

**Zpráva o očekávané rovnováze
mezi nabídkou a poptávkou
elektriny a plynu
Expected Electricity
and Gas Balance Report**

2012

OTE 

**Elektroenergetika a plynárenství
si vzhledem ke své vzájemné
provázanosti vynucují společné
řešení výhledu dlouhodobé
rovnováhy mezi nabídkou
a poptávkou.**

The interconnection of the power
and gas industries requires finding
a joint solution to the supply and
demand balance in the long run.

Obsah

Contents

2	Použité zkratky	Abbreviations
3	Úvod	Introduction
5	Východiska dlouhodobé rovnováhy a vztah mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu	Bases of long term balances and the relationship between supply and demand of electricity and gas
5	Vztah elektroenergetiky a plynárenství	Relationship between electricity industry and gas industry
6	Evropský kontext zásobování elektřinou	European context of electricity supply
8	Evropský kontext zásobování zemním plynem	European context of gas supply
12	Elektroenergetika	Electricity industry
12	Trh s elektřinou	Electricity market
15	Poptávka po elektřině	Electricity consumption
17	Zdrojová základna a provoz ES ČR	The source base development and operation of the CR power system
28	Zajištění zdrojů primární energie a environmentální aspekty výroby elektřiny a tepla	The Czech Republic power system provision with fuel and environmental aspects of electricity and heat production
39	Provoz a rozvoj elektrických sítí	Operation and development of electrical networks
46	Plynárenství	Gas industry
46	Trh se zemním plynem	Gas market
48	Poptávka po zemním plynu	Gas consumption
50	Zdroje zemního plynu pro ČR	Gas sources for the Czech Republic
55	Provoz plynárenské soustavy	Operation of the Czech Republic gas system
58	Infrastruktura plynárenské soustavy	Gas system infrastructure
64	Shrnutí	Summary

Použité zkratky

Abbreviations

ASEK	aktualizace Státní energetické koncepce	BDS	Border delivery station
CNG	stlačený zemní plyn (v dopravě) (Compressed Natural Gas)	CCGT	Combined cycle gas turbine
CSP	celková spotřeba plynu – zahrnuje sektory VO, SO, MO, DOM a bilanční rozdíl v DS	CCS	Carbon Capture and Storage / Commercial Consumption Sector
ČEZ	energetická společnost – rozhodující výrobce v ČR ve většinovém vlastnictví státu	CEE	Central and East Europe
DS	distribuční soustava – systém vedení 110 kV, vedení vysokého napětí a nízkého napětí	CNG	Compressed natural gas
EEX	energetická burza v Lipsku	CR PS	Power system of the Czech Republic
ENTSO-E	Evropská síť provozovatelů přenosových soustav elektřiny	CS	Compression station
ES ČR	elektrizační soustava České republiky	ČEPS	The Czech Republic Electricity Transmission System Operator
EU ETS	evropský systém obchodování s emisními povolenkami (Emission Trading System)	ČEZ	Energy company in the Czech Republic
FVE	fotovoltaická elektrárna	EEX	Energy Exchange in Leipzig
HPS	hraniční předávací stanice	ENTSO-E	The European Network of Transmission System Operators for Electricity
JE	jaderná elektrárna	ERÚ	Energy Regulatory Office
JEDU	jaderná elektrárna Dukovany	HCS	Household consumption system
JETE	jaderná elektrárna Temelín	CHP	Combined heat and power production
KS	kompresní stanice	MPO	Ministry of Industry and Trade
KVET	kombinovaná výroba elektřiny a tepla	NER300	Financing instrument for the promotion of CCS and CHP
MOO	maloodběr domácností (odběr z úrovně nízkého napětí)	NET4GAS	The Czech Republic Gas Transmission System Operator
MOP	maloodběr podnikatelů (odběr z úrovně nízkého napětí)	NPP	Nuclear power plant
MPO	Ministerstvo průmyslu a obchodu	NREAP	Nation Renewable Energy Action Plan
NAP	Národní akční plán pro energii z obnovitelných zdrojů	NYMEX	New York Mercantile Exchange
NAPP3	Národní alokační plán pro období 2013–2020	OTE	The Czech Republic Electricity and Gas Market Operator
NER 300	název finančního nástroje pro podporu rozvoje technologií CCS a OZE	PST	Phase shifting transformer
NYMEX	komoditní burza v New Yorku (New York Mercantile Exchange)	PZD	Residual steam diagram
OTE, a.s.	společnost vykonávající v České republice funkci operátora trhu	RES	Renewable source
PPC	paroplynový cyklus	SEP	State Energy Policy
PS	přenosová soustava – systém vedení 400 kV a 220 kV a vybraných vedení 110 kV	SGC	South Gas Corridor
PST	transformátor s příčnou regulací (Phase Shifting Transformer)	SOAF	The Scenario Outlook and Adequacy Forecast
PVE	přečerpávací vodní elektrárna	TANAP	Trans-Anatolian Gas Pipeline
PZD	parní zbytkový diagram (diagram pokrývaný systémovými zdroji)	TAP	Trans-Adriatic Gas Pipeline
SGC	jižní plynovodní koridor; území rozvojové infrastruktury definované EU (South Gas Corridor)	TCP	Trans-Caspian Gas Pipeline
SOAF	studie vypracovaná asociací ENTSO-E popisující výhled vývoje výkonové bilance evropských zemí (The Scenario Outlook and Adequacy Forecast)	TS	Transmission system
STORK	česko-polský plynovodní propoj Třanovice–Cieszyn–Skoczow	WCS	Wholesale consumption sector
TANAP	Trans-Anatolský plynovod		
TAP	Trans-Adriatický plynovod		
TCP	Trans-Kaspický plynovod		
TSO	obecně jde o provozovatele přenosových sítí, v některých zemích je více než jeden (Transmission System Operator)		
TZL	tuhé znečišťující látky (popílek, prachové částice)		
VO	velkoodběr (odběry z úrovně vysokého a velmi vysokého napětí)		

Úvod

Introduction

„Zpráva o očekávané rovnováze“¹ poskytuje informace o způsobech zabezpečení rovnováhy mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu. Publikované výsledky, předkládané primárně decizní sféře, vytváří předpoklady pro řešení souvisejících ekonomických a provozních problémů elektroenergetiky a plynárenství ČR ve výhledu do roku 2040². Ve všech hlavních souvislostech jsou zohledněny vzájemné vazby, činnosti, práva a povinnosti orgánů státní správy, zákazníků, obchodníků, výrobců, provozovatelů elektrických a plynárenských sítí a OTE, a.s. Vybrané agregované informace z tohoto dokumentu rovněž slouží celé energetické sféře k základní orientaci v oblasti požadavků a potřeb, souvisejících s rozvojem elektrizační a plynárenské soustavy ČR.

V roce 2012 došlo k řadě změn, které předkládaný dokument respektuje. Zásadním novým dokumentem je aktualizace Státní energetické koncepce. Vláda v listopadu 2012 také schválila Národní akční plán pro energii z obnovitelných zdrojů a připravena je i nová Surovinová politika ČR, která spolu s navazující novelou horního zákona ovlivní podmínky české energetiky. K významným změnám došlo i v energetické legislativě. Byl schválen zákon č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie, zákon č. 201/2012 Sb., o ochraně ovzduší, který respektuje požadavky Směrnice 2010/75/EU, o průmyslových emisích. Byla schválena Směrnice 2012/27/EU, o energetické účinnosti.

V důsledku přetrvávající nižší hospodářské aktivity v ČR, ale prakticky i v celé Evropě, je poptávka po elektřině nižší oproti dřívějším předpokladům, což se odráží i v nižších cenách silové elektřiny na trhu. Nižší ceny mohou omezovat aktivitu investorů či ji orientovat jen na zdroje se zaručeným výnosem, což vytváří riziko pro racionální vývoj elektroenergetiky. Velká část výrobního zařízení i infrastruktury české elektroenergetiky se nachází na hranicích své životnosti, takže je nutno vytvořit dostatečné finanční zdroje pro jejich rozvoj i obnovu. Snaha o posílení energetické soběstačnosti ČR byla v roce 2012 podpořena vypsáním výběrového řízení společností ČEZ, a. s., na dostavbu jaderné elektrárny Temelín, čímž se zvýšila pravděpodobnost zprovoznění tohoto zdroje v reálném časovém horizontu.

Vývojem v elektroenergetice je významně ovlivněno i české plynárenství. Z pohledu rozsahu dodávek zajišťuje plynárenství

The “Expected electricity and gas balance report“¹ provides information about possibilities of securing a balance between electricity and gas supply and demand. Published results, primarily presented in the decision sphere, create essential assumptions for resolving related economic and operational issues of the electricity and gas industry of the Czech Republic on the outlook up to the year 2040². Considered here, in all principle contexts, are mutual relations, activities, rights, and obligations of state administration bodies, customers, traders, producers, electricity and gas network operators, and OTE, a.s. Selected aggregated information from this document serves to the whole energy sector for basic orientation in requirements and needs related to the development of the power and gas system in the Czech Republic.

In course of 2012, number of changes appeared which are respected by the submitted document. The State Energy Policy (SEP) is an essential new document. In November 2012 the Government also approved the National Renewable Energy Action Plan. New Raw Material Policy of the Czech Republic which shall, together with the related amendment of the Mining Act, affect conditions in Czech energy industry is prepared. Significant changes appeared in legislation. The Act No. 165/2012 Coll., on supported sources of electricity, and the Act No. 201/2012 Coll., on the climate protection, which respects requirements of the Directive 2010/75/EU were approved. The Directive on energy efficiency 2012/27/EU was approved.

As a consequence of the persisting lower economic activity, there is lower demand for electricity compared to previous presumptions which reflects in lower prices of electricity on Central European market. Lower prices can restrict investors' activities or direct them to sources with guaranteed yield, which poses a hazard for rational development of the electricity sector. Large part of production facilities and infrastructure of Czech electricity sector reaches the limits of their lifespan, which is why it is necessary to establish sufficient financial sources not only for the development but also for revitalization of current facilities. The effort to strengthen energy self-reliance of the Czech Republic was supported by the announcement of tender issued by ČEZ, a.s., in order to complete NPP Temelín, which increases the probability of commissioning of this important source in a realistic time horizon.

1 Tento dokument je stručným výtahem ze zprávy zpracované na základě požadavku § 20a, odst. 4, písm. f) zákona č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon), v platném znění a odevzdané ERU, MPO, ČEPS a NET4GAS počátkem roku 2013.

2 Základem pro zpracování byl průzkum vedený u účastníků trhu v průběhu roku 2012. Prezentované informace odpovídají záměrům známým k tomuto období.

1 This document is a brief excerpt from the report produced on the basis of request § 20a, paragraph 4, letter f), of Act no. 458/2000 Coll., on business conditions and on execution of state administration in energy sectors and on the revision of certain acts (Energy Act) as currently valid and provided to ERU, MPO, ČEPS and NET4GAS at the beginning of 2013.

2 The basis for its processing was market participants survey processed during 2012. Published information corresponds to purposes known in this period.

Úvod Introduction

větší objem energie než elektroenergetika, v podmínkách České republiky přitom na rozdíl od elektrifikace není plynofikace zcela plošná. Plynárenství zajišťuje dodávky způsobem, který je obecně považován za ekologicky příznivý. Tyto výhody mají protiklad v ceně zemního plynu, která je oproti pevným palivům vyšší. Dalším faktorem je pak dostupnost. Na rozdíl od uhlí, které stále zůstává významnou tuzemskou surovinou, je zemní plyn téměř výhradně zajišťován dovozem, což vystavuje tento sektor rizikům v oblasti energetické bezpečnosti. Tato rizika lze pouze omezovat, ale nelze se jim vyhnout.

Výsledky analýz v oblasti plynárenství nově zahrnují předpoklad nutnosti náhrady docházejícího tříděného hnědého uhlí a jeho částečné náhrady právě zemním plynem. Krom jiného jsou nově uvedeny výsledky analýz a predikcí spotřeby zemního plynu v dopravě ve formě CNG. Jsou navrženy nové rozvojové varianty výrobní základny elektrizační soustavy, které přinášejí aktualizovaný pohled na volbu výrobního mixu, a tím i nový pohled na výši spotřeby zemního plynu.

Významné změny lze v plynárenství očekávat i z mezinárodního pohledu. Perspektiva životnosti ruských ložisek zemního plynu je mnohem větší než u severomořských ložisek. Současně přicházejí v potaz alternativní přepravní trasy, které obcházejí potenciálně problémové tranzitní země ruského plynu, a tím snižují význam klasických tranzitních tras přes české území.

Ve zprávě popsany výhled vývoje české elektroenergetiky a plynárenství reaguje na všechny podstatné změny, které se udály v průběhu roku 2012, i na očekávané skutečnosti, známé k prosinci 2012.

The development in the electricity sector affects significantly the Czech gas industry. The gas industry provides greater volume of energy than electricity, though in conditions of the Czech Republic piped-in public utility gas is available on smaller area compared to widespread electricity availability. Gas industry provides the supplies in a way which is generally supposed to be environmental-friendly. These advantages however contrast with the price of natural gas which is higher than the price of solid fuels. Another important factor is the availability. Unlike coal, which is still an important inland raw material, natural gas is almost exclusively imported which exposes this sector to hazards in energy security. These hazards can only be reduced but not completely prevented.

Results of the expected long-term balance of gas supply and demand analysis presented in this report newly include the presumption of necessary replacement of the running out sorted brown coal and its partial replacement by natural gas. Apart from others, results of analyses and predictions of natural gas consumption in traffic in the form of CNG are included. The balances use new development variants of the power system generation base which bring updated perspective on the selection of generation mix and thus also new perspective on natural gas consumption.

Significant changes in gas industry can also be expected in international scope. Prospects of Russian natural gas deposits viability are much higher than those of the North Sea deposits. Concurrently, alternative transport routes by-passing the potentially problematic transit countries for Russian gas come into consideration decreasing thus the importance of traditional transit routes through the area of the Czech Republic.

The outlook of the Czech electricity and gas industry described in the report responds to all significant changes that have taken place during the year 2012, and the expected facts known to December 2012.

Východiska dlouhodobé rovnováhy a vztah mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu
Bases of long term balances and the relationship between supply and demand of electricity and gas

Východiska dlouhodobé rovnováhy a vztah mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu

Bases of long term balances and the relationship between supply and demand of electricity and gas

VZTAH ELEKTROENERGETIKY A PLYNÁRENSTVÍ

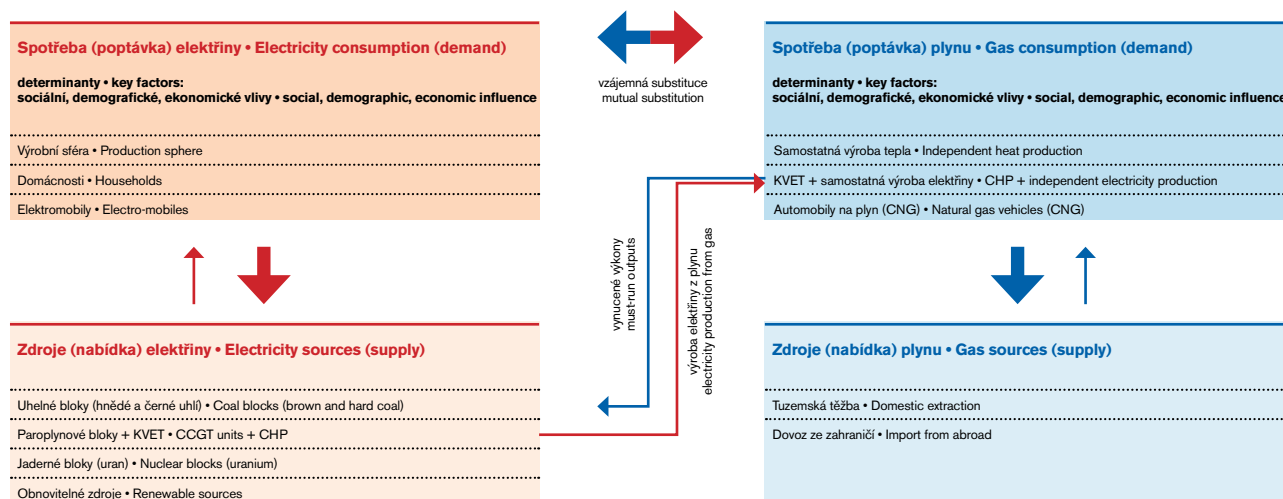
Mezi elektroenergetikou a plynárenstvím existuje několik vazeb (**obr. 1**), které si vynucují společné řešení výhledu budoucí rovnováhy mezi nabídkou a poptávkou. Z pohledu bilancí energie je podstatný fakt, že celková energie, která je spotřebována v rámci využití elektřiny a plynu jako energetických médií, je nižší než prostý součet tuzemské netto spotřeby elektřiny a celkové spotřeby plynu, protože součet těchto dvou spotřeb v sobě zahrnuje jistou část energie dvakrát. Jedná se o energii, která číselně odpovídá elektřině vyrobené za využití plynu jako zdroje primární energie a která je tedy energií, vzniklou transformací jednoho energetického média na jiné. Výroba elektřiny (provoz výrobních jednotek) tak ovlivňuje výši spotřeby plynu i tvar odběru. Transformace energie a její přetok do jiné energetické bilance přitom probíhá směrem z plynárenské bilance do bilance elektroenergetické. V roce 2012 byla v ČR vyrobena přibližně 1,1 TWh elektrické energie transformací energie zemního plynu na energii elektrickou, což bylo přibližně 1,3 % celkově vyrobené elektřiny. Do budoucna se bude tento podíl výrazně zvyšovat.

RELATIONSHIP BETWEEN ELECTRICITY INDUSTRY AND GAS INDUSTRY

Several relationships exist (**Fig. 1**) that demand joint solutions of the future balance outlook between gas and electricity supply and demand. From the perspective of energy balance, an important fact is that the total energy consumed in the context of electricity and gas use as power media, is lower than the simply sum of domestic net consumption of electricity and overall consumption of gas because the sum of these two consumptions intrinsically include a certain part of energy twice. This concerns energy that numerically amounts to electricity, produced by the use of gas as a primary energy source and is thus energy that is created by transforming one energy medium to another. The production of electricity (the operation of production units) thus influences the amount of gas consumption as well as the course of takeoff. Transformation energy and its outflow into a different energy balance meanwhile flows from the gas balance to the electricity balance. In 2012, approximately 1.1 TWh of electrical energy in the Czech Republic was produced by transforming natural gas energy into electricity, which was approximately 1.3% of the net electricity produced. This ratio will greatly increase in the future.

OBR. 1: ZOBRAZENÍ VZTAHU ELEKTROENERGETIKY A PLYNÁRENSTVÍ

FIG. 1: ILLUSTRATION OF THE RELATIONSHIP OF ELECTRICITY AND GAS INDUSTRY



Východiska dlouhodobé rovnováhy a vztah mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu Bases of long term balances and the relationship between supply and demand of electricity and gas

Na vztah elektroenergetiky a plynárenství lze nahlížet také skrze kombinovanou výrobu elektřiny a tepla (KVET), která má významný podíl na celkové spotřebě plynu. Kombinovaná výroba elektřiny a tepla v segmentu plynu jako paliva je dominantně uskutečňována v paroplynových jednotkách, jejichž diagram výroby elektřiny je závislý na odběru tepla (režim vynuceného výkonu). Provoz těchto jednotek ovlivňuje provoz výrobní základny ES, protože elektřina vyrobená v KVET je v rámci elektrizační soustavy využívána přednostně. Poslední významná vazba mezi elektroenergetikou a plynárenstvím je zprostředkována skrze vzájemnou substituovatelnost elektřiny a plynu, a to zejména ve využití k výrobě tepla či do budoucna k pohonu automobilů. Míra substituovatelnosti je určena cenovým poměrem energetických médií. Aktuálně je tento poměr ustálen a v horizontu roku 2040 není očekávána výrazná změna.

EVROPSKÝ KONTEXT ZÁSOBOVÁNÍ ELEKTŘINOU

Český trh s energií je součástí evropského trhu, který je v globálním měřítku největším regionálním trhem a současně největším dovozcem energie. Ve všech síťových energetických odvětvích systematicky narůstá vzájemná závislost jednotlivých národních subsystémů. V této souvislosti geografická poloha předurčuje ČR k plnění úlohy významné tranzitní země pro elektřinu, plyn i ropu. Česká elektrizační soustava je nejvíce ovlivňována vývojem ve středoevropském regionu. Integrace a ovlivňování trhů s elektřinou se odehrává na dvou úrovních:

- **Technická úroveň:** Propojení přenosových soustav jednotlivých zemí způsobuje, že jakákoliv změna ve výrobě či spotřebě elektřiny v jedné zemi se velmi rychle projevuje prakticky ve všech zemích regionu. Tato skutečnost klade vysoké nároky na technické řešení i na koordinované řízení provozu ES všech zemí regionu. Technické přenosové kapacity jsou v reálném provozu z velké části využívány fyzikálními toky a blokovány nutnými technickými rezervami. Pro účely obchodu tak zůstává k dispozici jen malá část této technicky dostupné kapacity, což vede k vytváření překážek v obchodu s elektřinou.
- **Obchodní úroveň:** Trh s elektřinou jednotlivých zemí regionu je stále těsněji provázán a narůstá význam obchodů na platformách jednotlivých energetických burz. Cena silové elektřiny a s ní spojené podmínky pro investování do nových zdrojů jsou ovlivňovány chováním hráčů spíše na mezinárodním než národním trhu.

One may view the mutual relationship between electricity and gas industry through combined heat-electricity production (CHP), which plays an important role in total gas consumption. Combined heat-electricity production in the segment of gas as fuel is dominantly proceeds in steam-gas units, whose electricity production diagram depends on the heat takeoff (so-called must-run outputs). The operation of these units thus significantly affects the operation of the power system production base because electricity produced in combined heat-electricity production is, in the frame of the power system, used preferentially. The last important relationship between electricity and gas industry is mediated through the mutual substitutability of electricity and gas, specifically in the use of producing heat or, in the future, to power automobiles. The measure of substitutability is primarily determined by the cost ratio of energy media. This ratio is currently stable and a significant change is not expected on the horizon in 2040.

EUROPEAN CONTEXT OF ELECTRICITY SUPPLY

Czech energy market is a part of European market which is globally the largest regional market and the greatest importer of energies. Mutual dependence of individual national subsystems systematically grows in all network energy industries. In this context the geographical position predestines the Czech Republic to the role of an important transit country for electricity, gas and oil. The Czech power system is most of all affected by development in the CEE region. The integration and interaction of electricity markets run on two levels:

- **Technical level:** Interconnection of transmission systems in individual countries means that any change in electricity production or consumption in one country is quickly reflected in all other countries of the region. This fact places demands on technical solutions and coordinated power systems operation in all countries of the region. Technical transmission capacities are in real operation largely used by physical flows and blocked by necessary technical reserves. Only a small part of the technically available capacity remains available for the purposes of trade. This situation leads to electricity trade barriers.
- **Market level:** Electricity market in individual regions is ever more tightly interconnected and the importance of trades carried out on stock exchanges grows. Electricity prices and the related conditions for investments to new sources are more affected by behaviour of players on international markets.

Východiska dlouhodobé rovnováhy a vztah mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu
Bases of long term balances and the relationship between supply and demand of electricity and gas

Navržený scénář rozvoje středoevropského regionu

Podkladem pro analýzy vývoje ve středoevropském regionu je výhled vývoje výkonové bilance evropských zemí (SOAF), který aktualizuje asociace ENTSO-E. Tento výhled je doplněn o aktuální informace o vývoji zdrojových základů jednotlivých zemí. Vývoj ve středoevropském regionu nejvíce ovlivňuje rozhodnutí Německa odstavit jaderné elektrárny do roku 2022 a rozvoj ES orientovat na OZE. Dosud chybí dlouhodobé zkušenosti s provozem ES s vysokým podílem OZE s nesouvislou výrobou. Dalším důsledkem zvyšování podílu OZE je fakt, že v regionu by měl růst instalovaný výkon výrazně rychleji než zatížení. Takový vývoj vede mj. k vysokým nárokům na investice, ale může být nutný z hlediska zabezpečení ES, neboť v regionu se výrazně mění struktura výrobní základny. Vybrané systémové bloky, které jsou ve fázi výstavby, jsou zobrazeny na **obr. 2**. Prakticky veškerá výstavba velkých klasických systémových zdrojů probíhá pouze v Německu, a tvoří tak možnou náhradu za odstavené jaderné elektrárny.

Na základě analýzy dostupných aktuálních informací byl pro potřeby tohoto dokumentu zpracován aktualizovaný referenční scénář vývoje výkonové bilance ve středoevropském regionu, který byl následně použit pro modelování trhu s elektřinou ve středoevropském regionu. Tento scénář se z hlediska instalovaného výkonu (**obr. 3**) blíží scénáři A dle SOAF ENTSO-E.

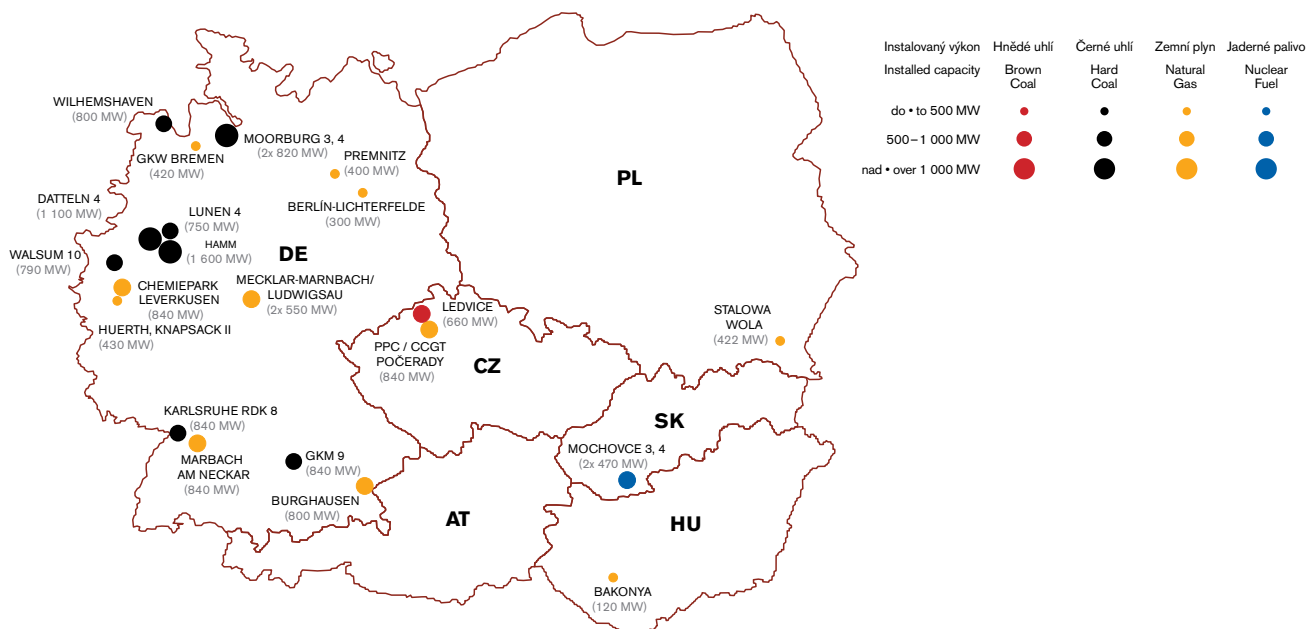
The proposed scenario of development of the Central – East European region

The essential base document for analyses of the anticipated development in Central Europe is the outlook of capacity balance in European countries (SOAF) which is annually updated by the ENTSO-E association. This view is supplemented by the latest information on the development of source bases of individual countries. The development in the CEE region is most of all affected by German decision to decommission all its nuclear power plants by 2022 and focus the power system development preferentially on RES. There is also lack of experience with operating a power system with high share of RES with intermittent production. Another consequence of the increasing share of RES is the fact that the installed capacity in the region should grow much faster than the load. Such development leads apart of others to high investment demands though it can be necessary in terms of the power system security as the structure of production base in the region changes significantly. Selected blocks which are currently in the construction phase are shown in **Fig. 2**. Nearly all constructions of large traditional system sources take place in Germany in order to become potential replacement for the shut down nuclear power plants.

Upon the analysis of the available up-to-date information, the updated reference scenario of capacity balance development in the CEE region was elaborated for purposes of this report, which was subsequently used to model of the electricity market in the CEE region. In terms of the installed capacity (**Fig. 3**), this scenario approximates scenario A by SOAF ENTSO-E.

OBR. 2: PŘEHLED VYBRANÝCH ELEKTRÁRENSKÝCH BLOKŮ VE VÝSTAVĚ V CEE REGIONU

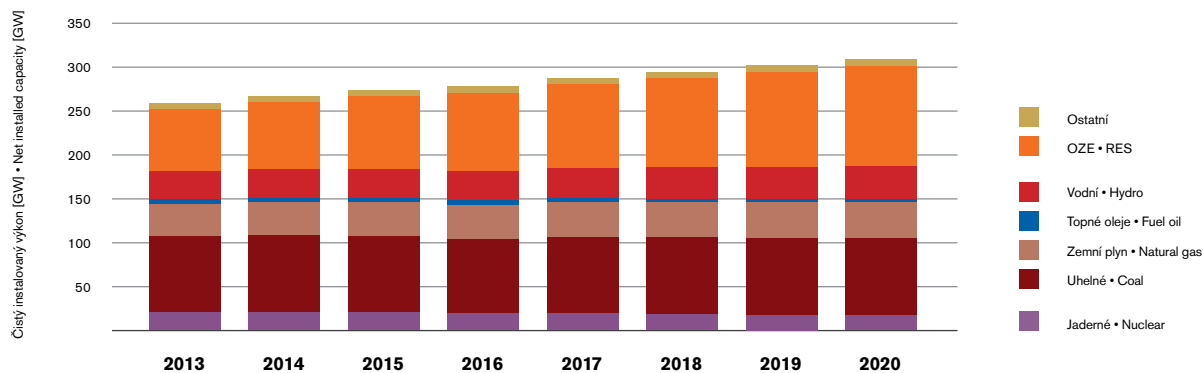
FIG. 2: LIST OF SELECTED POWER PLANT BLOCKS UNDER CONSTRUCTION IN THE CEE REGION



Východiska dlouhodobé rovnováhy a vztah mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu
Bases of long term balances and the relationship between supply and demand of electricity and gas

OBR. 3: VÝVOJ INSTALOVANÉHO VÝKONU VE STŘEDOEVROPSKÉM REGIONU

FIG. 3: DEVELOPMENT OF THE INSTALLED CAPACITY IN THE CEE REGION



EVROPSKÝ KONTEXT ZÁSOBOVÁNÍ ZEMNÍM PLYNEM

České plynárenství se musí, až na drobné výjimky tuzemské těžby, spoléhat na dovoz zemního plynu ze zahraničí. Z jednoho pohledu jde o zajištění plynu jako takového po stránce obchodní, z druhého pohledu se jedná o zajištění dopravních tras, kterými bude plyn na hranice České republiky dopravován. Integrace a ovlivňování trhů s plynem se odehrává na dvou úrovních:

- Technická úroveň:** Technickou stránkou je výstavba alternativních tras a regionálních mezistátních propojení, rozšiřování objemu zásobníků, opatření na reverzní tok plynu, případně výstavba LNG terminálů. Reálné umístění plynovodních tras i obchodní vazby a závislost zemí v západní Evropě na ruském plynu vytvářejí situaci, kdy na českém území je fyzicky využíván jen ruský plyn a dodávky z jiných teritorií jsou řešeny jinak. Řešením je stav, kdy do České republiky má být dopravován norský plyn, ale je to zajištěno tak, že o příslušný objem norské dodávky je snížen tranzit ruského plynu do Německa a norský plyn je dodán do německé sítě.
- Obchodní úroveň:** V dovozech plynu do České republiky se výrazně projevila obchodní diverzifikace, kdy od roku 2010 dochází k enormnímu nárůstu dodávek z jiných teritorií než z Ruska a z Norska. Jedná se především o burzovní obchody, které zajišťují zejména menší obchodní subjekty, zatímco tradiční dovozy na základě dlouhodobých kontraktů zajišťuje z Ruska a částečně z Norska společnost RWE Transgas. Statistika dovozu plynu do České republiky je uvedena na **obr. 4**.

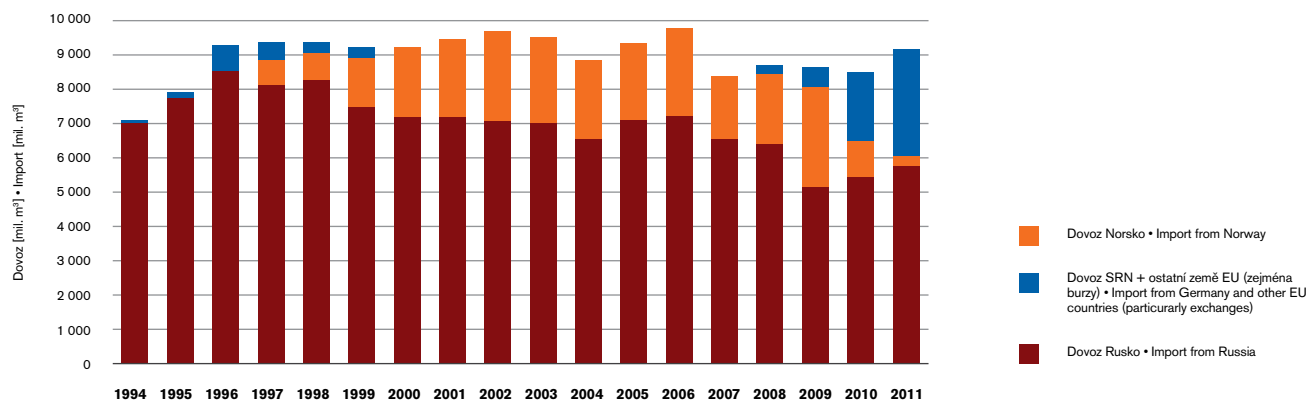
EUROPEAN CONTEXT OF GAS SUPPLY

Czech gas industry must, with small exceptions of domestic exploitation, rely on natural gas imports from abroad. On one hand gas needs to be ensured as such in view of the trade, on the other hand transportation routes must be provided to transport the gas to the borders of the Czech Republic. The integration and interaction of gas markets run on two levels:

- Technical level:** Technical aspect is construction of alternative routes and regional interstate connections, expansion of storage capacity, measures to enabling the reverse flow of gas or construction of LNG terminals. The actual location of pipeline routes and trade links and dependence of countries in Western Europe on Russian gas creates a situation where on the Czech territory is used only Russian gas and supplies from other territories are handled differently, i.e. when the Czech Republic has to be supplied by Norwegian gas, then transit of Russian gas to German is reduced by the appropriate volume of the Norwegian supply and Norwegian gas is fed into the German grid.
- Market level:** Business diversification has been registered in gas imports to the Czech Republic. There has been an enormous increase in supply from other regions than Russia and Norway since 2010. This means essentially stock trades, which are provided mainly by small business entities, while RWE Transgas provides traditional imports under long-term contracts from Russia and Norway. Statistics of gas imports to the Czech Republic is shown in **Fig. 4**.

OBR. 4: DOVOZY PLYNU DO ČESKÉ REPUBLIKY DLE OBCHODNÍHO PŮVODU

FIG. 4: GAS IMPORTS TO THE CZECH REPUBLIC ACCORDING TO BUSINESS VIEW



Rozhodující trasy pro dodávky zemního plynu do Evropy

Významným faktorem v zásobování Evropy plynem se v průběhu let 2011–2012 stal plynovod Nord Stream spojující Rusko s Německem trasou po dně Baltského moře. Plynovod vylučuje z cesty třetí země, zejména Ukrajinu a Bělorusko, ale také Polsko. Provoz plynovodu Nord Stream má již nyní dopad na stávající přepravní směry a poměry se budou ještě dále vyvíjet. V českém plynárenském systému lze očekávat snížení tranzitů z Ruska do Německa. Naopak, v případě problémů v dodávkách, zejména při přerušení trasy vlivem tranzitních zemí, především Ukrajiny, může být Česká republika zásobována opačným směrem, tj. od severu z Německa. Pro účely tohoto reverzního chodu české plynárenské soustavy již byla učiněna opatření.

I přes tyto změny však zůstává rozhodujícím přepravním směrem pro Českou republiku trasa plynovodem Bratrství s využitím cesty přes Ukrajinu. Využití v nouzových případech za součinnosti dalších plynárenských prvků, jako např. zásobníků plynu, je něco jiného než systematické zásobování standardní trasou. Trasy dodávek zemního plynu do Evropy jsou uvedeny na **obr. 5**.

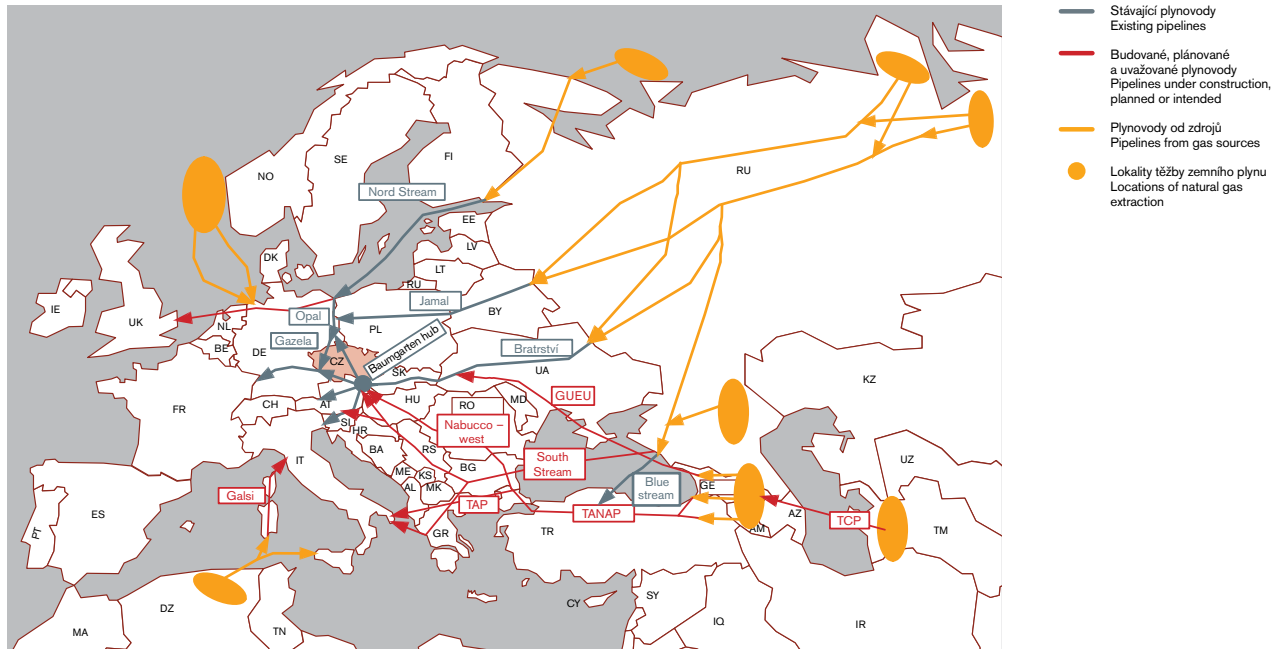
Main routes for natural gas transportation to Europe

In 2011–2012, the Nord Stream pipeline connecting Russia and became an important factor in supplying Europe by gas. The gas pipeline excludes other countries, especially Ukraine, Belarus but also Poland from the route. Operation of the Nord Stream pipeline affects the existing transport directions and the situation will develop in future. Within the Czech gas system, decrease of transits from Russia to Germany can be anticipated. On contrary, in the case of problematic supplies especially due to cut offs by transit countries, mainly Ukraine, the Czech Republic may be supplied from the opposite direction, i.e. from the north, from Germany. Measures have already been taken to ensure reverse operation of Czech gas system.

Despite these changes the most decisive transport direction for the Czech Republic remains the route of the Brotherhood pipeline going through Ukraine. Utilization in emergency situations together with other gas system elements such as gas storages is different from systematic supplies through a standard route. Natural gas supply routes to Europe are shown in **Fig. 5**.

Východiska dlouhodobé rovnováhy a vztah mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu
Bases of long term balances and the relationship between supply and demand of electricity and gas

OBR. 5: SCHÉMA ROZHODUJÍCÍCH TRAS PRO DODÁVKY ZEMNÍHO PLYNU DO EVROPY
FIG. 5: NATURAL GAS SUPPLY ROUTES TO EUROPE



**Výhled vývoje české elektroenergetiky
a plynárenství reaguje na všechny
podstatné změny, které se udály
v průběhu roku 2012, i na očekávané
skutečnosti, známé k prosinci 2012.**

The outlook of the Czech electricity and gas industry described in the report responds to all significant changes that have taken place during the year 2012, and the expected facts known to December 2012.

Elektroenergetika

Electricity industry

Při zpracování analýz v oblasti elektroenergetiky se vychází z výsledků simulace provozu a obchodu ES středoevropského prostoru a z predikcí spotřeby elektřiny a zatížení v ČR i v okolních zemích. Při návrhu variant rozvoje zdrojové základny je kritériem dosažená spolehlivost výkonové bilance, provozovatelnost soustavy, dostupnost paliva pro navržené zdroje, šetrnost k životnímu prostředí a ekonomická efektivita. Zohledněny jsou reálně dosažitelné úspory energie a respektuje se naplnění dotčených evropských směrnic i české legislativy. Provozovatelnost soustavy se analyzuje detailně na základě očekávaného krytí hodinových diagramů zatížení a očekávané disponibility podpůrných služeb. Respektují se reálné možnosti rozvoje a obnovy elektrických sítí.

TRH S ELEKTRINOU

Český trh s elektřinou se vyvíjí a je ovlivňován zejména situací na trhu s elektřinou v Německu. Situace trhu s elektřinou ve středoevropském regionu je výrazně ovlivněna politickými a regulačními zásahy EU. Vysoký podíl intermitentních zdrojů v německé elektrizační soustavě, který do budoucna poroste, představuje riziko jak ve smyslu technickém (potenciální ohrožení spolehlivosti), tak obchodním (podpora těmto zdrojům a dopad na regulovanou i neregulovanou složku ceny elektřiny). Rostoucí příspěvek v ceně elektřiny na podporu OZE zatěžuje český průmysl a ve střednědobém horizontu může dojít k významnému omezení spotřeby, které ovlivní situaci na trhu. Současně dochází k poklesu ceny silové elektřiny, přičemž nynější cenová úroveň nemotivuje k investicím do nových zdrojů elektřiny a hrozí snížení provozovatelnosti vlivem nízkého zastoupení regulačních zdrojů.

Ceny elektřiny

V pětiletém cenovém výhledu do roku 2017 lze očekávat stagnaci cen elektřiny, či velmi mírný růst. V dlouhodobém výhledu lze očekávat návrat k růstovému trendu, zejména v důsledku růstu cen paliv a povolenek. Navýšení cen elektřiny do té míry, že se výroba elektřiny stane dostatečně ziskovou, je mimo jiné podmínkou pro zajištění potřebného objemu investic do obnovy a rozvoje ES.

Očekávané celkové měsíční průměrné velkoobchodní ceny silové elektřiny v ES ČR v období od roku 2013 do roku 2017 představuje **obr. 6** (uvažován kurz 25 Kč/€ ve všech letech).

Processing of analyzes in the field of electricity is based on the simulation results of power system operation and trade of Central Europe and on the prediction of electricity consumption and load in the Czech Republic and neighboring countries. Achieved reliability of the balance, operability of the system, availability of fuel for the proposed resources, environmental friendliness and economic efficiency are base criteria for the framing of power system base variants. Realistically achievable energy savings and respects for the fulfillment of the European directives and Czech legislation are taken into account. System operability is analyzed in detail by the expected coverage of hourly load profiles and the expected availability of ancillary services. The real possibilities of development and reconstruction of electrical networks are taken into account.

ELECTRICITY MARKET

The Czech electricity market is developing and is influenced by the situation on the German electricity market. The situation of the Central European electricity market is strongly influenced by the EU political and regulatory interventions. The high share of intermittent renewable sources in the German system, which will continue to grow in the future, presents a risk from the technical viewpoint (a potential threat to the reliability of the system) as well as from the commercial viewpoint (support of these sources and impact on the regulated and non-regulated part of the energy price). The growing contribution in the energy price for the support of RES already represents a significant burden for the Czech industry and so the consumption may be significantly reduced in the medium-term, which will influence the situation on the market. Concurrently the price of electricity is on the decline while the current price is already too low to stimulate investments in new sources of electricity and there is a risk of limited operability due to the low portion of sources with a regulating capacity.

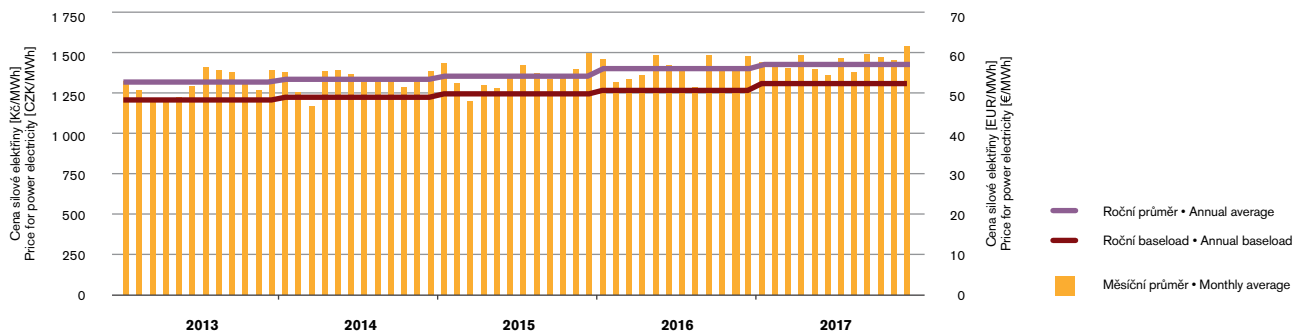
Electricity prices

The prices for electricity can be anticipated to stagnate or grow very slowly in the five-year outlook until the year of 2017. As far as the long-term outlook for electricity prices is concerned the growth trend is likely to return, especially due to the expected increase in the price of fuels and the increase in prices for emission allowances. The increase in electricity prices to the extent that the electricity generation will become sufficiently profitable is a necessity for the significant volume of investments needed to renovate and develop the power system.

Anticipated total monthly average wholesale prices of electricity in the Czech Republic power system in the period from 2013 to 2017 are presented in **Fig. 6** (the exchange rate is 25 CZK/€ in all years).

OBR. 6: OČEKÁVANÝ VÝVOJ CEN SILOVÉ ELEKTŘINY V ES ČR

FIG. 6: ANTICIPATED DEVELOPMENT OF PRICES FOR ELECTRICITY IN THE CR PS



Zobrazena je (vážená) průměrná velikost ceny elektřiny na velkoobchodním trhu, určené pro veškerou tuzemskou koncovou spotřebu, tj. netto spotřebu včetně ztrát v sítích. Vážené průměry jsou počítány z cen a energetických množství jednotlivých kontraktů, které kryjí tuzemskou spotřebu, včetně případných dovozů elektřiny ze zahraničí, s výjimkou (objemově malých) krytí ze strany krátkodobých dovozů na dorovnání obchodní bilance. Tato vážená průměrná cena je sestavena pro každou hodinu, avšak v obrázku jsou zobrazeny měsíční a roční průměry z příslušných hodinových hodnot. Pro účely srovnání je v obrázku zobrazena cena ročního baseloadu pro příslušný kalendářní rok. Cenový nárůst je v průměru o 1 € ročně a odráží predikovaný trend obchodování s elektřinou na německé burze EEX. Očekává se mírná cenová diference mezi německými a českými cenami silové elektřiny, která je způsobena relativním přebytkem výkonu v ES ČR po celé zkoumané období. Navíc v letech 2013 a 2014 dojde ke zprovoznění nových zdrojů PPC Počeradý a hnědouhelného bloku Ledvice o celkovém výkonu 1 500 MW a v roce 2015 budou postupně uvedeny do provozu retrofitované bloky elektrárny Pruněřov II. Oproti tomu výraznější odstavování českých zdrojů nastává až s rokem 2017.

Celkové roční průměrné ceny jsou pochopitelně vyšší, neboť zahrnují ceny všech typů kontraktů nutných pro pokrytí predikovaného ročního diagramu zatížení včetně spotu. Nízký odstup mezi cenou ročního baseloadu a výslednou roční průměrnou cenou je způsoben výrazným vlivem nízkých spotových cen na burze. Od roku 2013 se na letních měsíčních cenových průměrech začne projevovat zprovoznění PPC Počeradý. Tento vliv přetrvává i v následujících letech, jen není díky cenovému nárůstu tolik výrazný.

The image presents the (weighted) average amount of the price for electricity on the wholesale market meant for the entire end consumption of the country, i.e. the net consumption, including losses within systems. The weighted averages are calculated from the prices and energy amounts of individual contracts that cover the local consumption, including possible imports of electricity from abroad, with the exception of small coverage (as to the volume) from short-term imports to set off the trade balance. This weighted average price is compiled for every hour; however the image presents monthly and annual averages gained from corresponding hourly values. For the purpose of comparison the image presents the price of the annual baseload for the corresponding calendar year. The price increase is by 1 € a year on average and reflects the predicted trend on the German EEX stock exchange. The anticipated slight difference between German and Czech prices for electricity is caused by relative surplus of the output of the Czech Republic power system for the entire analysed period. Moreover in years 2013 and 2014 new sources CCGT Počeradý and the brown coal block Ledvice with the total output of 1 500 MW will be put into operation and in 2015 the retrofitted blocks of power plant Pruněřov II will be commissioned. On the other hand substantial decommissioning of Czech sources begins as late as 2017.

The total annual average prices are naturally higher since they include the prices of all types of contracts necessary to cover the predicted annual diagram of the load, including the spot. The small difference between the price of the annual baseload and the resulting annual average price is caused by the significant influence of the low spot prices on the stock exchange. Since 2013 the commissioning of CCGT will begin to show on summer monthly price averages. This influence will continue in the following years too, however the increase in prices will make it less distinctive.

Investice do elektroenergetiky

Průměrné roční investice do obnovy a rozvoje výrobní základny ES ČR by se v období do roku 2040 měly pohybovat kolem 55 mld. Kč ve stálých cenách roku 2010. Výrazné částky bude nutno investovat rovněž do obnovy a rozvoje PS a DS, což by mělo činit přibližně 20 až 30 mld. Kč v ročních úhrnech a ve stálých cenách roku 2010. Potřebu vysokých investic může urychlovat či zvýrazňovat zavádění inteligentních sítí.

Omezení evropského trhu s elektřinou

Vytvoření jednotného celoevropského trhu s elektřinou je komplikováno omezenou kapacitou přeshraničních vedení. Postupně dochází ke spojování národních spotových trhů do několika regionálních (například: NordPool, CWE Market Coupling, CZ-SK-HU Market Coupling). Na konci roku 2013 se očekává spojení spotových trhů CWE a NordPool a vytvoření základu evropského spotového trhu s elektřinou. Pro dlouhodobé obchody s elektřinou v regionu jsou však trhy stále rozděleny. V současnosti je poptávka po ročních či měsíčních kapacitách na hraničních profilech zemí ve středoevropském regionu často větší než nabídka, a požadavky obchodníků tak musí být omezovány. Jako vhodný mechanismus omezení požadavků na přidělování volných kapacit je ve většině případů zvolen aukční princip. Aukce kapacit ve středoevropském regionu pro rok 2013 probíhá koordinovaně v jedné aukční kanceláři – Central Allocation Office (CAO) ve Freisingu. Od roku 2010 je do koordinovaných aukcí zapojeno celkem 8 středoevropských TSO (ČEPS, SEPS, PSE-O, TPS, 50Hertz, APG, MAVIR, ELES). Od roku 2012 poskytuje tato aukční kancelář nově i aukce na profily mezi HU–HR a SL–HR (pro rok 2013 a dále).

Aukční mechanismus ovšem nerespektuje vazbu mezi fyzikálními a obchodními toky. Fyzikální tok je tok elektřiny na vedení či mezistátním profilu, který je možné fyzikálně změřit. Obchodní tok je tok elektřiny na základě kontraktu mezi 2 subjekty, tj. mezi prodejcem a nakupujícím, kteří jsou lokalizováni v jiné tržní oblasti (jiném státu). Tyto oblasti spolu mohou, nebo nemusí přímo sousedit. To by mohlo způsobovat nebezpečné přetížení některých profilů, proto musí TSO vytvářet větší rezervy kapacit, případně omezovat velikost celkového vývozu/dovozu z oblastí. V důsledku toho pak tyto rezervy způsobují, že dostupná kapacita pro roční aukce je dále krácena a volné kapacity jsou přesouvány z ročních do měsíčních či denních obchodů. Nutnost rezervace volné přenosové kapacity na možné fyzikální toky dopadá podstatně i na přeshraniční vedení mezi Českou republikou a Německem v souvislosti s intenzivním plánem rozvoje větrných elektráren v Německu a celkovou situací v německé elektrizační soustavě. V důsledku zde významně ubývají volné roční obchodovatelné kapacity. Od roku 2006 pokleslo nabízené množství volné

Investments to the power industry

Average investments in the renovation and development of the production base of the power system of the Czech Republic should be around 55 billion CZK in the real prices of 2010 for the period of up to the year of 2040. Significant investments will also have to be made into the renovation and development of the transmission and distribution system, which will amount to around 20 to 30 billion CZK in annual total sums at real prices of the year of 2010. The transition to intelligent networks could accelerate the need for high investments, too.

Limitations of the European electricity market

The creation of a unified all-European electricity market is complicated by the limited capacity of the cross-border lines. National spot markets gradually merge into several regional markets (for instance: NordPool, CWE Market Coupling, CZ-SK-HU Market Coupling). The synthesis of spot markets CWE and NordPool and forming of the basis of a European spot electricity market is expected at the end of 2013. However as far as long-term trades with electricity in the region are concerned the markets are still divided. At the moment demand for annual and monthly capacities on the border profiles of the countries in the Central Europe region is often higher than supply and the requirements of the traders often have to be limited. In most cases the auction principle is selected as a suitable mechanism for the limitation of requirements when allocating free capacities. The capacity auction in the Central Europe region for the year of 2013 takes place in a coordinated manner in one auction office – namely, Central Allocation Office (CAO) with the headquarters in Freising. Since 2010 8 central Europe TSOs altogether (ČEPS, SEPS, PSE-O, TPS, 50Hertz, APG, MAVIR, ELES) have been involved in coordinated auctions. Since 2012 this auction office has been providing auctions for profiles between HU – HR and SL – HR (for 2013 and onwards).

Nevertheless the auction mechanism does not respect the bond between physical and commercial flows. The physical flow is a flow of electricity on the line or on the inter-country profile that can be physically measured. The commercial flow is a flow of electricity based on a contract between 2 entities, i.e. between the seller and the purchaser, which are localized in different regulation territories (in another country). These territories may, but not necessarily, border on one another. This could cause a dangerous overload of some profiles and therefore TSOs must create larger reserves of capacities or reduce the volume of the total export/import from the territory. As a result these reserves cause that the available capacity for annual auction is reduced even more and free capacities are moved from annual transactions to monthly or daily ones. The necessity to reserve free transmission capacities for physical flows in future has significant impact also on the cross-border lines between the Czech Republic and Germany in relation to the intensive developmental plan for WPP in Germany and in relation to the overall situation in the German power system as such. Consequently free annual tradable capacities in the country are decreasing significantly. Since 2006 the offered amount of free capacity in the annual range on the profiles from

kapacity v ročním pásmu na profilech z ČR do Německa téměř na polovinu. Další pokles volných kapacit lze předpokládat od roku 2014, kdy v souvislosti s plánovaným zprovozněním transformátorů s příčnou regulací v Polsku je očekáváno zvýšené zatěžování ostatních profilů. Na profilu CZ–DE tak pravděpodobně poklesne volná kapacita v ročním pásmu o dalších 150 až 200 MW.

POPTÁVKA PO ELEKTŘINĚ

Předložená verze predikcí spotřeby elektřiny je ve srovnání s verzí ze září 2011 založena na nižších predikcích ekonomického vývoje a přináší nižší hodnoty spotřebované elektřiny zejména v krátkodobém a střednědobém horizontu. Snížení predikce souvisí s narůstajícím pesimismem ohledně dopadů finanční krize počínající v roce 2008, a zejména pak ohledně řešení nynějších rozpočtových problémů mnoha zemí EU. Nadále platí, že podíl energie distribuované ve formě elektřiny bude v energetické bilanci ČR v dlouhodobém horizontu narůstat. Aktuální predikce vývoje spotřeby elektřiny v ČR charakterizují následující body:

- pro rok 2040 počítají predikce s hodnotou tuzemské netto spotřeby ve výši přibližně 66 TWh pro nízký scénář, 75 TWh pro referenční scénář a 83 TWh pro vysoký scénář,
- těmto hodnotám odpovídá nárůst tuzemské netto spotřeby elektřiny mezi roky 2011 a 2040 o přibližně 13 % pro nízký scénář, 27 % pro referenční scénář a 41 % pro scénář vysoký,
- podíl sektorů VO, MOP a MOO na tuzemské netto spotřebě se bude měnit pozvolna, přičemž všechny scénáře předpokládají nejvýraznější nárůst v sektoru maloobdoběru podnikatelů,
- spotřeba sektoru elektromobilů (jen kategorie osobních automobilů M1) dosáhne dle aktuálních očekávání statisticky významné hodnoty kolem roku 2025, kdy bude činit přibližně 0,5 % tuzemské netto spotřeby; pro rok 2040 je pak očekávána spotřeba tohoto sektoru ve výši 2,8 TWh, což bude odpovídat přibližně 3,8 % tuzemské netto spotřeby; při úplné náhradě vozového parku vozidel kategorie M1 by spotřeba elektřiny mohla činit až 13 TWh ročně,
- tvar diagramu zatížení ES ČR se bude mírně měnit, přičemž bude docházet k postupnému vyrovnávání ročního sezónního profilu zatížení (zaplnění letního poklesu zatížení),
- sektor elektromobilů bude dle aktuálních předpokladů působit v závěru období pozitivně na tvar diagramu na denní úrovni za celou ČR (navýšení využití maxima diagramu), což bude dáno automatizovanou koordinací nabíjení a umístěním podstatné části spotřeby tohoto sektoru do pozdně nočních až ranních hodin, tedy do hodin dnešního poklesu zatížení.

CR to Germany has dropped almost by a half. Another decrease of free capacities may be foreseen since 2014 when an increased load of other profiles is anticipated due to the planned commissioning of phase shifting transformers in Poland. Thus it is quite likely that the free capacity in the annual range on the CZ-DE profile will drop by another 150 to 200 MW.

ELECTRICITY CONSUMPTION

If we compare the presented version of predictions of electricity consumption with the version from September 2011 the predictions for economic development are lower and the volumes of consumed electricity should be lower especially in the short-term and in the medium-term. The lower predicted values are mainly connected to the growing pessimism as to the consequences of the financial crises started in 2008, which especially concerns a settlement of the current budget-related problems of many countries in the European Union. However, it is still true that the share of energy distributed in the form of electricity will grow in the energy balance of the Czech Republic in the long-term. The following points sum up the characteristics of the presented prediction for the electricity consumption for the Czech Republic:

- for 2040 the predictions presume the net consumption in the country approximately at the following levels: 66 TWh (the low consumption scenario), 75 TWh (the reference scenario) and 83 TWh (the high consumption scenario),
- these values correspond to the increase in the local electricity net consumption between 2011 and 2040 approximately by 13% for the low consumption scenario, 27% for the reference scenario and 41% for the high consumption scenario,
- the share of the WCS, CCS and HCS sectors in the local net consumption will slowly change, while all the three scenarios presume that the most significant increase will happen in the commercial consumption sector,
- based on current expectations, the consumption of the electric cars sector (applicable only for the M1 cars category) will reach a statistically significant level around the year of 2025, when it should be around 0.5% of the net consumption in the country; for 2040 the consumption of this sector is anticipated to reach the level of 2.8 TWh, which will approximately correspond to 3.8% of the net consumption in the country; if the cars in the M1 category are completely replaced the consumption of this sector may be as much as 13 TWh a year,
- the shape of the load course of the power system of the Czech Republic will change slightly, while the profile of the annual seasonal load will be balanced gradually (gradual elimination of the summer decrease of the load),
- based on current estimates, the electric cars sector will, at the end of the concerned period, have a positive impact on the shape of the load at the daily level for the entire Czech Republic (the increase in the utilisation which will be caused by the automated coordination of the recharging and the location of a significant part of the consumption in the late night hours and morning hours, i.e. hours when the consumption decreases at the present.

Tab. 1 seznamuje v energetickém členění s vytvořenou predikcí spotřeby elektřiny ES ČR.

Tab. 1 informs about the electricity consumption of the Czech Republic power system in the energy structure.

TAB. 1: PREDIKCE TUZEMSKÉ NETTO SPOTŘEBY ELEKTŘINY (GWh) – REFERENČNÍ SCÉNÁŘ
TAB. 1: PREDICTION OF ELECTRICITY CONSUMPTION DEVELOPMENT (GWh) – REFERENCE SCENARIO

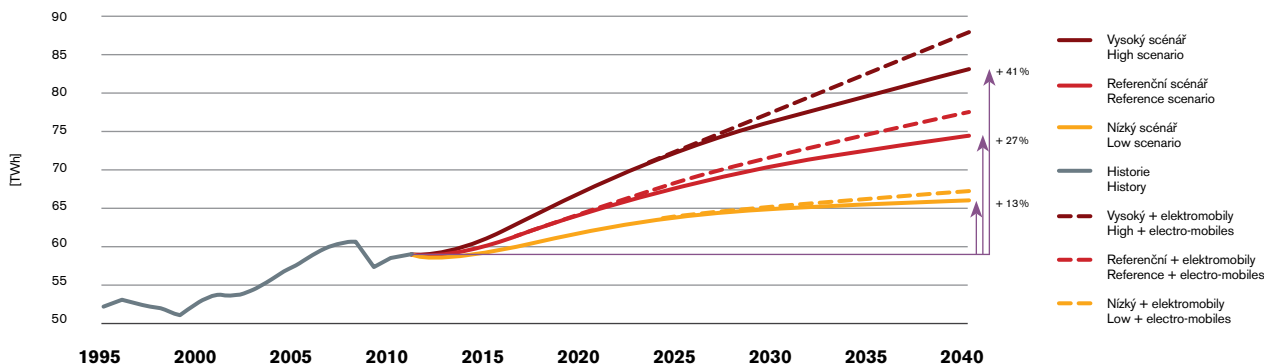
	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030	2040
VO • Wholesale consumption sector	36 412	36 253	36 331	36 714	37 232	40 258	42 632	44 338	46 858
MO • Small consumption sector	22 448	22 505	22 544	22 724	22 959	24 307	25 414	26 328	27 807
– MOP • Commercial consumption sector	8 095	8 095	8 110	8 187	8 303	8 994	9 577	10 051	10 835
– MOO • Household consumption sector	14 352	14 410	14 434	14 537	14 656	15 313	15 837	16 277	16 971
Tuzemská netto spotřeba • Domestic net consumption	58 860	58 757	58 875	59 438	60 191	645 65	68 046	70 666	74 664
Ztráty • Losses	4 418	4 471	4 476	4 515	4 568	4 873	5 105	5 270	5 501
– ztráty PS • losses in transmission system	778	682	681	686	693	735	767	790	819
– ztráty DS • losses in distribution systems	3 640	3 790	3 795	3 829	3 875	4 138	4 337	4 480	4 682
TNS včetně ztrát • DNC including losses	63 278	63 229	63 351	63 953	64 759	69 438	73 151	75 935	80 165

Obr. 7 ukazuje predikci tuzemské netto spotřeby pro tři vývojové scénáře a znázorňuje i dopad rozvoje elektromobility na spotřebu elektřiny. Jak je z grafu patrné, spotřeba sektoru elektromobilů dle aktuálních očekávání do roku 2040 navýší celkovou spotřebu elektřiny dle referenčního scénáře přibližně o 3,8 %.

Fig. 7 shows prediction of the net domestic consumption for three development scenarios and illustrates the impact of electric mobility development on electricity consumption. As the graph shows, consumption of the electric car sector by 2040 according to current expectations shall increase total electricity consumption by approx. 3.8%.

OBR. 7: PREDIKCE TUZEMSKÉ NETTO SPOTŘEBY ELEKTŘINY

FIG. 7: PREDICTION OF NET DOMESTIC ELECTRICITY CONSUMPTION



ZDROJOVÁ ZÁKLADNA A PROVOZ ES ČR**Aktuální stav a rozvoj zdrojové základny**

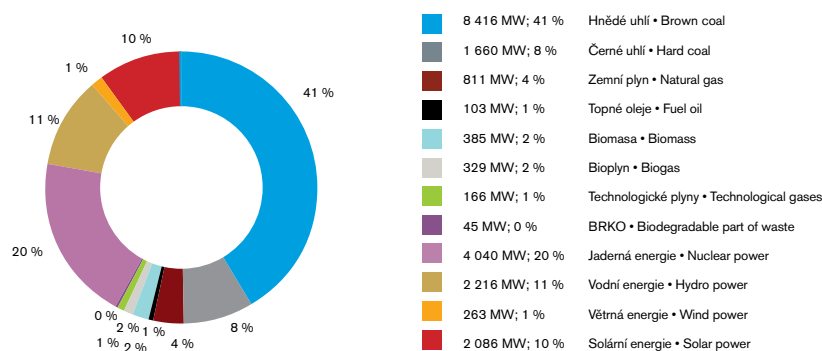
Celkový náhled na skladbu výrobní základny ES ČR uvádí **obr. 8**.

THE SOURCE BASE DEVELOPMENT AND OPERATION OF THE CR POWER SYSTEM**Current state and expected development of the source base**

Overall overview of the current Czech Republic source base is shown in **Fig. 8**.

OBR. 8: INSTALOVANÝ VÝKON ES ČR (STAV K 1. 1. 2013)

FIG. 8: INSTALLED CAPACITY OF THE CZECH REPUBLIC POWER SYSTEM (STATE FOR 1. 1. 2013)

**Zajištění výstavby zdrojů**

Pro střednědobý horizont je rozvoj výrobní základny ES ČR do značné míry daný. Realizován bude nový CCGT Počeradý 840 MW, nový nadkritický hnědohelný blok Ledvice 660 MW, hnědohelný blok 135 MW v Kladně či výstavba nové elektrárny 250 MW v Litvínově.

Dlouhodobý horizont je z hlediska rozvoje zdrojů nejistý (náběh nových bloků JETE, JEDU, PVE). Na investiční aktivitu v oblasti výstavby nových zdrojů působí několik negativních vlivů. Cena elektřiny v základním pásmu je na nízké úrovni, což je důsledek výrazného navýšení výroby z OZE, zejména v Německu. Investice do nových výrobních jednotek budou možné až v případě, že bude zajištěna jejich ziskovost či bude situace ošetřena státními zásahy. Výraznou nejistotou je budoucí cena povolenek a nejistota ohledně dalších požadavků na snižování emisí znečišťujících látek. Investiční prostředí je nepřehledné a hrozí velmi nízká a pro zajištění výkonové rovnováhy nedostatečná investiční aktivita.

Securing the construction of power sources

In the medium-term horizon, the development of the generation base of the Czech power system is to a considerable extent determined. New power sources will include the new CCGT Počeradý 840 MW, the new supercritical lignite firing unit Ledvice 660 MW, lignite firing unit 135 MW in Kladno or a construction of a new 250 MW power plant in Litvínov.

The long-time horizon is from the point of view of the generation base development uncertain (e.g. the start of Temelín and Dukovany NPPs or the development of pumped storage). The investment activity in the field of the construction of new electric power sources is affected by several negative factors. The price of baseload electricity is now at a very low level, which is primarily a consequence of a significant increase of electricity production from RES, in particular in Germany. Investments into new generating units will only become possible after investment profitability is guaranteed or after the situation is solved by state interventions. A major uncertainty is also the future price of CO₂ allowances and doubts regarding future requirements on lowering solid pollutant emissions. The investment environment is thus currently not transparent which in turn brings about very low – and for the securing of the electric power balance insufficient – investment activity.

Dopad Směrnice 2010/75/EU

Od doby schválení Směrnice 2010/75/EU, která nastavuje limity pro průmyslové emise, byla na straně výrobců vyvíjena snaha o vyřešení situace. Výrobci se postupně přizpůsobují novým podmínkám. Pro střednědobý horizont jsou představy o provozu zařízení do značné míry dané. Záměry vlastníků zdrojů znečištění na řešení situace mají většinou konkrétní podobu, lišící se v jednotlivých případech. Většinou jde o řešení cestou technologické redukce znečišťujících látek pomocí účinnějších zařízení, často v rámci přechodného národního plánu. Dále se uvažují řešení pomocí náhrady paliva, dočasného či trvalého omezení či zastavení provozu. To směřuje k respektování tzv. emisních stropů. Všechny tyto souvislosti jsou v řešených variantách zahrnuty.

Požadavek snížení průmyslových emisí koreluje se situací snižování disponibility hnědého uhlí, čímž je vliv Směrnice 2010/75/EU omezen (docházející hnědé uhlí je výraznější determinantou). Směrnicí bude v ČR možné naplnit, bude to však znamenat zvýšenou investiční náročnost na straně zdrojů. Omezení či rizika provozu způsobená nutností dodržet požadavky této směrnice dle aktuálních informací a předpokladů nejsou na celosystémové úrovni výrazná.

Teplárenství a závodní elektrárny

Provoz jednotek KVET je v prostředí ES ČR významným prvkem, a to nejen z pohledu elektroenergetiky, ale i pro zajištění dodávkového tepla, na kterém je závislých přibližně 550 tis. domácností. KVET je přitom z pohledu úspor a efektivity vysoce cenným způsobem výroby. Nedostatek ekonomicky akceptovatelných zdrojů primární energie spolu s emisními omezeními jsou riziky budoucího chodu i existence KVET. Emisní omezení si vynutí omezení výroby, či přechod na ekonomicky méně výhodné palivo, což bude omezovat konkurenceschopnost KVET a může způsobit její zánik s důsledky na cenu tepla a eliminaci kladné synergie z KVET.

V řešení byl respektován jeden z cílů ASEK, a sice upřednostnit dlouhodobou dostupnost domácího hnědého uhlí pro teplárenské systémy před použitím pro samostatnou výrobu elektřiny. Řešení předpokládá omezení nízkou účinné kondenzační výroby elektřiny v teplárnách, ale pouze do té míry, aby nedošlo k jejímu zániku s důsledkem snížení rentability výroby a regulačních prostředků, potřebných pro provoz ES. Odvětví teplárenství bude potřebovat výrazné investice jak na snížení emisí znečišťujících látek, tak na obnovu distribuční infrastruktury i výrobních zdrojů. Konkurenceschopnost KVET není zaručena a hrozí její výrazný útlum.

The impact of the 2010/75/EU Directive

Since the approval of the 2010/75/EU Directive, which sets limits for industrial emissions, producers have been exerting efforts aimed at complying with the legal environment. Producers gradually adapt to new conditions. In the medium-time horizon, the basic approaches have already been to a considerable extent determined. Intentions of the owners of the major pollution sources have already reached a state of maturation, which may, however, in particular cases differ from each other. The approach to the solution is mostly through technical reduction of pollutants by more efficient devices, often within the framework of the temporary national plan. Other solutions involve fuel replacement and a temporary or permanent restriction of operation or a complete shutdown. These all steps are directed to complying with emission caps applicable to individual pollutant types. In all analyzed variants, all these relationships have already been taken into account.

The requirement to reduce industrial emissions correlates well with the decreasing lignite availability, which reduces the impact of the 2010/75/EU Directive (lignite reserves running out is a stronger determinant). The Directive can be met in the Czech Republic; however, this will translate into increasing investment requirements set on generation sources. According to current information and assumptions, restrictions or risks of operation due to the necessity to comply with this Directive are, on the Czech power system level, not significant.

Heating sector and autoproducers

The operation of CHP units is an important element, not only from the point of view of the electric power industry but also for the provision of heat in district heating. Some 550,000 households depend on the delivery of heat from these systems. In terms of savings and efficiency, CHP is a highly valuable manner of production. The shortage of economically acceptable primary energy sources together with emission restrictions represents cardinal risks not only for the future CHP generation in the Czech Republic, but also for its very existence. Emission restrictions will necessitate either a restriction in generation or a transition to an economically less favourable fuel, which will in turn further limit the competitiveness of CHP systems and so may lead to their perish with fatal consequences for the price of the delivered heat and with the elimination of positive CHP synergies.

The proposed solution fully respects one of the main objectives of the State Energy Policy update, namely to prefer rather a long-term availability of domestic lignite for heating plant systems to use of lignite for the separate electric power generation only. This solution also assumes that power generation in heating plants in the low-efficiency condensation units will be restricted, but only to such an extent that power generation will not come to an end due to its lower profitability and that the regulation functions, needed for the operation of the Czech power system, will be maintained. The heating sector will require very pronounced investments both for the restrictions of pollutant emissions and for the retrofit of the distribution infrastructure and generation sources. The competitiveness of CHP is not guaranteed, so that there is a significant danger of its attenuation.

Obnovitelné zdroje energie

Základem predikcí jednotlivých skupin OZE je NAP schválený vládou ČR v listopadu 2012, přihlédnuto bylo i k odhadům distributorů a zohledněny byly i názory v ASEK. Scénáře rozvoje OZE jsou zobrazeny na **obr. 9**.

Ve střednědobém horizontu do roku 2020 bude rozvoj OZE v ČR probíhat v rozmezí blízkém Národnímu akčnímu plánu a jeho aktualizacím, a v roce 2020 tak scénáře mají předpoklady pro splnění požadavků Směrnice 2009/28/ES. V dlouhodobém horizontu pak bude docházet k vyčerpání potenciálu zejména biomasy a bioplynu, pouze k mírným přírůstkům vodních elektráren, a naopak může dojít k vyššímu rozvoji FVE vlivem poklesu ceny technologie PV panelů. Na obrázku není z důvodu měřítka zobrazen vysoký scénář rozvoje FVE, který byl zpracován na základě údajů v ASEK a použit v jedné z variant rozvoje výrobní základny. Scénář počítá od roku 2025 s větším nárůstem FVE na střechách tak, že v roce 2040 je dosaženo P_{inst} FVE 6 750 MW. Je patrné, že v celém sledovaném období význam obnovitelných zdrojů poroste, ale nebudou zajišťovat rozhodující část bilance.

Dosavadní zkušenosti z provozu a řízení ES ukazují, že množství OZE představuje jeden z limitujících faktorů provozovatelnosti soustavy, a proto je nutné věnovat dostatečnou pozornost vývoji a aktualizaci příslušné legislativy pro připojování a provoz těchto zdrojů. Pro zajištění bezproblémového rozvoje OZE a jeho integrace do soustavy je potřebné zacházet s OZE jako s ostatními zdroji včetně odpovědnosti za regulační odchylku. Z důvodů zajištění provozovatelnosti ES se doporučuje povolovat instalace dalších FVE jen na střechách budov. Podpora biomasy pro použití ve vysokoúčinné KVET se doporučuje v míře přijatelné pro podmínky ČR. Využití odpadů jako energetické suroviny je doporučeno na maximální možné úrovni.

Renewable energy sources (RES)

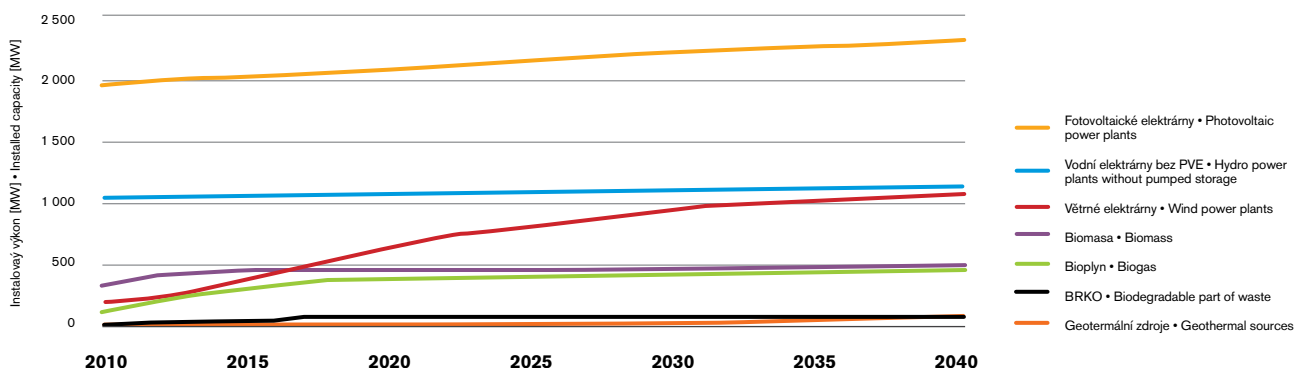
National action plan for renewable sources from 2012, estimates of distributors and information from State energy police update were used for predictions of individual groups of renewable sources. RES development scenarios are shown in **Fig. 9**.

The development of renewable energy sources in the Czech Republic in the medium term to 2020 will take place within the National Action Plan and its updates. The scenarios have the potential to meet the requirements of Directive 2009/28/EC in 2020. In the long term, the potential of biomass and biogas will be depleted and only slight gains are expected for hydropower plants. Greater development of photovoltaic technologies due to lower prices of PV panels can occur. The high scenario of PV based on State energy policy update is not displayed due to the scale. From 2025 this scenario considers a greater increase in PV on roofs, so that in 2040 it reached 6,750 MW. It is evident that throughout the period the importance of renewable sources will grow, but will not cover main part of the balance.

Previous experience in the operation and management of PS indicate that the amount of renewable sources is one of the limiting factors of system operability, and therefore it is necessary to pay sufficient attention to the development and updating of the relevant legislation for the connection and operation of such sources to CR PS. To ensure a smooth development of renewable energy sources and their integration into the system, it is necessary to treat RES as any other sources of electricity, including their responsibility for delivery deviation. To ensure PS operability is recommended to authorize the installation of additional PV only on the roofs of buildings. Support of biomass as a source of electricity and heat for use in high-efficiency CHP is recommended to the extent acceptable to the conditions of the Czech Republic. The use of waste as an energy source is recommended at the maximum possible level.

OBR. 9: SCÉNÁŘE ROZVOJE OBNOVITELNÝCH ZDROJŮ

FIG. 9: SCENARIOS OF RENEWABLE SOURCES DEVELOPMENT



Podmínkou realizovatelnosti základní varianty je postupný přechod části hnědouhelných zdrojů na jiná paliva (černé uhlí a zemní plyn) ve třicátých letech. To vyžaduje investice, aniž by docházelo ke zvýšení instalovaného výkonu. Vedle toho bude nutno investovat i do zdrojů, které budou nadále spotřebovávat hnědé uhlí, avšak o jiných parametrech (z jiných lokalit).

Provozně je základní varianta možná a provozovatelnost ES ČR je v této variantě uspokojivá. Nezbytná je však budoucí existence denní akumulace elektřiny (PVE).

Varianta uhelná (2012-U)

(v textu, grafech a schemech žlutou barvou)

Oproti variantě základní počítá tato varianta s následujícími faktory:

- Předpokládá se uvolnění územně-ekologických limitů těžby hnědého uhlí.
- O změně paliva se vzhledem k uvolnění územně-ekologických limitů uvažuje pouze u PPC Vřesová, kde dochází k ukončení produkce hnědého uhlí pro výrobu energoplynu od roku 2034.
- Varianta je řešena pro roky 2021 až 2040.

Nabídka zdrojů je stejná jako ve variantě základní, není však uvažován přechod některých zdrojů na jiná paliva ve třicátých letech, což snižuje investiční náročnost této varianty. Variantou uhelnou se nutně nesleduje zrušení limitů k roku 2021. S její pomocí je prověřena možnost provozu ES při využití uhlí za limity, například ve třicátých letech, aby se omezila potřeba přechodu na jiná paliva, dále pro případ zpoždění při uvádění nových jaderných bloků do provozu, resp. pro omezení některých dočasných disproporcí v provozu ES.

Zvýšené možnosti těžby po prolomení limitů nebudou plně využity, a to i přes určité navýšení exportního salda, protože sestava výrobních zdrojů nepočítala s dalšími novými hnědouhelnými zdroji. Varianta uhelná je provozně poněkud příznivější než varianta základní.

Varianta zpožděná plynová (2012-P)

(v textu, grafech a schemech oranžovou barvou)

Oproti variantě základní počítá tato varianta s následujícími faktory:

- Předpokládá zprovoznění dvou jaderných bloků v JE Temelín až v letech 2030 a 2032.
- Nepředpokládá zprovoznění bloku č. 5 v JE Dukovany o výkonu 1 200 MW v roce 2032.
- Vzhledem k časovému posunu náběhu bloků v JE Temelín oproti ostatním variantám se počítá se zprovozněním PPC bloku o výkonu 840 MW v lokalitě Mělník, a to od roku 2023. Typově by mělo jít o obdobný blok jako budovaný PPC Počeradý, z hlediska lokality se jedná o využití prostoru po zrušeném 500MW uhelném bloku Mělník III.
- Varianta je řešena pro roky 2023 až 2040.

An important prerequisite for the viability of the Basic variant is the gradual transition of a part of brown coal sources to other fuels in the thirties (black coal and natural gas are considered). This requires investments but will not increase the current installed output. Besides this it will be necessary to make investments into other sources that will continue to process brown coal with different parameters (from other localities).

As far as the general operation is concerned the "Basic" variant is possible and the operability of the power system of the Czech Republic presumed by this variant is satisfactory. However it is necessary to provide facilities for daily accumulation of electricity (pumped storage).

Coal variant (2012-C)

(in yellow colour in text, figures and schemes)

Compared to the basic variant, this variant incorporates the following factors:

- It expects cancelling of the territorial and environmental limits of brown coal mining.
- With respect to cancelling of the limits, the change of fuel is only expected for CCGT Vřesová where the production of brown coal for energy gas shall terminate in 2034.
- The variant is analysed for years 2021 to 2040.

The offer of the sources remains the same; however the transition of some sources to other fuels in the thirties is not considered in the thirties, which means that this variant presumes lower investment intensity. The coal variant does not necessarily mean the elimination of the territorial and environmental mining limits by 2021. This variant is used to examine the operation of the power system if coal is exploited beyond the set limits, for instances in the thirties, so as to reduce the need for the transition to other fuels or to provide for a substitution if the commissioning of new nuclear power units is delayed, this variant could also eliminate some temporary disproportions in the operation of the power system.

The enhanced possibilities for the coal mining after the limits are lifted, which is presumed by this variant, will not be fully utilised, despite a certain increase in the export balance, since the set of production sources available did not consider additional sources firing brown coal. As far as the general operation is concerned the "Coal" variant is somewhat more favourable than the "basic" variant.

Postponed gas variant (2012-G)

(in orange colour in text, figures and schemes)

Compared to the basic variant, this variant incorporates the following factors:

- Considers commissioning of two nuclear blocks in the Temelín NPP in 2030 and 2032.
- Does not consider commissioning of block no. 5 in the Dukovany NPP (1,200 MW in 2032).
- With respect to delayed start of nuclear blocks operation in the Temelín NPP as compared to other variants, commissioning of a CCGT block with the capacity of 840 MW in Mělník is considered by 2023. As far

Tato varianta prověřuje situaci v ES ČR v případě, že dojde k sedmiletému opoždění výstavby nových jaderných bloků. Opoždění bude známo s dostatečným předstihem tak, že bude možno v původním termínu roku 2023 náhradou vybudovat a provozovat jeden paroplynový blok 840 MW. Přesto je tato varianta mezi roky 2025 a 2030 charakterizována importem elektřiny. V roce 2029 je velikost importu srovnatelná s produkcí jaderného bloku, a proto se doporučuje nepřipustit zpoždění jeho výstavby za rok 2028. V roce 2028 dosažený import převyšuje 5 TWh, provoz jaderného bloku už v tomto roce by byl tedy žádoucí. Alternativní možnosti, jak snížit nutnost importů elektřiny, je těžba uhlí za územními limity.

Varianta zpožděná plynová je provozně příznivější než varianta základní i uhelná. Počítá však s dovozy elektřiny, a nespĺňuje tak princip soběstačnosti v krytí poptávky elektřiny.

Varianta obnovitelné zdroje (2012-O)

(v textu, grafech a schématech červenou barvou)

Oproti variantě základní počítá tato varianta s následujícími faktory:

- V oblasti FVE se po roce 2020 předpokládá výrazný trend přírůstků instalovaných výkonů až na hodnotu 6 750 MW v roce 2040, a to v souladu s předpoklady aktualizované SEK.
- K doplnění bilance a zlepšení provozovatelnosti se počítá s provozem PPC bloku o výkonu 430 MW, a to již od roku 2037.
- Varianta je řešena pro roky 2021 až 2040.

Tato varianta vychází z varianty základní, testuje však zejména od roku 2025 další nárůst instalovaného výkonu FVE. Provozně je tato varianta problematická, protože značné denní výkyvy dodávky z FVE vyvolávají velké požadavky na regulační služby, které nelze vždy splnit. Exportní saldo je oproti variantě základní slabě vyšší, dodávka elektřiny z jaderných bloků je nižší o přírůstek dodávky z FVE. Dodávka jaderných elektráren (neprodukcujících CO₂) je vytlačena dodávkou FVE.

Pro dosažení provozní přijatelnosti varianty obnovitelné zdroje by byla nezbytná denní akumulace elektřiny na úrovni 2 000 MW, možnost odpojování FVE jako kdykoliv použitelná forma záporné regulace a současně výstavba dvou dalších paroplynových bloků 430 MW k roku 2038 nad rámec zdrojů použitých ve variantě 2012-O.

as the type is concerned, the block should be similar to the currently constructed CCGT Počerady. As for the location, use of the premises of the abandoned 500 MW coal block Mělník III is considered.

- The variant is analysed for years 2023 to 2040.

This variant looks into the situation in the power system of the Czech Republic in case there is delay of seven years in the completion of the construction of new nuclear power blocks. The delay, if any, will be known with a sufficient advance so that it is possible to construct a substitute steam-gas unit with the output of 840 MW by the original deadline of 2023. Despite this the variant still presumes that it will be necessary to import electricity in years from 2025 to 2030. In 2029 the size of import is already comparable to the production of the nuclear power unit and therefore it is recommended that any delays in its construction shall not go beyond the year of 2028. The import achieved in 2028 exceeds 5 TWh, the operation of the nuclear power unit in this year would be desirable too. An alternative solution to limit imports of electricity would be coal mining going beyond the set limits.

As far as the general operation of power system is concerned the "Delayed gas" variant is more favourable than the "basic" and the "coal" variants. However imports of electricity are presumed and therefore the requirement for independence in the electricity production is not met.

Varianta of renewable sources (2012-R)

(in red colour in text, figures and schemes)

Compared to the basic variant, this variant incorporates the following factors:

- After 2020 it expects significant growth trend of increases in installed capacities up to the value of 6,750 MW in 2040 in compliance with presumptions of the updated SEP.
- To complete the balance and improve the operability, it considers the operation of a CCGT block (430 MW) from 2037.
- The variant is analysed for years 2021 to 2040.

This variant is based on the Basic variant, however another fast increase in the installed output of the PV after 2025 is tested. As far as the general operation of power system is concerned this variant poses quite a few problems because sufficient regulating reserves are not available. In comparison against the basic variant the export balance of this variant is slightly higher, the electricity supply from nuclear power units is lower in the amount approximately corresponding to the increment provided by the supplies from PV. Thus the PV supplies that do not produce CO₂ replace non-CO₂ producing nuclear sources.

If the "Renewable sources" variant is to be acceptable from the operating viewpoint it is necessary to secure the following: a daily accumulation of electricity at the level of 2000 MW, the possibility to disconnect PV as any-time available form of negative regulation and the construction of two other steam-gas blocks with the output of 430 MW by 2038 additionally to sources used in this variant.

Varianta nízká spotřeba (2012-N)**(v textu, grafech a schematech hnědou barvou)**

Oproti variantě základní počítá tato varianta s následujícími faktory:

- Oproti variantě základní počítá tato varianta s nízkým scénářem spotřeby elektřiny.
- Nepředpokládá zprovoznění bloku č. 5 v JE Dukovany o výkonu 1 200 MW v roce 2032.

Tato varianta odpovídá představě pokračujícího slabšího ekonomického vývoje hospodářství, a proto využívá nízký scénář spotřeby elektřiny. Vyznačuje se oproti variantě základní postupným zvyšováním vývozu o narůstající rozdíl ročních spotřeb elektřiny mezi scénářem referenčním a nízkým. Odsunutí výstavby paroplynového bloku za rok 2038 se z důvodu zajištění dostatečných regulačních výkonů nedoporučuje.

Provozovatelnost varianty nízká spotřeba je velmi podobná variantě základní, což je dáno stejným rozvojem výrobní základny, přičemž v tuzemsku nespotřebovaná elektřina je exportována.

Saldo obchodu s elektřinou

Obr. 11 uvádí predikované roční objemy salda zahraničního obchodu s elektřinou, které mají v celém sledovaném období exportní charakter, s výjimkou varianty zpožděné plynové.

Variant of low consumption (2012-L)**(in brown colour in text, figures and schemes)**

Compared to the basic variant, this variant incorporates the following factors:

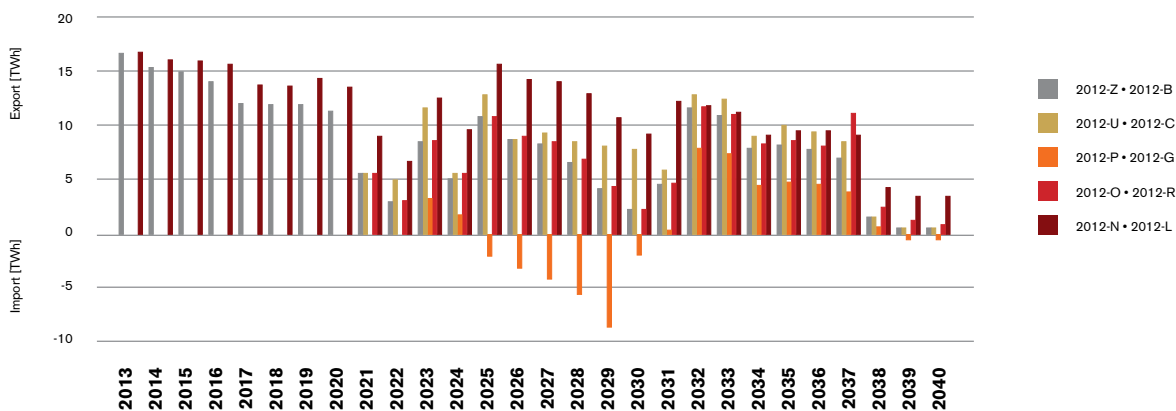
- Compared to the basic variant, this variant considers low scenario of electricity consumption.
- Does not consider commissioning of block no. 5 in the Dukovany NPP (1,200 MW in 2032).

This variant corresponds to the assumption of a continuing weak economic development of the entire economy and therefore the low energy consumption scenario is applied. In comparison against the basic variant this variant presents a gradual increase in exports corresponding to the growing difference between annual electricity consumptions between the reference scenario and the low consumption scenario. However it is not recommended to postpone the construction of the steam-gas unit beyond 2038 since it is necessary to provide for sufficient regulating sources.

The operability of the "Low consumption" variant is very similar to that of the basic variant, which results from the same development of the power generation base. Electricity not used in the Czech Republic will be exported.

Foreign electricity trade balance

Fig. 11 shows volumes of annual electricity foreign trade balances which have export character in course of the whole period for all verified variants with exception for the gas variant.

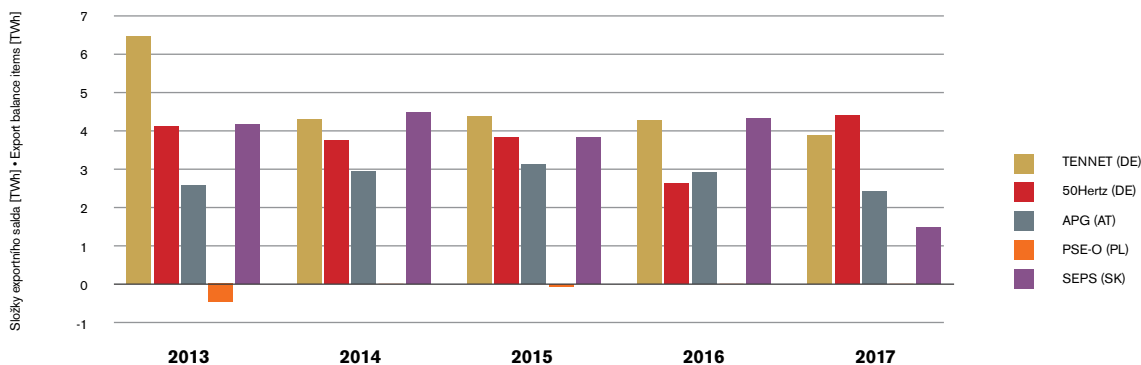
OBR. 11: ROČNÍ OBJEMY SALDA OBCHODU S ELEKTRĚNOU**FIG. 11: ANNUAL VOLUMES OF THE ELECTRICITY TRADE BALANCE**

Při vytváření predikce v pětiletém cenovém výhledu jsou stanoveny zvlášť exporty a importy příslušející jednotlivým směrům na ostatní ES a celkové saldo vzniká jejich součtem. Dílčí složky salda v úhrnných ročních objemech dle geografických směrů na okolní ES ilustruje **obr. 12**, a to pro základní variantu. Na vývoji jednotlivých složek salda je patrné, že dochází k exportu prakticky do všech okolních ES kromě Polska. Ve zkoumaném období mírně klesá export do Německa (společně profily TENNET a 50Hertz) v roce 2014 z důvodu předpokládaného snížení volných kapacit přeshraničních profilů. Po zbytek období je poté zatížení těchto dvou profilů poměrně konstantní. Profil do Rakouska je plně využíván po celé prezentované období. Zatížení profilu ČEPS–SEPS je rovnoměrné a zájem o něj přetrvává i po předpokládaném obnovení výrobních možností Slovenska po roce 2013. Důvodem je předpokládaný export elektřiny do Maďarska, které je díky situaci ve své ES vítanou obchodní příležitostí. Od roku 2017 klesá již očekávané exportní saldo na tomto profilu na polovinu z důvodu poklesu celkových exportních možností ES ČR.

When creating the prediction in the five-year price outlook exports and imports pertaining to individual directions to other power systems are determined separately and the total balance is created as their sum total. Partial components of the balance in aggregate annual volumes according to geographical directions to surrounding power systems are presented in **Fig. 12** for basic variant. The development of individual components of the balance shows that electricity is practically exported to all surrounding power systems with the exception of Poland. In the monitored period the export to Germany (profiles TENNET and 50Hertz together) slightly decreases in 2014 due to the predicted reduction of free capacities of the cross-border profiles. For the remaining following part of the period the load of these two profiles is relatively constant. The profile into Austria is fully utilised for the entire presented period. The load of the ČEPS-SEPS profile is even and the demand for this profile continues even after the predicted recovery of the production facilities of Slovakia in 2013. This is due to the predicted export of electricity to Hungary, which is a welcomed business opportunity thanks to the situation in its power system. However since 2017 the predicted export balance on this profile decreases to a half due to the decrease of the total export potential of the Czech Republic power system.

OBR. 12: VÝVOJ EXPORTNÍHO SALDA ES ČR PO JEDNOTLIVÝCH PROFILECH PS (DLOUHODOBÉ KONTRAKTY)

FIG. 12: DEVELOPMENT OF THE EXPORT BALANCE OF THE CR PS ACCORDING TO INDIVIDUAL PROFILES OF THE TRANSMISSION SYSTEM (LONG-TERM CONTRACTS)



Výkonová bilance

Z hlediska spolehlivosti výkonové bilance lze obecně říci, že soustava je dostatečně výkonově zajištěna a umožňuje, s výjimkou ve variantě zpožděné plynové, exportovat značné objemy elektřiny až do roku 2037. Omezujícím faktorem exportů je především dostupnost paliva.

Agregovaná výkonová bilance je pro jednotlivé varianty a vybrané roky uvedena v **tab. 2**. Kladné hodnoty ve výsledku bilance ukazují na dostatek výkonu v soustavě, který nelze

Power balance

In terms of power balance reliability, the system has generally sufficient production capacity and allows the export of significant volumes of electricity until 2037 with exception for delayed gas variant. Availability of fuel is the limiting factor for exports.

The aggregated power balance for individual variants and selected years is shown in **Tab. 2**. Positive values in balance results show sufficiency of power within the system which cannot be fully used for electricity export especially due to the lack of domestic brown coal.

plně využít k exportu elektřiny především z důvodu nedostatku tuzemského hnědého uhlí.

Pro provoz elektroenergetiky ČR je instalace významného regulačního výkonu ve formě denní akumulace, například ve formě PVE, z pohledu výsledků analýz nezbytná. Potenciálním způsobem zajištění regulačních služeb je také řízení spotřeby na úrovni maloodběru a případná koordinace nabíjení elektromobilů pro případ jejich výrazného zastoupení. Podstatné navýšení možností denní akumulace či řízení spotřeby elektřiny je nutnou podmínkou pro zajištění provozovatelnosti ES ČR v horizontu nejpозději od roku 2023, a to zejména pro vývoj dle varianty obnovitelné zdroje.

The operation of the Czech power system necessitates an installation of significant regulating capacity, in a daily accumulation cycle, e.g. in the form of pumped storage. Another potential approach toward the provision of ancillary services is a demand management at the retail level as well as prospective coordination of charging of electrical vehicles in case of a significant increase of their numbers. A substantial improvement of the daily accumulation or of the power demand management is a necessary condition for guaranteeing the operability of the Czech power system, at the latest from 2023, in particular in the case the development follows renewable sources variant.

TAB. 2: PRŮMĚRNÉ ROČNÍ HODNOTY VÝKONOVÉ BILANCE V HODINÁCH DENNÍCH MAXIM ZATÍŽENÍ PRACOVNÍCH DNŮ ÚTERÝ AŽ PÁTEK

TAB. 2: AVERAGE ANNUAL VOLUMES OF POWER BALANCE IN HOURS OF DAILY LOAD MAXIMS ON WORKDAYS (TUESDAY TILL FRIDAY)

Varianta základní • Basic variant		2012-Z • 2012-B							
Ukazatel / Rok • Indicator / Year		2013	2017	2021	2023	2025	2030	2035	2040
Pohotový výkon zdrojů [MW]	Available capacity [MW]	12 911	14 157	12 379	13 731	14 201	14 056	14 986	14 153
Exportovaný výkon (-) [MW]	Power exported (-) [MW]	-1 868	-1 372	-641	-971	-1 228	-259	-940	-58
Zatížení soustavy [MW] • System load [MW]		8 565	8 965	9 425	9 631	9 827	10 239	10 625	10 954
Potřebná záloha [MW] • Required reserves [MW]		2 244	2 391	2 182	2 672	2 836	2 865	3 171	3 123
Výsledek bilance [MW] • Balance result [MW]		235	1 430	130	457	309	693	250	18

Variaty doplňkové • Additional variants		2012-U • 2012-C				2012-P • 2012-G							
Ukazatel / Rok • Indicator / Year			2021	2023	2023	2025	2025	2030	2030	2035	2035	2040	2040
Pohotový výkon zdrojů [MW]	Available capacity [MW]		12 379	13 731	13 452	14 201	12 890	14 056	13 830	14 986	14 714	14 153	13 884
Exportovaný výkon (-) [MW]	Power exported (-) [MW]		-641	-1 327	-380	-1 461	237	-890	224	-1 140	-551	-58	62
Zatížení soustavy [MW] • System load [MW]			9 425	9 631	9 631	9 827	9 827	10 239	10 239	10 625	10 625	10 954	10 954
Potřebná záloha [MW] • Required reserves [MW]			2 182	2 673	2 474	2 836	2 427	2 867	2 719	3 173	3 029	3 123	2 965
Výsledek bilance [MW] • Balance result [MW]			130	100	967	76	874	60	1 096	48	509	18	27

Varianty doplňkové • Additional variants		2012-N • 2012-L				2012-O • 2012-R									
Ukazatel / Rok • Indicator / Year		2013	2017	2021	2021	2023	2023	2025	2025	2030	2030	2035	2035	2040	2040
Pohotový výkon zdrojů [MW]	Available capacity [MW]	12 908	14 148	12 365	12 391	13 688	13 767	14 146	14 261	13 965	14 452	13 803	15 830	12 920	15 383
Exportovaný výkon (-) [MW]	Power exported (-) [MW]	-1 866	-1 561	-1 030	-641	-1 425	-984	-1 782	-1 233	-1 050	-263	-1 086	-979	-401	-107
Zatížení soustavy [MW] • System load [MW]		8 531	8 748	9 011	9 425	9 114	9 631	9 204	9 827	9 354	10 239	9 475	10 625	9 539	10 954
Potřebná záloha [MW] • Required reserves [MW]		2 248	2 395	2 193	2 192	2 680	2 703	2 842	2 888	2 855	3 226	2 938	3 951	2 841	4 273
Výsledek bilance [MW] • Balance result [MW]		263	1 443	131	133	469	450	318	312	706	724	304	275	139	49

Výrobní bilance

Úplnou výrobní bilanci pro jednotlivé varianty uvádí **tab. 3**. Z tabulky je zřejmé, že je možno očekávat, že požadavky na dodávku elektřiny budou trvale naplněny, tedy jinak řečeno, neočekává se její nedodávka. Účast jednotlivých skupin zdrojů na dodávkách elektřiny ilustruje **obr. 13** pomocí sloupcového grafu. Vyznačen je též parní zbytkový diagram (PZD).

Production balance

Full production balance is shown in **Tab. 3** for all variants. The table indicates that stable fulfilment of requirements on electricity supplies can be expected, i.e. no-supply is not expected. Participation of individual groups of sources in electricity supplies is illustrated in **Fig. 13** by a bar chart. Residual steam diagram is also shown.

TAB. 3: ÚPLNÁ VÝROBNÍ BILANCE ELEKTRĚNY V ES ČR [GWh]

TAB. 3: FULL ELECTRICITY PRODUCTION BALANCE IN THE CZECH REPUBLIC POWER SYSTEM [GWh]

Varianta základní • Basic variant 2012-Z • 2012-B

Skupina zdrojů • Power source category:	2013	2017	2021	2023	2025	2030	2035	2040
Dodávka elektřiny celkem • Total net generation	80 471	79 215	76 547	82 470	86 267	81 133	90 213	85 535
Elektřiny na fosilní paliva a biomasu								
Fossil fuel and biomass power plants	46 894	44 818	41 720	37 647	33 061	29 484	29 789	27 508
Vodní elektrárny • Hydro power plants	2 531	2 604	2 657	2 552	2 570	2 633	2 688	2 733
– přečerpávací • pumped storage	387	411	422	296	294	305	307	293
Větrné elektrárny • Wind power plants	580	976	1 372	1 521	1 620	1 867	2 016	2 139
Geotermální elektrárny								
Geothermal power plants	0	13	32	45	58	106	193	316
Fotovoltaické elektrárny								
Photovoltaic power plants	2 010	2 055	2 115	2 145	2 175	2 250	2 295	2 332
Jaderné elektrárny • Nuclear power plants	28 457	28 749	28 651	37 368	45 564	43 569	52 026	49 347
Denní akumulace • Daily accumulation	0	0	0	1 192	1 220	1 223	1 206	1 159
Saldo zahraničí • Foreign balance	-16 638	-12 040	-5 636	-8 506	-10 776	-2 272	-8 242	-644
Zdroje celkem (obstaráno celkem)								
Power sources in total (provided total)	63 833	67 175	70 911	73 965	75 492	78 861	81 971	84 891
Tuzemská spotřeba netto + síťové ztráty								
Net domestic consumption inc. losses	63 351	66 661	70 382	72 011	73 507	76 858	79 987	82 986
Spotřeba na čerpání • Pumping	482	514	529	364	358	372	375	359
Akumulace elektrické energie • Electricity accumulation	0	0	0	1 590	1 627	1 630	1 609	1 546
Tuzemská spotřeba (užito celkem)								
Domestic consumption (used total)	63 833	67 175	70 911	73 965	75 492	78 861	81 971	84 891
Výroba elektřiny celkem • Total gross generation	86 355	84 829	81 704	87 645	91 471	85 767	95 430	90 332
Vlastní spotřeba celkem								
Self-consumption in total	5 884	5 614	5 157	5 175	5 204	4 634	5 217	4 797
Tuzemská spotřeba brutto								
Gross domestic consumption	69 717	72 789	76 068	79 139	80 696	83 495	87 188	89 688

Tabulka pokračuje na další straně. • Continuation of tab. is on the next page.

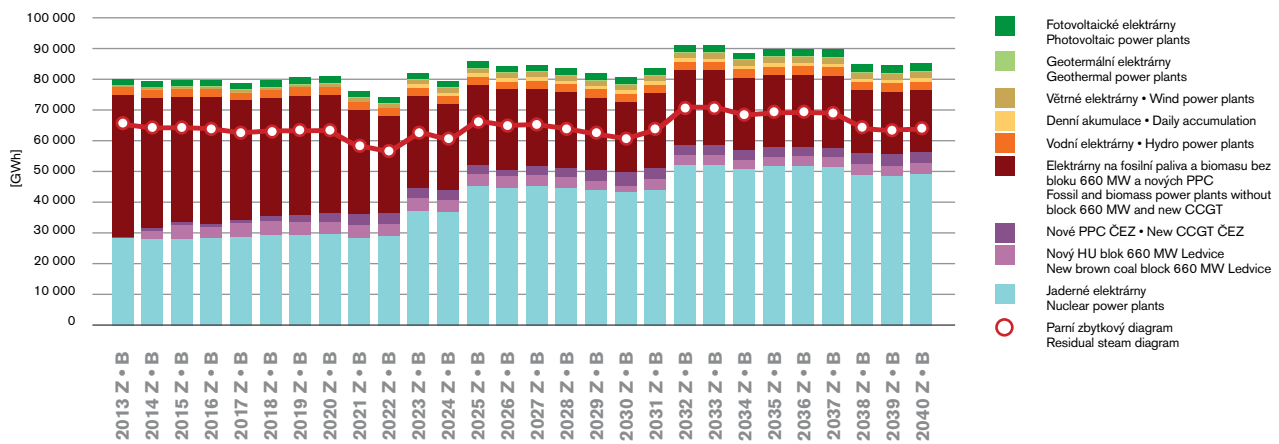
Variaty doplňkové • Additional variants	2012-U • 2012-C				2012-P • 2012-G							
Skupina zdrojů • Power source category:	2021	2023	2023	2025	2025	2030	2030	2035	2035	2040	2040	
Dodávka elektřiny celkem • Total net generation	76 547	85 591	77 291	88 308	73 445	86 665	76 935	91 973	86 811	85 535	84 339	
Elektrárny na fosilní paliva a biomasu Fossil fuel and biomass power plants	41 720	40 526	41 167	34 502	37 023	32 660	32 306	30 273	32 744	27 591	31 147	
Vodní elektrárny • Hydro power plants	2 657	2 552	2 547	2 570	2 573	2 635	2 633	2 688	2 689	2 733	2 731	
– přečerpávací • pumped storage	422	296	291	294	297	307	305	308	308	293	292	
Větrné elektrárny • Wind power plants	1 372	1 521	1 521	1 620	1 620	1 867	1 867	2 016	2 016	2 139	2 139	
Geotermální elektrárny Geothermal power plants	32	45	45	58	58	106	106	193	193	316	316	
Fotovoltaické elektrárny Photovoltaic power plants	2 115	2 145	2 145	2 175	2 175	2 250	2 250	2 295	2 295	2 332	2 332	
Jaderné elektrárny • Nuclear power plants	28 651	37 609	28 671	46 163	28 778	45 924	36 550	53 302	45 670	49 265	44 514	
Denní akumulace • Daily accumulation	0	1 193	1 195	1 220	1 219	1 222	1 222	1 206	1 205	1 159	1 159	
Saldo zahraničí • Foreign balance	-5 636	-11 626	-3 330	-12 816	2 049	-7 802	1 926	-10 002	-4 841	-644	549	
Zdroje celkem (obstaráno celkem) Power sources in total (provided total)	70 911	73 965	73 961	75 492	75 494	78 862	78 860	81 971	81 970	84 891	84 889	
Tuzemská spotřeba netto + síťové ztráty Net domestic consumption inc. losses	70 382	72 011	72 011	73 507	73 507	76 858	76 858	79 987	79 987	82 986	82 986	
Spotřeba na čerpání • Pumping	529	364	357	359	362	375	372	376	376	359	357	
Akumulace elektrické energie • Electricity accumulation	0	1 591	1 594	1 627	1 625	1 630	1 630	1 608	1 607	1 546	1 545	
Tuzemská spotřeba (užito celkem) Domestic consumption (used total)	70 911	73 965	73 961	75 492	75 494	78 862	78 860	81 971	81 970	84 891	84 889	
Výroba elektřiny celkem • Total gross generation	81 704	91 142	82 149	93 806	77 900	91 972	81 255	97 422	91 789	90 337	88 996	
Vlastní spotřeba celkem Self-consumption in total	5 157	5 552	4 858	5 498	4 455	5 307	4 320	5 449	4 978	4 802	4 657	
Tuzemská spotřeba brutto Gross domestic consumption	76 068	79 517	78 819	80 991	79 949	84 170	83 181	87 419	86 948	89 694	89 546	

Variaty doplňkové • Additional variants	2012-N • 2012-L				2012-O • 2012-R									
Skupina zdrojů • Power source category:	2013	2017	2021	2021	2023	2023	2025	2025	2030	2030	2035	2035	2040	2040
Dodávka elektřiny celkem • Total net generation	79 991	79 138	76 572	76 812	82 567	82 469	86 286	86 337	81 154	81 246	90 763	82 612	86 212	77 451
Elektrárny na fosilní paliva a biomasu Fossil fuel and biomass power plants	46 420	44 738	41 722	41 870	37 620	37 677	32 928	33 032	29 847	29 422	30 316	30 230	28 015	27 632
Vodní elektrárny • Hydro power plants	2 527	2 595	2 654	2 647	2 546	2 515	2 561	2 540	2 616	2 599	2 705	2 653	2 783	2 692
– přečerpávací • pumped storage	384	402	420	412	290	260	285	264	288	271	325	272	344	252
Větrné elektrárny • Wind power plants	580	976	1 372	1 372	1 521	1 521	1 620	1 620	1 867	1 867	2 016	2 016	2 139	2 139
Geotermální elektrárny Geothermal power plants	0	13	32	32	45	45	58	58	106	106	193	193	316	316
Fotovoltaické elektrárny Photovoltaic power plants	2 010	2 055	2 166	2 115	2 298	2 145	2 430	2 175	3 850	2 250	5 599	2 295	6 749	2 332
Jaderné elektrárny • Nuclear power plants	28 454	28 761	28 625	28 776	37 352	37 419	45 483	45 750	41 643	43 839	48 593	44 065	44 813	41 201
Denní akumulace • Daily accumulation	0	0	0	0	1 186	1 147	1 206	1 163	1 226	1 163	1 340	1 161	1 395	1 139
Saldo zahraničí • Foreign balance	-16 661	-13 736	-5 664	-9 040	-8 618	-12 479	-10 824	-15 631	-2 312	-9 200	-8 591	-9 521	-940	-3 522
Zdroje celkem (obstaráno celkem) Power sources in total (provided total)	63 330	65 402	70 908	67 772	73 950	69 990	75 462	70 706	78 842	72 046	82 172	73 091	85 271	73 929
Tuzemská spotřeba netto + síťové ztráty Net domestic consumption inc. losses	62 852	64 899	70 382	67 256	72 011	68 145	73 507	68 838	76 858	70 169	79 987	71 214	82 986	72 106
Spotřeba na čerpání • Pumping	478	503	526	516	357	316	347	318	349	326	398	329	424	304
Akumulace elektrické energie • Electricity accumulation	0	0	0	0	1 581	1 529	1 608	1 550	1 635	1 551	1 787	1 548	1 861	1 519
Tuzemská spotřeba (užito celkem) Domestic consumption (used total)	63 330	65 402	70 908	67 772	73 950	69 990	75 462	70 706	78 842	72 046	82 172	73 091	85 271	73 929
Výroba elektřiny celkem • Total gross generation	85 824	84 747	81 727	81 989	87 739	87 647	91 486	91 553	85 700	85 882	95 813	87 423	90 763	81 825
Vlastní spotřeba celkem Self-consumption in total	5 832	5 609	5 156	5 177	5 172	5 178	5 201	5 216	4 545	4 636	5 050	4 811	4 551	4 374
Tuzemská spotřeba brutto Gross domestic consumption	69 162	71 011	76 064	72 949	79 121	75 168	80 663	75 922	83 388	76 682	87 222	77 902	89 822	78 303

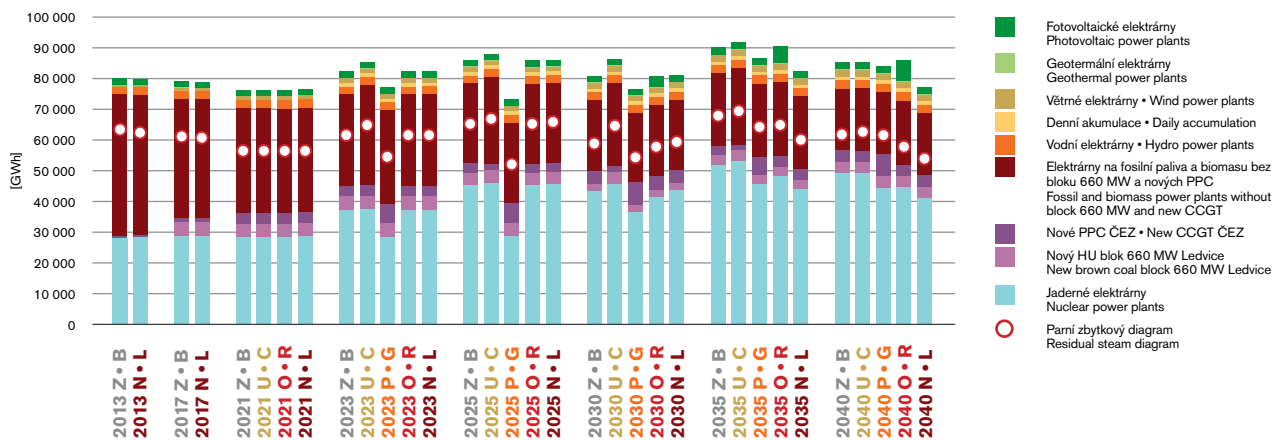
OBR. 13: DODÁVKA ELEKTŘINY JEDNOTLIVÝCH SKUPIN ZDROJŮ V ES ČR

FIG. 13: ELECTRICITY SUPPLY BY INDIVIDUAL GROUPS OF SOURCES WITHIN THE CR PS

VARIANTA 2012-Z • VARIANT 2012-B



VARIANTY 2012-Z, 2012-U, 2012-P, 2012-O, 2012-N • VARIANTS 2012-B, 2012-C, 2012-G, 2012-R, 2012-L



ZAJIŠTĚNÍ ZDROJŮ PRIMÁRNÍ ENERGIE A ENVIRONMENTÁLNÍ ASPEKTY VÝROBY ELEKTŘINY A TEPLA

Na základě analýz výrobní části ES byly vyhodnoceny potřeby odpovídající primární energie paliv. Výsledné bilance zohledňují teplo v palivu na výrobu elektřiny a na výrobu dodávkového tepla z KVET. Mimo bilance stojí výroba tepla výtopenským způsobem i lokální výroba tepla. Z dlouhodobého pohledu se snižuje náročnost výroby na primární zdroje, jak ukazuje **obr. 14**. Nejnižší měrou spotřeby vykazuje varianta plynová, a to díky většímu podílu výroby z plynu, která je energeticky účinnější. Nejvyšší náročnost vykazuje varianta uhelná,

THE CZECH REPUBLIC POWER SYSTEM PROVISION WITH FUEL AND ENVIRONMENTAL ASPECTS OF ELECTRICITY AND HEAT PRODUCTION

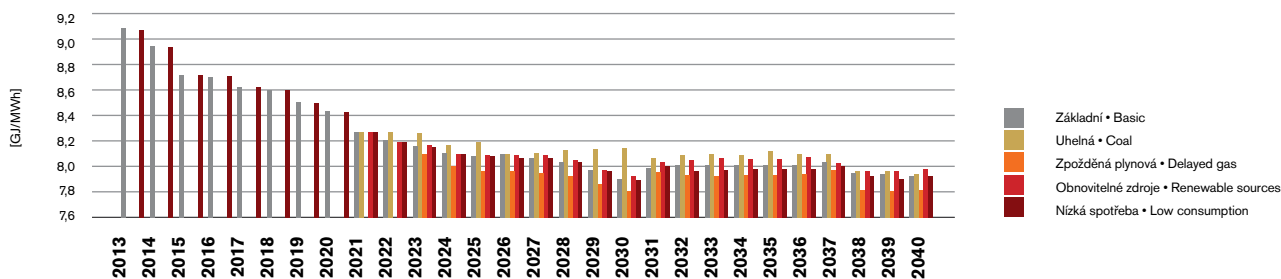
Needs of the corresponding primary fuel energy were evaluated upon analyses of the power system production section. The resulting balances take into account heat in the fuel for the power production and for the delivery heat production from CHP. The balances exclude production of heat in district heating stations and local heat production. In the long term, the intensity of production from primary sources has been decreasing, as shown in **Fig. 14**. The lowest specific consumption is seen in the gas variant, thanks to a higher share of the production from gas which is more energy-efficient.

a to díky většímu podílu uhelných zdrojů, a také varianta OZE, kde je výroba plynových zdrojů vytlačena uplatněním OZE a zbytek bilance dorovnávají levnější uhelné zdroje. Celková bilance primárních energií pro výrobu elektřiny a tepla je uvedena na **obr. 15**.

The highest intensity may be seen in the coal variant, thanks to a higher share of coal sources, and also the RES variant in which the production of gas sources is driven out by the RES employment, and the rest of the balance is supplied by cheaper coal sources. The overall balance of primary energies for the electricity and heat production is given in **Fig. 15**.

OBR. 14: VÝVOJ MĚRNÉ SPOTŘEBY TEPLA V PALIVU NA VÝROBU ELEKTŘINY

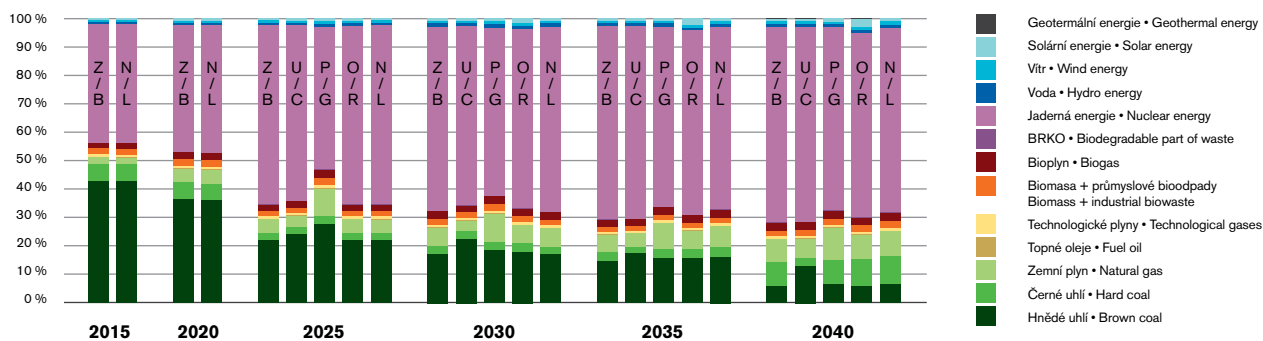
FIG. 14: SPECIFIC HEAT CONSUMPTION IN FUEL FOR ELECTRICITY PRODUCTION



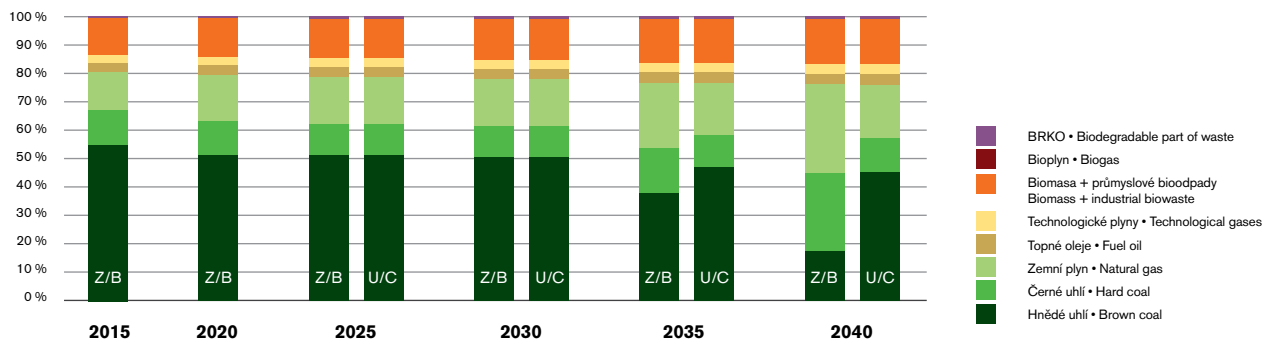
OBR. 15: SKLADBA PRIMÁRNÍ ENERGIE

FIG. 15: PRIMARY ENERGY STRUCTURE

NA VÝROBU ELEKTŘINY • FOR ELECTRICITY PRODUCTION



NA VÝROBU TEPLA • FOR HEAT PRODUCTION



V současnosti jsou elektroenergetika a teplárenství ČR z pohledu primárních zdrojů zabezpečeny tuzemskými zdroji. To je dáno zejména využitím hnědého uhlí, které je dosud rozhodujícím palivem pro výrobu elektrické energie, a především pro kogenerační výrobu, z níž je dodávkovým teplem zásobován velký počet domácností. Soběstačnost je z bilančního hlediska zajištěna i u černého uhlí. Přes ekonomickou i technickou náročnost je Česká republika schopna zajistit vlastní tuzemskou těžbou uranu pro přibližně polovinu výroby elektřiny v českých jaderných elektrárnách. Problémem je však zpracování vytěženého uranu do konečné formy jaderného paliva, pro které ČR nemá potřebnou infrastrukturu. Jaderné palivo v podobě palivových komponentů se proto získává pouze nákupem v zahraničí.

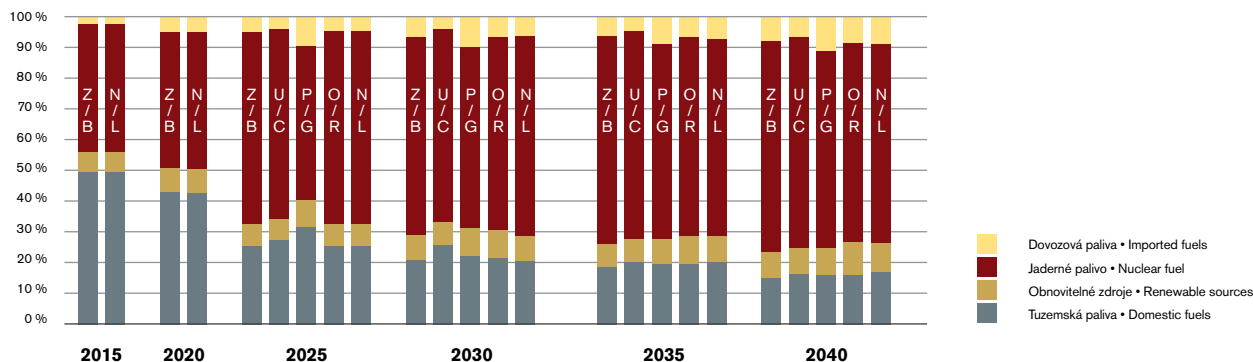
Výstavba jaderných zdrojů řeší úbytek velkých hnědouhelných zdrojů, které by v každém případě musely ukončit svůj provoz v důsledku přirozeně se snižujících zásob hnědého uhlí. Neřeší se tím ale otázka teplárenství, kde by byla náhrada řešena zemním plynem, nebo v omezeném rozsahu i dovozem černého uhlí. V řešeném období se očekává nárůst využití primární energie pro výrobu elektřiny v JE o přibližně 42 % až 69 % v závislosti na volbě varianty. Pokud by výstavba nových jaderných zdrojů byla zpoždována, nebo by z jiných důvodů, např. požadavků ze strany EU, jejich výstavba vůbec neproběhla, vyžadovala by energetická soustava další rozsah zdrojů zejména na zemní plyn, navýšení jeho spotřeby, a tím i dovozní závislosti (**obr. 16**).

At the moment the primary sources for the electricity industry and the heating industry in the Czech Republic are well secured via local energy sources. This is mainly attributable to the use of brown coal, which has been so far the main fuel for the production of electricity and especially for the combined heat and power production that supplies heat for a large amount of households. From the balance viewpoint independence is secured also as far as hard coal is concerned. Despite the economic and technical demands the Czech Republic is able to provide its own domestic uranium mining for approximately half of the electricity production in the Czech nuclear power plants. The problem is, however, processing of mined uranium in the final forms of nuclear fuel for which the Czech Republic does not have the necessary infrastructure. Nuclear fuel in the form of fuel components is therefore only received by purchase from abroad.

The construction of nuclear power plants will significantly contribute in future to the replacement of large brown coal sources that would have to discontinue its production due to the natural exploitation of brown coal resources in any case. However this does not solve the issue of the heating industry in which the substitute will have to be natural gas and other fuels, possibly also imports of hard coal to a limited extent. Within the considered period it is expected that the use of primary energy for the electricity production in NPP will approximately grow by 42% to 69%, depending on which variant is selected. If the construction of new nuclear power plants is delayed or if they are not constructed at all for other reasons, e.g. requirements from the EU, the energy system would require another extension of sources, especially those utilising natural gas, leading to an increase in the natural gas consumption, and this would consequently lead to import dependency (**Fig.16**).

OBR. 16: ROZDĚLENÍ VÝROBY ELEKTŘINY PODLE PŮVODU PALIV

FIG. 16: ELECTRICITY PRODUCTION ACCORDING TO FUELS ORIGIN

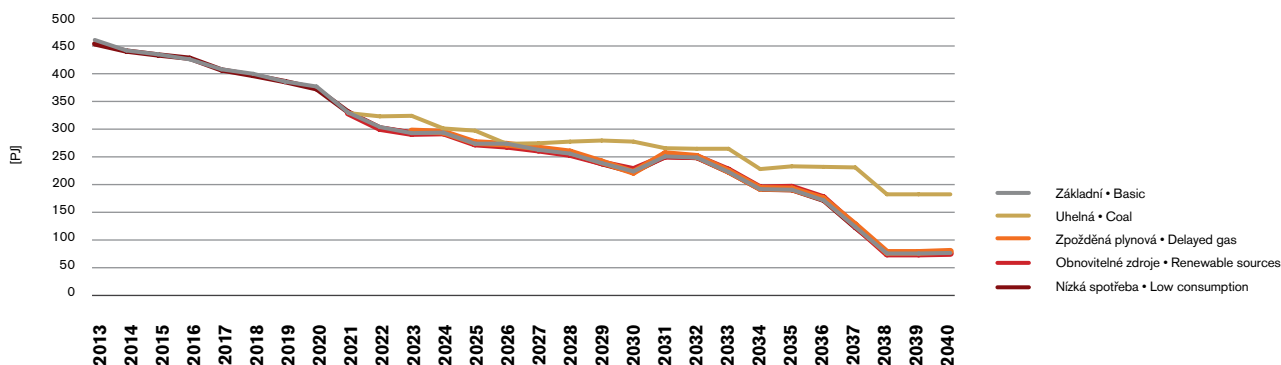


Hnědé uhlí

Vývoj soběstačnosti v oblasti primárních paliv bude v dalších letech zásadně ovlivněn vývojem hnědouhelné energetiky. Těžba hnědého uhlí klesá (**obr. 17**), protože dožívají jeho zásoby, a současně se na některých lomech zhoršuje kvalita uhlí. V oblasti budoucí těžby existuje omezení z důvodů územně-ekologických limitů. Setrvání na platnosti limitů by ještě více prohlubovalo deficity v těžbě. Důsledkem by byl výraznější útlum hnědouhelné energetiky a výrazné změny v teplárenství. Snižování těžby hnědého uhlí je jedním z hlavních důvodů odstavení velkých systémových zdrojů a omezením pro výstavbu zdrojů nových. Současně bude nutno hledat náhradu pro teplárenské zdroje, které jsou v mnoha případech závislé na uhlí vyšší kvality z lomu ČSA, který je rozhodující lokalitou, na niž se vztahují limity. V řešeném období se očekává pokles spotřeby hnědého uhlí pro výrobu elektřiny a KVET přibližně na 17 %, s výjimkou varianty uhelné, kde jde o pokles na 39 %.

Brown coal

The development of the independence in the sphere of primary fuels in the years to come will be significantly influenced by the development of the brown coal mining. The mining of brown coal gradually decreases (**Fig. 17**) as its resources are gradually exploited and also due to the fact that the quality of the extracted coal from some quarries is deteriorating. There are significant limitations as far as future extraction of brown coal is concerned because of the land-ecological mining limits. Unless these limits are cancelled, the deficits in brown coal mining will grow even further. These factors would result in a quite significant decrease in the production of the brown coal energy sector and in significant changes in the heating industry. The decreasing mining of brown coal is one of the main reasons behind the decommissioning of large system sources and the limitations for the construction of new sources. At the same time it will be necessary to find a substitute for heating industry sources that in many cases depend on the coal of a higher quality from the ČSA mine, i.e. the decisive locality to which the territorial and environmental limits apply. Within the concerned period the following is expected: a decrease in the brown coal consumption for the electricity production and the CHP at the level approximately of 17%, with the exception of the coal variant, where the presumed decrease is estimated at 39%.

OBR. 17: SPOTŘEBA HNĚDÉHO UHLÍ NA VÝROBU ELEKTŘINY A NA VÝROBU TEPLA V KVET**FIG. 17: BROWN COAL CONSUMPTION FOR ELECTRICITY PRODUCTION AND FOR HEAT PRODUCTION IN CHP**

Porovnání celkové spotřeby hnědého uhlí v elektroenergetice a teplárenství ve vztahu k dostupným množstvím uhlí pro energetiku je provedeno na **obr. 18**. Při náhradě hnědého uhlí dovoзовými palivy se výrazně zvýší dovozní závislost ČR, protože náhradním palivem bude z velké části zemní plyn. Toto řešení bude mít negativní důsledky na ceny centrálně dodávaného tepla, snižování jeho konkurenceschopnosti, a může vést i k rušení teplárenských sítí a k rozpadu celého systému CZT. Z hlediska dovozní závislosti

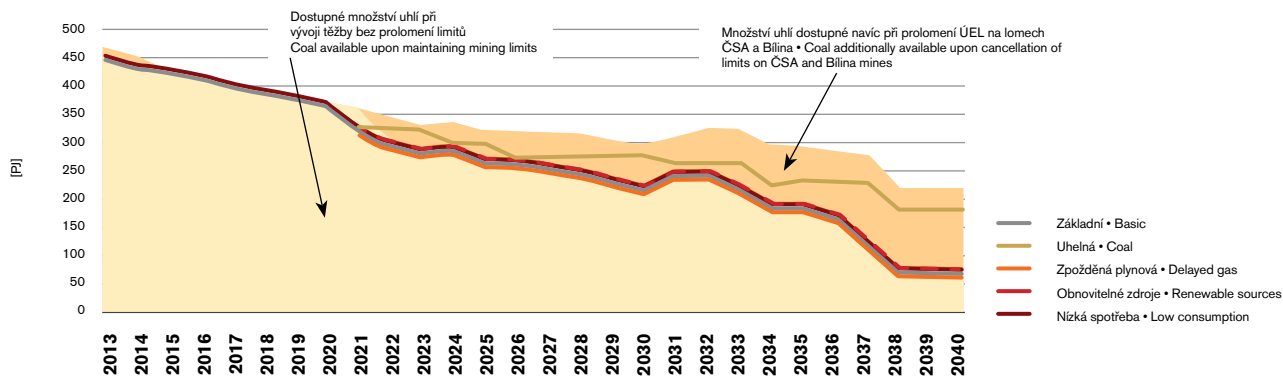
A comparison of the total brown coal consumption in the electricity and heating industries in relation to available coal quantities for the energy industry is shown in **Fig. 18**. If brown coal is replaced with imported fuels the import dependence of the Czech Republic will grow significantly since the main substitute fuel will be imported natural gas. This solution will have negative consequences for the prices of centrally distributed heat, the competitiveness of this distribution will decrease and this may consequently lead to the elimination of heating industry networks and the disintegration

ČR, stability cen tepla i z hlediska provozu ES ČR je žádoucí připravovat kroky k prolomení limitů těžby. Pokud připustíme dále rostoucí dovozní závislost ČR na primárních palivech, dokážeme v době ekonomické recese zdůvodnit obyvatelstvu riziko výrazně rostoucích cen tepla a uhelné elektrárny dokážeme reálně nahradit jinými, je provoz ES ČR možný i při zachování současných limitů těžby hnědého uhlí.

of the entire system of central supplies of heat. As far as the import dependence of the Czech Republic, the stability of prices for heat and the operation of the power system of the Czech Republic are concerned, it is desirable that steps are made to cancel the land-ecological limits for brown coal mining. If we allow a growing dependence of the Czech Republic on abroad primary sources, manage to explain to the population why prices for heat may be significantly growing at the time of the economic recession and manage to replace coal power plants with different power plants, the operation of the power system of the Czech Republic may be secured, even if the current land-ecological limits for brown coal mining remain valid.

OBR. 18: POROVNÁNÍ SPOTŘEBY HNĚDÉHO UHLÍ S MOŽNOSTMI JEHO TĚŽBY

FIG. 18: COMPARISON OF BROWN COAL CONSUMPTION WITH ITS MINING POSSIBILITIES



Černé uhlí

Těžba černého uhlí probíhá v současnosti v oblasti ostravsko-karvinského revíru. Dále je evidován jako rezerva důl Frenštát – jedná se o perspektivní ložisko se zásobami až 360 mil. tun. V lokalitě existuje výrazný střet zájmů – konflikty s místní samosprávou, ochrana přírody apod. Využívání v budoucnu bude ovlivněno řadou faktorů – zájem o uhlí samotné, ekonomika těžby a vyřešení místních sporů. V případě zvýšení zájmu o černé uhlí nad rámec tuzemské těžby nebo při jejím ukončení by řešením mohly být dovozy, především z Polska. Problematiku černého uhlí lze shrnout takto:

- Současné potřeby elektroenergetických zdrojů (**obr. 19**) mohou být za aktuálních předpokladů o těžbě zajištěny domácí produkcí do roku 2025, a to při těžbě ve stávajících lokalitách.
- Při ukončení tuzemské těžby bez dalšího pokračování nebo v případě jejího předčasného ukončení by příslušné objemy černého uhlí musely být zajišťovány dovozem.

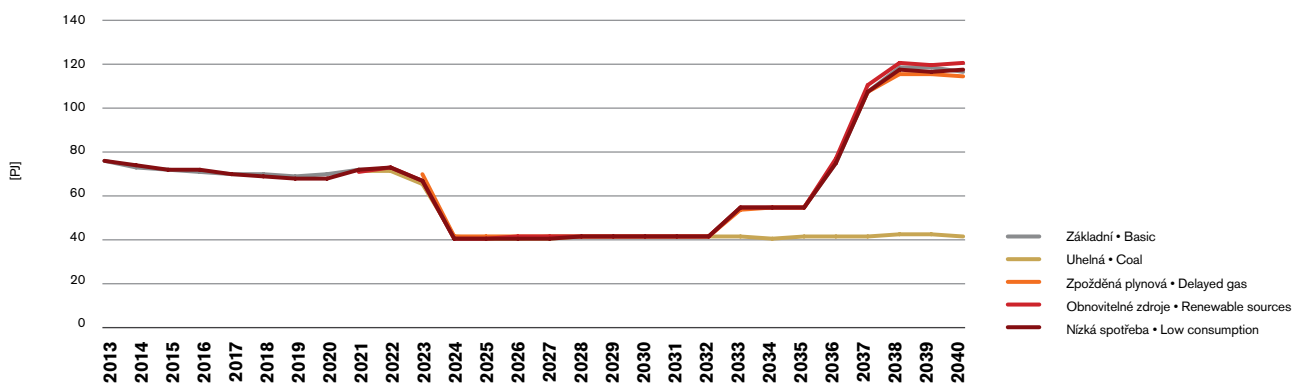
Hard coal

The current hard coal mining takes place in the Ostrava-Karviná coal district. Further, the Frenštát mine is registered as a reserve; it is a promising deposit with reserves up to 360 mil. tons. However, there is a strong conflict of interests within the location – conflicts with local administration, environmental protection, etc. A possible increased demand for hard coal above the possibilities of domestic mining or its termination could be solved with imports, especially from Poland. The issue of hard coal in the Czech electricity and heating industries may be summarised as follows:

- Present consumptions of electricity industry sources (**Fig. 19**) may be secured by domestic production, upon the current mining assumptions, until 2025, with mining in existing locations.
- Should the domestic production be terminated without further continuation or should it be terminated prematurely, the relevant hard coal quantities would have to be imported.

- Při výstavbě nového zdroje na černé uhlí v budoucnu by dodávky pro tento zdroj kryl pravděpodobně dovoz uhlí. Otevření těžby v nových lokalitách v ČR se nejví jako reálné. V předkládaných dlouhodobých bilancích však s takovými novými zdroji není počítáno. Předpokládá se pouze záměna paliva v některých stávajících teplárenských zdrojích.
- V případě, že by nedošlo k ukončení provozu elektrárny Dětmarovice a současně by se řešila náhrada paliva v teplárenství, nedostačovala by tuzemská těžba černého uhlí na pokrytí těchto potřeb.
- Should a new hard coal source be constructed in future, supplies for this source would be probably secured by imports. Commencement of mining in new locations within the Czech Republic appears to be unreal. However, such new sources are not considered in the long-term balances submitted. A fuel substitution in some existing heating sources is considered.
- Should the Dětmarovice power plant not be decommissioned, and should a fuel substitution in heating sources be dealt with, the domestic hard coal mining would not be sufficient to cover these demands.

OBR. 19: SPOTŘEBA ČERNÉHO UHLÍ NA VÝROBU ELEKTRINY A NA VÝROBU TEPLA V KVET
FIG. 19: HARD COAL CONSUMPTION FOR ELECTRICITY PRODUCTION AND FOR HEAT PRODUCTION IN CHP



Zemní plyn

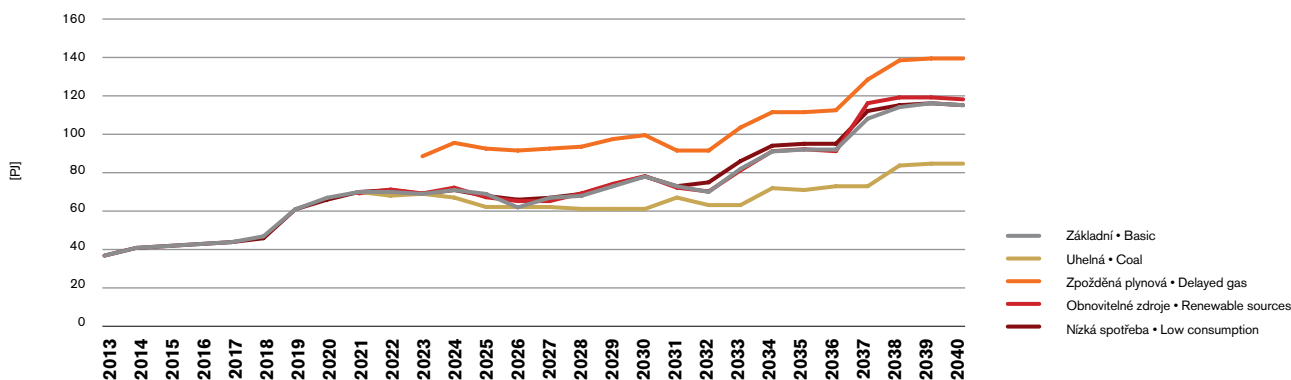
Významným vývojovým faktorem v oblasti zajištění primární energie bude v budoucnu nárůst spotřeby plynu (**obr. 20**). Očekává se výstavba paroplynových zdrojů velkého výkonu, z nichž první – PPC Počerady – je v podstatě před spuštěním. K dalšímu nárůstu spotřeby zemního plynu dojde v souvislosti s náhradou uhlí jako paliva pro teplárenství včetně závodní energetiky. V řešeném období se očekává nárůst spotřeby zemního plynu pro výrobu elektřiny a tepla v KVET. Celková spotřeba zemního plynu pro elektroenergetiku může vzrůst ze současné 1 mld. m³ až na 4 mld. m³ v roce 2040 (ve variantě plynové; v ostatních variantách je nárůst v rozmezí 2,5 až 3násobku současné hodnoty).

Natural gas

The consumption of natural gas (**Fig. 20**) will be a significant developmental factor in the sphere of primary sources procurement in the future. The commissioning of steam-gas units with great installed capacity is presumed, out of which the first one – i.e. CCGT Počerady – is soon to be commissioned. A further increase in the natural gas consumption will be a consequence of the replacement of brown coal with natural gas as a fuel for the heating industry, including autoproducers. Within the considered period the increase of the natural gas consumption for electricity and CHP is anticipated. Total consumption of natural gas for power industry can grow from current 1 billion m³ to 4 billion m³ in 2040 (for the gas variant; in the other variants the increase is from 2.5 to 3multiple of current value).

OB. 20: SPOTŘEBA ZEMNÍHO PLYNU NA VÝROBU ELEKTŘINY A NA VÝROBU TEPLA V KVET

FIG. 20: NATURAL GAS CONSUMPTION FOR ELECTRICITY PRODUCTION AND FOR HEAT PRODUCTION IN CHP



Biomasa a ostatní paliva

Biomasa je spalována převážně jako složka paliva ve směsi s jinými druhy paliv, především s uhlím. Některé zdroje, respektive vybrané jednotky, jsou schopny spalovat biomasu samostatně, ale obvykle tak činí jen v určitých časových obdobích nebo jen na některých kotlích. Spalování čisté biomasy je tak spíše doménou výtopen. Je počítáno s výhřevností 11–12 GJ/t. Spotřeba biomasy (**obr. 21**) pro výrobu elektřiny a centralizovaného tepla v kogeneraci by ze současné úrovně 1,8 mil. tun ročně měla v následujících letech růst, až roku 2020 dosáhne 2,25 mil. tun. Tento nárůst souvisí především s přírůstkem ve zdrojích na biomasu. Jedná se spíše o menší zdroje, navržené tempo přírůstků odpovídá názorům dle NAP. Po roce 2020 dochází k poklesu spotřeby zpět až na 2 mil. tun. Tento pokles má příčinu v nižším využití systémových hnědouhelných zdrojů, které biomasu spoluspalují. Využívání biomasy má spíše doplňkový charakter, i když v konkrétních případech může jít o významný

Biomass and other fuels

Biomass is combusted mainly as a fuel component in mixtures with other fuel types, especially with coal. Some sources, or more precisely selected units, are capable of combusting biomass separately, but usually only in certain periods or in some boilers. Biomass on its own is usually combusted only in district heating stations, with considered calorific value of 11-12 GJ/t. The biomass consumption (**Fig. 21**) for the combined power and district heat production should grow from the current 1.8 mil. t/y up to 2.25 mil. t/y in 2020. This growth is connected especially with the increasing number of biomass sources, mostly smaller ones. The designed increase rate corresponds to NREAP opinions. After 2020 the consumption will drop back to 2 mil. t/y. This decrease will be caused by the lower use of system brown coal sources co-firing biomass. The use of biomass is rather of an additional character, although in particular cases it may represent an important local source. Regarding the balance between sources

lokální zdroj. Z hlediska bilance mezi zdroji a spotřebou existuje napjatost – biomasy není dostatek a ve hře není jen energetika včetně teplárenství a samostatné výroby tepla, ale i potřeba dřeva pro průmysl. Pěstování biomasy pro energetické účely (včetně např. silážní kukuřice pro bioplynové stanice) se také dostává do konfliktu s pěstováním potravin.

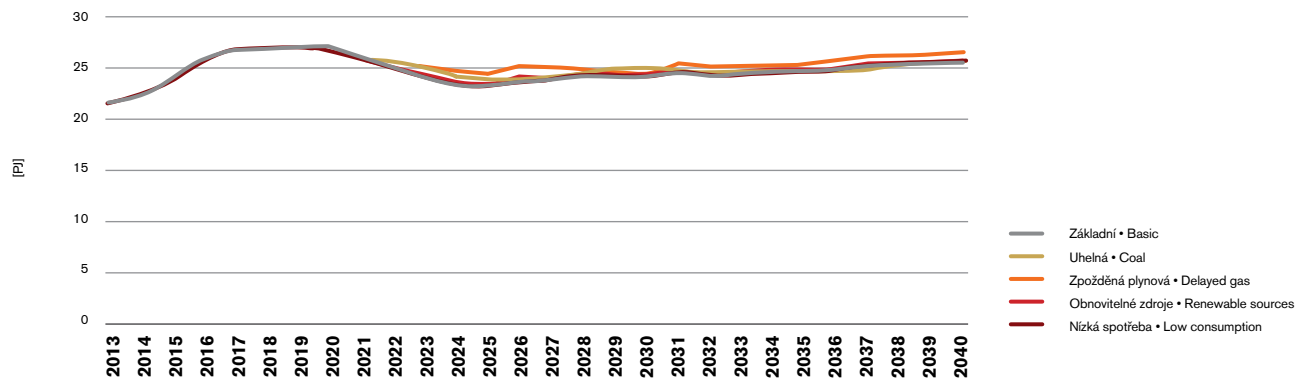
Dalšími, spíše minoritními palivy jsou obecně odpady, topné oleje a technologické plyny.

and consumption, certain tenseness is evident – there is not enough biomass and the matter considers not only energy industry, including the heating industry and separate heat production, but also the need of wood for the industry. The growing of biomass for energy purposes (including e.g. silage maize for biogas stations) comes into conflict with the growing of foodstuffs.

Other minority fuels are waste, fuel oils and technological gases.

OBR. 21: SPOTŘEBA BIOMASY NA VÝROBU ELEKTRINY A NA VÝROBU TEPLA V KVET

FIG. 21: BIOMASS CONSUMPTION FOR ELECTRICITY PRODUCTION AND FOR HEAT PRODUCTION IN CHP



Obnovitelné zdroje

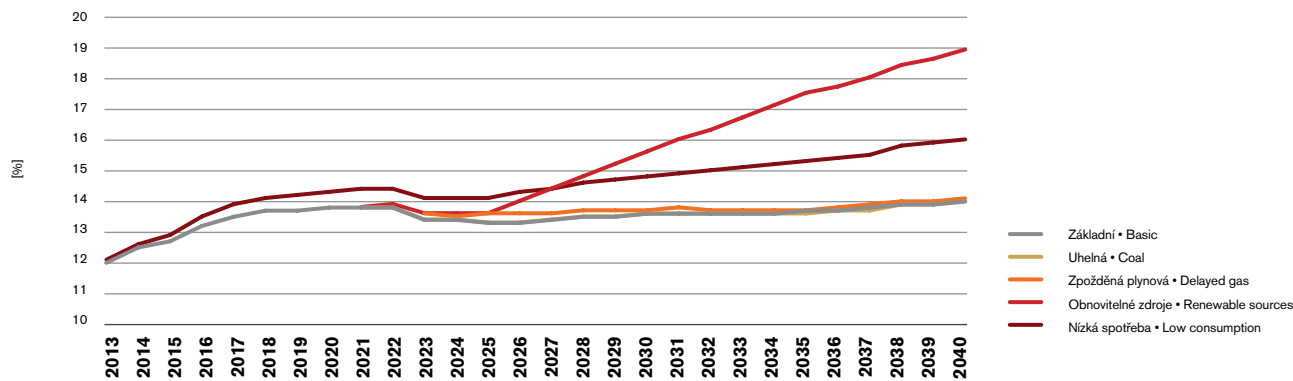
Na obr. 22 je uvedena hodnota činitele vyjádřeného jako podíl brutto výroby OZE a tuzemské brutto spotřeby elektřiny (Směrnice 2001/77/ES). Vyobrazené hodnoty nelze zaměňovat s cílem 13 % dle Směrnice 2009/28/ES, která stanovuje **závazné hodnoty podílu energie z OZE na hrubé konečné spotřebě všech energií** (elektřina, teplo, doprava) v roce 2020. Ve variantě základní a uhelné jsou průběhy téměř totožné. Ve variantě zpožděné plynové jsou pak mírně vyšší, a to v období, kdy ještě nejsou v provozu nové jaderné bloky. Jejich výrobu v bilanci dorovnávají kromě plynových zdrojů také uhelné bloky, které spoluspalují biomasu a při jejichž vyšším využití pak narůstá i výroba z biomasy. Ve variantě OZE je podíl výrazně vyšší, což souvisí s uplatněním velkého nárůstu fotovoltaiky. Poněkud odlišná je varianta nízké spotřeby, v níž je výroba OZE srovnatelná s jinými variantami, ale vzhledem k nízkému scénáři spotřeby je pak podíl výroby z OZE vyšší. Pokles podílu kolem roku 2025 je důsledkem dočasně nižšího uplatnění biomasy. Jedná se o případy, kdy biomasa je spoluspalována s hnědým uhlím a při nižším využívání těchto zdrojů pak dochází i k nižší výrobě z biomasy.

Renewable sources

Fig. 22 shows the value of a factor expressed as the quotient of the gross RES production and domestic gross electricity consumption (Directive 2001/77/EC). The values shown should not be mistaken for the 13% target given in the Directive 2009/28/EC, **specifying binding values of the RES share in the gross domestic consumption of all energies** (electricity, heat, transport) in 2020. The courses are almost identical in the basic and coal variants. They are slightly higher in the postponed gas variant, in the period when new nuclear blocks are not commissioned yet. Their production is supplemented in the balance by gas sources as well as coal blocks co-firing biomass; their higher utilisation leads to an increased biomass production. The share is significantly higher in the variant of renewable sources, which is related to the high increase of photovoltaic sources. Somewhat different is the variant of low consumption in which the RES production is comparable to other variants, but due to the low consumption scenario the share of production from RES is then higher. The decrease in the share around 2025 is the consequence of a temporarily lower use of biomass. This includes cases when biomass is co-fired with brown coal and the lower utilisation of these sources leads to a lower production from biomass.

OBR. 22: PODÍL VÝROBY ELEKTRĚNY Z OZE NA TUZEMSKÉ BRUTTO SPOTŘEBĚ ELEKTRĚNY

FIG. 22: SHARE OF ELECTRICITY FROM RES IN DOMESTIC GROSS ELECTRICITY CONSUMPTION



Povolnenky EUA a redukce emisí

Ceny povolenek jsou v současnosti na velmi nízké úrovni. V prvním roce třetí fáze EU ETS (v roce 2013) je očekáván vysoký přebytek povolenek z druhé fáze alokačního systému a dalších mechanismů – brzké aukce, NER300 apod. Současný navrhovaný plán na odložení některých aukcí z let 2013 až 2015 na období 2019 až 2020 je pouze krátkodobým řešením a ve své podstatě strukturální přebytek povolenek neřeší. Cenový vývoj povolenek je závislý na politickém rozhodnutí (EU) ohledně konečného způsobu řešení vzniklého přebytku povolenek.

Dle přijatých předpokladů ve střednědobém výhledu ceny povolenek porostou až k úrovni 20 € /tCO₂. V dlouhodobém výhledu bude růst cen povolenek pokračovat, a to zejména v důsledku očekávaných zásahů na úrovni EU. Ceny povolenek určují rentabilitu konkrétního druhu výroby. Nejistota vývoje jejich ceny působí investiční nejistoty.

Pokud se bude soustava vyvíjet dle této zprávy, je nejistota ohledně budoucí ceny povolenek ze systémového pohledu ČR méně významná než na úrovni EU či pro konkrétní zdroje. Přebytek dostupných povolenek ve variantách činí 8 až 10 % ročně a je primárně způsoben nedostatkem hnědého uhlí. V pozdějších letech (od roku 2016) se jakožto vedlejší vliv projevují i dopady Směrnice 2010/75/EU.

EUA allowances and reduction of emissions

The prices of emission allowances are at the moment very low. In the first year of the third phase of the EU ETS (in the year 2013) is expected a high excess of allowances inherited from the second phase of the allocation mechanism and from other mechanisms (early auctions, NER300, etc.). The presently proposed plan to postpone some auctions in the period 2013 – 2015 to the period 2019 – 2020 is just a short-term solution and it does not deal with the excess of allowances, which is in its nature of structural character. The development of the prices of allowances strongly depends on the political decision (EU) regarding the final solution of the issue of the excess of allowances that has come about.

The prices of allowances will grow in the medium-term up to the level of around 20 € /tCO₂ according to adopted assumptions. In the long-term the prices of emission allowances will continue to grow, which is mainly attributable to expected interventions at the level of individual policies of the European Union. Prices of allowances set the profitability of a particular type of production. The uncertainty regarding the anticipated development of their price in future causes major investment uncertainties.

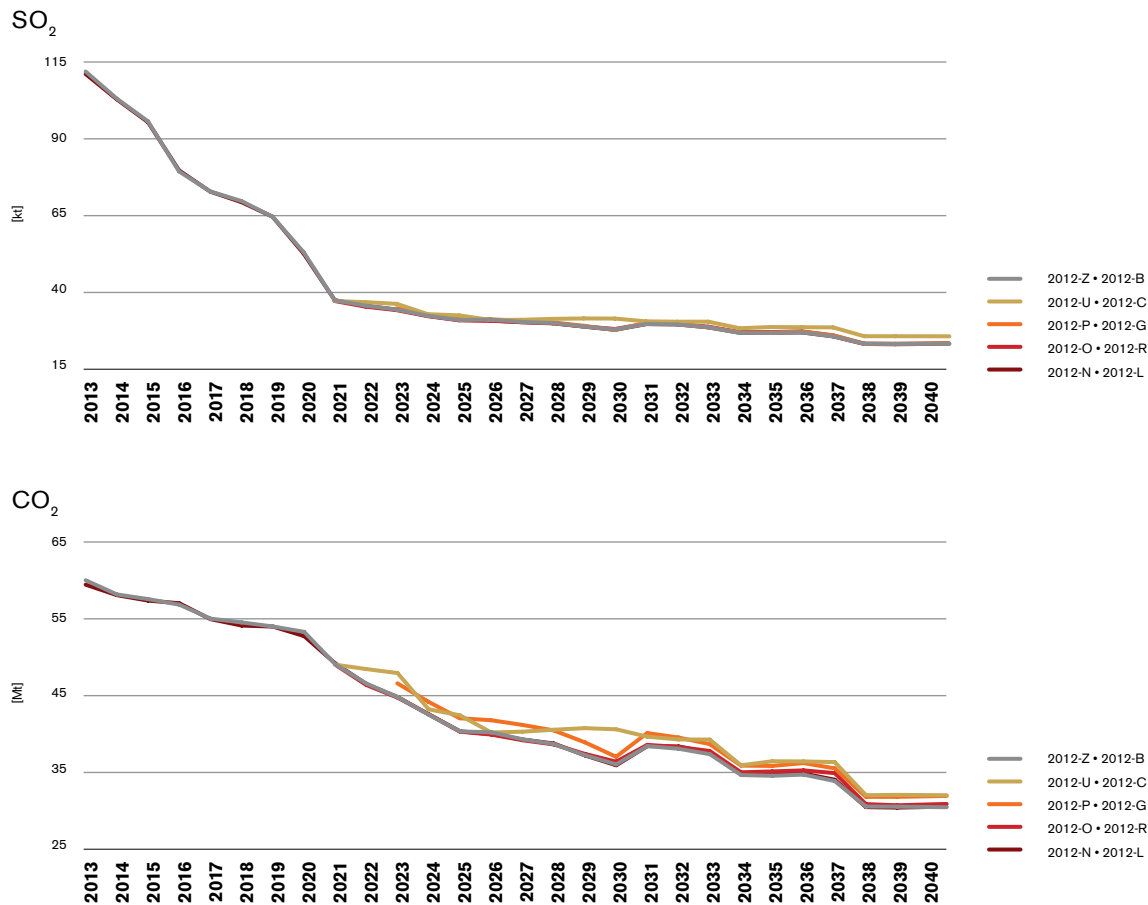
If the Czech power system develops according to assumptions made in this report, this uncertainty is from the system point of view for the Czech Republic less serious than on the European level or for the particular owners of generating units. The excess of available allowances in both time frameworks studied amounts to about 8 to 10% annually. Excess of allowances is primarily due to the shortage of lignite. In later years (starting from 2016), impacts of the 2010/75/EU Directive on industrial emissions come to play as an auxiliary factor, too.

Očekávané průběhy vybraných emisí jsou uvedeny na **obr. 23**. Jedná se o emise SO₂ (na kterých má energetika zásadní podíl) a CO₂, které slouží k vyhodnocení množství povolenek v NAPP3 potřebných pro elektroenergetiku. Očekávané procentní snížení produkce základních druhů emisí vznikajících při výrobě elektřiny a dodávkového tepla v roce 2040 oproti stavu v roce 2013 činí v průměru: 57 % pro emise TZL, 80 % pro emise SO₂, 74 % pro emise NO_x, 50 % pro emise CO a 49 % pro emise CO₂.

Expected courses of chosen emissions are shown in **Fig. 23**. The picture shows SO₂ emissions (on which the power industry has a substantial proportion) and CO₂, which are used to evaluate the quantity of allowances needed for the power industry in NAPP3. Expected reduction of emissions from the production of electricity and heat in 2040, as compared to 2013, is: 57% for emissions of SPM, 80% for SO₂, 74% for NO_x, 50% for CO and 49% of CO₂ emissions.

OBR. 23: PŘEDPOKLÁDANÝ VÝVOJ EMISÍ V OBLASTI ELEKTROENERGETIKY

FIG. 23: ANTICIPATED DEVELOPMENT OF EMISSIONS IN THE ELECTRICITY SECTOR



Z následující **tab. 4** je patrné, čím jsou analyzované varianty rozvoje ES ČR význačné, v čem jsou jejich přednosti a naopak nedostatky.

The following **Tab. 4** shows the main features of development variants and their strengths and weaknesses.

TAB. 4: HLAVNÍ RYSY ANALYZOVANÝCH VARIANT ROZVOJE ES ČR

TAB. 4: ANALYZED VARIANTS OF CR PS – MAIN FEATURES

		2013–2020	2021–2040
Varianta / horizont • Variant / horizon		Střednědobý horizont Medium-term horizon	Dlouhodobý horizont Long-term horizon
<p>Základní varianta • Basic variant</p> <p>Srovnávací varianta • Reference variant</p>			<p>ODSTAVENÍ VĚTŠÍHO MNOŽSTVÍ HU ELEKTRÁREN, NOVÉ JE SHUTDOWN OF A LARGER NUMBER OF LIGNITE-FIRED PPs, NEW NUCLEAR PPs</p> <ul style="list-style-type: none"> • nutnost velkých investic do výrobních bloků bez efektu navýšení výkonu need of large investments in generating units without increasing power output • dovoz primární energie (rok 2040): 76 %, bez jádra 8 % import of primary energy (2040): 76 %, without nuclear 8 % • provozovatelnost uspokojivá • operability satisfactory • průměrný export elektřiny 6,2 TWh • average export of electricity 6.2 TWh • od roku 2013 do roku 2040 pokles emisí: CO₂ o 50 %, SO₂ o 80 %, NO_x o 75 %, TZL o 58 % • from 2013 up to 2040 decrease of emissions: CO₂ by 50 %, SO₂ by 80 %, NO_x by 75 %, solid pollutants by 58 %
Co se stane, když... (doplnkové varianty) • What happens if ... (additional variants)	<p>... dojde k využití hnědého uhlí za ŮEL • ... lignite from mines beyond current environmental limits becomes available</p> <p>Varianta Uhelná • Lignite variant</p>	<p>DO ZNAČNÉ MÍRY DANÝ VÝVOJ THE DEVELOPMENT IS TO A CONSIDERABLE EXTENT DETERMINED</p> <ul style="list-style-type: none"> • do roku 2020 stejný vývoj ve všech variantách • all variants follow up to the year 2020 the same course • vliv směrnice 2010/75/ES the impact of 2010/75/ES Directive • dočasné i trvalé snížení dostupnosti zdrojů v důsledku směrnice 2010/75/ES a nedostatku zdrojů HU • both temporary and permanent decrease of the availability of power sources due to 2010/75/ES Directive and to the shortage of lignite 	<p>ZDROJE ZE ZÁKLADNÍ VARIANTY VYUŽÍVAJÍ HU ZA LIMITY BASIC VARIANT ENERGY SOURCES USE LIGNITE BEYOND ENVIRONMENTAL LIMITS</p> <ul style="list-style-type: none"> • nižší investiční náročnost – potenciálně nižší tlak na navýšování cen, či potenciálně vyšší ziskovost lower investment requirements – potentially lower pressure to price increases or potentially higher profitability • dovoz primární energie (rok 2040): 75 %, bez jádra 7 % import of primary energy (2040): 75 %, without nuclear 7 % • příznivá provozovatelnost • favorable operability • mírně vyšší export elektřiny průměrně 7,7 TWh moderately higher export of electricity, on the average 7.7 TWh annually • od roku 2013 do roku 2040 pokles emisí: CO₂ o 47 %, SO₂ o 78 %, NO_x o 72 %, TZL o 53 % • from 2013 up to 2040 decrease of emissions: CO₂ by 47 %, SO₂ by 78 %, NO_x by 72 %, solid pollutants by 53 %
	<p>... dojde ke zpoždění dostavby JE ... construction of nuclear power plants is delayed</p> <p>Varianta Zpožděná plynová Delayed gas variant</p>	<ul style="list-style-type: none"> • nízké využívání zdrojů na fosilní paliva low utilization of sources burning fossil fuels • dovoz primární energie (rok 2020): 49 %, 5 % bez jádra • imports of primary energy (2020): 49 %, 5 % without nuclear • provozovatelnost uspokojivá satisfactory operability • průměrný export elektřiny 13,5 TWh average export of electricity 13.5 TWh • od roku 2013 do roku 2020 pokles emisí: CO₂ o 11 %, SO₂ o 53 %, NO_x o 39 %, TZL o 25 % • from 2013 up to 2020 decrease of emissions: CO₂ by 11 %, SO₂ by 53 %, NO_x by 39 %, solid pollutants by 25 % 	<p>SEDMILETÉ OPOZDĚNÍ DOSTAVBY JETE, BEZ JEDU • DELAY OF SEVEN YEARS IN THE EXTENSION OF NPP TEMELÍN, WITHOUT NPP DUKOVANY</p> <ul style="list-style-type: none"> • nutnost nového výkonu (instalace PPC 840 MW, a navíc import elektřiny) • need for new electric power generation output (installation of steam-gas cycle PP 840 MW and additionally import of electricity) • dovoz primární energie (rok 2040): 75 %, bez jádra 11 % import of primary energy (2040): 75 %, without nuclear 11 % • příznivější provozovatelnost • more favourable operability • průměrné saldo nízké, v některých letech import až 8,5 TWh low average power balance, import of up to 8.5 TWh in some years • od roku 2013 do roku 2040 pokles emisí: CO₂ o 47 %, SO₂ o 80 %, NO_x o 74 %, TZL o 58 % • from 2013 up to 2040 decrease of emissions: CO₂ by 47 %, SO₂ by 80 %, NO_x by 74 %, solid pollutants by 58 %
	<p>... dojde k rychlému růstu výroby z OZE ... a rapid growth of generation from RES sets in</p> <p>Varianta Obnovitelné zdroje Renewable energy sources variant</p>		<p>RYCHLÝ RŮST VÝROBY Z FVE • RAPID GROWTH OF PHOTOVOLTAIC PP GENERATION</p> <ul style="list-style-type: none"> • špatná provozovatelnost – nízké regulační rezervy • poor operability – low regulation reserves • aby se vyřešilo: denní akumulace 2 GW, možnost odpojení FVE, výstavba dalších regulujících elektráren • suggestion for solutions: daily accumulation 2 GW, possibility to disconnect PV generation, construction of further regulation PPs • dovoz primární energie (rok 2040): 73 %, bez jádra 9 % imports of primary energy (2040): 73 %, without nuclear 9 % • téměř nezvýšený průměrný export elektřiny 6,7 TWh average export of electricity with close-to-zero growth 6.7 TWh • od roku 2013 do roku 2040 pokles emisí: CO₂ o 49 %, SO₂ o 80 %, NO_x o 75 %, TZL o 58 % from 2013 up to 2040 decrease of emissions: CO₂ by 49 %, SO₂ by 80 %, NO_x by 75 %, solid pollutants by 58 %
	<p>... dojde k nižšímu růstu spotřeby ... the rate of growth of power consumption slows down</p> <p>Varianta Nízká spotřeba Low consumption variant</p>	<p>NIŽŠÍ RŮST SPOTŘEBY</p> <ul style="list-style-type: none"> • potenciálně vyšší exporty elektřiny, prům. 14,9 TWh • potentially higher exports of electricity, on average 14.9 TWh • nebo: nižší výroba a další snížení využití (zhoršení ekonomiky provozu) or: lower generation and a further reduction in utilization (economy of operation will get worse) • provozovatelnost příznivá favourable operability 	<p>NIŽŠÍ RŮST EKONOMIKY A SPOTŘEBY ELEKTRINY • LOWER GROWTH OF BOTH ECONOMY AND ELECTRIC POWER CONSUMPTION</p> <ul style="list-style-type: none"> • není třeba nového bloku v JEDU (posunut až za řešený horizont 2040) • the new generating unit in the Dukovany NPP will not be necessary (will be shifted the 2040 horizon) • dovoz primární energie (rok 2040): 73 %, bez jádra 9 % imports of primary energy (2040): 73 %, without nuclear 9 % • provozovatelnost uspokojivá • satisfactory operability • vyšší průměrný export elektřiny 9,9 TWh • higher average export of electricity 9.9 TWh • od roku 2013 do roku 2040 pokles emisí: CO₂ o 49 %, SO₂ o 80 %, NO_x o 74 %, TZL o 58 % • from 2013 up to 2040 decrease of emissions: CO₂ by 49 %, SO₂ by 80 %, NO_x by 74 %, solid pollutants by 58 %

PROVOZ A ROZVOJ ELEKTRICKÝCH SÍTÍ

Elektrické sítě se stávají limitujícím prvkem dalšího rozvoje ES, a proto musí být rozvoj sítí a posilování příslušných transformačních kapacit PS/110 kV připravován tak, aby zabezpečil zásobování odběry podle predikovaného růstu spotřeby, a to i v regionech, kde se očekává zvýšená poptávka po elektřině (středočeský region včetně Prahy, severní Morava a severozápadní Čechy).

Omezující faktory výstavby síťové infrastruktury

Aktuálně je doba potřebná k realizaci nových síťových prvků, zejména pokud jde o liniové stavby, neúměrně dlouhá vůči potřebám ES. Požadavky na rozvoj elektrických sítí ze strany odběratelů i ze strany výrobců jsou časově vyžadovány v krátkých časových termínech 2 až 3 roky, realizace nových staveb síťové infrastruktury však mají horizont 5 až 10 let. Vzhledem k obtížné průchodnosti nových koridorů pro liniové stavby je potřeba maximálně využít stávajících tras a koridorů. Při obnově a rekonstrukcích liniových staveb se doporučuje náhrada modernizovanými vedeními s vyšší přenosovou schopností a dle možnosti náhrada dvojitými vedeními. Rozvoj a výstavba síťových prvků jsou bez změny legislativního zázemí na jejich podporu omezeny.

Rozvoj přenosové sítě

Připravovaný rozvoj přenosové sítě směřuje k zajištění spolehlivého vyvedení stávajících i nových zdrojů. K tomu vede připravované posilování v oblasti severozápadních Čech a v dalších regionech ČR. Pro zabezpečení spolehlivého připojení nových jaderných bloků je nutná výstavba vedení 400 kV v nových koridorech. Ve střednědobém horizontu do roku 2020 (**obr. 24**) se připravuje výstavba 362 km nových vedení 400 kV (224 km bude realizováno zdvojením linek ve stávajících trasách).

V horizontu do roku 2030 bude dále instalováno 857 km nových vedení 400 kV. Do roku 2030 se připravuje výstavba nových transformačních stanic 400/110 kV v šesti lokalitách, transformační výkon PS/110 kV by měl být navýšen o 6 570 MVA. Při omezených možnostech výstavby klasických liniových staveb mohou být v PS uplatňovány i nové technologie, například instalace transformátorů s příčnou regulací (PST) na mezistátních vedeních a použití vysokoteplotních vodičů.

OPERATION AND DEVELOPMENT OF ELECTRICAL NETWORKS

Electricity networks are becoming a limiting factor for further development of PS. Therefore the development of network and strengthening the capacity of transformation TS/110 kV have to be prepared to ensure supply according to predicted consumption growth, even in regions where the increased demand for electricity is expected (Central Bohemian region, including Prague, northern Moravia and north Bohemia).

Limiting factors for the construction of network infrastructure

Currently, the time required to implement new network elements is, especially in terms of new lines, too long for the needs of PS. Requirements for the development of electric networks by customers and by the producers are required within short deadlines 2–3 years, implementation of new network infrastructure construction, however, have a much longer time horizon of 5–10 years. For line construction is needed to utilize the corridors and routes of existing lines to maximum extent. The renewal and reconstruction of technically outdated lines is recommended to replace with ones of significantly greater transmission capability. Further development and construction of new network elements, however, is very limited without changes in the legislative background.

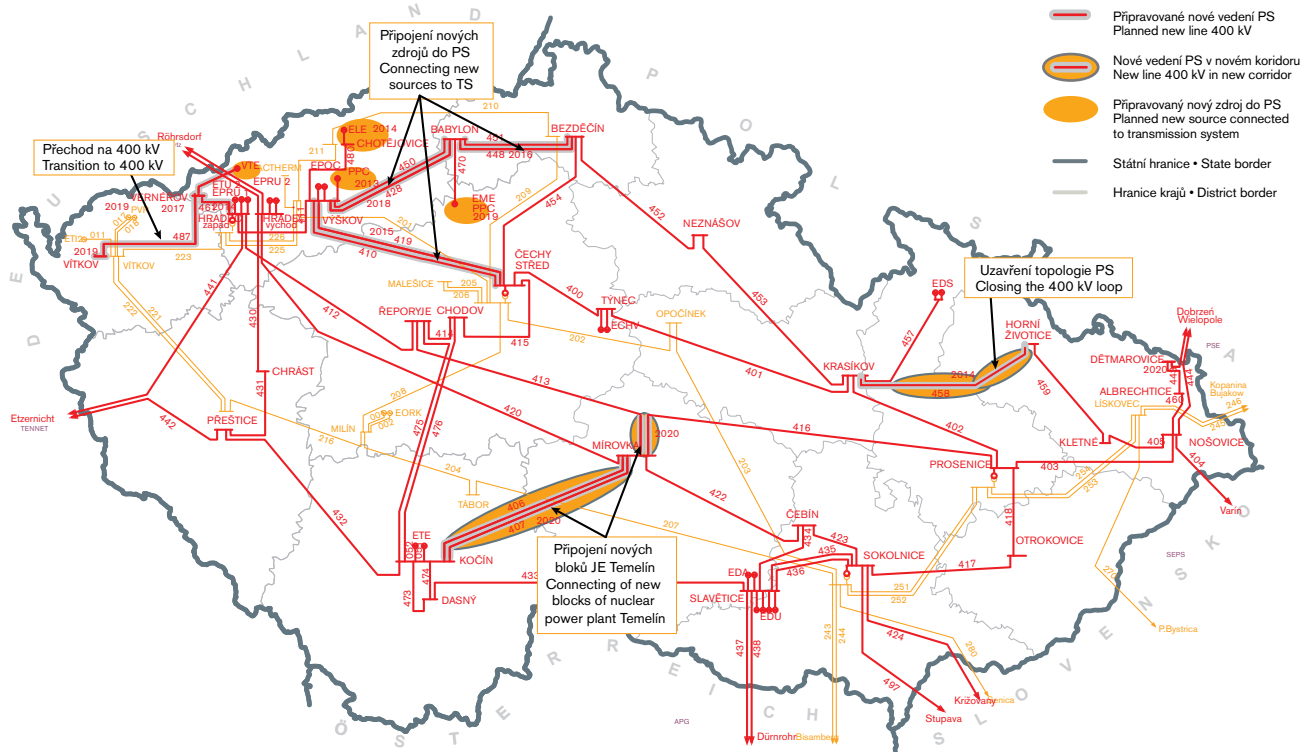
Development of the transmission network

The planned development of the transmission network is focused on securing reliable connection of existing and new sources. This is the objective of prepared strengthening of the transmission network in the area of northwest Bohemia and in other regions of the country. To ensure a reliable connection of new nuclear blocks new 400 kV lines in the new corridors must be built. The construction of 362 km of new 400 kV lines is prepared in the medium term to 2020 (**Fig. 24**). 224 km of this will be doubling of lines implemented in existing routes.

In the period up to 2030 (according to the current expectations of the development of consumption and production) will be also installed 857 km of new 400 kV lines. By 2030, it is prepared construction of new transformer stations 400/110 kV at six locations PS/110 kV, power transformation should be increased to 6,570 MVA. Strengthening of TS in conditions of limited possibilities of classical lines construction can be applied by new technologies, such as phase shifting transformers (PST) on interstate lines and the use of high-temperature conductors.

OBR. 24: SOUČASNÝ STAV A PŘIPRAVOVANÝ ROZVOJ PS DO ROKU 2020

FIG. 24: CURRENT STATE AND PREPARED DEVELOPMENT OF THE CR PS TRANSMISSION NETWORK TILL 2020



Záměry na výstavbu přenosových prvků v dlouhodobém horizontu jsou uvedeny na **obr. 25.** a v následujícím výčtu:

1. Nová TR 400 kV Vítkov
2. Nová TR Verněřov pro připojení parku větrných elektráren
3. Nová TR 400 kV Praha – sever
4. Nová TR 400 kV Lískovec
5. Nová TR 400 kV Dětmárovice
6. Záměr na novou TR 400 kV Rohatec
7. Záměr na posílení profilu ČEPS – TENNET (DE)
8. Vedení 400 kV Hradec – Verněřov – Vítkov
9. Vedení 400 kV Kočín – Mírovka a smyčka do 400 kV R Mírovka
10. Vedení 400 kV Krasíkovo – H. Životice
11. Záměr na vedení 400 kV Otrokovice – Bošáca (SK)
12. Záměr na vedení 400 kV Otrokovice – Rohatec
13. Záměr na výstavbu propojení 400 kV Sokolnice – Bisamberg (AT)
14. Záměr na posílení propojení 400 kV Slavětice – Sokolnice
15. Zdvojení vedení Hradec – Chrást – Přeštice
16. Zdvojení vedení Výškov – Hradec – Řeporyje

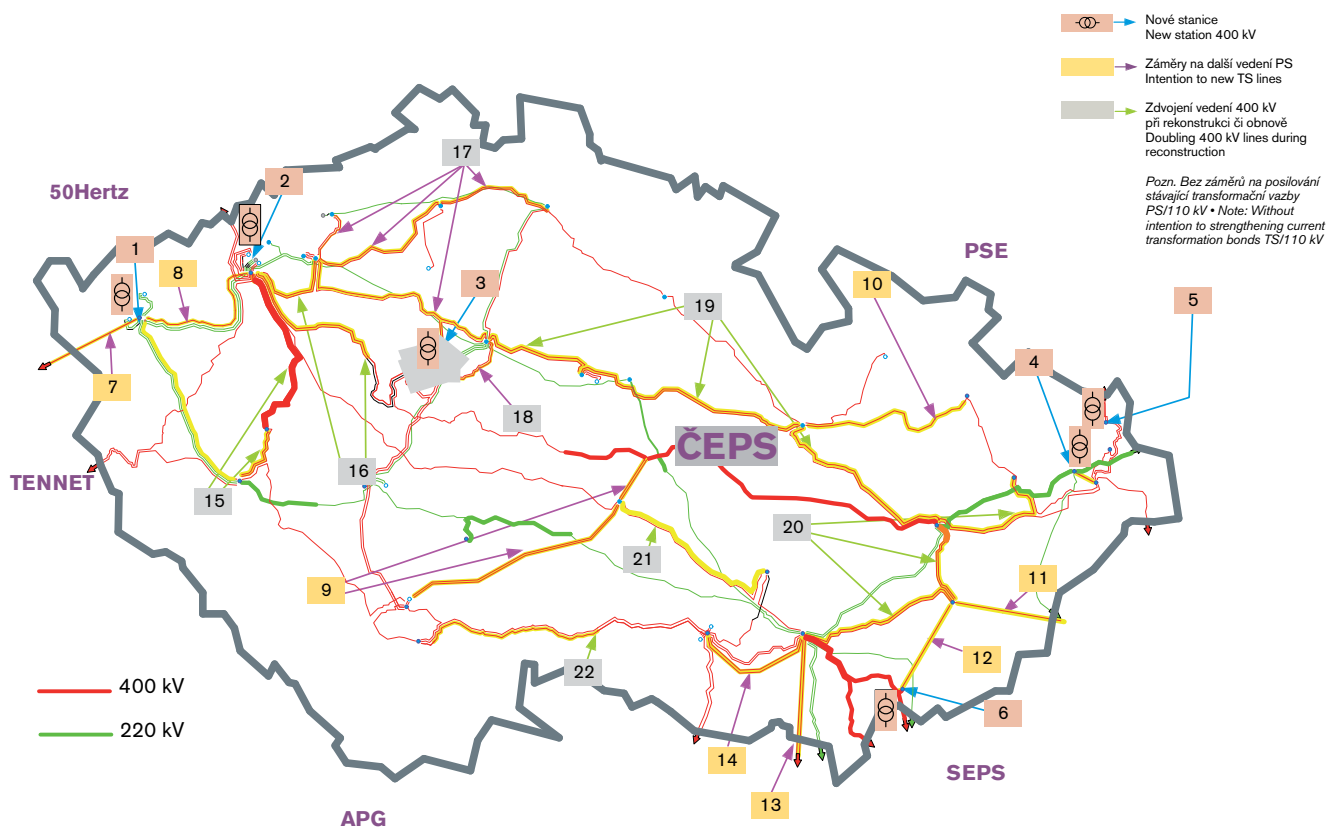
Plans for transmission elements construction in long-term horizon are shown in **Fig. 25.** and in the following text:

1. New TR 400 kV Vítkov
2. New TR Verněřov for wind farm connection
3. New TR 400 kV Praha – sever
4. New TR 400 kV Lískovec
5. New TR 400 kV Dětmárovice
6. Intention of new TR 400 kV Rohatec
7. Intention of ČEPS – TENNET (DE) profile strengthening
8. Line 400 kV Hradec – Verněřov – Vítkov
9. Line 400 kV Kočín – Mírovka and 400 kV loop to R Mírovka
10. Line 400 kV Krasíkovo – H. Životice
11. Intention of line 400 kV Otrokovice – Bošáca (SK)
12. Intention of line 400 kV Otrokovice – Rohatec
13. Intention of 400 kV Sokolnice – Bisamberg (AT) line strengthening
14. Intention of 400 kV Slavětice – Sokolnice line interconnection
15. Doubling of line Hradec – Chrást – Přeštice
16. Doubling of line Výškov – Hradec – Řeporyje

- | | |
|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"> 17. Posilování sítě 400 kV Chotějovice – Výškov – Babylon, Babylon – Bezděčín, Výškov – Čechy střed 18. Zdvojení vedení 400 kV Čechy střed – Chodov 19. Zdvojení vedení Čechy-střed – Týnec – Krasikov – Prosenice 20. Zdvojení vedení Sokolnice – Otrokovice – Prosenice – Kletné 21. Zdvojení vedení Mírovka – Čebín 22. Zdvojení vedení Slavětice – Dasný | <ul style="list-style-type: none"> 17. Strengthening of network 400 kV Chotějovice – Výškov – Babylon, Babylon – Bezděčín, Výškov – Čechy střed 18. Doubling of line 400 kV Čechy střed – Chodov 19. Doubling of line Čechy-střed – Týnec – Krasikov – Prosenice 20. Doubling of line Sokolnice – Otrokovice – Prosenice – Kletné 21. Doubling of line Mírovka – Čebín 22. Doubling of line Slavětice – Dasný |
|---|---|

OBR. 25: ZÁMĚRY NA ROZVOJ PŘENOSOVÉ SÍTĚ ČEPS V DLOUHODOBÉ PERSPEKTIVĚ

FIG. 25: PLANS FOR THE CR PS TRANSMISSION NETWORK DEVELOPMENT IN LONG-TERM HORIZON



Kumulace požadavků na připojení zdrojů

V některých oblastech požadavky investorů již dnes naráží na kapacitní možnosti sítí. Provozovatelé sítí v těchto oblastech proto musí přijmout opatření, aby i při nárůstu výkonu zdrojů v oblasti zajistili spolehlivý provoz sítí DS a PS. Potřebná spolehlivost se zajišťuje provozními opatřeními a postupnou výstavbou nových prvků sítí (vedení, transformace). Výstavba nových zařízení je však dlouhodobý proces, při kterém mnohdy dochází k časovému skluzu a problematické situace v provozu jsou pak řešeny jen operativními opatřeními.

Dlouhodobě připravované lokality, kam směřují hlavní záměry investorů na budoucí výstavbu nových zdrojů velkých výkonů v perspektivě, jsou uvedeny na schématu ES ČR na **obr. 26**.

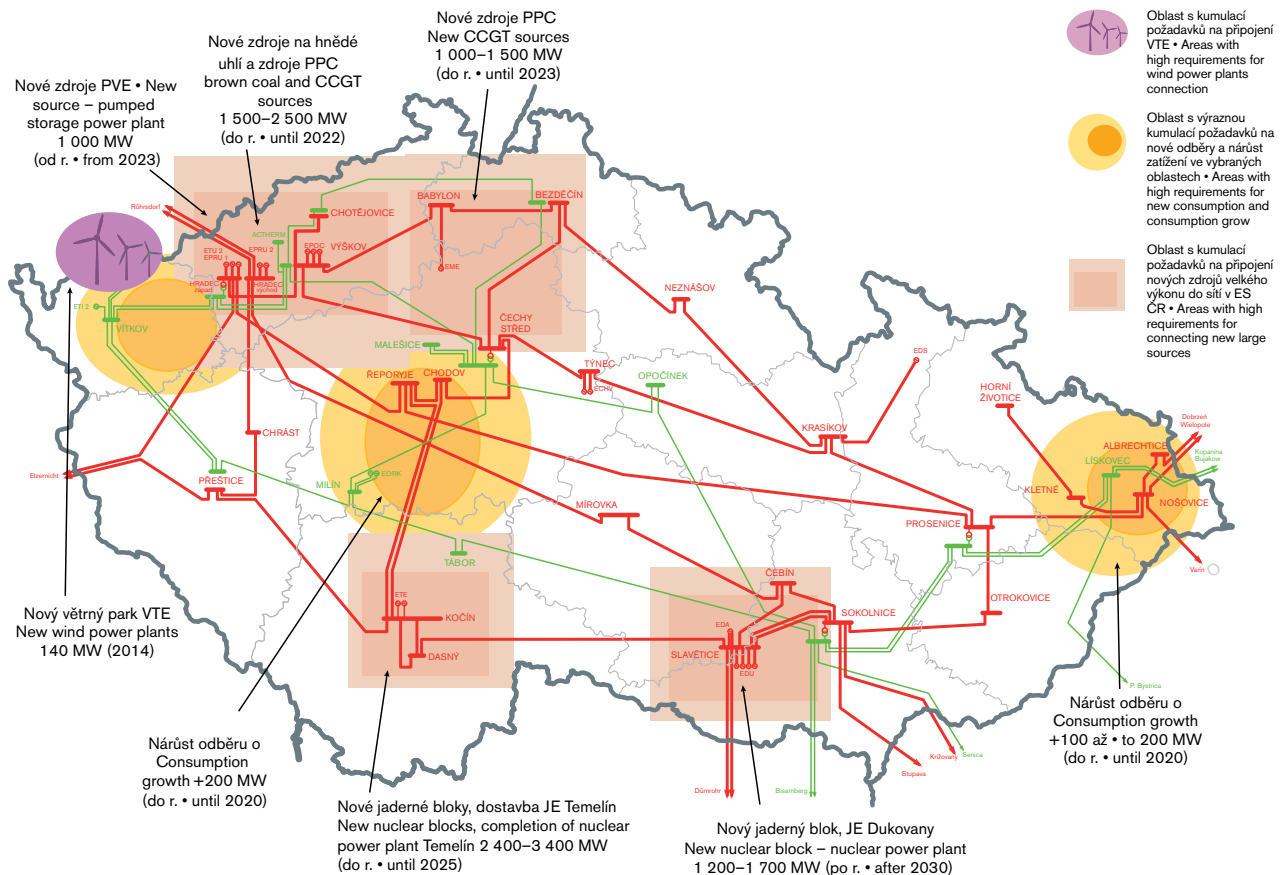
Accumulation of connection requests

The requirements of investors already alludes to the capacity of the network in some areas of the Czech Republic. Network operators in these areas must therefore take measures to ensure reliable operation of the TS and DS network also for the increased sources capacity. The needed reliability is provided by operational measures and by gradual construction of new network elements (lines, transformation). Construction of new facilities is a long term process in which there is often a time slip and problematic situations are then solved only by operational actions.

Locations prepared in long-term horizon where main intentions of the investors of large sources focus are shown in the scheme of the Czech Republic power system in **Fig. 26**.

OBR. 26: OBLASTI S NEJVĚTŠÍM NÁRŮSTEM SPOTŘEBY A SOUSTŘEDĚNÍ ZÁJMŮ INVESTORŮ NA VÝSTAVBU NOVÝCH ZDROJŮ V ES ČR

FIG. 26: AREAS WITH GREATEST CONSUMPTION GROWTH AND CONCENTRATED INVESTORS' INTERESTS IN CONSTRUCTION OF NEW SOURCES WITHIN THE CR PS



Omezení neplánovaných velkých toků výkonů na přeshraničních profilech

Neplánované mezistátní výměny, zejména na přeshraničním profilu s Německem, již v současnosti opakovaně ohrožují spolehlivost provozu PS ČEPS. Vzhledem k tomu, že koordinace přenosů není trvale zajištěna, diskutuje se instalace transformátorů s příčnou regulací PST pro řízení toků výkonu na přeshraničním profilu 50Hertz–ČEPS. Protože potřeba omezení toků na tomto profilu dále poroste, je umístění PST do rozvodny Hradec opodstatněné. Velikost průchozího výkonu PST musí umožnit plné využití kapacity přeshraničních vedení. Toto umožní zachování mezistátního propojení a současně omezení velikosti transportovaného výkonu na technicky přijatelnou mez.

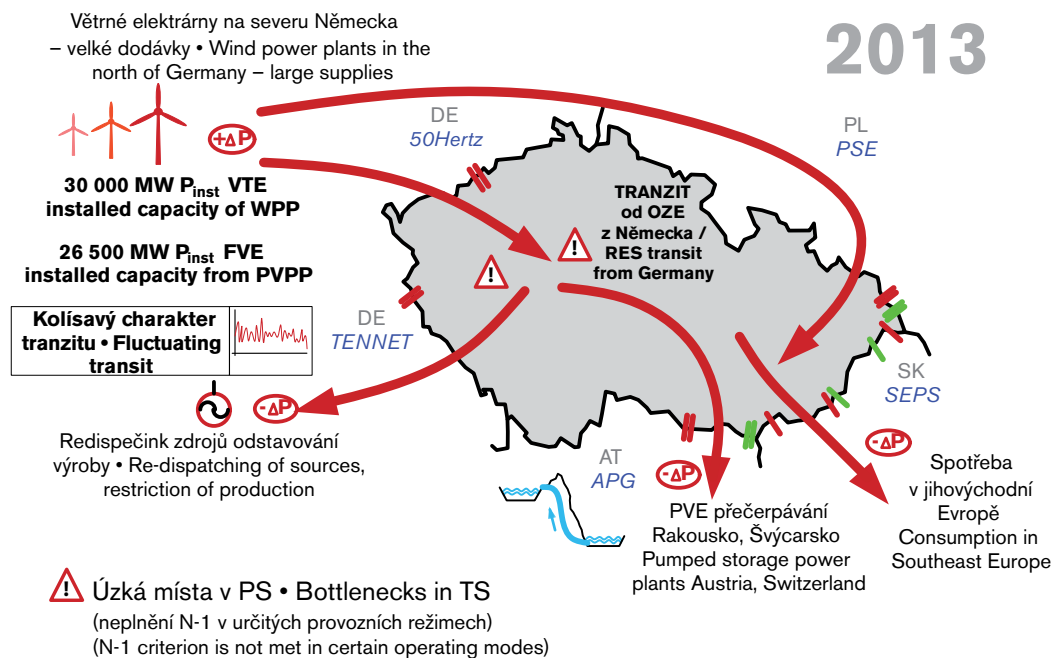
Na obr. 27 a 28 je znázorněn vliv vysokého nasazení výroby v severní části Německa na toky výkonů po přeshraničních profilech přenosové sítě ES ČR v současném období a očekávané směry hlavních přenosů výkonu po instalaci zařízení PST na profilu Polsko–Německo a ČR–Německo v budoucnu.

Limitation of unplanned large power flows on cross-border profiles

Unplanned interstate exchanges, in particular on cross-border interconnection with Germany, have now repeatedly threatened the reliability of operation of TS CEPS. Given that coordination of transmission flows is not permanently secured, the installation of phase shifting transformers is discussed for power flow control on cross-border profile 50Hertz – CEPS. Because the need to reduce flows on this profile will rise, the implementation of the PST to the substation Hradec is justified. Amount of through capacity of PST must allow using the full capacity of cross-border lines. This enables the preservation of interstate interconnection and concurrently the limitation of the transported power to the technically acceptable limit.

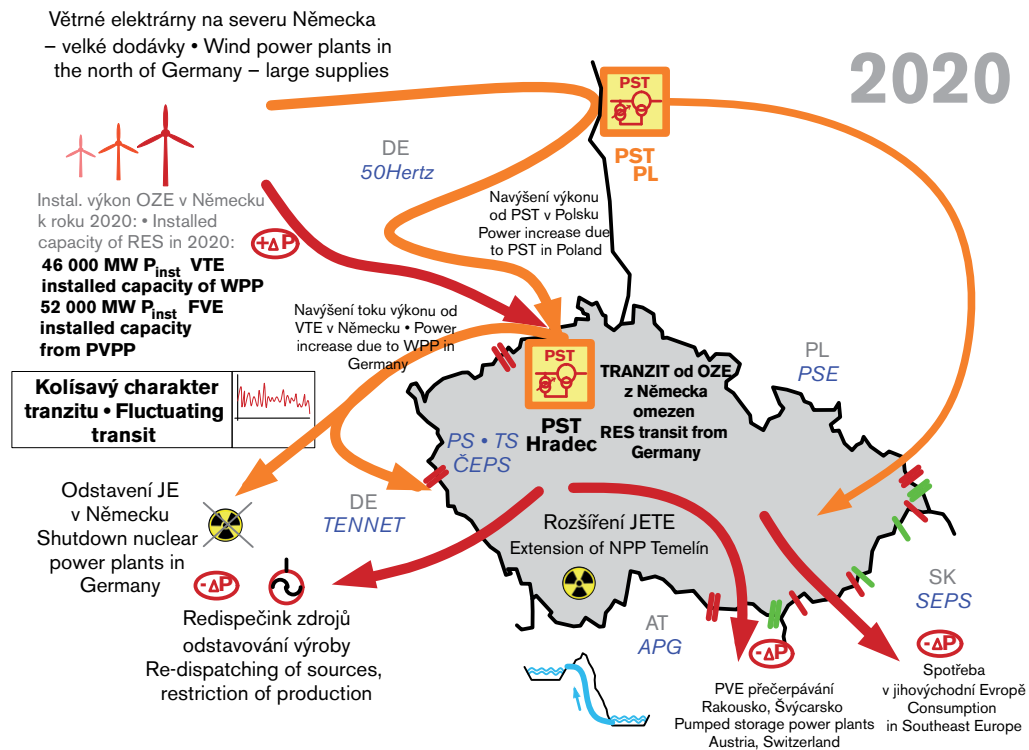
Fig. 27, 28 show the impact of high production in the north of Germany on power flows in cross-border profiles of the CR PS transmission networks today and the expected directions of main power transmissions after the PSTs on the Poland-Germany and Czech -Germany profiles are installed in future.

OBR. 27: HLAVNÍ SMĚRY TOKŮ VÝKONŮ VYVOLANÉ VELKOU VÝROBOU NA SEVERU NĚMECKA
FIG. 27: MAIN DIRECTIONS OF POWER FLOWS CAUSED BY HIGH PRODUCTION IN THE NORTH OF GERMANY – CURRENT SITUATION



OBR. 28: HLAVNÍ SMĚRY TOKŮ VÝKONŮ VYVOLANÉ VELKOU VÝROBOU NA SEVERU NĚMECKA S VLIVEM PST V POLSKU A PST NA PROFILU 50HERTZ-ČEPS

FIG. 28: MAIN DIRECTIONS OF POWER FLOWS CAUSED BY HIGH PRODUCTION IN THE NORTH OF GERMANY WITH THE EFFECT OF PSTS IN POLAND AND PSTS ON THE PROFILE 50 HERTZ-ČEPS



Rozvoj distribučních sítí

Rozvoj DS je podmínován regionálními potřebami a plánován zejména pro střednědobý výhled. V posledním období je vzhledem k růstu požadavků odběratelů největší potřeba rozvoje sítí 110 kV a transformace indikována v aglomeraci Prahy, ve středoechém regionu a na severní Moravě. Ve střednědobém výhledu do roku 2020 se předpokládá zprovoznění nových vedení a kabelů 110 kV o délce 300 km a rekonstrukce a posilování stávajících linek 110 kV v délce 1 000 km. Vyšší penetrace zdrojů rozptýlené výroby v DS, zejména OZE, mění dosavadní charakter provozu a klade vyšší nároky na řízení DS. V nejbližším horizontu bude nutná zejména úprava měřících a řídicích systémů. V oblastech s vyšší výrobou z OZE bude nutno zavést takové prostředky, které umožní jejich rutinní řízení. Využívání možnosti řízení výroby z OZE nad rámec dnešního stavu musí být podpořeno legislativně. Zatímco ve střednědobém období bude stávající charakter DS ještě zachován, v závěru řešeného období již může být ovlivněn rozvojem smart grids.

Development of distribution networks

Development of distribution networks is conditioned by regional needs and planned especially for the medium term. Recently, the need for the development of 110 kV networks and the transformation is indicated in the capital city of Prague, Central Bohemia and northern Moravia due to the growth of customers' requirements. In the medium term to 2020 is expected to implement the new overhead lines and 110 kV cables with a total length of approximately 300 km. Concurrently, extensive reconstruction and strengthening of existing 110 kV lines with a total length of 1000 km are prepared. Higher penetration of distributed generation sources in DS, especially RES, is changing the nature of the DS operation and places greater demands on the management of distribution networks. In the near term will be necessary the adjustment of measuring and control systems. In areas with higher production from renewable energy sources will be necessary to implement measures to enable their routine management. The use of control options for RES production well beyond the current level must be supported by appropriately set legislative conditions. While in the medium term the existing character of the DS will be still kept, in the end solved period may already be affected by the development of smart grids.

**Rozvoj zdrojové základny ES ČR
bude mít významný dopad na
spotřebu zemního plynu.**

The development of the CR source base
will have a significant impact on natural
gas consumption.

Plynárenství

Gas industry

Při zpracování analýz v oblasti plynárenství se navazuje na navržené rozvojové varianty ES ČR a výsledky simulace provozu a obchodu ES ČR, neboť provoz jednotek vyrábějících elektřinu spalováním plynu významně ovlivňuje jeho spotřebu. Průběhy spotřeby plynu jsou následně vstupem pro analýzy pokrytí poptávky po plynu dodávkou, jejíž relativně rovnoměrný roční dovozový průběh vyrovnávají svou činností zásobníky plynu. Právě rozvoj kapacity zásobníků plynu je důležitým parametrem ovlivňujícím budoucí provoz plynárenské soustavy ČR. Analyzována je rovněž bezpečnost provozu plynárenské soustavy v normálních i extrémních podmínkách.

TRH SE ZEMNÍM PLYNEM

V EU se obchoduje se zemním plynem na burzách, např. na energetické burze v Lipsku – European Energy Exchange (EEX). V Americe probíhá obchod se zemním plynem např. na newyorské burze (NYMEX) a tento plyn je označován jako „Henry Hub“ podle jména ústí plynovodu na pobřeží Mexického zálivu v Louisianě, které je specifikováno jako bod dodání. Na burze se nabízí definované produkty a cena vzniká na základě nabídky a poptávky, jedná se tedy o cenu tržní. Burzovní obchody lze členit na:

- **Spotové obchody** – s okamžitým dodáním plynu (druhý den po obchodním dnu). Spotové ceny odrážejí okamžitou situaci na trhu.
- **Termínované obchody (futures)** – uzavírají se k určitému datu, resp. termínu v budoucnosti, kdy se uskuteční dodávka. Tyto obchody jsou uzavírány na určitý časový interval a na definovaný charakter dodávky (např. konstantní odběr). Ceny futures vyjadřují názor obchodníků na vývoj v budoucnu.
- **Obchody s deriváty** – nejsou podmíněny skutečným odběrem zemního plynu, pouze zahrnují určité právo kupujícího na nákup, nikoliv povinnost.

Burzovní ceny jsou cenami komodity – zemního plynu – v definovaném místě (např. ústí určitého plynovodu nebo hraniční předávací stanice) a nezahrnují cenu přepravy a distribuce ke konečnému zákazníkovi, ani cenu uskladňování plynu. Na burzu obvykle vstupují obchodníci, kteří obchodují se zemním plynem mezi sebou a pak jej nabízejí konečným zákazníkům.

Processing of gas industry analysis is connected to the proposed variants of the CR PS and to simulation results of operation and trade (operation of units producing energy by burning gas significantly influences its consumption). Gas consumption courses are then input for the analysis of meeting the supply for gas demand. Relatively steady annual progress of gas import is balanced by operation of gas storage facilities. Development of gas storage capacity is an important parameter influencing the future operation of the gas system of the Czech Republic. The safety of the gas system in normal and extreme conditions is also analyzed.

GAS MARKET

In EU, natural gas is traded on stock exchanges, e.g. the European Energy Exchange (EEX) in Leipzig. In America, it is traded e.g. on the New York Mercantile Exchange (NYMEX) and this gas is referred to as the "Henry Hub" according to the terminal of the gas pipeline on the coast of the Gulf of Mexico in Louisiana which is specified as its point of delivery. Defined products are offered in exchange. Price arises on the basis of supply and demand, it is therefore the market price. The exchange trading of natural gas can be classified as:

- **Spot transactions** – with immediate delivery of the gas (the day after the trade day). Spot prices reflect immediate market situation.
- **Futures transactions** – are concluded to certain date or term in future when the supply is to be delivered. These trades are concluded for certain time interval and for the defined nature of the supply (e.g. constant consumption). Futures prices express the traders' view on the future development.
- **Derivative trading** – the transactions are not conditioned by real natural gas consumption; they only contain the right of the purchaser to buy, not the obligation.

Stock exchange prices are the commodity (natural gas) prices in the defined point (e.g. at the terminal of certain gas pipeline or at a border transfer station) and do not include price of transport and distribution to end customer nor the price of storing the gas. Traders who trade gas among themselves and then sell it to end customers usually trade on stock exchange.

Burzy, na nichž se obchoduje s plynem, nejsou ve všech zemích. Vedle plynárenských burz existují i virtuální obchodní body s plynem, v české legislativě označované jako virtuální prodejní body. V těchto virtuálních bodech dochází k obchodnímu předání plynu mezi jednotlivými účastníky trhu. V různých zemích provozují tyto virtuální body různé subjekty; mohou být spojeny s burzou, nebo nemusí existovat vůbec. Jejich rozmístění v evropských zemích uvádí **obr. 29**.

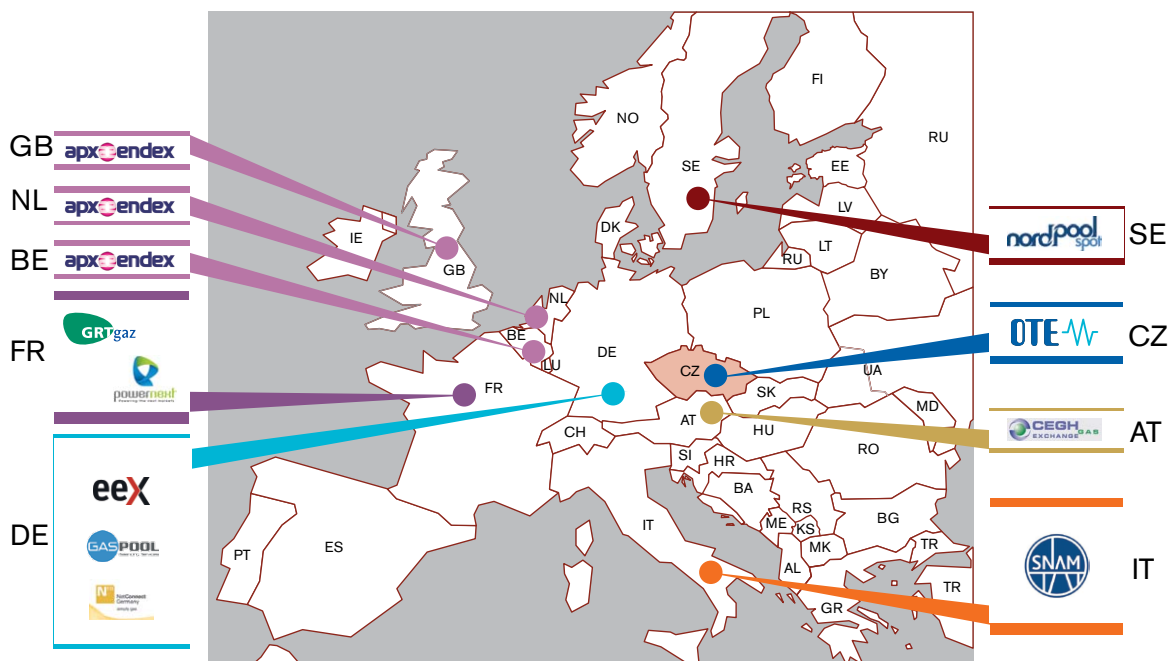
Kromě burzovních obchodů se zemní plyn obchoduje i na základě dvoustranných smluv a cena zemního plynu má pak charakter ceny smluvní, založené na dohodě obchodních partnerů. Ve smlouvách (zejména v dlouhodobých kontraktech) se často pro stanovení ceny zemního plynu (komodity) používá cenový vzorec, který definuje cenu zemního plynu v závislosti na vývoji cen dalších komodit, jako jsou topné oleje a uhlí (a v závislosti na vývoji směnného kurzu).

Stock exchanges where gas is traded often referred to as commodity exchanges are not in all countries. Apart from the stock exchanges, there are also virtual commercial points for gas known in Czech legislation as virtual selling points. Commercial handover of gas between individual participants of the market is realised in these virtual points. Various subjects operate these virtual points in various countries; they can be connected with stock exchange or they can be non-existent at all. Their distribution in European countries is shown in **Fig. 29**.

Apart from exchange trading, natural gas is also traded upon bilateral contracts; the price of natural gas then has the nature of a negotiable price based on the agreement of business partners. In contracts (especially the long-term ones) the price of natural gas (the commodity) is often expressed by price formula defining the natural gas price in dependence on price development of other commodities such as fuel oils and coal (and in dependence on the exchange rate).

OBR. 29: UMÍSTĚNÍ VIRTUÁLNÍCH OBCHODNÍCH BODŮ PRO OBCHOD SE ZEMNÍM PLYNEM

FIG. 29: LOCATION OF THE VIRTUAL SELLING POINTS FOR NATURAL GAS TRADE



POPTÁVKA PO ZEMNÍM PLYNU

Vývoj spotřeby zemního plynu bude po celé sledované období ovlivňován snižující se disponibilitou tuzemského hnědého uhlí, v důsledku čehož se bude rozvíjet využití zemního plynu na monovýrobu elektřiny a KVET a bude nutno nahradit docházející tuzemské tříděné hnědé uhlí, používané pro výrobu tepla v lokálních výtopenách, ale i v domácnostech. Vývoj spotřeby plynu v domácnostech (bez zahrnutí vlivu náhrady tříděného hnědého uhlí) bude mít na vývoj celkové spotřeby plynu mírně negativní vliv. Novým faktorem potenciálního růstu spotřeby plynu je jeho využití ve formě CNG v sektoru dopravy. Spotřeba zemního plynu ve formě CNG však aktuálně, vzhledem k velké predikční neurčitosti, nebyla začleněna do predikce CSP, ale je provedena mimo ni. Charakteristiky aktuálních predikcí vývoje spotřeby plynu v ČR lze shrnout do následujících bodů:

- Dle referenčního scénáře a rozvojové varianty výrobní základny elektrizační soustavy, označené 2012-Z (základní), naroste mezi roky 2011 a 2040 celková roční spotřeba plynu o 37 % na úroveň 118 TWh; predikční pásmo, vymezené vysokým a nízkým scénářem, přitom činí ± 8 TWh od referenčního scénáře; v objemových jednotkách se jedná o hodnoty 11,2 mld. m³ s pásmem $\pm 0,76$ mld. m³ (vůči současné spotřebě 8,2 mld. m³ plynu).
- Jednotlivé kategorie spotřeby se na uvedeném nárůstu budou podílet velmi diferencovaně:
 1. spotřeba na monovýrobu elektřiny se navýší z řádově desítek GWh na hodnotu 11 TWh, což odpovídá nárůstu o 5 500 %,
 2. spotřeba na KVET bude navýšena o 240 % na hodnotu 25 TWh,
 3. ostatní spotřeba výrobní sféry bude navýšena o 2,8 % na hodnotu 49 TWh,
 4. spotřeba domácností poklesne o 8 % na hodnotu 24 TWh,
 5. spotřeba vyvolaná nutností nahradit docházející hnědé uhlí z jisté části zemním plynem bude na konci období činit 6,8 TWh.
- Budoucí dosahovaná celková spotřeba plynu bude velmi výrazně záviset na množství a charakteru provozu zejména nově instalovaných elektráren PPC a způsobu náhrady hnědého uhlí jako primárního paliva u tepláren a závodních elektráren.

GAS CONSUMPTION

The development of natural gas consumption is over the whole period influenced by the decreasing availability of domestic brown coal. As a result of this situation, the utilization of natural gas for electricity and CHP will increase and it will be necessary to replace the dwindling domestic sorted brown coal used for heat production in local heating plants and in households. The development of gas consumption in households (excluding the impact of sorted brown coal) will have slightly negative impact on the overall gas consumption. Use of CNG in transport sector is a new factor for potential growth of gas consumption. Consumption of natural gas in the form of CNG but currently, due to large predictive uncertainty has not been incorporated into the natural gas prediction, but it is done separately. Characteristics of current predictions of gas consumption in the Czech Republic can be summed up to the following points:

- According to the reference scenario and the development variant of the power system production base marked as 2012-Z (basic), total annual gas consumption shall grow by 37% to the level of 118 TWh between 2011 and 2040; prediction zone specified by the high and low scenario amounts to ± 8 TWh from the reference scenario; in volume units it represents 11.2 bill. m³ with the tolerance ± 0.76 bill. m³ (to the current consumption amounting to 8.2 bill. m³);
- The respective consumption categories participate in the above increase in very different shares:
 1. Consumption for the electricity mono-production will increase from tens of GWh to 11 TWh which represents the growth of 5,500%,
 2. Consumption for CHP will increase by 240% to the value of 25 TWh,
 3. Other consumption of the production sector will grow by 2.8% to the value of 49 TWh,
 4. Household consumption will decrease by 8% to the value of 24 TWh,
 5. The consumption induced by the necessity to replace the running-out brown coal partially by natural gas will amount to 6.8 TWh by the end of the period,
- The future achieved total gas consumption will considerably depend on the amount and nature of operation of the newly installed CCGTs and the way of replacing brown coal as the primary fuel for heating plants and auto-producers.

- Dostupné simulované varianty rozvoje využití zemního plynu pro monovýrobu elektřiny a KVET vymezují na úrovni CSP a pro horizont roku 2040 pásmo, v němž se, v závislosti na v budoucnu naplněných, či naopak nenaplněných předpokladech jednotlivých rozvojových variant, bude vyvíjet spotřeba zemního plynu; spodní hranice pásma činí pro rok 2040 na úrovni celkové roční spotřeby plynu 109 TWh, horní hranice pak 132 TWh.
- Spotřeba CNG v sektoru dopravy mezi roky 2011 a 2040 naroste dle referenčního scénáře aktuálních predikcí o 9 400 % na úroveň 11,6 TWh.

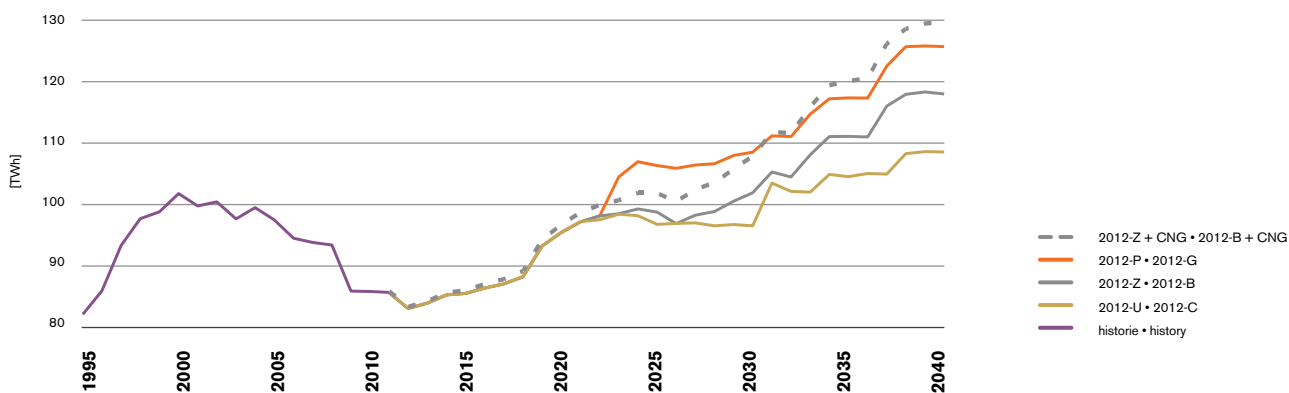
Obr. 30 ukazuje srovnání třech rozvojových variant (základní, uhelné a plynové). Ve srovnání je rovněž rozvojová varianta základní, s uvažováním spotřeby CNG. Tyto vybrané varianty, lišící se výrazně spotřebou plynu, jsou podrobně vymezeny v kapitole Zdrojová základna a provoz ES ČR. Pro základní variantu rozvoje ES jsou předpokládány hodnoty celkové spotřeby plynu uvedeny v **tab. 5**.

- the available simulated variants of the natural gas utilization development for electricity mono-production and CHP specify the zone of TGC for the 2040 horizon where the natural gas consumption will develop in relation to the fulfilled or unfulfilled expectations of the respective development variants; bottom limit of the zone of total annual gas consumption for 2040 amounts to 109 TWh; the top one to 132 TWh,
- CNG consumption in traffic sector between 2011 and 2040 will, according to the reference scenario of current predictions, grow by 9,400% to the level of 11.6 TWh.

Fig. 30 shows the comparison of three development variants (basic, coal and gas). The comparison shows also basic variant, taking into account the consumption of CNG. These selected variants, differing substantially in gas consumption, are further specified in chapter The source base development and operation of the CR power system.

Tab. 5 shows estimated values of total gas consumption for basic variant of the power system development.

OBR. 30: PREDIKCE CELKOVÉ SPOTŘEBY PLYNU – SROVNÁNÍ VARIANT – REFERENČNÍ SCÉNÁŘ
FIG. 30: PREDICTION OF TOTAL NATURAL GAS CONSUMPTION – COMPARISON OF VARIANTS – REFERENCE SCENARIO



TAB. 5: PREDIKCE CELKOVÉ SPOTŘEBY PLYNU – VARIANTA 2012-Z – REFERENČNÍ SCÉNÁŘ [GWh]

TAB. 5: PREDICTION OF TOTAL NATURAL GAS CONSUMPTION – VARIANT 2012-B – REFERENCE SCENARIO [GWh]

	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030	2040
VO • Wholesale	37 651	36 578	37 770	39 089	39 296	47 499	49 399	52 246	64 275
VO monovýroba elektřiny • WS monoproduction of electricity	200	200	1 436	2 392	2 421	6 197	6 658	9 159	11 009
VO výroba elektřiny z KVET • WS CHP electricity production	2 483	2 213	2 213	2 480	2 569	4 341	4 488	4 649	7 358
VO výroba tepla z KVET • WS CHP heat production	5 832	5 832	5 986	6 088	6 044	7 456	7 449	7 585	13 723
VO ostatní • WS others	29 135	28 248	27 965	27 959	28 093	29 336	30 041	30 091	29 475
VO ostatní – náhrada za HU • WS others – substitute for brown coal	0	85	169	169	169	169	762	762	2 711
SO • Medium consumption	8 389	8 074	8 034	8 112	8 162	9 089	9 485	9 632	10 751
SO výroba elektřiny z KVET • MC CHP electricity production	465	413	413	463	480	813	841	871	1 061
SO výroba tepla z KVET • MC CHP heat production	1 093	1 121	1 121	1 140	1 132	1 396	1 395	1 421	1 834
SO ostatní • MC others	6 831	6 518	6 457	6 467	6 508	6 837	7 058	7 150	7 178
SO ostatní – náhrada za HU • MC others – substitute for brown coal	0	21	42	42	42	42	191	191	678
MO • Retail	12 436	12 177	12 027	12 012	12 052	12 651	13 266	13 478	14 867
MO výroba elektřiny z KVET • Retail CHP electricity production	155	138	138	154	160	271	280	290	354
MO výroba tepla z KVET • Retail CHP heat production	364	364	374	380	377	465	465	474	611
MO ostatní • Retail others	11 917	11 633	11 431	11 393	11 430	11 830	12 140	12 333	12 547
MO ostatní – náhrada za HU • Retail others – substitute for brown coal	0	42	85	85	85	85	381	381	1 355
DOM • Households	26 189	25 245	25 096	25 041	24 998	24 939	25 248	25 086	26 134
DOM – náhrada za HU • Households – substitute for brown coal	0	64	127	127	127	127	572	572	2 033
Bilanční rozdíl v DS • Balancing item in DS	1 671	1 718	1 710	1 711	1 690	1 817	1 864	1 907	2 167
Celková spotřeba ZP v ČR • Total consumption of NG in the CR	86 335	83 792	84 636	85 965	86 198	95 995	99 262	102 348	118 193

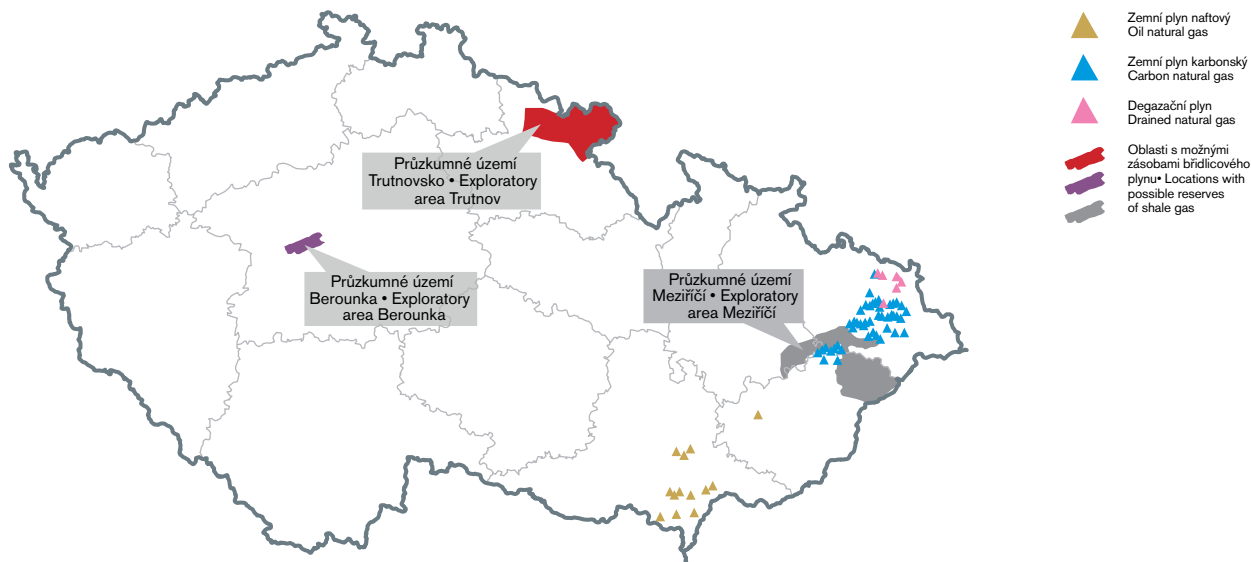
ZDROJE ZEMNÍHO PLYNU PRO ČR

Z pohledu zdrojů zemního plynu je pro ČR rozhodující schopnost zajistit plyn na zahraničních trzích, a to jak v dostatečném objemu, tak z hlediska kontinuity dodávky. Tuzemská těžba činí jen něco mezi 1 až 2 % tuzemské spotřeby (zahrnuje i odplyňování černouhelných dolů) a při současných objemech těžby lze její možnosti odhadovat na zhruba 40 let. Případné využívání břidlicového plynu má zatím řadu rizik, mimo jiné z důvodu problémů při předběžném průzkumu ložisek. Zatím se tedy v podmínkách ČR na tento zdroj zemního plynu nelze věrohodně spoléhat, i když v zámoří je tento zdroj perspektivní a je již běžně využíván. Lokality těžby zemního plynu v ČR jsou společně s průzkumnými územími břidlicového plynu uvedeny na **obr. 31**. Proti potenciální těžbě nekonvenčního plynu se objevila řada námitek a povolení vydaná na průzkumové aktivity byla zrušena. Situace se dostala do takové fáze, kdy hrozí, že nebude umožněn ani průzkum, takže nebude možné dát seriózní údaje o potenciálních zásobách na českém území. České plynárenství tak v podstatě je a zřejmě i zůstane závislé na dovozech.

GAS SOURCES FOR THE CZECH REPUBLIC

In view of natural gas sources it is decisive for the Czech Republic to ensure gas on foreign markets both in view of sufficient volume and in terms of continuous supplies. Domestic exploitation amounts only to approx. 1 to 2% of total inland consumption (including degassing of black coal mines) and at current volumes of exploitation its potential can be anticipated for around 40 years. Potential use of shale gas has many hazards so far, among others due to problems with preliminary deposit surveys. This source therefore cannot be relied on in conditions of the Czech Republic though overseas this perspective source has been commonly used. Locations of possible shale gas deposits in the Czech Republic are shown in **Fig. 31** together with active location of natural gas exploitation. Number of objections against unconventional gas exploitation turned up and the approvals issued for exploration activities were cancelled. The situation got to a phase when there is a danger that not even exploration will be allowed so there might not be a chance to provide serious data on potential reserves on the area of the Czech Republic. Czech gas industry is and will probably be exclusively dependant on imports.

OBR. 31: SOUČASNÁ TĚŽBA ZEMNÍHO PLYNU A OBLASTI MOŽNÉHO VÝSKYTU BŘIDLICOVÉHO PLYNU
FIG. 31: CURRENT NATURAL GAS EXPLOITATION AND AREAS OF POTENTIAL SHALE GAS DEPOSITS

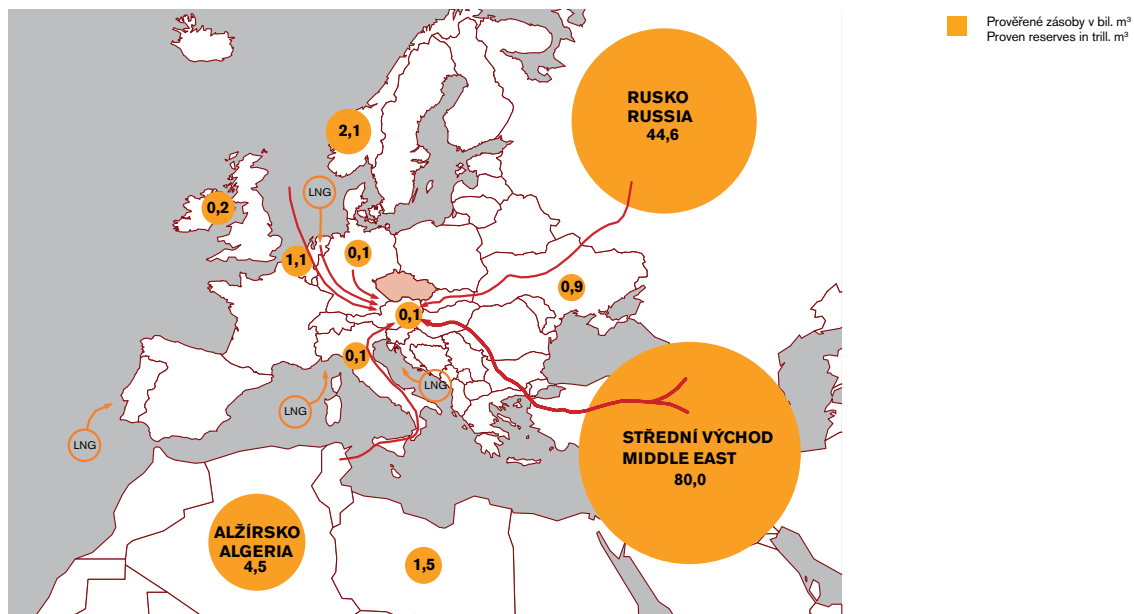


Zásoby zemního plynu v teritoriích, odkud připadá v úvahu dovoz do EU, uvádí **obr. 32**.

Natural gas reserves in territories from where import to EU countries is possible are shown in **Fig. 32**.

OBR. 32: PROVĚŘENÉ ZÁSoby ZEMNÍHO PLYNU V ZEMÍCH EXPORTUJÍCÍCH DO EVROPY K 31. 12. 2011 (DLE BP)

FIG. 32: PROVED NATURAL GAS RESERVES IN COUNTRIES EXPORTING TO EUROPE AS ON 31ST DECEMBER 2011 (ACCORDING TO BP)



K rozhodujícím ruským nalezištím patří Urengojské a Medvědí ložisko, která těží ročně dohromady do 200 mld. m³ plynu, přičemž Gazprom soustavně rozšiřuje svoje těžební možnosti. V období 2001–2007 byla uvedena do provozu řada ložisek a připravuje se otevření dalších, jako např. ložiska Jamal se zásobami 10 bil. m³ a podmořského ložiska Štokman se zásobami 3,7 bil. m³. Plyn z ložiska Jamal má být napojen na stávající tranzitní systém na trase vedoucí přes Českou republiku dále do EU. Z ložiska Štokman má být vybudován plynovod s napojením na počátek plynovodu Nord Stream. Obava, že by Rusko zastavilo dodávky plynu do EU, je málo reálná. Podíl vývozu přírodních zdrojů na celkovém vývozu Ruska činí cca 80 %. Pro Rusko je nezbytná spolupráce s vyspělými státy světa včetně EU i z toho důvodu, že potřebuje špičkové technologie (např. pro zpracování LNG).

Projekty plynovodů nadnárodního významu

■ South Stream

South Stream je pokračováním strategie Gazpromu diverzifikovat trasy pro dopravu ruského plynu do Evropy. Základem je vyloučení pevninské cesty přes Bělorusko a Ukrajinu a její nahrazení plynovodem pod Černým mořem na východ Balkánu. Další pokračování pevninskou cestou by mělo zajistit plyn státům jihovýchodní a střední Evropy. Ve věci výstavby plynovodu South Stream zaujímá EU neutrální stanovisko. V prosinci 2012 byla zahájena stavba první etapy South Stream, která sestává z kontinentální trasy napříč Ruskem, tzv. South Corridor z Voroněžské oblasti k pobřeží Černého moře. Dokončena má být v průběhu roku 2015. Termíny je Rusko odhodlané plnit vzhledem ke snaze uvést South Stream do provozu dříve než konkurenční projekty a v souladu se záměrem Gazpromu na udržení, respektive zvýšení objemů dodávek plynu Evropě. S dokončením projektu plynovodu, které se v tuto chvíli jeví jako reálné, by role Běloruska, Ukrajiny, Slovenska a částečně také České republiky, coby tranzitních zemí pro ruský plyn, klesla na okrajovou úroveň.

■ Trans-Kaspický plynovod (TCP)

Jde o podmořský plynovod pod Kaspickým mořem, který má přivádět plyn z Turkmenistánu do Ázerbájdžánu. Z jednání v září 2012 vyplynul souhlas Turkmenistánu dodávat Trans-Kaspickým plynovodem v budoucnu až 40 mld. m³ plynu ročně v souhrnu pro Turecko a Evropu. Na Trans-Kaspický plynovod navazuje na pobřeží Ázerbájdžánu stávající Jiho-Kavkazský plynovod pokračující územím Ázerbájdžánu a Gruzie do Turecka.

The dominant current Russian gas deposits are the Urengoi and Medvezhye deposits which together produce 200 bill. m³ of gas a year while Gazprom keeps extending its exploitation potential. In 2001–2007 number of deposits was put into operation and opening of others is being prepared, e.g. the Yamal deposit with 10 trillion m³ reserves and the undersea Shtokman deposit with 3.7 trillion m³ gas reserves. Gas from the Yamal deposit shall be fed to the existing transit system in the route running through the Czech Republic further to EU. Gas pipeline from the Shtokman deposit shall be built with connection to the beginning of the Nord Stream gas pipeline. Concerns that Russia could cut off gas supplies to EU countries are not too realistic. Share of exporting natural sources in total Russian exports amounts to approx. 80%. Russia needs cooperation with developed countries of the world including the EU as it needs top technologies (e.g. to process LNG as a new industry).

Projects of transnational importance

■ South Stream

The South Stream gas pipeline is a continuation of Gazprom strategy to diversify routes for Russian gas transportation to Europe. It is based on excluding the continental sections through Belarus and Ukraine and replacing them by the pipeline in the Black Sea to the east of the Balkans. Further land route should ensure gas supplies to countries of south-east and Central Europe. In terms of the South Stream pipeline, the EU takes a neutral view. First phase of the South Stream pipeline, consisting of the continental route through Russia, so-called South Corridor from the Voronezh area to the coast of the Black Sea, was commenced in December 2012. It shall be completed in course of 2015. Russia is determined to meet the deadlines with respect to the effort to put South Stream into operation before the competition projects and in compliance with Gazprom intention to maintain or increase the volumes of gas supplies to Europe. After the gas pipeline is completed, which currently seems to be a realistic plan, the role of Belarus, Ukraine, Slovakia and partly also the Czech Republic as transit countries for Russian gas would decrease to marginal level.

■ Trans-Caspian Gas Pipeline (TCP)

It is a submarine gas pipeline under the Caspian Sea which should supply gas from Turkmenistan to Azerbaijan. Negotiation held in September 2012 resulted in Turkmenistan's approval to supply up to 40 bill. m³ of gas for Turkey and Europe through the Trans-Caspian pipeline. The Trans-Caspian pipeline connects to the existing South Caucasus pipeline by the Azerbaijan coast and runs on through the area of Azerbaijan and Georgia to Turkey.

■ **Trans-Anatolský plynovod (TANAP)**

Projekt navazuje na trasu Jiho-Kavkazského plynovodu na východě, prochází Tureckem a jeho styčný bod s Evropou má být na bulharsko-turecké hranici. Aktuálně se v souladu se záměrem na stavbu Trans-Kaspického plynovodu počítá s postupným rozšiřováním projektu Trans-Anatolského plynovodu až na kapacitu 60 mld. m³ ročně, což odpovídá souběžným dodávkám turkmenského a ázerbájdžánského plynu. Stavba první linie TANAP má začít v roce 2013, dokončení se očekává v roce 2018.

■ **Nabucco-west**

Jedná se o evropskou variantu pro přepravu plynu z Ázerbájdžánu a z Turkmenistánu. Původní projekt Nabucco zahrnoval trasu napříč Tureckem. Tu však vzali do vlastní režie Ázerbájdžán s Tureckem a nahradili ji svým projektem TANAP. Nabucco-west je tak zbývající evropskou trasou, třetinou z délky původního projektu Nabucco. Z turecko-bulharské hranice má přebírat plyn z TANAP a přivádět jej až do rakouského uzlu Baumgarten. Projekt počítá v první fázi s linií o kapacitě 10 mld. m³ plynu ročně, rozšíření kapacity přichází v úvahu až na 30 mld. m³ ročně. Stavba může započít nejdříve v roce 2013, s dokončením se počítá k roku 2018. Po redukci projektu na čistě evropskou část Nabucco-west neapanuje v konsorciu úplný soulad s tímto záměrem. Realizace plynovodu, která se donedávna jevila čím dál méně pravděpodobná kvůli nevyřešené otázce zásobování plynem, nabývá nyní opět na významu, a to zvláště díky posledním vyjednáním o Trans-Kaspickém plynovodu. Plynovod Nabucco-west by díky svému plánovanému dovedení do Rakouska k uzlu Baumgarten mohl potenciálně zásobovat i Českou republiku, což je ale podmíněno výstavbou propojovacího plynovodu mezi Rakouskem a ČR na trase Baumgarten-Lanžhot.

■ **Trans-Adriatický plynovod (TAP)**

Výše popsáný plynovod Nabucco-west není jediným záměrem na dodávky plynu z tranzitu plynovodem TANAP. Projektu Nabucco-west nejméně konkuruje projekt Trans-Adriatického plynovodu (TAP). Trasa TAP přibližně navazuje na TANAP, prochází Řeckem a Albánií a dále pod Jaderským mořem až do Itálie. Zamýšlená kapacita TAP je obdobná jako u Nabucco-west – v první fázi 10 mld. m³ plynu ročně, s možným rozšířením na 20 mld. m³ ročně.

■ **Trans-Anatolian Gas Pipeline (TANAP)**

The project connects to the route of the South Caucasus gas pipeline in the east, it runs through Turkey and its point of contact for Europe should be at the Bulgarian-Turkish border. In compliance with the intention to build the Trans-Caspian pipeline, gradual extension of the Trans-Anatolian pipeline is currently considered up to the capacity of 60 bill. m³ a year, which corresponds with concurrent supplies of the Turkmen and Azerbaijanian gas. Construction of the first line of TANAP shall commence in 2013, completion is expected in 2018.

■ **Nabucco-West**

It is the European parallel to transport gas from Azerbaijan and Turkmenistan. The original Nabucco project included the route through Turkey but Azerbaijan and Turkey decided to take charge of this section and replaced it by their TANAP project. The Nabucco-West pipeline therefore covers the remaining European route; one third of the original Nabucco project length. It shall be fed from the TANAP pipeline at the Turkish-Bulgarian border and carry the gas up to the Austrian Baumgarten hub. Annual capacity of 10 bill. m³ is expected for the first phase of the project with possible extension to up to 30 bill. m³ a year. The construction can start in 2013 at the earliest; completion is expected in 2018. After the reduction of the project to its purely European Nabucco-West section, there is not a full agreement within the consortium as far as this intention is concerned. Implementation of the gas pipeline, which seemed less and less likely in the recent period, re-gains the importance especially due to the late negotiations concerning the Trans-Caspian pipeline. The Nabucco-West pipeline, thanks to its termination in the Baumgarten hub in Austria, could potentially also supply the Czech Republic though these supplies are conditioned by construction of the interconnecting gas pipeline between Austria and the Czech Republic in the route Baumgarten-Lanžhot.

■ **Trans-Adriatic Gas Pipeline (TAP)**

The above described Nabucco-West pipeline is not the only intention to supply gas by transit from the TANAP gas pipeline. The most serious competition to the Nabucco-West project is the Trans-Adriatic pipeline (TAP). Route of the TAP more or less follows the TANAP, runs through Greece and Albania and then under the Adriatic Sea all the way to Italy. Planned capacity of TAP is similar to the one of Nabucco-West – 10 bill. m³ of gas a year with potential extension to 20 bill. m³ a year.

■ South Gas Corridor (SGC)

Jižní plynovodní koridor je souhrnné označení pro komplex projektů definovaný a podporovaný ze strany EU, jehož cílem je rozšíření diverzifikace zdrojů pro zásobování zemí EU plynem z oblasti Kaspického moře (Ázerbájdžán, Turkmenistán), střední Asie, středního východu (zejména Írán) a z východního středomoří. Do této skupiny projektů tak spadají zmíněné projekty Trans-Kaspického plynovodu, Trans-Anatolského plynovodu, Nabucco-west, ale i plynovody vedoucí z východního středomoří na Krétu a dále do pevninského Řecka.

Svým způsobem samostatným projektem je i plynovod GUEU, tzv. White Stream, spojující podmořským plynovodem Gruzii s Ukrajinou nebo Rumunskem, odkud dodávky rovněž mají směřovat do střední Evropy. Z hlediska zdrojů přichází do úvahy volné kapacity Ázerbájdžánu, Turkmenistánu, případně Íránu. Výstavba tohoto plynovodu se však jeví jako málo pravděpodobná kvůli jeho omezeným přínosům.

Schematické vyznačení uvedených tras plynovodů nadnárodního významu je uvedeno na **obr. 33**.

■ South Gas Corridor (SGC)

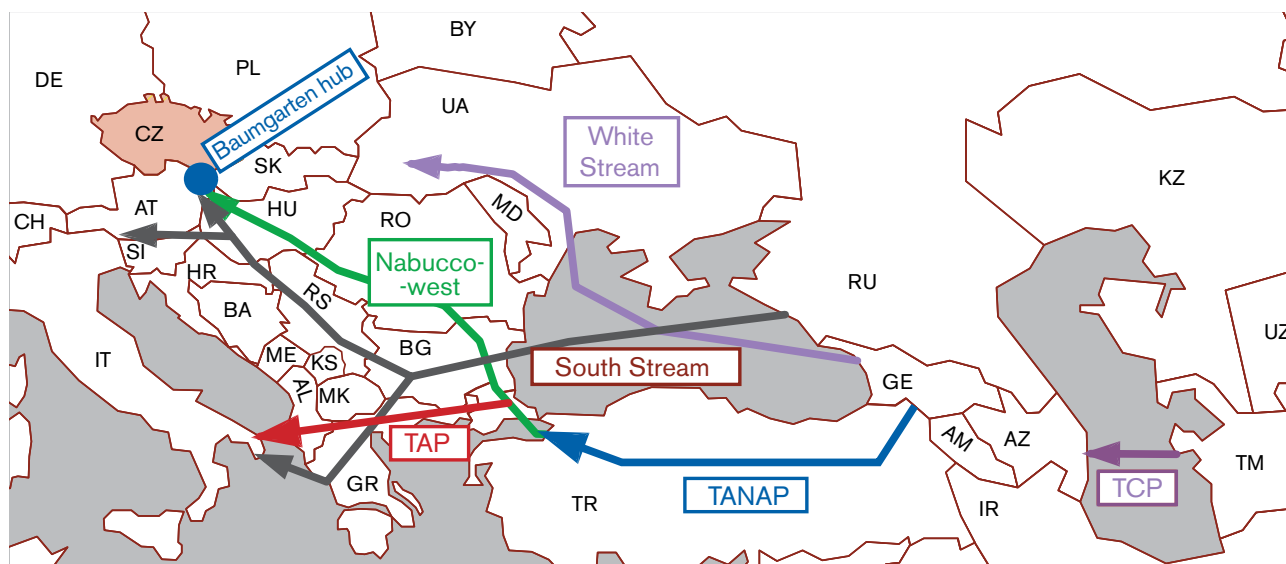
The South Gas Corridor is a summary name for a complex of projects defined and supported by EU whose aim is to extent diversification of sources for supplies of EU countries by gas from the area of the Caspian Sea (Azerbaijan, Turkmenistan), central Asia, Middle East (especially Iran) and eastern Mediterranean. This group of projects includes the above Trans-Caspian pipeline, Trans-Anatolian pipeline, Nabucco-West but also gas pipelines running from the east Mediterranean to Crete and further to continental Greece.

Sort of independent project is the GUEU gas pipeline, so-called White Stream, connecting Georgia with Ukraine or Romania by a submarine gas pipeline whose supplies shall also direct to Central Europe. In view of the sources, free capacities in Azerbaijan, Turkmenistan or Iran can be considered. Construction of this pipeline however seems rather unlikely due to its limited benefits.

The above routes of pipelines of transnational importance are schematically shown in **Fig. 33**.

OBR. 33: PROJEKTY MEZINÁRODNÍCH PLYNOVODŮ S VÝZNAMEM PRO ČR

FIG. 33: PROJECTS OF TRANSNATIONAL GAS PIPELINES IMPORTANT FOR THE CZECH REPUBLIC



PROVOZ PLYNÁRENSKÉ SOUSTAVY

Simulace budoucího chodu plynárenské soustavy byla provedena jednoduše. Vzhledem k této skutečnosti je nutno prezentované výsledky chápat jako vybrané provozní stavy, které nemusí být z pohledu provozu síťové infrastruktury průchodné. Pokud však prezentované bilance ukazují problematické provozní stavy, nastanou tyto pravděpodobně i v reálném provozu. Rovnováha indikovaná tímto postupem je tedy vůči reálně dosažitelné provozní rovnováze podmínkou nutnou, nemusí však být dostačující.

Dominantní vliv na podobu budoucí plynové bilance bude mít, vzhledem k míře, s jakou se budou jednotlivé složky vyvíjet v čase, zejména vývoj instalované kapacity výrobní základny ES, jmenovitě velkých paroplynových jednotek využívajících zemní plyn a vývoj instalované kapacity zásobníků a možnosti čerpání a vtláčení. Pro dvě posledně jmenované veličiny byly definovány dvě krajní provozní varianty plynárenské soustavy (nízká a vysoká), dvě varianty s opačným vývojem spotřeby a rozvoje zásobníků plynu (kritická a komfortní) a varianta referenční se středním výhledem.

Obr. 34 souhrnně charakterizuje vymezené provozní varianty.

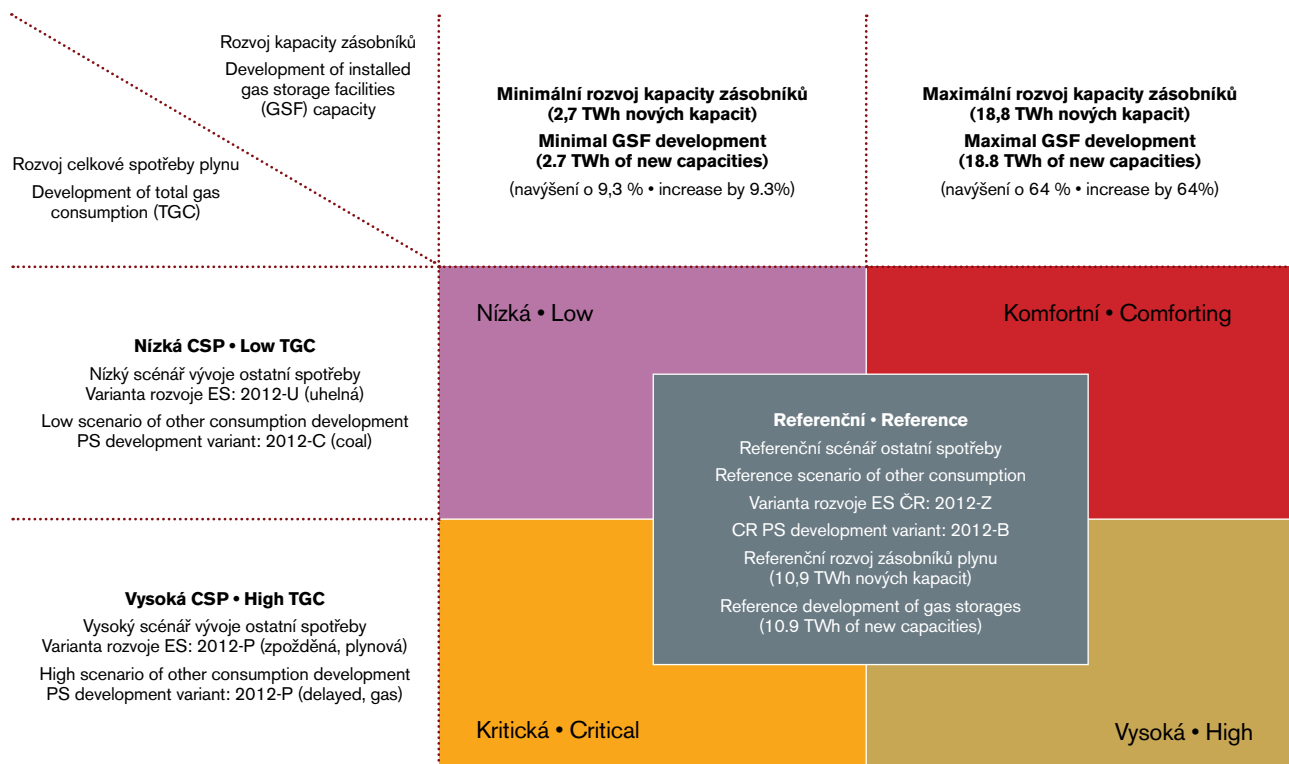
OPERATION OF THE CZECH REPUBLIC GAS SYSTEM

With respect to the used single-node solution, all presented results shall be understood as selected operational states which might not be passable in terms of the network infrastructure operation. However, if the presented balances show problematic operational states, they will probably appear in real operation. The balance indicated by this procedure is therefore a necessary condition towards the achievable operational balance in practice but it might not be fully sufficient.

Due to the rate in which individual compounds will develop in time, especially the installed capacity of the power system production base, in particular the large steam-and-gas units using natural gas, the development of the installed storage capacity and possibilities of injection and withdrawing will have prevailing effect on the form of future gas balance. Two extreme operational variants of the gas system (Low and High), two variants with opposite consumption development and development of gas storages (Critical and Comfort) and a reference variant with mid perspective were defined for the two later mentioned variables. **Fig. 34** summarises characteristics of the defined operational variants. In critical variant, development of storage capacity

OBR. 34: VARIANTY ROZVOJE PLYNÁRENSKÉ SOUSTAVY

FIG. 34: VARIANTS OF GAS SYSTEM DEVELOPMENT



Dle varianty kritické by zásobníková kapacita plynárenské soustavy byla rozvíjena neúměrně rozvoji spotřeby (zejména rozvoji výroby elektřiny z plynu), a disponovala tak kapacitou zásobníků plynu i čerpacím a vtláčecím výkonem neúměrně nízkým. U varianty komfortní by byla situace opačná, kapacita zásobníků, vtláčecí a čerpací výkony by byly neúměrně vysoké. Z toho pohledu je možno varianty kritickou a komfortní označit za nevhodné z pohledu ekonomie provozu.

Dále jsou uvedeny vybrané příklady výsledků simulací provozu plynárenské soustavy.

Varianta komfortní, běžný provoz

Obr. 35 ukazuje typický roční provoz plynárenské soustavy v simulovaném roce 2030 z pohledu analýzy hlavních bilančních kategorií. Z obrázku je dobře patrné, že:

- Zatímco spotřeba plynu na monovýrobu elektřiny a KVET (hnědý průběh) je téměř konstantní po celý rok, ostatní spotřeba je zásadně ovlivněna využitím plynu na vytápění, a její průběh (modře) tak určuje i průběh celkové spotřeby plynu (oranžově).
- Během letních měsíců převyšuje dovoz plynu (fialový průběh) poptávku, a dochází tedy ke vtláčení plynu do zásobníků (zelená plocha), zatímco v zimním období je dovoz na konstantní roční úrovni nižší než spotřeba a k jejímu pokrytí je potřeba plyn ze zásobníků čerpat (červená plocha).
- Stav zásobníků plynu je maximální před zahájením čerpání v zimním období, což znázorňuje zelený průběh (stav je zobrazen na druhé ose). Stav naplnění zásobníků plynu je u komfortní varianty po celý rok přibližně o 14 TWh vyšší než u varianty kritické (není znázorněna), což garantuje výrazně vyšší připravenost soustavy na abnormální stavy.

is not adequate to the development of consumption (in particular to the development of electricity production from gas) and had a low storage capacity and low withdrawal and injection ability. In comfortable variant, situation would be opposite, capacity of storages and their withdrawal and injection ability would be disproportionately to unnecessarily high. As per this point of view, critical and comfort variants are inappropriate in terms of economy of operation.

Further are mentioned examples of the results of simulations of the gas system.

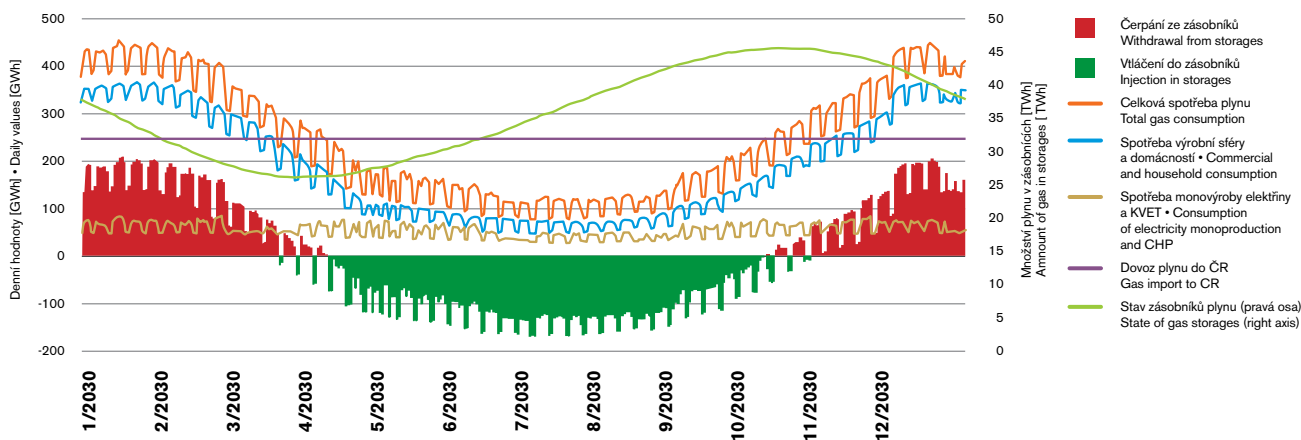
Comfort variant, regular operation

Fig. 35 shows typical annual gas system operation in view of analysis of the main balance categories in simulated year 2030. The picture shows several important findings:

- While gas consumption for electricity monoproduction and CHP (brown color) is almost constant throughout the year, other consumption is significantly influenced by the use of gas for heating, and its course (blue color) determines the course of the total consumption of gas (orange color).
- Gas imports (purple color) excess during the summer months gas demand, and there is therefore a gas injection into storages (green area), while import in winter is on constant level lower than consumption and its coverage is provided by gas from storages (red area).
- State of the storages is maximum before withdrawal in the winter period, which shows a green course (state is displayed on the second axis). State of storages is for comfort variant approximately about 14 TWh higher than for the critical variant (not shown), which provides higher readiness of system for abnormal situations.

OBR. 35: PROVOZ SOUSTAVY (2030) – VARIANTA KOMFORTNÍ

FIG. 35: GAS SYSTEM OPERATION (2030) – COMFORT VARIANT



Varianta referenční, omezení dovozu a podnormální teplota

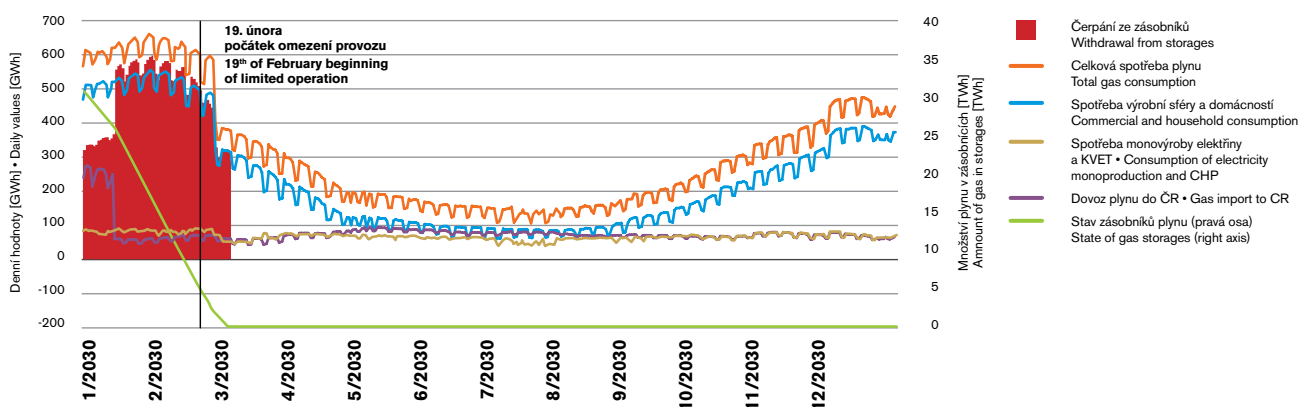
Obr. 36 ukazuje vývoj situace v plynárenské soustavě pro případ omezení dovozu plynu za současného výskytu podnormálních teplot (teploty v lednu a únoru dlouhodobě na úrovni -12 °C), to vše pro referenční variantu rozvoje plynárenské soustavy. K omezení dovozu plynu dojde dle simulace dne 15. ledna, a to na 25 % obvyklé hodnoty, což v obrázku znázorňuje fialový průběh. Navýšení spotřeby vlivem vysoce podnormálních teplot a snížení dovozu je kryto ze 100 % navýšením čerpání plynu ze zásobníků. Jak je z obrázku patrné:

- Ve srovnání s předchozím obrázkem dochází k výrazně vyššímu čerpání ze zásobníků plynu, přibližně na 3,5násobek běžných hodnot.
- Při 100% pokrytí pouze navýšením čerpání ze zásobníků plynu dojde k omezení provozu 19. února, tedy po 35 dnech provozu s touto kombinací provozně negativních vlivů. Od tohoto dne by tedy bylo nutno přistoupit k omezování spotřeby.
- K omezení provozu dojde nikoliv vlivem úplného vyčerpání zásobníků, ale vlivem nedostatečného dostupného výkonu čerpání v daném okamžiku.
- Operativní navýšení dovozu za účelem pokrytí navýšení spotřeby vlivem podnormálních teplot nemá výraznější dopad na počet dnů, po které může soustava fungovat při této velmi nepříznivé kombinaci negativních vlivů – při 50% krytí vyšší spotřeby navýšením dovozu z jiných lokalit by došlo k omezení provozu po 42 dnech.

Reference variant, limited import and sub-normal temperatures

Fig. 36 shows the gas system development in the situation when the gas imports are limited with concurrent appearance of sub-normal temperatures (temperatures in January and February -12 °C) for the reference gas system development variant. The simulated import limitation at 25% of the normal value occurs on 15 January, which represents the purple course. The increase in consumption due to high subnormal temperatures and reduced import are 100% covered by increased withdrawal from gas storages. As can be seen from the picture:

- This situation leads to significantly higher utilization of gas storages (3.5 more than usual) in comparison with the previous picture.
- The limited operation will occur on the 19th of February, after 35 days of operation with the combination of negative influences (at 100% coverage only by increasing the utilization of storage facilities). It will be necessary to reduce consumption from that date.
- The limited operation will not occur due to total withdrawal of storages, but due to the lack of available withdrawal capacity at the moment.
- Operational rise in imports to cover the increase in consumption due to subnormal temperature has no significant impact on the number of days that the system can operate at this very unfavorable combination of negative factors – 50% coverage of higher consumption by increasing imports from other locations would lead to limited operation after 42 days.

OBR. 36: PROVOZ SOUSTAVY (2030) – REFERENČNÍ – OMEZENÍ DOVOZU, PODNORMÁLNÍ TEPLoty**FIG. 36: GAS SYSTEM OPERATION (2030) – REFERENCE – LIMITED IMPORTS, SUB-NORMAL TEMPERATURES**

Plynárenská soustava je dle výsledků jednoduzlové simulace chodu a při zohlednění přijatých předpokladů provozovatelná pro všechny analyzované rozvojové varianty a běžné provozní stavy. Dle simulace referenční varianty rozvoje plynárenské soustavy by i v případě kombinace výrazně teplotně podnormálních podmínek a výrazného omezení dovozu plynu byla soustava provozovatelná. Rozvoj

The gas system is, according to results of the single-node simulation of operation and when considering all the above presumptions, able to operate in all analysed development variants and common operational state. The ability to operate under significantly abnormal temperature conditions – according to the reference variant simulation of the gas system development, the gas system would be able to operate even

zásobníků plynu nepřiměřeně nízký vzhledem k rozvoji spotřeby (dle varianty kritické) by byl výrazně rizikovým stavem, a to zejména při současném výrazném omezení dodávky plynu a výrazně teplotně podnormálních podmínkách; bezpečnost provozu by v takovém případě byla výrazně neuspokojivá již od roku 2024.

Pro zajištění bezpečného provozu plynárenské soustavy v situaci intenzivního rozvoje využití zemního plynu pro monovýrobu elektřiny a použití zemního plynu jako náhrady za docházející zásoby hnědého uhlí dle varianty 2012-P bude zapotřebí instalovat do roku 2040 novou kapacitu zásobníků následovně: intenzifikace zásobníků v Tvrdonicích a Uhřicích, instalace zásobníku v lokalitě Dambořice a částečně také v lokalitách Břeclav a Dolní Rožínka; celkově 57 % nové kapacity oproti roku 2012.

Ve střednědobém výhledu (do roku 2020) a v některých letech i později by v některých případech bylo možno zajistit další provoz plynárenské soustavy v situaci krajně nepříznivých podmínek (výrazně teplotně podnormální vývoj a výrazné snížení dovozu) odstavením vybraných paroplynových jednotek, protože v tomto období výrobní základna ES ČR vykazuje relativně významné přebytky výkonové a výrobní kapacity zdrojové základny. Předložené řešení důvodně předpokládá existenci dostatečně dimenzované potrubní části plynárenské soustavy, která nebude kritickým faktorem v zajištění bezpečného provozu, zejména v poruchových či spotřebně nadnormálních stavech. Provozovatelnost v takových případech, které jsou indikovány v předložené jednodužové výhledové bilanci, je nutno dále ověřovat.

INFRASTRUKTURA PLYNÁRENSKÉ SOUSTAVY

Přepravní soustava

Úkolem přepravní soustavy je zajištění dopravy plynu od hranic ČR přes území státu k předávacím místům do distribučních sítí a přímo připojeným odběratelům. Přepravní soustavou je také zajišťována doprava plynu do zásobníků plynu v režimu vtlačení a doprava opačným směrem ze zásobníků v režimu čerpání. Druhou funkcí přepravní soustavy je zabezpečování tranzitu plynu do třetích zemí, především do západní Evropy. Přepravní soustava se skládá ze dvou hlavních částí:

- **Tranzitní soustava** zajišťuje jak mezinárodní tranzitní přepravu, tak dodávku pro tuzemské spotřebitele. Tato dodávka se uskutečňuje prostřednictvím předávacích stanic z tranzitní soustavy do distribučních sítí, případně přímým odběratelům, nebo přetokem z tranzitní soustavy do vnitrostátní přepravní soustavy a z ní pak přes předávací stanice do distribučních sítí. Na tranzitní soustavu nejsou připojeni zásobníky plynu, první propojení tohoto druhu se připravuje na rok 2013. Na zahraniční plynárenské soustavy je tranzitní soustava napojena šesti hraničními předávacími stanicemi (HPS). Pohyb plynu a potřebný tlak v soustavě, včetně zajištění tlaků na předávacích místech vůči zahraničním soustavám, zajišťují kompresní stanice (KS),

under the combination of significantly abnormal temperature conditions and considerable restriction of gas imports. Inappropriately low development of gas storages with regard to consumption development (according to Critical variant) would be a considerably risky situation especially in the case of concurrent significant restriction of gas imports and abnormal temperature conditions; operational safety in such case would be highly unsatisfactory as soon as in 2024. New storage capacities have to be installed by 2040 to ensure safe operation of the gas system in a situation of intensive development of natural gas use for electricity monoproduction and for brown coal substitution (variant 2012-G): intensification of Tvrdonice and Uhřice storages, commissioning of Dambořice storage and partly also in locations Břeclav and Dolní Rožínka, overall 57% of new capacity compared to 2012.

In mid-term perspective (by 2020) and in some later years, further operation of gas system during unfavourable conditions (subnormal temperatures and significant reduction of gas import) can be ensured – in some cases – by shutting the selected steam-gas units because the production base shows rather important excess of installed and production capacity of the CR power system source base. The presented solution reasonably expects existence of sufficiently dimensioned pipeline part of the gas system which shall not be the critical factor in ensuring safe operation especially in failure states or abnormal consumption states. The ability to operate in the cases indicated in the presented single-node balance shall be verified.

GAS SYSTEM INFRASTRUCTURE

Transport system

The task of the transport system is to secure transportation of gas from borders of the Czech Republic through the area of the country to transfer points to distribution networks and directly connected consumers. The transport system also provides transportation of gas to gas storages in injection mode and in the opposite direction from gas storages in withdrawal mode. Another function of the transport system is to ensure gas transit to third countries, especially to Western Europe. The transport system comprises two main parts:

- **The transit system** ensures both international transport and supplies for domestic consumers. These supplies are realised by means of delivery stations from the transit system to distribution networks or direct consumers or by means of outflow from the transit system to the inland transport system and from there through transfer stations to distribution networks. No gas storages are connected to the transit network; first such connection is prepared for 2013. The transit system is connected to foreign gas systems through six border delivery stations (BDS). Movement of gas as well as the required pressure within the system, including the pressure in delivery points to foreign systems, are provided by compression stations (CS) located in mutual distances of approx. 100 km. Pressure at the input to the Czech gas system is ensured

keré jsou rozmístěny zhruba po 100 km. Tlak na vstupu do české plynárenské soustavy zajišťuje poslední kompresní stanice na slovenském úseku tranzitní soustavy Ivanka pri Nitre.

- **Vnitrostátní přepravní soustava** zajišťuje přepravu plynu od tranzitní soustavy do regionů. Vnitrostátní přepravní soustava je v šesti stanicích propojena s tranzitní soustavou. Tyto stanice zajišťují dodávku směrem od tranzitní do vnitrostátní přepravní soustavy. Na vnitrostátní přepravní soustavě již nejsou kompresní stanice. Vnitrostátní přepravní soustava je přes HPS Mokřý Háj (na slovenském území, předávací místo na původním plynovodu Bratrství) napojena na slovenskou plynárenskou soustavu. Na vnitrostátní přepravní soustavu jsou v současnosti napojeny všechny zásobníky plynu – 8 tuzemských zásobníků i pronajatý slovenský zásobník Láb.

Z obou částí přepravní soustavy je zemní plyn dodáván do distribučních sítí prostřednictvím zhruba 80 předávacích stanic. Na přepravní soustavu jsou přímo připojeni i koncoví odběratelé; v současnosti se jedná o 7 přípojných míst, z nichž nejnovější přípojně místo Bečov bude zajišťovat dodávky plynu pro budovanou paroplynovou elektrárnu Počeradý. Očekávaná výstavba obdobných zdrojů si do budoucna vyžádá budování dalších přímých odběrných míst z přepravní soustavy.

Přepravní soustava byla od počátku své existence v 70. letech budována tak, že se počítalo s jednosměrným tokem zemního plynu ze Sovětského svazu do Československa a dále do západní Evropy. Vzhledem k rozvoji evropské plynárenské sítě, vzniku nových přepravních směrů, i vzhledem k reálným problémům (tzv. plynárenská krize v lednu 2009) se ukázalo, že je nezbytné, aby naše plynárenská soustava byla schopna zajistit i tok plynu obráceným směrem. Prakticky jde o to, aby se zemní plyn, který by byl dodán do Německa např. plynovodem Nord Stream, mohl přepravit do ČR a dále na Slovensko. Příslušná opatření umožňující tento zpětný tok byla realizována na 7 bodech v soustavě v letech 2009 až 2011.

Výlučným vlastníkem licence na přepravu plynu na území České republiky je společnost NET4GAS, s.r.o., patřící do skupiny RWE. V současné době se uvažuje o prodeji této společnosti novému majiteli. Schéma přepravní soustavy je uvedeno na **obr. 37**. Obrázek odpovídá aktuálnímu stavu (zejména zprovoznění plynovodu Gazela v lednu 2013 a napojení PPC Počeradý) a současně uvádí i záměry na rozšiřování přepravní soustavy.

by the last compression station in Slovak section of the transit system called Ivanka pri Nitre.

- **The inland transport system** ensures transport of gas from the transit system to regions. The inland transport system is interconnected to the transit system in six stations. These stations provide the supply from transit system to the inland transport system. There are no compression stations at the inland transport system. The inland transport system is connected to the Slovak gas system through the Mokřý Háj border delivery station (in Slovakia, transfer point at the original Brotherhood gas pipeline). All gas storages – 8 Czech storages and the hired gas storage Láb in Slovakia – are currently connected to the inland transport system.

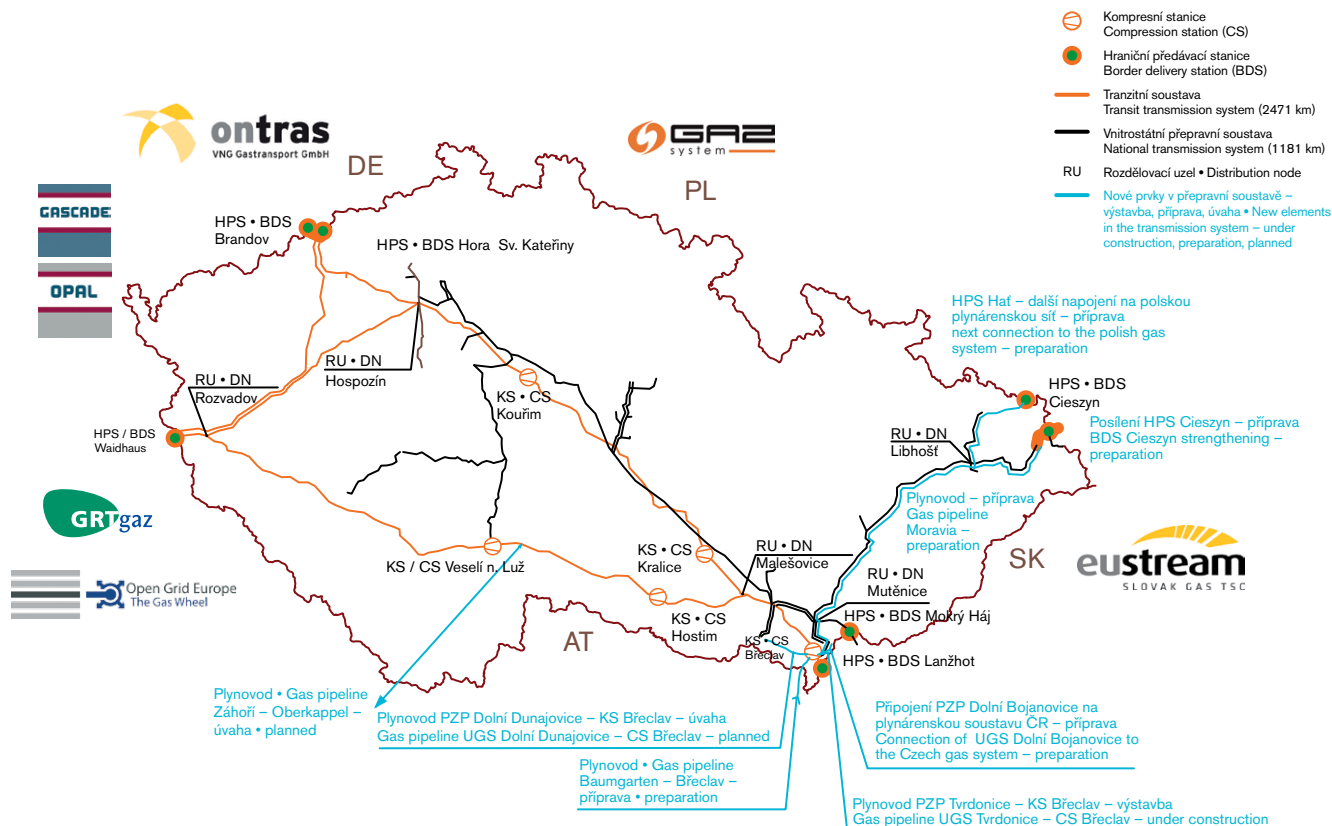
Gas is supplied to distribution networks from both parts of the transport system by means of approx. 80 delivery stations. End-consumers are also directly connected to the transport system; there are currently 7 connection points of which the newest one is the Bečov connection point which shall ensure gas supply for the constructed steam-gas power plant Počeradý. The expected construction of similar sources shall in future require establishing of other direct delivery points from the transport system.

The transport system was from the beginning of its existence in 1970's designed for one-way direction of the natural gas flow from the Soviet Union to Czechoslovakia and further to Western Europe. With respect to the development of European gas network, establishment of new transport directions and in view of real-life issues (so-called gas crisis in 2009), it turned up to be necessary for our gas system to be capable of operation with gas flow in the opposite direction. It means that the gas that was delivered to Germany e.g. by the Nord Stream gas pipeline can be forwarded to the Czech Republic and further to Slovakia. Appropriate measures allowing this reverse operation were implemented in seven points within the system in 2009 to 2011.

NET4GAS, s.r.o. belonging to the RWE Group is the exclusive owner of the licence for gas transportation in the area of the Czech Republic. Sale of the company to a new owner is currently being considered. Basic scheme of the transport system including the anticipated changes is shown in **Fig. 37**. Picture corresponds to the current situation (in particular Gazela pipeline commissioning in January 2013 and the connection of Počeradý PPC) and noted also plans to expand the transmission system.

OBR. 37: SCHÉMA PŘEPRAVNÍ SOUSTAVY – STAV K ROKU 2012 A OČEKÁVANÝ ROZVOJ

FIG. 37: SCHEME OF THE TRANSPORT SYSTEM – SITUATION IN 2012 AND EXPECTED DEVELOPMENT



Očekávaný rozvoj přepravní soustavy

- **Napojení zásobníku Tvrdonice do KS Břeclav.** Význam spočívá především v možnosti dodávat plyn ze zásobníku přímo do tranzitní soustavy, neboť všechny zásobníky jsou dosud vyvedeny jen do vnitrostátní přepravní soustavy a zpětný přetok dále do tranzitu dosud nebyl možný. Plánované zprovoznění je v roce 2013.
- **Výstavba plynovodu Moravia.** Účelem je posílení kapacity přepravy směrem na sever Moravy. Oblast severní Moravy je z hlediska kapacity předávacích míst do distribučních sítí poddimenzovaná a mohly by vznikat problémy v době vtlačení do zásobníků (zejména po navýšení kapacity zásobníku Třanovice) i v důsledku připojení významnějších spotřebitelů. Výhledově se uvažuje i o dalším napojení na polskou plynárenskou síť. Výstavba je plánována přibližně na období 2015–2017, zatím však jde jen o předběžný investiční záměr.
- **Posílení kapacity HPS Cieszyn.** Rozšíření kapacity nedávno zprovozněné HPS Cieszyn na plynovodu STORK (Třanovice–Skoczów) je ve výhledu až k roku 2020.

Expected development of the transport system

- **Connection of the Tvrdonice storage to CS Břeclav.** The importance lies mainly in the possibility to supply gas from the storage directly to the transit system because all storages are currently connected to the inland transport system and the reverse overflow to transit system has not been possible yet. Commissioning is planned for 2013.
- **Construction of the Moravia gas pipeline.** The aim is to strengthen the transport capacity towards the north of Moravia. The area of northern Moravia is dimensioned insufficiently as far as the capacity of delivery points to distribution network is concerned and there could be problems when injecting gas to storages (especially after increasing the capacity of the Třanovice storage) and as a result of connection of significant consumers. Prospectively, another connection to the Polish gas system is considered. The construction is planned for the period 2015–2017 or so; however the project is only a preliminary investment plan so far.
- **Increasing the capacity of BDS Cieszyn.** Increasing of capacity of the recently open BTS Cieszyn on the STORK gas pipeline (Třanovice – Skoczów) is only anticipated in 2020.

- **Výstavba propojení Baumgarten–Břeclav.** Účelem je vytvoření přímého propojení české a rakouské plynárenské soustavy s předávacím bodem Reinthal, zejména pak v souvislosti s očekávanou výstavbou plynovodů Nabucco a South Stream, které by měly přivést plyn do „obchodního“ uzlu Baumgarten. Propojení by mělo být v provozu až kolem roku 2020. Délka je asi 60 km, z toho 14 km na českém území.

Z pohledu plynárenské infrastruktury lze českou plynárenskou soustavu považovat v oblasti tranzitního systému za kapacitně dostatečnou, pokud jde o současné hlavní směry dodávek zemního plynu z Ruska přes Ukrajinu a Slovensko, a to jak z hlediska naší spotřeby, tak tranzitu. Mezi omezení přepravní infrastruktury ČR patří orientace východo-západním směrem a omezená orientace severo-j jižním směrem, která se postupně připravuje a doplňuje. Z hlediska diverzifikace dovozových směrů je v budoucnu potřebné doplnit další napojení plynárenské soustavy ČR na připravované plynovody ze střední Asie. Od roku 2011 jsou funkční prvky soustavy, které byly uzpůsobeny na zajištění reverzních toků zemního plynu ze severního napojení na německé plynovodní systémy. Tohoto spojení by bylo možné využít v případě problémů s přepravními trasami přes Ukrajinu, neboť od roku 2011 je v provozu alternativní trasa – plynovod Nord Stream.

Distribuční soustavy

Úkolem distribučních soustav je zajištění rozvodu plynu v rámci jednotlivých regionů až ke koncovým odběratelům. Plyn přebírají z přepravní soustavy (z tranzitní soustavy i z vnitrostátní přepravní soustavy) v předávacích stanicích, případně ze sousedních distribučních sítí (zásobovací ostrovy), v malé míře také z ložisek tuzemské těžby. Distribuční soustavy mají buď regionální charakter s licenci pro velké územní celky, nebo jde o lokální distribuční systémy, často na území významných průmyslových areálů. Ačkoli se do budoucna nepředpokládá zásadní rozšiřování míry plynofikace v ČR, je potřeba věnovat dostatečnou pozornost průběžné obnově stávající infrastruktury distribučních sítí.

Zásobníky plynu

Zásobníky plynu mají v plynárenské soustavě regulační funkci, kdy vyrovnávají značné mezisezónní rozdíly ve spotřebě plynu při spíše rovnoměrnějších dovozech (**obr. 38**). Vedle toho přispívají k obecnému zajišťování bezpečnosti plynárenské soustavy v případě významnějších výpadků v dodávkách. Přirozené sezónní výkyvy ve spotřebě jsou totiž ještě „zesilovány“ významnou teplotní závislostí spotřeby plynu, neboť podstatná část spotřeby je využívána pro zajištění vytápění.

- **Construction of the Baumgarten – Břeclav interconnection.**

The purpose is to interconnect the Czech and Austrian gas systems with the Reinthal transfer point especially in connection with the expected construction of the Nabucco and South Stream gas pipelines which could bring gas to the Baumgarten “trade” hub. The interconnection shall be put into operation in around 2020. Its length is approx. 60 km; 14 km of which on the area of the Czech Republic.

In view of the gas system operation the infrastructure of the Czech gas system in terms of the transit system can be considered sufficient as far as current main directions of natural gas supplies through Ukraine and Slovakia are concerned, whether in respect of our consumption or the transit. Limitations of the Czech Republic transport infrastructure is caused by considerable focus on the east-west direction and limited focus on the north-south direction which is gradually being prepared and completed. In terms of diversification of import directions, further connection of the Czech Republic gas system to prepared gas pipelines from Middle Asia shall be added in future. All elements of the system which were adopted to enable reverse flows of natural gas from northern connection to German gas systems have been functional since 2011. This connection could be used in the case of problems with transport routes through Ukraine because since 2011 the Nord Stream pipeline has been operating.

Distribution systems

The task of distribution systems is to ensure gas distribution within regions all the way to final consumers. They take gas from the transport system (both transit and inland transport systems) in transfer stations or from neighbouring distribution networks (supply islands), in a small way also from local exploitation deposits. Distribution systems either have regional character with licence for large territorial units or they are local distribution systems often on premises of important industrial sites.

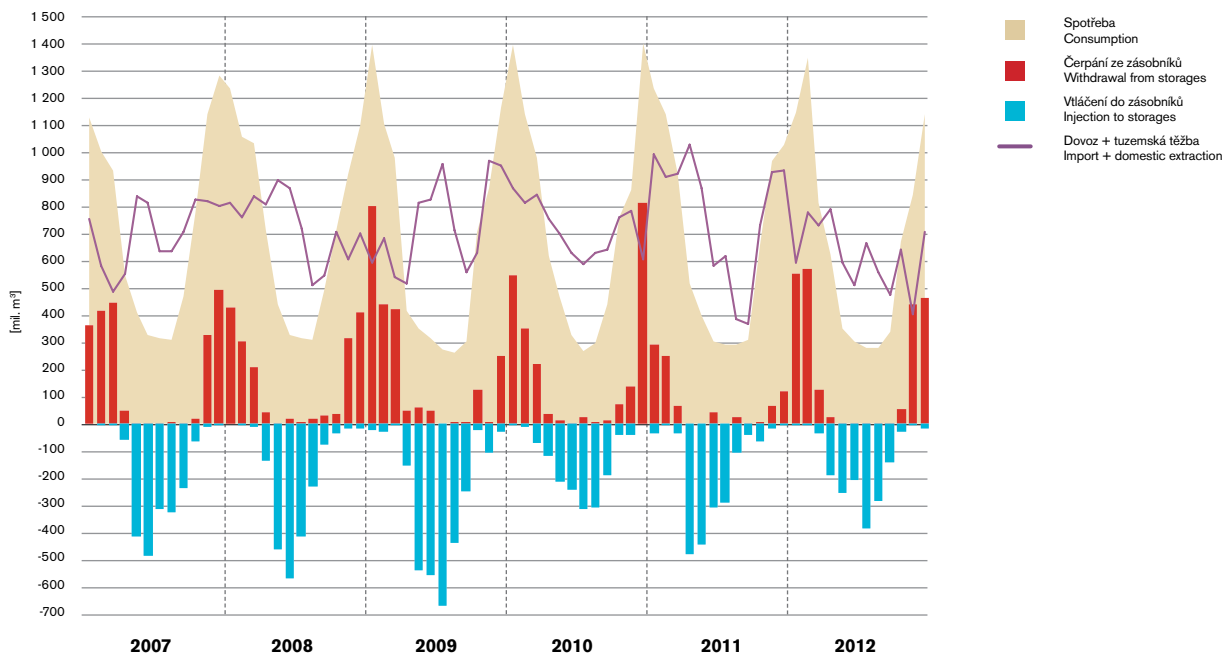
Although no substantial future expansion of gasification in the Czech Republic is expected, it is necessary to pay sufficient attention to the ongoing renewal of existing infrastructure distribution networks.

Gas storages

Gas storages within the gas system play a regulation role and balance considerable seasonal differences in gas consumption while keeping rather stable imports (**Fig. 38**). Apart from that, they contribute to general security of the gas system in the case of significant interruption of supplies. Natural seasonal fluctuation in consumption is “amplified” by significant consumption dependence on temperatures as great part of the consumption is used for heating.

OBR. 38: UPLATNĚNÍ ZÁSObNÍKŮ PLYNU V OBDOBÍ LET 2007–2012

FIG. 38: UTILIZATION OF GAS STORAGE FACILITIES IN THE PERIOD 2007– 2012



Většina českých zásobníků je budována v geologických strukturách, především v bývalých ložiscích těžby plynu a ropy na jižní a severní Moravě a ve Slezsku, kde jsou pro tyto účely ideální geologické podmínky. Rozmístění zásobníků v rámci celé ČR je tak nerovnoměrné, a tím také jistým způsobem provozně nevýhodné. Zásobníky plynu jsou připojeny do vnitrostátní přepravní soustavy. Dosud chybí přímé napojení zásobníků na tranzitní soustavu. První přímé napojení na tranzitní systém je ve výstavbě s předpokládaným zprovozněním v roce 2013, a to od zásobníku Tvrdonice do KS Břeclav. Dosud neexistující připojení do tranzitní soustavy je významným omezujícím faktorem. I když je k dispozici dostatečná kapacita pro čerpání plynu ze zásobníků, je velmi omezená možnost dopravy takto vytěženého plynu ve směru Morava–Čechy.

Kritériem kvality zásobníků není pouze objem, ale i rychlost, jakou je možné uskladněný plyn vyčerpat, nebo naopak vtláčet. Proto i zásobník menšího objemu může mít pro soustavu značný význam, pokud má velkou rychlost čerpání, a zejména tehdy, může-li rychle přecházet z režimu čerpání do režimu vtláčení a naopak. V tomto

Majority of Czech gas storages is established in geological structures mainly in abandoned gas and oil extraction deposits in southern and northern Moravia and Silesia where the geological conditions are optimal for this purpose. Positions of the storages in the Czech Republic are therefore uneven and rather unsuitable in terms of operation. Gas storages are connected to the inland transport system. Direct connection of gas storages to the transit system has been missing so far. The first direct connection to the transit system from the Tvrdonice storage to CS Břeclav is currently under construction with anticipated commissioning in 2013. Lack of connection to the transit system is an important limiting factor. Though sufficient capacity for withdrawing gas from storages is available, there is a very limited possibility to transport the withdrawn gas in the Moravia – Bohemia direction.

Criterion of the gas storage quality is not only its volume but also speed in which the stored gas can be withdrawn or injected. Therefore even a gas storage of smaller volume can be of high importance for the system if it allows high-speed withdrawal and especially if it is able to switch from withdrawal to injection mode quickly. In this sense

směru skutečně vyniká kavernový zásobník Háje, jediný zásobník takového druhu na východ od Německa. Největší schopnost čerpání je u plného zásobníku, pak se postupně snižuje. České zásobníky se v tomto směru v uplynulých letech zkvalitnily – od roku 1996 vzrostla schopnost čerpání asi trojnásobně, zejména navyšováním počtu a výkonu těžebních sond. Tím jsou naše zásobníky výrazně kvalitnější a spolehlivější ve srovnání se státy jako jsou Slovensko, Maďarsko, Polsko, Rumunsko nebo Bulharsko.

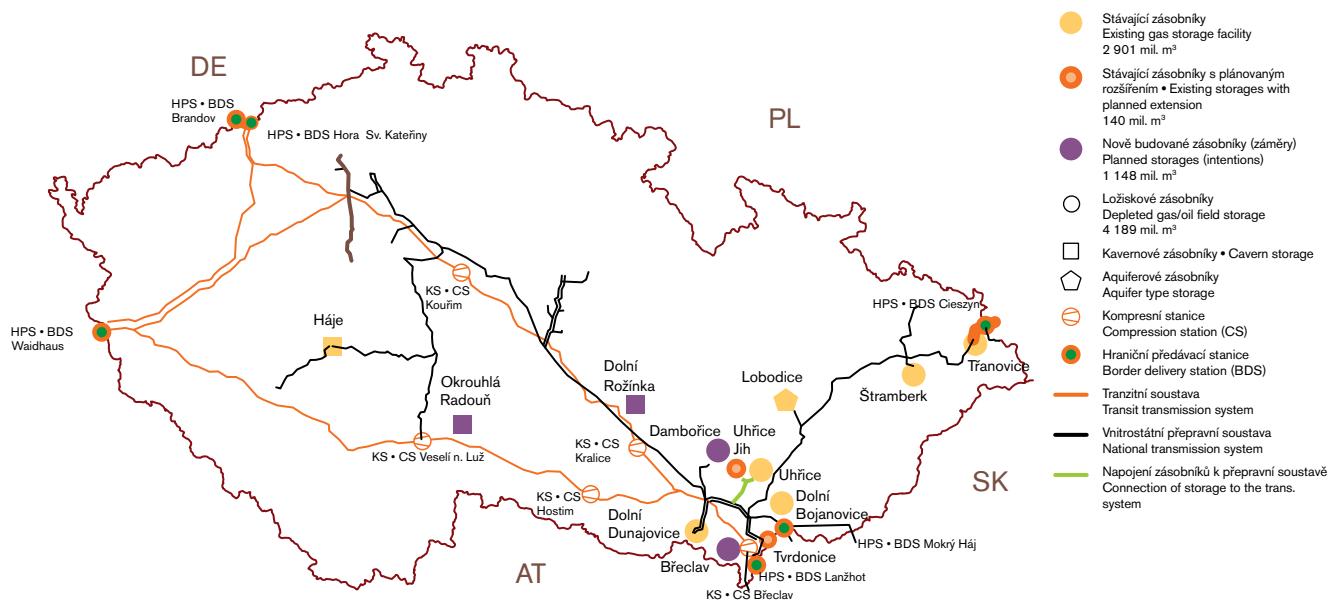
Posilování kapacity zásobníků plynu i jejich dynamických vlastností z důvodu zvyšování spolehlivosti plynárenských soustav je snahou všech evropských zemí. Na jejich výstavbu jsou dokonce poskytovány ze strany EU finanční stimuly. Cílem EU je dosáhnout v průměru takového stavu, kdy by zásobníky pokrývaly 90denní spotřebu jednotlivých zemí. U zemí, které vlastní těžbu nemají, nebo je velmi malá (tedy i Česká republika), může být tato doba delší. V České republice plánuje rozšíření kapacity stávajících zásobníků nebo novou výstavbu celkem pět firem; ČR by při realizaci všech záměrů vytvořila skladovací kapacitu odpovídající zhruba polovině současné roční spotřeby plynu, tj. na jedné z nejvyšších úrovní v rámci EU. Rozmístění zásobníků plynu v ČR ve stavu k počátku roku 2013 uvádí **obr. 39** včetně předpokládaného rozvoje.

the cavern-type gas storage Háje is really outstanding being the only gas storage of this type to the east of Germany. Fastest withdrawal is possible from full gas storage; then the speed subsequently declines. Quality of Czech gas storages has increased in this point in recent years – the withdrawal ability has tripled since 1996 especially due to increased number and performance of recovery wells. It makes our storages much higher quality and more reliable than those in countries like Slovakia, Hungary, Poland, Romania or Bulgaria.

All European countries strive for increasing capacity of gas storages and their dynamic capacities in order to increase reliability of their gas systems. Financial incentives are even provided by EU for their construction. EU objective is to achieve in average a state where the gas storages would cover 90 day consumption of each country. In the case of countries which do not have their own gas production or it is very low (as in the Czech Republic), the period can be longer. Five companies plan to extent gas storage capacities or construct new gas storages in the Czech Republic; if all intentions were implemented, the Czech Republic would create storing capacity in the amount of nearly half-year consumption, i.e. one of the highest within the EU Member States. Basic distribution of gas storages in the Czech Republic by the end of 2012 including the expected development is shown in **Fig. 39**.

OBR. 39: ROZMÍSTĚNÍ ZÁSOBNÍKŮ PLYNU PO REALIZACI VŠECH NAVRHOVANÝCH PROJEKTŮ

FIG. 39: DISTRIBUTION OF GAS STORAGES AFTER IMPLEMENTING ALL THE DESIGNED PROJECTS



Uvedený objem nezahrnuje zásobníky Láb - 600 mil. m (na území SR, využíván českou plynárenskou soustavou) a Dolní Bojanovice - 576 mil. m (na území ČR, využíván slovenskou plynárenskou soustavou)/The mentioned volume does not include storages Láb - 600 mil. m (in Slovakia, used for the Czech gas system) and Dolní Bojanovice - 576 mil. m (in Czech republic, used for the Slovak gas system)

Shrnutí

Summary

Předložený materiál seznamuje s provedenými analýzami dlouhodobé rovnováhy mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu a zohledňuje všechny nové faktory a změny, které byly zaznamenány v průběhu roku 2012 včetně aktualizované Státní energetické koncepce. Navržené varianty rozvoje ES ČR i faktory ovlivňující budoucí rozvoj plynárenství jsou ve shodě s trendy a doporučeními definovanými v aktualizované Státní energetické koncepci.

Tato kapitola přináší souhrn nejdůležitějších rizik plynoucích z analýz navržených variant rozvoje elektroenergetiky a plynárenství a souhrnné výsledky analýz řešených variant rozvoje a provozu elektrizační a plynárenské soustavy ČR. Uvedena jsou rizika dominantní, která **1.** jsou nejvýraznější z pohledu zajištění chodu soustav či obchodu s elektřinou a plynem, **2.** mohou způsobit těžko řešitelné stavy, **3.** snižují provozní spolehlivost, **4.** způsobují ztráty či výrazné zvýšení nákladů. Nebyly uvažovány radikální změny charakteru elektrizační a plynárenské soustavy, například výrazný rozvoj decentralizované energetiky. Identifikace rizik byla provedena pro šest hlavních oblastí elektroenergetických bilancí. Nejdůležitější rizika shrnuje tento výčet a **tab. 6**:

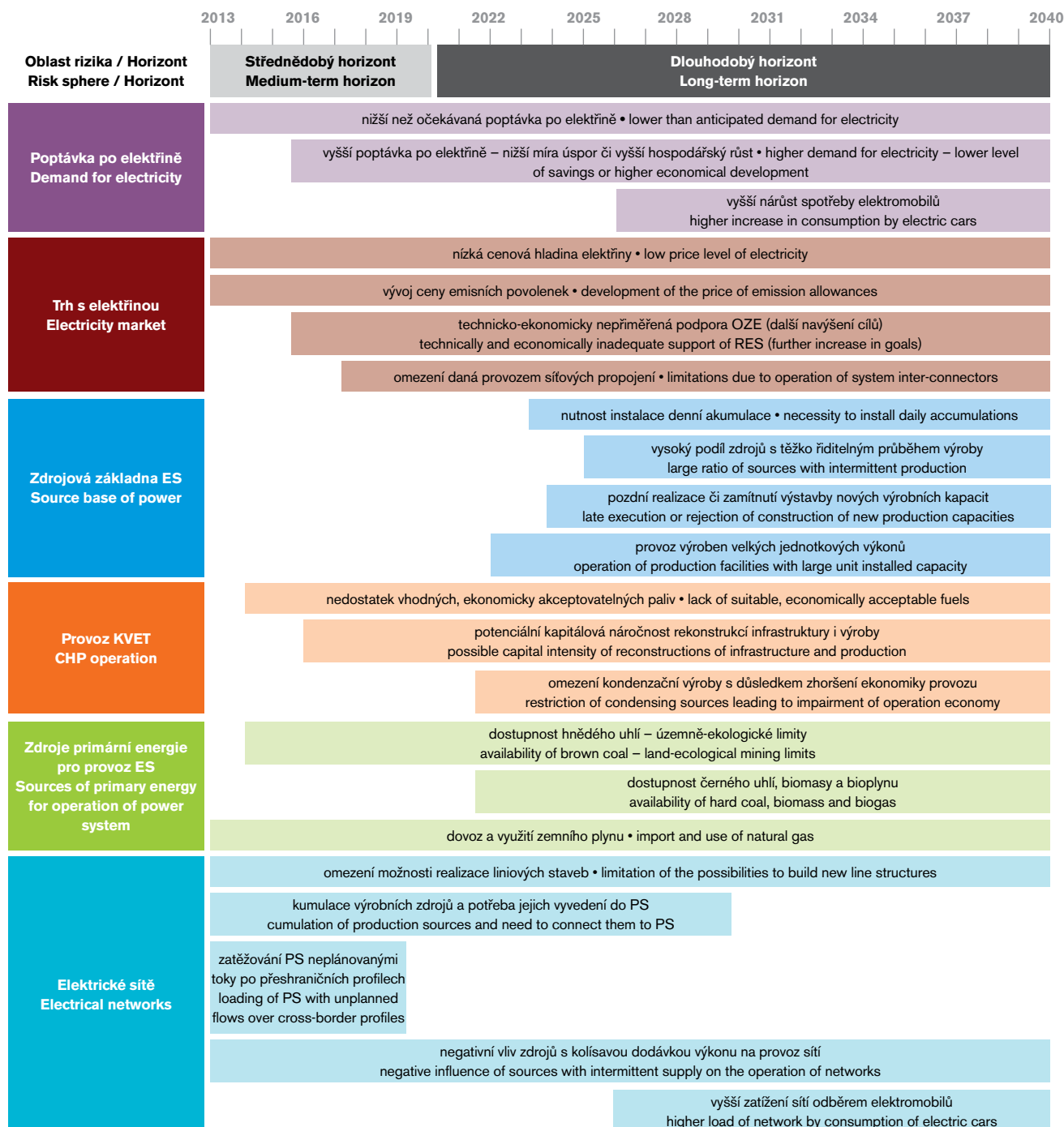
- **1. poptávka po elektřině: a)** riziko nižší spotřeby, způsobené zejména prodloužením období hospodářského útlumu, výraznou změnou struktury tvorby přidané hodnoty, zvětšením tlaku na snižování energetické náročnosti, **b)** riziko vyšší spotřeby, způsobené nižšími úsporami či vyšším růstem ekonomiky, **c)** riziko vyššího nárůstu spotřeby elektromobilů.
- **2. trh s elektřinou:** vývoj evropského energetického trhu je výraznou nejistotou, a tím i rizikem; očekávaný vývoj cen elektřiny a dalších komodit či povolenek na emise CO₂ je nejistý, realita je do značné míry deformována politickými zásahy do tržního prostředí, rizikem je rovněž způsob provozu a rozvoje síťových propojení.
- **3. zdrojová základna ES:** rizika chodu výroby ES, která mohou způsobit výkonovou nedostatečnost či nedostatek podpůrných služeb, jsou zejména: **a)** nutnost instalace denní akumulace (cca od roku 2023), **b)** riziko vysokého podílu zdrojů s intermitentním, nebo těžko říditelným průběhem výroby, **c)** riziko pozdní realizace či zamítnutí výstavby nových výrobních kapacit, **d)** riziko z provozu výroben velkých jednotkových výkonů.
- **4. provoz KVET:** provoz teplárenství je ohrožen dominantním uplatněním územně-ekologických limitů na těžbu hnědého uhlí ve svých důsledcích, a to zejména: **a)** nedostatek vhodných, ekonomicky akceptovatelných paliv, **b)** potenciální kapitálová náročnost rekonstrukcí infrastruktury i výroby, **c)** omezení

The submitted material presents long-term balance analyzes between supply and demand of electricity and gas, and takes into account all the new factors and changes that appeared during 2012, including an updated State Energy Policy. The proposed development variants of the CR PS as well as factors affecting the future development of the gas industry are consistent with trends and recommendations defined in the updated State Energy Policy.

Summary of the most important risks arising from analyses of power and gas industry and brief summary of results are included in this chapter. In the following text are mentioned the dominant risks, which **1.** are the most significant ones from the viewpoint of providing for operation of the PS, **2.** may cause situations difficult to handle, **3.** reduce operating reliability, **4.** cause losses or significant increase in costs. No radical changes of the nature of the PS, such as development of the decentralized energy industry and elimination of the interconnected PS, have been considered. The most important risks are summed up in the following enumeration and in **Tab. 6**:

- **1. demand for electricity: a)** the risk of lower consumption caused especially by the prolonged period of economic crisis, a significant change of the structure of value added creation, increasing pressure to lower energy intensity, **b)** the risk of higher consumption by lower reserves or by higher growth of economy, **c)** risk of the higher consumption by electric cars.
- **2. market with electricity:** the development of the European energy market is a significant uncertainty and therefore a risk too; the anticipated development of the prices for electricity and other commodities or allowances for CO₂ emissions is unclear, reality is distorted to a large extent by political interventions into the market environment, the way the network interconnectors are operated and developed poses a risk too.
- **3. source base of the power system:** risks of the operation of the power system which may cause power insufficiency or the lack of ancillary services are especially these: **a)** the necessity to install daily accumulations (ca since 2023), **b)** the risk of the high ratio of sources with an intermittent course of production or production difficult to control, **c)** the risk of late execution or rejection of the construction of new production capacities, **d)** the risk from the operation of production facilities with large unit installed capacities
- **4. operation of CHP:** the heating industry plays an indispensable role in the CR, its operation is threatened by the consequences of the dominant application of the land-ecological limits for brown coal mining, and this especially due to: **a)** the lack of suitable, economically acceptable fuels, **b)** the potential capital intensity of the reconstructions of infrastructure and production, **c)** limitation of condensating

TAB. 6: PŘEHLED A ČASOVÉ ZAŘAZENÍ RIZIK ROVNOVÁHY V ELEKTROENERGETICE
 TAB. 6: OVERVIEW OF RISKS THREATENING BALANCE IN THE ELECTRICITY INDUSTRY



kondenzační výroby s důsledkem zhoršení ekonomiky provozu.

- **5. zdroje primární energie pro provoz ES:** významnou nejistotou energetiky (zejména KVET) je otázka územně-ekologických limitů těžby hnědého uhlí; pro dlouhodobé směřování české energetiky je potřeba rozhodnutí zásadní, ať už bude rozhodnuto jakkoliv; studie řeší problematiku variantně s analýzou dopadů obou řešení na provoz ES.
- **6. elektrické sítě:** rizikem provozu i rozvoje je zejména: **a)** omezení možností realizace liniových staveb, **b)** kumulace výrobních zdrojů ve vybraných oblastech a potřeba jejich vyvedení do PS, **c)** zatěžování přenosové sítě neplánovanými toky příhraničními profily, **d)** negativní vliv zdrojů s kolísavým výkonem, **e)** vyšší zatížení distribučních sítí vlivem nárůstu spotřeby elektromobilů.

Za hlavní rizika jsou přitom aktuálně považována zejména:

1. deformace tržního prostředí politikou na úrovni EU a zejména nejistotou jejího budoucího vývoje, 2. omezení rozvoje zdrojů s regulačními schopnostmi (související především s prvním bodem) a akcelerace rozvoje zdrojů vyžadujících navyšování regulace, 3. nedostatek zdrojů primární energie a 4. omezení rozvoje síťové infrastruktury.

Identifikace rizik byla provedena také pro plynoenergetickou bilanci. Nejdůležitější rizika shrnuje tento výčet a **tab. 7:**

- **1. poptávka po plynu:** **a)** riziko nižší spotřeby, způsobené zejména prolongací období hospodářského útlumu, **b)** riziko vyšší spotřeby, způsobené nižšími úsporami či vyšším růstem ekonomiky, **c)** riziko vyššího nárůstu spotřeby CNG.
- **2. trh s plynem:** rizikem je zejména: **a)** disproporce cen plynu dle dlouhodobých smluv (vazba na ceny ropy dle olejového vzorce) a cen spotových; **b)** ve střednědobém a dlouhodobém horizontu navyšování ceny vlivem výrazného růstu spotřeby v rozvíjejících se zemích; **c)** vliv nejistoty a neočekávaného vývoje politiky povolenek na emise CO₂.
- **3. zajištění zdrojů plynu:** **a)** riziko nedostupnosti plynu z nových přepravních tras, a tedy zachování nízké diversity zdrojů, **b)** riziko závislosti na dovozu z Ruska v případě nízké diverzifikace; **c)** nízká spolehlivost hlavní přepravní trasy přes území Ukrajiny s dopady na provozovatelnost a spolehlivost.
- **4. plynárenská infrastruktura:** rizikem provozu i rozvoje jsou zejména: **a)** nižší než potřebný rozvoj kapacity zásobníků plynu, zejména v situaci výrazného rozvoje využití plynu pro výrobu elektřiny a pro náhradu docházejícího hnědého uhlí, **b)** riziko nedostatečné kapacity napojení zásobníků plynu na přepravní soustavu ČR, **c)** riziko omezené schopnosti reverzních toků, způsobených zejména omezením či přerušením toku plynu z plynovodu Bratrství.

production leading to the deterioration of the operation economy.

- **5. source of primary energy for the operation of power systems:** the cardinal uncertainty of the energy industry (especially CHP) is the issue of land-ecological limits for brown coal mining; for long-term directing of the Czech energy industry it is necessary to make a crucial decision, regardless of what it may be; the study handles the issue in more variants with analysis of the impact of both solutions on the operation of the power system.
- **6. electrical networks:** the risks for the operation and development are especially these: **a)** limitation of the possibilities to construct lines, **b)** accumulation of production sources in selected areas and the need to connect them to the power system, **c)** load of the transmission system with unplanned flows over cross-border profiles, **d)** negative impact from sources with an intermittent production **e)** higher load of networks (distribution systems – on the regional basis) due to increasing consumption by electric cars.

The main risks at the present are considered especially the following ones: 1. distortion of the market environment due to unclear policy at the level of the EU, 2. limited development of sources able to provide ancillary services (related especially to the first point), 3. lack of sources of primary energy and 4. limitation of the development of the network infrastructure.

Risk identification was also made for gas balances. Main risks are mentioned in the following text and in **Tab. 7:**

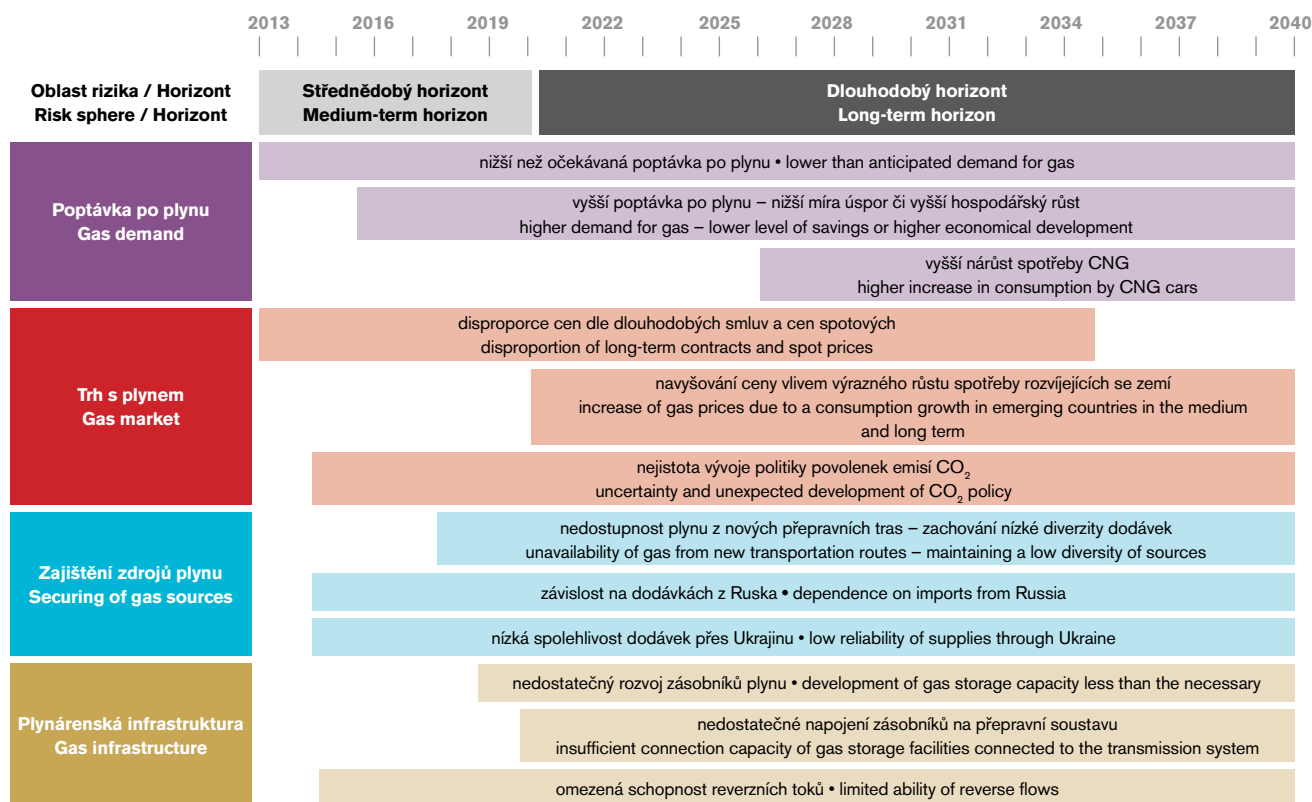
- **1. gas demand:** **a)** the risk of lower consumption, mainly due to prolongation of the economic downturn, **b)** the risk of higher consumption, caused by lower savings and higher economic growth, **c)** increase of higher CNG consumption.
- **2. gas market:** **a)** the disparity in gas prices under long-term contracts (in relation to the price of oil by the oil formula) and spot prices, **b)** increase of gas prices due to a consumption growth in emerging countries in the medium and long term, **c)** influence of uncertainty and unexpected development of CO₂ policy.
- **3. ensuring of gas sources:** **a)** the risk of unavailability of gas from new transportation routes, and thus maintaining a low diversity of sources, **b)** the risk of dependence on imports from Russia in case of low diversification **c)** low reliability of major transportation route through the territory of Ukraine with impacts operability and reliability.
- **4. gas infrastructure:** risks of operation and development are: **a)** development of gas storage capacity less than the necessary, especially in a situation of significant development of the use of gas to generate electricity and to replace brown coal, **b)** the risk of insufficient connection capacity of gas storage facilities connected to the transmission system of the Czech Republic, **c)** the risk of limited ability of reverse flows, caused especially by reducing or interrupting the flow of gas from the Brotherhood pipeline.

Za hlavní rizika provozu plynárenské soustavy jsou přitom aktuálně považována zejména: 1) nižší než potřebný rozvoj kapacity zásobníků plynu, zejména v situaci výrazného rozvoje využití plynu pro výrobu elektřiny a pro náhradu docházejícího hnědého uhlí, 2) riziko vyšší spotřeby, způsobené nižšími úsporami, vyšším růstem ekonomiky či vyšším nárůstem spotřeby CNG, 3) riziko nedostatečné kapacity napojení zásobníků plynu na přepravní soustavu ČR, 4) riziko nedostupnosti plynu z nových přepravních tras, a tedy zachování nízké diverzity zdrojů.

The main risks of the gas system are those currently considered in particular: 1) less than the required capacity development of gas storage facilities, especially in the situation of a significant development of the use of gas to generate electricity and to replace brown coal, 2) the risk of higher consumption due to lower savings, higher economic growth and higher consumption increases for CNG, 3) the risk of inadequate gas storage connection capacity to the transmission system of the Czech Republic, 4) the risk of unavailability of gas from new transportation routes, and thus maintaining a low diversity of resources.

TAB. 7: PŘEHLED A ČASOVÉ ZAŘAZENÍ RIZIK ROVNOVÁHY V PLYNÁRENSTVÍ

TAB. 7: OVERVIEW OF RISKS THREATENING BALANCE IN THE GAS INDUSTRY



Shrnutí
Summary

Výsledky analýz řešených variant rozvoje a provozu elektrizační a plynárenské soustavy ČR stručně shrnují následující **tab. 8** a **tab. 9**, a to vždy odděleně pro střednědobý a dlouhodobý horizont.

The following **Tab. 8** and **Tab. 9** shows briefly summarized results of analyzes dealt with development variants and operation of the electricity and gas industry of the Czech Republic, always separately for medium and long term horizon.

TAB. 8: VÝBĚR HLAVNÍCH ZÁVĚRŮ Z OBLASTI ELEKTROENERGETIKY

TAB. 8: MAIN RESULTS OF THE ELECTRICITY INDUSTRY ANALYZES

Elektroenergetika Electricity industry	Střednědobý horizont • Medium-term horizon (2013–2020)	Dlouhodobý horizont • Long-term horizon (2021–2040)
Trh s elektřinou Electricity market	Existence výrazných investičních nejistot: ceny povolenek na emise CO ₂ , výše emisních restrikcí, dotační politika OZE a s tím související cenová hladina elektřiny. Existing significant investment uncertainties: prices of CO ₂ emission allowances, level of emission restrictions, RES subsidy policy and related electricity price level.	Růst cen elektřiny, proporcionální růst cen povolenek na emise CO ₂ , prohloubení požadavků na snižování emisí přiměřené okolnostem. Increase of electricity prices, proportional increase of CO ₂ emission allowances, intensified requirements on emission reduction adequate to circumstances.
Poptávka po elektřině Electricity consumption	Ve srovnání s minulými predikcemi nižší růst spotřeby vlivem nižších ekonomických výsledků, realizace úspor a mírné změny struktury spotřeby. • Compared to previous predictions the consumption growth will be lower due lower economic results, implementation of savings and a minor change in the consumption structure.	Mírný růst spotřeby ve výši 0,5 % meziročně; potenciál vysokého navýšení spotřeby vlivem využití elektromobilů – celkově až 13 TWh ročně. • A minor consumption growth at the annual rate of 0.5%; there is a potential for higher consumption due to electric cars – in total up to 13 TWh a year for the segment of electric cars itself.
Zajištění zdrojů primární energie • Sources of primary energy	ES se ještě nebude potýkat s deficitem tuzemského hnědého uhlí. Vzhledem k nutnosti realizace ekologických opatření, vynucených evropskou legislativou, se však zdrojová základna v tomto období bude na změny v primárních zdrojích energie připravovat. Dojde k nárůstu spotřeby zemního plynu z důvodu výstavby velkých paroplynových zdrojů. • The power system will not face a deficit of domestic brown coal yet. The source will prepare for changes in primary energy sources due to the necessity of the environmental measures, forced by European legislation. An increase in the consumption of natural gas is expected due to the construction of large CCGT sources.	Energetika bude řešit deficit hnědého uhlí v důsledku docházejících zásob a platnosti územních limitů pro těžbu. To vyvolá nároky na náhradu primárních zdrojů energie; půjde především o zemní plyn a černé uhlí. Význam OZE v podílu energie poroste, ale nebudou zajišťovat rozhodující část bilance. • The power industry will deal with deficit of brown coal as a result of its stocks deficit and mining limits. This will bring new demands for primary energy sources – primarily to natural gas and hard coal. The importance of RES in the energy share will grow, but they will not provide a crucial part of the balance.
Provoz a rozvoj zdrojové základny ES ČR • Operation and development of the power system source base	Do značné míry daný vývoj; realizace několika významných nových zdrojů (PPC Počerady 840 MW, hnědouhelný blok Ledvice 660 MW); zachování provozovatelnosti soustavy při exportním charakteru; dořešení dopadů Směrnice 2010/75/EU. • The development is determined to a great extent; commissioning of several important new sources (CCGT Počerady 840 MW, the Ledvice brown coal 660 MW block); preservation of the operability of the system with the current export characteristics; dealing with the consequences of the 2010/75/EU directive.	Nutnost realizace nových zdrojů, zejména dostavby JETE a denní akumulace ve výši nejméně 1 000 MW; přiměřený růst OZE se zajištěním jejich regulovatelnosti; vyřešení náhrady za docházející hnědé uhlí. • The necessity to construct new sources, especially the completion of NPP Temelin and the daily accumulation at the amount of 1,000 MW at least; an adequate increase in RESs with ability to control their output; a solution for the substitution of brown coal the sources of which are running out.
Provoz a rozvoj elektrických sítí • Operation and development of electricity networks	Realizace plánovaných prvků v PS i DS pro zajištění připojení nových zdrojů i spotřeby; vyřešení problému velkých přenosů na mezistátních profilech. • Commission of the planned features in TS and DS to ensure the connection of new sources and consumption; solving the problem of large transmission flows on Interstate profiles.	Realizace koncepčního rozvoje PS, zejména jde o výstavbu vedení pro vyvedení výkonu nových jaderných bloků v nových koridorech a vedení pro další zdroje. • Realization of conceptual PS development, particularly in the line construction for connection of new nuclear blocks in the new corridors and new lines for additional sources.

TAB. 9: VÝBĚR HLAVNÍCH ZÁVĚRŮ Z OBLASTI PLYNÁRENSTVÍ

TAB. 9: MAIN RESULTS OF THE GAS INDUSTRY ANALYZES

Plnárenství • Gas industry	Střednědobý horizont • Medium-term horizon (2013–2020)	Dlouhodobý horizont • Long-term horizon (2021–2040)
Ceny zemního plynu Prices of gas	U evropských cen zemního plynu lze očekávat spíše stagnaci. • Prices of European natural gas can be expected to be rather stagnating.	Předpokládá se obnovení růstového trendu ceny plynu. Průměrný růst cen zemního plynu na evropském trhu do roku 2040 by měl být výrazně mírnější než v období 2000–2012. Obdobný vývoj lze očekávat i v ČR. • Return of the growth trend is expected in for long-term horizon. Average growth of prices of natural gas on European market till 2040 shall be considerably more moderate than in the period 2000–2012. Similar development can be expected on the natural gas market in the Czech Republic.
Poptávka po zemním plynu Gas consumption	Na počátku období dojde k nárůstu vlivem zprovoznění nového PPC Počerady. Skutečná spotřeba bude záviset na reálném využití zdroje dle cenových poměrů paliv a na ekonomickém vyhodnocení provozu. Další vývoj bude záviset na realizaci a využití dalších PPC a na míře substituce paliv u stávajících zdrojů. • At the beginning of the mid-term period, the consumption is expected to grow due to opening of the new steam-gas source in Počerady. Actual consumption will depend on real utilization of the source according to price conditions of fuels and assessment of operation economy and on the level of fuel substitution of current sources.	V dlouhodobém horizontu může spotřeba plynu v České republice významně navýšit případné zpoždění výstavby JE zdrojů a také vyšší využití CNG v dopravě. • In long-term horizon the gas consumption can be significantly increased by potential delay of NPPs construction and higher use of CNG
Zdroje zemního plynu pro ČR Sources of gas for the Czech Republic	ČR bude vždy závislá na dovozech plynu ze zahraničí. Hlavním cílem je diverzifikace přepravních tras pro dodávky plynu (nejen z východu plynovodem Bratrství, ale i z dalších směrů) a napojení na připravované velké evropské plynovody. • The Czech Republic will always be dependent on gas imports from abroad. The main objective is the diversification of transit routes for gas supplies (not only from the east by pipeline Brotherhood, but also from other directions) and connection to the forthcoming major European pipelines.	Do roku 2035 je dodávka plynu pro Českou republiku smluvně zajištěna, je vhodné sledovat další možnosti dodávek pro případný nový kontrakt a situaci na trhu s plynem. • The supply of gas to the Czech Republic is contracted by 2035, it is advisable to monitor additional supply options for a possible new contract and the situation on the gas market.
Infrastruktura – zásobníky plynu Infrastructure – gas storage facilities	Dle stávajících předpokladů, které vychází z aktuálních publikovaných informací o záměrech na intenzifikaci a výstavbu nových zásobníků, dojde mezi roky 2012 a 2020 k intenzifikaci zásobníků a realizaci nových kapacit v úhrnné výši 900 mil. m ³ . According to current published information about intentions to intensify and construction of new storage facilities, the capacity of storages will increase about 900 million m ³ .	Navýšení kapacity zásobníků bude v horizontu roku 2040 dle referenčního scénáře činit přibližně 110 mil. m ³ . • Capacities of storage facilities will increase to approximately 110 million m ³ by the year 2040 according to the reference scenario
Infrastruktura – potrubní systém Infrastructure – pipeline system	Je potřeba zajistit připojení zásobníků přímo do přepravní soustavy a posílit severojižní propojení. • It is necessary to provide gas storage facilities connection directly to the transmission system and to strengthen the North-South interconnection.	V dlouhodobém pohledu je nutné sledovat integraci plynárenské soustavy ČR do všech připravovaných budoucích plynovodů v regionu. • In the long term it is necessary to monitor the integration of the gas system of the Czech Republic into all planned future gas pipelines in the region.
Provoz plynárenské soustavy Gas system operation	Navýšení kapacity zásobníků bude mít významný vliv na navýšení provozovatelnosti a spolehlivosti soustavy. Provoz soustavy do roku 2020 nejvýrazněji ovlivní zprovoznění PPC Počerady 840 MW v roce 2013. • Increase of the storage capacity will have significant effects on increase of operability and reliability of the gas system. System operation by 2020 will be mostly affected by commissioning of CCGT Počerady 840 MW in 2013.	Pravděpodobně dojde k realizaci dalšího PPC 430 MW _e v r. 2038. Pro spotřebu a provoz budou významné přechody některých stávajících výroben elektřiny a tepla z hnědého uhlí na zemní plyn a nutnost náhrady tříděného hnědého uhlí. Provozovatelnost bude dostačující i pro případy výrazně teplotně podnormálních podmínek a současného omezení dovozu. • Another CCGT 460 MW _e will probably be commissioned in 2038. Transition of some existing plants from coal to natural gas and the need for replacement of sorted brown coal will be significant for the gas system operation. The operability will be sufficient also for cases of subnormal temperature conditions and current import limitation.

Je nezbytné zdůraznit význam vysoké provázanosti plynárenství se sektorem elektroenergetiky, teplárenství a oblastí úspor energie, kdy změny v jedné oblasti často ovlivňují rozvoj ostatních. Proto je žádoucí věnovat trvalou pozornost analýzám jak samotného plynárenství a elektroenergetiky, tak bezpečnosti zásobování energiemi obecně.

It is necessary to highlight the importance of the high interconnection of gas and electricity industry, heating industry and energy savings, where changes in one area often influence the development of others. It is therefore desirable to pay permanent attention to analyzing the gas and electricity industry and security of energy supplies in general.

Poznámky

Notes

POSKYTOVATEL KOMPLEXNÍCH SLUŽEB NA ČESKÉM TRHU S ELEKTŘINOU A PLYNEM

- Spolehlivé zpracování a výměna dat a informací na trhu s elektřinou a trhu s plynem prostřednictvím Centra datových a informačních služeb 24 hodin, 7 dní v týdnu.
- Organizování krátkodobého trhu s elektřinou a plynem.
- Zúčtování a finanční vypořádání odchylek mezi smluvními a skutečnými hodnotami dodávek a odběrů elektřiny a plynu.
- Poskytování technického a organizačního zázemí pro změnu dodavatele elektřiny a plynu.
- Správa národního rejstříku jednotek a povolenek na emise skleníkových plynů.

OTE, a.s.

Praha 8, Sokolovská 192/79

Tel.: +420 296 579 160

e-mail: ote@ote-cr.cz

www.ote-cr.cz

PROVIDER OF COMPREHENSIVE SERVICES FOR THE CZECH ELECTRICITY AND GAS MARKET

- Reliable processing and exchange of information on the electricity market and gas market through OTE Central System, 24 hours a day, 7 days a week.
- Organization of the short-term electricity and gas markets.
- Clearance and financial settlement of imbalances between the contracted and metered values in supplies and consumption of electricity and gas.
- Provision of technical and organizational backup for the change of the electricity and gas supplier.
- Administration of the national registry for trading of greenhouse gas emission units and allowances.

OTE, a.s.

Prague 8, Sokolovská 192/79

Czech Republic

Tel.: +420 296 579 160

e-mail: ote@ote-cr.cz

www.ote-cr.cz

