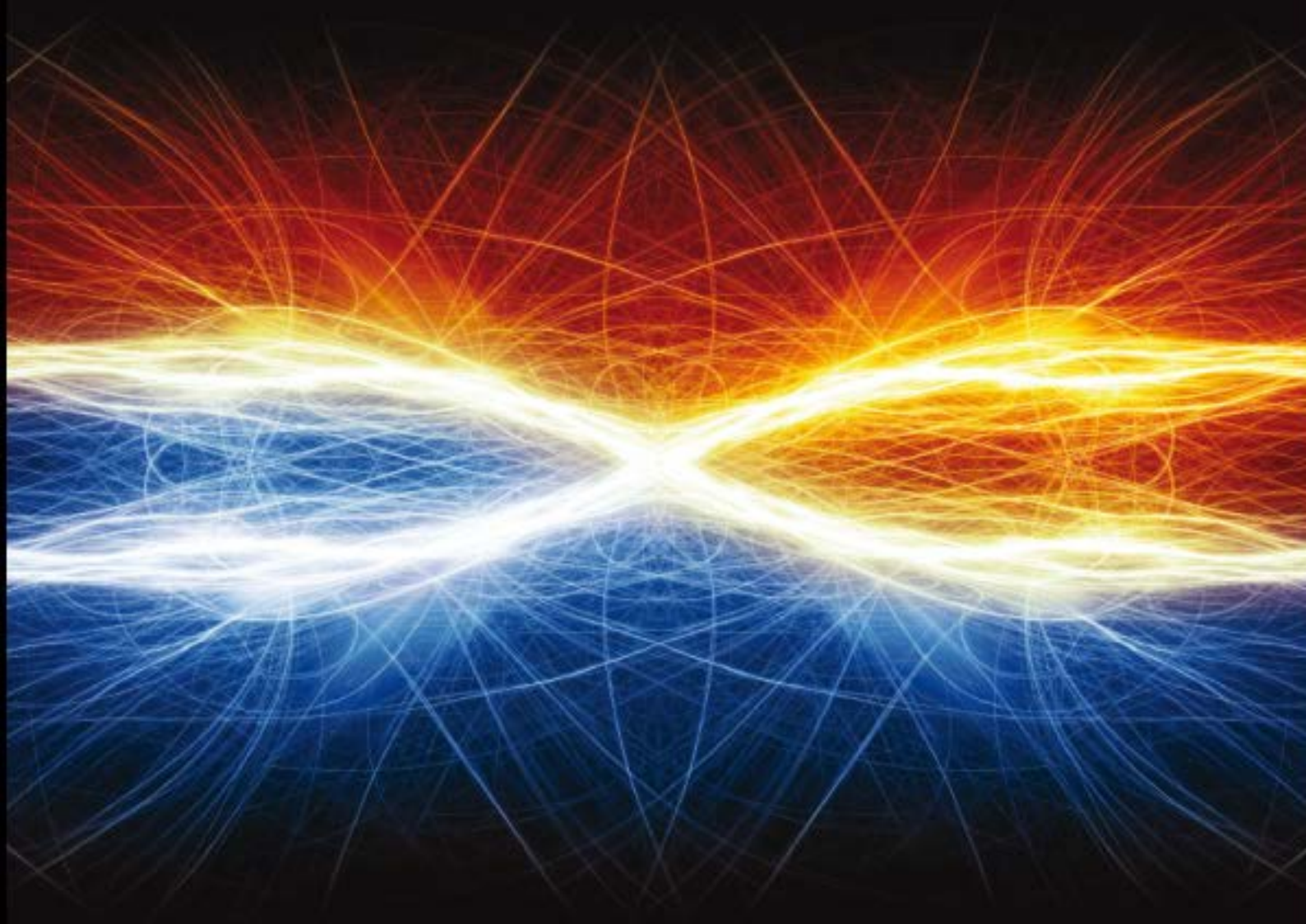




*Očekávaná dlouhodobá rovnováha mezi
nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu*

VÝHLED DO ROKU 2050

Obsah

1	Úvod	1
2	Elektroenergetika – řešené varianty	2
2.1	Návrh variant	2
2.2	Varianta Nulová	3
2.3	Varianta Koncepční	5
2.4	Varianta Centrální	7
2.5	Varianta Decentrální	9
3	Elektroenergetika – shrnutí analýz	11
3.1	Politiky, legislativa a trendy	11
3.2	ES středoevropského regionu	11
3.3	Očekávaný vývoj poptávky elektřiny	12
3.4	Zdrojová základna – současný stav a výhled	14
3.5	Provoz ES ČR	15
3.6	Zdroje primární energie	20
3.7	Životní prostředí	22
3.8	Elektrické sítě	23
3.9	Trh a ekonomika	25
4	Plynárenství – řešené varianty	27
4.1	Návrh variant	27
4.2	Varianta Koncepční	28
4.3	Varianta Centrální	29
4.4	Varianta Decentrální	31
5	Plynárenství – shrnutí analýz	34
5.1	Energetická politika a trendy	34
5.2	Plynárenství v Evropě a ve světě	34
5.3	Poptávka plynu	36
5.4	Zdroje a přepravní trasy pro potřeby ČR	38
5.5	Infrastruktura plynárenské soustavy	39
5.6	Provoz plynárenské soustavy	40
5.7	Trh a ekonomika	42
6	Závěry	44

1 Úvod

Elektroenergetika, teplárenství a plynárenství jsou nejdůležitějšími energetickými systémy a zajištění rovnováhy mezi stranou poptávky a nabídky je celospolečenským zájmem. Operátor trhu (OTE, a. s.) je povinen zpracovávat a předávat Ministerstvu průmyslu a obchodu, Energetickému regulačnímu úřadu, provozovateli přenosové soustavy a provozovateli přepravní soustavy alespoň jednou ročně zprávu o budoucí očekávané spotřebě elektřiny a plynu a o způsobu zabezpečení rovnováhy mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu.

Cílem studie je prověření možných cest vývoje elektroenergetiky a plynárenství, nalezení problematických či nebezpečných tendencí a stanovení limitů a rizik, a to pro období 2017 až 2050. Ústředním tématem studie je fenomén decentralizace energetiky. *Očekávaná dlouhodobá rovnováha mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu* poskytuje odpovědi na otázky:

- Může decentralní energetika nahradit energetiku centrální? Pokud ano, za jakých podmínek?
- Jak se bude vyvíjet poptávka po elektřině a plynu? Kolik plynu bude potřeba importovat?
- Jaký může být rozvoj a provoz zdrojové základny?
- Jaký může být rozvoj a provoz zásobníků plynu a jaká bude jejich budoucí potřeba?
- Bude kapacita sítí dostatečná? Jaká jsou možná opatření pro jejich případné posílení?
- Jaká bude nabídka a situace na trhu s elektřinou a plynem?
- Jaké jsou technické, ekonomické, environmentální a bezpečnostní důsledky různých cest rozvoje?

Výstupy z řešení v podobě zpráv, prezentací na setkáních odborných skupin a dalších informačních materiálů poskytují decizní sféře České republiky oporu pro politická rozhodnutí o budoucí koncepci energetiky. Při zpracování studie byla využita data účastníků trhu ze září 2016.

2 Elektroenergetika – řešené varianty

2.1 Návrh variant

Výchozím stavem návrhu je Nulová varianta, na níž navazuje trojice rozvojových variant, které jsou založeny na vzájemně komplementárních provázaných předpokladech, které mohou být za určitých okolností splněny. Každá z variant je případovou studií, ve které jsou na možných cestách rozvoje ukazovány jejich důsledky. Nejedná se tedy o projekci stavu energetiky do roku 2050.

Hlavním kritériem rozlišení variant je míra budoucí centralizace, respektive decentralizace energetiky – tyto dva mezní směry jsou představovány variantami Centrální a Decentrální. Mezi nimi se nachází varianta Koncepční, která vychází ze *Státní energetické koncepce*. Všechny varianty zajišťují soběstačnost v pokrytí poptávky elektřiny – nepočítají tedy s dovozy elektřiny ze zahraničí.

Při návrhu variant se vychází z dosavadního vývoje a současného stavu energetiky ČR. Jsou analyzovány reálné možnosti změn energetiky v budoucnu, a to v celém řetězci výroba – přenos – distribuce – spotřeba elektřiny. Kritériem diferenciací variant je rozvoj decentralní energetiky, nicméně v navazujících analýzách jsou komplexně hodnocena i všechna další adekvátní kritéria technická, environmentální i ekonomická. Za decentralní jsou považovány zdroje připojené do sítí vn a nn. Následující výčet uvádí seznam předpokladů a charakteristických rysů, které jsou společné variantě Koncepční, Centrální i Decentrální.

- **Varianty vycházejí z predikce poptávky elektřiny**, která zahrnuje výrazné úspory, ale předpokládá také konvergenci ČR k průměrné ekonomické výkonnosti EU. Na úrovni TNS se predikce spotřeby mezi variantami liší především z důvodu přechodu od CZT k DZT, které bude částečně kryto elektřinou. Podíl elektřiny v energetické bilanci ČR bude narůstat.
- **Varianty jsou koncipovány jako dlouhodobě soběstačné v zásobování elektrickou energií**: importy elektřiny mohou být realizovány jen na překlenutí kratšího období nesouladu nabídky a poptávky vlivem odstavování a instalace zdrojů větších jednotkových výkonů.
- **Spolehlivost provozu zdrojové základny**: vzhledem k nárůstu důležitosti elektřiny je požadováno mírné navyšování spolehlivosti provozu.
- **Dostatek regulačních výkonů**: je požadováno splnění všech požadavků na regulační výkony; v případě potřeby jsou realizována opatření na zajištění jednotlivých kategorií regulačních výkonů.
- **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 ČR jsou uvažovány v provozu až za sledovaný horizont roku 2050.
- **Elektrárny na fosilní paliva**: parní elektrárny včetně závodních jsou uvažovány s využitím výsledků dotazníkového šetření a dle diskusí s jejich provozovateli.
- **Využití hnědého uhlí**: ve všech variantách je významným rysem přechod části hnědouhelných výroben elektřiny a dodávkového tepla na jiná paliva, kterými jsou zejména zemní plyn a biomasa.
- **V roce 2015 bylo rozhodnuto o zrušení územně-ekologických limitů** na lomu Bílina. S příslušnými zásobami je ve všech variantách počítáno a již se u lomu Bílina nehovoří o uhlí za limity.

- **Dovozy černého uhlí:** žádná z variant neuvažuje realizaci nových bloků na dovozové či tuzemské černé uhlí.
- **Počítá se s tím, že po dožití teplárenského zdroje Mělník I po roce 2035** bude zásobování Prahy řešeno novým paroplynovým zdrojem v lokalitě Mělník s výkonem 840 MW.
- **Spalovny odpadu:** ve všech variantách je uvažována výstavba nových spaloven odpadu; kromě čtyř stávajících spaloven v Praze, Brně, Liberci a Chotíkově se kolem roku 2023 počítá s další spalovnou (např. Komořany), v dalších letech pak s průběžnými přírůstky.
- **Zachycování a uskladňování oxidu uhličitého (CCS):** technologie CCS není uvažována v žádné z variant; varianta Decentrální však počítá s technologií CCU.
- **Trh s povolenkami na emise oxidu uhličitého:** všechny varianty předpokládají zachování mechanismu EU ETS a funkční trh s povolenkami (ceny povolenek jsou variantní).
- **Regulace toku výkonu na mezistátních profilech:** na profilu CZ/DE je ve všech variantách uvažováno nasazení PST, jejichž uvedení do provozu se předpokládá v roce 2017.
- **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.

2.2 Varianta Nulová

Varianta Nulová vychází z analýzy výchozího stavu řešení, kdy je pro očekávanou spotřebu elektřiny detekována potřeba nového výkonu pro ES ČR:

- předpokládá se budoucí postupný útlum současných zdrojů dle dostupných údajů,
- nepředpokládají se žádné nové zdroje v ES ČR,
- na základě pokrývání diagramu zatížení je indikován časový profil, ve kterém se již projevuje trvalý výkonový deficit zdrojové základny.

Zjištěný časový horizont je spíše optimistickým údajem, neboť v konkrétních krátkodobých časových úsecích během roku může k deficitu dojít již dříve. Vzhledem k tomu, že varianta Nulová není doplňována o žádné nové zdroje, a není tedy dlouhodobě provozovatelná, je s ostatními variantami srovnávána pouze v takových parametrech a časových řezech, kde je takovéto srovnání relevantní.

Trh s elektřinou, evropské souvislosti

Varianta Nulová předpokládá, že ve střednědobém horizontu nedojde k úspěšné nápravě současné nepříznivé situace na trhu s elektřinou. Předpokládá se tedy pokračování nynějšího stavu, kdy nízká cena elektřiny na burze nemotivuje investory k výstavbě nových zdrojů velkých jednotkových výkonů. Zároveň se uvažuje i o setrvání současné nepřehledné a nestabilní situace v připojování a podpoře zdrojů malých výkonů v ČR, a nedochází tak ani k rozvoji decentrální energetiky.

Obdobná situace se předpokládá i ve většině ostatních střeoevropských zemí, a proto není uvažováno ani řešení v podobě masivních importů elektřiny do ČR.

Poptávka po elektřině

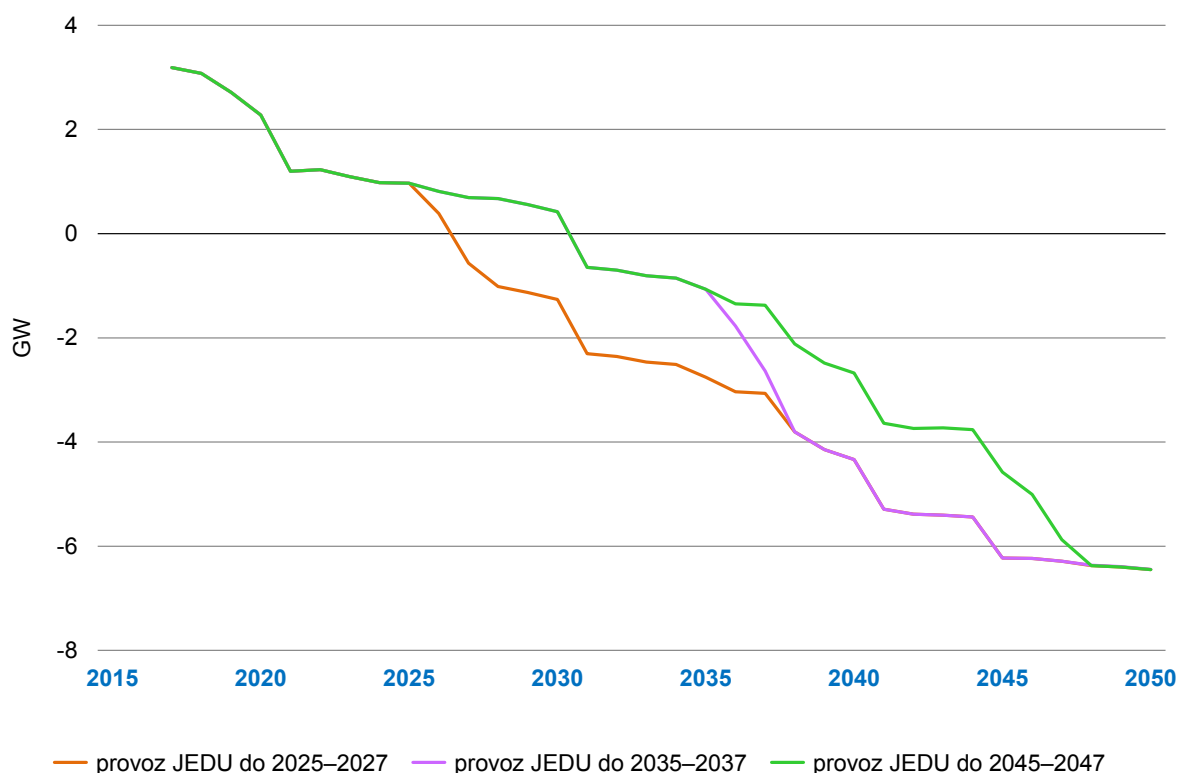
Potřeba nového výkonu je ověřována pro variantu predikce poptávky elektřiny Koncepční. Tuzemská netto spotřeba elektřiny se mezi roky 2015 a 2050 dle této varianty navýší o 25 %. Při zahrnutí elektromobility je toto navýšení 34 %.

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 vyjma zdrojů, které jsou v době zpracování studie těsně před dokončením, nebo se již nacházejí ve zkušebním provozu a jejichž zprovoznění lze považovat za racionálně věrohodné. Jedná se zejména o zdroje přímo navázané na průmyslovou výrobu (závodní elektrárny), jejichž zprovoznění je významné z lokálního hlediska, celosystémově však nikoliv.

Zásadní vliv na analýzy Nulové varianty má především uvažování provozu stávající jaderné elektrárny Dukovany, jejíž odstavení bude záviset na míře prodlužování povolení jejího provozu. Pro variantu Nulovou je uvažován termín odstavení JEDU alternativně, a to v letech 2025 a 2027, nebo 2035 a 2037, případně 2045 a 2047. Následující obrázek ukazuje přebytky a nedostatky pohotového výkonu pro variantu Nulovou.

Obrázek 1 Přebytky (+) a nedostatky (-) pohotového výkonu pro variantu Nulovou



2.3 Varianta Koncepční

Varianta Koncepční (značena K) vychází z koridorů vytyčených ve *Státní energetické koncepci* z roku 2015 a konkretizuje rozvoj ES ČR dle jejího *Optimalizovaného scénáře* a dle názorů představitelů české decizní sféry (především MPO) z roku 2016. Pro variantu je charakteristická výstavba jaderných bloků v obou stávajících lokalitách a relativně ambiciózní rozvoj obnovitelných zdrojů. Doplněny jsou rovněž plynové zdroje.

Trh s elektřinou, evropské souvislosti

Varianta Koncepční předpokládá nápravu současného stavu na trhu s elektřinou a postupný návrat k tržním principům ve střednědobém horizontu, přičemž budou nastaveny takové podmínky, při kterých bude decentralizace energetiky povolná. V České republice se předpokládá fungování trhu na úrovni zajišťující rentabilitu výstavby a provozu jaderných elektráren. Varianta Koncepční předpokládá funkční trh s povolenkami a očekává cenu 50 EUR/EUA v roce 2050.

Poptávka po elektřině

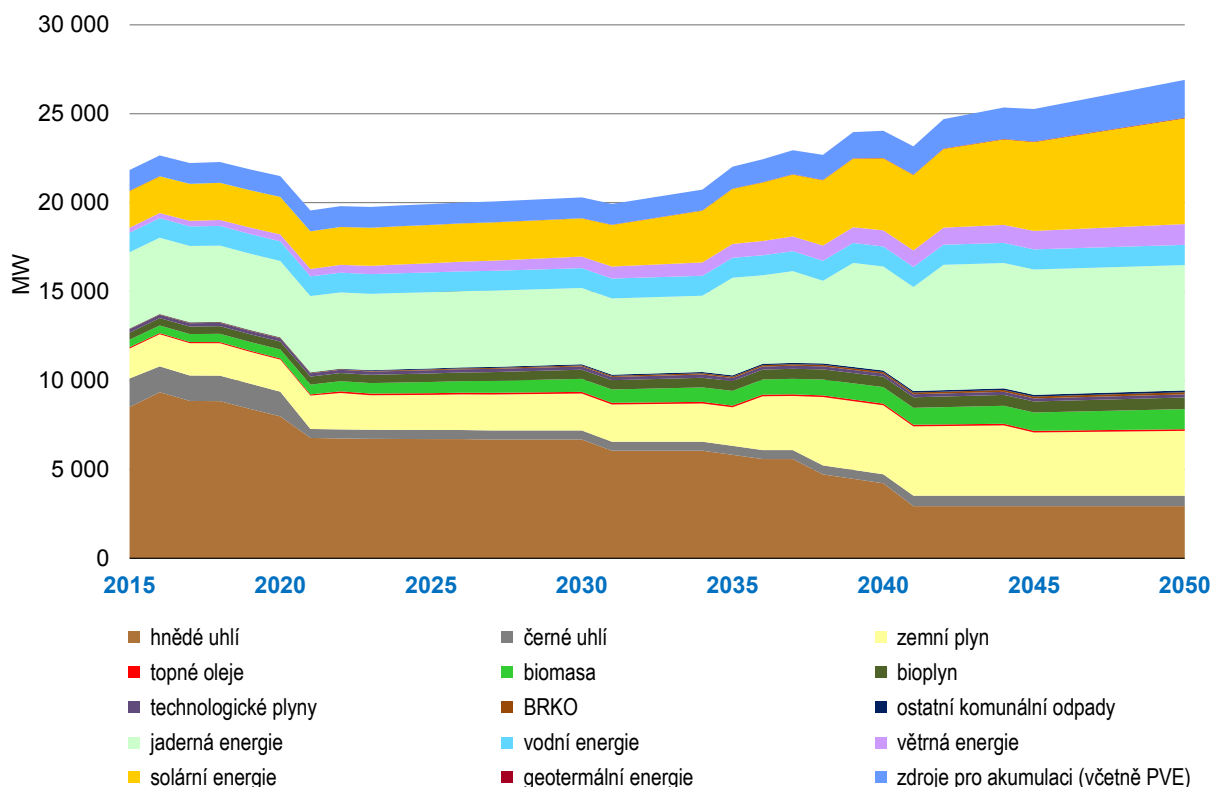
Ve variantě Koncepční je uvažována predikce poptávky elektřiny dle varianty Koncepční. Predikce zahrnuje referenční vývoj ekonomiky, demografie a rozvoje využití spotřebičů. Zahrnuje také referenční, velmi výrazné úspory jak ve výrobní sféře, tak ve sféře domácností. Výpočty zohledňují i rozvoj elektromobility. Spotřeba bude zejména ke konci sledovaného horizontu mírně navyšována částečným přechodem od centrálního zásobování teplem k decentrálnímu, které bude realizováno přímou výrobou tepla i tepelnými čerpadly. Tuzemská netto spotřeba elektřiny se mezi roky 2015 a 2050 dle této varianty navýší o 25 %. Při zahrnutí elektromobility je toto navýšení 34 %.

Zdrojová základna

Jaderné zdroje: varianta Koncepční předpokládá provoz stávajících bloků jaderné elektrárny Dukovany do let 2035 až 2037. Spuštění nových dukovanských bloků o výkonu 2x 1 200 MW je uvažováno v letech 2035 a 2037. Dále se též uvažuje s vybudováním nových jaderných bloků o výkonu 2x 1 200 MW v lokalitě Temelín v letech 2039 a 2042.

Fosilní zdroje: varianta Koncepční zachovává limity těžby na lomu ČSA. Je uvažován nový hnědouhelný blok v lokalitě Počerady o výkonu 1x 660 MW jako náhrada stávajícího zdroje, a to od roku 2031. Varianta dále počítá s využitím zemního plynu, a to pro paroplynové bloky o výkonech 430 MW, které budou zprovozněny v letech 2038 a 2045. Vzhledem k omezenému množství regulujících hnědouhelných bloků v soustavě se předpokládá poměrně vysoké využití těchto plynových zdrojů, a to i v návaznosti na rozvoj zdrojů obnovitelných. Uplatnění mikrokogeneračních jednotek je předpokládáno v roce 2050 na 2,5 % odběrných míst elektřiny, což v tomto roce představuje 306 MW instalovaného výkonu MKO na hladině vn, nn. Vedle mikrokogeneračních jednotek se počítá s rozvojem malých kogenerací do 2 MW elektrického výkonu, které se mohou uplatnit buď v instalacích pro jednotlivé bytové domy, nebo v místě dřívějších blokových vytopen. Přírůstek instalovaného výkonu těchto technologií by kolem roku 2050 mohl dosáhnout úrovně přibližně 300 MW.

Teplárenství: vedle výrazných úspor počítá varianta Koncepční s mírným poklesem podílu CZT na celkovém zásobování teplem (v roce 2050 bude 5 % konečné spotřeby tepla z CZT nahrazeno výrobou v DZT). Náhrada paliva pro dodávky tepla v CZT z hnědouhelných zdrojů bude realizována zemním plynem a biomasou.



2.4 Varianta Centrální

Varianta Centrální (značena C) rozpracovává takový směr vývoje české energetiky, ve kterém je zachována energetika i její řízení tak, jak ji známe z dosavadních zkušeností. Varianta je charakteristická nejdelším možným provozem současných bloků jaderné elektrárny Dukovany a výstavbou nových jaderných bloků v obou stávajících lokalitách. Uvažuje se prolomení limitů těžby na lomu ČSA a výstavba nových uhelných bloků. Rozvoj obnovitelných zdrojů je střídavý, nikoli však nulový, a je uskutečněn spíše formou parků než instalací na odběrných místech. Uplatnění plynových zdrojů systémového charakteru je vzhledem k vyšší dostupnosti tuzemského hnědého uhlí poněkud nižší než ve variantě Koncepční.

Trh s elektřinou, evropské souvislosti

Varianta Centrální předpokládá nápravu současného stavu na trhu s elektřinou a postupný návrat k tržním principům ve střednědobém horizontu, přičemž budou nastaveny takové podmínky, při kterých bude decentralizace energetiky jen velmi pozvolná. V České republice se předpokládá fungování trhu na úrovni zajišťující rentabilitu výstavby a provozu jaderných elektráren. Varianta Centrální předpokládá funkční trh s povolenkami a očekává cenu 30 EUR/EUA v roce 2050.

Poptávka po elektřině

Ve variantě Centrální je uvažována predikce poptávky elektřiny dle varianty Centrální. Predikce zahrnuje referenční vývoj ekonomiky, demografie a rozvoje využití spotřebičů. Zahrnuje také referenční, velmi výrazné úspory jak ve výrobní sféře, tak ve sféře domácností. Výpočty zohledňují i rozvoj elektromobility. Tuzemská netto spotřeba elektřiny se mezi roky 2015 a 2050 dle této varianty navýší o 25 %. Při zahrnutí elektromobility je toto navýšení 34 %.

Zdrojová základna

Jaderné zdroje: varianta Centrální předpokládá provoz stávajících bloků jaderné elektrárny Dukovany do let 2045 až 2047. Ve stejných letech je uvažováno spuštění nových dukovanských bloků o výkonu 2x 1 200 MW. Dále je též uvažováno vybudování nových jaderných bloků o výkonu 2x 1 200 MW v lokalitě Temelín v letech 2039 a 2041.

Fosilní zdroje: varianta Centrální uvažuje prolomení limitů těžby na lomu ČSA. Je uvažován nový hnědouhelný zdroj v lokalitě Počerady o výkonu 2x 660 MW jako náhrada stávajícího zdroje, a to od roku 2027, resp. 2031. Varianta dále počítá s využitím zemního plynu, a to pro paroplynové bloky o výkonech 430 MW. Tyto nové velké zdroje na zemní plyn jsou uvažovány až v samotném závěru řešeného období – realizace se předpokládá v letech 2046 a 2048. Rozvoj mikrokogeneračních jednotek ani malých kogeneračních jednotek do výkonu 2 MW není v této variantě do roku 2050 uvažován.

Teplárenství: varianta Centrální počítá se stejnými úsporami jako varianta Koncepční, nepočítá však s odklonem k DZT. Částečná náhrada paliva pro dodávky tepla v CZT z hnědouhelných zdrojů bude realizována zemním plynem a biomasou.

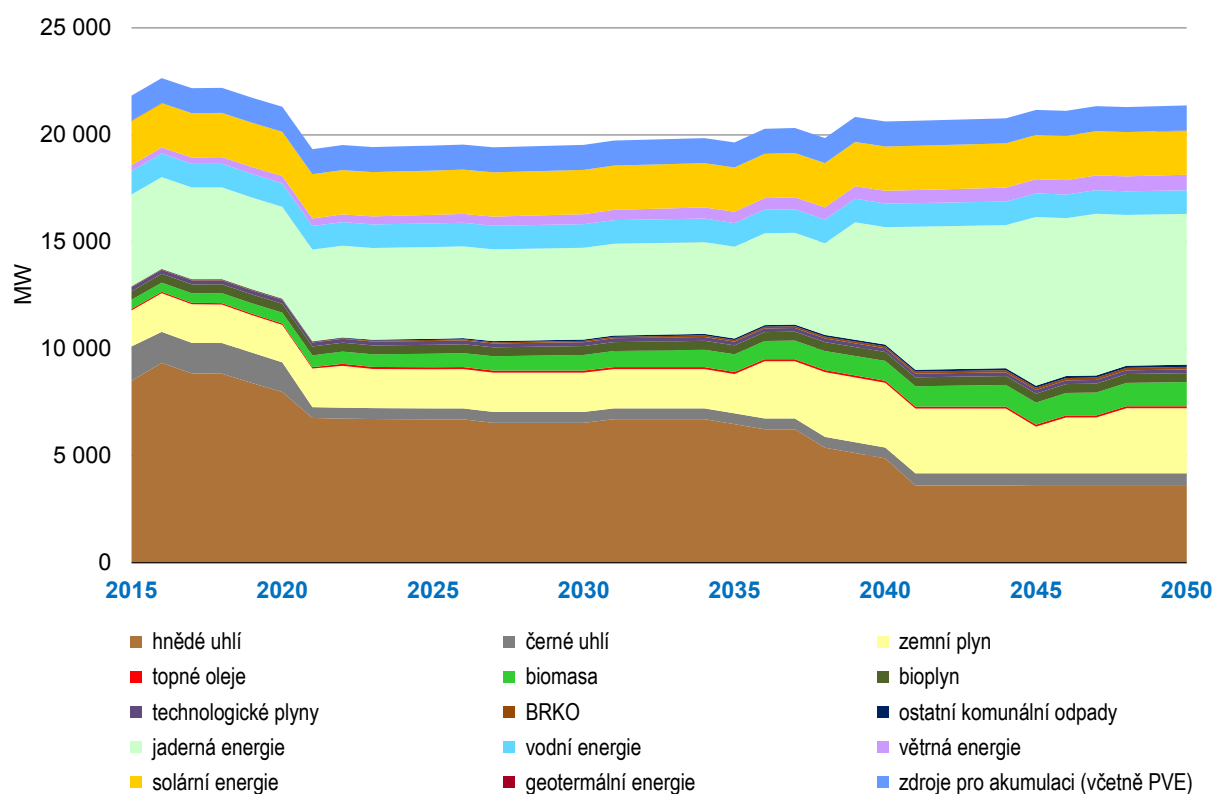
Obnovitelné zdroje (stav v roce 2050):

- Vodní elektrárny: 1 102 MW (bez přírůstků oproti současnosti)
- Větrné elektrárny: 727 MW (z toho na hladině vvn 520 MW, na hladině vn, nn 207 MW)
- Fotovoltaické elektrárny: 2070 MW (z toho na hladině vvn 240 MW, na hladině vn, nn 1 830 MW)

- Bioplynové stanice (včetně skládkových a kalových plynů): 416 MW (pouze na hladině vn, nn; zachování nynějšího stavu)
- Biomasa (především spalování): 1 131 MW (z toho na hladině vvn 1 025 MW, na hladině vn, nn 106 MW)
- Geotermální zdroje: nejsou ve variantě Centrální uvažovány

Následující obrázek uvádí skladbu instalovaného výkonu pro variantu Centrální.

Obrázek 3 **Variantu Centrální – instalovaný výkon**



Akumulace a regulace na straně spotřeby

Ve variantě Centrální se vzhledem k její povaze nepředpokládá instalace zařízení pro akumulaci na denní úrovni nad rámec současných přečerpávacích vodních elektráren. Sezónní akumulace rovněž není v této variantě uvažována. Je však uvažováno odložení části spotřeby ve spotřebičích, jako jsou pračky a myčky.

2.5 Varianta Decentrální

Varianta Decentrální (značena D) prověřuje možnost maximální možné decentralizace energetiky. Varianta byla koncipována ve dvou krocích. V prvním kroku bylo aplikováno maximální možné množství decenterálních zdrojů a byly prověřeny možnosti provozu takovéto soustavy. Vzhledem k tomu, že tímto způsobem nebylo možné predikovanou poptávku po elektřině zajistit, byly následně doplněny v nezbytně nutné míře i zdroje centrální.

Trh s elektřinou, evropské souvislosti

Varianta Decentrální předpokládá nápravu současného stavu na trhu s elektřinou a postupný návrat k tržním principům až v samém závěru střednědobého horizontu, přičemž budou nastaveny takové podmínky, při kterých bude decentralizace energetiky velmi rychlá, a to zejména po roce 2025. Varianta Decentrální předpokládá funkční trh s povolenkami (80 EUR/EUA v roce 2050).

Poptávka po elektřině

Ve variantě Decentrální je uvažována predikce poptávky elektřiny dle varianty Decentrální. Predikce zahrnuje referenční vývoj ekonomiky, demografie a rozvoje využití spotřebičů. Zahrnuje také referenční, velmi výrazné úspory jak ve výrobní sféře, tak ve sféře domácností. Výpočty zohledňují i rozvoj elektromobility. Spotřeba bude zejména ke konci sledovaného horizontu výrazně navýšována částečným přechodem centrálního zásobování teplem k decenterálnímu, které bude realizováno přímou výrobou tepla i tepelnými čerpadly. Tuzemská netto spotřeba elektřiny se mezi roky 2015 a 2050 dle této varianty navýší o 30 %. Při zahrnutí elektromobility je toto navýšení 38 %.

Zdrojová základna

Jaderné zdroje: varianta Decentrální předpokládá provoz stávajících bloků jaderné elektrárny Dukovany do let 2035 až 2037, tedy shodně jako varianta Koncepční. Uvažuje se pouze částečná náhrada zdroje, a to jedním blokem o výkonu 1 200 MW od roku 2038. Dále je též uvažováno vybudování nového jaderného bloku o výkonu 1x 1 200 MW v lokalitě Temelín v roce 2041.

Fosilní zdroje: varianta Decentrální neuvažuje prolomení limitů těžby na lomu ČSA. Nový hnědouhelný zdroj v lokalitě Počerady není uvažován. Varianta dále počítá s využitím zemního plynu, a to pro paroplynové bloky o výkonech 430 MW, které budou zprovozněny v letech 2037, 2039 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 zdrojů obnovitelných.

Aby byly dostatečně zajištěny všechny kategorie regulačních výkonů, jsou do sestavy zdrojů dále navrženy bloky s jednoduchým plynovým cyklem s jednotkovým výkonem 160 MW, a to v časových horizontech 2031 a 2045. Uplatnění mikrokogeneračních jednotek je předpokládáno v roce 2050 na 15 % odběrných míst elektřiny, což v tomto roce představuje 1 835 MW instalovaného výkonu MKO na hladině vn, nn. Vedle toho se uvažuje s instalací nových tzv. malých kogenerací s instalovaným výkonem do 2 MW, které se mohou uplatnit buď v instalacích pro jednotlivé bytové domy, nebo v místě dřívějších blokových vytopen. Přírůstek instalovaného výkonu těchto technologií by kolem roku 2050 mohl dosáhnout úrovně přibližně 910 MW.

Teplárenství: varianta Decentrální uvažuje stejné úspory jako varianta Koncepční, ale také výrazný odklon od CZT k DZT (v roce 2050 bude 50 % konečné spotřeby tepla z CZT nahrazeno výrobou v DZT). Náhrada paliva pro dodávky tepla v CZT z hnědouhelných zdrojů bude realizována zemním plynem a biomasou.

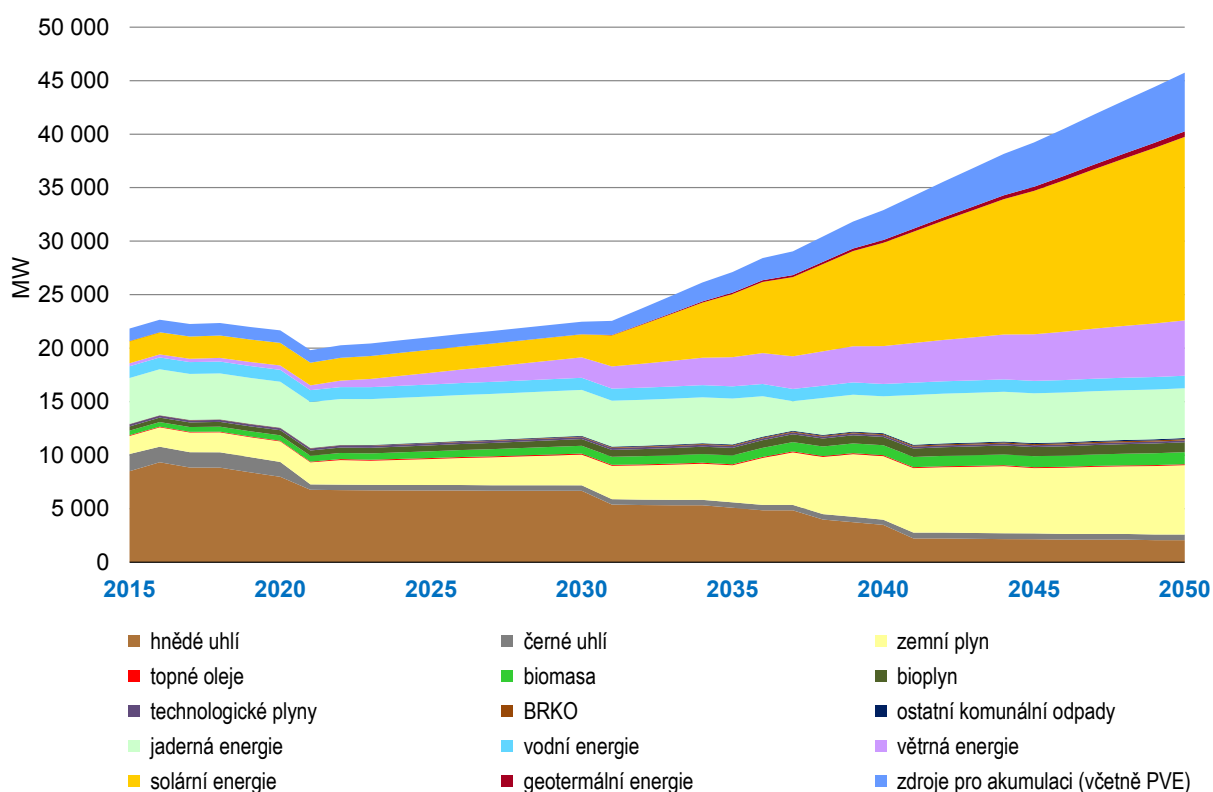
Obnovitelné zdroje (stav v roce 2050):

- Vodní elektrárny: 1 170 MW (přírůstky pouze na hladině vn, nn – malé vodní elektrárny)
- Větrné elektrárny: 5 170 MW (z toho na hladině vvn 520 MW, na hladině vn, nn 4 650 MW)
- Fotovoltaické elektrárny: 17 150 MW (pouze na hladině vn, nn)
- Bioplynové stanice (včetně skládkových a kalových plynů): 926 MW (pouze na hladině vn, nn)
- Biomasa (především spalování): 1 127 MW (z toho na hladině vvn 345 MW, na hladině vn, nn 782 MW)
- Geotermální zdroje: 510 MW (pouze na hladině vn, nn)

Akumulace a regulace na straně spotřeby

Varianta Decentrální předpokládá v roce 2050 instalaci zařízení pro akumulaci na denní úrovni (bez PVE) o kapacitě 19 440 MWh. Dále se uvažuje využití elektrokotlů v CZT k záporné regulaci výkonu na straně spotřeby. Je rovněž uvažováno odložení části spotřeby ve spotřebičích, jako jsou pračky a myčky. Technologie zachycování a využití oxidu uhličitého (CCU) jsou uvažovány v takové míře, aby se zachycený CO₂ plně uplatnil při akumulacích procesech (technologie P2G). Velikost instalovaného výkonu zdrojů pro sezónní akumulaci pomocí P2G dosahuje v roce 2050 úrovně 3 770 MW.

Následující obrázek uvádí skladbu instalovaného výkonu pro variantu Decentrální.

Obrázek 4 Varianta Decentrální – instalovaný výkon

3 Elektroenergetika – shrnutí analýz

3.1 Politiky, legislativa a trendy

Snahou EU je prosadit snižování emisí skleníkových plynů a dosahování úspor ve spotřebě energie, což je v souladu s *Pařížskou dohodou*. Politické dohody se postupně promítají do evropské, následně i státní legislativy, a nabývají tak závazného charakteru. Česká energetická politika je shrnuta ve *Státní energetické koncepci*. SEK představuje vyvážený kompromis – klade důraz na diverzifikaci na straně zdrojů a na úsporná opatření na straně spotřeby. Představuje tedy vhodné východisko pro podporu stabilního, bezpečného a ekologicky šetrného rozvoje české energetiky. Rizikem je další zpřísnění environmentálních požadavků na úrovni EU, které půjde nad rámec nynější SEK.

Ve střednědobém, ale zejména pak v dlouhodobém horizontu, se bude pravděpodobně zvyšovat podíl decentralizované výroby a akumulace. Decentrální výroba bude založená z větší části na OZE a dále na malých a mikrokogeneračních jednotkách. Růst podílu decentrální výroby změní dosavadní způsoby řízení ES, což bude nutné legislativně zohlednit – především vymezit vzájemná postavení a povinnosti mezi dotčenými subjekty, k čemuž bude nutné změnit tarifní systém.

3.2 ES středoevropského regionu

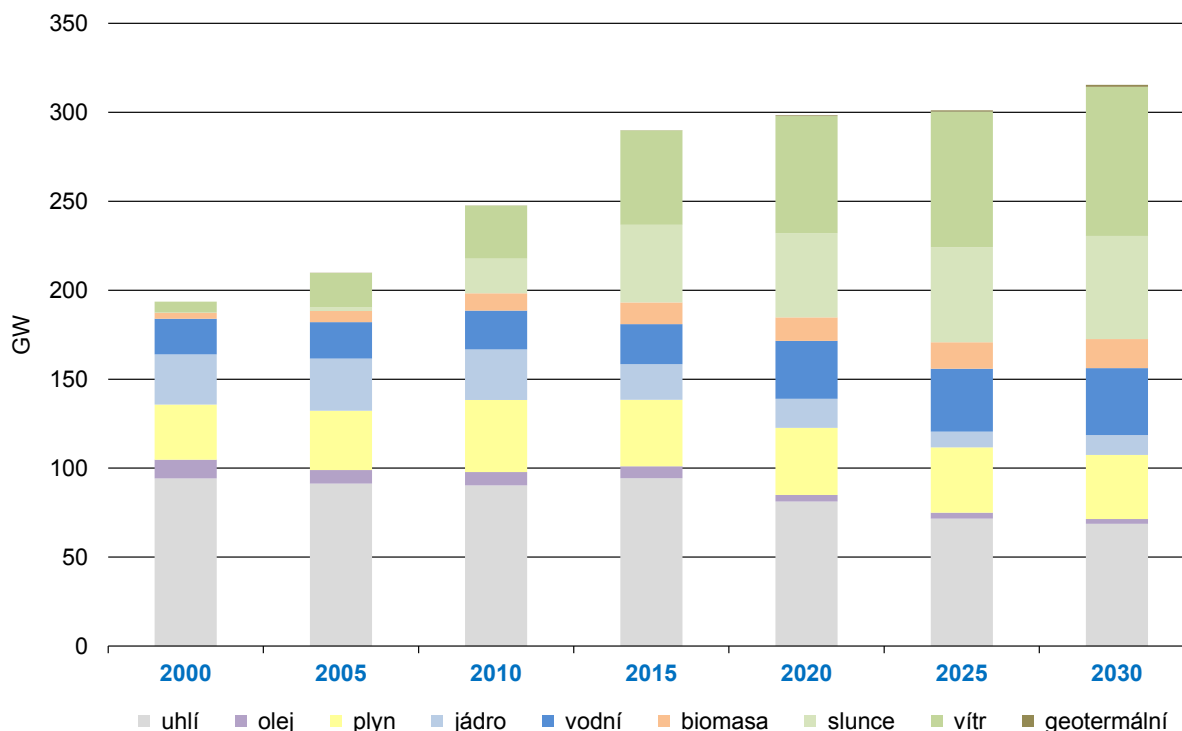
Zdroje elektřiny střední Evropy jsou z větší části staré a potřebují náhradu. Investice do nových zdrojů jsou však především z důvodu nízkých cen elektřiny velmi rizikové. Do roku 2050 projde zdrojová základna významnými změnami, které budou vyvolány očekávaným růstem poptávky elektřiny a vyřazováním stávajících zdrojů z provozu. Pro investory je za současných podmínek velmi obtížné realizovat rozvojové projekty bez dalších podpůrných mechanismů. Rozvoj zdrojů bude významně ovlivněn energetickou politikou EU, která stále více centralizuje pravomoci spojené s rozhodováním o podobě vývoje ES jednotlivých členských států. Na podobu výrobní základny středoevropského regionu pak bude mít zcela zásadní vliv Německo (dominantní ES regionu).

Střednědobý horizont

Ve střednědobém vývoji do roku 2030 dojde v regionu k poklesu instalovaného výkonu klasických zdrojů o 25 GW, který bude kompenzován nárůstem instalovaného výkonu OZE o 50 GW. Na přírůstku výkonu OZE se budou nejvíce podílet větrné a fotovoltaické elektrárny (téměř 40 GW). Největší podíl na změnách v energetickém mixu regionu bude mít do roku 2030 Německo, které sníží instalovaný výkon klasických zdrojů o 23 GW, naopak u OZE jej o 33 GW navýší. Výkon klasických zdrojů vzroste do roku 2030 pouze na Slovensku a v Maďarsku, kde budou uvedeny do provozu nové bloky jaderných elektráren. Výstavba nových klasických zdrojů v Polsku nahradí odstavený výkon. Rakousko ve střednědobém výhledu patrně odstaví všechny zbylé uhelné elektrárny. Instalovaný výkon OZE bude nadále růst ve všech zemích regionu, byť v některých pouze mírně (Slovensko, Maďarsko).

Dlouhodobý horizont

Do roku 2050 lze očekávat pokračování ve výše popsáných trendech. Z pohledu instalovaného výkonu tak OZE budou v dlouhodobém výhledu nejvíce se rozvíjející skupinou zdrojů. Vůdčí roli ve výstavbě OZE bude mít opět Německo, kde je k roku 2050 plánován 80% podíl OZE na výrobě elektřiny. Své místo v energetickém mixu si pravděpodobně zachovají i jaderné elektrárny, neboť ve zbylých zemích regionu (SK, HU, PL, ČR) budou dále provozovány, případně dojde k výstavbě dalších bloků. Následující obrázek ukazuje rozvoj zdrojové základny středoevropského regionu do roku 2030.

Obrázek 5 Zdrojová základna středoevropského regionu (DE, AT, PL, CZ, SK, HU)

3.3 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 jej ovlivňoval tlak na snižování emisí a zvyšování účinnosti. V roce 2014 byl obnoven ekonomický růst a poptávka meziročně stoupla o 1 %. V roce 2015 poptávka meziročně vzrostla o 2 %. Pro následující roky je pro ČR očekáván ekonomický růst, byť méně výrazný než v letech 2014 a 2015. I když úspory energií zůstanou jedním z hlavních témat energetické politiky EU a jejich aplikaci se nevyhne ani ČR, dlouhodobě predikce počítá s růstem poptávky elektřiny. Růst bude souviset především s konvergencí ČR k ekonomické úrovni EU, postupující automatizací a mechanizací ve výrobní sféře a s růstem využití spotřebičů v domácnostech. Podstatným růstovým faktorem bude i náhrada fosilních zdrojů zdroji obnovitelnými, u nichž přenos energie zprostředkovává často elektřina. Směr rozvoje energetiky (centrální či decentrální) bude mít vliv na výši poptávky a především na výši síťově pokrývané poptávky elektřiny. Decentralizace energetiky by pravděpodobně vedla k vyšší poptávce elektřiny, především z důvodu účasti elektřiny na krytí částečného odklonu od CZT prostřednictvím tepelných čerpadel, ale i přímého ohřevu. Vývoj dle varianty Decentrální by však znamenal zásadní změnu pro distribuční síť, protože i přes růst poptávky by množství elektřiny dodávané na nejnižší distribuční úroveň nízkého napětí mohlo přibližně od roku 2030 výrazně klesat.

Střednědobý horizont

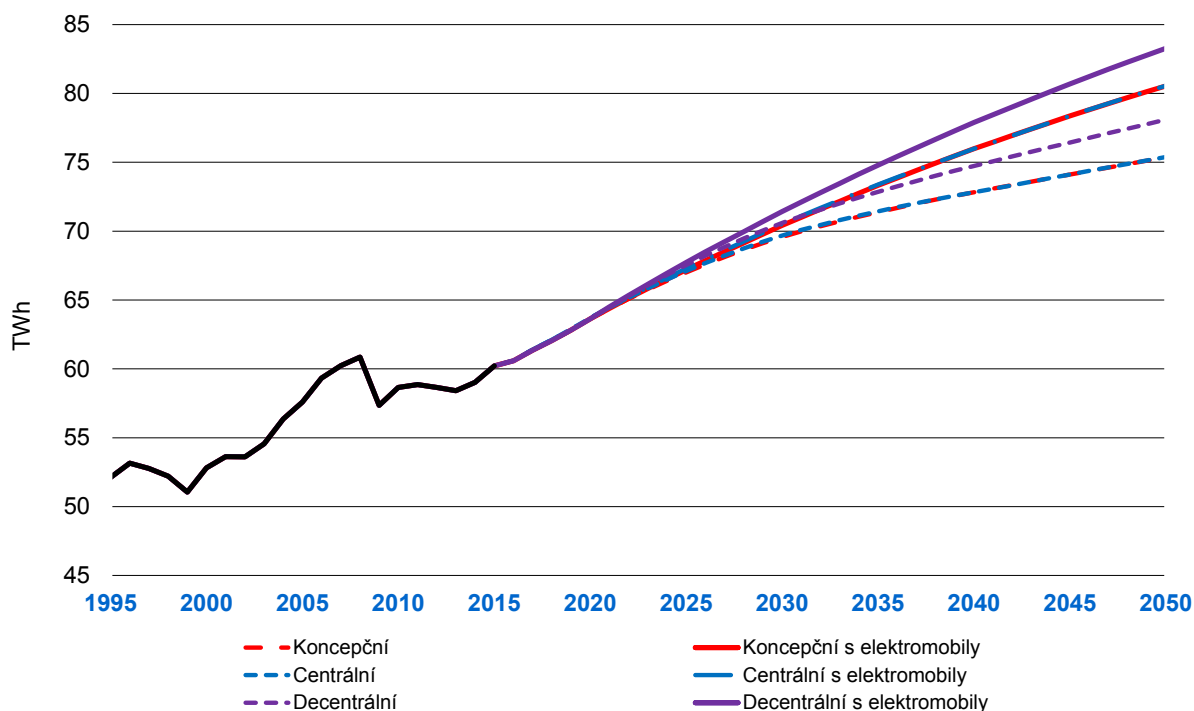
- Ve střednědobém horizontu nejsou analyzované varianty z pohledu poptávky výrazně rozlišeny.
- Koncepční varianta předpokládá v roce 2030 tuzemskou netto spotřebu 70 TWh. Ve srovnání s rokem 2015 se jedná o nárůst přibližně 10 TWh.
- Na konci období očekáváme výrazný nárůst poptávky elektřiny v kategorii elektromobility – v roce 2030 očekáváme spotřebu elektromobilů ve výši 0,8 TWh.

Dlouhodobý horizont

- V dlouhodobém výhledu jsou varianty ve výši poptávky diferencované. Varianty Koncepční a Centrální jsou velmi podobné, odlišný vývoj poptávky předpokládá varianta Decentrální.
- Koncepční i Centrální varianta předpokládá v roce 2050 hodnotu tuzemské netto spotřeby se zahrnutím elektromobility ve výši 80,5 TWh; oproti roku 2015 tak netto spotřeba dle Koncepční varianty naroste o 20 TWh. Hodnota poptávky variant je prakticky stejná, přestože v jednotlivých kategoriích se liší (spotřeba na těžbu uhlí a spotřeba vyvolaná částečným odchodem od CZT).
- Decentrální varianta předpokládá v roce 2050 hodnotu tuzemské netto spotřeby se zahrnutím elektromobility ve výši 83 TWh; oproti roku 2015 tak netto spotřeba dle Decentrální varianty naroste o 23 TWh.
- Spotřeba elektromobilů bude dle předpokladů dosahovat významnějších hodnot přibližně od roku 2025 a v roce 2050 se bude na tuzemské netto spotřebě podílet 6 % (přibližně 5 TWh).
- Mezi variantami je velký rozdíl v množství elektřiny vyrobené na nejnižší distribuční úrovni. Dle varianty Koncepční, která představuje rozumné množství decentrální výroby, může výroba na nejnižší distribuční úrovni v roce 2050 činit přibližně 5 TWh, dle varianty Decentrální, která představuje limitní rozvoj decentrálních zdrojů, může tato výroba v roce 2050 činit až 17 TWh. Tato výroba bude snižovat množství síťově dodávané elektřiny a navíc navyšovat množství nevykazované spotřeby. V případě Koncepční varianty může nevykazovaná spotřeba činit přibližně 2 TWh, v případě Decentrální varianty pak přibližně 8 TWh.

Následující obrázek ukazuje porovnání predikcí spotřeby pro tři řešené varianty včetně uvažovaného rozvoje elektromobility.

Obrázek 6 Tuzemská netto spotřeba



3.4 Zdrojová základna – současný stav a výhled

Skladba zdrojové základny byla ve všech variantách navržena tak, aby splňovala spolehlivostní a bezpečnostní požadavky, a aby byla soustava soběstačná při krytí poptávky po elektřině. V následujících letech projde elektroenergetika zásadními změnami ve způsobu výroby elektřiny a využití primárních zdrojů na její výrobu. Následující konstatování jsou společná všem variantám:

- Dojde k výraznému útlumu zdrojů spalujících tuzemské hnědé uhlí. Důvodem této změny jsou docházející zásoby uhlí, vládní omezení v těžbě a ekologické požadavky na výrobní elektřiny a tepla.
- Významně naroste úloha zdrojů spalujících plyn při výrobě elektřiny a zejména při zajišťování regulačních služeb. Plyn by měl sehrát podstatnou roli při obnově tepláren i v zdrojích malých výkonů.
- Předpokládá se pokračující rozvoj OZE, především FVE a VTE. Pro udržení stabilního provozu ES se značným podílem výroby z OZE bude nutno instalovat prostředky akumulace elektřiny.

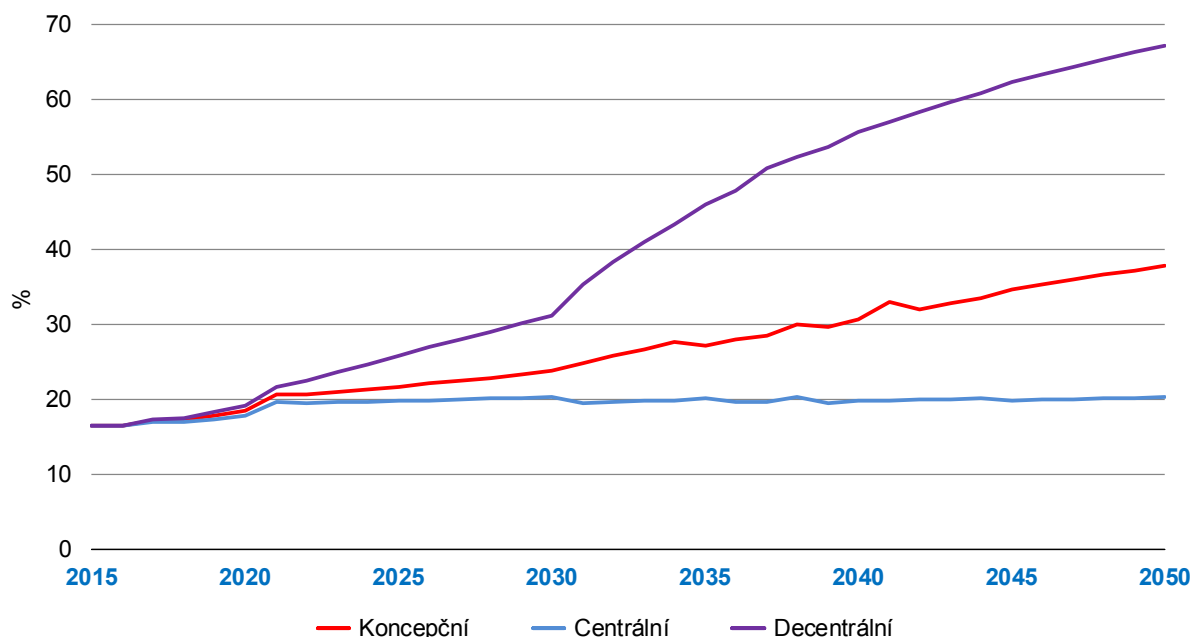
Střednědobý horizont

- V období nejbližších let bude zachován stávající stav jaderné energetiky, pro další období by mělo dojít k obnově dosavadních zdrojů ve stávajícím rozsahu. Vedle toho se uvažuje o výstavbě dalších nových zdrojů, což by navýšilo stávající uplatnění jaderných elektráren o více než polovinu.
- Systém CZT bude fungovat v mírně redukované podobě. Jeho zachování s sebou ponese výrazné investice do obnovy a ekologizace stávajících teplárenských zdrojů, včetně změny paliva.

Dlouhodobý horizont

- Narůstá podíl decentrálních zdrojů. V Decentrální variantě, která ukazuje limitní nárůst decentrálních zdrojů, dosahuje jejich podíl na instalovaném výkonu hodnoty 67 %, v Koncepční variantě 38 % a v Centrální 20 %.
- Porostou požadavky na výstavbu nových, regulace se účastnících zdrojů. Jaderné elektrárny se pravděpodobně budou muset podílet na regulaci výkonu.
- Dochází k obnově dosavadních jaderných zdrojů v rozsahu bloků dříve vyřazených z provozu.
- Podíl výroby elektřiny z OZE na tuzemské spotřebě roste z nynějších 13 % na 22 % ve variantě Koncepční, na 15 % ve variantě Centrální a až na 44 % ve variantě Decentrální.

Následující obrázek ukazuje podíl decentrálních zdrojů na celkovém instalovaném výkonu pro tři analyzované varianty.

Obrázek 7 Podíl decentrálních zdrojů na celkovém instalovaném výkonu

3.5 Provoz ES ČR

Střednědobý horizont

Provoz zdrojové základny je ve všech variantách zpočátku velmi podobný, znatelně se liší až ke konci střednědobého horizontu. Jaderné zdroje mají dobré podmínky pro svůj provoz, využití je prakticky 100% a jejich dodávka elektřiny do sítě je stabilní ve všech variantách. Dodávky elektřiny z hnědouhelných zdrojů tvoří majoritní podíl na celkovém objemu dodávek, do konce roku 2020 ale řada z nich postupně ukončí provoz. Od roku 2021 vyrobí hnědouhelné zdroje zhruba srovnatelné množství elektřiny jako zdroje jaderné. V dalších letech se mezi variantami velikost dodávek pouze nepatrně odlišuje. Hlavní příčinou rozdílů je to, v jaké podobě se uvažuje s obnovou hnědouhelné elektrárny Počerady. Provoz hnědouhelných zdrojů, oproti minulému vydání studie *Dlouhodobá rovnováha*, již tolik neomezuje dostupnost hnědého uhlí. Využití pohotového výkonu je poměrně vysoké a dosti stabilní.

Provoz zdrojů na zemní plyn se mezi variantami liší více. Plynové zdroje mají zpočátku velmi nízké využití pohotového výkonu, které se teprve po roce 2020 navyšuje na přibližně 20 % stejně jako jejich dodávka elektřiny. V dalších letech jsou rozdíly v dodávkách mezi variantami způsobeny předně různým tempem přírůstků instalovaného výkonu decentrálních zdrojů na zemní plyn. U Decentrální varianty se navíc projevuje nárůst využití pohotového výkonu systémových elektráren na zemní plyn.

Každá z variant se vyznačuje jiným, i když plynulým, vývojem dodávek elektřiny z OZE. Všechny rozdíly se uzavírají odlišnostmi ve vývoji exportního salda. Do roku 2020 salda dosahují velikosti nad 15 TWh, v roce 2021 jen okolo 10 TWh, poté se již rozcházejí více. V roce 2030 je tak nejvíce exportní varianta Decentrální (7,9 TWh), následují varianty Koncepční a Centrální (4,4 a 3,4 TWh), varianta Nulová se těsně blíží nule (0,2 TWh). Ve střednědobém horizontu je ES ČR pro všechny varianty (včetně Nulové varianty) provozuschopná, výkonově přebytková a s dostatkem regulačních výkonů.

Dlouhodobý horizont

Zajištění provozuschopnosti ES z hlediska regulačních rezerv a flexibility vyžaduje ve variantách Koncepční, Centrální a Decentrální velmi rozdílnou úroveň opatření. Varianta Centrální charakterizovaná nejvyšším podílem centrálních, zpravidla regulace se účastnících, zdrojů (jejich podíl na výrobě v roce 2050 dosahuje 86 %) vyžaduje poměrně málo nových technických opatření.

Varianta Koncepční, kde podíl zdrojů účastnících se regulace na výrobě dosahuje jen 77 %, vyžaduje již provedení více opatření – využití elektrokotlů u zdrojů dodávajících teplo ve formě záporné regulace výkonu, a to do výše 5 % okamžité dodávky tepla, dále střední zapojení malých kogenerací do ovlivnění diagramu dodávky ve prospěch tvaru diagramu celé ES a instalaci denní akumulace elektřiny až do celkové instalované kapacity 4 320 MWh v roce 2050 a její 10% účast na sekundární regulaci.

Varianta Decentrální, ve které podíl centrálních i decentrálních zdrojů na výrobě dosahuje 50 %, vyžaduje nezbytně provést více opatření – využití elektrokotlů u zdrojů dodávajících teplo do výše 10 % okamžité dodávky tepla, vysoké zapojení malých kogeneračních jednotek do ovlivnění diagramu dodávky a instalaci denní akumulace elektřiny do instalované kapacity 19 440 MWh a její 20% účast na sekundární regulaci. Kromě toho je zapotřebí instalace sezónní akumulace elektřiny pomocí technologie P2G až do výkonu 3 770 MW. Tato opatření se podílejí i na velmi vyrovnaných podmínkách provozu jaderných bloků. Jejich ukazatel využití pohotového výkonu dosahuje do roku 2040 úrovně 98 až 100 %, v roce 2050 pak úrovně 92 až 94 %. K tomu však významně přispívá jen minimální rozvoj výroby z JE ve variantě Decentrální. Jejich dodávka v roce 2050 jen mírně převyšuje výchozí hodnotu okolo 30 TWh. V ostatních dvou variantách je rozvoj JE podstatný a v roce 2050 dosahují dodávky okolo 45 TWh.

Provoz uhelných zdrojů je i v dlouhodobém výhledu, oproti minulému zpracování této studie, méně omezován dostupností hnědého uhlí, a je proto v průběhu let rovnoměrnější, i když obecně klesající. Hodnoty využití pohotového výkonu systémových elektráren na tuhá paliva vykazují velkou diferenciaci mezi variantami, korespondující s cenou povolenek. Ve variantě Centrální je využití obecně vysoké a v roce 2050 se pohybuje na hodnotě 53 %. Ve variantě Koncepční je nižší a blíží se hodnotě 45 %. Ve variantě Decentrální využití od roku 2037 stále klesá a v roce 2050 dosahuje pouze 21 %. Takový stav by byl pro jejich provozovatele neúnosný a při zvážení jejich minoritní velikosti dodávek elektřiny by bylo nutné posoudit, jaká opatření by zachování jejich provozu vyžadovalo, případně jaké důsledky by naopak mělo dřívější ukončení provozu části těchto zdrojů.

Potřeba vyrovnat se s obnovou dosavadních bloků JEDU a s dožíváním stávajících uhelných bloků, včetně nedávno retrofitovaných, vede v různých letech dlouhodobého horizontu ke skokovým změnám ve skladbě instalovaného výkonu centrálních zdrojů tak, aby byla dodržena dlouhodobá soběstačnost soustavy. Vedle změn v instalovaných výkonech centrálních zdrojů se to projevuje i v dosahovaných hodnotách využití vybraných skupin zdrojů. Na těchto hodnotách je ale patrný také vliv cen povolenek.

Využití systémových elektráren spalujících zemní plyn se proto mezi roky 2031 až 2040 vyvíjí diferencovaně a jde především o jeho nárůst. V poslední sledované dekádě se naopak ustálí okolo 33 %. Stabilizujícím faktorem je jejich vysoká účast na dodávkách tepla (náhrada za dožité hnědouhelné zdroje s KVET). Ve všech třech variantách se dodávky elektřiny ze zemního plynu podstatně zvyšují a zvláště ve variantě Decentrální se na tom podílí vyšší množství decentrálních plynových zdrojů.

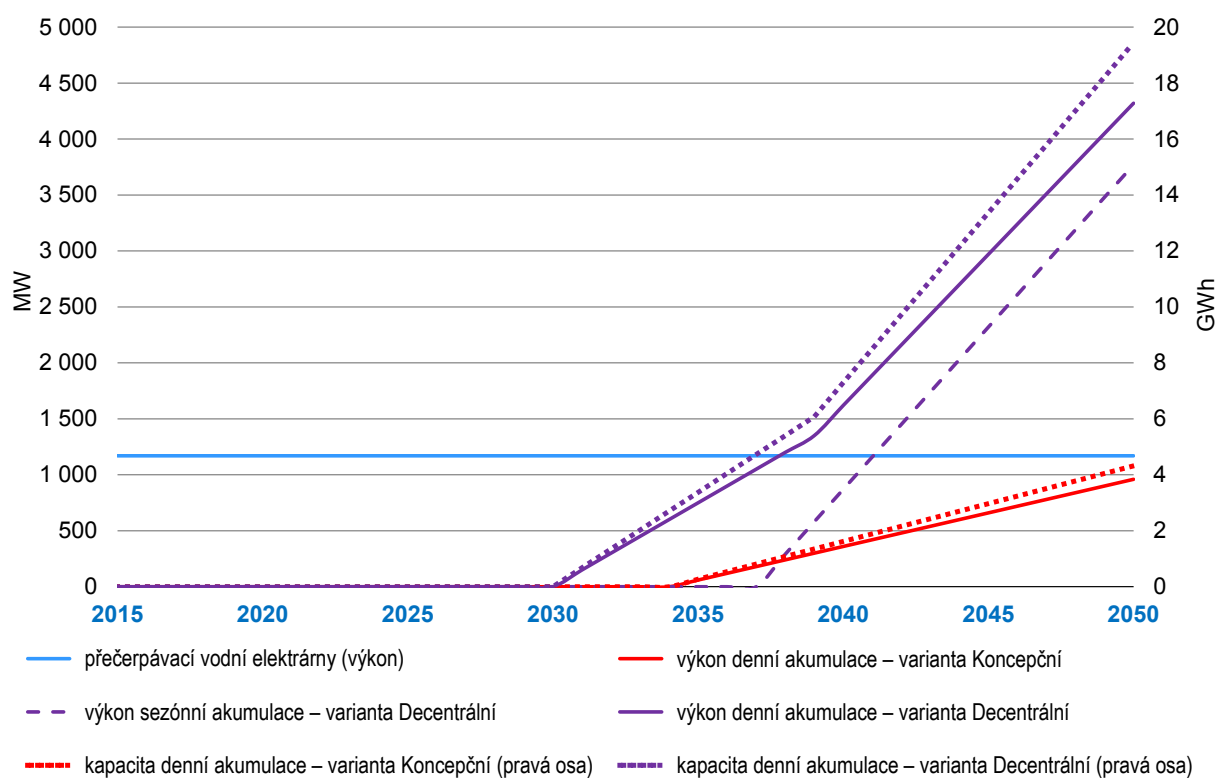
Na dodávkách elektřiny z decentrálních zdrojů se ve variantě Decentrální z velké části podílejí OZE. Jejich dodávka je dominantní a v roce 2050 dosahuje 42 TWh. Přesto celková dodávka decentrálních

zdrojů ve výši 50 TWh znamená pouze 50% podíl na celkových dodávkách elektřiny. Tento výsledek je nutno považovat za maximální možný.

ES v Nulové variantě není provozuschopná již od počátku dlouhodobého horizontu. Zejména proto, že od roku 2031 by vyžadovala každoročně značné importní saldo přeshraničního obchodu, jehož hodnoty se navíc trvale zvyšují. Ostatní varianty jsou z hlediska výkonové bilance vyrovnané. Pouze varianta Koncepční v roce 2041 a varianta Centrální v roce 2050 vyžadují přiměřeně velký import. Jinak se dočasné rozdíly mezi nabídkou a poptávkou vyrovnávají pomocí exportu, nejčastěji v rozmezí 0–5 TWh.

Následující obrázek ukazuje uvažované množství akumulačních prostředků, následující tabulka pak souhrnně vyhodnocuje provozovatelnost ES ČR v jednotlivých variantách.

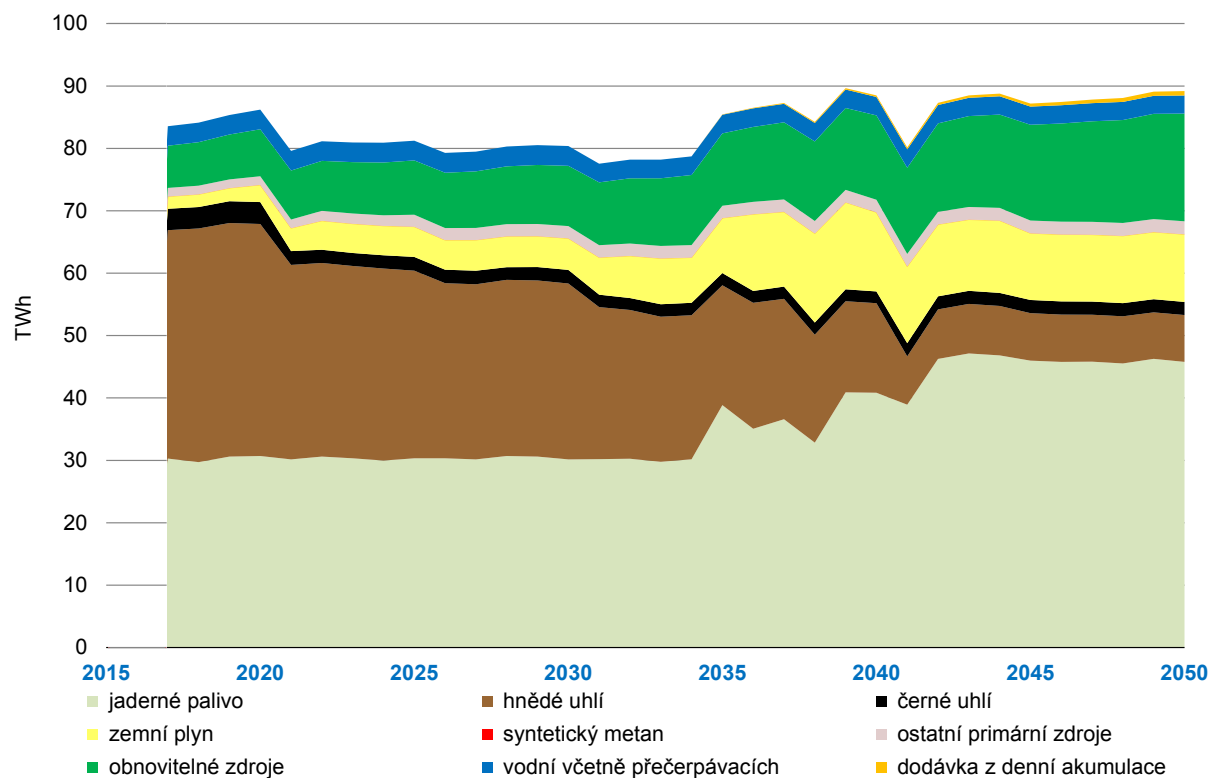
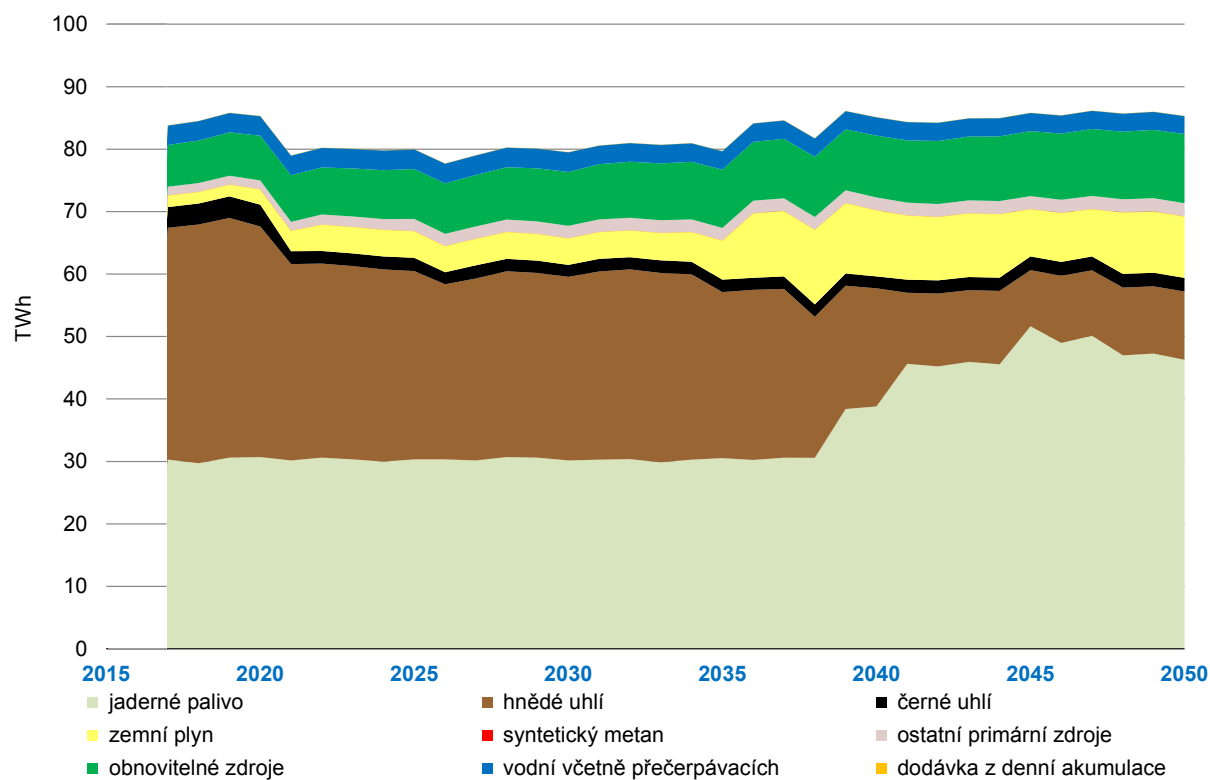
Obrázek 8 Akumulace – instalovaný výkon a kapacita

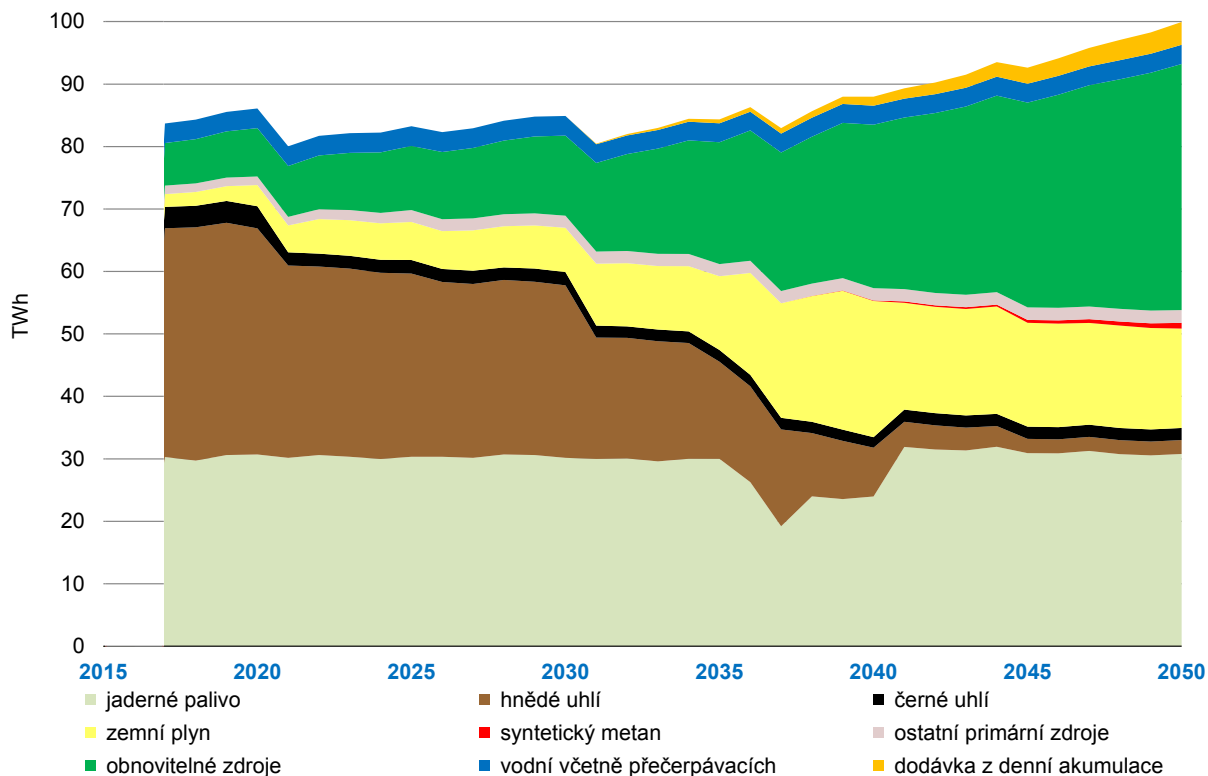


Tabulka 1 Vyhodnocení provozovatelnosti ES ČR

	Nulová	Koncepční	Centrální	Decentrální
spolehlivost výkonové bilance	vyhovující bez importu do roku 2030	vyhovující do roku 2050	vyhovující do roku 2050	vyhovující do roku 2050
import k dosažení vyrovnané výrobní bilance	do roku 2034 do výše 10 TWh, dále strmý nárůst	nízký a časově omezený	zanedbatelný	žádný
podmínky provozovatelnosti v dlouhodobém horizontu				
odpojování FVE	do 5 % výroby	do 5 % výroby	do 5 % výroby	do 5 % výroby
nové způsoby záporné regulace	žádné	nižší využití elektrokotlů	žádné	vyšší využití elektrokotlů
nové složky flexibility na straně spotřeby	žádné	odložená spotřeba	odložená spotřeba	odložená spotřeba
nové složky flexibility na straně výroby	žádné	řízení provozu malých kogenerací, střední rozsah	řízení provozu malých kogenerací, nízký rozsah	řízení provozu malých kogenerací, vysoký rozsah
instalovaná kapacita/výkon denní akumulace v roce 2050	žádná	4 320 MWh/ 960 MW	žádná	19 440 MWh/ 4 320 MW
uplatnění denní akumulace v sekundární regulaci	žádné	10 %	žádné	20 %
inst. výkon sezónní akumulace v roce 2050	žádný	žádný	žádný	3 770 MW
uplatnění sezónní akumulace v záporné regulaci	žádné	žádné	žádné	ano
pokles výhledového využití JE na hladinu okolo hodnoty	80 % v r. 2038	93 % v poslední dekádě	94 % v poslední dekádě	95 % v poslední dekádě
provozovatelnost ES ČR	podmíněně vyhovuje do roku 2034	velmi dobrá	velmi dobrá	dobrá

Následující obrázky uvádějí skladbu dodávky elektřiny pro tři analyzované varianty.

Obrázek 9 Dodávky elektřiny dle primárních zdrojů – varianta Koncepční**Obrázek 10** Dodávky elektřiny dle primárních zdrojů – varianta Centrální

Obrázek 11 Dodávky elektřiny dle primárních zdrojů – varianta Decentrální

3.6 Zdroje primární energie

Elektroenergetika zaznamenaná pro jakýkoliv směr rozvoje velmi výrazné změny v zajištění primárními zdroji. Nejvýraznější změny způsobí postupné nahrazování domácího hnědého uhlí. Pravděpodobně nebudou zrušeny limity těžby na dole ČSA. Ve sledovaném horizontu dojde také s největší pravděpodobností k odstavení stávajících bloků jaderné elektrárny Dukovany, a tím k dočasnému útlumu využití jaderné energie. Kontinuálně bude navyšováno využití obnovitelných zdrojů, které je ve variantě Decentrální při uvažování omezujících podmínek pro ČR v roce 2050 limitní. Předpokládaný nesoulad odstavování stávajících a realizace nových jaderných bloků způsobí kolísání ve využití zemního plynu, které ve všech variantách, zejména ve variantě Decentrální, velmi výrazně naroste.

Střednědobý horizont

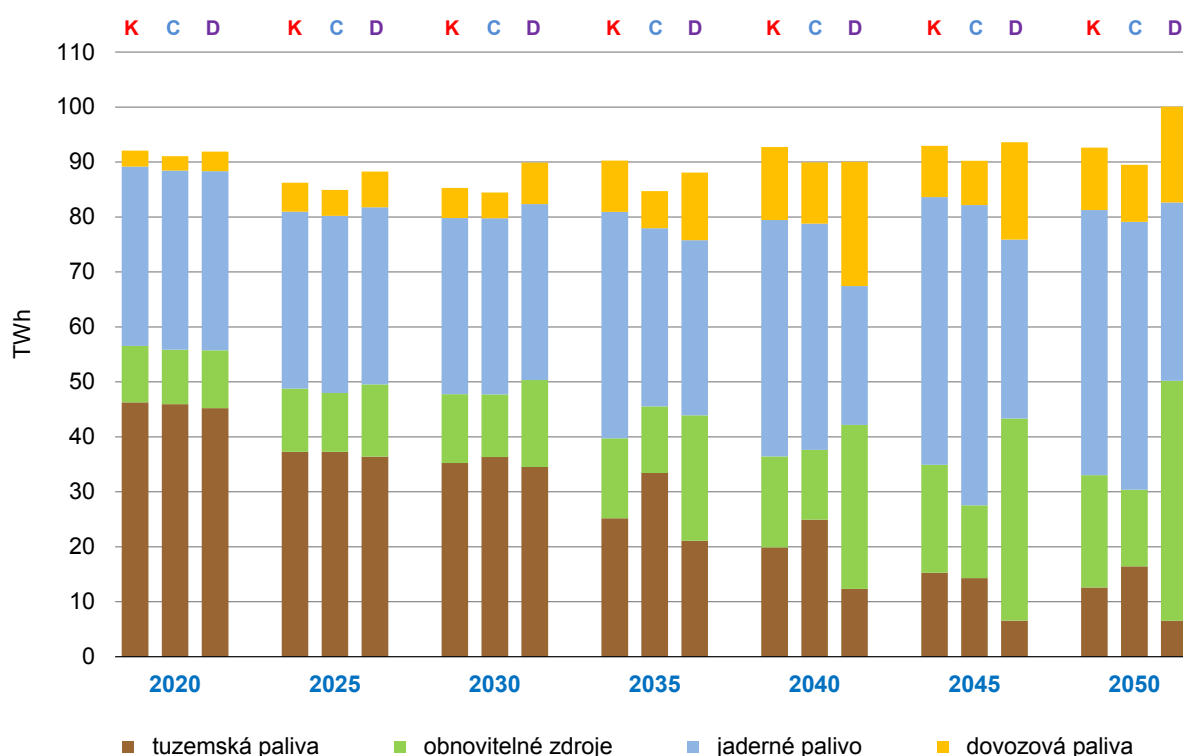
- Snižuje se těžba uhlí, vládní omezení v těžbě a ekologické požadavky na výrobní činnosti těžbu uhlí méně rentabilní. Významně naroste spotřeba zemního plynu při výrobě elektřiny a tepla. Zdroje spalující plyn se budou buď účastnit regulace výkonu v ES, nebo jej naopak budou spalovat teplárny, které dříve spalovaly hnědé uhlí.
- Předpokládá se postupný rozvoj OZE (vyjma vodních elektráren), především fotovoltaických a větrných elektráren. Limitní rozvoj výroby z OZE je předpokládán u varianty Decentrální, naopak je tomu v případě Centrální varianty.
- Předpokládá se, že při výrobě elektřiny se více uplatní i komunální odpad. Dojde i k nárůstu výroby elektřiny v bioplynových elektrárnách. Patrně ale nepůjde o prudký nárůst, protože ekonomická podpora bude existovat jen ve vazbě na dodávky tepla, pro což jsou na venkově velmi omezené možnosti.

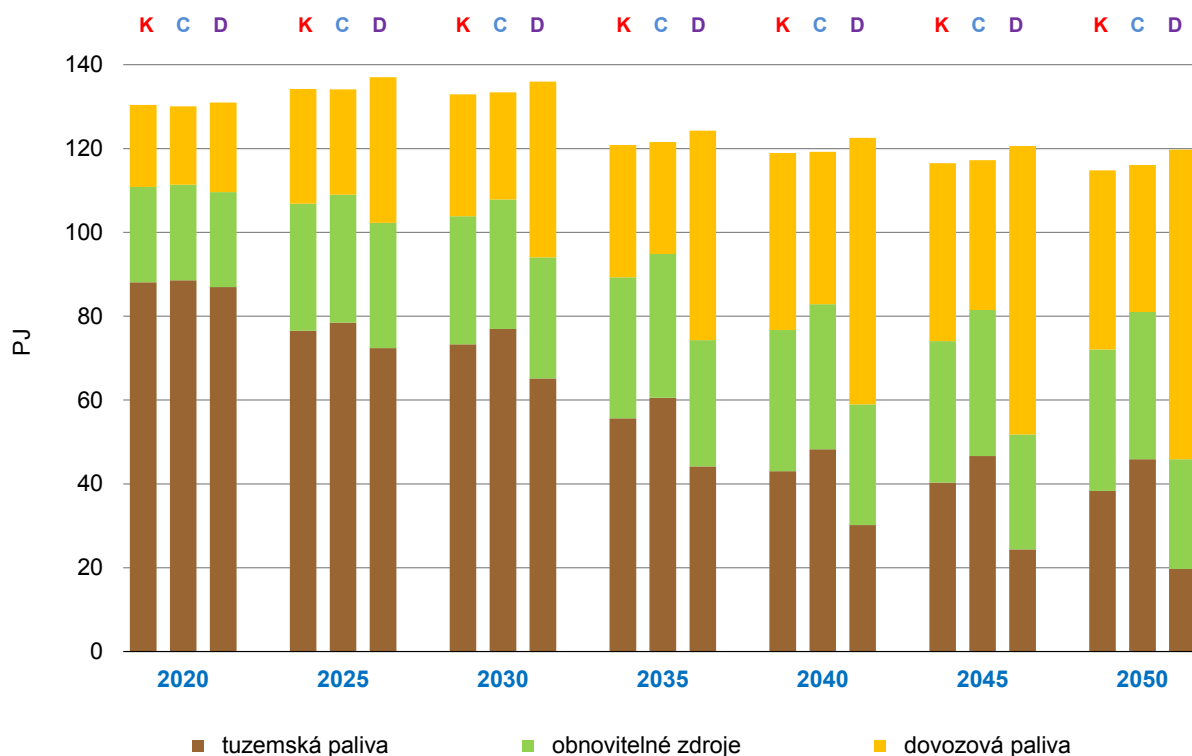
Dlouhodobý horizont

- Postupně dochází k výraznému poklesu a ukončení produkce tuzemského hnědého uhlí. Dojde k ukončení produkce také uhlí tříděného, což bude působit na navyšování spotřební strany bilance elektřiny.
- Očekává se značný nárůst spotřeby zemního plynu pro výrobu elektřiny, a také pro výrobu tepla získávaného v kombinované výrobě. Ze současné úrovně kolem 1 mld. m³ ročně naroste spotřeba až na úroveň kolem 6 mld. m³ ročně ve variantě Decentrální v roce 2050.
- Pokračuje trend rozvoje OZE, který je po roce 2030 nejvýraznější v případě Decentrální varianty. Výrobní OZE bude nutné vybavit prvky denní či sezónní akumulace.
- Počítá se s nárůstem produkce elektřiny z biomasy, ale půjde jen o doplňkový podíl v bilanci.
- Z dlouhodobého pohledu budou klesat nároky na spotřebu tepla pro vytápění a ohřev TUV jako důsledek úspor, respektive následek snížení energetické náročnosti staveb. To povede ke snížení nároků na dodávku tepla (tj. i spotřeby paliva) ze systému CZT.
- K horizontu roku 2050 roste dovozní energetická závislost ČR z dnešních 4 % na 13 % ve variantě Koncepční, na 12 % ve variantě Centrální a na 23 % ve variantě Decentrální (jaderná energie je považována za domácí zdroj).

Následující obrázky uvádí výrobu elektřiny a dodávkového tepla dle původu zdrojů.

Obrázek 12 Výroba elektřiny podle původu zdrojů



Obrázek 13 Dodávkové teplo z KVET podle původu zdrojů

3.7 Životní prostředí

Vliv environmentální politiky EU na podobu energetiky je a pravděpodobně i nadále bude zcela zásadní. Stanovený cíl objemu emisí skleníkových plynů k roku 2020 bude za celou EU s vysokou pravděpodobností splněn.

Pokud by se energetika rozvíjela dle varianty Koncepční, splní pravděpodobně stanovené cíle. Do roku 2050 by v porovnání s rokem 1990 mělo dojít ke snížení celkových emisí CO₂ o 80 %. To však bude vyžadovat velké strukturální změny ve zdrojové základně a značné přímé i indukované investice. Další tlak na snižování emisí by znamenal výrazné navyšování měrných investic do redukce skleníkových plynů a výraznou ztrátu jejich efektivity.

Střednědobý horizont

K výraznému snížení v produkci emisí v elektroenergetice a teplárenství dojde v období po roce 2020, a to z důvodu plnění Směrnice 2010/75/EU a ve vazbě na průběžný cíl EU snížit emise skleníkových plynů o 20 % do roku 2020. Bezprostřední příčinou poklesu bude především postupné dožívání uhelných zdrojů a jejich odstavování. Emise znečišťujících látek pravděpodobně klesnou razantně na přelomu let 2020 a 2021, do roku 2030 již bude pokles pozvolný.

Ve srovnání s rokem 2005 poklesne do roku 2030 množství emisí skleníkových plynů o 32 %, a to prakticky totožně ve všech variantách. Obecný závazek na snížení objemu povolenek v systému EU ETS do roku 2030 je však vyšší (43 % oproti roku 2005). Pokud tedy nebudou české energetice přiznány další dodatečné povolenky, lze očekávat jejich nedostatek na trhu. Řešením je snížení exportu elektřiny a získání povolenek z fondů vyčleněných pro modernizaci.

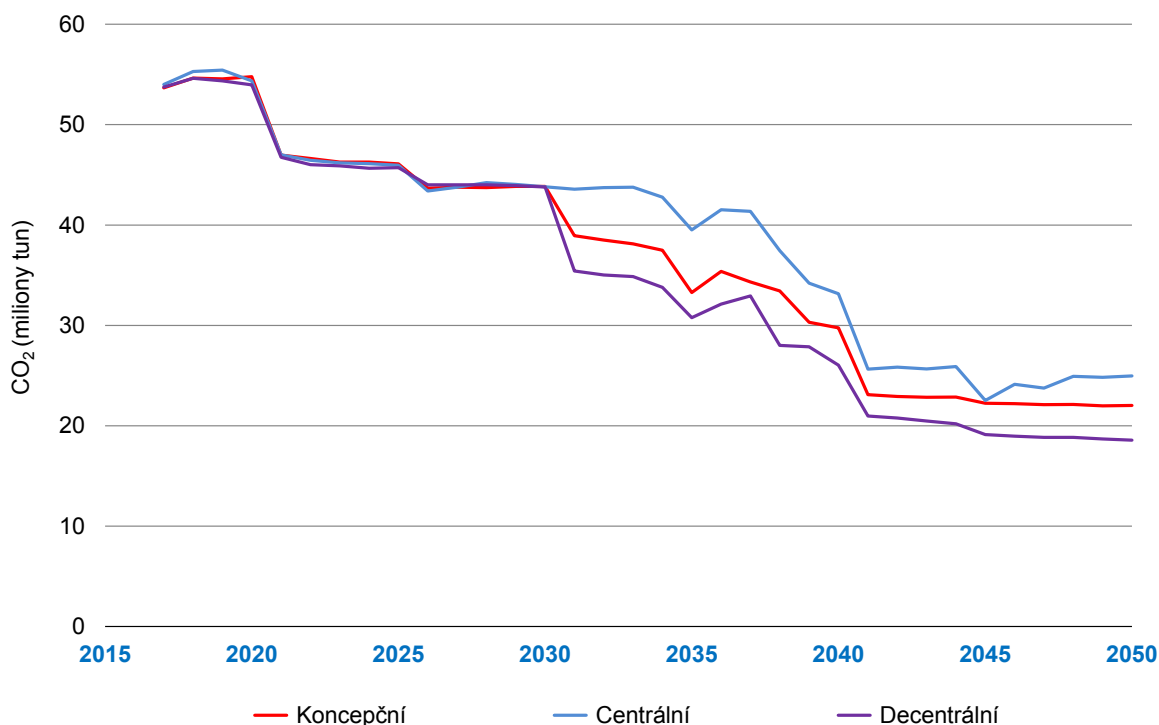
Dlouhodobý horizont

Po roce 2030 dojde k dalšímu výraznému poklesu emisí při výrobě elektřiny, protože dojde k ukončení provozu velkého množství bloků spalujících hnědé uhlí. V dlouhodobém horizontu se varianty v produkci emisí rozcházejí. Rozdíly mezi variantami jsou dány především rozdílným využitím uhlí, biomasy a zemního plynu. Množství emisí znečišťujících látek dále pozvolně klesá až k roku 2045 a poté stagnuje.

V roce 2050 dojde ke snížení objemu emisí skleníkových plynů oproti roku 2005 ve variantě Konceptní o 66 %, ve variantě Decentrální o 71 % a ve variantě Centrální o 61 %. Menší pokles ve variantě Centrální je způsoben zejména vyšším využitím tuzemského hnědého uhlí na lomu ČSA i za nynějšími limity. Ani jedna z variant nevyhovuje požadavkům *Energy Roadmap 2050*, pro jejichž splnění by po roce 2040 bylo za jinak nezměněných podmínek nutné zavádět technologii CCS.

Následující obrázek uvádí vývoj emisí CO₂ pro jednotlivé analyzované varianty.

Obrázek 14 Emise CO₂



3.8 Elektrické sítě

Nárůst podílu decentrálních zdrojů vyvolá potřebu velmi výrazného rozvoje distribučních sítí zejména na nižších napěťových hladinách (vn a nn), do kterých budou tyto zdroje připojovány. Sítě 110 kV a přenosová soustava však budou i nadále plnit nezastupitelnou úlohu při zajištění spolehlivého provozu ES ve všech rozvojových variantách. Na přenosovou soustavu budou, kromě vyvedení velkých zdrojů a zásobování výrazných spotřebních oblastí, i nadále kladeny vysoké nároky při zajištění mezinárodních přenosů elektřiny.

Střednědobý horizont

Vzhledem k narůstajícím tranzitním tokům bude přenosová síť 400 kV posilována v trasách, přes které se tyto tranzity uzavírají a od roku 2017 budou využívány transformátory s posunem fáze (PST) v rozvodně Hradec 400 kV. Soustava 220 kV bude postupně vyřazována z provozu. Plánované změny v přenosové soustavě a sítích 110 kV se u všech analyzovaných variant ukázaly jako dostatečné pro zajištění spolehlivého provozu.

Poroste množství decentralní výroby, které budou připojovány do distribučních sítí nn a vn. Výsledky síťových analýz ukazují, že ve střednědobém horizontu nebude na úrovni PS, transformace PS/110 kV a sítí 110 kV potřeba investic nad rámec dnes plánovaných jejich provozovateli. Rozdíly v zatěžování těchto sítí mezi jednotlivými variantami jsou minimální. S rostoucím výkonem decentralních zdrojů poroste počet uzlových oblastí 110 kV, ve kterých bude docházet k obrácenému toku výkonu, tj. z DS do PS. Celkově však bude odběrový charakter uzlových oblastí 110 kV stále převažovat.

V důsledku rostoucího instalovaného výkonu decentralních zdrojů budou narůstat požadavky na posilování distribučních sítí. Nezbytná obnova a rekonstrukce spojené s vyšším dimenzováním a posilováním síťových prvků budou urychlovány blížícím se koncem doby technické životnosti síťových zařízení a staveb.

Dlouhodobý horizont

Dlouhodobá koncepce rozvoje přenosové sítě počítá s jejím postupným přechodem na jednotnou napěťovou úroveň 400 kV. Kompletní náhrada systému 220 kV by měla být dokončena do roku 2040. Posílení přenosových sítí novými vedeními 400 kV spolu s rostoucím podílem decentralních zdrojů bude mít za následek nižší zatěžování prvků elektrizační 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.

Další rozvoj distribučních soustav nn a vn bude ovlivněn pokračujícím nárůstem výroby z decentralních zdrojů a změnou ve struktuře spotřeby (elektromobily). To si vyžádá výrazné posilování distribučních soustav na těchto napěťových úrovních. Výraznější bude také nutnost změn v organizaci provozu a způsobu řízení DS – využívání akumulace elektřiny spolu se zaváděním nových řídicích prvků. Provoz sítí v Centrální a Koncepční variantě je za předpokladu realizace plánovaných investic v sítích všech napěťových úrovní realizovatelný.

Varianta Decentrální, charakterizovaná masivním rozvojem decentralních zdrojů, je bez dodatečných opatření z pohledu provozu distribučních sítí nn a vn neprovozovatelná. Řešením pro začlenění decentralních zdrojů by v této variantě musela být určitá kombinace těchto opatření:

- výrazné posílení sítí nn a vn jejich zahuštěním, zvyšováním průřezů vodičů a navýšením počtu a výkonu distribučních transformačních stanic,
- instalace vn/nn transformátorů s regulací odboček pod zatížením (OLTC),
- nasazení akumulace přímo v místech výroby,
- realizace nových transformačních vazeb mezi všemi distribučními napěťovými hladinami.

Tyto investice by byly v naprosté většině případů nad rámec postupně probíhající přirozené obnovy sítí a v konečném důsledku by znamenaly výrazné navýšení plateb za využívání distribuce.

Následující tabulky uvádí délky nových a rekonstruovaných vedení přenosové sítě a sítí 110 kV.

Tabulka 2 Délky nových vedení v PS do roku 2050 (km)

výstavba vedení PS	délka nových vedení 400 kV v letech 2016–2025	délka nových vedení 400 kV v letech 2026–2050
výstavba vedení PS v nové trase	319	82
výstavba dvojitého vedení PS v trase původní linky	401	632
celková délka nových vedení PS	720	714

Tabulka 3 Délky nových a rekonstruovaných vedení 110 kV do roku 2025 (km)

výstavba vedení 110 kV	ČEZ Distribuce	E.ON Distribuce	PREdistribuce	celkem
výstavba vedení 110 kV v nové trase	311	72	75	458
rekonstrukce vedení 110 kV v původní trase	673	476	34	1 183
celková délka nových a rekonstruovaných vedení 110 kV	984	548	109	1 641

3.9 Trh a ekonomika

Koneční zákazníci vyžadují vysokou spolehlivost zajištění dodávek elektřiny za stabilní ceny. V současné době někteří z nich zvažují možnost stát se nezávislými na velké energetice (rozvoj decentralizované energetiky; výroba pro vlastní spotřebu – prosumers) a tento trend v budoucnu zesílí. Současné velmi nízké burzovní ceny silové elektřiny v Evropě sice podporují hospodářský růst, ale nejsou dostatečné pro investice do jakýchkoli nepodporovaných zdrojů. Pro ČR je důležité dosáhnout konsensu o vhodném rozvoji energetiky a dospět k dohodě o způsobu jeho financování. Platná SEK je z tohoto pohledu dobře vyváženým výchozím dokumentem.

Střednědobý horizont

Ve střednědobém výhledu do roku 2030 se očekává významná korelace cen na německém a českém trhu s elektřinou – německý trh bude pro české ceny určujícím. Zpočátku budou tržní ceny elektřiny stagnovat na současné úrovni (28 až 32 EUR/MWh). Výraznější růst ceny je očekáván po roce 2023 díky změně skladby zdrojů v Německu (ukončení provozu posledních jaderných elektráren) a postupné navýšení ceny do roku 2030 na úroveň 45 EUR/MWh. Růst ceny elektřiny do roku 2030 odráží předpokládaný růst ceny povolenek díky mechanismu MSR (*Market Stability Reserve*).

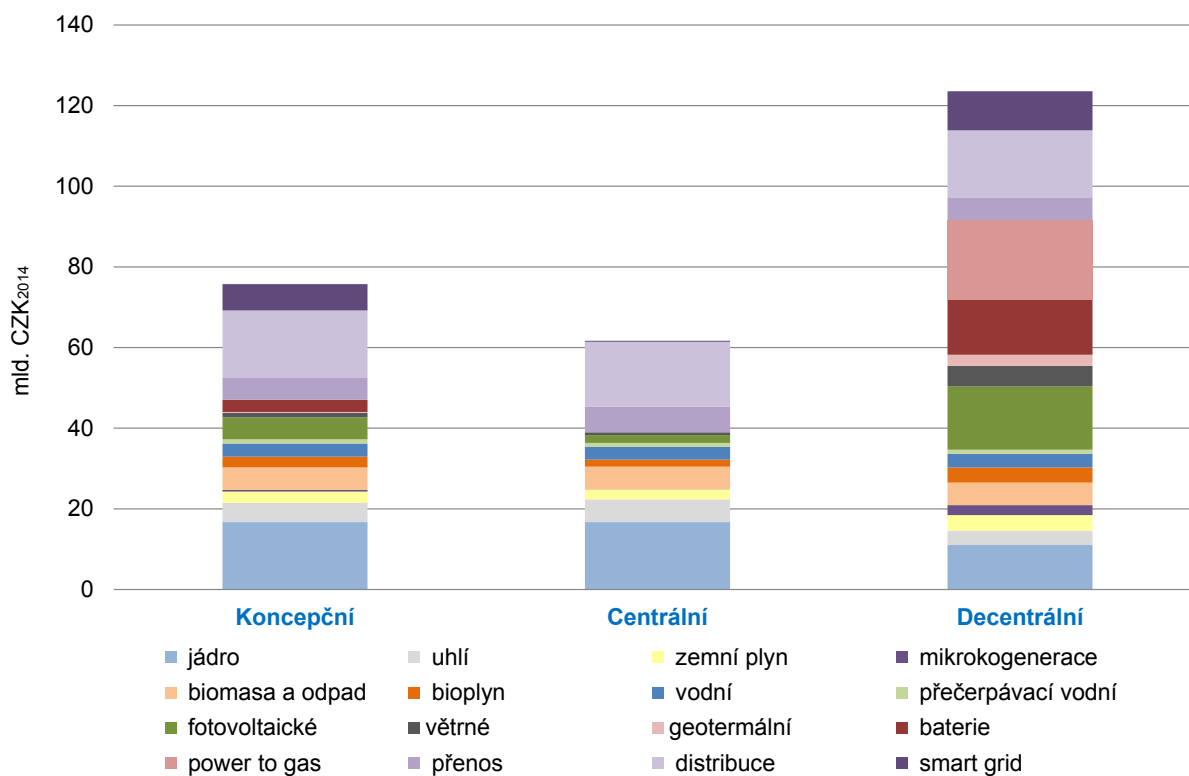
Dlouhodobý horizont

Má-li být elektrizační soustava stabilní a spolehlivá, bude nutné do ní výrazně investovat. V Koncepční variantě by se mezi roky 2016 a 2050 muselo v reálných cenách roku 2014 investovat do obnovy a rozvoje ES kolem 2 bil. CZK₂₀₁₄. Z toho přibližně 2/3 budou směřovat do obnovy a rozvoje výrobní základny, 7 % si vyžádá obnova a rozvoj přenosové soustavy, zbývajících 27 % pak obnova a rozvoj distribučních soustav. Do roku 2030 jsou potřebné investice téměř invariantní. Poté se však potřebné investice začínají výrazně lišit a investiční náročnost významně roste zejména u Decentrální varianty. Potřebné roční investice do obnovy a rozvoje ES by se v roce 2050 měly pohybovat kolem 75 mld. CZK₂₀₁₄ u Koncepční varianty, kolem 60 mld. CZK₂₀₁₄ u Centrální varianty a kolem 125 mld. CZK₂₀₁₄ u Decentrální varianty. Decentrální varianta je tedy v tomto časovém horizontu zhruba dvojnásobně investičně náročná oproti variantě Centrální. Hlavním důvodem této disproporce jsou vysoké náklady

spojené s akumulací elektřiny v Decentrální variantě. Investiční náročnost se promítá do výrobních nákladů elektřiny a tyto jsou u Decentrální varianty zhruba o 50 % vyšší oproti variantě Centrální. Zvýšení výrobních nákladů bude vyvolávat tlak na odpovídající růst cen elektřiny.

Následující obrázek ukazuje roční investice na obnovu a rozvoj ES v roce 2050 pro tři analyzované varianty.

Obrázek 15 Roční investice na obnovu a rozvoj ES v roce 2050



4 Plynárenství – řešené varianty

4.1 Návrh variant

Trojice variant, které jsou ve studii představeny, je založena na vzájemně komplementárních provázaných předpokladech. Každá z variant je případovou studií, ve které jsou na možných cestách rozvoje ukazovány jejich důsledky. Nejedná se tedy o projekci stavu energetiky do roku 2050. Hlavním kritériem rozlišení variant je míra budoucí centralizace, respektive decentralizace energetiky – tyto dva mezní směry jsou představovány variantami Centrální a Decentrální. Mezi nimi se nachází varianta Koncepční, která vychází ze *Státní energetické koncepce*. Největším zdrojem diferenciací variant je rozvoj využití plynu k výrobě elektřiny a v KVET malého jednotkového výkonu.

Při návrhu variant se vychází z dosavadního vývoje a současného stavu energetiky ČR. Jsou analyzovány reálné možnosti změn energetiky v budoucnu, a to v celém řetězci dovoz – přeprava – distribuce – spotřeba plynu. Kritériem diferenciací variant je rozvoj decentrální energetiky, nicméně v navazujících analýzách jsou komplexně hodnocena i všechna další adekvátní kritéria technická, environmentální, geopolitická i ekonomická. Následující výčet uvádí seznam předpokladů a charakteristických rysů, které jsou společné variantě Koncepční, Centrální i Decentrální.

- **Demografie:** varianty vycházejí ze stejné predikce rozvoje demografie; větší počet obyvatel a domácností jsou faktory výrazně působící na navyšování poptávky po plynu; vzhledem ke snižující se dostupnosti ostatních fosilních paliv je očekáván nárůst podílu plynu na krytí poptávky po energii.
- **Ekonomika:** všechny varianty vycházejí ze stejné predikce rozvoje ekonomiky na makro úrovni; vyšší ekonomický výkon výrazně působí na navyšování poptávky po plynu, ačkoliv míra korelace ekonomické výkonnosti a poptávky plynu není tak výrazná jako u poptávky elektřiny; všechny varianty předpokládají stejný rozvoj podílu odvětví ekonomiky na HPH.
- **Rozvoj využití plynu v dopravě ve formě CNG:** ve všech variantách je očekáván stejně významný rozvoj využití plynu v dopravě, především ve formě CNG; s postupujícím tlakem na snižování uhlíkové stopy bude CNG vedle elektřiny druhým nejvýraznějším zdrojem energie pro automobilovou dopravu.
- **Náhrada tříděného HU:** všechny varianty předpokládají stejnou míru využití plynu při náhradě docházejícího tříděného hnědého uhlí (souvisí s ukončením produkce na lomu ČSA a Bílina).
- **Predikce úspor:** predikce poptávky plynu ve všech variantách vychází ze stejných předpokladů dosahování úspor; predikce zahrnuje výrazné úspory, které budou působit proti růstu poptávky plynu; ve výrobní sféře je dosahování úspor modelováno snižováním plynoenergetické náročnosti produkce přidané hodnoty, v domácnostech pak snižováním měrné spotřeby.
- **Spolehlivost provozu plynárenské soustavy:** pro všechny varianty je požadována stejná úhrnná spolehlivost provozu, z čehož pro různou poptávku plyne také různý rozvoj infrastruktury.
- **Dostatek zásobníkových kapacit:** SEK navrhuje kapacitu zásobníků plynu na území ČR ve výši 35–40 % roční spotřeby plynu. Rozvoj zásobníků v *Dlouhodobé rovnováze* je koncipován tak, aby se pohyboval kolem horní hranice tohoto rozmezí. Rozvoj zásobníků uvažuje pro názornost o lokalitách, kde je např. z geologického pohledu možné zásobník vystavět. Z tohoto důvodu jsou zahrnuty lokality, kde je či byl známý úmysl zásobník vybudovat, ačkoliv z dnešního pohledu není vybudování pravděpodobné na komerční bázi. Takový zásobník by musel být substituován zásobníkem o podobných parametrech v jiné lokalitě. Vzhledem ke kolísavému vývoji poptávky po

plynu, kdy je rozvoj využití očekáván především ve střednědobém horizontu, bude využití instalované zásobníkové kapacity také kolísat.

- **Dostatek potrubní kapacity:** pro všechny varianty je požadováno zachování současné úrovně zabezpečení provozu; vyšší poptávka a vyšší rozvoj zásobníkové kapacity pak povedou k vyššímu rozvoji potrubní infrastruktury, přinejmenším z důvodu napojení nových zásobníků. S odkazem na SEK je u variant s vyšší poptávkou doporučena i realizace severojižních propojení, které může být v budoucnu nástrojem pro vyšší diverzifikaci zdrojů i tras, i když za současné situace se může zdát jeho realizace nadbytečná.

4.2 Varianta Koncepční

Varianta Koncepční (značena K) vychází z koridorů vytyčených ve *Státní energetické koncepci* z roku 2015 a konkretizuje rozvoj plynárenství ČR dle jejího *Optimalizovaného scénáře* a dle názorů představitelů české decizní sféry (především MPO) z roku 2016. Varianta využívá vyvážený mix primárních zdrojů; dojde k částečnému navýšení uplatnění plynových zdrojů na výrobu elektřiny.

Poptávka plynu

Koncepční varianta předpokládá velmi mírný a plynulý pokles poptávky plynu v kategorii ostatní spotřeby, což je veškerá spotřeba mimo výrobu elektřiny, KVET avšak všechny nové oblasti poptávky. Tento trend je dán především výrazným tlakem na dosahování úspor (viz následující obrázek), ale také přechodem části ostatní spotřeby v maloodběru k mikrokogenerační výrobě tepla. Všechny ostatní kategorie jsou ve srovnání s dnešním stavem růstové, byť ke konci sledovaného období bude dle předpokladů docházet k mírnému poklesu.

Očekává se především růst poptávky plynu při samostatné výrobě elektřiny a velmi výrazně především v KVET (včetně malé kogenerace) a MKO (mikrokogenerace). Přibližně od roku 2020 se bude projevovat také růst poptávky ve formě CNG a růst poptávky při nahrazování tříděného hnědého uhlí. Celkové navýšení poptávky oproti dnešku činí 51 TWh. V tom se jednotlivé kategorie uplatňují takto (navýšení mezi roky 2015 a 2050):

- Ostatní spotřeba: – 2,7 TWh
- Monovýroba elektřiny: + 1,8 TWh
- KVET (včetně MAKO) a MKO: + 29,0 TWh
- Náhrada HU: + 5,4 TWh
- CNG: + 17,6 TWh

Zásobníky plynu

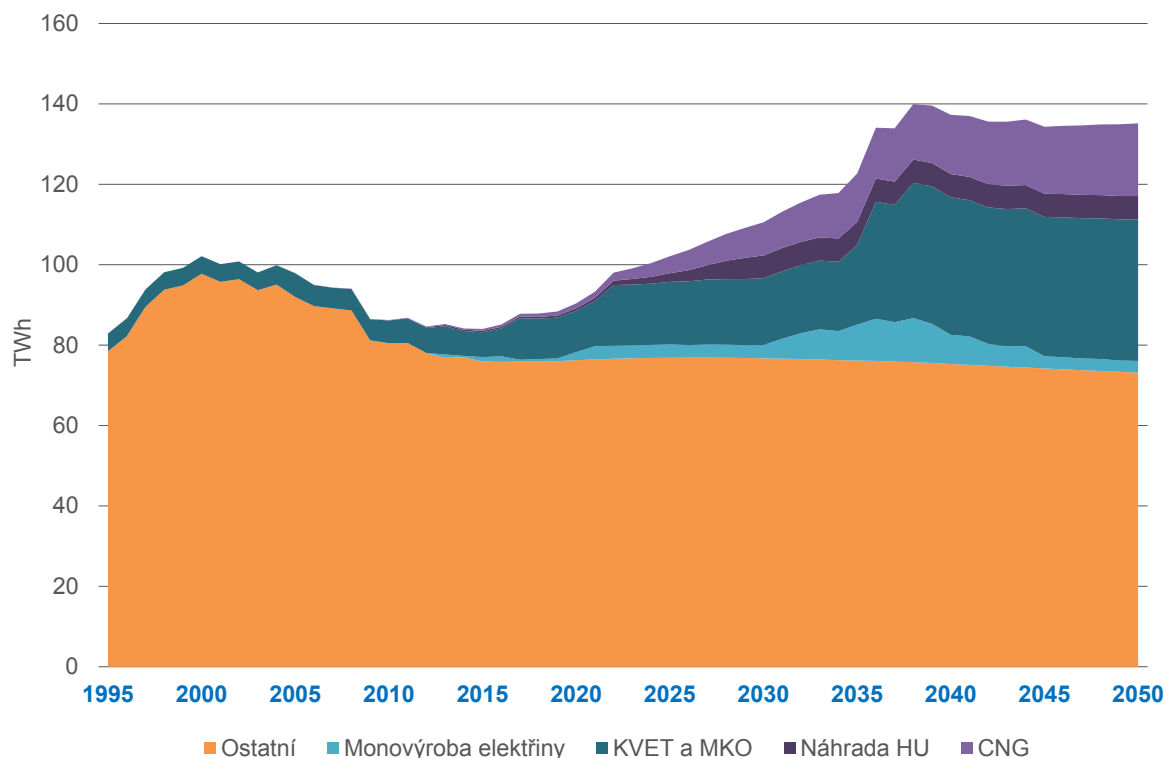
Na vývoj poptávky musí za předpokladu zachování současné bezpečnosti provozu reagovat vývoj zásobníkové kapacity a výkonu čerpání. Celkově jde oproti roku 2015 o navýšení o 77 %. Nové zásobníky (viz bod 6) budou ložiskového typu, ale s vyšším než nyní obvyklým čerpacím výkonem.

Ve variantě Koncepční je počítáno s výrazným rozvojem zásobníkové kapacity:

1. zprovoznění plné kapacity zásobníku v lokalitě Uhřetice Jih (navýšení až na 100 mil. m³),
2. zprovoznění plné kapacity v lokalitě Dambořice (celková kapacita 450 mil. m³),
3. výstavba zásobníku v lokalitě Břeclav o celkové kapacitě 200 mil. m³,
4. výstavba zásobníku v lokalitě Dolní Rožínka o celkové kapacitě 200 mil. m³,

5. napojení zásobníku v Dolních Bojanovicích (580 mil. m³) na českou plynárenskou soustavu,
6. výstavba nových zásobníků ložiskového typu o celkové kapacitě 1 mld. m³ ve dvou lokalitách a dvou etapách.

Obrázek 16 Vývoj kategorií poptávky – varianta Koncepční



Potrubi infrastruktura

V návaznosti na rozvoj spotřeby plynu a potřebné kapacity zásobníků byly ve variantě Koncepční navrženy následující nové potrubní projekty o celkové délce 283 km (na území ČR):

1. výstavba plynovodu Moravia – 157 km,
2. výstavba česko-polského přeshraničního propojení STORK II (Hať – Kędzierzyn) – 52 km,
3. výstavba česko-rakouského přeshraničního propojení Břeclav – Baumgarten – 14 km,
4. napojení zásobníku Dolní Bojanovice na český plynárenský systém – 5 km,
5. napojení nových zásobníků ve známých lokalitách (Břeclav, Dolní Rožínka) – 25 km,
6. napojení dvou nových zásobníků v nespecifikovaných lokalitách – 30 km.

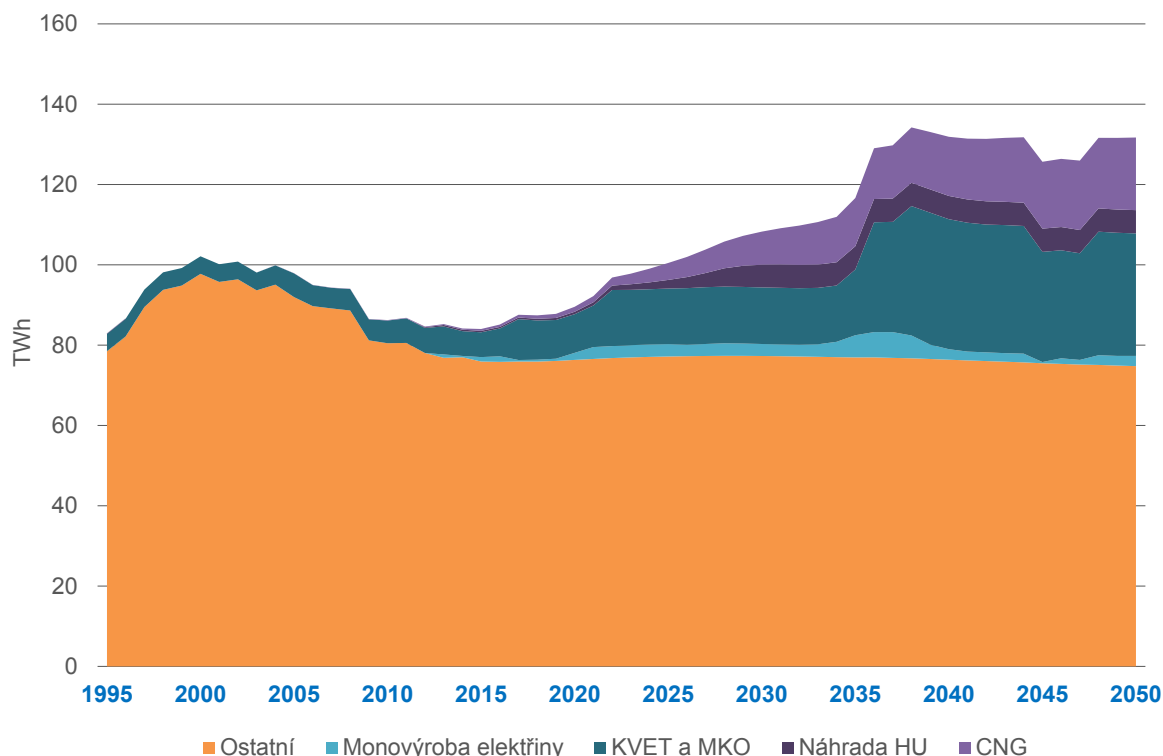
4.3 Varianta Centrální

Varianta Centrální (značena C) vychází z předpokladu, že se budou rozvíjet pouze velké energetické zdroje, včetně využití fosilních PEZ. Při výrobě elektřiny dojde k výraznému rozvoji využití jaderné energie, ve srovnání variant pak k nejméně výraznému útlumu využití uhlí a také k výraznému navýšení využití plynu, byť ve srovnání variant nejméně výraznému. Dle této varianty nedojde k odklonu od CZT, pouze ke snížení poptávky po CZT vlivem úspor. Tato varianta nepočítá s rozvojem mikrokogenerací ani malých kogenerací.

Poptávka plynu

Centrální varianta předpokládá stejně jako varianta Koncepční velmi mírný a plynulý pokles poptávky plynu v kategorii ostatní spotřeby, což je veškerá spotřeba mimo výrobu elektřiny, KVET a všechny nové oblasti poptávky, a to z důvodu dosahování úspor (viz následující obrázek).

Obrázek 17 Vývoj kategorií poptávky – varianta Centrální



Všechny ostatní kategorie jsou ve srovnání s dnešním stavem růstové, byť ke konci sledovaného období bude dle předpokladů docházet k mírnému poklesu. Očekává se především růst poptávky plynu při samostatné výrobě elektřiny a velmi výrazně především v KVET. Přibližně od roku 2020 se bude projevovat také růst poptávky ve formě CNG a růst poptávky při nahrazování tříděného hnědého uhlí. Celkové navýšení poptávky oproti dnešku činí přibližně 48 TWh. V tom se jednotlivé kategorie uplatňují takto (navýšení mezi roky 2015 a 2050):

- Ostatní spotřeba: – 1,1 TWh
- Monovýroba elektřiny: + 1,4 TWh
- KVET (včetně MAKO) a MKO: + 24,3 TWh
- Náhrada HU: + 5,4 TWh
- CNG: + 17,6 TWh

Zásobníky plynu

Na vývoj poptávky musí za předpokladu zachování současné bezpečnosti provozu reagovat vývoj zásobníkové kapacity a výkonu čerpání. Celkově jde oproti roku 2015 o navýšení o přibližně 67 %. Nový zásobník (viz bod 6) bude ložiskového typu, ale s vyšším než nyní obvyklým čerpacím výkonem (vyčerpání kapacity za přibližně 30 dní).

Ve variantě Centrální je počítáno s výrazným rozvojem zásobníkové kapacity:

1. zprovoznění plné kapacity zásobníku v lokalitě Uhřetice Jih (navýšení až na 100 mil. m³),
2. zprovoznění plné kapacity v lokalitě Dambořice (celková kapacita 450 mil. m³),
3. výstavba zásobníku v lokalitě Břeclav o celkové kapacitě 200 mil. m³,
4. výstavba zásobníku v lokalitě Dolní Rožínka o celkové kapacitě 200 mil. m³,
5. napojení zásobníku v Dolních Bojanovicích (580 mil. m³) na českou plynárenskou soustavu,
6. výstavba nového zásobníku ložiskového typu o celkové kapacitě 0,5 mld. m³.

Potrubní infrastruktura

V návaznosti na rozvoj spotřeby a potřebné kapacity zásobníků byly ve variantě Centrální navrženy následující nové potrubní projekty o celkové délce 216 km (na území ČR):

1. výstavba plynovodu Moravia – 157 km,
2. výstavba česko-rakouského přeshraničního propojení Břeclav–Baumgarten – 14 km,
3. napojení zásobníku Dolní Bojanovice na český plynárenský systém – 5 km,
4. napojení nových zásobníků ve známých lokalitách (Břeclav, Dolní Rožínka) – 25 km,
5. napojení jednoho nového zásobníku v nespecifikované lokalitě – 15 km.

4.4 Varianta Decentrální

Varianta Decentrální (značena D) vychází z předpokladu, že se budou velmi výrazně rozvíjet malé energetické zdroje, především OZE, ale výrazně také malá kogenerace a mikrokogenerace. Při výrobě elektřiny i tepla tak dojde k výraznému navýšení využití plynu.

Rozvoj decentrálních zdrojů nebude stačit k pokrytí poptávky, takže bude muset dojít rovněž k mírnému navýšení využití jaderné energie a velkých, především plynových zdrojů. Dle této varianty dojde k výraznému odklonu od CZT, který bude činit 50 % konečné spotřeby tepla pro rok 2050, které bylo původně z CZT.

Poptávka plynu

Decentrální varianta předpokládá stejně jako Koncepční velmi mírný a plynulý pokles poptávky plynu v kategorii ostatní spotřeby, což je veškerá spotřeba mimo výrobu elektřiny, KVET a všechny nové oblasti poptávky. Tento trend je dán především výrazným tlakem na dosahování úspor (viz následující obrázek), ale velmi výrazně také přechodem části ostatní spotřeby v maloodběru k mikrokogenerační výrobě tepla.

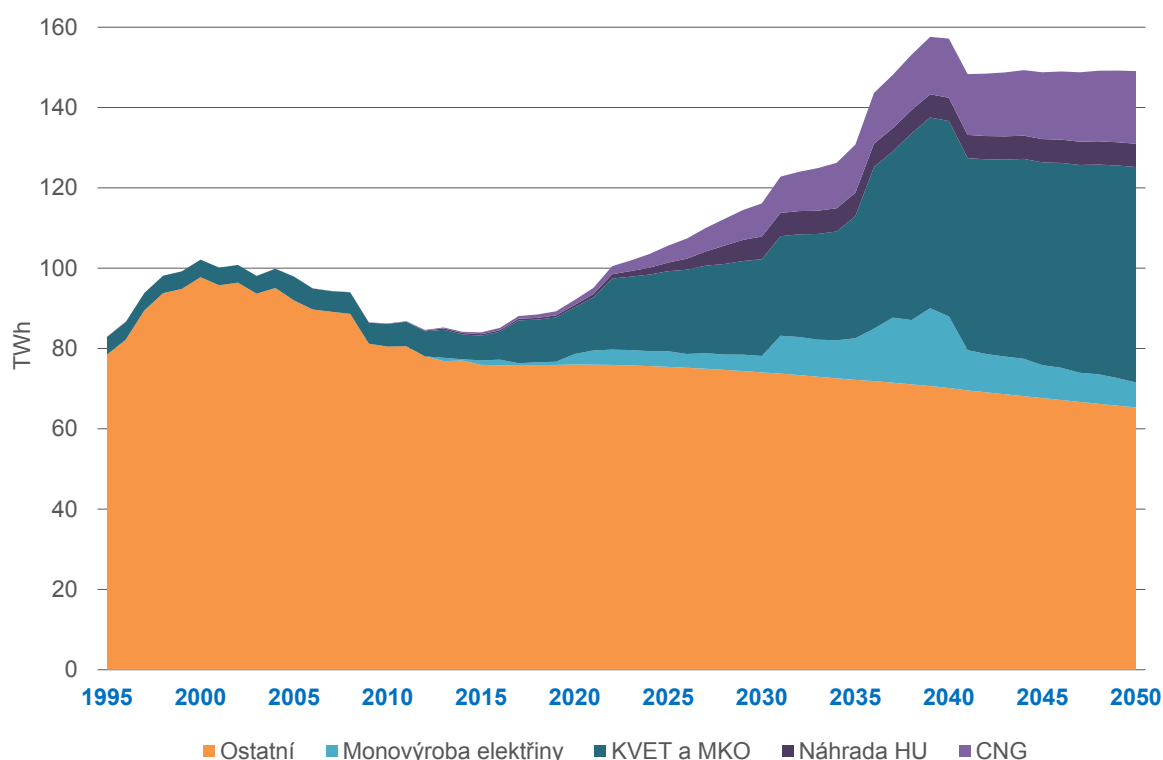
Zásobníky plynu

Na vývoj poptávky musí za předpokladu zachování současné bezpečnosti provozu reagovat vývoj zásobníkové kapacity a výkonu čerpání. Celkově jde oproti roku 2015 o navýšení o přibližně 101 %. Nové zásobníky (viz bod 6) budou ložiskového typu, ale s vyšším než nyní obvyklým čerpacím výkonem (vyčerpání kapacity za přibližně 30 dní).

Ve variantě Decentrální je počítáno s výrazným rozvojem zásobníkové kapacity:

1. zprovoznění plné kapacity zásobníku v lokalitě Uhřetice Jih (navýšení až na 100 mil. m³),
2. zprovoznění plné kapacity v lokalitě Dambořice (celková kapacita 450 mil. m³),
3. výstavba zásobníku v lokalitě Břeclav o celkové kapacitě 200 mil. m³,
4. výstavba zásobníku v lokalitě Dolní Rožínka o celkové kapacitě 200 mil. m³,
5. napojení zásobníku v Dolních Bojanovicích (580 mil. m³) na českou plynárenskou soustavu,
6. výstavba nových zásobníků ložiskového typu o celkové kapacitě 1,5 mld. m³ ve třech lokalitách a třech etapách.

Obrázek 18 Vývoj kategorií poptávky – varianta Decentrální



Všechny ostatní kategorie jsou ve srovnání s dnešním stavem růstové, byť ke konci sledovaného období bude dle předpokladů docházet i v této variantě k mírnému poklesu. Očekává se především růst poptávky plynu při samostatné výrobě elektřiny a velmi výrazně především v KVET. Přibližně od roku 2020 se bude projevovat také růst poptávky ve formě CNG a růst poptávky při nahrazování tříděného hnědého uhlí. Celkové navýšení poptávky oproti dnešku činí přibližně 48 TWh. V tom se jednotlivé kategorie uplatňují takto (navýšení mezi roky 2015 a 2050):

- Ostatní spotřeba: – 10,6 TWh
- Monovýroba elektřiny: + 5,1 TWh
- KVET (včetně MAKO) a MKO: + 47,5 TWh
- Náhrada HU: + 5,4 TWh
- CNG: + 17,6 TWh

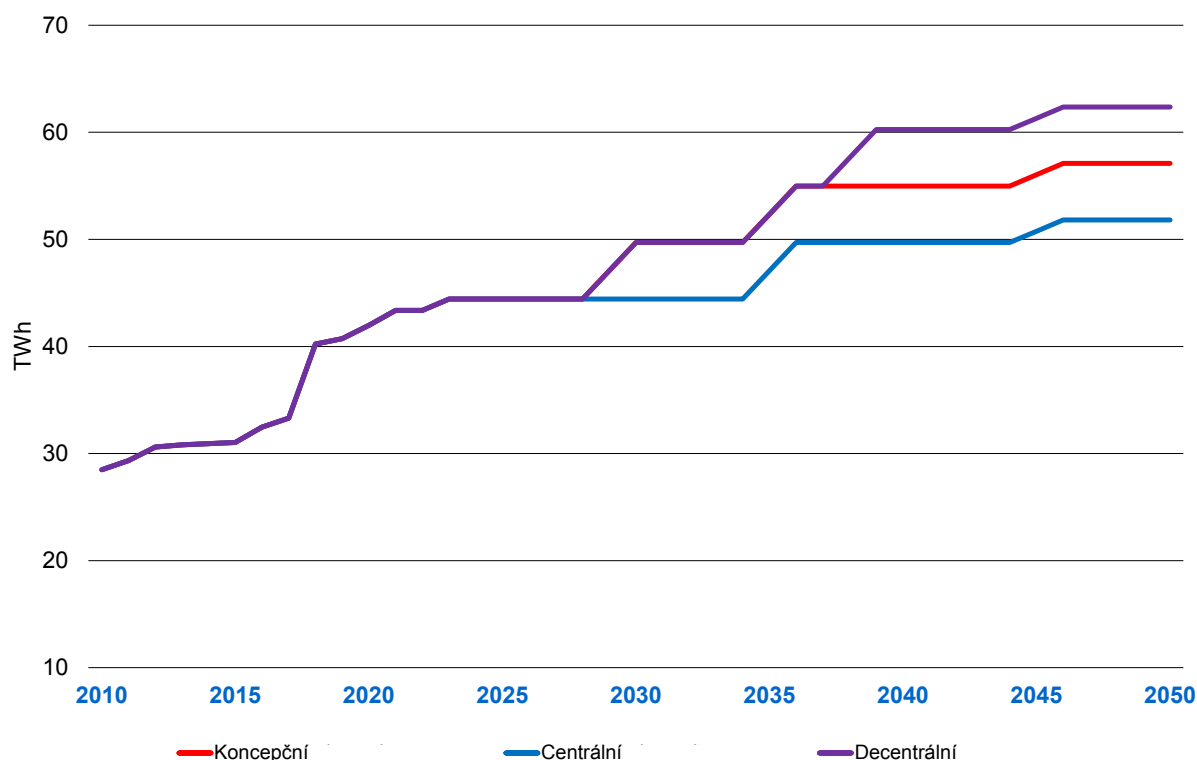
Potrubní infrastruktura

V návaznosti na rozvoj spotřeby a potřebné kapacity zásobníků byly ve variantě Decentrální navrženy následující nové potrubní projekty o celkové délce 374 km (na území ČR):

1. výstavba plynovodu Moravia – 157 km,
2. výstavba česko-polského přeshraničního propojení STORK II (Hať–Kędzierzyn) – 52 km,
3. výstavba česko-rakouského přeshraničního propojení Břeclav–Baumgarten – 14 km,
4. výstavba česko-rakouského přeshraničního propojení Záboří–Oberkappel – 76 km,
5. napojení zásobníku Dolní Bojanovice na český plynárenský systém – 5 km,
6. napojení nových zásobníků ve známých lokalitách (Břeclav, Dolní Rožínka) – 25 km,
7. napojení tří nových zásobníků v nespecifikovaných lokalitách – 45 km.

Následující obrázek ukazuje srovnání instalované kapacity zásobníků pro tři analyzované varianty. Ve všech variantách roste, a to především ve vazbě na rozvoj zdrojové základny elektroenergetiky, spotřeba plynu a úměrně tomu je tedy navržen i nárůst kapacity zásobníků. Rozvoj zásobníků je navržen tak, aby poměr kapacity zásobníků a spotřeby plynu oscilloval kolem horní hranice doporučené v SEK (40 %).

Obrázek 19 Kapacita zásobníků plynu



5 Plynárenství – shrnutí analýz

5.1 Energetická politika a trendy

Hlavním faktorem, který utváří podobu energetické politiky na globální úrovni, je paradigma klimatické změny. Aktuálně je klíčovým dokumentem Pařížská smlouva. Evropská unie je jedním z lídrů a v tomto duchu je ovlivněna i její energetická politika. Za hlavní směry pro naplnění environmentálních cílů si EU vymezila snižování emisí skleníkových plynů, a to prostřednictvím: a) zvyšování energetické účinnosti a dosahování úspor, b) zvyšování podílu OZE. Na úrovni EU nebyla dosud jasně vymezena budoucí role zemního plynu v energetice. Důvodem je především ideologický přístup k tématu globálního oteplování, nejednotný a nekoordinovaný postup při tvorbě koncepčních materiálů. Cíle omezení emisí jsou prosazovány byrokraticky a na základě zbytečně složitých a protichůdných mechanismů. Plyn je na jednu stranu vhodný energetický zdroj pro přechod k nízkouhlíkové ekonomice, na stranu druhou existuje určitá nedůvěra k této komoditě, související zejména s bezpečností dodávek.

Státní energetická koncepce stanovuje cílové hodnoty k roku 2040 a vymezuje směřování české energetiky. Jedním z cílů je zvýšení podílu zemního plynu na spotřebě primárních zdrojů energie ze současných 16 % na 18–25 % v roce 2040.

5.2 Plynárenství v Evropě a ve světě

Globálně si zemní plyn udržuje stabilní, mírně růstovou pozici, která odpovídá 19–24% podílu na spotřebě primárních zdrojů energie za posledních 30 let. Tento trend bude pokračovat i nadále a v roce 2040 by světová spotřeba plynu měla být o 38 % vyšší než dnes. Poptávka poroste především v rozvíjejících se státech v čele s Čínou a Indií. Naopak v EU bude růst výrazně nižší, v mnoha zemích dojde pravděpodobně k stagnaci či poklesu, který je očekáván rovněž v USA. Tento trend souvisí zejména s očekávaným obecným poklesem spotřeby energie v ekonomicky rozvinutých zemích. Celková spotřeba zemního plynu ve světě dosáhla v roce 2015 téměř 3,5 bilionů m³, zatímco celosvětové ověřené zásoby dosáhly ke konci roku 2015 úrovně téměř 187 bil. m³. Další odhadované konvenčně těžitelné zásoby pak činí přibližně 251 bil. m³. Odhadované zásoby nekonvenčně těžitelného plynu, jehož těžba je spjata s výrazně vyššími těžebními náklady, pak činí přibližně 344 bil. m³. Celkově jsou tedy světové zásoby přibližně 782 bil. m³ plynu. Těžba plynu z nekonvenčních zdrojů v roce 2015 zajistila již více než jednu pětinu celosvětové poptávky.

Střednědobý horizont

Ve střednědobém výhledu do roku 2030 očekáváme pokračující celosvětovou nerovnováhou mezi nabídkou a poptávkou zemního plynu. Na přelomu druhé dekády se na trhu pravděpodobně objeví více než 100 mld. m³ amerického plynu ve formě LNG. Na základě analýz předpokládáme oživení rovněž na straně poptávky, a to především v rámci EU, kde se za posledních pět let uzavřely desítky paroplynových elektráren z důvodů nekonkurenceschopnosti. Přebytek nabídky plynu, který s sebou ponese relativně nižší cenu (ve srovnání s předchozím obdobím, ale i ostatními PEZ), a úpravou systému EU ETS tak pravděpodobně navýší zastoupení plynu v elektroenergetice a teplárenství.

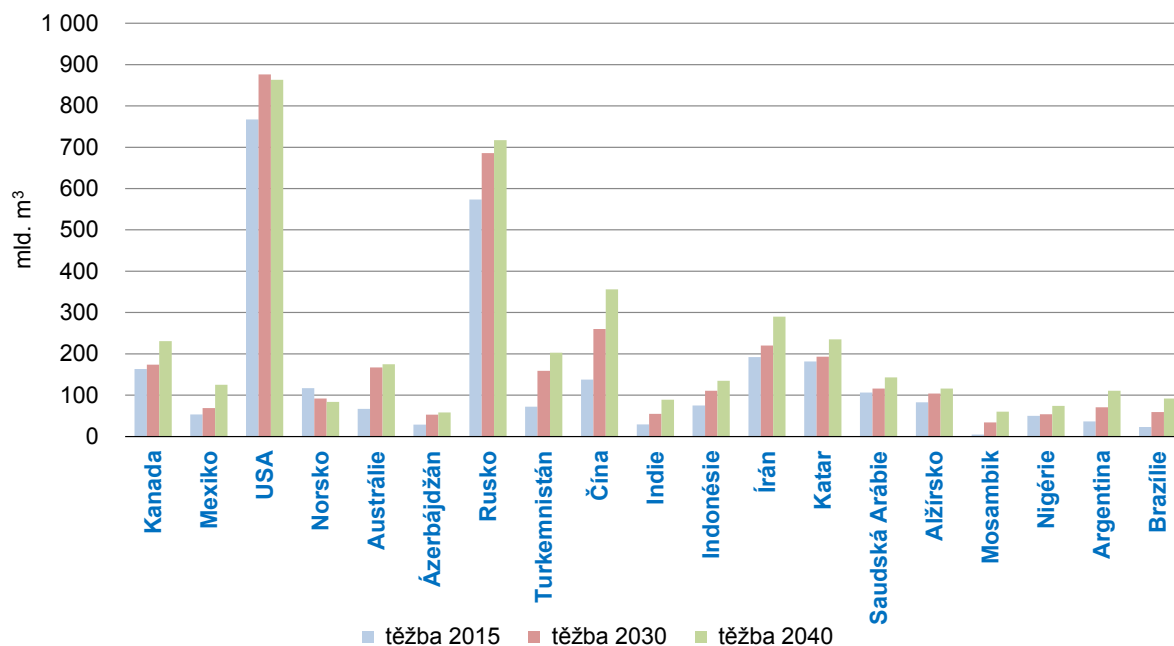
Dlouhodobý horizont

Ve výhledu po roce 2030 by se měla situace na světových trzích s plynem a LNG opět vyrovnat a poptávka poroste zejména v rozvíjejících se zemích. Spotřeba zemního plynu zde bude stimulována nejen hospodářským růstem, ale také požadavky na ochranu ovzduší. Zásoby zemního plynu ve světě

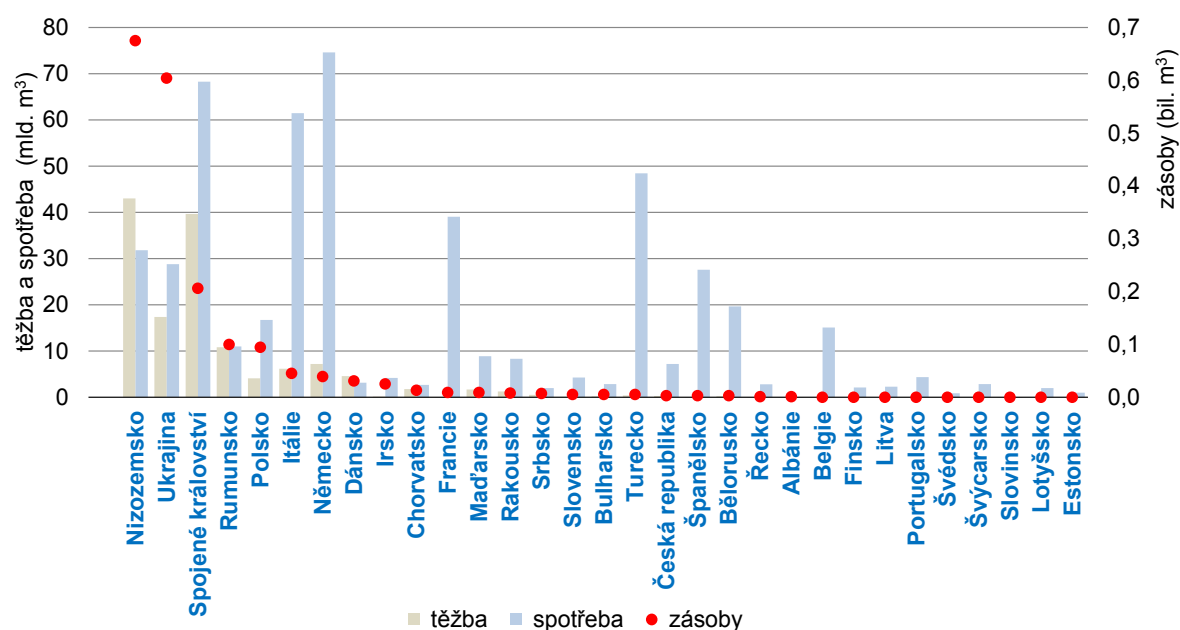
i přes odhadovaný růst poptávky výrazně převýší horizont roku 2050 (o více než 100 let). Dodávky plynu ve formě LNG by měly nahradit klesající produkci zemního plynu v EU i v Norsku. Hlavním dodavatelem plynu do Evropy však pravděpodobně zůstane Rusko.

Následující obrázky ukazují predikci těžby ve vybraných státech světa a bilanci plynu v Evropě (z důvodu měřítka není v evropské bilanci uvedeno Norsko – těžba 117, 2 mld. m³, spotřeba 4,8 mld. m³, zásoby 1,86 bil. m³).

Obrázek 20 Predikce těžby ve vybraných státech světa



Obrázek 21 Bilance plynu v Evropě



5.3 Poptávka plynu

Poptávka plynu v ČR vykazuje klesající trend víceméně od počátku tohoto tisíciletí. Mezi hlavní faktory patří vliv klimatické změny, aplikace úsporných opatření, ekonomický pokles související s krizí roku 2009 a nevýrazný ekonomický růst, který by stimuloval poptávku. Do jisté míry se na tomto vývoji pravděpodobně podílí také změna struktury výroby – přemístění energeticky náročných odvětví do zemí s nižšími výrobními náklady.

Predikce poptávky ve všech třech variantách počítá s růstem, který vrcholí kolem roku 2040. Zásadním faktorem růstu je využití plynu při samostatné výrobě elektřiny a KVET. Uvedený výhled poptávky plynu je spíše případovou studií než predikcí, a odpovídá tak na otázku, jak se bude vyvíjet poptávka plynu v případě určitého způsobu rozvoje celé energetiky. Všechny tři varianty řešené v roce 2016 předpokládají výrazný růst poptávky plynu do roku 2050 v rozmezí 57 % (varianta Centrální) až 77 % (varianta Decentrální) oproti roku 2015. Velmi výrazný nárůst ve variantě Decentrální je způsoben nikoliv jen výrazným růstem malé kogenerace a mikrokogenerace, ale také nutností instalovat rychle realizovatelné plynové zdroje elektřiny SCGT v situaci prodloužení v realizaci náhrady za odstavené jaderné zdroje. Jiný pohled na rozvoj plynárenství přináší například varianty z roku 2015, zejména pak varianta Nízkouhlíková, která do roku 2050 předpokládá nárůst celkové spotřeby plynu jen o přibližně 15 %.

Z analýz vyplývá, že z pohledu rozvoje poptávky plynu jsou krajními směry ty, které reprezentují varianty Nízkouhlíková (varianta z řešení v roce 2015) a Decentrální (varianta ze současného řešení). Zatímco nízkouhlíková energetika v dlouhodobém horizontu vylučuje jakékoliv fosilní primární energetické zdroje a tím i plyn, pro decentrálně pojatou energetiku bude nutno i limitní výrobní kapacitu decentrálních obnovitelných zdrojů doplnit decentrálními zdroji plynovými, a protože ani limitní rozvoj plynových malých a mikrokogeneračních jednotek nebude stačit, bude nutno doplnit velké množství alespoň nízkoe emisních velkých, centrálních zdrojů, tedy jednotek SCGT, které svou rychlou realizovatelností budou preferovány v situaci akutního nedostatku výrobních kapacit.

Střednědobý horizont

Ve střednědobém výhledu do roku 2030 očekáváme růst poptávky plynu ve většině zkoumaných sektorů kromě domácností. Nejvíce se však růst projeví ve výrobní sféře v kategorii výroby elektřiny ve velkých jednotkách KVET, v malých kogeneracích a mikrokogeneracích (především ve variantě Decentrální) či ve využití CNG v dopravě. Mezi roky 2015 až 2030 předpokládáme nárůst celkové spotřeby plynu se zahrnutím CNG dle Koncepční varianty o 32 %; rozvoj dle Centrální varianty by znamenal navýšení o 29 % a rozvoj dle Decentrální varianty pak o 38 %. Tento růst je dán především rozvojem využití plynu ve velkých jednotkách KVET a v malé kogeneraci.

Dlouhodobý horizont

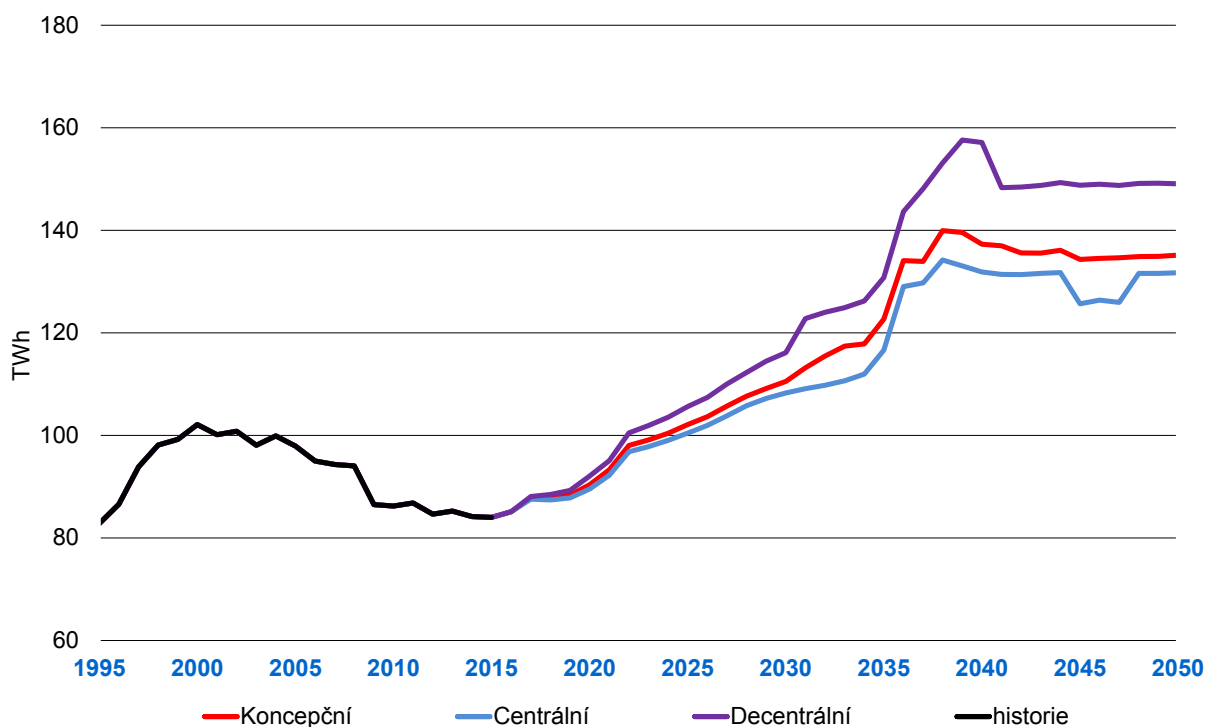
Od roku 2035 bude docházet k výraznějšímu nahrazení dosavadních zdrojů elektrické energie. Ve všech variantách dojde k výraznému nárůstu spotřeby plynu při monovýrobě elektřiny a ve velkých jednotkách KVET; tímto způsobený nárůst spotřeby plynu jednotlivé varianty odlišuje nejvíce. K rozvoji mikrokogenerace dojde významně jen ve variantě Decentrální. Všechny varianty předpokládají výrazné zapojení CNG (či LNG) v dopravě.

- Mezi roky 2015 až 2050 předpokládáme nárůst celkové spotřeby plynu se zahrnutím CNG dle Koncepční varianty o 61 %; rozvoj dle Centrální varianty by znamenal navýšení o 57 % a rozvoj dle Decentrální varianty pak o 77 %.

- Dle všech variant dojde mezi roky 2015 a 2050 k růstu poptávky plynu z důvodu: a) rozvoje CNG či LNG v dopravě (navýšení o 17,6 TWh), b) využití plynu k částečné náhradě tříděného hnědého uhlí (navýšení o 5,4 TWh).
- Dle všech variant dojde mezi roky 2015 a 2050 i přes výrazný ekonomický růst k poklesu ostatní běžné spotřeby plynu o přibližně 2,8 TWh. Pokles bude dán výraznými úspornými opatřeními a navyšováním energetické efektivity.
- Pro variantu Koncepční bude dále nárůst mezi roky 2015 a 2050 dán: a) rozvojem využití plynu ve velkých jednotkách KVET a v malé kogeneraci a mikrokogeneraci (navýšení o 29 TWh), b) rozvojem samostatné výroby elektřiny za využití plynu (navýšení o 1,8 TWh).
- Pro variantu Centrální bude dále nárůst mezi roky 2015 a 2050 dán: a) rozvojem využití plynu ve velkých jednotkách KVET a v malé kogeneraci a mikrokogeneraci (navýšení o 24 TWh), b) rozvojem samostatné výroby elektřiny za využití plynu (navýšení o 1,4 TWh).
- Pro variantu Decentrální bude dále nárůst mezi roky 2015 a 2050 dán: a) rozvojem využití plynu ve velkých jednotkách KVET a v malé kogeneraci a mikrokogeneraci (navýšení o 48 TWh), b) rozvojem samostatné výroby elektřiny za využití plynu (navýšení o 5,1 TWh).

Následující obrázek ukazuje celkovou spotřebu plynu pro tři analyzované varianty.

Obrázek 22 Celková spotřeba plynu



5.4 Zdroje a přepravní trasy pro potřeby ČR

Rostoucí poptávka po plynu ve strategických odvětvích (teplárenství a elektroenergetika) s sebou nese riziko prohloubení závislosti ČR na zahraničních surovinách. Pouze 2 % plynu na českém trhu pochází z domácí těžby, zbytek spotřeby je pokrýván dovozem především z Ruska (fyzicky téměř 100 %, obchodně 66 %). Dovozní závislost by se výrazně nesnížila ani v případě využití tuzemských nekonvenčních zdrojů plynu. Tuzemskou těžbu je možno navýšit o 1 TWh ročně. Produkce syntetického metanu pomocí P2G může za limitního rozvoje OZE dosáhnout 1,6 TWh. Své uplatnění může mít i biometan, z celosystémového pohledu však nepůjde o podstatné hodnoty. Aktuálně je 8 TWh bioplynu využíváno k výrobě elektřiny v bioplynových stanicích.

V roce 2017 končí dvacetiletý kontrakt na dovoz norského plynu. V posledních letech se však norský plyn podílel na dovozu minimálními objemy a pro obchodníky se stalo výhodnější nakupovat plyn na evropských burzách. Podíl plynu tradičních evropských producentů jako jsou Norsko, Nizozemí a Velká Británie se na celoevropské úrovni začne snižovat v důsledku snižování produkce.

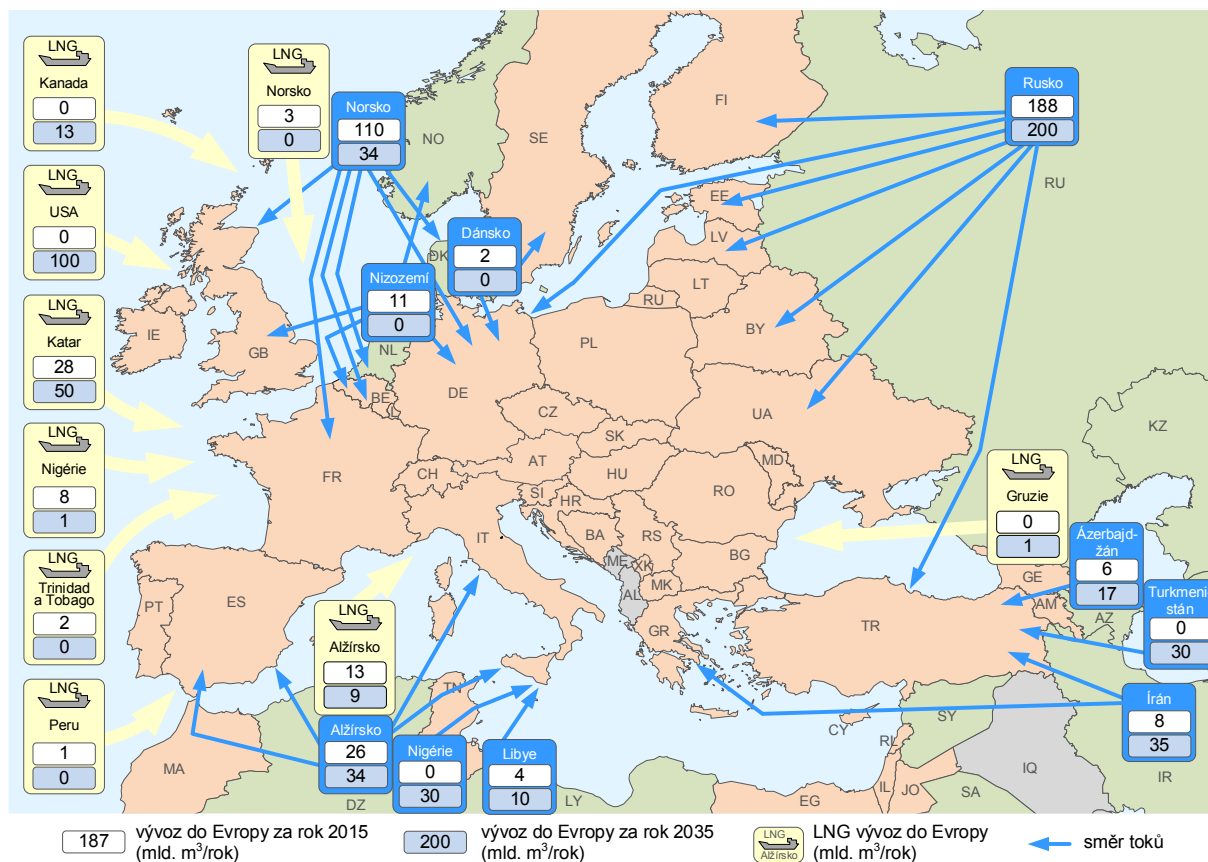
Střednědobý horizont

I přes rostoucí podíl plynu koupeného na evropských burzách lze očekávat, že plyn z Ruska zůstane do konce sledovaného horizontu hlavním zdrojem pro ČR. V roce 2035 končí dodávky ruského plynu na základě dlouhodobých kontraktů Gazpromu se společnostmi RWE Supply & Trading CZ a Vemex. Rusko pravděpodobně posílí svou pozici na evropských trzích vybudováním nových plynovodů Nord Stream II a Turkish Stream, čímž se zásobování Evropy přes Ukrajinu stane nepotřebným. Tato situace neznamená z hlediska zásobování ČR plynem významnější bezpečnostní riziko.

Dlouhodobý horizont

V dlouhodobém horizontu se bude využití zdrojů plynu pro potřeby ČR výrazně odvíjet od situace na evropských trzích. Očekává se větší podíl LNG dodávek, mj. z oblastí, které se dosud na světovém trhu výrazně neprofilovaly (USA, Kanada), a zároveň nárůst dodávek plynu z Ruska. Při úspěšném dokončení všech etap plynovodu Jižního plynového koridoru by nabídku na evropských trzích, včetně ČR, mohl doplnit také plyn z oblasti Kaspického moře a Blízkého východu. Z pohledu objemu není zásobování ČR plynem do roku 2050 ohroženo ani pro nejvyšší rozvoj poptávky dle varianty Decentrální. Pro zásobování ČR z pohledu diverzifikace dopravních tras však existuje riziko přílišné závislosti na ruském plynu v situaci, kdy nebude vybudován severojižní koridor ani související zahraniční dopravní trasy.

Zásobování Evropy v roce 2015 a výhled pro rok 2035 uvádí následující obrázek.

Obrázek 23 Zdroje plynu pro Evropu v roce 2015 a 2035

5.5 Infrastruktura plynárenské soustavy

Zajištění dostatečných dodávek plynu do ČR ze zahraničí umožňuje rozvinutá infrastruktura přeshraničních propojení i vnitrostátní přepravy. Dodávky plynu do ČR již několik let proudí převážně přes Německo, přestože česká tranzitní soustava byla původně postavena pro transport plynu z východu na západ. Z pohledu přepravy požadovaných objemů plynu dle jednotlivých variant je česká tranzitní soustava (včetně kapacity jednotlivých hraničních předávacích stanic) dostatečně dimenzovaná. V případě rozvoje dle varianty Decentrální bude nutné z důvodu připojování velkého množství malých kogenerací a mikrokogeneračních jednotek detailně analyzovat spíše provoz a rozvoj distribučních sítí. Pozici ČR jako tranzitní země mohou dále posílit nová propojení s Rakouskem a Polskem. Pokud bude výrazně posílena polská potrubní infrastruktura a kapacita LNG terminálů v Polsku, může zároveň česko-polské propojení STORK II zajistit přístup k dodávkám LNG.

Střednědobý horizont

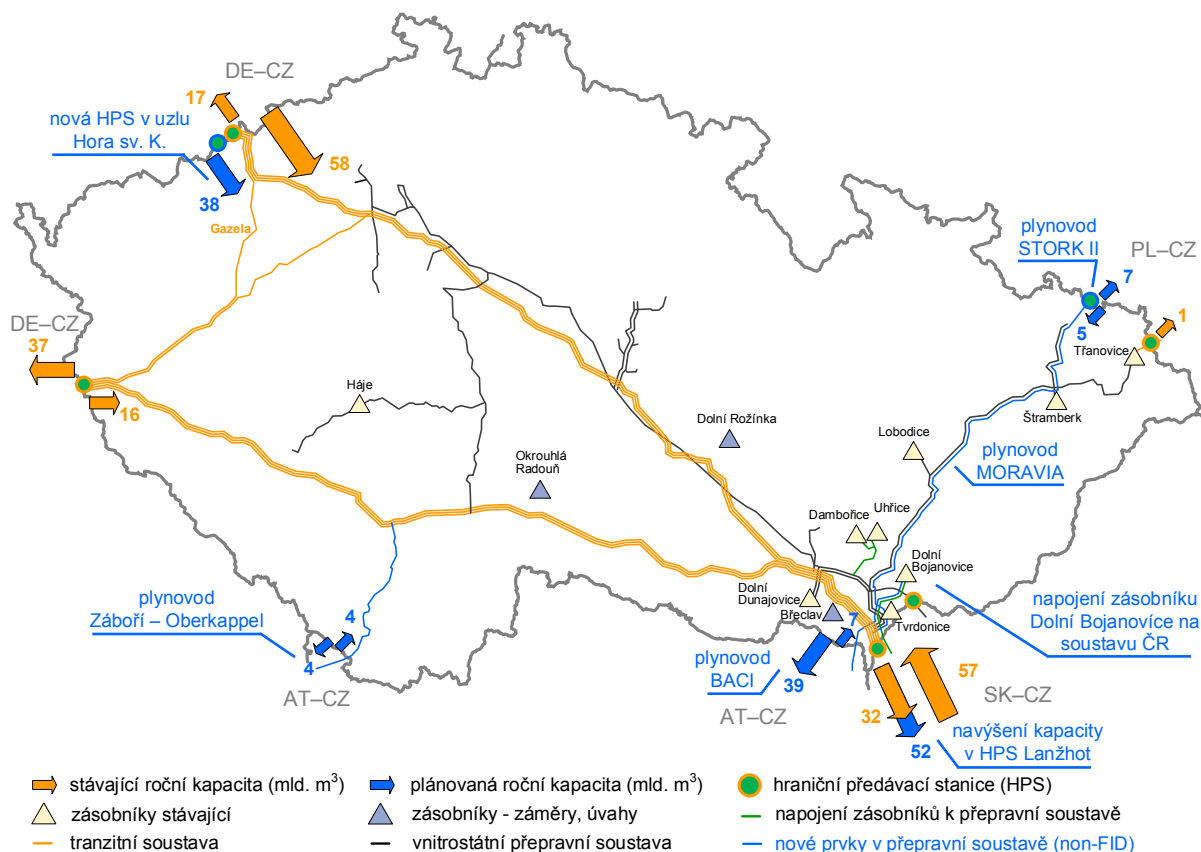
Infrastruktura by se měla v tomto časovém období rozrůst o několik projektů, které mohou zvýšit bezpečnost dodávek plynu, technicky umožnit fyzickou integraci okolních trhů s plynem a také případně navýšit potenciál ČR jako tranzitní země. V první řadě by se mělo jednat o plynovod Moravia posilující plynárenskou soustavu směrem k polským hranicím a zároveň vytvářející páteřní část severojižního tranzitního koridoru, který umožní propojit polskou a rakouskou plynárenskou soustavu.

Dlouhodobý horizont

Od roku 2030 se případný rozvoj plynárenské infrastruktury bude odvíjet od nárůstu spotřeby zemního plynu v kategorii KVET a samostatné výroby elektrické energie. Při požadavku na zachování současné úrovně poměru kapacity zásobníků k celkové spotřebě plynu, které požaduje Státní energetická koncepce, bude nutno navýšit jejich instalovanou a provozovanou kapacitu i čerpací výkon.

Následující obrázek ukazuje současný stav a možnosti rozvoje plynárenské infrastruktury ČR.

Obrázek 24 Plynárenská infrastruktura ČR – současný stav a možnosti rozvoje



5.6 Provoz plynárenské soustavy

Střednědobý horizont

V roce 2016 došlo ke zprovoznění nové zásobníkové kapacity v lokalitě Dambořice, kolem roku 2018 se pak očekává napojení zásobníku v Dolních Bojanovicích na českou přepravní soustavu. Poměr kapacity zásobníků k celkové spotřebě plynu tímto dosáhne hodnoty 46 %, přestože ve střednědobém horizontu ještě nebude rozvoj spotřeby plynu výrazný v žádné z variant. Za normálních teplotních podmínek by mohla soustava při omezení dovozu plynu o 75 % v polovině měsíce ledna roku 2030 dále fungovat přibližně 90 dní, což je hodnota o 20 dní vyšší než v roce 2015. Ve variantě Centrální by, především vlivem jinak uvažovaného rozvoje zásobníků, tato hodnota činila jen přibližně 80 dní. Při teplotně výrazně podnormálních podmínkách by soustava fungovala ve variantě Koncepční přibližně 55 dní. Roční úhrnný dovoz zemního plynu bude dle Koncepční varianty na konci střednědobého

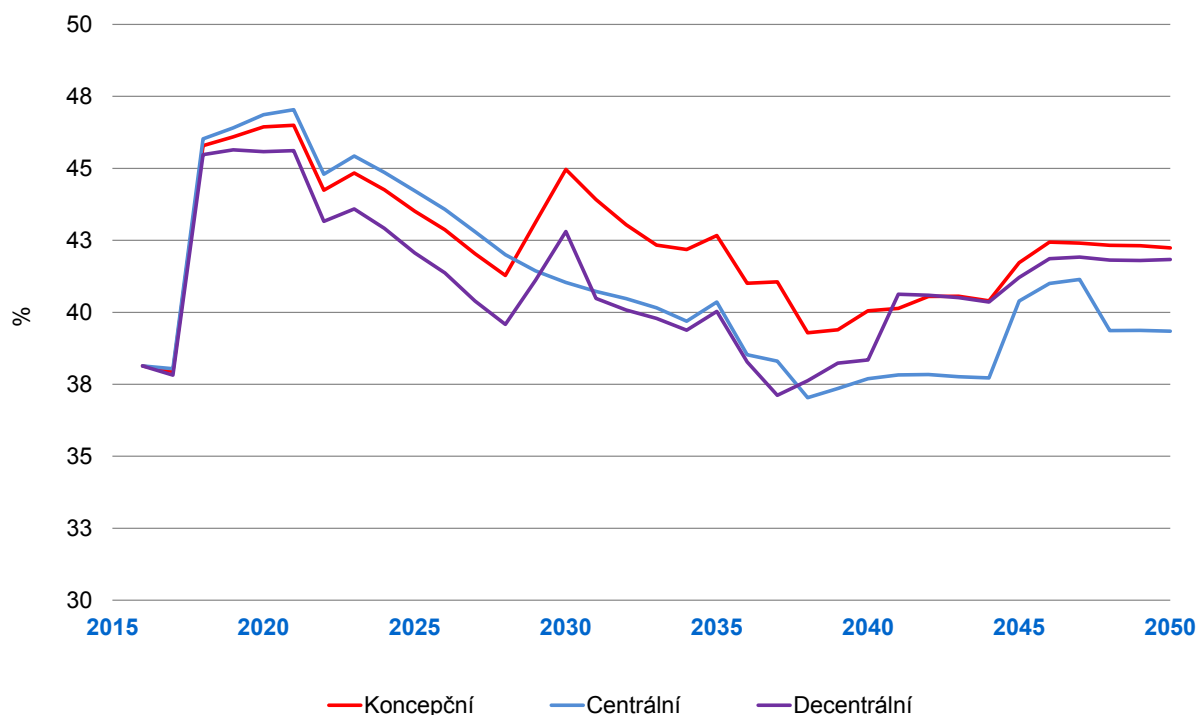
horizontu (rok 2030) činit přibližně 112 TWh. Za normálního provozu by nemělo množství plynu v zásobnících klesnout pod 22 TWh.

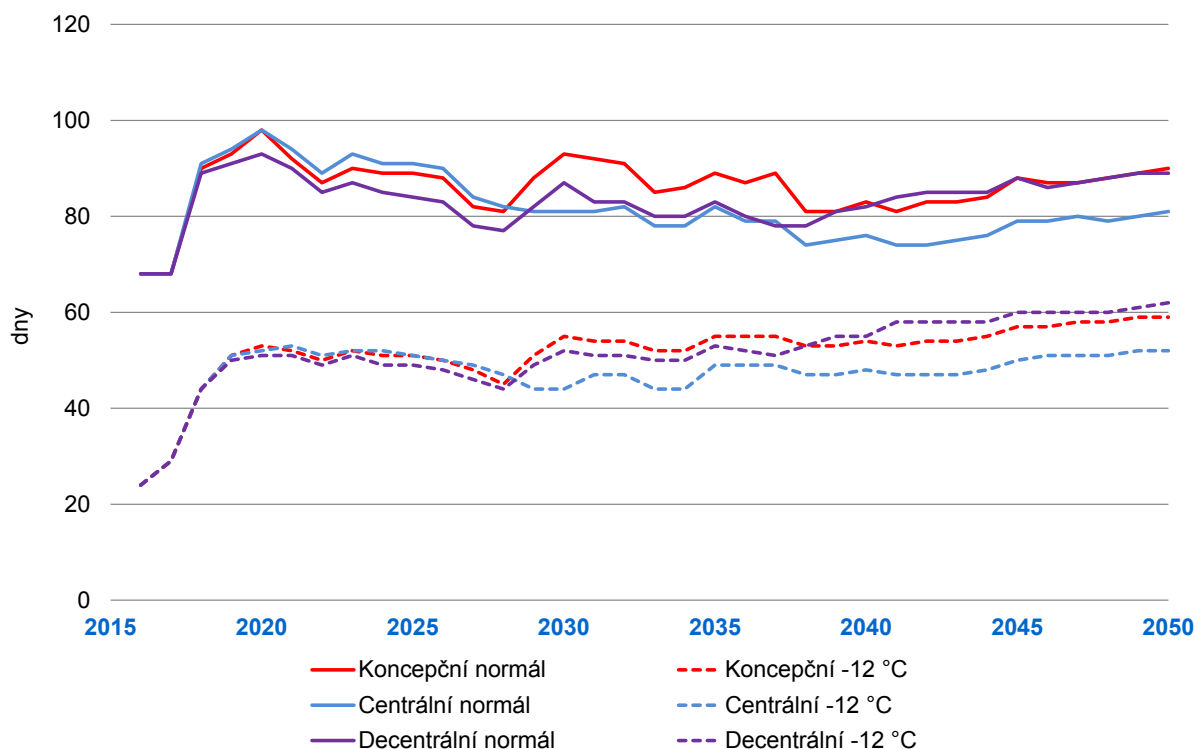
Dlouhodobý horizont

V dlouhodobém horizontu se analýza provozu soustavy ve variantách liší nejen dosahovanými hodnotami spotřeby, ale také výší instalované a provozované kapacity zásobníků plynu. Rozvoj kapacity zásobníků byl navržen tak, aby se hodnota poměru jejich kapacity k celkové spotřebě plynu pohybovala přinejmenším v rozmezí požadovaném Státní energetickou koncepcí (35 až 40 %). 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 Koncepční, nejméně příznivá, avšak stále dobře vyhovující, je pro variantu Centrální. Aby byl provoz soustavy zajištěn na úrovni požadované Státní energetickou koncepcí z pohledu kapacity zásobníků a celkové bilance strany poptávky a dodávky, bude podle Koncepční varianty mezi roky 2015 a 2050 potřeba zprovoznit přinejmenším přibližně 1,6 mld. m³ nové zásobníkové kapacity. Při nízkém vývoji poptávky, podobném variantě Centrální, by pak bylo zapotřebí zprovoznit přibližně 1,4 mld. m³ nové zásobníkové kapacity. Intenzivní rozvoj plynu dle varianty Decentrální by pak pro splnění podmínky SEK vyžadoval přibližně 2 mld. m³ nových kapacit. Část těchto hodnot zajistí napojení zásobníku v Dolních Bojanovicích na českou přepravní soustavu (přibližně 580 mil. m³). Roční dovoz plynu bude dle Koncepční varianty v roce 2050 činit 134 TWh. Za normálního provozu by nemělo množství plynu v zásobnících klesnout pod 26 TWh.

Následující obrázky ukazují vývoj poměru kapacity zásobníků k roční spotřebě plynu a shrnutí výsledků provozu plynárenské soustavy.

Obrázek 25 Poměr instalované kapacity zásobníků k roční spotřebě plynu



Obrázek 26 Počet dnů provozu bez omezení spotřeby při snížení dovozu plynu o 75 %

5.7 Trh a ekonomika

Cena plynu jako komodity je v Evropě na velmi nízké úrovni a v první polovině roku dosahovala hodnot i pod 12 EUR/MWh. Předpokládáme, že cena zemního plynu již dosáhla svého minima a v příštích letech se vrátí k růstovému trendu. Ve shodě se Světovou bankou lze očekávat, že do roku 2020 cena zemního plynu dosáhne hodnot kolem 18 EUR₂₀₁₄/MWh, a poté se trend růstu ceny mírně zpomalí. V roce 2050 se bude dle předpokladů cena pohybovat kolem hodnoty 25 EUR₂₀₁₄/MWh. Na základě analýz dostupnosti plynu v Evropě lze předpokládat, že ceny zemního plynu v ČR budou dlouhodobě o 5 až 10 % vyšší než průměr cen na západoevropských burzách.

Pokles cen plynu se postupně promítne i do cen pro spotřebitele, přičemž u regulovaných složek ceny se předpokládá eskalace v souladu s nutností a realizací investic. Na obnovu a rozvoj plynárenství ČR bude nutno vynaložit do roku 2050 přibližně 470 až 560 mld. CZK₂₀₁₄, tj. v průměru 15 mld. CZK₂₀₁₄ ročně v reálných cenách roku 2014. Náklady v uvedeném rozpětí sestávají z očekávaných investic provozovatelů do přepravní i distribuční soustavy, zásobníků plynu i z investic těžebních společností.

Střednědobý horizont

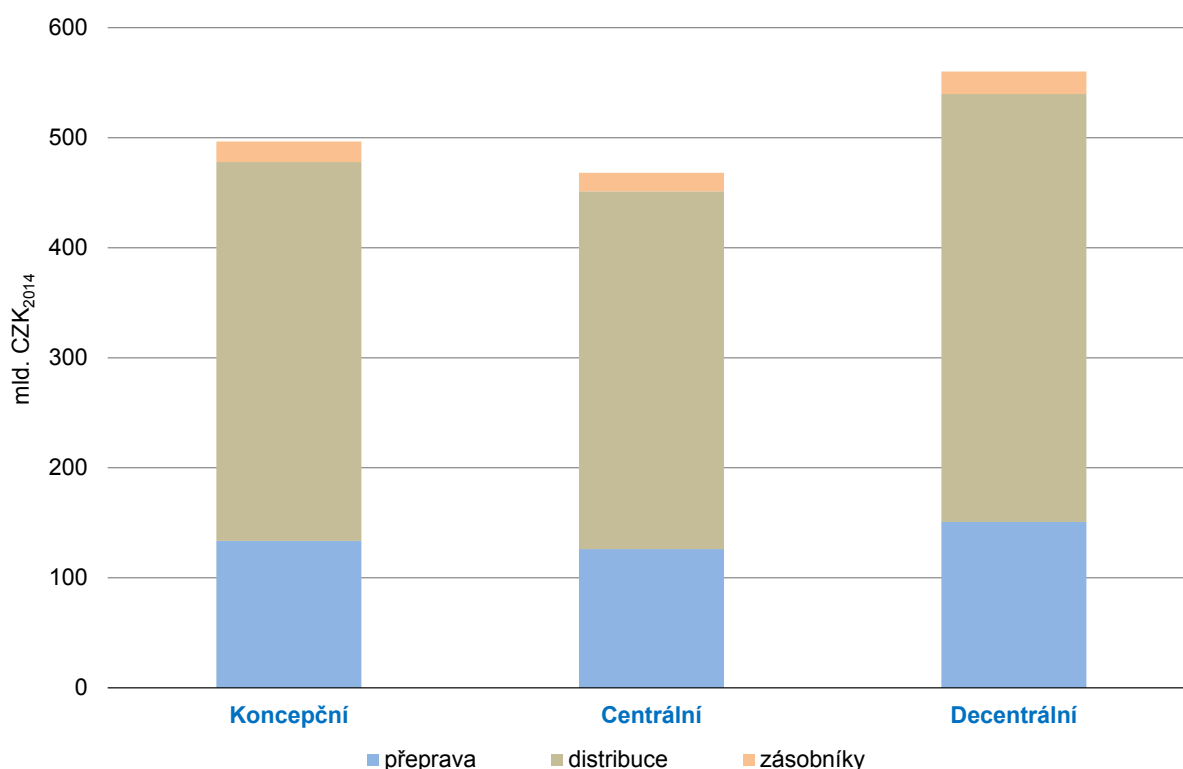
Ve střednědobém výhledu do roku 2030 se očekávají výdaje na investice, které budou především souviset s obnovou technologických zařízení nebo s navyšováním bezpečnosti zásobování a nebudou výrazně záviset na rozvoji spotřeby plynu. Potřebné investice do plynárenství se v jednotlivých variantách liší jen velmi málo a pohybují se kolem 165 mld. CZK₂₀₁₄ pro období 2017 až 2030.

Dlouhodobý horizont

Ve výhledu po roce 2030 bude úroveň investic do plynárenství dána předně mírou využití zemního plynu 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 2017 až 2050 dosahují 500 mld. CZK₂₀₁₄ v Koncepční variantě, 470 mld. CZK₂₀₁₄ v Centrální variantě a 560 mld. CZK₂₀₁₄ v Decentrální variantě.

Následující obrázek ukazuje odhad investic do plynárenství pro tři analyzované varianty rozvoje.

Obrázek 27 Odhad investic do plynárenství v období 2017 až 2050



6 Závěry

Dlouhodobá rovnováha mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu byla v roce 2016 řešena pro tři varianty, které jsou diferencovány z pohledu míry decentralizace energetiky: *Koncepční*, která je blízká Státní energetické koncepci, *Centrální*, která předpokládá zachování „velké“ energetiky a podle které dojde k rozvoji pouze velkých, centrálních zdrojů, a *Decentrální*, která předpokládá omezení velké energetiky a naopak intenzivní rozvoj energetiky decentrální, s výrobními jednotkami až na úrovni maloodběru. V elektroenergetice je tato trojice doplněna variantou Nulovou, ve které je pro očekávanou spotřebu elektřiny detekována potřeba nového výkonu pro ES ČR. Analyzované rozvojové varianty nejsou formulovány jako predikce budoucího stavu; jedná se o případové studie, které odpovídají na otázku, jaké by byly důsledky volby určitého způsobu rozvoje energetiky. Studie byla řešena v kontextu celé energetiky ČR. Ze srovnání výsledků analýz pro protichůdné směry rozvoje energetiky vyplývají následující závěry.

Elektroenergetika

- Centrálně pojatá energetika klade nejmenší nároky na změny a investice a zajišťuje nejbezpečnější chod s nejvyšší disponibilitou záložních a regulačních výkonů; přináší ale také méně výrazné snížení emisí škodlivin a skleníkových plynů.
- Celková poptávka elektřiny by byla pravděpodobně vyšší ve variantě Decentrální, a to především vlivem částečného odklonu od CZT, který by byl z části řešen přechodem k elektřině, především za využití tepelných čerpadel. Síťově pokrývaná poptávka by však byla při vývoji dle varianty Decentrální výrazně nižší – podíl spotřeby kryté dodávkou z malých decentrálních zdrojů na nejnižší distribuční úrovni může činit 20 % celkové spotřeby, což může výrazně navýšit náklady distribuce elektřiny.
- Celkově se může decentrální energetika (tedy zdroje na napěťových úrovních nn a vn) v ČR v roce 2050 na krytí poptávky elektřiny podílet nanejvýš 50 %, což zahrnuje limitní nárůst obnovitelných decentrálních zdrojů i limitní nárůst malých zdrojů na plyn. Instalovaný výkon decentrálních zdrojů by za takové situace činil 67 % celkové hodnoty. Decentrálně pojatá energetika umožňuje díky vysokému podílu malých obnovitelných zdrojů nejvýraznější snížení emisí škodlivin a skleníkových plynů.
- Rozvoj dle Decentrální varianty zásadně mění charakter provozu ES. Decentrální energetika by si vyžádala velmi výrazné úpravy stávající podoby elektrizační soustavy, především: 1. navýšení denní akumulace (o 3,2 GW, což je nárůst o 370 %), 2. použití sezónní akumulace (přibližně 3,8 GW), 3. použití konverze přebytečné elektřiny do tepla v teplárenství a 4. velmi výrazné úpravy sítí, především nízkého napětí, kde by bylo nutno instalovat prostředky k zajištění požadované kvality napětí (akumulace, nové transformační vazby, transformátory s regulací odboček pod zatížením či pokročilé elektronické prostředky).
- Snižování množství síťově dodávané elektřiny za současného výrazného navýšování investic do technických prostředků pro zajištění chodu s velkým množstvím obnovitelných a decentrálních zdrojů povede k výraznému navýšení měrných nákladů přenosu a distribuce elektřiny a vynutí si velké změny ve výpočtu plateb za dodávku elektřiny.

Plynárenství

- Predikce poptávky plynu je významně ovlivněna především rozvojem zdrojové základny ES ČR. Výhled vývoje poptávky byl proto řešen jako případová studie. Odhad nárůstu poptávky mezi roky 2015 a 2050 se pohybuje v rozmezí 15 % (Nízkouhlíková varianta z řešení v roce 2015) až 77 % (Decentrální varianta z aktuálního řešení).
- Žádné z variant nelze z pohledu provedených analýz přiřadit významně vyšší pravděpodobnost; bude záležet na trendu, který bude nastolen na politické úrovni. Proto je třeba kontinuálně pracovat s částmi predikce a ve světle co nejnovějších faktů je sestavovat do co nejpravděpodobnější verze celkové predikce.
- Všechny varianty předpokládají vysoký nárůst poptávky plynu především z důvodu vysokého podílu plynu na náhradě energetického a tříděného hnědého uhlí a v přechodném období mezi roky 2035 a 2040 také na pokrytí předpokládaného nesouladu mezi odstavováním stávajících jaderných bloků a realizací bloků nových.
- Centrálně pojatá energetika bude pravděpodobně znamenat nižší rozvoj poptávky plynu, protože budou ve srovnání s Decentrálním rozvojem méně instalovány zejména malé kogenerace a mikrokogenerace. Pokud by byla decentralizace založena pouze na obnovitelných zdrojích, tento závěr by pozbyl platnosti.
- Z pohledu provedených analýz je limitem decentrálních plynových zdrojů v ČR přibližně 1 102 MW malé kogenerace a 1 835 MW mikrokogenerace (mikrokogenerace instalována na přibližně 30 % odběrných míst sektorů MO a DOM). Celková spotřeba plynu těchto zdrojů by činila 12,4 TWh na výrobu elektřiny a 19 TWh na výrobu dodávkového tepla ročně.
- Pro případ nárůstu poptávky dle varianty Decentrální, která představuje horní mez, by bylo při zachování poměru zásobníkové kapacity ke spotřebě plynu na úrovni, kterou vyžaduje Státní energetická koncepce, potřeba mezi roky 2016 a 2050 instalovat přibližně 2 mld. m³ nové zásobníkové kapacity.
- Pro plynárenství by na rozdíl od elektroenergetiky byl vývoj dle Decentrální varianty příležitostí, jak navýšit výnosnost investic vlivem vyššího využití stávajících i nových zařízení. Decentralizace si vyžádá i v plynárenství zvýšené investice, ve srovnání s elektroenergetikou se však nejedná o navýšení investic zásadním způsobem.



2017 OTE, a.s. – www.ote-cr.cz

Zpracováno ve spolupráci s EGÚ Brno, a.s.
