



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

**2014**



**OČEKÁVANÁ DLOUHODOBÁ  
ROVNOVÁHA MEZI NABÍDKOU  
A POPTÁVKOU ELEKTŘINY A PLYNU  
SEZNAMUJE S VÝHLEDEM  
A ANALÝZAMI MOŽNÝCH CEST  
VÝVOJE ELEKTROENERGETIKY  
A PLYNÁRENSTVÍ V ČR.**

**THE ANTICIPATED LONG-TERM  
BALANCE BETWEEN ELECTRICITY  
AND GAS SUPPLY AND DEMAND  
INTRODUCES THE OUTLOOK  
AND ANALYSES OF POTENTIAL  
DEVELOPMENT DIRECTIONS  
OF THE CZECH REPUBLIC ELECTRICITY  
AND GAS INDUSTRIES MARKET.**



Note: Czech convention has been applied to all Czech/English figures and tables contained in this report, which means that a decimal comma is used instead of decimal point and thousands are separated by a space instead of a comma.



# OBSAH • CONTENTS

- 2 **ÚVOD**  
**INTRODUCTION**
- 6 **ELEKTROENERGETIKA**  
**THE ELECTRICITY INDUSTRY**
- 6 Zohledněné vnější vlivy  
Reflecting the external influences
- 11 Přehled řešených variant  
Variants overview
- 17 Nové technologie v elektroenergetice  
New technologies in electricity industry
- 18 Stav a rozvoj ES středoevropského regionu  
State and development of PS in the Middle European region
- 19 Trh s elektřinou  
Electricity trade
- 21 Očekávaný vývoj spotřeby elektřiny  
The anticipated development of electricity consumption
- 24 Očekávaný rozvoj zdrojů  
Anticipated development of sources
- 30 Provoz ES ČR v období do roku 2050  
Operation of CR PS in the period up to 2050
- 36 Zajištění provozu ES ČR palivy  
Fuel for electricity and heating industries
- 40 Environmentální aspekty provozu a rozvoje ES ČR  
Environmental aspects of the CR PS operation and development
- 42 Provoz a rozvoj elektrických sítí  
Operation and development of electric networks
- 48 Ekonomické faktory provozu a rozvoje ES ČR  
Economic aspects of the CR PS operation and development
- 50 Vztah řešených variant k ASEK  
Relation between variants under study and the SEPR
- 52 Srovnání variant rozvoje elektroenergetiky ČR  
Comparison of the CR PS development variants
- 60 **PLYNÁRENSTVÍ**  
**THE GAS INDUSTRY**
- 60 Zohledněné vnější vlivy  
Reflecting the external influences
- 62 Přehled řešených variant  
Overview of solved variants
- 68 Současný stav a rozvoj plynárenství ve světě  
The current state and development of gas industry in the world
- 73 Očekávaný vývoj spotřeby a průběhů spotřeby plynu v ČR  
The anticipated development of gas consumption and gas consumption diagrams in the CR
- 77 Zdroje a přepravní trasy plynu pro potřeby ČR  
Sources and transport routes needed for the CR
- 84 Současný stav a rozvoj plynárenské soustavy ČR  
The current state and development of the Czech gas system
- 87 Očekávaný provoz plynárenské soustavy ČR  
The expected operation of the gas system of the CR
- 92 Ekonomické aspekty provozu a rozvoje plynárenství ČR  
Economic aspects of the operation and development of the gas industry of the CR
- 92 Vztah řešených variant k ASEK  
Relation between variants studied and the State Energy Policy Review
- 94 Srovnání rozvoje plynárenství ČR dle variant  
Comparison of the gas industry development variants
- 97 **SHRNUTÍ**  
**SUMMARY**
- 97 Vyhodnocení variant dlouhodobého rozvoje pro oblast elektroenergetiky  
Evaluation of the long-term development variants for the electricity industry
- 100 Vyhodnocení variant dlouhodobého rozvoje pro oblast plynárenství  
Evaluation of the long-term development variants for the gas industry
- 101 Závěry  
Conclusions

# ÚVOD

## INTRODUCTION

*Očekávaná dlouhodobá rovnováha mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu<sup>1</sup>* seznamuje s výhledem a analýzami možných cest vývoje elektroenergetiky a plynárenství v ČR, a to podrobně pro střednědobý horizont do roku 2020 a s uvedením základních strategických výhledů pro dlouhodobý horizont roku 2050. Vytváření těchto výhledů ukládá energetický zákon operátorovi trhu, tj. akciové společnosti OTE. Cílem dokumentu Dlouhodobá rovnováha je v co největší míře nastínit odpovědi na otázky:

- Jaký bude očekávaný rozvoj a provoz zdrojové základny české elektrizační soustavy?
- Jak se bude vyvíjet poptávka po elektřině a plynu v ČR?
- Jaká bude nabídka na evropském trhu s elektřinou a plynem?
- Kolik elektřiny a plynu bude nutno importovat do ČR?
- Bude kapacita elektrizační a plynárenské soustavy dostatečná? Jaká jsou možná opatření pro její případné posílení?
- Jaké jsou technické, ekonomické a bezpečnostní důsledky různých cest rozvoje?

V oblasti výstavby a provozu zdrojů elektřiny se již nyní projevují problémy trhu s elektřinou, kdy provoz některých zdrojů klasické energetiky je nerentabilní a problematická je i výstavba nových klasických zdrojů. Zároveň je potřeba brát v úvahu nezanedbatelný potenciál zdrojů rozptýlené výroby a hledat reálné cesty, jak tyto rozvíjející se zdroje integrovat do bezpečného a spolehlivého provozu elektrizační soustavy (ES). K významu tohoto tématu dále přispívají i diskuse nad různými novými kapacitními mechanismy v Evropě pro podporu provozu zdrojů a jejich dopady na mezinárodní obchod s elektřinou.

Na plyn bylo vždy nahlíženo jako na dovozní surovinu se všemi bezpečnostními riziky a nynější situace tento přístup potvrzuje a dále akcentuje, což je patrné i z navržených rozvojových variant české elektroenergetiky a plynárenství. Krize v ukrajinsko-ruských vztazích prozatím neindikuje změny dlouhodobých trendů využívání plynu v ČR, ukazuje však na riziko výpadků v dodávkách plynu do Evropy i s dopadem

*The Anticipated Long-Term Balance Between Electricity and Gas Supply and Demand<sup>1</sup>* introduces the outlook and analyses of potential development directions of the Czech Republic electricity and gas industries – in detail for the medium-term horizon till 2020 and with basic strategic outlooks for the long-term horizon till 2050. The market operator, OTE joint-stock company, is legally obliged to elaborate these outlooks. The aim of The Long-Term Balance is to outline answers to the following questions as comprehensively as possible:

- What will be the anticipated development and operation of the source base of the Czech Republic power system like?
- How will the demand for electricity and gas in the Czech Republic develop?
- What will be the offer of electricity and gas in European market like?
- How much electricity and gas will need to be imported to the Czech Republic?
- Will the capacity of the power and gas system suffice? What potential measures can be adopted to reinforce the capacity?
- What are the technical, economic and security consequences of various development directions?

Issues of the electricity market have shown in construction and operation of electricity sources as operation of some traditional sources of the energy sector is unprofitable and construction of new ones is problematic. Concurrently, the not negligible potential of distributed sources needs to be taken into account while realistic ways of integration of these developing sources into safe and reliable operation of the power system (PS) need to be searched for. Discussions about various new capacity mechanisms in Europe intended to support operation of sources and their impact on international electricity trading contribute to the importance of this subject.

Gas has always been considered an import raw material with all the related security risks; and current situation just confirms and accentuates the attitude, which is reflected in the suggested development variants of the Czech electricity and gas sector. The crisis in the Ukrainian-Russian relations has so far not indicated

<sup>1</sup> Základem pro zpracování byla data od účastníků trhu získaná v září 2014.

<sup>1</sup> The elaboration was based on the data collected from market participants in September 2014.



*Předložený materiál zohledňuje veškeré aktuální trendy a vlivy, které budou utvářet budoucí podobu energetiky.*

*The submitted text takes into consideration all current trends and influences which are going to form future shape of the energy sector.*

na ČR. To zdůrazňuje potřebu věnovat větší pozornost zajištění dostatku plynu i odolnosti soustavy na přerušení dodávek.

Předložený materiál zohledňuje veškeré aktuální trendy a vlivy, které budou utvářet budoucí podobu energetiky. Nejvýznamnějšími vlivy jsou:

- **důraz na environmentální rozměr:** budoucí elektroenergetika musí být funkční nejen z pohledu technického a ekonomického, ale rovněž environmentálního; cílem řešení je nalézt bezpečnostně-technicko-ekonomicko-environmentální optimum; zpráva nabízí výběr variant rozvoje, které jednotlivě kladou důraz na jedno ze čtveřice hlavních kritérií,
- **důraz na decentralizaci a lokální soběstačnost:** budoucí energetika bude v řádově větší míře než dnes založena na rozvoji lokální výroby elektřiny na nejnižší distribuční úrovni; rozvojové varianty analyzují situaci dle tří možných scénářů rozvoje decentralní výroby,
- **důraz na využití informačních a komunikačních technologií:** současná elektroenergetika výrazně využívá moderních informačních a komunikačních technologií, které zajišťují veškeré dispečerské řízení a organizaci trhu s elektřinou; další rozvoj těchto technologií bude vyvolán zejména vyšším uplatněním intermitentních a lokálních zdrojů v distribučních sítích (DS); budoucí soustava bude informačních a komunikačních technologií využívat mnohem výrazněji i na nejnižší distribuční úrovni a při spolupráci distribuce a celosystémového řízení; rozvojové varianty předpokládají výrazné zapojení denní akumulace, která bude částečně zajištěna prostředky řízení spotřeby.

Ve všech variantách je detailně analyzován celý řetězec výroba – přenos – distribuce – spotřeba elektřiny. Při analýzách byly zohledněny tři výše zmíněné trendy a byly uvažovány reálně dosažitelné změny a inovace ve všech jeho jednotlivých částech.

a change in long-term trends of gas utilization in the Czech Republic, though it showed the risk of outage in gas supplies to Europe with an effect on the Czech Republic. It highlights the need to pay more attention in order to ensure sufficient amount of gas and the system resistance to supply cuts.

The submitted text takes into consideration all current trends and influences which are going to form future shape of the energy sector. The most important influences are:

- **Emphasis on the environmental aspect:** future electricity sector must be functional not only in view of technical and economic terms but also in view of the environmental aspects; the aim of the solution is to find security, technical, economic and environmental optimum; the report offers a choice of development variants each of which highlights one of the four main criteria,
- **Emphasis on distributed sources and local self-sufficiency:** future energy industry will be based on local electricity generation on the lowest distribution level to a much greater extent than today; the development variants analyse the situation for three potential development scenarios of the distributed generation,
- **Emphasis on the use of information and communication technologies:** today's electricity industry uses up-to-date information and communication technologies ensuring complete dispatching control and organization of the electricity market to a great extent; further development of these technologies will be stimulated mainly by greater application of intermittent and local sources in distribution systems (DS); future system will use the information and communication technologies much more significantly even on the lowest distribution level and within the cooperation between distribution and the overall system operation; the development variants anticipate important incorporation of daily accumulation which will be partially provided by means of the consumption control.

The whole chain of electricity generation – transmission – distribution – consumption is analysed in detail in all the variants. The three above mentioned trends were considered within the analyses together with the realistically achievable changes and innovations in all the involved sections.

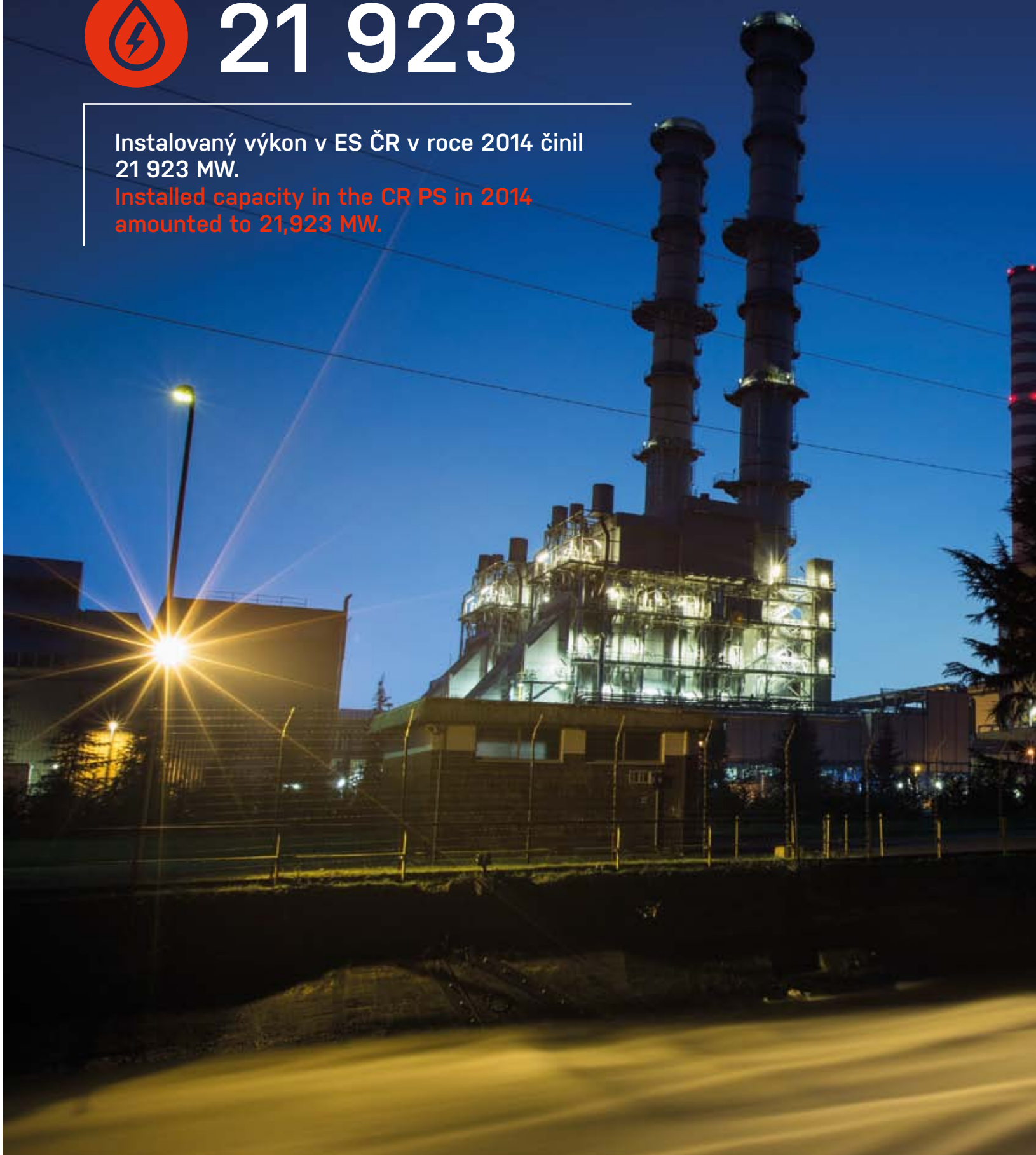




# 21 923

Instalovaný výkon v ES ČR v roce 2014 činil  
21 923 MW.

Installed capacity in the CR PS in 2014  
amounted to 21,923 MW.





# ELEKTROENERGETIKA

## THE ELECTRICITY INDUSTRY

### ZOHLEDNĚNÉ VNĚJŠÍ VLIVY

V následujícím textu jsou navrženy a popsány analyzované varianty dlouhodobého rozvoje elektroenergetiky do roku 2050. Variantnost provedení si vyžaduje současná velká nejistota v základních předpokladech rozvoje energetiky jako celku. Cílem bylo navrhnout varianty rozvoje české elektroenergetiky tak, aby i při změně dílčích vstupních parametrů během řešení měly výsledky analýz dostatečnou vypovídací schopnost, pokrývaly aktuální hlavní trendy očekávané v ES a byly vzájemně provázané. Na rozdíl od předchozí etapy řešení je základním kritériem pro řešení problematiky dlouhodobé rovnováhy v oblasti elektroenergetiky prioritní otázka: Jaké jsou možnosti pokrytí poptávky po elektřině v ČR? Hlavním kritériem diferenciací variant je míra rozvoje výrobních kapacit ES ČR, která má přímý vliv na provozovatelnost (spolehlivost, zajištěnost regulačním výkonem) a soběstačnost (zajištění poptávky po elektřině domácími zdroji). Druhým hlavním kritériem diferenciací variant je pak míra zajištěnosti energetiky ČR domácími zdroji primární energie, protože právě téma energetické bezpečnosti a soběstačnosti je z pohledu roku 2014 vysoce aktuální. Třetím kritériem diferenciací je rozvoj poptávky po elektřině související s rozvojem ekonomiky a demografie. Významným informačním zdrojem při návrhu variant je i Aktualizace Státní energetické koncepce (ASEK). Zpráva směry uvedené v ASEK dále rozpracovává a kde se to jeví vhodné, tam i detailně analyzuje a konkretizuje.

### PŘEDPOKLADY ROZVOJOVÝCH VARIANT

Varianty vycházejí ze současně známých trendů rozvoje elektroenergetiky, které jsou pak v jednotlivých variantách specifikovány konkrétními technickými parametry a jednotlivé trendy jsou tímto způsobem prověřovány z hlediska jejich vlivu na provoz a rozvoj elektroenergetiky ČR. S předpoklady navržených variant přehledně seznamuje **tab. 1**. Takzvaná nulová varianta přibližuje situaci, kdy nedojde k žádnému dalšímu rozvoji výrobní kapacity ES ČR. V této variantě se plně projeví nedostatečnost výrobních kapacit již okolo roku 2030. Další varianty pak představují různé kombinace kritérií diferenciací. Navržené varianty se však v některých parametrech shodují:

### REFLECTING THE EXTERNAL INFLUENCES

In this chapter, the analysed variants of electric industry development are drafted and described for long-term development till 2050. Elaboration of variants is required by great uncertainty in several basic presumptions of the overall energy sector development. Therefore the aim is to draft such development variants of the Czech electric industry that even if the input parameters change during the solution, results of the analyses shall have sufficient information value, cover the main hot trends expected within the PS and be mutually interconnected. Unlike the previous solution phase, the basic criterion for dealing with the long-term electric industry balance is the priority question: What possibilities do we have to cover the anticipated electricity consumption? The key criterion for variants differentiation is the degree of source base development of PS CR, which has a direct impact on the operability (reliability, regulatory capacities supportability) and self-sufficiency (supplying electricity demand from domestic sources). The second main criterion for variant differentiation is then level of energy supportability in CR by domestic primary energy sources, as the issue of energy security and self-sufficiency are highly topical. The third criterion for differentiation is the development of electricity demand associated with the development of the economy and demography. The State Energy Policy Review from August 2014 represents a new view of the Czech decision sphere on future energy sector development in the CR. The report works with SEPR as with an important source of information and further elaborates the directions it contains; where appropriate it also analyses and specifies these in detail.

### ASSUMPTIONS IN THE DEVELOPMENT VARIANTS

Variants reflect current known trends in electricity development, that are specified by individual technical parameters in each variant and individual trends are thus verified from the operability and CR PS development point of view. All the assumptions of variants are introduced in **Tab. 1**. Zero variant will approach a situation where there would be no further development of capacity ES CR. In this variant, the inadequacy of generation capacities is already fully reflected in the medium-term (around 2030). Other variants represent various combinations of criteria of differentiation. Some proposed variations will be identical in some parameters. Common (invariant) presumptions for all variants:



- Zohlednění legislativy EU a ČR.
- Stav a rozvoj střeoevropského regionu včetně predikcí spotřeby jednotlivých zemí.
- Prolomení limitů těžby uhlí na lomu Bílina (malé prolomení, korekce či narovnání limitů).
- Tepelné elektrárny včetně závodních jsou uvažovány dle výsledků dotazníkového šetření a dle diskusí s provozovateli.
- Stávající bloky jaderné elektrárny Temelín v provozu až za sledovaný horizont roku 2050.
- Zachování stávajícího modelu velkého teplárenství při zohlednění přirozeného úbytku teplárenských zdrojů.
- Řešení dodávky tepla včetně využití tepla z jaderných elektráren na konci řešeného období.
- Rozvoj vodních elektráren, bioplynových stanic, biomasy, odpadů a geotermální energie.
- Předpokládá se rozvoj síťové infrastruktury adekvátní pro vyvedení výkonu nových zdrojů a zásobování odběrů v souladu s podmínkami dané varianty; na profilu CZ/DE je uvažováno nasazení transformátorů s příčnou regulací (PST), jejichž uvedení do provozu se předpokládá v roce 2017.

Ve všech variantách je významným rysem přechod části hnědouhelných výroben elektřiny a dodávkového tepla na jiná paliva, kterými jsou zejména černé uhlí a zemní plyn, doplňkově pak biomasa a jaderné teplo. Ke změnám palivové základny dochází postupně, jak se snižuje dostupnost hnědé uhlí. Ve většině variant se po roce 2020 uvažuje změna v rozsahu přibližně 5 % dnešní těžby hnědé uhlí a novým palivem je zejména černé uhlí. Do roku 2050 činí tento rozsah přibližně 15 % a významu nabývá také zemní plyn. V tom jsou započteny též teplárenské systémové bloky uvedené do provozu v roce 2036 (celkem 230 MW) a v roce 2038 (595 MW). U varianty Tuzemské zdroje se odlišně předpokládá, že nastane prolomení limitů těžby uhlí také na lomu ČSA a s tím související nižší rozsah zmíněných přechodů na jiná paliva, zejména zemního plynu.

- Respecting the EU and CR legislation.
- Status and Development of the Central European region including predictions of consumption in individual countries.
- Cancelling of the brown coal mining limits only in the Bílina mine ("small cancelling", so-called correction or settlement of limits).
- Thermal power plants including autoproducers are considered according to questionnaire survey results and discussions with their operators.
- The existing blocks of the Temelín NPP in operation until the observed horizon of 2050.
- General maintaining of the existing great heating industry model (district heating system) respecting natural loss of heating sources.
- Solution of the replacement heat supply including the use of heat from nuclear power plants at the end of the considered period.
- Development of hydroelectric power plants, bio-gas stations, use of biomass, waste and geothermal energy (one of the basic development scenarios).
- Development of network infrastructure adequate to transmission of the new sources capacity and supplies in compliance with conditions of the involved variant is anticipated. On the CZ/DE profile, PST implementation is anticipated from 2017.

An important feature in all variants is the transition brown coal fired power plants and district heat plants to other fuels, which are mainly hard coal and natural gas, biomass, and on minor scale also nuclear heat. The substitution of the fuel base is made gradually, with decreasing availability of brown coal. The amount of approximately 5% of current brown coal production volume is considered to be substituted mainly by hard coal in most variants beyond 2020. For horizon 2050 the range reaches approximately 15% with increasing role played by natural gas. In this number, there are also included the district heating plant units commissioned in 2036 (total 230 MW) and in 2038 (595 MW). Contrary to the other variants, canceling the land ecological mining limits also on ČSA quarry and thus lower range of transitions to other fuels, especially natural gas is assumed in variant Domestic sources.

**Tab. 1 Předpoklady variant rozvoje elektroenergetiky**

**Tab. 1 Assumptions in the variants of electricity industry development**

	<b>CO SE STANE, KDYŽ...</b>	<b>DŮSLEDKY/PŘEDPOKLADY</b>	<b>VARIANTA</b>
	<b>WHAT WILL HAPPEN IF...?</b>	<b>IMPLICATIONS/ASSUMPTIONS</b>	<b>VARIANT</b>
<p><b>Hlavní kritéria diferenciacie variant rozvoje:</b></p> <p>1. Míra rozvoje výrobních kapacit ES ČR</p> <p>2. Výše zajištění energetiky ČR domácími zdroji primární energie</p> <p>3. Míra ekonomického a demografického růstu</p> <p><b>Main differentiation criteria in development variants:</b></p> <p>1. level of development of capacities in CR PS</p> <p>2. the extent to which domestic sources secure the energy industry</p> <p>3. rate of economic and demographic growth</p>	<p>... nedojde k výstavbě žádných nových zdrojů v ES ČR?</p> <p>...no new sources are built in CR PS</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>nedojde k rozvoji výrobních kapacit elektřiny v ES ČR</li> <li>No development in electricity production capacity in CR PS</li> </ul>	<p>Nulová</p> <p>Zero</p>
	<p>... vývoj bude probíhat v souladu s ASEK z 8/2014?</p> <p>...development in accordance with SEPR of 8/14</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>vývoj blízký návrhu ASEK</li> <li>snížování zajištění ES ČR domácími zdroji primární energie</li> <li>dostatečný rozvoj zdrojů</li> <li>absence výrazných importů elektřiny</li> <li>development close to SEPR proposal</li> <li>reduction in the extent to which domestic primary energy sources secure PS CR</li> <li>sufficient development of sources in long-term</li> <li>absence of significant electricity imports</li> </ul>	<p>Koncepční</p> <p>Conceptual</p>
	<p>... bude nejméně dbáno na zajištění soběstačnosti ES ČR (zdroji primární energie i elektřiny)?</p> <p>... the least emphasis on securing self-sufficiency of CR PS (by primary energy sources and electricity)...</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>větší diverzita zdrojů</li> <li>výraznější snižování zajištění ČR domácími zdroji primární energie</li> <li>dostatečný rozvoj zdrojů</li> <li>možnost importů elektřiny</li> <li>greater diversity of sources</li> <li>substantial reduction in the extent to which domestic primary energy sources secure CR</li> <li>sufficient development of sources in long-term</li> <li>option of electricity imports Diversified mix</li> </ul>	<p>Diverzifikovaný mix</p> <p>Diversified mix</p>
	<p>... budeme usilovat o co největší soběstačnost ES ČR v zajištění zdroji primární energie?</p> <p>...attempts to maximize self-sufficiency of CR PS in securing primary energy sources</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>nejméně výrazné snižování zajištění ČR domácími zdroji primární energie</li> <li>dostatečný rozvoj zdrojů</li> <li>vyšší využití HU a OZE</li> <li>absence výrazných importů elektřiny</li> <li>minimum reduction in the extent to which domestic primary energy sources secure CR</li> <li>sufficient development of sources in long-term</li> <li>higher use of brown coal and RES</li> <li>absence of significant electricity imports</li> </ul>	<p>Tuzemské zdroje</p> <p>Domestic sources</p>
<p>... ekonomika a demografie se budou vyvíjet méně výrazně; bude i nadále trvat nejistota a neochota investovat do větších výrobních jednotek?</p> <p>...less significant development in economy and demography; the uncertainty and reluctance to invest in larger production units</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>předpokladem je nízký rozvoj spotřeby</li> <li>pro zajištění nízké poptávky rozvoj zdrojů dostatečný</li> <li>absence výrazných importů elektřiny</li> <li>assumption – low development of consumption</li> <li>to cover low demand, development of sources sufficient in long-term</li> <li>absence of significant electricity imports</li> </ul>	<p>Minimální rozvoj</p> <p>Minimum development</p>	



Všechny navržené varianty předpokládají ve výchozím stavu zachování stávajícího modelu řízení a provozu ES ČR. Tento model se bude postupně vyvíjet v souladu s požadavky a potřebami ES a v návaznosti na dostupnost nových technologií v energetice. Níže jsou uvedeny nejdůležitější nové technologie, které jsou při řešení výhledu dlouhodobé rovnováhy zohledněny.

### **INTELIGENTNÍ MĚŘENÍ, ŘÍZENÍ A KOMUNIKACE**

Využití měřících zařízení na úrovni maloodběru, která budou schopna komunikace a řízení vybraných parametrů odběrného místa, je nezbytností pro další rozvoj obnovitelných intermitentních zdrojů, pro rozvoj lokální výroby obecně (výroby na úrovni maloodběru či sítí nízkého a vysokého napětí), rozvoj inteligentních, částečně autonomních sítí i masovější integraci elektromobility. Česká republika v roce 2012 nepřijala plošné zavedení inteligentního měření, které vyžaduje směrnice 72/2009/ES. Ve zdůvodnění, které bylo založeno na Cost-Benefit analýze, bylo doporučeno komplexní systém inteligentního měření nezavádět přinejmenším do roku 2018 s odkazem na nedostatky ve stávajících technických řešeních a nedostatek benefitů, které by vyvážily náklady na zavedení a provoz. Ve studii bylo dále zmíněno, že Česká republika nad rámec běžné praxe zemí EU využívá již nyní autonomního systému řízení spotřeby (systém Hromadného Dálkového Ovládání), část benefitů tedy není v prostředí ČR relevantní. Výše uvedená směrnice navíc nepožaduje systém, který by zajišťoval i obousměrnou komunikaci a řízení odběrného místa, přitom právě komunikace a řízení tvoří větší část benefitů zavedení systému inteligentního měření. Dle předpokladů a současného stavu technologického rozvoje je očekáváno postupné zavádění inteligentního měření, řízení a komunikace v horizontu let 2020 až 2035, tedy později, než předpokládá výše uvedená směrnice. Hlavním driverem přitom bude snaha zajistit další rozvoj intermitentních zdrojů a elektromobility, které se bez řízení výroby a spotřeby na úrovni maloodběru, a tedy bez výkonného informačního systému, neobejdou.

### **LOKÁLNÍ VÝROBA**

Za lokální výrobu je považována taková, která dosahuje výkonů v řádu jednotek až desítek kilowattů a je připojena nanejvýše na distribuční úrovni vysokého napětí. Převážná většina lokální výroby přitom bude instalována na úrovni maloodběru,

All the drafted variants anticipate preservation of the existing model of the CR PS control and operation in their initial state. This model will gradually develop in compliance with PS requirements and needs and in connection to availability of new technologies in the energy sector. Below we list the most important new technologies which are taken into account within the long-term balance outlook.

### **SMART MEASURING, CONTROL AND COMMUNICATION**

Use of new measuring devices in the low consumption sector, which will be able to communicate and control selected parameters of a delivery point, are necessary for further development of renewable intermittent sources, for development of local generation in general (generation on the low consumption level or low and high voltage networks), development of smart and partly autonomous grids and mass integration of electromobility. The CR refused blanket implementation of smart measurement required by the Directive 72/2009/EC in 2012. In the reasons based on the Cost-Benefit analysis, it was recommended not to implement complex system of smart measuring at least by 2018 with respect to deficiencies in the existing technical solution and lack of benefits compensating the cost of its implementation and operation. The CR has been using autonomous system of consumption control (system of Mass Remote Control) beyond the practice usual in EU countries; part of the benefits is therefore not relevant in the CR. Moreover, the above mentioned directive does not require a system that would ensure duplex communication and control of the delivery point though the communication and control form great part of the benefits of implementing the smart measuring system. As for the presumptions and current state of technological development in the industry, we expect gradual implementation of smart measuring, control and communication between 2020 and 2035, i.e. later than expected by the above directive. The main driver will be the effort to ensure further development of intermittent sources and electromobility which cannot work without generation and consumption control within the low consumption sector and therefore without an efficient information system.

### **LOCAL GENERATION**

Local generation is a generation of small capacities in units or tens of kilowatts connected not higher than to the high voltage distribution level. Majority of local generation will be installed within the low consumption sector, i.e. on low voltage level. Local generation will comprise the following technologies (in order of

a tedy na nízkém napětí. Lokální výroba bude tvořena těmito technologiemi (v pořadí dle důležitosti): 1. Fotovoltaické panely (FVE) na střeších domů, 2. Malé vodní elektrárny, 3. Mikrokogenerace (MKO) a malá kogenerace využívající zemního plynu. Předložené varianty rozvoje elektroenergetiky počítají s diferencovaným a v některých variantách až limitně vysokým rozvojem lokální výroby. Největší rozvoj lokální výroby předpokládá varianta Konceptní, a to jak v instalovaném výkonu, tak ve výrobě, nejmenší pak varianta Minimální rozvoj.

## SMART GRIDS

Koncept chytrých sítí (Smart Grids) je modelem menšího síťového celku, který zahrnuje spotřebu, výrobu, většinou i akumulaci elektřiny a systém řízení, který zajistí rovnováhu mezi spotřebou a výrobou. Pro síťový celek pracující jako Smart Grid se většinou požaduje, aby byl schopen částečné autonomie. Koncept Smart Grids je i v roce 2014 diskutovaným tématem s mnoha výklady a definicemi. V prostředí ČR, kde existuje vysoce spolehlivě fungující propojená elektrizační soustava, není aktuálně k budování autonomně pracujících malých síťových celků důvod. Situace se však může změnit v případě vysoké penetrace intermitentních zdrojů. Řešení představené v této zprávě nepředpokládá, že by se v prostředí ES ČR významně projevil koncept Smart Grids v podobě, která je obvykle představována, a to v celém sledovaném horizontu. Poroste však význam koordinace a řízení spotřeby či výroby i zapojení akumulačních prvků, a to nově především na úrovni distribučních soustav. K tomu bude zapotřebí instalace inteligentního měření, řízení a komunikace.

## ELEKTROMOBILITA

Elektromobilita se velmi intenzivně vyvíjí. Stále platí, že budoucí rozvoj bude záviset dominantně na nalezení vhodné akumulace elektřiny. Akční rádius elektromobilů se v posledních letech prodlužuje, často však na úkor složitosti technického řešení, nebo na úkor ekonomické rentability. Masivnějšího rozvoje se elektromobilita dočká až v situaci, kdy bude ekonomicky rentabilní i pro segment automobilů s průměrnými ročními nájezdy (okolo 12 až 15 tis. km). Analýzy a simulace představené v této zprávě předpokládají výraznější rozvoj elektromobility okolo roku 2020 až 2030. Všechny analyzované varianty počítají s rozvojem elektromobility a zahrnují spotřebu tohoto segmentu.

importance): 1. Photovoltaic panels on building roofs, 2. Small hydroelectric power plants, 3. Micro-CHP and small CHP using natural gas. The submitted development variants of the electricity sector account for differentiated, in some variants even limit development of local generation. The highest development of local generation is anticipated in the Conceptual variant both in the installed capacity and the generation; the lowest one in the Minimum development variant.

## SMART GRIDS

The concept of Smart Grids is a model of a small network unit which comprises consumption, generation and mostly also electricity accumulation and system of control that can ensure the balance between consumption and generation. The network unit working as a Smart Grid is usually required to be able of partial autonomy. In 2014, the concept of Smart Grids still stays more or less a marketing motto of producers of wiring and information technologies. In the CR with highly reliable and interconnected power system, there is currently no reason to build small autonomous network units. However, the situation can change in case of high penetration of intermittent sources. The solution introduced in this report does not anticipate the concept of Smart Grids to play an important role in the CR PS (in the form in which it is usually presented) in course of the entire observed time horizon. However, the importance of consumption or generation coordination and connection of accumulation elements will grow; newly especially within the distribution systems. That is why smart measuring, control and communications will need to be installed.

## ELECTROMOBILITY

From the 2014 perspective, electromobility develops intensively. In 2014 it is still true that the future development will mainly depend on finding a suitable way of electricity accumulation. Action radius of electric vehicles has extended though often at the expense of complicated technical solution or economic profitability. More massive development of the electromobility can be achieved if it is profitable also for cars with average annual mileage (approx. 12 to 15 thousand kilometres). The analyses and simulations introduced in this report anticipate more distinct electromobility development between 2020 and 2030. All the analysed variants account for electromobility development and include consumption of this segment.



## PŘEHLED ŘEŠENÝCH VARIANT

### VARIANTA NULOVÁ

**Varianta Nulová (N)** vychází z analýzy výchozího stavu řešení, kdy je dle očekávaného scénáře spotřeby elektřiny detekována potřeba nového výkonu pro ES ČR. Zjednodušeně se jedná o analýzu, kdy se předpokládá pouze provoz současných zdrojů a jejich budoucí postupný útlum dle známých údajů, nepředpokládají se žádné nové systémové zdroje, obnovitelné zdroje (OZE) jsou uvažovány dle základního scénáře. Na základě pravděpodobnostních výpočtů na požadovanou míru spolehlivosti výkonové bilance je poté indikován časový profil, ve kterém se již projevuje výkonový deficit zdrojové základny. Zjištěný roční časový řez je spíše optimistickým údajem, neboť v konkrétních krátkodobých časových úsecích může k deficitu dojít již dříve. Zásadní vliv pro tuto analýzu má především uvažování provozu stávající jaderné elektrárny Dukovany, jejíž odstavení bude záviset na míře prodloužení povolení jejího provozu (v Nulové variantě je uvažováno ukončení provozu stávajících bloků JEDU v letech 2035 a 2037). Vzhledem k tomu, že, jak již bylo zmíněno, není tato varianta doplňována o žádné nové systémové zdroje, a není tedy dlouhodobě provozovatelná, je v následujících kapitolách s ostatními variantami srovnávána pouze v takových parametrech a časových řezech, kde je takovéto srovnání relevantní. Potřeba nového výkonu je testována pro všechny tři varianty spotřeby elektřiny – Nízkou, Referenční, Vysokou. Průběhy na **obr. 1** pro Vysokou a Referenční variantu spotřeby ukazují na potřebu nového výkonu kolem roku 2030. V případě vývoje podle Nízké varianty spotřeby by situace na první pohled nevyžadovala výstavbu nových zdrojů až do roku 2035, ale v grafu jde o průměrné roční hodnoty, které neukazují rozptyl v rámci kratších úseků, ve kterých se nedostatek pohotového výkonu projeví zásadněji. Výsledky mají indikativní charakter a slouží jako jeden z podkladů při navrhování dalších rozvojových variant ES ČR, které musí být následně prověřeny simulačními modely.

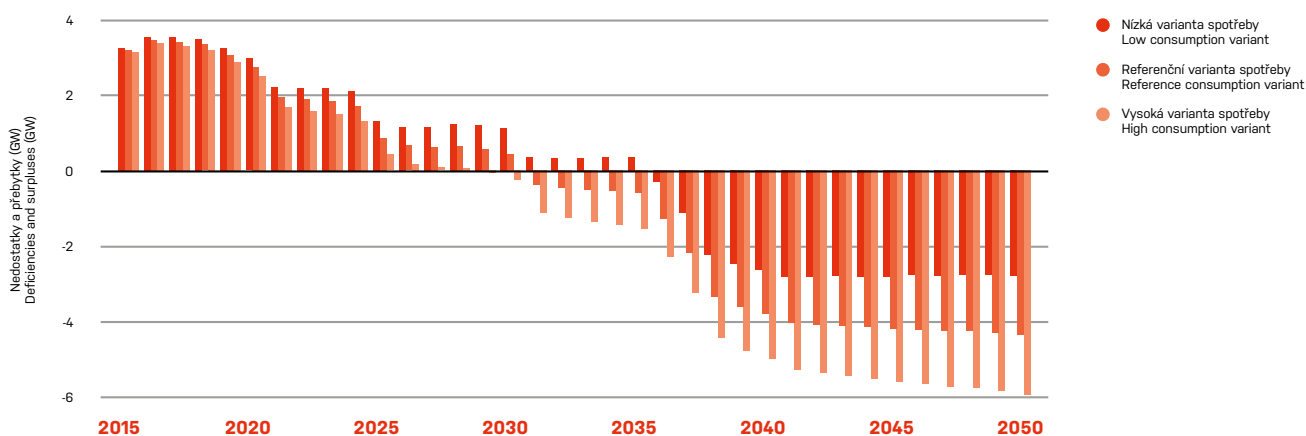
## VARIANTS OVERVIEW

### ZERO VARIANT

**The Zero variant (Z)** is based on the analysis of the initial solution situation where the need of the new capacity for the CR PS is detected according to the expected electricity consumption scenario. In a simplified way, it is an analysis which only anticipates operation of the existing sources and their future gradual decline according to the known data; no new system sources are anticipated; RES are considered according to the basic scenario. Taking in consideration the coverage of the load diagram, time profile is indicated where the capacity deficit of the source base is already manifested. The detected time profile is rather optimistic because in specific short-time periods the deficit may appear earlier. This analysis is significantly affected by operation of the existing Dukovany nuclear power plant whose decommissioning will depend on the extension rate of its operation permit (decommissioning of Dukovany power plant in Zero variant is expected in 2035 and 2037). With respect to the fact that – as mentioned above – this variant is not completed by any new sources and is therefore not capable of long-term operation, other variants are only compared to it in parameters and time profiles where such comparison is relevant in the following chapters. The need of the new capacity is tested for three electricity consumption variants – Low, Reference and High. The curves in **Fig. 1** for the High and Reference consumption variants show the need for new capacity around 2030. In the case of development in accordance with the Low consumption variant, the situation would not require, at first glance, construction of new sources until 2035. Yet the graph shows average yearly values which do not show variance within shorter intervals, in which the lack of available capacity is reflected more strongly. The results are of an indicative character and serve as one of the basic materials for proposals of development variants for the CR PS, which must be verified by simulation models.

**Obr. 1 Průměrné roční hodnoty přebytků a nedostatků pohotového výkonu pro pokrytí spotřeby elektřiny (včetně spotřeby elektromobilů) – varianta Nulová**

**Fig. 1 Surpluses and deficiencies in available capacity for covering electricity consumption (including consumption for electric vehicles) – Zero variant**



## VARIANTA KONCEPČNÍ

**Varianta Koncepční (K)** vychází z mantinelů vytyčených v ASEK z 8/2014 a konkretizuje rozvoj ES ČR dle optimalizovaného scénáře ASEK. Varianta předpokládá vybudování nových jaderných bloků v lokalitě Temelín (JETE) v letech 2033 a 2035 (2x 1 200 MW). Provoz stávajících dukovanských bloků (JEDU) je předpokládán do let 2035 až 2037. Nový dukovanský blok o výkonu 1x 1 200 MW je předpokládán od roku 2037. V lokalitě Počeradky je uvažována výstavba jednoho hnědouhelného bloku jakožto náhrady za stávající uhelný zdroj (1x 660 MW od roku 2025). Varianta nepředpokládá prolomení limitů na dole ČSA. Obnovitelné zdroje jsou uvažovány dle vysokého scénáře. Rozvoj mikrokogeneračních jednotek je uvažován dle středního scénáře. Varianta předpokládá vývoj spotřeby elektřiny dle Referenční varianty. Cena povolenek je do roku 2020 pod 10 eur, po roce 2020 postupně narůstá ze 30 až na 50 eur.

## VARIANTA DIVERZIFIKOVANÝ MIX

**Varianta Diverzifikovaný mix (D)** navrhuje skladbu primárních zdrojů ES ČR za nepříznivé situace, kdy nebudou ve sledovaném horizontu do roku 2050 prolomeny limity těžby uhlí na lomu

## CONCEPTUAL VARIANT

**The Conceptual variant (C)** is based on the borders defined in the draft version of SEPR from 8/2014 and specifies the PS CR development according to the optimized SEPR scenario. The variant anticipates construction of new nuclear blocks in Temelín in 2033 and 2035 (2x 1,200 MW). Operation of the existing Dukovany blocks is anticipated till 2035 and 2037. A new Dukovany block with the capacity of 1x 1,200 MW is anticipated from 2037. Construction of one block with the capacity of 660 MW is expected in the Počeradky location in 2025. The variant does not anticipate cancelling of the brown coal mining limits in the ČSA mine. Renewable sources are considered according to the high scenario. Development of the micro-CHP units is considered according to the middle scenario. The variant anticipates the electricity consumption development according to the Reference variant. The allowances price is considered to be less than EUR 10 until 2020 and will grow from EUR 30 to EUR 50 after 2020.

## DIVERSIFIED MIX VARIANT

**The Diversified mix variant (D)** suggests the mix of the CR PS primary sources in the unfavourable situation when the brown coal



ČSA a zároveň nedojde k dostavbě jaderné elektrárny Temelín. Ukončení provozu stávajících bloků jaderné elektrárny Dukovany je uvažováno v letech 2035 až 2037, v letech 2036 a 2038 se předpokládá zprovoznění nových bloků v této lokalitě (2x 1 200 MW). V takovémto případě je pro dosažení provozovatelnosti ES ČR v přiměřeném rozsahu navrženo doplnění zdrojů na dovozové černé uhlí a je rovněž uvažován vysoký scénář rozvoje mikrokogeneračních jednotek na zemní plyn. V lokalitě Počeradky se předpokládá výstavba jednoho bloku o výkonu 660 MW v roce 2025. Obnovitelné zdroje jsou uvažovány dle základního scénáře rozvoje. Varianta předpokládá vývoj spotřeby elektřiny dle Referenční varianty. Cena povolenek je do roku 2020 pod 10 eur, po roce 2020 postupně narůstá ze 30 až na 50 eur.

## VARIANTA TUZEMSKÉ ZDROJE

**Varianta Tuzemské zdroje (T)** preferuje maximální přednostní využití domácích zdrojů energie (jádro, uhlí, obnovitelné zdroje) s ohledem na dosažení minimální dovozní energetické závislosti ČR. Varianta počítá s prolomením limitů i na dole ČSA a zahrnuje vysoký scénář rozvoje fotovoltaických a větrných elektráren. Snaha o maximalizaci energetické bezpečnosti je zde konfrontována s vyšší environmentální zátěží, značnou investiční náročností a s disponibilním potenciálem obnovitelných zdrojů (OZE) včetně návazných problémů při provozu ES. Varianta pesimisticky předpokládá provoz stávajících bloků JEDU pouze do období 2025 až 2027, jako náhrada je poté uvažován jeden nový blok JEDU o výkonu 1 200 MW, jehož zprovoznění se předpokládá v roce 2031. Modelově je zde tedy testována situace, kdy provoz JEDU bude ukončen z důvodu požadavků EU v nejbližším možném termínu a zároveň bude z různých důvodů zpožděna výstavba nového bloku v téže lokalitě. Nové bloky v lokalitě Temelín jsou předpokládány od roku 2036/2038. Využití plynu v této variantě je uvažováno na minimální úrovni, tedy i s nízkým scénářem rozvoje mikrokogenerací. Dále se předpokládá výstavba dvou nových hnědouhelných bloků v lokalitě Počeradky jakožto náhrady za stávající uhelný zdroj (2x 660 MW v letech 2025 a 2027). Varianta předpokládá vývoj spotřeby elektřiny dle Referenční varianty. Cena povolenek je po celé období uvažována okolo 10 eur.

mining limits in the ČSA mine are not cancelled and the Temelín NPP is not completed by 2050. Termination of the existing Dukovany NPP operation is expected in 2035 and 2037, commissioning of new blocks in this location is expected in 2036 and 2038 (2x 1,200 MW). In this case, completing by hard coal sources and consideration of high development scenario for natural gas micro-CHP units is drafted to achieve CR PS operability in an adequate scope. Construction of one brown coal block as a replacement for the existing coal source (1x 660 MW till 2025) is considered in the Počeradky location. Renewable sources are considered according to the reference development scenario. The variant anticipates the electricity consumption development according to the Reference variant. The allowances price is considered to be less than EUR 10 until 2020 and will grow from EUR 30 to EUR 50 after 2020.

## DOMESTIC SOURCES VARIANT

**The Domestic sources variant (S)** prefers priority utilization of inland energy sources (nuclear power, coal, renewable sources) in maximum rate with regard to achieving the minimum energy import dependence of the CR. The variant takes into account cancelling of the limits also in the ČSA mine and includes the high development scenario of photovoltaic and wind power plants. The effort for maximized energy security is confronted with higher environmental impact, considerable investment demands and the available potential of RES including the implied issues in PS operation. The variant pessimistically anticipates operation of the existing Dukovany NPP blocks only till 2025 and 2027. One new block of the Dukovany NPP with the capacity of 1 200 MW is then anticipated as a replacement whose commissioning is expected in 2031. The variant therefore provides model testing of a situation when the Dukovany NPP operation will be terminated at the nearest possible date due to the requirements from the EU and construction of the new block in the same location will concurrently be postponed for various reasons. New Temelín blocks are anticipated in 2036 and 2038. In this variant, use of gas is considered on the minimum level, i.e. also with low scenario of micro-CHP development. Construction of two new brown coal blocks (2x 660 MW in 2025 and 2027) in the Počeradky location as a replacement of the existing coal source is further anticipated. The variant anticipates the electricity consumption development according to the Reference variant. The allowances price is considered to be less than EUR 10 during the whole period.

## VARIANTA MINIMÁLNÍ ROZVOJ

**Varianta Minimální rozvoj (M)** ukazuje možnost rozvoje ES ČR za předpokladu, že současné nejistoty trhu budou dále přetrvávat i v dlouhodobém horizontu a investoři nebudou i nadále ochotni investovat do nových velkých klasických zdrojů. Do roku 2050 nedojde k dostavbě JETE a nebude realizován ani žádný nový hnědouhelný blok. Jediným novým systémovým zdrojem v ES ČR bude jeden nový blok jaderné elektrárny Dukovany (1 600 MW) uvedený do provozu v roce 2047 jako náhrada za stávající dukovanské bloky, u nichž je v této variantě předpokládáno prodloužení jejich provozu na maximální možnou dobu do období 2045 až 2047. Rozvoj obnovitelných zdrojů je reprezentován základním scénářem, uplatnění mikrokogenerací je uvažováno dle středního scénáře. Předpokládá se vývoj spotřeby elektřiny dle Nízké varianty. Cena povolenek je do roku 2020 pod 10 eur, po roce 2020 postupně narůstá ze 30 až na 50 eur.

## PŘEHLED ŘEŠENÝCH VARIANT

Všechny výše uvedené navržené varianty představuje v nejdůležitějších parametrech stručně **tab. 2**.

## MINIMUM DEVELOPMENT VARIANT

**The Minimum development variant (M)** shows the possibility of CR PS development provided that the existing market uncertainties persist in long-term horizon and investors are not willing to invest to new large traditional sources: the Temelín NPP will not be completed by 2050 and no new brown coal block will be implemented. Cancelling of the limits in the ČSA mine is not anticipated. The only new system source within the CR PS will be a new block of the Dukovany nuclear power plant (1,600 MW) commissioned in 2047 as a replacement for the Dukovany blocks shut down in the same year for which extension of operation is considered in the maximum possible duration till 2045 and 2047. Development of renewable sources is represented by the basic scenario; application of micro-CHP is considered according to middle scenario. Electricity consumption development is anticipated according to the Low variant. The allowances price is considered to be less than EUR 10 until 2020 and will grow from EUR 30 to EUR 50 after 2020.

## OVERVIEW OF ANALYZED VARIANTS

**Tab. 2** shows all the proposed variants and their most important parameters.



**Tab. 2 Charakteristika řešených variant rozvoje elektroenergetiky (část 1)**

**Tab. 2 Characteristics of variants for the development of the electricity industry (part 1)**

VARIANTA	STRUČNÝ POPIS VARIANTY	ZDROJOVÁ ZÁKLADNA – SYSTÉMOVÉ ZDROJE	OZE A DECE (ROK 2050)	ROZVOJ SÍŤOVÉ INFRASTRUKTURY	VARIANTA SPOTŘEBY
VARIANT	BRIEF DESCRIPTION OF A VARIANT	SOURCE BASE – SYSTEM SOURCES	RES and DG (2050)	DEVELOPMENT OF NETWORK INFRASTRUCTURE	CONSUMPTION VARIANT
Nulová Zero	nutnost systematické obnovy zdrojové základny the necessity of systematic renewal of source base	je indikován okamžik, kdy již portfolio výrobních jednotek v ES ČR není schopno pokrýt spotřebu elektřiny v ČR A moment is indicated, when the portfolio of CR PS units will no longer be able to cover the electricity consumption in the CR		odpovídající vyvedení výkonu stávajících zdrojů The equivalent power output of existing sources	Nízká, Referenční, Vysoká Low, Reference, High
Koncepční Conceptual	varianta konkretizuje optimalizovaný scénář ASEK 8/2014 the variant specifies the optimized scenario in SEPR 8/2014	stávající JEDU: do 2035–37 nové bloky JEDU: 1x 1 200 MW od 2037 nové bloky JETE: 2x 1 200 MW od 2033–35 limity těžby HU: neprolomeny na ČSA Počeradý 660 MW: 1 blok od 2025 dovozy černého uhlí: nepředpokládány využití plynu: střední varianta  the existing Dukovany NPP: up to 2035–37 new blocks of Dukovany NPP: 1x 1,200 MW from 2037 new blocks of Temelín NPP: 2x 1,200 MW from 2033–35 brown coal mining limits maintained by the ČSA quarry Počeradý 660 MW: 1 block from 2025 hard coal imports: not anticipated gas utilization: medium variant	VTE 1 380 MW, FVE 5 750 MW (vysoký scénář rozvoje) MKO 1 106 MW (střední scénář rozvoje)  WPP 1,380 MW, PV 5,750 MW (scenario of high development) Micro-CHP 1,106 MW (scenario of medium development)	PS: odpovídající vyvedení výkonu plánovaných zdrojů DS: vyšší nároky vzhledem k vysokému podílu FVE  TS: Corresponding power output of planned sources DS: Higher demands due to high proportion of PV	Referenční Reference
Diverzifikovaný mix Diversified mix	varianta počítá s vyšším uplatněním plynu the variant anticipates higher utilization of gas	stávající JEDU: do 2035–37 nové bloky JEDU: 2x 1 200 MW od 2036–38 nové bloky JETE: nerealizovány limity těžby HU: neprolomeny na ČSA Počeradý 660 MW: 1 blok od 2025 využití plynu: vyšší varianta dovozy černého uhlí: ano  the existing Dukovany NPP: up to 2035–37 new blocks of Dukovany NPP: 2x 1,200 MW from 2036–38 new blocks of the Temelín NPP: not realized brown coal mining limits: maintained at the ČSA quarry Počeradý 660 MW: 1 block from 2025 gas utilization: higher variant hard coal imports: yes	VTE 714 MW, FVE 3 014 MW (základní scénář rozvoje) MKO 2 875 MW (vysoký scénář rozvoje)  WPP 714 MW, PV 3,014 MW (reference scenario of development) Micro-CHP 2,875 MW (scenario of high development)	PS: odpovídající vyvedení výkonu plánovaných zdrojů DS: vyšší nároky vzhledem k vysokému podílu MKO  TS: corresponding power output of planned sources DS: Higher demands due to high proportion of micro-CHP	Referenční Reference

**Tab. 2 Charakteristika řešených variant rozvoje elektroenergetiky (část 2)**

**Tab. 2 Characteristics of variants for the development of the electricity industry (part 2)**

VARIANTA	STRUČNÝ POPIS VARIANTY	ZDROJOVÁ ZÁKLADNA – SYSTÉMOVÉ ZDROJE	OZE A DECE (ROK 2050)	ROZVOJ SÍŤOVÉ INFRASTRUKTURY	VARIANTA SPOTŘEBY
VARIANT	BRIEF DESCRIPTION OF A VARIANT	SOURCE BASE – SYSTEM SOURCES	RES and DG (2050)	DEVELOPMENT OF NETWORK INFRASTRUCTURE	CONSUMPTION VARIANT
<p><b>Tuzemské zdroje</b></p> <p><b>Domestic sources</b></p>	<p>varianta dává důraz na maximální soběstačnost ČR v energiích</p> <p>the variant emphasises a maximum energy self-sufficiency of the CR</p>	<p>stávající JEDU: do 2025–27 nové bloky JEDU: 1x 1 200 MW od 2031 nové bloky JETE: 2x 1 200 MW od 2036–38 limity těžby HU: prolomeny i na ČSA Počeradý 660 MW: 2 bloky od 2025 a 2027 využití plynu: minimální varianta dovozy černého uhlí: nepředpokládány</p> <p>the existing Dukovany NPP: up to 2025–27 new blocks of Dukovany NPP: 1x 1,200 MW from 2031 new blocks of Temelín NPP: 2x 1,200 MW from 2036–38 brown coal mining limits: cancelled at the ČSA quarry Počeradý 660 MW: 2 blocks from 2025 and 2027 gas utilization: minimum variant hard coal imports: not anticipated</p>	<p>VTE 1 380 MW, FVE 5 750 MW (vysoký scénář rozvoje) MKO 553 MW (nízký scénář rozvoje)</p> <p>WPP 1,380 MW, PV 5,750 MW (scenario of high development) Micro-CHP 553 MW (scenario of low development)</p>	<p>PS: odpovídající vyvedení výkonu plánovaných zdrojů DS: vyšší nároky vzhledem k vysokému podílu FVE</p> <p>TS: corresponding power output of planned sources DS: higher demands due to high proportion of PV</p>	<p>Referenční</p> <p>Reference</p>
<p><b>Minimální rozvoj</b></p> <p><b>Minimum development</b></p>	<p>koncepční a tržní nejistoty budou přetrvávat i v dlouhodobém horizontu</p> <p>conceptual and market uncertainty will persist in long-term</p>	<p>stávající JEDU: do 2045–47 nové bloky JEDU: 1x 1 600 MW od 2047 nové bloky JETE: nerealizovány limity těžby HU: neprolomeny na ČSA Počeradý 660 MW: nerealizováno využití plynu: nižší varianta dovozy černého uhlí: nepředpokládány</p> <p>existing Dukovany NPP: up to 2045–47 new blocks of Dukovany NPP: 1x 1,600 from 2047 new blocks of Temelín NPP: not constructed brown coal mining limits: maintained at the ČSA quarry Počeradý 660 MW: not constructed gas utilization: lower variant hard coal imports: not anticipated</p>	<p>VTE 714 MW, FVE 3 014 MW (základní scénář rozvoje) MKO 1 106 MW (střední scénář rozvoje)</p> <p>WPP 714 MW, PV 3,014 MW (reference scenario of development) Micro-CHP 1,106 MW (scenario of medium development)</p>	<p>PS, DS: odpovídající nižší investiční aktivitě ve zdrojové základně</p> <p>TS, DS: corresponding lower investment in source base</p>	<p>Nízká</p> <p>Low</p>

## NOVÉ TECHNOLOGIE V ELEKTROENERGETICE

Budoucí podoba energetiky a elektroenergetiky bude v dlouhodobém horizontu odlišná od nynější. Nebude se však jednat o změnu revoluční, protože nynější koncepce propojené energetické soustavy vykazuje stabilitu a výborné provozní charakteristiky, zejména v míře spolehlivosti a efektivity. Podobu elektroenergetiky nejnápadněji změní expanze malé lokální výroby (nezahrnuje OZE větších jednotkových výkonů), připojené na úrovni nízkého či vysokého napětí. Dle provedených analýz však podíl lokální výroby nebude ani pro případ jejího významného rozvoje (varianta Konceptní a Diverzifikovaný mix) činit více než 6 % celkové výroby elektřiny k roku 2050. Uvedené varianty přitom modelují situaci až limitního nasazení lokální výroby.

### Střednědobý horizont (do roku 2020)

Ze širokého spektra nových technologií a přístupů se v elektroenergetice nejvíce projeví nárůst lokální výroby, a to především ve formě FVE výroby na úrovni maloodběru. V omezené míře dojde k posilování významu informačních technologií, které se částečně uplatní i na nižších distribučních úrovních, včetně obsluhy odběrných míst. V distribučních sítích se sporadicky budou uplatňovat prvky konceptu Smart Grid, kdy půjde zejména o uplatnění informačních a komunikačních technologií při obsluze sítí velmi vysokého a vysokého napětí. Ve střednědobém horizontu však nedojde ke zprovoznění komplexního systému měření, řízení a komunikace, ani k významnému nárůstu elektromobility. Obě tyto technologie nejsou zatím na úrovni, která by dovozovala rentabilní provoz.

### Dlouhodobý horizont (do roku 2050)

Uplatní se již plně převážná většina dnes predikovaných změn. Především bude na úrovni, o které rozhodne energetická a environmentální politika státu, rozvinuta výroba z OZE.

## NEW TECHNOLOGIES IN ELECTRICITY INDUSTRY

The future shape of energy and electric power industry will differ from the present one. However, there will be no revolutionary changes, as the current concept of the interconnected energy system exhibits excellent operation characteristics, in particular as regards reliability and efficiency. The shape of the electric power industry will be changed most markedly by the expansion of small distributed generation (not including RES of units with larger outputs), connected at the level of the low or, at the most, high voltage. According to analyses carried out, the share of distributed generation will not, even in the case of a very large development of distributed generation (variants Conceptual and Diversified mix), amount to more than about 6% of the total electricity generation in 2050. The above-mentioned variants model the situation of the limiting application of distributed generation.

### Medium-term outlook (up till 2020)

There will be a whole spectrum of new technologies and approaches in the electric power industry. Out of them, up till 2020 the most significant effect will be provided by the increase of distributed generation, first of all in the form of PVPP generation at the retail level. In a limited degree we shall be monitoring the strengthening of the importance of information technologies, which will be partly applied at lower distribution levels, including the delivery point management. In distribution networks, some elements of the Smart Grid concept will be applied sporadically. They will be represented especially by applications of information and communication technologies in the management of high-voltage and very-high-voltage networks. In the medium-term horizon, however, the complex system of measurements, control and communication will not be established. Also, a major increase of electromobility is expected to occur later. Neither of these two technologies has reached the level, which would allow a profitable operation.

### Long-term outlook (up till 2050)

A vast majority of changes predicted today will be applied by 2050. First of all, electricity generation from RES will be developed at a level that will be determined primarily by the state energy and environmental policy. In this horizon, we shall see the development



Výrazně se již uplatní i lokální výroba ve formě mikrokogenerace využívající zemního plynu, a to v míře, která bude dána cenovými proporcemi elektřiny a plynu a stanovením energeticko-bezpečnostních priorit ČR. Role informačních a komunikačních technologií významně naroste. Tyto technologie budou obsluhovat místa odběru, dodávky a akumulace elektřiny a zajistí bilanci elektroenergetické soustavy v situaci vysoké penetrace OZE a vysoké spotřeby elektromobilů. S největší pravděpodobností již bude fungovat komplexní systém inteligentního měření, řízení a komunikace. V oblastech, kde to bude z ekonomických či bezpečnostních důvodů rentabilní, se uplatní rovněž samotný koncept Smart Grid. V samém závěru dlouhodobého horizontu je možné uplatnění technologií, které jsou nyní ve fázi výzkumu (např. jaderné reaktory generace IV+, ekonomicky efektivní palivové články, vysokoúčinné FVE, supravodivá akumulace, nové formy ukládání oxidu uhličitého – CCS atd.).

## STAV A ROZVOJ ES STŘEDOEVROPSKÉHO REGIONU

Středoevropský region má v současné době exportní charakter (36 TWh) při roční výrobě elektřiny 926 TWh. Dominantní elektrizační soustavou regionu je německá ES s roční výrobou 572 TWh. V budoucnu zůstane pravděpodobně exportní charakter regionu zachován, nicméně se bude z velké části jednat o dodávky intermitentního charakteru z OZE.

### Střednědobý horizont

Do roku 2025 regionu dominuje rozvoj OZE. Celkem se očekává zprovoznění 54 GW těchto zdrojů, z toho 21 GW FVE a 22 GW VTE. OZE větší či menší měrou rostou ve všech soustavách, nejvíce však v Německu (42 GW). Rozvoj intermitentních OZE má podstatný vliv na burzovní futures obchody, především na obchody s roční pásmovou elektřinou. U klasických zdrojů dochází v regionu mezi roky 2015 až 2025 k poklesu výkonu o 26 GW. Pokles je rozložen rovnoměrně mezi jaderné a uhelné elektrárny. Vyjma Slovenska (dostavba jaderné elektrárny Mochovce) výkon klasických zdrojů klesá, případně stagnuje ve všech soustavách. V souladu s Energiewende lze v Německu do roku 2025 očekávat odstavení 36 GW výkonu v jaderných

of distributed generation in the form of mCHP schemes using natural gas, and that in the degree which will be given by price proportions between electricity and gas and by setting energy security priorities of the CR. The importance of information and communication technologies is growing; These technologies will manage delivery points, supply points and points of accumulation of electricity, and thus they will assure the electric power system balance under the conditions of the high penetration of renewable sources and high consumption in the electric vehicle sector. With the highest probability, we expect that the complex system of smart measurement, control and communication will be working in this horizon. In those regions, where it will be profitable for economic or security reasons, the Smart Grid concept will be applied. The application of technologies, which are currently just at the research stage (e.g. IV+ generation nuclear reactors, economically efficient fuel cells, high efficiency PVPP, superconductive accumulation, new forms of CCS, etc.) may be expected only at the very end of this period.

## STATE AND DEVELOPMENT OF PS IN THE MIDDLE EUROPEAN REGION

The Middle European region is of an export nature (36 TWh) at the annual electricity generation of 926 TWh. The dominant EPS in the region is the German EPS with annual generation of 572 TWh. In the future, the export nature of the region will be probably preserved; nevertheless, to a large extent it will provide intermittent supply from RES.

### Medium-term outlook

Up to 2025, the situation in the region will be dominated by the development of RES. In total, the commissioning of sources with total output 54 GW is expected, out of which the fundamental part falls to PVPP (21 GW) and WPP (22 GW). The development of intermittent RES has a substantial effect on trading with futures at power exchanges, primarily on trades with annual baseload electricity. The region exhibits a decrease of the output power of classical sources by 26 GW from 2015 up till 2025. The output decrease is broken down equally between nuclear and coal power plants. With the exception of Slovakia (completion of the Mochovce NPP), the output of classical sources decreases or remains

a tepelných elektrárnách. V nových klasických zdrojích zde dojde pravděpodobně do roku 2025 ke zprovoznění 9 GW instalovaného výkonu. Rakouská ES je ovlivněna napojením na Německo, se kterým tvoří jednotnou obchodní zónu, její rozvoj do roku 2025 je očekáván především na úrovni OZE. V Polsku se do roku 2025 odstaví 7 GW klasických elektrárén, současně však polská vláda podporuje výstavbu více než 7 GW nových zdrojů a očekává se výstavba VTE. Zprovoznění prvního polského jaderného zdroje s výkonem 3 až 4 GW je plánováno až po roce 2030. Rozvoj maďarské soustavy je orientován na využití plynu a mírný rozvoj OZE.

### Dlouhodobý horizont

Vývoj ve výhledu závisí na tom, zda dojde ke změně investičního prostředí v energetice. K tomu je možné přistoupit zavedením kapacitních plateb či nápravou mechanismu cenotvorby na trhu s elektřinou a povolenkami tak, aby trh poskytoval dostatek signálů k výstavbě zdrojů. Bez těchto změn nelze rozvoj klasických zdrojů očekávat a vyskytnou se problémy se spolehlivostí ES. Pokud nenastane změna v podpoře investic, lze jen do roku 2030 očekávat další pokles výkonu klasických zdrojů o dalších 5 GW oproti roku 2025. Rozvoj OZE bude souviset s dotačními stimuly, podmínkami jejich integrace do ES a s dostupností akumulčních technologií.

## TRH S ELEKTŘINOU

V posledních letech dochází k postupnému spojování národních a regionálních trhů do větších celků, jak ukazuje **obr. 2**. V roce 2014 došlo ke spojení trhů severní a západní Evropy a Španělska a Portugalska do společného Market Couplingu MRC (17 zemí). V únoru 2015 dochází k připojení Itálie a Slovinska. V listopadu 2014 došlo v regionu CEE ke zprovoznění Market Couplingu 4M MC zahrnujícího český, slovenský, maďarský a rumunský trh. Evropský trh s elektřinou je však stále více deformován regulačními zásahy a nachází se ve stavu vysoké neurčitosti vývoje. Projekty nedotovaných systémových zdrojů jsou zastavovány, neboť při současné míře nejistot nelze z pohledu obchodní společnosti odstartovat výstavbu zdroje, i když by byla žádoucí z hlediska spolehlivosti dodávek. Značná část

constant in all EPSs. Generation from RES increases at a higher or lower rate in all EPSs, yet at the most in Germany (42 GW), where, according to ENERGIEWENDE up to 2025, the decommissioning of the output 36 GW in NPPs and thermal PPs is expected. The replacement due to be commissioned by 2025 is 9 GW in new thermal sources. The Austrian EPS is affected by its connection with Germany, as it forms a single trading zone with it. Generation mix of classical sources does not change up till 2025; the increase in output is due to the growth on the side of RES. In Poland, 7 GW of classical PPs will be decommissioned by the year 2025; at the same time, however, the Polish government supports the building of 7 GW new sources and a construction of a WPP is expected. The commissioning of the only Polish nuclear power source with installed capacity 3–4 GW is scheduled only after the year 2030. The development of the Hungarian system is oriented toward the use of gas and to a moderate RES development.

### Long-term outlook

The development in this outlook depends on whether the change of the investment environment in energy industry will come about. This can be approached either by the introduction of capacity payments or by redressing the pricing mechanism in trading with electricity and emission allowances in such a manner that trading will provide enough signals for the construction of sources. Without these changes, the development of classical sources cannot be expected and, on the contrary, problems with EPS reliability can be anticipated. In the absence of a marked change in the support of investments, a further decrease of the output of classical sources by 5 GW in comparison with can be expected just to the year 2030. The development of RES will be related to the subsidizing stimuli, to conditions of their integration into the EPS and to the availability of accumulation technologies.

## ELECTRICITY TRADE

The few recent years have shown a gradual merging of national and regional trading platforms into larger units, which is shown in **Fig. 2**. In 2014, trading in north and west Europe merged together with Spain and Portugal into the joined MRC Market Coupling (17 countries). In February 2015, both Italy and Slovenia

evropské výrobní základny se navíc blíží konci své životnosti, což může vést k poklesu energetické bezpečnosti.

### **Střednědobý horizont**

Propojení CEE regionu s MC MRC nelze očekávat dříve než v roce 2016. Současně se v regionu CEE plánuje v roce 2016 i plné nasazení Flow-based metody. V souvislosti s integrací trhů se silovou elektřinou se do pěti let očekává zavedení společného trhu s regulační energií. Zavedení různých kapacitních mechanismů v některých zemích může funkci trhu narušit a znevýhodnit některé země při mezinárodním obchodu s elektřinou. Je možné, že se dále prohloubí propad ceny elektřiny na burze, a výstavba nových zdrojů tak nebude rentabilní ani s kapacitní platbou.

### **Dlouhodobý horizont**

Integrace trhů v dlouhodobém horizontu bude spočívat v dalším rozšiřování obchodních zón a sjednocování obchodních metod. Je nutno sledovat a analyzovat situaci v aplikování podpůrných mechanismů (kapacitní platby, Contract for Difference), aby české subjekty nebyly v tomto procesu znevýhodněny. Poskytnutí dostatečných stimulů k výstavbě jaderných zdrojů pro pokrytí vlastní spotřeby elektřiny v ČR je významným prvkem pro zajištění budoucí energetické bezpečnosti státu, a to bez ohledu na aktuální stav trhu s elektřinou v Evropě. V dlouhodobém horizontu se očekává změna cenotvorby na trhu s elektřinou takovým způsobem, aby trh vytvářel dostatek signálů pro případné investory k výstavbě nových kapacit.

is joining MRC. In November 2014, 4M MC established and joined markets in CZ, SH, HU and RO. European trade with electricity is getting more and more distorted by regulatory interventions and, hence, the future development is very uncertain. Projects of unsubsidized system sources are being halted, because at the present level of uncertainty it is not possible, from the point of view of a commercial company, to start with building electric power sources, although it is desirable from the point of view of the reliability of supplies. This is further worsened by the fact that a considerable part of the European generation base is nearing to the end of its service life. This may lead to the decrease of energy security.

### **Medium-term outlook**

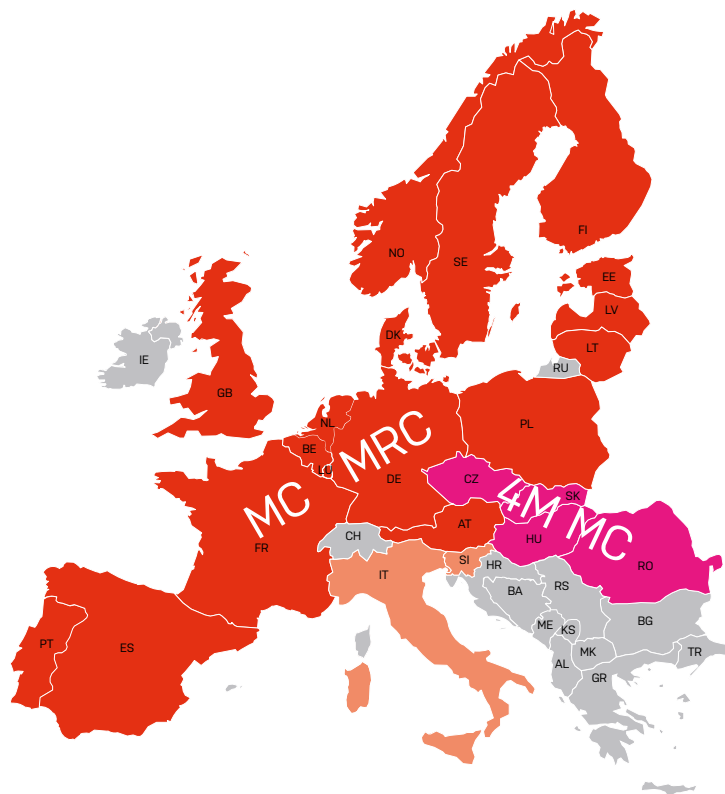
Linking CEE region with MC MRC is not expected before 2016. At the same time CEE plans in 2016 full deployment of Flow-based method. In the context of electricity trading integration, the introduction of joint trading with regulation energy is expected within 5 years. The introduction of different capacity mechanisms in some countries may impair the function of trade and put some countries in the international trading with electricity at a disadvantage. The deepening of the drop of electricity prices at power exchanges cannot be excluded and the construction of new sources will thus not be profitable even with capacity payments.

### **Long-term outlook**

Integration of trading in the long-term horizon will consist in a further enlargement of trading zones and in the unification of trading methods. It is necessary to monitor the situation in the application of support mechanisms (capacity payments, contracts for difference), so that the Czech subjects would not be disadvantaged in this process. The provision of sufficient stimuli for the building of new nuclear sources, in order to meet our own consumption of electricity in CR, is an important element for guaranteeing the future energy security of the country, even without regard to the current state of trading with electricity in Europe. In the long-term horizon, the change of pricing at the electric power market is expected to occur in such a manner that the market would provide sufficient signals for eventual investors for the construction of new capacities.



**Obr. 2 Stav integrace evropských trhů v roce 2014**  
**Fig. 2 Situation of European markets integration in 2014**



- Plně integrované do MC MRC (17 zemí) • Fully integrated into MC MRC (17 countries)
- Integrované do MC MRC v únoru 2015 (2 země) • Integrated into MC MRC in February 2015 (2 countries)
- 4M MC (4 země) • 4M MC (4 countries)

## OČEKÁVANÝ VÝVOJ SPOTŘEBY ELEKTŘINY

V posledních několika letech mohla být pozorována stagnace spotřeby energií včetně elektřiny, za níž stála především hospodářská krize počínající v roce 2009. Ve stejné době zesílil tlak EU na snižování emisí CO<sub>2</sub> a energetických nároků obecně. V oblasti predikcí spotřeby energetických zdrojů je tak téma úspor jedním z nejfrekventovanějších. Téma úspor je integrální součástí agendy Evropské komise, k úsporám ve spotřebě energií vybízí ekologické organizace. Existuje množství dokumentů vydaných EK (některé jsou právně závazné pro státy, některé pro jednotlivé občany EU), které vyžadují

## THE ANTICIPATED DEVELOPMENT OF ELECTRICITY CONSUMPTION

In the last few years, a stagnation of the growth of consumption of energy and also electricity could have been observed. The cause of this stagnation was primarily the economic crisis that started in 2009. At the same time, the pressure of EU toward the lowering of carbon dioxide emissions and more generally of energy requirements has increased. Therefore, energy savings have become one of the most frequented topics in the field of predictions of consumption of energy sources. Savings in the consumption of energy are called for by environmentalist organization; the topic of savings is an integral part of the agenda

dosahování úspor ve spotřebě energií a stanovují konkrétní cíle. Predikce OTE dlouhodobě a nezávisle na výše zmíněném předpokládají dosahování výrazných úspor ve spotřebě energií jak ve výrobní sféře, tak v domácnostech. I přes úsporná opatření a demografický pokles však bude celkový trend vývoje spotřeby elektřiny v ČR růstový.

### **Střednědobý horizont**

- Referenční varianta predikce předpokládá v roce 2020 hodnotu tuzemské netto spotřeby ve výši 63,0 TWh s pásmem  $\pm 1,8$  TWh; oproti roku 2013 tak tuzemská netto spotřeba dle Referenční varianty naroste o přibližně 4,6 TWh,
- ve střednědobém horizontu se ještě výrazně neprojeví rozvoj sektoru elektromobilů.

### **Dlouhodobý horizont**

- Referenční varianta predikce předpokládá v roce 2050 hodnotu tuzemské netto spotřeby ve výši 75,3 TWh s pásmem  $\pm 9,9$  TWh; oproti roku 2013 tak tuzemská netto spotřeba dle Referenční varianty naroste o přibližně 16,8 TWh; těmto hodnotám odpovídá nárůst tuzemské netto spotřeby elektřiny mezi roky 2013 a 2050 o 12 % pro Nízkou variantu, 29 % pro Referenční variantu a 46 % pro variantu Vysokou,
- nejvýraznější nárůst je očekáván pro sektor maloobdobu podnikatelů (což souvisí zejména s očekávaným rozvojem sektoru služeb), nejméně výrazný pak pro maloobdobu obyvatelstva (což souvisí zejména s očekávaným poklesem počtu domácností po roce 2030),
- očekává se výrazný rozvoj elektromobility, a to v segmentech osobních vozidel, autobusů, nákladních vozidel i motocyklů; spotřeba sektoru elektromobilů do roku 2050 navýší celkovou spotřebu elektřiny přibližně o 6,7 % tuzemské netto spotřeby,
- zejména v maloobdobu může docházet k navýšování využití elektřiny na úkor ostatních energetických médií (uhlí a zemní plyn), a to vlivem vyšší konkurenceschopnosti elektřiny při použití úspornějších technologií (například pasivní domy).

of European. There are a large number of documents issued by EC; some of them are legally binding for European countries, some of for individual EU citizens. These documents require reaching savings in the consumption of energy and set particular objectives. Predictions of the Energy Markets Operator, OTE, in a long-term outlook, independently of above-mentioned, assume that marked savings in the consumption of energy will be reached, both in manufacturing and in households. Even in spite of considerable expected energy savings the increasing trend will be overcoming.

### **Medium-term outlook**

- In the year 2020, the reference prediction variant assumes the value of net domestic consumption as 63.0 TWh with the  $\pm 1.8$  TWh band; against the year 2013 the net domestic consumption according to the reference variant will grow by about 4.6 TWh.
- In the medium-term horizon, the development of electromobility sector will not be so strong.

### **Long-term outlook**

- In 2050, the reference prediction variant assumes the value of net domestic consumption as 75.3 TWh with the  $\pm 9.9$  TWh band; in comparison with the year 2013, the net domestic consumption according to the reference variant will grow by about 16.8 TWh. These values correspond to the increase of the net domestic consumption of electricity between the years 2013 and 2050 by 12% for the Low variant, 29% for the Reference variant and 46% for the High variant.
- The most pronounced increase is expected for the business retail sector (which is related to the expected development of the services sector), the least pronounced development will be expected for the residential retail sector (which is related to the expected decrease of the number of households after the year 2030).
- In the long-term horizon, a marked development of electromobility is expected, namely in the segments of passenger cars, buses, trucks and motorcycles; the consumption of the sector of electrical vehicles will increase the total consumption of electricity up to the year 2050 by about 6.7% of the net domestic consumption.
- In the long-term horizon, particularly in retail, consumption of electricity may increase at the expense of other energy media (coal and natural gas); this might be a consequence of the higher competitiveness of electricity when using more energy-saving technologies (e.g. passive homes).

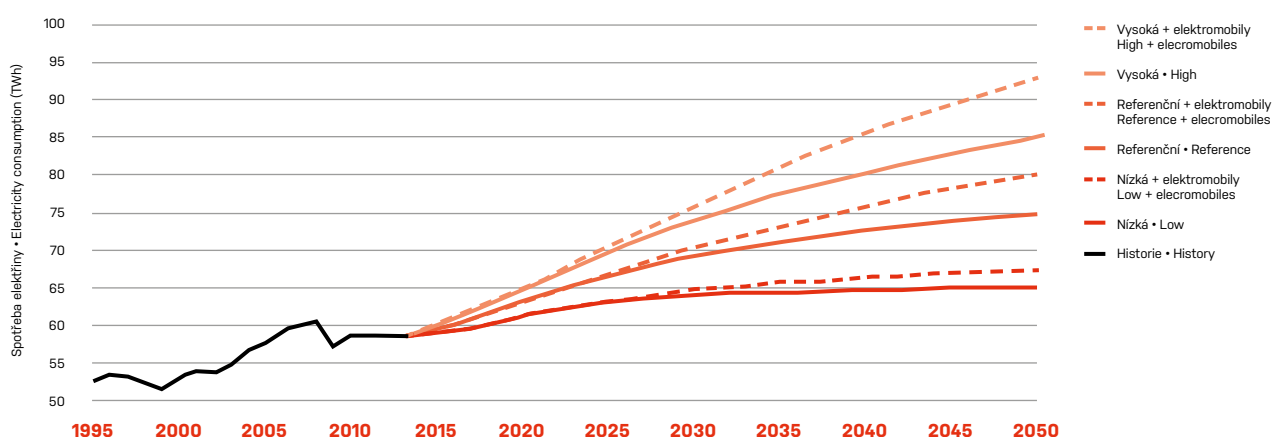
**Tab. 3** seznamuje v energetickém členění a v průřezech s vytvořenou predikcí spotřeby elektřiny ES ČR. **Obr. 3** ukazuje predikci tuzemské netto spotřeby pro tři vývojové varianty a zobrazen je i dopad rozvoje elektromobility na tuzemskou netto spotřebu. Predikce spotřeby elektřiny sektoru elektromobilů je prováděna samostatně, vedle predikce tuzemské netto spotřeby, nicméně je zahrnuta v některých výpočtech chodu elektrizační soustavy.

**Tab. 3** shows the prediction of electricity consumption in CR PS according to the type of energy and in cross-section. **Fig. 3** shows the net domestic consumption for three development variants and the effect of the development of electro-mobility on net domestic consumption. The prediction of electricity consumption in the electric vehicle sector is conducted elsewhere and is not included in the prediction of net domestic electricity consumption. Nevertheless, it is included in some calculations of the power system operation.

**Tab. 3 Vývoj spotřeby elektřiny (GWh) – Referenční varianta**  
**Tab. 3 Development of electricity consumption (GWh) – Reference variant**

	2013	2014	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2050
VO • Wholesale sector	35 677	36 016	36 391	38 987	41 605	43 497	44 901	45 973	47 802
MO • Small consumption sector	22 743	22 880	23 055	24 031	24 961	25 682	26 236	26 689	27 454
MOP • commercial	8 130	8 191	8 276	8 874	9 504	9 994	10 385	10 716	11 345
MOO • household	14 613	14 688	14 779	15 157	15 458	15 688	15 851	15 973	16 109
<b>Tuzemská netto spotřeba</b> <b>Domestic net consumption</b>	<b>58 420</b>	<b>58 896</b>	<b>59 446</b>	<b>63 018</b>	<b>66 567</b>	<b>69 179</b>	<b>71 137</b>	<b>72 661</b>	<b>75 256</b>
Ztráty celkem • Losses total	4 062	3 956	3 983	4 186	4 392	4 534	4 631	4 698	4 807
ztráty PS • Losses in TS	776	693	697	729	765	788	804	815	832
ztráty DS • Losses in DS	3 285	3 263	3 287	3 457	3 628	3 745	3 826	3 883	3 974
<b>TNS včetně ztrát</b> <b>DNC including losses</b>	<b>62 482</b>	<b>62 851</b>	<b>63 430</b>	<b>67 205</b>	<b>70 959</b>	<b>73 713</b>	<b>75 767</b>	<b>77 359</b>	<b>80 062</b>

**Obr. 3 Tuzemská netto spotřeba a vliv sektoru elektromobilů**  
**Fig. 3 Net domestic consumption and the effect of the electric vehicles sector**



## OČEKÁVANÝ ROZVOJ ZDROJŮ

### Střednědobý horizont

Ve střednědobém výhledu bude u většiny tepelných elektráren probíhat rozhodovací proces ohledně směřování jejich dalšího rozvoje. Vzhledem k platnosti legislativy z oblasti emisí bude nutno rozhodnout o tom, zda zdroj vůbec může být s ohledem na dostupnost paliv rekonstruován, nebo se bude hledat cesta nové palivové základny. Proto také dojde k ukončení provozu některých uhelných zdrojů, zejména systémových zdrojů na hnědé uhlí v severních Čechách. S výjimkou bloku 660 MW v Ledvicích, který v současnosti prochází fází zkušební provozu, nebudou v tomto období zprovozněny žádné nové větší výrobní kapacity.

**Dlouhodobý horizont** lze charakterizovat jako období rozvoje jaderné energetiky, jehož podstatou je jak obnova jaderné elektrárny Dukovany, tak dostavba jaderné elektrárny Temelín. Současně je podstatným rysem této etapy dožití většiny významných uhelných zdrojů bez možnosti pokračování jejich provozu na bázi tuzemského paliva. Dlouhodobý horizont rozvoje bude znamenat také větší uplatnění zemního plynu, zejména v teplárenství. Zároveň je však nutno počítat se změnami v teplárenství jako celku, zejména s jeho částečnou decentralizací, založenou také na využití zemního plynu. Dlouhodobý výhled může být i obdobím prudkého nárůstu drobných fotovoltaických zdrojů, a tím i nárůstu decentralní výroby elektřiny.

Souhrnnou charakteristiku vývoje v celém analyzovaném období, bez rozlišení časových etap, je možné shrnout v následujících bodech:

- Změna struktury ve vazbě na dostupnost primárních zdrojů. Dojde k významnému snížení podílu hnědého uhlí na výrobě elektřiny a také na výrobě centralizovaného tepla, naproti tomu vzroste podíl zemního plynu a OZE a ve většině navržených variant i podíl jaderné energie.
- Výrazná polarizace ve velikosti plánovaných jednotkových výkonů. Budou provozovány jaderné bloky většího výkonu, než je tomu nyní – 1 200 MW a případně i 1 600 MW, uhelné bloky 660 MW. Na druhé straně bude významně vzrůstat podíl zdrojů malých výkonů, a to jednotek v řádu kW, přitom

## ANTICIPATED DEVELOPMENT OF SOURCES

### Medium-term outlook

Decision-making process about the direction of thermal power plants development will run in this term. Due to the current emission it will be necessary to decide whether the source will be reconstructed with regard to the availability of fuels, or the fuel base will change. Therefore there is expected a decommissioning of certain coal sources, especially brown coal system sources in Northern Bohemia. With the exception of the 660 MW block in Ledvice, which is currently undergoing commissioning phase, no new larger production capacity will be commissioned during this period.

**Long-term outlook** can be characterized as a period of nuclear energy development, especially the renewal of nuclear power plant Dukovany and commissioning of new blocks of Temelin nuclear power plant. At the same time, decommissioning of substantial amount of coal sources occurs due to inability of their following operation on domestic fuel. Long term horizon will also mean greater use of natural gas, especially in the heating industry. However, it is necessary to take into account changes in the heating industry as a whole, especially with its partial decentralization, based also on the use of natural gas. The long-term outlook may be a period of sharp increase in small photovoltaic sources, and thereby increase the distributed generation of electricity.

The source base of the EPS CR will, in the long-term outlook, pass through significant changes, in particular regarding the structure of the generation base. The change of the generation mix will come in the following directions:

- A change of the structure by primary sources: A significant decrease of the brown coal share in the generation of electricity and also in the generation of centralized heat, in contrast, however, the share of natural gas and RES will increase. In most variants proposed, the share of nuclear energy will also grow.
- A marked polarization in the magnitudes in unit outputs planned. On one side, the Czech EPS will include nuclear units with higher outputs than today – 1,200 MW and 1,600 MW, and coal 660 MW units. On the other side, a share of sources with small outputs will increase, namely of units with outputs of the order of just



půjde o zdroje s relativně nízkou dobou využití. Postupně budou rušeny stávající klasické zdroje s jednotkovými výkony 110 a 200 MW, které v současnosti tvoří pomyslnou střední výkonovou oblast zdrojů a které jsou přitom poskytovateli hlavního objemu podpůrných služeb. V podmínkách ČR nelze do roku 2050 energetickou bezpečnost státu založit pouze na masivním a do značné míry obtížně predikovatelném rozvoji velkého množství decentrálních zdrojů umístěných u spotřebitelů (prosumers). Je ale zcela nezpochybnitelné, že rozvoj decentrální výroby je nutno očekávat a že tento rozvoj může být za určitých podmínek značný.

- Zvětšení podílu zdrojů, u nichž nelze v současnosti běžnými prostředky regulovat jejich výkon, a tím je zapojit do procesu řízení soustavy. Bude se jednat zejména o FVE na budovách a dále o mikrokogenerační jednotky, u nichž se předpokládá rozvoj jejich nasazování při obměně kotelního parku. Nástroje k řízení těchto zdrojů v budoucnu potenciálně mohou existovat – jedná se o uplatňování systému chytrých sítí (Smart Grids).

## JADERNÉ ELEKTRÁRNY

V souladu s ASEK se počítá s uplatněním jaderných elektráren. Existují záměry na výstavbu až dvou bloků v JE Temelín, kde by se jednalo o rozšíření stávajícího zdroje, a dále na výstavbu až dvou bloků v JE Dukovany. V případě JEDU by šlo o postupné nahrazování stávajícího zdroje, ale s překrytím provozu stávajících čtyř bloků. Ukončení provozu zdejších stávajících bloků je předpokládáno alternativě, a to v desetiletých krocích, tzn. buď po roce 2025, nebo po roce 2035, a v krajním případě i po roce 2045. Rozvoj jaderné energetiky však může být ovlivněn deformací evropského energetického trhu ve vazbě na příslušnou evropskou legislativu.

## KLASICKÉ UHELNÉ ELEKTRÁRNY

Postavení uhelných elektráren bude postupně oslabováno. Ve vazbě na docházející zásoby hnědého uhlí, mimo jiné i z důvodu platnosti územně-ekologických limitů, nebude dostatek paliva pro celý rozsah stávajících hnědouhelných zdrojů. Tato skutečnost je platná i bez ohledu na to, že v roce 2013 byly mezi energetickými subjekty a uhelnými společnostmi nastaveny dlouhodobé smluvní vztahy na dodávky uhlí. Tyto vztahy se totiž týkají těch zásob uhlí, které nejsou omezeny limity. Provoz uhelných zdrojů bude limitován i emisními normami,

a few units of kW, at the same time they will be sources with a small utilization of installed capacity. The existing classical sources with unit outputs 110 MW and 200 MW will be gradually decommissioned. It is, however, just these sources that currently represent the national average in the whole span of source outputs and, at the same time, they are key providers of the main volume of ancillary services. In the CR, it is not possible to base the energy security of the country up to 2050 only on a massive and to a great extent hard-to-predict development of a large number of distributed sources located at prosumers. However, it is beyond any doubt that the development of distributed generation must be expected and that this development can be under certain conditions quite considerable.

- An increase of the share of sources, which currently, using ordinary tools, are not able to regulate their output power. Therefore, they cannot be included in the EPS management process. These will be especially photovoltaic sources located at fixed building and, further-more, mCHP units. The development of mCHP commissioning is expected to come about in the course of the boiler park renewal. The tools for the management of these sources may exist potentially in the future – this will be a topic for the development of the smart grid system.

## NUCLEAR POWER PLANTS

In accordance with the SEPR, we expect a larger use for nuclear power plants (NPPs). Intentions exist for the construction of up to two generating units in the Temelín NPP, where it would mean an extension of an existing source and, furthermore, for the construction of up to two generating units in the Dukovany NPP. These plans would mean in case of Dukovany a gradual replacement of the source, yet with overlapping operation of the currently existing four generating units. The end of operation of generating units existing here is scheduled in three major alternatives, by 10-years steps, that is, either after the year 2025 or after the year 2035 and in the limiting case after the year 2045. The development of nuclear energy industry may be affected, however, by certain distortions of the all-European energy trade associated with the relevant European legislative.

## CLASSICAL COAL POWER PLANTS

The position of coal power plants in the Czech EPS will gradually weaken. In relation to brown coal reserves running out and also because of the existence of land-ecological limits, the full range of

kteřé vyplývají z evropské legislativy. Příslušná omezení vyžadují buď řízené ukončení provozu ve stanovených termínech, nebo podstatnou změnu ekologických parametrů. Tyto požadavky ve vazbě na nedostatek hnědého uhlí mohou znamenat změnu primárního paliva, což může někdy vést ke změně technologie, a tím ke ztrátě konkurenceschopnosti tepláren ve vztahu k individuální či spíše lokální výrobě tepla.

## ZDROJE NA ZEMNÍ PLYN

Vzhledem k vývoji cen plynu a elektřiny se ukazuje, že dřívější záměry na rozsáhlou výstavbu paroplynových zdrojů bude nutné redukovat. I když ještě před pěti lety existovala řada záměrů, zrealizována byla pouze výstavba PPC Počerady, a i tento zdroj je dnes využíván minimálně. Je tedy zřejmé, že taková zařízení budou provozována spíše jako záložní. V průběhu dalších let může dojít k vyššímu využívání zemního plynu v teplárenství. Bude to vyvoláno nedostatkem uhlí, emisními požadavky včetně změny poměrů v cenách povolenek i prostým dožitím stávající technologie. Lze tedy předpokládat, že mnohé teplárny a závodní výroby budou muset při KVET více užívat zemní plyn. V dlouhodobém výhledu se více uplatní zdroje na zemní plyn. Jejich význam bude spočívat v pokrytí prostého nedostatku výkonu pro výrobu energie i výkonu pro regulační služby. Bude se jednat buď o paroplynové cykly, nebo jen o spalovací turbíny pro rychlé starty.

## DECENTRÁLNÍ ZDROJE

Rozvoj decentrálních zdrojů bude podstatným faktorem, který ovlivní ES ČR a v analýzách je řešen ve vazbě na Národní akční plán pro OZE a ve vazbě na ASEK. Rozhodující rozvoj se očekává u FVE a VTE. Naproti tomu v případě bioplynových elektráren a biomasy se uvažují střídmější trendy vývoje. U malých vodních elektráren se počítá s drobnými přírůstky, nevýznamné bude i uplatnění geotermálních elektráren. Uplatnění OZE má v jistém smyslu i politický podtext. Jejich rozvoj v posledních letech byl překotný a byl vyvolán nadstandardní finanční podporou. Je

existing brown coal sources will not have enough fuel. This fact is valid disregarding the establishment of long-term contractual relations between the key energy subjects and coal companies for the supply of coal in 2013. As a matter of fact, these relations apply to coal reserves with planned long-term utilization, which are not subject to restrictions due to land-ecological limits. The operation of coal sources can be further limited by emission standards that result from the European legislative. The pertinent restrictions require from generators either a controlled termination of operation at given deadlines or a substantial change of environmental parameters. These changes, in relation to the shortage of domestic brown coal, can mean the change of the primary source, which can sometimes lead to the basic change of technology and thus the loss of the competitiveness of heating plants in relation to individual or rather local generation of heat.

## SOURCES USING NATURAL GAS

In view of the development in the sphere of gas prices, it turns out in the last time, that previous intentions for an extensive process of building steam-gas units will have to be seriously reduced. Even if there was a number of intentions as late as five years ago, the only project that was realized, was the construction of the steam-gas unit in Počerady. Even this source is today used at a minimum, in spite of original plans to operate it as a semi-peak power station. Therefore, it is apparent that these facilities will be operated rather as backup sources. In the medium-term horizon, a higher degree of natural gas utilization may occur in the heat industry. This will be caused by the shortage of existing coal, by emission requirements including the change of prices of emission allowances for CO<sub>2</sub> and also simply by the end of service life of the current technology. Therefore, it can be assumed that many heating plants and industrial generators will have to use more natural gas in the electricity generation in the CHP mode. In the long-term outlook, because of the shortage of power for the generation of both energy and power for regulation services, large natural gas sources will come more to the use, namely as units with steam-gas cycles or just as combustion turbines for quick starts.

## DISTRIBUTED SOURCES

The development of RES will be in both the medium-term and long-term outlook an essential factor, which will affect the EPS CR. This development is investigated in the analyses in the mutual relation with the National Action Plan for RES and also in the context of

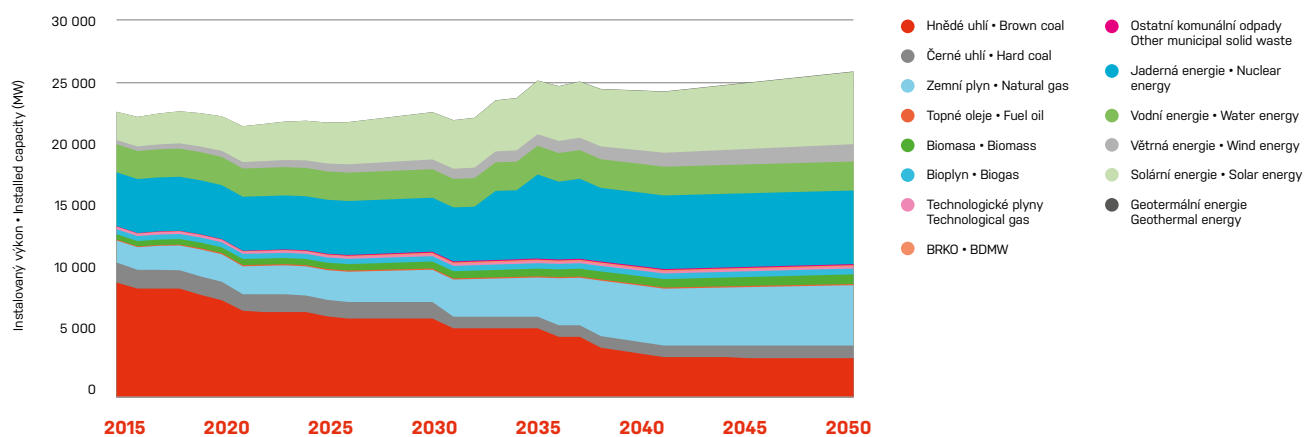
proto otázka, jak bude do budoucna únosné zvyšovat zátěž obyvatelstva i průmyslu navyšováním platby na podporu OZE. V průběhu celého analyzovaného období se předpokládá růst významu mikrokogeneračních zdrojů s instalovanými výkony v řádu kW, a to na úrovni nízkého napětí, tj. v domácnostech a v podnikatelském maloodběru. Tato kategorie zdrojů byla uvažována alternativně, v nejvyšší variantě rozvoje až na úrovni přes 2 800 MW v roce 2050. Je potřebné zdůraznit, že ve všech variantách jsou navrženy a k výstavbě doporučeny i nové zdroje velkých jednotkových výkonů. Tyto zdroje poskytují jak elektřinu v základním pásmu zatížení, tak regulační služby. Kromě toho mají oproti mikrozdrojům nižší investiční náročnost.

Údaje o instalovaných výkonech jsou uvedeny pro variantu Koncepční na **obr. 4**. Porovnání skladby celkového instalovaného výkonu ES ČR dle technologických skupin pro rok 2050 ukazuje pro všechny analyzované varianty **obr. 5**. Instalovaný výkon zdrojů v ES ČR uvádí pro variantu Koncepční **tab. 4**.

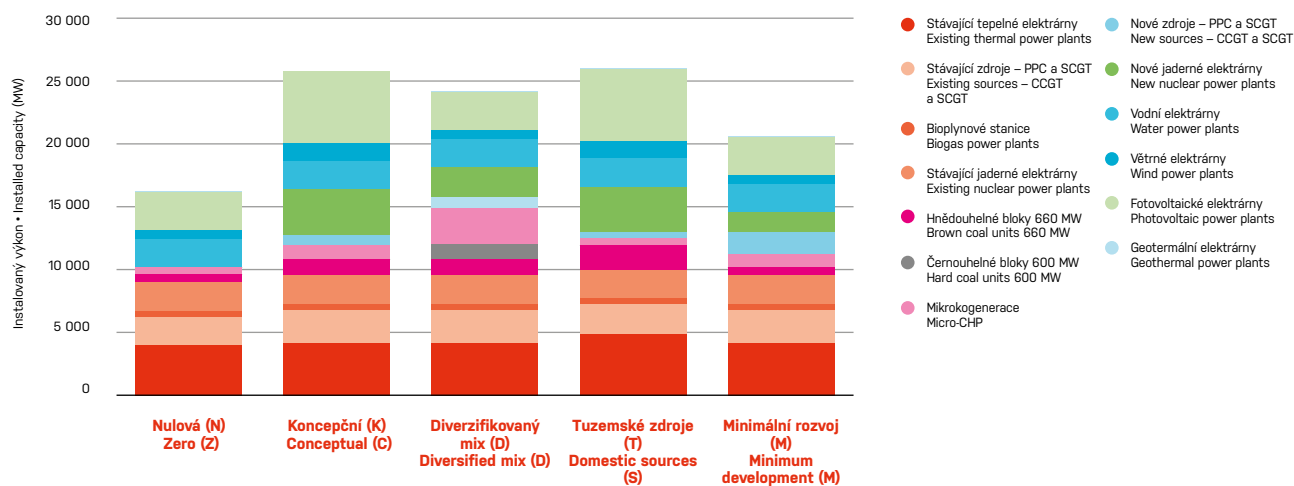
SEPR. The most substantial development is expected in the field of photovoltaic sources and wind power plants. In contrast, in case of biogas/biomass power plants more modest trends of development are considered. As regards small hydro power plants, only minute increments are expected, the same holds true for the application of geothermal power plants. It is desirable to note that the application of RES has to some sense a political undertone. Their development in the recent few years has been somewhat precipitous and was brought about by the more-than-standard financial support of the generation. Therefore, it is a question, whether it will be bearable to increase the financial burden of both population and industry by increasing the RES support payments. In the course of the whole period analyzed, we assume the increase of the significance of mCHP units with installed outputs of the order of units of kW, and that at the LV level, i.e., in households and in business retail. This category of sources was introduced as an alternative, in the highest variant of the development, at the level in excess of 2,800 MW in 2050. In summary, it is necessary to emphasize, that all variants suggest and recommend for construction new sources of large unit capacities which, apart from the lower investment requirements in comparison with microsources, provide both baseload electricity and regulation services.

Data on the installed capacities for the Conceptual variant are shown in **Fig. 4** and **Tab. 4**. **Fig. 5** shows comparison of structure of the CR PS total installed capacity according to technological groups in 2050.

**Obr. 4** Instalovaný výkon zdrojů ES ČR dle primárních zdrojů – varianta Koncepční (K)  
**Fig. 4** Installed capacity of PS sources according to primary sources – Conceptual variant (C)



**Obr. 5** Porovnání skladby instalovaného výkonu ES ČR dle variant, rok 2050  
**Fig. 5** Comparison of installed capacity of CR PS according to variants, year 2050





**Tab. 4 Instalovaný výkon zdrojů ES ČR (MW) – varianta Koncepční (K)**

**Tab. 4 Installed capacity of CR PS sources (MW) – Conceptual variant (C)**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Stávající tepelné elektrárny Existing thermal power plants	10 631	9 124	7 100	7 054	5 958	4 303	4 109	4 164
Stávající zdroje – PPC a SCGT Existing sources – CCGT a SCGT	1 875	2 126	2 166	2 206	2 575	2 615	2 655	2 695
Bioplynové stanice Biogas power plants	396	406	415	424	434	443	452	462
Stávající jaderné elektrárny Existing nuclear power plants	4 290	4 290	4 290	4 290	4 290	2 250	2 250	2 250
Hnědouhelné bloky Brown coal units 660 MW	660	660	1 320	1 320	1 320	1 320	1 320	1 320
Mikrokogenerace • Micro-CHP	17	240	397	557	717	877	992	1 106
Nové zdroje – PPC a SCGT New sources – CCGT a SCGT	0	0	0	0	0	825	825	825
Nové jaderné elektrárny New nuclear power plants	0	0	0	0	2 400	3 600	3 600	3 600
Vodní elektrárny Water power plants	2 233	2 243	2 253	2 263	2 273	2 283	2 293	2 303
Větrné elektrárny Wind power plants	330	480	630	780	930	1 080	1 230	1 380
Fotovoltaické elektrárny Photovoltaic power plants	2 250	2 750	3 250	3 750	4 250	4 750	5 250	5 750
Geotermální elektrárny Geothermal power plants	0	1	6	11	16	21	26	31
<b>ES ČR celkem • CR PS total</b>	<b>22 683</b>	<b>22 320</b>	<b>21 827</b>	<b>22 655</b>	<b>25 163</b>	<b>24 368</b>	<b>25 002</b>	<b>25 886</b>

## PROVOZ ES ČR V OBDOBÍ DO ROKU 2050

Provoz ES ČR byl simulačně prověřován v několika variantách možného rozvoje se zaměřením na zajištění výkonové bilance s požadovanou spolehlivostí, s respektováním dostupnosti paliv, potřeb zásobování teplem, při zohlednění provozu decentrálních zdrojů a dalších faktorů.

### Střednědobý horizont

Z hlediska spolehlivosti výkonové bilance lze považovat toto období za výkonově přebytečné, s možností značných exportů elektřiny. Struktura výrobní základny zůstává dobrá, lze očekávat naplnění potřebných regulačních rezerv a provoz soustavy bez anomálií. Hlavním omezujícím faktorem uplatnění výrobních kapacit na trhu s elektřinou jsou snižující se dostupnost tuzemského hnědého uhlí a výrobní náklady použitých technologií. Očekávají se dobré podmínky pro provoz jaderných elektráren, naopak problematická zůstává situace elektráren na zemní plyn. Nová denní akumulace elektřiny není pro provoz v tomto období potřebná.

### Dlouhodobý horizont

Rozvoj výrobní základny je s ohledem na trvající nejistoty budoucích okolností vývoje řešen variantně, přičemž základním kritériem bylo dodržení požadované (racionální) spolehlivosti výkonové bilance. Vzhledem ke značné délce řešeného období až do roku 2050 se, vedle požadovaného stavu charakterizovaného mírným přebytkem výkonu, připouštělo řešení přechodných období nedostatku výkonu (vyplývajících z diskretnosti výstavby např. nových jaderných bloků) časově omezenými dovozy elektřiny. V závěrečné dekádě se pak připouštělo i využití pravidelnějších, avšak nižších dovozů elektřiny na vyrovnání výkonové a výrobní bilance, jak ukazuje **obr. 6**. Ve variantě počítající s vyšším dovozem paliv ze zahraničí je tento dovoz doprovázen vyšší celkovou mírou dovozů elektřiny, a jde tedy o formu diverzifikace dovozu energie.

## OPERATION OF CR PS IN THE PERIOD UP TO 2050

The operation of CR PS has been analyzed in detail by simulations of several scenarios of the potential development with the focus on assuring power balance with the required reliability and also with respect to securing fuels, reaching energy security and providing heat supply, when also further circumstances are considered, among else the operation of distributed sources, emissions, ability to regulate, network operation, couplings to abroad and other factors in their mutual interdependence.

### Medium-term outlook

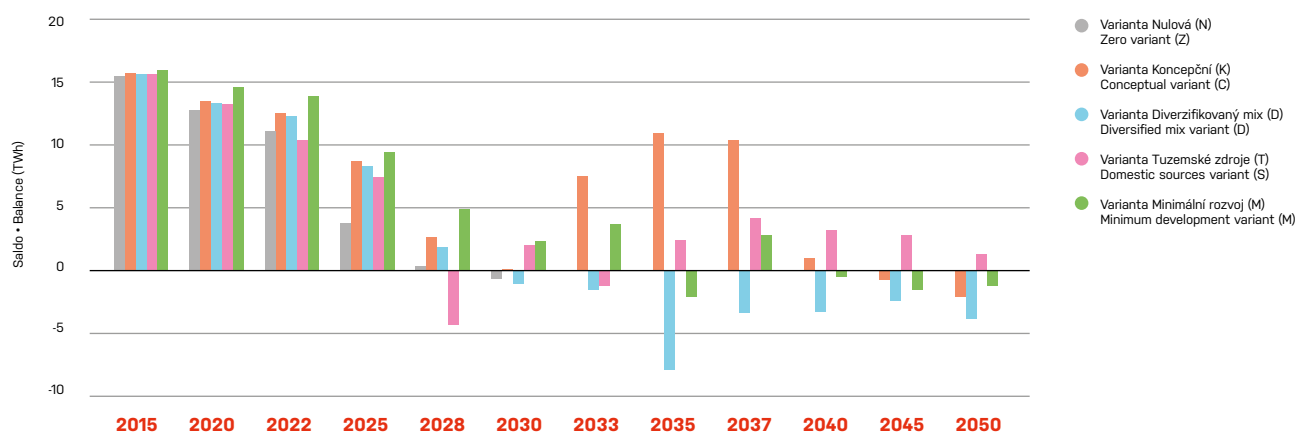
Regarding the reliability of the power balance, this period can be characterized as a period with power surplus and with the possibility of considerable electricity exports. The structure of the generation base of the CR PS remains good; the necessary regulation reserves will be satisfied, the operation of the system will be without any anomalies. The main limiting factor for the application of generation capacities at the electricity market is the decreasing availability of domestic brown coal and production costs of technologies. It is expected, that conditions for the operation of nuclear PPs will be good, whereas, for the same reason, the situation of power plants firing natural gas remains, in contrast, problematic. The new daily accumulation of electricity for the operation of the system in this period is not necessary.

### Long-term outlook

The development of the generation base of the CR PS, under the conditions of persisting uncertainty of future circumstances of the development, was analyzed in a number of variants; yet in all variants, the basic criterion was the meeting of the required (rational) reliability of the power balance. In view of the considerable length of the analyzed period, up to the year 2050, more different target states were allowed: a moderate power surplus and also transitional periods of electricity shortage, resulting from the discrete character of the construction of new generating units, to be taken care of by electricity imports, or the utilization of more regular, yet lower electricity imports in the last decade of the analyzed period, which is visible on **Fig. 6**. The total volume of imports is lower in the variant oriented toward the utilization of domestic sources. In the

**Obr. 6** Navrhované roční objemy reálně použitého salda obchodu s elektřinou  
export (+), import (-)

**Fig. 6** The drafted volumes of realistically used electricity trade balance  
export (+), import (-)



Zajištění provozovatelnosti ES je s ohledem na klesající podíl systémových regulujících zdrojů a současně stoupající podíl intermitentních zdrojů postupně stále obtížnější. Provozovatelnost je možné zajistit, avšak je k tomu nutno využít dnes ještě nestandardních možností a prostředků. Těmi jsou odpojování dodávky elektřiny z FVE jako formy záporné regulace výkonu do výše maximálně 5% z jejich ročního objemu dodávek. U variant s vyšším podílem OZE přistupují jako další prostředky: a) instalace denní akumulace elektřiny postupně až do 1500 MW v roce 2050, u které se počítá s využitím 10% jejího výkonu v sekundární regulaci, b) instalace elektrických kotlů u části výroben dodávajících teplo do systémů CZT a jejich možného využití jako záporné regulační rezervy (tzv. elektroteplo). Určité nedostatky regulačních rezerv však byly indikovány ve většině variant pro různá období, nejčastěji po roce 2040.

Po roce 2025 je nutno počítat s určitou mírou vyššího zapojení jaderných bloků do regulace, a tím snížení jejich využití pohotového výkonu. I v rámci tohoto faktoru je možno hodnotit jejich využívání jako uspokojivé a totéž platí i pro skupinu systémových elektráren spalujících tuhá paliva. V tom hrají příznivou roli také nové teplárenské paroplynové bloky, které

variant counting on higher fuel imports from abroad, this import is accompanied by a higher total volume of electricity imports, so that it is just a form of the diversification of energy imports.

Securing the ability to operate the Czech EPS is, when considering the decreasing share of system regulation sources and at the same time the increasing share of intermittent sources in the system, is becoming gradually more and more difficult. The ability to operate can be secured, it is true, but it is necessary to use possibilities, tools and means that are today not standard. They include, among else, the disconnection of electricity supply from the photovoltaic power plants (PVPP), as a form of negative power regulation, up to the volume of 5% of their annual volume of supplies, at the most. Furthermore, in variants with a higher share of RES installations, the ability to operate will be secured by the daily accumulation of electricity, gradually up to the volume of 1,500 MW in the year 2050, with the utilization of up to 10% of their installed capacity in the secondary regulation, and finally the installation of electric boilers at a part of generating units supplying heat to Centralized Heat Supply systems and their potential utilization as a negative regulation reserves (so-called electro-heat). Certain shortcomings of regulation reserves, however, were indicated in each variant for various periods, most frequently after 2040.

mají trojí efekt. Podílejí se na řešení klesající těžby hnědého uhlí, na zajištění přežití systémů CZT a na regulačních rezervách (relativně více proti nahrazovaným hnědouhelným zdrojům).

Pro výkonovou přiměřenost podle ENTSO-E by měla platit podmínka, že hodnota výkonového zůstatku (RC) je větší nebo rovna přiměřené rezervě výkonu (ARM). Tato podmínka je splněna pro červencové hodnoty do roku 2030, zatímco pro lednové hodnoty jen do roku 2025. Situace se zhoršuje rokem 2031. K dramatickému zhoršení dochází u varianty Nulové počínaje rokem 2035, kdy soustava nedisponuje potřebným množstvím výrobních kapacit, a proto není varianta dále provozně řešena. U ostatních variant jsou lednové hodnoty rovněž záporné, avšak výrazně lepší a pro červenec dosahují převážně kladných hodnot. Vývoj očekávané výkonové přiměřenosti podle ENTSO-E ukazují **obr. 7** a **obr. 8**.

Úplnou výrobní bilanci pro variantu Konceptční uvádí **tab. 5**. Stranu dodávky z úplné výrobní bilance pro všechny varianty ilustruje **obr. 9**. Celkově je možno ES ČR charakterizovat v počátečním období jako soustavu s exportním potenciálem, který postupně klesá diferencovaně podle rozvojových variant až k nule. V závěrečném období bude nutno počítat dokonce i s importy elektřiny. Pro zajištění provozovatelnosti u variant s vysokou instalací OZE musí soustava disponovat další denní akumulací různých forem a využitím elektrotepla jako záporné regulační rezervy. Je také nutné počítat s vyšší účastí provozovaných zdrojů v regulaci (včetně OZE).

After 2025, it is necessary to consider a higher degree of inclusion of nuclear generating units into the regulation and thus the reduction of the available power utilization. Within this framework, it is possible to rate their utilization as satisfactory and this applies also for the group of system power plants firing solid fuels. In this regard, steam-gas units of new heating plants play a positive role. They have a threefold effect. They participate in the solution of decreasing brown coal mining, in securing the survival of central heat supply system and in regulation (relatively more in comparison with brown coal sources being replaced).

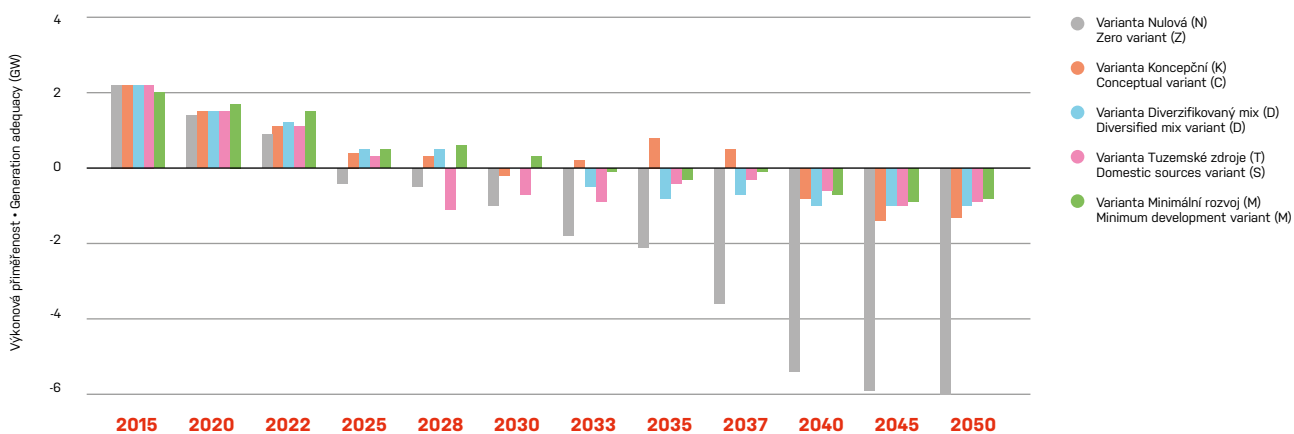
For generation adequacy according to ENTSO-E, the condition that the value of remaining capacity is greater or equal to adequate reference margin ( $RC \geq ARM$ ) shall apply. For July values, the condition is met by 2030 while for January values only by 2025. The situation gets worse from 2031. For the Zero variant, dramatic decline appears in 2035 when the system does not have sufficient generation capacity available, which is why operation of the variant is not dealt with for the following years. In other variants, January values are also negative but significantly better and for July, the values are positive. Development of the anticipated generation adequacy according to ENTSO-E is shown in **Fig. 7** and **Fig. 8**.

Complete power balance for the Conceptual variant is shown in **Tab. 5**. Supply side of the complete power balance for all variants is illustrated in **Fig. 9**. In total, the CR PS can be characterized in the initial period as a system with export potential, which gradually decreases, in different ways, according to the variants of the development, down to zero; in the closing period, it will be necessary to consider electricity imports. In order to guarantee the ability of the CR PS to operate, in variants with a high degree of installation of intermittent sources, the system must have available more daily accumulation of electricity in various forms as well as the utilization of electroheat as a negative regulation reserve. It is also necessary to calculate with a higher participation of operated sources in the regulation (including RES).



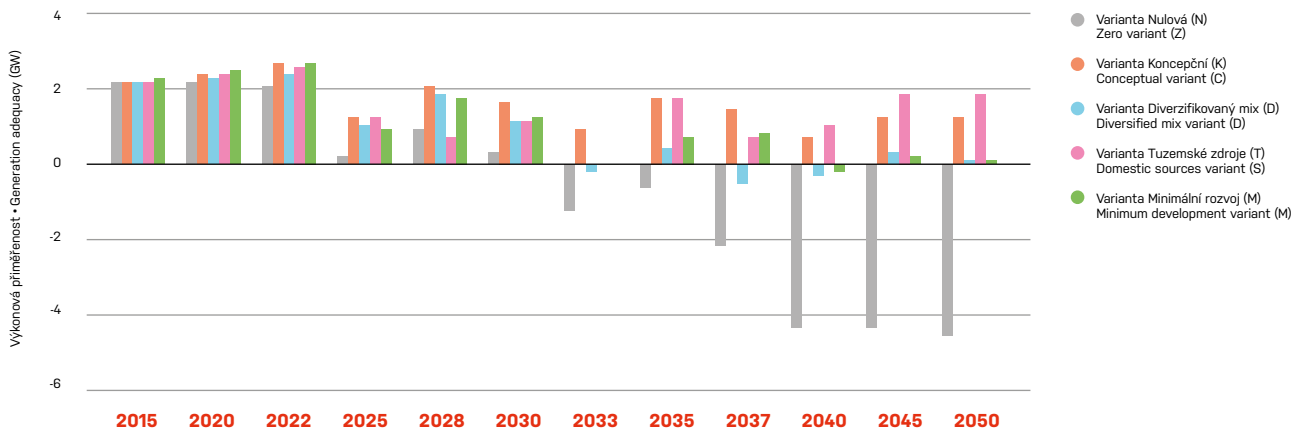
**Obr. 7** Vývoj očekávané výkonové přiměřenosti podle ENTSO-E – leden, 3. středa, 19:00  
 (Remaining Capacity minus Adequacy Reference Margin)

**Fig. 7** Development of the anticipated generation adequacy according to ENTSO-E – January, 3rd Wednesday, 7.00 p.m.  
 (Remaining Capacity minus Adequacy Reference Margin)



**Obr. 8** Vývoj očekávané výkonové přiměřenosti podle ENTSO-E – červenec, 3. středa, 11:00  
 (Remaining Capacity minus Adequacy Reference Margin)

**Fig. 8** Development of the anticipated generation adequacy according to ENTSO-E – July, 3rd Wednesday, 11.00 a.m.  
 (Remaining Capacity minus Adequacy Reference Margin)

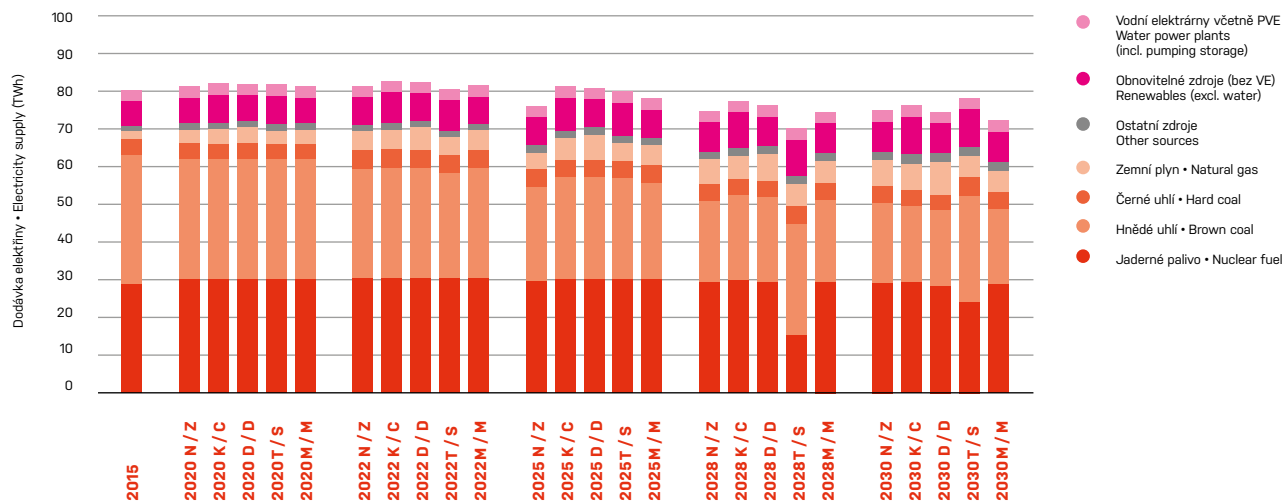


Tab. 5 Úplná výrobní bilance ES ČR pro zvolené roky – varianta Konceptní (GWh)

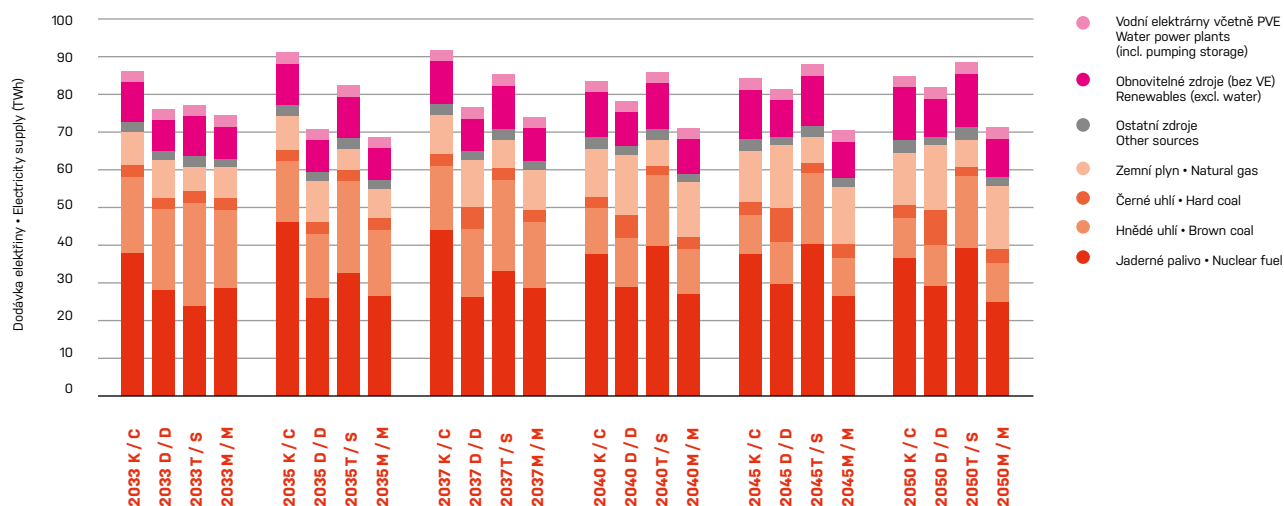
Tab. 5 Full CR PS power balance for selected years of Conceptual variant (GWh)

Skupina zdrojů • Power source category:	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>Dodávka elektřiny celkem • Total net generation</b>	<b>80 540</b>	<b>82 087</b>	<b>81 271</b>	<b>76 311</b>	<b>90 964</b>	<b>83 463</b>	<b>84 043</b>	<b>84 793</b>
<b>Elektrárny na fosilní paliva a biomasu</b> <b>Fossil fuel and biomass power plants</b>	<b>45 919</b>	<b>45 244</b>	<b>43 566</b>	<b>38 130</b>	<b>35 052</b>	<b>35 207</b>	<b>34 984</b>	<b>35 694</b>
– elektřina z hnědého uhlí electricity from brown coal	34 497	31 938	27 119	20 230	15 949	12 021	10 387	10 545
– elektřina z černého uhlí electricity from hard coal	4 186	4 016	4 550	4 066	2 928	3 056	3 435	3 445
– elektřina ze zemního plynu electricity from natural gas	2 105	3 751	5 792	7 136	9 199	12 831	13 582	13 828
– elektřina z biomasy electricity from biomass	1 298	1 415	1 710	1 910	2 133	2 401	2 626	2 866
– elektřina z bioplynu electricity from biogas	2 382	2 438	2 494	2 551	2 607	2 663	2 719	2 775
– elektřina z ostatních zdrojů electricity from other fuels	1 451	1 686	1 900	2 237	2 236	2 235	2 235	2 235
<b>Vodní elektrárny • Hydro power plants</b>	<b>2 944</b>	<b>3 013</b>	<b>3 028</b>	<b>3 046</b>	<b>3 020</b>	<b>3 010</b>	<b>2 991</b>	<b>2 991</b>
– přečerpávací • pumped storage	642	665	651	632	569	515	467	429
<b>Větrné elektrárny • Wind power plants</b>	<b>653</b>	<b>950</b>	<b>1 247</b>	<b>1 544</b>	<b>1 841</b>	<b>2 138</b>	<b>2 435</b>	<b>2 732</b>
<b>Geotermální elektrárny • Geothermal power plants</b>	<b>0</b>	<b>3</b>	<b>19</b>	<b>35</b>	<b>52</b>	<b>68</b>	<b>84</b>	<b>100</b>
<b>Fotovoltaické elektrárny</b> <b>Photovoltaic power plants</b>	<b>2 250</b>	<b>2 750</b>	<b>3 250</b>	<b>3 750</b>	<b>4 250</b>	<b>4 750</b>	<b>5 249</b>	<b>5 749</b>
<b>Jaderné elektrárny • Nuclear power plants</b>	<b>28 773</b>	<b>30 128</b>	<b>30 160</b>	<b>29 428</b>	<b>46 132</b>	<b>37 551</b>	<b>37 429</b>	<b>36 497</b>
<b>Dodávka z akumulace • Supply from accumulation</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>377</b>	<b>617</b>	<b>740</b>	<b>870</b>	<b>1 029</b>
Saldo zahraničí • Foreign balance	-16 276	-13 973	-9 029	-89	-11 317	-1 022	797	2 217
<b>Zdroje celkem (obstaráno celkem)</b> <b>Power sources in total (provided total)</b>	<b>64 264</b>	<b>68 114</b>	<b>72 241</b>	<b>76 222</b>	<b>79 646</b>	<b>82 442</b>	<b>84 840</b>	<b>87 011</b>
Tuzemská spotřeba netto + síťové ztráty Net domestic consumption incl. losses	63 437	67 256	71 397	74 903	78 095	80 802	83 091	85 100
Spotřeba na čerpání • Pumping	828	858	844	814	728	654	590	538
Akumulace elektrické energie Electricity accumulation	0	0	0	506	823	986	1 160	1 373
<b>Tuzemská spotřeba (užito celkem)</b> <b>Domestic consumption (used total)</b>	<b>64 264</b>	<b>68 114</b>	<b>72 241</b>	<b>76 222</b>	<b>79 646</b>	<b>82 442</b>	<b>84 840</b>	<b>87 011</b>
<b>Výroba elektřiny celkem • Total gross generation</b>	<b>86 667</b>	<b>88 060</b>	<b>86 848</b>	<b>81 150</b>	<b>96 146</b>	<b>87 796</b>	<b>88 263</b>	<b>89 009</b>
<b>Vlastní spotřeba celkem • Self-consumption in total</b>	<b>6 127</b>	<b>5 973</b>	<b>5 577</b>	<b>4 839</b>	<b>5 182</b>	<b>4 332</b>	<b>4 220</b>	<b>4 215</b>
<b>Tuzemská spotřeba brutto</b> <b>Gross domestic consumption</b>	<b>70 391</b>	<b>74 087</b>	<b>77 819</b>	<b>81 061</b>	<b>84 829</b>	<b>86 774</b>	<b>89 060</b>	<b>91 226</b>

**Obr. 9** Dodávky elektřiny dle primárních zdrojů (část 1)  
**Fig. 9** Electricity supplies according to fuels (part 1)



**Obr. 9** Dodávky elektřiny dle primárních zdrojů (část 2)  
**Fig. 9** Electricity supplies according to fuels (part 2)



## ZAJIŠTĚNÍ PROVOZU ES ČR PALIVY

Problematika zajištění primárních zdrojů pro elektroenergetiku a teplárenství je do značné míry otázkou strategické bezpečnosti státu. Ta se v určitém smyslu střetává s jinými zájmy a požadavky. Za současné situace jsou primární zdroje do značné míry zajištěny tuzemskou těžbou hnědého uhlí. Do budoucna se však z řady důvodů počítá s významným snížením tohoto podílu, což výrazně zvýší dovozní závislost ČR. Pokud jde o zabezpečení primárních zdrojů, je situace značně odlišná ve střednědobém výhledu ve srovnání s výhledem dlouhodobým.

### Střednědobý horizont

Pro střednědobý horizont je ES ČR relativně dobře zajištěna po stránce primárních paliv. Lze předpokládat, že zatím bude zabezpečen potřebný objem hnědého uhlí s tím, že zdroje nebudou moci být vytěžovány tak, jak dosud. S postupně se snižující dostupností hnědého uhlí, způsobenou jak dožíváním existujících ložisek, tak nedostupností z důvodu územně-ekologických limitů, budou klesat exportní schopnosti soustavy, a bude se tedy snižovat výroba z uhlí, aniž by bylo dotčeno pokrytí potřeb ES ČR. Významným faktorem pro provoz zdrojů, zejména v teplárenství, jsou emisní požadavky vyplývající ze směrnice 2010/75/EU, o průmyslových emisích. Z důvodu nutnosti plnit emisní opatření bude u řady subjektů nutno řešit další vývoj. Může dojít ke změnám palivové základny, a tedy k požadavku na zajištění náhradního paliva. Bude také nutné investovat do prosté obnovy. Jak investice, tak cena náhradního paliva budou mít cenový dopad na odběratele; existuje zde tedy i podstatná sociální otázka.

### Dlouhodobý horizont

V dlouhodobém výhledu bude ES ČR potenciálně ohrožována nedostatkem hnědého uhlí. Protože nebude možné ho dodat ve stávajícím rozsahu, bude nutno odstavit řadu stávajících zdrojů, zejména zdrojů s bloky 110 MW i 200 MW. Hlavní tíhu nedostatku uhlí však ponese teplárenské zdroje. U nich bude muset být další směřování jejich vývoje rozhodnuto s dostatečným předstihem. Navýší se tedy rozsah zdrojů, které budou muset být zásobovány náhradním palivem, převážně

## FUEL FOR ELECTRICITY AND HEATING INDUSTRIES

The issue of guaranteeing primary sources for electric power industry and heat industry is to a considerable measure the question of the strategic security of the country. This question encounters in a certain manner with other interests and requirements. Under present conditions, primary sources are to a considerable extent guaranteed by the domestic brown coal mining. For the future, this share will be substantially reduced, because of a number of reasons, which will markedly increase the import dependence of the CR. As far as the security of primary sources is concerned, the situation is considerably different in medium-term outlook in comparison with long-term outlook.

### Medium-term outlook

In the medium-term horizon, the EPS CR is relatively well provided with primary fuels. It can be assumed that for the time being, the necessary volume of brown coal will be guaranteed, just with the constraint that the sources cannot be mined in the same manner as today. The availability of brown coal will gradually decrease, due both to the ending life of current deposits and to their unavailability because of the land-ecological limits. Electricity generation from coal will thus be reduced. Export capacities of the system will get smaller, but the needs of the EPS CR will still be satisfied. An important factor for the operation of sources, especially in the heat industry, are emission requirements resulting from the Directive 2010/75/EU on industrial emissions. Because of the necessity to meet emission measures, a number of generators will have to deal, on a relatively fundamental level, with the further development. Thus changes of fuel base may come about. As a consequence, replacement fuels will have to be provided, but it will be necessary to invest into the renewal of generation facilities. Both the investment and the price of the replacement fuel will have a price impact on customers; hence, this replacement is also a major social issue.

### Long-term outlook

V long-term outlook, the EPS CR will potentially be put in danger by the shortage of brown coal. Brown coal will not be supplied in the current volume, it will be necessary to decommission a number of

zemním plynem, částečně dovozovým černým uhlím a částečně také biomasou.

Podstatným faktorem v sektoru paliv je otázka územně-ekologických limitů. Je nutno zdůraznit, že v dlouhodobém vývoji se jedná jen o jeden z aspektů, který ovlivní dostatečnost paliv. Těžba hnědého uhlí se bude snižovat z důvodu postupného vyčerpávání lokalit, které nejsou omezením limity zasaženy. Situace v zásobování se tedy bude dost zhoršovat sama o sobě bez ohledu na existenci ÚEL. Při jejich neprolomení bude propad ještě větší. Nedostatek hnědého uhlí podstatně ovlivňuje další vývoj ES, a pokud nedojde alespoň k uvolnění limitů, bude situace v některých aspektech kritická. Tento stav je řešitelný náhradními dražšími palivy, vyššími investicemi s dopadem do koncové ceny a s vlivem na energetickou bezpečnost. V souvislosti se změnami paliv zejména pro teplárny by se musela přizpůsobit i plynárenská infrastruktura. Řada tepláren totiž nemá dostatečné kapacity přípojek plynu a vedle financí by mohly vznikat i problémy při budování nových tras přípojek (územní řízení, nesouhlas místních orgánů a obyvatelstva).

V dlouhodobém horizontu se mohou projevit i problémy v zabezpečení černým uhlím. I když postupně dojde k ukončení provozu elektrárny Dětmarovice jakožto jeho významného odběratele, zůstává na něm závislá řada tepláren v severomoravském regionu i některé další výroby. Navíc při záměně hnědého uhlí za černé by vznikaly další požadavky na objem černého uhlí. S ohledem na zbývající zásoby černého uhlí je nutno počítat s tím, že produkce bude postupně klesat. Pokud by se v rozvoji soustavy uvažovalo s novými systémovými zdroji na černé uhlí, muselo by se uvažovat hned od počátku s dovozovým uhlím.

V případě zemního plynu je jakýkoliv rozvoj jeho využívání v elektroenergetice podmíněn jeho dovozem, neboť tuzemské zdroje jsou schopny pokrýt ani ne 2% jeho spotřeby. Limitujícím faktorem není kapacita přepravní soustavy, ale spíše cena, energetická bezpečnost i obchodní obstarání výrazně větších objemů ve srovnání se současností.

Pokud by se uvažovalo s větším podílem biomasy při výrobě elektřiny a centralizovaného tepla, muselo by se přistoupit k jejímu cílenému pěstování, neboť současná produkce

existing sources, especially sources with units 110 MW and 200 MW. The main burden of the shortage will be born, however, by heating plant sources. They will require in the long-term outlook a decision about the further orientation of their development. The range of sources, which will have to be thus supplied with a replacement fuel, predominantly with natural gas, partially with imported stone coal and, in case of need, partially also with biomass.

A major factor in the fuel sector is the issue of the so-called land-ecological limits. It is necessary to stress that in the long-term development it is just one of the aspects which will affect the availability of fuel. The brown coal mining will get smaller just because of the gradual exhaustion of localities, which are not affected by land-ecological limits. The situation in the supply will, therefore, worsen substantially on its own, disregarding the problems with land-ecological limits. The drop will be just worse, if they are not cancelled. The brown coal shortage substantially affects a further development of the system and if limits are not at least partly relaxed, the situation in some aspects will become almost critical. This situation can be solved by using replacement fuels, but at the price of increasing fuel prices, also at the price of higher investments affecting end prices and, last but not least, at the price of impacting the strategic security. In the context of fuel changes, especially for the heat industry, the gas industry infrastructure would have to be adapted. As a matter of fact, a number of heating plants is not equipped with sufficient capacities of gas connections and, apart from financial issues, a problem with the preparation of new connection routes (land use procedures, disagreement of municipalities and of the local population, environmental initiatives).

In the long-term horizon, problems may arise also in securing the stone coal supplies. Even though the operation of the Dětmarovice PP, as a major stone coal consumer, will gradually terminate, a number of heating plants in the North Moravia regions will still remain dependent on stone coal, including some other generators in other regions. Moreover, the replacement of brown coal with stone coal would call new requirements for further volumes of stone coal. With regard to the remaining stone coal reserves it is necessary to take into account that its mining will gradually decrease. If the plans for the development of the EPS CR contained ideas about new stone coal system sources, any intention of this type would require, from the very beginning, the inclusion of imported stone coal.



biomasy je prakticky limitována. Nadějným může být spalování komunálního odpadu, kde existují kapacitní možnosti. Výstavba nových spaloven ovšem naráží na odpor obyvatelstva i na zájmy některých skupin prosazujících skládkování. Problematiku dostatku klasických paliv, ať už jde o uhlí, zemní plyn i biomasu obecně, nejlépe řeší vyšší využívání jaderných zdrojů. Je tedy nutno úvahy směřovat jak na prodloužení životnosti zdrojů stávajících, tak i budování nových jaderných zdrojů. V souvislosti s tím se naskýtá i možnost využití tepla z jaderných elektráren k zásobování aglomerací, např. Brna nebo Českých Budějovic.

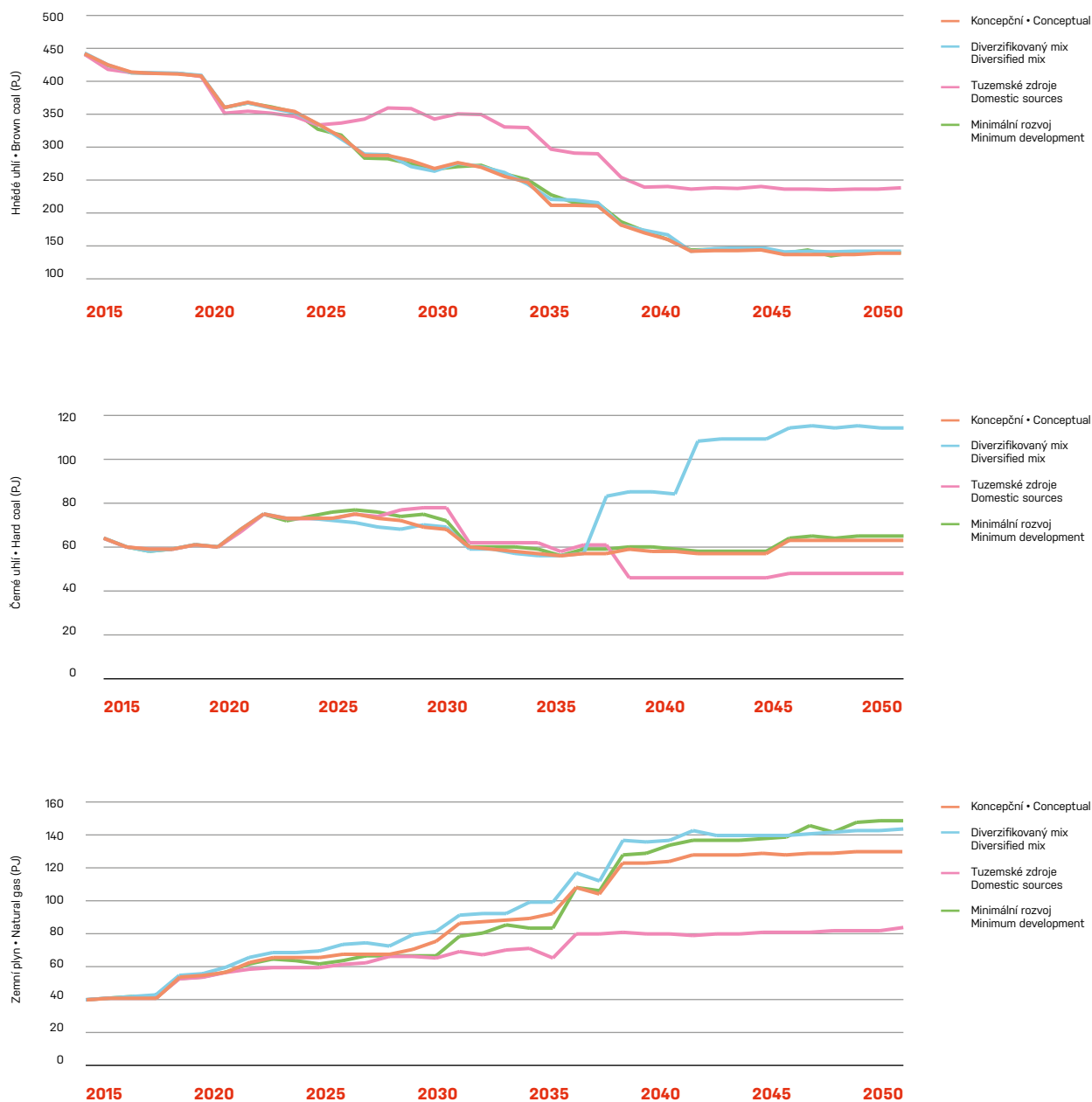
Spotřebu hnědého uhlí, černého uhlí a zemního plynu dokumentuje pro celý sledovaný horizont **obr. 10**.

In case of natural gas, any development of its use in electric power industry is subjected to the condition of its import, as domestic sources are able to meet less than 2% of its consumption. The limiting factor is not the capacity of the transport system, but rather its price, strategic security as well as commercial provision of markedly larger volumes in comparison with the present time.

If a larger share of biomass in the generation of electricity and centrally supplied heat were considered, it would be necessary to start its intentional growing, as the current biomass production is practically limited. A promising chance may be provided by communal waste incineration, where capacities and possibilities exist. The construction of new waste incineration plants encounters, however, the resistance of the population as well as intensions of some lobby groups pushing for the disposal of communal wastes by land filling. The whole issue of having enough classical fuels, be it coal, natural gas or biomass, is best dealt with by a higher utilization of nuclear sources. Therefore, the deliberations must be directed both to the extension of service life of existing sources and to the construction of new nuclear sources. In this context, it is desirable to mention that heat from nuclear PPs could be used for supplying heat to larger agglomerations, e.g. of Brno or České Budějovice.

Consumption of brown coal, hard coal and natural gas is shown in **Fig. 10**.

**Obr. 10** Spotřeba hnědého uhlí, černého uhlí a zemního plynu pro elektroenergetiku a teplárenství  
**Fig. 10** Consumption of brown coal, hard coal and natural gas for electricity and heating industry



## ENVIRONMENTÁLNÍ ASPEKTY PROVOZU A ROZVOJE ES ČR

Provoz a rozvoj ES je silně ovlivněn snahou o minimalizaci negativních dopadů na životní prostředí, zejména ovzduší. Těto snaze je podřízen nejen rozvoj ES ČR, ale prakticky i rozvoj na celoevropské úrovni, což se odráží v řadě dokumentů (ROADMAP 2050, klimatický rámec pro rok 2030).

### Střednědobý horizont

Dochází k poklesu produkce všech základních druhů emisí vznikajících při výrobě elektřiny a dodávkového tepla, což je dáno účinnějším odloučením škodlivin na provozovaných zdrojích tak, aby byla naplněna směrnice 2010/75/EU z hlediska emisních limitů. Ke snížení přispívá i postupný pokles disponibilního tuzemského hnědého uhlí. Protože jsou k dispozici pro všechny řešené varianty prakticky stejné objemy uhlí a struktura výrobního mixu se do roku 2020 (respektive 2025) významně neliší, pak jsou obdobné i výsledné bilance emisí. Největšího snížení dosahují emise SO<sub>2</sub> (pokles o více jak 14 %). Prověřované varianty do roku 2020 splňují závazky ČR v oblasti škodlivin i skleníkových plynů.

### Dlouhodobý horizont

Významný pokles produkce emisí pokračuje společně pro všechny varianty až do roku 2025. Od roku 2026 se začíná uplatňovat možnost využití hnědého uhlí za limity z lomu ČSA ve variantě Tuzemské zdroje, což sice vede k vyššímu zatížení životního prostředí, ale k menší surovinové závislosti. Jako druhá nejhorší vychází po roce 2035 varianta Diverzifikovaný mix s novými bloky na dovozové černé uhlí. Největšího poklesu produkce emisí je dosaženo ve variantě Konceptní, kde pokles činí v roce 2050 oproti roku 2015 u tuhých znečišťujících látek 45,6 %, u SO<sub>2</sub> 72,7 %, pro NO<sub>x</sub> 61,0 %, pro CO 43,5 % a pro CO<sub>2</sub> 45,4 %. K roku 2030 je plnění emisních cílů pravděpodobné, byť ne automaticky zaručené. Cíle EU pro snižování emisí skleníkových plynů k roku 2050 jsou ambiciózní a k jejich naplnění by bylo zřejmě nutné využít i technologii ukládání CO<sub>2</sub>

## ENVIRONMENTAL ASPECTS OF THE CR PS OPERATION AND DEVELOPMENT

The operation and development of the EPS CR is very strongly influenced by efforts to minimize their environmental impacts and especially their impacts on atmosphere. Not just the future development of the ES CR, but practically also the development at the all-European level, are subordinated to this effort. This is reflected in a number of topical EU documents (see e.g. ROADMAP 2050 or the 2030 framework for climate and energy policies).

### Medium-term outlook

This period will see a considerable decrease in the production of all basic forms of emissions arising in electricity generation and heat supplies; this is determined by a more efficient separation of pollutants at operated sources so that the Industrial Emissions Directive 2010/75/EU, from the point of view of emission limits will be met. A major contributor to this decrease of the volume of emissions is a gradual decrease of the reserves of available domestic brown coal for the electric power industry. In view of the fact, that all analyzed variants of development calculate with practically identical coal volumes and that their structures of the generation mix do not significantly differ from each other up till the year 2020 (or as the case may be, up till the year 2025), the resulting emission balances are similar, too. The largest reduction in this period is exhibited by sulfur dioxide (SO<sub>2</sub>) emissions (decrease by more than 14%). The variant analyzed up to 2020 meet the obligations of the CR in the field of both pollutants and GHG.

### Long-term outlook

An important decrease of the production of emissions continues together for all variants up to the year 2025. From 2026, the possibility to use brown coal beyond the limits in the ČSA mine might open and different variants yield different results. The Domestic sources variant leads to a higher burden on the environment, it is true, but it also leads to a smaller dependence on raw materials from abroad. The second worst variant emerges after 2035 and it is the Diversified mix variant with new generating units firing imported stone coal. The maximum decrease in the production of emissions is reached in the Conceptual variant. In comparison

(CCS) zejména v zemích, jejichž elektroenergetika je závislá na využití fosilních paliv. Z dnešního hlediska je situace v tomto vzdáleném horizontu neurčitá a možnosti vývoje musí být nadále analyzovány.

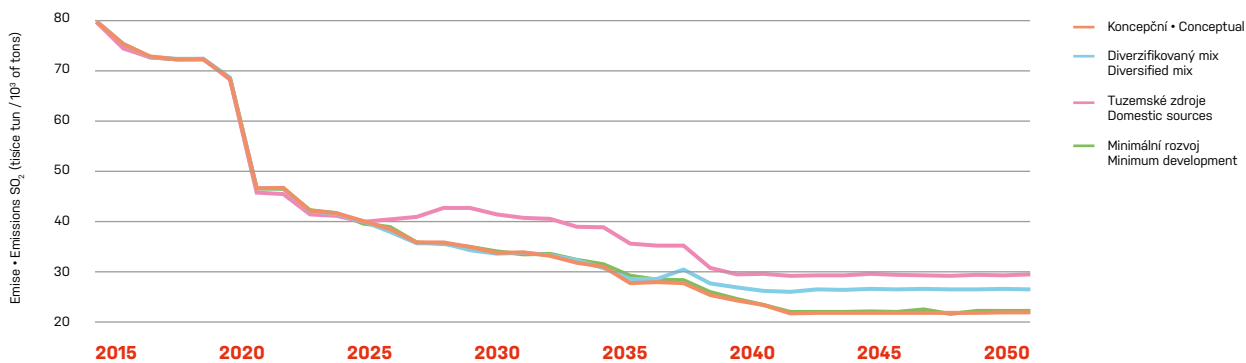
Jako příklad je na **obr. 11** uveden pro celé sledované období předpokládaný vývoj emisí SO<sub>2</sub> v oblasti elektroenergetiky. Na **obr. 12** je provedeno srovnání očekávaných emisí CO<sub>2</sub> v ES ČR s možnou alokací povolenek pro energetický sektor.

of the year 2050 versus 2015, the decrease in the volume of solid pollutants amounts to 45.6%, the decrease of SO<sub>2</sub> amounts to 72.7%, NO<sub>x</sub> to 61.0%, CO to 43.5% and CO<sub>2</sub> to 45.4% of the 2015 value. The fulfillment of emission targets in 2030 is probable, although not guaranteed automatically. The EU targets for the GHG reduction for the year 2050 are considerably ambitious and should they be met, they would necessitate the application of the CSS technology, especially in those countries, where the electric power industry is strongly dependent on the use of fossil fuels. From the current point of view, the situation in this rather distant time horizon is very uncertain and analyzing the possibilities of the development will continue.

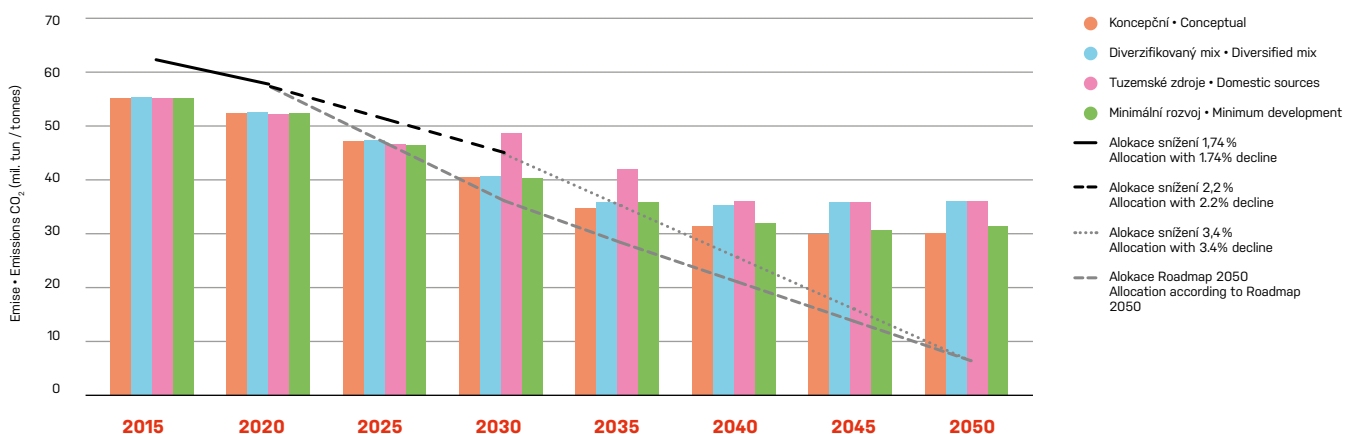
**Fig 11** shows as example development of SO<sub>2</sub> emissions in the electricity and heating industry for the whole monitored period.

**Fig. 12** shows a comparison of expected emissions of CO<sub>2</sub> in the Czech power system with the possible allocation of allowances for the energy sector.

**Obr. 11** Předpokládaný vývoj emisí SO<sub>2</sub> v oblasti elektroenergetiky a teplárenství  
**Fig. 11** Anticipated development of SO<sub>2</sub> emission in electricity and heating industry



**Obr. 12** Srovnání očekávaných emisí CO<sub>2</sub> v ES ČR s dostupným množstvím povolenek pro energetiku  
**Fig. 12** Comparison of the anticipated CO<sub>2</sub> emissions in the CR PS with the available amount of allowances



## PROVOZ A ROZVOJ ELEKTRICKÝCH SÍTÍ

Elektrické sítě jsou integračním prvkem mezi spotřebou a výrobou elektřiny a jejich funkce a využití se postupně mění a vyvíjí. Vzhledem k rozvoji decentrální výroby (DECE) se pozornost více zaměřuje na distribuční síť (DS), je však nutno respektovat, že přenosová síť (PS) stále plní nezastupitelnou úlohu při zajištění spolehlivosti provozu ES. Stále více jsou na PS kladeny nároky na zajištění mezinárodní spolupráce mezi ES, obchodních výměn na nadnárodní úrovni, a to jak v oblasti silové elektřiny, tak v budoucnu i v oblasti podpůrných služeb.

**Obr. 13** představuje síťové evropské projekty společného zájmu dle TYNDP 2014. V přenosové síti ČR jsou projekty společného zájmu zaměřeny na posílení přenosových tras ve směru z Německa přes ČR dále na jihovýchod Evropy a týkají se výstavby vedení 400 kV v oblasti západních a jižních Čech a Moravy.

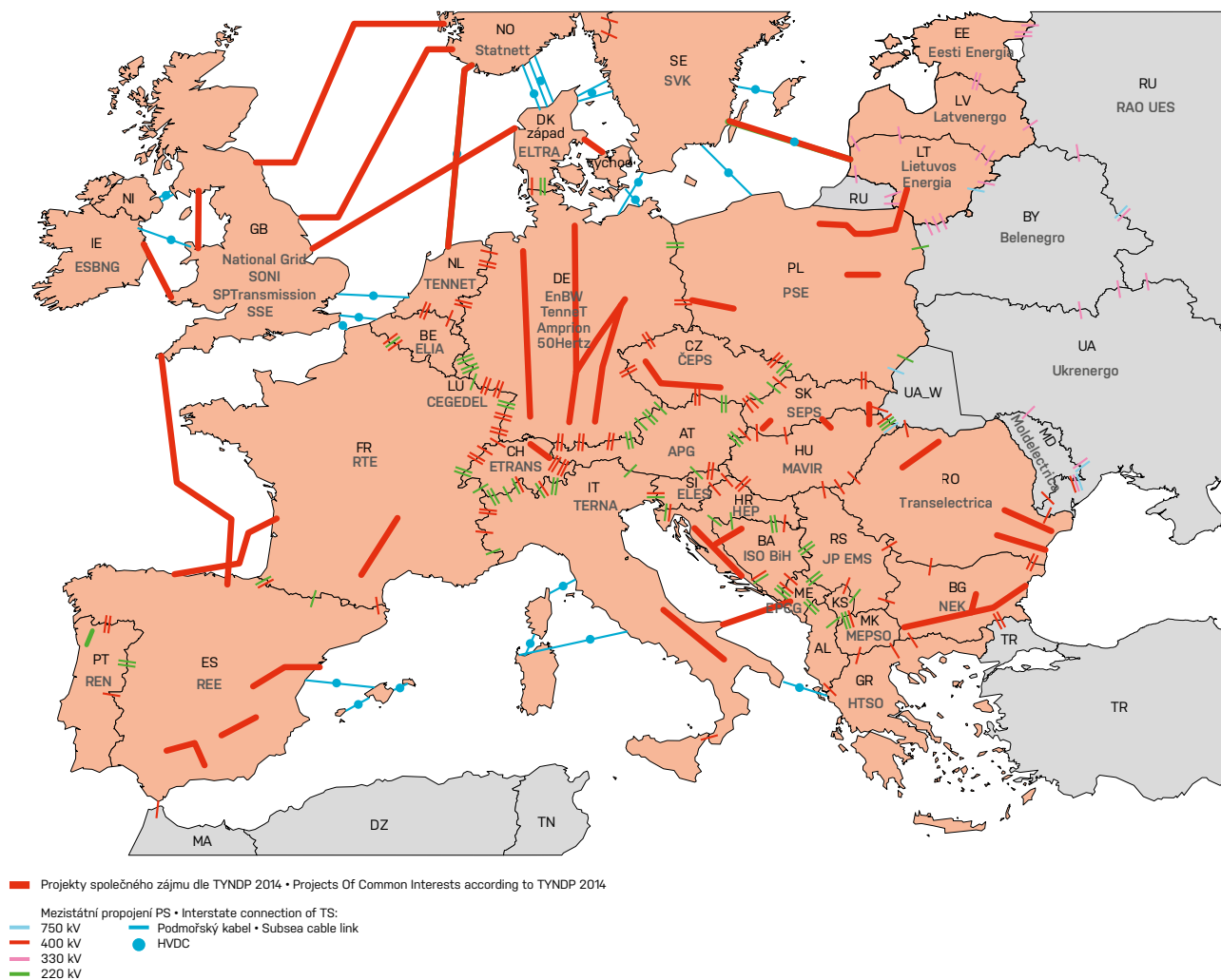
## OPERATION AND DEVELOPMENT OF ELECTRIC NETWORKS

Electric networks are an integration element between electricity consumption and electricity generation and their functionalities and utilization gradually changes and develops. As the development of distributed generation goes on, the focus is concentrated more on distribution networks. The transmission network, however, keeps meeting its irreplaceable task in securing the reliability of the Czech EPS operation. Transmission networks are more and more challenged with requirements to secure the international cooperation between EPS, commercial exchanges at supranational level, both in the field of electricity and in the future in the field of ancillary services.

**Fig. 13** introduces the Projects of Common Interest in accordance with TYNDP 2014. In the CR, the projects are focused on improving transmission routes from Germany through the CR and on to southeast Europe, and they concern the construction of 400 kV lines in west and south Bohemia and Moravia.



**Obr. 13** Rozvoj síťové infrastruktury v Evropě – projekty společného zájmu  
**Fig. 13** Development of grid infrastructure in Europe – Projects of Common Interest



### Střednědobý horizont

Připravovaný rozvoj sítí odpovídá klasickému pojetí rozvoje ES. Mimo centrální úlohy PS včetně odpovědnosti za provoz ES se zejména v DS postupně prosazuje decentralně orientovaný přístup charakterizovaný výraznějším rozvojem rozptýlené výroby. Vzhledem k tomu, že velkou část decentralních zdrojů

### Medium-term outlook

In the medium-term time span, the network development, currently under preparation, corresponds to the classical interpretation of the EPS development. Apart from the central role of the transmission system, including the responsibility for the operation of the EPS CR, distributed de-centrally oriented approach is gradually making

představují výroby s intermitentním charakterem provozu s vzájemně nesoudobou dodávkou, zůstává úloha PS pro přenos mezi centry výroby a spotřeby nezastupitelná. Tento trend vývoje výrobní základny se odráží v potřebě posilování a dostatečného dimenzování sítí všech napěťových hladin pro zajištění spolehlivého provozu ES ČR. S tím souvisí i nutnost rekonstrukcí a obnovy velké části síťových prvků dosahujících konce své technické životnosti. Při těchto nezbytných rekonstrukcích v jednotlivých částech sítí je zároveň navyšováno dimenzování a posilování síťových prvků tak, aby tyto investice odpovídaly celkové koncepci dlouhodobého rozvoje sítí všech napěťových hladin, která je provozovateli sítí stanovena.

V přenosové síti se připravuje posilování vedení 400 kV zejména v oblasti severozápadních a jižních Čech, jižní Moravy a v dalších regionech. Toto posilování směřuje jednak k zajištění vyvedení výkonu ze stávajících i nových zdrojů, jednak k zabezpečení spolehlivého provozu přenosové sítě při velkých tranzitních přenosech výkonu z Německa přes ČR směrem na jihovýchod. Tyto mnohdy neplánované mezistátní výměny, zejména na přeshraničním profilu s Německem, již v současnosti v některých situacích ohrožují spolehlivost provozu přenosové sítě ČR, a proto provozovatel PS ČEPS připravuje instalaci transformátorů s příčnou regulací (PST) do rozvodny Hradec pro řízení toků výkonu na přeshraničním profilu 400 kV Hradec–Röhrsdorf. Liniové stavby posilující jižní část přenosové sítě se podařilo zařadit do tzv. Projektů společného zájmu a jejich realizace zajistí požadovanou spolehlivost provozu přenosové sítě i při rekonstrukcích dalších vedení 400 kV.

Rozvoj distribučních sítí je vázán jednak na požadavky zajištění napájení odběratelů, jednak na postupný trvalý rozvoj decentrálních zdrojů. Tyto požadavky spolu s nezbytnou obnovou stávajících DS jsou provozovateli trvale sledovány a podle nich jsou jednotlivé investiční akce konkretizovány včetně návaznosti na dlouhodobou rozvojovou koncepci sítí a vazby na rozvoj transformačních vazeb PS/110 kV. Rozvoj distribučních sítí odpovídá potřebě zásobování odběrů v regionech. V dalším období lze očekávat, že na distribuční sítě budou kladeny nové požadavky dané zejména růstem decentrálních zdrojů, který vyvolává nezbytné úpravy jak v řízení distribučních sítí, tak v nutnosti investičních opatření

its way especially through distribution networks. This approach is characterized by a more marked development of distributed generation. In view of the fact that a large part of distributed source is represented by generating units with intermittent character of operation with uncoordinated electricity supply, the role of the transmission system for the transmission between centers of generation and centers of consumption indispensable. This trend of the development of the generation base is reflected in the need to reinforce and to dimension sufficiently the networks of all voltage levels, so as to assure a reliable operation of the EPS CR. This is related to the necessity of reconstructions and renewal of a large part of network elements, which reach the end of their service life. These unavoidable reconstructions in individual parts of the network are accompanied by an increase in their sizing any by reinforcements of network elements in such a manner that these investments correspond to the overall concept of the long-term development of networks of all voltage levels, as set by individual network operators.

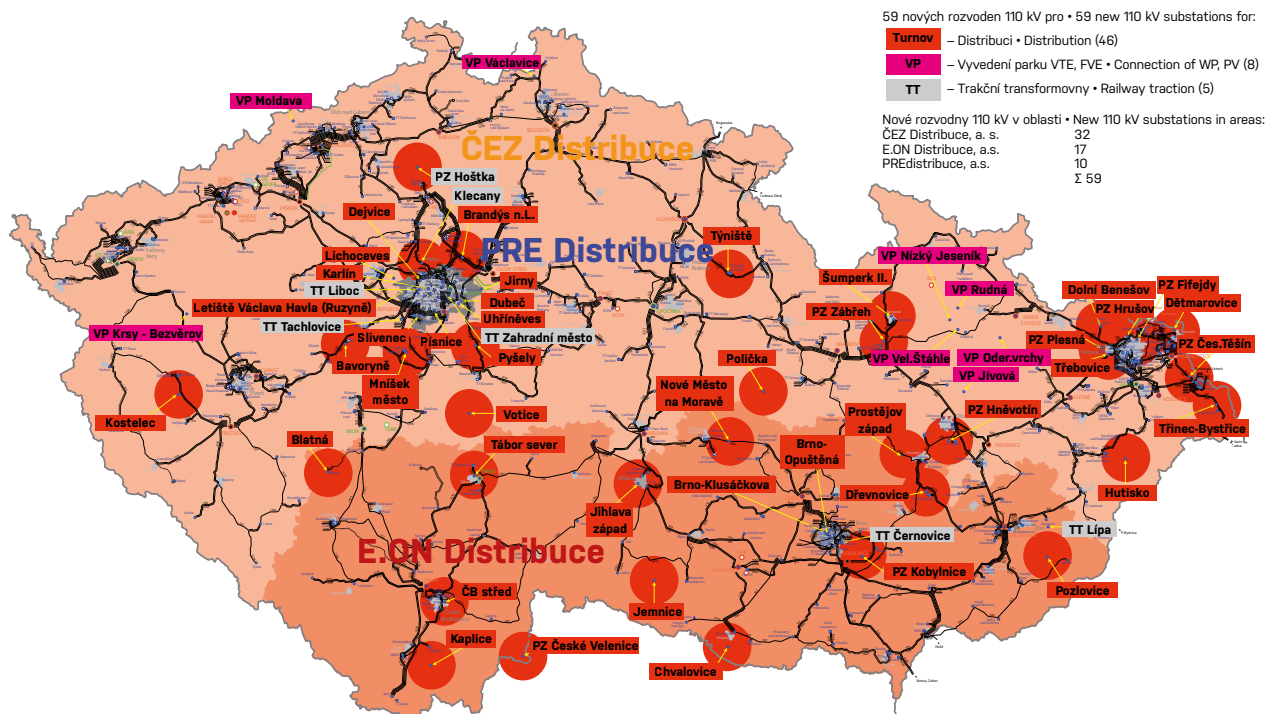
The transmission network operator prepares a reinforcement of 400 kV lines, in particular in the region of Northwest and South Bohemia, South Moravia and in other regions. These reinforcements of the 400 kV network are directed on one side toward assuring that the power output from both existing and new sources can be lead out, and on the other side, toward securing a reliable operation of the TS at large transit power transmission from Germany through the EPS CR to the Southeast. These, many a time, unscheduled interstate exchanges, in particular at at the cross-border profile with Germany, presently in some cases even threaten the reliability of the operation of the ČEPS transmission network; therefore, the TS operator, the ČEPS company, prepares the installation of phase shifting transformers (PST) to the distribution station Hradec, in order to control power flows at the 400 kV cross-border profile Hradec–Röhrsdorf. Line constructions strengthening the southern part of the transmission system were successfully included into the so-called mutual interest projects and their realization will assure the required reliability of the TS operation also during the reconstruction of further 400 kV lines in the transmission system.

The development of distribution networks is bound on one side to the requirements to secure the supply of customers, on the other side to a continuous permanent development of distributed sources. These requirements, together with the necessary renewal

především v souvislosti s regulací napětí. Pro zajištění těchto požadavků včetně očekávaného rozvoje elektromobility musí být distribuční sítě v předstihu připravovány a musí být zajištěno financování nezbytných úprav. Do roku 2025 se připravuje výstavba 59 nových stanic 110 kV, jak ukazuje **obr. 14**.

of the existing distribution networks, are permanently monitored by DS operators. According to them, DS operators specify individual investment activities including their relation to the concept of the long-term development of building networks with their association with the development of the TS/110 kV transformation couplings. The development of distribution networks corresponds to the need to cover electricity supplies in regions. In the subsequent period, however, it can be expected that the 110 kV, high-voltage and low voltage distribution networks will face new requirements resulting especially from the growth of distributed generation, which calls for necessary modifications both in the DS management and the need of investment measures, primarily in relation with voltage regulation. In order to assure meeting these new requirements, including the anticipated electromobility development, distribution networks must be in advance prepared and, also, the financing of the necessary modifications must be secured as well. By 2025, the construction of 59 new 110 kV stations is planned, as shown in **Fig. 14**.

**Obr. 14** Nové rozvodny 110 kV připravované do roku 2025  
**Fig. 14** New 110 kV substations planned by 2025



## Dlouhodobý horizont

Pro dlouhodobou koncepci rozvoje přenosové sítě je nejvýznamnějším charakteristickým rysem postupný přechod přenosové sítě na jednotnou napěťovou úroveň 400 kV. Omezená přenosová schopnost systému 220 kV a postupné dožívání a útlum zdrojů do něj připojených způsobují, že systém 220 kV přestává plnit svoji původní funkci v rámci přenosové sítě, a proto ČEPS plánuje jeho postupný útlum a koncepční náhradu soustavou 400 kV. Jedná se o zásadní změnu v koncepci rozvoje a provozu přenosové sítě. Náhrada systému 220 kV by měla být dokončena k roku 2040. Posílení přenosových sítí novými vedeními 400 kV spolu s rostoucí penetrací decentrálních zdrojů bude mít za následek odlehčování přenosové sítě, a tím nárůst generování jalových výkonů. Pro udržení napěťových poměrů v provozních mezích bude proto nutno instalovat do přenosové sítě další kompenzační prostředky jalového výkonu. Připravovaný rozvoj přenosové sítě ES ČR je k roku 2040 uveden na **obr. 15**.

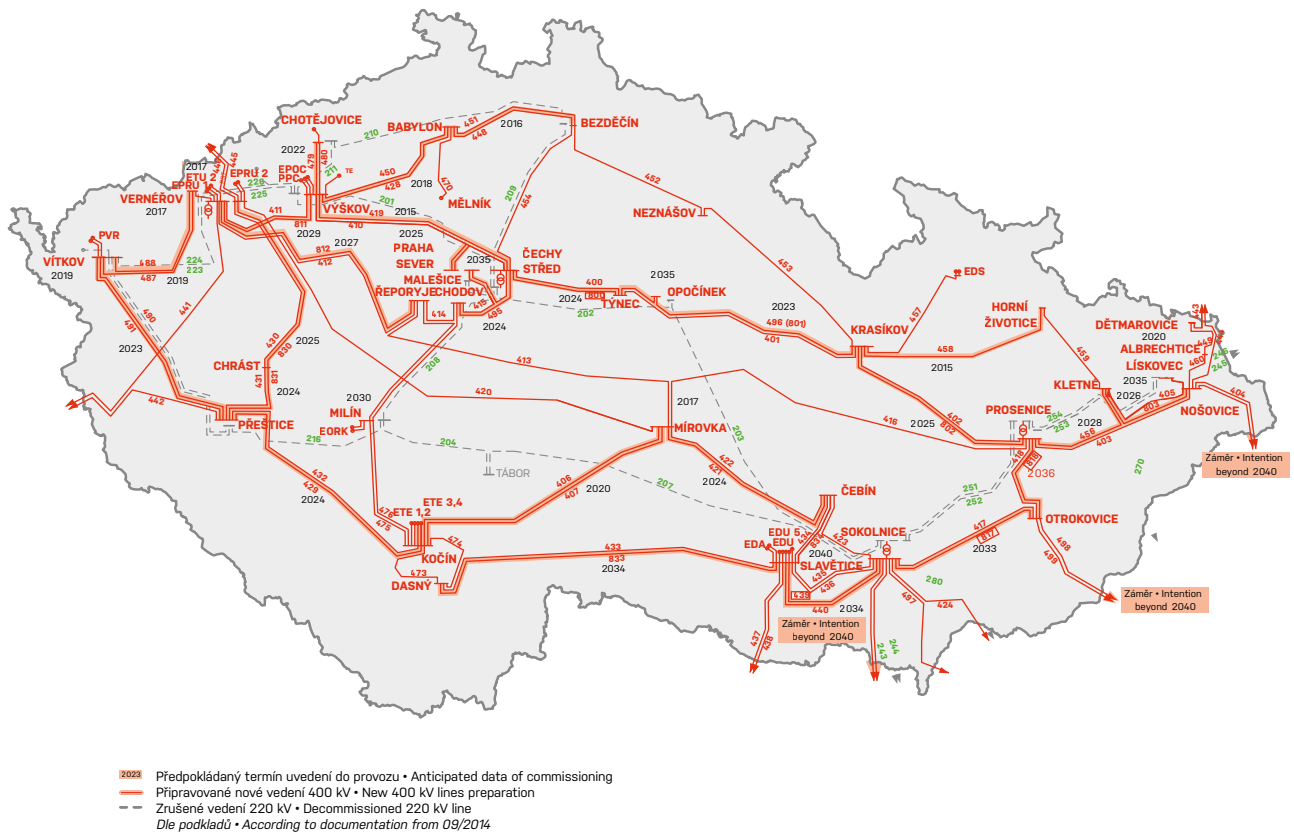
Rozvoj distribučních sítí bude ovlivněn především dalším růstem decentrálních zdrojů, a to ve všech napěťových hladinách. Očekávaný nárůst elektromobility spolu s předpokládaným růstem ostatních odběrů bude vyžadovat výraznější posilování distribučních sítí především na napěťových úrovních nn a vn. Výraznější bude též nutnost změn v organizaci provozu a způsobu řízení distribučních sítí v důsledku příklonu k decentralizaci provozu ES, instalaci a využívání akumulace elektřiny a zavádění nových technologií. Zajištění těchto požadavků si vyžádá nezanedbatelné investice nad rámec v současnosti připravovaného rozvoje sítí. Úpravy a investice bude nutné provést jak v distribuci, tak v přenosové síti, úpravy se budou týkat výrobců i odběratelů (akumulace a řízení spotřeby). Zavádění nových technologií bude spojeno se značnými investicemi zaměřenými především na zajištění spolehlivosti provozu sítí, na zajištění datových a informačních přenosů a na vývoj, testování a implementaci nových technologií.

## Long-term outlook

The most important characteristic feature of the long-term concept of the transmission network development is a gradual transition of the TS to the single voltage level of 400 kV. The limited transmission ability of the 220 kV system and a gradual ending of service life and scaling down the sources connected to it cause that the 220 kV system ceases to meet its original function within the framework of the transmission system, and therefore, the TS operator plans the gradual scaling down and a conceptual replacement with the 400 kV system. This is a fundamental change in the concept of the TS development and operation. The replacement of the 220 kV system should be implemented gradually in the course of the following 25 to 30 years and it should be completed at the time horizon of the year 2040. Reinforcements of the transmission network by new 400 kV lines together with the increasing penetration of distributed generation will relieve the TS and the increase of reactive power. Therefore, in order to keep voltage conditions within the operational limits, it will be necessary to install additional reactive power compensation into the TS. The planned development of the transmission system of CR PS is shown in **Fig. 15**.

The development of distribution networks will be affected, first of all, by a further growth of decentralized sources of distributed generation and at all voltage levels of distribution networks. The expected growth of electromobility together with the anticipated growth of other types of consumption will require a more marked reinforcement of distribution networks, first of all, at the low-voltage and high-voltage levels. Of more pronounced character will be the need of changes in the organization of operation and methods of DS management in consequence of the focusing toward the decentralization of the EPS CR, toward the operation, installation and utilization of accumulation electricity and toward introducing new technologies in the distribution system. Meeting these requirements will necessitate non-negligible investment beyond the framework of currently prepared network development. Rearrangements and investments will have to be carried out both in the distribution networks and in the transmission network; rearrangements will apply also to generators providing the operation of sources and customers (accumulation and consumption management). The introduction of new technologies will be associated with considerable investment funds, which will be focused primarily on securing a permanent reliability of the network operation, then on providing data and information communication and on the development, testing and implementation of new technologies in network operation.

Obr. 15 Rozvoj sítě ČEPS do roku 2040  
 Fig. 15 Development of ČEPS grid by 2040





## EKONOMICKÉ FAKTORY PROVOZU A ROZVOJE ES ČR

Ceny elektřiny do značné míry ovlivňují konkurenceschopnost celé ekonomiky země a také životní úroveň obyvatelstva. Ceny jsou důležité i pro výrobce a distributory, jimž přiměřená cena musí zajistit dostatečné prostředky pro obnovu a rozvoj technologií. Pro stát je v současnosti důležité, aby se dospělo k dohodě o způsobu financování rozvoje energetiky v návaznosti na ASEK. Na **obr. 16** jsou uvedeny výrobní náklady vybraných typových jednotek použitelných v podmínkách ČR.

### **Střednědobý horizont**

Evropský trh s elektřinou je v nestabilním stavu v důsledku velmi nízkých cen silové elektřiny. Do roku 2020 lze očekávat snahu o jeho stabilizaci, ovšem s velmi nejistým výsledkem. Na druhé straně výsledné evropské ceny elektřiny pro koncové spotřebitele dosud spíše rostly, zejména v důsledku růstu plateb na podporu OZE. Nízké ceny silové elektřiny nemotivují investory k výstavbě nových výrobních kapacit a podněcují úvahy o zavedení nových kapacitních mechanismů, které by však mohly při nekoordinovaném zavádění dále deformovat trh s elektřinou. Uvedená situace vyžaduje urychlené řešení nejen na národní, ale i na celoevropské úrovni, neboť by mohla vést k ohrožení energetické bezpečnosti. Dalším faktorem, který zvyšuje nejistoty investorů, a také významně ohrožuje plnění klimatických cílů EU, je nefunkční trh s emisními povolenkami. Systém EU ETS je ve třetím období negativně ovlivněn možností převodu ušetřených povolenek z druhého období. Do systému se tak přináší strukturální přebytek povolenek na úrovni 2 mld. kusů. Cena povolenek je očekávána na úrovni pod 10 eur až do roku 2020. Vývoj cen silové elektřiny v české soustavě kopíruje (s jistou cenovou diferencí) očekávaný trend obchodování s elektřinou na německé burze EEX. Ve střednědobém období lze očekávat stagnaci ceny elektřiny okolo hodnoty 850 Kč/MWh s výjimkou roku 2020, kdy cena elektřiny narůstá již nad 900 Kč/MWh z důvodu počínajícího odstavování velkých českých systémových bloků. Výhled ceny elektřiny pro rok 2025 ukazuje, že se zde cenové relace již výrazně mění a pravděpodobně dojde k nárůstu průměrné ceny elektřiny na 1 400 Kč/MWh. Hlavním důvodem je předpokládaná cena povolenky v roce 2025 na úrovni až do 30 eur.

## ECONOMIC ASPECTS OF THE CR PS OPERATION AND DEVELOPMENT

Electricity prices affect to a considerable extent the competitiveness of the whole national economy as also the living standard of the population. Prices are, however, important for both generators and distributors, for whom an adequate price must provide sufficient financial means for the renewal and development of technologies. At present time, the state is currently interested mostly in arriving at an agreement about the ways of financing the development of the PS CR in a sequence to SEPR. **Fig. 16** shows generation costs of the selected standard units applicable in conditions of the CR.

### **Medium-term outlook**

At the present time, the European market with electricity is in an unstable state in consequence of very low electricity prices. In the medium-term horizon up till 2020, efforts to stabilize the market can be expected; however, the result is very uncertain. On the other side, the resulting European electricity prices for end consumers have been rather growing, especially in consequence of the increase of payments for the support of RES. Low electricity prices do not motivate investors toward the building of new generation capacities and instigate deliberations about an introduction of new capacity mechanisms, which, however, in case of their un-coordinated introduction could further deform the European electricity market. This situation requires a speedy solution not just at a national level, but also at the all-European level, since they could lead to jeopardizing the energy security. Another factor, which increases the uncertainties of investors and which also seriously jeopardizes the fulfillment of climatic EU targets, is a non-working market with emission allowances. The EU ETS system is in its third period negatively influenced by the possibility of transfers of saved emission allowances from the second period. The system is thus enriched by the structural surplus of emission allowances at the level of two billion pieces. In the medium-term period, the price of an emission allowance is expected to be below EUR 10 up to the year 2020. The development of electricity price in the Czech EPS copies (with a certain price difference) the expected trend of the trade with electricity at the German EEX power exchange. In the medium-term period stagnation of electricity prices at about the value of 850 CZK/MWh can be expected, with the exception of the

## Dlouhodobý horizont

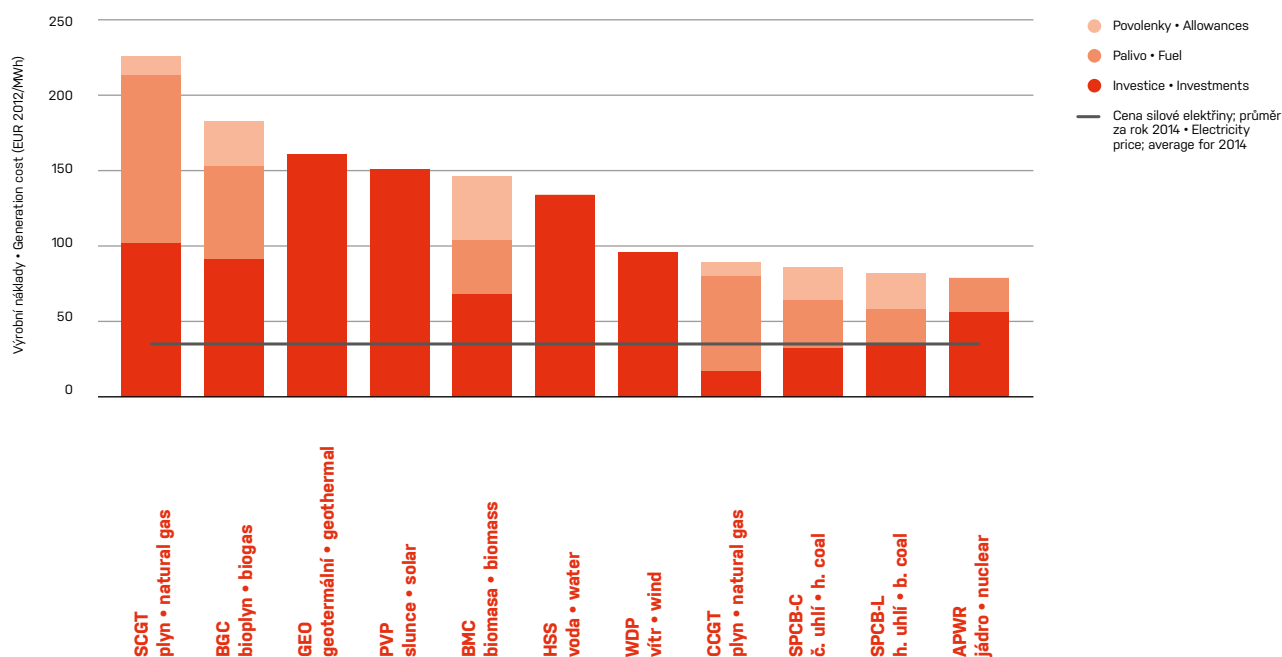
Zajištění rozvoje ES ČR bude investičně velmi náročné, a to i v situaci, kdy by došlo ke zpomalení tempa růstu spotřeby elektřiny. Důvodem je dožívání značné části výrobního zařízení ES již v blízkém časovém horizontu. Odhad investic nutných pro obnovu a rozvoj výrobní základny ES ČR v období 2015 až 2050 se v závislosti na variantě rozvoje pohybuje od 1,5 do 2,2 bil. Kč (v cenách roku 2012). K uvedeným investicím je nutno připočítat 400 až 600 mld. Kč na obnovu a rozvoj PS a DS. Očekávaná stabilizace trhu s emisními povolenkami je podmínkou dalšího nekonfliktního vývoje evropské energetiky. Předpoklad cenového vývoje povolenek je postaven na očekávané revizi pravidel EU ETS a celkovém zpřísnění jejich alokace. Odhadovaná cena povolenek vychází z nákladů na záměnu palivové základny, případně změny celé technologie u energetických společností a velkých průmyslových podniků využívajících hnědé uhlí. Obecně přijímanou hranicí pro tuto záměnu je cena povolenky okolo 30 eur.

year 2020, when the electricity price grows above the level of 900 CZK/MWh because of the starting decommissioning large Czech system generating units. Outlook of the electricity price for the year 2025 shows that here price relations start to change markedly and that the average electricity price will probably increase to the value of 1,400 CZK/MWh. The main reason for the increase of the electricity is the anticipated price of emission allowances in the year 2025 at the level of EUR 30.

## Long-term outlook

In the long-term horizon up to 2050, securing the development of the PS CR with investments will be very demanding, even in the case when the rate of growth of electricity consumption slows down. The reason is the nearing end of service life of a considerable part of the generation park of the PS CR in the close time horizon. An estimate of investments that will be necessary for the renewal and development of the generation base of the PS CR in the period 2015–2050 varies, depending on the variant of the development, between 1.5–2.2 trillion (in 2012 prices). These investments must be accompanied by further 400–600 billion CZK of investment funds for the renewal and development of transmission and distribution systems. The anticipated stabilization of the emission allowances market is the condition for the further conflict-free development of the European energy industry. An assumption of the development of emission allowance price in the long-term horizon is based on the anticipated revision of EU ETS rules and on making their allocation stricter. The estimated emission allowance price is based on the costs of the change of the fuel base or, alternatively, on the costs of an eventual change of the generation technology in energy companies and in large industrial enterprises. The generally accepted limit for this change is the emission allowance price around EUR 30.

**Obr. 16** Výrobní náklady typových jednotek pro výrobu elektřiny  
**Fig. 16** Generation costs of standard units for electricity generation



## VZTAH ŘEŠENÝCH VARIANT K ASEK

Předkládané varianty rozvoje ES ČR pokrývají spektrum možností budoucího vývoje elektroenergetiky až do roku 2050 a byly vytvořeny tak, aby neukazovaly jen hypotetické, ale naopak reálné vývojové směry. Proto se všechny varianty do dostatečné hloubky zabývají otázkami budoucí poptávky po elektřině, zajištěním výkonu, paliv, energetické bezpečnosti, zásobování teplem, decentrálními zdroji, emisemi, regulovatelností, provozem a rozvojem sítí včetně vazby na zahraničí a řadou dalších faktorů v jejich vzájemné provázanosti. Oproti ASEK proto analyzované varianty vykazují mírně vyšší velikost instalovaného výkonu (viz **obr. 17**), a také vyšší podíl výkonu zejména u zdrojů na zemní plyn. Tyto odchylky vyplývají především ze snahy o docílení optimální spolehlivosti a provozovatelnosti analyzovaných

## RELATION BETWEEN VARIANTS UNDER STUDY AND THE SEPR

The presented variants of the development of the Czech EPS cover a whole spectrum of trajectories of the future development of the electric power industry up to 2050. They were prepared in such a way that they show not only hypothetical cases but truly real directions of development. That is why all variants delve sufficiently deeply into the issues of the future electricity demand, securing electric power, fuel, energy security, heat supplies, distributed sources, emissions, ability to regulate, operation and network development including linkages to abroad and a number of other factors in their mutual interdependence. In contrast with the SEPR, the analyzed variants indicate a moderately higher magnitude of installed capacity (see **Fig. 17**) and also a higher share of output power supplied especially by sources using natural gas. These

variant. Navrženým variantám se nejvíce blíží scénáře ASEK optimalizovaný, bezpečný a dekarbonizační. Celkově je v oblasti výroby elektřiny patrná dobrá shoda Koncepční varianty s koridory definovanými ASEK. Je zřejmá i podobnost scénářů ASEK s analyzovanými variantami v podílu výroby z OZE. Na druhé straně však řešené varianty vykazují vyšší podíl výroby elektřiny z fosilních paliv a nižší podíl výroby elektřiny z jaderného paliva. Tyto rozdíly však nejsou extrémní a vyplývají z celkového zaměření Dlouhodobé rovnováhy, jež si klade za cíl mimo jiné prověřit situaci v podmínkách nejistého budoucího rozvoje jaderné energetiky po zrušení tendru na dostavbu JETE. Lze konstatovat, že řešené varianty v návaznosti na ASEK detailně prověřují reálné možnosti vývoje ES ČR, a přispívají tak k vyváženému plnění tří hlavních strategických cílů ASEK, tj. bezpečnosti, konkurenceschopnosti a udržitelnosti.

### **Střednědobý horizont**

Do roku 2020 s vysokou pravděpodobností nedojde k výrazným změnám ve velikosti a struktuře výroby elektřiny, takže řešené varianty se významně neodchylují od optimalizovaného scénáře ASEK. Hlavní přínos řešených variant je v oblasti detailní analýzy provozu ES, která umožňuje vytipovat možné problémy a připravit včas jejich řešení.

### **Dlouhodobý horizont**

Významně vzrůstá neurčitost podmínek, v nichž bude rozvoj a provoz ES probíhat. Zde jsou již možné i významnější odchylky od předpokladů ASEK a hlavní přínos řešených variant lze spatřovat v detailním prověření alternativních cest budoucího vývoje.

deviations result, first of all, from efforts to achieve optimum reliability and ability to operate in all analyzed variants. The closest SEPR scenarios to proposed variants are the Optimized, Secure and Decarbonization scenarios. Overall, in the field of electricity generation, the Conceptual variant in the present report agrees apparently well with corridors defined in the SEPR. Apparently, a good agreement exists between the SEPR scenarios and variants analyzed, as regards the share of electricity generation from RES. On the other side, the variants in the present report exhibit a higher share of the generation of electricity from fossil fuels and a lower share of the generation of electricity from nuclear fuel. Yet these differences are not extreme and they are just a result of the overall focus of this study, which has the objective, among else, to investigate the situation under the conditions of the future uncertain development of the nuclear power industry in the CR after the tender for the extension of the Temelín nuclear PP. It is possible to claim that the analyzed variants, as a sequence to the SEPR, study the real possibilities of the development of the PS CR in detail and thus contribute to the balanced fulfillment of three main strategic objectives of the SEPR, namely security, competitiveness and sustainability.

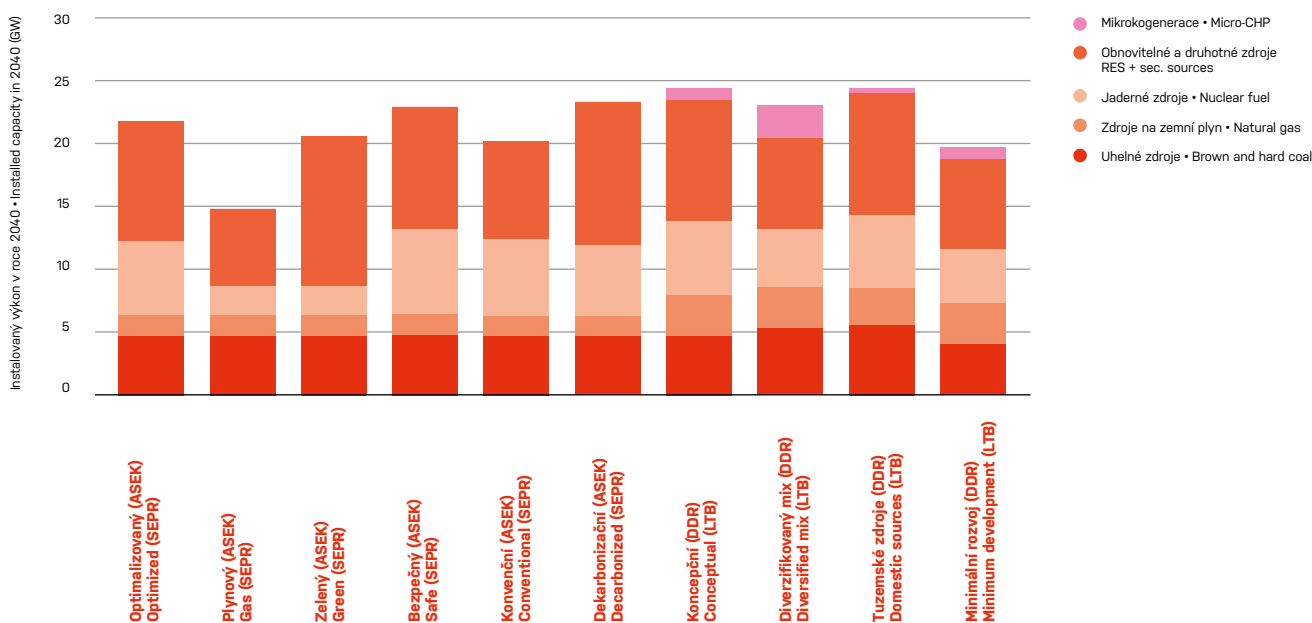
### **Medium-term outlook**

In the medium-term horizon up to the year 2020, with high probability, no excessive changes in the volume and structure of electricity generation will come about, so that the variants dealt with in this study do not depart significantly from the optimized scenario in the SEPR. The main contribution of these variants lies in field of a detailed analysis of the Czech PS operation, which allows focusing on potential issues and preparing their solution in time.

### **Long-term outlook**

In the long-term horizon, there is a significant increase of the uncertainty of conditions, under which the PS development and operation will take place. Here, more significant deviations from SEPR assumptions may emerge and the main contribution of variants dealt with can be seen on a detailed investigation of alternative paths of the future development.

**Obr. 17 Srovnání rozvojových variant s ASEK – instalovaný elektrický výkon ES ČR v roce 2040**  
**Fig. 17 Comparison of solved variants with SEPR – installed capacity of the CR PS in 2040**



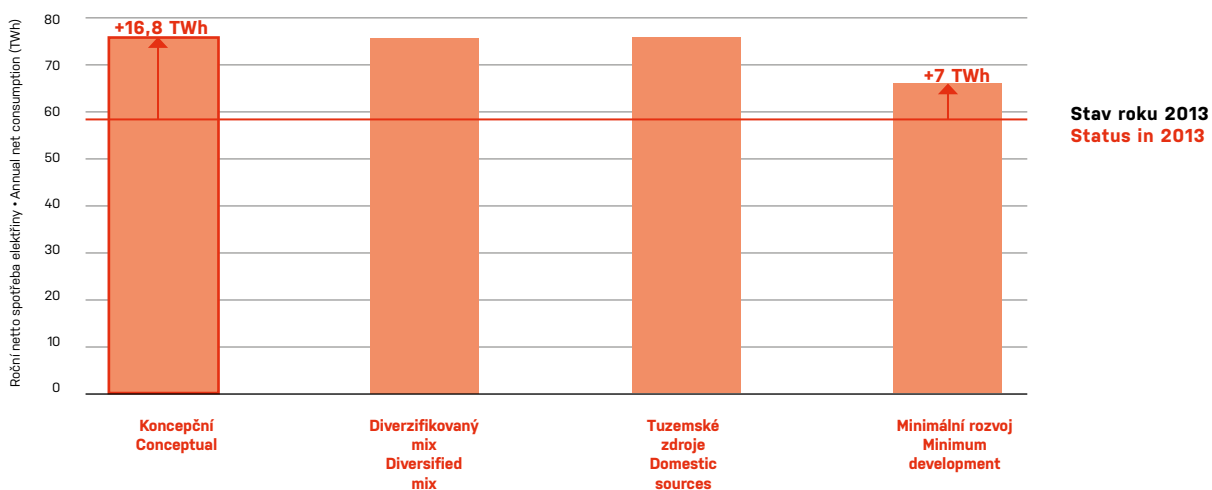
## SROVNÁNÍ VARIANT ROZVOJE ELEKTROENERGETIKY ČR

Následující grafy na **obr. 18 až 22** spolu s komentáři shrnují srovnání variant rozvoje elektroenergetiky ve světle nejdůležitějších veličin bilančních, provozních i investičních. Vodorovné červené čáry uvádějí stav v roce 2013, svislé čáry s uvedenými hodnotami ukazují meze rozvoje. Pro srovnání jsou uvedeny pouze ty varianty, které byly analyzovány v horizontu roku 2050. Je podstatné zmínit, že varianta Minimální rozvoj počítá s výrazně nižší spotřebou elektřiny, než ostatní varianty.

## COMPARISON OF THE CR PS DEVELOPMENT VARIANTS

The following charts in **Fig. 18 to 22** accompanied by comments summarize the electricity sector development variants in view of the most important balance, operating and investment quantities. The horizontal red lines show the state in 2013, vertical lines completed by values describe development limits. For comparison purposes, only the variants analysed in time horizon of 2050 are shown. It shall be highlighted that the Minimum development variant accounts for considerably lower electricity consumption.

**Obr. 18** Spotřeba elektřiny (Tuzemská netto spotřeba) – rok 2050  
**Fig. 18** Electricity consumption (Domestic net consumption) – year 2050

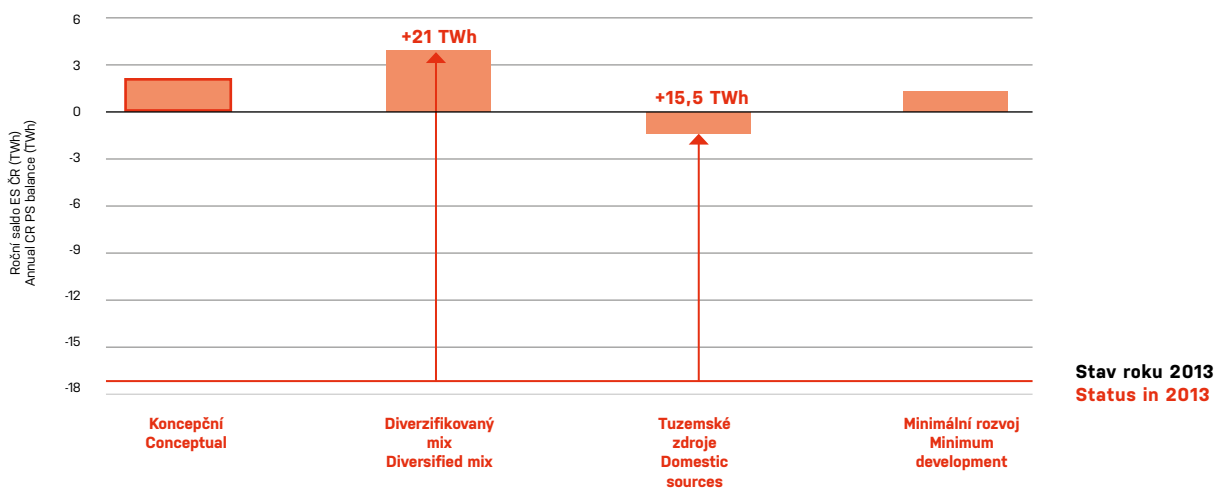


- Použity byly pouze dvě varianty predikcí – Nízká a Referenční; přírůstek spotřeby v prvních třech variantách rozvoje ES je více než dvojnásobný oproti variantě Minimální rozvoj.
- Tuzemská netto spotřeba elektřiny naroste v horizontu roku 2050 především navýšením ekonomické úrovně i spotřeby elektřiny v domácnostech – dojde k přiblížení k průměru EU.
- Predikce zahrnuje výrazné úspory – snížení elektroenergetické náročnosti ekonomiky a měrné spotřeby v domácnostech.

- Only two prediction variants were considered – Low and Reference; increase in consumption for the first three variants is more than double compared to the Minimum development variant.
- The domestic net consumption of electricity increases in time horizon of 2050 mainly due to the increased economic level and electricity consumption in households – it will approximate to EU average.
- The prediction contains considerable savings – decrease in electricity intensity of the economy and in specific consumption in households.



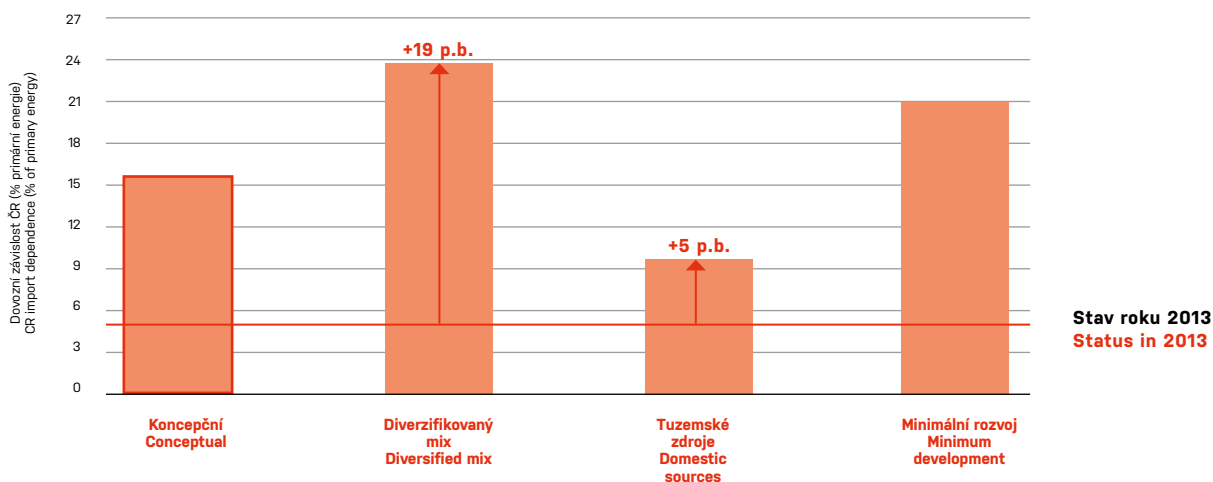
**Obr. 19 Saldo ES ČR v roce 2050 (kladná hodnota je dovoz) – rok 2050**  
**Fig. 19 The CR PS balance (positive values for imports) – year 2050**



- Varianty jsou vysoce diferencované co do vývoje salda ES ČR.
- Pouze varianta Tuzemské zdroje umožňuje v závěru sledovaného období mírně exportní charakter, a tedy efektivní zabezpečení výrobou a z tohoto pohledu je doporučena.
- Naopak Diverzifikovaný mix dosahuje v roce 2050 importu elektřiny na úrovni přibližně 5% tuzemské netto spotřeby, a je tedy z hlediska importního salda ČR méně vhodná.

- The variants are highly diversified in terms of the CR PS balance development.
- Only the Domestic sources variant allows a moderately export character in the end of the observed period and therefore effective securing by generation; that is why it is recommended in this point of view.
- On the contrary, the Diversified mix reaches electricity imports amounting to 5% of the domestic net consumption by 2050 and is therefore less suitable in view of ensuring the needs of the CR.

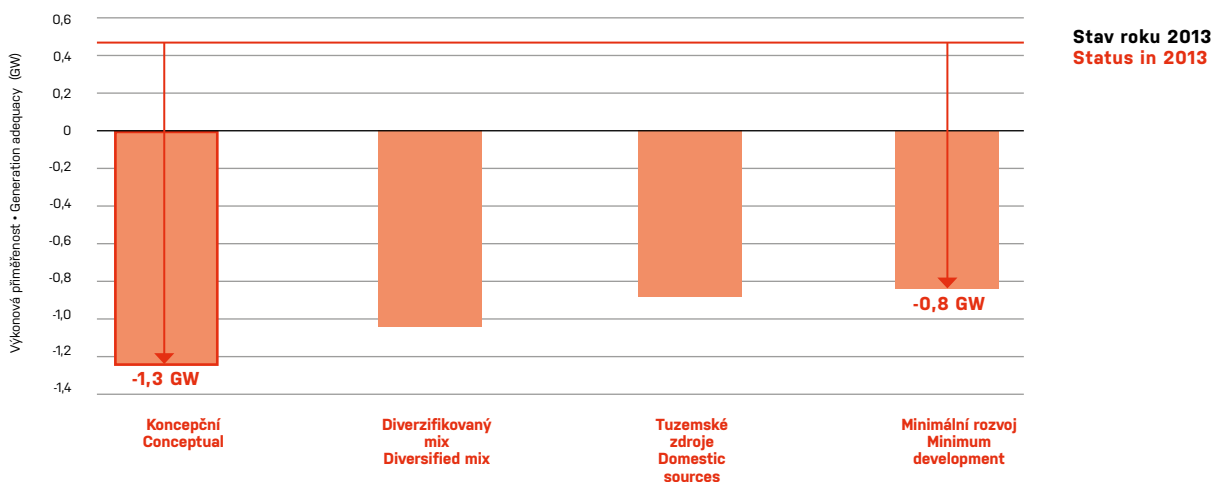
**Obr. 20 Dovožní závislost elektroenergetiky a teplárenství ČR – rok 2050**  
**Fig. 20 Import dependence of electricity and heating industries of the CR – year 2050**



- Ve všech variantách dojde k výraznému nárůstu závislosti ČR na dovozu primární energie.
- Největší nárůst zaznamenává varianta Diverzifikovaný mix, ve které dojde k navýšení závislosti na čtyřnásobek, a to především využitím zemního plynu.
- Varianta Tuzemské zdroje je nejpříznivější, ale i v té dojde k roku 2050 k navýšení závislosti na dvojnásobek.

- Dependence of the CR on primary energy imports will grow considerably in all the variants.
- The greatest increase is shown for the Diversified mix where the dependence increases four times, mainly due to the use of natural gas.
- The Domestic sources variant is the most favourable one; despite that the dependency by 2050 doubles.

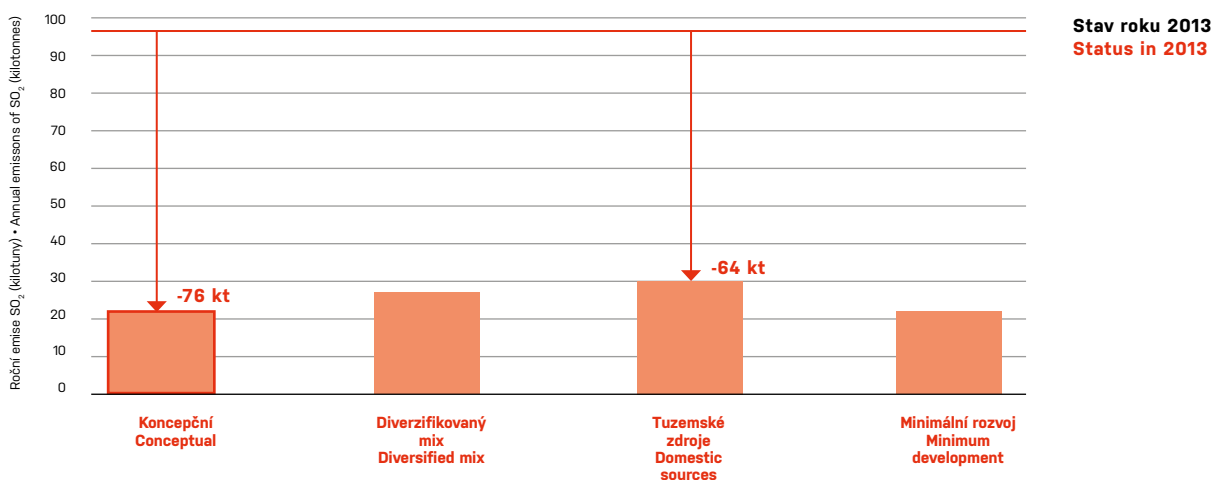
**Obr. 21 Výkonová přiměřenost ES ČR dle metodiky ENTSO-E – rok 2050**  
**Fig. 21 The CR PS generation adequacy according to the ENTSO-E methodology – year 2050**



- Všechny varianty se vyznačují poklesem volné výkonové kapacity a jejím deficitem v závěru sledovaného horizontu; což souvisí s malým přebytkem pohotového výkonu v ES.
- Nejpříznivější hodnoty dosahuje parametr pro variantu Minimální rozvoj, která disponuje nejvyšším pohotovým výkonem, ale při nízké spotřebě elektřiny. Pro referenční spotřebu se parametr zhorší.
- Analýzy výkonové přiměřenosti ukazují schopnost soustavy vyrovnat se s výkonovou bilancí při existenci přiměřeného importu elektřiny.

- All variants are characterised by the decrease in free capacity and its deficiency in the end of the observed time horizon; it relates to small surplus of the available capacity in the PS.
- Less favourable values are achieved in the Minimum development variant which has the highest available capacity but low electricity consumption. For the Reference consumption, the parameter gets worse.
- Analyses of generation adequacy show ability of the system to cope with the power balance in case of adequate electricity imports.

**Obr. 22 Emise SO<sub>2</sub> ES ČR – rok 2050**  
**Fig. 22 SO<sub>2</sub> emissions of the CR PS – year 2050**



- Ve všech rozvojových variantách dochází k velmi výraznému poklesu emisí SO<sub>2</sub>, v důsledku odklonu od uhelné energetiky.
- Snížení emisí je dále způsobeno nutností výrazného zlepšení emisních parametrů zdrojů dle směrnice 2010/75/EU.
- Nejméně výrazné snížení je patrné u varianty Tuzemské zdroje, která počítá s prolomením ÚEL a nejvyšším využitím HU zdrojů, a u varianty Diverzifikovaný mix, která počítá s instalací nových bloků na dovozové černé uhlí k závěru horizontu.

- In all the development variants, emissions of SO<sub>2</sub> are reduced considerably due to the decline of coal energy industry.
- Reduction of emissions is further caused by the necessity to significantly improve emission parameters of the sources according to the Directive 2010/75/EU.
- The smallest reduction is identified in the Domestic variant, which takes into account cancelling of the limits and highest utilization of coal sources, and in the Diversified mix variant which plans for installation of new blocks for imported hard coal at the end of the time horizon.



 **3 507**

Zásobníky plynu v ČR měly v roce 2014 kapacitu 3 507 mil. m<sup>3</sup>.

The capacity of gas storage in the Czech Republic in 2014 was 3,507 mil. m<sup>3</sup>.







# PLYNÁRENSTVÍ

## THE GAS INDUSTRY

### ZOHLEDNĚNÉ VNĚJŠÍ VLIVY

V této kapitole jsou navrženy a podrobně popsány analyzované varianty rozvoje plynárenství. Rozvoj plynárenství je analyzován variantně z důvodu velké nejistoty ohledně základních předpokladů rozvoje energetiky jako celku. V analýzách roku 2013 byla vedle míry ekonomického a demografického růstu hlavním kritériem diferenciací variant budoucnosti evropského systému povolenek na emise oxidu uhličitého a obecně ambice politiky ochrany klimatu a ovzduší. Nový návrh variant rozvoje a navazující simulace a analýzy jsou založeny na výsledcích analýz z roku 2013. V aktuálním návrhu je vedle budoucnosti ekonomiky a demografie hlavním diferenciacním kritériem míra zajištěnosti energetiky ČR domácími zdroji primární energie, protože právě téma zabezpečení energetických potřeb ČR se aktuálně jeví jako nejzásadnější. Bilance plynárenské soustavy a analýzy potřebného importu zemního plynu, dostatečnosti zásobníkové kapacity a výkonu a zajištěnosti nepřetržitého chodu, byly provedeny pro pětici variant. Konceptní varianta navazuje na ASEK a ukazuje z dnešního pohledu nejpravděpodobnější vývoj sektoru. Další varianty jsou navrženy tak, aby v době velké nejistoty budoucí podoby energetiky pokrývaly široké spektrum možných cest rozvoje. S předpoklady navržených variant přehledně seznamuje **tab. 6**. Navržené varianty jsou založeny na vzájemně komplementárních provázaných předpokladech, které mohou být za určitých okolností splněny. Pro plánování dlouhodobého rozvoje druhého nejvýznamnějšího sektoru energetiky je důležité prověřit možnosti provozu i pro z dnešního pohledu méně pravděpodobné rozvojové cesty. Jak je ze srovnání variant patrné, vyšší rozvoj poptávky po zemním plynu souvisí s vyšším ekonomickým a demografickým růstem a nižším využitím domácích zdrojů primární energie, a tím i vyšším využitím zemního plynu při výrobě elektřiny v ES ČR. Ve střednědobém a zejména dlouhodobém horizontu pak budou hrát zásadní roli nové oblasti spotřeby, jako je mikrokogenerace, CNG, náhrada tříděného hnědého uhlí či náhrada hnědého uhlí v teplárnách a výtopenách.

### REFLECTING THE EXTERNAL INFLUENCES

In this chapter, the analysed variants of gas system development are proposed and described in detail. Development is analysed in variants because of the great uncertainty regarding the basic assumptions for the development of the energy industry as a whole. Besides the levels of economic and demographic development, the main criterion for differentiation in the variants from 2013 was the future of the European system of CO<sub>2</sub> emission allowances and, in general, the ambitions of the climate and air policies. The new proposed development variants and the subsequent simulation and analyses are based on the results of analyses from 2013. Besides the future of the economy and demography, the main differentiation criterion in the current proposal is the degree of security of the energy industry in the Czech Republic ensured by domestic primary energy sources. The balance of the gas system was determined, and the analyses of the necessary natural gas imports, the sufficiency of gas storage capacity and output and the supportability of the continuous running were performed for the following proposed variants. Five variants were proposed for the gas system. The Conceptual variant follows the SEPR and shows the most probable development in the sector from today's perspective. Other variants are proposed so that at a time of great uncertainty, the future forms of the energy industry cover a wide range of possible paths of development. The **Tab. 6** gives overview of the proposed variants. The proposed variants are based on mutually complementary interconnected assumptions that may be met under certain conditions. For the planning of long-term development in the second most important sector – the energy industry – it is important to examine the possibilities of operation even of less likely development paths. As shown in the comparison, higher development of natural gas demand relates to higher economic and demographic growth and lower utilization of domestic primary energy sources, and thus to higher utilization of natural gas in electricity production in the CR PS. New areas of consumption, such as micro-CHP and the replacement of graded brown coal and brown coal in heating plants and district heating stations will play a significant part in the medium-term and particularly the long-term horizon.

**Tab. 6 Předpoklady variant rozvoje plynárenství**  
**Tab. 6 Assumptions in variants of gas industry development**

	<b>CO SE STANE, KDYŽ...</b>	<b>DŮSLEDKY/PŘEDPOKLADY</b>	<b>VARIANTA</b>
	<b>WHAT WILL HAPPEN IF?</b>	<b>IMPLICATIONS/ASSUMPTIONS</b>	<b>VARIANT</b>
<p><b>Hlavní kritéria diferenciací variant rozvoje:</b></p> <p>1. Míra ekonomického a demografického růstu</p> <p>2. Výše zajištěnosti energetiky ČR domácími zdroji primární energie</p> <p>3. Míra rozvoje zásobníkové kapacity</p> <p><b>Main criteria of differentiation of development variants:</b></p> <p>1. Level of economic and demographic growth</p> <p>2. The extent to which the energy system of the Czech Republic is secured by the domestic primary energy sources</p> <p>3. The level of development of gas storage capacity</p>	<p>... ekonomika i demografie se budou vyvíjet středně; vývoj bude probíhat v souladu s ASEK z 8/2014?</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• střední rozvoj ekonomiky a demografie</li> <li>• snižování zajištěnosti ČR domácími zdroji primární energie</li> <li>• vývoj blízký návrhu ASEK</li> </ul>	<p>Koncepční</p> <p>Conceptual</p>
	<p>... medium development in economy and demography in accordance with SEPR from 8/2014</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• medium development of economy and demography</li> <li>• decrease in the extent to which the energy system of the Czech Republic is secured by the domestic primary energy sources</li> <li>• development closely in line with SEPR</li> </ul>	
	<p>... bude se nejvíce rozvíjet ekonomika i demografie a bude nejméně dbáno na zajištění soběstačnosti ES ČR zdroji primární energie i elektřiny?</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• vysoký ekonomický a demografický rozvoj</li> <li>• dojde k vyšší diverzifikaci zdrojů primární energie v energetice ČR a k vyššímu využití zemního plynu v ES ČR</li> <li>• zemní plyn bude využit v nových oblastech v maximální možné míře</li> <li>• nejvyšší rozvoj zásobníků plynu</li> </ul>	<p>Maximální rozvoj</p> <p>Maximum development</p>
	<p>... high development in economy and demography, least attempts to secure the self-sufficiency of CR PS (by primary energy and electricity sources)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• high economic and demographic development</li> <li>• there will be higher diversification of primary energy sources in the Czech Republic's energy industry and higher utilization of natural gas in the CR PS</li> <li>• natural gas will be utilized in new areas to the maximum possible extent</li> <li>• the highest development of gas storage</li> </ul>	
	<p>... ekonomika i demografie se budou vyvíjet středně; budeme usilovat o co největší soběstačnost ES ČR v zajištění zdrojů primární energie?</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• střední ekonomický a demografický rozvoj</li> <li>• nejméně výrazné snižování zajištěnosti ČR domácími zdroji primární energie</li> <li>• střední rozvoj využití zemního plynu v nových oblastech</li> <li>• střední rozvoj zásobníků plynu</li> </ul>	<p>Tuzemské zdroje</p> <p>Domestic sources</p>
	<p>... medium development in economy and demography; we will attempt to maximize self-sufficiency of the CR PS in securing primary energy sources</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• medium economic and demographic development</li> <li>• the smallest decrease in the extent to which the energy system of the Czech Republic is secured by domestic primary energy sources</li> <li>• medium development of utilization of natural gas in new areas</li> <li>• medium development of gas storage</li> </ul>	
	<p>... ekonomika i demografie se budou vyvíjet středně; vývoj bude probíhat v souladu s ASEK z 8/14; nebude se dostatečně rozvíjet kapacita zásobníků plynu?</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• spotřeba dle varianty Koncepční</li> <li>• provoz zásobníků se nevyplácí</li> <li>• nedostatečné investice do zásobníků či infrastruktury jejich napojení povedou k mírnému snížení zásobníkové kapacity</li> </ul>	<p>Nedostatek zásobníků</p> <p>Lack of storage</p>
	<p>... medium development in economy and demography in accordance with SEPR of 8/14; the capacity of gas storage will not develop sufficiently</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• consumption according to the Conceptual variant</li> <li>• gas storage operation is not profitable</li> <li>• insufficient investment in gas storage facilities and infrastructure for their connection will lead to a moderate reduction in gas storage capacity</li> </ul>	
<p>... ekonomika i demografie se budou vyvíjet nejméně intenzivně; budeme usilovat o co největší soběstačnost ES ČR v zajištění zdrojů primární energie; plyn se bude nejméně výrazně využívat v nových oblastech</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• nízký ekonomický a demografický rozvoj</li> <li>• nejméně výrazné snižování zajištěnosti ČR domácími zdroji primární energie</li> <li>• nízké využití zemního plynu v nových oblastech</li> <li>• mírné snížení kapacity zásobníků plynu</li> </ul>	<p>Nízká spotřeba</p> <p>Low consumption</p>	
<p>... low development in economy and demography; we will attempt to maximize the self-sufficiency of the CR PS in securing primary energy sources; in new spheres gas will be used only on minimal level</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• low economic and demographic development</li> <li>• the smallest decrease in the extent to which the energy system of the Czech Republic is secured by the domestic primary energy sources</li> <li>• low development of utilization of natural gas in new areas</li> <li>• moderate decrease in gas storage capacity</li> </ul>		

Návrh variant pokrývá široké pásmo možného vývoje, které je popsáno pomocí těchto několika parametrů (uvedeny jsou průměrné růsty v horizontu let 2014 až 2050):

- míra průměrného růstu HPH: od +1,75 % do +2,92 % meziročně,
- nárůst počtu domácností: od -6 % do +10 % vůči roku 2013,
- nárůst počtu odběrných míst plynu domácností: od -12 % do +15 % vůči roku 2013,
- pokles PEN spotřeby plynu: od -19 % do -49 % vůči roku 2013,
- průměrné úspory v domácnostech: od -0,32 % do -0,65 % meziročně,
- poměr ceny elektřiny a plynu pro maloodběr: od +2,7 do +4,0 (nárůst o 0 až 50 %),
- cena povolenky na emise CO<sub>2</sub> při výrobě elektřiny: od 5 do 50 eur za tunu CO<sub>2</sub>.

## PŘEHLED ŘEŠENÝCH VARIANT

Vytvořené varianty rozvoje plynárenství se od sebe liší zejména:

- **budoucí poptávkou po plynu**, kterou ovlivňuje míra ekonomického a demografického růstu a zejména míra využití plynu pro výrobu elektřiny, KVET, MKO, náhradu tříděného hnědého uhlí a rozvoj CNG,
- **rozvojem zásobníků plynu**, který bude determinován zejména cenovou úrovní zemního plynu, rozvojem poptávky po něm a přístupem státu k zásobníkům a energetické bezpečnosti,
- **rozvojem plynárenské infrastruktury** – podobně jako u zásobníků souvisejícím zejména s rozvojem budoucí poptávky po zemním plynu.

### VARIANTA KONCEPČNÍ

Varianta **Koncepční** reprezentuje aktuálně nejpravděpodobnější cestu vývoje plynárenství. Varianta počítá s referenčním rozvojem ekonomiky a demografie a se středním uplatněním úspor jak ve výrobní sféře, tak ve sféře domácností. Varianta rovněž předpokládá střední rozvoj v nových oblastech poptávky po zemním plynu, tedy střední uplatnění plynu při náhradě docházejícího tříděného hnědého uhlí (58 % potřebného objemu), střední rozvoj mikrogenerace (pro rok 2050 na 14 % odběrných míst elektřiny v maloodběru) a střední uplatnění v dopravě ve formě CNG. Je předpokládáno, že poměr ceny elektřiny a zemního plynu pro konečného zákazníka přinejmenším mírně poroste (elektřina bude vůči plynu mírně

The proposed variants cover a wide range of possible development, which can be described briefly using these several parameters (average growth for the 2014 and 2050 horizons is given):

- Average GVA growth: from +1.75% to +2.92% annually,
- Increase in the number of households: from -6% to +10% in comparison to 2013,
- Increase of delivery points in households: from -12% to +15% in comparison to 2013,
- Decrease in gas energy intensity: from -19% to -49% in comparison to 2013,
- Average savings in households: from -0.32% to -0.65% annually,
- The price ratio of electricity and gas: from +2.7 to +4.0 (incr. by 0 to 50%)
- The price of CO<sub>2</sub> emissions allowance: from 5 to 50 EUR/tonne of CO<sub>2</sub>.

## OVERVIEW OF SOLVED VARIANTS

As suggested in table above, the proposed variants of gas industry development differ mostly in the following:

- **Future demand for gas**, which is influenced by the amount of economic and demographic growth, in particular the extent of utilization of gas in electricity production, CHP, micro-CHP, the replacement of graded brown coal and the development of CNG,
- **The development of gas storage**, which will be determined mainly by the price level of natural gas, the development in demand for gas and the setting of a regulation framework,
- **The development of gas system infrastructure** – as with gas storage, depending mostly on the development of future demand for natural gas.

### CONCEPTUAL VARIANT

The **Conceptual** variant currently represents the most probable path of gas industry development. This variant anticipates baseline development in the economy and demography and medium savings in both the production sector and the household sector. The variant also anticipates medium development in new areas of natural gas demand, which means medium utilization of gas in the replacement of dwindling graded brown coal (58% of the necessary volume), medium development of micro-CHP (to 14% of electricity delivery points in the small low consumption sector for 2050) and medium utilization in transport in the form of CNG. It is anticipated that the ratio of electricity to natural gas prices for the end

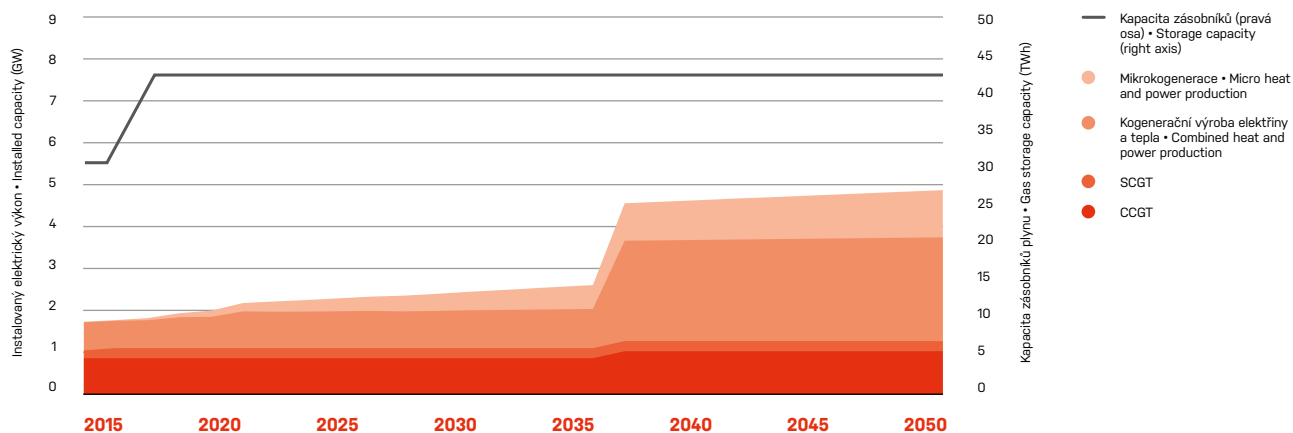
zdražovat). Rozvoj zdrojové základny elektrizační soustavy je v této variantě nejvíce podobný aktuálnímu návrhu SEK (z 8/2014), vychází z Koncepční varianty rozvoje ES ČR. Rozvoj instalované kapacity jednotlivých technologií využívajících zemního plynu je uveden na **obr. 23**. V Koncepční variantě je počítáno s relativně výrazným navýšením zásobníkové kapacity ve třech lokalitách a s adekvátním rozvojem potrubní části infrastruktury – výstavbou plynovodu Moravia, napojením zásobníku v Dolních Bojanovicích na českou soustavu. Konkrétně je pro tuto variantu předpokládána realizace zásobníků (rozvoj zásobníků ukazuje graf na obr. 23):

1. navýšení výkonu čerpání zásobníků skupiny RWE,
2. zprovoznění plné kapacity zásobníku v lokalitě Uhřetice Jih (navýšení až na 100 mil. m<sup>3</sup>),
3. dokončení výstavby zásobníku v lokalitě Dambořice o celkové kapacitě 450 mil. m<sup>3</sup>,
4. napojení zásobníku v Dolních Bojanovicích (580 mil. m<sup>3</sup>) na českou plynárenskou soustavu.

customer will increase at least moderately (electricity will become more expensive in comparison to gas). The development of the source base of the power system in this variant is the most similar to the current proposal of SEPR (from 8/2014); it is based on the Conceptual variant of CR PS development. The development of installed capacity of the individual technologies utilizing natural gas is shown in **Fig. 23**. In the Conceptual variant, a relatively significant increase in storage capacity in three locations and the adequate development of the pipeline part of the infrastructure by the construction of the Moravia gas pipeline and the connection of Dolní Bojanovice gas storage facility to the Czech system are anticipated. In concrete terms, this variant anticipates the realization of projects concerning gas storage (the development of installed gas storage capacity is shown in Fig. 23):

1. Increase in the withdrawal capacity of gas storage of the RWE group,
2. Increase of the capacity of the Uhřetice Jih gas storage facility to 100 million m<sup>3</sup>,
3. Construction of gas storage capacity in Dambořice with a total capacity of 450 million m<sup>3</sup>,
4. Connection of Dolní Bojanovice gas storage (580 million m<sup>3</sup>) to the Czech gas system.

**Obr. 23** Instalovaný elektrický výkon plynových zdrojů v ES a kapacita zásobníků – varianta Koncepční  
**Fig. 23** Installed capacity of gas sources in the PS and gas storage capacity – the Conceptual variant



### VARIANTA MAXIMÁLNÍ ROZVOJ

Varianta **Maximální rozvoj** reprezentuje dle aktuálních předpokladů horní krajní mez možného rozvoje využití zemního plynu v energetice ČR. Varianta počítá s vysokým rozvojem ekonomiky a demografie a s nižším uplatněním úspor jak ve výrobní sféře, tak ve sféře domácností. Varianta rovněž

### MAXIMUM DEVELOPMENT VARIANT

The **Maximum development** variant represents the maximum possible development of the utilization of natural gas in the Czech Republic's energy industry according to the current assumptions. This variant anticipates high development in economy and demography and lower savings both in the production sector and the household sector. The

předpokládá vysoký rozvoj v nových oblastech poptávky po zemním plynu, tedy s vysokým uplatněním plynu při náhradě docházejícího tříděného hnědého uhlí (67% potřebného objemu), s vysokým rozvojem mikrokogenerace (pro rok 2050 na 36% odběrných míst elektřiny v malodběru) a s vysokým uplatněním v dopravě ve formě CNG. Je předpokládáno, že poměr ceny elektřiny a zemního plynu pro konečného zákazníka výrazně poroste (elektřina bude vůči plynu zdražovat). Rozvoj zdrojové základny elektrizační soustavy je v této variantě navržen tak, aby zdrojová základna byla co do technologií výroby i zdrojů primární energie co nejvíce diverzifikovaná (vychází z varianty rozvoje ES ČR Diverzifikovaný mix). Ve variantě Maximální rozvoj je počítáno s relativně výrazným navýšením zásobníkové kapacity v pěti lokalitách a s adekvátním rozvojem potrubní části infrastruktury – výstavbou plynovodu Moravia, napojením zásobníku v Dolních Bojanovicích na českou soustavu. Konkrétně je pro tuto variantu předpokládána realizace zásobníků:

1. navýšení výkonu čerpání zásobníků skupiny RWE,
2. zprovoznění plné kapacity zásobníku v lokalitě Uhřetice Jih (navýšení až na 100 mil. m<sup>3</sup>),
3. dokončení výstavby zásobníku v lokalitě Dambořice o celkové kapacitě 450 mil. m<sup>3</sup>,
4. realizace zásobníku v lokalitě Břeclav o celkové kapacitě 200 mil. m<sup>3</sup>,
5. napojení zásobníku v Dolních Bojanovicích (580 mil. m<sup>3</sup>) na českou plynárenskou soustavu,
6. realizace kavernového zásobníku v oblasti Dolní Rožínka o celkové kapacitě 200 mil. m<sup>3</sup>.

## VARIANTA TUZEMSKÉ ZDROJE

Varianta **Tuzemské zdroje** reprezentuje vývoj, který je charakteristický zejména důrazem na co nejvyšší zajištění potřeb primární energie ČR z domácích zdrojů (vychází z varianty rozvoje ES ČR Tuzemské zdroje). Ve variantě Tuzemské zdroje je počítáno se stejným rozvojem zásobníkové kapacity jako ve variantě Konceptní ve třech lokalitách a s adekvátním rozvojem potrubní části infrastruktury – výstavbou plynovodu Moravia, napojením zásobníku v Dolních Bojanovicích na českou soustavu.

variant also anticipates high development in new areas of natural gas demand, which means high utilization of gas to replace dwindling graded brown coal (67% of the necessary volume), high development of micro-CHP (to 36% of electricity delivery points in the small low consumption sector for 2050) and high utilization in transport in the form of CNG. It is anticipated that the ratio of electricity to natural gas prices for the end customer will increase quite significantly (electricity will be more expensive in comparison to gas). Development of the power system source base is proposed in this variant, so that the source base is as much diversified as possible in terms of production technology and the primary energy sources (Diversified mix variant). In the Maximum development variant, a relatively significant increase in storage capacity in five locations and the adequate development of the pipeline part of the infrastructure by the construction of the Moravia gas pipeline and the connection of Dolní Bojanovice gas storage facility to the Czech system are anticipated. In concrete terms, this variant anticipates the realization of projects concerning gas storage:

1. Increase in the withdrawal capacity of gas storage of the RWE group,
2. Increase of the capacity of the Uhřetice Jih gas storage facility to 100 million m<sup>3</sup>,
3. Construction of gas storage capacity in Dambořice with a total capacity of 450 million m<sup>3</sup>,
4. Construction of a gas storage facility in Břeclav with a total capacity of 200 million m<sup>3</sup>,
5. Connection of Dolní Bojanovice gas storage (580 million m<sup>3</sup>) to the Czech gas system,
6. Construction of cavernous gas storage in Dolní Rožínka with a total capacity of 200 million m<sup>3</sup>.

## DOMESTIC SOURCES VARIANT

The **Domestic sources** variant represents development characterized by an emphasis on the maximum fulfilment of the demand for primary sources in the Czech Republic from domestic sources. In the Domestic sources variant, a relatively significant increase in storage capacity (as in the Conceptual variant) in three locations and the adequate development of the pipeline part of the infrastructure by the construction of the Moravia gas pipeline and the connection of Dolní Bojanovice gas storage facility to the Czech system are anticipated.

## LACK OF STORAGE VARIANT

The **Lack of storage** variant serves for the analysis of a situation in which the development of gas storage capacity will not be adequate for the consumption of natural gas. The aim of the analysis is to

## VARIANTA NEDOSTATEK ZÁSObNÍKŮ

Varianta **Nedostatek zásobníků** slouží k analýze situace, kdy rozvoj zásobníkové kapacity nebude adekvátní spotřebě zemního plynu. Cílem analýzy je stanovení mezí provozu a jeho bezpečnosti pro provozně nepříznivý rozvoj plynárenství. Rozvoj spotřeby je shodný s variantou Konceptní, zahrnuje však nižší rozvoj zásobníků plynu i jejich napojení. Ve variantě Nedostatek zásobníků je počítáno s navýšením kapacity zásobníků jen v jedné lokalitě a po roce 2020 pak s postupnou relativně výraznou redukcí využitelné zásobníkové kapacity. Podle této varianty nebude realizována či využívána ani již rozestavěná kapacita v lokalitě Dambořice. Konkrétně je předpokládáno:

1. navýšení výkonu čerpání zásobníků skupiny RWE,
2. zprovoznění plné kapacity zásobníku v lokalitě Uhřetice Jih (navýšení až na 100 mil. m<sup>3</sup>),
3. redukce zásobníkové kapacity od roku 2020 až o hodnotu -500 mil. m<sup>3</sup> v roce 2025 a dále.

## VARIANTA NÍZKÁ SPOTŘEBA

Varianta **Nízká spotřeba** reprezentuje spodní krajní mez možného rozvoje využití zemního plynu v energetice ČR. Varianta počítá s nízkým rozvojem ekonomiky a demografie a s vysokým uplatněním úspor jak ve výrobní sféře, tak ve sféře domácností. Varianta rovněž předpokládá nízký rozvoj v nových oblastech poptávky po zemním plynu, tedy nízké uplatnění plynu při náhradě docházejícího tříděného hnědého uhlí (50% potřebného objemu), nízký rozvoj mikrokogenerace (pro rok 2050 na 7% odběrných míst elektřiny v maloodběru) a nízké uplatnění v dopravě ve formě CNG. Je předpokládáno, že poměr ceny elektřiny a zemního plynu pro konečného zákazníka bude zachován (elektřina nebude vůči plynu zdražovat). Rozvoj zdrojové základny elektrizační soustavy je plánován tak, aby bylo v co nejvyšší míře využito domácích zdrojů primární energie (vychází z varianty Tuzemské zdroje). Ve variantě Nízká spotřeba je počítáno se stejným navýšením kapacity zásobníků jako ve variantě Nedostatek zásobníků, tedy jen v jedné lokalitě a po roce 2020 pak s postupnou relativně výraznou redukcí využitelné zásobníkové kapacity. Podle této varianty nebude realizována či využívána ani již rozestavěná kapacita v lokalitě Dambořice.

## SROVNÁNÍ NAVRŽENÝCH PARAMETRŮ VARIANT

Souhrnně jsou jednotlivé varianty v rozlišení dle tří nejvýraznějších atributů charakterizovány v **tab. 7**.

determine operational limits and security in the adverse development of the gas industry. The development in consumption corresponds with the Conceptual variant; however, the development of storage capacity facilities and their connection is poorer. In the Lack of storage variant, increase in the storage capacity is anticipated in only one location, and after 2020 there should be a gradual, relatively significant reduction in usable storage capacity. According to this variant, the capacity of the gas storage facility in Dambořice, which is already under construction, will not be utilized either. In concrete terms, the following is anticipated:

1. increase in the withdrawal capacity of gas storage of the RWE group,
2. increase of the capacity of the Uhřetice Jih gas storage facility to 100 million m<sup>3</sup>,
3. reduction in storage capacity from 2020 by a value of -500 million m<sup>3</sup> in 2025.

## LOW CONSUMPTION VARIANT

The **Low consumption** variant represents the lower limit of possible development in the utilization of natural gas in the Czech energy industry. This variant anticipates low development in economy and demography and high savings both in the production sector and the household sector. The variant also anticipates low development in new areas of natural gas demand, which means low utilization of gas in the replacement of dwindling graded brown coal (50% of the necessary volume), high development of micro-CHP (to 7% of electricity delivery points in the small low consumption sector for 2050) and low utilization in transport in the form of CNG. It is anticipated that the ratio of electricity to natural gas prices for the end customer will be maintained at the current level (the price of electricity will not increase relative to gas). The development is characterized by an emphasis on the maximum fulfilment of the demand for primary sources in the Czech Republic from domestic sources (Domestic sources variant). In the Low consumption variant, the same increase in storage capacity is anticipated in only one location, as in the Lack of storage variant, and after 2020 there should be a gradual, relatively significant reduction in usable storage capacity. The capacity of the gas storage facility in Dambořice, which is already under construction, will not be utilized either.

## COMPARISON OF PARAMETERS IN THE PROPOSED VARIANTS

In the summary, the individual variants are distinguished according to the three most striking attributes in the following table (see **Tab. 7**).



Tab. 7 Varianty rozvoje plynárenství – srovnání dle atributů

Tab. 7 Variants for the development of the gas industry – comparison of attributes

VARIANTA ATRIBUT	SPOTŘEBA	ROZVOJ ZÁSObNÍKŮ	PLYNÁRENSKÉ SÍTĚ
VARIANT ATTRIBUTE	CONSUMPTION	DEVELOPMENT OF GAS STORAGE	GAS NETWORKS
Koncepční Conceptual	<ul style="list-style-type: none"> <li>• střední růst ostatní spotřeby výrobní sféry a domácností</li> <li>• střední úspory</li> <li>• střední: rozvoj MKO, náhrada tříděného HU a rozvoj CNG</li> <li>• výrazná náhrada energetického HU</li> <li>• není počítáno s výrazným využitím pro velké systémové bloky CCGT</li> <li>• uvažovaný rozvoj ES: varianta <b>Koncepční</b></li> </ul> <p>• medium growth of other consumption in the production sector and households</p> <p>• medium savings</p> <p>• medium development of micro-CHP, replacement of dwindling brown coal and development of GNG</p> <p>• substantial replacement of brown coal for electricity production</p> <p>• substantial utilization in large CCGT plants is not anticipated</p> <p>• <b>Conceptual</b> development of the power system</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• rozvoj kapacity zásobníků v pěti lokalitách</li> <li>• mezi roky 2013 a 2050 přibližně 11 TWh nových kapacit</li> </ul> <p>• development of gas storage capacity in five locations</p> <p>• 11 TWh of new capacity between 2013 and 2050</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• referenční rozvoj přepravní a distribučních soustav</li> <li>• jen známé projekty s vyšší pravděpodobností realizace (plynovod Moravia, připojení zásobníku Dolní Bojanovice)</li> </ul> <p>• baseline development in transmission and distribution systems</p> <p>• only known projects with a higher likelihood of realization (gas pipeline Moravia, connection to Dolní Bojanovice gas storage facility)</p>
Maximální rozvoj Maximum development	<ul style="list-style-type: none"> <li>• vysoký růst ostatní spotřeby výrobní sféry a domácností</li> <li>• nízké úspory</li> <li>• vysoký: rozvoj MKO, náhrada tříděného HU a rozvoj CNG</li> <li>• výrazná náhrada energetického HU</li> <li>• počítáno s výrazným využitím pro velké systémové bloky CCGT</li> <li>• uvažovaný rozvoj ES: varianta <b>Diverzifikovaný mix</b></li> </ul> <p>• large increase of other consumption in the production sector and households</p> <p>• low savings</p> <p>• high development of micro-CHP, replacement of dwindling brown coal and development of GNG</p> <p>• significant replacement of brown coal for electricity production</p> <p>• significant utilization in large CCGT plants is anticipated</p> <p>• <b>Diversified mix</b> variant of the power system</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• rozvoj kapacity zásobníků v šesti lokalitách</li> <li>• mezi roky 2013 a 2050 přibližně 16 TWh nových kapacit</li> </ul> <p>• development of gas storage capacity in six locations</p> <p>• 16 TWh of new capacity between 2013 and 2050</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• nad rámec Koncepční varianty všechny další projekty, u kterých je alespoň malá pravděpodobnost, že budou realizovány</li> <li>• budou realizována 2 propojení na rakouskou síť, další propojení na polskou síť</li> </ul> <p>• beyond the Conceptual variant, all other projects with at least a small chance of being realized</p> <p>• two connections to the Austrian network will be built, with other connections to the Polish network</p>

VARIANTA ATRIBUT	SPOTŘEBA	ROZVOJ ZÁSObNÍKŮ	PLYNÁRENSKÉ SÍŤ
VARIANT ATTRIBUTE	CONSUMPTION	DEVELOPMENT OF GAS STORAGE	GAS NETWORKS
<p><b>Tuzemské zdroje</b></p> <p><b>Domestic sources</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• střední růst ostatní spotřeby výrobní sféry a domácností</li> <li>• střední úspory</li> <li>• nízký: rozvoj MKO, náhrada tříděného HU</li> <li>• střední rozvoj CNG</li> <li>• méně výrazná náhrada energetického HU</li> <li>• není počítáno s výrazným využitím pro velké systémové bloky CCGT</li> <li>• uvažovaný rozvoj ES: varianta <b>Tuzemské zdroje</b></li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>• medium growth of other consumption in the production sector and households</li> <li>• medium savings</li> <li>• low: development of micro-CHP, replacement of graded brown coal</li> <li>• medium development of CNG</li> <li>• less significant replacement of brown coal for electricity production</li> <li>• substantial utilization in large CCGT plants is not anticipated</li> <li>• development of the power system according to the <b>Domestic sources</b> variant</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• rozvoj zásobníků stejný jako ve variantě Koncepční</li> <li>• same as in the Conceptual variant</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• stejný rozvoj sítí jako ve variantě Koncepční</li> <li>• network development similar to the Conceptual variant</li> </ul>
<p><b>Nedostatek zásobníků</b></p> <p><b>Lack of storage</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• stejná spotřeba jako ve variantě <b>Koncepční</b></li> <li>• as in the <b>Conceptual</b> variant</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• rozvoj kapacity zásobníků jen v jedné lokalitě</li> <li>• redukce zásobníkové kapacity od roku 2020</li> <li>• mezi roky 2013 a 2050 pokles kapacity o 4,7 TWh</li> <li>• development of gas storage capacity only in one location</li> <li>• reduction in gas storage capacity from 2020</li> <li>• decrease in capacity by 4.7 TWh between 2013 and 2050</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• rozvoj stejný jako v Koncepční variantě, ale nedojde k připojení zásobníku Dolní Bojanovice na českou plynárenskou soustavu</li> <li>• storage development similar to the Conceptual variant, no connection of Dolní Bojanovice storage to Czech gas system</li> </ul>
<p><b>Nízká spotřeba</b></p> <p><b>Low consumption</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• nízký růst ostatní spotřeby výrobní sféry a domácností</li> <li>• vysoké úspory</li> <li>• nízký: rozvoj MKO, náhrada tříděného HU a rozvoj CNG</li> <li>• méně výrazná náhrada energetického HU</li> <li>• není počítáno s výrazným využitím pro velké systémové bloky CCGT</li> <li>• uvažovaný rozvoj ES: varianta <b>Tuzemské zdroje</b></li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>• low growth of other consumption in the production sector and households</li> <li>• high savings</li> <li>• low: development of micro-CHP, replacement of dwindling brown coal and development of CNG</li> <li>• Less significant replacement of brown coal for electricity production</li> <li>• substantial utilization in large CCGT plants is not anticipated</li> <li>• development of power system according to the <b>Domestic sources</b> variant</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• stejný rozvoj zásobníků jako ve variantě Nedostatek zásobníků</li> <li>• the same as in the Lack of storage variant</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• oproti Koncepční variantě nebude realizován plynovod Moravia ani napojení zásobníku v Dolních Bojanovicích na českou plynárenskou soustavu</li> <li>• unlike in the Conceptual variant, the Moravia gas pipeline will not be built; neither will the connection of the gas storage facility in Dolní Bojanovice to the Czech gas system</li> </ul>

## SOUČASNÝ STAV A ROZVOJ PLYNÁRENSTVÍ VE SVĚTĚ

### SVĚTOVÉ ZÁSoby ZEMNÍHO PLYNU

K roku 2014 jsou světové zásoby plynu odhadovány na 810 bil. m<sup>3</sup>. Z tohoto objemu připadá 468 bil. m<sup>3</sup> na konvenčně těžný plyn, z čehož prověřené zásoby představují 186 bil. m<sup>3</sup>. Nekonvenčním plynům je připisováno 342 bil. m<sup>3</sup>, z toho břidlicový plyn činí 212 bil. m<sup>3</sup>. Při současné světové spotřebě přesahuje životnost zásob všech typů plynu 200 let. Prověřené zásoby konvenčního plynu dnes postačují na 55 let, přičemž podobný údaj byl vykazován v roce 1995. Zásoby jsou poměrně rovnoměrně distribuovány po kontinentech, přičemž 40 % z nich leží dopravně blízko Evropě. Zatímco u prověřeného konvenčního plynu disponují nadpoloviční většinou zásob čtyři země: Írán, Rusko, Katar a Turkmenistán, při započtení zásob nekonvenčních plynů je zeměpisná diverzifikace výrazně vyšší. V Evropě nepřesahuje životnost rozhodujících ložisek konvenčního plynu 20 let, nicméně se zde nachází perspektivní zásoby břidlicového plynu. Negativní postoj obyvatelstva k jejich dobývání spolu s odlišnými geologickými podmínkami oproti USA jsou hlavními důvody, proč dosud nebyla v Evropě realizována těžba ve významném objemu. **Obr. 24** srovnává skladbu současných zásob plynu se stavem roku 2008 dle údajů BP.

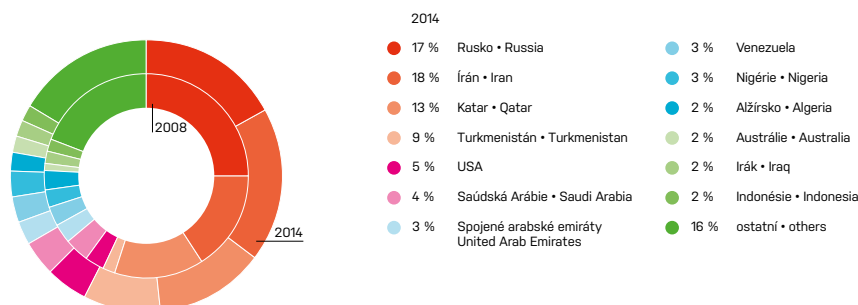
## THE CURRENT STATE AND DEVELOPMENT OF GAS INDUSTRY IN THE WORLD

### GLOBAL NATURAL GAS RESERVES

As of 2014, world gas reserves are estimated to be 810 trillion m<sup>3</sup>. About 468 trillion m<sup>3</sup> is conventionally extracted gas, out of which the confirmed gas reserves are 186 trillion m<sup>3</sup>. Unconventional gases account for 342 trillion m<sup>3</sup>, out of which shale gas amounts to 212 trillion m<sup>3</sup>. At the current world consumption, the life expectancy of all gas resources exceeds 200 years. The confirmed conventional gas reserves suffice for 55 years; a similar value was presented in 1995. Reserves are relatively uniformly distributed over all continents and 40% of them lie close to Europe from the transport point of view. Whereas in case of confirmed reserves of natural gas, more than half of the reserves are available on the territories of only four countries: Iran, Russia, Qatar and Turkmenistan, when taking unconventional gases into consideration, geographical diversification is markedly greater. The life expectancy of major deposits of conventional gas in Europe does not exceed 20 years; however, prospective deposits of shale gas are available. A negative attitude of the population towards the shale gas extraction together with different geological conditions in comparison with the USA are key reasons, why the shale gas extraction has not been implemented in Europe in significant volumes yet. **Fig. 24** compares the current composition of gas reserves with the situation in 2008 according to BP data.

**Obr. 24 Světové zásoby konvenčně těžitelného plynu – porovnání skladby let 2008 a 2014 (BP 2014)**

**Fig. 24 Global reserves of conventionally-extractable gas – comparison of 2008 and 2014 (BP 2014)**



### **Střednědobý horizont (2015 až 2020)**

Ve střednědobém horizontu se bude na světové úrovni využívat dominantně konvenčních zdrojů zemního plynu a bude se prověřovat možnost těžby z břidlic. Jakkoliv se zásoby břidlicového plynu v dnešních poměrech jeví jako velmi perspektivní, představují velkou nejistotu. V nejbližších letech plánují země všech světových kontinentů provést řadu průzkumných vrtů, kterými prověří dnešní odhady. V Evropě bude v průzkumech pokračovat Polsko a plánovány jsou také ve Velké Británii.

### **Dlouhodobý horizont (2021 až 2050)**

Vedle konvenčních zásob a břidlicového plynu jsou za zdroj pro vzdálenější horizonty považovány podmořské hydráty metanu. Dnešní technologie neumožňují jejich ekonomické komerční využití. Jejich zásoby však násobně převyšují dnes známý konvenční i nekonvenční plyn.

## **SPOTŘEBA A TĚŽBA ZEMNÍHO PLYNU**

Světová spotřeba zemního plynu v roce 2013 dosáhla 3,37 bil. m<sup>3</sup>, což ve srovnání s rokem 2012 znamená stagnaci. Trend ve spotřebě za posledních 10 let je však růstový a činí průměrně 3% ročně. Nejvíce spotřebovaného plynu připadá na Severní Ameriku (28%), Asii (19%) a Evropu (17%). Těžbu plynu zajišťuje především Severní Amerika (v roce 2013 činila 27% světové těžby), Ruská federace spolu se zeměmi bývalého SSSR (23%) a Střední východ (17%). Těžba plynu v Evropě se na světové těžbě plynu podílela 8%. Z uvedeného je patrná nerovnoměrnost mezi spotřebou a těžbou napříč kontinenty. Severní Amerika a Rusko jsou soběstačné, naopak negativní bilanci má Evropa a Asie. Tato situace podněcuje mezinárodní obchod s plynem; za rok 2013 bylo mezistátně transportováno 1,03 bil. m<sup>3</sup> plynu (31% z celkové spotřeby), z toho 69% připadalo na potrubní přepravu, zbylá část na LNG. Největší export plynu vykazuje Rusko (226 mld. m<sup>3</sup> v roce 2013), následované Katar (126 mld. m<sup>3</sup>) a Norskem (106 mld. m<sup>3</sup>). Na straně importu vystupují jako největší importéři Japonsko (119 mld. m<sup>3</sup>), Německo (96 mld. m<sup>3</sup>) a Itálie (57 mld. m<sup>3</sup>). V Evropské unii bylo v roce 2013 spotřebováno 439 mld. m<sup>3</sup> plynu, zatímco těžba představovala 148 mld. m<sup>3</sup>. Při své 66% závislosti na dovozu se EU spoléhá dominantně na Rusko,

### **Medium-term outlook (2015–2020)**

In the medium-term horizon and on the world scale, conventional resources of natural gas will dominate. Also, the potential of the shale gas extraction will be a subject of intense studies. Although the shale gas reserves seem under the present conditions to be very prospective, they represent a substantial uncertainty. In the coming years, countries in all continents plan to carry out a series of exploratory wells, through which the nowadays estimates should be confirmed. In Europe, explorations will go on in Poland and new explorations are planned in Great Britain.

### **Long-term outlook (2021–2050)**

Aside from conventional resources and shale gas, the resource for more distant horizons are undersea methane hydrates. The present technologies do not allow their commercial use nowadays; however, their reserves exceed in many ways the reserves of both conventional and unconventional gas.

## **NATURAL GAS EXTRACTION AND CONSUMPTION**

The world consumption of natural gas in 2013 reached the volume of 3.37 trillion m<sup>3</sup>, which means stagnation in comparison with the year 2012. However, the consumption trend for the last 10 years was increasing to 3% annually on average. The majority of gas was consumed in North America (28%), Asia (19%) and Europe (17%). The gas extraction was provided primarily by North America (in 2013 27% of total world extraction), Russian Federation together with the countries of the former USSR (23%) and Middle East (17%). The gas extraction in Europe made 8% of the world gas extraction. The data given above show the disproportion between gas extraction and gas consumption across the continents. North America and Russia are self-sufficient, whereas Asia and Europe exhibit the negative balance. This situation encourages international trade with gas; in 2013 international gas transport amounted to 1.03 trillion m<sup>3</sup> (31% of the total consumption). Out of this 69% fell to pipeline transport, the remaining part was transported as LNG. The largest gas export is exhibited by Russia (226 billion m<sup>3</sup> in 2013), followed by Qatar (126 billion m<sup>3</sup>) and Norway (106 billion m<sup>3</sup>). The largest gas importers are Japan (119 billion m<sup>3</sup>), Germany (96 billion m<sup>3</sup>) and Italy (57 billion m<sup>3</sup>). Gas consumption in European Union in 2013 amounted to 439 billion m<sup>3</sup>, while the extraction amounted just to 148 billion m<sup>3</sup>. In its 66% dependence on imports,

odkud v uplynulém roce pocházelo 136 mld. m<sup>3</sup>, tedy bezmála polovina importovaného plynu. Dalšími předními dodavateli plynu do Evropy jsou Alžírsko a Katar (35 a 23 mld. m<sup>3</sup> za rok 2013).

### **Střednědobý horizont**

Pro tvorbu přidané hodnoty je očekáván růst a z tohoto důvodu je očekáváno i proporcionální navýšování spotřeby zemního plynu. Lze předpokládat, že světová spotřeba zemního plynu do roku 2020 poroste s odhadovaným globálním meziročním přírůstkem 2 %, což je méně než v poslední dekádě. Nejdynamičtější rozvoj užití plynu je očekáván v Číně (17 %) a zemích Afriky (5 %). V USA, resp. Rusku poroste spotřeba jen mírně, přibližně o 1%, resp. 0,6%. Evropa je jediným kontinentem, kde se počítá s pokračováním spotřebního útlumu, a to na úrovni -0,6%. Tento útlum bude souviset zejména s aplikací úsporných opatření. Rostoucí světovou spotřebu pokryje adekvátní navýšení těžby, resp. navýšení exportu zejména z USA, Ruska, zemí Středního východu a Austrálie. Vedle potrubní přepravy poroste úloha LNG. Za předpokladu udržení stabilního objemu dodávek z Ruska nedojde v Evropě k výrazným změnám dovozních poměrů.

### **Dlouhodobý horizont**

Ve vývoji po roce 2020 bude i nadále akcelerována spotřeba plynu rozvíjejících se zemí jako Číny, Indie, Brazílie, trend růstu se však zmírní. U vyspělých světových zemí je predikováno postupné nasycování spotřeby, meziroční přírůstky se pohybují na úrovni 0,5 až 1%. Také u Evropy je očekáván návrat k růstovému trendu, a to ve výši 0,8%. V rámci jednotlivých spotřebních sektorů je nejvyšší nárůst na světové úrovni očekáván v dopravě, kde se uplatní CNG a pro dálkovou přepravu i LNG. V absolutním měřítku nejvíce vzroste spotřeba plynu na výrobu elektřiny. Spotřební růst uspokojí vedle dodávek konvenčního plynu z tradičních zemí zvýšená těžba břidlicového plynu. Dojde tím k další zdrojové diverzifikaci, kdy mezi hráče na světovém trhu vstoupí země Jižní Ameriky nebo Afriky a v souvislosti s tím dále posílí obchod s LNG. S dožíváním zásob plynu v evropských nalezištích se prohloubí evropská dovozní závislost a změní se podíl dodávek z exportních zemí. Jako perspektivní se jeví možnost zajištění plynu z nalezišť v Kaspickém moři. Plynovod TAP, který má do Itálie v roce 2020

the EU relies mainly on Russia, which in the 2013 supplied 136 billion m<sup>3</sup>, i.e., almost one half of imported gas. Further major gas suppliers to Europe are Algeria and Qatar (35 and 23 billion m<sup>3</sup> in 2013).

### **Medium-term outlook**

Gross value added generation anticipates a growth and for that reason proportional increase of the natural gas consumption is expected. Up to 2020, the world natural gas consumption will grow with the estimated global annual rate 2%, which is less than in the last decade. The most dynamic development of gas use is expected in China (17%) and in African countries (5%). In the USA and Russia, the consumption will grow only slowly, approximately by 1%, or 0.6% respectively. Europe is the only continent, where the decrease of gas consumption is expected to go on, at about the level of -0.6%. This drop in consumption will be related, in particular, to the application of energy saving measures. The growing world consumption will be covered by the adequate increase in gas extraction, or increase of gas export, in particularly from the USA, Russia, Middle East and Australia. Along pipeline transport, the role of LNG will increase. Provided the stable volume of supplies from Russia is secured, there will be no marked changes of import conditions in Europe.

### **Long-term outlook**

In the outlook for the period after 2020, gas consumption of developing countries like China, India or Brazil will accelerate; the rate of growth will, however, decline. For industrially developed countries, a gradual saturation of gas consumption is predicted with annual increments being in the 0.5–1% range. Also in case of Europe, a return back to the growth trend is expected, with the annual rate of 0.8%. As regards individual consumption sectors, the biggest rate of growth is expected in transport, where CNG and for the long-distance transport also LNG will be applied. In absolute terms, the maximum growth will occur in gas consumption for electricity production. The growth of consumption will be satisfied by supplies of conventional gas from traditional countries as well as by the increased shale gas extraction. Thus, a further diversification of resources will come about. The players at the world market will be joined by countries of South America or Africa. This will be accompanied by the strengthening of the trade with LNG. The gradual exhaustion of gas reserves in European deposits

přivést první dodávky plynu z Ázerbájdžánu, bude mít kapacitu až 20 mld. m<sup>3</sup> ročně. Potenciál zdrojů ve zmíněné oblasti, kde disponuje velkými zásobami zejména Turkmenistán, je z pohledu dodávek do Evropy nejméně dvojnásobný. V souvislosti s tím by EU měla pokračovat v jednáních s partnery zúčastněnými na dodávkách plynu z Kaspického regionu. Výsledné poměry v zajišťování plynu pro Evropu budou kromě snahy o příznivou cenu plynu záviset také na ochotě EU spolupracovat s politicky rizikovými partnery. Z tohoto pohledu může variovat úloha Ruska a recipročně k ní podíl dodávek LNG.

## USKLADŇOVÁNÍ ZEMNÍHO PLYNU V EVROPĚ

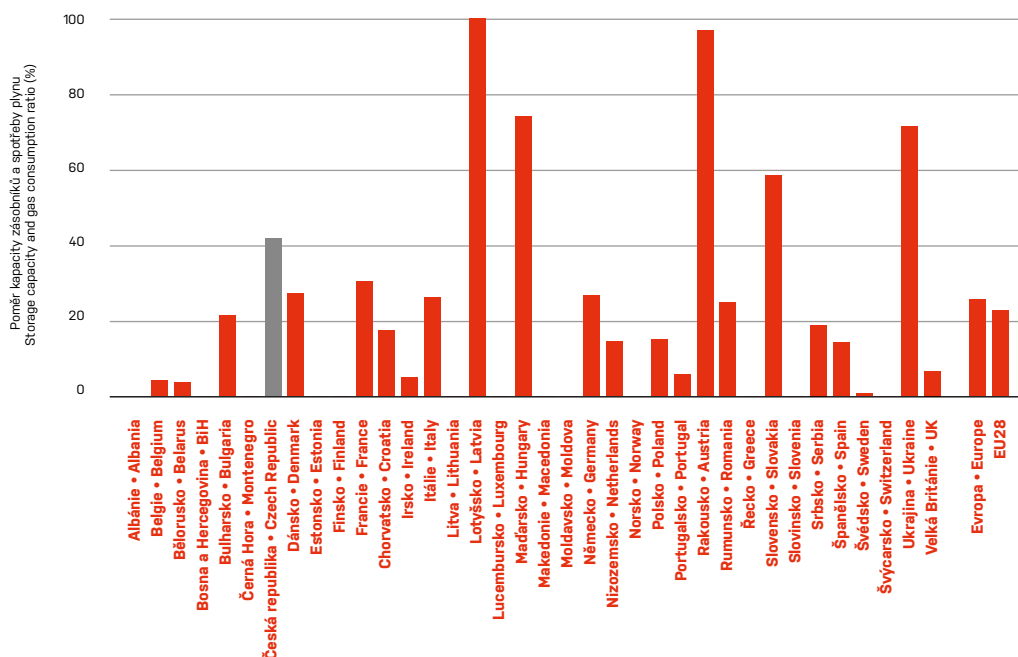
Souhrnná kapacita zásobníků v Evropské unii dosáhla 99 mld. m<sup>3</sup> v roce 2014, čímž meziročně vzrostla o 3 mld. m<sup>3</sup>. Ve vztahu k roční spotřebě je uskladňovací kapacita Unie přibližně čtvrtinová. Nejvíce zásobníků provozují země s relativně vysokým importem plynu, jako jsou Německo, Francie a Itálie. Velká Británie je podobně velkým spotřebitelem, avšak díky současným domácím zdrojům může disponovat nižší uskladňovací kapacitou. Z neunijních evropských zemí je významná Ukrajina, jejíž zásobníky dosahují třetiny kapacity EU. Využívání zásobníků v Evropě v posledních letech klesalo, což bylo dáno snižujícím se rozdílem sezónních extrémů spotřeby i její stagnací. Na **obr. 25** je vykreslen podíl kapacity zásobníků a spotřeby, který vyjadřuje flexibilitu země při nerovnoměrném zásobování plynem. Pozice České republiky vychází nejen lépe než unijní i evropský průměr, ale také výhodněji ve srovnání s Německem, Itálií nebo Francií.

will deepen the European import dependence and the shares of supplies from exporting countries will change. Promising is the possibility of supplies from gas deposits in the Caspian Sea region. The TAP gas pipeline, which in 2020 shall bring to Italy the first gas supplies from Azerbaijan, will have the annual transport capacity up to 20 billion m<sup>3</sup>. The potential of resources of the Caspian Sea region, where in particular Turkmenistan has large gas reserves, is from the point of view of supplies to Europe at least twofold. In relation with this, the EU should continue in negotiations with partners participating in gas supplies from the Caspian region. The resulting situation in securing gas for Europe will be affected by efforts to achieve a favorable price and it will also depend on the willingness of the EU to cooperate with politically risky partners. From this point of view, the role of Russia may vary and, reciprocally, so the share of LNG deliveries.

## GAS STORAGE IN EUROPE

The total capacity of gas storage facilities in European Union reached the volume 99 billion m<sup>3</sup> in 2014, which represents an annual growth by 3 billion m<sup>3</sup>. The EU gas storage capacity is thus about one quarter of its annual gas consumption. The most gas storage facilities are operated by countries with relatively high gas imports, as e.g. Germany, France and Italy. Great Britain is gas consumer of a similar magnitude, however, thanks to its current domestic resources it can afford to have a lower gas storage capacity. If European countries outside the EU are considered, then Ukraine is significant with its gas storage facilities with capacities of about one third of those of the whole European Union. The utilization of gas storage facilities in Europe has diminished in the course of the last few years. This decrease was caused by decreasing differences between seasonal extremes of consumption and also by its stagnation. **Fig. 25** depicts the storage capacity to consumption ratio which expresses a country's flexibility in the event of fluctuating gas supply. The position of the Czech Republic turns out not only to be better than the EU and European average, but also advantageous in comparison with Germany, Italy and France.

**Obr. 25 Poměr kapacity zásobníků a spotřeby zemního plynu v Evropě v roce 2013 (BP, GIE 2014)**  
**Fig. 25 The ratio of storage capacity to natural gas consumption for Europe in 2013 (BP, GIE 2014)**



### Střednědobý horizont

Navzdory klesajícímu využití zásobníků v posledních letech jsou ve světle současné situace na Ukrajině připravovány nové projekty na rozšíření kapacit. Za Evropskou unii činí plánovaný nárůst 38 mld. m<sup>3</sup>, a tedy 38 % dnešní kapacity. Zásobníky se budou rozvíjet zejména v zemích, které by byly nejvíce postiženy potenciálním omezením dodávek z Ruska, tedy kromě Německa nebo Rakouska také na Balkánu a dále v Litvě, Lotyšsku a Estonsku. Postupné navyšování investic do zásobníků plynu lze očekávat při vyostřování konfliktu Rusko–Ukrajina. Přinejmenším z nynějšího pohledu je riziko vyostření možno označit za reálné.

### Medium-term outlook

In spite of the decreasing utilization of gas storage facilities during the last few years, the current situation in Ukraine leads to the preparation of new projects for gas storage capacities enlargement. The planned increase for the whole European Union amounts to 38 billion m<sup>3</sup>, i.e., 38% of the current capacity. Gas storage facilities will be developed primarily in those countries, which would be most affected by the potential restriction of supplies from Russia, this is, aside from Germany or Austria, in the Balkans and in Lithuania, Latvia and Estonia. A gradual growth of investments into gas storage facilities can also be expected if the Russia – Ukraine conflict escalates. At least at the end of November 2014, the threat of escalating can be regarded as serious.



## Dlouhodobý horizont

Driverem budování nové uskladňovací kapacity v Evropě bude dožívání domácích zásob konvenčního plynu. Výstavba nových zásobníků se bude týkat zemí, jejichž dovozní závislost ve spotřebě plynu se kvůli tomu výrazně prohloubí, tedy především Velké Británie, Nizozemska a Norska. Dlouhodobě vyšší investiční aktivitu do zásobníků plynu lze očekávat při dlouhodobých důsledcích vyostření konfliktu Rusko–Ukrajina.

## OČEKÁVANÝ VÝVOJ SPOTŘEBY A PRŮBĚHŮ SPOTŘEBY PLYNU V ČR

Spotřeba zemního plynu v posledních několika letech klesala, a to i po teplotním přepočtu. Klesající trend, který souvisí zejména s aplikací úsporných opatření, je patrný od roku 2001 (v letech 2001 až 2008 průměrný meziroční pokles spotřeby o 1,0 %). V roce 2009 pak došlo k výraznému poklesu spotřeby (-7,7% meziročně), a to zejména v důsledku ekonomické krize a poklesu průmyslové výroby. I v dalších letech je však patrný trend snižování poptávky, což souvisí se snížením ekonomického růstu, ale i s aplikací úsporných opatření (v letech 2010 až 2013 klesala spotřeba zemního plynu o 0,4% meziročně). Poptávka po plynu má výraznou vazbu na výkonnost ekonomiky a klimatické podmínky, jak ukazuje vývoj plynoenergetické náročnosti a velmi výrazné teplotní přepočty v posledních několika letech. Vývoj poptávky po zemním plynu bude vedle tradičních vlivů, jakými je ekonomický a demografický vývoj, výrazně záviset zejména na budoucí podobě energetické politiky na evropské i české úrovni. Konkrétně pak na míře důrazu na snižování emisí škodlivin a oxidu uhličitého. Predikce poptávky po zemním plynu zohledňují všechny významné vlivy: ekonomický růst, demografický vývoj, aplikace úspor, rozvoj dalšího využití plynu při výrobě elektřiny a tepla (monovýroba elektřiny, KVET i MKO, využití plynu v dopravě ve formě CNG). Predikce byla provedena pro čtyři varianty rozvoje plynárenství (Konceptní, Maximální rozvoj, Tuzemské zdroje a Nízká spotřeba), z nichž varianta Konceptní je nejvíce navázána na předpoklady formulované v aktuálním návrhu Státní energetické koncepce. Průběhy ročních hodnot predikovaných spotřeb vykazují tři výrazněji diferencovaná období z hlediska navýšení celkové spotřeby plynu:

## Long-term outlook

The driver for the building of new gas storage capacities in Europe will be the gradual exhaustion of domestic reserves of conventional gas. The building of new gas storage facilities will concern those countries, where their gas import dependence will substantially deepen as the consequence of the gradual exhaustion of domestic reserves, i.e. primarily in Great Britain, the Netherlands and Norway. The long-term stronger investment activity into gas storage facilities can be expected as the long-term consequence of the Russia – Ukraine conflict escalation.

## THE ANTICIPATED DEVELOPMENT OF GAS CONSUMPTION AND GAS CONSUMPTION DIAGRAMS IN THE CR

The natural gas consumption, after the temperature normalization, has been in the last few years decreasing. The decreasing trend which is related in particular to the application of energy saving measures, has been visible since 2001 (in 2001–2008, the average annual decrease of gas consumption was 1.0%). In 2009, a marked consumption drop occurred (by -7.7% annually); this was especially due to the onset of economic crisis and to the decrease of industrial production. In the following years, the trend toward the demand reduction is still perceptible; this is related to the decrease of the economic growth and also to the application of energy saving measures (in 2010–2013 the natural gas consumption has been decreasing by 0.4% annually). Gas demand is very profoundly linked to the efficiency of economy and climatic conditions (as shown by the development of the gas energy intensity and by very pronounced temperature normalizations in the last few years). The development of the natural gas demand will be markedly affected, apart by traditional factors, like economic and demographic development, by the future shape of the energy policy at both Czech and European level, in particular, on the degree of emphasis put on lowering emissions of pollutants and carbon dioxide. Predictions of natural gas demand take into account all important factors: economic growth, demographic evolution, development of the gas utilization for the production of electricity and heat (mono-production of electricity, CHP and MCHP, the use of gas in transport as CNG). The prediction was carried out for four variants of the gas industry development (Conceptual, Maximum development, Domestic sources and Low consumption), out of which the Conceptual variant

- Období let 2014 až 2018 je charakteristické stagnací a jen velmi pozvolným nárůstem spotřeby; v tomto období nedojde pravděpodobně k instalaci žádné nové významné jednotky na výrobu elektřiny z plynu.
- V roce 2019 předpokládá nynější predikce zprovoznění jedné významnější výrobní jednotky elektřiny; v období let 2020 až 2030 bude spotřeba navyšována v závislosti na instalaci jednotek na výrobu elektřiny i KVET, nárůst však bude spíše proporcionální, nebude se jednat o výrazné skokové navyšování.
- Od roku 2030 bude probíhat výrazná náhrada tříděného hnědého uhlí; začne také docházet k náhradě energetického uhlí u některých výroben elektřiny a později k instalaci výrazného výkonu v nových paroplynových blocích.

#### **Střednědobý horizont**

- Střednědobě bude poptávka po zemním plynu nejvíce určena vývojem ekonomiky, demografie a mírou aplikace úsporných opatření.
- Do roku 2020 se z nových oblastí využití zemního plynu stačí významněji projevit jen předpokládaný nárůst spotřeby vyvolaný náhradou hnědého uhlí při výrobě elektřiny a tepla v KVET.
- Dle Konceptní varianty bude spotřeba plynu v roce 2020 činit 91,7 TWh, což představuje mezi roky 2013 a 2020 nárůst o 7%.

#### **Dlouhodobý horizont**

- Dlouhodobě bude poptávka po zemním plynu nejvíce určena mírou využití zemního plynu v nových oblastech spotřeby (KVET, mikrokogenerace, CNG a náhrada hnědého uhlí – HU).
- Dle Konceptní varianty bude spotřeba plynu v roce 2050 činit 121 TWh, což představuje mezi roky 2013 a 2050 nárůst o 41%.
- Podle nejnižší varianty rozvoje (Nízká spotřeba) by spotřeba plynu v roce 2050 měla činit 95 TWh (mezi roky 2013 a 2050 nárůst o 12 %), podle nejvyšší varianty (Maximální rozvoj) by spotřeba plynu v roce 2050 dosáhla 137 TWh (mezi roky 2013 a 2050 nárůst o 60 %).
- Ostatní spotřeba plynu se zahrnutím bilančního rozdílu zaznamená pro celý predikční horizont pokles, který

is most close to the assumption in the current proposal for the State Energy Policy. The curves of annual predicted consumptions exhibit three more markedly different periods:

- The period 2014–2018 features just a very moderate consumption growth; in this period, probably no major unit for the production of electricity from gas will be installed.
- In 2019, the current prediction assumes the start of the operation of a new power generating unit; in the 2020–2030 period, gas consumption will increase depending upon the installation of a number of both power generating units as well as CHP schemes, the growth will, however, bear rather a proportional character; no abrupt increases are expected to occur.
- From 2030 on, the third phase of graded brown coal replacement is anticipated, together with the replacement of coal in some power generating units and later with the installation of considerable power generation capacities in new steam-gas units.

#### **Medium-term outlook**

- In the medium-term outlook, the natural gas demand will be determined mostly by the development of economy, demographic evolution and by the degree of application of energy saving measures.
- Up to 2020, the replacement of brown coal in the production of heat and electricity in CHP will be the only major contributor toward the anticipated growth of gas consumption.
- According to the Conceptual variant, gas consumption in 2020 will amount to 91.7 TWh, which represents the growth by 7% between the years 2013 and 2020.

#### **Long-term outlook**

- In the long-term outlook, the natural gas demand will be determined mostly by the degree of natural gas utilization in new fields of application (CHP, microCHP and brown coal replacement).
- According to the Conceptual variant, gas consumption in 2050 will amount to 121 TWh, which represents the growth by 41% between the years 2013 and 2050.
- According to the lowest development variant (Low consumption), the natural gas consumption should amount in 2050 to 95 TWh (the growth between 2013 and 2050 being 12%), according to the highest development variant (Maximum development) the natural gas consumption should reach in 2050 the value of 137 TWh (the

bude k roku 2050 činit přibližně 6,7 TWh (v této hodnotě je započítán přechod části jednoduché výroby tepla na mikrokogenerační).

- Kategorie spotřeby zemního plynu na monovýrobu elektřiny zaznamená ve sledovaném období do roku 2050 nárůst přibližně 4,8 TWh.
- Kategorie spotřeby plynu na KVET a MKO zaznamená do roku 2050 nárůst o přibližně 31 TWh, a bude tedy dle aktuální predikce nejvýraznějším vlivem.
- Náhrada tříděného hnědého uhlí způsobí do roku 2050 nárůst spotřeby o přibližně 6,3 TWh.
- Rozvoj CNG bude záviset především na daňové politice státu; při zachování současného nastavení, kdy je zemní plyn daňově zvýhodněn, bude využití zemního plynu ve formě CNG kontinuálně narůstat; významnějších hodnot pak dosáhne přibližně kolem roku 2020; na konci horizontu (2050) bude dosahovat roční spotřeby přibližně 18 TWh, což bude 13 % celkové spotřeby plynu.

Predikce celkové spotřeby plynu je uvedena pro Konceptní variantu v **tab. 8** a pro všechny analyzované varianty pak na **obr. 26**.

growth between 2013 and 2050 by 60%).

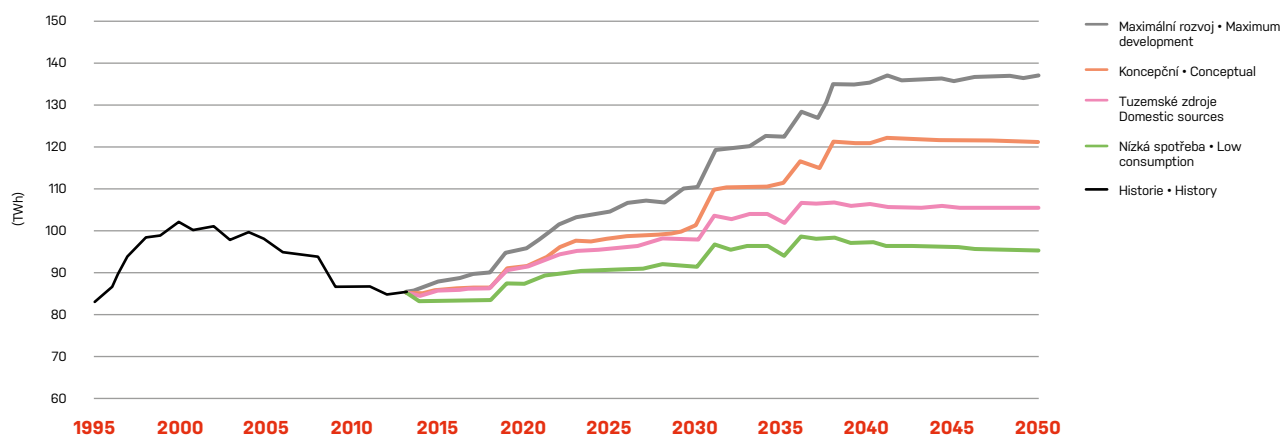
- Other gas consumption will feature a decrease for the whole prediction horizon, which will amount in 2050 approximately to 6.7 TWh (this value includes the conversion of a part of heat-only generation to microCHP).
- The category of natural gas consumption for electricity-only generation, in the period under study up till 2050, will exhibit the growth by about 4.8 TWh.
- The category of natural gas consumption for CHP and microCHP, in the period under study up till 2050, will exhibit the growth by about 31 TWh and will thus be, according to the current prediction, the most significant contribution.
- The replacement of graded brown coal will cause up till the year 2050 the growth of the natural gas consumption by about 6.3 TWh.
- The CNG development will depend, first of all, on the state taxation policy; if the present taxation, favorable for natural gas, is kept; the use of natural gas in the CNG form will grow continually and a significant portion will be achieved around the year 2020. At the end of the horizon studied (2050), the annual CNG consumption will reach about 18 TWh, which will be 13% of the total natural gas consumption.

The prediction of total gas consumption is characterized in **Tab. 8** for Conceptual variant and in **Fig. 26** for all variants.

**Tab. 8 Celková spotřeba plynu (GWh) – varianta Konceptční**  
**Tab. 8 Total gas consumption (GWh) – Conceptual variant**

	2013	2014	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2050
<b>VO • Wholesale (WS)</b>	<b>37 935</b>	<b>37 919</b>	<b>39 040</b>	<b>43 411</b>	<b>48 349</b>	<b>51 196</b>	<b>57 173</b>	<b>66 279</b>	<b>66 857</b>
VO monovýroba elektřiny WS monoproduction of electricity	290	362	457	955	4 393	6 294	6 708	4 343	5 104
VO výroba elektřiny v KVET WS CHP electricity production	2 652	2 731	3 099	4 940	5 237	5 614	7 574	16 628	17 320
VO výroba tepla v KVET WS CHP heat production	5 984	5 950	6 542	7 683	7 351	7 597	9 324	12 088	12 151
VO ostatní • WS others	28 840	28 708	28 774	29 665	30 607	30 929	30 860	30 513	29 575
VO náhrada za HU WS substitute for brown coal	169	169	169	169	761	761	2 707	2 707	2 707
<b>SO • Medium consumption (MC)</b>	<b>8 406</b>	<b>8 346</b>	<b>8 546</b>	<b>9 346</b>	<b>9 749</b>	<b>10 003</b>	<b>11 235</b>	<b>11 311</b>	<b>11 393</b>
SO výroba elektřiny v KVET MC CHP electricity production	496	511	579	924	980	1 051	1 418	1 478	1 597
SO výroba tepla v KVET MC CHP heat production	1 121	1 114	1 225	1 439	1 377	1 423	1 747	1 764	1 776
SO ostatní • MC others	6 746	6 679	6 700	6 940	7 202	7 339	7 393	7 393	7 344
SO náhrada za HU MC substitute for brown coal	42	42	42	42	190	190	677	677	677
<b>MO • Retail</b>	<b>12 460</b>	<b>12 189</b>	<b>12 260</b>	<b>12 813</b>	<b>13 550</b>	<b>13 911</b>	<b>15 342</b>	<b>15 547</b>	<b>15 898</b>
MO výroba elektřiny v KVET a MKO Retail CHP and MCHP electricity production	166	171	199	395	471	552	733	811	934
MO výroba tepla v KVET a MKO Retail CHP and MCHP heat production	376	373	433	828	1 036	1 283	1 623	1 862	2 198
MO ostatní • Retail others	11 833	11 560	11 543	11 505	11 662	11 695	11 632	11 520	11 413
MO náhrada za HU Retail substitute for brown coal	85	85	85	85	381	381	1 354	1 354	1 354
<b>DOM • Households</b>	<b>25 129</b>	<b>24 831</b>	<b>24 628</b>	<b>24 379</b>	<b>24 645</b>	<b>24 443</b>	<b>25 663</b>	<b>25 404</b>	<b>24 707</b>
DOM výroba elektřiny v MKO Households MCHP electricity production	1	1	19	262	433	606	781	956	1 204
DOM výroba tepla v MKO Households MCHP heat production	7	6	75	1 046	1 730	2 426	3 123	3 822	4 817
DOM ostatní • Households others	24 994	24 696	24 407	22 945	21 912	20 840	19 728	18 596	16 655
DOM náhrada za HU Households substitute for brown coal	127	127	127	127	571	571	2 031	2 031	2 031
<b>Bilanční rozdíl v DS Balancing difference in DS</b>	<b>1 529</b>	<b>1 875</b>	<b>1 515</b>	<b>1 722</b>	<b>1 835</b>	<b>1 889</b>	<b>2 066</b>	<b>2 227</b>	<b>2 214</b>
<b>Celková spotřeba ZP v ČR Total consumption of NG in the CR</b>	<b>85 458</b>	<b>85 160</b>	<b>85 990</b>	<b>91 671</b>	<b>98 129</b>	<b>101 442</b>	<b>111 479</b>	<b>120 769</b>	<b>121 069</b>

**Obr. 26 Celková spotřeba plynu – dle variant**  
**Fig. 26 Total gas consumption – according to variants**



## ZDROJE A PŘEPRAVNÍ TRASY PLYNU PRO POTŘEBY ČR

Česká republika pokrývá 98 % své spotřeby plynu dovozem ze zahraničí. Plyn je zajišťován především dlouhodobými kontrakty s Ruskem, část objemu pochází z burzovních obchodů. Pro zajištění dodávek plynu ještě donedávna převládala role infrastruktury ve směru východ–západ. Po zprovoznění plynovodu Nord Stream a navazujících tras OPAL a Gazela však Česká republika výrazně diverzifikovala možnosti dodávek a mohla by být zásobena prakticky jen z tohoto nového směru, což poprvé částečně ověřila krize na Ukrajině během přelomu zimy 2013 a jara 2014. Reverzní chod české plynárenské soustavy je možný od konce roku 2011. Prověřené celkové domácí zásoby konvenčního plynu v ČR jsou vyčísleny na 7 mld. m<sup>3</sup>, tedy téměř na úrovni roční spotřeby země. Při dnešním objemu těžby je životnost ložisek 40 let. Jsou evidovány záměry na těžbu plynu z velkých hloubek, díky čemuž by se podíl vlastní produkce na spotřebě mohl zvýšit na více než 5 %, jejich realizace je však kvůli ekonomice takové těžby velmi nejistá. Potenciální zásoby břidlicového plynu na území ČR nebyly dosud prověřeny, jelikož existuje značný nesouhlas

## SOURCES AND TRANSPORT ROUTES NEEDED FOR THE CR

Czech Republic secures 98% of its gas consumption by imports from abroad. Natural gas is secured primarily by long-term contracts with Russia; a part of the gas consumption volume comes from exchange trading. Gas supplies infrastructure has been so far oriented in the east to west direction. After the start of the operation of the Nord Stream gas pipeline and follow-up routes OPAL and Gazela, Czech Republic significantly diversified gas supply options. Czech Republic could be supplied from this direction only, which was for the first time confirmed by the crisis in Ukraine at the turn of winter 2013 and spring 2014. Reversed operation of the gas system of the Czech Republic has been possible since the end of 2011. The confirmed domestic reserves of conventional gas are calculated to be 7 billion m<sup>3</sup>, i.e., at the annual consumption level of CR. At the current rate of extraction, the life expectancy of deposits is 40 years. Czech Republic registers intentions to extract gas from very deep deposits, thanks to which the share of self-production in consumption could increase to more than 5%. The implementation of these intentions is, however, due to the economics of such an extraction, very uncertain. Apart from

obyvatel již jen proti samotnému průzkumu. Z dnešního pohledu je těžba břidlicového plynu v ČR až nereálná. Vedle konvenčního plynu je v České republice určitý potenciál pro výrobu biometanu. Podle odborných odhadů s ohledem na dostupnost surovin pro jeho výrobu činí tento potenciál asi 1 mld. m<sup>3</sup>. Z tohoto celkového množství je dnes více než polovina zužitkována při spalování bioplynu v bioplynových elektrárnách. Pokud by se teoreticky veškerý bioplyn použil pro výrobu biometanu, mohlo by dojít ke snížení dovozní závislosti o více než 10 %. V současnosti ale produkce biometanu není ekonomicky podporována, nejsou evidovány žádné projekty a není v provozu žádná výroba biometanu.

### **Střednědobý horizont**

Za předpokladu udržení stabilní politické situace na Ukrajině nejsou očekávány výrazné změny v zásobování ČR. I nadále bude ve významném objemu dodáván ruský plyn tradiční trasou plynovodem Bratrství přes Ukrajinu a Slovensko. Její úlohu však postupně oslabí zvyšující se podíl plynu transportovaného plynovodem Nord Stream. V budoucnu bude možné uvažovat o obchodu s plynem z Polska v souvislosti s polským kontraktem na LNG dodávky z Kataru. Uskutečnění fyzických toků plynu z LNG terminálu Świnoujście do ČR je teoreticky datováno na rok 2020. Umožní jej posílení navazující přepravní infrastruktury v Polsku a plánované posílení přeshraničního propojení PL–CZ. Při dovedení plynovodu South Stream až do rakouského uzlu Baumgarten by vznikla pro ČR další alternativa pro dopravu plynu z Ruska. Podmínkou pro to je výstavba plynovodu Břeclav–Baumgarten, jehož dokončení je plánováno na rok 2019. Za takové konfigurace by ČR a sousední země neohrožovalo ani dlouhodobé přerušení tranzitu ruského plynu přes Ukrajinu. Na začátku prosince 2014 však Rusko oznámilo, že za situace obstrukcí ze strany EU projekt ukončuje; vývoj situace bude potřebné dále sledovat.

### **Dlouhodobý horizont**

Ani při větším rozsahu tuzemské produkce (konvenční zemní plyn, břidlicový plyn, biometan) nebude v České republice možné zajistit v rozhodujícím množství plyn z domácích zdrojů. ČR zůstane výrazným dovozcem plynu. Rozhodující kontrakt uzavřený mezi ruským Gazpromem a RWE Transgas

conventional gas, Czech Republic has a potential for the production of biomethane in the annual volume of 1 billion m<sup>3</sup>. The utilization of biomethane would help to mitigate the import dependence by more than 10%. In 2014, there is no biomethane production facility in the Czech Republic. Moreover, biomethane production is not subsidized. The current unsatisfactory economic return on investments in biomethane production projects means that no such intentions exist. Additionally, about one half of the potential of CR is used for the production of biogas, which is consumed in associated biogas power plants.

### **Medium-term outlook**

If the political situation in Ukraine remains stable, no pronounced changes in the natural gas supplies to the CR are expected. Russian gas will continue to be shipped in significant volumes using the traditional route of Brotherhood gas pipeline through Ukraine and Slovakia. Its role, however, will gradually weaken due to the increasing share of gas supplies transported by the Nord Stream gas pipeline. It will also become possible to consider the trade with gas from Poland, in relation to Polish contract for LNG deliveries with Qatar. The realization of physical gas flows from the LNG terminal Świnoujście to the CR could be expected from 2020. This will be made possible by the strengthening of transport infrastructure in Poland as well as by the planned reinforcements of the cross-border interconnection PL – CZ. Another alternative would arise for the CR for gas import from Russia, if the South Stream gas pipeline could be led to the Austrian node in Baumgarten. The condition for the existence of such an alternative is the construction of the Břeclav–Baumgarten gas pipeline, with its completion due in 2019. Under this configuration, neither the Czech Republic, nor neighboring countries would be put in any danger by even a long-term break of Russian gas transit through Ukraine. However, at the beginning of December 2014, Russia announced that in the situation of obstructions applied by the EU, Russia withdraws from the project. The development of the situation will require a further monitoring.

### **Long-term outlook**

Even if shale gas extraction is implemented and biomethane and conventional gas is used, the Czech Republic will still not be able to secure the sufficient volume of gas from domestic sources.

platí do roku 2035 a umožňuje dodávku až 12 mld. m<sup>3</sup> plynu ročně, avšak problematický je tranzit do ČR. Kontrakt samotný by tak dostačoval pro očekávaný růst spotřeby při realizaci paroplynových zdrojů, rozvoji CNG a mikrokogenerace. V teritoriích, odkud připadá do úvahy dovoz plynu do ČR, leží okolo 70 % prověřených zásob plynu. Očekává se, že díky pokračujícímu rozvoji plynovodních propojení ve směru sever–jih vznikne řada příležitostí pro vhodnou transportní a zdrojovou diverzifikaci, které spolu úzce souvisí. Jedná se zejména o využití LNG a perspektivně také o plyn z oblasti Kaspického moře. Po roce 2030, kdy bude ukončena provozní podpora dnešních bioplynových elektráren, by při vhodných cenových poměrech mohlo dojít k uvolnění kapacity výroby bioplynu. Vyčištěný bioplyn, tedy biometan, by pak mohl být použit v plynárenství, zejména pro pohon CNG vozidel, a to v množství až 1 mld. m<sup>3</sup> ročně. Současná kapacita napojení plynárenské soustavy na zahraničí je dostatečně dimenzovaná, disponuje 16 potrubními liniemi a celkovou kapacitou přibližně 335 mil. m<sup>3</sup>/den; denní úroveň tranzitu přes ČR přitom činí přibližně 82 mil. m<sup>3</sup>. Proporcionálně k případnému růstu významu plynu a celkové spotřeby je uvažováno až o třech nových potrubních liniích o nové kapacitě přibližně 1 055 GWh/den, což by znamenalo nárůst až o 25 % vůči dnešnímu stavu.

**Obř. 27** ukazuje rozhodující trasy pro dodávky plynu do Evropy.

**Obř. 28** zobrazuje názor na změnu poměrů v podílech zdrojů zajišťujících plyn Evropě, a to za předpokladu konvenčních vazeb EU a Ruska.

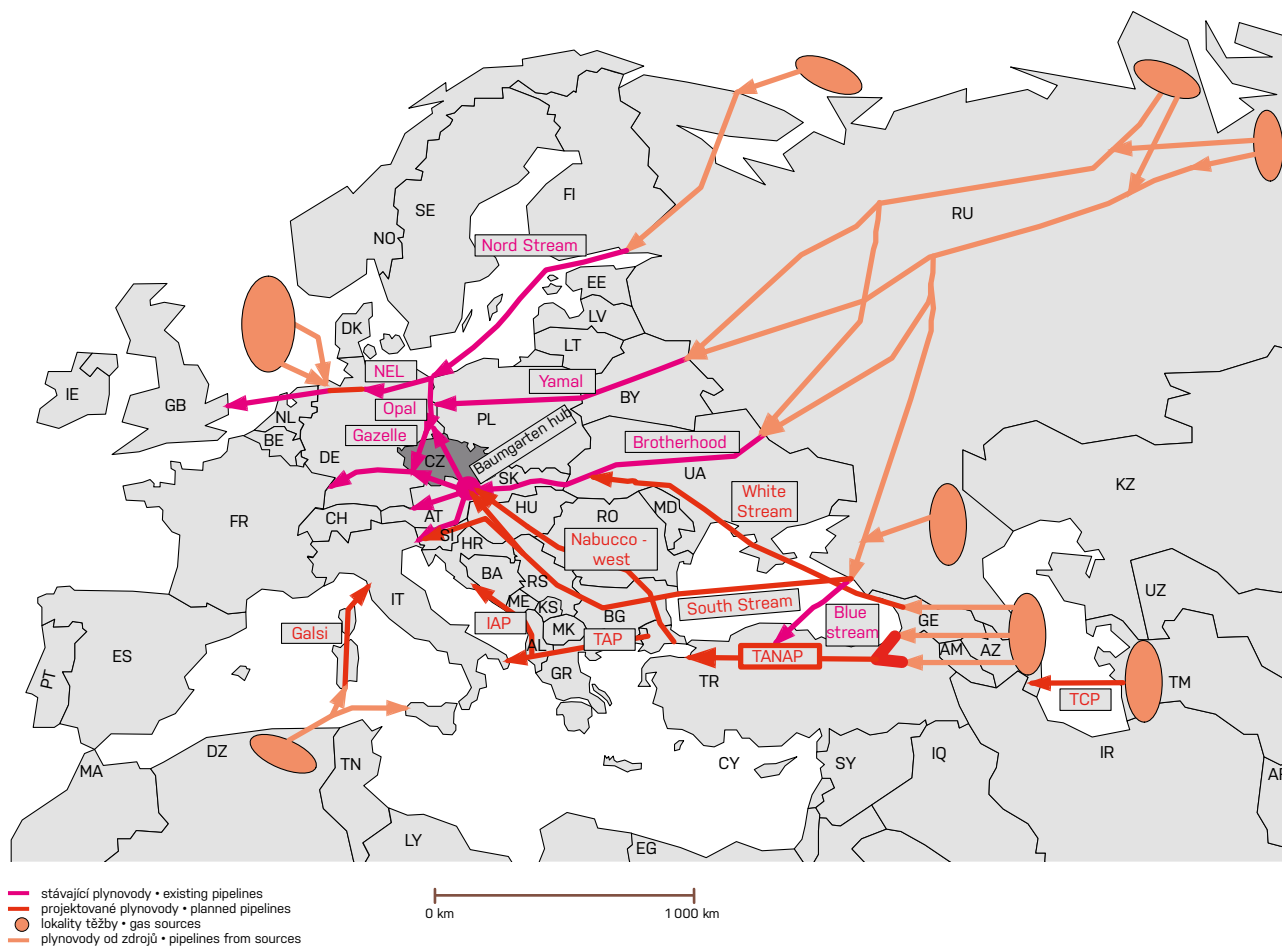
The Czech Republic will remain a pronounced gas importer. The key contract between the Russian Gazprom and RWE Transgas is valid till 2035 and allows the supplies of up to 12 billion m<sup>3</sup> of gas annually. This would be sufficient for the anticipated consumption growth in case of realization of new CCGT units and CNG and MCHP development. The territories, from which gas import to Czech Republic is considered, hold about 70% of confirmed gas reserves. It is expected that the continuing development of gas pipeline interconnection in the north-south direction will bring a number of opportunities for a suitable transport and resource diversification. These opportunities will involve, in particular, LNG utilization and, in the future, also natural gas from the Caspian Sea region. After the year 2030, when the operational support of current biogas power plants is terminated, biogas production capacities might get available, provided suitable price relation exist. Purified biogas, i.e. biomethane, could then be used in the gas industry, especially for the propulsion of CNG vehicles, in the volume of up to 1 billion m<sup>3</sup> annually. The current capacity of the connection to the abroad gas network is sufficiently dimensioned; it has 16 pipelines and a total capacity of approximately 335 mil. m<sup>3</sup>/day; daily level of transit through the Czech Republic is approximately 82 mil. m<sup>3</sup>. Up to three new pipelines of the new capacity of approximately 1,055 GWh/day are considered proportionally to the potential growth in importance of gas and the total consumption, which would mean an increase of up to 25% compared to the current situation.

The primary natural gas flow directions, which can be considered in terms of supplies to the Czech Republic, are shown in **Fig. 27**.

**Fig. 28** presents possible composition of shares of sources supplying Europe according to opinion based on the assumption of a conventional relationship between the EU and Russia.

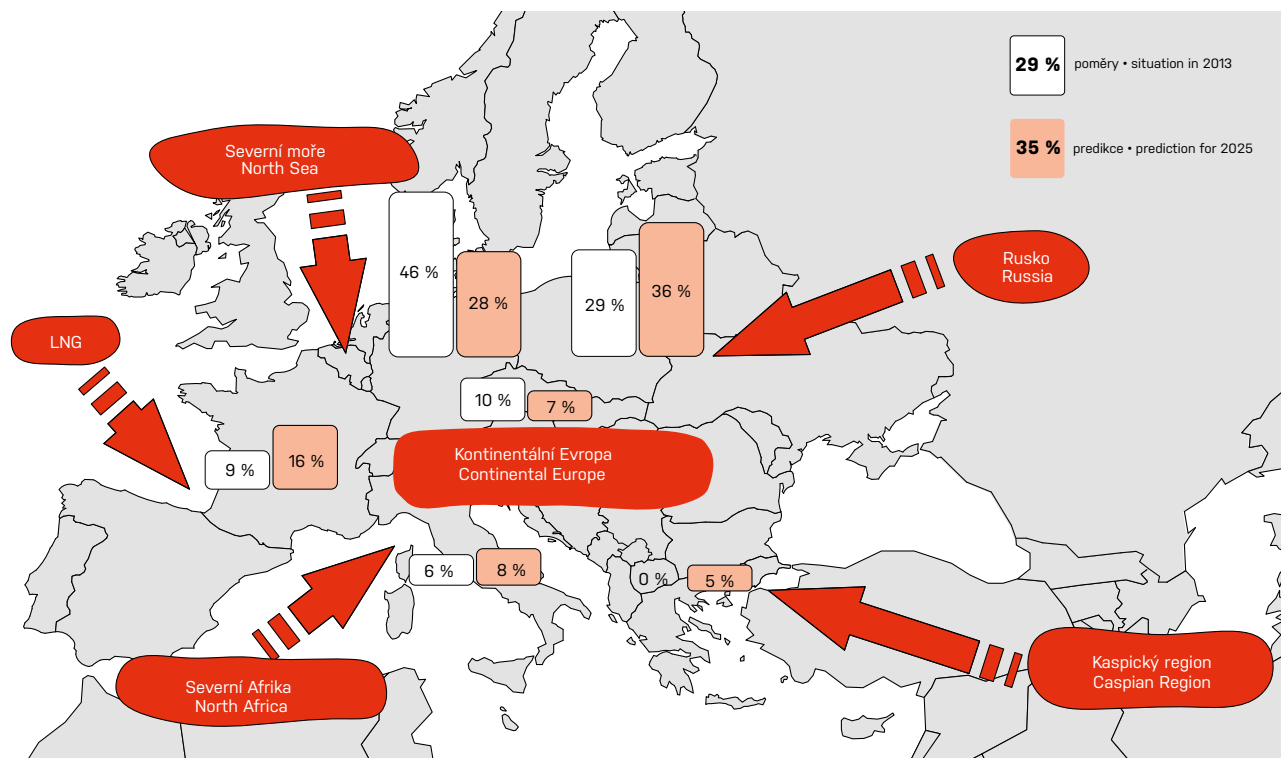


Obr. 27 Schéma rozhodujících tras pro dodávky plynu do Evropy  
 Fig. 27 Key routes for gas supplies to Europe



Obr. 28 Diverzifikace zdrojů plynu v Evropě v letech 2013 a 2025

Fig. 28 Diversification of gas sources in Europe in 2013 and in 2025



### STRESS TEST ZABEZPEČENÍ DODÁVEK Z RUSKA

Jak je Evropa závislá na Rusku, přibližuje **obr. 29**. ČR spolu se Slovenskem ve srovnání s ostatními zeměmi středoevropského regionu spoléhá ve spotřebě plynu na Rusko více. Při uvážení role plynu v primárním energetickém mixu je na tom ČR nicméně lépe než například Maďarsko. Nejvíce na Rusku závislou zemí byla donedávna Litva, která nemá k dispozici žádné jiné než ruské zdroje plynu a zároveň má plyn v PEZ zastoupení 50%. Tato stoprocentní závislost však v současnosti není aktuální, a to z důvodu zprovoznování mobilního LNG terminálu. Na druhé straně figuruje Švédsko, jež sice spotřebovává plyn pouze ruského původu, jeho účast v mixu PEZ je však marginální. Otázkou rizik plynoucích z přerušování dodávek plynu z Ruska se v roce 2014 zabývala Evropská komise. Ve spolupráci s ENTSO-G byla v říjnu 2014 vydána studie Security of

### SECURITY OF RUSSIAN GAS SUPPLY STRESS TEST

**Fig. 29** shows how Europe depends on Russia. In comparison with other countries of Central Europe, the Czech Republic and Slovakia rely more on Russia for their gas consumption. However, considering the role of gas in the primary energy mix, the Czech Republic is doing better than Hungary, for example. The country most dependent on Russia is Lithuania, which has no sources of gas other than Russia at its disposal, while gas makes up 50% of PES. This dependence is currently not actual due to the commissioning of the mobile LNG terminal. Sweden is at the other end of the scale – although it consumes only Russian gas, its share in the PES is marginal. In 2014, the European Commission addressed the issue of gas supplies from Russia. A study Security of Supply Stress Test was published in cooperation with ENTSO-G in October 2014, mapping the effect of a potential interruption of the gas

Supply Stress Test, která mapuje důsledky potenciálního přerušení dodávek plynu z Ruska do Evropy. Je zde uvažována varianta interrupce tranzitu plynu přes Ukrajinu a varianta úplného zastavení dodávek plynu z Ruska, a to v období šesti měsíců největší spotřeby, tedy v době topné sezóny. Situace byla posuzována v podmínkách průměrných ročních teplot a dále pro 14denní velmi nízké teploty v měsíci únoru. Výsledky analýzy potvrdily, že ve variantě přerušení tranzitu plynu přes Ukrajinu by se střední a západní Evropa prakticky nemusela ve spotřebě plynu přes zimu 2014/2015 omezovat, vzhledem ke stavu naplnění zásobníků plynu na podzim 2014. Varianta úplného zastavení dodávek plynu z Ruska naopak představuje riziko pro řadu evropských zemí, které by musely omezovat spotřebu a hledat náhradní zdroje energie. Situace byla modelována pro dva scénáře lišící se mírou kooperace postižených zemí. První scénář počítá se solidaritou spolupráce, spočívající ve sdílení dostupných zdrojů plynu a infrastruktury tak, aby míra omezování spotřeby byla mezi postižené země rozdělena rovnoměrně. Druhý scénář pak uvažuje až 100% redukci přeshraničních toků plynu. Například v prvním případě je kapacita reverzních toků plynu přes Slovensko na Ukrajinu plně využita, zatímco ve druhém případě dochází k jejímu využití jen na 50%.

### **Důsledky přerušení dodávek z Ruska pro ČR**

Podle uvedené studie ENTSO-G by v ČR za situace úplného zastavení dodávek plynu z Ruska pro přelom let 2014/2015 a za předpokladu běžných ročních teplot nebylo nutné redukovat spotřebu. Mezi země, které by se omezení spotřeby plynu nevyhnuly, patří Polsko a země Balkánu. Pro případ velmi chladného 14denního období v měsíci únoru se výsledky z pohledu ČR liší podle výše uvedených scénářů. Při maximální kooperaci, kdy by plynárenská infrastruktura ČR byla využívána pro pomoc sousedním zemím, by došlo k redukci tuzemské spotřeby, ne však o více než 10%. Obdobně by na tom bylo severní území Německa, Slovensko, Rakousko nebo Itálie. Spolu s týmiž zeměmi by spotřeba ČR ve scénáři předpokládajícím malou spolupráci mohla zůstat prakticky nedotčena. Na druhé straně by se zhoršila už tak dost složitá situace zemí Balkánu, kde by došlo k 60 až 100% omezení ve spotřebě.

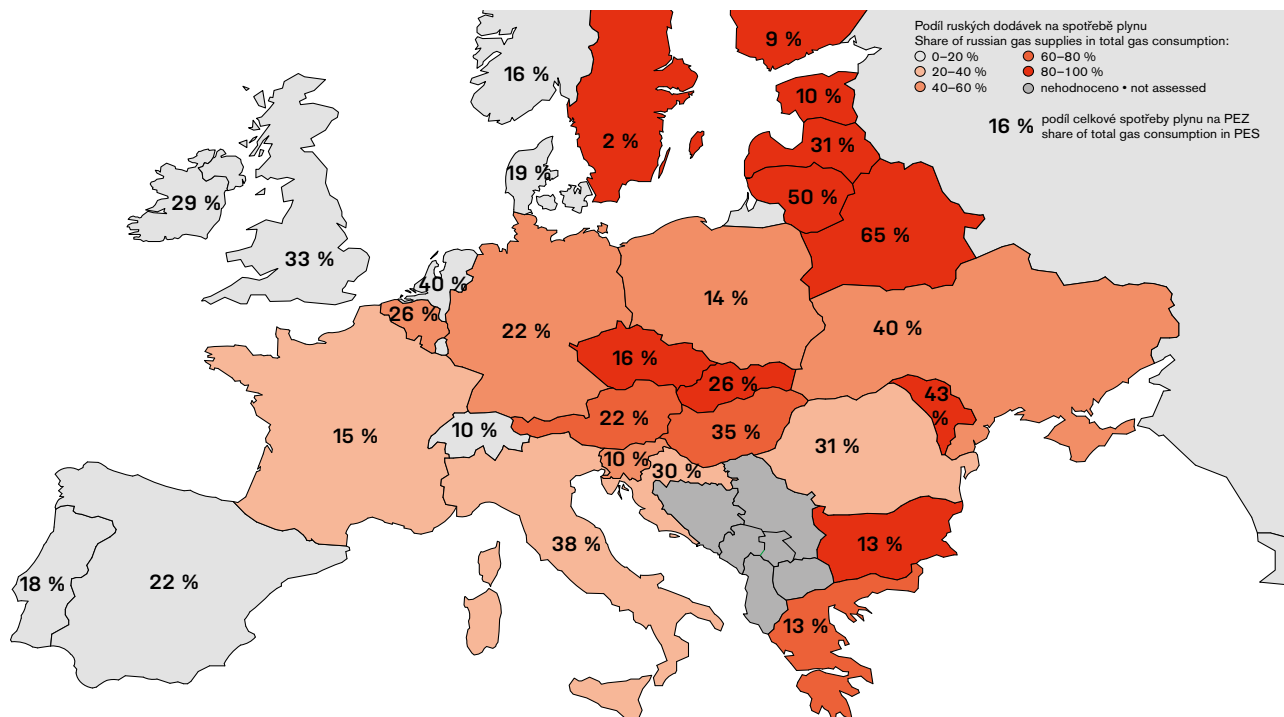
supply from Russia to Europe. A variant involving the interruption of the transit of gas through Ukraine is considered here, and a variant involving the complete termination of gas supplies from Russia in the heating season. The situation was assessed for average annual temperature conditions and with 14 days of very low temperatures in February. The results of the analyses confirmed that in the variant involving the interruption of gas transit through Ukraine, Europe would not need to limit consumption over the winter of 2014/2015, due to the gas storage level in autumn 2014. The variant involving the complete termination of gas supplies from Russia represents a risk for many European countries, which would have to limit their consumption and look for alternative sources of energy. The situation was modelled for two scenarios, differing in the degree of cooperation of the affected countries. The first scenario assumes solidarity and cooperation in the sharing of available gas resources and infrastructures in such a way that the rate of limiting consumption would be distributed equally among the affected countries. The second scenario considers up to 100% reduction of cross-border gas flows. For example, in the first case, the capacity of reverse flows through Slovakia to Ukraine would be fully used, while in the second case only 50% of that capacity would be used.

### **Impacts of interruption of Russian supply on the Czech Republic**

According to the study, in the event of complete termination of gas supplies from Russia, the Czech Republic would not need to reduce consumption during the period from 2014 to 2015, even at normal temperatures. Among the countries that could not avoid reducing gas consumption are Poland and the Balkan states. In the case of a very cold 14-day period in February, the results for the Czech Republic differ according to the aforementioned scenarios. With maximum cooperation, if gas infrastructure were used to assist neighbouring countries, there would be less than a 10% reduction in domestic consumption. Northern Germany, Slovakia, Austria and Italy would be in the same situation. Together with these countries, the Czech Republic could remain practically unaffected in the scenario involving little cooperation. However, the already serious situation in the Balkan states would get even worse, as in this scenario, the reduction in consumption would go from 60 to up to 100%.

**Obr. 29 Podíl ruských dodávek na spotřebě zemního plynu v Evropě (EUROSTAT 2014)**

**Fig. 29 The share of Russian supplies of natural gas consumption in Europe (EUROSTAT 2014)**



### Náhradní zdroje plynu a dopad na ceny plynu

Ve spolupráci s IEA se Evropská komise zabývala rovněž opatřeními, jež by bylo třeba přijmout pro minimalizaci dopadů plynoucích ze stop-stavu zásobování z Ruska. Chybějící ruské dodávky by bylo nutné nahradit jinými zdroji. Zatímco těžební kapacity v Evropě i v zemích Afriky, odkud je zemní plyn do Evropy dopravován plynovody, mají své limity, největší potenciál připadá na LNG. Podle analýzy IEA by dodávky LNG mohly za současného stavu evropské infrastruktury substituovat 33% z objemu nedodaného ruského plynu. Zvýšení evropské produkce by mohlo pokrýt 17% a čerpání ze zásobníků 28%. Zbývajících 22%, tedy okolo 25 mld. m<sup>3</sup> plynu, by představoval deficit. Ten by postižené země řešily omezením méně významných procesů spotřeby a přechodem na náhradní zdroje energie. Studie IEA dále odhaduje, že by se cena LNG pro Evropu v modelovaném stavu přerušení dodávek z Ruska mohla až zdvojnásobit.

### Substitution of Russian supply

The European Commission in cooperation with IEA also examined potential measures which could be taken to minimize the impact of the termination of supply from Russia. Missing Russian supplies could be replaced by other sources – the biggest potential falls on LNG. 33% of the missing Russian gas would be substituted with LNG. The increased European production would cover 17%, and 28% would be covered by withdrawal from gas storage. The remaining 22%, i.e. around 25 billion m<sup>3</sup> of gas, would be the deficit. This would be addressed by the affected countries by reducing less important consumption processes and switching to alternative sources of energy. The IEA's study estimated that the termination of supply from Russia would double the price of LNG at European terminals.

## SOUČASNÝ STAV A ROZVOJ PLYNÁRENSKÉ SOUSTAVY ČR

Původní koncept soustavy pro přepravu plynu ve směru východ–západ byl v roce 2011 rozšířen o možnost reverzních toků a znamenalo jej zprovoznění plynovodu Gazela. Realizace této severojižní trasy, sloužící k tranzitu německého plynu českým územím, pomohla ČR udržet si významnou úlohu tranzitní země. Z celkové kapacity profilu DE–CZ připadá právě na plynovod Gazela významná část. Obdobnou kapacitou ČR disponuje na vstupním předávacím bodě Lanžhot na profilu SK–CZ. Reverzní kapacita z hlediska ročního objemu plně dostačuje k pokrytí potřeb ČR a z hlediska výstupní kapacity směrem na východ i k pokrytí slovenské spotřeby plynu a případných dodávek do dalších zemí.

Kapacita současné přepravní soustavy je dostatečná pro běžné provozní stavy a dodávky plynu, stejně tak je uspokojivá pro zajištění spotřeby zemí EU v situaci přerušení tranzitu ruského plynu přes Ukrajinu. Za dostatečnou lze označit kapacitu předávacích stanic do distribucí. Výjimkou jsou oblasti severní Moravy a Slezska, které nemají přímý přístup k tranzitní soustavě. Problém se zásobováním těchto oblastí může vzniknout i za stavu navýšení spotřeby vlivem nízkých teplot a nízkého využívání zásobníků (Štramberk, Třanovice a Lobodice) vlivem nerentability jejich provozu. Tento nedostatek může vyřešit plánovaný plynovod Moravia o kapacitě až 14 mld. m<sup>3</sup> plynu ročně, jehož realizace je očekávána až v roce 2019.

Zásobníky ČR jsou z hlediska kapacity i technických parametrů na velmi dobré úrovni. V roce 2014 je v ČR provozováno 9 zásobníků plynu o kapacitě 3,5 mld. m<sup>3</sup>. Poměr jejich kapacity a importovaného plynu činí 42%, stejný ukazatel za EU dosahuje 34%. Nedostatkem zásobníkové soustavy je soustředění skladovací kapacity do oblastí jižní a severní Moravy. Částečně jej však řeší postupné napojování kapacit na tranzitní soustavu a navyšování čerpacího výkonu. Využívání zásobníků v ČR podobně jako v Evropě za poslední roky klesalo. Důvodem byly příznivé poměry pro obstarání plynu na burzách. V souvislosti s ukrajinskou krizí jsou před zimním obdobím 2014/15 zásobníky ČR naplněny dostatečně. Přehled kapacit stávajících zásobníků i všech existujících záměrů je dokumentován na **obr. 30** společně se současným stavem a rozvojem přepravní soustavy ČR.

## THE CURRENT STATE AND DEVELOPMENT OF THE CZECH GAS SYSTEM

The original concept of the gas transport system in the east-west direction has been in 2011 extended by the possibility of reversed flows, which was affected by the commissioning of the Gazela gas pipeline. The realization of north-south route, serving the purpose of transit of German gas through the Czech territory, helped the CR maintain its important role of a transit country. Out of the total capacity of the DE–CZ profile falls on the Gazela gas pipeline a significant part. The CR has similar capacity at the input transfer point Lanžhot (SK–CZ profile). This reversed flow capacity is from the point of view of the annual volume fully satisfactory for meeting the Slovak gas consumption and in case of need for gas supplies to other countries.

The capacity of the current transport system is sufficient for common operational states and gas supplies; it is also satisfactory for securing gas consumption of EU countries in case the transit of Russian gas through Ukraine is interrupted. Also sufficient is the capacity of transfer stations to the distribution systems. An exception is regions of North Moravia and Silesia, which do not have a direct access to the transit system. Problems with gas supplies to these regions may also arise, when gas consumption increases due to lower temperatures or to low utilization of gas storage facilities (Štramberk, Třanovice and Lobodice) as a consequence of the unprofitability of their operation. This deficiency can be solved by the planned Moravia gas pipeline with annual capacity of up to 14 billion m<sup>3</sup>; its implementation is expected, however, at the earliest, in 2019.

Regarding both capacities and technical parameters, gas storage facilities in the CR are at a very good level. In 2014, nine gas storage facilities are operated in the CR, with the total storage capacity of 3.5 billion m<sup>3</sup>. The ratio of their storage capacity to the annual volume of imported gas is 42%; the same indicator for the whole EU reaches 34%. The drawback of the gas storage facilities system is the concentration of storage capacities in the regions of both South and North Moravia. This is dealt with, to some extent, by the gradual connecting of capacities to the transit system and by the increase of withdrawal rate. The utilization of gas storage facilities in the CR, in the same way as in the whole of Europe, has been decreasing in the last few years. The reason

### Střednědobý horizont

V přepravní soustavě se počítá s posilováním severojižních směrů toku plynu. Vedle plynovodu Moravia, řešícího zásobování severní Moravy, bude okolo roku 2019 zprovozněn plynodod Břeclav–Baumgarten, který napojí českou soustavu na Rakousko (tzv. projekt BACI). Projekt plynovodu se připravuje, jeho předpokládaná kapacita má být 8 až 20 mld. m<sup>3</sup> plynu ročně. Dále se bude posilovat kapacita reverzních toků přes hraniční předávací stanici Lanžhot na Slovensko.

Kapacita zásobníků v ČR se navýší zprovozněním nového zásobníku Dambořice v roce 2016 (0,45 mld. m<sup>3</sup>) a intenzifikací dnešního zásobníku Uhřetice Jih. Celková uskladňovací kapacita v ČR tím stoupne o 14 % na 4 mld. m<sup>3</sup>, čímž dosáhne bezmála 50 % roční spotřeby. Poměry dále zlepší připojení zásobníku Dolní Bojanovice na českou soustavu, které se očekává v roce 2017. Mimo to dojde ke zlepšení čerpací schopnosti zásobníků skupiny RWE, a to o 7,5 mil. m<sup>3</sup> denně.

### Dlouhodobý horizont

Krátce po roce 2020 má být zprovozněno nové napojení na polskou přepravní soustavu, označované jako plynodod STORK II. Plánovaná kapacita je 7 mld. m<sup>3</sup> ročně na profilu CZ–PL a 5 mld. m<sup>3</sup> v opačném směru. V návaznosti na to začne plynodod Moravia plnit kromě funkce zásobování severní Moravy také významnou tranzitní úlohu pro plyn ve směru na Polsko, neboť bude na plynodod STORK II navazovat. Další napojení na Rakousko, tentokrát plynododem Záboří (jižní Čechy) – Oberkappel, by ČR zpřístupnilo rozsáhlé rakouské skladovací kapacity a zvýšilo transportní schopnost plynu pro Rakousko. S realizací tohoto projektu se počítá okolo roku 2022.

was an existence of favorable conditions for gas purchase at gas exchanges. In connection with the Ukrainian crisis can be stated, that level of storage filling before the winter season 2014/15 is sufficient. The overview of capacities of the existing gas storage and all current plans are shown in **Fig. 30**, together with the current state and development of the transmission system.

### Medium-term outlook

The plan for the transport system counts with reinforcements of the north-south direction of gas flow. Apart from the Moravia gas pipeline, treating the supplies to North Moravia, in about 2019 another gas pipeline will go on line, namely gas pipeline Břeclav–Baumgarten (BACI), which will connect the Czech gas system with Austria. The project of the gas pipeline is being prepared; its anticipated capacity should be in the range 8–20 billion m<sup>3</sup> annually. The capacity of reversed flows through the border transfer point Lanžhot to Slovakia will also grow.

The total capacity of gas storage facilities in the CR will be increased by the commissioning of new gas storage facility Dambořice in 2016 (0.45 billion m<sup>3</sup>) and by the intensification of the current gas storage facility Uhřetice–South. The total gas storage capacity in the CR will thus grow by 14% to 4 billion m<sup>3</sup>, i.e., by almost 50% of the annual consumption. The situation will be further improved by connecting the Dolní Bojanovice gas storage facility to the Czech gas system, which is expected to be finished in 2017. Besides that, an improvement of the withdrawal rate from gas storage facilities owned by the RWE group will come about, namely by 7.5 million m<sup>3</sup> daily.

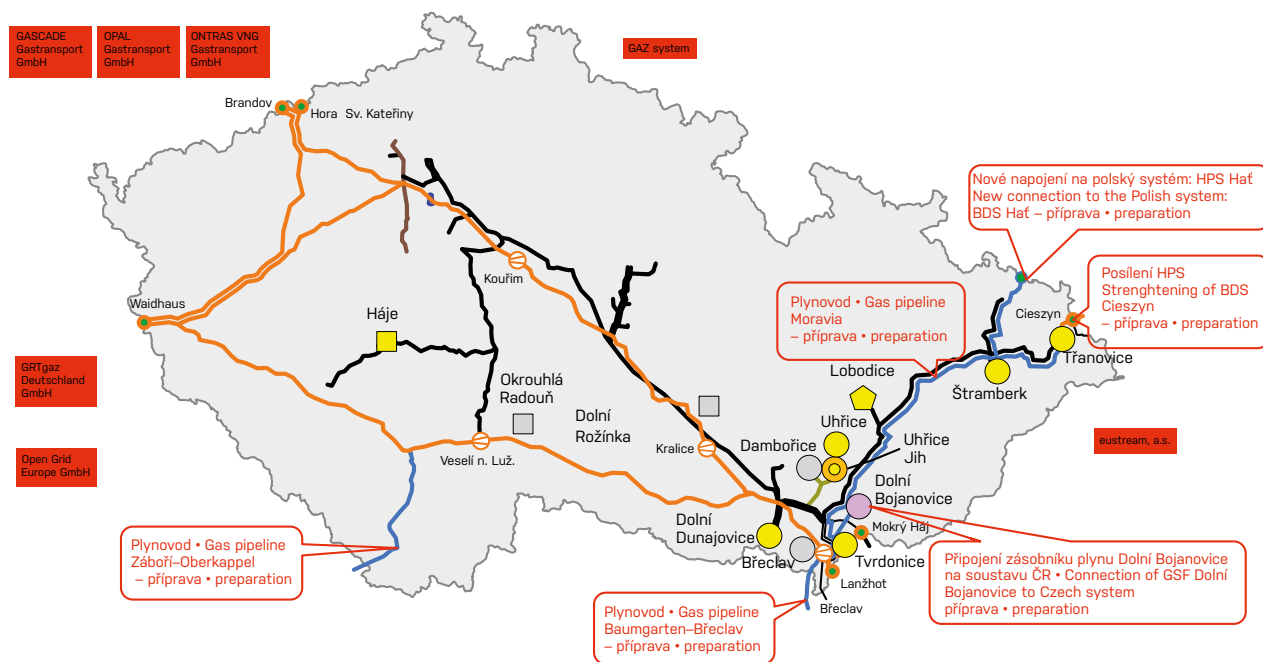
### Long-term outlook

Shortly after 2020, a new connection to the Polish transport system will be commissioned (STORK II). The planned capacity is 7 billion m<sup>3</sup> annually at the CZ–PL profile and 5 billion m<sup>3</sup> in the opposite direction. In consequence to it, the Moravia gas pipeline will perform not just the function to supply North Moravia with gas, but it will also start to perform the function of an important transit route toward Poland. A further connection to Austria, this time through the gas pipeline Záboří (South Bohemia) – Oberkappel, would allow the access of the CR to extensive Austrian storage capacities and it would increase gas transport ability for Austria. The implementation of this project is scheduled for about 2022.

Záměry na rozšiřování uskladňovací kapacity v ČR dosahují celkem 600 mil. m<sup>3</sup>. Jejich realizace se bude odvíjet od rozvoje spotřeby plynu a ekonomické návratnosti projektů, která závisí na ceně za skladování. Na ni bude nadále vyvíjen tlak prostřednictvím relativně nízkých cen plynu na burzách. Udržení dostatečné skladovací kapacity ČR ve vztahu k výši spotřeby plynu bude důležité pro zajištění bezpečnosti a spolehlivosti zásobování plynem.

Intentions for the extension of gas storage capacities in the CR reached in total 600 million m<sup>3</sup>. Their implementation will depend on the economic return on investments, which in turn depends on storage fees. Storage fees will be, however, exposed to price pressures due to relatively low gas prices at gas exchanges. Maintaining sufficient gas storage capacities in the CR in relation to the magnitude of gas consumption will be important for assuring security and reliability of gas supply.

**Obr. 30** Současný stav a rozvoj přepravní soustavy a zásobníků plynu  
**Fig. 30** Current state and development of the transmission system and gas storage



Stávající zásobníky • Existing storage: 3 507 mil. m<sup>3</sup>    Výstavba • Construction: 493 mil. m<sup>3</sup>    Záměry • Planned: 600 mil. m<sup>3</sup>

- |   |   |   |  |
|---|---|---|--|
| <ul style="list-style-type: none"> <li><span style="color: yellow;">●</span> Stávající zásobníky • Existing GSF</li> <li><span style="border: 1px solid yellow; border-radius: 50%; padding: 2px;">●</span> Stávající zásobníky s plánovaným rozšířením<br/>Existing GSF with planned extension</li> <li><span style="border: 1px solid gray; border-radius: 50%; padding: 2px;">●</span> Nově budované zásobníky (záměry)<br/>Planned storages (intentions)</li> <li><span style="border: 1px solid purple; border-radius: 50%; padding: 2px;">●</span> Stávající zásobníky nepřipojené v rámci ČR<br/>Existing GSF not connected in Czech system</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li><span style="border: 1px solid black; border-radius: 50%; padding: 2px;">○</span> Ložiskové zásobníky<br/>Depleted field GSF</li> <li><span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">□</span> Kavernové zásobníky<br/>Cavern GSF</li> <li><span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">◡</span> Aquiferové zásobníky<br/>Aquifer type GSF</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li><span style="border: 1px solid black; border-radius: 50%; padding: 2px;">⊖</span> Kompresní stanice<br/>Compression station</li> <li><span style="border: 1px solid black; border-radius: 50%; padding: 2px;">●</span> Hraniční předávací stanice<br/>Border delivery station</li> <li><span style="border: 1px solid black; border-radius: 50%; padding: 2px;">○</span> Napojení zásobníků<br/>k přepravní soustavě<br/>Connection of GSF to<br/>transmission system</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li><span style="color: orange;">—</span> Tranzitní soustava<br/>Transit transmission system</li> <li><span style="color: black;">—</span> Vnitrostátní přepravní soustava<br/>National transmission system</li> <li><span style="color: blue;">—</span> Nové prvky v PS • New elements<br/>in transmission system</li> </ul> |
|---|---|---|--|



## OČEKÁVANÝ PROVOZ PLYNÁRENSKÉ SOUSTAVY ČR

Aktuálně je česká plynárenská soustava dostatečně dimenzovaná, existují velké rezervy možného přepravního výkonu i rezervy v napojení na zahraničí. Pro pět analytických variant byly provedeny simulace chodu plynárenské soustavy s cílem prověřit možnosti provozu soustavy, zejména v situacích s omezenou dodávkou plynu ze zahraničí a ve stavech s teplotně podnormálním klimatem, a tedy vyšší spotřebou. Hlavním cílem bylo analyzovat dostatečnost kapacity a čerpacího výkonu zásobníků. Varianty zohledňují různou výši spotřeby plynu a kapacity zásobníků.

### Střednědobý horizont

Plynárenská soustava je z pohledu dostatečnosti zásobníkové kapacity a výkonu čerpání provozovatelná podle všech navržených variant, a to jak pro běžný provoz, tak pro stavy omezení dodávky plynu ze zahraničí a případnou kombinaci tohoto omezení s teplotně podnormálním klimatem.

Největší míru zabezpečení provozu vykazuje varianta Tuzemské zdroje; při omezení dovozu plynu ze zahraničí na 25 % obvyklé hodnoty může soustava dle této varianty bez nutnosti omezení spotřeby kolem roku 2020 dále fungovat 97 dní. Při omezení dovozu plynu ze zahraničí na 25 % obvyklé hodnoty a výrazně podnormálních teplotách v lednu a únoru může soustava dle této varianty kolem roku 2020 dále fungovat bez nutnosti omezení spotřeby přibližně 54 dní.

Dle nejméně příznivé varianty (Nedostatek zásobníků) může za kombinace dvou výše uvedených podmínek soustava kolem roku 2020 fungovat bez omezení spotřeby dalších 23 dní, což je z pohledu bezpečnosti provozu dostatečné. Pro stavy výrazně nízkých teplot v topné sezóně je však kapacita zásobníků již od roku 2021 nedostatečná.

## THE EXPECTED OPERATION OF THE GAS SYSTEM OF THE CR

At the present time, the Czech gas pipeline system is sufficiently dimensioned and large reserves of potential transport power exist. Simulations of operation of the Czech gas system have been carried out for five analytic variants with the objective to confirm the operability of the gas system, in particular in cases with limited gas supplies from abroad and in situations with low temperature weather and, hence, with higher gas consumption. The main objective was to analyze the sufficiency of capacity and withdrawal power of gas storage facilities. The variants analyzed take into consideration different magnitudes of consumption and different capacities of gas storage.

### Medium-term outlook

In the medium-term outlook, the Czech gas system is from the point of view of the sufficiency of the gas storage facilities capacity and withdrawal power operable in all proposed variants, both for the normal operation and for states with restricted gas supplies from abroad, and, eventually, also for the combination of gas supplies restriction and low temperature weather.

The highest degree of securing the operation of the Czech gas system is exhibited by the "Domestic sources" variant. If gas supplies from abroad are reduced to 25% of the usual value, the gas system around the year 2020 will stay operational without the need to reduce gas consumption for 97 days; if gas supplies from abroad are reduced to 25% of the usual value and temperatures in January and February are significantly below average, the Czech gas system will according to this variant remain around 2020 operable without the need to reduce gas consumption for about 54 days.

In the medium-term outlook and according to the least favorable variant (Lack of storage), the combination of both above-mentioned conditions will cause the Czech gas system to be around 2020 operable without the consumption reduction for 23 days, which is sufficient from the point of view of the operational security. Under the condition of markedly sub-average temperatures in the winter months January, storage capacity is insufficient beyond 2021.

## Dlouhodobý horizont

Pro všechny analyzované varianty rozvoje spotřeby při zachování požadavku nesnižovat provozní bezpečnost soustavy je další navyšování kapacity zásobníků nezbytné. Toto souvisí především s novými trendy ve spotřebě plynu.

Po roce 2020 se dostatečnost zásobníkové kapacity dle navržených variant zvolna snižuje, přičemž málo uspokojivých hodnot dosahuje dlouhodobě pro vývoj dle varianty Nedostatek zásobníků, a to již počínaje rokem 2021.

Pro všechny varianty s výjimkou varianty Nedostatek zásobníků je po určitou dobu možný provoz soustavy i při kombinaci výrazně teplotně podnormálních podmínek a výrazného omezení dovozu plynu ze zahraničí; z tohoto pohledu by nejlépe soustava fungovala dle varianty Tuzemské zdroje, ve které by soustava bez nutnosti omezení spotřeby ve výše uvedeném stavu (po snížení dovozu na 25 % a při teplotě -12 °C po celý leden a únor) kolem roku 2050 dále fungovala přibližně dalších 33 dní, což je velmi uspokojivý výsledek. Pokud by se však soustava vyvíjela podle varianty Nedostatek zásobníků, pak by soustava při výše popsané kombinaci velmi nepříznivých podmínek bez nutnosti omezení spotřeby nebyla schopna ani dne dalšího provozu již kolem roku 2030.

V případě vyššího rozvoje spotřeby zemního plynu, zejména pro monovýrobu elektřiny a použití zemního plynu jako náhrady za docházející zásoby hnědého uhlí dle varianty Maximální rozvoj (od roku 2030 také pro variantu Koncepční a částečně pro variantu Tuzemské zdroje), bude zapotřebí navýšit celkovou novou kapacitu zásobníků plynu na úrovni zde prezentované v Koncepční variantě rozvoje – tedy navýšení mezi roky 2013 a 2050 o přibližně 11 TWh, tedy o 37%. Navyšování však bude adekvátní a vhodné od roku 2020 a nutné nejpozději od roku 2030.

I přes indikovanou potřebnost ve všech rozvojových variantách jsou investice do nových zásobníkových kapacit nejisté. Jejich potřebnost a především ekonomická rentabilita závisí na budoucí spotřebě plynu, poměru cen v letních a zimních měsících a na systému obchodování s plynem. V zájmu energetické bezpečnosti ČR by měla být potřeba budování nových kapacit

## Long-term outlook

The analyses carried out show that for all analyzed variants of gas consumption development, if the requirement not to reduce the operational security of the system is kept, a further increase of capacities of gas storage facilities is necessary.

After 2020 the capacities of gas storage facilities gradually cease to be sufficient. The Lack of storage variant exhibits a few satisfactory values of the capacity of gas storage facilities only as early as in 2021.

For a given time, all variants, with the exception of the Lack of storage variant admit the possibility of gas system operation even in case of the combination of the pronounced under-average temperature conditions and markedly restricted gas imports from abroad. From this point of view, the Czech gas system would work best according to the Domestic sources variant. In this variant, in which the Czech gas system would remain around the year 2050 operable without the need to reduce consumption in the given state (reduction of imports down to 25% of the previous value and the temperature of -12 °C during the whole January and February) for about further 33 days, which is a very satisfactory result indeed. However, if the Czech gas system develops in accordance with the Lack of storage variant then the Czech gas system in case of the combination of two above-mentioned very unfavorable conditions would not be operable without the need to restrict gas consumption as early as around the year 2030.

In case of a more intensive development of the natural gas consumption, in particular for the mono-production of electricity and the utilization of natural gas as a replacement for brown coal reserves running out (according to the Maximum development variant, from 2030 also for the Conceptual variant and in part for the Domestic sources variant), assuring the secure operation of the gas system will require to increase the total new capacity of gas storage facilities to the level, presented here in the Conceptual development variant – that is increasing this capacity between 2013 and 2050 by about 11 TWh, which is 37%. Increasing the gas storage capacities will be adequate and necessary in the horizon of the year 2020 and the latest in the horizon of the year 2030.

pravidelně prověřována a v případě kladného nálezu zajištěna i za nepříznivých tržních podmínek.

Pro zajištění dalšího chodu soustavy při problémech s bilancí ve výjimečných havarijních stavech plynárenské soustavy se nabízí teoretická možnost snížit spotřebu plynu odstavením paroplynových jednotek. Do roku 2020 by bylo možno odstavit určitý výkon paroplynových jednotek z důvodu existence výrazných přebytků výkonové a výrobní kapacity zdrojové základny ES. Protože však zároveň v tomto období není předpokládáno jejich výraznější využití, výsledný efekt je marginální. Dle varianty Koncepční mezi roky 2026 a 2036 zejména vlivem předpokládané instalace nových jaderných bloků narostou exportní možnosti elektrizační soustavy, což by umožnilo operativní odstavení CCGT jednotek (zejména mezi roky 2030 až 2036). Efekt snížení spotřeby plynu může být v tomto období relativně výrazný. Pokud by však zdrojová základna ES ČR zahrnovala výraznější množství obnovitelných zdrojů, nebude možné CCGT jednotky odstavovat, protože budou poskytovat regulační výkon, a to zejména v přechodném období (březen až duben), kdy mohou problémy s nedostatkem plynu v zásobnících či poklesem jejich čerpacího výkonu gradovat.

Pro varianty s výrazným navýšením spotřeby plynu (zejména Maximální rozvoj, Koncepční a od roku 2030 pak i Tuzemské zdroje) bude v závislosti na umístění nové velké spotřeby zapotřebí proporcionálně navýšovat přepravní a distribuční kapacity plynárenské soustavy pro napojení velkých jednotkových spotřeb (záměry na výstavbu zhruba 400 km nových tras).

In spite of the indicated need, in all variants of development, investments into the new gas storage facility capacities are considerably uncertain. Their need and primarily their economic profitability depend to a considerable extent on the future gas consumption on the ratio of prices in winter and summer months and on the gas trading system. In order to maintain the security of the operation of the Czech gas system, and, hence, in order to assure energy security of the CR, the need to build new gas storage capacities should be regularly checked and in case of the positive finding, it should be assured even under unfavorable market conditions.

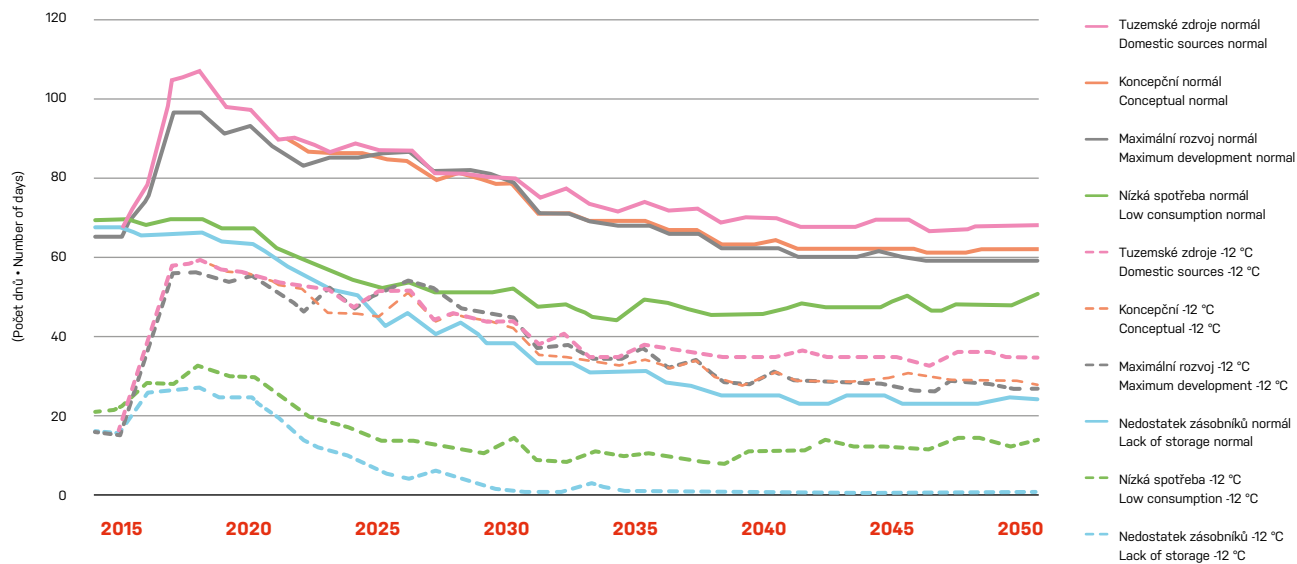
In order to secure a further operation of the Czech gas system even in the presence of balance issues, there is a theoretical possibility to reduce gas consumption by switching steam-gas units off. By the year 2020 it would be possible to switch off a certain power output of steam-gas units because of the existence of marked surpluses of power and generation capacity of the resource base of the Czech power system. As, however, at the same time, their marked utilization is not expected during this period, the resulting effect is marginal. According to the Conceptual variant, approximately between 2026 and 2036, the anticipated installation of new nuclear units will allow to raise the export potential of the Czech power system, which would allow the operation switching CCGT units off (particularly between 2030 and 2036). The effect of the reduction of gas consumption can be in this period relatively pronounced. However, if the resource base of the power system of the CR includes a more pronounced amount of renewable resources, it will be not possible to switch CCGT units off, because they will provide regulation power, especially in the transition period (March–April), when problems with shortages of gas in gas storage facilities or with the decrease of withdrawal rate from them may escalate.

The variants with a marked increase of the gas consumption (in particular variants Maximum development, Conceptual and from 2030 at least Domestic sources) will necessitate, depending on the locations of a new large consumption, a proportional increase in transport and distribution capacities of the gas system for the connection of gas consumptions of new units (intentions on 400 km of new routes).

Výsledky analýz provozu plynárenské soustavy jsou přehledně shrnuty na **obr. 31** a v **tab. 9**.

Results of analyzes of the gas system are summarized on **Fig. 31** and **Tab. 9**.

**Obr. 31** Počet dnů bez omezení spotřeby při snížení dovozu plynu o 75 %  
**Fig. 31** Number of days with unrestricted consumption if gas imports are reduced by 75%



Tab. 9 Vybrané provozní parametry soustavy – varianta Koncepční

Tab. 9 Selected operating parameters of the system – Conceptual variant

Rok	Spotřeba na monovýrobu elektřiny, KVET a MKO	Ostatní spotřeba včetně náhrady HU	Instalovaná kapacita zásobníků plynu	Maximální denní čerpání v běžném provozu	Úhrnné roční čerpání v běžném provozu	Úhrnné roční plnění nových zásobníků	Úhrnný roční dovoz do ČR	Počet dnů bez omezení spotřeby při omezení dovozu	Minimální stav PZP v běžném chodu soustavy
Year	Consumption for monoproduction of electricity, CHP and MCHP	Other consumption, incl. substitute of brown coal	Installed storage capacity	Maximum daily withdrawal from storage	Annual withdrawal from storage	Annual injection to new storage	Annual import to the CR	Number of operation days without consumption restriction	Minimum storage level in standard system operation
	Roční energie	Roční energie	K začátku roku	Denní energie	Roční energie	Roční energie	Roční energie	Od omezení dovozu (dnů)	Roční minimum
	Annual energy (GWh)	Annual energy (GWh)	At the beginning of year (GWh)	Daily energy (GWh)	Annual energy (GWh)	Annual energy (GWh)	Annual energy (GWh)	From the beginning of restriction (days)	Annual minimum (GWh)
2014	11 218	72 066	30 922	197	19 430	127	83 286	67	10 432
2015	12 628	71 847	31 028	200	19 200	1 072	85 235	67	10 864
2016	13 084	71 590	35 859	184	17 460	4 885	89 560	78	14 633
2017	13 519	71 439	42 200	198	19 653	264	85 415	105	18 069
2018	13 810	71 351	42 200	200	19 702	0	85 598	107	18 278
2019	17 873	71 366	42 200	212	19 964	0	90 003	98	18 316
2020	18 472	71 478	42 200	209	20 067	0	90 994	97	18 282
2025	23 007	73 287	42 200	213	20 003	1 266	101 071	85	18 335
2030	26 847	72 707	42 200	217	21 201	0	106 705	78	17 533
2035	33 031	76 382	42 200	218	21 729	0	120 450	69	17 207
2040	43 752	74 790	42 200	223	22 785	0	132 596	64	16 543
2045	45 947	73 287	42 200	219	22 417	0	135 471	62	16 555
2050	47 101	71 755	42 200	215	22 133	0	136 859	62	16 560

## EKONOMICKÉ ASPEKTY PROVOZU A ROZVOJE PLYNÁRENSTVÍ ČR

Na základě provedené makroekonomické analýzy a analýzy zpráv plynárenských společností byl vytvořen odhad průměrné výše investic na obnovu a rozvoj infrastruktury plynárenství. V období do roku 2050 se očekává, že se bude do plynárenství investovat v rozmezí 8 až 12 mld. Kč ročně (stálé ceny roku 2014). Při předpokládané průměrné míře inflace 2% by se tato hodnota měla pohybovat v rozmezí 10 až 15 mld. Kč ročně v běžných cenách. Odhad zahrnuje očekávané investice provozovatelů PS, DS, zásobníků i těžebních společností. Odhad celkových investic na obnovu a rozvoj plynárenství v období 2015 až 2050 se pohybuje mezi 350 a 520 mld. Kč (běžné ceny).

### Střednědobý horizont

Střednědobě budou investice tvořeny zejména obnovou a běžným rozvojem plynárenské infrastruktury, včetně zamýšleného navýšení kapacit zásobníkové soustavy, přičemž vývoj nebude příliš závislý na vývoji spotřeby zemního plynu.

### Dlouhodobý horizont

Dlouhodobě, tedy mezi roky 2021 a 2050, bude výše investic určena zejména mírou uplatnění zemního plynu v nových oblastech spotřeby a s celkovým rozvojem spotřeby.

## VZTAH ŘEŠENÝCH VARIANT K ASEK

Srovnání navržených variant plynárenství s ASEK v oblasti spotřeby plynu ukazuje jisté odlišnosti, které jsou patrné i na **obr. 32**. Celkově lze však konstatovat velmi dobrou korespondenci predikcí vymezených dvěma středními analyzovanými variantami (Koncepční a Tuzemské zdroje) s pásmem vymezeným dvěma variantami ASEK (Optimalizovaný scénář a Plynový scénář).

### Střednědobý horizont

Na počátku období jsou hodnoty spotřeby plynu dle ASEK výše než předložené predikce, což je způsobeno zejména aktuálním

## ECONOMIC ASPECTS OF THE OPERATION AND DEVELOPMENT OF THE GAS INDUSTRY OF THE CR

The macroeconomic analysis that has been carried out and analyses of reports of gas companies allowed the development of an estimate of the average volume of investments needed for the renewal and development of the gas industry infrastructure. Investments in the gas industry in the period up to 2050 will amount to 8–12 billion CZK annually (in nominal prices of 2014). If the average rate of inflation is assumed to be 2%, this value should fluctuate in the 10–15 billion CZK range annually in nominal prices. This estimate includes the expected investments of operators of the transport system, distribution systems, gas storage facilities and gas extraction companies. The estimate of total investments for the renewal and development of the gas industry in the period 2015–2050 varies between 350 and 520 billion CZK (in nominal prices).

### Medium-term outlook

In the medium-term outlook, investments will mainly go into the renewal and routine development of the gas system infrastructure, including the intended increase of the gas storage capacities. This development will not depend too much on the trajectory of development of the gas consumption.

### Long-term outlook

In the long-term outlook, i.e. between the years 2021 and 2050, the volume of investments will be determined particularly by the degree of application of natural gas in new fields of consumption together with the development of total consumption.

## RELATION BETWEEN VARIANTS STUDIED AND THE STATE ENERGY POLICY REVIEW

The comparison of variants proposed with SEPR shows some differences (see **Fig. 32**). In total, however, one can claim a very good correspondence between two intermediate variants analyzed in this report (Conceptual and Domestic sources) and the zone defined by two variants of SEPR (Optimized scenario and Gas scenario).

a pro střednědobý horizont vysoce pravděpodobným nižším využitím plynových jednotek na výrobu elektřiny v řešených variantách. Toto nižší využití souvisí s aktuálně nízkou cenou povolenky na emise CO<sub>2</sub> a nízkou cenou silové elektřiny, která je důsledkem především velkého množství elektřiny vyrobené v dotovaných obnovitelných zdrojích, ale také nižší spotřeby související s nižší ekonomickou výkonností.

### Dlouhodobý horizont

V dlouhodobém horizontu je patrná velmi dobrá korespondence predikcí vymezených dvěma středními variantami s pásmem vymezeným dvěma variantami ASEK. Krajní varianty (Maximální rozvoj a Nízká spotřeba) vymezují širší koridor, jedná se však o varianty s nižší pravděpodobností realizace založené na limitních předpokladech.

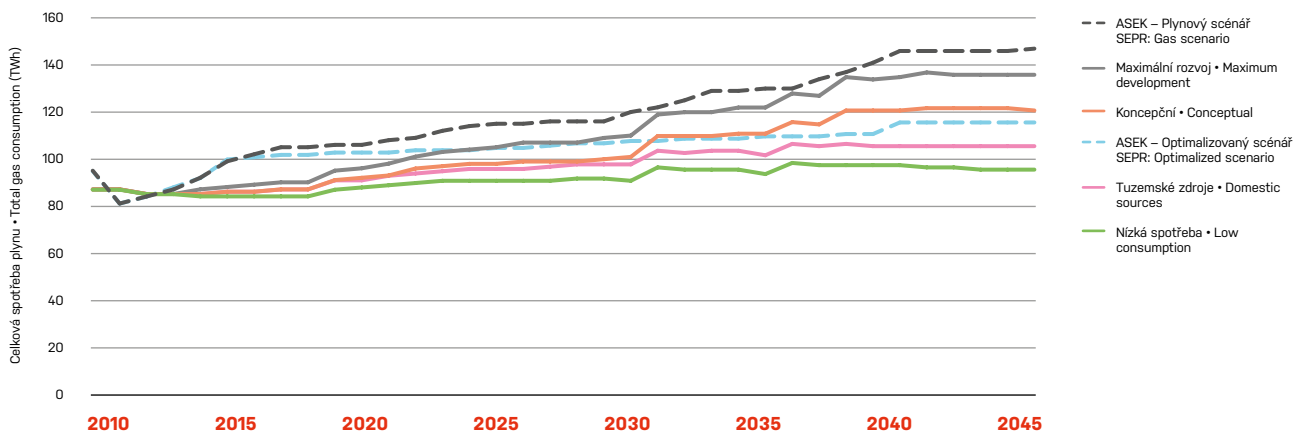
### Medium-term outlook

At the beginning of the given period, values according to SEPR are apparently higher than those in the prediction submitted, which is caused in the first place by the current (and in the medium-term horizon very probable) lower use of gas units for electricity generation. This lower use is related to the currently low prices of CO<sub>2</sub> emission allowances and also to the low price of electricity, which is due primarily to a large amount of electricity generated in subsidized renewable sources but also to the lower consumption, related to a lower economic efficiency.

### Long-term outlook

In the long-term horizon, we can see a very good correspondence between predictions set by two intermediate variants in this report and the zone defined by two SEPR variants. The limiting variants (Maximum development and Low consumption) define a broader corridor; these are, however, variants with lower probability of occurrence, based on limiting assumptions.

**Obr. 32 Srovnání celkové spotřeby plynu dle variant s ASEK – bez zahrnutí CNG**  
**Fig. 32 Comparison of gas consumption according to the variants with SEPR – excluding CNG**





## SROVNÁNÍ ROZVOJE PLYNÁRENSTVÍ ČR DLE VARIANT

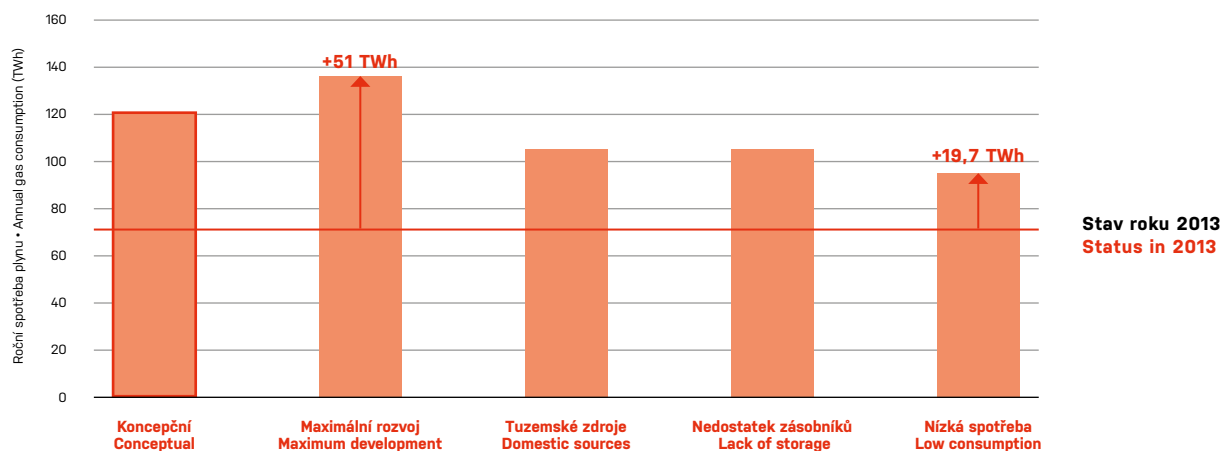
Následující grafy na **obr. 33** až **35** spolu s komentáři shrnují srovnání variant rozvoje plynárenství ve světle nejdůležitějších veličin bilančních, provozních i investičních. Vodorovné červené čáry uvádějí stav k roku 2013, svislé čáry pak spolu s uvedenými hodnotami ukazují meze rozvoje.

## COMPARISON OF THE GAS INDUSTRY DEVELOPMENT VARIANTS

The following charts in **Fig. 33** to **35** accompanied by comments summarize the gas industry development variants in view of the most important balance, operating and investment quantities. The horizontal red lines show the state in 2013, vertical lines completed by values describe development limits.

### Obr. 33 Celková spotřeba plynu (CSP) – rok 2050

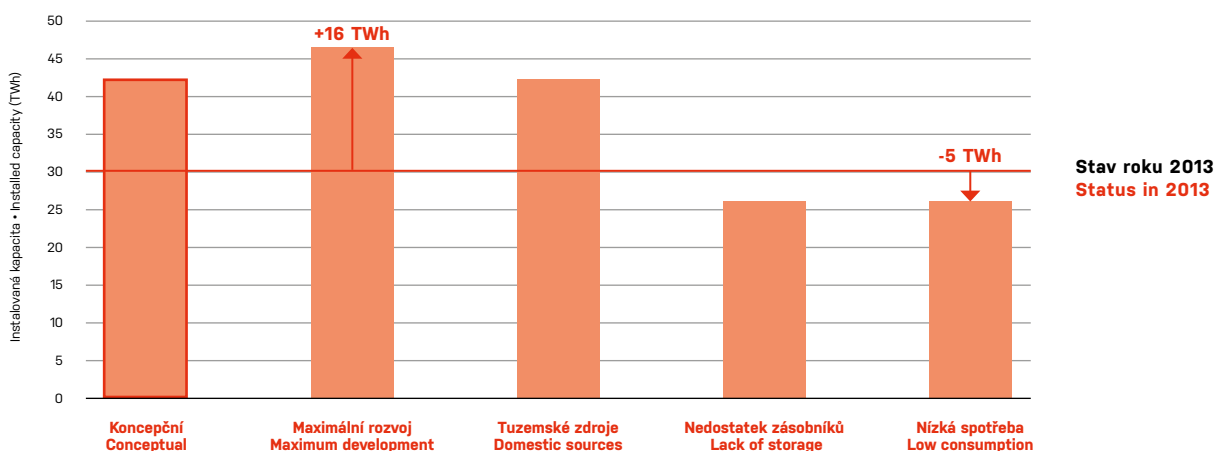
Fig. 33 Total gas consumption (TGC) – year 2050



- Rozvoj celkové spotřeby plynu bude dán dominantně rozvojem jeho využití pro výrobu elektřiny a tepla (ať už ve formě monovýroby či KVET) a dále využitím v nových oblastech (CNG, MKO).
- Využití zemního plynu, zejména pro výrobu elektřiny, bude velmi výrazně záviset na budoucnosti politik k ochraně klimatu a ovzduší.
- Zemní plyn bude pravděpodobně náhradou části hnědouhelných elektráren (i pro případ prolomení ÚEL bude produkce HU klesat) a pro určitý vývoj i náhradou jaderných elektráren.

- Development of total gas consumption will be dominantly determined by gas use for electricity and heat production (whether in the form of mono-production or as CHP) and by its use in new fields (mCHP, CNG).
- Use of natural gas, especially for electricity production, will significantly depend on future policies for climate and air protection.
- Natural gas will probably partly replace brown-coal (even in the case of potential cancelling of brown coal mining limits, BC production will decrease) and for certain developments also nuclear power plants.

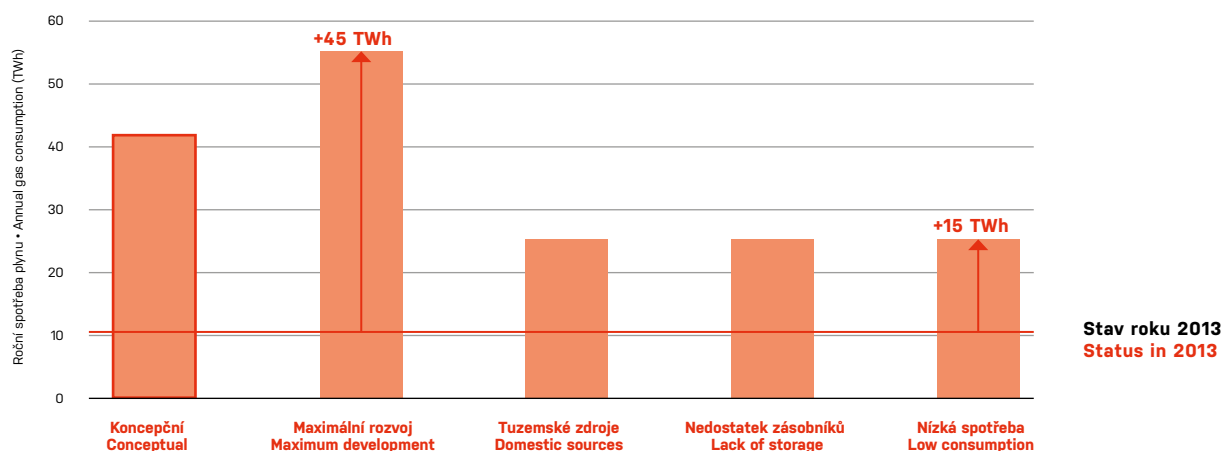
**Obr. 34 Instalovaná kapacita zásobníků – rok 2050**  
**Fig. 34 Installed capacity of gas storages – year 2050**



- Pro zajištění přijatelné provozní bezpečnosti při zvyšování spotřeby plynu bude nutno navýšit kapacitu zásobníků a výkon čerpání.
- Zejména pro spotřebně vysoké varianty Maximální rozvoj a Konceptuální je nutno navýšit kapacitu přinejmenším tak, jak je navrženo ve variantě Konceptuální.
- I pro variantu Nedostatek zásobníků a Nízká spotřeba je ke konci sledovaného horizontu (po roce 2033) nutno zajistit proporcionální nárůst kapacity zásobníků; nynější kapacita by nebyla dostatečná; redukce kapacity by ohrožovala bezpečnost provozu.

- To ensure acceptable operation security with growing gas consumption, it will be necessary to increase the gas storage capacity and the pumping performance.
- Particularly the consumption-intensive Maximum development and Conceptual variants require capacity increase at least as drafted in the Conceptual variant.
- Even for the Lack of storages and Low consumption variants, proportional increase of storage capacity needs to be ensured by the end of the time horizon (after 2033); present capacity would not suffice; capacity reduction would endanger operation security.

**Obr. 35 Spotřeba plynu pro KVET a pro mikrokogeneraci – rok 2050**  
**Fig. 35 Gas consumption for CHP and micro-CHP – year 2050**



- Předpokládá se výrazný rozvoj KVET, započítány jsou však rovněž úspory na straně spotřeby tepla.
- K tradiční KVET bude přibývat kombinovaná výroba ve formě mikrokogenerace (MKO), která se bude rozvíjet téměř výhradně na nejnižší distribuční úrovni (varianta Maximální rozvoj zahrnuje maximální možnou penetraci).
- Rozvoj spotřeby plynu v tomto segmentu bude výrazně urychlen rovněž přechodem některých stávajících jednotek KVET na plyn.

- Significant development of CHP is anticipated; on the other hand, savings in heat consumption are taken into account.
- The traditional CHP will subsequently be completed by combined generation in the form of micro-CHP which will nearly exclusively develop on the lowest distribution level (the Maximum development variant contains the maximum possible penetration).
- Development of gas consumption in this segment will also be considerably accelerated by some of the present units being transferred for gas.

# SHRnutí

## SUMMARY

### VYHODNOCENÍ VARIANT DLOUHODOBÉHO ROZVOJE PRO OBLAST ELEKTROENERGETIKY

Elektřina je všestranné hromadně distribuované energetické médium s velmi nízkou mírou nahraditelnosti. Z tohoto důvodu je považována za strategickou komoditu a její bezpečná a spolehlivá dodávka je základní podmínkou pro zajištění bezpečnosti státu. Budoucí podoba elektroenergetiky v dlouhodobém horizontu bude záviset především na cenových proporcích základních energetických komodit a budoucnosti politik ochrany klimatu a ovzduší. Významnou roli sehraje i nastavený regulační rámec. Jako určující pro dlouhodobé směřování elektroenergetiky jsou environmentální závazky v rámci EU a regulační evropská opatření. Výstupy z provedených analýz lze shrnout takto:

- Zajištění bezpečného a spolehlivého zásobování elektřinou je stále prioritním tématem při vytváření jakýchkoliv bilancí či plánů rozvoje.
- Na úrovni EU je potřebné prosazovat transparentní energetickou a environmentální politiku, která bude sledovat cíl redukce energetické závislosti Evropy na externích zdrojích a zároveň nebude snižovat potenciál ekonomického růstu.
- Z pohledu zajištění bezpečné dodávky elektřiny je vhodné aktivně přistupovat k integraci trhů s elektřinou v okolních státech a sledovat a analyzovat situaci v oblasti kapacitních plateb.
- Zachovat dlouhodobou soběstačnost české elektroenergetiky vzhledem k tomu, že současná nejistota v oblasti investic do zdrojové základny v Evropě vede mnohé státy k vytváření koncepce deficitní, nanejvýš vyrovnané elektroenergetické bilance.
- Urychlené přijetí a realizace doporučení z ASEK umožní nastavit pevný rámec v energetice a nastartovat konkrétní požadované změny.
- Ve střednědobém období má ES ČR relativní dostatek primárních paliv, poté bude nutná transformace i v této oblasti. Pokračování v jaderném programu zvyšuje jistotu energetické soběstačnosti a je cestou k nízkoemisní energetice. Potlačení jaderného programu zvyšuje riziko dovozní závislosti a environmentálního tlaku. Je proto žádoucí prodloužení životnosti JEDU na maximální možnou dobu.

### EVALUATION OF THE LONG-TERM DEVELOPMENT VARIANTS FOR THE ELECTRICITY INDUSTRY

Electricity is the most all-sided energy medium with mass distribution and with a very low degree of substitutability. For that reason it is regarded as strategic commodity and its secure and reliable supply is the fundamental condition for assuring the state security. The future shape of electric power industry will depend primarily on price proportions of basic energy commodities and on the future policy for the protection of climate and atmosphere. An important part will be played by the regulatory framework. The determining factors for the long-term orientation of the electric power industry are environmental obligations within the framework of the European Union, European regulatory measures and efforts to mend the distorted energy market. Recommendations to the decision-making sphere for the field of electric power industry can be summed up as follows:

- Guaranteeing the secure and reliable supply of electricity should be the priority imperative in the preparation of any balances or development plans.
- At the European Union level: to support transparent energy and environmental policy, which will aim at the reduction of energy dependence in Europe on external sources and, at the same time, will not reduce the potential of economic growth.
- From the point of view of assuring the secure supply of electricity it is desirable to pro-actively approach the integration of trade with electricity in the neighboring countries and to monitor and analyze the situation in the field of capacity payments.
- The present uncertainty regarding investments to the source base in Europe leads many countries to the development of a concept of a deficit, perhaps at the most a balanced electric power balance. In this regard it is necessary to appeal vigorously for the preservation of the self-sufficiency of the Czech electric power industry.
- An expeditious adoption and implementation of recommendation from the State Energy Policy Review SEPR will allow a mitigation of the situation in the energy industry and a launch of the concrete required changes.
- In the medium-term period, the CR PS is relatively sufficient in primary fuels; the need for the necessary transformation in this field comes about later. If the CR succeeds in the continuation in the nuclear program, enough electricity (along with an acceptable degree of dependence and environmental impacts) will be available

Případná výstavba nových jaderných bloků představuje významný prvek pro zajištění pokrytí základního pásma zatížení. Doporučuje se plně využít i dostupný potenciál dodávek tepla z jaderných elektráren.

- Je nezbytné pravidelně analyzovat možnosti vývoje poptávky po elektřině, především v nových oblastech spotřeby (např. elektromobily, tepelná čerpadla), a vyhodnocovat potenciál úspor, a to ve vazbě na plynárenství a teplárenství. Dlouhodobě je očekáván nárůst podílu elektřiny v energetické bilanci státu. I přes značně očekávané úspory bude převládat růstový trend.
- Provedené analýzy dokazují, že provoz ES ČR bez prolomení limitů těžby hnědého uhlí je možný jen za cenu nárůstu podílu plynu v české energetické bilanci a při významných dopadech na české teplárenství, kde takový přístup povede ke ztrátě konkurenceschopnosti stávajících teplárenských systémů. Ve výsledku může dojít až k rozpadu a zániku dlouhodobě budovaného systému centralizovaného zásobování teplem (CZT) se všemi z toho vyplývajícími důsledky. Systém CZT je v ČR na vysoké úrovni a pokrývá zhruba polovinu poptávky po teple. Využívané hnědé uhlí by mělo být směřováno do teplárenství pro vysokoúčinnou kogenerační výrobu elektřiny a tepla (KVET). ČR by v situaci, kdy je budoucí vztah Evropy a Ruska značně nejistý a kdy samotná EU vyzývá k využívání domácích zdrojů, měla podporovat využití tuzemských zásob surovin a nezvyšovat významným způsobem svoji dovozní závislost.
- Preference ekologického a efektivního využívání domácích zdrojů (OZE, uhlí, jádro) by měla být strategickou odpovědí na vysokou míru nejistot budoucího vývoje trhu s elektřinou i plynem a velkou nejistotu politické situace a bezpečnosti dodávek ze zahraničí. Pro rozvoj ES ČR se jeví vhodný spíše omezený počet plynových zdrojů pro regulační služby, nikoli pro výrobu elektřiny v základním pásmu. Neúměrný rozvoj výroby elektřiny ze zemního plynu lze z hlediska energetické bezpečnosti označit za současné situace jako rizikový.
- Decentrální zdroje jsou skupinou s největším potenciálem růstu. Při stanovování míry jejich uplatnění je potřeba kromě plně tržních principů respektovat dvě hlediska: energetickou bezpečnost a provozuschopnost ES. Maximální využitelný potenciál je nutno konfrontovat s možnostmi provozu soustavy a s dopady na regulační služby. Budování a investice se v budoucnu více přesunou do nových oblastí – akumulace

also in the long-term perspective. However, what is missing and unclear, is the financing of this sector. If the nuclear program fails to develop, the Czech PS will encounter serious challenges (dependence on imports, environmental pressures). In view of the fact that nuclear power represents, under the conditions of the CR, the most efficient tool for low-emission power industry, the service life of the nuclear power plant Dukovany should be extended to the maximum possible duration. An eventual construction of new nuclear units represents an important component for assuring that the baseload will be covered and for the stabilization of energy security of the CR. We recommend full utilization of the available potential of heat supplies from NPPs.

- To analyze regularly the possibilities of the development of the demand for electricity, primarily in new fields of consumption (e.g. electric vehicles, heat pumps), and to evaluate potential energy savings, and all of that in relation to the development of gas and heat industries. In a long-term outlook, an increase of the share of electricity in the energy balance of the CR can be expected. Even in spite of considerable expected energy savings the increasing trend will be overcoming.
- The analyses carried out prove that the operation of the CR PS without cancelling the limits of brown coal mining is possible at the price of an increase of gas share in the Czech energy balance and with important impacts on the Czech heat industry, where this approach will lead to the loss of competitiveness. The consequence of such a development may be the disintegration and destruction of centralized heat sources (CHS) system with eventual serious consequences. The CHS system is in the conditions of the CR at a very advanced level and it covers one half of the overall heat demand. The CR should, in the situation when the future relation between Russia and Europe is very uncertain and when European Union itself calls for the utilization of domestic sources, not ignore domestic reserves of raw materials and also not increase in a serious manner its dependence on imports. Brown coal used should be directed to the heat industry with highly efficient CHP.
- The preference of domestic sources should be a strategic response to the current high degree of uncertainty regarding the future development of trading with electricity and gas and a large uncertainty of the political situation and security of energy sources abroad. As regards the future development of the CR PS, it is possible to recommend a rather limited number of gas sources used for regulation services, not for the generation of baseload electricity. A disproportionate development of the generation of electricity

pro soustavu, posilování distribučních sítí na úrovni nn a vn, vyšší podíl regulace na úrovni distribučních sítí a komplexní Smart řešení.

- Rozvoj elektromobility v technicko-ekonomicky odůvodněné míře je přispěním ke snížení závislosti ČR na kapalných dovozových palivech s pozitivními environmentálními dopady.
- ES ČR bude potřebovat nové technologie. Jde zejména o denní akumulaci elektřiny a systém inteligentního měření, řízení a komunikace, který bude potřebný zejména při intenzivním rozvoji elektromobility. Oblast nových technologií je příležitostí pro český průmysl, a proto je potřebné vytvořit podmínky pro uplatnění domácího výzkumu, vývoje a výroby.
- S rozvojem lokální výroby bude čím dál významnějším problémem úplnost bilance elektřiny (výroba a spotřeba) z pohledu měřených a vykazovaných hodnot. Je nutné zajistit, aby se do ES nepřipojovala neměřená výroba, která by vedla k nemožnosti sestavení úplné bilance a nedostatku informací pro vyhodnocování jejího provozu (např. i míry dosahovaných úspor).

from natural gas can be regarded, from the point of view of energy security and the current political situation, as very risky.

- A further development of RES and of the distributed generation should be based on purely market principles (without any subsidies) and also in the degree that is technically and economically bearable for the CR PS operation. Distributed sources are a group with the largest growth potential. When determining the degree of their application in the EPS CR, it is necessary to respect, apart from full market principles, two basic viewpoints: energy security and EPS operation. The maximum usable potential must be thus confronted with the options of the EPS operation and with impacts on regulation services. A gradual transition toward the distributed electric power system is possible; this is analyzed within the framework of this study. Building and investments will shift toward new fields of application (system accumulation, distribution system reinforcements at the LV and HV levels, higher regulation and smart elements).
- In order to further reduce the energy dependence of the CR on imported fuels, it is desirable to support the development of electromobility in the degree which will be substantiated both from the environmental and technically economic point of view.
- The Czech EPS will need in the medium-term to long-term horizon new technologies. Needed are in particular the daily electricity accumulation (especially in the context of the RES development) and smart system of measurement, control and communication (which will be necessary particularly for the intense development of electromobility). This field of new technologies is a great opportunity for the Czech industry, and, therefore, it is necessary to set up conditions for the application of the domestic research, development and production.
- As the development of the small distributed generation goes on, the completeness of the electricity balance (generation and consumption), from the point of view of the measured and reported data, will be becoming more and more of a problem. We do vigorously warn against the option to connect non-measured generation to electric power network. Such a situation would endanger the development and completion of the full system balance and it would lead to a shortage of information for the purpose of any evaluation of the system operation (e.g., even the volume of energy savings).

## VYHODNOCENÍ VARIANT DLOUHODOBÉHO ROZVOJE PRO OBLAST PLYNÁRENSTVÍ

Pro plynárenství ČR je charakteristická stabilita, bezpečnost provozu a relativní stagnace až pokles spotřeby plynu. Podoba plynárenství bude záviset především na cenových proporcích základních energetických komodit a na budoucnosti politik ochrany klimatu a ovzduší. Významný vliv bude mít i postoj EU k dodávkám zemního plynu z politicky rizikových oblastí (aktuálně Ruská federace a oblast Kaspického moře) a k navyšování energetické závislosti ČR obecně. Existuje velmi výrazný potenciál navyšování spotřeby zemního plynu vlivem jeho využití pro výrobu elektřiny a výrobu tepla tam, kde je dnes využíváno jiných zdrojů primární energie (hnědé a černé uhlí). Výstupy z provedených analýz lze shrnout takto:

- Je vhodné pravidelně analyzovat možnosti vývoje poptávky po plynu, především v nových oblastech spotřeby (např. mikrokogenerace – MKO, doprava, náhrada hnědé uhlí), a vyhodnocovat potenciál úspory energií, to vše ve vazbě na budoucí rozvoj elektroenergetiky a teplárenství.
- Integrace ČR do připravovaných projektů plynovodních tras v regionu by měla být aktivně prosazována za účelem další diverzifikace zdrojů i přepravních tras plynu (především přístup k polskému LNG a přístup k rakouskému uzlu Baumgarten) včetně posilování schopnosti reverzních toků plynu.
- S ohledem na budoucí bezpečnost a spolehlivost zásobování plynem je vhodné nadále realizovat rozvoj plynárenství s ohledem na využití zdrojů plynu na území ČR (konvenční zásoby, bioplyn, potenciálně i břidlicový plyn), a nenavyšovat neúměrně podíl plynových zdrojů na výrobě elektřiny a tepla.
- Využívání zásobníků plynu v ČR a jejich rozvoj by měl být zajištěn k adekvátní předpokládané spotřebě. V zájmu bezpečnosti provozu plynárenské soustavy, a tedy v zájmu energetické bezpečnosti ČR, by měla být potřeba budování nových kapacit pravidelně prověřována a v případě zjištěných disproporcí zajištěna i za nepříznivých tržních podmínek.

## EVALUATION OF THE LONG-TERM DEVELOPMENT VARIANTS FOR THE GAS INDUSTRY

The characteristic features of the gas industry of the Czech Republic are currently stability, security of operation and relative stagnation to decrease of the gas consumption. In the medium-term and long-term perspectives, however, significant changes await the gas industry. These changes may – provided some conditions are met – substantially affect gas role and application. The shape of the gas industry will primarily depend on relations between prices of major energy commodities and on the future policies in the protection of climate. An important factor will also be the attitude of EU toward the supplies of natural gas from politically risky regions (currently Russian Federation and the Caspian Sea region) and to the increase of energy dependence generally. There is a very pronounced potential for the increase of natural gas consumption due to its use for electricity and heat production in those locations, where today other primary energy sources (brown and hard coal) are used. Recommendations for decision-makers in the field of gas industry can be summed up as follows:

- To analyze regularly options of the gas demand development, first of all in new consumption applications (e.g. MCHP, CNG and for brown coal replacement), and to evaluate potential of energy savings, all in relation to the future development of the electric and heat industry.
- To assert actively the integration of the CR into projects of gas transmission pipelines, which are under preparation in our region, and thus to diversify both sources and transport routes (primarily the access to the Polish LNG and also the access to the Austrian gas hub in Baumgarten) and to strengthen the ability of reversed gas flows.
- To use gas sources on the territory of the CR effectively (conventional deposits, biogas, shale gas), not to increase disproportionately the share of gas fired heat and electricity sources on production, in particular in those cases, when it is desirable to prefer domestic primary sources to imported gas and thus not to increase the import dependence of the CR.
- To monitor the situation in gas storage and to assure the utilization of gas storage capacities in the CR and their development adequately to the anticipated consumption. In order to maintain the security of the operation of the Czech gas system, and, hence, in order to assure energy security of the CR, the need to build new gas storage capacities should be regularly checked and in case of the positive finding, it should be assured even under unfavorable market conditions.



## ZÁVĚRY

Zpráva *Očekávaná dlouhodobá rovnováha mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu* nabízí aktuální reprezentativní pohled na možné cesty rozvoje české elektroenergetiky a plynárenství, které jsou posuzovány jako komplexní celek dle kritérií adekvátních pro dané oblasti, a to do roku 2050. Řešení obou částí je vzájemně velmi úzce provázáno a zasazeno do kontextu podmínek daných legislativním rámcem Evropské unie, to vše při respektování specifík energetiky České republiky.

Zajištění dodávek elektřiny pro pokrytí tuzemské spotřeby je považováno za strategickou prioritu České republiky. Potenciál dovozu elektřiny ze zahraničních soustav lze označit za omezený a do značné míry i rizikový. V podmínkách ČR nelze do roku 2050 energetickou bezpečnost státu založit ani pouze na masivním a do značné míry obtížně predikovatelném rozvoji velkého množství decentrálních zdrojů (obnovitelných i neobnovitelných) umístěných u spotřebitelů (prosumers), jakkoli je nezpochybnitelné, že k významnému rozvoji této skupiny zdrojů skutečně dojde. Z tohoto důvodu jsou ve všech variantách navrženy a k výstavbě doporučeny i nové zdroje velkých jednotkových výkonů. Jedná se o diferencovaný mix jaderných, plynových a uhelných zdrojů. Navržené varianty uvažují značný rozvoj všech dostupných typů decentrálních zdrojů v míře úměrné jejich potenciálu v ČR. Ve sledovaném období poroste význam koordinace a řízení spotřeby, výroby i akumulačních prvků, a to nově především na úrovni distribučních soustav. K tomu bude v ES zapotřebí adekvátní rozvoj inteligentního měření, řízení a komunikace.

Pro plynárenství ČR je charakteristická téměř absolutní závislost na dovozu plynu a významná tranzitní funkce ČR při přepravě plynu. Tento fakt předurčuje i potřebné aktivity v této oblasti. Již dříve deklarovaná potřeba diverzifikace obchodních i fyzických cest, posilování mezistátního propojení i navyšování kapacity zásobníků nabývá na stále větší aktuálnosti vzhledem k situaci v dodávkách zemního plynu přes nestabilní regiony. Plánované plynovody Moravia, BACI a STORK II představují cestu ke zvýšení bezpečnosti zásobování plynem v ČR, neboť umožní jak přístup do uzlu Baumgarten, tak zprostředkovaně i možnost využití LNG z polského importního terminálu Świnoujście. Spotřeba plynu bude ovlivněna případnou výstavbou

## CONCLUSIONS

*The Anticipated Long-Term Balance Between Electricity and Gas Supply and Demand* offers the current representative view of potential development directions of the Czech electricity and gas sectors which are assessed as a complex unit according to criteria adequate for the involved sections by 2050. Solutions of both the sectors are very closely interconnected and set in the context of conditions given by legal frame of the European Union while respecting specific aspects of the Czech Republic energy sector.

Ensuring electricity supplies to cover domestic consumption is considered a strategic priority of the Czech Republic. The potential of electricity imports from foreign systems can be described as limited and rather risky. In conditions of the Czech Republic by 2050, energy security of the country cannot be based solely on the massive and hardly predictable development of a high number of distributed sources (both renewable and non-renewable) located at the consumers (prosumers) though this group of sources will indisputably significantly develop. That is why new sources of great unit capacities are suggested and recommended for construction in all the variants. It concerns a differentiated mix of nuclear, gas and coal sources. The drafted variants consider significant development of all available types of distributed sources in the scope adequate to their potential in conditions of the Czech Republic. The importance of coordination and control of consumption, generation and accumulation will grow in the observed period, newly especially in the distribution systems. This will require adequate development of smart metering, control and communication in the PS.

The Czech Republic gas industry is characterised by nearly complete dependence on gas imports and an important transit function of the Czech Republic in gas transportation. This situation predestines the required activities in this sector. The previously declared need to diversify both trading and physical routes, to reinforce the international interconnection and to increase storage capacities becomes even more important due to the fact that natural gas is supplied through instable regions. The planned gas pipelines Moravia, BACI and STORK II are a way to increase security of gas supplies to the Czech Republic as they allow access to the Baumgarten node as well as mediated possibility to use LNG from the Polish import terminal Świnoujście. Gas consumption will be affected by possible construction of new steam-gas blocks for electricity generation, micro-

nových paroplynových bloků na výrobu elektřiny, uplatněním mikrokogenerací a částečnou náhradou hnědého uhlí právě zemním plynem v teplárenství.

Lze konstatovat, že řešené varianty v návaznosti na ASEK detailně prověřují reálné možnosti vývoje plynárenství a elektroenergetiky ČR, a přispívají tak k vyváženému plnění tří hlavních strategických cílů ASEK, tj. bezpečnosti, konkurenceschopnosti a udržitelnosti. Vzhledem k provázanosti elektroenergetiky, plynárenství, teplárenství a úspor energie, kde změny v jedné oblasti ovlivňují vývoj ostatních sektorů, je žádoucí věnovat trvalou pozornost bezpečnosti zásobování energiemi obecně.

CHP utilization and partial replacement of brown coal by natural gas in heat industry.

We can declare that the drafted variants, in connection with SEPR, elaborately examine realistic possibilities of gas and electricity industry in the Czech Republic. Thus it contributes to balanced fulfilment of the three main strategic targets of SEPR, i.e. to security, competitiveness and sustainability. With respect to the mutual interconnection of electricity industry, gas industry, heat industry and energy savings, where changes in one of the sectors affect the others, it is desirable to pay continuous attention to the security of energy supplies in general.

# OTE, a.s.

## OTE, A.S. – POSKYTOVATEL KOMPLEXNÍCH SLUŽEB NA TRHU S ELEKTŘINOU A PLYNEM V ČESKÉ REPUBLICE

- spolehlivé zpracování a výměna dat a informací na trhu s elektřinou a trhu s plynem prostřednictvím centra datových a informačních služeb 24 hodin, 7 dnů v týdnu,
- organizování krátkodobého trhu s elektřinou a plynem,
- zúčtování a vypořádání odchylek mezi smluvními a skutečnými hodnotami dodávek a odběrů elektřiny a plynu,
- poskytování technického a organizačního zázemí pro změnu dodavatele elektřiny a plynu,
- administrace výplaty podpory obnovitelných zdrojů energie,
- vydávání a správa systému záruk původu elektřiny z obnovitelných zdrojů,
- správa národního rejstříku jednotek a povolenek na emise skleníkových plynů.

### KONTAKTY

OTE, a.s.

Sokolovská 192/79

186 00 Praha 8 - Karlín

Tel: + 420 296 579 160

ote@ote-cr.cz

www.ote-cr.cz

## OTE, A.S. – PROVIDER OF COMPREHENSIVE SERVICES ON THE ELECTRICITY AND GAS MARKETS IN THE CZECH REPUBLIC

- Reliable data and information processing and exchange on the electricity and gas markets through the Data and Information Service Centre, 24 hours a day, seven days a week;
- Organizing 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 support for change of electricity and gas supplier;
- Administration of payments of subsidies for renewable energy sources;
- Issuance and administration of guarantees of origin of electricity from renewable sources;
- Administration of the national registry for trading of greenhouse gas emission units and allowances.

### CONTACTS

OTE, a.s.

Sokolovská 192/79

186 00 Praha 8 - Karlín

Czech Republic

Tel: + 420 296 579 160

ote@ote-cr.cz

www.ote-cr.cz

# POZNÁMKY

## NOTES

© 2015 OTE, a.s.

Zpracováno ve spolupráci s EGÚ Brno, a.s. • Processed in cooperation with EGÚ Brno, a.s.

Poradenství, design a produkce • Consultancy, design and production: ENTRE s.r.o.



[www.ote-cr.cz](http://www.ote-cr.cz)

