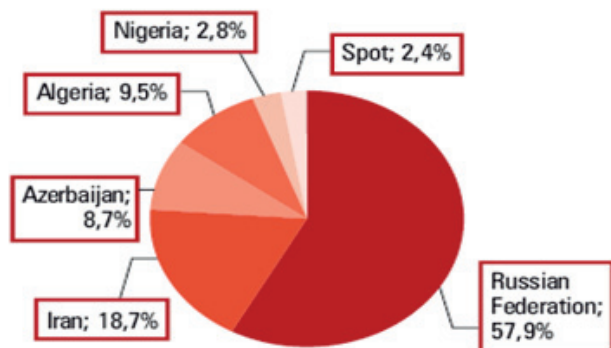
Nárůst využití zemního plynu se neprojevuje jen ve spotřebě elektrické energie, roste i spotřeba plynu na dálkové vytá-

pení a další využití domácnostmi. Po schválení zákona č. 4646, regulační úřad EMRA úspěšně spustil unikátní aukční model s cílem rozšířit využití plynu v systémech dálkového vytápění. Díky tomu bylo v roce 2011 dokončeno vytápění pro 55 regionů, spolu se 7 již existujícími oblastmi, které měly dodávky plynu již před přijetím zákona. Celkem 62 společnostem byla regulačním úřadem udělena licence na distribuci zemního plynu a maloobchodní prodejní aktivity ve svých regionech. Z těchto 62 společností již 59 začalo služby spojené se zemním plynem poskytovat. Celkově je zemní plyn dodáván do 62 z 81 provincií Turecka.

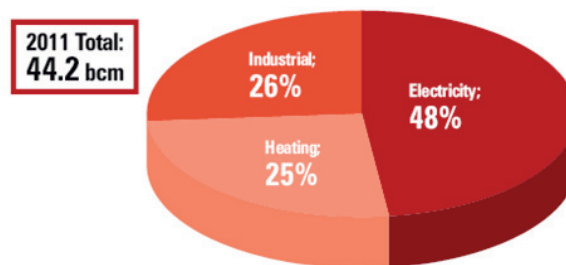
Díky liberalizaci trhu se zemním plynem v r. 2011 a 2012 ztratila společnost BOTAŞ své výhradní postavení na trhu co by výhradního importéra. Turecko mělo s Ruskem, resp. se Sovětským svazem, uzavřeny historicky dvě dlouhodobé smlouvy na dodávky 8 a 6 miliard m³ zemního plynu ročně dodávaných prostřednictvím „západního plynovodu“ (Western Pipeline). Jeho výhradním dovozcem do Turecka byla společnost BOTAŞ a to až do roku 2009. Liberalizace tehdy umožnila soukromým společnostem vstup na plynový trh. Tehdy Botaş přišel o polovinu, tj, 4 mld. m³ ročně, ze smlouvy na 8 miliard m³



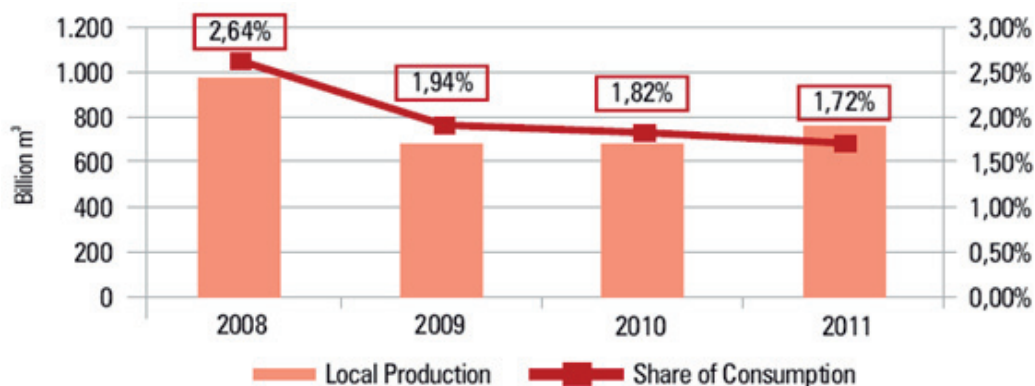
Graf 1 a 2 – vývoj spotřeby zemního plynu v Turecku mezi léty 2001 – 2012 (zdroj: EIA U.S.)



Graf 4 – Přehled zemí dovážející do Turecka zemní plyn



Graf 5 – Využití zemního plynu podle určení



Graf 6 – Turecká produkce zemního plynu (v miliardách m³)

O 4 miliardy se podělily společnosti Shell, Bosphorus Gaz, Avrasya Gaz a Enerco.

V roce 2012 převzaly import 6 mld. m³, taktéž původně zajišťovaných BOTAŞ-em, další čtyři soukromé firmy: Akfel Gaz, Bosphorus Gaz, Kibar a Bati Hatti.

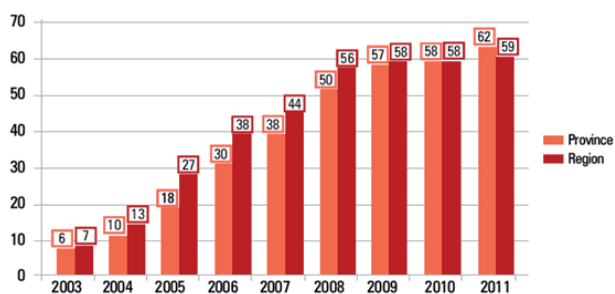
Z původních smluv na import plynu prostřednictvím Západního plynovodu tak BOTAŞ nyní dováží už jen 4 miliardy m³ ročně. A turecký ministr energetiky Taner Yildiz již v září 2012

oznámil, že ony 4 mld. m³ budou také převedeny na soukromé společnosti.

Dovoz LNG byl 9. 7. 2008 liberalizován a musí se řídit nařízením vydávaných regulačním úřadem s cílem vytvořit prostor pro další hospodářskou soutěž na trhu se zemním plynem. Dle tohoto nařízení, byly 30 firmám včetně BOTAS v dubnu 2012 uděleny dovozní licence na dovoz LNG (EMRA: 2012). Turecko má aktuálně k dispozici dva LNG terminály, jeden v Marmarském moři a druhý v Egejském, Jejich operátory jsou společnosti BOTAŞ, resp. Ege Gaz. Oba mají kapacitu 6 mld. m³. Turecko dováží LNG na základě dlouhodobých smluv z Alžírka (4 mld. m³ ročně) a z Nigérie (1,2 mld. m³). Mimo to nakupuje LNG na spotovém trhu v objemu zhruba 2–3 miliardy m³ ročně. Pro soukromé dodavatele s příslušnou licenci se trh se zemním plynem stal výnosným odvětvím, neboť 80% poptávajících si může vybrat svého dodavatele.

Jelikož si je EMRA vědoma toho, že konkurenční prostředí na trhu se zemním plynem spolu s deregulací trhu je zásadní také pro trh s elektřinou, podniká v této oblasti progresivní kroky. Prvním z nich je nařízení o podmínkách přístupu do přenosové infrastruktury BOTAŞ a přístup ke LNG terminálům, které upravuje pravidla pro přístup třetích stran. Další významnou změnou je nařízení o využití plynových zásobníků ze dne 4. 6. 2012.

Tureckou snahu o zajištění energetické bezpečnosti akcentuje mimo jiné i smlouva o vybudování zásobníků zemního



Graf 7 – Distribuce plynu

plynu s Čínou z roku 2011. Zásobník s kapacitou 1 mld. m³ bude vybudován pod jezerem Tuz v centrální Anatolii. Dohromady s již existujícími zásobníky by Turecko mělo dohromady disponovat rezervami o objemu cca 3,5 mld. kubických metrů. Stavba měla být postupně dokončena mezi léty 2016–2019. Smlouva mezi Tianchen Engineering corp. a BOTAS uvedla v platnost doposud nerozsáhlejší čínskou investici v Turecku. V rámci výstavby projektu se předpokládá subsidiární modernizace přílehlé infrastruktury.

Ekonomický růst, politická stabilita a rozšiřující se trhy, to

jsou trendy posledních let v Turecku. Společně se strategicky významnou geografickou polohou tvoří tyto faktory základ tureckých aspirací na vedoucí úlohu v regionu. V případě mezinárodních a regionálních plynárenských projektů hraje Turecko ústřední roli v důsledku stoupající evropské poptávky po alternativních dodávkách plynu. Projekty Nabucco West, nebo Trans-jadranský plynovod (TAP) jsou důkazem evropské snahy o diverzifikaci plynových zdrojů. V každém z těchto projektů je Turecko jako tranzitní území nezbytným prvkem.

Paroplynové elektrárny

Mimořádně důležitou roli hraje zemní plyn v produkci elektrické energie. V roce 2011 bylo téměř 48 % z celkové poptávky po zemním plynu použito v paroplynových elektrárnách. Trh elektrické energie a trh zemního plynu jsou dva spojené fenomény – očekávaný nárůst poptávky po elektrické energii zvyšuje nárůst poptávky po zemním plynu

STÁVAJÍCÍ PLYNOVODY A PLÁNY

Plynovod Rusko-Turecko (Western Pipeline)

přes Ukrajinu, Moldávii, Rumunsko a Bulharsko. Celková délka 845 km. Kapacita: původně 10,2 mld. m³ ročně, nyní až 22 mld. m³.

Plynovod Blue Stream

RF/Turecko (Samsun/Ankara) vedený pod Černým mořem, uvedený do provozu v listopadu 2005. Kapacita 16 mld. m³ ročně.

Plynovod Írán – Turecko

V provozu od ledna 2002. Původní kapacita: 10 mld. m³, nyní 20 mld. m³ ročně. V roce 2010 bylo plynovodem přepraveno 7,62 mld. m³. V minulosti (2007, 2008) Írán přerušoval začátkem roku dodávky zemního plynu. Turecká vláda se vždy snažila urychleně kontaktovat íránskou stranu ve snaze zajistit obnovení dodávek plynu a zároveň zabezpečit náhradní dodávky z ostatních zdrojů (západní plynovod z Ruska, Blue Stream, Ázerbajdžán). Tímto plynovodem Turecko dováží plyn rovněž z Turkmenistánu, který získává swapem mezi Íránem a Turkmenistánem.

Plynovod Baku-Tbilisi-Erzurum (South Caucasus Pipeline)

BTE (Shah Deniz) byl uveden do provozu v červenci 2006. Kapacita: 16 mld. m³ ročně.

PLÁNOVANÉ PROJEKTY SOUVISEJÍCÍ S TURECKEM

Nabucco West

(OMW, MOL, ROMANIAN TRANSGAZ, BOTAS, BEH)

Nabucco West je modifikací projektu Nabucco, který měl primárně zajistit diverzifikaci energetických dodávek státům EU (ve smyslu jiných zdrojů než ruských). Oproti původnímu projektu, kde byl začátek plynovodu předpokládán na turecko-gruzínské hranici je start Nabucco West plánován na hranicích turecko-bulharských. Délka plynovodu na ose bulharsko/tureckých hranic – Rumunsko – Maďarsko – Baumgarten (Ra-

kousko/Videň) činí cca 1 300 km. Počáteční kapacita plánovaného plynovodu by měla začínat na 16 mld. m³ ročně.

TANAP (Trans-anatolský plynovod)

Dne 27. června 2012 byla podepsána mezivládní dohoda mezi Tureckem a Ázerbajdžánem o výstavbě plynovodu, který povede napříč tureckým územím. Start TANAPu je podle předpokladů svázán s otevřením komerční těžby v rámci naleziště Shah Deniz II v Ázerbajdžánu v roce 2017. Hodnota projektu se odhaduje na 7 – 9 mld. USD. Plánovaná kapacita je 16 mld. m³ přepraveného plynu ročně, z toho 10 mld. m³ plynu je určeno pro evropské zákazníky, 6 mld. m³ pro Turecko. Podle ázerbajdžánských zdrojů by následné napojení na evropský koridor skrze Bulharsko mohlo eliminovat význam trans-jadranského plynovodu (TAP). V rámci projektu TANAP se spekuluje s případným pozdějším napojením na turkmenistánské a kazachstánské zdroje. Turecký premiér Recep Tayip Erdogan při své oficiální návštěvě Slovenska v únoru 2013 naznačil, že realizace TANAPu může začít velice brzy, tj. dle předpokladů do konce r. 2013. Zároveň však, stejně jako ázerbajdžánští představitelé, připomenul nedostatečný posun v rámci projektu Nabucco West. V projektu vlastní Ázerbajdžán 80 procent akcií prostřednictvím státní společnosti SOCAR (z toho chce dát k „dispozici“ 29% členům konsorcia Shah Deniz: BP, Statoil a TOTAL) a zbývajících 20 procent patří státním tureckým společnostem BOTAS a TPAO. Plynovod TANAP bude končit buď na turecko-bulharské nebo turecko-řecké hranici, dle toho, který navazující projekt Jižního koridoru bude konsorciem Shah Deniz II vybrán. Očekává se, že v pol. r. 2013 bude mezi projekt TAP a Nabucco West vybrán projekt, který přivede plyn z Kaspiku do Evropy a bude tak determinovat trasu plynovodu TANAP. Z ruského pohledu představuje TANAP konkurenci pro jeho vlastní projekt South Stream. Přestože smyslem projektů Jižního koridoru, i projektu TANAP, je snížit závislost Evropy i Turecka na ruském plynu, je nicméně množství plynu plánované pro projekt TANAP (16 mld. m³) nedostatečné, aby pokrylo i jen zvyšující se tureckou poptávku po plynu (ze současných 48,5 mld. m³ až na 70 mld. m³ v roce 2020).

Tabulka 1 – Elektrárny plynové báze
(Seřazeno abecedně podle vlastníka, pokud není uvedeno jinak, je elektrárna v provozu)

Vlastnictví	Název stavby	Provozní kapacita	Pohon	Místo	web
AES ENTEK/KOC HOLDING	AES-ENTEK	2x 42 MW/ 1x 25 MW/ 1x 3 MW	Plyn	Bursa	www.aesentek.com
AES ENTEK/KOC HOLDING	AES-ENTEK	1x 27 MW/ 1x 24 MW/ 1x 12 M	Paroplyn	Izmit	www.aesentek.com
AKSA ENERJI	AKSA	1 150 MW	Paroplyn	Antalya	www.aksaenerji.com.tr
AKSA ENERJI	AKSA	115 MW	Paroplyn	Manisa	www.aksaenerji.com.tr
AKSA ENERJI	AKSA	115 MW	Paroplyn	Van	www.aksaenerji.com.tr
AKSA ENERJI	AKSA	117 MW	Paroplyn	Sanlurfa	www.aksaenerji.com.tr
BAYMINA ENERJI	BAYMINA/GDF Suez	770MW	Paroplyn	Ankara	www.bayenerji.com
BIS ENERJI	BIS-SGM Elektrik	410 MW	Plyn	Nilufer/ Bursa	www.bisenerji.com.tr
CENZGIZ ENERJI	CENZGIZ	243 MW	Paroplyn	Samsun	www.cengiz.com.tr
CENZGIZ ENERJI	CENZGIZ/ ve výstavbě	450 MW	Paroplyn	Samsun	http://www.cengiz.com.tr
CENZGIZ ENERJI	CENZGIZ/ ve výstavbě	45 MW	Paroplyn	Konya	www.cengiz.com.tr
EnerjiSA (SABANCI)	ENERJISA	930 MW	Paroplyn	Bandirma	www.enerjisa.com.tr
EnerjiSA (SABANCI)	ENERJISA	120 MW	Paroplyn	Kocaeli	www.enerjisa.com.tr
EnerjiSA (SABANCI)	ENERJISA	120 MW	Paroplyn	Adana	www.enerjisa.com.tr
EnerjiSA (SABANCI)	ENERJISA	65 MW	Paroplyn	Mersin	www.enerjisa.com.tr
EnerjiSA (SABANCI)	ENERJISA	65 MW	Paroplyn	Canakkale	www.enerjisa.com.tr
EUAS	ALIAGA	6x 30 MW	Gas thermal combined cycle	Aliaga Izmir	www.euas.gov.tr
EUAS	AMBARU	6x 138,8 MW/ 3x 172,7 MW	Paroplyn	Avclar/ Istanbul	www.euas.gov.tr
EUAS	BURSA	4x 239 MW/2x 238 MW	Paroplyn	Bursa	www.euas.gov.tr
EUAS	Hamitabab/Privatizace spuštěna. Nabídky budou zveřejněny k 28. února 2013	1 120 MW	Paroplyn	Luleburgax/ Kirkkarel	www.euas.gov.tr
GAMA Enerji	Ve výstavbě, uvedení do provozu 2015	840 MW	Paroplyn	Kirikale	www.gama.com.tr
Modern Enerji/ EREN holding	EREN	100 MW	Plyn	Corlu	www.erenholding.com.tr
PARK Enerji	PARK GROUP	2x (570 + 586 + 965) MW	Plyn	Ceyhan/Adana	www.enerjipark.com/
TEAS	ENKA/INTER GEN	770 MW	Paroplyn	Adapazarı	není k dispozici
TEAS	ENKA/INTER GEN	1 540 MW	Paroplyn	Gebze	není k dispozici
TEAS	ENKA/INTER GEN	1 520 MW	Paroplyn	Izmir	není k dispozici
UNIT Group	UNI-MAR	480 MW	Paroplyn	Marama Ereglis	www.unit.com.tr
UNIT Group	Yeni elektrik – ve výstavbě, plánované datum uvedení do provozu je leden 2014	865 MW	Paroplyn	Dilovasi/Koaceli	www.unit.com.tr
ZORLU Enerji	ZORLU	90 MW	Paroplyn	Bursa	www.zoren.com.tr
ZORLU Enerji	ZORLU	50 MW	Paroplyn	Ankara	www.zoren.com.tr
ZORLU Enerji	ZORLU	188 MW	Paroplyn	Kayseri	www.zoren.com.tr

Plynovod Egypt-Sýrie-Turecko (tzv. Panarabský plynovod)

Vzhledem k míře politické nestability v tranzitních zemích byl projekt během roku 2011 zastaven. (U.S. Energy information administrative: 2012)

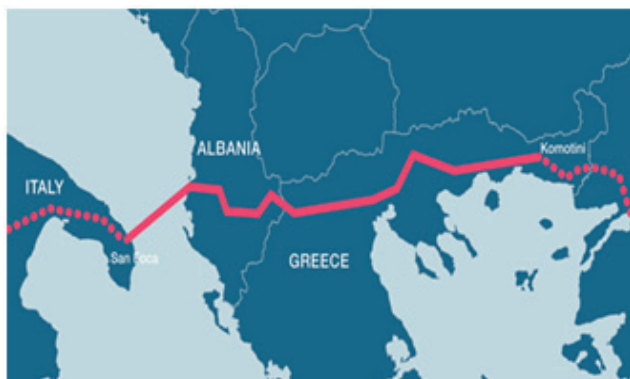
Plynovod Irák-Turecko

Tímto by měl být do budoucna dopravován plyn ze Iráckého Kurdistanu (Kurdistan Regional Government). Potencionální

dodávky plynu z této oblasti by realizovány paralelně s již existujícím plynovodem Kirkuk – Ceyhan.

Transjadranský plynovod TAP (EON, Norway's Statoil, EGL)

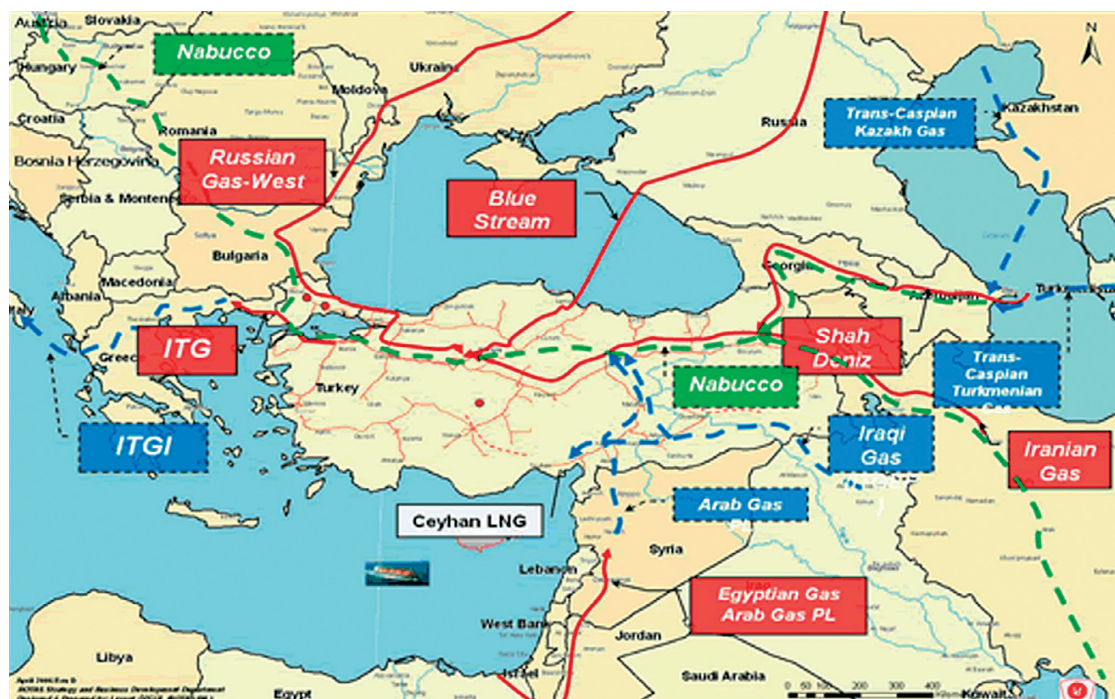
S Tureckem souvisí i projekt Trans-jadranského plynovodu (TAP). Plynovod o délce 520 km má být napojen na již existující plynovod Turecko-Řecko a dopravovat plyn přes Albánii a Itálii do Švýcarska. Plánovaná kapacita plynovodu je



Plánovaný
Trans-jadranský plynovod



Plánovaná trasa Nabucco West
(Source: pipelineinternational.com)



Projekty produktovodů v oblasti Turecka

10 mld. m³ ročně s možností budoucího dvojnásobného navýšení. Od počátku projektu se počítalo s přepravou plynu z naleziště Shah Deniz v Ázerbájdžánu. U zrodu projektu TAP byla v roce 2003 švýcarská firma EGL (Elektrizitäts-Gesellschaft Laufengurg AG), která v únoru 2008 podepsala smlouvu o joint-venture s norskou firmou Statoil Hydro na výstavbu a provoz budoucího plynovodu. Firma Statoil Hydro vlastní 25,5 % podíl na nalezišti Shah Deniz. Jedná se o konkurenční projekt pro Nabucco West. Konečné rozhodnutí konsorcia Shah Deniz II, který z projektů získá větší prioritu, by mělo být učiněno v létě roku 2013.¹

Uvedená mapa je již trochu zastaralá – zejm. z pohledu projektu Nabucco (viz podrobnosti výše). Nicméně dokresluje zřejmou silnou geografickou polohu Turecka jako dopravního uzlu plánovaných produktovodů. Jejich vývoj dokládá i složité vyjednávací procesy, které jsou s tím historicky spojeny.

1 – Další info: www.nabucco-pipeline.com/portal/page/portal/en/press/Nabucco%20West%20scenario

800 521 521
www.kb.cz

Jsme
součástí
vašeho
podnikání

KB – spolehlivý
partner exportérů
a importérů

- široká nabídka produktů
a služeb
- ošetření obchodních
a kurzových rizik
- komplexní řešení na míru

fincentrum

Banka roku
2012

NA PARTNERSTVÍ ZÁLEŽÍ



 NEJLEPŠÍ BANKA 2012
CENA HOSPODÁŘSKÝCH NOVIN

The logo for SDiC, where 'SD' is in grey and 'iC' is in blue. The 'i' has a white dot.

SDiC

**Sdružení dodavatelů
investičních celků**

www.sdic.cz

A large orange trapezoidal shape with a white dashed line pattern, resembling a perspective drawing of a grid or architectural structure.

**Vytváříme rámec pro úspěšnou
podnikatelskou činnost svých členů**

Ropa a LPG

Turecký trh s ropou a LPG je dlouhodobě považován za relativně otevřený hospodářské soutěži. V posledních letech jsme byli svědky pokračujících změn směrem k liberalizaci trhu, a to díky reformám, které v této době proběhly na trhu s energiemi. Pokud zde byla nějaká omezení, byla odstraněna zejména díky zákonu č. 5015 týkajícího se trhu s ropou a LPG, přijatém v roce 2003 a v roce 2005 se jednalo o zákon č. 5307.

Tržní aktivity byly definovány novým právním rámcem a výše uvedenými právními předpisy. V rámci regulačních opatření a vymezení pravomocí regulačního úřadu EMRA byly dále upraveny aktivity v rámci hodnotového řetězce s výjimkou výroby. Zákonem je stanoveno, že podniky, které chtějí aktivně působit na trhu, tzn. dovážet, rafinovat, distribuovat, ukládat, prodávat (velkoobchodní a maloobchodní prodej) musí od regulačního úřadu EMRA získat licenci a respektovat sekundární právní předpisy zavedené regulačním úřadem EMRA s cílem vytvořit rovné podmínky pro všechny účastníky trhu. Kromě toho, nejdůležitější novinkou je odstranění cenového omezení ze dne 1. ledna 2005 a ceny ropných produktů jsou tak výhradně řízeny poptávkou a nabídkou. Účastníci trhu získali licenci a byli zapsáni do seznamů regulačního úřadu EMRA v zájmu vytvoření transparentního a konkurenčního trhu. V této souvislosti na konci roku 2011 EMRA vydala 23 277 licencí pro společnosti, které se chtějí účastnit trhu s ropou a LPG. Regulační úřad EMRA současně zavedl nový auditní a kontrolní systém trhu, aby tak zabránil nerovným podmínkám způsobených vstupem ropných produktů a LPG z ilegálních zdrojů. Díky tomuto pokroku se turecký trh s ropou a LPG stal stabilnějším a lépe předvídatelným, čímž přitahuje současně i potenciální investory.

RAFINÉRIE

Čtyři hlavní turecké rafinérie patří firmě Tüpraş (Türkiye Petrol Rafinerileri A.S. – Turkish Petrol Refineries Co.) se sídlem v Kocaeli. Jde o vůbec největší a nejsilnější turecký průmyslový podnik. Na trhu má výhradní postavení. Jeho rafinérie zpracovávají prakticky veškerou importovanou i domácí ropu. Celková roční produkční kapacita předmětných rafinérií představuje 28,1 mil. tun. Vedle výroby se angažuje rovněž v maloobchodu (spolu s firmou OPET) a v námořní logistice (firma Marine Transport DITAŞ). Doplnkově provozuje u rafinérií vlastní zdroj elektrické energie (např. v Izmitu disponuje instalovanou kapacitou 40 MW).

Jedná se o následující rafinérie:

- 1) rafinérie **IZMIT** – kapacita 11,0 mil. tun/rok, skladová kapacita 1,97 mil. m³
- 2) rafinérie **IZMIR** – kapacita 11,0 mil. tun/rok, skladová kapacita 2,51 mil. m³
- 3) rafinérie **KIRIKALE** – kapacita 5,0 mil. tun/rok, skladová kapacita 1,25 mil. m³
- 4) rafinérie **BATMAN** – kapacita 1,1 mil. tun/rok, skladová kapacita 222 tis. m³

Rafinérie Atafi v Mersinu stojí mimo skupinu Tüpraş. Závod vlastní BP (68 %), Shell (27 %) a domácí Turcpetrol (5 %). Na trhu figuruje s malým podílem ještě společnost Petkim Petrokimya Holding A.S (Izmir). Její stěžejní výroba se ale soustřeďuje na plasty apod. Mimo tuto skupinu existují ještě dvě rafinérie, které patří firmám D. Akdeniz Petrokimya Çalik (v Adaně) a Socar&Turcas (v Izmiru). Obě tyto rafinérie jsou ve výstavbě.

Tabulka 1 – Přehled rafinérií včetně výstavby (Zdroj: PETFORM 2011)
Rafinerici Lisansı Alan Şirketler

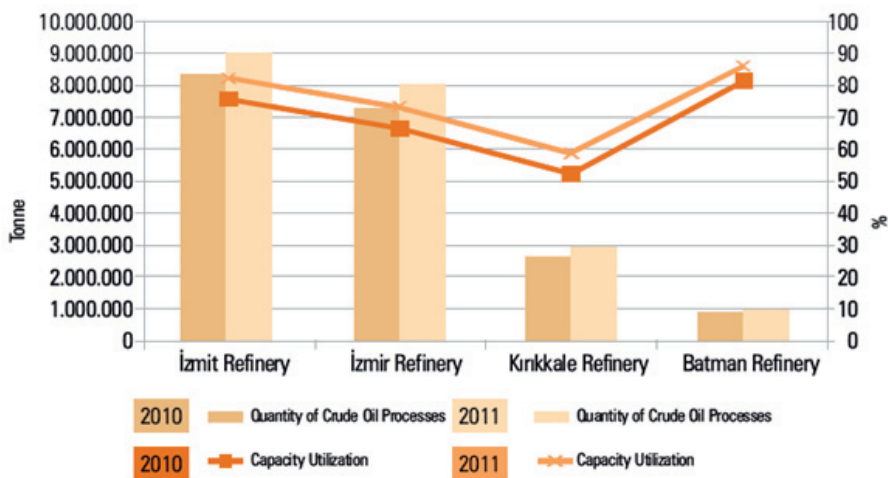
Şirket Adı	İli	Konusu	Durumu	Kapasite (mn. ton)
Socar & Turcas Rafineri Anonim Şirketi	Izmir	Depolama	Tesis kurulacak	10
D. Akteniz Petrokimya ve Raf. Sanayi TAŞ	Adana Çalik	İşleme (Petrokimya) Depolama	Tesis kurulacak	15
Türkiye Petrol Rafinerieri A.Ş.	Kocaeli	Taşıma, Depolama, İşleme, İhraklye Teslimi	İşletmede	11
Türkiye Petrol Rafinerieri A.Ş.	Izmir	Taşıma, Depolama, İşleme, İhraklye Teslimi	İşletmede	11
Türkiye Petrol Rafinerieri A.Ş.	Kinkkale	Taşıma, Depolama, İşleme	İşletmede	5
Türkiye Petrol Rafinerieri A.Ş.	Batman	Taşıma, Depolama, İşleme	İşletmede	1,1

Celkový objem ropy rafinované v Turecku činil v roce 2010 19,2 mil. tun a v roce 2011 pak 21 mil. tun. Celková kapacita rafinérií je však 28,1 mil. tun, což tedy představuje využití kapacity z 68,4 % a z 74,7 % v posledních dvou letech. Pokud jde o rok 2011, tak 18,1 mil. tun ropy zpracované tuzemskými rafinériemi bylo dovezeno ze zahraničí a 2,4 mil. tun ropy pocházelo z turecké těžby (graf 1).

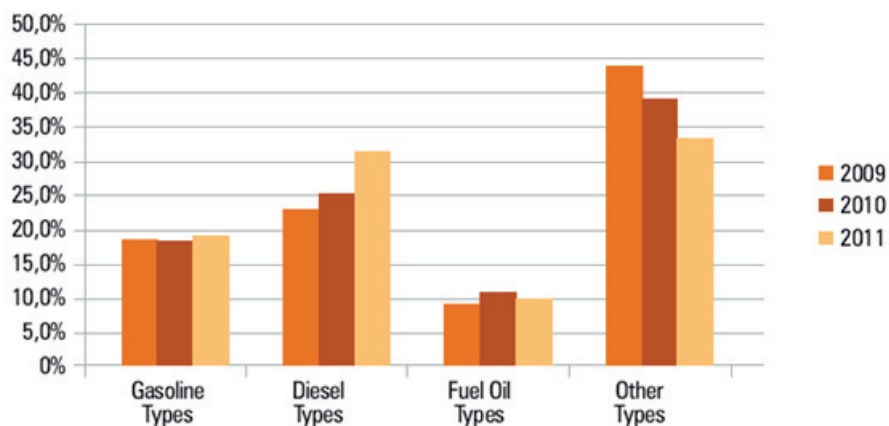
Rozdělení dalších ropných produktů o celkovém množství 20,9 tun vyrobených v tureckých rafinériích je následující: Benzín představuje objem 4,3 mil. tun, 7 mil. tun činí nafta, 2,5 mil. tun jsou oleje a 7,2 mil. tun je LPG a palivo pro letadla s tryskovým pohonem.

Také rafinérie mají dovoleno importovat a exportovat ropné produkty. Přes prudký pokles objemu dovozu způsobeným zákazem nafty s vysokým obsahem síry bylo v roce 2011 dovezeno 1,6 mil. tun ropných produktů právě držitelé licencí z řad rafinérií, vyvezeno bylo 4,9 mil. tun ropných produktů (graf 2).

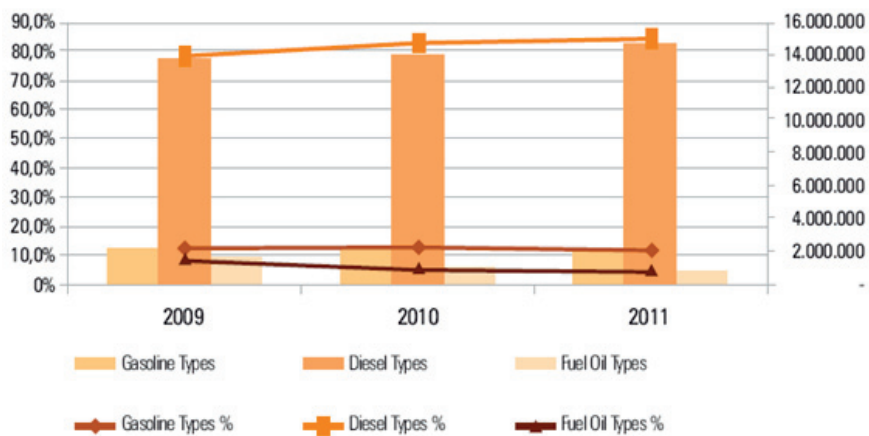
Ropné distribuční společnosti, které na trhu vykonávají velkoobchodní roli, získaly v roce 2011 z domácích rafinérií



Graf 1 - Využití kapacity jednotlivých rafinérií



Graf 2 - Produkce rafinérií



Graf 3 - Velkoobchodní prodeje dle typů

Tabulka 2 - Přehled elektráren spalujících paliva na ropné bázi

Jméno	Kapacita	Pohon	Umístění	Současný stav	odkaz
Ambarlı	3 x 110 MW/ 2 x 150 MW	topný olej/paroplyn	Avclar/Istanbul	Státní společnost/ EUAS	www.euas.gov.tr
Hopa	2 x 25 MW	topný olej	Hopa/Artvin	Státní společnost/ EUAS	www.euas.gov.tr
Engil	15 MW	topný olej	Van	ZORLU Enerji	www.zorluenerji.com.tr
Batman	4 x 18. 380 MW	topný olej	Batman	Státní společnost/ EUAS	www.euas.gov.tr
Idil II	4 x 6.1 MW	topný olej	Şırnak	Původně EUAS po pěti letech provozu převzato AKSA enerji	www.aksaenerji.com.tr
Hakkari II	4 x 6.2 MW	topný olej	Hakkari	Státní společnost/ EUAS	www.aksaenerji.com.tr
Isparta	4 x 6.982 MW	topný olej	Isparta	Státní společnost/ EUAS	www.euas.gov.tr
Siirt	4 x 6.4 MW	topný olej	Siirt	Státní společnost/ EUAS	www.euas.gov.tr
Mardin	3 x 11.35 MW	topný olej	Mardin	AKSA enerji	www.aksaenerji.com.tr
Kirikalle	3 x 11. 075 MW	topný olej	Kirikalle	Státní společnost/ EUAS	www.euas.gov.tr
Esenboga	7 x 7.68 MW	topný olej	Esenboga	PARK enerji	
Samsun I	7 X 17.535	topný olej	Samsun	ASA enerji	www.cinergroup.com.tr
Samsun II	132 MW	topná nafta/paroplyn	Samsun	CENGIZ enerji	www.cengiz.com.tr

10,3 milionů tun ropných produktů, zatímco ve stejném roce dovezly 7,5 milionů tun ze třetích zemí. Na druhou stranu, jejich domácí prodej v roce 2011 překročil 17,5 mil. tun, z čehož 2 mil. tun připadlo na benzín, 14,7 tun na naftu a 0,8 tun na parafinové oleje (EMRA2012) – (graf 3).

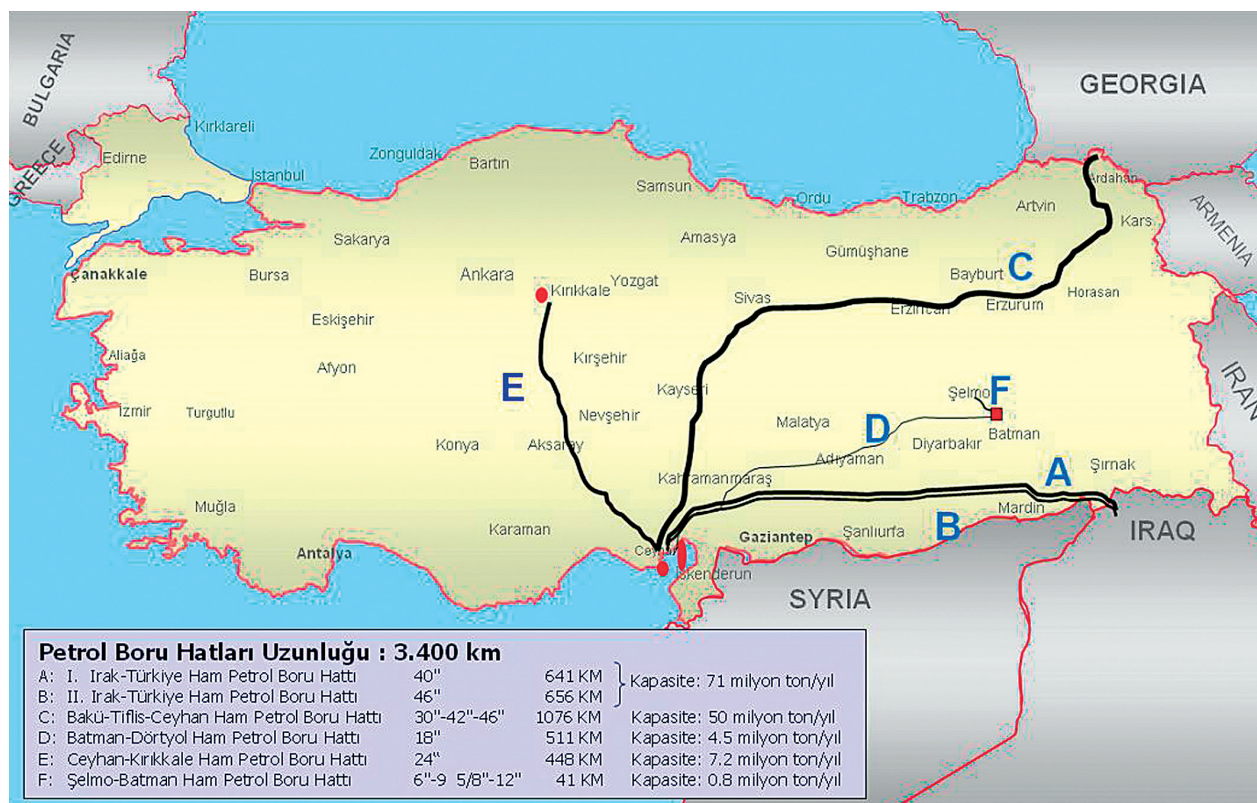
Hodnota výroby LPG v roce 2011 činila 739 421 tun a jeho spotřeba byla ve stejném roce 3,7 mil. tun. Zhruba 3 mil. tun tedy bylo dovezeno ze zahraničí a to zejména z Alžírsko, Kazachstán, Ruska, Norska a Nigérie (EMRA 2012).

ROPOVODY NA ÚZEMÍ TURECKA

Celková délka stávajících ropovodů na území Turecka činí více než 3 350 km (viz obrázek 1).

Ropovod Kirkuk – Ceyhan

v provozu od roku 1977, (Irák – Turecko: 2 paralelní produktovody) Kapacita: 70,9 mil. tun ropy ročně.



Obrázek 1 – Ropovody na území Turecka (Zdroj: Botaş)

Ropovod Baku-Tbilisi- Ceyhan (BTC)

v provozu od 13. 7. 2006; kapacita: 50 mil. tun ropy ročně, celková délka ropovodu je 1 770 km, z toho 1 076 km je na území Turecka

Ropovod Ceyhan – Kirikkale (Turecko)

kapacita: 5 mil. tun ropy ročně, délka 448 km

Ropovod Batman – Dörtüol (Turecko)

- odbočka ropovodu Kirkuk – Ceyhan

kapacita: 3,5 mil. tun ropy ročně, délka 511 km

Ropovod Şelmo – Batman (Turecko)

jde o krátkou odbočku ropovodu Batman – Dörtüol

Přes Turecko také vedou dva hlavní mezinárodní ropovody (viz výše). Irácko-turecký ropovod byl uveden do provozu v roce 1977 a je schopen přepravit 1,4 mil. barelů za den. Objem ropy dodaného prostřednictvím tohoto potrubí byl v roce 2011 144,5 milionů barelů denně. Druhý ropovod je tzv. BTC (Baku – Tbilisi – Ceyhan), který se používá k dopravě ropy z Ázerbájdžánu a Kazachstánu na světové trhy. Tento ropovod byl uveden do provozu v roce 2006 a od Baku do středomořského přístavu Ceyhan měří 1 760 km a jeho přepravní kapacita je 1,2 mil. barelů denně. Role Turecka však ještě naroste po zprovoznění ropovodu Samsun – Ceyhan.

Turecko, které se nachází mezi zdroji plynu (Rusko, BV, Kaspické moře) a poptávkou po zdrojích energie (EU), si je dobře vědomo své strategické pozice, což vláda náležitě využívá a klade si za cíl vytvořit z Turecka klíčového energetického hráče v regionu. Za tímto účelem zpracovala novou energetickou politiku, která zahrnuje Program výstavby tranzitních ropovodů a plynovodů a také Program na výstavbu energetických terminálů. Program výstavby tranzitních ropovodů a plynovodů obsahuje několik prioritních cílů:

1. Turecko chce prosadit Ceyhan ležící u Středozemního moře jako regionální energetické centrum (Energy Hub) vybavené řadou průmyslových podniků, rafinerií a závodů na zkapalňování zemního plynu – odtud pak ropu, plyn a ropné produkty přepravovat ke konečným spotřebitelům. Do 20 let by podle tureckých plánů mohlo Ceyhanem projít 5 % světové spotřeby ropy a 3 % světové spotřeby zemního plynu.
2. V souvislosti s nutností odlehčit provoz v Bosporu se plánuje přeprava ropy z oblasti Černého moře tranzitním ropovodem Samsun – Ceyhan, denní kapacita 1 mil. barelů. Vláda projekt schválila v roce 2006. Realizace je svěřena firmě TAPPCO (Trans-Anadolu Pipeline Co.), v níž poloviční podíl patří italské společnosti Eni a druhá polovina připadá turecké firmě Calik Energy.



Obrázek 2 – Navrhovaný bypass (vč. trasy budoucího ropovodu Samsun – Ceyhan)
(Zdroj: EIA – U.S Energy Information Administration)

Trh s LPG

Turecký trh s více než téměř 4 milionovou (tun) roční spotřebou LPG patří mezi jeden z nejvýznamnějších trhů ve svém regionu a současně i ve světovém měřítku. Turecko je největším LPG trhem v Evropě a druhým světově největším po Jižní Koreji, pokud jde o LPG používané v dopravě na pohon dopravních prostředků. Disponuje také největším počtem LPG čerpacích stanic na světě.

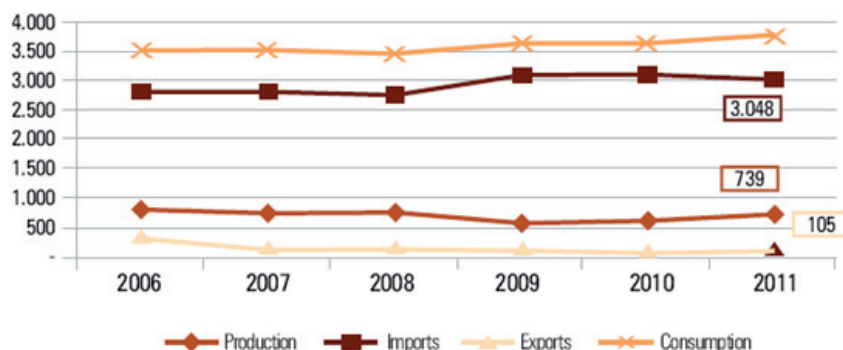
Data spotřeby LPG v roce 2011 uvádí, že 2,6 mil. z celkových 3,7 mil. bylo spotřebováno dopravními prostředky, zatímco zbytek byl použit pro tradiční účely (domácí spotřeba). Srovnání mezi lety 2010 a 2011 ukazuje, že objem spotřeby LPG dopravními prostředky vzrostl o 6 %, zatímco využití LPG pro tradiční účely v roce 2012 zaznamenalo pokles. Stejná predikce bude platit i pro r. 2013, a to vzhledem k rostoucí ceně PHM na místním tureckém trhu zapříčiněném rostoucí sazbou tzv. speciální spotřební daně (OTV) a cenami ropy na světových trzích.

Také finanční stránka trhu s ropnými produkty a LPG je v Turecku pozoruhodná. Celková hodnota ropných produktů a LPG představovala v roce 2009 51,4 mld. TL. Tato hodnota byla v důsledku negativních dopadů globální finanční krize v roce 2009 snížena asi o 10 %, nicméně se očekává, že po odeznění následků krize se tento propad vyrovná. Ve skutečnosti se již toto oživení projevilo, když na konci roku 2010 objem trhu s ropnými produkty a LPG vzrostl o 14% ve srovnání s rokem 2009 a dosáhl tak hodnoty 75 miliard TL. Ke konci roku 2011

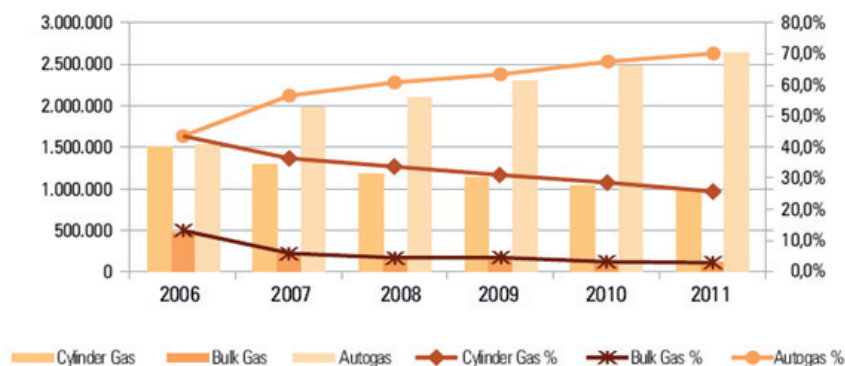
celkový finanční objem tureckého trhu ropných produktů a LPG vzrostl o 22,7 % a vykazoval hodnotu 86,6 mld. TL.

Turecko je rozhodlané stát se silným a spolehlivým regionálním hráčem na poli energetiky. Regionální a světové energetické projekty byly tureckými zákonodárci a politiky navrženy a realizovány tak, aby z Turecka vytvořily energetický uzel. Tato politika a další kroky se ukázaly jako plodné, jelikož ropovod Baku – Tbilisi – Ceyhan (BTC) byl uveden do provozu a díky pláňům se stal Ceyhan velmi důležitým centrem ropného průmyslu.

Turecký trh s ropou a LPG se stává atraktivnějším pro tuzemské i zahraniční investory, což zvyšuje jeho vnitřní konkurenci. Vedle zavedené rafinérské společnosti TUPRAS, bylo uděleno povolení na výstavbu rafinérie dalším dvěma společnostem. V dubnu 2012 celkem 46 domácích a zahraničních firem vlastnilo velkoobchodní licence a aktivně působí na trhu s ropnými produkty. Velkoobchodní licenci na obchodování s LPG pak v dubnu 2012 drželo 70 společností - díky liberaliza-



Graf 1 – Trh s LPG



Graf 2 – Spotřeba LPG v %

ci trhu a ustálení regulačních vlivů se turecký trh s ropou a LPG stal pro zahraniční investory přitažlivým.

Dále došlo k několika inovacím, které stojí za zmínku. V roce 2011 proběhlo zavedení automatizačních systémů u benzínových stanic. Také byl na místním trhu zakázán prodej nafty s vysokým obsahem síry. Regulační úřad EMRA pak dále představil nové nařízení, které stanovuje minimální hodnoty přídavného bio-etanolu a bionafty do běžného benzínu a motorové

nafty. Podle tohoto nového nařízení ethanol vyrobený z domácích zemědělských produktů, musí být přimíchán do běžného benzínu tak, aby tvořil minimálně 2 % v roce 2013 a 3 % v roce 2014. Podobně je tomu i s bionaftou (FAME) vyrobenou z domácích zemědělských produktů, která musí být přimíchána do běžné nafty s podílem minimálně 1 % v roce 2014, 2 % v roce 2015 a v roce 2016 pak 3 %.

Turecká jaderná energetika

Spotřeba energií roste v Turecku bezprecedentním způsobem již několik let. Růst energetické poptávky roste o cca 7–8 % ročně, tj. nejrychleji po Číně, přičemž některé analýzy predikují, že souhrnný objem spotřeby v 2023 může dosáhnout 450 až 500 mld. kWh. Turecko je navzdory své masivní spotřebě téměř zcela odkázáno na import energetických surovin. V rámci snahy o diverzifikaci a restrukturalizaci energetických zdrojů a zásob přistoupila turecká vláda v posledních letech k liberalizaci energetického průmyslu. V této souvislosti zahrnuje energetický mix Turecka do budoucna i plány na využití jádra.

První plány na výstavbu vlastního jaderného aparátu v Turecku mají původ již v sedmdesátých letech. Plán na výstavbu demonstrační jednotky o výkonu 300 MWe z roku 1973, plán elektrárny v Akkuyu z roku 1976 či další projekty z 80. let však nebyly, převážně z finančních důvodů, uskutečněny. V průběhu 90. let byl oživen projekt z roku 1976, který vláda v obecné rovině zahrnuje do státního investičního programu. V roce 1996 bylo vyhlášeno výběrové řízení. Vláda však mezi léty 1997–2000 projekt odkládala až do úplného zrušení (nedostatek financí). V průběhu roku 2006 se objevovaly další návrhy na vybudování jaderného portfolia a v roce 2008 vyhlásila státní společnost TETAŞ (Turecká elektrárnská a obchodní společnost) tendr na vybudování první jaderné elektrárny v jihotureckém Akkuyu.

JE AKKUYU

Vítězem se stal jediný uchazeč, konsorcium státního ruského exportního podniku Atomstroyexport a turecké firmy Turkey's Park Teknik Group. Na podzim 2009 turecká státní společnost TETAŞ tendr zrušila. Na základě mezivládní dohody s Ruskem ze začátku roku 2010 má výstavbu JE Akkuyu u Mersinu (při Středozemním moři) zajistit opět ruský partner a to bez výběrového řízení. Elektrárnu postaví Rosatom prostřednictvím společností Atomstrojexport a Inter RAO JES. Smlouvy mezi tureckou a ruskou vládou byly následně podepsány v roce 2010 a koncem téhož roku vznikla projektová společnost Akkuyu Electricity Generation JSC, která bude JE stavět.

Pro ruský Rosatom (konsorcium Rosatom/Atomstrojexport/Inter RAO JES) je projekt elektrárny v Akkuyu prvním tzv. BOO projektem (build-own-operate/ postavit – vlastnit – provozovat). Celková kapacita čtyř elektrárnských jednotek by měla dosahovat 4 800 MW (VVER-1200, 4x 1 200 MW) a předpokládaná cena elektrárny je 19,2 mld. USD, přičemž ruská strana poskytne stoprocentní krytí nákladů. Podle vyjádření Kirilla Komarova (zástupce ROSATOM) budou konstrukční práce zahájeny v polovině roku 2015. První jednotka by měla být schopná běžného provozu v roce 2020. Předpokládaná životnost je šedesát



let, turecká vláda v reakci na havárii ve Fukušimě a také vlivem diskuzí o budoucnosti jaderných elektráren v Evropě oznámila, že plánuje odstavení JE Akkuyu v roce 2071. ROSATOM, který bude stavbu provádět a financovat, má v plánu ponechat si v rámci Akkuyuské elektrárny alespoň 51% podíl a zbytek bude nabídnut investorům. Projekt je navržen tak, aby na výstavbě spolupracovala ruská i turecká strana. ROSATOM prostřednictvím dceřiných společností (Atomstrojexport etc.) bude s tureckými subjekty spolupracovat především v rámci legislativní problematiky, infrastruktury, rozvodných sítí a konstrukčních prací. Energii generovanou v Akkuyu bude ve stanoveném objemu¹ skupovat turecký TETAŞ za pevnou cenu 12,35 centů USD/kWh (po dobu patnácti let² od uvedení do provozu nebo do roku 2030). Zbylá energie bude volně prodána na trhu. Podle pracovního harmonogramu získává ROSA-

1 – Stanovený objem se rovná 70 % výkonu prvních dvou jednotek a 30 % výkonu jednotek 3 a 4.

2 – Předpokládá se, že do patnácti let by měla být elektrárna splacena. Poté bude společnost odvádět turecké vládě 20% ze zisku.



Plánované jaderné elektrárny v provinciích Sinop u Černého a Mersin u Středozemního moře

TOM mezi léty 2012–2014 potřebné licence a povolení (dále provádí nutné seizmologické výzkumy), aby v roce 2015 mohla začít stavba. Kapacita budoucí JE by měla dosáhnout cca 10 % stávající turecké produkce elektrické energie.

S odvoláním na Alexandra Superfina, generálního ředitele projektu výstavby JE Akkuyu v Turecku, tento uvádí, že stejně jako další projekty Rosatomu je i JE Akkuyu významnou příležitostí pro české subdodavatele, přičemž pro tento projekt plánují kontrahovat nákup zařízení v celkové hodnotě okolo 7 mld. USD v zahraničí (celkem se jedná o projekt v hodnotě 19,2 mld. USD) a rovněž deklaroval zájem Rosatomu na zahájení jednání s případnými spoluinvestory (i z ČR).

JE SINOP

V únoru 2008 byly zahájeny plány na výstavbu druhé turecké jaderné elektrárny. Jako nejvhodnější lokalita byla vybrána provincie Sinop na pobřeží Černého moře. V březnu 2010 korejská společnost KEPCO (Korea Electric Power Corporation) a EAUS podepsaly dohodu o vybudování jaderné elektrárny s plánovaným uvedením do provozu v roce 2019. Elektrárna se čtyřmi reaktory IV-1400 by měla mít kapacitu výkonu 5 600 MWe a náklady na stavbu byly původně odhadovány na 20 mld. USD. Korejská společnost nabídla, že do realizace projektu vloží 40 % celkového kapitálu. Spolupráce však nakonec ztroskotala, protože turecká vláda odmítla garantovat prodejní ceny elektřiny, jako tomu bylo v případě státní společnosti TE-TAŞ a stavby elektrárny v Akkuyu. Zájem o výstavbu elektrárny v Sinopu poté projevilo Japonsko a ještě téhož roku bylo v prosinci 2010 podepsáno Memorandum o porozumění, s plánovaným vypracováním nabídky a očekávaným definitivním uzavřením dohody v březnu 2011. Do návrhu byly také zapojeny japonské společnosti Toshiba a Tepco, které nabídly čtyři

reaktory typu ABWR¹ s výkonem 1 350 MWe. Nicméně, po havárii jaderné elektrárny ve Fukušimě byla jednání na žádost Japonska přerušena a společnost Tepco² z dohody odstoupila. Jednání mezi tureckou a japonskou vládou však nadále pokračují. V dubnu 2012 projevila zájem o vybudování elektrárny v Sinopu také kanadská společnost Candu Energy, která podepsala s EUAS smlouvu o provedení studie na výstavbu zařízení s výkonem 3 000 MWe. Brzy po zahájení jednání s japonskou vládou se s novým návrhem opět přihlásila korejská KEPCO.

Mezi aktuálně čtyřmi uchazeči o výstavbu JE Sinop – kanadskou CANDU, japonskou Toshiba, jihokorejskou KEPCO (kofinancováno SAE) a rovněž čínskou vládou snad dle posledních vyjádření ministra energetiky Tanera Yildize má být vybrán vítězný subjekt do konce března či dubna 2013. Již nyní je ale jasné, že druhá JE bude stát v rozmezí od 22 do 25 mld. USD. V případě, že JE Sinop bude stavět J. Korea, budou se na projektu jako spoluinvestor podílet Spojené Arabské Emiráty na základě platné IGA mezi oběma státy.

JE Akkuyu a JE Sinop budou generovat ročně cca 80 mld. kWh elektrické energie, přičemž objem importu zemního plynu do Turecka za 3 roky dosáhne stejné výše ve finančním vyjádření jako jsou náklady na zbudování JE Akkuyu u Mersinu

O třetí JE, jejíž výkon by měl opět oscilovat mezi 4800 až 5000 MW, se s největší pravděpodobností budou ucházet neúspěšní kandidáti na stavbu druhé JE a další země, které nejednaly o druhé JE (Francie, USA, Rusko). Třetí elektrárna je zatím ale fikcí, přesto jsou již zmiňovány destinace, které by přicházely v úvahu - nejčastěji jsou skloňovány lokality Iğneada v blízkosti hranic s Bulharskem a Tekirdağ na břehu Marmarského moře.

1 - Advanced Bowling Water Reactors

2 - Společnost Tepco provozuje JE ve Fukušimě a měla se stát operátorem JE Sinop



Možné lokality výstavby třetí zamýšlené JE v Turecku

Zařazení jádra do tureckého energetického mixu je logickým krokem vzhledem k vysoké importní závislosti na zdrojích (92 % ropy, 98 % plynu a cca 40 % uhlí importováno), vysoké spotřebě el. energie (roste tempem 7–8 % ročně, nejrychleji po Číně) a nutnosti do r. 2023 zdvojnásobit instalované kap-

city na cca 110 až 130 tis. MW. Cílovým stavem v r. 2023 stran energetického mixu generovat el. energii z 30 % plyn, 30 % uhlí a lignit, 30 % obnovitelné zdroje a 10 % jádra.

Vodní energetika

Energetické zdroje jsou klíčovým faktorem ekonomického rozvoje. Samotné využívání tradičních energetických zdrojů často přináší diskuzi o alternativních – obnovitelných zdrojích energie, které jsou čisté a ekologicky šetrné. Mezi tyto zdroje energie patří samozřejmě i vodní energie. Ta má v Turecku, podle provedených odhadů, velmi perspektivní budoucnost. Podle průzkumů může v roce 2020 podíl energie z vodních zdrojů pokrývat 30–46 % turecké energetické poptávky. Rozvoj a investice v daném odvětví jsou tedy nutnou podmínkou.

Aktuální podíl vodní energetiky v Turecku na celkové kapacitě je 38 %, což odpovídá 13,5 GW. Celkový potenciál může být však až 37,1 GW. Dle výpočtů DSI¹ (Devlet Su işleri – ředitelství státních vodních děl) je celkový potenciální nárůst energie z vodních zdrojů 435 TWh, technicky proveditelný potenciál je 215 TWh a ekonomicky proveditelný potenciál je pak 128 TWh.

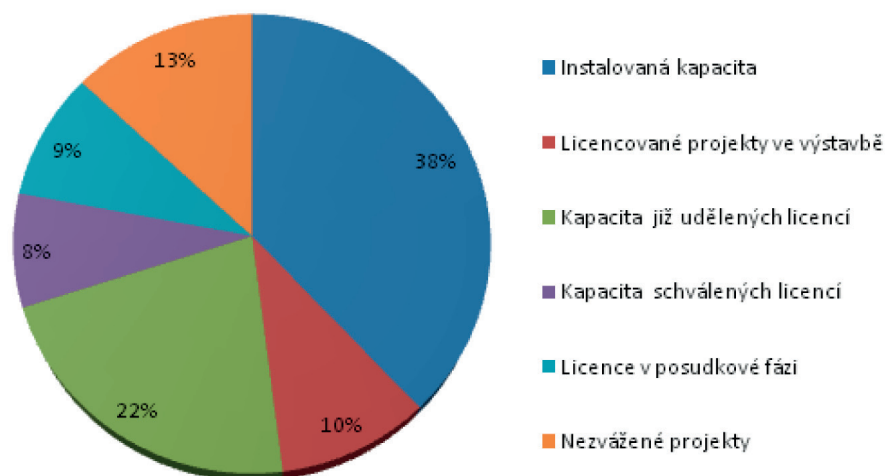
VODNÍ ELEKTRÁRNY A ENERGETICKÁ ZAŘÍZENÍ

V Turecku je celkem 25 povodí, 120 jezer, několik desítek řek a celkem 5 oddělených úmoří. Jedná se o úmoří Perského zálivu, do něž se vlévají řeky Euphrat a Tigris, dále povodí řeky Aras na východě Turecka s úmořím Kaspického moře. Černomořské úmoří pokrývá většinu severního Turecka s nejdělsí tureckou řekou Kizilirmak. Většina černomořského regionu má hornatý povrch, a proto se snadno může využít pro stavbu vodních elek-

trén. Středomořské úmoří se rozkládá v okolí Marmarského moře s několika malými řekami. V následující tabulce je uveden roční potenciál energie získané z vodních zdrojů dle DSI.



¹ – DSI je státní agentura založená v roce 1953, která má na starosti výstavbu, provoz, plánování a management vodních zdrojů v Turecku.



Graf 1 – Přehled potencionální technické kapacity energie z vodních zdrojů (celkem 37,1 GW)

Tabulka 1 – Roční potenciál energie z vodních zdrojů (dle DSI)

Lokace	Hrubá kapacita (GWh)	Možnosti podle DSI	
		Ekonomicky uskutečnitelný potenciál (GWh)	Instalovaný výkon (MW)
Firat (Eufrat)	84 122	39 375	10 345
Dicle (Tigris)	48 702	17 375	5 416
Východ Černého m.	48 478	11 474	3 257
východ Střed. Moře	27 445	5 216	1 490
Antalya	23 079	5 355	1 537
Coruh	22 601	10 993	3 361
Ceyhan	22 163	4 825	1 515
Seyhan	20 875	7 853	2 146
Kizilirmak	19 552	6 555	2 245
Yesilirmak	18 685	5 494	1 350
západ Černého m.	17 914	2 257	669
západ Střed. Moře	13 595	2 628	723
Aras	13 114	2 372	631
Sakarya	11 335	2 461	1 175
Susurluk	10 573	1 662	544
Ostatní (celkem)	30 774	1 788	546
Celkem	432 981	127 623	36 950

Během 20. století byl rozvoj vodních elektráren v Turecku spojen hlavně s výstavbou obrovských přehrad. V současnosti jsou to však střední a malé elektrárny, které mají klíčovou úlohu v turecké energetice. Malé vodní elektrárny jsou většinou umístěny přímo na řece a nevyžadují dostavbu vodních nádrží. V Turecku je limit pro malé elektrárny omezen na 50 MW, zatímco v zahraničí je tato hranice mezi 2,5 až 25 MW. Turecko má 555 velkých nádrží, 150 vodních elektráren a 664 malých přehrad.

MALÉ VODNÍ ELEKTRÁRNY (MVE)

Malé vodní elektrárny jsou považovány za budoucnost rozvoje vodní energetiky v Evropě. Tento zdroj obnovitelné energie produkuje dostatečný objem elektřiny bez potřeby skladování. Jedná se o velmi dynamické odvětví, kde se stále objevují nové příležitosti.

Definice „malé vodní elektrárny“ (MVE) není jednotná. Maximální možný výkon malé elektrárny se pohybuje v rozmezí



Obr. 1 – Vodohospodářská mapa Turecké republiky

2,5 až 25 MW¹. V Turecku je však horní limit pro malou vodní elektrárnu stanoven na 50 MW. Malé elektrárny mají v Turecku podíl 30,34 % na celkové produkci elektřiny. V současné době je v Turecku spuštěno 80 MVE, z nichž je 5 % středotlakých a 95 % vysokotlakých. Turecko je v zásadě hornatá země s celkovými průměrnými srážkami 643 mm, což odpovídá objemu 500 m³ (vysoký potenciál pro MVE).

DSI, možné projekty a struktura vodní energetiky v Turecku

DSI (Ředitelství státních vodních děl) je státem řízená agentura, odpovědná za všechny management vodních zdrojů v Turecku. V rámci rozvoje vodní energetiky jsou mezistátní dohody podepisovány právě DSI. Většina vodních elektráren je spravována státem a zbytek je rozdělen mezi soukromé vlastníky (na základě modelu BOT – Build, Operate and Transfer). V současné době však vláda začala s privatizací distribučních společností. Je to první krok k plné liberalizaci energetického trhu. Z celkového počtu všech licencí na nové vodní elektrárny v roce 2008 bylo 67 % uděleno soukromým subjektům, což značí pokrok v posílení soukromého kapitálu na trhu s energií získávané z vodních zdrojů.

V poslední dekádě měl největší vliv na využití vodních zdrojů tzv. Jihovýchodní Anatolský Projekt (GAP – Güneydoğu Anadolu Projesi), který výrazně změnil mapu utilizace vodních toků řek Euphrat a Tigris.

Projekt byl založen m.j. na velkorysém využití bohatství vodních zdrojů (hlavně řeky Euphratu) pro zavlažování, výrobu energie a je celkovým ekonomickým a společenským přínosem oblasti (zemědělství, těžba nerostů apod.). Projekt, který

začal v roce 1989 a předpokládá postupnou přeměnu oblasti jihovýchodu Turecka na významný zemědělsko - průmyslový region s orientací na vývoz zemědělské a další produkce ve finální úpravě, se týká 9 administrativních provincií (Adiyaman, Batman, Diyarbakir, Gaziantep, Kilis, Mardin, Siirt, Sanliurfa a Sirnak) v údolích řek Euphrat a Tigris, jakož i v Horní Mesopotámii (Upper Mesopotamia).

Celková hodnota investic do tohoto dlouhodobého a ambiciózního programu všestranného regionálního rozvoje má dosáhnout 32 mld. USD s participací mezinárodních finančních a rozvojových institucí. Termínem dokončení je r. 2017. Doposud byly na projekt vyčerpány prostředky v celkové výši 22 mld. USD. Projekt zahrnuje výstavbu soustavy vodních děl: 22 přehrad, 19 vodních elektráren a vybudování nákladné sítě tunelů a zavodňovacích kanálů rozkládající se na ploše 1,82 mil. ha půdy. Řízení projektu spadá do gesce úřadu premiéra, ve kterém pracuje speciální útvar Administrace regionálního rozvojového projektu (Southeastern Anatolia Project Regional Development Administration). Vedle ústředního direktorátu v hlavním městě Ankaře funguje v místě rovněž jedno regionální ředitelství.

Mnohem menšími projekty podobného zaměření jsou Východní Anatolský Projekt (DAP) a Nižinný Projekt Konya (KOP).

Mnoho vodních elektráren je v rukou domácích soukromých subjektů. Mezi nejdůležitější z nich patří: Sabancı Group (Enerjisa), Koç Group (Tüpras), Zorlu Group (Zoren), Akkök Group (Akenerji), Çalık, Alarko a Enka. Nedávné transakce na poli vodní energetiky byly dále uskutečněny také firmami: Starkraft, Alstom, Pogry, Andritz, Voith Siemens a Sumitomo Co-operation.

1 – V České republice spadají pod kategorii MVE elektrárny do výkonu 10 MW. Evropská Unie řadí do MVE elektrárny o výkonu do 5 MWe.

Tabulka 2 - Přehled vodních elektráren a jejich kapacita

Rozdělení	Počet HEPP	Souhrnný výkon (MW)	Roční objem vyrobené energie	Podíl na souhrnné roční výrobě energie v Turecku (%)
< 5 MW	139	312	1 568	2,17
5 to 10 MW	79	548	2 135	2,95
10 to 50 MW	186	4 595	18 244	25,22
50 to 100 MW	54	3 824	13 524	18,7
100 to 250 MW	36	5 527	18 179	25,13
250 to 500 MW	11	3 500	11 657	16,11
500 to 1 000 MW	3	1 791	3 199	4,42
> 1 000 MW	1	1 200	3 833	5,3
TOTAL	509	21 297	72 339	100

KLÍČOVÍ DODAVATELÉ ZAŘÍZENÍ PŮSOBÍCÍ NA TURECKÉM TRHU

Alstom Power

Alstom je jedním z vedoucích dodavatelů a poskytovatelů služeb na zařízení vodních elektráren. Nabízí řadu zařízení a poskytuje služby pro nové nebo již existující vodní elektrárny zahrnující vodní turbíny, generátory různých velikostí, čerpadlové turbíny, generátory střídavého napětí stejně tak jako ty s permanentními magnety, kontrolní a ochranné systémy nebo drobná elektrárnská vylepšení. Disponuje referencemi z vodní elektrárny Birecik o výkonu 672 MW a z elektrárny Karakaya s výkonem 1 800 MW. Alstom staví projekty o celkovém výkonu 2 000 MW, mezi které patří elektrárna Deriner (600 MW), Kavsakbendi-Kopru-Menge (417 MW) a vodní elektrárna Cevizlik (102 MW). V březnu 2008 podepsal Alstom kontrakt na výrobu a provoz turbín a pomocného zařízení o celkovém výkonu 32 MW pro vodní elektrárnu Sanibey-Yedigöze s tureckým holdingem Sanko (divize Sanko MST – Machinery Marketing and Trading Corporation).

Andritz Hydro

Andritz Hydro je světový lídr na trhu na zakázku zhotovených elektráren, systémů a služeb pro vodní elektrárny, zařízení na výrobu papíru a buničiny, železa a specializovaných průmyslových oborů (odsolování, produkce krmiv a biopaliv). Sídlo skupiny se nachází v rakouském Grazu. Obchodní činnosti společnosti Andritz Group v Turecku zahrnuje dodávku elektromechanických zařízení pro vodní elektrárny.

Společnost se zaměřuje na zakázkovou instalaci vodních elektráren, stejně jako elektromechanických kompletů včetně strojirenských, dále pak návrh elektráren, získávání subdodavatelů, výrobu, montáž, uvedení do provozu, školení, dodávky vrat a hydraulických ocelových konstrukcí, turbín.

Společnost Andritz Hydro obdržela zakázku na dodávku pro vodní elektrárnu Alkumru v jihovýchodní Anadolii se třemi vertikálními Francisovými turbínami, každá s výkonem 88,5 MW,

generátory a také kompletního elektro-mechanického zařízení. Alkumru zahájila komerční provoz na počátku roku 2011. Zařízení 1 6-MW Damlapinar má také turbíny od Andritz. V rámci obnovené smlouvy Andritz je také dodavatelem elektro-mechanických zařízení k vodní přehradě Ilisu na turecké řece Tigris.

Voith Hydro – společný podnik se Siemens

Voith Hydro je společný podnik Voith a Siemens, který byl založen v dubnu 2000. Oba podniky společně dodávají moderní zařízení pro vodní elektrárny, technologie a služby pro trh s obnovitelnou energií. Voith Hydro, jako člen konsorcia, je zodpovědný za výrobu, dodávku, montáž a uvedení do provozu všech 6 turbín, včetně správy přehrady Karkamis nacházející se na řece Euphrat. Tato přehrada má celkovou kapacitu 189 MW se šesti turbínami - každou s maximálním výkonem 35,5 MW. Voith Hydro získal také zakázku na projektu elektrárny Uzuncayir. Elektrárně, vystavěné DSI na řece Munzar, dodala společnost tři Francisovi turbíny a další elektromechanické vybavení o celkovém výkonu 96 MWe.

Global Hydro Energy

Global Hydro Energy vyrábí vodní turbíny v různých variantách a na projektech pracuje po celém světě. GHE navrhuje turbíny o výkonu do 10 MW. Nabízí všechny služby v oblasti vodní elektrotechniky s řešením na klíč. Od roku 2002 byl GHE v Turecku zapojen do 29 projektů malých rozměrů zahrnující 20 Francisových turbín, 5 Kaplanových a 4 Peltonovy turbíny.

Další dodavatelé

Kromě výše uvedeného seznamu existují další malí dodavatelé vodních turbín, kteří, mimo jiné, nabízejí také eco-flow turbíny: Mecamidi, Mavel, Koessler, Wasserkraft, Gugler a Bouving Fouress.

TURBÍNY

Nejpoužívanějšími typy turbín v Turecku jsou Francisova, Kaplanova a Peltonova turbína. Více než 80 % vodních projektů využívá Francisovy turbíny, protože je projektanti považují za multifunkční a pružnější. Kromě výstavby nových projektů je v Turecku prostor pro modernizaci starších vodních zařízení. U soukromých vodních projektů nebude potřeba provádět rozsáhlejší rekonstrukci, jelikož se jedná o novější projekty a mohou bez větších problémů sloužit dalších 10 – 15 let.

V Turecku nejsou žádní místní výrobci turbínových technologií. Výjimku představuje státem vlastněný Temsan, avšak vlastní pouze malý podíl. Specializuje se na instalaci, provoz a obnovu vodních elektráren, dále pak stavební práce, realizace investic, výrobu, montáž a instalaci vodních turbín používaných k výrobě elektrické energie a následně její distribuci. V případě turbín se tak turecký trh musí orientovat na dovoz, který představují především čínští a „západní“ dodavatelé (EU, USA). Čínské společnosti na trhu působí buď přímo pro-

střednictvím výrobců turbín nebo jako zprostředkující strany, které spojují výrobce turbín s developery a jsou pro evropské a americké společnosti silnou konkurencí. Před několika lety byly čínské turbíny asi o 40 % levnější než ty od západních výrobců. To se však v posledních několika letech změnilo a cenový rozdíl je nyní asi 25 %. Čínský podíl na trhu se zmenšuje v důsledku snížení cenového rozdílu, nedostatku technické podpory, poskytovaných služeb, delšího času potřebného k instalaci a určitou nespolehlivostí. Turečtí vodní developeři se proto nyní snaží ve větší míře spolupracovat s evropskými dodavateli turbín.

Turečtí developeři vodních projektů raději pracují na kompletním řešení, než aby se zabývali různými poskytovateli pro jednotlivé komponenty projektu. Převažuje snaha dohodnout se s jedním dodavatelem, který může dodat turbínu, generátory a elektrická zařízení. Tento dodavatel pochopitelně může spolupracovat s dalšími subdodavateli včetně těch tureckých.

SWOT analýza: Provozovatelé energetických zařízení

Strategická analýza týkající se provozovatelů energetických zařízení, kteří zvažují vstup do již existujících tureckých hydroenergetických projektů a to jak samostatně nebo ve spolupráci s místním provozovatelem.

VNĚJŠÍ PODMÍNKY:

PŘÍLEŽITOSTI A HROZBY

Příležitosti:

- 1) Neustále se zvyšující poptávka po elektřině v důsledku ekonomického růstu Turecka.
- 2) Velikost trhu. Počet projektů a celková kapacita energie, kterou je možné získat z vodních zdrojů, je obrovská.
- 3) Díky probíhajícímu procesu liberalizace jsou projekty na provoz elektráren na řekách otevřeny soukromým subjektům.
- 4) Turecká vládní politika a její cíle rozšířit výrobu elektřiny z vodních zdrojů.
- 5) Kladný postoj turecké vlády k liberalizaci trhu a zahraničním investicím.

Hrozby:

- 1) Turecký energetický sektor je stále nezralý a není plně liberalizován (je obtížné odhadnout budoucí vývoj a může nastat zpoždění v jeho liberalizaci).
- 2) Nejistota budoucích finančních příjmů z vodní energetiky. Tvorba ceny závisí na velkoobchodnímu trhu a její úroveň je založena na vnějších a nejistých faktorech (například cena plynu).
- 3) Politické riziko a politická nestabilita - útoky skupiny PKK na východě Turecka, válečný stav v Sýrii.

ATRAKTIVITA OBORU

Pro analýzu konkurenční rivality na tureckém trhu je vhodná aplikace Porterova modelu pěti sil, neboť zkoumá příslušné aspekty a vlastnosti odvětví:

VYJEDNÁVACÍ SÍLA DODAVATELŮ

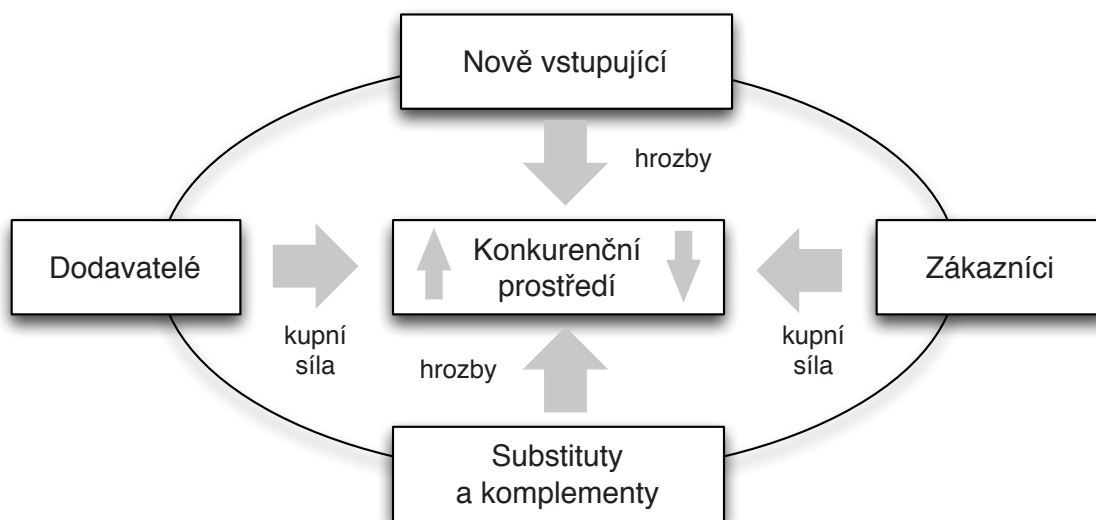
Vyjednávací síla dodavatelů není v tomto kontextu považována za významný faktor, neboť zahraniční provozovatelé mají zájem pouze o vstup do stávajících projektů. Fáze výstavby a otázky dodavatele řetězce s jeho problémy jsou tudíž nedůležité. V případě nové investice, která si vyžaduje pořízení u domácího dodavatele řetězce, budou tito dodavatelé čelit značné konkurenci.

VSTUP NOVÉ KONKURENCE

Hrozba vstupu nové konkurence do odvětví je faktor, který může ovlivnit konkurenční soupeření v rámci odvětví. V této souvislosti je důležité, že získávání energie z vodních zdrojů je ve středu zájmů jak v samotném Turecku, tak v zahraničí. Tržní potenciál vodní energie v Turecku je obrovský, takže ani zvýšená konkurence neznámá nutně výrazné snížení obchodních příležitostí. Aktivita konkurence je také závislá na podmínkách podpůrných opatření. Několik mezinárodních hráčů Turecko velice bedlivě sleduje a čeká na správný okamžik pro vstup na trh. Je tedy velice pravděpodobné, že konkurence bude do budoucna narůstat, proto lze očekávat, že včasný vstup na trh s sebou přinese výhodnější výchozí pozici.

VYJEDNÁVACÍ SÍLA ZÁKAZNÍKŮ

Vyjednávací síla zákazníků se v tomto okamžiku zdá být nízká a je v rámci tureckého trhu ovlivňována politickými silami. Vláda se snažila zachovat nízké ceny elektřiny i inflaci



a těmito kroky si zároveň uchovat přízeň voličů. Tento trend se v posledních dvou letech posunul a ceny elektřiny stále více zohledňují náklady na její výrobu, nicméně velkoobchodní dodávky a cenové tarify jsou stále nastaveny vládou. Šance za změnu však existuje. Neměnné sazby jsou čím dál tím více problematictější – úroveň sazeb nemůže pokrýt rostoucí náklady na pohonné hmoty. Ty totiž společně s dalšími ropnými produkty, dopravními prostředky, tabákovými a luxusními výrobky spadají pod spotřební daň, která se zejména v prvním případě často modifikuje. Naposledy její modifikace proběhla v druhé polovině roku 2012. Cena benzínu se tak v maloobchodních cenách vyšplhala na cca 50 Kč za litr, což Turecko řadí na nejvyšší pozici s pohledu ceny pohonných hmot. Přes určité liberalizační tendence tak výnosy z vodních elektráren budou do značné míry záviset na chování turecké vlády.

HROZBA SUBSTITUČNÍCH VÝROBKŮ

Ostatní zdroje energie nepředstavují velkou hrozbu. Budoucí prognózy vývoje v Turecku předpovídají významný růst energetických potřeb a i kdyby na národní úrovni vláda upřednostňovala konkurenční zdroje energie, je nepravděpodobné, že to ohrozí budoucí investice do vodních elektráren. Turecká vláda se staví k vodní energetice velmi kladně a její cíle jsou navýšit podíl energie získané z vodních elektráren. Konkurenční rivalita není považována za vysokou a nepředstavuje významnou hrozbu pro provozovatele vodní energetiky.

REGULAČNÍ A POLITICKÉ VLIVY

Pro zahraniční investory je důležitá zejména trvalá snaha turecké vlády přiblížit národní legislativní systém legislativě Evropské unie. Stejně tomu je také v případě energetického sektoru, kdy tato skutečnost přispívá k vytvoření liberálnějšího a více transparentního prostředí (restrukturalizace systému finančních pobídek, podpora výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů etc.). Existují však i faktory, které často zpomalují či znesnadňují přijímání potřebných zákonů. Citlivost státních

energetických firem v otázkách vlastního sektoru, nedokonalá práce některých institucí a objevující se případy korupce jsou negativní fenomény, které se, bohužel, v turecké energetice také vyskytují.

V reakci na tyto příležitosti a hrozby mohou být navržena klíčová kritéria úspěchu pro vstup zahraničního subjektu na trh s vodní energetikou, jsou jimi:

- 1) Finanční kapacita na průzkum investičních příležitostí, aktuální situace na tureckém trhu, prověření obchodního případu a ověření proveditelnosti konkrétního projektu zahraničními vlastníky
- 2) Trpělivost vydržet případné zdlouhavé zadávání veřejných zakázek, finanční rezervy
- 3) Vstup pouze do oboru výroby elektrické energie a na distribuci se domluvit s místním partnerem
- 4) Zahraniční subjekty by měly mít dostatečné finanční možnosti na průzkum aktuální situace tureckého trhu, prověření obchodního případu a ověření proveditelnosti konkrétního projektu. Tato přípravná fáze nesmí být podceňována, ulehčí následný průběh jednání a předejde případným komplikacím. Doporučuje se spolupráce s místním partnerem, který pomůže s orientací v turecké byrokracii a odstraní jazykovou bariéru. Firmy mají možnost kontaktovat vládní agentury a jejich zastoupení v regionu, kteří budou v této problematice nápomocni a usnadní vstup na turecký trh.

VNITŘNÍ PODMÍNKY: SILNÉ A SLABÉ STRÁNKY

Silné stránky

Finanční kapacita: Většina evropských zemí se stále ještě potýká s nepříznivým dopadem finanční krize. Česká ekonomika byla krizí zasažena jen částečně a čeští provozovatelé budou pravděpodobně v lepší finanční situaci než jejich zahraniční konkurenti. Stabilní a silná finanční pozice českých provozovatelů je pro místní společnost velice atraktivní.

Tabulka 3 – Doporučení pro potencionální provozovatele vstupující na turecký trh

Vnější vlivy	Podnět	Příležitost	Hrozba
Atraktivita trhu	ekonomický růst	Rostoucí spotřeba elektřiny	
	velikost trhu	Velký potenciál hydroelektráren	
	tržní dynamika		nejistota budoucích příjmů vzhledem k výkyvům tržních cen
	směrnice vlády	politické cíle pro rozvoj hydroenergetiky	
	směrnice vlády	Pozitivní přístup k zahraničním investicím	
	směrnice vlády		nejistý rámec
	ozbrojený konflikt Turecko/Irák (PKK)		možné riziko/nestabilita
Atraktivita průmyslu	nový účastníci trhu	silnější mezinárodní přítomnost na trhu	
	nový účastníci trhu		vzrůstající hustota tržního prostoru
	zákaznická dynamika	výhodné celoplošné tržní ceny	
	regulační vývoj	privatizace projektů	
	regulační vývoj	vyspělý regulační režim	
	regulační vývoj	sladění s legislativou EU	
	regulační vývoj	finanční investiční schéma pro obnovitelné zdroje	
	politická dynamika		riziko korupce (pomalý přístup k licencím)
politická dynamika		nepředvídatelnost EMRA a státem vlastněných společností	

Zkušenost s vodní energetikou: Technologické know-how a zkušenosti ze všech fází vývoje a výstavby vodní elektrárny jsou klíčovými faktory, díky kterým mohou čeští provozovatelé uspět na nových zahraničních trzích.

Dobrá pověst české energetiky: Česká vodní energetika má úspěšnou historii a je známá svou moderní a světovou úrovní. Toto by mohlo být velkým přínosem při rozšíření na zahraniční trhy.

Slabé stránky

Chybějící znalosti tureckého trhu: České subjekty musí získat solidní znalosti o situaci na trhu, jako jsou například regulační nastavení a postupy zadávání veřejných zakázek, procesy získání licencí atd.

Nedostatek zkušeností z mezinárodního působení: Většinu českých provozovatelů chybí zkušenosti z mezinárodních projektů.

Jazyková bariéra: Mnoho dokumentace je k dispozici pouze v turečtině a jazyková bariéra tak může být velkým znevýhodněním. Například zahraniční konkurenti z německy mluvících zemí jsou vybaveni znalostí turečtiny díky turecké menšině žijící v Německu, což je velkou výhodou pro komunikaci s tureckými partnery.

Vlastnická struktura: Státní nebo obecní vlastnictví může znamenat averzi k riziku plynoucím z nových potenciálních investic.

Z analýzy vyplývá, že české firmy mají nemalou šanci uchytit se na poli turecké vodní energetiky. Jejich výborné referenční, prověřené know-how a světová úroveň technologií jsou klíčovými faktory vstupu na trh a jsou schopna překonat i uvedená rizika místního prostředí. Důkazem je např. společnost Energo-Pro¹, které se podařilo na turecký trh úspěšně proniknout a v současné době spravuje 5 místních vodních elektráren. Vřelé česko-turecké vztahy a rozvíjející se obchodní spolupráce navíc tvoří výborné výchozí prostředí pro navázání vzájemné komunikace a vstup do sektoru, který je nejen velmi nadějnou součástí turecké energetiky, ale který rovněž zahraniční investory velmi potřebuje.

1 – Založena r. 1994 ve Svitavách

Větrná energie

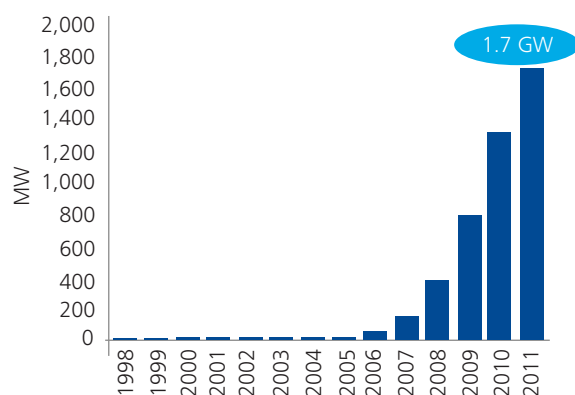
Turecko se s výkonem 1 600 MW řadí mezi deset největších producentů větrné energie v Evropě. Potenciál dalšího vývoje a růstu je obrovský. Do roku 2020 chce Turecko navýšit celkovou kapacitu na 11 000 MW (8 000 MW z daného objemu již prošlo schvalovacím procesem) a povolit 6 500 nových žádostí na výstavbu. Vytčený cíl, působící možná nadsazeným dojmem, není nereálný a to zejména díky vrůstajícímu počtu udělených povolení. Velký potenciál větrné energetiky činí z Turecka atraktivní místo pro nové investiční projekty. Nárůst objemu elektrické energie generované z větrných elektráren samozřejmě souvisí s celkovou reformou energetického sektoru Turecka.

SOUČASNÉ VĚTRNÉ ELEKTRÁRNY V TURECKU

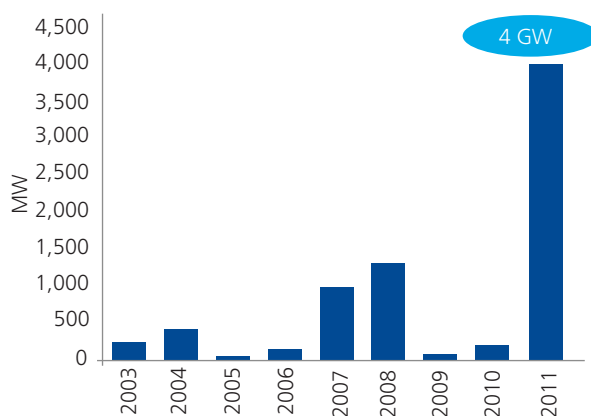
V současné době disponuje Turecko cca 53 GW celkové kapacity elektrické energie. Energie získaná z větru se v roce 2011 podílela na celkové kapacitě se svými 1,7 GW cca 3 %. V roce 2011 schválila EMRA licence na připojení větrných elektráren do el. sítě, tato zařízení by měla produkovat elektřinu o objemu 4 GW. Vzhledem k počtu projednávaných žádostí o povolení se předpokládá velký nárůst další kapacity.



Podle Generálního ředitelství obnovitelných zdrojů je technicko-ekonomický větrný potenciál Turecka 48 GW. Nejvhodnějšími lokalitami s příhodnými větrnými proudy a změnou tlaku jsou dle analýzy oblasti východního Středomoří, Egejského a Marmarského moře.



Graf 1 – Aktuální kapacita větrných elektráren v Turecku a vývoj v letech 1998 až 2011. (Zdroj: TEIAS)



Graf 2 – Vývoj povolených kapacit větrných elektráren v letech 2003 až 2011. (Zdroj: TEIAS)

Tabulka 1 – Potencionální turecké větrné zdroje (50 m) (Zdroj: Generální ředitelství obnovitelných zdrojů)

Rychlost větru (m/s)	Síla větru (W/m ²)	Použitelná oblast km ²	Technicko-ekonomický potenciál (MW)
7,0–7,5	400–500	5 852	29 259
7,5–8,0	500–600	2 599	12 994
8,0–9,0	600–800	1 080	5 400
> 9,0	> 800	39	196
Celkem		9 570	47 849

BUDOUCNOST VĚTRNÝCH ELEKTRÁREN V TURECKU

Plány do roku 2020 byly již zmíněny výše. Turecká vláda však ve strategickém plánu Ministerstva energetiky a přírodních zdrojů pro období 2010–2014 specifikovala i krátkodobější cíle v oblasti obnovitelných zdrojů. Cílem do roku 2015 je podle tohoto dokumentu instalace 1 GW na větrné bázi. Strategický dokument o dodávkách energií a bezpečnosti obsahu-

je smělejší cíle, přičemž jedním z nich je, aby obnovitelné zdroje zaujímaly 30 % z celkové kapacity. Dokument navíc stanovuje cílovou kapacitu větrných elektráren na 20 GW v roce 2023. Tyto cíle tak představují nové období turecké větrné energetiky. Postupně chce tedy Turecko do roku 2015 dosáhnout 1 GW generovaných z větrné energie, 11 GW v roce 2020 a 20 GW v roce 2023.

	Organized markets Day ahead market	Bilateral contracts - Wholesale companies - Distribution companies - Eligible customers	Feed-in tariff Within the context of RER Support Mechanism to suppliers via MFSC
Price Risk	High: Exposed to hourly and seasonal price fluctuations.	Medium: Price is subject to negotiations. Possibility of hedging middle/long term price is the market price.	None: Constant price linked to USD.
Sales (amount) Risk	None: Can sell the whole proposed amount since proposal is price independent.	Low: Amount is also subject to negotiations. There is always the possibility of selling the unsold amount of bilateral contracts in day-ahead market.	None: Can sell all generation amount.
Revenue Expectation (*)	High variability: Variable due to price fluctuations and imbalance cost.	Low/middle variability: Possibility of guaranteeing a certain amount of revenue with middle/long term contracts.	Constant: No surprises in revenue expectations due to constant price. Imbalance cost is not on RES investor.

Obchodní příležitosti pro investory do obnovitelných zdrojů energie

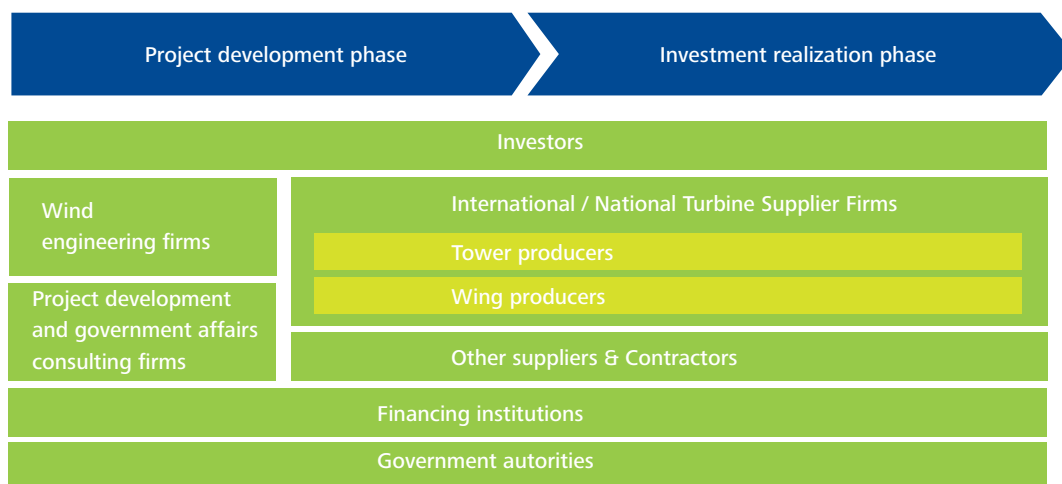
() Porovnání v případě vyprodukovaného stejného množství*

(Zdroj: EMRA, TEIAS, Turecká centrální banka)

Tabulka 2 – Výkupní sazby týkající se větrné energetiky v závislosti na použitém výrobním zařízení

Maximální částka zahrnuje bonus na použití místního zařízení (USD cent/kWh)

Feed-in-tariff	7,3
Equipment bonus	3,7
1 – Blade	0,8
2 – Generator and power electronics	1,0
3 – Turbine power	0,6
4 – All of the mechanical equipment in rotor and nacelle groups (excluding payments made for the wing group and the generator and power electronics)	1,3
Total	11,0
<i>Zdroj: TEIAS</i>	



Hodnotový řetězec sektoru větrných turbín

OBCHODNÍ PŘÍLEŽITOSTI

Obchodní příležitosti s větrnými elektrárnami nejsou omezené pouze prodejem energie státu (EMRA). Mohou být využity další postupy:

- Prodej státem vlastněné velkoobchodní společnosti TETAS nebo běžným spotřebitelům s vzájemnou dohodou s TETAS
- Prodej provozovatelům na trhu

INVESTIČNÍ PROCES

Celkový investiční proces je složen ze dvou částí – fáze projektového návrhu a realizace investice. Během procesu projektového návrhu jsou klíčovými zainteresovanými stranami investoři, technické konzultační firmy, finanční instituce a vládní orgány. Současně začnou potencionální investoři spolupracovat na projektu s výrobcí turbín, větrných věží, vrtulí a dalšími dodavateli.

POPIS INVESTIČNÍHO PROCESU A PŘÍSLUŠNÝCH SLOŽEK HODNOTOVÉHO ŘETĚZCE

Investoři: Investoři jsou samozřejmě hlavní hnací silou hodnotového řetězce. Aktuálně jsou v investicích do větrných elektráren v různých fázích investice zainteresováni jak národní, tak i mezinárodní investoři.

Inženýrské společnosti: V Turecku je mnoho firem zabývajících se inženýrstvím v oblasti větrných elektráren a je zde pozoruhodná konkurence mezi místními a mezinárodními inženýrskými firmami. Měření síly větru je velmi důležité v předlicenční fázi a v M&A fázi existujících projektů.

Projektové a konzultantské firmy: Složitost investic do větrné energetiky nutí potencionální investory ke spolupráci s projektovými a konzultačními firmami. Rozhodující je pečlivá příprava projektu a detailně zpracovaná studie proveditelnosti a to zejména s ohledem na značnou konkurenci v přístupu k fondům.

Vládní orgány: Proces podání přihlášky k licenci obnáší mnoho papírování. Licencování je možné, pouze pokud TEIAS povolí připojení k rozvodové síti a souhlasí s ním i po dobu výstavby.

DOSTUPNÉ PROJEKTY

Turecko je jednou z nejrychleji rostoucí zemí v oblasti kapacit větrných elektráren a s 11 GW představuje největší trh s licencováním větrných projektů v Evropě. V současné době je zde několik projektů v různých fázích dokončení. Tyto dostupné projekty jsou příležitostí, která stojí za investiční zvážení investorem, který hledá investici do industriálních objektů nebo do investic na zelené louce. Investoři, kteří dávají přednost návrhu vlastních projektů větrných elektráren, budou muset počkat, než EMRA spustí přijímání nových přihlášek. Určitě zde bude přinejmenším jedna velká příležitost pro mnohé společnosti žádající o připojení od EMRA, ta nastane po dokončení stávajících připojovacích přihlášek a povolení.

Nabídka Bonusu za použití zařízení vyrobeného v Turecku znamená investiční příležitost v podobě výroby komponentů pro větrnou elektrárnu. Investování do výroby zařízení má dvoustrannou výhodu plynoucí z rostoucího trhu v zemi, kde jedinečná geografická poloha znamená přístup do zatím nedotknutých trhů v okolních zemích. Turecko se může stát produkčním centrem pro regiony zahrnující Balkán, východní Středomoří, Střední východ a Rusko.



Mapa spojení se sousedními zeměmi v oblasti větrné energie

EXPORTNÍ PŘÍLEŽITOSTI

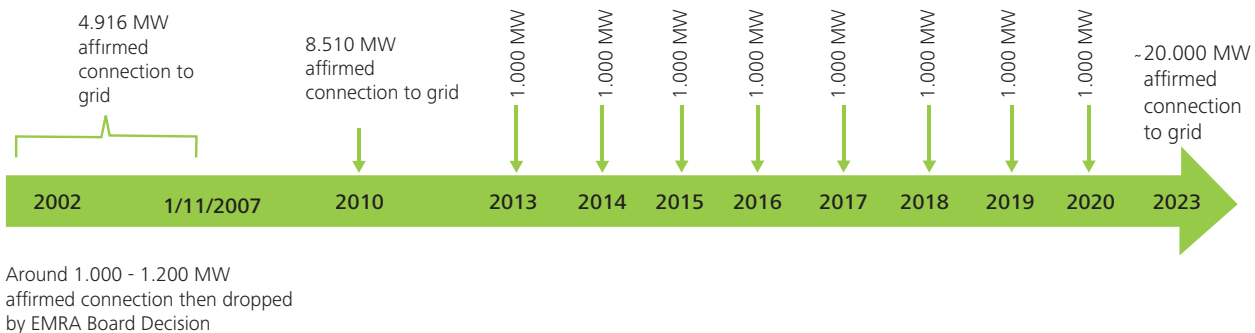
Turecko má v současné době spojení s Řeckem, Bulharskem, Gruzii, Arménií, Íránem, Irákem a Sýrií. Export je zatím zanedbatelný v porovnání s celkovou tureckou poptávkou po elektřině. V roce 2010 Turecko dovezlo 1 883 GWh a vyvezlo 2 674 GWh elektřiny. Níže uvedená mapa ukazuje existující spojení se sousedními zeměmi a jejich kapacity.

Provozovatelé přenosových sítí v Turecku, Bulharsku a Řecku nedávno spustili dražbu pro obchodování s kapacitou. Očekává se, že v zemích Evropské unie vzroste poptávka po elektřině vyprodukované ve větrných elektrárnách. Z nařízení Evropské unie týkajícího se obnovitelných zdrojů energie, elektřina z větrných elektráren v Turecku splní cíle jednotlivých členských zemí. Díky možnostem rozvoje i mimo hranice Turecka lze v následujících letech očekávat větší počet příležitostí pro investice do větrné energetiky.

OMEZENÍ PŘIPOJENÍ

Za napojení do sítě je odpovědná TEIAS. Pro investory je možné plánovat a investovat přímo do připojovací infrastruktury a získat tak náklady zpět (formou odpočtu z přepravních poplatků pro TEIAS) až na dobu 10 let. Nicméně investoři této možnosti příliš nevyužívají, kvůli vysokým nákladům za připojení do sítě.

Aktuálně TEIAS potvrdila asi 12,5 GW z větrných elektráren. TEIAS bude také investovat do přenosové infrastruktury a tak od roku 2013 do 2020 bude schopna každý rok dodávat 1 GW. Prohlásila, že do roku 2023 bude připojení z větrných elektráren do rozvodové sítě moci podpořit 20 GW.



Připojení větrných elektráren jak jej plánuje TEIAS

Solární energie

Turecko má pro využití solární energie výborné podmínky. Nachází se ve středomořském slunečním pásmu a intenzita slunečního záření je srovnatelná např. s Portugalskem nebo Španělskem (viz obr. 1).

Pro umístění solárních panelů je nejuvhodnější střední a jihovýchodní část země (viz obr. 2). Celkový energetický potenciál se odhaduje až na 600 000 MW. I přes tyto výhodné podmínky se v Turecku nachází prozatím jediná solární elektrárna, která je umístěna u města Konya v centrální Anatólii. Toto zařízení není nijak rozsáhlé, má kapacitu 200 kW a plné uvedení do provozu brzdí byrokratické procesy i technické obtíže. Přestože je toto zařízení z kategorie elektráren, které nepotřebují licenci, na připojení do sítě se čeká již od srpna 2012.

Současné využití sluneční energie není nikterak závratné. Tato energie je využívána zejména k ohřevu vody, dále pak k provozu staveb, které nejsou zapojeny do elektrické sítě, osvětlení dálnic či k chodu meteorologických stanic. V provozu je 18 mil. m² solárních kolektorů. Do konce roku 2013 by měla kapacita solárních panelů v soukromém sektoru dosáhnout celkového výkonu 600 MW.

Využití sluneční energie upravuje zákon YEK (Law on Utilization of Renewable Energy Resources for the Purpose of Generating Electricity). Účelem zákona je podpořit využívání energie z obnovitelných zásob, napomoci diverzifikaci zdrojů,

snížit tvorbu tzv. „skleníkového efektu“, omezit plýtvání zdroji a chránit životní prostředí. Zákon stanovuje výkupní ceny energie garantované do konce roku 2015 (pro solární energetiku je určena cena 13,3 centů – US/kWh). Limit pro jednotlivé projekty je omezen výkonem 50 MW.

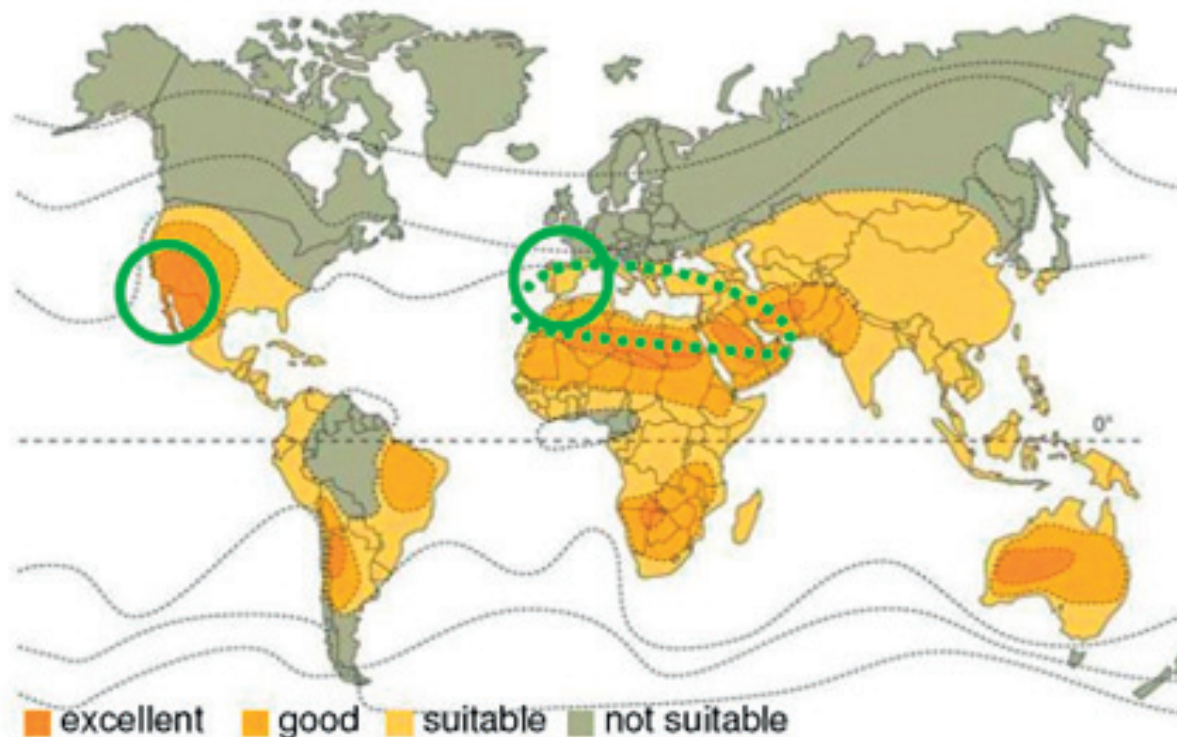
Při použití technologie vyrobené v Turecku, bude výkupní cena navýšena o:

- 0,8 USD centů za kWh – v případě PV Mechanických panelů
- 1,3 USD centů za kWh – v případě PV Modulů panelů
- 3,5 USD centů za kWh – v případě solárních článků
- 0,6 USD centů za kWh – v případě měničů
- 0,5 USD centů za kWh – v případě focuserů – natáčení solárních

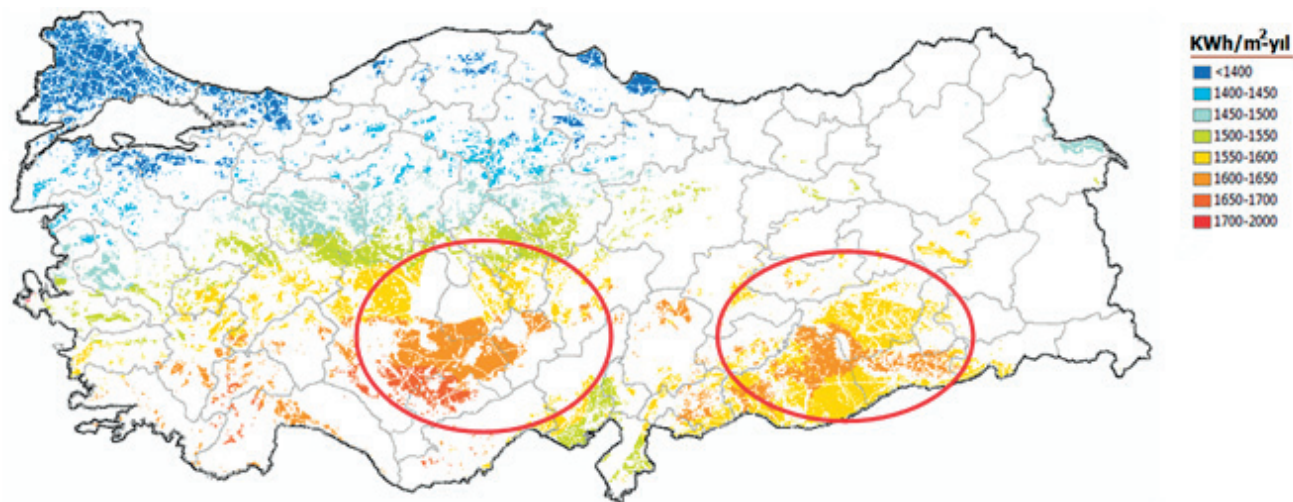
Výkupní cena může vyšplhat až na 20 USD centů za kWh, tyto ceny jsou garantovány do konce roku 2015.

Takto nastavené podmínky jsou jasným signálem turecké vlády získat výrobní technologie a zahájit výrobu na území Turecka. Je to možné joint venture spojením s místní firmou nebo otevřením pobočky zahraniční společnosti.

Ministerstvo energetiky a přírodních zdrojů stanovilo podmínky pro získání licence na provoz solární elektrárny. Z této povinnosti jsou vyjmuty malé projekty s výkonem do 500 kW. Prioritní nárok na získání licence má vlastník půdy. EMRA vy-



Obr. 1 – Mapa slunečných pásem



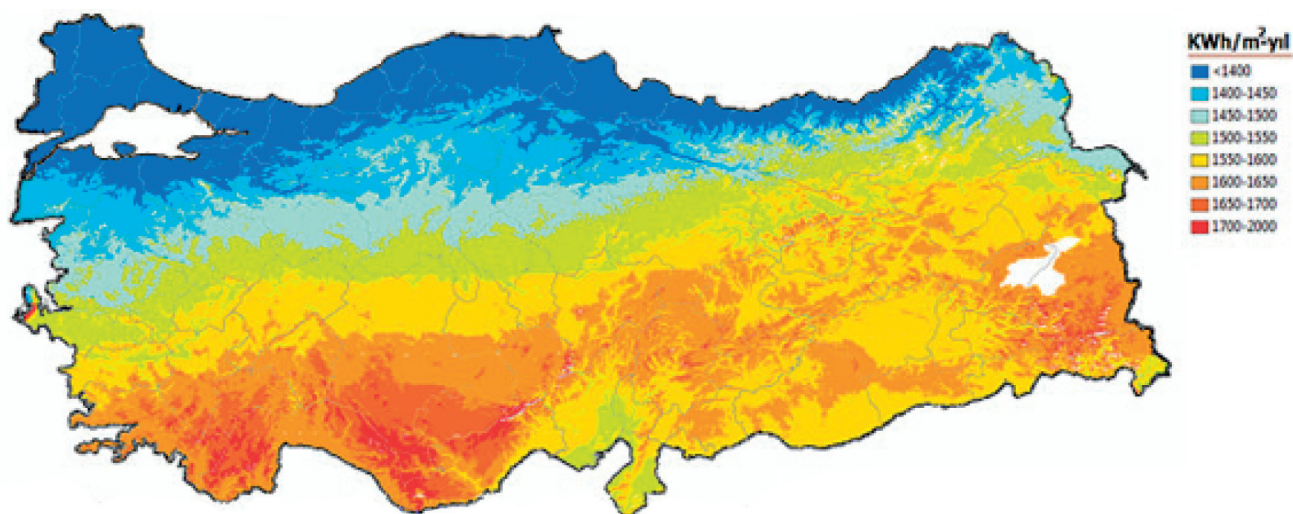
Obr. 2 – Mapa lokalit s nejvyšším slunečním zářením na území Turecka

hlásila termín pro podávání žádostí na 10. – 14. 6. 2013, přičemž budou přijaty žádosti pouze z oblastí, kde sluneční záření přesahuje hodnotu 1 620 kWh/m² ročně a maximální rozloha plochy jsou 2 ha. Dále také elektrárna nesmí být vystavěna na farmářské půdě nejvyšší jakosti, investor musí provádět potřebná měření minimálně po dobu 6 měsíců a všechna data mohou být využita pouze pro jednu licenční žádost.

Snahou asociace nelicencovaných elektráren (LI-DER)¹ je dosáhnout zvýšení limitu na malé projekty. V současné době je jejich návrh připomínkovan komisí parlamentu. Dle slov

představitelů této asociace je přislíbeno minimální zvýšení na 1 000 kW. Asociace by však chtěla dosáhnout ještě většího zvýšení a liberalizace podmínek trhu s nelicencovanými elektrárnami.

Strategie Ministerstva energetiky a přírodních zdrojů vypracovaná pro období 2010 – 2014 stanovila za cíl dosáhnout instalované kapacity v hodnotě min. 3 000 MW do konce roku 2023, kdy Turecká republika oslaví 100 let od svého založení.



Obr. 3 – Mapa rozložení potenciálu sluneční energie

Geotermální zdroje

Geologicky se Turecko skládá z Egejské a Anatolské desky, které zaujímají střední a západní část země. Turecko leží v aktivním alpínsko – himalájském pásu, který je důležitou geotermální energetickou zónou s vysokou sopečnou aktivitou. V oblasti se nachází přes 600 termálních pramenů s teplotami od 25 do 102 °C. V minulosti se zde aktivně projeví čtyři turecké sopky (Kula, Er-ciyes, Nemrut a Süphan), oblast je také známá četnými zemětřeseními, včetně toho nejničivějšího v roce 1999, jehož epicentrum bylo v Izmitu a dosáhlo 7,4 stupně Richterovy škály.

Systematický průzkum geotermálních pramenů se v Turecku začal provádět v letech 1961–1962. Následoval rozvoj a zavádění geologických a hydrogeologických studií, magnetických map a hydrochemických analýz. Bylo identifikováno

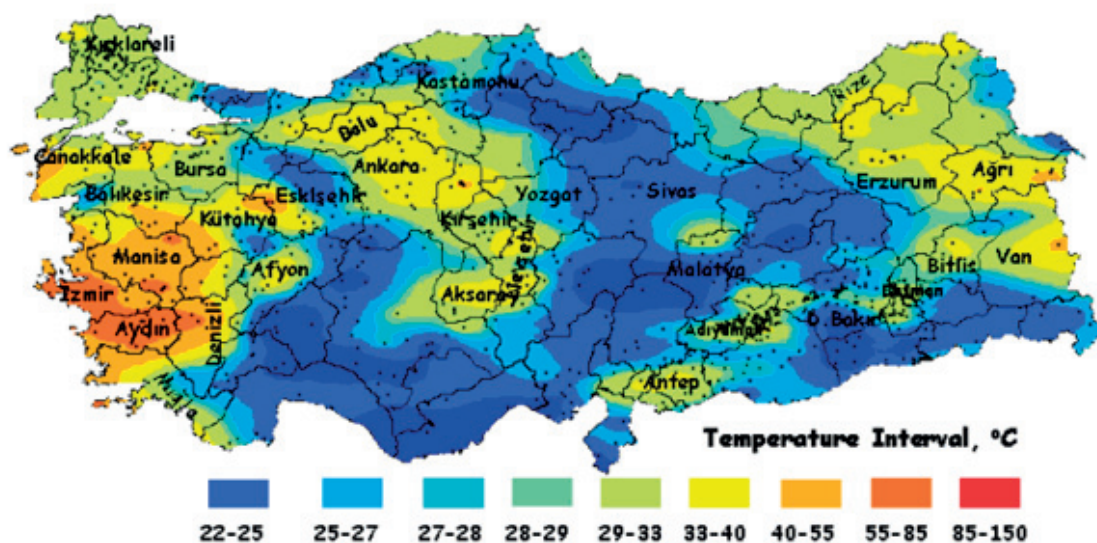


14 ložisek, především v západní Anatólii a Turecko bylo rozděleno do 6 geotermálních regionů. Studie prováděná institutem MTA (Generální ředitelství pro výzkum a těžbu nerostných surovin) objevila jen v západní Anatólii 123 horkých pramenů a 36 geotermálních oblastí. 37 horkých pramenů podél 1 500 km dlouhého severo-anatolského zlomu jsou využívány místními obyvateli k balneologickým účelům.

INSTITUCIONÁLNÍ SCHÉMA

MTA – Generální ředitelství pro výzkum a těžbu nerostných surovin¹ je instituce založená v roce 1935 za účelem provádění vědecko-technického výzkumu v rámci těžby nerostných surovin a geologie. První geotermální výzkum proběhl v roce 1962. Následná těžba začala v Balçově (Izmir). Od té doby bylo pod vedením MTA objeveno celkem 190 geotermálních polí. Jejich celkový potenciál by podle předpokladů mohl dosahovat celkové hodnoty 31 500 Mwt.

K dnešnímu dni bylo vyvrtáno 506 studní o celkové hloubce 252 515 m. Prokázaná geotermální kapacita těchto studní a pramenů činí 4 500 MWt. Osmnáct polí, které jsou všechny situovány v západním Turecku, jsou vhodné k výrobě elektrické



Mapa 1 – Rozložení teplot v hloubce 6 500 m.

(Zdroj: <http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/SGW/2010/korkmaz.pdf>)

Tabulka 1 – Současná situace geotermální produkce v Turecku

Název geotermálního ložiska	Teplota (°C)	Stav
Manisa – Alasehir – Kavaklıdere	287,5	MTA tender
Denizli – Kızıldere	200 – 242	15 MWe v provozu a 6,85 MWe instalovaných kapacit
Aydın – Germencik	200 – 232	47,4 MWe v provozu
Aydın – Pamukören	188 – 200	MTA tender
Kütahya – Sahane	181	MTA tender
Canakkale – Tuzla	174	7,5 MWe instalovaných kapacit
Aydın – Salavatlı	171	7,95 MWe, 9,5 instalovaných kapacit
Kütahya – Şimav	162	přímé užití
Izmir – Seferihisar	153	3,2 MWe v projektové fázi, pokračují další vrty
Aydın – Umurlu	155	4,85 MWe v projektové fázi, tendrováno MTA
Manisa – Salihli – Ceferbey	150	15 MWe v projektové fázi, tendrováno MTA
Aydın – Sultanhisar	145	MTA tender
Aydın – Yılmazkoy	142	MTA tender
Aydın – Hidirbeyli	143	9,5 MWe v projektové fázi, MTA tender
Izmir – Balçova	136	přímé užití
Izmir – Dikili	130	přímé užití
Aydın – Nazilli	127	MTA tender
Aydın – Acta	124	9,5 MWe v projektové fázi, MTA tender

energie. Užití geotermální energie v Turecku pokrývá celou řadou odvětví: topení a teplá voda v domácnostech, vytápění skleníků, turismus (termální), výroba kapalného oxidu uhličitého. Z celkového počtu 18 polí vhodných k výrobě elektrické energie jsou níže uvedené pole pro danou produkci momentálně využívány nebo jsou, s již získanou licencí, v projektové fázi:

1. Denizli-Kızıldere (15 MWe a 6,85 MWe),
2. Aydın-Germencik, (47,4 MWe),
3. Çanakkale-Tuzla (7,5 MWe),
4. Aydın-Salavatlı (7,95 MWe, 9,5 MWe),
5. Izmir-Seferihisar (3,2 MWe projekt)
6. Aydın-Bozköy-Çamur (9,5 MWe projekt)

Pole vhodná pro využití, která se momentálně nacházejí v rozvojové fázi: Aydın-Yılmazköy, Manisa-Alaşehir-Kavaklıdere, Aydın-Salavatlı, Kütahya-Simav, izmir-Dikili, izmir-Balçova, Aydın-Umurlu, Aydın-Atça, Aydın-Sultanhisar, Aydın-Pamukören, Kütahya-Şaphane, Manisa-Salihli-Caferbeyli, Aydın-Nazilli.

Studie, které se zabývají potencionální kapacitou geotermální energie naznačují, že celkový objem geotermální energie by mohl dosáhnout 1 000 MWt.

Jak bylo již řečeno praktické užití geotermální energie je především v rámci vytápění domů a skleníků a termálního turismu. V současnosti existuje 17 smluv o využití geotermální energie pro centrální topení (85 903 Residence Equivalence¹,

1 – Geothermal Residence Equivalent = geotermální rezidenční ekvivalent, udává, kolik domácností může být vytápěno danou geotermální kapacitou

773 MWt), patnáct polí, kde se vytápí skleníky (2 267,2 ha, 444,34 MWt) a přes 350 termálních resortů, které nabízejí balneologické léčebné kúry.

Dle nového Zákona o využití energie z obnovitelných zdrojů na výrobu elektřiny (Zákon č. 6094, ratifikován 29. 12. 2010), je plánovaná cena produkované elektřiny 10,5 US cent/kWh.

Power Plant Type	Feed in Tariff (cent \$/kWh)	Feed in Tariff Increase in Turkish Made Product Usage (cent \$/kWh)		
		Turbine	Power Electronics	Compressor
Geothermal	10,5	1,3	0,7	0,7

V současnosti se v Turecku nacházejí elektrárny na geotermální energii o celkovém výkonu cca 100 MW, který by podle prognóz Turecké geotermální asociace² měl do roku 2015 vzrůst na 550 MW (podle některých odhadů až na 600 MW)³. Dosažení tohoto cíle pro rok 2015 bude vyžadovat investice v hodnotě 1,6 mld. USD.

V Turecku je 17 společností, které zajišťují 484 MW přidané kapacity z odhadovaných 2 000 MW geotermálního potenciálu. Enel Green Power⁴ se nedávno zaměřila na rozvoj geotermálního potenciálu Turecka a získala celkem 142 povolení k průzkumu ložisek v západní části země. Společnost TAS je další velmi zainteresovanou společností v odvětví geotermál-

2 – Turkey Geothermal Association (www.jeotermaldernegi.org.tr)

3 – Prokázaná kapacita využitelnosti geotermálních zdrojů na výrobu elektřiny je 800 MW.

4 – EGP – Italy (www.enelgreenpower.com)

ních zdrojů a v nedávné době otevřela v Turecku svou kancelář, která se bude primárně soustředit na využití těchto zdrojů obnovitelné energie.

Do roku 2020 je plánováno zahájení 120 energetických in-

vestičních projektů se zaměřením na geotermální energii. Podle předpovědi z roku 2011 by při plném využití geotermální zdrojů mohlo Turecko každoročně ušetřit až 400 mil USD a zaměstnat v tomto sektoru až 300 000 lidí.

Tabulka 2 - Vytápění skleníků (2011)

Lokalita	Greenhouse Area (ha)	Odhadovaný potenciál (MWt)
Afyon	50	9,8
Aydin - Gümüşköy	60	11,76
Balcova - Izmir	17	3,33
Dikili - Izmir	880	117,6
Gölemezli - Denizli	110	21,56
Kirsehir	50	9,8
Kizilcahamam - Ankara	0,5	0,1
Kozakli - Nevsehir	67	13,13
Salihli - Manisa	250	49
Sandikli - Afyon	81,5	15,97
Saraykoy (Tosunlar + Kizildere)	152,8	29,94
Simav - Eynal - Kutahya	310	60,76
Sorgun - Yozgat	15	2,94
Urfa	170	33,32
Yenicekent - Denizli	53,4	10,47
Total	2267,2	444,34

Tabulka 3 - Vytápění domácností (2011)

Location	Geothermal residence equivalence	Geothermal installed capacity (MWt)
Afyon	8 000	72,00
Balcova - Izmir	34 100	306,90
Bergama - Izmir	450	4,05
Bigadic - Balikesir	1 950	17,55
Dikili - Izmir	2 500	22,50
Diyadin - Agri	570	5,13
Edremit - Balikesir	4 881	43,93
Gönen - Balikesir	2 500	22,50
Güre - Balikesir	650	5,85
Kirsehir	1 800	16,20
Kizilcahamam - Ankara	2 500	22,50
Kozakli - Nevsehir	1 500	13,50
Salihli - Manisa	7 292	65,63
Sandikli - Afyon	6 000	54,00
Saraykoy - Denizli - Bereket En.	2 200	19,80
Sarikaya - Yozgat	550	4,95
Simav - Eynal - Kütahya	7 500	67,50
Total	85 903	773,14

Biomasa

Biomasa je jedním z dalších obnovitelných zdrojů, který nabízí Turecku velké možnosti. V současné době se jí však věnuje jen okrajová pozornost.

Množství energie získané z biomasy je stále velmi omezené. V současnosti turecká produkce elektrické energie z tohoto zdroje představuje 200 MW, přičemž cílem je dosáhnout hodnoty 500–600 MW. Jen využitelný potenciál odpadového materiálu pro výrobu energie z tohoto zdroje se odhaduje na 10 GW. Nejčastěji využívanou metodou je spalování, přičemž metoda zplyňování je preferována vládou, a to díky její efektivitě. Odhaduje se, že pokud by bylo 20 % zemědělské půdy vlastněné státem využito pro výrobu biopaliv, pokryje se tak 75 % poptávky země po elektrické energii vyrobené z tohoto zdroje.

Vhodné podmínky k využívání tohoto zdroje jsou dány kvalitní zemědělskou půdou a také tureckou společností, která má tradičně blízko k zemědělskému sektoru. Proto se poptávka po energii vyrobené z biomasy stále zvyšuje.

V současnosti existují 3 druhy využití energie z biomasy:

- **Biopaliva** – přeměna biomasy na tekuté palivo, které je využíváno v dopravním sektoru
- **Bioenergie** – produkce elektřiny díky přímému spalování biomasy nebo její přeměny na plyn
- **Bio výrobky** – produkty, které byly v minulosti vyráběny s přispěním nafty, nyní se k jejich výrobě využívají chemikálie získané z biomasy

PRODUKCE BIOETHANOLU A BIONAFTY

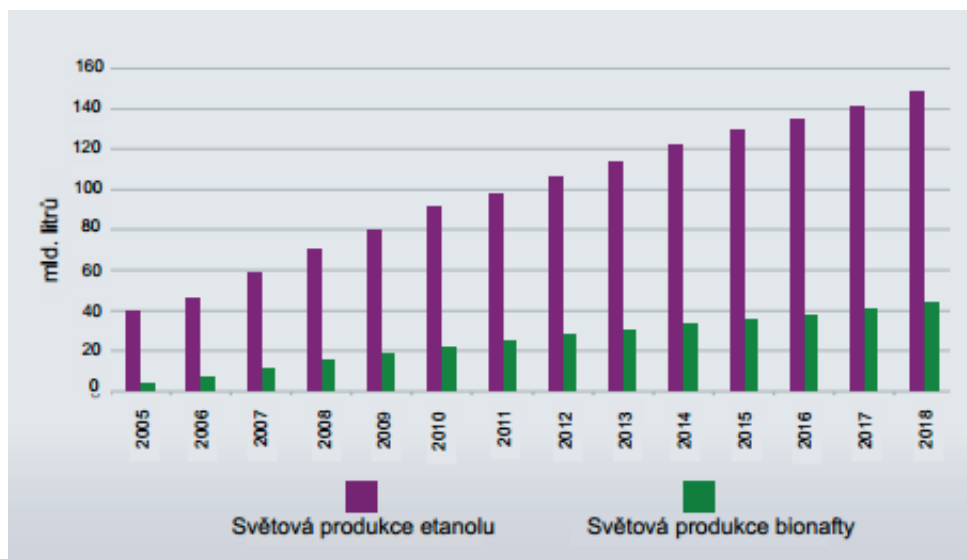
Význam využití biomasy jako zdroje energie nestoupá pouze v Turecku, ale stává se z něj globální trend, který podle prognóz slibuje dobré perspektivy.

Turecká vláda v počátečních fázích vývoje tureckého bio-

plynového sektoru nestanovila žádná omezení a zásadní regulační kritéria. Mezi léty 2003–2006 vzniklo v Turecku mnoho zařízení na výrobu bionafty. Nicméně i tak, základě kritérií EMRA, z cca 150 společností, které zažádaly o licenci, ji získalo pouze 48. Díky nepříznivým regulačním nařízením bylo od roku 2005 zavřeno 15 licencovaných biorafinérií, ze zbývajících 33 biorafinérií pouze 7 z nich aktivně bionaftu vyrábí. Ostatní sice mají potřebné kapacity, ale produkci zastavili a rafinérie byly zavřeny.

Kapacita tureckého bionaftového sektoru se odhaduje na 1,5 mil. MT (metrických tun) ročně. V roce 2009 Turecko vyprodukovalo pouze 0,5 % (tj. 7 000 MT) z celkové možné kapacity. Podobný objem výroby se odhadoval také pro rok 2012. Veškerá produkce je spotřebována domácím sektorem jako palivo. Hojně užívanou surovinou pro produkci bionafty je odpadní rostlinný olej, jeho největším dodavatelem do bionaftového průmyslu v Turecku je průmyslová asociace AL-BIYOBIIR (The Alternative Energy and Bio-diesel Manufacturers Union). Podle statistik náklady na surový materiál, který dodávají, činí 650TL/MT.

V Turecku se v současnosti nacházejí čtyři bioethanolová zařízení, avšak v provozu je pouze jedno z nich. K výrobě energie využívají především kukuřici, méně často pak pšenici. Celková kapacita sektoru je momentálně 160 000 MT a produkce v roce 2009 představovala 40 000 MT. V roce 2009 bylo pro výrobu bioethanolu o objemu 40 000 MT využito cca 150 000 MT kukuřice. Vedlejším produktem při tradiční výrobě ethanolu jsou sušené výpalky s rozpustným podílem (DDGS), které se vyznačují vysokým obsahem dusíkatých látek, tuků a nenasycených mastných kyselin, proto se



Prognóza světové výroby etanolu a bionafty v období 2005 až 2018
(Zdroj: OECD-FAO Agricultural Outlook 2009–2018)

Tabulka 1 – Přehledem Bioplynových elektráren

Vlastnictví	Název	Provozní kapacita	Pohon	Místo	web
AREL ENERJI	Manavgat Biomass Plant	2,4 MW	Bioplynová elektrárna	Antalya	www.arelenerji.com
KARAMAN	Karaman Biomass Plant	1,414 MW	Elektrárna u farmy na drůbež – zplynování drůbežního trusu	Karaman	www.kar-mar.com
SENKRON ENERJI	Efeler Biomass Plant	2,4 MW	Bioplynová elektrárna	Incirliova - Aydin	www.senkronenerji.com
BUYUK MENDERES ENERJI	Karacakoy Biomass Plant	5,652 MW	zplynování drůbežního trusu	Corum	www.mb.com.tr
BOYUT Group	Kadirli Biomass Plant	9,3 MW	zplynování dřevěného a zemědělského odpadu	Kadirli	www.boyutgrupenerji.com
BOYUT Group	Tarsus Biomass Plant	6,7 MW	zplynování zemědělského odpadu	Tarsus	www.boyutgrupenerji.com
SUREKO	Manisa Plant	1,54 MW	industriální odpad, společnost provozuje menší nelicencované (RDF) spalovny v Izmiru, Edirne, Karsu a Elazigu	Manisa	www.sureko.com
SEZER group	Sezer Biomass Plant	0,5 MW	zplynování zemědělského odpadu	Antalya	www.sezergroup.com
EKIM Grup	Ekim Biomass Plant	1,2 MW	zplynování trusu skotu	Konya	www.ekimgrup.com.tr
IZAYDAS	Izaydas Biomass Plant	0,75 MW	zplynování zemědělského odpadu	Izmit	www.izaydas.com.tr
ITC	ITC Bursa Hamitler Biomass Plant	9,8 MW	skládkový plyn	Bursa	www.itcturkiye.com
DERIN Enerji	Beygazari Biomass Plant	0,576 MW	Bioplynová elektrárna	Beygazari – Ankara	www.derinenerji.com
SIGMA Elektrik Uretim	Suluova Biomass Plant	2 MW	zplynování trusu skotu a drůbeže	Beygazari – Amasya	N/A
ORTADOGU Enerji	Kocaeli Biomass Plant	2,263 MW	Bioplynová elektrárna	Kocaeli	www.ortadoguenenerji.com.tr
HER Enerji	Her Enerji Biomass Plant	2,86 MW	Bioplynová elektrárna	Kayseri	www.herenerji.com
AVDAN Enerji	Samsun AVDAN Biomass Plant	2,4 MW	Bioplynová elektrárna	Samsun	N/A
HEXAGON	Pamukova Biomass Plant	1,4 MW	Bioplynová elektrárna	Sakarya	www.hexagon.com.tr
EKOLOJIK Enerji	CORLU Biomass Plant	0,8 MW	Bioplynová elektrárna	Corlu - Tekirdag	www.ekolajikenerji.com.tr
EKOLOJIK Enerji	Kemerburgaz Biomass Plant	5,82 MW	Bioplynová elektrárna	Kamerburgaz-Istanbul	www.ekolajikenerji.com.tr
HAYAT Enerji	Hayat Biomass Plant	0,955 MW	Bioplynová elektrárna	Kocaeli	www.hayat-enerji.com
AFYON Enerji	Afyon Biomass Plant	4,25 MW	Bioplynová elektrárna	Afyon	www.afyonenerji.com.tr

tyto vedlejší produkty využívají jako přísada krmiv pro hospodářská zvířata.

Turecký dopravní sektor využívá jako palivo pouze naftu. Turecké regulace neumožňují producentům bionafty její přímý prodej, proto jsou nuceni prodávat své produkty naftovým distribučním společnostem, jejichž licence je opravňuje prodávat bionaftu čerpacím stanicím a spotřebitelům, avšak musí učinit počáteční investici do vlastních zařízení, aby byly schopny biopaliva skladovat a distribuovat. V současnosti neexistuje žádná legislativa, která by zavazovala distributory k začlenění biopaliv do výroby, proto nahlíží na biopaliva z čistě komerční perspektivy a nejsou ochotni investovat do bionaftové produkce.

Turecko bionaftu a bioethanol nedovází. Lokální výroba bionafty není určena k vývozu, bioethanolu je vyváženo cca 35 % z celkové produkce. Podle tureckých interních nařízení platí, že pokud se výrobce zaváže k užití importované suroviny za účelem produkce biopaliva určeného výhradně k exportním úče-

lům, potom nemusí platit za dováženou surovinu clo. Protože sektor bionafty momentálně využívá pouze odpadní rostlinný olej, jiné suroviny nedovází. Odvětví výroby ethanolu využívá okolo 60 % dovozové kukuřice a asi 30% kukuřice pochází z domácích zdrojů.

Ačkoli některé průzkumy a rozvojové aktivity jsou vedeny univerzitami a Technologickou výzkumnou radou Turecka „Technological Research Council of Turkey (TUBITAK)“, tzv. advanced biofuels zatím nejsou komercializovány. V Turecku existuje jediná soukromá továrna, která testuje výrobu bionafty z mořských řas, avšak zatím není oficiálně v provozu.

Energie z biomasy je obecně využívána pro nekomerční účely založené na tradiční metodě výroby. MENR plánuje využití produkce založené na odpadním materiálu ze dřeva, zvířat a rostlin, která má dosáhnou 7530 BTEP¹ do roku 2020. Nicméně-

1 – miliardy tun ropného ekvivalentu



Składky a třídírny odpadu v Istanbulu (Zdroj: ISTAC)

ně, nekomerční tradiční proces výroby energie z biomasy by měl být postupně redukován ve prospěch moderních metod, což nabízí řadu zajímavých investičních příležitostí.

SPALOVNY ODPADU

Likvidace domácích odpadů za pomoci metody spalování se provádí běžně v zemích v severoamerického kontinentu, Evropy a zejména ve vyspělých hi-tech ekonomikách, jako je například Japonsko. V Turecku do této doby nefunguje jediná větší spalovna odpadu a odpad z domácností a měst se zásadně vyváží na skládky.

Nová éra v oblasti odpadového hospodářství nastala společně s implementací legislativních nařízení Evropské unie v rámci harmonizačního procesu turecké a evropské legislativy. Pro Turecko se tudíž stalo nevyhnutelné, aby byla metoda alternativní likvidace odpadu rozšířena a nebyly využívány výhradně konvenční současné metody likvidace odpadu.

Ministerstvo životního prostředí a lesů vypracovalo v roce 2005 studii¹, která předpokládá, že k naplnění směrnice o nakládání s odpady by měly být v městech do roku 2020 využívány kompostovací (~ 20–30 %) a termofomovací systémy (~ 70–80 %).

Po této studii byl vypracován plán komplexního nakládání s pevnými odpady pro Istanbul a Ankaru, který by garantovala dohoda uzavřená mezi Japonskou bankou pro mezinárodní spolupráci (JBIC) a tureckým Ministerstvem životního prostředí a lesů. Plán byl dokončen roku 2006 a následně byly pro vybrané projekty vypracovány další studie proveditelnosti.

Vláda stanovila do roku 2015 snížit hmotnost biologicky rozložitelného odpadu o čtvrtinu (z celkového množství odpadu v roce 2005), na 50 % v roce 2018 a na 35 % v roce 2015. Z tohoto nařízení vyplývá, že využití alternativní metody spalování je povinným způsobem likvidace odpadů z domácností. Snížení množství odpadů s obsahem organických látek je realizováno prostřednictvím alternativních způsobů likvidace, které

vyplývají ze zákona o skladování odpadu, který připravilo Ministerstvo životního prostředí a lesů v roce 2010.

Roku 2011 byly vypracovány studie proveditelnosti v rámci projektu na výstavbu spalovny. Tyto aktivity podporovala Americká rozvojová agentura prostřednictvím úvěrové půjčky ve výši 491 160 USD. Podle „Strategického plánu pro integrované nakládání s pevnými odpady v rámci harmonizace s enviromentální legislativou EK“ má být v roce 2013 uvedena do provozu první spalovna, která bude likvidovat komunální odpad vyprodukovaný v Istanbulu. Spalovna bude provozována v evropské části istanbulské metropole a její kapacita se odhaduje na 3 000 tun zpracovaného odpadu denně. Záměrem tohoto projektu je kromě likvidace odpadu také výroba elektrické energie s výkonem 70 MWh. Pro harmonizační proces turecké legislativy s právním rámcem EU je zamýšlená spalovna velkým přínosem, a to jak v oblasti zpracování odpadu, tak rovněž v otázce využívání obnovitelných zdrojů energie.

Na konci února letošního roku turecký ministr energetiky Taner Yildiz oznámil, že Turecký energetický regulační úřad (EPDK) udělil 39 licencí na výrobu energie z odpadního materiálu. Turecko se potýká s množstvím odpadu, kterého je denně vyprodukováno až 50 000 tun. Nyní se však díky recyklačním zařízením stává cenným zdrojem energie.

Jen metropole Istanbul denně svezde 14000 tun odpadu. Jedna skládka tuhého odpadu se nachází na evropské straně s kapacitou cca 9 500 tun a druhá na asijské straně s kapacitou cca 5 500 tun. Při kapacitě první spalovny 3 000 tun denně, bude stále muset být 11 000 tun odpadu skládkováno současnou metodou.

Projekty vypisují municipality, respektive odbory a oddělení, které se starají o svoz a skladování odpadu. V Istanbulu je touto institucí ISTAC. Na jejich stránkách jsou uveřejněny i informace o tendru na novou spalovnu².



1 – Environmental Heavy-Cost Investment Planning Project Solid Waste Sector National Master Plan Compliant with EU Directives (EHCIP)

2 – <http://www.istac.com.tr/projects/vision-projects/incineration-plant-project.aspx>

Legislativa energetického trhu

Přijetí nových zákonů v rámci liberalizace trhu vytvořilo základ pro restrukturalizaci odvětví. Cílem je harmonizace legislativy s trhy Evropské unie, snížení počtu státem vlastněných podniků a z toho pramenící přechod k funkčnímu konkurenčnímu prostředí. Nový legislativní rámec by měl zároveň přispívat k eliminaci tradičně diskutovaného neduhu, kterým je transparentnost podmínek vstupu na trh.

Dne 2. května 2001 byl přijat klíčový zákon č. 4646, který tvoří základní legální rámec pro liberalizaci tureckého energetického trhu se zemním plynem. Zákon zmírňuje tržní bariéry a uvolňuje vstup třetích stran do plynárenské infrastruktury. Obdobný dopad mělo i rozšíření pravomocí regulačního úřadu (Energy Market Regulatory Authority – dále EMRA). Díky uzákonění sekundární legislativy a její následné implementaci byly učiněny kroky k vytvoření skutečně konkurenčního trhu s plynem.

LICENCE

Podle zákona, pouze licencované podniky mohou provádět obchodní aktivity na trhu s elektřinou. Tyto licence na výrobu a distribuci elektřiny vydává regulační úřad EMRA na dobu minimálně deseti, max. 49 let. Pro každý provoz a region jsou požadovány samostatné licence. Vlastníci licence jsou povinni mít pro jednotlivé licence oddělené účty. Za účelem získání příslušné licence na energetickém trhu, se musí právnické osoby hlásit EMRA a doložit všechny požadované dokumenty. Vlastník licence musí složit roční licenční poplatek (např. za 5–10 MW činí poplatek 5 000 TL, za 10–25 MW je poplatek 10 000 TL). Převod licencí je povolen pouze mezi společnostmi, jejichž akcionáři jsou stejní, avšak převod licence také musí být schválen regulačním úřadem EMRA.

Pravidla a postupy týkající se žádostí o licence na působení na energetickém trhu jsou popsány v nařízení týkajícího se licencování energetického trhu ze srpna 2004. V souladu s tímto nařízením všechny právnické osoby, které byly zřízeny jako akciové společnosti nebo společnosti s ručením omezeným podle Obchodního zákoníku č. 6762 a byla jim udělena licence od regulačního úřadu EMRA, se mohou angažovat ve výrobě, distribuci, maloobchodním a velkoobchodním prodeji elektřiny a služeb s tím spojených. Dále se také mohou podílet na importu a exportu elektřiny a dalších činnostech na energetickém trhu.

LICENCE PRO ZEMNÍ PLYN

EMRA vyžaduje po právnických osobách získání licence na působení na trhu se zemním plynem. V zákoně č. 4646 jsou uvedeny typy licencí, činnosti v rámci působnosti licencí a všeobecná ustanovení. Podrobnosti o udělování licencí jsou vysvětleny v nařízení týkající se trhu se zemním plynem schváleným radou regulačního úřadu EMRA. Typy jednotlivých licencí jsou následující:

- Dovozní licence
- Převozní licence
- Skladovací licence
- Velkoobchodní licence
- Vývozní licence
- Licence na městskou distribuci
- Licence na distribuci a dopravu stlačeného plynu

CENOVÉ SAZBY A CENOVÁ POLITIKA TRHU SE ZEMNÍM PLYNEM

Zákon č. 4646 restrukturalizoval trh se zemním plynem a zajistil kvalitu jeho dodávek, čímž vytvořil konkurenční prostředí, kde jsou ceny určovány interakcí nabídky a poptávky. Ze zákona vyplývá, že výši cenových sazeb určuje EMRA dle finančních údajů o právnických osobách a jejich cenových návrzích, které jsou poté schváleny radou regulačního úřadu. Tyto ceny jsou pak platné po celé stanovené období, avšak jejich výše může být regulačním úřadem EMRA upravena např. dle míry aktuální inflace.

Další otázkou týkající se cenových sazeb zemního plynu jsou ceny stanovené ve výběrovém řízení (platí po dobu 8 let) u právnických osob, které jsou oprávněny distribuovat zemní plyn v rámci svých příslušných regionů. Tyto cenové regulace se postupně chýlí ke konci platnosti a je potřeba je nahradit novými sazbami.

LICENCE PRO ROPU A LPG

Podobně jako je tomu na trhu s elektřinou a zemním plynem, musí právnické osoby, které chtějí na trhu s ropou a LPG působit, získat licenci od regulačního úřadu EMRA. Typy licencí, které může právnická osoba získat, jsou popsány v zákonech č. 5015 a 5307. Podrobnosti o udělování licencí upravuje nařízení týkající se regulace trhu s ropou a LPG vydané regulačním úřadem EMRA.

Typy licencí týkající se trhu s ropou a LPG:

Trh s ropou:

- Licence na rafinaci ropy
- Licence na zpracování
- Licence na výrobu maziva
- Skladovací licence
- Převážní licence (Distribuční licence)
- Spotřební licence
- Licence na zásobník na ropné produkty
- Licence na distribuci kapalného paliva
- Převážní licence
- Maloobchodní licence na provoz čerpací stanice

Trh s LPG:

- Distribuční licence
- Přepravní licence
- Maloobchodní licence na provoz čerpací stanice
- Skladování licence
- Licence na výrobu, plnění, kontrolu, opravu a údržbu LPG potrubí

Zákonů č. 5015 a 5307 a další právní předpisy vydané regulačním úřadem EMRA definují práva a povinnosti držitelů licencí působících na trhu s ropnými produkty a LPG. Za účelem uspokojení požadavků a poptávky hodnotového řetězce na trhu jsou výše uvedená nařízení v souladu se strukturou zahrnující rafinaci, distribuci a maloobchod. V souladu s touto strukturou trhu, jsou ropné produkty a LPG vyráběny na domácím trhu v rafinériích nebo dovezeny ze zahraničí, dále dodávány do maloobchodních čerpacích stanic a prostřednictvím distribučních společností nakonec dodány spotřebitelům.

CENOVÉ SAZBY ROPY

Zákonem č. 5015 je stanoveno, že obchodní ceny s ropou jsou stanoveny dle podmínek nejbližšího přístupného trhu. Cenové sazby a tržní aktivity jsou obecně kontrolovány příslušným úřadem.

Co se týče zboží nebo služeb poskytovaných na trhu s ropou, jsou tarify uplatňující se na činnosti související s přepravou a skladovací licencí platné dle činností, na které byla licence udělena.

Ceny na trhu s ropou jsou v podstatě určovány svobodnou dohodou mezi stranou nabídky a poptávky. Nicméně, v některých případech je nutný také souhlas regulačního úřadu EMRA. Kromě toho může EMRA rozhodnout o změně cenových sazeb na základě získané licence a navrhnout nové metody výpočtu těchto sazeb.

CENOVÉ SAZBY PRO ENERGIÍ Z OBNOVITELNÝCH ZDROJŮ

Dne 29. 12. 2010 byl tureckým parlamentem schválen zákon č. 6094 (publikovaný 8. 1. 2011), který garantuje vyšší minimální výkupní ceny elektřiny z obnovitelných zdrojů. Jedná se o 7,3 centů USD u větrné a vodní energie, dále 10,5 centu u geotermální energie, 13,3 centu u solární energie a biomasy. Dané ceny jsou termínově fixovány pro společnosti zřízené mezi 13. 5. 2005 a 31. 12. 2015, po tomto datu bude vláda výkupní ceny nově definovat.

SYSTÉM STÁTNÍCH POBÍDEK

Nedávný posun v liberalizaci tureckého energetického trhu a zlepšení legislativy v oblasti obnovitelných zdrojů otevírá dveře investičním příležitostem v tomto oboru. Za interakci se soukromým sektorem, vedením, koordinováním a zapojováním do energetického průmyslu, je odpovědné zejména Ministerstvo energetiky a přírodních zdrojů. Vláda poskytuje výkupní tarif a pobídkový systém s cílem podpořit obnovitelnou energii skrze legislativu. V rámci liberalizace a restrukturalizace energetického sektoru v Turecku (zákon č. 4628, regulační úřad EMRA) byla navíc přijata opatření k propagaci obnovitelných zdrojů.

Licenční nařízení týkající se energetického trhu stanovuje několik opatření, jejichž cílem je podpořit využití obnovitelných zdrojů. Bylo revidováno v květnu 2005 zákonem č. 5346 – Zákon o obnovitelných zdrojích určených pro výrobu elektrické energie). Cílem zákona je podpora využívání obnovitelných zdrojů energie a produkce bezpečné, levné a kvalitní elektřiny¹.

Pobídky na zařízení produkující elektřinu z obnovitelných zdrojů jsou stanoveny dle zákona týkajícího se obnovitelných energií a poskytované na zařízení vlastníci Certifikát obnovitelné energie (viz níže), jež uděluje regulační úřad EMRA. Produkce elektřiny z obnovitelných zdrojů energie je ze zákona podporována následujícími mechanismy:

1. Právní subjekty žádající o licenci na výstavbu zařízení založeném na domácích přírodních a obnovitelných zdrojích energie platí pouze jedno procento licenčního poplatku
2. Zařízení produkující elektřinu z domácích a obnovitelných zdrojů energie neplatí roční licenční poplatky za prvních 8 let od dne dokončení elektrárny zapsaného v příslušné licenci
3. TEIAS (Turecká státní společnost pro distribuci elektřiny) nebo distributoři držící licence jsou povinni upřednostnit při připojování zařízení do sítě založené na domácích přírodních a obnovitelných zdrojích
4. Platí pro běžné spotřebitele: Jestliže cena elektřiny vyprodukovaná zařízením využívající obnovitelné zdroje je stejná nebo nižší než prodejní cena společnosti TETAS (Turkish Electricity Trading and Contracting Company) a není zde žádné jiné alternativy, jsou licencovaní maloobchodníci povinni tuto elektřinu zakoupit za účelem prodeje běžným spotřebitelům
5. Právní subjekty angažované ve výrobě energie z obnovitelných zdrojů mohou nakupovat elektřinu od soukromníků za podmínky nepřekročení celkového objemu elektřiny uvedeného v jejich licenci za jeden kalendářní rok

¹ – Avšak např. velké vodní elektrárny jsou z tohoto zákona a podpory vyloučeny

6. Zákon týkající se obnovitelných energií stanovuje sedmiletou garantovanou cenu za elektřinu vytvořenou z obnovitelných zdrojů. Rada regulačního úřadu EMRA může tuto cenu navýšit až o 20 % ročně.
 7. Nájemné nebo cena na práva k užívání státem vlastněných pozemků jsou snížena o 85 % po dobu prvních 10 let investice nebo projektů dokončených před 31. prosincem 2012, pakliže tyto pozemky jsou využívány pro produkci elektrické energie z obnovitelných přírodních zdrojů.
 8. Dále mohou být podnikům uděleny RER certifikáty a mohou využívat dotací nebo jiných pobídek týkajících se investic do výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů.
2. DSI vyhláší seznam projektů vodních elektráren, které budou převedeny do soukromého užívání. V případě, že se najde pouze jeden zájemce o využití, je mu projekt poskytnut. V případě více zájemců je vyhlášen tendr, ve kterém jsou přijaty všechny žádosti seřazeny dle garantovaného produkovaného výkonu v kWh a nabídka bude poskytnuta žadateli s nejvyšší garantovanou kapacitou.

CERTIFIKÁTY OBNOVITELNÉ ENERGIE (RES)

Pro činnosti na trhu s obnovitelnou energií kromě výše uvedených právních předpisů, je důležitý speciální právní předpis zákona č. 5346, který pojednává o využití obnovitelných zdrojů pro výrobu elektrické energie. Výroba elektřiny z obnovitelných zdrojů je v rámci tohoto zákona podporována a regulační úřad EMRA vydává Certifikáty obnovitelné energie (RES certifikáty). Postupy a zásady týkající se vydávání těchto certifikátů jsou uvedeny v dalších nařízeních.

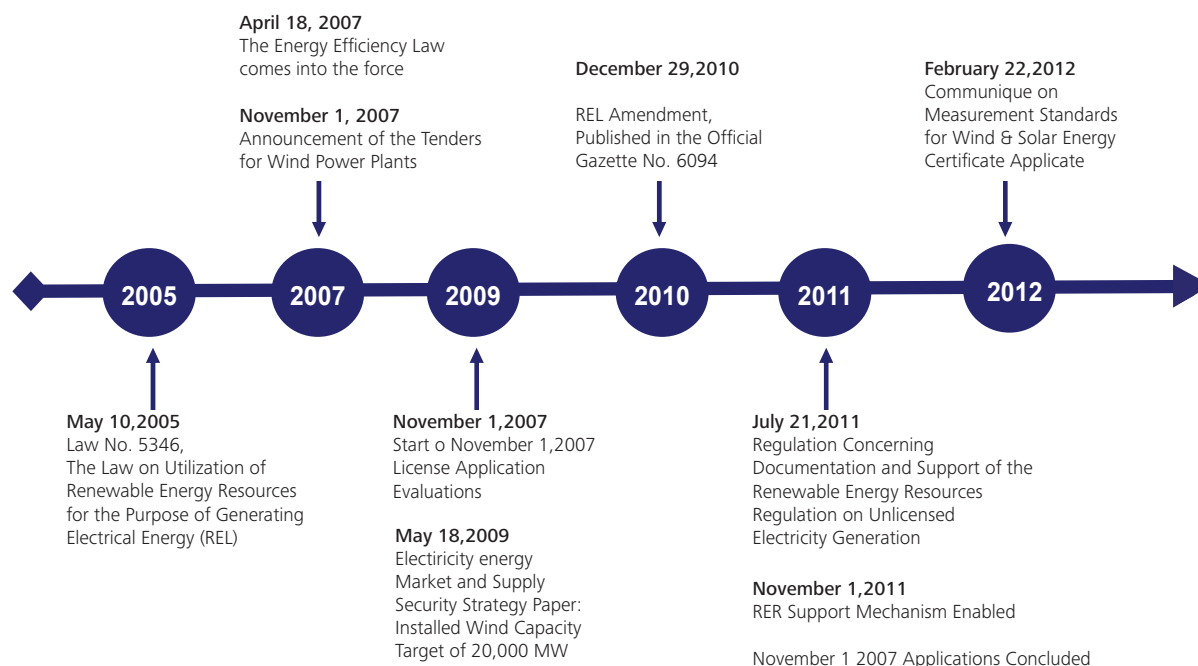
Soukromé společnosti na trhu:

Například vodní elektrárnu může soukromý subjekt provozovat následujícími dvěma způsoby:

1. Samostatně iniciované projekty: Soukromý subjekt může vytvořit vlastní projekt a požádat DSI o Dohodu o užívání vody WUA (Water Using Agreement).

REGULAČNÍ VLIVY

Mezníkem obnovitelných energií v Turecku je zmiňovaný zákon č. 5346 (zákon o obnovitelných energiích), který vešel v platnost 10. května 2005. Z důvodu snížení emisí, ochrany přírody atd. byly zavedeny tzv. RER certifikáty (certifikáty pro obnovitelné energetické zdroje) díky nimž je možno využívat podpůrného systému: The Renewable Energy Support Mechanism (podpůrný mechanismus obnovitelných zdrojů energie). Další důležitá legislativa zahrnuje zákon č. 5627 týkající se energetické účinnosti a zákon č. 5788 a pozměňovací návrhy týkající se energetického trhu. Problematika obnovitelných zdrojů se však neomezuje pouze na tyto zákony. Aktualizovaná verze zákona týkajícího se obnovitelných energií byla vydána dne 29. prosince 2010 a definuje nové výkupní tarify pro různé zdroje a nové koncepty, kterým je například bonus za použití zařízení vyrobeného v Turecku (více uvedeno v následujících kapitolách). Výkupní ceny energie z větrných elektráren jsou pro větrné elektrárny stanoveny na 7,3 amerických centů za kWh, která je přibližně stejná, jako je definovaná v zákoně týkajícího se obnovitelné energie.



Legislativní proces (Zdroj: Deloitte)

Informace o tureckých tendrech

Zahraníční kancelář MPO/CzechTrade již třetím rokem odebírá časopis TEBA News. Tento časopis mapuje turecké tendry z několika odvětví. Kromě energetiky jsou jimi například stavebnictví, zdravotnictví, železnice, dobývání surovin a další.

Výhoda odebírání těchto zpráv je informovanost o zamýšlených tendrech v době, kdy ještě nejsou vyhlášeny. Zaměstnanci TEBA zpovídají manažery a vysoce postavené státní úředníky. Z těchto rozhovorů Teba news připravují. Informace o chystaných tendrech máme tedy šanci získat před konkurencí a na tendry se připravit. Odběr TEBA news je nákladný a proto rozkládáme platbu mezi několik abonentů. Cena předplatného pro jednoho předplatitele byla cca 5.000 Kč. Časopis vychází jednou za 14 dní v elektronické formě. Ukázkou zpráv z energetického sektoru uvádím níže.

Zájemci, kteří by chtěli o informace o tomto časopise, se mohou hlásit u oborových konzultantů CzechTrade.

APRIL 8 2013-HAMITABAT NATURAL GAS POWER PLANT, REHABILITATION OF GAS TURBINES

Tender for rotor and stator wings of Alstom GT 13DM model gas turbines in the power plant was canceled to be re-announced soon.

ELECTRICITY Generation Co. (EÜAŞ) General Directorate has canceled its tender for the procurement of rotor and stator wings, and spareparts along with other hot gas pipe accessories belong to Alstom GT 13DM model gas turbines in 1200 MW Hamitabat Natural Gas.

According to the information obtained by TEBA, the tender in which the sole bid was placed by Alstom Power ve Ulaşım A.Ş. has been canceled since the bid is not found to be valid. Stating that efforts are underway to re-announce the tender soon, related sources note that the tender will be re-announced in the upcoming days if chair approval is granted.

Alstom Power's bid was €13.3 million.

As will be recalled, the only bid worth €13,310,528.60 was placed by Alstom Power ve Ulaşım A.Ş. Estimated cost for the work in question, on the other hand, had been announced as €14,751,944 (TEBANEWS#1601/February 25, 2013).

APRIL 8 2013-18 MART ÇAN THERMAL POWER PLANT, TURBINE SPAREPARTS PROCUREMENT TENDER

Being the only bidding firm, Alstom won the tender issue for procuring 332 entries of turbine spareparts belonging to two steam turbines.

ELECTRICITY Generation Co. (EÜAŞ) General Directorate's bid assessment efforts in its tender for procuring 332 entries of turbine spareparts belonging to two steam turbines installed in 18 Mart Çan Thermal Power Plant have been completed.

According to the information obtained by TEBA, the expected decision was made by the Tender Commission on March 26, 2013. Accordingly, Alstom, the only bidding firm, has won the tender.

Stating the tender result has been sent the firm, related sources note that the expected contract is likely to be signed in the forthcoming days as the preparations get completed.

Bid of Alstom was €2.8 million.

As will be recalled, only Alstom placed a bid for the tender with the estimated cost of €2,971,956. Bid submitted by Alstom was €2,850,000. We reported that the bid assessment efforts would be completed soon, and the tender result would be declared accordingly (TEBANEWS#1603/March 11, 2013).

MARCH 4 2013-CENGİZ ENERJİ, SAMSUN-TEKKEKÖY NATURAL GAS POWER PLANT PROJECT

Cengiz Enerji signed an agreement with Siemens for the turbines and equipment of the new units of the power plant of which the capacity was increased to 610 MW. Works are planned to be completed in the beginning of 2015.

IT HAS BEEN disclosed that Cengiz Enerji A.Ş. signed an agreement with Siemens from Germany for the gas turbines, steam turbines and other equipment of the Natural Gas Combined Cycle Thermal Power Plant Project planned to be realized in Samsun-Tekkeköy.

A capacity of 238.9 MW of the power plant of which the installed power is increased to 610 MW by Cengiz Enerji is still in operation, whereas it is being aimed to enhance the total capacity of the plant to 848.9 MWe and 872.7 MWm upon increasing the installed power to 610 MW.

According to the agreement made with Siemens for the new units of 610 MW, the SST5-5000 steam turbine, the SGen5-3000W generator and the SPPA-T3000 control system of Siemens will be used besides the SGT5-8000H gas turbine. Siemens will continue to give support to Cengiz Enerji by means of a long-term maintenance contract for a period of 16 years, including the warranty period.

Siemens Sanayi ve Ticaret A.Ş. CEO and Chairman of the Board Hüseyin Gelis making a disclosure on the matter, said "Upon the agreement we signed with Cengiz Enerji, our power unit is being initiated in Turkey, which makes a difference with its gas turbine at the highest productivity class. We are happy to realize the installation of our Class-H high efficiency turbine holding a world record, for the first time in Turkey and to work together with Cengiz Enerji in the project."

As will be recalled, we reported that Cengiz Enerji A.Ş. made another application to Energy Market Regulatory Authority (EMRA) to increase the capacity of the project to 875 MW this time, upon obtaining the approval for license application made to increase the capacity of the project to 400 MW (TEBANEWS#1574/August 13, 2012).

Works regarding the investment are aimed to be completed in 2015

On the other hand, works that were started to increase the capacity of the plant to 610 MW are aimed to be completed in the beginning of 2015. It is being reported that the combined cycle power plant operating with the high efficiency SGT5-8000H turbine in Class-H manufactured by Siemens and having broken a world record with a productivity ratio of around 61 percent, will be environment-friendly to a great extent, will have an utmost level of network compliance, a flexible operational ability and an optimal operation-maintenance concept.

A cooling system consisting of the "once-through" sea water cooling method will be implemented in the power plant. The plant is aimed to be put into commercial service upon completing the assembly works and commissioning of the plant before the estimated deadline.

Characteristics of the equipment that will be used in the power plant

Class-H turbine of Siemens that broke a productivity record, drew attention upon supplying a power of more than 500 MW to the network in only 30 minutes in Irsching 4 Power Plant in Germany. The SGT5-8000H gas turbine that could supply power of 35 MW with stability per minute in the same project, is demanded by quite a number of investors in Europe and America catering to the needs of flexible operations, with its ability to respond to lower or higher energy requisites of the plant. The Class-H high efficiency SGT5-8000H gas turbines, of which 20 have been sold around the world, provide a natural gas consumption of around one third less in amount per kWh on the average in comparison with other combined cycle power plants operating on natural gas that are in operation around the world.

ZASTOUPENÍ MPO V ISTANBULU (CZECHTRADE)



Michal Koščo

Vedoucí zastoupení MPO

michal.kosco@czechtrade.cz

T: +420 224 907 874

T: +90 212 219 98 47

F: +90 212 291 15 16

M: +90 545 791 04 11

Internetová adresa: www.czechtrade.com.tr

Poštovní spojení:

Abdi İpekçi Cad. 71

Czech Consulate Building

Macka, 34 367 Istanbul, Turkey

ZASTOUPENÍ MZV V ANKAŘE



Arnošt Kareš

Vedoucí ekonomického úseku

commerce_ankara@mzv.cz

T: 0312 405 6952

F: 0312 446 308

Internetová adresa: www.mzv.cz/ankara

Poštovní spojení:

Velvyslanectví České republiky v Ankaře

Kaptanpaşa Sok. 15

Gaziosmanpaşa, Ankara, Turkey

Zdroje sektorové analýzy

- British Petrol (online), Dostupné z: www.bp.com/bodycopyarticle.do?categoryId=1&contentId=7052055
- British Petrol (online), Dostupné z: <http://www.bp.com/genericarticle.do?categoryId=2012968&contentId=7075514>
- Gazprom (online), Dostupné z: <http://www.gazprom.com/about/production/projects/pipelines/blue-stream/>
- General Directorate for Renewable Energy, Turkey.
- Euroactiv (Online), Dostupné z: <http://www.euroactiv.com/energy/tanap-gas-pipeline-shelves-nabuc-news-513593>
- EMRA (online), Natural Gas report 2011, Dostupné z: www.emra.org.tr/documents/natural_gas/publications/NaturalGasMarket2011SectorReport_Q9WwGbRxxnRy.pdf
- Nabucco pipeline (online), Dostupné z: www.nabucco-pipeline.com/portal/page/portal/en/press/Nabucco%20West%20Scenario
- Natural Gas Europe (online), Dostupné z: www.naturalgaseurope.com/seep-tap-final-shah-deniz-contest
- Natural Gas Europe (online), Dostupné z: www.naturalgaseurope.com/socar-azerbaijan-not-sure-of-nabucco-west-realization
- Natural Gas Europe (online), Dostupné z: www.naturalgaseurope.com/tanap-could-begin-soon-10103
- Trans-adriatic pipeline (online), Dostupné z: <http://www.trans-adriatic-pipeline.com/news/news/2013/>
- Finance.cz (online), Dostupné z: <http://www.finance.cz/zpravy/finance/270807-spolocna-firma-cez-a-akkok-spustila-v-turecku-vodni-elektrarnu/>
- Delloite, Turkey's Natural Gas Market: expectations and developments (online), 2012.
- Dereci, Zenyep: Turkey's Pivotal Role in Energy. Foreign policy centre, 2012.

ODKAZY/GRAFY

- www.botas.gov.tr
- www.emra.org.tr
- www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=TU
- www.eia.gov/cabs/iran/Full.html
- www.iea.org

Závěr – proč právě Turecká republika a její energetický sektor?

Turecký trh je velmi konkurenční. Co je na místních podnicích zajímavé, je jejich ochota spolupracovat jeden s druhým. Velmi častým jevem jsou různé asociace a uskupení, které se snaží prosadit své zájmy. Toto se děje jak v národní rovině, tak na podnikové úrovni. Typickým příkladem spolupráce je uskupení, které se snaží do země přilákat tzv. zdravotní turisty. Tento příklad je užíván vědomě k dokreslení synergie soukromého a státního sektoru. Jedná se o spojení 140 firem a subjektů, jejichž členy jsou kromě ministerstev, zástupců měst, státních tureckých aerolinek, i soukromé a státní nemocnice společně s hoteliéry a provozovateli lázní. Každý svojí troškou přispívá k tomu, aby společně připravili podmínky pro zahraniční pacienty a zvýšili atraktivitu místního trhu. Podobné příklady můžeme hledat napříč průmyslovými odvětvími. Struktura vzájemné spolupráce se tureckým subjektům vyplácí, jak na venek při exportu zboží, tak v rámci místního trhu, kdy se jim daří eliminovat zahraniční konkurenci právě synergičtým efektem.

Zahraníční dodavatelé technologií v energetickém sektoru z celého světa se snaží na místní lukrativní trh vstoupit. Také oni spolupracují v rámci různých konsorcií na získání místních zakázek. Tyto sdružení jsou efektivní a do značné míry připomínají československý ŠKODAEXPORT, který díky zastřešení československých výrobních podniků dokázal investorům nabídnout kompletní řešení.

Zásadní výhodu a tolik potřebnou přidanou hodnotu vůči konkurenci přináší českým výrobcům možnost financování a pojištění projektů prostřednictvím ČEB a EGAP. Jedinečné podmínky, které jsou schopny tyto instituce nabídnout, jsou pomyslným jazýčkem na vahách, které ovlivňují rozhodnutí investorů. Tito se rozhodují hlavně s ohledem na cenu dodávky a na rentabilitu investice.

České zařízení, byť má v Turecku právě díky dodávkám uskutečněným v minulosti velmi dobré jméno, je na pomyslném rozmezí západních a východních technologií. Pro turecké investory budou německé technologie vždy více kvalitním a chtěným produktem. Naše argumentace může být sebelepší, avšak nikdy naše výrobky nebudou brány za zboží německé kvality. S tím je spojené i očekávání investorů stran nižší cenové úrovně, kterou budou požadovat. Na druhou stranu jsou zde investoři, kterým jde vyloženě jen o co nejnižší cenu, a ti budou hledat dodavatele z oblasti jihovýchodní Asie. U těchto investorů se šance uspět blíží k pomyslné nule.

České společnosti již v současnosti spolupracují pružně na jednotlivých projektech. Jednou rovinou jsou dodávky přes velké české EPC kontraktory, druhou je spojení v rámci různých subdodávek. V úvahu přichází varianta vytvoření vyšší úrovně spolupráce českých firem na tureckém trhu. Vytvoření efektivní kooperační platformy na bázi propojení ekonomické diplomacie, proexportních finančních subjektů a dodavatelů energetických technologií je vysoce žádoucí a vedlo by ke kýmž cíli – lepší informovanosti o místním trhu, silnější pozici na trhu a jasné konkurenční výhodě proti již tak organizované konkurenci spolupracující v konsorcionálním přístupu. Na první pohled jde o možná ambiciózní iluzi, která zejména naráží na nemožnost vzniku takového uskupení s ohledem na konkurenci jednotlivých českých subjektů. Ale je to opravdu tak složitý a nepřekonatelný problém?

V současné době spolupracuje několik subjektů na odebírání tureckého časopisu TEBA mapujícího zakázky a tendry z energetiky, železničního sektoru a kolejové dopravy, infrastruktury apod. Redaktoři tohoto časopisu pravidelně vytěžují top management společností z uvedených průmyslových odvětví. Je to praktický příklad spolupráce na odběru tohoto média, kdy není v silách rozpočtu jednotlivých subjektů odebírat tento informační čtrnáctideník jednotlivě. Náklady jsou rovnoměrně rozpočítány mezi odběratele. Ať už to jsou soukromé společnosti nebo státní organizace.

Podobnou spoluprací je možno vytvořit i v rámci širší informační základny o tureckém energetickém trhu. Každá společnost si nyní získává informace samostatně ať už vlastním průzkumem nebo přes své zástupce či naši ekonomickou diplomacii a proexportní organizace. Ověřit si informace z trhu je velmi těžké díky silné jazykové bariéře, která je pro turecký trh typická. Informace v cizím jazyce jsou velmi omezené a pravdivost informací je limitujícím faktorem. V rámci setkávání se na veletrzích a různých prezentacích dochází k přirozenému sdílení znalostí o trhu mezi našimi subjekty. Často se stává, že hlavní výsledek veletrhu není získání nových kontraktů přes zahraniční subjekty, ale právě ve spolupráci s dalšími českými společnostmi.

Sdílením informací docílíme nejenom snížení nákladů na marketingové aktivity a s tím související cenu produktu/projektu, ale také možnosti si ověřit mezi sebou pravdivost informací, které o trhu máme.

Společnosti, které mají zájem stát se členy tohoto sdružení se mohou hlásit e-mailem na adresách kontaktních osob pro energetiku – tady bych docela rád byl uveden. Na konci června tradičně probíhá setkání podnikatelských subjektů s představiteli ekonomické diplomacie a proexportních subjektů. V tomto termínu by měla být zorganizována úvodní rozprava o vzniku tohoto uskupení.

Účelem této studie je usnadnit českým společnostem orientaci na tureckém trhu a vyjádřit tak snahu a vůli státních subjektů, které v Turecku působí, a jejich vůli spolupracovat na rozvoji obchodních vztahů našich společností na tomto perspektivním, nicméně náročném trhu, ať už to je zahraniční síť Ministerstva průmyslu a obchodu/CzechTrade, ekonomický úsek Velvyslanectví ČR v Ankaře nebo Generálního konzulátu v Istanbulu.

Turecké příležitosti – výstavba paroplynového cyklu Egemer

Společnost ČEZ se rozhodla vstoupit na turecký trh v roce 2008 a společně se svým místním partnerem, společností Akkök, zde začala rozvíjet řadu aktivit. Prostřednictvím společného podniku Akenerji a další dceřiné společnosti zde ČEZ provozuje tři paroplynové, jednu větrnou a osm vodních elektráren o celkovém výkonu téměř 740 MW. Dále se ČEZ v Turecku podílí na distribuci a prodeji elektřiny. Zahraniční akvizici ČEZu řídí divize Distribuce a zahraničí. Tým zastávající klíčové manažerské pozice v Akenerji řídí Vratislav Domalíp, country manager ČEZu v Turecku.

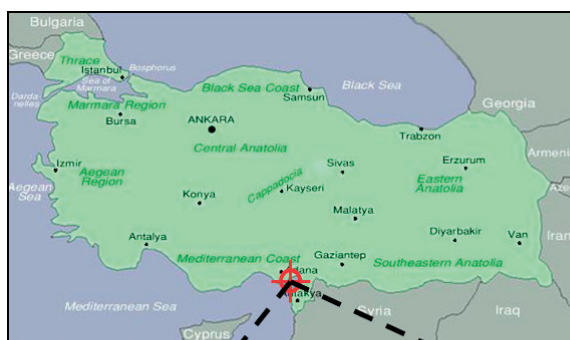
Největším investičním projektem společnosti ČEZ v Turecku je momentálně paroplynový cyklus o výkonu 872 MW, v provincii Hatay na jihovýchodě Turecka, asi 800 m od zálivu Iskenderun ve Středomoří. Jedná se o moderní elektrárnu s projektovanou účinností dosahující 57,86 % net a životností minimálně třicet let. Realizace projektu byla zahájena v roce 2009 po akvizici projektu společností Akenerji od lokálního developera, v březnu tohoto roku byl také ustanoven společný česko-turecký projektový tým. Ten po několika-měsíční intenzivní přípravě studie proveditelnosti za technické podpory ze strany owner's engineer předložil začátkem roku 2010 vedení Akenerji dokumentaci ke schválení investičního záměru. Díky výborné spolupráci českých i tureckých manažerů a inženýrů se podařilo rychle provést veškeré schvalovací procesy v obou společnostech vlastníků Akenerji a připravit podklady pro financování projektu, které zajišťuje konsorcium tureckých bank.

V tendru na dodavatele paroplynového cyklu formou EPC, tedy takzvaně kompletní projektové přípravy a výstavby na klíč, zvítězila nabídka konsorcia GE-GAMMA. V prosinci 2010 tak byl uzavřen EPC kontrakt a současně byly zahájeny průzkumné přípravné zemní práce na navýšení a zpevnění podloží budoucích hlavních objektů elektrárny. Samotná výstavba



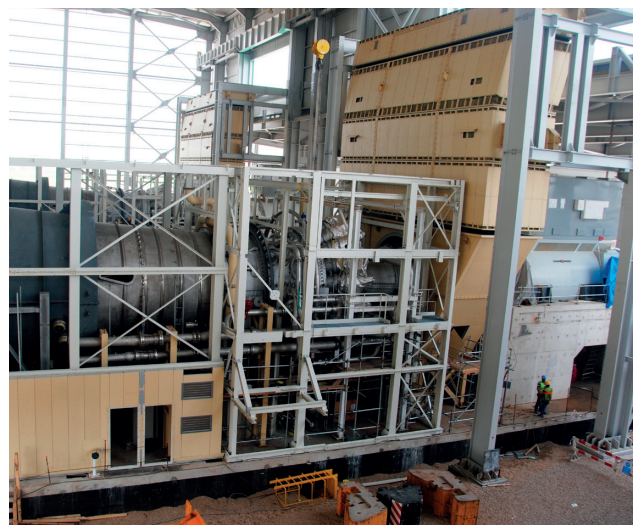
a spuštění plné účinnosti EPC kontraktu byla zahájena v listopadu 2011. Nad rámec kontraktu byly také s příslušnými tureckými institucemi vyjednány dvě zásadní investice do infrastruktury - výstavba plynové přípojky v délce 15 km se společností BOTAS a výstavba dvou linek vedení 380 kV v celkové délce 28 km s provozovatelem přenosové sítě TEIAS.

Společnost Egemer, zřízená za účelem realizace projektu, pak zahájila pod vedením pana Serhana Gencera rozsáhlou investiční činnost, jejíž celkové náklady se blíží 900 mil. USD. Projektový tým výstavby paroplynového cyklu vede pan Karel Duba z divize investice ČEZ. Za výstavbu související infrastruktury a veškeré povolovací procesy zodpovídá Nil Kalagoglu z Akenerji. Právě tyto společné projektové týmy, jež jsou organizovány na principu oboustranného zastoupení na klíčových pozicích, se velmi dobře osvědčily. Spolupracují vždy například projektový manažer z Akenerji a jeho zástupce ze skupiny ČEZ, nebo obráceně, podle charakteru procesů, které řídí. Každý člen týmů navíc plní s přihlédnutím ke své odbornosti několik funkcí, což vede k optimálnímu využití lidských zdrojů. Základními předpoklady jsou ovšem kvality lidí a jejich schopnost komunikovat a vnímat pozitivně vzájemnou odlišnost obou kultur. Zpočátku rozdílné procesy řízení investic dospěly, po překonání počátečních komplikací a odlišných přístupů, k vytvoření dobře fungujícího systému řízení a reportování aktivit, který odpovídá jak potřebám velké Skupiny ČEZ, tak i menší a dynamické Akenerji, jež má na 360 zaměstnanců. Právě vzájemné respektování různých postupů v řízení investičních procesů bylo důležitým předpokladem úspěšné spolupráce, jež byla sladěna již během iniciační fáze projektu Egemer. Stejná forma kooperace se uplatňuje i v týmu,



kteří rozvíjí další projekt společnosti Akenerji, výstavbu velké vodní elektrárny Kemah ve východním Turecku.

Nový paroplynový zdroj byl od počátku orientován na zajištění výroby převážně v provozním režimu base load a částečně semi peak, což vedlo k preferenci multi-shaft uspořádání elektrárny. V rámci technických studií byla věnována zvýšená pozornost problematice zakládání hlavních stavebních objektů, seismické odolnosti a výběru optimálního systému chlazení. Projekt se v současnosti nachází v polovině své realizační fáze. V roce 2012 byly úspěšně dokončeny práce na zpevnění podloží a navyšování staveniště na výšku 5 m n. m. Realizačnímu týmu na straně EPC dodavatele a investora se podařilo v krátkém čase zabudovat téměř 9 000 sypaných pilot do hloubky zhruba 20 metrů a přibližně 1 000 betonových pilot dosahujících hloubky přibližně 35 metrů. V únoru 2013 byly dokončeny a převzaty linky 380 kV pro vyvedení výkonu. Plynová přípojka je z poloviny hotova a její výstavba dále pokračuje. Poměrně technicky náročná je výstavba chladicího systému elektrárny. Mořská voda je přiváděna do chladicího systému potrubním přivaděčem o celkové délce 2 300 m. Potrubí z HDPE o průměru 1 000 mm je v délce 1 400 m ukládáno do nesoudržných zemin pobřežní zóny, případně přímo na písčité mořské dno. Tyto obtížné podmínky prověřily schopnost EPC dodavatele řešit během výstavby technické i orga-



nizační problémy. Počáteční mírný skluz a potíže při optimalizaci pracovních postupů a technologií byly překonány a výstavba pokračuje tak, aby neohrozila celkový harmonogram výstavby a uvedení elektrárny do provozu.

Většina hlavních komponent jako plynové turbíny (GE), generátory (GE), parní turbína (Doosan Škoda Power), kotle (Doosan) či ocelové konstrukce jsou již na staveništi nebo na cestě. Ve strojovně jsou instalovány plynové turbíny a jsou finalizovány betonáže stolice parní turbíny. Dokončeny jsou i instalace modulů obou kotlů, stejně tak jako významné části ocelových konstrukcí a opláštění strojovny. Probíhá výstavba dalších objektů elektrárny. Ke svému závěru se blíží i výstavba rozvodny. Projekt v krátké době vejde do kritické části realizace, kdy těžištěm prací bude koordinovaná montáž. Příští měsíce ukáží připravenost realizačního týmu a zkušenost EPC dodavatele zejména v koordinaci a řízení montážních prací a potvrdí, zda si projekt právem drží aktuální hodnocení „on time - on budget“.

Projekt Egemer představuje dynamický a úspěšný investiční proces výstavby nové elektrárny v zahraničí realizovaný navíc v korporátním česko-tureckém prostředí. Za klíčové v něm považujeme právě využití synergie dvou různých a kulturně odlišných subjektů působících v energetickém sektoru.





Zatímco ČEZ poskytuje projektu silné finanční a technické zá-
zemí, turecký partner je nenahraditelný pro své know-how
v oblasti povolená a licenčního řízení. Na tomto projektu
se tedy podařilo skloubit jak turecký drive po rychlé realizaci,
tak i konzervativnější přístup českých manažerů a inženýrů
k technické přípravě a řízení investičních rizik.

Turecká energetika je obecně z evropské perspektivy veli-
ce zajímavým trhem pro podnikání. Rostoucí poptávka po
elektrické energii a její, z pohledu investora, příznivá cena,



stejně jako aktivní politika turecké vlády, vytváří prostředí, ve
kterém mohou být investice do výstavby nových zdrojů reali-
zovány velice pružně a s výhledem přiměřené návratnosti
vynaložených prostředků. To vše je podpořeno skutečností,
že v Turecku existuje portfolio energetických projektů v růz-
né fázi rozpracovanosti, které mohou být dostatečně silným
investorem dotaženy až do realizační fáze, jako právě v pří-
padě paroplynové elektrárny Egemer.

Turecký energetický trh se však nachází ve fázi dynamické-
ho vývoje a celá řada procesů ještě není dokončena. Zmiňme
například probíhající liberalizaci energetického trhu, nepřeh-
ledný proces privatizace některých státních majetků či chy-
bějící popřípadě rychle se měnící legislativu. Tyto faktory mo-
hou být vnímány jako rizikové a mohou třeba i omezit přístup
k projektovému financování ze strany mezinárodních bank,
avšak nejsou zásadní překážkou pro aktivity tureckých a svě-
tových investorů.

**Václav Báča, ČEZ a. s.,
Fotografie: Vladimír Malina**

*Autor článku působil v letech 2009–2010 na pozici deputy
project manager projektu Egemer a v současnosti odpovídá
za investiční výstavbu klasických elektráren skupiny ČEZ
v zahraničí.*

Turecko – země plná náročných výzev pro český průmysl

Společnost ŠKODA PRAHA existuje 60 let a tradičně se zaměřuje na výstavbu a rekonstrukci energetických celků, zejména klasických a jaderných elektráren, tepláren, paroplýnových celků a v poslední době též obnovitelných zdrojů. Svá energetická díla dodala ŠKODA PRAHA do 25 zemí světa, v celkovém výkonovém úhrnu 40 tis. MW.

NAŠE ZKUŠENOSTI

ŠKODA PRAHA na tureckém trhu působí již od osmdesátých let minulého století. Turecko je jedním z našich strategických teritorií a vedeme zde jednání o našich dodávkách, ať již celých energetických bloků, nebo našich služeb s výstavbou souvisejících, tj. především služeb projekčních, projektových a řídicích a konzultantských při výstavbě či rekonstrukci elektráren.

Na tureckém trhu je ŠKODA PRAHA etablovaná především díky dvěma realizovaným projektům. Pro elektrárnu Afsin-Elbistan B, 4x 360 MW, jsme dodávali elektrickou část kotly a elektrické zařízení pro nízkonapěťové rozvodny kotle v letech 1999–2011. Na elektrárnu Soma, 6x 165 MW, kde jsme působili jako generální dodavatel technologické části elektrárny v letech 1983–1992, jsme dodali všech šest uhelných bloků. Obě elektrárny jsou jedny z největších tureckých uhelných elektráren.

Projekt Soma byl budován ve třech etapách (v každé etapě dva bloky) ve spolupráci se širokou paletou českých a slovenských dodavatelů. ŠKODA PRAHA měla v projektu nastaveny velmi dobré pracovní vztahy s tureckou stranou, a to jak s investorem a provozovatelem, tak s naším konsorciálním partnerem, společností GAMA.

GAMA je v současné době jedním s největších hráčů v oblasti výstavby energetických celků v Turecku a elektrárna Soma byla prakticky jejím prvním větším projektem. Faktem je, že elektrárna Soma je nyní v posledním stádiu své životnosti, na které se negativně podepsalo její provozování na zcela nedostačující úrovni údržby a servisu, ve kterém jsme bohužel již neměli možnost působit. Pravděpodobně i z tohoto důvodu elektrárna stále ještě odolává privatizaci, kterou v posledních letech prošla většina elektráren vlastněných státní energetickou utilitou EUAS. Podle dostupných informací je Soma obsažena v poslední vlně privatizace, která se dá očekávat během tohoto roku.

SOUČASNÝ STAV TRHU

Turecko je již několik dekád rapidně rostoucí zemí a její hrubý domácí produkt roste průměrně o 5 % ročně od roku 1983. Zároveň v důsledku ekonomického rozvoje a výstavby prudce roste i poptávka po energii. Turecká ekonomika je silně ovlivněna touto poptávkou na jedné straně a svou nízkou soběstačností v primárních energetických zdrojích na straně druhé. Během posledních dvaceti let poptávka po elektrické energii stabilně roste a do roku 2020 se odhaduje růst o 150 % oproti současnému stavu. Roční spotřeba elektřiny na hlavu byla





v roce 2009 2 700 kWh, což je hluboce pod průměrem EU (6 500 kWh/rok). Růst spotřeby energie se předpokládá minimálně na příštích 15 let.

Zásadní problém turecké energetiky i celé státní ekonomiky je závislost na dovozu. Spotřeba plynu v posledních letech výrazně roste, podíl plynu v energetice vzrostl od roku 1970 do roku 2008 z nuly na 32 %. Předpokládá se, že spotřeba plynu bude nadále růst, přičemž největšími spotřebiteli budou plynové elektrárny a průmysl. Celková místní produkce plynu tvoří pouze 6,7 % spotřeby, zbytek (93,3 %) je importován, hlavně z Ruska, Alžíru, Iránu a Nigérie. Hlavním palivem je v turecké energetice uhlí, následované ropou a plynem.

ŠKODA PRAHA aktuálně v Turecku jedná s několika investory o projektech, ve kterých její know-how, zkušenosti a dobré jméno přináší zásadní přidanou hodnotu. Typickými cílovými projekty jsou paroplynové a uhelné elektrárny jak na lignit, tak i na místní či dovozové černé uhlí.

V oblasti plynové energetiky se Turecko v současné době nachází na konci investičního a konstrukčního boomu, což je způsobeno hlavně tím, že kapacita plynovodů je již prakticky vyčerpána. V předchozích dvou zimách již několikrát došlo k situaci, kdy požadovaná spotřeba překročila dodávkovou kapacitu, a několik plynových elektráren muselo být odstaveno, protože priorita v zimních měsících leží v dodávce tepla. Tento fakt je varovným signálem pro investory, kteří se oprávněně obávají o budoucnost svých investic. Situaci také příliš neprospívá nízká výkupní cena elektrické energie a zároveň vysoká cena plynu, což návratnost investic také neúměrně prodlužuje. Přesto se v současné době intenzivně pracuje na posílení kapacity plynovodů a v zemi se také budují tři nové terminály v oblasti Marmarského moře na zkapalněný plyn. Velký prostor v této oblasti představují špičkové elektrárny, protože Turecko ve snaze o harmonizaci s EU přistoupilo k podpoře obnovitelných zdrojů, jejichž dotované nestabilní dodávky bude nutné kompenzovat klasickou energetikou. Na paroplynových projektech ŠKODA PRAHA využívá svých zkušeností z výstavby největší české paroplynové elektrárny, Počerady 840 MW, ale také z dodávek technologických celků na projektech El Kureimat II, New Talkha a Kafr El Dawar v Egyptě. Díky těmto projektům můžeme tureckým investorům nabídnout širokou paletu služeb od kompletní EPC dodávky či dodávek funkčních

technologických celků (BOP) až po inženýrské služby (EPCM, AE, DE, OE). Máme také bohaté zkušenosti se spoluprací s klíčovými světovými hráči v oblasti plynové energetiky.

Uhelná energetika v Turecku představuje pro investory budovu elektrárny spalující relativně kvalitní, ale také drahé dovozové černé uhlí, anebo využití uhlí místního, převážně velmi nekvalitního lignitu s vysokým podílem vlhkosti. V současné době převažuje počet investorů připravujících projekty na dovozové uhlí, které umožňuje použití nejmodernějších nadkritických kotlů a vysokou efektivitu. Tyto projekty jsou pro investory zajímavé díky relativně nízké a stabilní ceně a dostupnosti dovozového uhlí, ale také větší volnosti v možnostech jejich umístění. Tyto projekty jsou také často zajímavé pro společnosti, které již vlastní přístav nebo provozují jiné průmyslové aktivity na pobřeží.

V Turecku jsou však také oblasti s kvalitním černým uhlím, nacházející se většinou na severu země na pobřeží Černého moře. Stavba elektráren v této oblasti je však silně ovlivněna „NIMBY“ („Not In My Back Yard“ – „Ne na mém dvorku“) efektem od místních obyvatel a také tlakem ekologických organizací. Schvalovací proces je zde velice problematický a zdoluhavý.

Pro tento typ elektráren představuje naši klíčovou referenci projekt nového bloku s nadkritickými parametry páry v Elektrárně Ledvice o výkonu 660 MW, představující nejmodernější uhelnou elektrárnu v České republice. Podobně jako v případě paroplynových projektů jsme díky bohatým zkušenostem s obtížnou realizací připraveni zákazníkům nabídnout řešení pro všechny fáze projektu od jeho přípravy po najždění.

Místní hnědé uhlí a lignit jsou páteří turecké klasické energetiky a jako palivo je využívají všechny starší elektrárny (Soma, Afsin-Elbistan, Yatagan/Yenikoy, Orhaneli, Seyitomer). Pro nové projekty jsou k dispozici prakticky výhradně zásoby velmi nekvalitního lignitu, který má vysoký podíl vlhkosti a nespalitelných částí. Spalování tohoto paliva je velice komplikované a typy projektů limituje prakticky výhradně na menší jednotky s kotlem spalujícím ve fluidní vrstvě. Z hlediska financování jsou projekty založené na místních zdrojích nejzajímavější, protože nabízejí nejvyšší stabilitu cen a hlavně zajištěnou dostupnost paliva.

Ve spolupráci se společnostmi, které vlastní dostatečně robustní a efektivní technologii pro spalování tohoto lignitu, je ŠKODA PRAHA připravena zajistit všechny klíčové části projektu ve všech jeho fázích.

Turecká energetika je velice komplexní trh s velkým množstvím externích i interních vlivů, mezi kterými je ale zásadní tlak na stavbu nových energetických zdrojů. Nabízí tak náročnou výzvu, ale také neopomenutelnou příležitost pro náš průmysl. ŠKODA PRAHA je v tomto ohledu vysoce aktivní a její připravované projekty budou, v případě úspěchu, znamenat velkou příležitost též pro spolupracující síť českých a slovenských dodavatelů.

*Ing. Miloš Mostecký,
obchodní ředitel,
ŠKODA PRAHA a.s.*

„V Turecku se musí neustále smlouvat. Ale často k oboustranné spokojenosti,“

říká Martin Pecina, generální ředitel Vítkovice Power Engineering, a. s., a již v brzké době nový honorární konzul Turecké republiky v Česku.

V jaké fázi je nyní Vaše jmenování do funkce honorárního konzula Turecka v Česku?

Jmenování bylo odsouhlaseno českým Ministerstvem zahraničních věcí a momentálně je to na schválení turecké vlády. Jak dlouho tento proces bude trvat, nevím. Ale podle mých informací by mělo jít spíše o týdny než měsíce.

Co je vlastně hlavní náplní práce honorárního konzula?

Honorární konzul Turecka v Česku je (obvykle) český občan, mající kladný vztah k Turecku s dobrými obchodními vztahy s tureckými partnery a s potenciálem pomoci tureckým občanům, kteří se dostanou do nesnáží v ČR. Očekává se od něj pomoc při rozvoji obchodních vztahů mezi oběma zeměmi, zejména pomoc při navázání obchodních kontaktů tureckých firem na daném území. V mém případě na Ostravsku. Funkce je čestná a neplacená. Očekává se, že funkce bude využita k podnikání. Firma honorárního konzula má dokonce jisté výhody, například může využívat výhod diplomatické pošty a má i některé jiné výhody.



VÍDEŇSKÁ ÚMLUVA O DIPLOMATICKÝCH STYČÍCH (článek 27)

Úřední korespondence mise je nedotknutelná. Pod úřední korespondencí se rozumí veškerá korespondence mající vztah k misi a jejím funkcím. Diplomatičká pošta nesmí být otevřena ani zadržena. Zásilky představující diplomatickou poštu musí být opatřeny zřetelným vnějším označením, že jde o diplomatickou poštu a mohou obsahovat pouze diplomatické písemnosti nebo předměty určené k úřednímu použití. Diplomatičký kurýr, který bude vybaven úředním dokumentem označujícím jeho postavení a počet zásilek představujících diplomatickou poštu, bude chráněn přijímajícím státem při výkonu svých funkcí. Požívá osobní nedotknutelnosti a nesmí být žádným způsobem zatčen ani zadržán. Vysílající stát nebo mise mohou určovat diplomatické kurýry ad hoc. Diplomatičká pošta může být svěřena kapitánu civilního letadla přistávajícího na dovoleném vstupním letišti. Kapitán bude vybaven úředním dokumentem označujícím počet zásilek představujících diplomatickou poštu, avšak nebude považován za diplomatického kurýra. Mise může poslat jednoho ze svých členů, aby převzal přímo a volně diplomatickou poštu od kapitána letadla.

A naopak, náš konzul v Turecku?

Konzul České republiky v Turecku je diplomat, zaměstnanec českého státu. Podnikat pochopitelně nesmí.

Podle příručky... „Stát zřizuje honorární konzuláty ve státech nebo územích, kde nemá dostatečné vlastní diplomatické zastoupení.“ Turecko v Česku nemělo silné diplomatické zastoupení?

Kde budou zřízeny honorární konzuláty, je na rozhodnutí příslušného státu a to po souhlasu státu hostitelského. Dnešní velvyslanec Turecka v ČR je sice velmi aktivní, ale chce dále zintenzivnit obchodní výměnu mezi státy. Proto hodlá zřídit několik honorárních konzulátů, mimo Ostravu například i v Brně.

Co podle Vás stojí za tak významným ekonomickým růstem této země?

Za rozvojem Turecka stojí to, že má vládu, která se o rozvoj země stará. Asi jako v Česku za vlády Miloše Zemana. Náplní práce podle mých představ je kontaktovat turecké firmy a snažit se jim pomoci dostat se s výrobky na český trh. V mém případě to budou pochopitelně zejména firmy strojírenské.

Úspěch v Turecku podmiňují i vazby na různé „rodinné klany“.

V Turecku bývají vlastníky velkých firem jednotlivci. Řídí je potom ve spolupráci se svými rodinnými příslušníky. Nevidím

v tom žádný rozdíl oproti České republice. Několik takových vlastníků znám a jsou to obvykle velice příjemné lidi.

Myslíte si, že by se čeští subdodavatelé měli spíše zaměřit na to, dostat se na trh samostatně nebo jako součást nějakého konsorcia?

To jsem nikdy nezkoumal. Snažím se, aby Vítkovice na tureckém trhu uspěly samostatně, a myslím, že se nám dílo daří. Jak jsou nebo nejsou úspěšné ostatní firmy, popravdě nedovedu posoudit.

Jak konzul spolupracuje např. s Czech Trade nebo jinými organizacemi?

Spolupráce s CzechTrade pro mne významná asi nebude, protože oni dělají v Turecku to, co já mám dělat pro Turky v Česku. Takže se asi budeme míjet. Naopak spolupráci s tureckými institucemi očekávám poměrně úzkou. Na ambasádu se jistě obrazení turecké firmy s žádostmi o kontakty a já bych měl být ten, který bude na získávání kontaktů spolupracovat.

Chápete tuto pozici i jako obchodní záležitost nejen pro Česko, ale i pro svou „mateřskou firmu“?

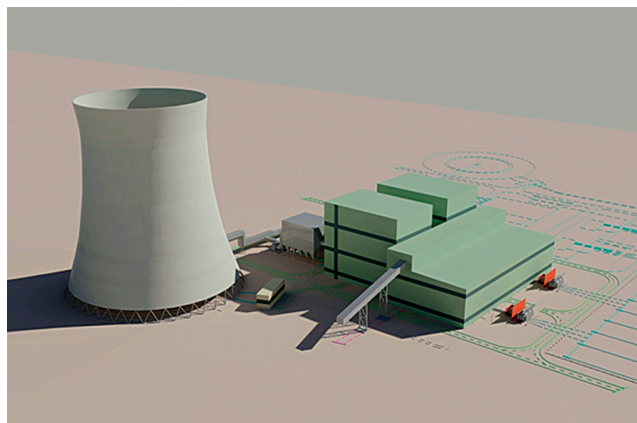
Tuto pozici určitě chápu jako obchodní jak pro Vítkovice tak i pro sebe. Česko může profitovat z rozšíření konkurence na našem trhu.

Vítkovice jsou v Turecku určitě dobře zapsány.

Ano. Stavba elektrárny Yunus Emre 2 × 145 MW je bezpochyby největším českým exportním projektem posledních let. Projekt postupuje dobře, byť problémy u akce za mnoho miliard nastávají vždy. Jsem si jist, že projekt dopadne ekonomicky, technicky i časově pro Vítkovice i pro investora dobře a elektrárna začne dodávat elektřinu v průběhu roku 2014. Úspěch této akce bude odrazovým můstkem k dalším podobným projektům, kterých se v Turecku rýsuje několik

V čem spatřujete největší specifikum tureckého trhu?

Turecký trh je velmi odlišný od našeho. Největší specifikum, na které v naší civilizaci nejsme zvyklí, je neustálé smlouvání. To platí nejen na trhu ale i při kontraktech typu dodávky elek-



Model elektrárny v turecké Adularii

Ing. Martin Pecina, MBA (9. 7. 1968)

Je absolventem Strojní fakulty VŠB-TU Ostrava. Později si vzdělání rozšířil na Masarykově stavu vyšších studií a Sheffield Business School. Po roce 1990 pracoval jako programátor. V letech 1992 až 1996 zastával post obchodního ředitele firmy Proxima. Od roku 1996 byl zaměstnán v Hutním projektu Frýdek Místek a.s., v roce 1999 se stal generálním ředitelem. V letech 2003 až 2005 působil ve funkci náměstka ministra průmyslu a obchodu pro oblast nerostných surovin, energetiky a hutnictví. Od roku 2005 byl předseda Úřadu pro ochranu hospodářské soutěže. Působil ve statutárních orgánech řady firem, včetně společnosti ČEZ, a.s. V květnu 2009 byl jmenován ministrem vnitra ve vládě Jana Fischera. V roce 2010 byl za ČSSD zvolen poslancem Parlamentu ČR, po neshodách s novým vedením strany v březnu 2011 rezignoval. Od roku 2010 je opět členem statutárních orgánů několika společností, od roku 2011 je místopředsedou představenstva a generálním ředitelem Vítkovice NP a.s. a Vítkovice Power Engineering a.s. Kvůli nesouhlasu s prezidentským kandidátem Jiřím Dientsiberem vystoupil na začátku roku 2013 z ČSSD.

trárny. Dlouhá jednání, která my považujeme mnohdy za únavná a zbytečná jsou v Turecku pevnou součástí kultury a je potřeba je akceptovat. Na druhou stranu jde však i o největší výhodu spolupráce. Většinu problémů, které u každé akce vznikají lze nakonec vyjednat k oboustranné spokojenosti. Prostě když má člověk trpělivost a chce se dohodnout, nakonec se dohodne.

Říká se, že pokud chcete získat zakázku v Turecku, musíte zaměstnat určité množství místních?

Podle místních pravidel máte mít na jednoho českého zaměstnance pět tureckých. Existují ale výjimky. Navíc lze situaci vyřešit tím, že najmete turecké firmy například na stavební práce a na montáže. Tito zaměstnanci se pak započítávají do celkové kvóty.

Co byste doporučil firmám ve směru financování tureckých projektů...

Vstup na turecký trh jednoduchý není. I my, investor, který se na teritoriu pochybuje již delší dobu, občas potřebujeme využít služeb konzultačních firem. Většinou volíme velké mezinárodní firmy. Radí nám ve věcech daní, cel, pracovních povolení a podobně. Jejich využívání určitě doporučuji. Pro první kontakt bych se na ně ale určitě nespolehal. To si musí každý odpracovat sám. Trvá to dlouho a je to drahé, ale určitě to stojí za to!

(čes)

NOEN – jedinečné české mozky i ruce

Unikátní, jediná ve svém oboru. Jen jedna česká firma dokáže vymyslet, navrhnout a nakreslit plány mamutího stroje vysokého bezmála jako Petřínská rozhledna a širokého jako dvě fotbalová hřiště. Tou je akciová společnost NOEN. Díky schopnostem svých lidí se řadí mezi šest takových na celém světě a je připraven nabídnout české know-how na turecký trh.

Historie společnosti NOEN se datuje od roku 1997. Hlavní náplní po jejím založení bylo ekonomické a organizační poradenství, obchodní zastupování strojírenských firem v zahraničí, dále pak práce na rozvoji energetických projektů a také finanční studie pro strojírenské společnosti. „Výrazné změny v našich podnikatelských aktivitách nastaly v roce 2003, kdy jsme náš byznys rozšířili o další čtyři obory, které se zaměřovaly především do oblastí projektování, výroby a konstrukce strojních a elektrických zařízení,“ říká zakladatel společnosti NOEN a dnes její předseda představenstva Jaroslav Veverka. „Rok na to se nám podařilo stabilizovat pozici společnosti NOEN na trhu. Zajistili jsme potřebný počet zakázek, doplnili vybavení firmy dalším potřebným softwarem i hardwarem a postarali se o dostatečné cash flow v průběhu celého roku.“

A následoval další rozvoj profesního pole působnosti. Jednalo se o provádění expertních činností a poradenství v oborech technologií povrchové těžby při zahraničních akvizicích společnosti ČEZ. Druhou oblastí byla inženýrsko-dodavatelská činnost při obnově a stavbě nových energetických zdrojů v České republice. Společnost NOEN se stala důležitým partnerem mnohých významných hráčů na trhu – Severočeských dolů, Mostecké uhelné společnosti, Sokolovské uhelné nebo Prodeca.

Dnes společnost NOEN zaměstnává tým devadesáti špičkových projektantů a konstruktérů s dlouholetou praxí, kteří veškeré projekční a konstrukční práce provádějí na nejmodernější počítačové technice. Hlavní činností firmy je v současné době projektování a inženýring strojů a zařízení pro povrchové dobývání i skladování nerostů. Na domácím trhu jsou to studie a projekty nových kolesových rýpadel, rekonstrukce a modernizace pasových dopravníků a strojů pro skládkové hospodářství. Co se týká zahraničí, tak je to projektová dokumentace včetně výpočtů, dílenských výkresů jak dílčích uzlů strojů z uvedeného oboru, tak i kompletních strojů.

A právě mamutí kolesové rýpadlo s označením KK1300, stroj pro těžbu v povrchových hnědouhelných dolech, vyneslo společnosti NOEN oprávněnou unikátnost. Rýpadlo se začalo rodit na začátku roku 2006, kdy společnost NOEN zpracovala první studii. Následovalo vítězství ve výběrovém řízení vyhlášeném investorem projektu – Severočeskými doly – a pak se již začala připravovat projektová dokumentace, která sloužila jako podklad ke kompletní technické dokumentaci. V červnu roku 2011 mohla veřejnost prostřednictvím televizních kamer a reportáží nejrůznějších médií vidět výsledek pětileté činnosti projektantů a inženýrů společnosti NOEN. Rýpadlo KK1300, podobné tohoto druhu bylo v České republice naposledy uvedeno do provozu před téměř pětadvaceti lety, je vysoké 53 metrů, dlouhé 180 metrů a průměr kola, na kterém jsou korečky nabírající zeminu, je úctyhodných 13 metrů. To je zhruba výška čtyřpatrového domu. A každý z ko-



leček na kolese má objem 1 300 litrů, což znamená, že se do něj vejde obsah šestadvaceti padesátilitrových sudů piva. Stroj má ale ještě jenu neopomenutelnou přednost – krásně vypadá. Jeho barevná podoba totiž vznikala spoluprací s předními českými designéry, konkrétně se studiem Olgoj Chorchoj a na nabarvení rýpadla se spotřebovalo téměř neskutečných 30 tun barev. Jedinečnost rýpadla KK1300 potvrdil i fakt, že jej pokřtil a poprvé uvedl do provozu přímo prezident České republiky Václav Klaus.

Mezi další významné projekty společnosti NOEN patří jistě i výstavba trasy, kudy se bude v budoucnu přivádět do zmodernizované elektrárny v severočeských Ledvicích uhlí. Obdobné projekty má společnost NOEN na starost také v elektrárnách Pruněrov II a Tušimice. Dálková pásová doprava 1600 na jižních svazích na Dolech Bílina patří v současné době mezi nejvýznamnější zakázky posledních dvou let.

Expertí společnosti NOEN se každoročně účastní i mnoha veletrhů a konferencí po celém světě, kde se dozvídají o nejnovějších metodách a technikách ve svých oborech a tak si rozšiřují své odborné znalosti. Jsou to ale také oni, kteří zprostředkovávají stále nové metody a technologie, jež postupně vytvářejí, a právě na konferencích po celém světě s nimi seznamují účastníky těchto setkání. A v posledních letech také studenty Českého vysokého učení technického, se kterým společnost NOEN aktivně spolupracuje, neboť jsme se v roce 2011 stali generálními partnery této prestižní vysoké školy.

NOEN se aktivně pohybuje na tureckém trhu prostřednictvím účasti na plánovaných výjezdech na konference a veletrhy a také prostřednictvím svého zástupce, který působí v Ankaře. Jeho hlavním úkolem je průzkum a analýza tureckého trhu a obchodních příležitostí. I historicky je pro zaměstnance Turecko velmi významné, jelikož naši zaměstnanci strávili při realizacích energetických projektů na tomto trhu mnoho let a nasbírali mnoho zkušeností.