



Zpráva o očekávané
dlouhodobé rovnováze
mezi nabídkou
a poptávkou elektřiny
a plynu

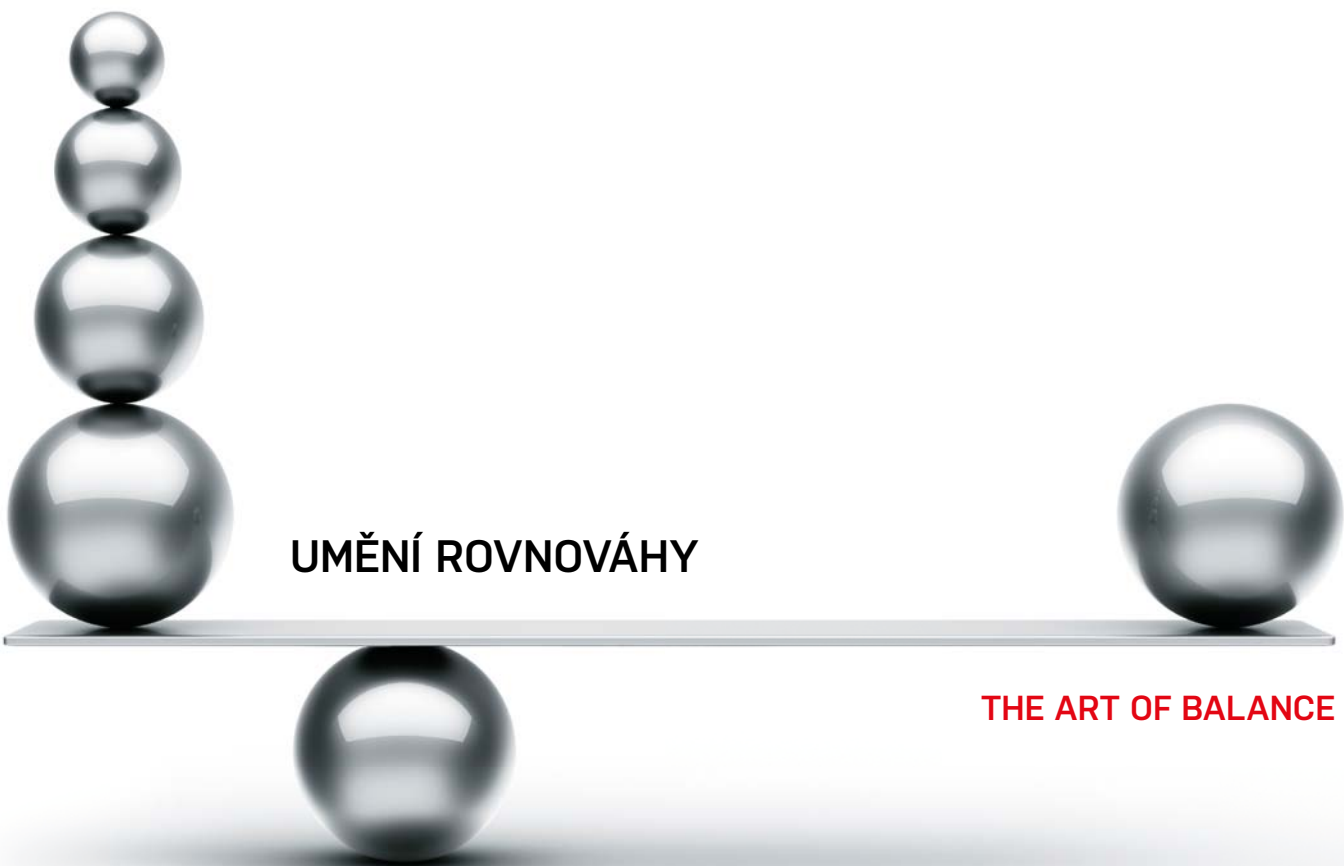
Expected Electricity
and Gas Balance Report

2015



S NÁMI JE ENERGETICKÝ
TRH V ROVNOVÁZE

WITH US THE ENERGY MARKET
IS IN BALANCE



UMĚNÍ ROVNOVÁHY

THE ART OF BALANCE

OBSAH

CONTENTS

2 ÚVOD INTRODUCTION	
6 ELEKTROENERGETIKA – ŘEŠENÉ VARIANTY ELECTRICITY INDUSTRY – DEVELOPMENT VARIANTS	
6 Invariantní předpoklady Invariable assumptions	
7 Varianta Nulová Zero variant	
8 Varianta Koncepční Conceptual variant	
11 Varianta Fosilní Fossil variant	
14 Varianta Nízkouhlíková Low Carbon variant	
18 ELEKTROENERGETIKA – HLAVNÍ ZÁVĚRY ELECTRICITY INDUSTRY – MAIN CONCLUSIONS	
18 Politiky, legislativa a trendy Policies, legislation and trends	
19 Elektroenergetika v Evropě Electricity industry in Europe	
20 Očekávaný vývoj poptávky elektřiny The anticipated development of the demand for electricity	
22 Zdrojová základna ES The source base	
25 Provoz zdrojové základny ES Operation of the power system	
35 Zdroje primární energie Primary energy sources	
40 Environmentální dopady Environmental impacts	
42 Elektrické sítě Electric networks	
46 Trh a ekonomika Market and Economy	
52 PLYNÁRENSTVÍ – ŘEŠENÉ VARIANTY GAS INDUSTRY – DEVELOPMENT VARIANTS	
52 Invariantní předpoklady Invariable assumptions	
53 Varianta Koncepční Conceptual variant	
54 Varianta Fosilní Fossil variant	
56 Varianta Nízkouhlíková Low Carbon variant	
58 PLYNÁRENSTVÍ – HLAVNÍ ZÁVĚRY GAS INDUSTRY – MAIN CONCLUSIONS	
58 Politiky, legislativa a trendy Policies, legislation and trends	
58 Plynárenství v Evropě a ve světě Gas industry in the world and in the Europe	
62 Očekávaný vývoj poptávky plynu Anticipated development of demand for gas	
65 Zdroje a přepravní trasy plynu pro potřeby ČR Sources and transit lines for the Czech Republic needs	
67 Infrastruktura plynárenské soustavy Gas system infrastructure	
69 Provoz plynárenské soustavy Operation of gas system	
72 Trh a ekonomika Market and economy	
74 SWOT ANALÝZA VARIANT ROZVOJE SWOT ANALYSIS OF DEVELOPMENT VARIANTS	
78 SHRNUÍ CONCLUSIONS	

Poznámka: Všechny české/anglické číselné údaje a tabulky jsou v této zprávě uvedené dle české konvence, tj. místo desetinné tečky se používá desetinná čárka a tisíce jsou oddělené mezerou namísto čárkou.

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.

ÚVOD

INTRODUCTION

Cílem dokumentu *Očekávaná dlouhodobá rovnováha mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu* je seznámit s analýzami dlouhodobého rozvoje české elektroenergetiky a plynárenství v kontextu celé energetiky včetně zohlednění situace v zahraničí. Vývoj je analyzován do roku 2050 pro několik variant. Pro zpracování materiálu byla využita data od účastníků trhu ze září 2015. Vytváření těchto analýz rozvoje ukládá energetický zákon¹ operátorovi trhu, tj. akciové společnosti OTE. Tento dokument je pak výběrem hlavních výstupů této práce.

V elektroenergetice je očekáván dlouhodobý růst spotřeby elektřiny, který bude urychlen, mimo jiné, i postupným zaváděním elektromobility. Dekarbonizace, decentralizace a vyšší využití informačních technologií budou pravděpodobně hlavními trendy určujícími budoucí rozvoj elektroenergetiky. Zpráva představuje predikce vývoje spotřeby elektřiny, analýzy provozovatelnosti a spolehlivosti chodu zdrojové základny, analýzy potřeb primárních zdrojů energie, analýzy chodu sítí, analýzu trhu s elektřinou a vyhodnocení ekonomických a environmentálních dopadů.

Využití zemního plynu v ČR má od roku 2000 převážně sestupnou tendenci, pro budoucnost se však nabízí několik nových oblastí uplatnění. Potenciálně významné je zejména využití plynu jako náhrady za uhlí, a to jak při vytápění, tak při výrobě elektřiny, a využití v dopravě ve formě CNG. Zpráva představuje predikce vývoje spotřeby zemního plynu, analýzy bezpečnosti a dostatečnosti importu plynu ze zahraničních nalezišť, analýzy dostatečnosti a bezpečnosti napojení na mezinárodní potrubní síť a analýzy spolehlivosti chodu samotné plynárenské soustavy v ČR.

The aim of the document *The Anticipated Long-term Balance between the Supply and Demand of Electricity and Gas* is to present analysis of long term development of the Czech electricity and gas industry in context of energy industry taking look on situation abroad. The development is analyzed until 2050 for various variants. Analyses, predictions and conclusions which were made, had used the data available up to September 2015. The Czech market operator (OTE, a.s.) is obliged¹ by the Energy Act to produce these analyses. This document contains main results given in detail in complete report.

In the electricity industry, long-term growth of electricity consumption is anticipated. This effect will be accelerating, among others, by progressive introducing of electric cars to the market. Decarbonization, decentralization and higher use of information technologies will be main trends determining the future development of electricity industry. The report presents predictions of the electricity demand's development, analysis of primary energy resources (PES) needs, analyses of power system operation, analyses of electricity market and impacts on environment.

Use of natural gas from 2000 has descending tendency in the Czech Republic, but in the future, various ways of its utilization will emerge in new sectors of industry. The use of natural gas as a substitute for brown coal, especially for heating, but also for electricity generation and also in transportation in a CNG form is potentially important too. The report presents predictions of natural gas consumption, analysis of security and sufficiency of gas imports from foreign sources, analysis of security and sufficiency of international gas infrastructure connections and analysis about reliability of the Czech gas system operation.

¹ Zákon č. 458/2000 Sb., podle § 20a, odst. 4, písm. f)

¹ § 20a, par. 4, letter. f) of the Act No. 458/2000 Coll.

Očekávaná dlouhodobá rovnováha mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu si proto dává za cíl v co největší míře poskytnout, mimo jiné, odpovědi na následující otázky:

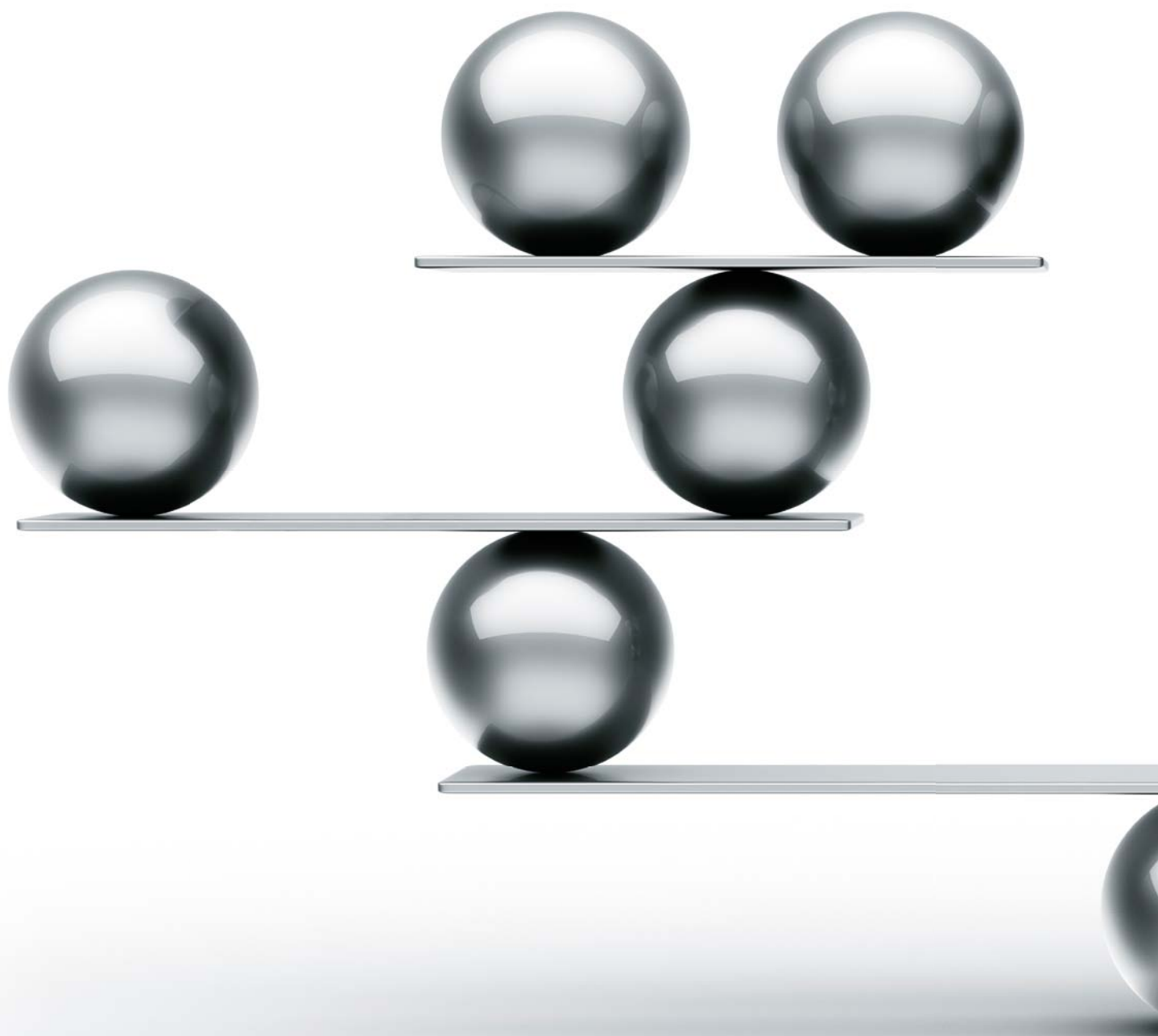
- Jak se bude vyvíjet poptávka po elektřině v České republice a ve středoevropském prostoru?
- Jaký může být rozvoj a provoz zdrojové základny ES ČR? Jak různé cesty jejího vývoje ovlivní spolehlivost jejího chodu?
- Jaká bude nabídka a situace na evropském trhu s elektřinou? Bude se výrazně vyvíjet podoba tržního prostředí v regionu střední Evropy?
- Bude kapacita elektrických sítí dostatečná? Jaká jsou možná opatření pro jejich případné posílení?
- Jak se bude vyvíjet poptávka po plynu v ČR?
- Jaké množství plynu bude možné získat z tuzemských zdrojů, kolik plynu bude potřeba do ČR importovat?
- Jaká bude nabídka a cenová úroveň na evropském trhu s plynem?
- Jaký může být rozvoj a provoz zásobníků plynu a jaká bude jejich budoucí potřeba?
- Bude kapacita plynárenské soustavy dostatečná? Jaká jsou možná opatření pro její případné posílení?
- Jaké jsou technické, ekonomické a bezpečnostní důsledky různých variant rozvoje?

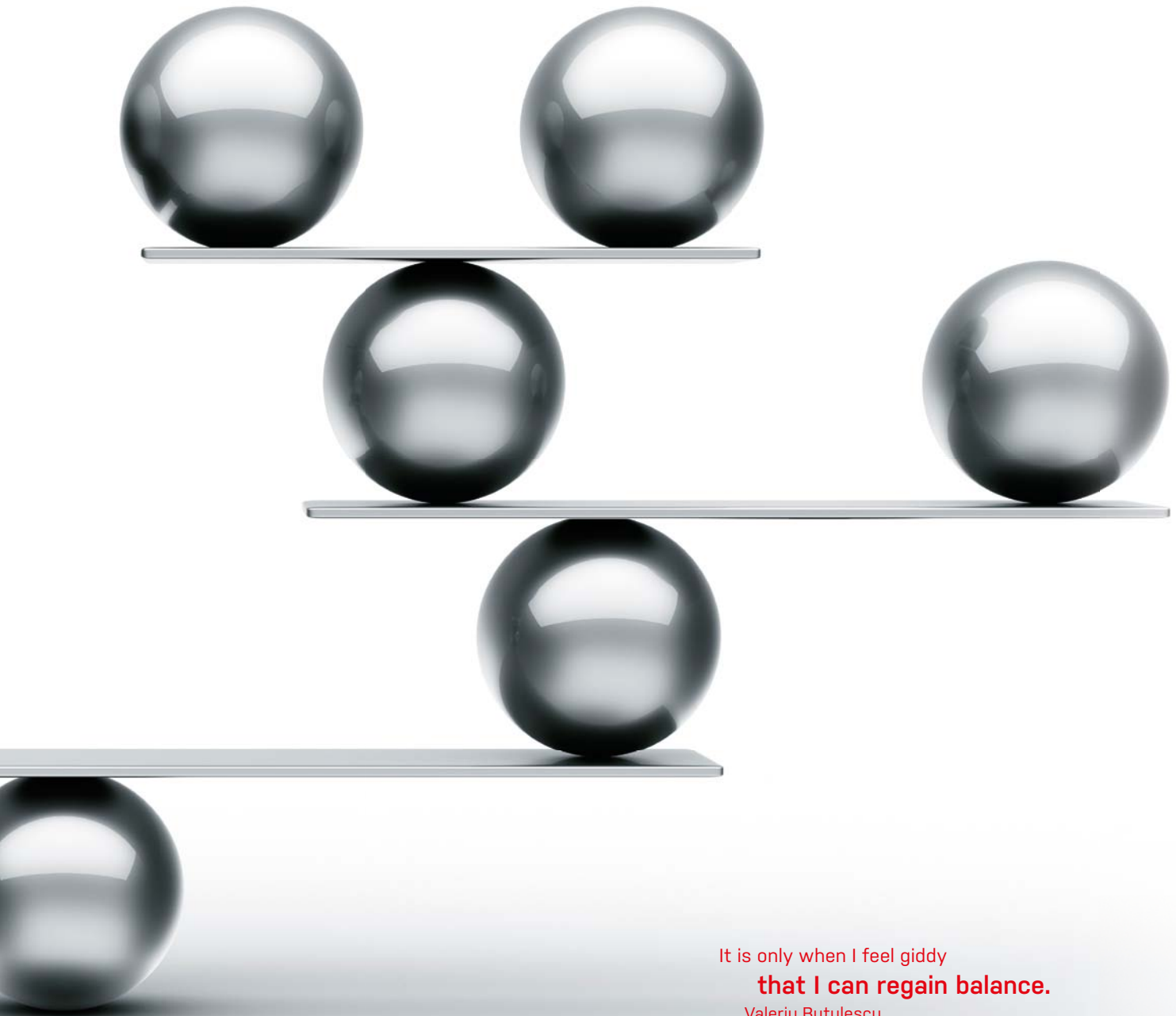
The Anticipated Long-term Balance between the Supply and Demand of Electricity and Gas provides, among other things, the answers to the following questions:

- How will the demand for electricity in the Czech Republic and in Central Europe develop?
- How will the Czech Republic's power system develop and operate? How do the different paths of development affect the reliability of its operation?
- What will the offer and the situation on the European electricity market be like? Will the market environment in Central Europe develop significantly?
- Will the capacity of the electrical networks suffice? What are the possible measures to strengthen their potential?
- How will demand for gas in the Czech Republic develop?
- How much gas can be obtained from domestic sources and how much will be needed to be imported to the Czech Republic?
- What will the supply and price on the European gas market be?
- How will gas storage be used and developed and to what extent will it be needed?
- Will the capacity of the gas system suffice? What measures may be adopted to strengthen its potential?
- What are the technical, economic and security implications of the various paths of development of the gas industry?

Jen ve chvílích závratí
nalézám rovnováhu.

Valeriu Butulescu





It is only when I feel giddy
that I can regain balance.
Valeriu Butulescu

ELEKTROENERGETIKA – ŘEŠENÉ VARIANTY

ELECTRICITY INDUSTRY – DEVELOPMENT VARIANTS

Kapitola představuje trojici variant rozvoje elektroenergetiky, která byla řešena v roce 2015. Tři rozvojové varianty doplňuje varianta Nulová, která prověřuje situaci, kdy by nebyly realizovány žádné nové investice do zdrojové základny. Pro řešení v roce 2015 byla jako hlavní kritérium rozlišení variant zvolena míra emisí oxidu uhličitého, zprostředkovaně tedy míra využití fosilních paliv a zavedení úsporných opatření. Varianty pokrývají široké pole představitelného vývoje. Varianta Nízkouhlíková je přitom chápána jako limitní.

INVARIANTNÍ PŘEDPOKLADY

Níže je uveden seznam předpokladů, které jsou všem třem rozvojovým variantám společné:

- **Tři rozvojové varianty jsou koncipovány jako dlouhodobě soběstačné v zásobování elektrickou energií:** importy elektřiny mohou být realizovány jen na překlenutí období nesouladu nabídky a poptávky vlivem instalace zdrojů větších jednotkových výkonů.
- **Spolehlivost provozu zdrojové základny:** pro všechny varianty je vzhledem k nárůstu důležitosti elektřiny požadováno mírné navýšování spolehlivosti provozu.
- **Dostatek regulačních výkonů:** pro všechny varianty je požadováno splnění všech požadavků na regulační výkony; v situacích nedostatku regulačních výkonů jsou tyto doplněny.
- **Provoz jaderné elektrárny Temelín:** stávající bloky jaderné elektrárny Temelín jsou uvažovány v provozu až za sledovaný horizont roku 2050.
- **Provoz přečerpávacích vodních elektráren:** všechny stávající přečerpávací elektrárny v ES ČR jsou ve všech variantách uvažovány v provozu až za sledovaný horizont roku 2050.
- **Budoucnost elektráren na fosilní paliva:** parní elektrárny jsou uvažovány s využitím výsledků dotazníkového šetření a dle diskusí s provozovateli.

The chapter introduces three development variants of electricity industry, solved in 2015. Three main variants are complemented also with the Zero variant which examines the situation if no investments to source base will be realized. For the solution in 2015, the main criterion was a volume of carbon dioxide. Volume of carbon emissions depends on extend of use of fossil fuels and introduction of savings measures. The variants cover lot of possibilities of development. The Low Carbon variant is taken as extreme variant.

INVARIABLE ASSUMPTIONS

The list below includes prerequisites common for all three development variants:

- **Three development variants are designed as self-sufficient in electricity supplies in the long-term:** electricity can only be imported to bridge periods of discrepancy between supply and demand caused by installation of greater unit capacities.
- **Reliability of source base operation:** with respect to the growing importance of electricity, slight increase in operation reliability is required.
- **Sufficient regulation capacities:** meeting all requirements on regulation capacities is required for all variants; in case of lacking regulation capacities, they are added.
- **Operation of the Temelín nuclear power plant:** current blocks of the Temelín NPP are considered to operate behind the observed time horizon of 2050.
- **Pumped storage hydroelectric power plants:** all current PSHP connected to Czech Republic's power system are considered to be in operation behind horizon of 2050 in all of variants.
- **Future of fossil power plants:** conventional power plants including autoproducers are taken into account according to results of questionnaire survey and discussions with operators.

- **Budoucnost využití hnědého uhlí:** 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, doplnkově pak biomasa a jaderné teplo. Ke změnám palivové základny dochází postupně, jak se snižuje dostupnost hnědého uhlí, a dle varianty rozvoje.
- **Trh s povolenkami na emise oxidu uhličitého:** všechny varianty předpokládají zachování mechanismu EU-ETS a funkční trh s povolenkami (ceny povolenek jsou však mezi variantami diferencovány).
- **Regulace toku výkonu na mezistátních profilech:** na profilu ČR/DE je uvažováno nasazení transformátorů s řízeným posuvem fáze (PST), jejichž uvedení do provozu se předpokládá v prosinci 2016.
- **Obnova a rozvoj elektrických sítí:** ve všech variantách se předpokládá obnova a rozvoj síťové infrastruktury podle dlouhodobých rozvojových plánů jejich provozovatelů. V přenosové síti se předpokládá, že k roku 2040 dojde k plné náhradě současné sítě 220 kV sítí 400 kV.

VARIANTA NULOVÁ

Varianta Nulová (značena 0) vychází z analýzy výchozího stavu řešení, kdy je pro očekávanou spotřebu elektřiny detekována potřeba nového výkonu pro ES ČR. Zjednodušeně se jedná o analýzu, kdy se předpokládá budoucí postupný útlum současných zdrojů, nepředpokládají se žádné nové systémové zdroje, obnovitelné zdroje jsou uvažovány dle základního scénáře. Na základě pokrývání diagramu zatížení je poté indikován časový profil, ve kterém se již projevuje výkonový deficit zdrojové základny. Zjištěný časový horizont je spíše optimistickým údajem, neboť v konkrétních krátkodobých časových úsecích může k deficitu dojít již dříve. Vzhledem k tomu, že tato varianta není 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.

POLITIKY A EVROPSKÁ ENERGETIKA

Varianta Nulová předpokládá, že snahy o nápravu současné nepříznivé situace na trhu s elektřinou nebudou ve střednědobém horizontu úspěšné. Předpokládá se tedy zachování nynějšího stavu, kdy nízká cena elektřiny na burze nemotivuje investory k výstavbě nových zdrojů velkých jednotkových výkonů. Tato situace je předpokládána nejen v ČR, ale i v ostatních evropských zemích, a proto není uvažováno ani řešení v podobě importu elektřiny do ČR.

- **Future use of brown coal:** all variants feature transferring of part of brown coal electricity and heat production plants to other fuels, especially to hard coal and natural gas, additionally to biomass and nuclear heat. Changes in fuel base take place gradually as the availability of brown coal decreases, and according to the variant.
- **Carbon dioxide allowances market:** all variants assume maintaining of the EU ETS mechanism and functional allowance market (allowance price in the variants varies).
- **Moderation of power flow at international profiles:** use of PST is considered at the CZ/DE profile with anticipated commissioning in December 2016.
- **Renewal and development of electrical networks:** all variants assume renewal and development of network infrastructure according to long-term development plans of infrastructure operators. In the transmission system, complete replacement of current 220 kV network by 400 kV network is assumed by 2040.

ZERO VARIANT

The Zero variant (marked as Z) is based on the analysis of the default state where the need of new capacity for the CZ PS is detected according to the expected electricity consumption scenario. In a simplified way, it is an analysis which only anticipates future gradual decline of the existing sources, no new system sources and 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 manifested. The detected time profile is rather optimistic as in the specific short-term periods the deficit may appear earlier. 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.

POLICY AND EUROPEAN ENERGY SECTOR

The Zero variant anticipates that the effort to correct current unfavorable situation on the electricity market will not succeed in mid-term horizon. Preservation of current situation is therefore presumed where low electricity price on the market does not motivate investors to build new sources of large unit capacities. Such situation is anticipated not only in the Czech Republic but also in other European countries which is why electricity imports to the Czech Republic are not considered either.

POPTÁVKA PO ELEKTRINĚ

Potřeba nového výkonu je testována pro variantu spotřeby Konceptní – referenční.

ZDROJOVÁ ZÁKLADNA

Ve variantě Nulové se předpokládá pouze provoz současných zdrojů a jejich budoucí postupný útlum dle známých údajů jejich provozovatelů, nepředpokládají se žádné nové zdroje kromě obnovitelných, které jsou uvažovány dle základního scénáře. Zásadní vliv na analýzy Nulové varianty má především uvažování provozu stávající jaderné elektrárny Dukovany (JEDU), jejíž odstavení bude záviset na míře prodloužení povolení jejího provozu. Pro variantu Nulovou je uvažován termín odstavení JEDU variantně, a to 2025 až 2027, 2035 až 2037, 2045 až 2047.

ELEKTRICKÉ SÍTĚ

Varianta Nulová není vzhledem ke svému charakteru detailně síťově prověřována, neboť nepřináší nové požadavky na připojování dalších zdrojů nad rámec již schválených žádostí o připojení, které jsou respektovány v rozvojových plánech provozovatelů sítí.

VARIANTA KONCEPČNÍ

Varianta Konceptní (značena K) vychází z koridorů vytyčených v SEK z 5/2015 a konkretizuje rozvoj ES ČR dle optimalizovaného scénáře SEK. Varianta Konceptní je charakteristická zejména výstavbou jaderných bloků ve dvou stávajících lokalitách, prolomením limitů těžby na dole Bílina a relativně ambiciózním (ne však extrémním) rozvojem OZE s doplněním plynových zdrojů. Varianta Konceptní představuje diverzifikovaný mix zdrojů, jehož univerzálnost a nevyhraněnost může být jak silnou stránkou (otevřenost možným změnám v budoucnu), tak rizikem (slabý impuls pro rozvoj). Důrazem na rozvoj bezemisních zdrojů je varianta Konceptní dobrým základem pro budoucí směřování ČR k nízkouhlíkové energetice.

POLITIKY A EVROPSKÁ ENERGETIKA

Varianta Konceptní předpokládá nápravu současného stavu na trhu s elektřinou a postupný návrat k tržním principům ve střednědobém horizontu. Předpokládá se fungování mechanismů zajišťujících rentabilitu výstavby a provozu jaderných elektráren (JE). Uvažuje se zachování a postupné prohlubování důrazu na čistotu energetiky. Varianta Konceptní předpokládá funkční trh s povolenkami (referenční cena povolenek).

DEMAND FOR ELECTRICITY

The need for new capacities for the Zero variant is tested for the 'Conceptual – reference' consumption variant.

SOURCE BASE

For the Zero variant, only the operation of current sources and their gradual decline according to data given by their operators is considered; no new sources are presumed apart from RES which are anticipated according to basic scenario. The Zero variant analyses are significantly affected by operation of the existing Dukovany nuclear power plant whose decommissioning will depend on the span of its operation permit extension. For the Zero variant, the term of decommissioning is considered in variants, i.e. in 2025 to 2027, 2035 to 2037 and 2045 to 2047.

ELECTRICAL GRIDS

With respect to its character, the Zero variant is not assessed in detail in term of grids as it brings no new requirements on connection of new sources beyond the currently approved connection applications which have already been respected in development plans of grid operators.

CONCEPTUAL VARIANT

The Conceptual variant (marked as C) is set within the limits defined in the SEPR from 5/2015 and specifies the Czech power system development according to the optimized SEPR scenario. The Conceptual variant is typical mainly by construction of nuclear blocks in two present locations, cancelling of land ecological mining limits in the Bílina mine and rather ambitious (but not extreme) development of RES supplemented by gas sources. The Conceptual variant represents a diversified mix of sources whose universality and indistinctiveness can be both – strength (openness to potential future changes) and risk (weak impulse for development). Due to the stress on no-emission sources, the Conceptual variant is a good basis for future course of the Czech Republic towards low-carbon energy industry.

POLICY AND EUROPEAN ENERGY SECTOR

The Conceptual variant anticipates correction of the current electricity market situation and gradual return to market principles in mid-term horizon. Functioning of mechanisms ensuring profitability of construction and operation of the Dukovany NPP is anticipated. Maintaining and gradual deepening of stress on clean energy industry is considered. The Conceptual variant anticipates well working allowance market (reference price of allowances).

POPTÁVKA PO ELEKTŘINĚ

Ve variantě Konceptční je uvažována predikce spotřeby elektřiny dle varianty Konceptční – referenční z aktuální predikce vytvořené v říjnu 2015. Predikce zahrnuje referenční vývoj ekonomiky, demografie a rozvoje využití spotřebičů. Zahrnuje také referenční, velmi výrazné úspory jak ve výrobní sféře, tak ve sféře domácností. Spotřeba bude zejména ke konci sledovaného horizontu mírně navyšována částečným přechodem CZT k DZT pomocí elektřiny (přímá výroba tepla i tepelná čerpadla).

ZDROJOVÁ ZÁKLADNA

Vývoj instalovaného výkonu ve variantě Konceptční je uveden v **tab. 1** a na **obr. 1**.

Jaderná energetika: varianta Konceptční předpokládá provoz stávajících bloků jaderné elektrárny Dukovany do let 2035 až 2037. Ve stejných letech dojde ke spuštění nových dukovanských bloků o výkonu 2x 1 200 MW. Dále je též uvažováno o vybudování nových jaderných bloků o výkonu 2x 1 200 MW v lokalitě Temelín v letech 2039 a 2042.

Fosilní energetika: varianta Konceptční uvažuje prolomení limitů těžby na lomu Bílina a naopak zachování limitů těžby na lomu ČSA. Je uvažován nový hnědouhelný blok v lokalitě Poččerady o výkonu 1x 660 MW jako náhrada stávajícího zdroje, a to od roku 2024. Od roku 2038 je uvažován blok o výkonu 1x 600 MW na dovozové černé uhlí. Varianta dále počítá s využitím zemního plynu, a to pro paroplynové bloky o výkonech 430 MW, které budou zprovozněny v letech 2031 a 2045. Vzhledem k omezenému množství regulujících hnědouhelných bloků v soustavě je předpokládáno poměrně vysoké využití těchto plynových zdrojů, a to i v návaznosti na rozvoj OZE. Rozvoj mikrokogeneračních jednotek je předpokládán dle referenční varianty, tedy na 10% odběrných míst plynu; v roce 2050 se jedná o 799 MW instalovaného výkonu mikrokogenerací (MKO). Technologie CCS není v této variantě uvažována.

Teplárenství: varianta Konceptční uvažuje spotřebu tepla v ČR dle referenční varianty a počítá s mírným poklesem podílu CZT na celkovém zásobování teplem. Náhrada paliva pro dodávky tepla z hnědouhelných zdrojů bude realizována zemním plynem, černým uhlím nebo biomasou.

DEMAND FOR ELECTRICITY

Prediction of electricity consumption in the Conceptual variant, is considered according to the 'Conceptual – reference' variant from current prediction as of October 2015. The prediction includes reference development of economy, demography and use of appliances. It also includes reference, highly considerable savings in both production and household sectors. Consumption is to be slightly increased, especially at the end of the observed time horizon, due to the partial transfer from district heating supply to long-distance district heating by electricity (direct heat production and heat pumps).

SOURCE BASE

Development of installed capacity in the Conceptual variant is presented in **Tab. 1** and **Fig. 1**.

Nuclear energy sector: the Conceptual variant anticipates operation of the existing Dukovany blocks by 2035 to 2037. In the same years, new Dukovany blocks with the capacity of 2x 1,200 MW are to be commissioned. Construction of new nuclear blocks with the capacity of 2x 1,200 MW in the Temelín location in 2039 and 2042 is also considered.

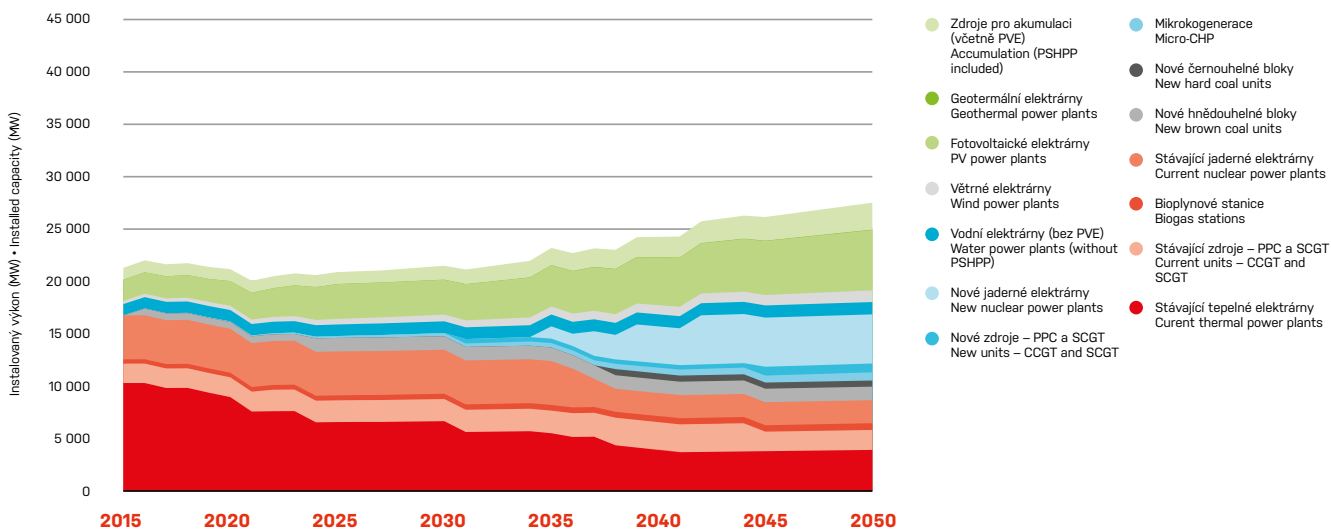
Fossil energy sector: the Conceptual variant assumes cancelling of land ecological mining limits on the Bílina quarry; limits for the ČSA mine shall however be preserved. New brown coal block in Poččerady is considered with the capacity of 1x 660 MW as a replacement of the existing source by the year 2024. Beginning with 2038, a block with the capacity of 1x 600 MW using imported hard coal is anticipated. The variant also considers use of natural gas for steam-gas blocks with the capacity of 430 MW which shall be commissioned in 2031 and 2045. With respect to the restricted number of the regulating brown coal blocks within the system, rather high utilization of these gas sources is anticipated, i.e. in relation to RES development. Development of micro-CHP units is anticipated according to reference scenario, i.e. for 10% of gas delivery points; in 2050, it shall amount to 799 MW of installed capacity in micro-CHP. The CCS technology is not considered for this variant.

Heating industry: the Conceptual variant considers heat consumption in the Czech Republic according to reference variant and anticipates moderate decline in district heating share in overall heat supplies. Substitute for brown coal fuels for heat supplies is to be provided by natural gas, hard coal or biomass.

Tab. 1 **Skladba instalovaného výkonu zdrojů – primární zdroje (MW) – varianta Koncepční (K)**
 Tab. 1 **Installed capacity – primary energy sources (MW) – Conceptual variant (C)**

Typ zdroje podle primární energie Type of source according to PES	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Hnědé uhlí • Brown coal	8 347	7 666	6 271	6 226	4 981	3 228	2 894	2 894
Černé uhlí • Hard coal	1 600	1 442	1 049	1 049	649	1 249	1 333	1 333
Zemní plyn • Natural gas	1 768	1 875	2 068	2 245	3 194	3 826	3 572	3 727
Jaderná energie • Nuclear energy	4 290	4 290	4 290	4 290	5 490	5 850	7 050	7 050
Biomasa • Biomass	426	527	632	737	842	947	1 052	1 157
Bioplyn • Biogas	415	450	485	520	555	590	625	660
Vodní (bez PVE) • Water (without PSHPP)	1 100	1 115	1 130	1 145	1 160	1 175	1 190	1 205
Větrná energie • Wind energy	300	420	540	660	780	900	1 020	1 140
Solární energie • Solar energy	2 075	2 400	3 400	3 400	4 025	4 650	5 275	5 900
Ostatní • Others	309	311	347	372	389	413	438	463
Akumulace (vč. PVE) • Accumulation (PSHPP incl.)	1 170	1 170	1 170	1 361	1 679	1 997	2 315	2 634
ES ČR celkem • CZ PS in total	21 801	21 667	21 383	22 005	23 743	24 826	26 764	28 163

Obr. 1 **Instalovaný výkon ve variantě Koncepční**
 Fig. 1 **Installed capacity in the Conceptual variant**



Obnovitelné zdroje jsou ve variantě Konceptční uvažovány dle základního scénáře, což v roce 2050 představuje:

- 1 140 MW instalovaného výkonu větrných elektráren,
- 5 900 MW instalovaného výkonu fotovoltaických elektráren,
- 1 205 MW instalovaného výkonu vodních elektráren (bez PVE),
- 660 MW instalovaného výkonu bioplynových stanic (včetně skládkových a kalových plynů),
- 1 155 MW instalovaného výkonu v biomase (především spalování),
- 199 MW v kategorii biologicky rozložitelného komunálního odpadu (BRKO),
- 31 MW geotermálních zdrojů.

Akumulace a regulace na straně spotřeby: varianta Konceptční předpokládá v roce 2050 nový instalovaný výkon přibližně 1 500 MW pro účely denní akumulace (bez PVE). Dále se uvažuje využití elektrokotlů v CZT k záporné regulaci výkonu na straně spotřeby.

ELEKTRICKÉ SÍTĚ

Varianta Konceptční předpokládá rozvoj síťové infrastruktury odpovídající požadavkům na vyvedení výkonu nových výše uvedených zdrojů a zásobování odběrů v souladu s předpoklady Konceptční varianty. V návaznosti na výstavbu nových jaderných bloků v ES ČR se bude jednat o posílení přenosové sítě nad rámec dlouhodobě plánovaného rozvoje a obnovy PS, a to v závislosti na velikosti a počtu nových jaderných bloků v Konceptční variantě.

VARIANTA FOSILNÍ

Varianta Fosilní (značena F) je charakteristická časově nejbližším odstavením současných bloků jaderné elektrárny Dukovany a odložením výstavby nových jaderných bloků až k horizontu roku 2035, a to pouze v jedné lokalitě. V návaznosti na tuto situaci se uvažuje jednak o prolomení limitů těžby na dolech Bílina i ČSA a jednak o výstavbě nových uhelných bloků, společně s vysokým rozvojem mikrokogenerací a relativně ambiciózním (ne však extrémním) rozvojem obnovitelných zdrojů. Uplatnění plynových zdrojů systémového charakteru je poněkud nižší než ve variantě Konceptční, naproti tomu uplatnění plynových decentrálních zdrojů (mikrokogenerace) je oproti Konceptční variantě vyšší. Komfortní provozovatelnost ES a zajištění paliva pro teplárny jsou v této variantě podmíněny výraznější ekologickou stopou. Rizikem do budoucna je změna takto (fosilně) orientované energetiky směrem k nízkouhlíkovému konceptu.

Renewable sources: are considered according to basic scenario for the Conceptual variant, which in 2050 means:

- 1,140 MW installed capacity of wind power plants,
- 5,900 MW installed capacity of photovoltaic power plants,
- 1,205 MW installed capacity of hydroelectric power plants (excluding pumped storage),
- 660 MW installed capacity of biogas stations (including landfill and sewage gases),
- 1,155 MW installed capacity in biomass (mainly co-fired with brown coal),
- 199 MW in the category of biodegradable municipal waste (BIOMW),
- 31 MW in geothermal sources.

Accumulation and regulation of consumption: in 2050, the Conceptual variant anticipates installed capacity of 1,500 MW for the purpose of daily accumulation (without PSHPP). And so far, it is also intended to use electric boilers in district heating systems on the demand side management.

ELECTRICAL GRIDS

The Conceptual variant anticipates the development of grid infrastructure corresponding to requirements on transmission of capacity of the above sources and supplies to customers in compliance with conditions of the Conceptual variant. In connection to construction of new nuclear blocks in CZ PS, it will involve strengthening of the transmission system beyond the long-term planning of TS development and renewal which will depend on the size and number of new nuclear blocks in the Conceptual variant.

FOSSIL VARIANT

The Fossil variant (marked as F) is characteristic mainly by the earliest decommissioning of current blocks of the Dukovany nuclear power plant and postponing of construction of new nuclear blocks up to the horizon of 2035; moreover, in one location only. In connection to that, cancelling of mining limits in both Bílina and ČSA quarries is anticipated as well as construction of new coal blocks and high development of micro-CHP and relatively ambitious (but not extreme) development of RES. Role of conventional gas fired sources is – compared to the Conceptual variant – rather limited, on the other side, utilization of decentral gas fired sources (micro-CHP) is higher in comparison to the Conceptual variant. Comfort operability of PS and securing of fuel for heating industry in this variant is conditioned by more significant environmental impact. There is a risk related to future change of such fossil oriented energy industry to low-carbon concept.

POLITIKY A EVROPSKÁ ENERGETIKA

Varianta Fosilní předpokládá nápravu současného stavu na trhu s elektřinou a postupný návrat k tržním principům až na konci střednědobého horizontu. Neuvažuje se podpůrný mechanismus pro výstavbu a provoz jaderných elektráren. Uvažuje se zachování současného důrazu na čistotu energetiky. Varianta Fosilní předpokládá funkční trh s povolenkami (nižší cena povolenek), nicméně očekává se, že bude ekonomicky výhodné provozovat i fosilní zdroje.

POPTÁVKA PO ELEKTRINĚ

Ve variantě Fosilní je uvažována predikce spotřeby elektřiny dle varianty Fosilní z aktuální predikce vytvořené v říjnu 2015. Predikce zahrnuje referenční vývoj ekonomiky, demografie a rozvoje využití elektrospotřebičů. Zahrnuje také referenční, velmi výrazné úspory jak ve výrobní sféře, tak ve sféře domácností. Spotřebu oproti variantě Konceptní mírně navyšuje zachování těžby uhlí a s tím související spotřeba elektřiny, ale snižuje ji předpoklad neexistence přechodu od CZT k DZT.

ZDROJOVÁ ZÁKLADNA

Vývoj instalovaného výkonu ve variantě Fosilní je uveden v **tab. 2** a na **obr. 2**.

Jaderná energetika: varianta Fosilní předpokládá provoz stávajících bloků JE Dukovany pouze do let 2025 až 2027. Spuštění nových bloků v této lokalitě o výkonu 2x 1 200 MW je uvažováno až v letech 2035 a 2039. Modelově je zde tedy testována situace, kdy provoz JEDU bude ukončen v nejbližším možném termínu a zároveň bude z různých důvodů zpožděna výstavba nového bloku v této lokalitě. V lokalitě Temelín nejsou nové bloky uvažovány.

Fosilní energetika: varianta Fosilní navrhuje prolomení limitů těžby na lomech Bílina i ČSA. Jsou uvažovány nové hnědouhelné bloky v lokalitě Počeradý o výkonu 2x 660 MW jako náhrada stávajícího zdroje, a to v letech 2024 a 2027. V letech 2028 a 2031 jsou uvažovány bloky o celkovém výkonu 2x 600 MW na dovozové černé uhlí. Varianta počítá i s využitím zemního plynu, a to pro paroplynové bloky o výkonu 430 MW od roku 2031 a o výkonu 840 MW od roku 2045. Vzhledem k relativně vysokému množství regulujících uhelných bloků v soustavě je však předpokládáno poměrně nízké využití těchto plynových zdrojů. Rozvoj mikrokogeneračních jednotek je předpokládán dle vysoké varianty, tedy na 15% odběrných míst plynu; v roce 2050 se jedná o 1 199 MW instalovaného výkonu MKO. Technologie CCS není v této variantě uvažována.

POLICY AND EUROPEAN ENERGY SECTOR

The Fossil variant anticipates correction of current electricity market situation and gradual return to market principles in mid-term horizon. No support mechanism for construction and operation of nuclear power plants is considered. Preservation of current stress on clean energy industry is considered. The Fossil variant anticipates well working allowance market (bottom limit of Market Stability Reserve (MSR) range). However, it expects operation of fossil sources to be profitable too.

DEMAND FOR ELECTRICITY

In the Fossil variant, prediction of electricity consumption is considered according to the Fossil variant from current prediction from October 2015. The prediction includes reference development of economy, demography and use of electric appliances. It also includes reference, considerable savings in both production and household sectors. Consumption slightly increases, compared to the Conceptual variant, due to the maintained coal mining and the related electricity consumption, but are decreased by the presumption of no transfer from centralized district heating to long-distance district heating.

SOURCE BASE

Development of installed capacity in the Fossil variant is presented in **Tab. 2** and **Fig. 2**.

Nuclear energy sector: the Fossil variant anticipates operation of Dukovany blocks only by 2025 to 2027. Commissioning of new blocks with the capacity of 2x 1,200 MW in this location is considered in 2035 and 2039. This model therefore tests the situation that Dukovany NPP will be decommissioned in the nearest possible term while construction of a new block in the same location will be postponed for various reasons. In the Temelín location, new blocks are not considered.

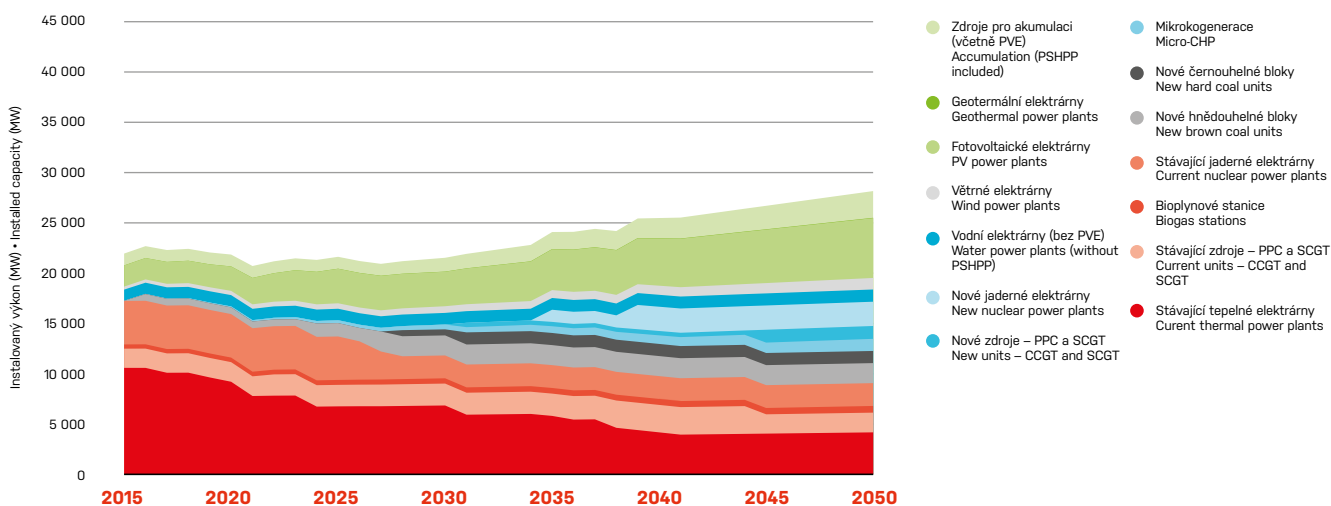
Fossil energy sector: the Fossil variant suggests cancelling of mining limits in both Bílina and ČSA quarries. New brown coal blocks in Počeradý with the capacity of 2x 660 MW are considered as a substitute for the existing source in 2024 and 2027. In 2028 and 2031, blocks with total capacity of 2x 600 MW for imported hard coal are considered. The variant further considers use of natural gas for steam gas blocks with the capacity of 430 MW beginning with 2031 and 840 MW beginning with 2045. With respect to the relatively high number of regulating coal blocks in the system, low utilization of these gas sources is anticipated, though. Development of micro-CHP units is anticipated according to high scenario, i.e. for 15% of gas delivery points; in 2050, it means 1,199 MW of installed capacity in micro-CHP. The CCS technology is not considered for this variant.

Tab. 2 **Skladba instalovaného výkonu zdrojů – primární zdroje (MW) – varianta Fosilní (F)**

Tab. 2 **Installed capacity – primary energy sources (MW) – Fossil variant (F)**

Typ zdroje podle primární energie Type of source according to PES	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Hnědé uhlí • Brown coal	8 347	7 666	6 271	6 886	5 830	4 077	3 827	3 827
Černé uhlí • Hard coal	1 600	1 442	1 049	1 649	1 849	1 849	1 849	1 849
Zemní plyn • Natural gas	1 772	1 915	2 170	2 410	3 419	4 112	4 326	4 537
Jaderná energie • Nuclear energy	4 290	4 290	4 290	2 250	3 450	4 650	4 650	4 650
Biomasa • Biomass	426	527	632	737	796	901	1 006	1 111
Bioplyn • Biogas	415	450	485	520	555	590	625	660
Vodní (bez PVE) • Water (without PSHPP)	1 100	1 115	1 130	1 145	1 160	1 175	1 190	1 205
Větrná energie • Wind energy	300	420	540	660	780	900	1 020	1 140
Solární energie • Solar energy	2 075	2 400	3 400	3 400	4 025	4 650	5 275	5 900
Ostatní • Others	309	311	347	372	389	413	438	463
Akumulace (vč. PVE) • Accumulation (PSHPP incl.)	1 170	1 170	1 170	1 361	1 679	1 997	2 315	2 634
ES ČR celkem • CZ PS in total	21 805	21 707	21 485	21 390	23 933	25 315	26 522	27 977

Obr. 2 **Instalovaný výkon ve variantě Fosilní**
Fig. 2 **Installed capacity in the Fossil variant**



Teplárenství: varianta Fossilní uvažuje spotřebu tepla v ČR dle referenční varianty a počítá se zachováním podílu CZT na celkovém zásobování teplem. Náhrada paliva pro dodávky tepla z hnědouhelných zdrojů bude realizována zemním plynem, černým uhlím nebo biomasou.

Obnovitelné zdroje: obnovitelné zdroje jsou ve variantě Fossilní uvažovány dle základního scénáře, tedy stejně, jako ve variantě Konceptní (viz výše).

Akumulace a regulace na straně spotřeby: varianta Fossilní předpokládá v roce 2050 nový instalovaný výkon přibližně 1 500 MW pro účely denní akumulace (bez PVE). Dále se uvažuje využití elektrokotlů v CZT k záporné regulaci výkonu na straně spotřeby.

ELEKTRICKÉ SÍTĚ

Varianta Fossilní předpokládá rozvoj a obnovu síťové infrastruktury adekvátní pro vyvedení výkonu nových, výše uvedených, zdrojů a zásobování odběrů v souladu s předpoklady Fossilní varianty. Jedná se zejména o posílení sítí v návaznosti na výstavbu nových uhelných bloků v ES ČR, které však výrazně závisí na lokalitách umístění těchto nových bloků. Předpokládá se, že nové bloky budou umístěny v lokalitách stávajících postupně technicky dožívajících zdrojů, které budou odstavovány, čímž bude stávající síťová infrastruktura pro vyvedení jejich výkonu dále využívána. Jedná se tedy o rozvodny PS Hradec, Výškov a Dětmarovice.

VARIANTA NÍZKOUHLÍKOVÁ

Varianta Nízkouhlíková (značena N) představuje mezní možnost vývoje české elektroenergetiky v případě, že bude k roku 2050 požadována její téměř absolutní dekarbonizace. Pro dosažení tohoto velice ambiciózního cíle je navržen mix jaderných a obnovitelných zdrojů doplněný o plynové elektrárny pro poskytování podpůrných služeb. V případě OZE se jedná o skutečně limitní množství zdrojů na samé hranici jejich potenciálu v ČR. Splnění dekarbonizačních požadavků má výrazný dopad i na teplárenství, kde je nutné uskutečnit přechody nejen pouze k plynu, ale především směrem k jádru, tepelným čerpadlům a také k elektřině. Nízká lokální energetická stopa a velký potenciál pro rozvoj nových odvětví energetiky a průmyslu s sebou nesou enormní investiční náročnost a velké výzvy v oblasti provozu ES.

Heating industry: the Fossil variant anticipates heat consumption in the Czech Republic according to the reference variant and maintenance of current share of district heating in overall heat supplies. Replacement of brown coal fuels for heat supplies is to be provided by natural gas, hard coal or biomass.

Renewable sources: renewable sources are considered according to the basic scenario in the Fossil variant, i.e. same as in the Conceptual variant (see above).

Accumulation and regulation of consumption: In 2050, the Fossil variant anticipates installed capacity of 1,500 MW for the purpose of daily accumulation (without PSHPP). And so far, it is also intended to use electric boilers in district heating systems on demand side management.

ELECTRICAL GRIDS

The Fossil variant anticipates development and renewal of grid infrastructure adequate to transmission of capacity of the above new sources and supplies to off-takes in compliance with conditions of the Fossil variant. It mainly concerns strengthening of grids in connection to construction of new coal blocks in CZ PS which is however highly dependent on locations where these new blocks are placed. It is assumed that these new blocks are to be built in locations of current, gradually decommissioned sources and the existing grid infrastructure can therefore be kept in operation. It concerns the substations Hradec, Výškov and Dětmarovice.

LOW CARBON VARIANT

The Low Carbon variant (marked as L) represents limit development possibility of the Czech energy sector in case its maximum decarbonization is required by 2050. To achieve this very ambitious goal, mix of nuclear and renewable sources needs to be completed by gas power plants to provide ancillary services. In the case of RES, it concerns extreme volume of the sources at the edge of their potential in the Czech Republic. Fulfilling of the decarbonization requirements has significant impact on heating industry where transfers need to be implemented not only to gas but especially to nuclear power, heat pumps and also electricity. Low local energy impact and great development potential for new branches of energy sector and industry involve enormous investment intensity and challenges in power system's operation.

POLITIKY A EVROPSKÁ ENERGETIKA

Varianta Nízkouhlíková předpokládá nápravu současného stavu na trhu s elektřinou a postupný návrat k tržním principům až na konci střednědobého horizontu. Uvažuje se podpůrný mechanismus pro výstavbu a provoz jaderných elektráren. Determinujícím faktorem je předpoklad eskalace požadavků na bezemisní energetiku, kdy se v této variantě vychází z požadavků dokumentu Roadmap 2050 – emise v energetice musí klesnout o 93 až 99 % vůči hodnotám roku 1990. Varianta Nízkouhlíková předpokládá funkční trh s povolenkami (vysoká cena povolenek), kdy nebude ekonomicky příliš výhodné provozovat zdroje emitující CO₂.

POPTÁVKA PO ELEKTŘINĚ

Ve variantě Nízkouhlíková je uvažována predikce spotřeby elektřiny dle varianty Nízkouhlíková z aktuální predikce vytvořené v říjnu 2015. Predikce zahrnuje referenční vývoj ekonomiky, demografie a rozvoje využití spotřebičů. Oproti variantě Konceptní zahrnuje výraznější úspory jak ve výrobní sféře, tak ve sféře domácností. Spotřeba bude zejména ke konci sledovaného horizontu výrazně navýšována výrazným přechodem CZT k DZT pomocí elektřiny (přímá výroba tepla i tepelná čerpadla). Oproti Konceptní variantě však odpadne spotřeba elektřiny na těžbu uhlí a část spotřeby na zpracování ropných produktů.

ZDROJOVÁ ZÁKLADNA

Vývoj instalovaného výkonu ve variantě Nízkouhlíkové je uveden v **tab. 3** a na **obr. 3**.

Jaderná energetika: varianta Nízkouhlíková předpokládá provoz stávajících dukovanských bloků v co nejdelší možné míře, tedy do let 2045 až 2047; v letech 2046 a 2047 je předpokládáno zprovoznění nových jaderných bloků v této lokalitě o výkonu 2x 1 200 MW. V lokalitě Temelín jsou nové bloky o výkonu 2x 1 200 MW uvažovány od let 2035 a 2037.

Fosilní energetika: varianta Nízkouhlíková nevyužívá uhlí za limity na lomu ČSA ani na lomu Bílina. Nejsou uvažovány nové hnědouhelné bloky v lokalitě Počeradý ani žádné nové bloky na černé uhlí. Vzhledem k nedostatku regulujících uhelných bloků v soustavě je uvažováno využívání plynových bloků zejména pro poskytování podpůrných služeb, nikoliv tedy pro výrobu elektřiny v základním pásmu zatížení. Jedná se o PPC 1x 430 MW v roce 2031, SCGT 1x 160 MW v roce 2041, SCGT 8x 160 MW v roce 2045 a o SCGT 3x 160 MW v roce 2048. Rozvoj mikrokogeneračních jednotek je předpokládán dle nízké varianty, tedy na 2,5% odběrných míst plynu; v roce 2050 se jedná o 200 MW instalovaného výkonu MKO. Technologie CCS je v této variantě uvažována až v samotném závěru řešeného období, a to pouze v kombinaci s technologií Power To Gas (P2G).

POLICY AND EUROPEAN ENERGY SECTOR

The Low Carbon variant anticipates correction of current electricity market situation and gradual return to market principles at the end of mid-term horizon. Support mechanism for construction and operation of nuclear power plants is considered. The determining factor is the presumption of escalating requirements on clean energy industry where requirements of Roadmap 2050 are the basis for the variant – emissions in the energy sector shall decrease by 93 to 99% compared to values of 1990. The Low Carbon variant anticipates well working allowance market (upper limit of Market Stability Reserve (MSR) range) where operation of sources emitting CO₂ is not very profitable.

DEMAND FOR ELECTRICITY

In the Low Carbon variant, prediction of electricity consumption is considered according to the Low Carbon variant from current prediction from October 2015. The prediction includes reference development of economy, demography and use of appliances. Compared to the Conceptual variant, it includes considerably higher savings in both production and household sectors. Consumption will significantly grow especially at the end of the observed horizon due to major transfer from district heating to long-distance district heating using electricity (direct heat generation and heat pumps). However, compared to the Conceptual variant, the consumption for coal mining and part of the consumption for oil products processing will not be involved.

SOURCE BASE

Development of installed capacity in the Low Carbon variant is presented in **Tab. 3** and **Fig. 3**.

Nuclear energy sector: the Low Carbon variant anticipates operation of the existing Dukovany blocks in the longest possible extent, i.e. till 2045 to 2047; commissioning of new nuclear blocks in this location with the capacity of 2x 1,200 MW is anticipated in 2046 and 2047. In the Temelín location, two new blocks with the capacity of 2x 1,200 MW are considered in 2035 and 2037.

Fossil energy sector: the Low Carbon variant does not use coal behind the limits in both ČSA and Bílina quarries. No new brown coal blocks in the Počeradý location and no new blocks for imported hard coal are assumed. With respect to fatal lack of regulating coal blocks in the system, use of gas blocks is considered particularly to provide ancillary services, i.e. not for electricity generation in the base load. It concerns CCGT 430 MW in 2031, SCGT 1x 160 MW in 2041, SCGT 8x 160 MW in 2045 and SCGT 3x 160 MW in 2048. Development of micro-CHP is anticipated according to the low scenario, i.e. 2.5% of gas delivery points; in 2050, it means 200 MW of installed capacity in micro-CHP. For this variant, the CCS technology is considered at the very end of the observed period and only in combination with the Power To Gas Technology (P2G).

Teplárnoství: varianta Nízkouhlíková uvažuje vysoké úspory ve spotřebě tepla a počítá s výrazným poklesem podílu CZT na celkovém zásobování teplem. Náhrada paliva pro dodávky tepla z hnědouhelných zdrojů bude realizována především elektřinou (přímá výroba, ale zejména tepelná čerpadla), teplem z jaderných elektráren a plynem, případně přechodem na decentralizované zásobování teplem.

Obnovitelné zdroje jsou ve variantě Nízkouhlíkové uvažovány dle extrémního scénáře, což v roce 2050 představuje:

- 5 660 MW instalovaného výkonu větrných elektráren,
- 18 000 MW instalovaného výkonu fotovoltaických elektráren,
- 1 205 MW instalovaného výkonu vodních elektráren (bez PVE),
- 860 MW instalovaného výkonu bioplynových stanic (včetně skládkových a kalových plynů),
- 1 380 MW instalovaného výkonu v biomase (především spalování),
- 199 MW v kategorii biologicky rozložitelného komunálního odpadu (BRKO),
- 496 MW geotermálních zdrojů.

Extrémní scénář rozvoje OZE představuje skutečně limitní množství zdrojů, které je z dnešního pohledu na samé hranici jejich realizovatelného potenciálu v ČR s ohledem na přírodní podmínky.

Akumulace a regulace na straně spotřeby: varianta Nízkouhlíková předpokládá v roce 2050 instalovaný výkon přibližně 3 700 MW (bez PVE) pro účely denní akumulace. Dále je aplikována sezónní akumulace o výkonu přibližně 3 500 MW – jedná se o výrobu syntetického metanu (P2G). Uvažuje se i využití elektrokotlů v CZT k záporné regulaci výkonu na straně spotřeby a podobně i využití řízení odběru elektřiny v tepelných čerpadlech a v ohřevu vody.

ELEKTRICKÉ SÍŤE

Výrazný rozvoj decentrální výroby v Nízkouhlíkové variantě bude vyžadovat značné investice do distribučních sítí a příslušná technická opatření v přenosové síti. Rozvoj sítí všech napěťových hladin bude odpovídat požadavkům pro vyvedení výkonu nových zdrojů zejména rozptýlené výroby a zásobování odběrů v souladu s podmínkami Nízkouhlíkové varianty. Jedná se zejména o posílení sítí v návaznosti na extrémní rozvoj obnovitelných zdrojů a rozvoj skupiny prosumers zákazníků v distribučních sítích (zejména FVE).

Heating industry: The Low Carbon variant anticipates high savings in heat consumption and considers significant decrease in the district heating share in overall heat supplies. Replacement of brown coal for heat supply is to be provided especially by electricity (direct generation but mainly heat pumps), heat from nuclear power plants and gas, potentially by transfer to dispersed heat supplies.

Renewable sources: are considered according to extreme scenario in the Low Carbon variant; in 2050, it means:

- 5,660 MW installed capacity of wind power plants,
- 18,000 MW installed capacity of photovoltaic power plants,
- 1,205 MW installed capacity of hydroelectric power plants (without pumped storage),
- 860 MW installed capacity of biogas stations (including landfill and sewage gases),
- 1,380 MW installed capacity in biomass (mainly fired with brown coal),
- 199 MW in the category of biodegradable municipal waste (BIOMW),
- 496 MW in geothermal sources.

Extreme scenario of RES development represents the very limit amount of sources at the edge of their implementable potential in the Czech Republic with respect to its natural conditions.

Accumulation and regulation of consumption: in 2050, the Low Carbon variant anticipates installed capacity of 3,700 MW (without PSHPP) for the purpose of daily accumulation. Seasonal accumulation is also applied with the capacity of 3,500 MW – production of synthetic methane (P2G). It is possible, that electric boilers serving for district heating will be used as a negative regulatory element on the side of consumption and similarly could be used also for operation of electricity consumption in heat pump or for water heating.

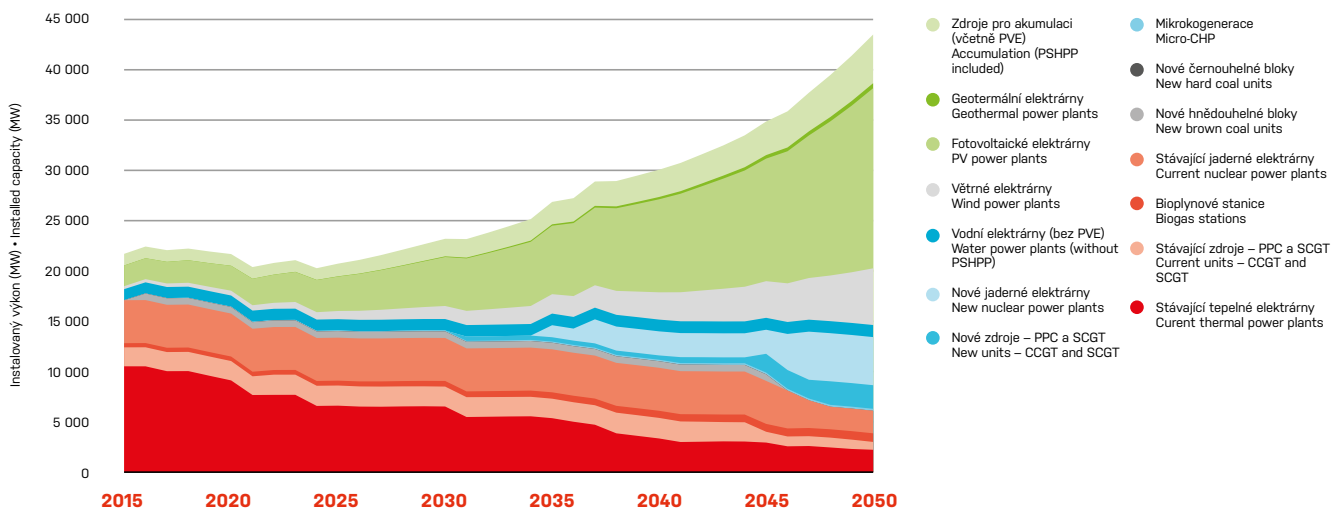
ELECTRICAL GRIDS

Great development of distributed production in the Low Carbon variant will require substantial investment to distribution networks and relevant technical measures in transmission networks. Development of networks of all voltage levels will correspond to requirements for connecting new sources, especially the distributed production and supplying consumers in compliance with conditions of the Low Carbon variant. It mainly concerns strengthening of grids in relation to extreme development of renewable sources and development of prosumer customers in distribution networks (especially PV).

Tab. 3 **Skladba instalovaného výkonu zdrojů – primární zdroje (MW) – varianta Nízkouhlíková (N)**
 Tab. 3 **Installed capacity – primary energy sources (MW) – Low Carbon variant (N)**

Typ zdroje podle primární energie Type of source according to PES	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Hnědé uhlí • Brown coal	8 347	7 641	5 513	5 205	3 898	1 773	1 274	0
Černé uhlí • Hard coal	1 600	1 442	1 049	985	560	462	231	0
Zemní plyn • Natural gas	1 766	1 848	1 827	1 833	2 601	2 733	3 316	3 521
Jaderná energie • Nuclear energy	4 290	4 290	4 290	4 290	5 490	6 690	6 690	7 050
Biomasa • Biomass	426	522	626	898	1 102	1 285	1 500	1 650
Bioplyn • Biogas	415	450	485	560	635	710	785	860
Vodní (bez PVE) • Water (without PSHPP)	1 100	1 115	1 130	1 145	1 160	1 175	1 190	1 205
Větrná energie • Wind energy	300	485	820	1 305	1 940	2 725	3 660	5 660
Solární energie • Solar energy	2 075	2 500	3 450	4 900	6 850	9 300	12 250	18 000
Ostatní • Others	309	311	359	424	506	619	758	885
Akumulace (vč. PVE) • Accumulation (PSHPP incl.)	1 170	1 170	1 271	1 756	2 241	2 726	3 360	4 865
ES ČR celkem • CZ PS in total	21 798	21 774	20 821	23 300	26 983	30 198	35 015	43 697

Obr. 3 **Instalovaný výkon ve variantě Nízkouhlíkové**
 Fig. 3 **Installed capacity in the Low Carbon variant**



ELEKTROENERGETIKA – HLAVNÍ ZÁVĚRY

ELECTRICITY INDUSTRY – MAIN CONCLUSIONS

POLITIKY, LEGISLATIVA A TRENDY

Pro rozvoj české energetiky má prvořadý význam Státní energetická koncepce. Její aktuální podoba byla schválena vládou v srpnu 2015. Koncepce představuje vyvážený kompromis, dává důraz na diverzifikaci na straně zdrojů a na úsporná opatření na straně spotřeby, a je vhodným odrazovým můstkem na cestě za nízkoemisní energetikou.

Na úrovni Evropské unie je očekáváno především další navyšování požadavků na snižování emisí skleníkových plynů a dosahování úspor ve spotřebě energií. Pro nastavení trendu bude důležitá implementace závěrů z mezinárodní konference COP věnované tématu globálního oteplování, která se konala v prosinci 2015 v Paříži. Jednotlivé členské státy budou mít i nadále silně diferencované ambice, cíle i státní politiky na snižování emisí skleníkových plynů i na dosahování energetických úspor.

Ve střednědobém, a především dlouhodobém horizontu bude sílit tlak na vyšší využívání decentrálních zdrojů, které budou do soustavy připojeny na úrovni nízkého a vysokého napětí. Převážnou většinu decentrálních zdrojů budou tvořit zdroje obnovitelné, především fotovoltaické.

V souvislosti s vyšším uplatněním decentrální výroby bude sílit rovněž tlak i provozně vynucené požadavky na koordinaci výroby a spotřeby na nižších napěťových úrovních. Ve střednědobém horizontu bude zapotřebí zavést systém inteligentního měření, řízení soustavy a komunikace. Na místech, kde to bude nutné, pak i řízení a koordinaci v systémech SmartGrids.

Ambiciózní požadavky na nízkoemisní a úspornou energetiku dobře akcentuje Nízkouhlíková varianta rozvoje energetiky, která naplňuje cíle dokumentu Roadmap 2050, a sice: do roku 2050 snížit emise oxidu uhličitého v energetice na 7% úrovně z roku 1990.

POLICIES, LEGISLATION AND TRENDS

The development of the Czech energy industry is primarily determined by the State energy policy. Its updated version was approved by the Czech government in August 2015. The SEPR represents a balanced compromise, lays emphasis on the diversification on the source side and on saving measures on the consumption side, and is a suitable springboard on the way toward the low-emission energy industry.

At the European Union's level, the development is likely to include a further increase in the requirements for the reduction of emissions of greenhouse gases and to achieving energy savings. The settings of this trend will be substantially affected by conclusions of COP – the international conference dealing with the topic of global heating, which is being held in December 2015 in Paris. The individual member states will keep to have strongly differentiated ambition, objectives and state policies toward the reduction of emissions of greenhouse gases and to achieving energy savings.

In the medium-term and primarily in the long-term horizon, the pressure toward a higher utilization of dispersed sources that are connected to the power system at the low and high voltage levels will increase. A dominant majority of dispersed sources will consist of renewable sources, first of all photovoltaic ones.

The higher use of dispersed production will be accompanied by a further increase of pressure and operationally enforced requirements on the coordination of production and consumption at lower voltage levels. In the medium-term horizon, the higher use of dispersed production will necessitate to introduce a smart measurement, control and communication system. Where necessary, control and coordination within the framework of Smart Grids systems will have to be included.

Ambitious requirements for the low-emission and savings-oriented energy industry are well emphasized in the Low Carbon variant of the energy industry development, which fulfills the objectives of the Roadmap 2050 document, namely: reduction of carbon dioxide emissions in energy industry up to 2050 to 7% of the 1990 level.

ELEKTROENERGETIKA V EVROPĚ

Středoevropský region (Německo, Česko, Slovensko, Polsko, Maďarsko a Rakousko) aktuálně disponuje přebytkem výrobních kapacit. V roce 2014 bylo z regionu exportováno 26 TWh elektřiny při roční výrobě 904 TWh. Mezi jednotlivými zeměmi však existuje velká nerovnováha a zdrojová základna je z velké části tvořena starými výrobními jednotkami. Regionu dominuje německá elektrizační soustava s roční výrobou 562 TWh a exportem ve výši 7%. Pro celý sledovaný horizont je očekáváno zachování výrobní soběstačnosti regionu s narůstajícím podílem intermitentních obnovitelných zdrojů (s přerušovanou výrobou).

Střednědobý horizont (2016 až 2025)

Podle výsledků provedených analýz dospěje středoevropský region v roce 2025 k nižšímu přebytku výkonu, než je požadovaná přiměřená rezerva (ARM). Celé období bude charakterizováno odstavováním a útlumem stávajících uhelných a jaderných zdrojů. Realizace nových zdrojů bude pomalejší. Výsledný pokles výkonu v uhelných a jaderných elektrárnách o přibližně 22 GW (15%) nejvíce ovlivní úbytek 20 GW v Německu. Naopak, k navýšení výkonu dojde na Slovensku (o 1 GW) a v Polsku (o 1 GW). Nové instalace OZE dosáhnou přibližně 50 GW a největší podíl na tomto nárůstu bude mít Německo (40 GW). Celkový instalovaný výkon v regionu naroste o 30 GW. Maximální zatížení ve středoevropském regionu přitom vzroste o 4 GW. V regionu vzrůstá podíl OZE s nízkým využitím, a v důsledku toho se zvyšuje podíl nepoužitelného výkonu a klesá celkové využití instalovaného výkonu.

Dlouhodobý horizont (2026 až 2050)

Útlum fosilních zdrojů bude pokračovat i v následujících letech tak, aby v roce 2050 byly naplněny environmentální cíle EU pro energetiku. Výroba elektřiny v jaderných zdrojích se po vyřazení německých zdrojů ve střednědobém horizontu dočká opětovného navýšování, v souladu s očekávanou výstavbou nových zdrojů v ČR, Polsku a Maďarsku. Nejvyšší přírůstek instalovaného výkonu i výroby případně opět na OZE, především v Německu, kde je do roku 2050 plánován podíl OZE na výrobě elektřiny ve výši 80%. K tomu bude nezbytné zajistit přiměřené akumulací kapacity. Lze očekávat výraznější růst poptávky po elektřině oproti střednědobému výhledu. Tento růst nebude možno zajistit jen výrobou OZE. V regionu lze očekávat další pokles využití instalovaného výkonu a nárůst poptávky po regulačních službách.

ELECTRICITY INDUSTRY IN EUROPE

The Central European region (Germany, Czech Republic, Slovakia, Poland, Hungary and Austria) currently exhibits an excess of production capacities. This region exported in 2014 26 TWh electricity at the annual production of 904 TWh. There are, however, major differences between individual countries; the source base consists to a large extent of old production units. The region is dominated by the German power system with the annual production of 562 TWh and with electricity export in the amount of 7%. During the whole horizon studied, the production self-sufficiency of the region is expected to persist, with an increasing share of intermittent renewable sources (intermittent generation).

Medium-term horizon (2016 to 2025)

According to the results of analyses carried out, the Central European region will in 2025 arrive at a lower excess of power than the required Adequacy Reference Margin (ARM) amounts to. The whole period will be characterized by shutdowns and downturns of existing coal and nuclear sources. The commissioning rate of new sources will be rather slower. The resulting decrease in the installed capacity from coal and nuclear power plants by approximately 22 GW (15%) will be made up mostly from the decommissioning of 20 GW in Germany. On the other side, the installed capacity will increase in Slovakia (by 1 GW) and also in Poland (by 1 GW). New RES installations will reach 50 GW and the greatest share of this growth will be provided by Germany (40 GW). The total installed capacity in the region will increase by 30 GW and the maximum load in the Central European region will increase by 4 GW. The region records a RES share with lower utilization and, consequently, the share of unusable power output increases, too. The total utilization of installed capacity decreases.

Long-term horizon (2026 to 2050)

The downturn of fossil sources will continue even in the following years so that in the year 2050 the EU environmental objectives for energy industry are met. Generation of electricity in nuclear sources, after the decommissioning of German sources in the medium-term horizon, will start to increase again, in accordance with the anticipated construction of new sources in the Czech Republic, Poland and Hungary. The fastest growth of installed capacity and production will again occur in RES, first of all in Germany, where the share of RES on the production of electricity in 2050 is scheduled to be 80%. This will have to be accompanied by adequate accumulation capacities. A more pronounced growth of the demand for electricity can be expected, as compared with the medium-term outlook. This demand cannot be met by electricity production from RES only. A further decrease in installed capacity utilization can be expected in the region, as well as an increase in the demand for regulation services.

OČEKÁVANÝ VÝVOJ POPTÁVKY ELEKTŘINY

Spotřeba elektřiny v ČR v několika předcházejících letech stagnovala a podobný byl vývoj spotřeby energií v ostatních zemích Evropy. Vedle horších ekonomických výsledků spotřeba ovlivňoval také tlak na snižování emisí CO₂ a na zvyšování účinnosti. Ekonomická situace ČR se v průběhu roku 2014 začala zlepšovat (meziroční růst HDP v roce 2014 činil 2,7%) a hospodářský růst dále zrychlil v první polovině roku 2015, a to na 4,4%. Spolu s růstem ekonomiky rostla i spotřeba elektřiny a dalších energetických médií. Za první pololetí 2015 narostla spotřeba elektřiny po teplotním přepočtu pro elektřinu o 2,4%. Spotřeba elektřiny tak rostla výrazně více, než bylo očekáváno.

Pro následující roky je pro ČR očekáván ekonomický růst, byť méně výrazný než v letech 2014 a 2015. Jakkoliv úspory energií zůstanou jedním z hlavních témat energetické politiky EU a jejich aplikaci se nevyhne ani ČR, dlouhodobě predikce počítá s růstem spotřeby elektřiny. Růst bude souviset především s postupující automatizací a mechanizací ve výrobní sféře a s růstem využití spotřebičů ve sféře domácností. Podstatným růstovým faktorem bude také náhrada fosilních primárních zdrojů různými druhy obnovitelných zdrojů energie včetně tepelných čerpadel.

Střednědobý horizont

- Koncepční varianta predikce předpokládá v roce 2020 tuzemskou netto spotřebu 64 TWh. Ve srovnání s rokem 2014 se jedná o nárůst přibližně 5 TWh. V roce 2025 pak dosáhne v Koncepční variantě tuzemská netto spotřeba 67 TWh (více v **tab. 4**).
- Spotřeba elektromobilů bude ve střednědobém horizontu nadále nevýznamná, pouze v řádu stovek GWh.

Dlouhodobý horizont

- Koncepční varianta predikce předpokládá v roce 2050 hodnotu tuzemské netto spotřeby ve výši 80 TWh; oproti roku 2014 tak netto spotřeba dle Koncepční varianty naroste o 21 TWh. Tento stav zohledňuje také částečný odklon od centralizovaného zásobování teplem a adekvátní rozvoj výroby tepla s využitím elektřiny (přímé využití i tepelná čerpadla).
- U sektorově členěné spotřeby dojde k nejvýraznějšímu růstu u malooběru podnikatelů, což souvisí zejména s očekávaným rozvojem sektoru služeb. Nejméně výrazný rozvoj zaznamená malooběh obyvatelstva, kde se sníží počet domácností po roce 2030.

THE ANTICIPATED DEVELOPMENT OF THE DEMAND FOR ELECTRICITY

The electricity consumption in the Czech Republic has stagnated in the course of several preceding years and the development of energy consumption in other European countries has been similar. Apart from worse economic results, electricity consumption has also been affected by the pressure toward the reduction of CO₂ emissions and toward the efficiency growth. The economic situation of the CZ started to improve in the course of 2014 (the year-to-year GDP growth in 2014 was 2.7%) and the economic growth has further accelerated in the first half of 2015, namely to 4.4%. The economic growth has been accompanied by the consumption of electricity and of other energy carriers. In the first half of 2015, the consumption of electricity increased after the correction to temperature normal by 2.4%. Thus, the consumption of electricity increased substantially more than expected.

For the subsequent years, the CZ expects an economic growth, albeit less pronounced than in years 2014 and 2015. Although energy savings remain one of the main topics of the EU energy agenda and although the CZ does not avoid their application, a long-term prediction counts with the growth of the consumption of electricity. The growth will be related, first of all, to the ongoing automation and mechanization in the production sphere and with the increasing use of domestic appliances in the household sphere. A substantial growth factor will also be the substitution for fossil primary sources by renewable sources including heat pumps.

Medium-term horizon

- The Conceptual variant assumes that in 2020 the net domestic consumption will reach 64 TWh. In comparison with 2014, this growth amounts approximately to 5 TWh. In 2025 and in the Conceptual variant the net domestic consumption will reach 67 TWh (more in **Tab. 4**).
- The consumption of electrical vehicles will be in the medium-term horizon still insignificant, just of the order of hundreds of gigawatt hours.

Long-term horizon

- The Conceptual variant assumes that in 2050 the value of the net domestic consumption will reach 80 TWh; in comparison with 2014 the net consumption according to the Conceptual variant will increase by 21 TWh. This state also considers a partial departure from the district heating supply and an adequate development of heat production using electricity (direct heating and heat pumps).
- As regards the consumption categorized by sector, the most pronounced increase will occur at the commercial consumption sector, which is related with the anticipated development of the sector of services. The least marked development is due to come

Tab. 4 **Vývoj spotřeby elektřiny (GWh) – Konceptní varianta**
 Tab. 4 **Development of the DNC (GWh) – Conceptual variant**

	2014	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
VO • Wholesale sector	36 595	37 564	40 002	42 440	44 208	45 481	46 445	47 357	48 272
MO • Low consumption sector	22 431	22 745	23 822	24 706	25 380	25 894	26 336	26 742	27 152
MOP • Commercial sector	7 865	7 904	8 452	9 022	9 468	9 820	10 118	10 409	10 705
MOO • Households	14 566	14 841	15 370	15 684	15 912	16 074	16 218	16 333	16 447
Tuzemská netto spotřeba Domestic net consumption	59 026	60 309	63 825	67 147	69 587	71 374	72 781	74 099	75 424
Ztráty celkem • Total losses	4 022	4 071	4 221	4 412	4 542	4 628	4 688	4 742	4 801
Ztráty PS • Losses in TS	817	826	859	899	927	947	960	973	987
Ztráty DS • Losses in DS	3 205	3 245	3 362	3 512	3 615	3 682	3 728	3 769	3 815
TNS včetně ztrát DNC with losses	63 048	64 379	68 046	71 558	74 130	76 003	77 469	78 841	80 225

- Dojde k významnému rozvoji elektromobility, především v segmentu osobních vozidel; dle Konceptní varianty navýší spotřeba elektromobilů v roce 2050 spotřebu elektřiny o 4,6 TWh, což bude činit 6 % tuzemské netto spotřeby.
- Pokud by se vývoj ubíral směrem rychlejšího odklonu od fosilních primárních zdrojů energie tak, jak to předpokládá varianta Nízkouhlíková, může spotřeba sektoru elektromobilů v roce 2050 činit až 9 TWh.
- Tuzemská netto spotřeba elektřiny s uvažováním elektromobility naroste do roku 2050 dle Konceptní varianty o 36 %, dle Fosilní varianty o 32 % a dle Nízkouhlíkové varianty o 41 %.
- Výrazný odklon od využití fosilních zdrojů, jaký předpokládá varianta Nízkouhlíková, přinese snížení spotřeby v transformačních a zušlechťovacích procesech (odpadne velká část spotřeby elektřiny na těžbu a zpracování uhlí a částečně také na rafinaci ropy), v celkové netto spotřebě však bude tento pokles činit pouze jednotky procent.
- Odklon od využití fosilních zdrojů, jaký předpokládá varianta Nízkouhlíková, však také pravděpodobně přinese vyšší využití elektřiny jako náhrady za tříděné hnědé uhlí či za centrální zásobování teplem. Zatímco varianta Konceptní v této souvislosti předpokládá nových 300 GWh spotřeby, varianta Nízkouhlíková předpokládá 4,5 TWh nové spotřeby (velká část výroby tepla bude přitom realizována pomocí tepelných čerpadel).
- Pro energetiku s nízkými emisemi oxidu uhličitého naroste spotřeba elektřiny výrazněji než pro varianty Konceptní či Fosilní.

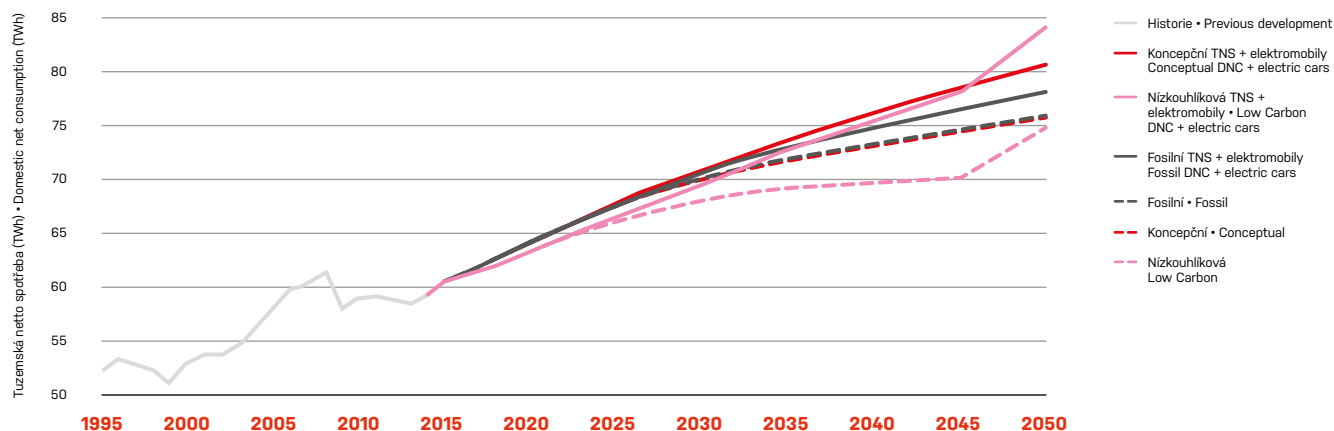
Srovnání jednotlivých variant dle tuzemské netto spotřeby je znázorněno na **obr. 4**.

about at the household consumption sector, where a number of households will decrease after 2030.

- A significant development of electromobility will come about, primarily in the passenger cars segment; according to the Conceptual variant the consumption of electric vehicles will in 2050 contribute to the total consumption of electricity with 4.6 TWh, which will amount to 6% of the net domestic consumption.
- If the development took course to a quicker departure from fossil primary sources of energy, as is assumed in the Low Carbon variant, the consumption of the segment of electric vehicles in 2050 may amount up to 9 TWh.
- The net domestic consumption of electricity and electric cars will grow by 2050 according to the Conceptual variant by 36%, according to the Fossil variant by 32% and according to the Low Carbon variant by 41%.
- A marked departure from the use of fossil sources, which is assumed in the Low Carbon variant, will bring a reduction of consumption in transforming and refining processes (a large portion of electricity consumption for coal mining and processing will fall away, this also partially applies to crude oil refining). This decrease will, however, amount in the net total consumption to just a few per cent.
- The departure from the use of fossil sources, as it is assumed in the Low Carbon variant, is, however, likely to bring a higher use of electricity as a replacement for graded brown coal or for district heating. Whereas the Conceptual variant assumes in this context a new consumption 300 GWh, the Low Carbon variant expects a new consumption 4.5 TWh (a large part of the production of heat will be implemented using heat pumps).
- The electricity industry with low emissions of carbon dioxide will exhibit a more pronounced growth of electricity consumption than in Conceptual and Fossil variants.

Comparison of variants according to domestic net consumption is showed in **Fig. 4**.

Obr. 4 **Tuzemská netto spotřeba – srovnání variant**
 Fig. 4 **Domestic net consumption – comparison of variants**



ZDROJOVÁ ZÁKLADNA ES

Zdrojová základna byla ve všech rozvojových variantách navržena tak, aby splňovala spolehlivostní a bezpečnostní požadavky a aby soustava byla soběstačná při krytí poptávky po elektřině. Očekávaný vývoj zdrojové základny má ve všech řešených variantách společné základní rysy:

- Budoucí rozvoj zdrojové základny elektrizační soustavy, ale i tepla, je výrazně určen závazkem plnit přísné směrnice o emisích škodlivin.
- Postupující dekarbonizace: i ve variantě Fosilní, která počítá s využitím tuzemských zásob uhlí nad aktuálně stanovené limity, bude pokračovat útlum výroby elektřiny z uhelných elektráren a tepla; přestože se větší měrou uplatní zemní plyn, nejvýrazněji bude docházející uhlí kompenzováno dodávkami z OZE.
- Zvětšování rozdílů mezi jednotkovými výkony zdrojů: na jedné straně je počítáno s pokračující decentralizací výroby v zařízeních s elektrickým výkonem v řádu jednotek kilowatt, na straně druhé se počítá s realizací zdrojů s výkonem až 1 200 MW. U zdrojů decentralizované výroby se nejvíce rozšíří fotovoltaické elektrárny a mikrokogenerační jednotky na zemní plyn.

THE SOURCE BASE

The source base has been designed in all variants of development in such a manner that it meets reliability and security requirements and that the power was self-sufficient when satisfying the demand for electricity. In all analyzed variants, the anticipated development of the source base has common basic features:

- The future development of the source base of the power system and of the heat industry is to a large extent determined by the obligation to meet strict regulations on emission of pollutants.
- The ongoing decarbonization: The downturn of the production of electricity from coal power plants and heating plants will go on also in the Fossil variant, which counts on the use of domestic coal deposits beyond the currently set land-ecological mining limits; although the share of natural gas in the production of electricity will increase, the most pronounced effect will be the compensation of running-out coal by supplies from RES.
- Increasing differences between power outputs of individual units of sources: on one side an ongoing decentralization of production comes about with units having electric power output in units of kilowatts, on the other side sources with power output of up 1,200 MW will be implemented. In dispersed production sources, the most widespread units will be photovoltaic power plants and micro-CHP units incinerating natural gas.

- Růst podílu výroby z intermitentních zdrojů elektřiny: intermitentní OZE navýší svůj podíl instalovaného výkonu ze stávajících 10 % na 26 % u Koncepční a Fosilní varianty a až na 59 % u Nízkouhlíkové varianty. Tento rozvoj si vyžádá nový instalovaný výkon jednotek denní akumulace u variant Koncepční a Fosilní ve výši 1 500 MW, u varianty Nízkouhlíkové pak 3 700 MW. Rozvoj dle Nízkouhlíkové varianty bude navíc vyžadovat dalších 3 500 MW výkonu v jednotkách sezónní akumulace. Sezónní akumulace bude pomáhat řešit vysoké dodávky z FVE v letních obdobích.

Střednědobý horizont

Rozvoj zdrojové základny je ve střednědobém horizontu prakticky invariantní, liší se pouze v závěru období. Od současnosti do roku 2025 bude odstaveno více než 3 500 MW výkonu ve velkých uhelných elektrárnách. Odstaveny tak budou zdroje, které poskytují regulační výkony i zálohy. Snížení celkového instalovaného výkonu částečně vykompenzují přírůstky fotovoltaických a větrných zdrojů, částečně se projeví vyšší uplatnění biomasy i bioplynových elektráren. Tyto zdroje však většinou neposkytují regulační výkony. Nejvýraznější přírůstek bude u zdrojů fotovoltaických – ze současných asi 2 070 MW na úroveň kolem 3 400 MW. Jaderné elektrárny zůstanou v tomto období ve stejném rozsahu jako v současnosti, neboť provoz JE Dukovany se předpokládá minimálně do roku 2025.

Dlouhodobý horizont

Období let 2026 až 2050 se vyznačuje výraznými změnami ve skladbě zdrojové základny. Tyto změny byly při řešení pojety variantně. Zatímco varianty Koncepční a Fosilní jsou v rozvoji relativně podobné, varianta Nízkouhlíková je odlišná zásadně.

Ve skupině jaderných elektráren se počítá s tím, že do roku 2050 budou ve všech variantách odstaveny všechny stávající bloky JE Dukovany, a naopak zůstanou v provozu oba stávající bloky JE Temelín. Náhradou budou budovány nové bloky o jednotkovém výkonu 1 200 MW. V jednotlivých variantách jsou odlišnosti v termínu odstavení stávajících bloků v JE Dukovany (rozdíly jsou navrženy v 10letých krocích), u nově budovaných bloků jsou rozdíly jak v termínech náběhu, tak v celkovém počtu. Na konci roku 2050 se ve variantě Koncepční a ve variantě Nízkouhlíkové počítá se 4 novými bloky (2 v Temelíně, 2 jako náhrada Dukovan), ve variantě Fosilní se 2 novými bloky (jen náhrada Dukovan).

- Growth of the share of electricity production from intermittent sources of electricity: intermittent RES will increase their share of installed capacity from the current value of 10% to 26% in the Conceptual and Fossil variants and up to as much as 59% in the Low Carbon variant; this development will require a new installed capacity of daily accumulation units of 1,500 MW in the Conceptual and Fossil variants and 3,700 MW in the Low Carbon variant. Moreover, the development according to the Low Carbon variant will require further output 3,500 MW in seasonal accumulation units. The seasonal accumulation will help manage high supplies from PVPP during the summer period.

Medium-term horizon

The development of the source base is in the medium-term horizon practically invariant; differences arise only at the end of the period. Till 2025 the installed capacity of more than 3,500 MW will be decommissioned in large coal power plants. Also decommissioned will be sources providing regulation power and reserves. The reduction of the total installed capacity will be somewhat compensated by increments from photovoltaic and wind sources; an additional compensation will be provided by the increasing use of biomass and biogas power plants. However, these sources mostly do not provide regulation power. The most pronounced increment will occur in photovoltaic sources – from the current value of about 2,070 MW to the level of some 3,400 MW. Nuclear power plants will remain in this period in the same range as at the present time, since the Dukovany NPP is assumed to stay in operation at least to 2025.

Long-term horizon

The period 2026–2050 will exhibit pronounced changes in the source base structure. In this study, these changes were respected using different variants. Whereas the development according to the Conceptual and Fossil variants is relatively similar, the Low Carbon variant is significantly different.

As regards the group of nuclear power plants, all variants assume that all existing units of the Dukovany NPP will be shut down by 2050 and, on the contrary, both currently existing units of the Temelín NPP will be in operation. As substituted, new units with installed power output 1,200 MW will be built. Individual variants exhibit differences in shutdown times of existing units of the Dukovany NPP (differences are proposed in 10-years steps), the differences in newly built units are both in their commissioning times and in a number of units. At the end of 2050, the Conceptual and Low Carbon variants anticipate 4 new units (2 units in Temelín, 2 units as a replacement for the Dukovany NPP), the Fossil variant anticipates just the existence of 2 new units (replacement of the Dukovany NPP only).

V uhelných elektrárnách dojde k zásadnímu útlumu výroby (viz **obr. 5**). Přibližně do roku 2040 budou postupně odstaveny, zejména ve vazbě na dožívající zásoby hnědého uhlí, všechny elektrárny výkonových řad 110, 200 a 500 MW. Varianty jsou v tomto ohledu téměř shodné. Po roce 2040 zůstanou ze stávajících uhelných elektráren v provozu jen zdroje s menšími jednotkovými výkony, pracující v režimu kombinované výroby. Ve variantě Nízkouhlíkové se až na výjimky počítá i s odstavením významné části uhelných tepláren. Náhrada hnědouhelných tepláren je směřována buď do spalování biomasy, nebo do využití zemního plynu.

Ve všech variantách se počítá s dlouhodobým provozem nového uhelného zdroje Ledvice (660 MW). Kromě toho se v Konceptní a Fosilní variantě uvažuje o novém zdroji, který by nahradil stávající uhelnou elektrárnu Počerady, a to v rozsahu 1x 660 MW ve variantě Konceptní a 2x 660 MW ve variantě Fosilní. Ve variantě Nízkouhlíkové se v této lokalitě neuvažuje o žádném novém zdroji.

Pro vyrovnání deficitu, který ve výrobě způsobí odstavení hnědouhelných elektráren, se uvažuje ve variantách Konceptní a Fosilní se zprovozněním paroplynových zdrojů s jednotkovými výkony 430 nebo 840 MW a s bloky na dovozové černé uhlí o jednotkovém výkonu 600 MW. Odlišnosti mezi těmito dvěma variantami jsou v termínech a v celkovém počtu těchto nových bloků. Varianta Nízkouhlíková nepočítá s tím, že by se deficit ve výrobě řešil výrobou elektřiny z jakýchkoliv fosilních paliv, počítá pouze s regulačními zdroji na zemní plyn.

K zásadní změně dojde i u obnovitelných zdrojů. Konceptní a Fosilní varianta se v tomto směru zásadně neodlišují a vyznačují se především velkými přírůstky FVE a VTE – do roku 2050 u FVE na 5 900 MW, u VTE na 1 140 MW; obě varianty jsou v těchto kategoriích shodné. Zásadně odlišná je ale varianta Nízkouhlíková, kde do roku 2050 dosáhnou uvedené kategorie násobně vyšších hodnot instalovaného výkonu, a to 5 660 MW u VTE a 18 000 MW u FVE. Ostatní kategorie OZE jako bioplynové nebo geotermální elektrárny nemají tak zásadní přírůstky, přičemž vždy ve Fosilní a Konceptní variantě jsou shodné. V Nízkouhlíkové variantě jsou odpovídající scénáře vyšší. Rozvoj vodních elektráren je velmi omezený a je shodný ve všech třech variantách.

Regarding coal power plants, a principal downturn will come about (**Fig. 5**). Approximately to 2040, all coal power plants with unit sizes 110, 200 and 500 MW will be shut down, in particular in relation to the diminishing brown coal deposits. The variants are in this regard almost the same. After 2040, out of the currently existing coal power plants, the only sources staying in operation will be units with smaller unit power outputs, operating in the CHP production mode. The Low Carbon variant also assumes, with some exceptions, the shutdown of a significant part of coal heating plants. The replacement of brown coal heating plants is oriented either toward the incineration of biomass or toward the use of natural gas.

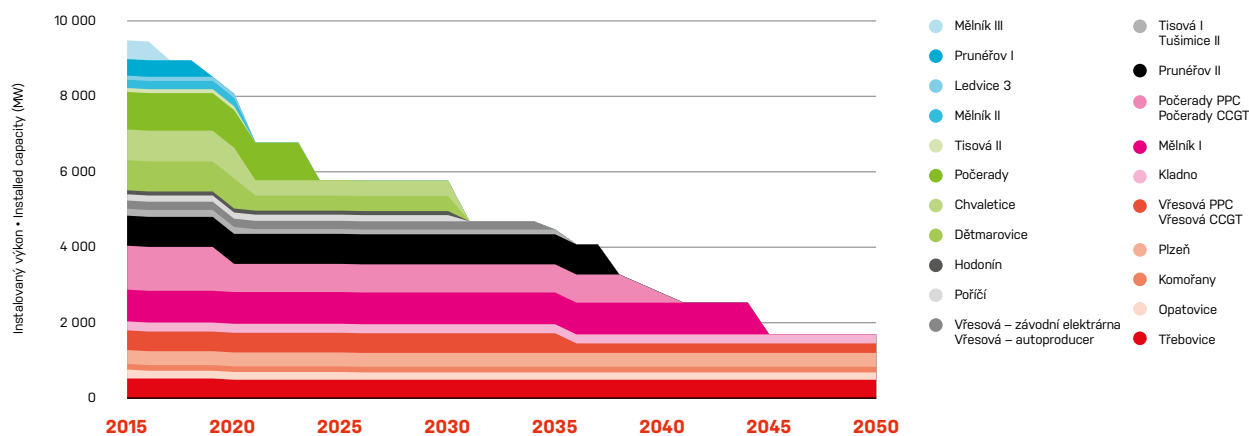
All variants count with a long-term operation of the coal source Ledvice (660 MW). Apart from this, the Conceptual and Fossil variants consider another new source that would replace the current Počerady coal power plant, namely with installed capacity of 1x 660 MW in the Conceptual variant and 2x 660 MW in the Fossil variant. In the Low Carbon variant, no new source at this site is considered.

In order to settle the deficit brought about in the production of electricity by the shutdown of brown coal power plants, the Conceptual and Fossil variants consider the commissioning of steam-gas power plants with unit sizes 430 or 840 MW and with units using imported hard coal with unit size 600 MW. The differences between these two variants consist in time schedules and in the total number of these new units. The Low Carbon variant does not assume that the production deficit would be solved by the production of electricity from whichever fossil fuels; it assumes only regulation natural gas fired sources.

A fundamental change will come about in renewable sources. The Conceptual and Fossil variants do not differ markedly from each other; they both exhibit large increases of electricity production from photovoltaic and wind power plants – up to 2050 5,900 MW from PVPP and 1,140 MW from WPP; both variants are in this regard the same. Principal differences are, however, presented in the Low Carbon variant, where up to 2050 the above categories will reach multiples of installed capacity values, namely 5,660 MW from WPP and 18,000 from PVPP. Other RES categories as e.g. biogas or geothermal power plants do not exhibit such fundamental increments; their contributions are the same both in the Fossil and Conceptual variants. In the Low Carbon variant, the corresponding scenarios are higher. The development of hydro power plants is very limited and is the same in all three variants.

Obr. 5
Fig. 5

Očekávaný útlum významných tepelných elektráren do roku 2050 Decommissioning of important thermal power plants until 2050



PROVOZ ZDROJOVÉ ZÁKLADNY ES

Střednědobý horizont

Z hlediska spolehlivosti výkonové bilance lze střednědobý horizont považovat za výkonově přebytkový, avšak s klesající tendencí. Z tohoto pohledu může do roku 2020 soustava realizovat exportní saldo ve výši kolem 13,5 TWh ročně s drobnými odchylkami mezi variantami (o 0,5 TWh nižší pro variantu Fosilní a o 0,5 TWh vyšší pro variantu Nízkouhlíkovou). Nejnižší hodnoty přebytku výkonu vykazuje varianta Nulová (možné exportní saldo 12,9 TWh za rok). Do roku 2025 je v soustavě přebytek výkonu, a tím i možnost exportního salda, a to na úrovni 7,7 TWh pro varianty Koncepční a Fosilní, 6,5 TWh pro variantu Nízkouhlíkovou a 4,3 TWh pro variantu Nulovou.

V provozních parametrech zdrojové základny se ve střednědobém horizontu varianty téměř neliší. Jaderné elektrárny dosahují hodnot využití pohotového výkonu okolo 100%. Očekávané využití velkých uhelných systémových elektráren je vysoké a pohybuje se okolo 60%, přestože možnosti těžby hnědého uhlí a dodávka elektřiny z něj klesají. To je způsobeno postupným odstavením starších zdrojů. Využití systémových elektráren spalujících zemní plyn je zpočátku blízké nule, teprve po roce 2020 se očekává postupný nárůst na zhruba 20%. Ve střednědobém horizontu disponuje zdrojová základna ES ČR dostatečnými objemy regulačních výkonů. Aspekty provozovatelnosti ES ČR jsou přehledně uvedeny v **tab. 5**.

OPERATION OF THE POWER SYSTEM

Medium-term horizon

In terms of reliability of power balance, the medium-term horizon could be considered as power-surplus, with a decreasing tendency. From this point of view, the system can provide the export balance about 13.5 TWh annually with minor variations between the variants (about 0.5 TWh lower for the Fossil variant and 0.5 TWh higher for the Low Carbon variant). The lowest values of power surplus is exhibited by the Zero variant (possibly export balance is 12.9 TWh per year). There is power surplus in the system by 2025 and thus the export balance level of 7.7 TWh for the Conceptual and Fossil variants, 6.5 TWh for the Low Carbon variant and 4.3 TWh for the Zero variant.

The operation parameters of the source base in the medium-term horizon are almost identical. Nuclear power plants achieve around 100% utilization of available capacity. The expected utilization of large coal-fired power system is high, ranging around 60%, although the possibilities of brown coal mining and its electricity supply fall. This is caused by the gradual shutdown of old resources. Using of system gas fired power plants is initially close to zero, a gradually increase is anticipated around 20% only after 2020. The Czech power system source base has sufficient volumes of regulation power in the medium-term horizon. Aspects of operational ability of the Czech power system are given in **Tab. 5**.

Tab. 5 **Hodnocení ES ČR z hlediska provozovatelnosti**
 Tab. 5 **Assessment of the CZ PS in view of its operability**

Varianta Variant	Nulová Zero	Koncepční Conceptual	Fosilní Fossil	Nízkouhlíková Low Carbon	
Výkonová a výrobní bilance ES ČR CZ PS power and production balance	Spolehlivost výkonové bilance	vyhovující do roku 2028	vyhovující do roku 2050	vyhovující do roku 2050	vyhovující do roku 2050
	Power balance reliability	suitable until 2050	suitable until 2050	suitable until 2050	suitable until 2050
	Import k dosažení vyrovnané výrobní bilance	do roku 2028 není potřeba, v dalších letech strmý nárůst	zanedbatelný	nízký a časově omezený	zanedbatelný
	Import to achieve production balance	not needed until 2028, steep increase in further years	negligible	low and time limited	negligible
Podmínky provozovatelnosti v dlouhodobém horizontu Conditions of operability in long-term horizon	Odpojování fotovoltaických zdrojů	do 5% výroby	do 5% výroby	do 5% výroby	do 5% výroby
	PV disconnections	up to 5% of generation	up to 5% of generation	up to 5% of generation	up to 5% of generation
	Nové způsoby záporné regulace	žádné	využití elektrokotlů	využití elektrokotlů	využití elektrokotlů nebo el. ohřevu
	New types of negative regulation	none	electro-boiler utilization	electro-boiler utilization	electro-boiler utilization or el. heating
	Instalovaný výkon denní akumulace (2050)	0 MW	1 449 MW	1 449 MW	3 658 MW
	Installed capacity of daily accumulation (2050)				
	Uplatnění denní akumulace v sekundární regulaci	žádné	10%	10%	20%
	Utilization of daily accumulation in secondary regulation	none			
	Instalovaný výkon sezónní akumulace (2050)	0 MW	0 MW	0 MW	3 500 MW; nutná i pro zápornou regulaci
	Seasonal accumulation (2050)				3,500 MW; necessary for negative regulation
	Využití jaderných elektráren (2050)	90%	92%	98%	85%
	NPP utilization (2050)				
Provozovatelnost ES ČR	vyhovuje do roku 2028	dobrá do roku 2050	velmi dobrá do roku 2050	podmíněně dobrá do roku 2050 (vyřešit primární regulaci)	
Operability of CZ PS	suitable until 2028	good until 2050	very good until 2050	quite good (need to resolve PR issue)	

Dlouhodobý horizont

Po roce 2028 dochází u Nulové varianty k nárůstu potřeby importního salda. V roce 2035 je již nutný import elektřiny ve výši téměř 10 TWh. Po roce 2035 nebyla z důvodu extrémního nárůstu potřebných importů pro vyrovnání výkonové bilance ES ČR (v roce 2040 na 38 TWh a v roce 2050 na 55 TWh) Nulová varianta dále zpracovávána. Rozvoj výrobní základny v ostatních variantách je navržen s ohledem na normu spolehlivosti a dlouhodobou soběstačnost ES ČR v pokrytí poptávky po elektřině. Výjimku tvoří jen drobná, časově omezená, potřeba importního salda (maximálně do výše 2,8 TWh v roce 2030 u varianty Fosilní, jinak většinou do výše 1 TWh), která vyrovnává disproporce mezi odstavením a zprovozněním větších výrobních jednotek. Srovnání řešených variant je graficky znázorněno na **obr. 6**.

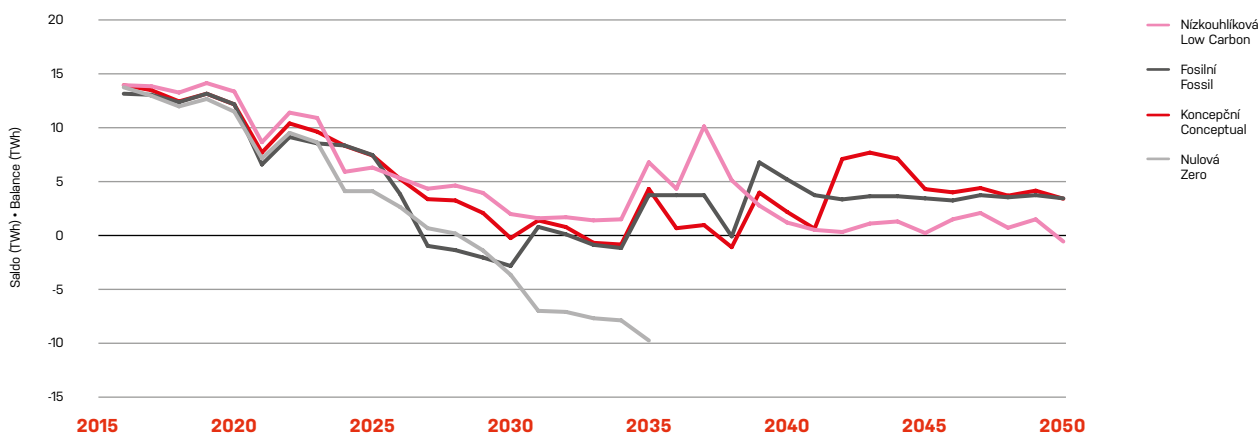
Provozní charakteristiky zdrojové základny se ve variantě Koncepční mění pozvolně. Instalovaný výkon elektráren spalujících hnědé uhlí se dlouhodobě přizpůsobuje možné těžbě. Využití pohotového výkonu velkých uhelných zdrojů v horizontu roku 2050 směřuje k hodnotě přibližně 50%. V období let 2026 až 2030 je potřebný dovoz elektřiny v některých částech roku. Bez navýšení využití zdrojů na zemní plyn, na hodnoty okolo 40%, by potřeba dovozu elektřiny byla vyšší. Po roce 2030 využití plynových zdrojů pomalu klesá až pod 20%, protože s nárůstem OZE se zvyšuje potřeba udržování kladných rezerv výkonu na těchto zdrojích. Podobně se zvyšuje účast jaderných elektráren v regulaci a jejich využití se snižuje na zhruba 92% v roce 2050. Zdrojová základna ES ČR disponuje v této variantě dlouhodobě dostatečnými objemy regulačních výkonů.

Long-term horizon

There is an increasing need of import balance after 2028 at the Zero variant. It is already necessary to import electricity in the amount of close to 10 TWh in 2035. The Zero variant was not further processed due to the extreme increasing of needed imports to compensate the power balance of the Czech power system after 2035 (in 2040 at 38 TWh and in 2050 at 55 TWh). The development of production bases in other variants is designed with consideration of the standards of reliability and long-term CZ PS self-sufficiency in electricity demands. Exceptions are only minor, time limited needs of overall export balance (up to maximum at 2.8 TWh in 2030 for the Fossil variant, but generally up to 1 TWh), which compensate the disproportion between shutdown and commissioning of larger production units. Comparison of development variants is presented in **Fig. 6**.

The operating characteristics of the source base in the Conceptual variant change gradually. The installed capacity of power plants adapts to long term possible mining. The utilization of available capacity of large coal sources to the horizon of 2050 tends to the value of approximately 50%. The import of electricity is necessary in some parts of the year during the period of 2026–2030. Without increased utilization of natural gas sources to around 40%, the need of natural gas would be higher. The utilization of gas sources slowly decreases below 20% after 2030, because of RES increase. The need to maintain positive power reserves at these sources grows up. Similarly, participation of nuclear power plants increases in the regulation and their utilization reduces to about 92% in 2050. In this case the source base of the Czech power system has sufficient long-term volumes of regulation power.

Obr. 6 **Navrhované roční objemy reálné použitého salda obchodu s elektřinou** export (+), import (–)
Fig. 6 **Drafted annual volumes of the balance of electricity trading** export (+), import (–)



Ve variantě Fosilní vzniká postupně značný výpadek dodávek elektřiny z jaderné elektrárny Dukovany mezi roky 2026 až 2028. Tento výpadek je z větší části nahrazen výrobou z hnědého uhlí, což vyžaduje těžbu za limity na lomu ČSA a zprovoznění druhého bloku 660 MW v Počeradech. Druhým nejvýznamnějším náhradním palivem, navrženým v této variantě, je černé uhlí, zužitkované ve dvou uhelných blocích 600 MW. Uhelné elektrárny jsou hodně využívány, ukazatel využití tepelných systémových zdrojů spalujících tuhá paliva se od roku 2031 pohybuje okolo 70%. Systémové zdroje na zemní plyn jsou využívány podobně jako ve variantě Koncepční. Rozdíl je zejména v provozu do roku 2030, kdy se výrobou z plynových zdrojů snižují potřeby dovozu elektřiny ze zahraničí. Účast jaderných elektráren na regulaci se zvyšuje jen mírně a jejich využití se snižuje na přibližně 98% v roce 2050. Zdrojová základna ES ČR disponuje v této variantě dlouhodobě dostatečnými objemy regulačních výkonů, jejich bilance je velmi dobrá.

Varianta Nízkouhlíková vykazuje v provozu zdrojů řadu odlišností. V letech 2026 až 2030 díky kombinaci vyšší výroby OZE a nižší tuzemské spotřeby elektřiny nenastává potřeba dovozu. Ve srovnání s předchozími variantami je proto využití zdrojů spalujících zemní plyn nižší. Od roku 2031 do roku 2050 je nárůst OZE zcela dominantní, s negativními důsledky pro provoz všech ostatních skupin zdrojů. Využití zemního plynu klesá z důvodu požadavku na snižování emisí oxidu uhličitého. Systémové plynové zdroje mají v roce 2050 využití jen kolem 13% pohotového výkonu. V roce 2050 není využíváno uhlí k výrobě elektřiny ani tepla v KVET. Ve větší míře se spaluje pouze biomasa, která je z pohledu emisí oxidu uhličitého bilančně neutrální. Účast jaderných elektráren na regulaci se podstatně zvyšuje a již od roku 2040 činí využití jejich pohotového výkonu přibližně 85%.

Extrémní nárůst intermitentních OZE vyžaduje v této variantě výrazné investice do nové akumulace elektřiny. V této variantě je vedle denní akumulace nutné rovněž rutinní použití sezónní akumulace energie. Denní i sezónní akumulace musí být, kromě plánovaného vyrovnávání bilance spotřeby a výroby, výrazně zapojena také do regulace výkonu. I přes toto opatření je bilance regulačních rezerv v některých kategoriích na hraně dostatečnosti, a je proto hodnocena v této variantě jako podmíněně vyhovující.

Výrobní bilance elektřiny řešených variant jsou uvedeny v **tab. 6, 7, 8 a 9. Obr. 7** pak znázorňuje podíly primárních zdrojů na dodávce elektřiny.

The progressive diminution of electricity supply from the Dukovany nuclear power plant is significant in 2026–2028 for the Fossil variant. This decrease is mostly replaced by the production from brown coal, which requires the cancellation of mining limits for the ČSA quarry and making operational the second unit of 660 MW in Počeradý. The second most important alternative fuel suggested in this variant is hard coal utilized in two coal blocks of 600 MW. Coal fired power plants are extensively used; utilization indicator of thermal system solid fuels fired sources since 2031 is around 70%. System natural gas fired sources are used as in the Conceptual variant. The difference is mainly in service until 2030, when production from gas sources reduces the needs of electricity import from abroad. Participation of nuclear power plants in regulation increases slightly, and their utilization reduces to approximately 98% in 2050. The Czech power system source base has in the long term sufficient volumes of regulation power in this variant and the balance is very good.

The Low Carbon variant has a number of differences in operation of sources. The import need does not arise in due to combination of RES increased production and lower domestic consumption of electricity. Therefore the utilization of natural gas fired sources is lower in comparison with previous options. Since 2031 to 2050 the increase in RES is completely dominant, with negative consequences for the operation of all other source groups. Utilization of natural gas decreases due to the requirement to reduce carbon dioxide emissions. A system gas sources have utilization only around 13% of available power in 2050. In 2050, coal is not used to produce electricity and heat in CHP. Only biomass is being burnt to a greater extent, which is neutral in terms of carbon dioxide emissions balance. Participation of nuclear power plants in the regulation significantly increases and since 2040 performs the utilization of available power about 85%.

Extreme growth of intermittent RES requires in this variant significant investment in new electricity accumulation. In this variant, routine using of seasonal energy storage must also be done in addition to daily accumulation. Both daily and seasonal accumulation must also extensively participate on regulations procedures in addition to purchases and sales of electricity. Nevertheless, the balance of regulatory reserves in certain categories is at the limit of the sufficiency and therefore is evaluated in this variant as conditionally good.

Generation balances of solved variants are in **Tab. 6, 7, 8** and **9. Fig. 7** shows then the shares of PES on electricity supply.

Tab. 6 Úplná výrobní bilance ES ČR – varianta Nulová (GWh)
 Tab. 6 Full production balance of the CZ PS – Zero variant (GWh)

	2016	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Výroba ČR brutto Gross generation in CZ	86 105	86 886	82 414	77 098	73 408			
Výroba ČR netto = dodávka Total CZ electricity generation	80 111	81 038	77 196	72 407	69 055			
Fosilní paliva • Fossil fuels	39 437	38 326	33 354	29 793	26 555			
Hnědé uhlí • Brown coal	33 575	31 854	24 568	19 819	16 995			
Černé uhlí • Hard coal	3 689	3 948	3 646	3 650	2 111			
Zemní plyn • Natural gas	2 106	2 457	4 887	6 072	7 199			
Ropné produkty • Oils	68	67	253	252	250			
Jaderná energie • Nuclear	29 668	30 701	30 116	28 524	27 452			
Obnovitelné zdroje • RES	9 021	9 939	11 744	12 168	13 103			
Voda (bez PVE) • Water (without PSHPP)	2 345	2 394	2 439	2 492	2 545			
Vítr • Wind	642	832	1 069	1 307	1 544			
Slunce • Solar	2 079	2 376	3 366	3 366	3 985			
Biomasa • Biomass	1 313	1 494	1 761	1 630	1 391			
Bioplyn • Biogas	2 537	2 706	2 916	3 127	3 337			
BRKO • BIOMW	105	135	174	211	250			
Geotermální • Geothermal	0	3	19	35	52			
Ostatní zdroje • Other sources	1 140	1 202	1 109	1 133	1 158			
Akumulace • Accumulation	845	869	873	789	787			
Přečerpávací vodní elektrárny • PSHPP	845	869	873	789	787			
Syntetický metan • Synthetic methane	0	0	0	0	0			
Ostatní akumulace • Other accumulation	0	0	0	0	0			
Spotřeba ČR brutto Gross consumption in CZ	72 053	75 059	78 125	80 662	83 219			
Spotřeba ČR netto • CZ DNC	60 874	63 825	67 147	69 587	71 374			
Ztráty v sítích • Net losses	4 066	4 221	4 412	4 542	4 628			
Vlastní spotřeba vyroben Self consumption	6 008	5 862	5 232	4 707	4 368			
Spotřeba na čerpání v PVE PSHPP consumption for pumping	1 101	1 139	1 153	1 033	1 033			
Spotřeba na ostatní akumulaci Consumption of other accumulation	0	0	0	0	0			
Saldo ES ČR, import (+), export (-) Balance of CZ PS, import (+), export (-)	-14 053	-11 826	-4 289	3 564	9 811			

Z důvodu nereálně velkých importů elektřiny dále neřešeno.
 Not resolved because of unreal high imports of electricity.

Tab. 7 Úplná výrobní bilance ES ČR – varianta Koncepční (GWh)
 Tab. 7 Full production balance of the CZ PS – Conceptual variant (GWh)

	2016	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Výroba ČR brutto Gross generation in CZ	86 369	87 583	86 066	80 740	88 963	88 888	93 765	95 138
Výroba ČR netto = dodávka Total CZ electricity generation	80 357	81 690	80 559	75 926	83 786	84 319	89 012	90 398
Fosilní paliva • Fossil fuels	39 540	38 564	36 016	31 036	27 839	25 558	21 770	21 937
Hnědé uhlí • Brown coal	33 670	32 116	26 960	19 883	18 129	11 686	10 244	9 712
Černé uhlí • Hard coal	3 685	3 872	3 766	3 598	2 050	4 706	4 270	4 485
Zemní plyn • Natural gas	2 116	2 509	5 038	7 303	7 410	8 919	7 008	7 493
Ropné produkty • Oils	68	67	252	251	250	247	247	247
Jaderná energie • Nuclear	29 668	30 701	30 085	29 599	38 464	39 547	46 239	45 678
Obnovitelné zdroje • RES	9 163	10 356	12 474	13 276	15 185	16 766	18 345	19 966
Voda (bez PVE) • Water (without PSHPP)	2 345	2 394	2 439	2 492	2 545	2 605	2 650	2 702
Vítr • Wind	642	832	1 069	1 307	1 544	1 782	2 020	2 257
Slunce • Solar	2 079	2 376	3 366	3 366	3 985	4 603	5 222	5 841
Biomasa • Biomass	1 455	1 912	2 490	2 738	3 473	3 872	4 284	4 731
Bioplyn • Biogas	2 537	2 706	2 916	3 127	3 337	3 547	3 758	3 968
BRKO • BIOMW	105	135	174	211	250	289	328	367
Geotermální • Geothermal	0	3	19	35	52	68	84	100
Ostatní zdroje • Other sources	1 140	1 202	1 111	1 132	1 158	1 184	1 210	1 236
Akumulace • Accumulation	846	868	874	883	1 140	1 264	1 449	1 582
Přečerpávací vodní elektrárny • PSHPP	846	868	874	738	730	650	628	573
Syntetický metan • Synthetic methane	0	0	0	0	0	0	0	0
Ostatní akumulace • Other accumulation	0	0	0	145	410	614	822	1 010
Spotřeba ČR brutto Gross consumption in CZ	72 072	75 101	78 416	80 916	84 482	86 573	89 301	91 584
Spotřeba ČR netto • CZ DNC	60 874	63 825	67 147	69 587	71 374	72 781	74 099	75 424
Ztráty v sítích • Net losses	4 066	4 221	4 412	4 542	4 628	4 688	4 742	4 801
Vlastní spotřeba vyroben Self consumption	6 025	5 906	5 521	4 830	5 192	4 585	4 769	4 757
Spotřeba na čerpání v PVE PSHPP consumption for pumping	1 103	1 136	1 156	973	954	838	806	735
Spotřeba na ostatní akumulaci Consumption of other accumulation	0	0	0	191	520	777	1 040	1 278
Saldo ES ČR, import (+), export (-) Balance of CZ PS, import (+), export (-)	-14 297	-12 482	-7 650	176	-4 480	-2 315	-4 465	-3 554

Tab. 8 Úplná výrobní bilance ES ČR – varianta Fosilní (GWh)
 Tab. 8 Full production balance of the CZ PS – Fossil variant (GWh)

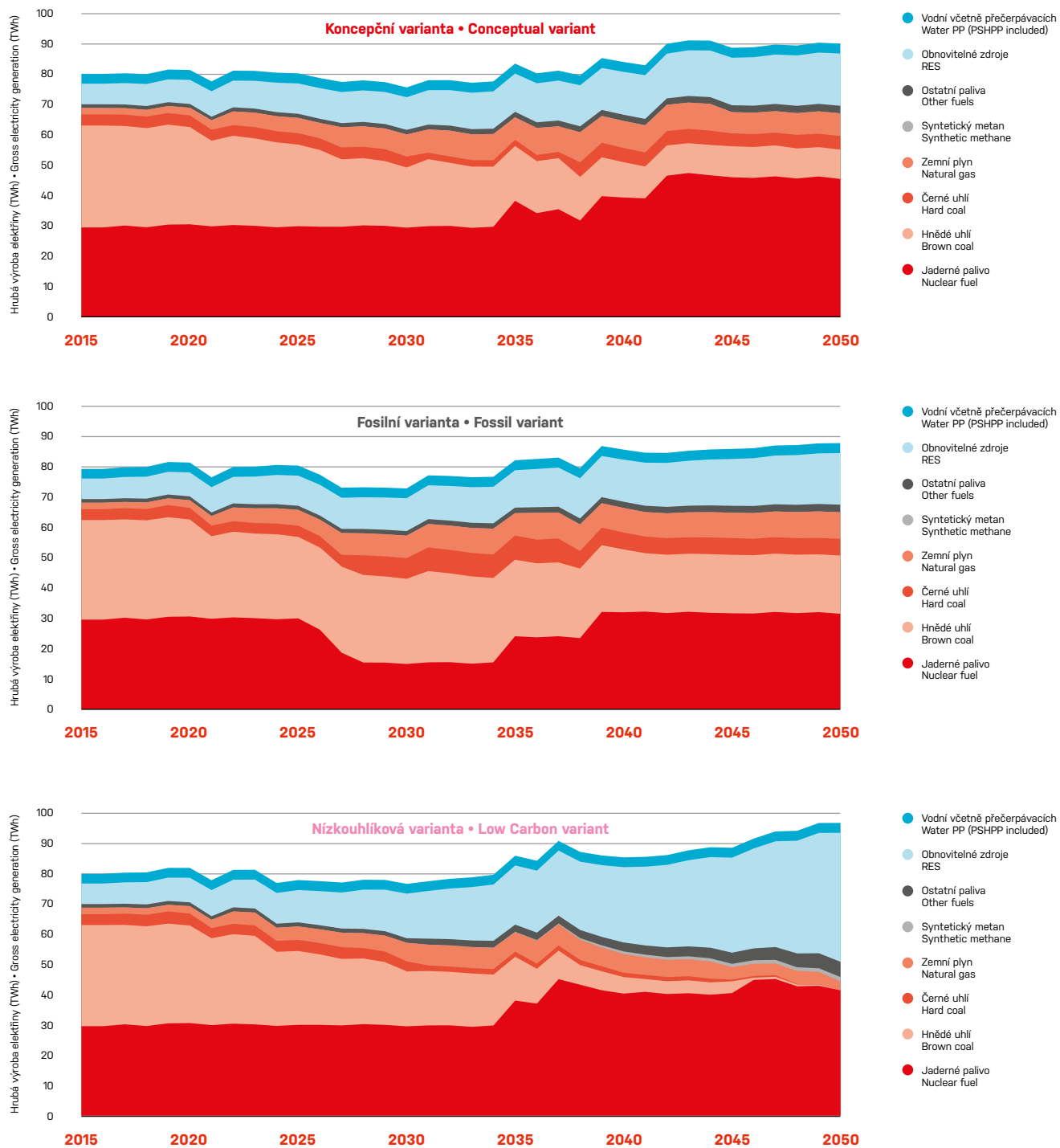
	2016	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Výroba ČR brutto Gross generation in CZ	85 584	87 639	86 208	78 085	87 837	91 122	91 200	93 183
Výroba ČR netto = dodávka Total CZ electricity generation	79 644	81 744	80 740	73 164	82 509	86 049	86 265	88 201
Fosilní paliva • Fossil fuels	38 834	38 616	36 221	42 791	41 061	34 854	33 598	33 904
Hnědé uhlí • Brown coal	33 017	32 160	27 006	28 243	25 363	20 853	19 391	19 316
Černé uhlí • Hard coal	3 600	3 855	3 727	6 863	8 010	5 601	5 538	5 530
Zemní plyn • Natural gas	2 150	2 534	5 235	7 433	7 437	8 151	8 421	8 810
Ropné produkty • Oils	68	67	252	252	251	248	248	248
Jaderná energie • Nuclear	29 668	30 701	30 085	14 963	24 162	32 102	31 770	31 607
Obnovitelné zdroje • RES	9 154	10 355	12 449	13 387	14 951	16 577	18 184	19 800
Voda (bez PVE) • Water (without PSHPP)	2 345	2 394	2 439	2 492	2 545	2 605	2 650	2 702
Vítr • Wind	642	832	1 069	1 307	1 544	1 782	2 020	2 257
Slunce • Solar	2 079	2 376	3 366	3 366	3 985	4 603	5 222	5 841
Biomasa • Biomass	1 447	1 910	2 466	2 849	3 239	3 683	4 123	4 565
Bioplyn • Biogas	2 537	2 706	2 916	3 127	3 337	3 547	3 758	3 968
BRKO • BIOMW	105	135	174	211	250	289	328	367
Geotermální • Geothermal	0	3	19	35	52	68	84	100
Ostatní zdroje • Other sources	1 140	1 202	1 109	1 134	1 158	1 184	1 210	1 236
Akumulace • Accumulation	847	871	875	889	1 177	1 332	1 503	1 654
Přečerpávací vodní elektrárny • PSHPP	847	871	875	752	756	704	674	618
Syntetický metan • Synthetic methane	0	0	0	0	0	0	0	0
Ostatní akumulace • Other accumulation	0	0	0	137	421	628	829	1 036
Spotřeba ČR brutto Gross consumption in CZ	72 045	75 187	78 475	80 903	83 942	85 749	87 626	89 545
Spotřeba ČR netto • CZ DNC	60 916	63 902	67 277	69 748	71 500	72 846	74 172	75 445
Ztráty v sítích • Net losses	4 069	4 226	4 420	4 553	4 636	4 693	4 747	4 803
Vlastní spotřeba výroben Self consumption	5 953	5 909	5 482	4 937	5 343	5 090	4 951	4 999
Spotřeba na čerpání v PVE PSHPP consumption for pumping	1 104	1 141	1 158	992	991	912	871	795
Spotřeba na ostatní akumulaci Consumption of other accumulation	0	0	0	181	533	795	1 050	1 311
Saldo ES ČR, import (+), export (-) Balance of CZ PS, import (+), export (-)	-13 539	-12 452	-7 733	2 817	-3 894	-5 373	-3 573	-3 638

Tab. 9 Úplná výrobní bilance ES ČR – varianta Nízkouhlíková (GWh)
 Tab. 9 Full production balance of the CZ PS – Low Carbon variant (GWh)

	2016	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Výroba ČR brutto Gross generation in CZ	86 159	88 070	83 377	81 626	91 287	90 124	93 348	101 369
Výroba ČR netto = dodávka Total CZ electricity generation	80 167	82 148	78 118	76 851	86 198	85 647	88 824	97 074
Fosilní paliva • Fossil fuels	39 359	38 828	32 863	27 941	23 043	14 221	9 919	4 439
Hnědé uhlí • Brown coal	33 536	32 338	24 484	18 207	14 513	5 479	3 881	0
Černé uhlí • Hard coal	3 604	3 949	3 683	3 332	1 699	1 423	543	0
Zemní plyn • Natural gas	2 151	2 475	4 451	6 157	6 491	6 252	4 176	2 965
Ropné produkty • Oils	68	66	246	245	243	237	236	50
Jaderná energie • Nuclear	29 668	30 701	30 117	29 627	38 173	40 480	40 665	41 568
Obnovitelné zdroje • RES	9 159	10 553	13 168	17 289	22 156	27 580	34 155	45 449
Voda (bez PVE) • Water (without PSHPP)	2 345	2 394	2 439	2 492	2 545	2 605	2 650	2 702
Vítr • Wind	643	960	1 624	2 584	3 841	5 396	7 247	11 207
Slunce • Solar	2 079	2 475	3 415	4 851	6 782	9 207	12 127	17 820
Biomasa • Biomass	1 449	1 880	2 533	3 572	4 483	5 071	5 953	6 585
Bioplyn • Biogas	2 537	2 706	2 916	3 367	3 818	4 269	4 720	5 171
BRKO • BIOMW	105	135	174	211	250	289	328	367
Geotermální • Geothermal	0	3	68	213	438	744	1 130	1 597
Ostatní zdroje • Other sources	1 140	1 202	1 110	1 133	1 158	1 180	1 206	1 179
Akumulace • Accumulation	841	864	859	860	1 667	2 186	2 879	4 440
Přečerpávací vodní elektrárny • PSHPP	841	864	859	725	694	638	622	596
Syntetický metan • Synthetic methane	0	0	0	0	97	830	1 082	1 423
Ostatní akumulace • Other accumulation	0	0	0	135	973	1 547	2 257	3 843
Spotřeba ČR brutto Gross consumption in CZ	71 831	74 364	76 879	79 495	84 253	88 859	93 054	101 845
Spotřeba ČR netto • CZ DNC	60 672	63 102	65 850	67 698	68 764	69 199	69 862	74 268
Ztráty v sítích • Net losses	4 053	4 173	4 327	4 419	4 459	4 458	4 471	4 728
Vlastní spotřeba výroben Self consumption	6 006	5 936	5 274	4 791	5 105	4 493	4 541	4 312
Spotřeba na čerpání v PVE PSHPP consumption for pumping	1 096	1 133	1 131	967	902	827	801	769
Spotřeba na ostatní akumulaci Consumption of other accumulation	0	0	0	181	1 480	4 086	5 646	8 516
Saldo ES ČR, import (+), export (-) Balance of CZ PS, import (+), export (-)	-14 328	-13 706	-6 498	-2 131	-7 034	-1 265	-294	475

Obr. 7
Fig. 7

Dodávky elektřiny podle primárních zdrojů energie ve variantách K, F a N
Development of electricity supplies according to PES in the variants C, F, L

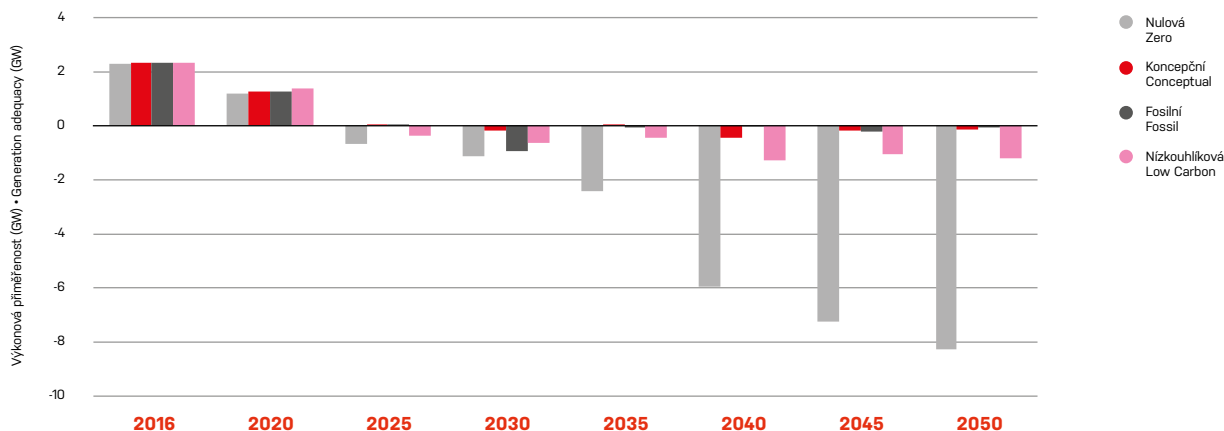


Výkonová přiměřenost dle ENTSO-E je dalším z provozních parametrů ES ČR, který byl vyhodnocován variantně pro 2 referenční body, a to pro zimní stav 3. středy v měsíci lednu (19:00 hod.) a letní v měsíci červnu (11:00 hod.). Hodnota výkonového zůstatku RC by měla optimálně být rovna nebo vyšší než hodnota přiměřené rezervy výkonu ARM. To znamená, že pro kladné hodnocení podle výkonové přiměřenosti by rozdíl těchto dvou hodnot měl být ideálně kladný, nebo nulový. V případě zimního zatížení ve variantách Nulová a Nízkouhlíková výkonová přiměřenost nedostačuje již po roce 2020, přičemž nulovému rozdílu se ke konci sledovaného horizontu nejvíce přibližují varianty Koncepční a Fosilní (**obr. 8**). Výkonová přiměřenost v případě letního, červnového, stavu začíná být nedostatečná až okolo roku 2030, přičemž v dalších letech jsou některé varianty charakterizovány kladnými hodnotami (**obr. 9**).

Generation adequacy according to methodology of ENTSO-E is one of parameters of the CZ PS which was evaluated for each variant and for 2 reference points – for the 3rd Wednesday in January (7:00 pm) and in June (11:00 am). The value of Remaining Capacity RC should be greater or equal to ARM. It means, that for positive evaluation according to generation adequacy, their difference should be positive or be equal to zero. In the case of the winter's point in the Zero and Low Carbon variants the generation adequacy is not sufficient after 2020. The difference in the Conceptual and Fossil variants is nearly zero at the end of the horizon (**Fig. 8**). Generation adequacy in the case of the summer is not sufficient after 2030, however some variants can be characterized in further years by positive values (**Fig. 9**).

Obr. 8 **Očekávaná výkonová přiměřenost podle ENTSO-E – leden, 3. středa, 19:00**
(Remaining Capacity minus Adequacy Reference Margin)

Fig. 8 **Anticipated generation adequacy according to ENTSO-E – January, 3rd Wednesday, 7.00 p.m.**
(Remaining Capacity minus Adequacy Reference Margin)

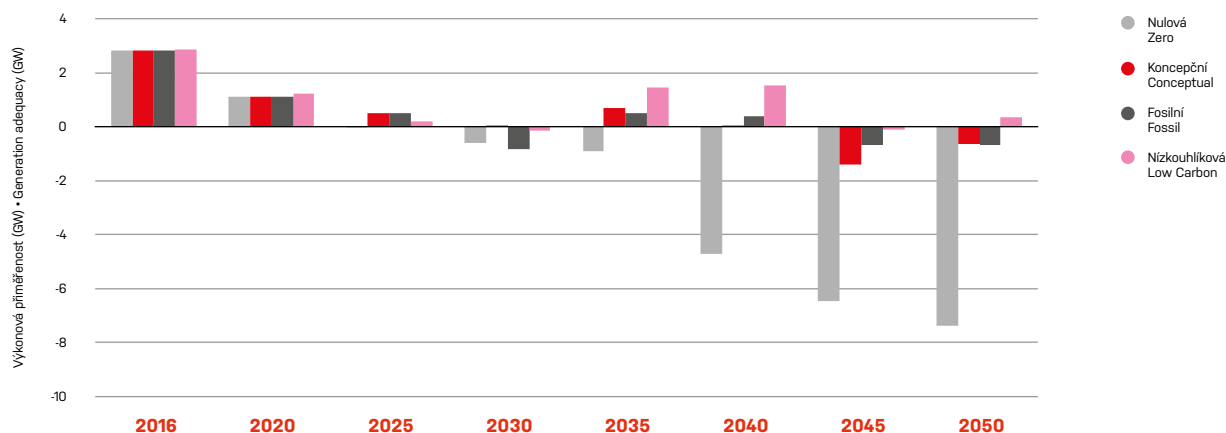


Obr. 9 Očekávaná výkonová přiměřenost podle ENTSO-E – červenec, 3. středa, 11:00

(Remaining Capacity minus Adequacy Reference Margin)

Fig. 9 Anticipated generation adequacy according to ENTSO-E – July, 3rd Wednesday, 11.00 a.m.

(Remaining Capacity minus Adequacy Reference Margin)



ZDROJE PRIMÁRNÍ ENERGIE

Ve sledovaném období bude klesat zabezpečenost elektroenergetiky a teplárenství domácími zdroji. Bude to dáno poklesem využití domácího uhlí a tento pokles nevyrovná ani využití OZE.

Střednědobý horizont

U hnědého uhlí dojde k poklesu spotřeby ze současných 39 mil. tun na 28 mil. tun v roce 2025, což bude souviset s ukončením těžby na lomu ČSA. Podle rozhodnutí vlády bude však nadále využíváno hnědé uhlí z lokality Bílina. Pokles využití nastane také u těžby černého uhlí, jehož celková produkce na úrovni odbytové těžby se sníží ze současných více než 11 mil. tun na 7 mil. tun. Spotřeba zemního plynu v elektroenergetice a teplárenství se zvýší ze současných 1,2 mld. m³ na 2 mld. m³. Hlavní nárůst využití zemního plynu se předpokládá v období 2020–2025, kdy se projeví vyšší využití paroplynové elektrárny Počerady a dojde k přechodu některých teplárenských zdrojů, včetně závodních, na spalování zemního plynu. Podíl OZE na celkové bilanci primárních zdrojů ve všech variantách do roku 2025 stoupne z dnešních 8% na zhruba 12%, a to vlivem pozvolného navyšování výkonu všech skupin obnovitelných zdrojů, zejména biomasy. Podíl tuzemských

PRIMARY ENERGY SOURCES

Assurance of electricity and heat production by domestic sources of primary energy will go down steadily in the reported period. This will be caused mainly by the decrease in domestic coal usage and the decrease will not be compensated by RES.

Medium-term horizon

Utilization of brown coal will decrease from the current 39 million tons down to 28 million tons in 2025, which will be related to the termination of mining at ČSA. However, according to the government's decision, usage of brown coal from Bílina quarry will continue. Usage drop occurs also in black coal; its production at salable output level will be reduced from the current more than 11 million tons value to less than 7 million tons. Consumption of natural gas in electricity and heat production will increase from the current 1.2 billion m³ up to 2 billion m³. The main increase in natural gas utilization is expected in the period 2020–2025, when the use of Počerady combined cycle power plants will increase and some heat generating sources, including the autoproducers will transfer to natural gas. The share of RES on the total balance of primary sources in all variants will rise from the current 8% up to about 12% by 2025, due to a gradual increase in the capacities of all groups of renewable energy sources, especially biomass.

zdrojů (jaderná energie není zahrnuta do domácích zdrojů) na spotřebě primárních zdrojů energie v elektroenergetice a teplárenství se sníží z dnešních 63% na 56%. Ve srovnání s průměrem vyspělých zemí EU je však i tato hodnota uspokojivá.

Dlouhodobý horizont

Útlum hnědouhelné těžby bude pokračovat po roce 2030. Na konci řešeného horizontu zůstane těžba hnědého uhlí na úrovni 11 mil. tun ročně, což je přibližně třetina současné úrovně. Z černouhelných dolů bude v roce 2030 v provozu, pravděpodobně, jen důl Karviná s roční těžbou přibližně 4 mil. tun. Při investicích do rozvoje dolu by zde těžba mohla pokračovat i po roce 2040. V případě ukončení těžby černého uhlí v ČR by musela být jeho spotřeba kryta dovozem. Využití zemního plynu v elektroenergetice a teplárenství bude, podle Koncepční varianty, nejintenzivnější v roce 2038, a to na úrovni přibližně 3,4 mld. m³, s následným poklesem na 3 mld. m³ v roce 2050. Fosilní varianta předpokládá setrvalý růst na 3,5 mld. m³ v roce 2050, Nízkouhlíková varianta dosahuje nejvyšší spotřeby v roce 2036, okolo 2,3 mld. m³ s poklesem na 1,4 mld. m³ v roce 2050. Spotřeba biomasy na výrobu elektřiny a tepla se zvýší z dnešních 3,4 mil. tun až na úroveň kolem 6 mil. tun ve variantě Koncepční a Fosilní, resp. na více než 8 mil. tun u varianty Nízkouhlíkové. Nárůst z velké části pokryje cíleně pěstovaná tuzemská biomasa. Podíl tuzemských zdrojů (jaderná energie není zahrnuta do domácích zdrojů) v primární energetické bilanci elektroenergetiky a teplárenství klesne ve variantě Koncepční a ve variantě Nízkouhlíkové v roce 2050 na 36%, u Fosilní varianty na 47%.

Skladbu podílů zdrojů primární energie na výrobu brutto elektrické energie a výrobě elektřiny znázorňuje **obr. 10**. Na **obr. 11, 12, 13, 14** a **15** jsou detailněji znázorněny rozdíly spotřeb jednotlivých paliv pro elektroenergetiku a teplárenství dle řešených variant.

The share of domestic sources (nuclear energy is not a part of domestic sources) on the consumption of primary energy sources in electricity and heating will be reduced from the current 63% down to 56%. However, in comparison with the average value of developed EU countries, this value is satisfactory.

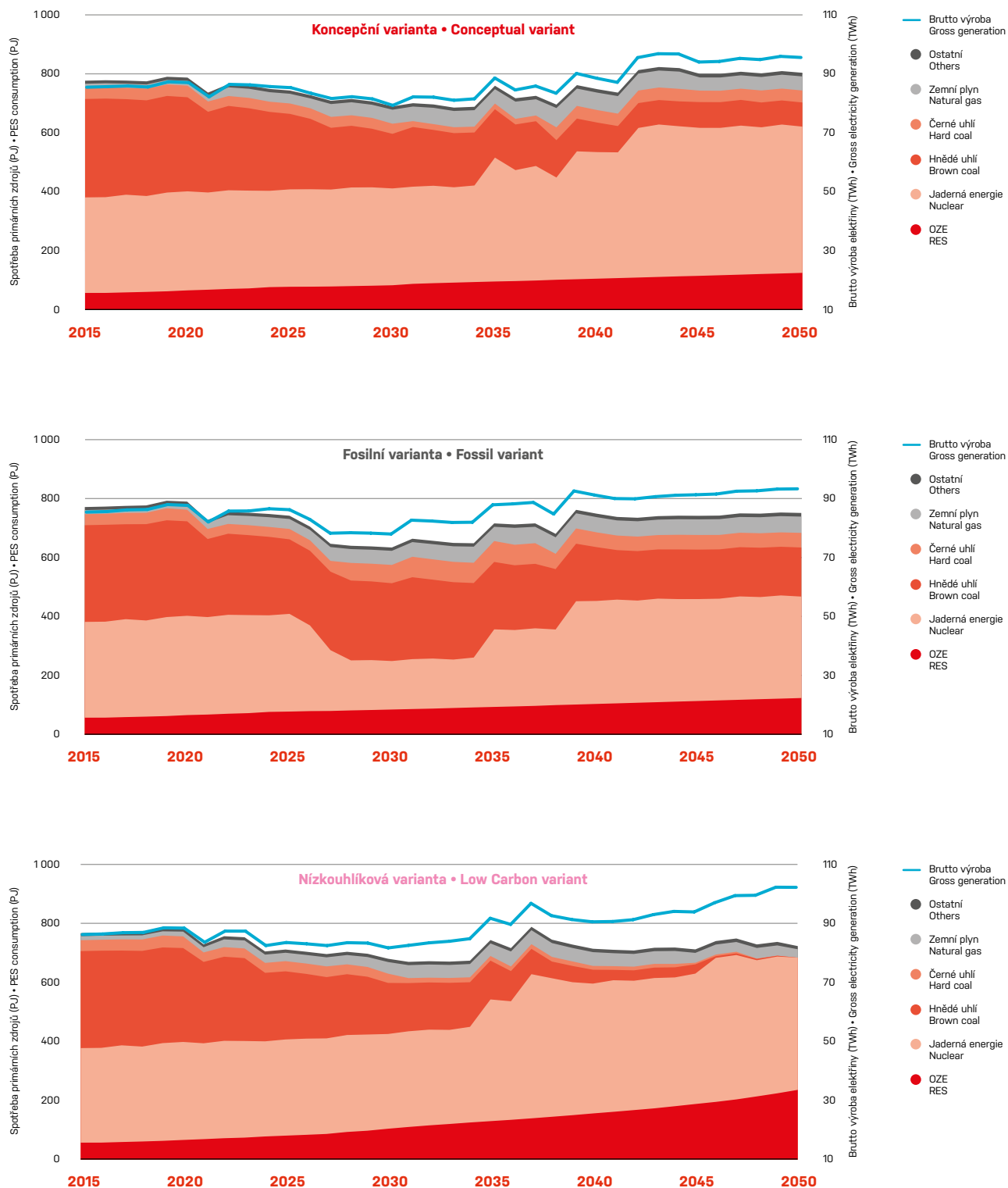
Long-term horizon

Decline of brown coal mining will continue beyond 2030. Remaining brown coal mining at level 11 million tons per year, roughly one third of current state, is expected at the end of analysed horizon. Only one black coal mine Karviná will probably operate in 2030, with annual production of approximately 4 million tons. Mining here could be extended beyond 2040, if there will be sufficient investment into mine. In case of termination of black coal mining there would be necessary to cover domestic consumption by import. Utilisation of natural gas in energy and heat industry will be the most prominent according to Conceptual variant, at approximately 3.4 billion m³ level, with a slight decrease down to 3 billion m³ in 2050. Fossil variant expects steady growth up to 3.5 billion m³ in 2050. Consumption in the Low Carbon variant peaks at 2.3 billion m³ in 2036 with a decrease to 1.4 billion m³ in 2050. The consumption of biomass for electricity and heat production will rise from today's 3.4 million tons up to around 6 million tons in the Conceptual and Fossil variants and to more than 8 million tons in the Low Carbon variant. Domestic purposely grown biomass is expected to cover the majority of the increase. The share of domestic sources on the primary energy balance of electricity and heat production decreases in the Conceptual variant and in the Low Carbon variant down to 36% in 2050, and to 47% in the Fossil variant (nuclear energy is not considered as domestic source).

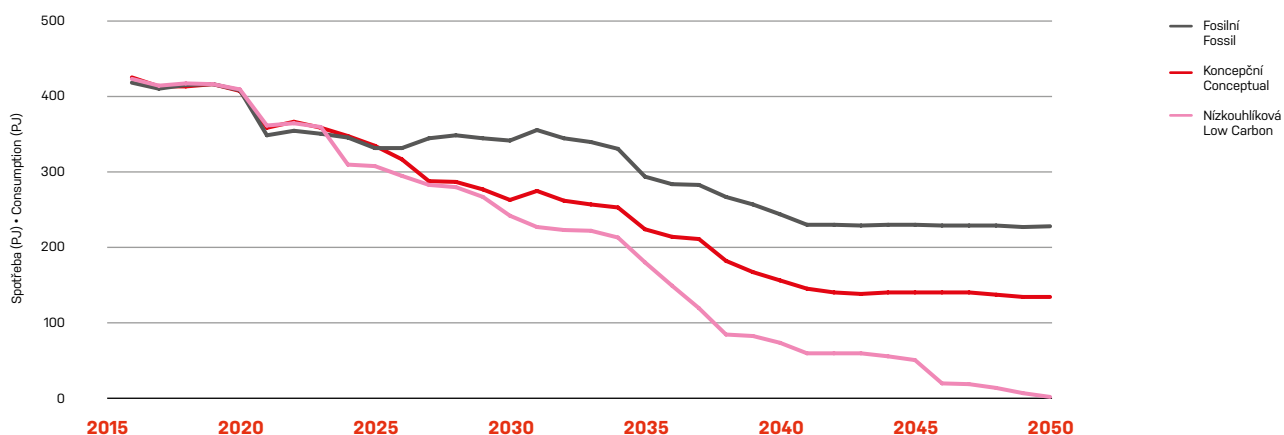
Share of PES on gross electricity generation and energy consumption for electric industry is shown in the **Fig. 10**. In **Fig. 11, 12, 13, 14** and **15** there are represented shares of each of fuels for electricity and heat industry, according to a solution variant.

Obr. 10
Fig. 10

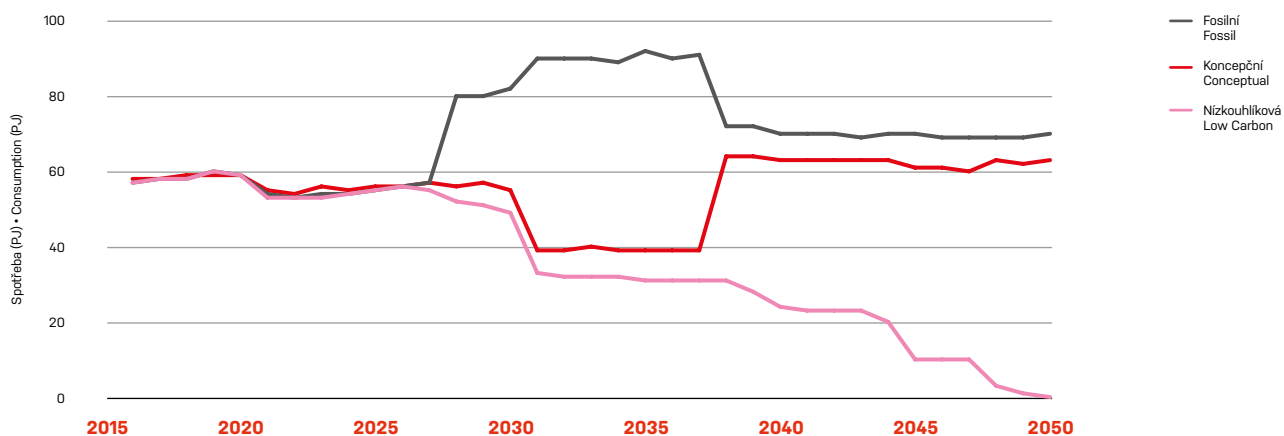
Skladba primární energie na výrobu elektřiny a brutto výroba elektřiny dle variant
Composition of PES for electricity production and gross generation according to variants



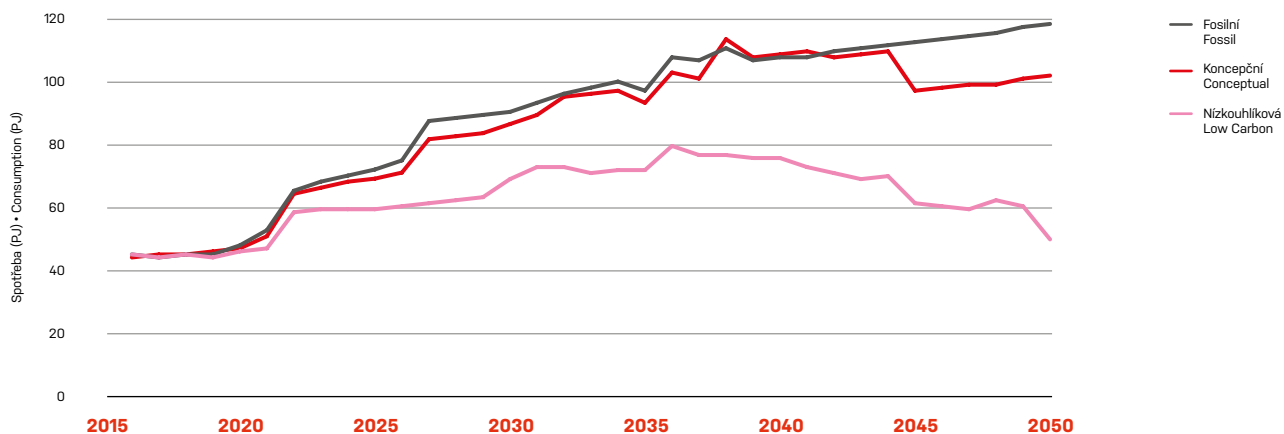
Obr. 11 **Spotřeba hnědého uhlí pro elektroenergetiku a teplárenství**
 Fig. 11 **Brown coal consumption in electricity and heating industry**



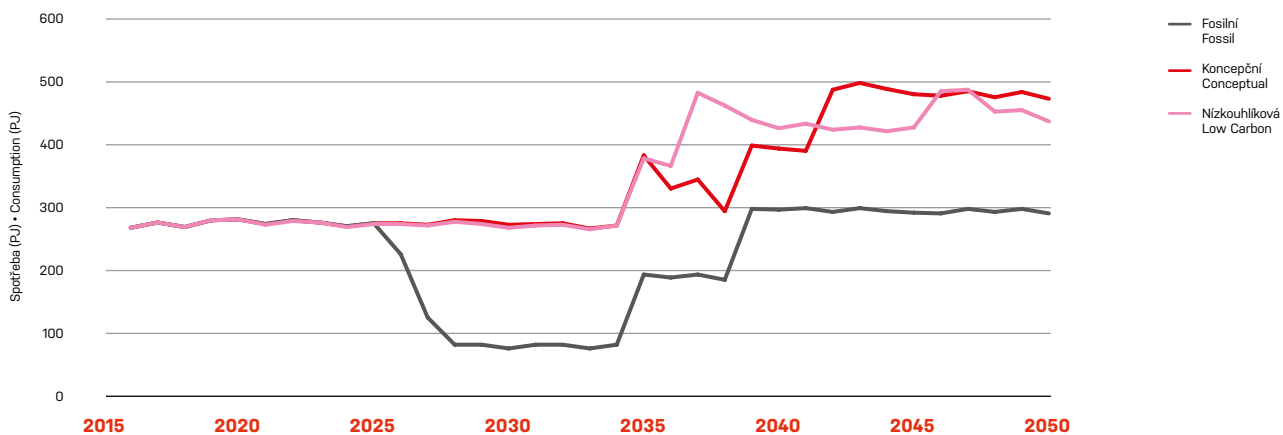
Obr. 12 **Spotřeba černého uhlí pro elektroenergetiku a teplárenství**
 Fig. 12 **Hard coal consumption in electricity and heating industry**



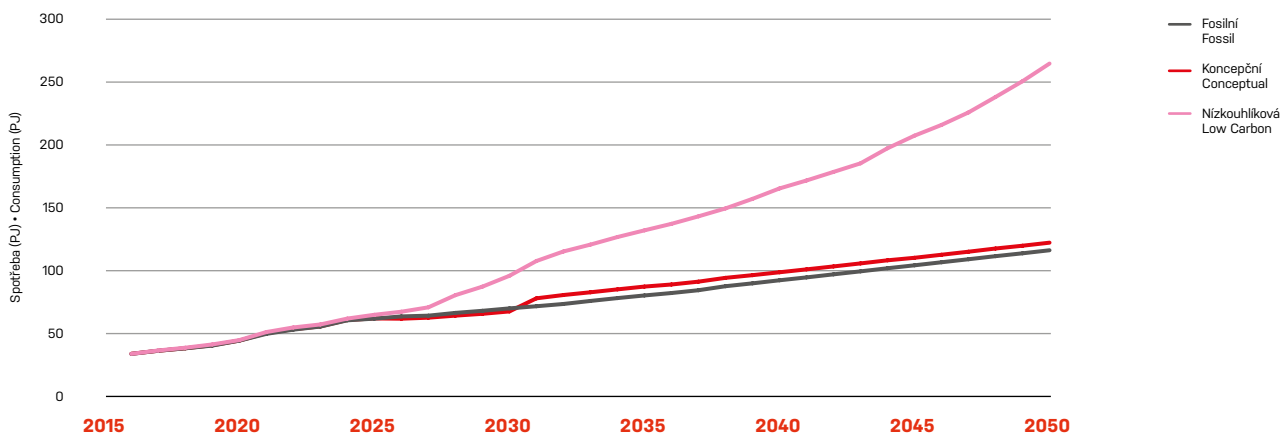
Obr. 13 **Spotřeba zemního plynu pro elektroenergetiku a teplárenství**
 Fig. 13 **Natural gas consumption in electricity and heating industry**



Obr. 14 **Spotřeba jaderné energie pro elektroenergetiku a teplárenství**
 Fig. 14 **Nuclear energy consumption in electricity and heating industry**



Obr. 15 **Spotřeba obnovitelné energie pro elektroenergetiku a teplárenství**
 Fig. 15 **RES consumption in electricity and heating industry**



ENVIRONMENTÁLNÍ DOPADY

Budoucnost ES ČR bude významně určena záměry EU minimalizovat dopady na životní prostředí, zejména ovzduší. Zatímco pokles emisí CO₂ v roce 2020 o 20% proti stavu 1990 bude velmi pravděpodobně splněn, navrhované snížení emisí skleníkových plynů v energetice do roku 2050 o více než 90% by vyžadovalo v podmínkách ČR prakticky úplnou dekarbonizaci elektroenergetiky, zajištěnou vyloučením fosilních paliv, případně aplikací CCS technologie. Situace v oblasti emisních povolenek EU se částečně stabilizovala a další zhroutení trhu s povolenkami již pravděpodobně nehrozí, nicméně možnosti jejich cenového vývoje bude třeba dále posuzovat. V jednotlivých variantách rozvoje ES se předpokládá mírně odlišné fungování trhu s povolenkami. Ve variantě Koncepční je trh vyvážený, ve variantě Fosilní je přebytekový a ve variantě Nízkouhlíkové je deficitní. Očekávaný vývoj emisí je uveden na **obr. 16 a 17**.

Střednědobý horizont

Ve střednědobém horizontu je většina závazků ohledně emisí škodlivin a skleníkových plynů relativně přesně stanovena. V tomto období bude pokračovat snižování produkce všech hlavních emisí souvisejících s výrobou elektřiny a tepla v ČR. Přispěje k tomu zlepšení výrobních technologií, lepší účinnost odlučování emisí a odstavení nevyhovujících zdrojů. Tlak na tyto změny vyvolává směrnice 2010/75/EU a jejich důsledkem bude do roku 2025 pokles emisí SO₂ o 37 tis. tun ve variantě Koncepční, 36 tis. tun ve variantě Fosilní a 39 tis. tun ve variantě Nízkouhlíkové, což je pokles o přibližně 50% vůči dnešnímu stavu. Méně výrazně klesne produkce emisí CO₂ (o 15% pro variantu Koncepční, 14% pro variantu Fosilní a 21% pro variantu Nízkouhlíkovou).

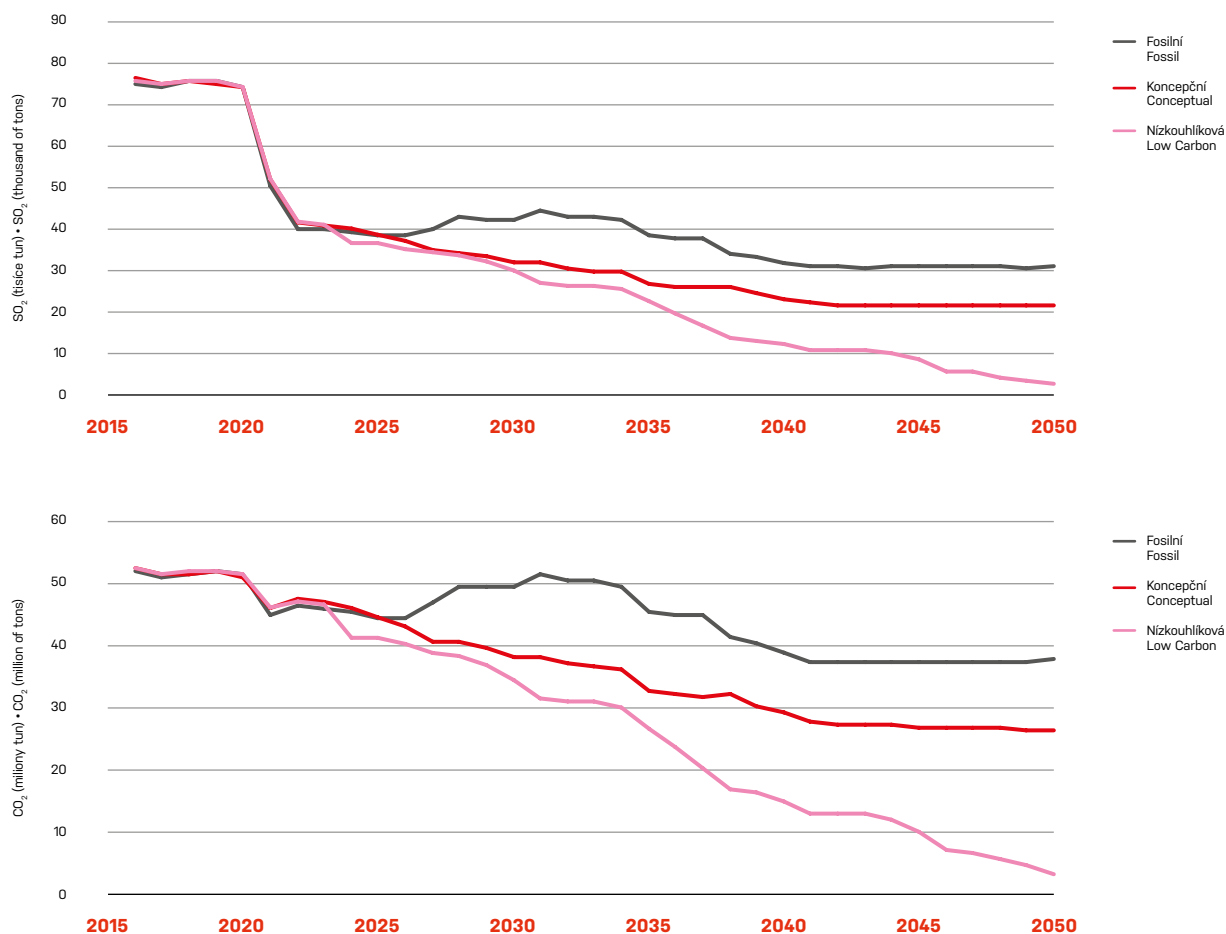
ENVIRONMENTAL IMPACTS

The Czech power system future will be significantly determined by the EU aims to minimize impacts on the environment, especially air. While the decline in CO₂ emissions by 20% in 2020 compared to the state in 1990 will the most probably be achieved, the proposed reduction of greenhouse gas emissions in the energy sector by more than 90% to 2050 would require almost complete decarbonization of the electricity sector in the Czech Republic, which could be done by eliminating fossil fuels or the application of CCS technology. The situation in the EU emission allowances is partially stabilized and further collapse of the allowance market is already not a risk, however, the possibility of their price development will be further assessed. Slightly different performance of allowance market is expected in particular options of PS development. Market is balanced at the Conceptual variant, it is surplus at the Fossil variant and it is deficient at the Low Carbon variant. Anticipated development of emission is shown in **Fig. 16 and 17**.

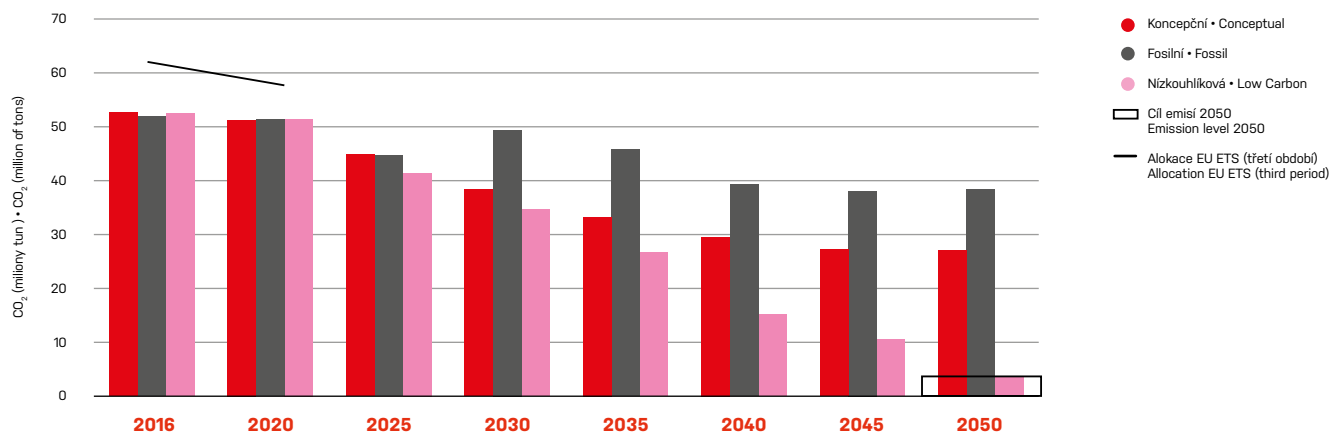
Medium-term horizon

In the medium-term horizon, the majority of commitments on emissions of pollutants and greenhouse gases are relatively well established. In this period, the production of all major emissions related to the production of electricity and heat in the Czech Republic will continue to reduce. An improvement of production technologies, improved efficiency of emissions separation and shutdown unsuitable sources contributes to the reduction. The Directive 2010/75/EU caused pressure on these changes, and it will result, by 2025, as a decrease in SO₂ emissions by 37 thousand tons in the Conceptual variant, by 36 thousand tons in the Fossil variant and by 39 thousand tons in the Low Carbon variant, which is approximately 50% decrease in comparison to the current situation. Decreasing the CO₂ emissions is less dramatic (by 15% in the Conceptual variant, by 14% in the Fossil variant and by 21% in the Low Carbon variant).

Obr. 16 **Předpokládaný vývoj emisí SO₂ a CO₂ v elektroenergetice a teplárenství**
 Fig. 16 **Anticipated development of SO₂ and CO₂ emissions in electricity and heating industry**



Obr. 17 **Emise CO₂ ve srovnání s alokací povolenek EU ETS a cílem v roce 2050**
 Fig. 17 **Comparison of CO₂ emissions to EU ETS allowances allocation and to goal in 2050**



Dlouhodobý horizont

Pro dlouhodobý horizont nejsou stanoveny pevně dané cíle na snižování emisí škodlivin či skleníkových plynů. Existují však ambiciózní plány, mezi které patří například Roadmap 2050. Tomuto plánu vyhovuje právě Nízkouhlíková varianta. Odstavování dnešních uhelných zdrojů vlivem dožití zásob uhlí přinese ve všech řešených variantách další významný pokles všech druhů emisí. Výjimkou je přechodné období let 2027 až 2035 u varianty Fosilní, která předpokládá realizaci nových uhelných bloků v letech 2027, 2028 a 2031. V případě vývoje dle varianty Fosilní by ČR velmi pravděpodobně nedostála závazku snížení emisí skleníkových plynů k roku 2030 (o 43% vůči roku 2005). K roku 2050 se však v případě CO₂ podle této varianty (nejméně výrazný úbytek emisí) jedná o úbytek 26% proti dnešnímu stavu, u Konceptní pak o 49%. Varianta Nízkouhlíková očekává pokles o více než 93% a jako jediná vyhovuje plánu EU na celkové snížení emisí skleníkových plynů o 80% do 2050. Vývoji emisí CO₂ bude úměrné také snižování produkce SO₂ a dalších znečišťujících látek.

ELEKTRICKÉ SÍŤE

Vývoj v oblasti elektrických sítí bude reagovat na rozvoj zdrojů a na vývoj poptávky po elektřině. Nárůst podílu decentrálních zdrojů vyvolá potřebu výraznějšího rozvoje distribučních sítí, nicméně přenosová soustava bude ve všech variantách i nadále plnit dominantní úlohu při zajištění spolehlivého zásobování elektřinou. Kromě vyvedení velkých zdrojů a zásobování výrazných spotřebních oblastí na ni budou nadále kladeny vysoké nároky při zajištění mezinárodních přenosů elektřiny, v dlouhodobém období pak i v oblasti zajišťování podpůrných služeb.

Střednědobý horizont

Ve střednědobém horizontu zůstane přenosová síť v hierarchii řízení soustavy dominantní. Odolnost přenosové soustavy vůči vysokým tranzitním tokům bude zajištěna posilováním tras, přes které se tyto tranzity uzavírají, a od roku 2017 dále zprovozněním transformátorů s příčným posuvem fáze v rozvodně Hradec 400 kV. Předpokládané změny v přenosové soustavě (**obr. 18**) se u všech analyzovaných variant ukázaly jako dostatečné pro zajištění spolehlivého provozu.

Long-term horizon

There are no fixed targets on reducing emissions of pollutants and greenhouse gases for long-term horizon. However, there are ambitious plans, including for example Roadmap 2050. The Low Carbon variant reflects the Roadmap 2050. Shutdown of today's coal fired sources due to the dwindling coal reserves will provide further significant emissions decrease in all drafted variants. There is an exception in period from 2027 to 2035 for the Fossil variant, which expects the commissioning of new coal fired units in 2027, 2028 and 2031. In case of development according to the Fossil variant, Czech Republic would very likely fail the commitment to reduce greenhouse gas emissions in 2030 (by 43% compared to 2005). However, there is 26% decrease in CO₂ emissions in comparison to the current situation for this variant (with the least significant decrease in emissions) by 2050; and it is by 49% in the Conceptual variant. The Low Carbon variant expects decrease by more than 93% and as the only one complies with the EU's overall plan to reduce greenhouse gas emissions by 80% by 2050. The reduction of CO₂ emissions will also be proportional to the reduction of SO₂ emissions and other pollutants.

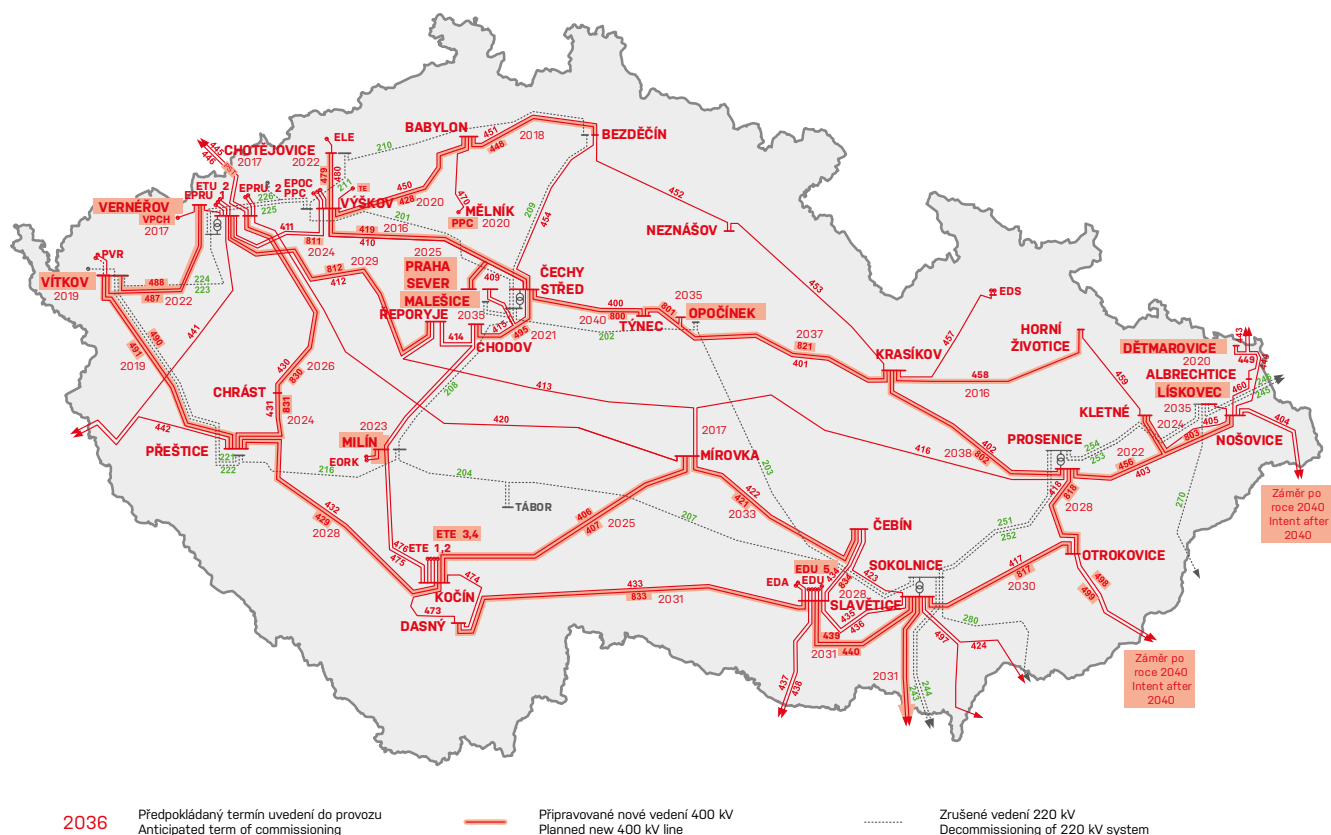
ELECTRIC NETWORKS

Development in electric networks will follow development of the sources and demand for electricity. Increased share of dispersed sources will require intensive development of distribution networks; however, the transmission network will still play a dominant role in ensuring a reliable supply of electricity in all variants. Besides the connection of large sources and supplying significant consumer areas, transmission network will have to meet high requirements in securing international exchanges and in the field of ancillary services.

Medium-term horizon

In the medium-term horizon, transmission system still plays dominant role in power system control. Ability of the transmission system to withstand high transit flows will be ensured by strengthening the routes and since 2017 and further – by deployment of phase-shifting transformers (PST) in 400 kV substation Hradec. Anticipated development of the transmission system (in **Fig. 18**) is proved to be sufficient to ensure the reliable operation in all analyzed variants.

Obr. 18 Přenosová síť ČEPS – rozvoj do roku 2050
 Fig. 18 ČEPS transmission system – development until 2050

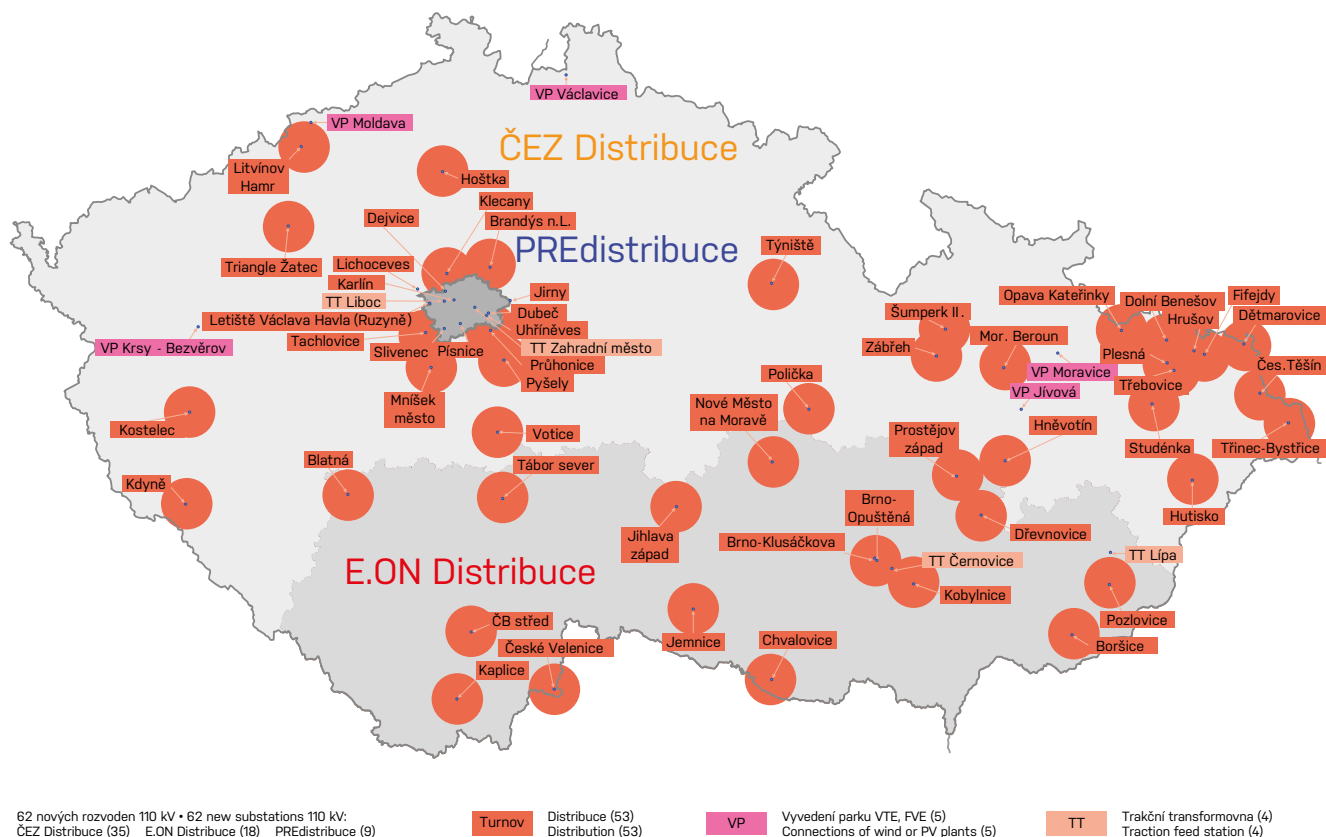


V distribučních sítích (obr. 19) poroste podíl decentrální výroby a intermitentních zdrojů. Výsledky výpočtů ukazují, že ve střednědobém horizontu nepřesáhne na úrovni PS a transformace PS/110 kV potřeba investic rámec již dnes plánovaného objemu. S rostoucím výkonem decentrálních zdrojů poroste počet uzlových oblastí 110 kV s dodávkou výkonu do PS. Celkově však bude odběrový charakter uzlových oblastí 110 kV stále převažovat. Analýzy dále ukazují, že ve střednědobém horizontu nebude na úrovni 110 kV potřeba investic nad rámec dnes plánovaného objemu, což je důsledek rostoucího výkonu decentrálních zdrojů a uzavírání výkonových toků na nižších napěťových úrovních. Posilování a rekonstrukce síťových prvků budou urychlovány spíše blížícím se koncem technické životnosti stávajících zařízení.

The ratio of dispersed generation and intermittent sources will increase in the distribution network (Fig. 19). The results of the calculations show that no investments will be needed in the medium-term horizon at the level of PS and PS/110kV transformation above currently planned. The number of 110 kV networks with power outflow to transmission system will increase with the increasing power of decentralized sources. Overall, however, the consumption character of 110 kV networks will be still prevalent. Regarding 110 kV networks, results of the calculations show that investments above planned today will not be needed in the medium-term horizon at the 110 kV level, as a result of the growing supply from distributed sources and closing of power flows at lower voltage levels. Necessary renovations connected with increasing of capacity of the network elements will be accelerated by the approaching end of their working life.

Obr. 19
Fig. 19

Nové rozvodny 110 kV připravované do roku 2025
New 110 kV substations planned by 2025



Dlouhodobý horizont

Dlouhodobá koncepce rozvoje přenosové sítě počítá s postupným přechodem přenosové soustavy na jednotnou napěťovou úroveň 400 kV. Kompletní náhrada systému 220 kV by měla být dokončena k roku 2040. Posílení přenosových sítí novými vedeními 400 kV, spolu s rostoucím podílem decentralizovaných zdrojů, bude mít za následek nižší zatěžování prvků přenosové soustavy, čímž dojde k nárůstu jalových výkonů generovaných vedeními přenosové i distribuční soustavy. Udržení napěťových poměrů v provozních mezích si vyžádá instalaci nových kompenzačních prostředků. Potřebný nový kompenzační výkon v ES bude pro variantu Konceptní kolem roku 2040 dosahovat přibližně 1 300 MVar. V místech nových velkých zdrojů bude muset být posílena zkratová odolnost rozvodů přenosové sítě. Jedná se především o rozvodny PS s vyvedením výkonu budoucích jaderných bloků. Varianty Konceptní a Nízkouhlíková mají shodnou konfiguraci přenosové soustavy. V obou případech se předpokládá výstavba celkem 1 900 km nových vedení

Long-term horizon

Long-term transmission network development concept anticipates a gradual transition of a transmission system to solely 400 kV voltage level. Complete replacement of 220 kV should be finished by 2040. Strengthening the transmission network with new 400 kV lines, alongside with a growing proportion of decentralized sources will result in lower line loading, thereby the reactive power generated by the lines of the transmission and distribution system will increase. Maintaining of voltage within the operating limits will require the installation of new reactive power compensation units. A total need for a new compensation will reach for whole power system approximately 1,300 MVar for the Conceptual variant around 2040. Short circuit dimensioning of network transmission substation will have to be reinforced in the areas of new large sources. In particular these are substations with planned connection of new nuclear units. The Conceptual and the Low Carbon variants have the same configuration of the transmission system, in both cases; a construction of the 1,900 km of new lines till 2050 is anticipated. Significant number of lines is planned in relation to

do roku 2050, zejména v souvislosti s výstavbou nových jaderných bloků. U varianty Fosilní není požadována výstavba vedení souvisejících s koncentrací výroby jaderných elektráren, a rozvoj přenosových sítí tak bude vyžadovat jen 1 500 km nových vedení.

Rozvoj distribučních soustav bude ovlivněn především růstem výroby z decentralizovaných zdrojů, a to ve všech napěťových hladinách, především na napěťové úrovni nn a vn. Rozvoj distribučních soustav těchto úrovní bude potřebný i z důvodu předpokládaného nárůstu elektromobility, spolu s dalším růstem ostatních odběrů. Výraznější bude také nutnost změn v organizaci provozu a způsobu řízení DS, a to také vlivem instalace a využívání akumulace elektřiny a zavádění nových technologií všeobecně.

Předpokládané stavy zatížení distribučních sítí podle provozovatele soustavy je uvedeno v **tab. 10**, očekávané požadavky na připojení výkonu do přenosové a distribuční soustavy pak v **tab. 11**.

the construction of new nuclear units. In the Fossil variant the construction of lines related to the development of nuclear power plants is not needed, and transmission networks development anticipates only 1,500 km of new lines.

Development of distribution systems will be influenced mainly by the growth of production from decentralized sources at all voltage levels, mostly on low voltage and high voltage level. Estimated growth of electro-mobility together with further rise of other consumptions will require a substantial strengthening of distribution systems primarily of low voltage and high voltage levels. Required changes in the organization of the distribution system operation and management will be also perceptible; among others due to the installation and use of electricity accumulation and implementation of new technologies in general.

Expected load states of DS according to an owner of DS are presented in **Tab. 10**, expected requirements on new capacities' connections into TS and DS are presented in **Tab. 11**.

Tab. 10 **Zatížení v roce 2050 – porovnání variant**
 Tab. 10 **Comparison of anticipated loads in 2050 in the individual variants**

Rok 2050 Year 2050	Zimní stav zatížení (MW) Load in winter (MW)			Jarní stav zatížení (MW) Load in spring (MW)		
	Koncepční Conceptual	Fosilní Fossil	Nízkouhlíková Low Carbon	Koncepční Conceptual	Fosilní Fossil	Nízkouhlíková Low Carbon
ČEZ Distribuce	8 210	8 070	8 391	5 719	5 567	5 957
E.ON Distribuce	2 511	2 468	2 566	1 829	1 781	1 905
PRĚdistribuce	1 469	1 444	1 501	1 146	1 115	1 193
ES ČR • CZ PS	12 190	11 982	12 458	8 693	8 462	9 055

Tab. 11 **Očekávané požadavky na připojení nových zdrojů do sítí**
 Tab. 11 **Anticipated requirements on connection of new sources into the network**

Napěťová hladina Voltage level	Požadavky na připojení nových zdrojů do roku 2050 (MW) Requests on connection of new units until 2050 (MW)			
	Nulová Zero	Fosilní Fossil	Koncepční Conceptual	Nízkouhlíková Low Carbon
PS 400 kV TS 400 kV	0	3 700	6 000	2 400
DS 110 kV DS 110 kV	0	1 500	1 500	4 000
DS vn a nn DS HV and LV	0	3 000	3 000	21 000

TRH A EKONOMIKA

Pro konkurenceschopnost hospodářství země je nutné, aby se cena elektřiny pohybovala na úrovni, která je dostatečná pro investice do obnovy a do realizace nových výrobních zdrojů a která zároveň nezatěžuje průmyslovou výrobu přílišnými náklady. Současné velmi nízké burzovní ceny silové elektřiny v Evropě podporují hospodářský růst, na druhé straně nejsou dostatečně stimulační pro investice do nových zdrojů, tím méně do nových technologií. Zákazníci jsou však zatíženi platbami na podporu OZE. Pro ČR je důležité přijmout směr vhodného rozvoje elektroenergetiky a dospět k dohodě o způsobu jeho financování. Platná SEK je z tohoto pohledu dobře vyváženým výchozím dokumentem. Aktuální stav propojených trhů v Evropě znázorňuje **obr. 20**, předpokládané výrobní náklady na jednotku silové elektřiny pak **obr. 21**.

Střednědobý horizont

Do roku 2020 se neočekává zlom v oblasti cen povolenek a nákladové ceny silové elektřiny v ČR porostou, i v důsledku toho, jen mírně. S předpokládanými intervencemi do trhu s povolenkami se má jejich cena zvýšit a okolo roku 2025 dosáhnout 25 EUR. Očekává se, že od roku 2021 postupně porostou ceny silové elektřiny o 60 až 80 Kč/MWh ročně (současná úroveň je 800 Kč, předpoklad pro rok 2020 je 870 Kč). V roce 2025 se tak předpokládá dosažení ceny silové elektřiny 1 200 Kč/MWh. Při této ceně již může být ekonomicky přijatelné investovat do malých výrobních jednotek na napěťové hladině nn, nebude však zaručená dostatečná výhodnost realizace velkých výrobních bloků. Uvedené údaje jsou ve střednědobém horizontu nezávislé na rozvojové variantě.

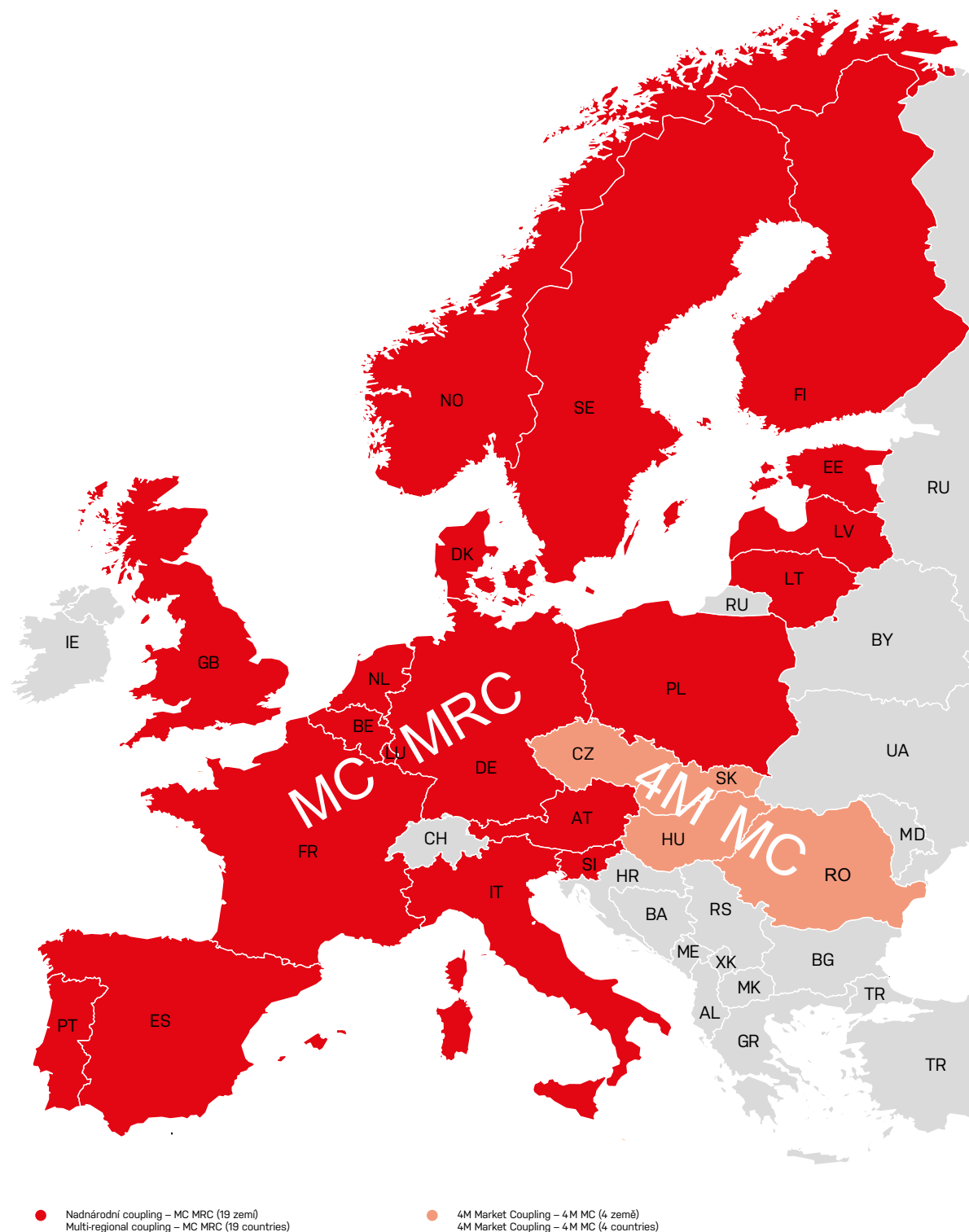
MARKET AND ECONOMY

For the competitiveness of the country's economy it is essential that the price of electricity is at level sufficient level for investment in innovation and implementation of new production sources, and does not affect industrial production by excessive costs of electricity. The current very low stock market electricity prices in Europe promotes economic growth on one hand, on the other hand, they are not sufficiently stimulating for investments in new electricity sources and even less in new technologies. However, the final customers are burdened by payments for support of RES. It is important for the Czech Republic to take the appropriate course of energy development and to reach an agreement on how to finance it. From this point of view, the valid SEPR is a well-balanced basic document. The actual state of integration of European markets is presented **Fig. 20**, anticipated generation costs of electricity unit are shown in **Fig. 21**.

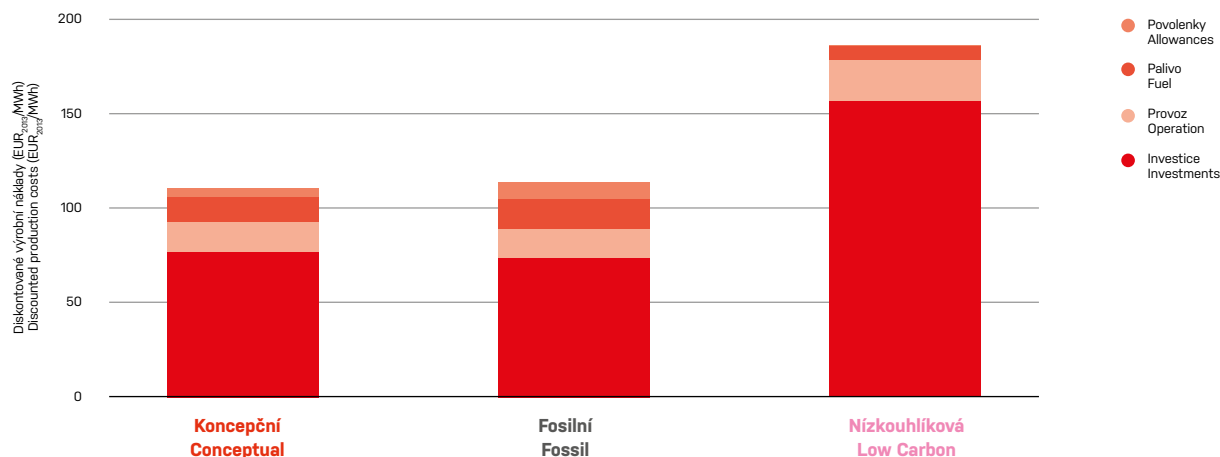
Medium-term horizon

The breakthrough in allowance prices is not expected so the market price of electricity in the Czech Republic will grow only slightly by 2020. The prices should rise with the predicted interventions on the allowances market and reach 25 Euro by 2025. It is expected that electricity prices will gradually increase by 60 to 80 CZK/MWh annually from 2021 (the current level is 800 CZK; the assumption for 2020 is 870 CZK). Electricity market price is expected to reach 1,200 CZK/MWh by 2025. At this price level it can already be economically viable to invest in small production units at the low voltage level, but sufficient profitability of the construction of large generating units will not be ensured. For the medium-term horizon these data are not variant-dependent.

Obr. 20 **Integrace evropských trhů s elektřinou**
 Fig. 20 **Integration of European markets**



Obr. 21 **Odhad výrobních nákladů variant v roce 2050**
 Fig. 21 **Estimate of production costs for the variants in 2050**



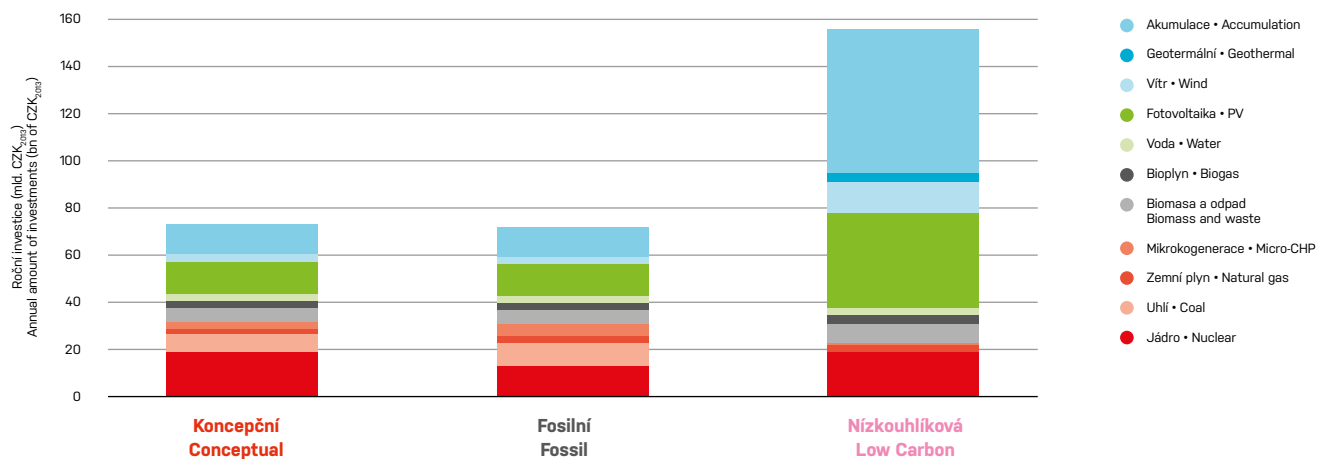
Dlouhodobý horizont

Zachování udržitelné, ekonomický výkon stimulující a spolehlivé elektrizační soustavy po roce 2025 bude vyžadovat značné investice (obr. 22). Přibližně 2/3 celkového objemu investic budou směřovat do obnovy výrobní základny. Jen přibližně 7% si vyžádá rozvoj přenosové soustavy, zbývajících 27% pak rozvoj distribučních soustav. Ve stálých cenách roku 2013 se očekává, že do roku 2050 bude nezbytné vynaložit pro rozvoj dle Konceptní varianty kolem 1,5 bil. Kč do výrobní základny, 600 mld. Kč do distribučních sítí a 200 mld. Kč do přenosové soustavy. Výdaje budou zásadně odvislé od přijatých požadavků na emisní náročnost energetiky. Na konci řešeného horizontu, kdy Nízkouhlíková varianta předpokládá intenzivní rozvoj OZE a denní i sezónní akumulace, jsou odhadované náklady více než dvojnásobné, oproti variantám Fosilní a Konceptní. Zhruba 40% jejich velikosti přitom mají tvořit právě náklady na akumulaci. Potřebné roční investice v roce 2050 u varianty Konceptní a Fosilní se budou pohybovat na úrovni kolem 70 mld. Kč a u varianty Nízkouhlíkové na úrovni kolem 160 mld. Kč v cenách roku 2013.

Long-term horizon

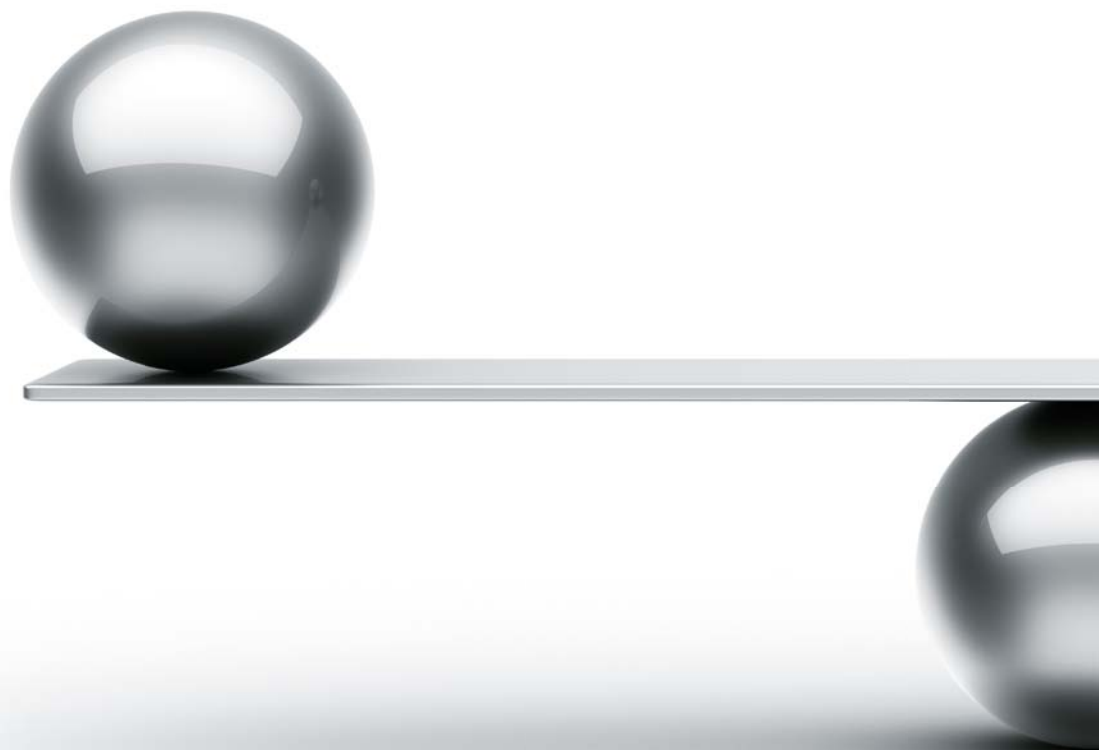
Maintaining sustainable, economic performance stimulating and reliable power system will require significant investment beyond 2025 (Fig. 22). Approximately 2/3 of the total amount will be directed to the renewal of the production base. Development of the transmission system will require only about 7%, and the development of the distribution system remaining 27%. In prices of 2013, it is expected that it will be necessary to invest around 1.5 trillion CZK into power sources base, 600 billion CZK to the distribution networks and 200 billion CZK to the transmission system by 2050 according to the Conceptual variant. Total cost will fundamentally depend on the required emission intensity of electricity production. At the end of the analyzed horizon, where the Low Carbon variant assumes intensive development of RES, and daily and seasonal accumulation, the estimated cost is more than double of the Fossil and the Conceptual variants. Around 40% of this amount is just the cost of accumulation. Required annual investment in 2050 for the Concept and the Fossil variants will be around 70 billion CZK and for the Low Carbon variant around 160 billion CZK in prices of 2013.

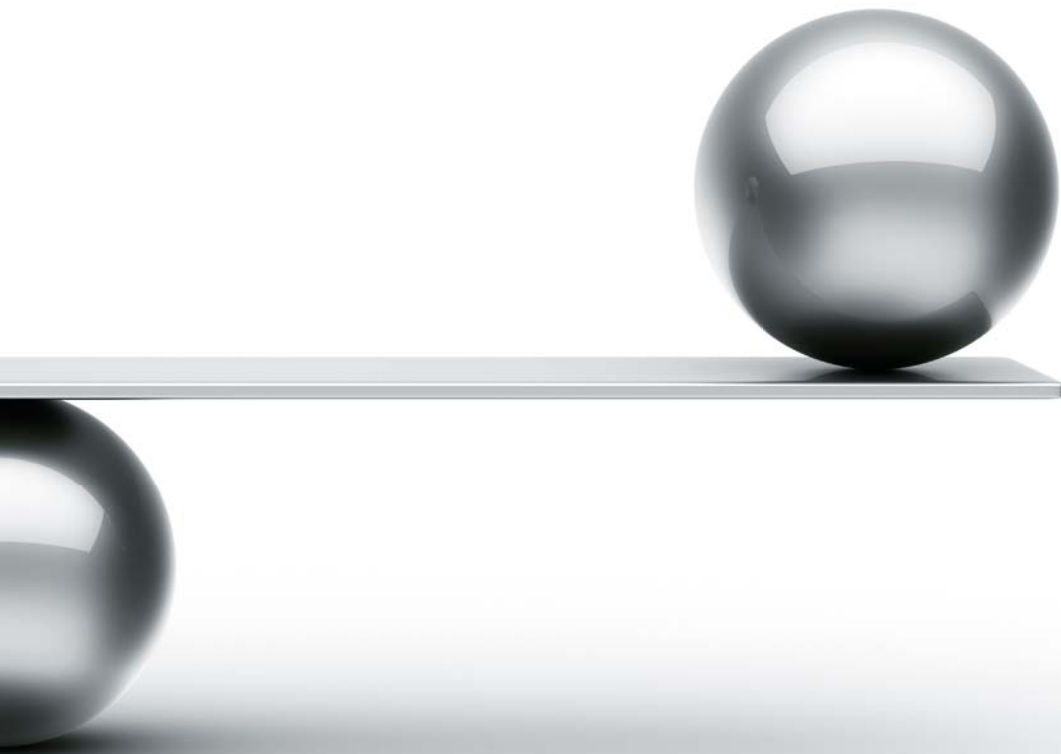
Obr. 22 Investice do obnovy a rozvoje zdrojové základny v roce 2050
 Fig. 22 Renewal and development of the source base investments in 2050



Mým snem
**je umění rovnováhy,
čistoty a klidu...**

Henri Matisse





What I dream
**of is an art of balance,
of purity and serenity...**
Henri Matisse

PLYNÁRENSTVÍ – ŘEŠENÉ VARIANTY

GAS INDUSTRY – DEVELOPMENT VARIANTS

Kapitola představuje trojici variant rozvoje českého plynárenství do roku 2050, která byla řešena v roce 2015. Varianty rozvoje plynárenství navazují na varianty rozvoje elektroenergetiky a vzájemně se liší zejména:

- **Budoucí poptávkou po plynu**, kterou ovlivňuje míra ekonomického a demografického růstu, a zejména míra využití plynu pro výrobu elektřiny, pro kombinovanou výrobu a pro mikrokogenerace, dále pak náhrada 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.

INVARIANTNÍ PŘEDPOKLADY

Níže je uveden seznam předpokladů, které jsou všem třem rozvojovým variantám společné:

- **Všechny varianty počítají se stejným rozvojem ekonomiky a demografie:** základem predikce ekonomického vývoje je předpoklad konvergence ČR k průměrné ekonomické úrovni EU a přiblížení demografického vývoje situaci vyspělých zemí západní Evropy.
- **Tři rozvojové varianty jsou koncipovány jako dostatečné z pohledu zásobníkové kapacity:** ve všech třech variantách je navržen rozvoj zásobníků plynu tak, aby odpovídal danému rozvoji využití zemního plynu.
- **Trh s povolenkami na emise oxidu uhličitého:** všechny varianty předpokládají zachování mechanismu EU-ETS a funkční trh s povolenkami (ceny povolenek jsou však mezi variantami diferencované).
- **Obnova a rozvoj potrubní infrastruktury:** ve všech variantách se předpokládá obnova a rozvoj potrubní infrastruktury podle dlouhodobých rozvojových plánů jejich provozovatelů, a také v závislosti na požadavcích spotřeby v jednotlivých variantách. Rozvoj potrubní infrastruktury je koncipován tak, aby nebyl omezujícím prvkem.

The chapter introduces three development variants of gas industry until 2050. Variants were solved in 2015. These development variants of gas industry follow the development variants of electricity industry. They differ to each other mainly in:

- **Demand for gas in the future** which is influenced by economical and demographical extends, and particularly by utilization of natural gas for power generation, for CHP, and for micro-CHP, but also as a substitute for brown coal and its utilization in CNG form.
- **Development of gas storage facilities** which will be determined by price level of natural gas particularly, by development of demand for natural gas and by government's attitude to gas storage facilities and energetic security.
- **Development of gas industry infrastructure** – similarly to gas storage facilities, its development will be followed by demand for natural gas in the future.

INVARIABLE ASSUMPTIONS

The list below includes prerequisites common for all solution variants:

- **All variants anticipate the same economic and demographic development:** The prediction of economic development was based on the assumption of convergence of the Czech Republic to the average EU economic and demographic development of the Western Europe countries.
- **All three variants of development are created with the assumption of sufficient storage capacity:** in all three variants, the development of gas storage is proposed as sufficient for the development of natural gas utilization.
- **Market with carbon emissions allowances:** all variants assume the preservation of the EU-ETS mechanism and a functional market with allowances (the prices of allowances differ in the individual variants).
- **Renewal and development of pipeline infrastructure:** All variants anticipate the renewal and development of pipeline infrastructure in line with the agreed long-term development plans of their operators, and also depending on consumption demands in the individual variants. The development of pipeline infrastructure is designed so as not to be a limiting factor.

- **Rozvoj zásobníkové kapacity** byl navržen v souladu s očekávaným rozvojem využití zemního plynu; vyšší varianty spotřeby tedy disponují vyšší navrženou zásobníkovou kapacitou; varianta Nízkouhlíková, ve které bude po roce 2036 spotřeba plynu klesat, má v tomto období navržen pokles zásobníkové kapacity.

VARIANTA KONCEPČNÍ

Varianta **Koncepční** reprezentuje vývoj plynárenství v souladu se SEK 2015. Tento vývoj se aktuálně jeví jako nejpravděpodobnější. Vývoj kategorií spotřeby, které budou mít na její výši dominantní vliv, je uveden na **obr. 23**.

Z hlediska rozvoje ES byla varianta popsána v kapitole Elektroenergetika – řešené varianty, Varianta Koncepční.

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 mikrokogenerace (pro rok 2050 na 10 % odběrných míst elektřiny v maloodběru) a střední uplatnění v dopravě ve formě CNG.

V Koncepční variantě je počítáno s relativně výrazným navýšením zásobníkové kapacity ve čtyřech lokalitách a s adekvátním rozvojem potrubní části infrastruktury – výstavbou plynovodu Moravia, napojením zásobníku v Dolních Bojanovicích na českou soustavu. Konkrétně je pro tuto variantu předpokládáno:

1. zprovoznění plné kapacity zásobníku v lokalitě Uhřice Jih (navýšení až na 100 mil. m³),
2. dokončení výstavby zásobníku v lokalitě Dambořice o celkové kapacitě 450 mil. m³,
3. výstavba zásobníku v lokalitě Dolní Rožínka o celkové kapacitě 200 mil. m³,
4. napojení zásobníku v Dolních Bojanovicích (580 mil. m³) na českou plynárenskou soustavu.

- **Development of gas storage capacity:** was proposed in line with the anticipated development of the utilization of natural gas. Therefore, the variants with higher consumption include a higher proposed storage capacity. A decrease in storage capacity is assumed in the Low Carbon variant, in which gas consumption will decrease after 2036.

CONCEPTUAL VARIANT

The **Conceptual** variant represents development in line with SEPR 2015. This path of development of the gas industry is the most probable. The developments of categories of consumption that will have the greatest influence on its volume are given in **Fig. 23**.

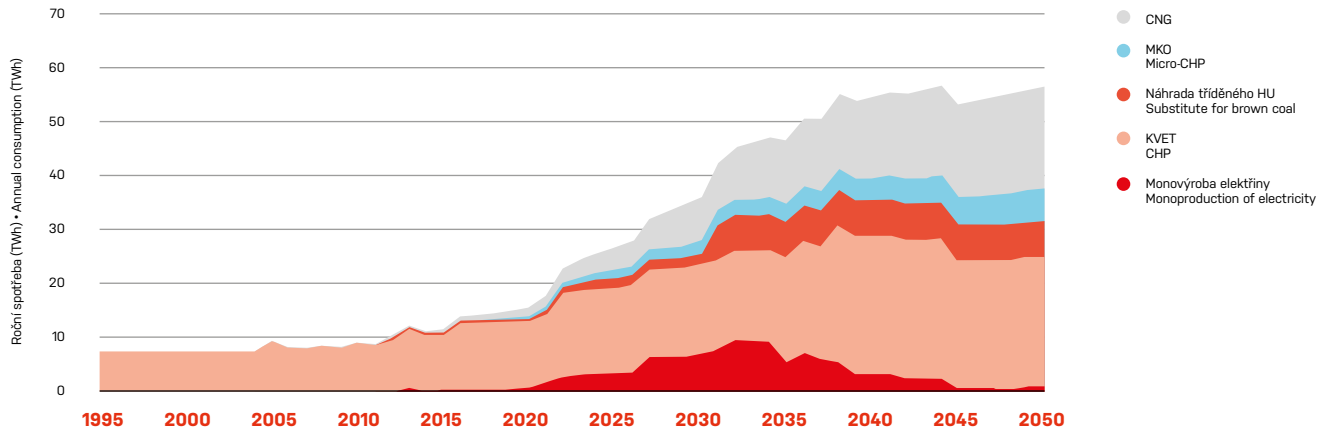
According to power system's development, this variant is described in chapter the Electricity industry – development variants, the Conceptual variant.

This variant anticipates the reference level development of the economy and demography with the medium level of energy conservation in both the production and household sphere. This variant also assumes medium development in new areas of demand for natural gas, i.e. the medium level of utilization of gas as a replacement for dwindling graded coal (58% of volume consumed), the medium level of development of micro-CHP (to 10% of delivery points in the low consumption sector for 2050) and the medium level of utilization in transportation in the form of CNG.

The Conceptual variant anticipates a relatively significant increase in the storage capacity in four locations, together with adequate development of the pipeline infrastructure – construction of the Moravia pipeline, connection of the gas storage facility in Dolní Bojanovice to the Czech system. This variant anticipates in particular:

1. commissioning the entire gas storage capacity in Uhřice Jih (an increase of up to 100 million m³),
2. completion of the construction of the gas storage facility in Dambořice with a total capacity of 450 million m³,
3. construction of the gas storage facility in Dolní Rožínka with a total capacity of 200 million m³,
4. connection of the gas storage in Dolní Bojanovice (580 million m³) to the Czech gas system.

Obr. 23 Vývoj nejdůležitějších variantních kategorií spotřeby plynu – varianta Koncepční
 Fig. 23 The most important categories of consumption development – Conceptual variant



VARIANTA FOSILNÍ

Varianta **Fosilní** ukazuje vývoj s akcentem na fosilní zdroje primární energie, a tedy i na zemní plyn. Zemní plyn je konkurentem hnědého uhlí až při vyšší ceně povolenek na emise oxidu uhličitého a při vyšší ceně elektřiny. Prolomení limitů na těžbu hnědého uhlí povede k nižšímu využívání zemního plynu. Vývoj kategorií spotřeby, které budou mít na její výši dominantní vliv, je uveden na **obr. 24**. Varianta počítá s referenčním rozvojem ekonomiky a demografie a se středním uplatněním úspor jak ve výrobní sféře, tak ve sféře domácností. Varianta však předpokládá vysoké uplatnění plynu při náhradě docházejícího tříděného hnědého uhlí (67% potřebného objemu), vysoký rozvoj mikrokogenerace (pro rok 2050 na 15% odběrných míst elektřiny v maloodběru) a střední uplatnění v dopravě ve formě CNG.

Z hlediska rozvoje ES byla varianta popsána v kapitole Elektroenergetika – řešené varianty, Varianta Fosilní.

FOSSIL VARIANT

The **Fossil** variant shows development with the emphasis on fossil fuels as the primary energy source, including natural gas. Natural gas can compete with brown coal only at the higher prices of carbon emissions allowances and at the higher price of electricity. Moreover, the cancelling of mining limits for brown coal means the higher utilization of brown coal, and therefore the utilization of natural gas will be lower. The developments of categories of consumption that will have the greatest influence on its volume are given in **Fig. 24**. This variant anticipates the reference level of development of the economy and demography with the medium level of energy conservation in both the production and household spheres. This variant also anticipates a high level of utilization of gas as a replacement for dwindling graded coal (67% of necessary volume), a high level of development of micro-CHP (to 15% of electricity delivery points in the low consumption sector for 2050) and the medium level of utilization in transportation in the form of CNG.

According to power system's development, this variant is described in chapter the Electricity industry – development variants, the Fossil variant.

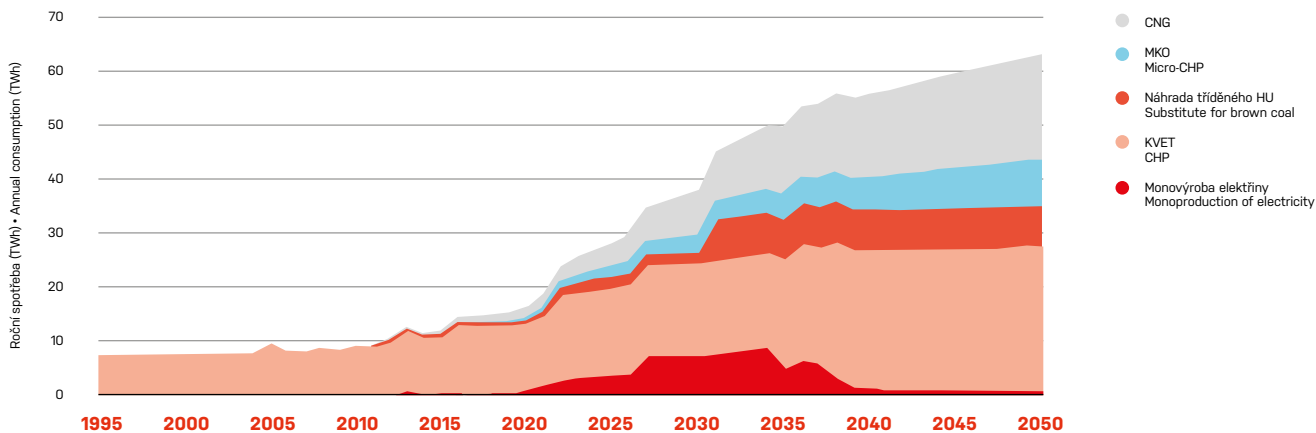
Ve variantě je počítáno s nejméně významným navýšením zásobníkové kapacity ve čtyřech lokalitách a s adekvátním rozvojem potrubní části infrastruktury – výstavbou plynovodu Moravia, napojením zásobníku v Dolních Bojanovicích na českou soustavu. Konkrétně je pro tuto variantu předpokládáno:

1. zprovoznění plné kapacity zásobníku v lokalitě Uhřice Jih (navýšení až na 100 mil. m³),
2. dokončení výstavby zásobníku v lokalitě Dambořice o celkové kapacitě 450 mil. m³,
3. výstavba zásobníku v lokalitě Dolní Rožínka o celkové kapacitě 200 mil. m³,
4. výstavba zásobníku v lokalitě Břeclav o celkové kapacitě 200 mil. m³,
5. napojení zásobníku v Dolních Bojanovicích (580 mil. m³) na českou plynárenskou soustavu.

This variant anticipates a relatively significant increase in the storage capacity in four locations, together with an adequate development of the pipeline infrastructure – the construction of the Moravia pipeline, the connection of the gas storage facility in Dolní Bojanovice to the Czech system. This variant anticipates in particular:

1. commissioning the entire gas storage capacity in Uhřice Jih (an increase of up to 100 million m³),
2. completion of the construction of the gas storage facility in Dambořice with a total capacity of 450 million m³,
3. construction of the gas storage facility in Dolní Rožínka with a total capacity of 200 million m³,
4. construction of a gas storage facility in Břeclav with a total capacity of 200 million m³,
5. connection of the gas storage in Dolní Bojanovice (580 million m³) to the Czech gas system.

Obr. 24 **Vývoj nejdůležitějších variantních kategorií spotřeby plynu – varianta Fosilní**
 Fig. 24 **Development of the most important categories of consumption – Fossil variant**



VARIANTA NÍZKOUHLÍKOVÁ

Varianta **Nízkouhlíková** představuje mezní možnost vývoje plynárenství v případě, že bude k roku 2050 požadována téměř absolutní dekarbonizace energetiky. Vývoj kategorií spotřeby, které budou mít na její výši dominantní vliv, je uveden na **obr. 25**.

Z hlediska rozvoje ES byla varianta popsána v kapitole Elektroenergetika – řešené varianty, Varianta Nízkouhlíková.

Varianta počítá s referenčním rozvojem ekonomiky a demografie a s vysokým uplatněním úspor ve výrobní sféře a velmi vysokým uplatněním úspor ve sféře domácností. Varianta předpokládá nízké uplatnění plynu při náhradě docházejícího tříděného hnědého uhlí (50 % potřebného objemu), velmi nízký rozvoj mikrokogenerace (pro rok 2050 na 2,5 % odběrných míst elektřiny v maloodběru) a nízké uplatnění v dopravě ve formě CNG.

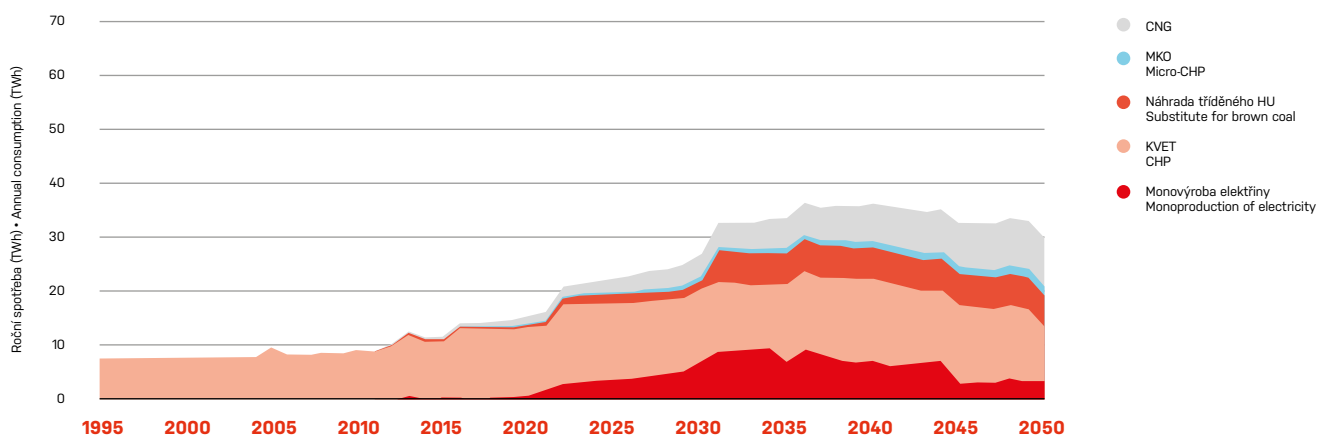
LOW CARBON VARIANT

The **Low Carbon** variant represents a limit for the development of the gas industry anticipating that in 2050 absolute decarbonization is required. The development of the categories of consumption that will have the dominant effect on its level is given in **Fig. 25**.

According to power system's development, this variant is described in chapter the Electricity industry – development variants, the Low Carbon variant.

This variant anticipates the reference level of development of the economy and demography with high level of energy conservation in both the production and household spheres. This variant also assumes a low utilization of gas as a replacement for dwindling graded coal (50% of needed volume), a very low level of development of micro-CHP (to 2.5% of delivery points in the low consumption sector for 2050) and a low level of utilization in transportation in the form of CNG.

Obr. 25 **Vývoj nejdůležitějších variantních kategorií spotřeby plynu – varianta Nízkouhlíková**
Fig. 25 **Development of the most important categories of consumption – Low Carbon variant**



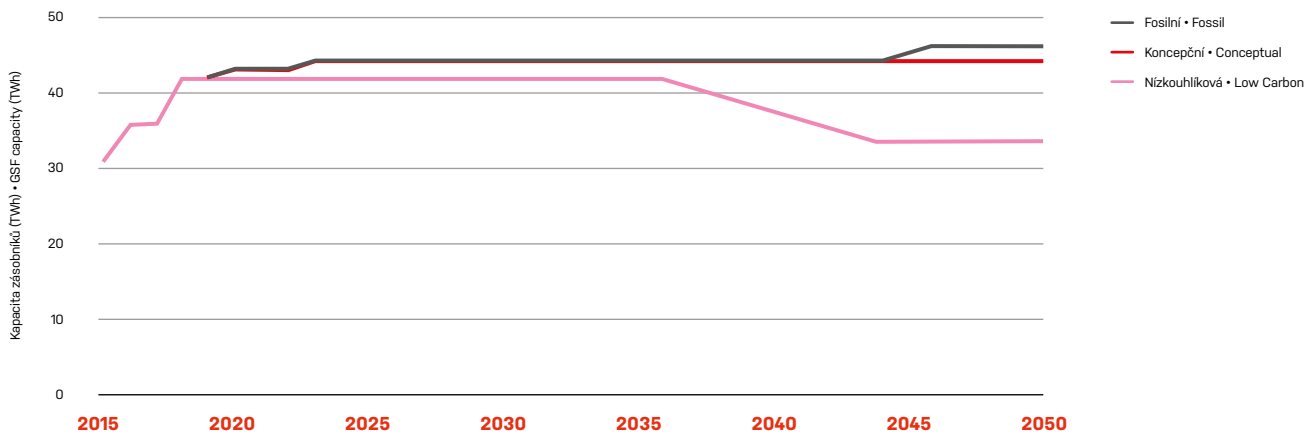
Ve variantě je počítáno s navýšením a ke konci horizontu pak se snížením zásobníkové kapacity (vývoj kapacity zásobníků plynu v řešených variantách ukazuje **obr. 26**). Konkrétně je pro tuto variantu předpokládáno:

1. zprovoznění plné kapacity zásobníku v lokalitě Uhřice Jih (navýšení až na 100 mil. m³),
2. dokončení výstavby zásobníku v lokalitě Dambořice o celkové kapacitě 450 mil. m³,
3. napojení zásobníku v Dolních Bojanovicích (580 mil. m³) na českou plynárenskou soustavu,
4. redukce zásobníkové kapacity po roce 2036 o přibližně 800 mil. m³.

The variant anticipates an increase in the storage capacity and later its decrease (the development of storage capacity is illustrated in **Fig. 26**). This variant anticipates in particular:

1. commissioning the entire gas storage capacity in Uhřice Jih (an increase of up to 100 million m³),
2. completion of the construction of the gas storage facility in Dambořice with a total capacity of 450 million m³,
3. connection of the gas storage in Dolní Bojanovice (580 million m³) to the Czech gas system,
4. reduction in gas storage capacity after 2036 by approximately 200 million m³.

Obr. 26 **Instalovaná kapacita zásobníků plynu dle variant**
 Fig. 26 **Installed capacity of gas storage according to variants**



PLYNÁRENSTVÍ – HLAVNÍ ZÁVĚRY

GAS INDUSTRY – MAIN CONCLUSIONS

POLITIKY, LEGISLATIVA A TRENDY

Pro rozvoj českého plynárenství má prvořadý význam Státní energetická koncepce, jejíž aktuální podoba byla schválena vládou v srpnu 2015. Koncepce představuje vyvážený kompromis, dává důraz na diverzifikaci na straně zdrojů a na úsporná opatření na straně spotřeby a je vhodným odrazovým můstkem na cestě za nízkoemisní energetikou. Ve Státní energetické koncepci ČR se počítá s neklesajícím vývojem podílu zemního plynu ve spotřebě primárních energetických zdrojů. V současné době činí podíl zemního plynu na spotřebě primárních energetických zdrojů 16%. SEK pro rok 2040 předpokládá podíl zemního plynu na celkové spotřebě primárních zdrojů energie v ČR v pásmu 18 až 25%.

Na mezinárodní úrovni se počítá s posilováním důležitých potrubních tras, což přinese nové možnosti zásobování z pohledu zdrojové i trasové diverzifikace a z toho vyplývající navýšení bezpečnosti zásobování. Tyto kroky povedou ke sdružování trhů s plynem a k realizaci jednotného evropského trhu. Na evropské úrovni je úloha zemního plynu nejednoznačně definována protichůdnými požadavky. Je požadováno zachovat nebo i zvýšit bezpečnost dodávek plynu a podporovat obchodování na velkoobchodních trzích. Vedle toho sílí snaha omezit negativní vliv energetiky na životní prostředí. Na úrovni EU jsou požadovány výrazné úspory spotřeby a téma úspor je centrálním motivem většiny diskusí o budoucí podobě energetiky či o pozici plynárenství.

PLYNÁRENSTVÍ V EVROPĚ A VE SVĚTĚ

SVĚTOVÉ ZÁSoby ZEMNÍHO PLYNU

Spotřeba zemního plynu je, z globálního pohledu, velmi dobře zajištěna. Životnost světových zásob zemního plynu přesahuje 200 let při uvažování úrovně spotřeby v roce 2014. Evropě je dopravně dostupná bezmála polovina světových zásob, avšak životnost samotných evropských ložisek konvenčního plynu se pohybuje v jednotkách až desítkách let. Těžba břidlicového plynu z perspektivních nalezišť je ve významnějších objemech nepravděpodobná, především s ohledem na negativní postoje vlád a obyvatelstva, ale i vlivem odlišných geologických podmínek oproti USA.

POLICIES, LEGISLATION AND TRENDS

Paramount for the development of Czech energy industry is State Energy Policy. Its current release was approved by the government in August 2015. The concept represents a balanced compromise, gives the emphasis on diversification of sources and saving measures on the demand side and is a good starting point on the way to low-carbon energy. The Czech state energy policy does not anticipate any decrease in the share of natural gas in the consumption of primary energy sources. Currently, the share of gas in primary energy sources is 16%. SEPR anticipates the share of gas in the energy mix at a level of 18 to 25% towards 2040.

At the international level, the strengthening of pipeline routes is planned, which should bring new supply possibilities in terms of the diversification of sources and routes and also of increasing the security of supply. These steps will lead to the merging of gas markets and the realization of a unified European market. At the European level, the future role of natural gas is ambiguous due to the opposing objectives of maintaining energy security and support trading on wholesale markets. In addition, it gets stronger efforts to reduce the negative impacts of production on the environment. At the EU level there are required significant savings in consumption and saving theme is the focal point of most discussions on the future form of power industry and the use of the gas.

GAS INDUSTRY IN THE WORLD AND IN THE EUROPE

GLOBAL RESERVES OF NATURAL GAS

Globally, the consumption of gas is well secured. Considering the volume of consumption in 2014, the lifespan of global gas reserves exceeds 200 years. While almost half of global reserves are accessible to Europe, the lifespan of European reserves of conventional gas is no more than a few years to decades, and the extraction of shale gas from prospective fields in relevant volumes is not feasible due to the negative attitude of the governments and the public and also because of geological conditions different from those in the U.S.A.

Střednědobý horizont (2016 až 2025)

Bude pokračovat zejména využívání konvenčních zdrojů zemního plynu, nekonvenční typy plynu navýší svůj podíl z 19% v roce 2014, na 27% v roce 2025 díky růstu těžby břidlicového plynu v Asii a USA. Na ostatních kontinentech zůstanou zásoby břidlicového plynu zatím netěženy, v evropských zemích dojde k uplatnění břidlicového plynu pravděpodobně pouze v malém objemu ve Velké Británii.

Dlouhodobý horizont (2026 až 2050)

Produkce nekonvenčních typů plynu již výrazně neporoste; v řešeném horizontu dosáhne jejich podíl na celkové produkci zemního plynu cca 30%. Ke konci období připadá v úvahu také získávání podmořských hydrátů metanu, jejichž těžba dnes nedosahuje přijatelné ekonomické návratnosti.

SPOTŘEBA A TĚŽBA ZEMNÍHO PLYNU VE SVĚTĚ

Světová spotřeba plynu dosáhla 3,4 bil. m³ v roce 2014, meziročně vzrostla o 0,4%. Evropa naproti tomu zaznamenala výrazný pokles spotřeby o 5% ovlivněný zejména teplým klimatem v daném období. Po dvouleté stagnaci se pro nejbližší období i střednědobý horizont počítá na celosvětové úrovni s návratem k vyššímu růstu spotřeby. Rostoucí poptávku adekvátně zabezpečí zvyšující se produkce, těžba poroste na všech kontinentech s výjimkou neruské Evropy, kde budou dožít zásoby Norska a Nizozemska. Předpokládaný vývoj těžby dle druhů plynu je uveden na **obr. 27**. Aktuální uskladňovací kapacity vybraných evropských zemí jsou uvedeny v **tab. 12**.

Medium-term period (2016 to 2025)

Utilization of conventional sources of natural gas will continue; the share of unconventional types of gas will increase from 19% in 2014 to 27% in 2025 due to the increase in extraction of shale gas in Asia and the U.S.A. In the other continents, the reserves of shale gas will temporarily remain unmined. From the European countries, shale gas is likely to be utilized only in Great Britain in small volumes.

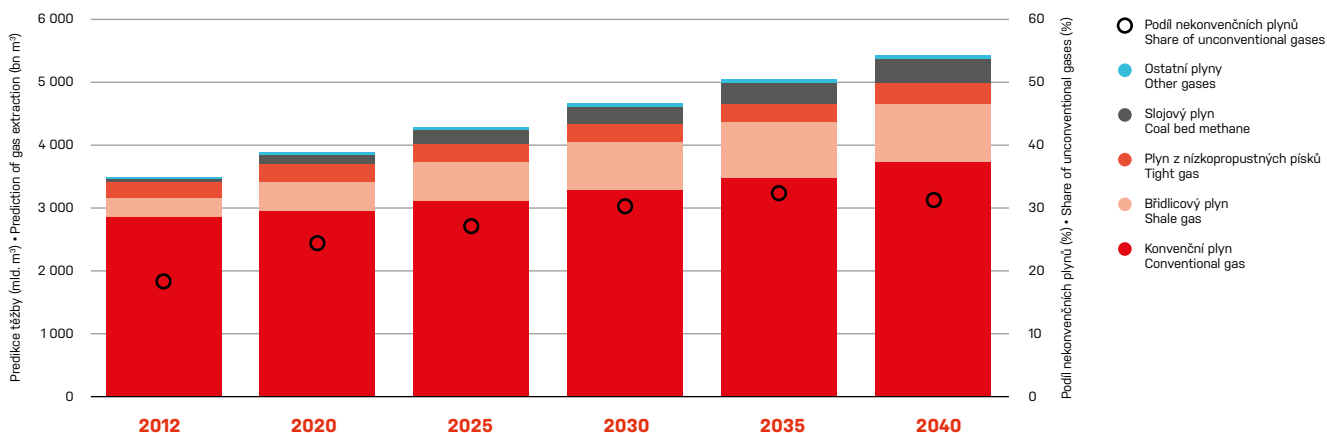
Long-term period (2026 to 2050)

Production of unconventional types of gas will not increase significantly. In the examined period, the share of these types of gas in total natural gas production is ca. 30%. Towards the end of the period, subsea methane hydrates could be mined. Currently, their extraction does not achieve an acceptable economic return.

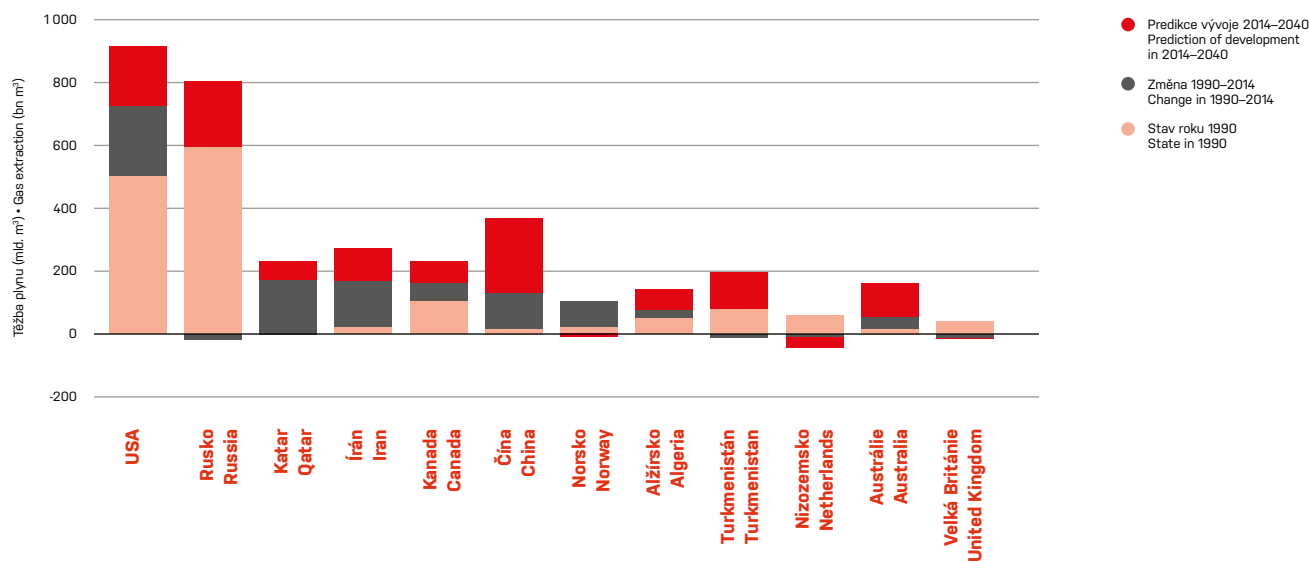
GLOBAL CONSUMPTION AND EXTRACTION OF GAS

Global gas consumption in 2014 reached 3.4 trillion m³, with yearly growth of 0.4%. Europe on the other hand recorded decrease in consumption of 5%, caused primarily by the spell of warm weather in the given period. After two years of stagnation, a return to higher growth in consumption is anticipated globally in the short and medium-term horizons. The growing demand for gas will be adequately secured by increasing production. Extraction will increase on all continents with the exception of non-Russian Europe, where gas production will drop due to dwindling Norwegian and Dutch reserves. Anticipated development of gas extraction in shown in **Fig. 27**. Actual gas storage capacities of chosen countries are presented in **Tab. 12**.

Obr. 27 **Predikce světové těžby plynu podle typu (IEA WEO 2014)**
Fig. 27 **Prediction of world production of gas according to its type (IEA WEO 2014)**



Obr. 28 **Těžba plynu v letech 1990 až 2040 – 12 vybraných zemí pro rok 2014 (WEO 2014)**
 Fig. 28 **Gas extraction in 1990–2040 – 12 selected countries in 2014 (WEO 2014)**



Střednědobý horizont

Spotřeba ve světě do roku 2025 poroste meziročně o přibližně 2%. V Evropě bude spotřeba plynu stagnovat v důsledku pokračující aplikace úsporných opatření. Těžba plynu v EU28 klesne do roku 2025 ze 140 mld. m³ na 110 mld. m³. Za předpokladu korektních politických vazeb EU a Ruska posílí ruské dodávky, zatímco dovoz z ostatních zemí se znatelně nezmění. Vývoj těžby a spotřeby vybraných zemí ilustruje **obr. 28**.

Dlouhodobý horizont

Po roce 2025 se tempo světového rozvoje spotřeby plynu zmírní. Evropa se však vrátí k růstu spotřeby na úrovni okolo 0,8% meziročně. Evropská produkce plynu se bude snižovat rychleji, v souvislosti s vývojem těžby Norska. Do roku 2035 půjde v rámci EU28 o propad těžby plynu na 50 mld. m³. Ruské dodávky do Evropy se v roce 2035 předpokládají ve výši 220 mld. m³ ročně, zbylou část plynu pokryje LNG (16%) a Afrika s Kaspickým regionem (dohromady 10%). Výsledné poměry dodávek budou ovlivněny cenami plynu a ochotou EU spolupracovat s rizikovými partnery. Detailněji se vývoji spotřeby a těžby plynu v EU věnuje **obr. 29**.

Očekávaný vzrůst podílu spotřeby plynu na celkové spotřebě primárních zdrojů je znázorněn na **obr. 30** v oranžovém rámečku.

Medium-term period

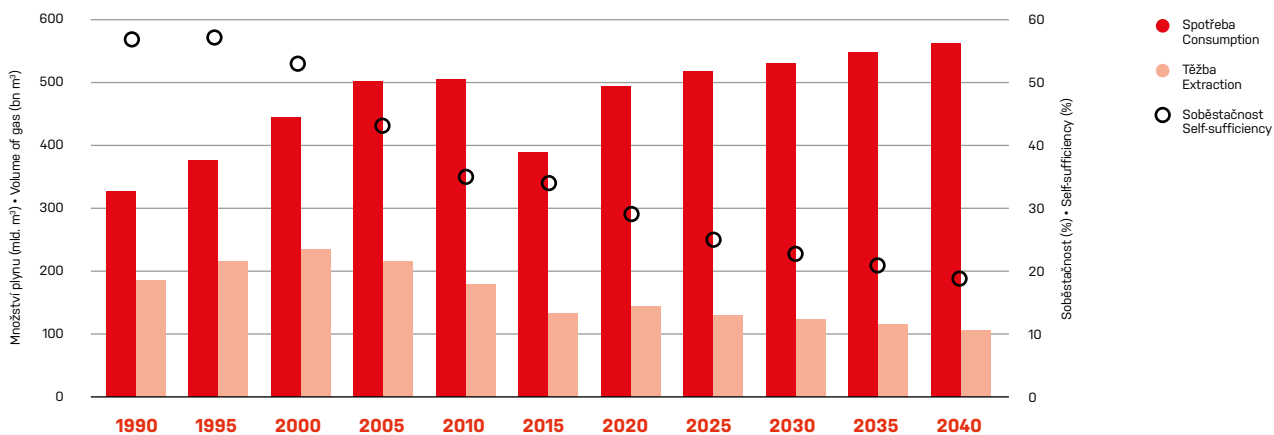
The yearly growth of global gas consumption will be approximately 2% by 2025. In Europe, the consumption of gas will stagnate due to the continuing application of energy savings. The extraction of gas in the EU28 will drop by 2025 from 140 billion m³ to 110 billion m³; assuming particular political connections between the EU and Russia, supplies from Russia will increase and supplies from other countries will not change significantly. Development of the extraction in chosen countries is shown in **Fig. 28**.

Long-term period

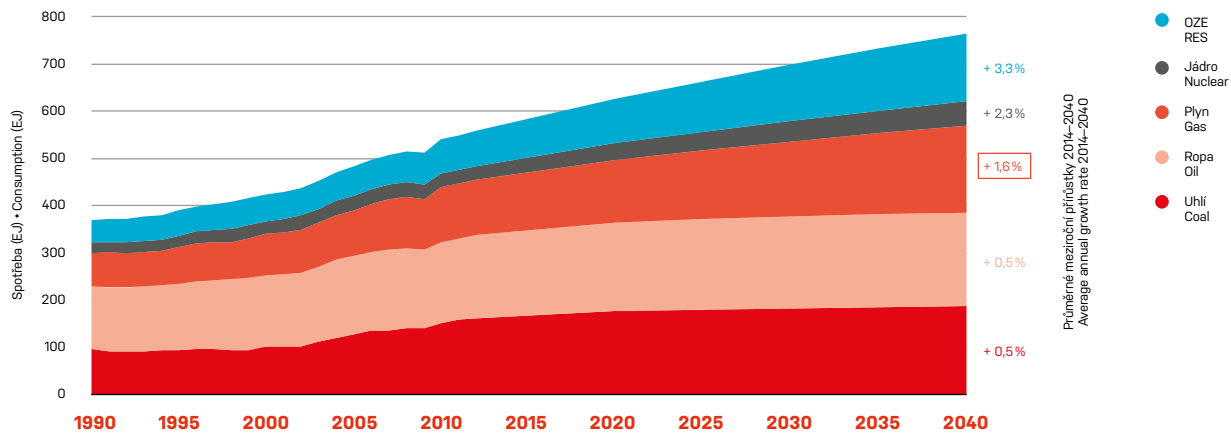
After 2025, the pace of the global development of gas consumption will slow down. Europe will get to the level of consumption increase of about 0.8% per year. European gas production will decrease even faster in connection with the decrease in extraction in Norway. Till 2035, extraction will drop to 50 billion m³ within the EU28. In 2035, Russia will be supplying 220 billion m³ per year to Europe; the remaining gas consumption will be covered by LNG (16%) and by gas from Africa and the Caspian region (10% altogether). The resulting ratios of gas imports will be influenced by attempts to reach a favorable price of gas and the willingness of EU to cooperate with risky partners. Desailly, the consumption of natural gas and extraction is presented in **Fig. 29**.

Expected increase in share of natural gas on world wide's PES consumption is shown in **Fig. 30** in a orange small frame.

Obr. 29 **Spotřeba a těžba plynu a spotřební soběstačnost v EU, 1990–2040 (WEO 2014)**
 Fig. 29 **Gas consumption, extraction and self-sufficiency of EU in 1990–2040 (WEO 2014)**



Obr. 30 **Světová spotřeba primárních zdrojů od roku 1990 s predikcí do roku 2040 (IEA WEO 2014)**
 Fig. 30 **Global primary sources consumption from 1990, with outlook to 2040 (IEA WEO 2014)**



Tab. 12 **Státy EU28 s největší uskladňovací kapacitou (GIE 2015)**
 Tab. 12 **EU28 countries with the largest gas storage capacity (GIE 2015)**

Země Country	Kapacita zásobníků (mld. m ³) GSF capacity (bn m ³)	Podíl kapacity zásobníků k roční spotřebě (%) Ratio of GSF capacity/ consumption of gas (%)	Podíl kapacity zásobníků k importu (%) Ratio of GSF capacity/ import of gas (%)
Německo • Germany	25	32	35
Itálie • Italy	17	26	29
Nizozemí • Netherlands	13	35	–
Francie • France	12	29	29
Rakousko • Austria	8	92	109
Maďarsko • Hungary	6	63	75
Spojené Království • United Kingdom	6	8	14
Španělsko • Spain	4	13	13
Česká republika • Czech Republic	4	36	37
Slovensko • Slovakia	3	63	63
Polsko • Poland	3	18	25
EU28 celkem • EU28 altogether	110	25	43

OČEKÁVANÝ VÝVOJ POPTÁVKY PLYNU

Spotřeba plynu v minulých letech stagnovala vlivem propadu výroby a aplikací úsporných opatření. Se zlepšením ekonomické situace během roku 2014 se začala měnit i spotřeba plynu; růst HDP v první polovině roku 2015 vyvolal růst spotřeby plynu o 1% (po teplotním přepočtu). Všechny varianty predikce spotřeby plynu předpokládají růstový trend spotřeby plynu zhruba do roku 2040. Po tomto přechodném období je u zemního plynu jako fosilního zdroje očekáván útlum jeho využití, který je nejvýraznější u varianty Nízkouhlíkové.

Střednědobý horizont

Poslední analýzy vývoje ekonomiky a demografie spolu s analýzou možností dosahování úspor a zejména s analýzou možností využití plynu v nových oblastech (výroba elektřiny, náhrada hnědého uhlí, využití ve formě CNG) vedou pro krátkodobý a střednědobý horizont k formulaci růstových predikcí poptávky po plynu.

- Mezi roky 2015 až 2020 se předpokládá jen velmi pozvolný nárůst spotřeby. Pravděpodobně nedojde k výrazné změně cen elektřiny a plynu a ani k instalaci žádné větší jednotky na výrobu elektřiny z plynu. Konceptní varianta očekává celkovou spotřebu plynu v roce 2020 ve výši 89 TWh (+6% ve srovnání s rokem 2014).

ANTICIPATED DEVELOPMENT OF DEMAND FOR GAS

Gas consumption in recent years has been stagnating due to the decline in production and the application of saving measures. With an improvement in the economic situation in the course of 2014, gas consumption started to change, too; GDP growth in the first half of 2015 caused gas consumption to increase by 1% after correction to normal temperature. All variants of gas consumption predictions anticipate an upward trend in gas consumption until approximately 2040. After this transitory period, a downturn in utilization is expected for gas as a fossil fuel, too. Most notable is decrease in gas utilization in Low Carbon variant.

Medium-term period

Recent analyses of economic development and demographics, along with an analysis of the possibility of achieving savings, together with the analysis of the possibility of using gas in new areas (electricity, substitute brown coal use as CNG) lead for the short and medium term to formulate predictions of growth in demand for gas.

- Only a very mild increase in consumption is anticipated between 2015 and 2020. Most likely, no significant change in the prices of electricity and gas will occur and no important gas-fired power plants will be installed. The Conceptual variant anticipates total gas consumption in 2020 at 89 TWh (+6% more than in 2014).

- Po roce 2020 vyvolá navyšování ceny povolenek na emise oxidu uhličitého postupný nárůst cen elektřiny, uplatnění plynu pro výrobu elektřiny získá na významu. Růst spotřeby na monovýrobu elektřiny a KVET (+14 TWh do roku 2025) bude mít vliv na celkovou spotřebu plynu 98 TWh v roce 2025 (varianta Koncepční; +16% oproti roku 2014).

Dlouhodobý horizont

V dlouhodobém horizontu se očekává, že další navyšování ceny povolenek na emise oxidu uhličitého povede k postupnému útlumu využití plynu. Po roce 2040 je dle všech tří variant očekáván pokles poptávky.

- Mezi roky 2025 a 2030 se zvýší tlak na další využití zemního plynu vlivem nedostatku energetického hnědého uhlí. Výrazný růst spotřeby plynu, vlivem utlumení využití tříděného hnědého uhlí, bude kulminovat kolem roku 2030 v návaznosti na ukončení produkce tříděného uhlí z lomu Bílina.
- Mezi roky 2030 až 2040 bude využití zemního plynu pro výrobu elektřiny a tepla dosahovat maxima, a to v souvislosti s příchodem poslední fáze přechodu tepláren a závodních elektráren na alternativní paliva. Pravděpodobná výstavba jaderného bloku o výkonu 1 000 až 1 200 MW před rokem 2040 způsobí naopak dočasný pokles spotřeby zemního plynu.
- Koncepční varianta rozvoje, která je nejvíce vázána na SEK (viz **tab. 13**), předpokládá celkovou spotřebu plynu v ČR v roce 2050 ve výši 108 TWh. Krajní varianty tvoří pásmo +3 TWh a -20 TWh.
- Rozvoj spotřeby zemního plynu v ČR bude nejméně určena mírou využití plynu k monovýrobě elektřiny a ke kombinované výrobě elektřiny a tepla, dle Koncepční varianty dojde v tomto sektoru k navýšení spotřeby plynu mezi roky 2014 a 2050 o 21 TWh.
- V rozvoji spotřeby se výrazně projeví také částečné nahrazení tříděného uhlí zemním plynem, které bude dle Koncepční varianty činit přibližně 7 TWh nové spotřeby.
- Poptávku po zemním plynu může významně navýšit užití CNG a LNG v dopravě. K růstu jeho spotřeby dojde pravděpodobně po roce 2030, což bude dle variant Koncepční a Fossilní představovat přibližně 19 TWh nové spotřeby (celkovou spotřebu navýší o přibližně 15 %), dle varianty Nízkouhlíkové pak jen 9 TWh. Srovnání variant představuje **obr. 31**.

- After 2020, the increase in the price of CO₂ emission allowances will cause a gradual increase in the price of electricity and the utilization of natural gas in electricity generation will gain in importance. The increase in consumption in electricity monoproduction and CHP (+14 TWh by 2025) will affect total gas consumption, which will be 98 TWh in 2025 (Conceptual variant; +16% compared to 2014).

Long-term period

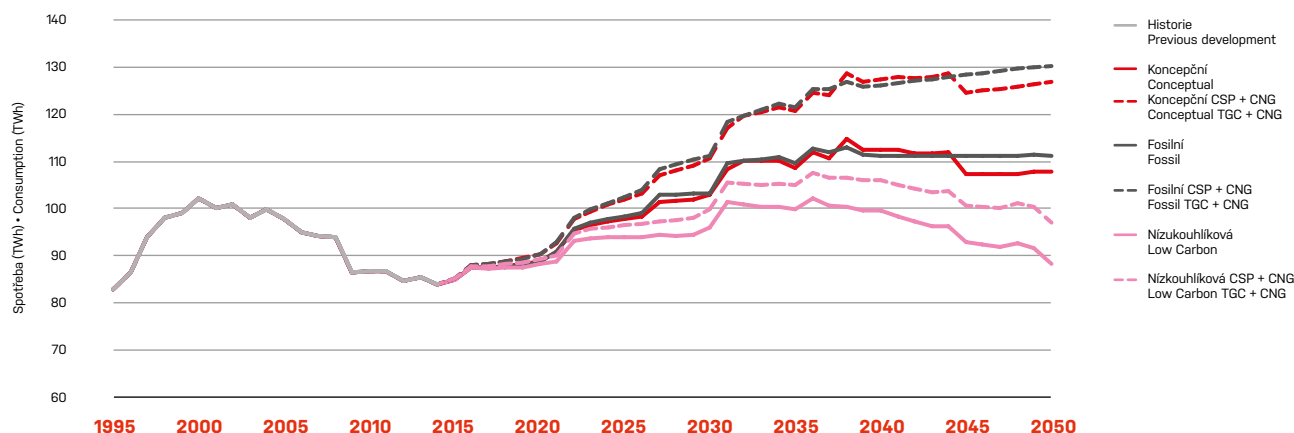
It is expected that further increases in the price of emission allowances will lead to a gradual reduction of gas utilization in the long term. Beyond 2040 all variants anticipate decrease in demand for gas.

- Between 2025 and 2030, the pressure to utilize natural gas will increase due to the lack of steam coal on the market. A sharp increase in gas consumption due to dwindling brown coal should culminate shortly after 2030 following the termination of production in the Bílina quarry.
- Between 2030 and 2040, the utilization of natural gas in electricity and heat production will culminate, due to the implementation of the last phase of transition of heating plants and autoproducers to alternative fuels. However, the likely construction of a nuclear block with an output of 1,000 to 1,200 MW before 2040 will cause a temporary drop in natural gas consumption.
- Conceptual variant, which is most tied to the SEPR (more in **Tab. 13**) assumes the total gas consumption in the Czech Republic in 2050, will amount to 108 TWh. Extreme variant forms spread from +3 TWh to -20 TWh.
- Development of natural gas consumption in the Czech Republic will be mostly determined by rate of utilization of gas to the mono-production of electricity and the combined production of electricity and heat; according to Conceptual variant, gas consumption in this area is expected to rise about 21 TWh between 2014 and 2050.
- In the development of consumption there will also be reflected partially substitution of graded coal by natural gas. This will, by Conceptual variant amount to around 7 TWh of new consumption.
- Demand for natural gas can be significantly increased by utilization of CNG and LNG in transportation. The growth in its consumption is likely after 2030, which will, in the Conceptual and Fossil variants represent approximately 19 TWh of new consumption (total consumption increased by approximately 15%). According to the Low Carbon variant it only amounts to 9 TWh. Comparison of all of variants is presented in **Fig. 31**.

Tab. 13 **Celková spotřeba plynu (GWh) – varianta Koncepční**
 Tab. 13 **Total gas consumption (GWh) – Conceptual variant**

	2014	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
VO									
Wholesale consumption sector (WS)	37 367	38 629	42 291	49 496	54 515	57 554	61 576	56 733	57 344
VO monovýroba elektřiny WS monoproduction of electricity	323	457	990	3 702	7 537	5 664	5 982	787	1 125
VO výroba elektřiny v KVET WS CHP electricity generation	2 495	2 460	3 232	4 984	5 360	7 411	9 990	10 439	10 807
VO výroba tepla v KVET WS CHP heat production	5 822	5 819	6 777	7 854	8 136	8 860	10 030	10 028	10 020
VO ostatní WS others	28 558	29 725	31 122	32 194	32 720	32 912	32 866	32 773	32 685
VO náhrada za HU WS substitute for brown coal	169	169	169	761	761	2 707	2 707	2 707	2 707
SO									
Medium consumption sector (MCS)	8 336	8 211	8 878	9 837	10 122	10 762	10 868	10 951	11 031
SO výroba elektřiny v KVET MCS CHP electricity generation	468	459	604	933	1 004	1 063	1 123	1 182	1 242
SO výroba tepla v KVET MCS CHP heat production	1 092	1 090	1 270	1 472	1 524	1 534	1 545	1 544	1 543
SO ostatní MCS others	6 734	6 620	6 962	7 242	7 404	7 488	7 523	7 547	7 569
SO náhrada za HU MCS substitute for brown coal	42	42	42	190	190	677	677	677	677
MO									
Low consumption sector (LCS)	11 822	11 794	12 568	13 635	14 089	15 366	15 602	15 828	16 065
MO výroba elektřiny v KVET a MKO LCS CHP/micro-CHP electricity generation	156	156	223	381	454	522	590	656	720
MO výroba tepla v KVET a MKO LCS CHP/micro-CHP heat production	364	377	508	771	986	1 183	1 376	1 560	1 736
MO ostatní LCS others	11 217	11 176	11 753	12 102	12 268	12 307	12 283	12 258	12 255
MO náhrada za HU LCS substitute for brown coal	85	85	85	381	381	1 354	1 354	1 354	1 354
DOM									
Households sector (HS)	24 397	24 702	23 411	22 948	22 203	23 015	22 448	21 925	21 430
DOM výroba elektřiny v MKO HS micro-CHP electricity production	5	10	63	211	358	504	646	784	917
DOM výroba tepla v MKO HS micro-CHP heat production	21	41	254	842	1 433	2 015	2 584	3 137	3 667
DOM ostatní HS others	24 245	24 524	22 967	21 324	19 841	18 466	17 188	15 974	14 816
DOM náhrada za HU HS substitute for brown coal	127	127	127	571	571	2 031	2 031	2 031	2 031
Bilanční rozdíl v DS Balance in DS	2 030	1 493	1 665	1 823	1 908	2 007	2 068	1 963	1 963
Celková spotřeba ZP v ČR Total consumption in CZ	83 951	84 830	88 815	97 743	102 843	108 712	112 570	107 409	107 842

Obr. 31 **Celková spotřeba plynu – srovnání variant**
 Fig. 31 **Total gas consumption – variants comparison**



ZDROJE A PŘEPRAVNÍ TRASY PLYNU PRO POTŘEBY ČR

Do ČR je naprostá většina zemního plynu dovážena ze zahraničí. Dlouhodobý kontrakt na dodávku plynu z Ruska je uzavřen na období do roku 2035 a představuje přibližně 65 % plynu z dovozu. Zbývající část připadá na dodávku z Norska a na burzovní obchody. Dnešní kapacita propojení české plynárenské soustavy se zahraničím je dimenzována adekvátně, i s ohledem na předpokládaný růst spotřeby. Pro vyšší diverzifikaci přepravních tras a možný nárůst tranzitů plynu se uvažují tři nové potrubní linie o kapacitě minimálně 50 mil. m³/den. Přepravní soustava ČR již v současnosti umožňuje flexibilně importovat do ČR plyn jak přes Ukrajinu a Slovensko, tak přes Německo. Zároveň plní významnou tranzitní roli pro Německo díky plynovodu Gazela. Současná konfigurace plynárenské soustavy ČR plně zajistí dodávku plynu i pro případ potenciálního přerušení dodávek přes Ukrajinu v délce trvání jedné zimní sezóny. Výhled těžby plynu v ČR počítá s objemem 110 mil. m³ ročně s rozpětím variant $\pm 25\%$. U zásob břidlicového plynu nedošlo k cílenému průzkumu, který je potřebný pro ověření zásob i pro analýzu ekonomických aspektů těžby. Kvůli nesouhlasu veřejnosti s těžbou a problematice zajištění potřebného množství technologické vody se s břidlicovým plynem v ČR prozatím nepočítá. Potenciál na výrobu biometanu se v ČR blíží 1 mld. m³ plynu ročně. Z toho více než polovina se už dnes spaluje v bioplynových elektrárnách. I v budoucnu se počítá s užitím

SOURCES AND TRANSIT LINES FOR THE CZECH REPUBLIC NEEDS

The vast majority of the natural gas is imported from abroad to the Czech Republic. Long-term contract for the supply of gas from Russia is valid until 2035 and represents approximately 65% of gas imports. The remaining part comes from Norway and the exchange trades. The current capacity of interconnection of the Czech gas system and the systems of other countries is adequate. With regard to the growth of consumption and the possible development of transit; three new pipelines with a further capacity of at least 50 million m³ per day are being considered. The Czech Republic transmission system allows the flexible transmission of gas to the Czech Republic through Ukraine, Slovakia, and Germany. The Czech Republic also performs the important role of transiting gas thanks to the Gazela pipeline. The current configuration of the Czech gas system fully secures gas consumption, even in the case of termination of supplies through Ukraine for one winter season. The outlook for domestic extraction anticipates extraction of 110 million m³ a year, with the spread of $\pm 25\%$ between variants. A relevant survey of shale gas reserves, which is necessary for the verification of reserves and the analysis of economic aspects of extraction, has so far not been conducted. The utilization of shale gas is not considered due to public opposition and the problem of providing the necessary amounts of water needed for the process of extraction. The potential of biomethane production in the Czech Republic approaches 1 billion m³ of gas per year. However, over half of this energy is burnt nowadays in biogas power plants. In the

biometanu dominantně pro výrobu elektřiny, zejména v KVET. V okrajovém množství se může biometan uplatnit v CNG plynících stanicích. O vtláčení biometanu do plynárenské sítě se aktuálně neuvažuje. Produkce syntetického metanu, která je zatím ekonomicky nepřijatelná, byla uplatněna pro akumulaci elektřiny u nízkouhlíkové varianty s vysokým podílem OZE na výrobě elektřiny. Okolo roku 2050 bylo uvažováno využití akumulace s kapacitou výroby 240 mil. m³ plynu ročně.

Střednědobý horizont

Tranzitní funkce české soustavy ve směru východ-západ bude velmi pravděpodobně pouze okrajová. Důvodem je snaha Ruska o vyloučení Ukrajiny z tranzitní trasy Rusko-Evropa. K tomu může dojít po zdvojnásobení kapacity plynovodu Nord Stream na 110 mld. m³ plynu ročně. ČR by pak byla zásobována z Německa přes předávací stanice Hora Sv. Kateřiny a Brandov. Vedle toho budou po vybudování propojení do Polska přes předávací stanici Hař okolo roku 2020 připadat v úvahu dodávky LNG z Polska. Při realizaci některého z projektů plynovodů BACI nebo Oberkappel může ČR nově přepravovat plyn také do Rakouska nebo i opačným směrem.

Dlouhodobý horizont

ČR zůstane závislá na importu z různých zdrojů vyobrazených na **obr. 32**. Vedle kontraktu s Ruskem, jehož horní hranice 12 mld. m³ plynu ročně postačuje pro spotřebu dle všech rozvojových variant, vzniknou pravděpodobně další příležitosti pro opatření plynu prostřednictvím LNG. Při zvyšování závislosti Evropy na ruském plynu bude pro všechny evropské země nezbytný přiměřený potenciál dodávek LNG. Na druhou stranu lze konstatovat, že ruská ekonomika je výrazně více závislá na příjmech z exportu plynu do Evropy, než jsou evropské země závislé na dodávkách plynu z Ruska, a z tohoto důvodu jsou dodávky plynu z Ruska považovány za dostatečně spolehlivé i v dlouhodobém horizontu.

future, the dominant use of biomethane is expected for electricity generation, mostly as CHP. Marginal amounts of biomethane should find an application in CNG fueling stations. Injection into the gas system is not anticipated. Synthetic methane production, which under present conditions is economically unacceptable, was anticipated for electricity storage in the Low Carbon variant with a high share of RES in electricity production. Around 2050, storage with a capacity of 240 million m³ gas a year is anticipated.

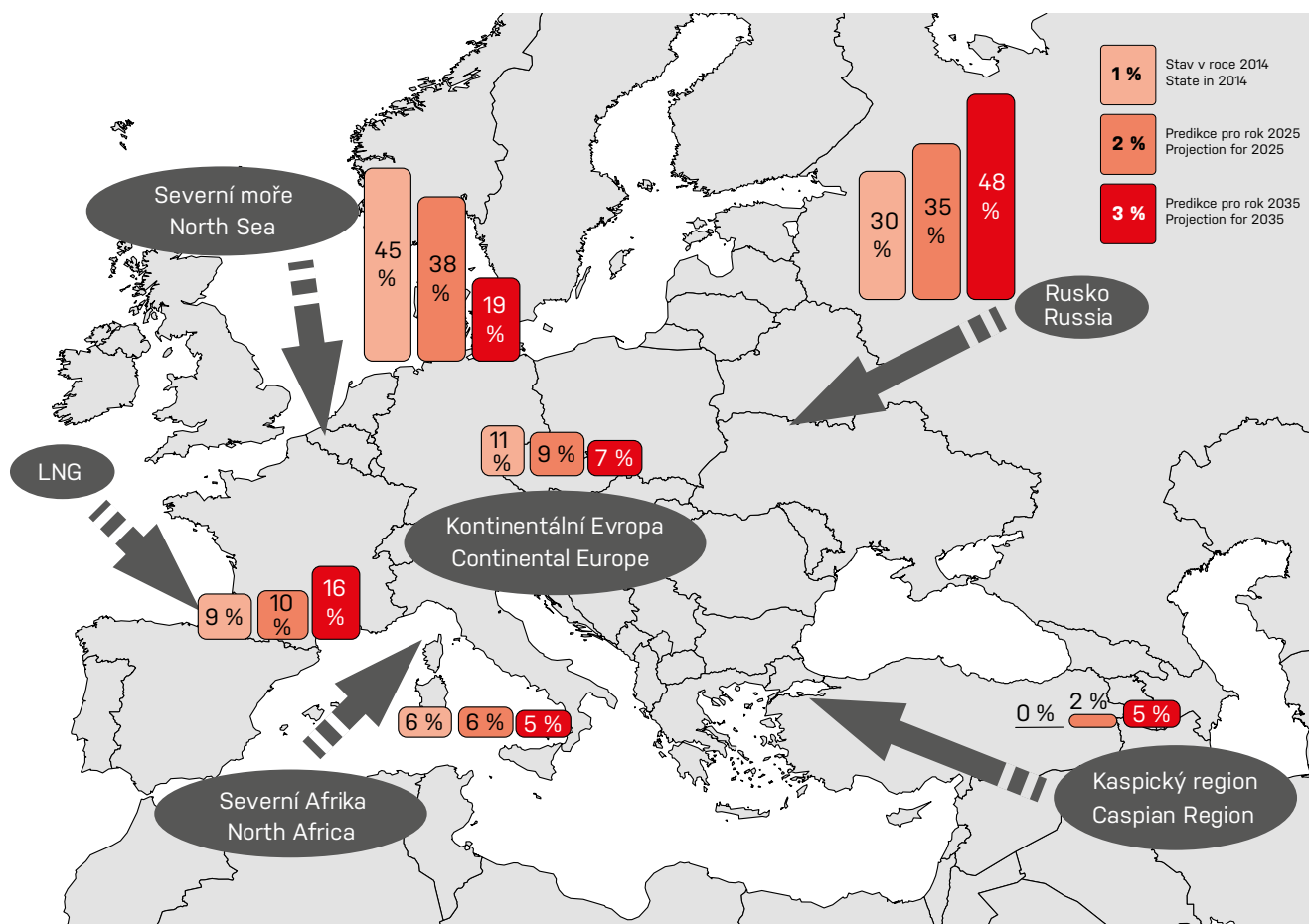
Medium-term period

Transit function of the Czech system in the east-west direction will be most likely only marginal. The underlying reason is Russia's attempts to exclude Ukraine from the Russia-Europe transmission route. In addition, the capacity of the Nord Stream pipeline might be doubled to a total of 110 billion m³ of gas a year. In such a scenario, the Czech Republic will be than supplied from Germany through the Hora sv. Kateřiny and Brandov border delivery stations. In addition, LNG supplies from Poland to the Czech Republic will be feasible when a new interconnection through the Hař delivery station will be built around 2020. Moreover, if the interconnection of the Czech system to Austria is realized by one of the projects for the BACI or Oberkappel pipelines, the transit of gas through the Czech Republic to Austria will be possible.

Long-term period

The Czech Republic will remain dependent on imports, shown in **Fig. 32**. In addition to the long-term contract with Russia, whose upper limit of 12 billion m³ gas a year is sufficient for covering consumption in all variants, there will be probably another opportunities to procure gas supplies in the form of LNG. In the case of the deepening dependency of Europe on Russian gas, a reasonable potential for gas transported in the form of LNG will be necessary for all European countries. On the other hand, the Russian economy is much more dependent on the aggregate of revenues from gas exports to Europe than European countries are on the gas supplies from Russia. For this reason, the supply of gas from Russia is considered sufficiently reliable even in the long term.

Obr. 32 **Očekávaná diverzifikace zdrojů plynu v Evropě v letech 2025 a 2035**
 Fig. 32 **Anticipated diversification of sources of gas in Europe between 2025 and 2035**



INFRASTRUKTURA PLYNÁRENSKÉ SOUSTAVY

Český plynárenský systém (**obr. 33**) umožňuje zásobování ze Slovenska i Německa včetně pružných změn směru napájení. Reverzní tok západ-východ se stane dominantní funkcí přepravní soustavy v ČR poté, kdy bude nahrazena Ukrajina při tranzitu ruského plynu, jak plánuje Rusko na rok 2020. Kapacita tranzitní soustavy je aktuálně vyhovující pro běžné provozní stavy. Ve vnitrostátní soustavě je problematické zásobování severní Moravy a Slezska. Zde mohou vzniknout problémy se zásobováním během velmi nízkých teplot a současně nízkých čerpacích výkonů zásobníků (daných nízkým stavem zásobníků po jejich předešlém využití). Situaci má řešit plynovod Moravia o kapacitě 12 mld. m³ ročně, jehož stavba se očekává v roce 2019. Zásobníky plynu mají aktuálně

GAS SYSTEM INFRASTRUCTURE

The Czech gas system (in **Fig. 33**) allows transmission from Slovakia and Germany and also flexible changes in direction of flow. The reverse flows in the west-east direction will acquire a dominant role in the Czech transmission system in future years after Ukraine is omitted from the transit of Russian gas, as planned by Russia for around 2020. The capacity of the transmission system is currently sufficient for normal operation states. At the level of national transmission system, there is the issue of problematic supplies to northern Moravia and Silesia. Here, problems with supplies might arise with if consumption increases at very low temperatures with the currently low withdrawal capacity of gas storage. The situation should be solved in the future by the planned Moravia pipeline with a capacity of 12 billion m³, whose construction is anticipated in 2019. At present, the gas storage capacity is adequate for all

kapacitu přiměřenou pro všechny provozní stavy soustavy. Celková kapacita českých zásobníků je 3,5 mld. m³. Z toho ale 576 mil. m³ je aktuálně napojeno pouze na slovenskou přepravní soustavu (zásobník Dolní Bojanovice).

Střednědobý horizont

V horizontu roku 2020 mají být zprovozněna napojení přepravní soustavy na Polsko plynovodem STORK II a na Rakousko plynovodem BACI do uzlu Baumgarten. Tím by vedle zlepšení bezpečnosti zásobování ČR narostl význam české soustavy coby multifunkčního hubu pro tranzit plynu do sousedních zemí. Realizaci obou projektů předpokládají všechny varianty s výjimkou Nízkouhlíkové, která nepočítá s plynovodem BACI. Ve střednědobém horizontu je plánováno zprovoznění nového zásobníku v lokalitě Dambovice v roce 2016 (celkově až 450 mil. m³), další navýšení kapacity zásobníku Uhřice Jih (45 mil. m³) a napojení zásobníku v Dolních Bojanovicích na českou přepravní soustavu (576 mil. m³ od roku 2018). Tato rozšíření jsou očekávána ve všech variantách a celkově navýší kapacitu zásobníků využitelných pro ČR na 4 mld. m³, tedy o 36 % oproti dnešku. Po zprovoznění plynovodu do Rakouska bude navíc technicky možné využít rakouské uskladňovací kapacity, dimenzované nad úroveň rakouské roční spotřeby plynu. Varianty Koncepční a Fosilní také počítají se zprovozněním zásobníku v Dolní Rožínce, a to postupně na kapacitu 200 mil. m³ v roce 2023.

Dlouhodobý horizont

Do výhledu po roce 2025 spadá přírůstek zásobování přepravní soustavy novým možnostem zásobování z jižního směru, zejména z Kaspického regionu. Tomu napomůže druhé napojení na Rakousko, pravděpodobně plynovodem Záboří-Oberkappel, který, mimo jiné, zpřístupní rozsáhlé rakouské uskladňovací kapacity. Rozšiřování kapacity zásobníků v ČR v dlouhodobém horizontu je očekáváno jen ve variantě Fosilní, u které je od roku 2046 počítáno se zásobníkem v lokalitě Břeclav (200 mil. m³). Nízkouhlíková varianta naopak počítá s postupným poklesem využívání zásobníkové kapacity po roce 2036 až k celkovému poklesu o 800 mil. m³ mezi roky 2036 a 2050, a to z důvodu nerentability provozu.

operating conditions of the system. Total capacity of gas storage in the Czech Republic is 3.5 billion m³. Out of it, 576 million m³ in Dolní Bojanovice is however currently connected only to Slovak transmission system.

Medium-term period

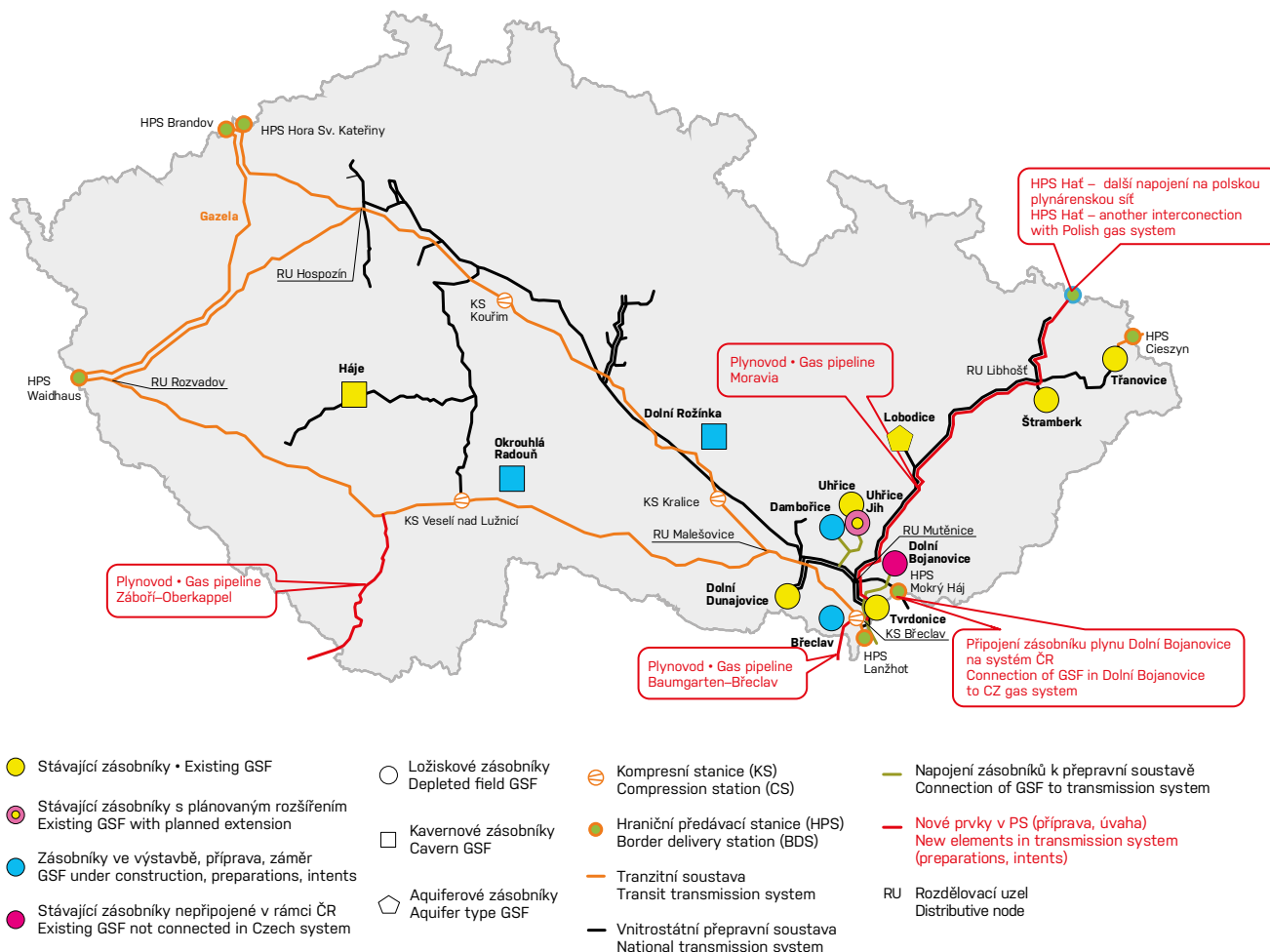
By 2020, all connections of the Czech transmission system to Poland by the STORK II and BACI pipelines to the Baumgarten node should be realized. Besides the improved security of supply of the Czech Republic, this would greatly increase the importance of the Czech system as a multifunctional hub for transits to Germany, Austria and Slovakia. Commissioning of both connections is anticipated in all variants, with exception of Low Carbon, where BACI pipeline is not considered. The commissioning of new gas storage in Dambovice with capacity up to 450 million m³ in 2016, together with the expansion of the Uhřice Jih gas storage (additional 45 million m³) and connection of Dolní Bojanovice storage (576 million m³ since 2018) is planned in mid-term horizon. These storage expansions are anticipated in all variants. Total storage capacity will amount to 4 billion m³, i.e. by 36% more than to today. After the commissioning of the pipeline to Austria, it will be possible to use Austrian storage capacity, which exceeds the level of annual consumption in Austria. In variants Conceptual and Fossil there is additionally anticipated commissioning of Dolní Rožínka storage with capacity gradually reaching 200 million m³ in 2023.

Long-term period

The outlook behind 2025 includes the further adaptation of the transmission system to new options from the south, in particular from the Caspian Sea region. This will be helped by the second connection to Austria, probably by the pipeline Záboří-Oberkappel, which will also make the extensive Austrian storage capacity available to the Czech Republic. Expansion of gas storage capacity in the Czech Republic is anticipated only in variant Fossil in long-term horizon, where storage in Břeclav area with capacity 200 million of m³ is anticipated since 2046. Contrary, Low Carbon variant expects gradual decrease in installed or used storage capacity beyond 2036. Total decrease of 800 million m³ storage capacity is expected between 2036 a 2050 due to low economy of their operation.

Obr. 33
Fig. 33

Plynárenská infrastruktura ČR – současný stav a očekávaný rozvoj
Czech gas system infrastructure – current state and anticipated development



PROVOZ PLYNÁRENSKÉ SOUSTAVY

Provedená analýza provozu plynárenské soustavy se soustředila zejména na schopnost soustavy fungovat bez omezování spotřebitelů i při kombinaci více nepříznivých okolností, a to ve výjimečných až havarijních stavech. Analýza důvodně předpokládá, že parametry potrubního systému nebudou limitovat provoz soustavy a že její fungování je tedy možné redukovat na otázku dostatečnosti zásobníků plynu s ohledem na kapacitu a čerpací schopnosti v situaci daného rozvoje spotřeby. Vybrané parametry plynárenské soustavy Koncepční varianty jsou uvedeny v **tab. 14**.

OPERATION OF GAS SYSTEM

Presented analysis of the gas system focused mainly on the ability of the system to operate without limiting consumers during emergency conditions with the combination of several adverse circumstances. Analysis reasonably assumed that the parameters of the pipeline system will not limit the operation of the system. Based on this assumption, the question of gas system operation can be reduced to the question of gas storage sufficiency with regard to its storage and withdrawal capacity, considering the development of consumption. Some Conceptual variant's parameters are presented in **Tab. 14**.

Tab. 14 **Vybrané provozní parametry soustavy – varianta Koncepční**
 Tab. 14 **Selected operation parameters of the system – Conceptual variant**

Rok Year	Spotřeba na monovýrobu elektřiny, KVET a MKO Monoproduction of electricity, CHP & micro-CHP	Ostatní spotřeba včetně náhrady HU Other consumption, substitute for brown coal included	Instalovaná kapacita zásobníků plynu Installed capacity of GSF	Úhrnné roční čerpání v běžném provozu Total annual withdrawals from GSF	Úhrnné roční plnění nových zásobníků Total annual injection into GSF	Úhrnný roční dovoz do ČR Total annual import to CZ	Počet dnů omezeného provozu bez omezení spotřeby Number of limited operational days, consumption not limited	Minimální stav PZP v běžném chodu soustavy Minimal state of GSF, common system operation
	Roční energie (GWh) Annual energy (GWh)	Roční energie (GWh) Annual energy (GWh)	K začátku roku (GWh) Start of year (GWh)	Roční energie (GWh) Annual energy (GWh)	Roční energie (GWh) Annual energy (GWh)	Roční energie (GWh) Annual energy (GWh)	Omezení importu (dny) Limited import (of days)	Roční maximum (GWh) Annual maximum (GWh)
2015	10 869	72 468	31 028	19 645	106	84 283	66	10 536
2016	13 152	72 611	35 859	17 788	4 832	91 811	75	14 250
2017	13 259	72 675	36 123	19 938	264	87 615	76	13 426
2018	13 294	72 844	42 200	20 108	0	87 819	99	17 806
2019	13 526	73 015	42 200	20 004	211	88 710	99	18 069
2020	13 921	73 226	43 255	19 436	1 055	90 466	105	19 258
2021	15 314	73 722	43 255	19 748	0	91 673	95	18 284
2022	19 540	74 170	43 255	19 715	211	97 063	90	18 542
2023	20 209	74 614	44 310	19 523	1 055	99 560	93	19 518
2024	20 734	74 812	44 310	21 352	0	99 831	89	18 692
2025	21 150	74 766	44 310	21 005	0	100 864	90	19 180
2030	26 792	74 136	44 310	21 202	0	109 829	81	18 848
2035	28 757	77 941	44 310	22 839	0	119 666	73	18 160
2040	33 866	76 628	44 310	22 940	0	126 551	69	17 754
2045	30 117	75 320	44 310	22 544	0	123 668	70	17 636
2050	31 775	74 094	44 310	22 508	0	125 949	69	17 526

Střednědobý horizont

Kolem roku 2016 dojde ke zprovoznění nové zásobníkové kapacity v lokalitě Dambořice, kolem roku 2018 pak k napojení zásobníku v Dolních Bojanovicích na českou přepravní soustavu. Provoz plynárenské soustavy poté bude z pohledu rezerv znatelně lépe zajištěn, neboť ve střednědobém horizontu ještě nebude rozvoj spotřeby plynu výrazný v žádné z rozvojových variant. Za normálních teplotních podmínek by mohla soustava při omezení dovozu plynu o 75% v polovině měsíce ledna dále fungovat přibližně 90 dní, což je hodnota o 25 dní vyšší než aktuální. Při teplotně výrazně podnormálních podmínkách by soustava fungovala 52 dnů ve variantách Koncepční a Fosilní a přibližně 40 dnů ve variantě Nízkouhlíkové. Roční úhrnný dovoz zemního plynu bude dle Koncepční varianty na konci střednědobého horizontu (rok 2025) činit přibližně 101 TWh. Za normálního provozu by neměla zásoba plynu v zásobnících klesnout pod 19 TWh.

Medium-term period

Around 2016 there is expected commissioning of a new gas storage Dambořice, around 2018 connection of Dolní Bojanovice storage to Czech transmission system. Operation of the gas system will then be in terms of reserves significantly better secured, because in the medium term there is no significant development of gas consumption in any variant. Under normal temperature conditions it will be than possible to operate gas system approximately for 90 days system with gas imports restricted by 75% in the middle of January, it is about 25 days longer than in today situation. With the temperature significantly below normal conditions, the system could be operated for 52 days in variants Conceptual and Fossil and about 40 days in the Low Carbon variant. Total annual imports of natural gas will amount to approximately 101 TWh for Conceptual variant at the end of the medium-term (2025). Volume of gas in storage should not fall below 19 TWh during normal operation.

Dlouhodobý horizont

V dlouhodobém horizontu se analýza provozu soustavy ve variantách liší nejen dosahovanými hodnotami spotřeby, ale také výší instalované a provozované kapacity zásobníků plynu. Pro předpokládaný rozvoj spotřeby a navrženou kapacitu zásobníků neklesnou hodnoty významných, bezpečnost provozu indikujících veličin pod úroveň dnešního stavu, což bylo cílem provedeného návrhu. Situace je nejpříznivější pro variantu Fosilní, nejméně příznivá, avšak stále vyhovující, je pro variantu Nízkouhlíkovou. Aby byl provoz soustavy zajištěn z pohledu kapacity zásobníků a celkové bilance výroby a spotřební strany, bude podle Koncepční varianty třeba zprovoznit přibližně 1,3 mld. m³ nové zásobníkové kapacity. Při nízkém vývoji, podobném variantě Nízkouhlíkové, by pak bylo zapotřebí zprovoznit přibližně 0,3 mld. m³ nové zásobníkové kapacity. Roční dovoz zemního plynu bude dle Koncepční varianty na konci dlouhodobého horizontu (rok 2050) činit přibližně 126 TWh. Za normálního provozu by neměla zásoba plynu v zásobnících klesnout pod 17 TWh.

Počet dní, kdy je soustava schopna dodávat plyn bez omezení spotřeby při předpokládaném snížení importu o 75 %, je pro řešené varianty uveden na **obr. 34**.

Vývoj poměrné kapacity zásobníků plynu k jeho celkové spotřebě uvádí **tab. 15**.

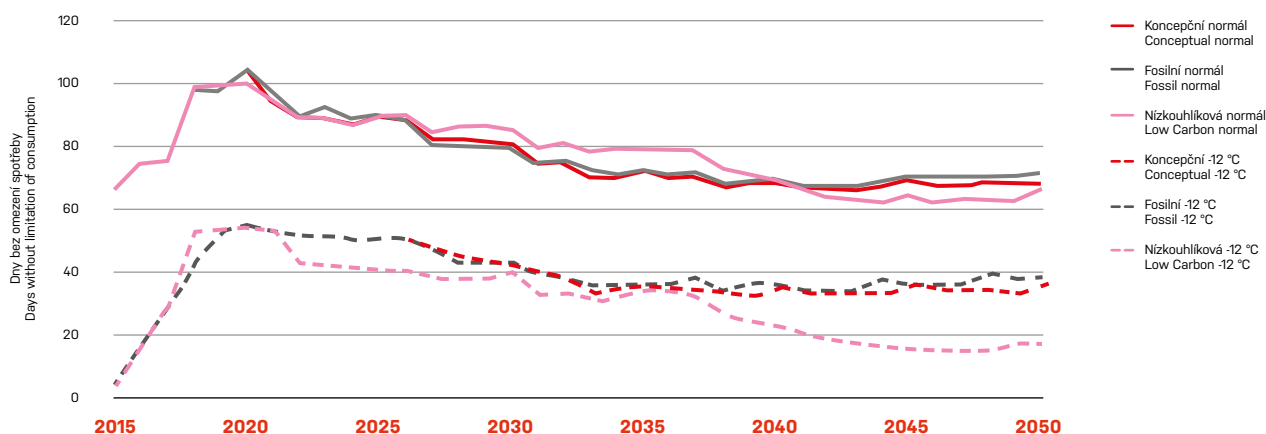
Long-term period

In the long term, the analysis of system operation differs in analyzed variants not only achieved levels of consumption, but also in installed operating capacity of gas storage. For the anticipated development of consumption and the proposed storage capacity indicators of gas system safety of operation will not fall below their current level, which was the objective of the proposal. The situation is the most favorable in Fossil variant, the least favorable, but still satisfactory in Low Carbon variant. From the viewpoint of gas storage operation and overall balance of production and consumption there will be needed to commission another about 1.3 million m³ of new storage capacity to ensure secure gas system operation. With low development, a similar Low Carbon variant, it would then be necessary to commission about 0.3 million m³ of new storage capacity. Annual imports of natural gas will amount to approximately 126 TWh for Conceptual variant at the end of a long-term horizon (2050). Volume of gas in storage should not fall below 17 TWh during normal operation.

Number of days, during them the gas system is able to supply natural gas without any restrictions of consumption while the import is only at 75% of volume, are presented for each of variants in **Fig. 34**.

Development of storage capacity and total consumption ratio is presented in **Tab. 15**.

Obr. 34 **Počet dnů provozu bez omezení spotřeby při snížení dovozu plynu o 75 %**
Fig. 34 **The number of days without limiting consumption with gas imports reduced by 75 %**



Tab. 15 **Poměr instalované kapacity zásobníků k roční spotřebě (CSP+CNG; %)**
 Tab. 15 **The relation between the installed capacity and annual consumption (TGC+CNG; %)**

Rok Year	Konceptní Conceptual	Fosilní Fossil	Nízkouhlíková Low Carbon
2015	36	36	36
2016	41	41	41
2017	41	41	41
2018	48	48	48
2019	47	47	48
2020	48	48	47
2021	47	47	47
2022	44	44	45
2023	45	45	44
2024	44	44	44
2025	44	43	44
2030	40	40	42
2035	37	37	40
2040	35	35	36
2045	36	36	34
2050	35	36	35

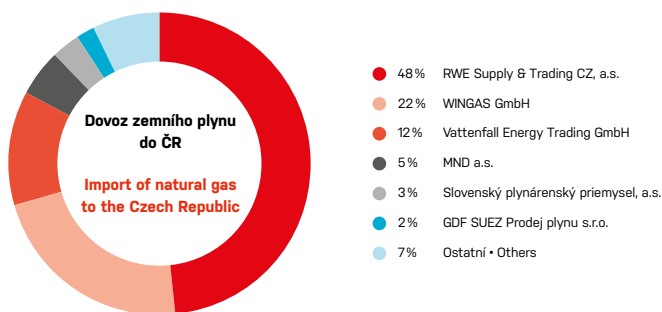
TRH A EKONOMIKA

V řešeném horizontu do roku 2050 se podle provedené makroekonomické analýzy ukazuje potřeba nových investic na obnovu a rozvoj plynárenství v průměrné roční výši 13 až 16 mld. Kč ve stálých cenách roku 2013. Náklady v uvedeném rozpětí sestávají z očekávaných investic provozovatelů do přepravní i distribuční soustavy a zásobníků plynu i z investic těžebních společností. Při očekávané průměrné meziroční eskalaci investic ve výši 0,5% vycházejí roční výdaje na plynárenství na 16 až 19 mld. Kč v běžných cenách. Souhrnem se do roku 2050 vydá na udržení a rozvoj plynárenství v ČR odhadem okolo 470 mld. Kč v cenách roku 2013. Odhad investic do plynárenství je přibližně pětinový ve srovnání s předpokládanými investicemi do elektroenergetiky. Cena zemního plynu na evropských trzích bude do roku 2025 stagnovat podobně jako ceny ostatních energetických komodit, zatímco za uvedeným horizontem se očekává návrat cen k růstovému trendu. Podíl na importu zemního plynu do ČR podle podílů obchodních subjektů je prezentován na **obr. 35**.

MARKET AND ECONOMY

The conducted macro-economic analysis indicates the need for new investment in the renewal and development of the gas industry within the examined time horizon until 2050, to the amount of CZK 13 to 16 billion in prices of 2013. The given cost consists of the expected investments of operators in transmission and distribution systems and in gas storage and the costs of mining companies. At the anticipated average annual growth of investment of 0.5%, the annual expenditure in the gas system is CZK 16 to 19 billion in nominal prices. By 2050, the summary of expenses for the maintenance and development of the Czech gas industry will be approximately CZK 470 billion in 2013 prices. The estimated investment in the gas industry is approximately one fifth of anticipated investments in the electricity sector. The price of natural gas on European markets will stagnate in the medium-term outlook to 2025, similarly to prices of other energy commodities, while beyond the given horizon the return of prices to an upward trend is anticipated. Shares of importers' subject on imports to the Czech Republic are presented in **Fig. 35**.

Obr. 35 **Skladba dovozu zemního plynu do ČR v roce 2014 – hlavní obchodní subjekty**
 Fig. 35 **Composition of gas imports to the Czech Republic in 2014 – major business companies**



Střednědobý horizont

Ve střednědobém výhledu se očekávají výdaje především na rozvoj přepravní a distribuční soustavy a dále do výstavby nových kapacit zásobníků. Tyto investice budou souviset s navyšováním bezpečnosti zásobování a nebudou výrazně záviset na rozvoji spotřeby plynu. Potřebné investice do plynárenství jsou v jednotlivých variantách téměř identické a pohybují se kolem 100 mld. Kč pro období 2016 až 2025 (v cenách roku 2013).

Medium-term period

In the medium-term outlook, investment mostly into the development of transmission and distribution systems is anticipated, and also into the construction of new storage capacity. These investments will be related to the increasing security of supply and will not greatly depend on the development of gas consumption. Required investment into the gas sector is almost identical in all variants at around 100 billion CZK for the period 2016–2025 (in 2013 prices).

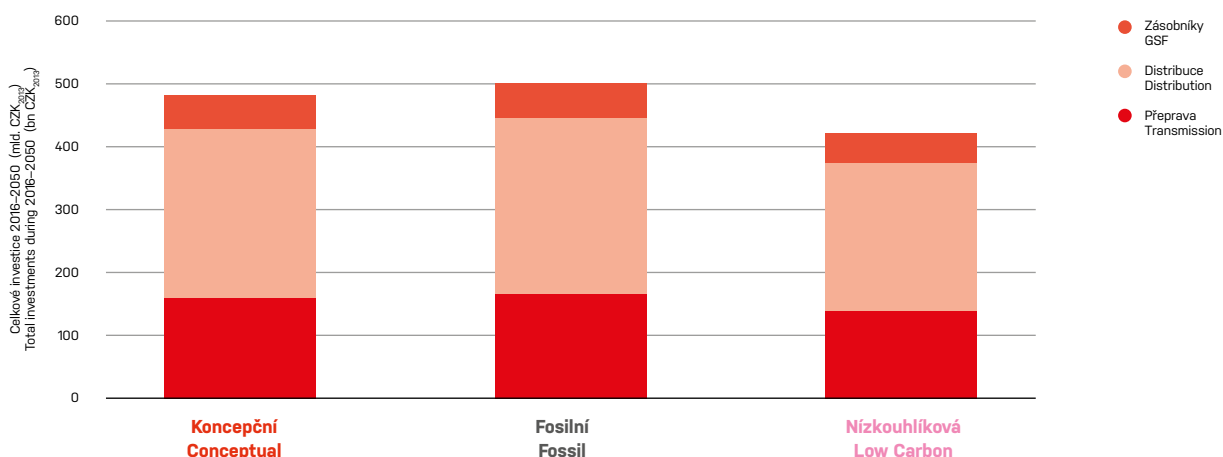
Dlouhodobý horizont

Ve výhledu po roce 2025 bude úroveň investic do plynárenství (obr. 36) dána předně mírou jeho využití v nových oblastech spotřeby – kogenerace, výroba elektřiny, CNG a LNG v dopravě, a tedy vývojem celkové spotřeby plynu. Celkové potřebné investice do plynárenství mezi lety 2016 až 2050 dosahují 480 mld. Kč v Konceptní variantě, 500 mld. Kč ve Fosilní variantě a 430 mld. Kč v Nízkouhlíkové variantě (v cenách roku 2013).

Long-term period

In the outlook beyond 2025 (Fig. 36), the level of investment in the gas industry will be given mostly by the level of utilization of gas in new areas of consumption – CHP, electricity production, CNG and LNG in transportation – and therefore by the development of total gas consumption. The total needed investment into the gas sector between 2016–2050 reach 480 billion CZK in the Conceptual variant, 500 billion CZK in Fossil variant and 430 billion CZK in Low Carbon variant (in 2013 prices).

Obr. 36 **Odhad investic do plynárenství v období 2016 až 2050**
 Fig. 36 **Expected investments in gas industry from 2016 to 2050**



SWOT ANALÝZA VARIANT ROZVOJE

SWOT ANALYSIS OF DEVELOPMENT VARIANTS

Kvalitativně shrnuje dopady navržených rozvojových směrů energetiky SWOT analýza, která pro přehlednost nabízí jen dominantní a charakteristické rysy – každou variantu reprezentuje jedna obecně formulovaná silná stránka, slabá stránka, příležitost a hrozba (tab. 16 a tab. 17).

Qualitatively, impacts of development ways of energy industry are presented in the SWOT analysis. Only dominant and characteristic features are given – for each of variants, there is one general strong feature, one weak feature, opportunity and threat (Tab. 16 and Tab. 17).

Tab. 16 **Elektroenergetika – SWOT analýza vybraných variant rozvoje**
 Tab. 16 **Electricity industry – SWOT analysis of development variants**

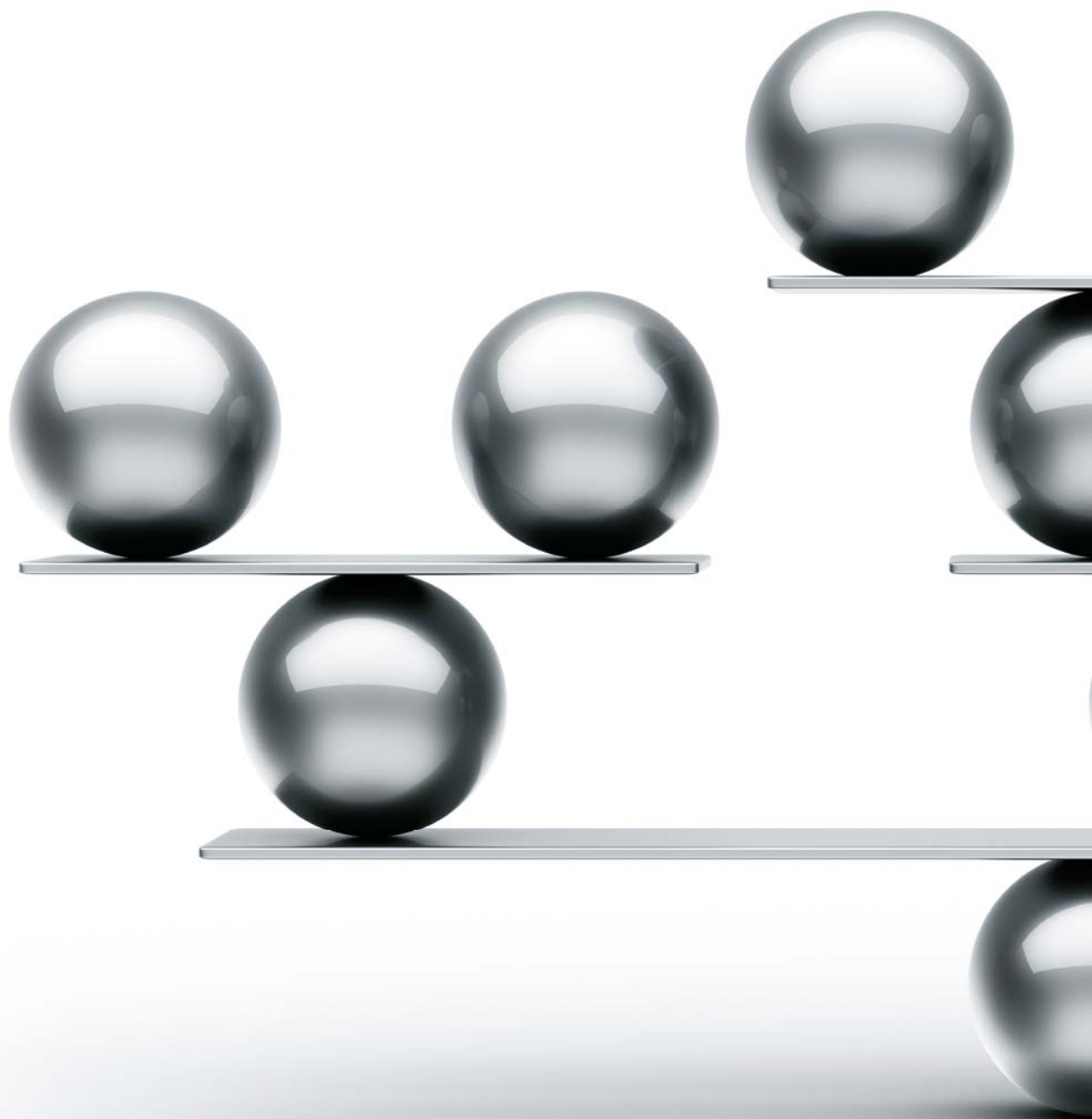
		Faktory – Okolnosti Factors – Circumstances					
		Podpůrné Helpful			Protichůdné Harmful		
Faktory – Okolnosti Factors – Circumstances	Vnitřní Internal	Silné stránky • Strengths			Slabé stránky • Weaknesses		
		Fosilní Fossil	Koncepční Conceptual	Nízkouhlíková Low Carbon	Fosilní Fossil	Koncepční Conceptual	Nízkouhlíková Low Carbon
	výborné provozní parametry a spolehlivost great operability parameters and reliability	nevyhraněná vize – minimalizace dopadů rozdílných cest vývoje indefinite vision – minimization of different development ways impact	nízká lokální ekologická stopa low local ecological footprint	výraznější lokální ekologická stopa more pronounced local ecological footprint	nevyhraněná vize – slabý impuls pro rozvoj indefinite vision – weak impulse for development	velké problémy se spolehlivostí – energetika již nebude tiše sloužit reliability issues – electricity won't be utility anymore	
	Příležitosti • Opportunities			Hrozby • Threats			
Vnější External	Fosilní Fossil	Koncepční Conceptual	Nízkouhlíková Low Carbon	Fosilní Fossil	Koncepční Conceptual	Nízkouhlíková Low Carbon	
	nízké investiční a provozní náklady low investment and operational costs	potenciál pro rozvoj nových odvětví energetiky a průmyslu new energy and gas sectors development potential	velký potenciál pro rozvoj nových odvětví energetiky a průmyslu huge energy and gas sectors development potential	velké problémy v případě prosazení nízkouhlíkové cesty major problems in case of low carbon strategy	nízká investiční aktivita low investment activity	vysoké investiční a provozní náklady high investment and operational costs	

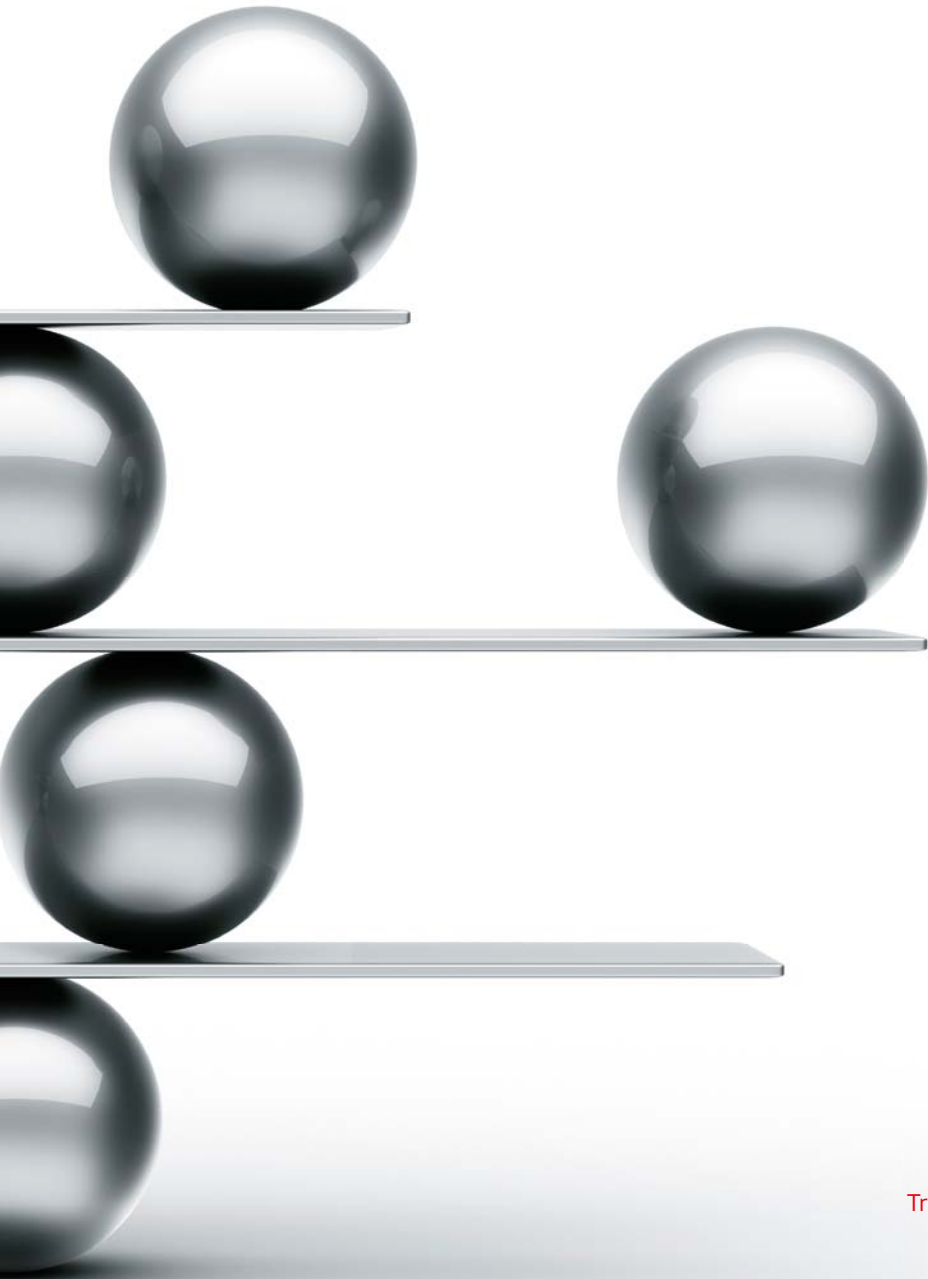
Tab. 17 **Plynárenství – SWOT analýza vybraných variant rozvoje**
 Tab. 17 **Gas industry – SWOT analysis of development variants**

		Faktory – Okolnosti Factors – Circumstances					
		Podpůrné Helpful			Protichůdné Harmful		
Faktory – Okolnosti Factors – Circumstances	Vnitřní Internal	Silné stránky • Strengths			Slabé stránky • Weaknesses		
		Fosilní Fossil	Koncepční Conceptual	Nízkouhlíková Low Carbon	Fosilní Fossil	Koncepční Conceptual	Nízkouhlíková Low Carbon
	vyšší využití infrastruktury higher infrastructure utilization	nevyhraněná vize – minimalizace dopadů rozdílných cest vývoje indefinite vision – minimization of different development ways impact	nízká lokální ekologická stopa low local ecological footprint	výraznější lokální ekologická stopa more pronounced local ecological footprint	nevyhraněná vize – slabý impuls pro rozvoj indefinite vision – weak impulse for development	nižší výnosy a celková rentabilita plynárenství lower profits and overall gas industry rentability	
	Příležitosti • Opportunities			Hrozby • Threats			
Vnější External	Fosilní Fossil	Koncepční Conceptual	Nízkouhlíková Low Carbon	Fosilní Fossil	Koncepční Conceptual	Nízkouhlíková Low Carbon	
	vyšší zisky z přepravy a distribuce higher profits from gas transmission and distribution	potenciál pro rozvoj nových odvětví energetiky a průmyslu new energy and gas sectors development potential	spíše pokles uplatnění – méně příležitostí pro plyn jako fosilní palivo lower utilization – less opportunities for gas as fossil fuel	problémy v případě prosazení nízkouhlíkové cesty problems in case of low carbon strategy	nízká investiční aktivita low investment activity	oslabení, mezně až likvidace plynárenství weakening or even complete destruction of the gas industry	

Opravdový úspěch
vyžaduje rovnováhu.

Stephen Covey





True effectiveness
requires balance.
Stephen Covey

SHRnutí

CONCLUSIONS

Na základě provedených rešerší, analýz, predikcí a výpočtů byly formulovány následující závěry:

OBECNĚ

- Zajištění bezpečného a spolehlivého zásobování elektřinou a plynem by mělo být stále hlavním motivem při vytváření jakýchkoliv bilancí či plánů rozvoje.
- Na úrovni EU je doporučeno prosazovat transparentní energetickou a environmentální politiku, která bude:
 - a) sledovat cíl redukce energetické závislosti Evropy na externích zdrojích, b) nebude snižovat potenciál ekonomického růstu, c) bude důsledně respektovat regionální a přírodní podmínky.
- Pro naplnění cílů Státní energetické koncepce z roku 2015 je především doporučeno: a) zajistit provozuschopnost elektrizační a plynárenské soustavy, b) prosadit realizaci velkých zdrojů s nízkými emisemi, či bez emisí oxidu uhličitého, c) podporovat energeticky a ekonomicky efektivní úspory.

SPOTŘEBA ELEKTŘINY A PLYNU

- Dlouhodobě je očekáván další nárůst podílu elektřiny v energetické bilanci státu. I přes značné očekávané úspory bude převládat růstový trend. Je nezbytné pravidelně analyzovat možnosti vývoje poptávky po elektřině, především v nových oblastech spotřeby (např. elektromobily, klimatizace, tepelná čerpadla pro vytápění) a vyhodnocovat průběžně potenciál úspor, a to také ve vazbě na plynárenství a teplárenství.
- Doporučuje se pravidelně analyzovat možnosti vývoje poptávky po plynu, především v dosud nerozvinutých a nových oblastech (monovýroba elektřiny, mikrokogenerace, CNG, náhrada za hnědé uhlí, přechod k DZT), a vyhodnocovat potenciál úspor energií, to vše provázaně ve vazbě na elektroenergetiku a teplárenství.

MEZINÁRODNÍ SPOLUPRÁCE

- Z pohledu zajištění bezpečné dodávky elektřiny v dlouhodobém horizontu je doporučeno aktivně přistupovat k integraci trhů s elektřinou s okolními státy a sledovat situaci v oblasti regulačních změn budoucích výnosů a rentability výroby elektřiny (především jde o zavádění tzv. kapacitních plateb).

Based on researches, analyses, predictions and calculations, these conclusions were formulated:

GENERALLY

- Ensuring a secure and reliable supply of electricity and natural gas should be still the primary motive for taking decision about every balances or development plants.
- At EU level it is suggested to enforce transparent energy and environmental policy which a) will follow energy European dependency on external sources, b) will not decrease potential of economic growth, c) will respect regional and natural conditions.
- To comply with the State Energy Policy 2015 it is suggested primarily: a) ensure electric and gas systems operable, b) enforce the realization of big low-emission, or no emission, dioxide carbon sources, c) energetically and economically support effective savings.

ELECTRICITY AND GAS CONSUMPTION

- In a long-term horizon, the growth of share of electricity on state's energy balance is expected. Despite effective savings, the growth trend will be continuing. It is also need to analyze possibilities of next development of demand for electricity, primarily at new branches of industry (electric cars, air condition, and heat pumps for heating) and evaluate a potential of saving in heat and gas industries too.
- It is suggested to regularly analyze possibilities of development of demand for gas, primarily at not so developed and new branches of industry (monoproduction of electricity, micro-CHP, CNG, substitute for brown coal and transition to long-distance district heating), and evaluate potential of energy saving not only in electricity industry, but also in heat industry.

INTERNATIONAL COOPERATION

- It is suggested to ensure secure supplies of electricity in a long-term horizon, actively attitude to integration of foreign energy markets and monitor situation in a field of regulatory changes of future revenues and profitability of electricity generation (establishment of capacity payment, primarily).

- Doporučuje se prosazovat integraci ČR do projektů plynovodních tras a tím diverzifikovat zdroje i přepravní trasy plynu (přístup k polskému LNG terminálu a napojení na rakouskou plynovodní infrastrukturu).
- Z pohledu zajištění bezpečné dodávky plynu v dlouhodobém horizontu je doporučeno aktivně přistupovat k integraci trhů s plynem s okolními státy a sledovat situaci v oblasti regulačních změn.

BEZPEČNOST DODÁVEK

- Doporučuje se zachovat dlouhodobě soběstačnost české elektroenergetiky ve výrobě elektřiny a poskytování záloh a regulačních výkonů, a to především s ohledem na to, že současná nejistota v oblasti investic do zdrojové základny v Evropě vede mnohé státy k vytváření koncepce deficitní, nanejvýš vyrovnané elektroenergetické bilance.
- Doporučuje se najít optimální využití zdrojů zemního plynu na území ČR (konvenční zásoby, bioplyn, potenciálně i břidlicový plyn), a to na základě studie ekonomických přínosů a environmentálních dopadů. Doporučuje se pravidelně provádět analýzy ekonomické, environmentální a geologické a stanovovat, do jaké míry je možné domácí naleziště zemního plynu využít.
- Ve střednědobém horizontu má ES ČR dostatek primárních zdrojů, poté nastává potřeba nutné transformace i v této oblasti. Doporučuje se pokračovat v jaderném programu tak, jak navrhuje Státní energetická koncepce. Využití jaderné energie navyšuje energetickou soběstačnost a je cestou k nízkemisní energetice i v dlouhodobé perspektivě. Potlačení jaderného programu zvyšuje riziko dovozní závislosti a navyšování cenové úrovně elektřiny. Při vysokém tlaku na snižování emisí oxidu uhličitého se doporučuje využít dodávky tepla z jaderných elektráren. Vzhledem k výborným provozním charakteristikám Jaderné elektrárny Dukovany je doporučeno prodloužit její provoz na maximální možnou dobu.
- Preference domácích zdrojů by měla být strategickou odpovědí na současnou vysokou míru nejistoty budoucího vývoje trhu s elektřinou i plynem a nejistotu politické situace a bezpečnosti dodávek ze zahraničí. Doporučuje se nenavyšovat neúměrně využití plynových zdrojů při výrobě elektřiny a tepla. Vyvážený kompromis využití zemního plynu v těchto oblastech nabízí platná Státní energetická koncepce, která by v této oblasti měla být výchozím dokumentem.
- Pro plánování rozvoje plynárenství se doporučuje pragmaticky zvažovat hledisko dlouhodobé energetické bezpečnosti a dovozní závislosti. Doporučuje se posílení napojení oblasti severní Moravy a Slezska na přepravní soustavu realizací plynovodu Moravia.

- It is suggested to support integration of Czech republic into gas interconnection projects and diversify not only sources, but transit corridors of natural gas too (access to LNG terminal in Poland, interconnection with Austrian gas infrastructure).
- For ensuring safe supplies, it is highly recommended to monitor actively attitude to international integration of foreign gas markets, and monitor situation in a field of regulatory changes.

SECURITY OF SUPPLIES

- It is suggested to keep today's self-sufficiency of the Czech electricity industry and providing reserves and regulatory capacities. Nowadays, the uncertainty in the field of investments to European source base lead many countries to establish deficit conceptions, or balanced energetic balance.
- It is suggested to find optimal use of natural gas sources in the Czech Republic (conventional reserves, biogas, shale gas potentially). It is based on economical contribution studies and environmental assessments. It is recommended to provide economic analysis, environmental and geological and to evaluate how the domestic sources of natural gas could be use.
- In a medium-term horizon, the Czech Republic PS has sufficient amount of PES. Then, the transformation in this field will be needed. It is recommended to keep continuing in nuclear program as proposed by the State Energy Policy 2015. Use of nuclear energy increases energy self-sufficiency and it is also way to no-emission energy industry in a long-term horizon. If the nuclear program was closed, the risk of export dependency and growth of prices for electricity would increase. Pressure on decreasing of emission of carbon dioxide, it is suggested to use heat from nuclear power plants. According to great operational characteristics of Dukovany NPP, it is suggested to elongate its operation to maximal possible limit.
- Preferences of domestic sources would be a strategical response on nowadays high uncertainty of future electricity and gas market's development and political uncertainty and supplies' security from abroad. It is suggested to not increase the use of natural gas sources for production electricity and heat. Balanced compromise of the natural gas use offers the State Energy Policy, which should be the starting document in this field.
- For planning gas industry's development it is suggested pragmatically contemplate the long-term aspect of energy security and import dependency. It is recommended to make new interconnections towards North Moravia and Silesia by Moravia pipeline.

- Doporučuje se sledovat situaci v uskladňování plynu a zajistit využívání zásobníků plynu v ČR a jejich rozvoj adekvátní předpokládané spotřebě. Doporučuje se nesnižovat nynější úroveň zajištěnosti soustavy kapacitami zásobníků plynu. Pro bezpečný provoz plynárenství jsou zásobníky plynu velmi důležité. V případě špatné rentability provozu zásobníků je pak doporučeno najít způsob, jak jejich provoz zajistit na nekomerční bázi.

NOVÉ TECHNOLOGIE

- Doporučuje se, aby přechod k decentrální energetice byl pouze částečný a pozvolný, a to především za využití obnovitelných zdrojů. Při stanovování míry uplatnění zdrojů rozptýlené výroby je doporučeno vedle plně tržních principů respektovat dvě základní hlediska: a) energetickou bezpečnost, b) provozuschopnost ES. Využití potenciálu je nutno konfrontovat s dopady na zajištění záloh a regulačních schopností soustavy.
- 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.
- Doporučuje se sledovat a podporovat rozvoj elektromobility na tržním principu a v technicko-ekonomicky odůvodněné míře. Elektromobilita přispěje ke snížení závislosti ČR na dovozových kapalných palivech a ke snížení emisí škodlivin, zejména v městských aglomeracích.

VĚDA A VÝZKUM

Energetika bude ve střednědobém až dlouhodobém horizontu potřebovat nové technologie. Zejména jde o denní a sezónní akumulaci elektřiny (v souvislosti s dalším rozvojem OZE) a systém inteligentního měření, řízení a komunikace, který bude potřebný zejména pro případ intenzivního rozvoje elektromobility. Oblast nových technologií je příležitostí pro český průmysl, a proto je potřebné vytvořit podmínky pro uplatnění domácího výzkumu, vývoje a výroby.

- It is suggested to monitor situation in the field of gas storing and arrange for Czech gas storage facilities' use and their adequate development according to anticipated consumption. It is recommended to not decrease nowadays level of self-sufficiency of the system by gas storage capacities. For secure operation of the gas industry, gas storage facilities are highly important. In case of worse profitability of the operation, it is suggested to find a way how to ensure their operation on non-commercial platform.

NEW TECHNOLOGIES

- It is suggested to make partial or slow transition to decentral energy industry, following use of renewable energy sources. Considering the share of decentralized sources, it is recommended to respect not only market principle, but two more main aspects: a) energy security, b) operability of PS. It is needed to confront consequences among utilization of potential, on the one side, and ensuring reserve and regulatory abilities, on the second side.
- Development of decentralized sources will be higher and higher problem of electricity balance (consumption and generation) from the view of measured and reported values. It is needed to ensure that unmeasured generation must not be connected. If not, information needed for balance and operation assessment would be unavailable. It would hassle assessment of saving measures for example.
- It is suggested to monitor and support development of electric cars, based on market platform and in techno-economical extend. Electric cars will decrease dependency of the Czech Republic on imported liquid fuels and will lead to decrease in pollutant emissions, primarily in agglomerations.

SCIENCE AND RESEARCH

Energy industry will need new technologies in a medium and long-term horizon. Particularly, daily and seasonal accumulation of electricity (due to the RES development) and the system of smart metering, operation and communication, which will be needed for the case of intensive electric cars' branch development. Branch of new technologies is an opportunity for the Czech industry; therefore it is needed to make conditions for utilization of domestic research and production.

OTE, a.s.

OTE, a.s. – POSKYTOVATEL KOMPLEXNÍCH SLUŽEB NA TRHU S ELEKTŘINOU A PLYNEM V ČESKÉ REPUBLICCE

- 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

© 2016 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