

Očekávaná dlouhodobá rovnováha mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu

VÝHLED DO ROKU 2060 – PREZENTAČNÍ MATERIÁL

prosinec 2019



Zkratky

Zkratka	Význam
BRKO	Biologicky rozložitelný komunální odpad
CCGT	Plynová turbína s kombinovaným cyklem
CEGH	Central European Gas Hub AG, Rakousko
CNG	Stlačený zemní plyn (Compressed Natural Gas)
CSP	Celková spotřeba plynu
CZT	Centrální zásobování teplem
ČOV	Čistírna odpadních vod
DS	Distribuční soustava
ENS	Nedodaná energie
ES/ES ČR	Elektrizační soustava České republiky
EU ETS	Evropské schéma pro emisní obchodování
FVE	Fotovoltaická elektrárna
HPS	Hraniční předávací stanice
JE	Jaderná elektrárna
KVET	Vysokoúčinná kombinovaná výroba elektřiny a tepla
LNG	Zkapalněný zemní plyn
LOLE	Ukazatel očekávané ztráty zatížení
MKO	Mikrokogenerace
NJZ	Nový jaderný zdroj
OZE	Obnovitelné zdroje energie
P2G	Power to Gas
PS	Přenosová soustava
PVE	Přečerpávací vodní elektrárna
PZP	Podzemní zásobník plynu
SCGT	Plynová turbína s jednoduchým cyklem
SEK	Státní energetická koncepce
SMR	Small Modular Reactor
TNS	Tuzemská netto spotřeba
VIP	Virtuální hraniční bod
VOC	Těkavá organická látka
VTE	Větrná elektrárna

Obsah

Zkratky	1
1 Úvod	3
2 Případové studie	4
3 Základna elektroenergetiky střední Evropy	14
4 Zdrojová základna ES ČR	15
5 Poptávka elektřiny	17
6 Provoz ES	19
7 Zdroje primární energie	26
8 Emise skleníkových plynů a znečišťujících látek	27
9 Elektrické sítě	29
10 Trh a ekonomika elektroenergetiky	31
11 Poptávka plynu	33
12 Zdroje plynu	35
13 Evropské plynárenství	36
14 Trasy dodávek plynu do ČR	37
15 Česká plynárenská infrastruktura	38
16 Provoz zásobníků	39
17 Síťové analýzy	41
18 Trh se zemním plynem a ceny plynu	43
19 Rizika	44
20 Závěry	48
21 Doporučení	52

1 Úvod

Elektroenergetika a plynárenství jsou nejdůležitějšími energetickými systémy a zajištění rovnováhy mezi poptávkou a nabídkou je celospolečenským zájmem. Operátor trhu (OTE, a.s.) je povinen¹ 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 2020 až 2060. Při zpracování studie byla využita data účastníků trhu ze září 2019.

Právě prověření možných cest rozvoje energetiky jako celku ve vazbě na další sektory, mj. na dopravu, je dnes klíčové. Energetika čelí velkým výzvám, které jsou spojeny především se snižováním emisí skleníkových plynů a se snahami o uhlíkovou neutralitu. Dekarbonizace či výrazné snížení emisí skleníkových plynů je dnes v EU převládajícím požadavkem a rovněž Česká republika stojí před rozhodnutím, kdy, jak a do jaké míry jí dosáhnout. Přestože se dnes minimálně na půdě EK vkládají největší naděje do obnovitelných zdrojů, není pravděpodobné, že bude možné zajistit fungování energetiky bez dalších zdrojů energie, především jaderné energie a zemního plynu.

Tématem letošní *Dlouhodobé rovnováhy* je především srovnání dvou způsobů dosažení výrazného stupně dekarbonizace, kterou ukazují případové studie Nízkouhlíková – nové technologie (využívající k dekarbonizaci ve velké míře nové technologie především v elektroenergetice) a Nízkouhlíková – konzervativní (spoléhající při dekarbonizaci na prověřené technologie).

Řešené případové studie jsou zasazeny do středoevropského prostoru (v případě plynu je kontext násobně širší) a ilustrují důsledky pro českou energetiku při jejím konkrétním rozvoji, a to s maximálně možným provázáním řešení elektroenergetiky, plynárenství a teplárenství. Případové studie využívají tzv. Sector coupling především mezi elektroenergetikou a teplárenstvím, ale také elektroenergetikou a plynárenstvím. Přínos studie není jen v tom, že stanoví, jestli bude možné elektrizační a plynárenskou soustavu provozovat za konkrétních okolností. Studie přináší výhled poptávky elektřiny, tepla i zemního plynu, objasňuje, jestli bude na její pokrytí poptávky dostatek primárních zdrojů, co to bude znamenat pro emise skleníkových plynů a jaké to bude mít ekonomické dopady. Zahrnuty jsou i detailní analýzy elektrických i plynárenských sítí. Při analýzách byly využity detailní a provázané modely provozu zdrojové části elektroenergetiky a elektrických a plynárenských sítí.

V energetice se střetávají světy politické, ekonomické i ideologické, zájmy veřejnosti, státní správy i soukromých subjektů, pohledy milovníků staré i nové energetiky. Zodpovědně prováděné analýzy takového sektoru musí ctít tři elementární prvky: trvalou konzistentnost, maximální transparentnost a především nezávislost. Studie *Dlouhodobá rovnováha* tyto principy vždy ctíla a je jimi zavázána i v letošním vydání.

¹ § 20 odst. 4 písm. f) zákona č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon), ve znění pozdějších předpisů; dále *Státní energetická koncepce*, cíl 6.2e.

2 Případové studie

V *Dlouhodobé rovnováze* se řeší pět případových studií. Nulová případová studie slouží pro indikaci nedostatku výkonu v elektrizační soustavě, resp. k zjištění nedostatečnosti zásobníkové kapacity. Případová studie NKEP reflektuje *Návrh vnitrostátního plánu České republiky v oblasti energetiky a klimatu* a je řešena do roku 2030. Případové studie Koncepční, Nízkouhlíková – nové technologie a Nízkouhlíková – konzervativní jsou řešeny do roku 2060 a jsou navrženy tak, aby Česká republika byla soběstačná v pokrytí poptávky po elektřině a aby byla česká ES bezpečně a spolehlivě provozovatelná se saldem blízkým nule. Hlavním kritériem diferenciací případových studií je míra využití nových technologií při dekarbonizaci energetiky. Obě nízkouhlíkové případové studie se snaží dosáhnout emisí nižších než případová studie Koncepční, avšak různými způsoby.

2.1 Případová studie Nulová

Stěžejní část zdrojové základny ES ČR se blíží konci své životnosti. Budoucnost uhelných zdrojů je limitována omezeným přístupem k tuzemským zásobám uhlí a stále sílící snahou o dekarbonizaci energetiky. Jedinými velkými zdroji, které budou provozovány v dlouhodobém horizontu, jsou jaderná elektrárna Temelín, PPC Počeradky a elektrárna Ledvice. Původně plánované životnosti jaderné elektrárny Dukovany již bylo dosaženo, nicméně díky pravidelně prováděným modernizacím lze očekávat i její dlouhodobý provoz. Z těchto důvodů je řešena Nulová případová studie, která vychází z analýzy výchozího stavu řešení, kdy je pro očekávanou spotřebu elektřiny detekována potřeba nového výkonu pro ES ČR. Předpokládá se v ní postupný útlum současných zdrojů, a naopak se nepředpokládají žádné nové zdroje. Na základě pokrývání diagramu zatížení je indikován časový profil, ve kterém se již projevuje trvalý výkonový deficit zdrojové základny. V rámci Nulové případové studie je testováno několik konfigurací odstavení stávajících zdrojů.

Subvarianty Nulové případové studie pro elektroenergetiku

Nulová případová studie byla analyzována ve 4 subvariantách. Každá z nich analyzuje riziko dřívějšího ukončení vybrané skupiny zdrojů. Jednotlivé subvarianty na sebe navazují, tj. poslední kumulativně shrnuje všechny předešlé, a je tak nejpesimističtější možným scénářem ukončení provozu zdrojů.

Výchozí stav

Výchozí stav Nulové případové studie reflektuje očekávání vlastníků zdrojů v otázce životnosti a délce provozu. Do roku 2030 tak pravděpodobně dojde k odstavení zhruba 2 GW instalovaného výkonu zdrojů, do roku 2040 se tato hodnota více než ztrojnásobí.

Počeradky, Dětmárovice, Chvaletice

V první skupině dříve odstavených zdrojů bylo zahrnuto riziko ukončení provozu z ekonomických, environmentálních či jiných nepříznivých vlivů. Toto se týká zejména následujících zdrojů:

- **Elektrárna Počeradky** je v současnosti jednou z nejvíce využívaných hnědouhelných elektráren. Na základě dohod mezi ČEZ (vlastník) a Vršanskou uhelnou (dodavatel uhlí) se pro období od roku 2024 otevírá více možností dalšího provozu. Ve hře je na straně jedné dostatečný objem dodávek hnědého uhlí potřebného pro provoz zdroje, na straně druhé nutnost plnit požadavky nejnovější ekologické legislativy. Proto je nutno připustit na jedné straně možnost úplného uzavření hnědouhelných Počerad koncem roku 2023, na druhé straně připadá v úvahu ekologizační rekonstrukce a dlouhodobý provoz zdroje o výkonu 4 x 200 MW.

- **Elektrárna Chvaletice** je oproti elektrárně Počeradý pro dlouhodobý provoz částečně připravena – 2 bloky po 205 MW jsou již rekonstruovány na nejnovější požadované parametry. Rekonstrukce druhé dvojice bloků se připravuje a její konkrétní realizace bude ovlivněna cenou elektřiny a investičními náklady na rekonstrukci. Je proto na místě počítat jak s možností uzavření dvou dosud nerekonstruovaných bloků v roce 2023, tak naopak s jejich ekologizací a provozem do roku 2040. Příslušné množství hnědého uhlí by mělo být z dlouhodobého pohledu zajištěno.
- **Elektrárna Dětmarovice** je v současnosti schopna provozovat dva bloky po 200 MW, zbylé dva bloky jsou již ve studené záloze a není pravděpodobné jejich opětovné zprovoznění. Zbývající dva bloky budou provozovány minimálně do poloviny roku 2020. Další provoz bude ovlivněn zejména cenou elektřiny – při vysoké ceně by zbylé dva bloky mohly být provozovány až do roku 2030, v opačném případě je možné ukončení jejich provozu již v roce 2023.

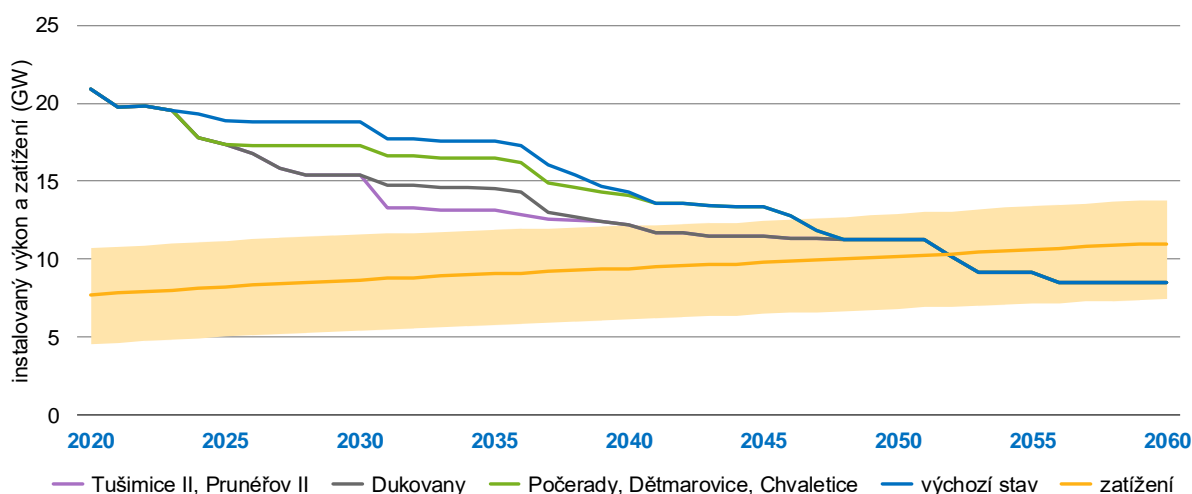
Dukovany

Jaderná elektrárna Dukovany tvoří zhruba 10 % instalovaného výkonu české ES. I přesto, že došlo k rekonstrukci a modernizaci, její původně plánované životnosti již bylo dosaženo. V případě nepříznivých okolností by mohlo dojít k ukončení provozu dříve, než je v současnosti uvažováno. Tato subvarianta ukazuje pásmo snížení dostupného výkonu a uvažuje o postupném snížení dostupného výkonu a ukončení provozu od roku 2026.

Tušimice II, Pruněřov II

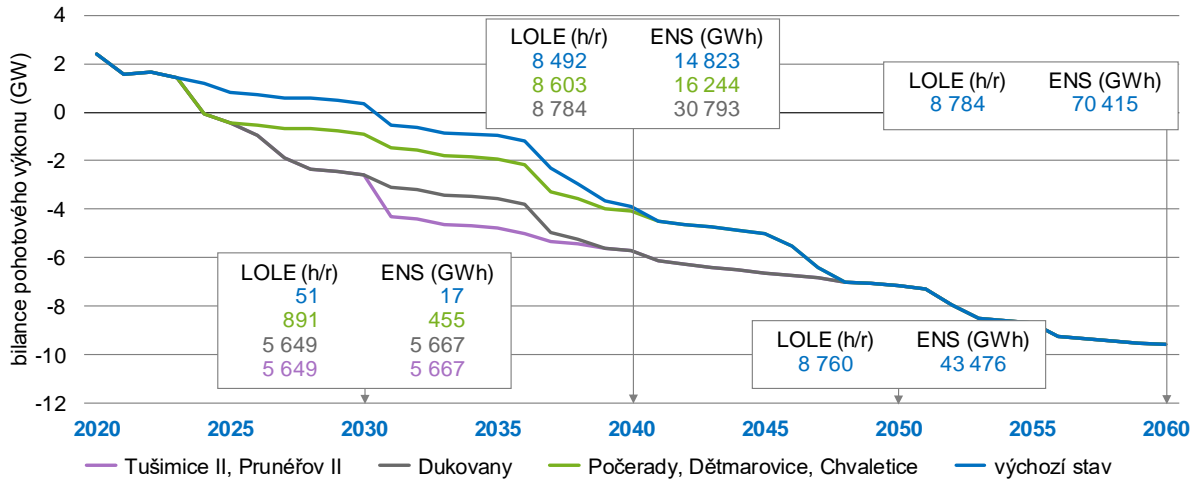
Tušimice II (4 x 200 MW) a Pruněřov II (3 x 250 MW) nejsou v současnosti ohroženy tím, že by se dala očekávat zkrácená doba jejich provozu. Oba zdroje jsou retrofitovány. Vzhledem k předcházejícím subvariantám jsou však posledními velkými uhelnými zdroji v soustavě. Je tak vhodné analyzovat situaci při souběhu nepříznivých vlivů, v rámci kterých by bylo nutné tyto bloky odstavit dříve. Pro tuto subvariantu byla jejich životnost zkrácena do roku 2030. Na následujícím obrázku je možné vidět vývoj instalovaného výkonu všech subvariant, navíc srovnaného s očekávaným referenčním rozvojem poptávky. Zatížení je v obrázku pro každý rok reprezentováno svým ročním průměrem a pásmem mezi ročním maximem a minimem. Z obrázku by se mohlo zdát, že počínaje rokem 2040 dochází k drobným nedostatkům výkonu v soustavě, neboť instalovaný výkon protíná hranici ročních maxim zatížení.

Obrázek 1 Instalovaný výkon a zatížení



Instalovaný výkon je v grafu zastoupen brutto hodnotami. Při zahrnutí netto výkonu, pohotovosti bloku, harmonogramu údržby, poruchovosti, potřeby zálohy a regulačních výkonů, pravděpodobnosti souběhu nepříznivých vlivů a snaze naplnění spolehlivostního standardu dostáváme bilanci pohotového výkonu, ve které dochází k situaci odlišné, viz obrázek níže.

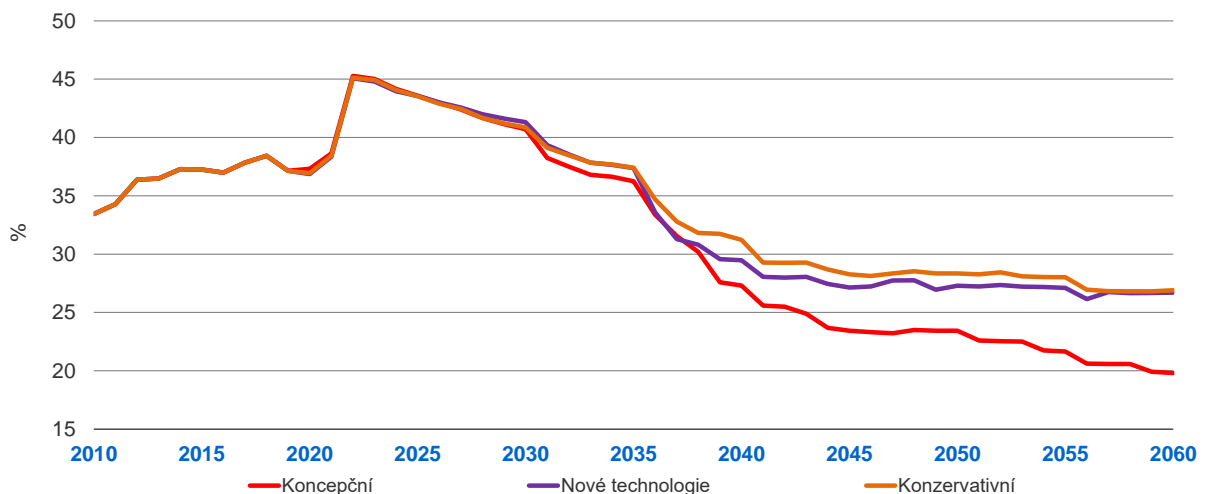
Obrázek 2 Vyhodnocení spolehlivostních ukazatelů Nulové případové studie



Pro výchozí stav Nulové případové studie dochází k nedostatkům v bilanci po roce 2030, kdy je očekávána druhá výrazná vlna ukončování provozu stávajících uhelných zdrojů. V ostatních subvariantách dochází k překlopení do záporných čísel s analyzovaným dřívějším ukončením elektráren Počeradý, Dětmorovice a Chvaletice. Bilance se drží v mezích stanovených SEK, hranici $\pm 10\%$ celkového objemu poptávky, pro možnost doplnění importem elektřiny ze zahraničí, až do roku 2029. V subvariantě Dukovany je pak tato hranice překročena ihned po analyzovaném ukončení provozu prvního bloku, tj. v roce 2026. Z grafu je zřejmé, že nejpozději po roce 2030 bude nutno přistoupit k opatřením zajišťujícím výkonovou dostatečnost.

Nulová případová studie pro plynárenství

Obrázek 3 Poměr kapacity zásobníků ke spotřebě – Nulová případová studie



Cílem je indikovat rok, kdy poměr kapacity zásobníků plynu vůči jeho roční spotřebě opustí rozmezí SEK (35 až 40 %). Výsledky jsou na obrázku 3. Uvažuje se provoz nynějších zásobníků po celé období 2020 až 2060, napojení Dolních Bojanovic na českou plynárenskou soustavu v roce 2022 (643 mil. m³) a zprovoznění plné kapacity zásobníku Dambořice (448 mil. m³) do roku 2021.

2.2 Invariantní předpoklady

Jaderné elektrárny

- Trvání provozu stávajících bloků JEDU se předpokládá do roku 2045 až 2047.
- Trvání provozu stávajících bloků JETE se předpokládá i za horizontem roku 2060.
- Všechny případové studie předpokládají alespoň jeden nový blok 1 200 MW v JEDU jako náhradu za stávající bloky.

Soběstačnost, spolehlivost, flexibilita, akumulace

- Případové studie jsou koncipovány jako dlouhodobě soběstačné v zásobování elektrickou energií a jsou navrženy na saldo velmi blízké nule: importy elektřiny mohou být realizovány jen na překlenutí kratšího období nesouladu nabídky a poptávky.
- Vzhledem k nárůstu důležitosti elektřiny je požadováno mírné navyšování spolehlivosti provozu. Zároveň se očekává, že cena nedodávky poroste rychleji než ceny nových výrobních jednotek.
- Opatření na zajištění flexibility včetně jednotlivých kategorií regulačních výkonů jsou realizována dle potřeby. U stávajících přečerpávacích elektráren v ČR se předpokládá provoz až do roku 2060.
- Všechny případové studie vyžadují instalaci nové akumulace elektřiny, její míra je však odlišná.
- S řízením poptávky se počítá ve všech případových studiích, avšak v různé míře.

Nové paroplynové bloky pro teplárství

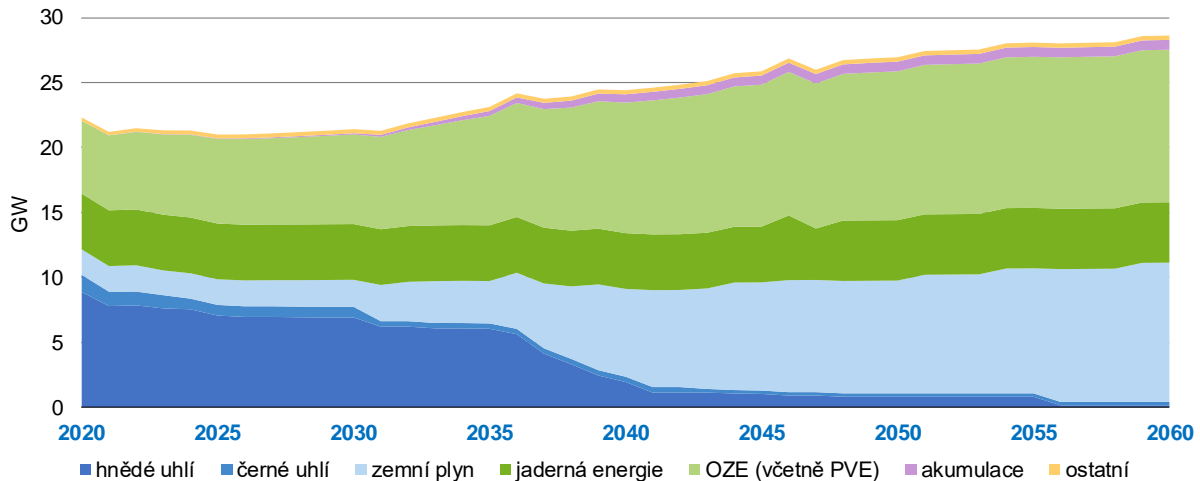
Výstavba nových paroplynových bloků je řešena individuálně v časových horizontech, kdy je třeba nahradit stávající zdroj především z důvodu výroby tepla.

2.3 Případová studie Koncepční

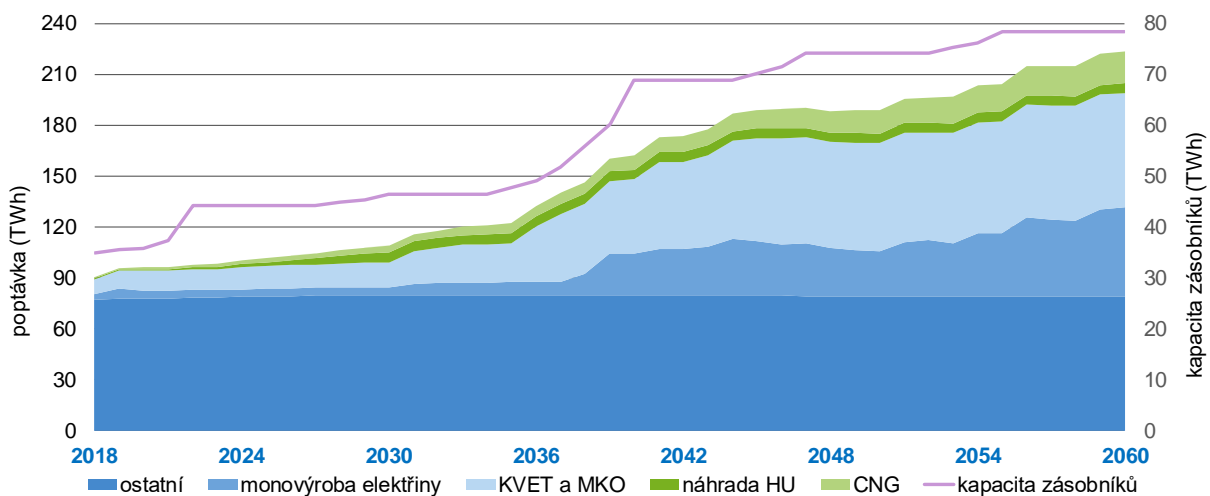
Studie vychází z Optimalizovaného scénáře *Státní energetické koncepce*. Proti SEK jsou provedeny korekce dané zejména rokem vydání (2015) a řešeným horizontem (SEK 2040, *Dlouhodobá rovnováha 2060*). Oproti Koncepční případové studii řešené v loňském roce je hlavní změna v termínech zprovoznění jaderných bloků v Dukovanech, protože z dnešního pohledu je již velmi nepravděpodobné jejich zprovoznění v letech 2035 a 2037. Hlavním rysem případové studie je dostavba jaderných bloků v Dukovanech tak, aby nové bloky navázaly na dosluhující staré, tedy od roku 2046 a 2048, vždy 1 x 1 200 MW. Dále se předpokládá náhrada uhlí plynem při výrobě elektřiny, což je realizováno šesti bloky 430 MW a jedním blokem 840 MW (2039). V oblasti OZE je rozvoj uvažován především u FVE (6,6 GW) a VTE (1,3 GW) v roce 2060. Mírný nárůst je očekáván i u biomasy a bioplynu, který je i nadále využíván pouze pro výrobu elektřiny, případně tepla. Takto navržená skladba zdrojů je doplněna o prvky flexibility, které umožní její provoz – jde o denní akumulaci (757 MW nad rámec PVE v roce 2060) a o řízení spotřeby. Vývoj instalovaného výkonu ukazuje následující obrázek, další pak uvádí celkovou spotřebu plynu společně se zásobníkovou kapacitou navrženou tak, aby byl

dodržěn poměr stanový SEK. Celková kapacita zásobníků v roce 2060 je 78,4 TWh, což je nárůst o 125 % oproti roku 2018.

Obrázek 4 Instalovaný výkon celkem: Koncepční



Obrázek 5 Celková spotřeba plynu a zásobníky plynu: Koncepční



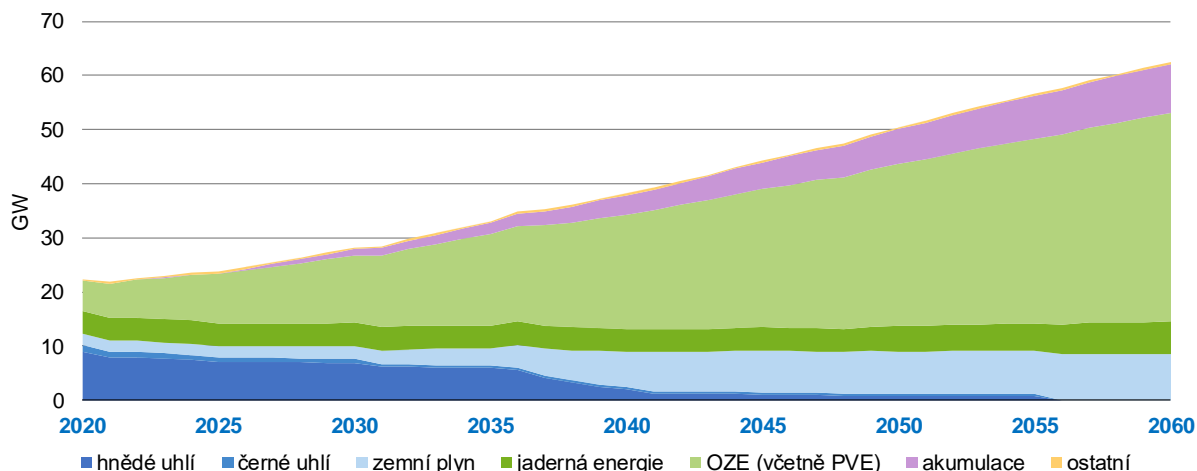
2.4 Případová studie Nízkouhlíková – nové technologie

Studie analyzuje cestu k nízkouhlíkové energetice za esenciálního využití nových technologií. Hlavními rysy této případové studie je extrémní rozvoj OZE, který je na hranici technického potenciálu ČR a využití malých modulárních reaktorů o výkonu 250 MW (tento výkon je zvolen jako pracovní a zjednodušující; předpokládá se, že sumu výkonu bude ve skutečnosti tvořit více menších jednotek). Od roku 2056 se očekává, že nebude docházet ke spalování hnědého ani černého uhlí.

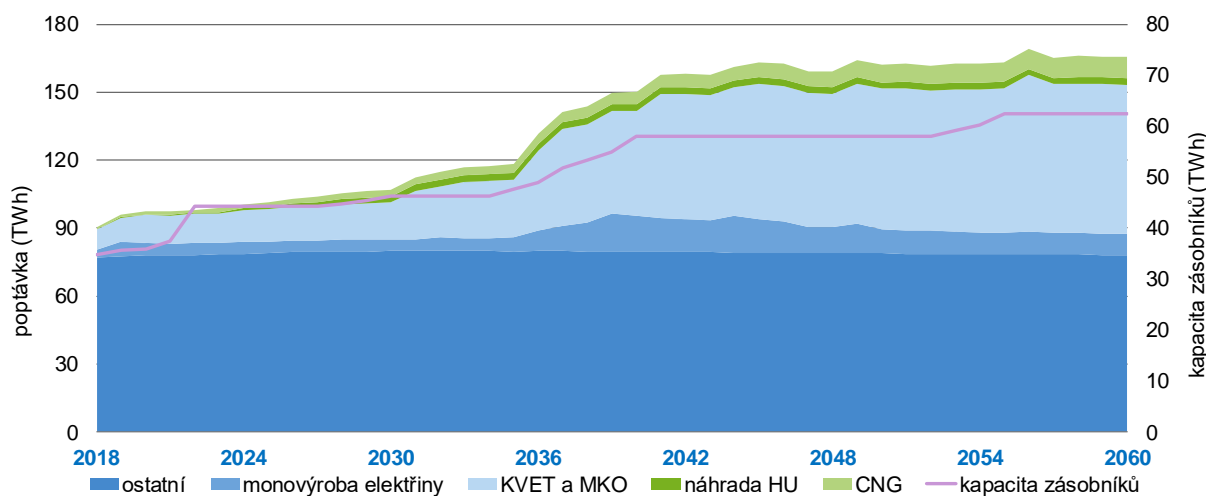
U OZE bude klíčová větrná a solární energie, v roce 2060 jsou uvažovány výkony 6 GW, resp. 29 GW. Pro pokrytí základního pásma zatížení je počítáno s jadernými zdroji. Jeden nově vystavěný blok v Dukovanech bude doplněn 10 modulárními reaktory, které jsou uvažovány v JETE (6 x 250 MW postupně od roku 2046) a ve čtyřech nových lokalitách (Mělník, Opatovice, Ledvice a Blahutovice). Takto navržená skladba zdrojů je nutně doplněna o prvky flexibility, které umožní její provoz – jde o rychlé

plynové zdroje (SCGT, 8 x 160 MW, mezi roky 2037 a 2040), denní akumulaci (7 GW nad rámec PVE), sezónní akumulaci (2 GW) a o řízení spotřeby v maximálním možném rozsahu – elektromobily, elektrokotle, omezování výroby, přesun spotřeby v čase atd.

Obrázek 6 Instalovaný výkon celkem: Nízkouhlíková – nové technologie



Obrázek 7 Celková spotřeba plynu a zásobníky plynu: Nízkouhlíková – nové technologie



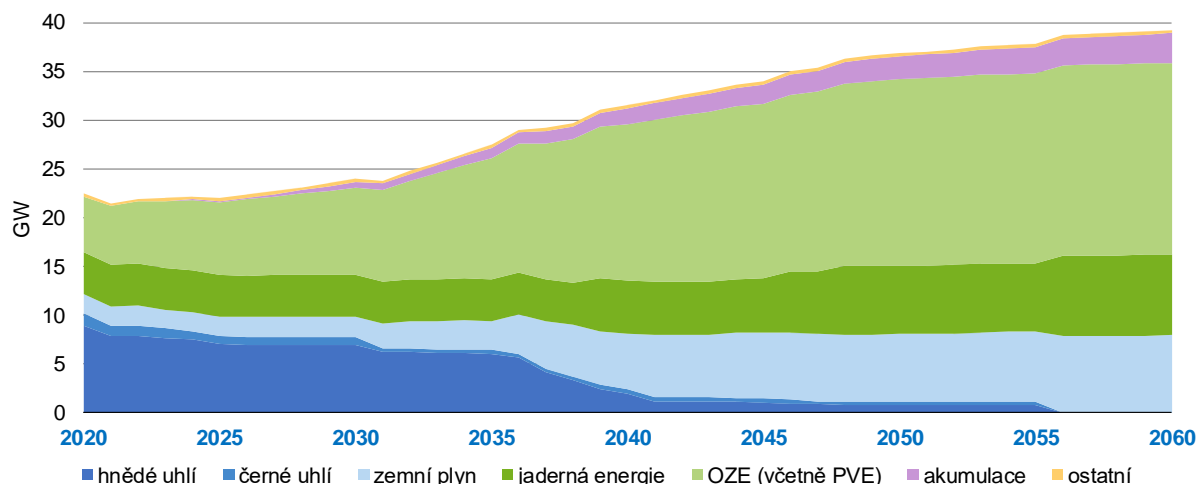
Vývoj instalovaného výkonu ukazuje obrázek 6, celková spotřeba plynu společně se zásobníkovou kapacitou navrženou, aby byl dodržen poměr stanový SEK je na obrázku 7. Celková kapacita zásobníků v roce 2060 je 62,4 TWh, což je nárůst o 79 % oproti roku 2018.

2.5 Případová studie Nízkouhlíková – konzervativní

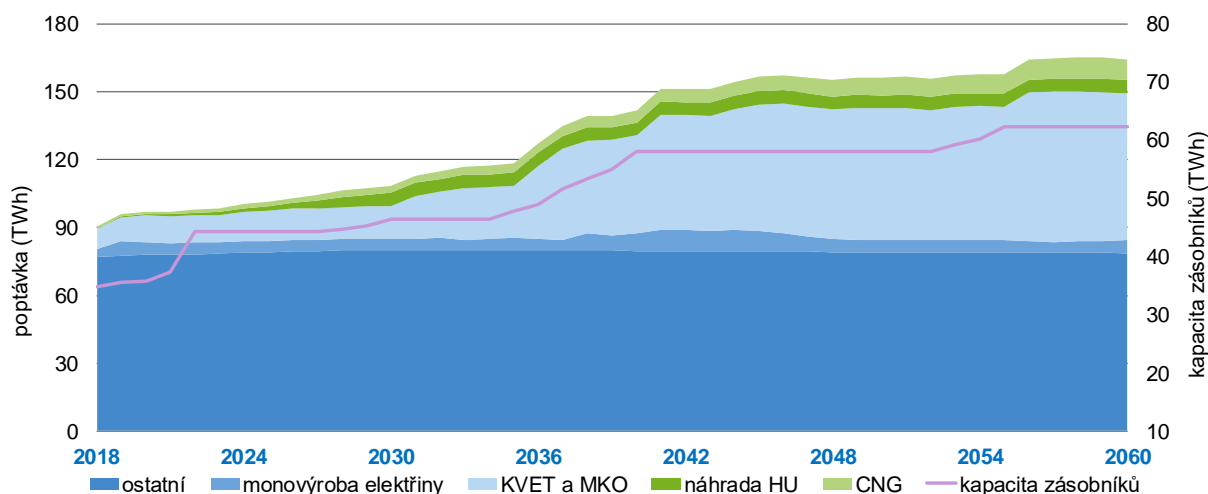
Studie analyzuje cestu k nízkouhlíkové energetice za využití konzervativních technologií, které jsou běžně dostupné v dnešní době. Hlavním rysem je výstavba nových velkých jaderných bloků (1 200 MW) a rozvoj OZE na úroveň dvojnásobku SEK. Kromě výstavby dvou bloků v lokalitě Dukovany jsou očekávány také dva nové bloky v lokalitě Temelín (v letech 2039 a 2056). Dřívější zprovoznění v roce 2039 je nutné z důvodu nedostatku výkonu, a protože záměrem této případové studie je výrazné snížení emisí skleníkových plynů, nelze uvažovat například o výstavbě paroplynového bloku. Navíc je plánováno

zprovoznění dalšího nového bloku o výkonu 1 200 MW v roce 2047. Stejně jako u případové studie Nízkouhlíková – nové technologie se neočekává využívání uhlí po roce 2056.

Obrázek 8 Instalovaný výkon celkem: Nízkouhlíková – konzervativní



Obrázek 9 Celková spotřeba plynu a zásobníky plynu: Nízkouhlíková – konzervativní



U FVE se v roce 2060 očekává 13,3 GW, u VTE 2,6 GW. Pro zachování provozuschopnosti ES ČR je nutná také výstavba nových plynových bloků, konkrétně SCGT 5 x 160 MW, hlavně v období mezi roky 2037 a 2040. Skladba OZE se obejde bez sezónní akumulace, ovšem denní akumulace je nutná o výkonu přesahujícím 3 GW (nad rámec PVE). Navržená skladba zdrojů je doplněna o prvky flexibility (důležité je řízení spotřeby). Vývoj instalovaného výkonu ukazuje obrázek 8, obrázek 9 uvádí celkovou spotřebu plynu společně se zásobníkovou kapacitou navrženou, aby byl dodržen poměr stanovený SEK. Celková kapacita zásobníků v roce 2060 je 62,4 TWh, což je nárůst o 79 % oproti roku 2018.

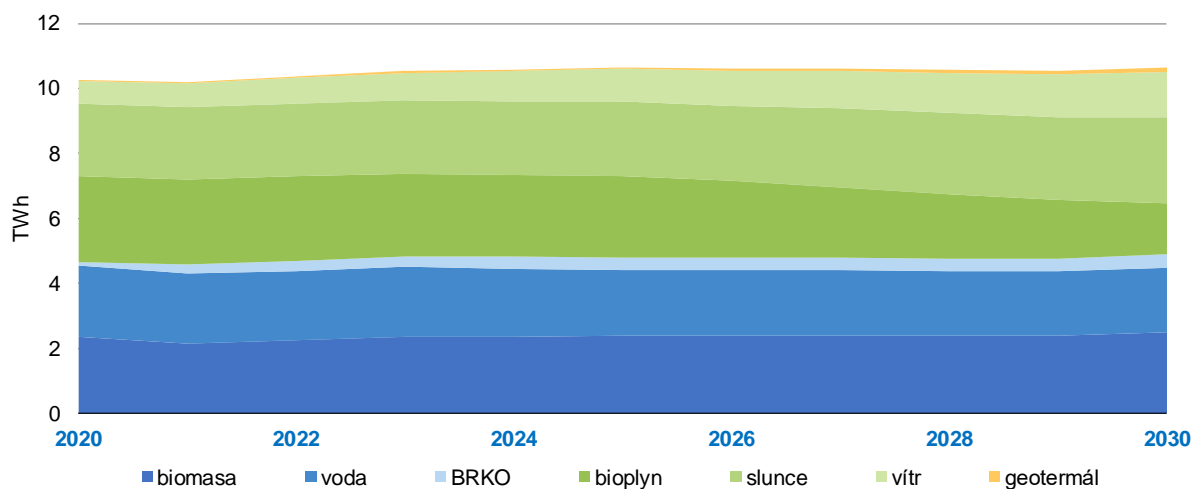
2.6 Varianta NKEP

Bývá zvykem, že v *Dlouhodobé rovnováze* se řeší tři specifické případové studie. V letošním roce je navíc řešena varianta NKEP, nicméně nejedná se o klasickou plnohodnotnou případovou studii. Varianta vychází z *Návrhu vnitrostátního plánu České republiky v oblasti energetiky a klimatu*, který v lednu 2019

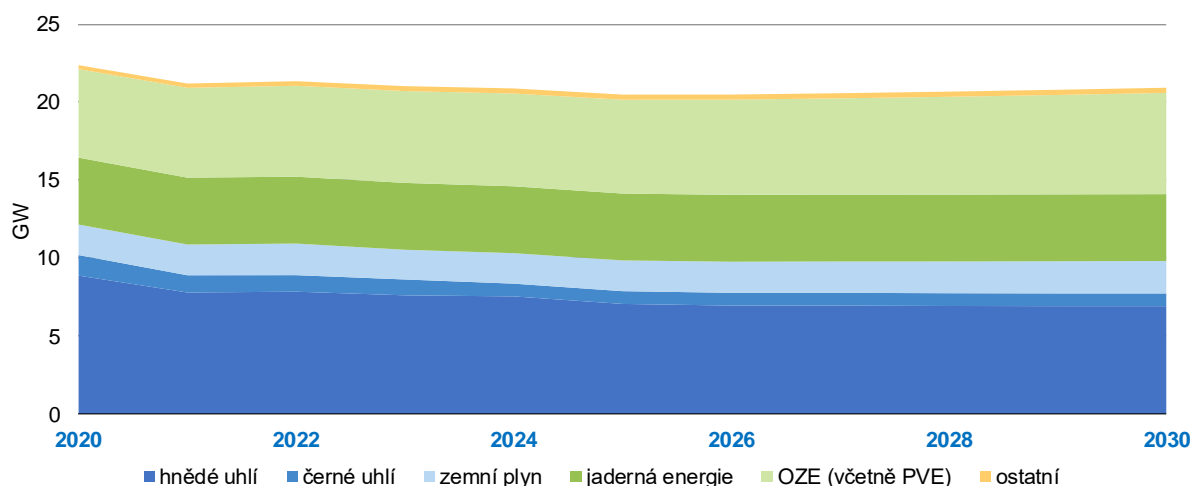
zveřejnilo Ministerstvo průmyslu a obchodu, nejedná se tak o finální verzi, která bude zaslána do Bruselu koncem téhož roku. Stejně jako NKEP i tato varianta je řešena pouze do roku 2030. Dalším specifickým této varianty je, že v Návrhu dokumentu není uvedena skladba instalovaných výkonů, ale jsou pouze dostupné údaje o výrobě elektřiny z OZE (následující obrázek). Hodnoty instalovaných výkonů jsou odvozeny z údajů o výrobě a z části jsou převzaté z Koncepční případové studie.

Očekávaný rozvoj zdrojové základny je v NKEP téměř totožný jako v SEK, k rozdílům dochází hlavně u OZE. Pro FVE se očekává přibližně 2,6 GW instalovaného výkonu, což je o více než 0,3 GW méně než v SEK, naopak u větrné energie se očekává 0,2 GW více (v roce 2030 je to 0,8 GW).

Obrázek 10 Očekávaný rozvoj OZE v sektoru výroby elektřiny dle NKEP



Obrázek 11 Instalovaný výkon varianty NKEP



2.7 Srovnání případových studií

Tabulka porovnává jednotlivé případové studie z hlediska spotřeby elektřiny a plynu, salda, instalovaných výkonů jednotlivých typů zdrojů a rovněž z pohledu potřebné flexibility. Hodnoty se vztahují k roku 2060, pokud není uvedeno jinak.

Tabulka 1 Srovnání případových studií

	Koncepční	Nové technologie	Konzervativní
spotřeba plynu a elektřiny			
celková spotřeba plynu	223,2 TWh	165,6 TWh	164,3 TWh
spotřeba CNG/LNG	18,8 TWh	9,4 TWh	9,4 TWh
spotřeba na monovýrobu	53 TWh	9,3 TWh	5,8 TWh
spotřeba na KVET	65,5 TWh	63,2 TWh	63,4 TWh
spotřeba elektřiny (TNS)	91,6 TWh	98,5 TWh	95,6 TWh
z toho elektromobilita	10,3 TWh	13,1 TWh	13,1 TWh
export elektřiny	2,2 TWh	1,4 TWh	1,1 TWh
zdroje - jádro			
stávající JETE	do 2060	do 2060	do 2060
nové JETE (3 a 4)	-	-	2x 1 200 MW (2039 a 2056)
stávající JEDU	do 2045 až 2047	do 2045 až 2047	do 2045 až 2047
nové JEDU (5 a 6)	2x 1 200 MW (2046 a 2048)	1x 1 200 MW (2047)	2x 1 200 MW (2046 a 2048)
další JE zdroje	-	10x 250 MW (SMR)	1x 1 200 MW
jaderné teplo	JETE	JETE, nJEDU, SMR (4x)	JETE, nJEDU, NJZ
zdroje - OZE			
FVE	6 664 MW	29 000 MW	13 328 MW
VTE	1 302 MW	6 000 MW	2 604 MW
bioplyn	654 MW	400 MW	654 MW
zdroje - fosilní			
hnědé uhlí	148 MW	0 (od 2056)	0 (od 2056)
černé uhlí	261 MW	0 (od 2056)	0 (od 2056)
nové CCGT	1x 840 MW; 6x 430 MW	-	-
nové SCGT	-	8x 160 MW	5x 160 MW
nové plynové motory	3x 40 MW	-	3x 40 MW
teplárenské paroplyny	3 966 MW	3 093 MW	3 476 MW
prvky flexibility			
nesystémová akumulace	325 MW	1 036 MW	737 MW
systémová akumulace	432 MW	6 020 MW	2 300 MW
sezónní akumulace	-	2 000 MW	-

Tabulka 2 Koncepční – instalovaný výkon (MW)

druh primární energie	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
hnědé uhlí	8 872	7 057	6 913	6 038	1 941	1 023	808	808	148
černé uhlí	1 321	819	819	413	410	261	261	261	261
zemní plyn	1 960	1 973	2 080	3 265	6 762	8 331	8 683	9 629	10 722
jaderná energie	4 290	4 290	4 290	4 290	4 290	4 290	4 650	4 650	4 650
biomasa	496	609	697	704	703	745	760	760	760
bioplyn	395	438	481	524	567	610	654	654	654
voda (bez PVE)	1 114	1 119	1 124	1 129	1 134	1 139	1 144	1 149	1 154
vítr	343	463	533	741	933	1 084	1 200	1 271	1 302
slunce	2 096	2 705	2 883	4 143	5 522	6 154	6 500	6 594	6 664
přečerpávací vodní elektrárny	1 170	1 170	1 170	1 170	1 170	1 170	1 170	1 170	1 170
denní akumulace	3	43	96	370	640	703	749	754	757
ostatní	254	308	323	333	339	353	368	373	378
celkem	22 313	20 994	21 408	23 121	24 411	25 863	26 946	28 072	28 620

Tabulka 3 Nízkouhlíková – nové technologie – instalovaný výkon (MW)

druh primární energie	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
hnědé uhlí	8 872	7 057	6 913	6 038	1 941	1 023	808	808	0
černé uhlí	1 321	819	819	413	410	430	261	261	0
zemní plyn	1 985	2 071	2 251	3 079	6 539	7 691	7 910	8 082	8 527
jaderná energie	4 290	4 290	4 290	4 290	4 290	4 290	4 700	4 950	5 950
biomasa	496	609	697	704	703	745	750	750	756
bioplyn	395	395	395	395	395	395	395	395	395
voda (bez PVE)	1 114	1 119	1 124	1 129	1 134	1 139	1 144	1 149	1 154
vítr	343	789	1 234	2 029	2 824	3 619	4 414	5 209	6 000
slunce	2 096	4 959	7 822	11 352	14 882	18 412	21 942	25 472	29 000
přečerpávací vodní elektrárny	1 170	1 170	1 170	1 170	1 170	1 170	1 170	1 170	1 170
denní akumulace	2	125	1 139	2 118	3 105	4 094	5 084	6 072	7 056
sezónní akumulace	0	0	0	0	400	900	1 400	1 900	2 000
ostatní	254	308	323	340	352	373	395	406	422
celkem	22 337	23 711	28 177	33 058	38 144	44 280	50 373	56 623	62 429

Tabulka 4 Nízkouhlíková – konzervativní – instalovaný výkon (MW)

druh primární energie	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
hnědé uhlí	8 872	7 057	6 913	6 038	1 941	1 023	808	808	0
černé uhlí	1 321	819	819	413	410	430	261	261	0
zemní plyn	1 960	1 973	2 080	2 955	5 702	6 781	6 964	7 210	7 919
jaderná energie	4 290	4 290	4 290	4 290	5 490	5 490	7 050	7 050	8 250
biomasa	496	609	697	704	703	745	750	750	756
bioplyn	395	438	481	524	567	610	654	654	654
voda (bez PVE)	1 114	1 119	1 124	1 129	1 134	1 139	1 144	1 149	1 154
vítr	388	578	775	1 271	1 726	2 085	2 360	2 530	2 604
slunce	2 155	3 535	4 747	7 607	10 736	12 173	12 957	13 169	13 328
přečerpávací vodní elektrárny	1 170	1 170	1 170	1 170	1 170	1 170	1 170	1 170	1 170
denní akumulace	7	96	537	1 043	1 566	1 982	2 359	2 700	3 037
ostatní	254	308	323	333	339	353	368	373	382
celkem	22 421	21 993	23 956	27 477	31 483	33 981	36 845	37 823	39 254

3 Základna elektroenergetiky střední Evropy

Střednědobý horizont

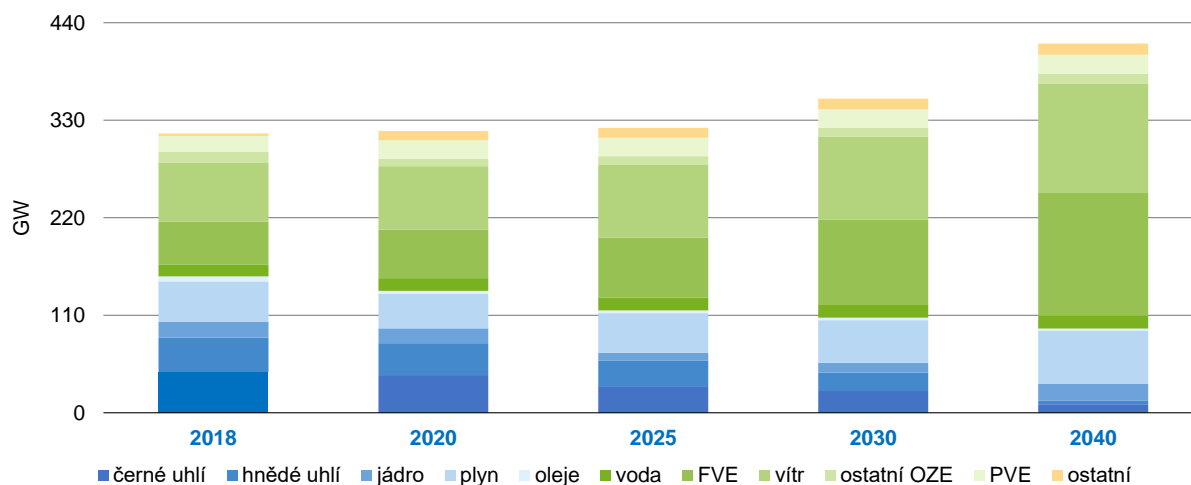
Instalovaný výkon větrných a fotovoltaických zdrojů v Německu již dnes převyšuje výkon zdrojů na fosilní paliva. Tento proces bude dále pokračovat s tím, že v prvních čtyřech letech se očekává radikální proměna německé výrobní základny. Do konce roku 2022 budou odstaveny poslední německé jaderné bloky, jejichž současná kapacita (9,5 GW) nebude nahrazena komplementárním zdrojem vhodným pro základní zatížení. Naopak se v tomto období sníží instalovaný výkon uhelných elektráren o dalších téměř 13 GW.

Dosavadní silně proexportní bilance německé elektroenergetiky se tak během několika let posune směrem k rostoucí závislosti na importu elektřiny. V ostatních zemích regionu bude probíhat podobný proces v rámci uhelných elektráren, s výjimkou Polska, které přestože sníží podíl uhlí na výrobě elektřiny na úroveň 60 % (z necelých 77 % v roce 2018), nadále prosazuje výstavbu nových uhelných bloků o celkové kapacitě až 4,2 GW. Z jaderných zdrojů bude v tomto období dokončen třetí a čtvrtý blok slovenské elektrárny v Mochovcích a za příznivých okolností také nový blok maďarské JE Paks.

Dlouhodobý horizont

Po roce 2030 by se instalovaný výkon jaderných elektráren v regionu měl navýšit zásluhou zemí Visegrádské čtyřky. Především v případě Maďarska, Slovenska a částečně i Polska jsou nové bloky jaderných elektráren nezbytné pro zlepšení současné negativní obchodní bilance, případně může ve slovenském případě dojít k obratu z bilance importní na exportní. V kontextu vývoje zdrojové základny v dominantní energetice regionu, v Německu, bude poptávka po elektřině ze stabilních zdrojů postupně narůstat. Dohromady by měl instalovaný výkon jaderných zdrojů v regionu dosáhnout 18 GW v roce 2040. Další bloky by mohly vzniknout také v ČR jako náhrada za ukončení stávajících bloků v Dukovanech v letech 2046 a 2048.

Obrázek 12 Zdrojová základna střeoevropského regionu – uvažovaný rozvoj

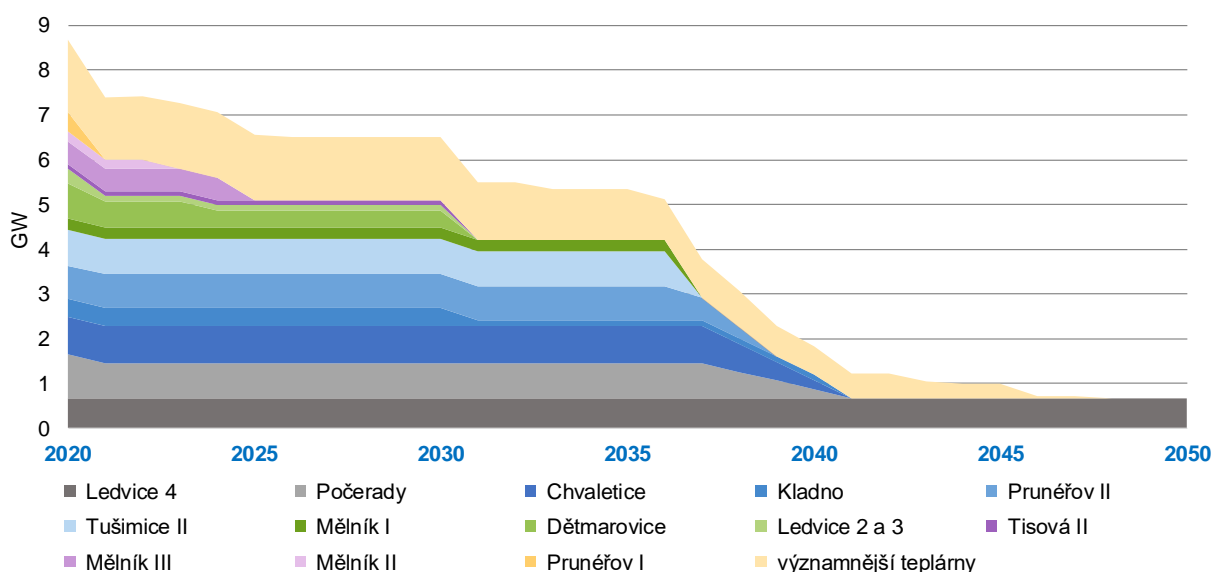


Výrazný rozvoj by se měl odehrát na poli plynových elektráren (růst až o 15 GW do roku 2040), přestože se budoucí pozice zemního plynu jeví méně předvídatelná vzhledem k povaze zemního plynu jakožto

fosilního paliva. Očekává se nicméně, že plynové zdroje budou díky flexibilitě ve spotřebě i skladování spouštěny jako nezbytný zdroj v situaci rozsáhlého instalovaného výkonu obnovitelných zdrojů energie. Zároveň budou také mnohem častěji využívány v základním pásmu (tři až pět tisíc hodin ročně). Dominantním zdrojem v regionu budou však větrné a fotovoltaické elektrárny, které v roce 2040 dosáhnou téměř dvoutřetinového podílu na celkovém instalovaném výkonu. Hlavní potenciál rozvoje skýtají přímořské oblasti na severu Německa a Polska pro výstavbu větrných parků, zatímco fotovoltaické elektrárny by se měly rozšířit geograficky rovnoměrně ve všech zemích regionu.

4 Zdrojová základna ES ČR

Obrázek 13 Útlum rozhodujících uhelných elektráren



Střednědobý horizont

- V období let 2020 až 2023 dojde k odstavení řady výroben z titulu neplnění limitů emisí. Jde o zdroje, s nimiž se již delší dobu nepočítá v bilanci. Půjde například o zdroje Prunéřov I, Ledvice 2, Mělník II, Mělník III a Tisová I.
- Výrazný útlum hnědouhelných elektráren povede patrně k poklesu exportního salda ES ČR.
- S docházejícím hnědým uhlím bude u vybraných teplárenských výroben docházet ke změnám palivové základny částečně na zemní plyn, částečně na biomasu. Předpokládá se i využití tepla z JE Temelín k zásobování Českých Budějovic již od roku 2023, a to ve všech případových studiích.
- Může dojít ke změnám v uplatnění bioplynu. Vzhledem k tomu, že přímé spalování bioplynu v místech jeho produkce bez významnějšího uplatnění dodávkového tepla není energeticky efektivní, může dojít k zastavení rozvoje bioplynových elektráren a přesměrování produkce bioplynu směrem k jeho úpravě na čistý metan a využití přímo v plynárenské síti s minimálně dvojnásobnou energetickou efektivností.
- Poroste podíl zdrojů s obtížně predikovatelnou výrobou. Půjde zejména o fotovoltaické zdroje, ale i o větrné elektrárny. Takto uspořádaná soustava bude klást stále větší požadavky na zajištění regulovatelnosti v čase – dostatečné množství rychle regulujících zdrojů a systémy akumulace

elektřiny. Narůstající množství fotovoltaických zdrojů bude vyžadovat řešení toků jalových výkonů, což bude znamenat úpravy v systému regulace napětí, zejména v sítích nízkého napětí.

- Omezené možnosti jsou i v případě spalování komunálního odpadu. Celková produkce komunálních odpadů zatím poskytuje prostor pro další spalovny, kdy pro stávajících 14 krajů jsou k dispozici 4 spalovny. Nicméně vzhledem k tomu, že bude narůstat třídění odpadů pro účely recyklace, nelze počítat s tím, že by výroba elektřiny spalováním komunálního odpadu mohla zásadním způsobem řešit energetickou dysbalanci jiných primárních zdrojů, a to ani v pozdějším období.
- Nelze předpokládat výraznější změny v hydroenergetice, protože energeticky využitelné lokality jsou již obsazeny, růst produkce může být ovlivněn jen uplatněním nových drobných zdrojů nebo nárůstem efektivity využití hydroenergie při rekonstrukci stávajících výroben. Teoreticky je možné uvažovat pouze s výstavbou přečerpávací vodní elektrárny. Geograficky vhodných lokalit je řada, všechny záměry v posledních zhruba 30 letech však skončily bez realizace.

Dlouhodobý horizont

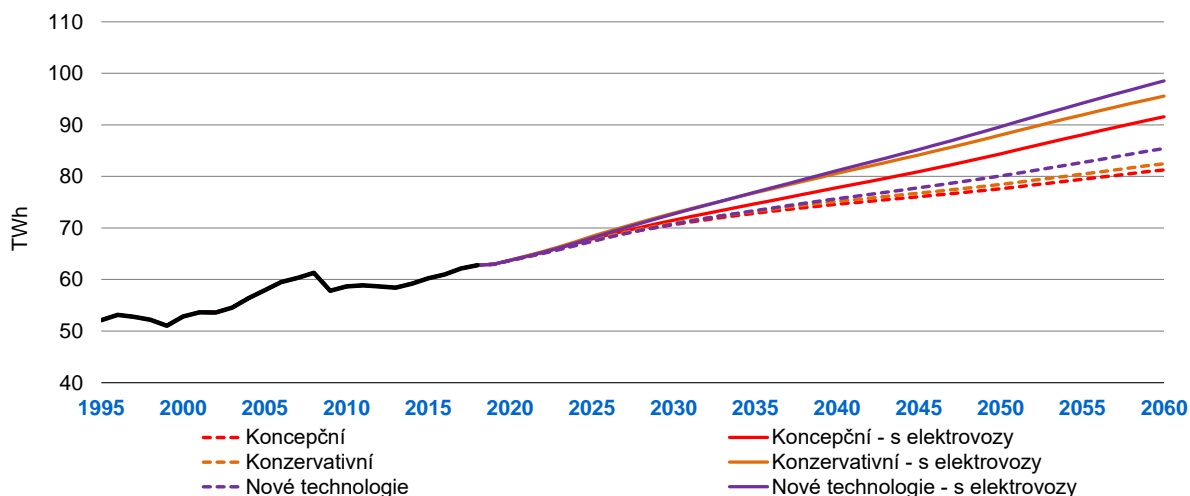
- V období do roku 2040, především v období let 2035 až 2040, dojde ke značnému útlumu uhelné energetiky. V této časové etapě půjde o souběh vyčerpání některých ložisek těžby a technického dožití zařízení těchto elektráren. Bude vyčerpána technická životnost kotelního parku, turbín i odsiřovacích zařízení. V letech 2035 až 2040 bude tedy ukončen provoz několika velkých hnědouhelných elektráren, konkrétně půjde o Tušimice II, Prunéřov II, Chvaletice a Počerady. Rok 2040 by ale neměl být definitivním koncem uhelné energetiky, např. blok Ledvice 4 by měl být v provozu zhruba do roku 2055, což odpovídá jeho technické životnosti a koresponduje s existujícími zásobami uhlí.
- Významným způsobem se změní skladba primárních energií pro energetiku. Podstatný pokles podílu uhlí bude mít za následek vedle navýšení podílu obnovitelné energie především významný nárůst podílu zemního plynu. Jeho role bude zejména v teplárenství, kde ve značné míře bude muset nahradit dosavadní roli uhlí, ale uplatní se ve srovnání se současností výrazně více i při samostatné výrobě elektřiny.
- Celkový instalovaný elektrický výkon ES ČR vzroste ze současných 22,3 GW na celkový výkon v roce 2060 (bez akumulčních systémů, ale včetně stávajících PVE):
 - 27,9 GW v Koncepční případové studii,
 - 53,4 GW v případové studii Nové technologie,
 - 36,2 GW v Konzervativní případové studii.
- Nárůst OZE, zejména rozvoj FVE a VTE, bude znamenat velký počet zdrojů malého výkonu, naproti tomu například jaderné elektrárny budou mít větší jednotkové výkony, zanikne značná část uhelných bloků se stovkovými výkony.
- OZE budou stále přibývat rychleji než dosud, což bude stále více ovlivňovat provoz elektrických sítí, protože nové OZE budou většinou decentrální.
- Protože stávající uhelné elektrárny jsou zdroji s dobrými regulačními schopnostmi, povede jejich odstavení k narušení bilance regulačních výkonů. To bude nutno řešit výstavbou nových zdrojů zajišťujících regulaci, například zdrojů se spalovacími jednotkami na zemní plyn. V případové studii Koncepční je to řešeno 3 zdroji s plynovými motory po 40 MW, v případové studii Nové technologie 8 spalovacími turbínami po 160 MW, v případové studii Konzervativní pak kombinací obou typů (3 x plynové motory po 40 MW a 5 x plynová turbína po 160 MW).

- Pro zajištění denní akumulace elektřiny bude v Konceptní případové studii nutný výkon ve výši 570 MW k roku 2060, v případové studii Nové technologie asi 7 000 MW a v případové studii Konzervativní asi 3 000 MW.
- Vzhledem k velkému rozsahu OZE v případové studii Nové technologie zde bude nutno uplatnit i akumulaci sezónní, což bude jiná než elektrická akumulace – bude to akumulace ve formě výroby vodíku o celkovém rozsahu 2 000 MW. Ve všech studiích je navíc uvažováno využívání PVE pro akumulaci s celkovým výkonem 1,2 GW.
- Ve vazbě na dožívání tepláren na uhlí poroste výkon v malých kogeneračních jednotkách na zemní plyn – ze současných asi 390 MW vzroste do roku 2060 na více než 800 MW v případových studiích Konceptní a Konzervativní a na asi 1 200 MW v případové studii Nové technologie.

5 Poptávka elektřiny

Nejvýraznějšími prediktory poptávky elektřiny jsou tradičně ekonomika, demografie a z nových oblastí elektromobilita spolu s náhradou fosilních paliv v energetické bilanci. Přes snahu o energetické úspory a navyšování venkovních teplot převládají střednědobě i dlouhodobě na celoevropské úrovni prorůstové vlivy na poptávku elektřiny. Růst poptávky je očekáván také pro ČR. Vývoj spotřeby je řešen pro několik konkrétních oblastí: výrobní sféra, domácnosti, elektromobilita a přechod k DZT.

Obrázek 14 Tuzemská netto spotřeba



Střednědobý horizont

Vývoj poptávky výrobní sféry závisí především na tvorbě přidané hodnoty a je velmi podobný ve všech řešených případových studiích. Patrná je prorůstová tendence a v roce 2030 lze očekávat poptávku přibližně 53,8 TWh (nárůst o 13 %). Poptávku sféry domácnosti velmi ovlivňují demografické aspekty, respektive očekávaný výhled počtu domácností (oproti minulé verzi studie výrazně vzrostl výhled počtu obyvatel i domácností) a v roce 2030 jich bude okolo 4,8 mil. Ve střednědobém horizontu dojde opět k obdobnému nárůstu u všech případových studií a poptávka domácností vzroste o necelých 12 % na 17,1 TWh. V případě elektromobility jsou již patrné rozdíly, které jsou dány tím, že v nízkouhlíkových studiích dojde k rozvoji elektromobility dříve než v Konceptní studii. Pro rok 2030 lze očekávat poptávku přibližně 2 TWh, resp. 0,9 TWh. Celkově poptávka na úrovni TNS vzroste přibližně o 15 % (oproti roku

2018) a bude okolo 72 TWh (včetně elektromobility), mezi jednotlivými případovými studii jsou malé rozdíly.

Tabulka 5 Poptávka elektřiny bez elektromobility – Koncepční (GWh)

	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2035	2040	2050	2060
VO	38 740	39 318	39 377	39 837	42 323	44 437	45 856	46 931	48 661	50 960
MO	23 402	23 445	23 577	23 853	25 204	26 215	27 003	27 676	28 943	30 287
MOP	8 115	8 131	8 144	8 255	8 861	9 398	9 800	10 146	10 812	11 605
MOO	15 286	15 314	15 433	15 598	16 344	16 817	17 202	17 530	18 130	18 682
Tuzemská netto spotřeba	62 141	62 763	62 953	63 690	67 527	70 652	72 858	74 607	77 604	81 247
Ztráty celkem	4 364	4 299	4 155	4 165	4 396	4 578	4 700	4 792	4 940	5 116
ztráty PS	1 194	1 149	944	924	962	990	1 003	1 010	1 015	1 051
ztráty DS	3 170	3 151	3 211	3 242	3 434	3 589	3 697	3 782	3 925	4 066
TNS včetně ztrát	66 505	67 062	67 108	67 855	71 923	75 231	77 558	79 398	82 544	86 363

Tabulka 6 Poptávka elektřiny bez elektromobility – Nové technologie (GWh)

	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2035	2040	2050	2060
VO	38 740	39 318	39 375	39 832	42 313	44 520	46 027	47 186	49 069	51 558
MO	23 402	23 445	23 583	23 854	25 067	26 221	27 351	28 500	31 014	33 829
MOP	8 115	8 131	8 143	8 254	8 858	9 394	9 796	10 141	10 804	11 597
MOO	15 286	15 314	15 439	15 600	16 209	16 826	17 555	18 359	20 210	22 232
Tuzemská netto spotřeba	62 141	62 763	62 958	63 687	67 380	70 741	73 378	75 686	80 083	85 387
Ztráty celkem	4 364	4 299	4 155	4 165	4 386	4 584	4 734	4 861	5 098	5 377
ztráty PS	1 194	1 149	944	923	960	991	1 011	1 025	1 047	1 104
ztráty DS	3 170	3 151	3 211	3 242	3 426	3 593	3 723	3 836	4 051	4 273
TNS včetně ztrát	66 505	67 062	67 113	67 852	71 767	75 325	78 112	80 547	85 181	90 764

Tabulka 7 Poptávka elektřiny bez elektromobility – Konzervativní (GWh)

	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2035	2040	2050	2060
VO	38 740	39 318	39 371	39 826	42 294	44 400	45 813	46 879	48 573	50 862
MO	23 402	23 445	23 575	23 896	25 389	26 512	27 446	28 274	29 873	31 575
MOP	8 115	8 131	8 143	8 254	8 858	9 394	9 795	10 140	10 801	11 592
MOO	15 286	15 314	15 432	15 642	16 531	17 118	17 651	18 134	19 072	19 983
Tuzemská netto spotřeba	62 141	62 763	62 946	63 722	67 683	70 911	73 259	75 153	78 446	82 437
Ztráty celkem	4 364	4 299	4 154	4 167	4 406	4 595	4 726	4 827	4 994	5 191
ztráty PS	1 194	1 149	944	924	965	993	1 009	1 017	1 026	1 066
ztráty DS	3 170	3 151	3 210	3 243	3 441	3 602	3 717	3 809	3 968	4 125
TNS včetně ztrát	66 505	67 062	67 100	67 889	72 089	75 507	77 985	79 980	83 440	87 628

Dlouhodobý horizont

Podobné trendy jako ve střednědobém horizontu jsou patrné i v tom dlouhodobém. Poptávka výrobní sféry do roku 2060 vzroste na 63 TWh (nárůst o třetinu ve srovnání s rokem 2018), přitom disproporce mezi jednotlivými případovými studii jsou opět minimální. Počet domácností bude kulminovat mezi roky 2040 až 2050, měrná spotřeba domácností poroste po celý dlouhodobý horizont a v důsledku toho lze vidět nárůst také u poptávky domácností. Nejvyšší poptávka 22,2 TWh se očekává pro studii Nové technologie, 20 TWh pro studii Konzervativní a 18,6 TWh pro Koncepční studii. Nejvyšší nárůst ve srovnání s dneškem je patrný u elektromobility. Velmi výrazně vzroste podíl elektromobilů na vozovém parku (zde jsou podíly zmíněny jen pro nejvýraznější kategorii vozidel M1): u Koncepční studie to bude v roce 2060 přibližně 61 % a u obou nízkouhlíkových 74 %. To bude znamenat nárůst poptávky na

13,1 TWh, resp. 10,3 TWh u Koncepční studie. Nejvyšší poptávku v roce 2060 na úrovni TNS (včetně elektromobility) dosáhne studie Nové technologie 98,5 TWh (nárůst o 57 % oproti roku 2018), u Konzervativní studie bude poptávka 95,6 TWh (nárůst o 52,3 %) a u Koncepční studie 91,6 TWh (nárůst o 46 %).

6 Provoz ES

Dnešní způsob provozu ES ČR bude zachován přibližně do roku 2030. Očekávaný úbytek regulujících zdrojů a nárůst zdrojů decentrálních, často obnovitelných a intermitentních, vyvolá potřebu včas podchytit nové možnosti statické i dynamické flexibility. S ohledem na rozptýlený charakter nových zdrojů bude potřeba jejich provoz řídit pomocí technologicky nebo lokálně orientovaných agregátorů. V případě nezávislých agregátorů půjde o nové subjekty, které zajistí transformaci řady drobných možností flexibility do podoby standardních měřitelných a obchodovatelných produktů. Rozvoj výrobní základny a podpůrných opatření provozu je ve všech případových studiích navržen tak, aby byl zajištěn provoz s požadovanou normou spolehlivosti. Podpůrná opatření jsou nasazována v nákladově nejvýhodnějším pořadí, tedy od nejsnáze a nejlevněji realizovatelných (řízení spotřeby, elektrokotle) po ta nejdražší (technologie P2G).

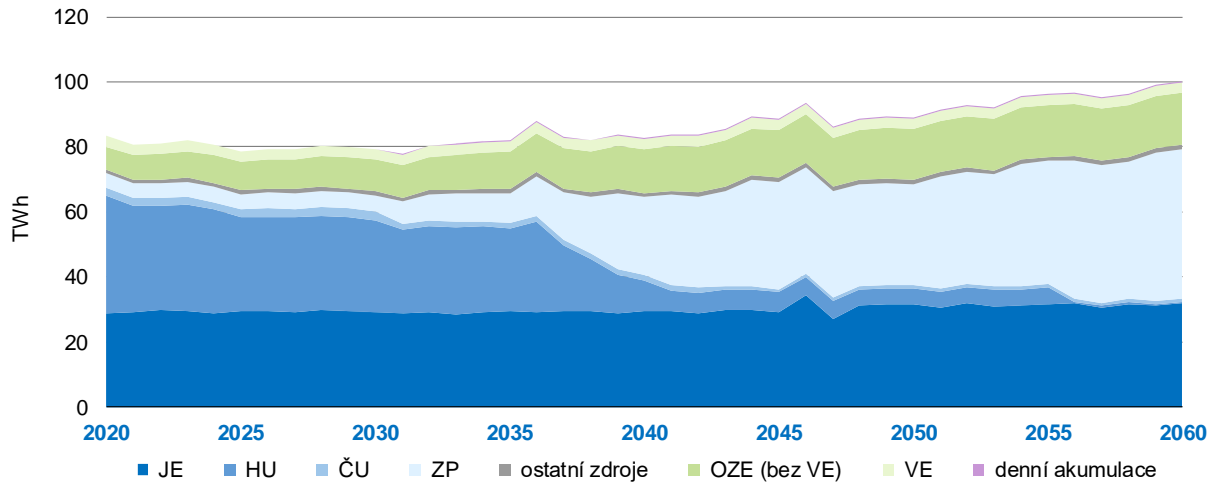
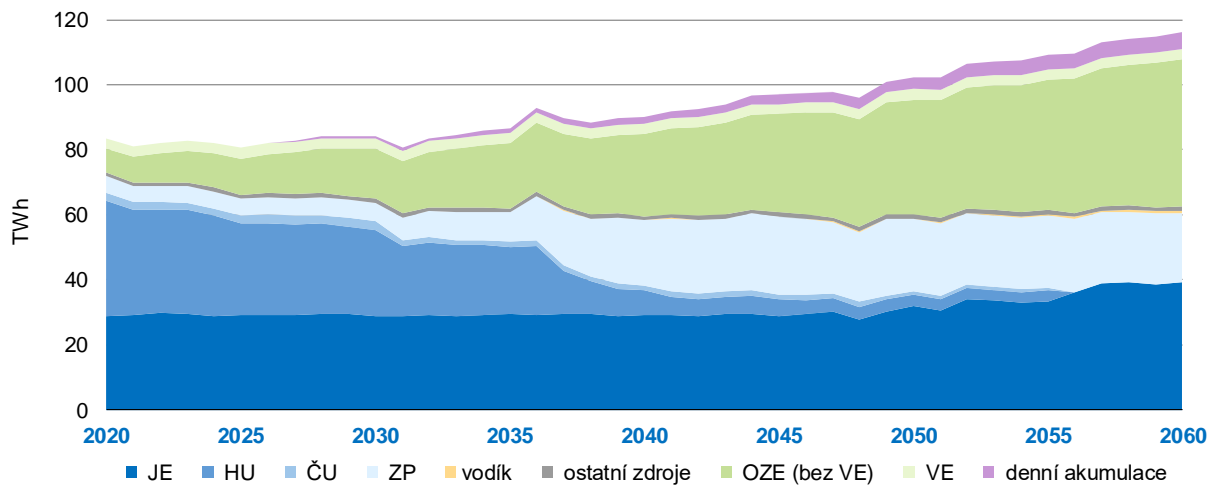
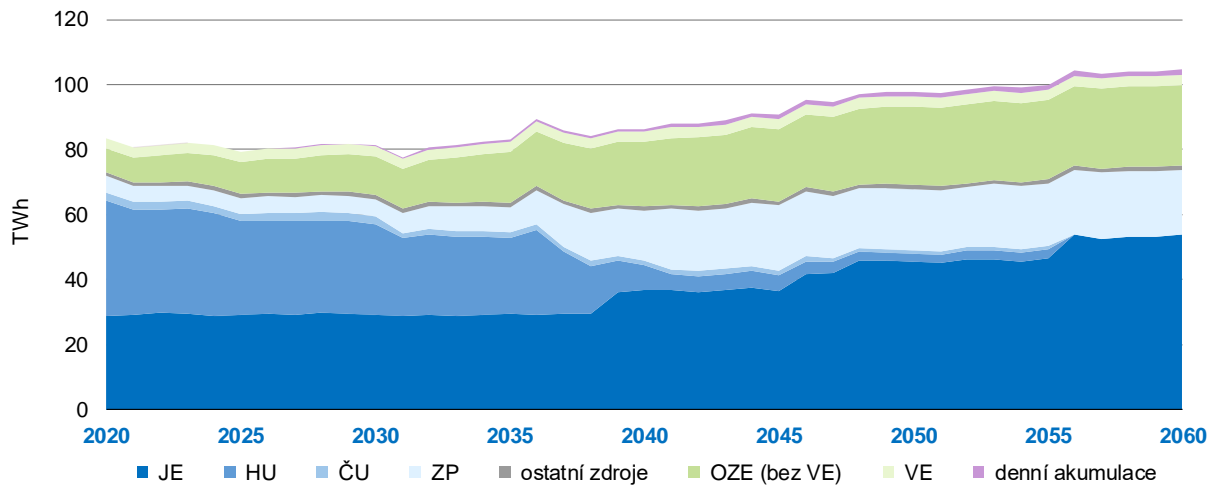
Střednědobý horizont

Aktuální přebytek výkonové bilance bude vlivem odstavení zdrojů výrazně snížen. Sníží se tedy export elektřiny. Z vyhodnocení ukazatelů LOLE a ENS plyne, že pokud nedojde k neočekávané včasějšímu odstavení důležitých zdrojů, bude soustava i přesto spolehlivě provozovatelná.

Tuzemská poptávka po elektřině (včetně ztrát v sítích) se do roku 2030 zvýší přibližně o 9 TWh. Ze zdrojů se nejdynamičtěji rozvíjejí i v oblasti dodávek elektřiny OZE. V případové studii Nové technologie téměř pokrývají přírůstek tuzemské poptávky, jinak postačují z 30 až 50 %. Dodávky elektřiny ze zemního plynu narůstají v řádu stovek GWh. Dodávky z hnědého uhlí vlivem odstavení zdrojů přestávají být dominantní v roce 2025, kdy klesnou na (pod) úroveň dodávek z JE. Celkově se sníží o 7,5 až 9,5 TWh. Vzniklý deficit, včetně zbývajících nárůstu poptávky, je pokryt snížením dosud stále vysokého exportního salda o 9,5 až 12,2 TWh.

Provoz v celém období do roku 2030 je bez větších výkyvů u všech případových studií (včetně NKEP), o čemž svědčí i ukazatele využití pohotového výkonu vybraných zdrojů. Jaderné bloky pracují téměř s plným využitím. U zdrojů spalujících tuhá paliva využití začíná okolo 65 % a jen pomalu klesá; u případových studií Nové Technologie a Konzervativní přitom vlivem OZE a cen povolenek klesá poněkud rychleji. Opačným směrem se tento vliv projevuje u zdrojů spalujících zemní plyn, u kterých se využití pohybuje blízko 30 %.

Především pro zajištění provozovatelnosti elektrických sítí se postupně počítá s instalací 100 až 280 MW denní akumulace. K tomu se od roku 2025 u případových studií Nové Technologie, resp. Konzervativní postupně přidává systémová denní akumulace, jejíž instalovaný výkon v roce 2030 dosahuje 860, resp. 320 MW.

Obrázek 15 Dodávky elektřiny – Koncepční**Obrázek 16** Dodávky elektřiny – Nové technologie**Obrázek 17** Dodávky elektřiny – Konzervativní

Dlouhodobý horizont

Pouze v případové studii Nové technologie stoupají dodávky elektřiny z OZE přibližně stejným tempem jako tuzemská poptávka po elektřině (to platí v celoročním objemu, avšak nikoliv v noci či v zimě). V ostatních případových studiích stoupají mnohem pomaleji, výsledkem je tedy dílčí deficit. Vedle toho ve všech studiích razantně (zejména do roku 2041, o 22 až 24 TWh) klesají dodávky elektřiny z uhlí.

Velká část odstavovaných zdrojů elektřiny je zároveň více či méně významnými producenty dodávkového tepla do CZT. U těch významných lze dle podmínek v lokalitě uvažovat o výstavbě teplárenského paroplynového zdroje dimenzovaného dle místních potřeb dodávky tepla, avšak s kondenzační částí navrženou pro využití volného kotelního výkonu. Ve většině takových případů dochází ke zvýšení možné roční dodávky elektřiny oproti dosavadnímu zdroji v dané lokalitě, a to při dobrých regulačních schopnostech. V letech 2031 až 2041 je takto nově instalován výkon 2 766 MW shodně ve třech hlavních případových studiích.

Pro pokrytí části nebo celého zbývajících deficitu výkonu nebo dodávky se naposledy v roce 2031 využije poklesu exportního salda. Od tohoto roku se již saldo cíleně udržuje na ročních objemech blízkých nule. Prostředky k zajištění provozu ES jsou však již značně diferencované.

V případové studii Koncepční by ES byla jinak výkonově i energeticky deficitní. V letech 2031 až 2041 je proto instalováno dalších 2 130 MW paroplynových bloků na elektřinu, které při pokračujícím rozvoji OZE doplňuje počínaje rokem 2037 celkem 120 MW v plynových motorech v roli stojící rychlé rezervy. Dodávky elektřiny ze zemního plynu stoupnou téměř o 23 GWh; na tom se podílejí i přírůstky malé a mikro-kogenerace.

V případové studii Nové Technologie je ES díky vyššímu rozvoji OZE zpočátku bilančně vyrovnaná. K tomu přispívá i rychlejší rozvoj malé kogenerace a při jejím výrazném využití i k regulačním účelům se odkládá výstavba plynových bloků v roli stojící rezervy až do let 2037-2040. V jednotkách SCGT je tehdy nainstalováno postupně celkem 1 280 MW, nutných i z pohledu celkové výkonové bilance. Paroplynové bloky přispívají energetické (výrobní) bilanci zvýšeným využitím pohotového výkonu a dodávky elektřiny ze zemního plynu v letech 2031 až 2041 celkově stoupají o necelých 17 TWh.

V případové studii Konzervativní je díky střednímu rozvoji OZE i malé kogenerace nutno posilovat (jen) výkonovou bilanci ES. V roli stojící rezervy je v letech 2031 až 2040 nainstalováno postupně celkem 760 MW zdrojů na zemní plyn. Dodávky elektřiny ze zemního plynu v letech 2031 až 2041 celkově stoupají, avšak jen o 13 TWh. Od roku 2039 se totiž počítá s provozem nového jaderného bloku v Temelíně a s tím spojeným přírůstkem dodávek elektřiny z JE o více než 7 TWh.

V období let 2041 až 2060 klesají dodávky elektřiny z uhlí ve všech třech případových studiích, a to o 6,5 až 7 TWh.

V případové studii Koncepční dodávky z JE stoupnou v důsledku obnovy JE Dukovany dvěma bloky 1 200 MW i při stále vysokých hodnotách využití přibližně jen o 2,5 TWh. Dominantním nahrazujícím primárním palivem je zemní plyn. Pokračující náhrady uhelných teplárenských zdrojů po jejich dožití znamenají přírůstek 1 200 MW instalovaného výkonu v paroplynových blocích. K nim se podle potřeb výkonové a výrobní bilance ES postupně přidává 1 720 MW v paroplynových blocích na elektřinu. Dodávky elektřiny ze zemního plynu se postupně zvýší o dalších 18 TWh. Je zřejmé, že většina přírůstku jde na vrub zvýšení tuzemské spotřeby. Na plynových zdrojích postupně přibývá i množství regulačního výkonu, a proto je potřebný rozvoj denní akumulace po roce 2040 již jen minimální. V koncovém roce dosahuje její instalovaný výkon zhruba 750 MW.

Zbylé dvě nízkouhlíkové případové studie jsou od roku 2056 provozně zcela bez uhlí. Proto rovněž dodávky ze zemního plynu už nestoupají, ale spíše stagnují. Nestaví se žádné paroplynové bloky na elektřinu. Teplárenské paroplynové bloky se staví méně (též kratší doba provozu), a to v závislosti na možnostech nahradit potřebné dodávkové teplo teplem z JE. Oboje je v těchto studiích značně odlišné.

V případové studii Konzervativní pochází jaderné teplo z velkých bloků 1 200 MW, jejichž možnosti dodávek tepla jsou vzhledem k umístění omezené. Teplárenské paroplynové bloky se staví v redukovaném rozsahu instalovaného výkonu 710 MW. Velké jaderné bloky jsou dominantními zdroji bezemisní elektřiny, jejich dodávky mezi roky 2041 a 2060 vzrůstají o více než 17 TWh. Regulační možnosti v ES doplňuje trvale se rozvíjející denní akumulace, jejíž instalovaný výkon v roce 2060 činí přes 3 000 MW.

U případové studie Nové technologie pochází jaderné teplo ze SMR, jejichž možnosti umístění jsou podstatně lepší. Teplárenské paroplynové bloky se staví v redukovaném rozsahu instalovaného výkonu 525 MW. Nárůst dodávek elektřiny z JE se odehrává až v posledních 11 letech a činí 10 TWh. Dominantními zdroji bezemisní elektřiny jsou ale OZE, jejichž dodávky za stejné období vzrůstají o 19 TWh. Jejich provoz však vyžaduje rozsáhlá opatření v oblasti regulace či flexibility, jako instalaci přes 7 000 MW v denní akumulaci, 1 000 MW v elektrokotlích pro využití přebytečné elektřiny, 2 000 MW ve výrobnách vodíku a řadu dalších.

Tabulka 8 Úplná výrobní bilance ES ČR – případová studie Koncepční (GWh)

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
výroba ČR brutto	89 560	84 347	85 126	87 458	87 298	93 165	93 315	100 795	104 320
výroba ČR netto = dodávka	83 334	78 704	79 421	82 014	82 786	88 738	89 135	96 397	100 186
fosilní paliva	43 030	36 254	36 178	36 358	35 058	40 013	37 149	44 015	47 547
hnědé uhlí	35 886	29 081	28 370	25 519	9 499	6 048	4 985	5 133	497
černé uhlí	2 508	2 322	2 659	1 673	1 686	1 010	1 001	1 001	1 009
zemní plyn	4 561	4 791	5 091	9 112	23 822	32 907	31 114	37 834	45 993
ropné produkty	75	59	59	54	51	48	48	48	48
jaderná energie	28 970	29 338	29 022	29 473	29 513	29 226	31 517	31 737	31 842
obnovitelné zdroje	9 582	11 106	12 138	13 911	15 892	17 193	18 121	18 366	18 531
vodní energie (bez výroby PVE)	2 361	2 373	2 391	2 408	2 433	2 443	2 460	2 478	2 502
- průtočné vodní elektrárny	1 395	1 408	1 425	1 443	1 464	1 477	1 495	1 512	1 534
- akumulční vodní elektrárny	966	965	965	966	968	965	965	965	968
větřná energie	679	917	1 055	1 468	1 848	2 146	2 376	2 517	2 579
sluneční energie	2 072	2 634	2 753	3 918	5 175	5 768	6 105	6 175	6 253
biomasa	1 491	1 863	2 171	2 000	1 972	2 023	2 018	2 018	2 003
bioplyn	2 374	2 633	2 893	3 152	3 411	3 671	3 930	3 930	3 930
biologicky rozložitelný kom. odpad	100	164	237	310	383	456	530	530	530
geotermální energie	0	16	32	48	64	80	97	113	129
papírenské výluhy	505	505	606	606	606	606	606	606	606
ostatní zdroje	906	1 137	1 196	1 182	1 197	1 208	1 255	1 255	1 247
technologické plyny	840	815	815	794	760	722	722	722	722
ostatní odpady	66	322	381	388	437	486	533	533	525
akumulace	847	869	887	1 090	1 125	1 098	1 093	1 024	1 019
přečerpávací vodní elektrárny	846	862	871	905	812	755	742	665	673
vodík (P2G)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
denní akumulace	0	7	16	184	313	343	351	359	346
spotřeba ČR brutto	75 212	79 017	82 960	86 265	88 570	91 625	94 902	98 805	102 120
spotřeba ČR netto	63 716	67 842	71 520	74 702	77 821	80 929	84 398	88 177	91 762
ztráty v sítích	4 165	4 396	4 578	4 700	4 792	4 864	4 924	4 924	4 924
vlastní spotřeba výroben	6 225	5 643	5 706	5 444	4 513	4 427	4 179	4 399	4 133
spotřeba na čerpání v PVE	1 104	1 128	1 138	1 189	1 056	979	963	858	870
spotřeba na akumulaci mimo PVE	1	8	18	229	390	427	438	447	430
regulace na straně spotřeby	0	0	0	0	0	0	0	0	0
saldo ES ČR, import (+), export (-)	-14 348	-5 331	-2 166	-1 193	1 272	-1 540	1 587	-1 990	-2 199

Tabulka 9 Úplná výrobní bilance ES ČR – případová studie Nové technologie (GWh)

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
výroba ČR brutto	89 605	86 070	89 589	91 566	94 047	100 909	106 050	113 157	120 317
výroba ČR netto = dodávka	83 413	80 545	84 115	86 685	90 048	96 984	102 259	109 207	116 195
fosilní paliva	43 116	35 739	34 801	31 272	29 066	30 481	26 756	26 383	21 402
hnědé uhlí	35 418	28 156	26 470	20 652	7 392	4 958	3 410	3 249	0
černé uhlí	2 513	2 298	2 565	1 646	1 627	1 669	1 003	1 000	0
zemní plyn	5 110	5 226	5 707	8 920	19 995	23 805	22 294	22 085	21 354
ropné produkty	74	59	59	54	51	48	48	48	48
jaderná energie	28 969	29 234	28 941	29 476	29 302	28 898	31 909	33 396	39 185
obnovitelné zdroje	9 576	13 599	17 689	22 593	27 592	32 713	37 748	42 681	47 766
vodní energie (bez výroby PVE)	2 361	2 373	2 391	2 408	2 433	2 443	2 460	2 477	2 501
- průtočné vodní elektrárny	1 395	1 408	1 425	1 443	1 464	1 477	1 495	1 512	1 534
- akumulární vodní elektrárny	966	965	965	966	968	965	965	965	968
větrná energie	679	1 562	2 444	4 017	5 592	7 166	8 740	10 314	11 880
sluneční energie	2 073	4 780	7 449	10 816	14 140	17 512	20 906	24 215	27 611
biomasa	1 484	1 825	2 156	1 990	1 959	2 012	1 949	1 947	2 006
bioplyn	2 374	2 374	2 374	2 374	2 374	2 374	2 374	2 374	2 374
biologicky rozložitelný kom. odpad	100	164	237	310	383	456	530	530	530
geotermální energie	0	16	32	71	106	145	184	219	258
papírenské výluhy	505	505	606	606	606	606	606	606	606
ostatní zdroje	906	1 129	1 184	1 172	1 190	1 202	1 242	1 241	1 286
technologické plyny	840	815	814	789	760	722	722	722	812
ostatní odpady	66	314	370	383	430	480	521	519	474
akumulace	847	844	1 501	2 172	2 898	3 690	4 603	5 506	6 556
přečerpávací vodní elektrárny	846	824	752	761	721	662	701	657	665
vodík (P2G)	0	0	0	0	46	119	262	427	701
denní akumulace	0	20	749	1 411	2 131	2 909	3 641	4 421	5 190
spotřeba ČR brutto	75 194	79 069	84 670	89 418	93 934	99 408	105 763	112 136	118 900
spotřeba ČR netto	63 733	68 061	72 692	76 955	81 135	85 225	89 668	94 353	98 829
ztráty v sítích	4 165	4 386	4 584	4 734	4 861	4 975	5 072	5 072	5 072
vlastní spotřeba výroben	6 192	5 524	5 474	4 881	3 999	3 925	3 791	3 950	4 122
spotřeba na čerpání v PVE	1 104	1 074	977	987	938	858	914	861	871
spotřeba na akumulaci mimo PVE	0	23	942	1 777	2 782	3 918	5 144	6 478	8 036
regulace na straně spotřeby	0	0	0	83	220	507	1 174	1 422	1 969
saldo ES ČR, import (+), export (-)	-14 411	-7 001	-4 919	-2 148	-113	-1 501	-287	-1 022	-1 417

Tabulka 10 Úplná výrobní bilance ES ČR – případová studie Konzervativní (GWh)

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
výroba ČR brutto	89 608	84 902	87 014	88 220	90 697	94 792	101 727	104 153	109 051
výroba ČR netto = dodávka	83 423	79 337	81 416	83 136	86 416	90 631	97 601	99 924	104 660
fosilní paliva	42 989	35 939	35 851	32 932	24 585	26 316	22 461	23 140	19 910
hnědé uhlí	35 392	28 606	27 930	23 309	7 736	4 670	2 504	2 749	0
černé uhlí	2 495	2 324	2 621	1 576	1 592	1 635	995	996	0
zemní plyn	5 028	4 950	5 241	7 993	15 206	19 963	18 915	19 347	19 863
ropné produkty	74	59	59	54	51	48	48	48	48
jaderná energie	28 971	29 293	29 038	29 511	36 707	36 522	45 511	46 540	54 006
obnovitelné zdroje	9 715	12 092	14 346	18 152	22 241	24 710	26 325	26 862	27 251
vodní energie (bez výroby PVE)	2 361	2 373	2 391	2 408	2 433	2 443	2 460	2 478	2 502
- průtočné vodní elektrárny	1 395	1 408	1 425	1 443	1 464	1 477	1 495	1 512	1 534
- akumulární vodní elektrárny	966	965	965	966	968	965	965	965	968
větřná energie	769	1 145	1 535	2 516	3 417	4 128	4 674	5 011	5 157
sluneční energie	2 126	3 400	4 470	7 114	9 967	11 315	12 079	12 235	12 413
biomasa	1 481	1 855	2 183	1 998	1 959	2 012	1 950	1 961	1 986
bioplyn	2 374	2 633	2 893	3 152	3 411	3 671	3 930	3 930	3 930
biologicky rozložitelný kom. odpad	100	164	237	310	383	456	530	530	530
geotermální energie	0	16	32	48	64	80	97	113	129
papírenské výluhy	505	505	606	606	606	606	606	606	606
ostatní zdroje	906	1 137	1 195	1 177	1 191	1 203	1 243	1 249	1 279
technologické plyny	839	815	814	791	760	722	722	722	812
ostatní odpady	66	322	381	386	431	481	521	527	467
akumulace	842	877	985	1 363	1 692	1 880	2 060	2 133	2 213
přečerpávací vodní elektrárny	841	861	731	779	737	677	676	615	620
vodík (P2G)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
denní akumulace	1	16	254	584	955	1 203	1 384	1 518	1 593
spotřeba ČR brutto	75 218	79 485	84 322	88 391	91 864	95 625	99 736	103 959	107 957
spotřeba ČR netto	63 768	68 364	72 863	76 836	80 602	84 174	88 024	92 053	95 790
ztráty v sítích	4 167	4 406	4 595	4 726	4 827	4 907	4 976	4 976	4 976
vlastní spotřeba výroben	6 184	5 565	5 598	5 084	4 281	4 161	4 126	4 229	4 391
spotřeba na čerpání v PVE	1 098	1 133	949	1 015	960	876	876	797	802
spotřeba na akumulaci mimo PVE	1	18	316	730	1 194	1 507	1 735	1 904	1 999
regulace na straně spotřeby	0	0	0	0	0	0	0	0	0
saldo ES ČR, import (+), export (-)	-14 389	-5 418	-2 691	171	1 167	832	-1 991	-194	-1 094

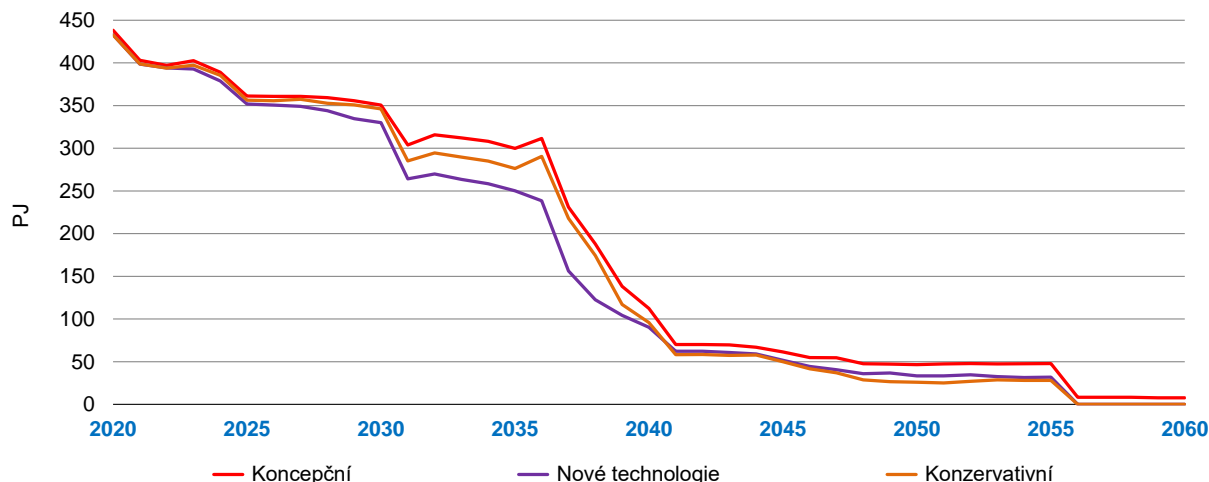
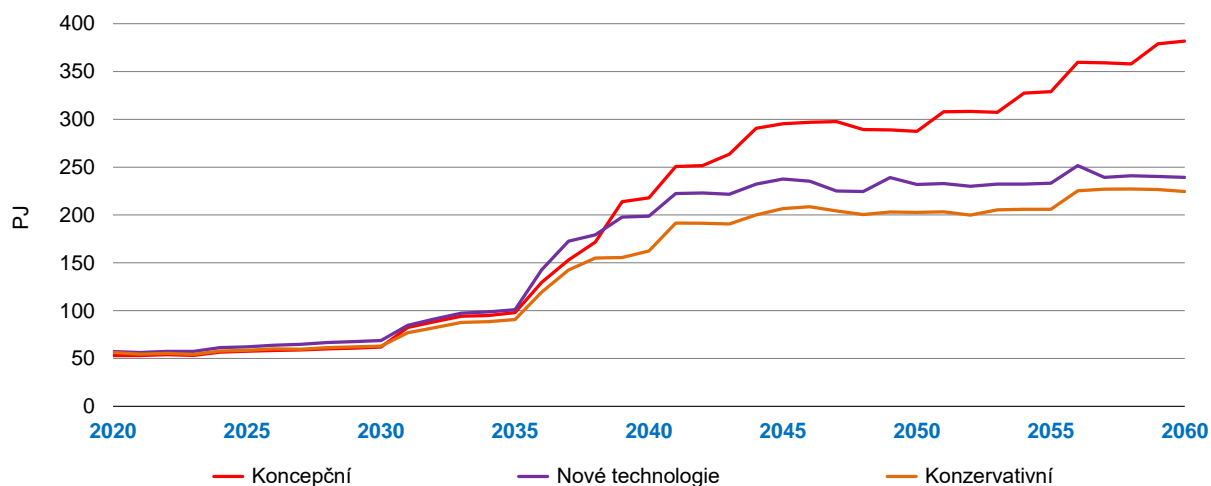
7 Zdroje primární energie

Střednědobý horizont

- Ústup od hnědého uhlí nastane v blízkých letech zejména v teplárenství, kde se projeví přísnější ekologické požadavky i celkové stáří technologie, kterou již nebude reálně udržovat v provozu.
- Podstatný vliv bude mít ukončení těžby hnědého uhlí v I. etapě lomu ČSA. Těžba zde skončí velmi brzy – kolem roku 2025, kdy již bude nutné sanovat svahy lomu z důvodu zajištění geologické stability. Tím také zanikne část produkce tříděného hnědého uhlí. Výpadek v těžbě zdejšího energetického uhlí (ale s vysokou výhřevností) bude mít dopad na některé teplárny a závodní elektrárny.
- Útlum těžby černého uhlí probíhá již v současnosti a ani při optimistickém odhadu nepřekročí těžba patrně rok 2030. Přežívající výroby na černé uhlí tak budou muset být zásobovány uhlím z dovozu. V úvahu připadají dovozy zámořského uhlí přes západoevropské přístavy nebo železniční doprava z Ruska.
- V současnosti probíhá těžba černého uhlí již jen v karvinské části ostravsko-karvinské pánve. Jediným těžařem je společnost OKD, u níž vlivem vývoje v předcházejících letech probíhá výrazná restrukturalizace.
- Zásadní změnou bude významný nárůst spotřeby zemního plynu, který bude zejména v Koncepční případové studii hlavním prostředkem pro náhradu uhlí při výrobě elektřiny v základním pásmu. Tyto změny začnou nastávat již kolem roku 2030.

Dlouhodobý horizont

- Nastane razantní odchod od uhlí, kdy do roku 2060 s výjimkou Koncepční případové studie zanikne veškerá výroba z uhlí, a to jak z hnědého, tak z černého.
- Lze očekávat, že těžba hnědého uhlí bude i v dlouhodobém výhledu razantně klesat, přičemž za rokem 2040 bude těžba jen minimální, aby mohla být zásobována nová elektrárna v Ledvicích. Na lomu Bílina, který tuto elektrárnu zásobuje, byly uvolněny limity pro těžbu, což umožní zásobování elektrárny až do roku 2055.
- Vlivem platnosti limitů na lomu ČSA je nutno v současnosti připustit možnost, že zásoby v dalších etapách lomu nebude možné nadále využívat a že ložisko zůstane trvale znehodnoceno, přestože se jedná o nejnadějnější uhelnou lokalitu v ČR.
- Výrazný bude nárůst spotřeby zemního plynu, protože bude dominovat v teplárenství, v Koncepční studii převezme i podstatnou část výroby stávajících uhelných elektráren. Uplatní se rovněž ve zdrojích poskytujících rychlé regulační služby.
- Vzroste uplatnění jaderných elektráren, což si vyžádá vyšší dovozy jaderného paliva. V současnosti již neprobíhá tuzemská těžba uranové rudy a přes značné zbývající zásoby nelze obnovení těžby předpokládat.

Obrázek 18 Spotřeba hnědého uhlí pro elektroenergetiku a teplárenství**Obrázek 19 Spotřeba zemního plynu pro elektroenergetiku a teplárenství**

8 Emise skleníkových plynů a znečišťujících látek

Omezováním emisí znečišťujících látek se na světové úrovni zabývá Göteborgský protokol (Úmluva o dálkovém znečišťování ovzduší), který upravuje limity emisí SO_2 , NO_x a NH_3 , VOC a jemných částic. Revize z roku 2012 stanovuje nově pro období 2020–2029 podíl snížení emisí oproti roku 2005. Každému státu jsou limity nastaveny individuálně a měly by být plněny dle stanoveného časového plánu. Požadavky protokolu reflektuje EU v revidované Směrnici 2016/2284/EU, o snížení národních emisí některých látek znečišťujících ovzduší, přijaté na konci roku 2016. Směrnice převzala limity pro snižování emisí zmíněných látek pro období 2020–2029 a navíc stanovila ještě cíle od roku 2030. Směrnice byla do českého práva implementována novelou zákona č. 201/2012 Sb., o ochraně ovzduší. Novela prošla legislativním procesem s účinností od 1. září 2018.

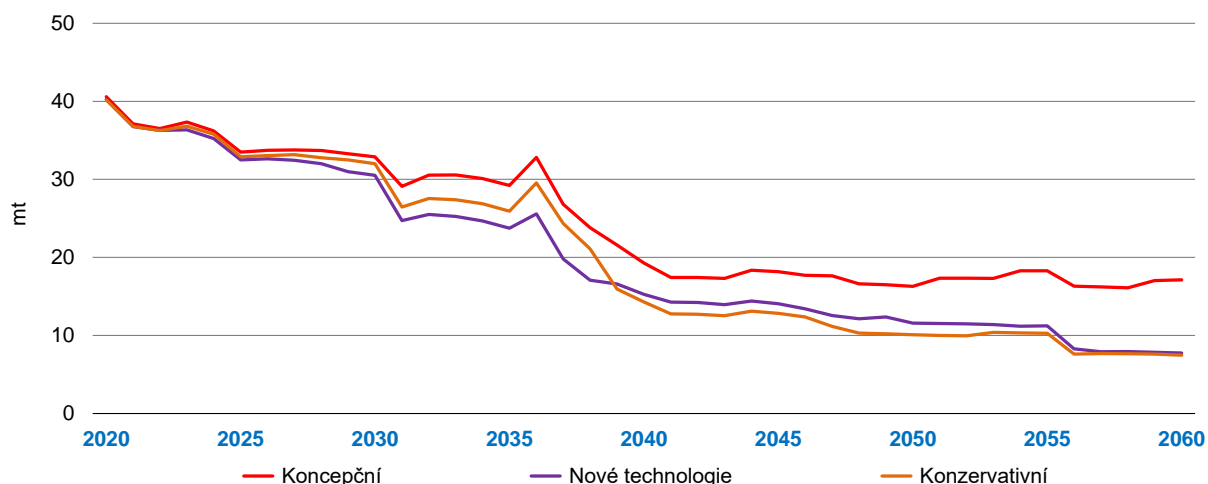
Střednědobý horizont

Zdrojová základna České republiky je v současné chvíli z velké části tvořena uhelnými zdroji, které pokrývají téměř 50 % celkové poptávky po elektřině a téměř 60 % dodávky tepla. Vzhledem k snížení emisí skleníkových plynů o 34 % je cíl do roku 2020 v předstihu splněn. Současně je v předstihu splněn i celounijní cíl snížení emisí do roku 2020 o 20 % oproti roku 1990. Do roku 2030 nejsou očekávány výrazné změny v palivovém mixu zdrojové základny, a tak ani jedna z představených případových studií neplní emisní cíl skleníkových plynů pro rok 2030. Naopak v emisích znečišťujících látek je energetika České republiky výrazně úspěšnější a už nyní dosahuje výrazného snížení oproti roku 2005. V řešených případových studiích proběhne výrazný pokles v produkci emisí bezprostředně po roce 2020 z důvodu plnění směrnice 2010/75/EU. V roce 2030 dosahuje snížení TZL 70–73 %, SO₂ 85–86 % a NO_x 73–75 % oproti roku 2005. Ve všech sledovaných ukazatelích tak očekáváme splnění požadavků *Směrnice 2016/2284/EU*.

Dlouhodobý horizont

V dlouhodobém horizontu do roku 2060 se jednotlivé případové studie diferencují. V Koncepční případové studii poklesnou emise skleníkových plynů do roku 2050 o 76 % oproti roku 2005. Cílem případových studií Nové technologie a Konzervativní je maximální možné snížení emisí CO₂ ekv., a to všemi dostupnými prostředky: jaderné zdroje, obnovitelné zdroje, nové technologie pro maximální využití intermitentní výroby či přímo snižování emisí aj. I přesto výstavba teplárenských paroplynů, které jsou využívány i pro dodávku elektřiny, nedovoluje snížení emisí na hranici cílů *EU Energy Roadmap 2050*. V případové studii Nové technologie došlo ke snížení o 80 % v roce 2050 a 85 % v roce 2060 ve srovnání s rokem 2005. V případové studii Konzervativní pak došlo ke snížení o 83 % v roce 2050 a o 87 % v roce 2060. Pokles emisí znečišťujících látek je ovlivněn přechodem na zemní plyn, jádro a obnovitelné zdroje, a tak dochází ve všech případových studiích k poklesu o 93 až 99 % ve srovnání s rokem 2005.

Obrázek 20 Bilance emisí skleníkových plynů z výroby elektřiny



9 Elektrické sítě

Střednědobý horizont

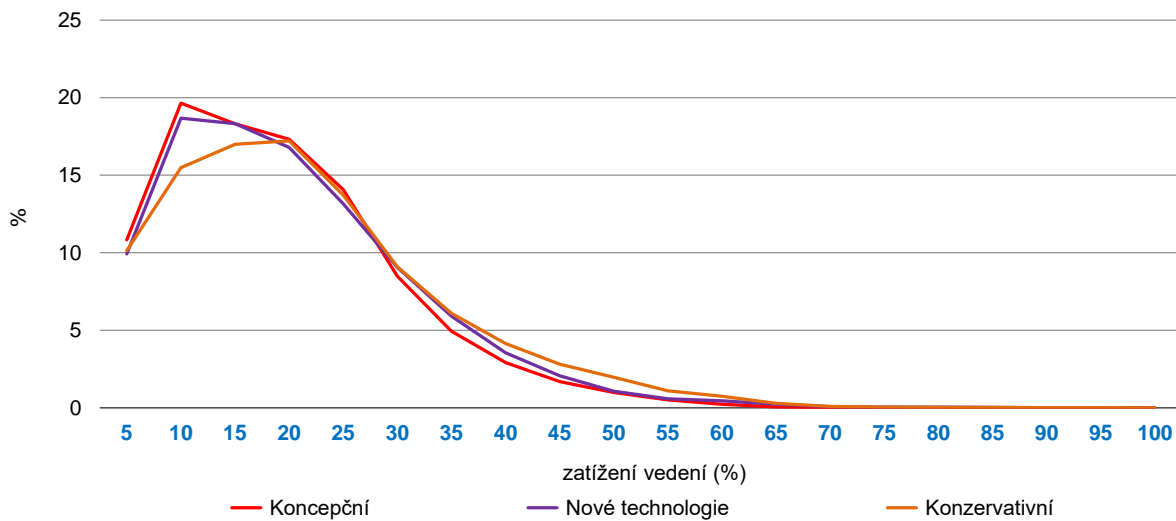
- V případových studiích Koncepční a Konzervativní neindikuje uvažovaný rozvoj elektroenergetiky potřebu výrazných změn v plánovaném rozvoji elektrických sítí nad rámec toho, jak jej aktuálně připravují jejich provozovatelé. Změny ve zdrojích a spotřebě na hladině vn a nn vyvolají nutnost investic v konkrétních dotčených lokalitách, ne celosystémově.
- V případové studii Nové technologie se již ve střednědobém horizontu začíná projevat vliv provozu nových decentrálních zdrojů a i přes odstavování stávajících zdrojů vyvedených do distribučních sítí klesá dodávka energie z přenosové do distribučních sítí, klesá zatížení sítí 110 kV. Přesto požadavky na dostatečnou kapacitu transformační vazby trvale platí. Podmínkou uplatnění nových decentrálních zdrojů je jejich zapojení do řízení provozu soustavy.

Dlouhodobý horizont

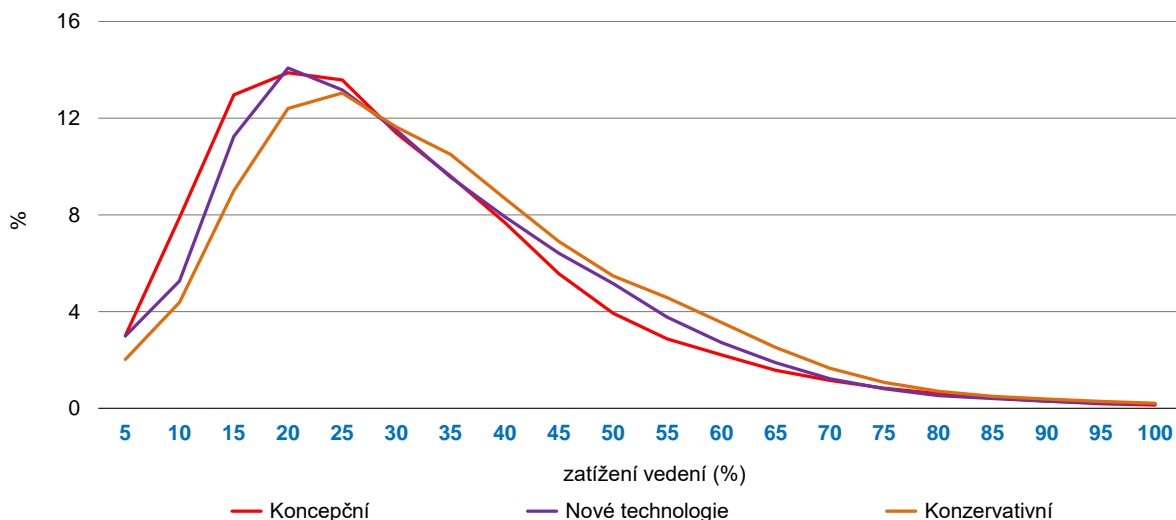
- Rozvoj a budoucí provoz elektrických sítí je ovlivňován decentralizací elektroenergetiky. Změny ve zdrojové základně, v lokalizaci spotřeby, ve velikosti a tvarech diagramů zatížení, ve výkonovém saldu a přeshraničních tocích elektřiny, v zavádění a využívání akumulace vyvolají v dlouhodobém horizontu výrazné změny v charakteru provozu sítí a v požadavcích na jejich další rozvoj.
- Rozvoj přenosové sítě bude ovlivněn realizací nových jaderných zdrojů zejména v případové studii Konzervativní. Obdobně bude ovlivněna i Koncepční případová studie výstavbou a skladbou dalších zdrojů připojených do PS. Ve studii Nové technologie se po dožití velkých zdrojů role přenosové sítě zaměřuje hlavně na realizaci mezistátních přenosů elektřiny a zajištění spolehlivosti zásobování distribučních sítí.
- Koncepce rozvoje přenosové sítě v dlouhodobém horizontu předpokládá do roku 2040 postupný přechod na jednotnou napěťovou úroveň 400 kV. Posílení přenosových sítí novými vedeními 400 kV spolu s rostoucím podílem decentrálních zdrojů povede k nižšímu zatěžování prvků přenosové sítě. Udržení napěťových poměrů v provozních mezích si vyžádá instalaci nových kompenzačních prostředků v PS o výkonu až 1 300 MVar. Celková roční dodávka elektřiny z PS do DS v roce 2030 v případové studii Koncepční činí 48 TWh a je obdobná i ve studii Konzervativní. Ve studii Nové technologie je o 4 TWh nižší. V roce 2060 je přenos elektřiny z PS do DS v případové studii Koncepční 64 TWh, v případové studii Nové technologie je tento přetok o 19 TWh nižší a v případové studii Konzervativní o 3 TWh nižší.
- Další rozvoj distribučních soustav nn a vn bude ovlivněn pokračujícím nárůstem instalovaných decentrálních zdrojů a změnou ve struktuře spotřeby – především se jedná o elektromobilitu. Decentralizace výrobní základny si vyžádá výrazné posilování distribučních soustav na nižších napěťových úrovních. Výraznější bude také nutnost změn v organizaci provozu a způsobu řízení DS – využívání akumulace elektřiny spolu s využíváním možností řízení výroby i odběru.
- V případových studiích Koncepční a Konzervativní bude nutno aktuálně plánované investice do sítí všech napěťových hladin doplnit lokálními investicemi v oblastech s vyšším nárůstem decentrálních zdrojů a nových odběrů. Provoz sítí v případové studii Nové technologie je bez výrazných investic do rozvoje a posílení distribučních sítí nezabezpečený.
- Pro úspěšnou integraci decentrálních zdrojů, především v případové studii Nové technologie, bude nutné podstatným způsobem změnit způsob provozu a řízení sítí všech napěťových hladin. Kromě

investičních opatření, jako je posilování sítí a výstavba akumulace, je nutná implementace řízení spotřeby i výroby na úrovni sítí vn a nn, pro které se předpokládá využití technologií chytrých sítí. Napěťové poměry a zatěžování vedení v distribučních sítích bude nutné řešit nejen posilováním síťových prvků, ale též flexibilitou využívající regulačních možností decentrálních zdrojů, a to jak v oblasti řízení napětí, tak v oblasti regulace činných a jalových výkonů. Bez vhodně implementované flexibility decentrálních zdrojů do provozu sítí nebudou moci být splněna technická kritéria pro bezpečný a spolehlivý provoz sítí nn, vn i 110 kV. Při uvažovaném objemu nových zdrojů v distribučních sítích nebude technicky ani ekonomicky schůdné zajistit v každém okamžiku vyvedení celé výroby těchto zdrojů a část jejich výroby nebude moci být využita.

Obrázek 21 Četnost výskytu zatížení vedení PS v bezporuchovém stavu – 2060



Obrázek 22 Četnost výskytu zatížení vedení PS při kontrole N-1 – 2060



10 Trh a ekonomika elektroenergetiky

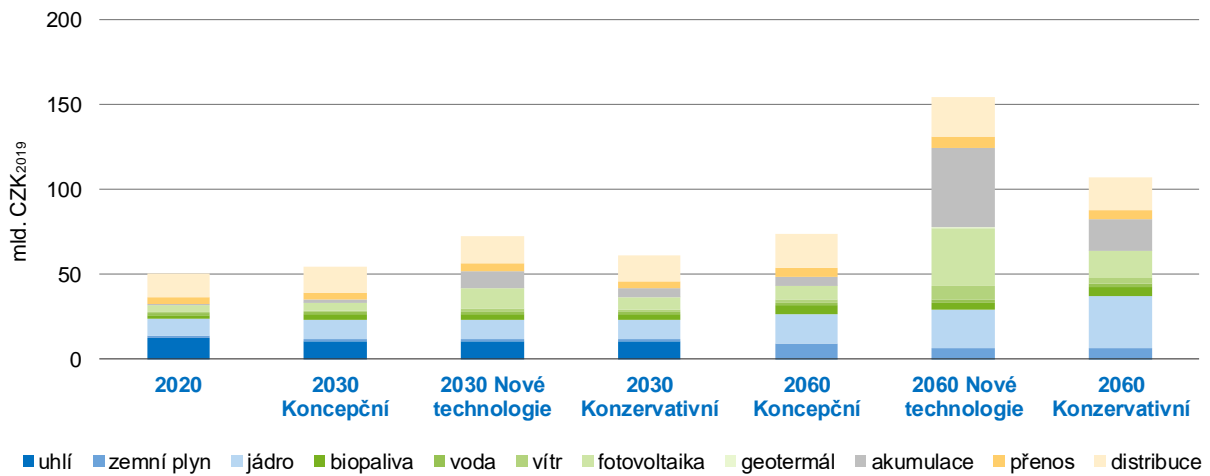
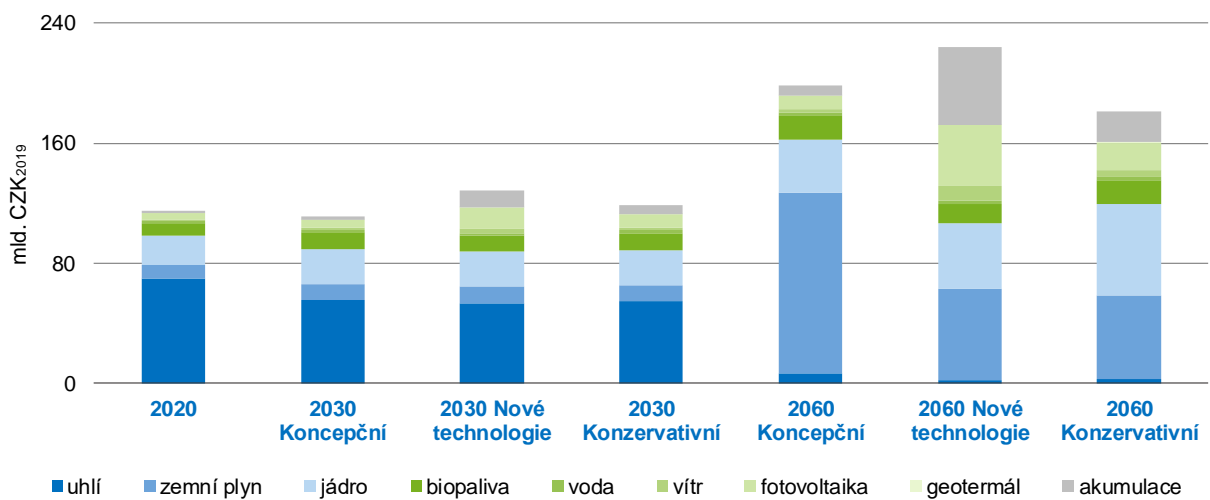
Střednědobý horizont

Dopad ukončení výroby elektřiny z německých jaderných elektráren a začátek masivního odstavení uhelných elektráren se vzhledem k provázanosti jednotlivých elektrizačních soustav velmi pravděpodobně projeví na růstu cen silové elektřiny v celém středoevropském prostoru. Na úrovni krátkodobého obchodování se projeví skladba výrobní základny – zatím primárně tvořena nedostatečně řízenou produkcí větrných a solárních elektráren – ve vysokých rozdílech cen silové elektřiny v průběhu dne či týdne. Tato cenová volatilita může iniciovat celou řadu inovativních obchodních příležitostí, obecně se však očekává, že cena silové elektřiny na dlouhodobém trhu poroste. Průměrná roční cena silové elektřiny se zpočátku třetí dekády udrží kolem hranice 50 EUR/MWh. Od roku 2023 se v české ES očekává cenový růst iniciovaný zvýšením cen na německé burze. V roce 2030 se očekává růst ceny elektřiny až na hranici 65 EUR/MWh, což odráží předpokládanou vyšší cenu povolenek, paliv a očekávané změny ve zdrojové základně. Cena povolenky se v tomto období bude pohybovat mezi 25 až 30 EUR/tCO₂.

Dlouhodobý horizont

Po roce 2030 se silněji projeví omezení výroby elektřiny v levných uhelných elektrárnách spolu s růstem výroby elektřiny z plynu a obnovitelných zdrojů na výrazném růstu měrných výrobních nákladů elektřiny (LCOE). Zejména růst podílu výroby elektřiny z větrné a sluneční energie vyvolá zvýšenou potřebu neproduktivních investic do akumulačních technologií a inovativních síťových řešení, které mohou zcela eliminovat pozitivní vliv poklesu ceny technologií fotovoltaických a větrných elektráren. Klíčovým faktorem ve srovnávání finanční výhodnosti investice v různých případových studiích je úroveň diskontní sazby. Při diskontní sazbě ve výši 5 %, tedy nižší než je běžná komerční sazba, vychází jako nákladově nejméně efektivní studie Nové technologie s náklady ve výši 3 087 CZK₂₀₁₉/MWh v roce 2060. Takto načrtnutá cesta vývoje elektrizační soustavy zahrnuje celou řadu nákladných technologických řešení včetně instalace malých modulárních jaderných reaktorů či výroby vodíků jako formy sezónní akumulace. Výrobní náklady elektřiny v Konzervativní studii dosahují 2 855 CZK₂₀₁₉/MWh, zatímco v případě Koncepční se zastaví na úrovni 2 731 CZK₂₀₁₉/MWh.

Celkové roční náklady na výrobu elektřiny dosáhnou v roce 2060 až 224 mld. CZK₂₀₁₉ v případové studii Nové technologie, 198 mld. CZK₂₀₁₉ v Koncepční, zatímco s nejnižšími náklady ve výši 181 mld. CZK₂₀₁₉ pracuje případová studie Konzervativní.

Obrázek 23 Odhad ročních investic do ES**Obrázek 24** Odhad ročních nákladů výroby elektřiny

11 Poptávka plynu

Cesta, kterou se česká energetika vydá, bude mít na poptávku zemního plynu zásadní dopad. Důležitost zemního plynu spočívá především v nahrazování tuzemského hnědého uhlí určeného na monovýrobu elektřiny nebo kombinovanou výrobu elektřiny a tepla. Největší nárůst poptávky je očekáván v Koncepční případové studii, která je v souladu se SEK. U dalších dvou případových studií, kde je výraznější důraz na snižování emisí, je zemní plyn nahrazován jádrem (včetně SMR) a OZE (hlavně slunce a vítr) a celková poptávka po zemním plynu je tak nižší. Pro střednědobý i dlouhodobý horizont se očekává, že poptávka po plynu poroste.

Střednědobý horizont

Do roku 2030 je nárůst poptávky pro všechny řešené případové studie velmi podobný a bude se pohybovat okolo 108 TWh (v roce 2018 byla poptávka 90,5 TWh). Velmi podobná poptávka ve všech případových studiích je způsobena tím, že se nepředpokládá instalace nových zdrojů určených pro monovýrobu elektřiny a je podobný rozvoj KVET. Mírný růst poptávky je patrný například ve výrobní sféře nebo v dopravě.

Dlouhodobý horizont

Nejvýraznější nárůst poptávky po zemním plynu je patrný od roku 2035 do roku 2041 pro obě nízkouhlíkové případové studie a u Koncepční taktéž od roku 2035 až do roku 2044. Největší poptávka po plynu v roce 2060 bude v Koncepční případové studii 223,3 TWh, u případové studie Nové technologie to bude 165,6 TWh a u Konzervativní 164,3 TWh. Klíčová bude poptávka plynu pro monovýrobu elektřiny. Případové studie Nové technologie a Konzervativní kladou důraz na jádro a OZE (proto je poptávka 9,3 TWh, resp. 5,8 TWh). Naopak Koncepční případová studie stejně jako SEK očekává vyvážený rozvoj zdrojů (nejenom jádra a OZE), a nárůst je zde až na 53 TWh. Velmi podobná je poptávka ve všech případových studiích u KVET, vlivem snah o zachování současné podoby CZT dojde k výraznému nárůstu až na přibližně 63 TWh (dnes okolo 8,6 TWh). Nárůst poptávky se očekává také v dopravě, u CNG/LNG dojde k nárůstu až na 18,8 TWh v roce 2060 a nízkouhlíkové případové studie jsou na polovině této hodnoty. U zbylých řešených kategorií poptávky, jako je přechod k DZT nebo poptávka domácností, nedochází ve srovnání s dneškem k tak výrazným změnám v poptávaném množství jako u předešlých kategorií.

Tabulka 11 Celková spotřeba plynu (GWh) – varianta Koncepční

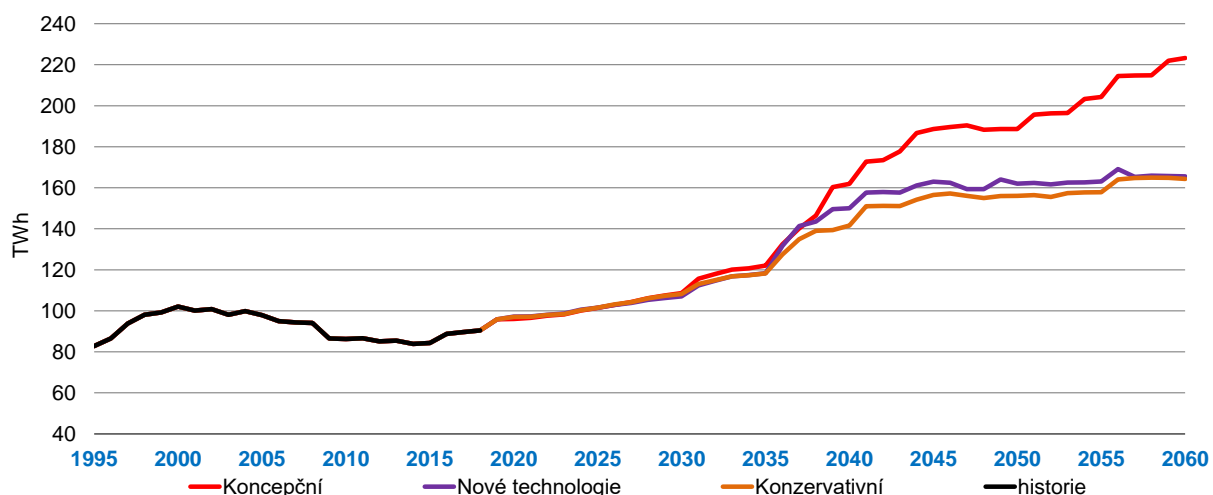
	2018	2019	2020	2025	2030	2035	2040	2050	2060
Výrobní sféra celkem	63 581	69 137	69 497	75 176	81 931	95 727	135 563	162 669	197 322
Domácnosti	25 362	25 230	25 050	24 737	25 042	24 452	23 942	23 203	22 660
CSP	90 453	95 853	96 026	101 466	108 624	122 022	161 936	188 668	223 249
monovýroba elektřiny	3 620	6 373	4 805	4 741	4 808	7 835	24 577	26 693	52 963
výroba elektřiny	5 817	9 338	8 134	8 643	9 216	17 124	47 909	63 131	91 880
výroba tepla v KVET a MKO	6 428	7 531	8 510	9 396	10 182	13 593	20 415	27 052	27 915
KVET	8 594	10 462	11 802	13 111	14 252	22 393	43 108	62 560	65 470
MKO	30	35	38	187	338	489	639	930	1 362
náhrada HU	362	434	521	2 150	5 652	5 792	5 792	5 792	5 792
ostatní	75 480	76 094	76 232	77 453	78 103	77 883	77 249	76 259	75 600
CNG	856	969	1 149	2 272	3 819	5 786	8 140	13 638	18 796
ostatní plyn	1 510	1 486	1 479	1 553	1 651	1 843	2 431	2 796	3 266

Tabulka 12 Celková spotřeba plynu (GWh) – varianta Nízkouhliková – nové technologie

	2018	2019	2020	2025	2030	2035	2040	2050	2060
Výrobní sféra celkem	63 581	69 135	70 668	75 397	80 980	92 568	124 211	136 610	140 482
Domácnosti	25 362	25 225	25 047	24 553	24 439	23 929	23 520	22 974	22 690
CSP	90 453	95 845	97 212	101 504	107 047	118 284	149 982	161 985	165 595
monovýroba elektřiny	3 620	6 373	5 807	5 092	5 100	6 172	15 863	10 666	9 297
výroba elektřiny	5 817	9 338	9 229	9 343	10 116	16 312	39 641	44 751	44 755
výroba tepla v KVET a MKO	6 428	7 531	8 708	10 115	11 425	15 360	22 705	28 021	30 439
KVET	8 594	10 462	12 054	13 991	15 765	24 521	45 206	60 245	63 173
MKO	30	35	77	374	676	978	1 278	1 861	2 724
náhrada HU	362	434	438	1 075	2 826	2 896	2 896	2 896	2 896
ostatní	75 480	76 087	76 217	77 445	78 087	77 862	77 245	76 304	75 684
CNG	856	969	1 123	1 972	2 965	4 067	5 244	7 612	9 398
ostatní plyn	1 510	1 486	1 497	1 553	1 628	1 787	2 251	2 400	2 423

Tabulka 13 Celková spotřeba plynu (GWh) – varianta Nízkouhliková – konzervativní

	2018	2019	2020	2025	2030	2035	2040	2050	2060
Výrobní sféra celkem	63 581	69 138	70 453	75 243	81 446	91 868	115 429	130 346	139 059
Domácnosti	25 362	25 232	25 059	24 781	25 116	24 553	24 068	23 374	22 881
CSP	90 453	95 856	97 007	101 578	108 208	118 207	141 622	156 032	164 345
monovýroba elektřiny	3 620	6 373	5 785	5 079	5 124	5 320	7 710	5 323	5 770
výroba elektřiny	5 817	9 338	9 114	8 982	9 533	14 897	30 502	38 375	41 283
výroba tepla v KVET a MKO	6 428	7 531	8 510	9 396	10 182	13 593	20 415	25 229	29 214
KVET	8 594	10 462	11 801	13 112	14 253	22 681	42 568	57 350	63 365
MKO	30	35	38	187	338	489	639	930	1 362
náhrada HU	362	434	521	2 150	5 652	5 792	5 792	5 792	5 792
ostatní	75 480	76 098	76 244	77 524	78 230	78 072	77 544	76 711	76 253
CNG	856	969	1 123	1 972	2 965	4 067	5 244	7 612	9 398
ostatní plyn	1 510	1 486	1 494	1 554	1 645	1 786	2 126	2 312	2 404

Obrázek 25 Celková spotřeba plynu

12 Zdroje plynu

Střednědobý horizont

Minimálně po dobu trvání dlouhodobého kontraktu mezi společnostmi RWE Supply & Trading a Gazprom Export do roku 2035 by měl zemní plyn pocházející z Ruska dominovat zdrojovému portfoliu na českém trhu s přibližně dvoutřetinovým zastoupením. Kromě stabilní domácí těžby plynu na úrovni přibližně 1 až 2 % celkové spotřeby plynu v ČR bude i nadále zbytek potřeb saturován nákupy plynu na evropských plynárenských burzách. Ke konci zkoumaného období se s postupným přechodem stávajících bioplynových stanic na výrobní biometanu rozšíří také o domácí výrobu obnovitelného plynu v maximálním objemu srovnatelném s domácí těžbou.

Na evropské úrovni bude pokračovat majoritní zastoupení ruského plynu, který bude ve stále menší míře doplňován norským a alžírským plynem. Naopak rostoucí zastoupení by měl získávat zkapalněný zemní plyn pocházející nejčastěji z Kataru, Spojených států, Ruska či Nigérie. V relativně nevýznamném množství budou do Evropy (primárně do Itálie) proudit dodávky plynu z ázerbájdžánské těžby v Kaspickém moři.

Dlouhodobý horizont

Po roce 2030 se bude podíl ruského plynu a LNG na evropském trhu nadále zvětšovat na úkor ustupující těžby v Norsku, Alžírsku a radikálně snížené těžby v Nizozemí. Podíl hlavních dvou zdrojů bude záviset primárně na celkové poptávce po plynu v EU, na cenách LNG na světových trzích a na strategii společnosti Gazprom, která se může buď snažit získat maximální možné pokrytí evropského trhu, nebo udržet výhodnější ceny exportovaného plynu. Ve vysokém scénáři dovozu ruského plynu se očekává až 195 mld. m³ ročně proudících do zemí EU v roce 2040, zatímco dodávky LNG dosáhnou úrovně pouze 40 mld. m³. V opačném scénáři si dovoz z Ruska udrží první pozici, nicméně objem LNG dodávek se mu významně přiblíží (135 ku 100 mld. m³). Obecně se však předpokládá, že podíl ruského plynu na evropském trhu tak či onak významným způsobem vzroste, jelikož kromě tradičních plynovodních dodávek se dovoz ruského plynu bude realizovat také formou LNG.

Tabulka 14 Výhled předpokládaných dodávek plynu do EU (v mld. m³)

	2015	2018	2020	2025	2030	2035	2040
Rusko	132	156			?		
LNG	42	51					
Norsko	112	120	120	120	105	90	80
Alžírsko a Libye	30	36	36	36	30	24	18
Ázerbájdžán	0	0	10	10	20	20	20
ostatní	0	0	0	5	10	10	10
produkce EU	125	120	99	65	49	46	45

Tabulka 15 Rozvojové projekty a vliv scénářů na jejich případné využití

projekt	kapacita mld. m ³ /r	FID	očekávané spuštění	zdroj	vliv na scénáře na využití projektu	
					vysoký RU	vysoký LNG
Nord Stream II	55,0	ano	2020	Rusko	▲	▼
BG-RS propoj	14,0	ano	2021	Rusko	▲	▼
EUGAL	55,0	ano	2021	Rusko	▲	▼
C4G	35,4	ano	2021	Rusko	▲	▼
Severojižní koridor	10,0	ano	2022	LNG	▼	▲
Eastring	20,0	ne	2023	Rusko/Ázerbájdžán	▲	▼
BRUA/BRUSKA	4,4	ne	2023	Rumunsko	○	○
Baltic Pipe	10,0	ano	2022	Norsko	○	○
IGB	3,0	ano	2021	Ázerbájdžán/LNG	▼	▲
TAP	10,0	ano	2021	Ázerbájdžán	○	○
LNG Croatia	2,5	ano	2022	LNG	▼	▲
LNG Świnoujście - rozšíření	2,5	ano	2022	LNG	▼	▲
LNG Gdańsk	4,0	ne	2025	LNG	▼	▲
LNG Brunsbüttel	8,0	ne	2023	LNG	▼	▲
LNG Wilhelmshaven	10,0	ne	2022	LNG	▼	▲

▲ pozitivní vliv ▼ negativní vliv ○ žádná změna

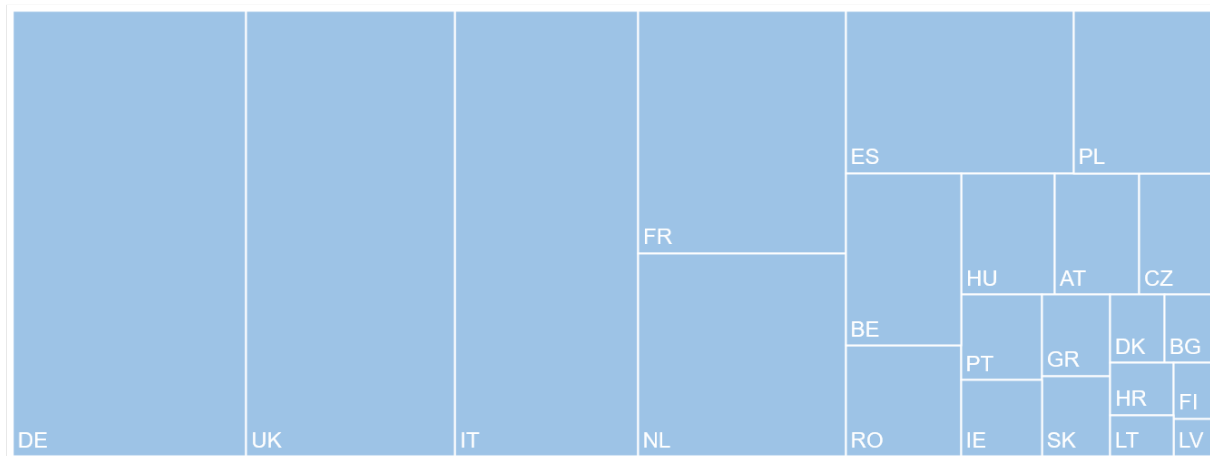
13 Evropské plynárenství

Střednědobý horizont

Evropské plynárenství čeká v následující dekádě přelomové období, které bude charakterizováno intenzivní diskusí nad budoucností zemního plynu v dekarbonizované energetice. Tradiční (fosilní) zemní plyn získávaný těžbou by měl být postupně nahrazován plynem uhlíkově neutrálním, vyrobeným cíleně z obnovitelných zdrojů energie (biometan, syntetický metan, vodík). Do roku 2030 se však neočekává podíl těchto plynů na celkové spotřebě plynu v EU vyšší než jednotky procent. Nová Evropská komise se chystá nicméně podporovat projekty výroby obnovitelných plynů nejen v rámci náhrady fosilního plynu, ale také v rámci sector couplingu jako vhodného zdroje pro akumulaci nespotřebované elektrické energie z obnovitelných zdrojů.

Dlouhodobý horizont

Tento proces propojení plynárenství a elektroenergetiky by měl nabýt na důležitosti především v druhé polovině zkoumaného období, kdy se očekává objem výroby elektrické energie z obnovitelných zdrojů (vítr, slunce) častěji převyšující aktuální poptávku po elektřině. Zároveň se předpokládá několikanásobný pokles fixních nákladů elektrolyzačních zařízení, který by umožnil širší zapojení technologie power-to-gas. Ke konci zkoumaného období by se mělo rozšířit i komerční využití této prozatím extrémně nákladově neefektivní technologie. Vedle vodíku či syntetického metanu vyrobeného elektrolyzou vody by zdrojové portfolio zemního plynu v plynárenské soustavě EU měl obohatit také biometan, jehož maximální potenciál podle odhadů nepřekročí čtvrtinu celkové poptávky po plynu v EU v roce 2050.

Obrázek 26 Podíl vybraných členských zemí na spotřebě plynu v EU v roce 2018

14 Trasy dodávek plynu do ČR

Střednědobý horizont

Po roce 2020 se očekává výrazná změna v zásobování velké části Evropy ruským zemním plynem. Tranzitní kontrakt mezi ukrajinskou společností Naftogaz a ruským dodavatelem Gazprom Export pravděpodobně nebude po vypršení v roce 2019 prodloužen či adekvátně nahrazen. Dnes dominantní přepravní trasa co do objemu přepraveného ruského plynu do Evropy by tak měla být po roce 2020 nahrazena dvěma nově otevřenými trasami – podmořskými plynovody Nord Stream II s vyústěním v Německu a TurkStream směřujícím do Turecka. Je pravděpodobné, že v případě dostatečné poptávky po plynu v zemích EU bude také ukrajinská tranzitní soustava nadále využívána pro přepravu menších objemů ruského plynu, především jako zdroj sezónní flexibility.

Česká republika touto úpravou přepravních tras dále posílí roli klíčové tranzitní země pro dodávky ruského plynu do jižního Německa, Francie, Rakouska, Slovenska a Itálie. Případně se objeví nové možnosti zásobování také Maďarska a Ukrajiny, které budou českou tranzitní soustavu využívat. Dodávky ruského plynu pro potřeby ČR jsou již řadu let realizovány bez využití ukrajinské trasy.

Možností, jak rozšířit portfolio dodávek plynu do ČR, je nákup plynu na polském trhu, který bude od roku 2025 zásobován až 12 mld. m³ plynu pocházejícího z regazifikačních LNG terminálů na severu Polska. Nezbytnou podmínkou je nicméně kromě výhodných cenových pobídek realizace plynovodu STORK II, který umožní přímé napojení české přepravní soustavy na polský trh. Projekt Severo-j jižního koridoru, který s tímto plynovodem počítá od roku 2023, nicméně postupuje mnohem aktivněji v případě polsko-slovenského propojení (v provozu od roku 2021), čímž se STORK II stává projektem spíše teoretickým.

Dlouhodobý horizont

V dlouhodobém horizontu je velmi málo pravděpodobné, že by vznikaly nové velké infrastrukturní projekty, které by měly za cíl více než propojení sousedních zemí. Postoj nové Evropské komise a evropských finančních institucí (např. EIB) k zemnímu plynu jakožto fosilnímu palivu indikují pramalou ochotu uvolňovat finanční prostředky na podporu nákladných projektů dodávkových plynovodů. I proto se očekává větší rozvoj dodávek LNG, které nevyžadují téměř žádné rozsáhlé investice do infrastruktury vzhledem ke stávající regazifikační kapacitě významně přesahující současnou poptávku.

15 Česká plynárenská infrastruktura

Střednědobý horizont

V aukci Capacity4Gas, kde byla veškerá přírůstková kapacita pro roky 2020 až 2039 úspěšně prodána, se očekává nárůst tranzitu přes ČR ve směru severozápad-jihovýchod pohybuje mezi 30 až 40 mld. m³ ročně, což představuje de facto 100% růst. Pozice českého přepravce na trhu s plynem se tím významně posílí. Projekt Capacity4Gas v sobě zahrnuje více dílčích staveb, ty nejvýznamnější jsou: nová DN 1400 mezi novou HPS Deutschneudorf a RU Přimda, výstavba nové KS Otvice a úpravy na HPS Lanžhot a Hoře Svaté Kateřiny. Výstupní kapacity z přepravní soustavy do regionálních distribučních soustav jsou dostačující při zachování míry současné spotřeby. Výjimku tvoří severní Morava. Region je zásobován linií vnitrostátní přepravní soustavy DN 700, jejíž kapacita je nepostačující. Realizace jedné z variant (Moravia nebo Moravia Capacity Extension) je obecně veřejným zájmem s ohledem na bezpečnost dodávek plynu do regionu.

Po mnohaletých odkladech se již jeví jako pravděpodobné napojení zásobníku v Dolních Bojanovicích po roce 2021 na českou přepravní soustavu. Důležitá je přitom podoba znění nového energetického zákona, který umožní přeshraniční režim provozu PZP. I přes tyto ojedinělé projekty nelze očekávat zprovoznění nových skladovacích kapacit vzhledem k situaci na trhu. Ve střednědobém horizontu, v návaznosti na realizaci nadnárodních plynovodů, bude situace na trhu stále značně proměnlivá. Naopak, do soustavy se začnou více začleňovat výroby nekonvenčního plynu. První pilotní projekt byl spuštěn na podzim v Rapotíně, připravuje se ale připojení ČOV v Praze a dalších pět projektů.

Dlouhodobý horizont

Realizace dalších rozvojových plánů na přepravní soustavě je nejistá. Vzhledem ke geopolitickým aspektům zdrojové části sektoru plynárenství pak rozvoj větších potrubních projektů bude záviset předně na těžce předvídatelných politických rozhodnutích, ale i požadavcích trhu a rozvoji nových technologií. S ohledem na požadavky dekarbonizace energetiky, útlum využití vysokoemisních fosilních paliv a rozvoj OZE je možné očekávat vyšší míru spotřeby plynu pro zajištění regulačních služeb v elektroenergetice. V dlouhodobém horizontu by ale bylo s ohledem na nárůst spotřeby plynu dle provedených výpočtů a analýz vhodné zprovoznit nové kapacity pro skladování plynu. Tento strategicky důležitý sektor bude ale i nadále spíše formován tržními než politickými motivy. V ČR je pro skladování plynu vyhrazeno několik dosud nevyužitých lokalit, které by k němu měly být vhodné. Jejich skutečné využití je, viděno ze současného pohledu na rizikovost realizace (vlivem flexibility trhu), spíše nepravděpodobné.

V dlouhodobém horizontu se také nepředpokládá, že by došlo k nárůstu těžby konvenčního zemního plynu v ČR, avšak na zdrojové základně se budou více podílet alternativní zdroje nekonvenčního typu – biometan, syntetický metan, potažmo vodík. Ty budou vtlačeny předně do VTL distribučních sítí, které se ale již dnes považují za téměř dobudované, případně do přepravní soustavy. Alternativní plyny zaujmou významnější místo ve zdrojovém portfoliu a díky ideám sector couplingu a jednotného evropského trhu s energiemi bude sektor plynárenství více propojen s dalšími segmenty energetiky (elektroenergetika, teplárenství).

Tabulka 16 Technické kapacity hraničních předávacích stanic

přeshraniční profil	počet	vstupní kapacita do ČR (mld. m ³ /rok)	výstupní kapacita z ČR (mld. m ³ /rok)
SK-CZ (Lanžhot)	1	56,2	31,3
PL-CZ (Cieszyn)	1	0,0	1,0
DE-CZ	4	53,0	49,6
VIP Waidhaus	1	4,1	36,7
VIP Brandov	3	48,9	12,9
celkem hraniční předávací stanice	6	109,2	81,9

Tabulka 17 Provozní parametry PZP v ČR

provozovatel	zásobník	kapacita (mil. m ³)	max. těžební výkon (mil. m ³ /den)	max. výkon pro vtlačení (mil. m ³ /den)	schopnost těžby z PZP do PS ČR
innogy GS	Tvrdonice	525	8,7	8,5	ano
	Lobodice	177	5,04	3,0	ne
	Dolní Dunajovice	900	21,3	12,0	ano
	Štramberk	500	7,0	7,0	ne
	Háje	75	6,0	6,0	ano
	Třanovice	530	8,0	6,5	ano
innogy GS celkem		2 707	56,0	43,0	
MND GS	Uhřice	330	12,0	6,1	ano
Moravia GS	Dambořice	298	7,5	4,5	ano
celkem do PS ČR		3 335	75,5	53,6	
SPP Storage	Dolní Bojanovice	643	8,8	6,9	ne
celkem v ČR		3 978	84,4	60,5	

16 Provoz zásobníků

Střednědobý horizont

Do roku 2030 se neočekává, že budou do provozu uvedeny nové zásobníkové kapacity, ovšem přesto dojde k navýšení skladovací kapacity. Počítá se s napojením Dolních Bojanovic (kapacita 643 mil. m³) a zároveň dojde k navýšení kapacit v Dambořicích a Uhřicích. Dnešní kapacita Dambořic 298 mil. m³ by měla být navýšena až na 458 mil. m³ v roce 2021, u Uhřic se očekává konstantní navyšování skladovací kapacity o 5 mil. m³ za rok až na celkových 345 mil. m³ v roce 2023 (dnes 330 mil. m³). Během krátkodobého horizontu je ve všech případových studiích komfortně dodržen poměr zásobníkové kapacity 35 až 40 % na roční spotřebě. To je jednak způsobeno výše zmíněným navýšením skladovací kapacity, ale také tím, že nárůst poptávky po zemním plynu je v tomto období mírný.

Dlouhodobý horizont

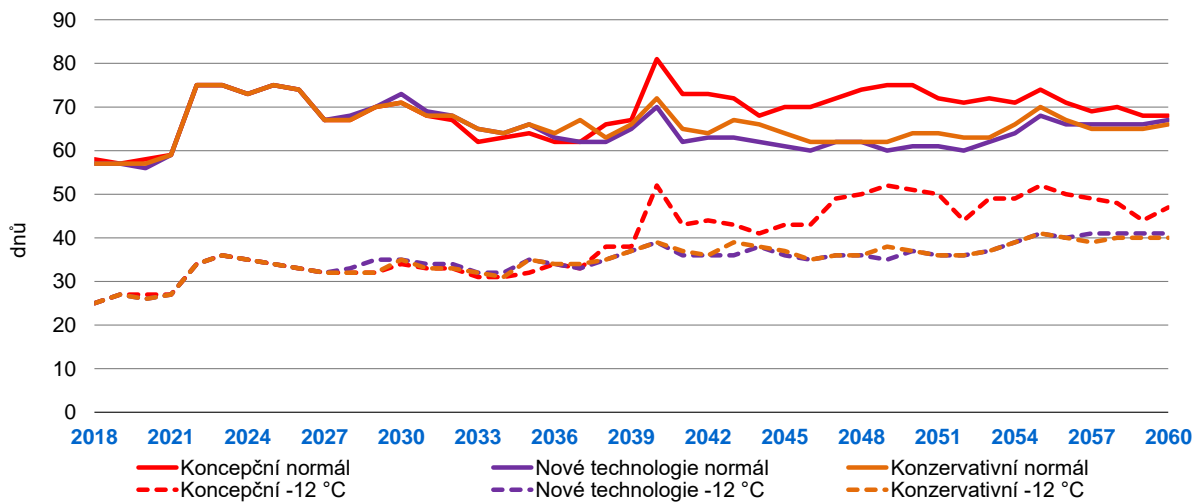
Okolo roku 2035 dochází ve všech řešených případových studiích k výraznému nárůstu poptávky po zemním plynu z důvodu realizace nových významných plynových zdrojů elektřiny a KVET. Aby nedošlo k poklesu skladovací kapacity pod úroveň 35 % vůči roční spotřebě, je přibližně od roku 2030 navržen rozvoj zásobníků. U Koncepční případové studie, kde dochází k největšímu nárůstu poptávky (223,2 TWh v roce 2060), se počítá s novou skladovací kapacitou 3,3 mld. m³ (nad rámec intenzifikace Dambořic a Uhřic a napojení Dolních Bojanovic). Pro zbylé případové studie Nové technologie

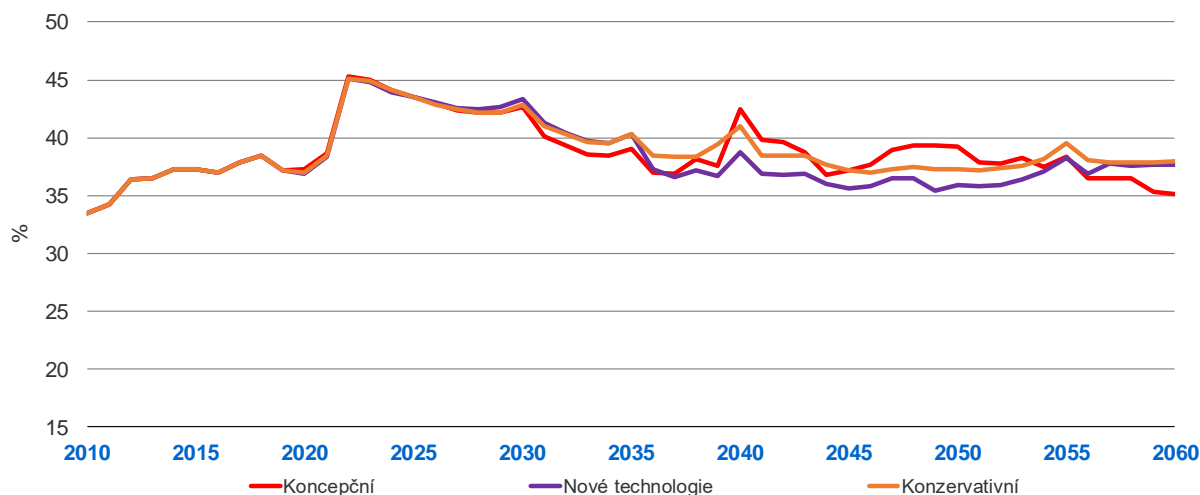
a Konzervativní (poptávka okolo 165 TWh v roce 2060) je nutný totožný rozvoj zásobníkové kapacity – dojde k nárůstu o 1 mld. m³. Samostatná hodnota skladovací kapacity podzemních zásobníků však nemusí ukazovat na schopnost soustavy vypořádat se s nepříznivými stavy. Důležitý je také dostatečný výkon čerpání a kapacita potrubní infrastruktury. V roce 2060 bude možné pokrýt poptávku (při snížení dovozu o 75 %) 66 až 68 dní v závislosti na konkrétní případové studii. Pokud by navíc byla podnormální teplota (je počítáno s -12 °C), půjde pouze o 47 dní v Konceptní případové studii, 41 dní v případové studii Nové technologie a 40 dní v Konzervativní případové studii.

Tabulka 18 Poměr instalované kapacity zásobníků k roční spotřebě (%)

	Koncepční	Nové technologie	Konzervativní
2019	37	37	37
2020	37	37	37
2021	39	38	38
2022	45	45	45
2023	45	45	45
2024	44	44	44
2025	44	44	44
2030	43	43	43
2040	42	39	41
2050	39	36	37
2060	35	38	38

Obrázek 27 Počet dnů provozu bez omezení spotřeby při snížení dovozu plynu o 75 %



Obrázek 28 Poměr kapacity zásobníků ke spotřebě – s novými zásobníky dle studií rozvoje

17 Síťové analýzy

Střednědobý horizont

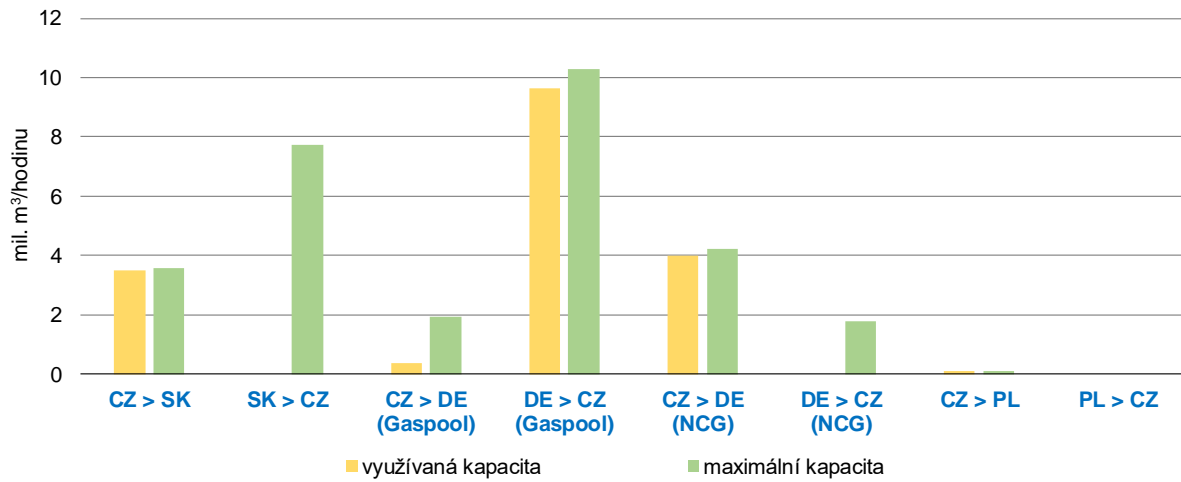
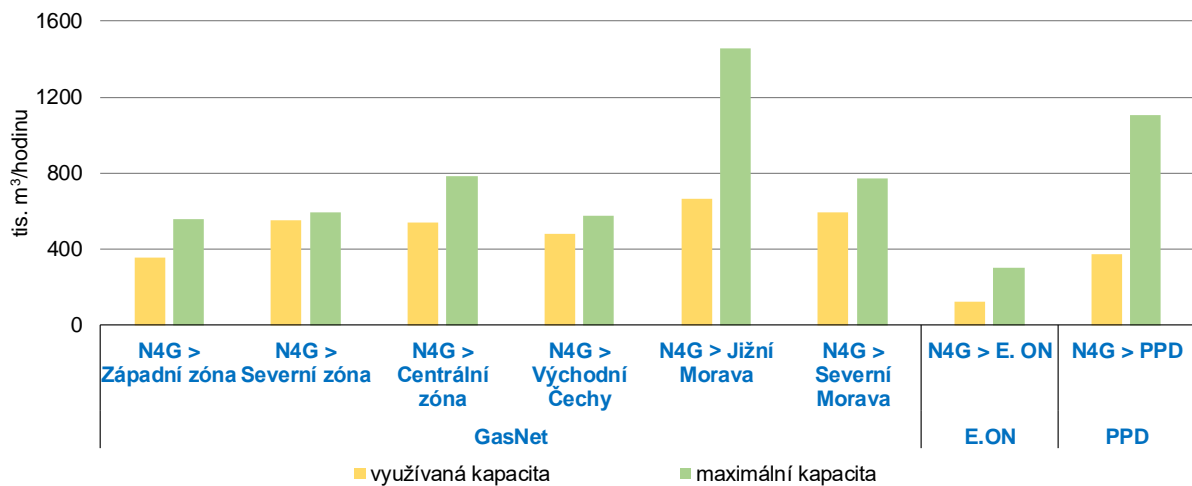
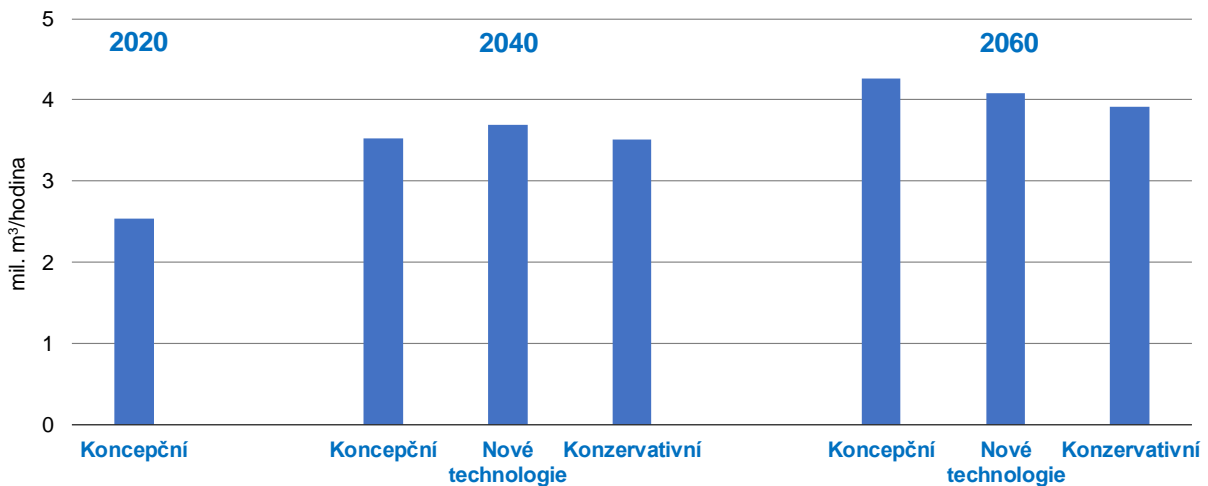
Dojde k navýšení přepravy plynu mezi obchodní oblastí Gaspool a CEGH v Rakousku. Na poptávku trhu reaguje společnost NET4GAS projekty označovanými jako Capacity4Gas. Vlivem navýšení tranzitů přes území ČR dojde k navýšení využití kapacit severní i jižní větve.

V tomto horizontu dle případových studií bude soustava disponovat dostatečnými kapacitami na všech předávacích stanicích, aby mohla pokrýt tuzemskou spotřebu. Pro udržení bezpečného provozu soustavy je vhodné realizovat projekt DN 1000 *partial loop*.

Ve střednědobém horizontu dojde k významnému navýšení kapacity zásobníků plynu napojením zásobníku v Dolních Bojanovicích na českou soustavu. Navýšení poptávky plynu v tomto období není ve srovnání s pozdějším vývojem příliš významné. Investice do další zásobníkové kapacity tedy nebudou potřebné.

Dlouhodobý horizont

Využití plynu při výrobě elektřiny vyžaduje adekvátní rozvoj zásobníkové kapacity a výkonu čerpání, protože bezpečnost dodávek plynu bude při vysoké výrobě elektřiny z plynu podmiňovat bezpečnost dodávek elektřiny, která má v energetice státu ještě méně zastupitelnou pozici. Rozvoj tuzemských zásobníků není jedinou možností, jak flexibilitu a zálohu v dodávkách plynu zajistit. Lze uvažovat o zajištění zásobníkové kapacity v zahraničí či se spolehnout na krátkodobý trh s plynem. Obojí s sebou nese navýšení energetické, a tím i bezpečnostní závislosti na zahraničí, které je v situaci, kdy bude plyn rutinně využíván k výrobě elektřiny a ke kombinované výrobě elektřiny a tepla, velmi rizikové. Přepravní soustava v případě realizace nových bloků a rozvoje spotřeby plynu dle Koncepční varianty nebude již kapacitně schopna bezpečně přepravit plyn ze severozápadu Čech k předacím místům do distribučních soustav, předně v distribučních oblastech Severozápadní zóna a Východní Čechy, kde dochází včetně regionu Severní Moravy k překročení technických předacích kapacit. V takovém případě je nutné zajistit nejen kapacity předacích stanic do distribučních soustav, ale také již bude nutné dovážet plyn přes Slovensko, případně vynutit těžbu plynu z PZP do přepravní soustavy.

Obrázek 29 Využití kapacit hraničních předávacích profilů (Koncepční, 2060)**Obrázek 30** Využití kapacit předávacích profilů s distribučními systémy (Koncepční, 2060)**Obrázek 31** Maximální hodinová spotřeba

18 Trh se zemním plynem a ceny plynu

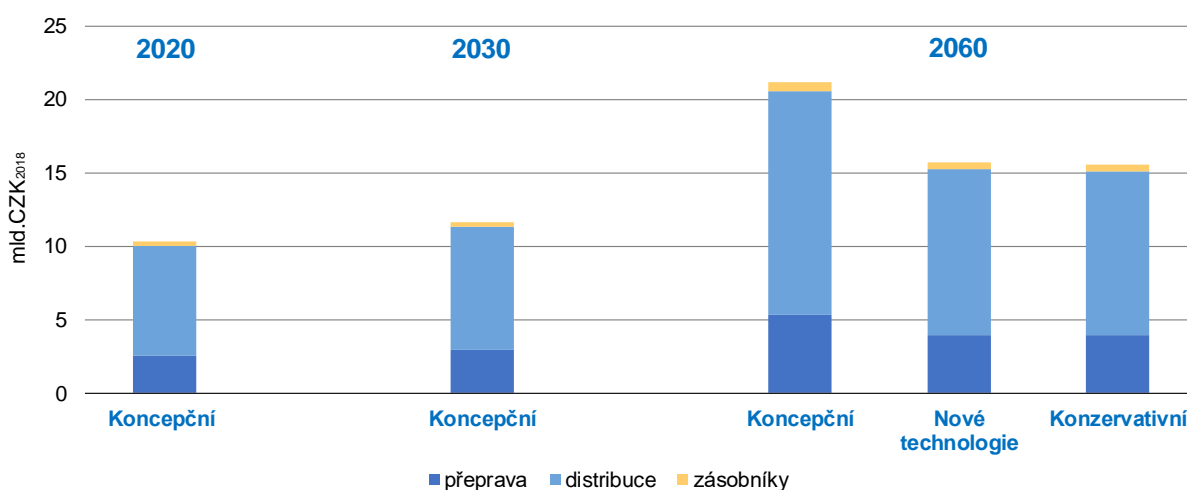
Střednědobý horizont

Cena zemního plynu na velkoobchodním trhu v ČR bude i nadále velmi úzce korelovat s cenami na hlavních evropských trzích, zvláště s německou obchodní zónou Gaspool. Tento vztah dále upevní především vysoká kapacita na přeshraničních profilech obou států s velkými objemy plynu, které z Německa do ČR potečou. Situace se nezmění ani po plánovaném spojení Gaspool s druhou německou obchodní zónou NCG v roce 2021, a ceny na evropských trzích (Německo, Nizozemí, Velká Británie, Belgie a Francie) tak budou nadále hlavními faktory tvorby ceny plynu v českém virtuálním obchodním bodě (VTP CZ). Ceny plynu na evropských trzích téměř přestanou reflektovat cenu alternativních paliv (uhlí, ropa). Dominantní vliv na cenu plynu v Evropě mají tržní mechanismy – bilance nabídky a poptávky. Tento stav bude dále posilován postupným vytlačováním ropné indexace z dlouhodobých kontraktů. Očekávaná cena plynu na evropských trzích bude podle referenčního scénáře vykazovat mírně rostoucí tendenci až k hranici 23 EUR/MWh.

Dlouhodobý horizont

Výhled za hranici roku 2030 předpokládá nadále rostoucí tendenci s průměrnou roční cenou plynu na českém trhu v rozmezí 23 až 27 EUR/MWh v případě referenčního scénáře, který pracuje s vyrovnanou nabídkou a poptávkou po plynu na evropském trhu. Velkou neznámou zatím zůstává role nových forem plynu – obnovitelných plynů (biometan, syntetický metan, vodík), které mohou do plynárenské soustavy vstupovat i navzdory absenci primárně tržních pobídek, ale s podporou různých dotačních mechanismů. V takovém případě se očekává růst ceny plynu pod vlivem výše dané podpory a růst podílu podporovaných plynů na celkové spotřebě plynu. Odhad ročních investic do plynárenství činí v roce 2060 přibližně 21 mld. CZK₂₀₁₉ pro Koncepční případovou studii, pro zbylé dvě je to 16 mld. CZK₂₀₁₉.

Obrázek 32 Odhadované investice do plynárenství



19 Rizika

19.1 Rizika elektroenergetiky

Nestabilita právního prostředí

Časté změny v legislativě ať už na národní nebo EU úrovni (například zpřísnování již stanovených cílů), přispějí k nestabilitě právního prostředí. To může odradit investory a energetické společnosti investovat do údržby majetku či do jeho modernizace.

Plnění dekarbonizačních cílů

Při zachování požadavku na soběstačnost v pokrývání poptávky po elektřině nebude v ČR možné splnit klimatické cíle bez využívání jaderné energie.

Ekonomická rizika

Při odhadování investic na rozvoj obnovitelných zdrojů bývají opomíjeny náklady na prvky regulace, flexibility a akumulace. Zejména růst podílu výroby elektřiny z větrné a sluneční energie vyvolá zvýšenou potřebu neproduktivních investic do akumulčních technologií a inovativních síťových řešení, které mohou zcela eliminovat pozitivní vliv poklesu ceny technologií fotovoltaických a větrných elektráren.

Nárůst poptávky elektřiny

Dlouhodobá rovnováha předpokládá ve všech případových studiích růst poptávky elektřiny. Zpracované predikce a výhledy nezahrnují spotřebu elektřiny, která by byla nutná pro případnou cílenou výrobu obnovitelných plynů (vodík, syntetický metan). Pokud bude směrnici EK předepsán podíl obnovitelných plynů na tuzemské spotřebě plynu, existuje riziko, že se tyto plyny budou muset vyrábět nejen z přebytků OZE, ale i cíleně, a dojde tak k velmi výraznému navýšení tuzemské spotřeby nad rámec uvedených predikcí.

Rizika dodávky plynu pro elektroenergetiku a teplárenství

Elektroenergetika i teplárenství budou velmi výrazným způsobem závislé na bezpečnosti dodávek plynu do ČR. Rostoucí koncentrace dovozu zemního plynu v rukou jednoho dodavatele, který je zároveň producentem, přepravcem a ruským státem silně kontrolovanou firmou, je rizikem pro ČR, která má jen omezené možnosti, jak navyšovat podíl jiných zdrojů plynu, ať už jde o LNG či o tuzemské klasické či obnovitelné zdroje plynu. Omezení či konec provozu českých zásobníků plynu je vysokým rizikem nejen pro samotné plynárenství, ale nově i pro elektroenergetiku a teplárenství.

Provozovatelnost a soběstačnost ES ČR

Všechny případové studie jsou navrženy tak, aby byla elektrizační soustava provozovatelná na požadované úrovni spolehlivosti. Existuje riziko, že v ES ČR nebudou navrhovaná opatření (tedy zejména investice do zdrojů elektřiny a flexibility a akumulace) realizována a ČR se stane deficitní zemí závislou na dovozu elektřiny či zemí s obtížně říditelnou elektrizační soustavou. Dovoz elektřiny ze zahraničí je silně hypotetický, jak ukazuje nynější stav regionu ENTSO-E a také analýza provedená v rámci *Dlouhodobé rovnováhy*.

Nepříznivé prostředí pro budoucí provoz a výstavbu velkých jaderných bloků

Nepříznivé prostředí pro budoucí provoz a výstavbu velkých jaderných bloků výrazně ovlivňuje budoucnost výkonové a energetické bilance a spolehlivost soustavy. Předčasné ukončení provozu

stávajících jaderných zdrojů, či ukončení provozu bez náhrady, je extrémně vysokým rizikem jak pro soběstačnost ČR v pokrývání poptávky elektřiny, tak pro dekarbonizaci české energetiky.

Rychlý konec uhlí a rychlý rozvoj obnovitelných zdrojů

Za riziko lze považovat extrémně rychlý rozvoj, nebo naopak útlum vybraných kategorií zdrojů. Zejména v případě uhelné energetiky, která je v současnosti největším zdrojem elektřiny, hrozí, že při rozhodnutí o brzkém ukončení výroby z uhlí (pokud by bylo definováno jako závazný cíl) by se nestihly zprovoznit nové zdroje s ekvivalentní výrobní kapacitou. Stejně rizikový může být i rychlý rozvoj OZE, na který nebudou reagovat adekvátní prvky regulace, flexibility a akumulace.

Nedostatek regulačních zdrojů, flexibility a akumulace

V následujícím období zmizí z české ES velké množství točivých strojů spalujících nyní tuzemské hnědé uhlí. Existuje reálné riziko, že k výstavbě nových regulačních zdrojů (na zemní plyn) nedojde v dostatečné míře a včas. Soustava s vysokým podílem OZE bude pro svůj bezpečný provoz potřebovat prvky flexibility (baterie, řízení spotřeby, elektrokotle, zásobníky tepla, omezování výroby, přesun spotřeby v čase, P2G, ...). Existuje riziko, že flexibilita nebude dostupná v potřebné míře. Rizikem pro rozvoj akumulace, ať už bateriové, P2G či jiné, je neexistující legislativa pro její připojování a provozování.

Teplárenství

Dynamicky se stupňující emisní požadavky a drahé povolenky jsou vysokým rizikem pro teplárny spalující nyní převážně uhlí. Zejména menší subjekty mohou mít problémy s opakovaným financováním technických úprav stávajících technologií, s přechodem na plyn a s nákupem povolenek. Pokud bude část zdrojů, které jsou nyní v kategorii KVET či poskytují služby výkonové rovnováhy, nahrazena pouze výtopenskými provozy, je rizikem deficit jak výroby elektřiny, tak služeb výkonové rovnováhy (SVR, dříve označováno jako regulační služby). Toto riziko je zesilováno stále přetrvávajícím zvýhodněním zdrojů do 20 MW_t, které nejsou zatíženy platbami za povolenky EU ETS. Jediným bezemisním řešením pro teplárenství je kromě biomasy, jejíž potenciál je omezený, využití jádra, ať už pomocí dálkových teplovodů z velkých jaderných bloků nebo později pomocí malých modulárních reaktorů.

Elektrické sítě

Situace, kdy výkon odstavovaných zdrojů v sítích 110 kV nebude nahrazen výstavbou nových zdrojů nebo transformací PS/110 kV, je riziková ve všech případových studiích. Jedním z důsledků je zvýšené zatěžování transformace PS/110 kV, dalším důsledkem je riziko nedodržení kvality napětí v distribučních sítích. Zejména schopnost odstavovaných zdrojů regulovat jalový výkon a napětí bude nutné nahradit jinými prostředky, a to jak prostředky provozovatelů DS, tak i využíváním regulačních schopností nových decentrálních zdrojů. Rozvoj elektromobility a konverze železniční trakce budou mít zvýšené nároky na posilování distribučních sítí všech napěťových hladin. Pro případovou studii Nové technologie je významným rizikem omezení či zpoždění výstavby liniových staveb v elektrických sítích nn a vn. V této případové studii je riziko nedodržení kvality napětí výraznější vlivem masivního nasazení decentrální výroby v sítích nižších napěťových hladin.

19.2 Rizika plynárenství

Rizika pro celý plynárenský sektor

Podpora plynárenství od decizní sféry

Hlavní výzvou pro průmysl, celé plynárenství nevyjímaje, bude nejen environmentální politika EU s důrazem na dekarbonizační cíle, ale i získání podpory české i evropské decizní sféry pro další fungování plynárenství. Velkým rizikem pro celou energetiku je nebezpečí politického rozhodnutí o ukončení využívání zemního plynu směřující v mezním případě až k zániku plynárenství. Toto riziko by mělo velmi výrazně negativní důsledky i pro sektor elektroenergetiky a teplárenství, kde se s plynem počítá jednak jako s náhradou za uhlí, jednak pro potřeby vyrovnávání dodávek elektřiny z OZE. Především sektor teplárenství a průmyslových energetik nemá za uhlí jinou alternativu než zemní plyn.

Nesplnění cílů EU

Kromě stávajících cílů, např. v oblasti účinnosti, úspor a emisí, vzniknou velmi pravděpodobně i cíle určující podíl obnovitelných plynů (vodík, syntetický metan, biometan) na tuzemské spotřebě plynu. Vtláčení těchto plynů do plynárenské soustavy ČR lze do roku 2030 očekávat pouze v omezeném rozsahu a s vysokou pravděpodobností nebude stačit k naplnění cílů. Bez vhodně nastavené podpory výroby obnovitelných plynů a jejího adekvátního načasování hrozí riziko nesplnění cílů EU. Zároveň je pravděpodobné, že cíle budou průběžně navyšovány.

Konkurenceschopnost plynárenství a ekonomické znevýhodnění zemního plynu

Rostoucí koncentrace dovozu zemního plynu v rukou jednoho dodavatele, který je zároveň producentem, přepravcem a ruským státem silně kontrolovanou firmou, je rizikem pro české plynárenství, které má jen omezené možnosti, jak navyšovat podíl jiných zdrojů plynu, ať už jde o LNG či o tuzemské klasické či obnovitelné zdroje plynu. Technologický způsob, jakým se bude ubírat snaha o dosažení cílů, může velmi nepříznivě ovlivnit stav a kondici plynárenského sektoru jako takového, a to především ve smyslu vynaložených investičních nákladů na implementaci nových technologií do sítě a s tím spojené navýšení cen pro koncové zákazníky. Nepříznivě se výroba nekonvenčních plynů může odrazit i v jiných sektorech národního hospodářství, neboť je energeticky náročná. Rizikem jsou utopené náklady do infrastruktury i do podpory a realizace nových technologií pro výrobu obnovitelných plynů v případě, že se evropská energetika nakonec vydá cestou maximální podpory elektrifikace konečné spotřeby. Některé infrastrukturní projekty jsou sice na základě poptávky trhu podporovány, potřeby trhu se ale mění dynamicky. Plynovody se stávají navzájem konkurenčními a jejich kapacity nemusí být rentabilně využity. Rizikem jsou tedy i náklady utopené v projektech, které nebudou mít reálné využití.

Konvenční zemní plyn je přirozeně levným palivem a existuje riziko, že při snaze zajištění rentability obnovitelných plynů či rozhodnutím politických orgánů může dojít k jeho znevýhodnění s vlivem na rentabilitu především tepelně náročného průmyslu. Nejvíce diskutovaným znevýhodněním je zavedení uhlíkové daně.

Provoz soustavy

Severní Morava

Dlouhodobým provozním rizikem je zásobování regionu Severní Moravy jedinou linií plynovodu DN 700. V případě, že bude zachován současný stav (tedy DN 700) a zároveň dojde k ukončení činnosti některého ze zásobníků v oblasti, je situace v zimním období extrémně riziková.

Zásobníky

Dlouhodobá rovnováha očekává růst poptávky plynu. Tento růst by měl být následován růstem nebo alespoň stagnací zásobníkových kapacit. Omezení či konec provozu českých zásobníků je vysokým rizikem nejen pro samotné plynárenství, ale nově i pro elektroenergetiku a teplárenství. V případě selhání dodávek plynu z okolních států nebude výrobní základna disponovat dostatečnými zásobami plynu pro překlenutí havarijního stavu.

Přechody tepláren na plyn

Plyn může významně přispět k částečné dekarbonizaci českého teplárenství. V případě masivního přechodu tepláren na spalování plynu existuje reálné riziko, že některé provozovny nebudou moci být dostatečně rychle připojeny s ohledem na nedostatečné kapacity distribučních plynovodů.

Nové plyny v soustavě

Neexistující legislativa pro výrobu, přepravu, distribuci a skladování obnovitelných plynů

Rizikem pro efektivní integraci obnovitelných plynů do plynárenství je neexistující legislativa ošetřující právně, technicky a tržně jejich výrobu, přepravu a distribuci a absence synergického propojení podmínek pro připojení nových technologií (např. P2G) do plynárenské a elektrizační soustavy.

Infrastruktura, měření spalného tepla a bezpečnost

Vodík díky svým fyzikálně-chemickým vlastnostem snižuje disponibilní kapacitu plynovodů, mechanickou pevnost ocelových materiálů plynovodů o 30 až 50 % a snižuje mez únavy oceli. Rizikem je zvýšená míra výskytu havárií na plynovodech.

Pro úspěšnou integraci vodíku do plynárenské soustavy by musel vzniknout sofistikovanější systém měření spalného tepla oproti systému současnému, kdy se kvalita měří jen na relativně malém počtu vybraných stanic. Samostatnou otázkou zůstává, jak a kde spalné teplo měřit kvůli fakturaci.

Vyšší koncentrace vodíku v soustavě si může vyžádat přenastavení směsi paliva na více ochuzenou směs, v extrémním případě si může vyžádat úplnou změnu skladby spotřebičů u koncových zákazníků. To je spojeno s extrémními investicemi do soustavy.

Nedostatek kapacit na výrobu obnovitelných plynů, které by energeticky nahradily zemní plyn

Pro zajištění např. předepsaného podílu obnovitelných plynů na konečné spotřebě plynu by bylo nutné vyrábět tyto plyny cíleně, nikoli jen z přebytků OZE. To by vedlo k nárůstu poptávky elektřiny nad rámec průběhů představených v *Dlouhodobé rovnováze*. Rizikem tedy je jak nedostatek výrobních kapacit, tak navýšení spotřeby elektřiny pro cílenou výrobu obnovitelných plynů.

Různý přístup v jednotlivých zemích

Rozdílné národní finanční podpory pro výrobu obnovitelných plynů mohou vést k výrazně rozdílným cenám plynu na jednotlivých trzích, a tudíž k minimálnímu přínosu z udělené podpory pro zemi s nízkou cenou plynu – zelený plyn se spotřebuje v jiné zemi, než kde pobírá podporu.

Nižší využití kapacit přepravní soustavy

Rozvoj vysoce decentralizované výroby obnovitelných plynů, které budou následně vtlačeny a spotřebovány v rámci distribučního systému, povede k nižšímu využití kapacit přepravní soustavy.

20 Závěry

20.1 Elektroenergetika

Soběstačnost ČR v rámci ENTSO-E

- Celý region ENTSO-E je v posledních třech letech deficitní; v roce 2018 skončil s dovozovým saldem ve výši 14,5 TWh převážně z Ruska, Běloruska a Ukrajiny. Tato situace se s uzavřením jaderných zdrojů v Německu výrazně zhorší. Dovoz elektřiny ze zahraničí do ČR je vysoce rizikový a vhodný jen pro řešení krizových situací, nelze na něm založit energetickou bezpečnost ČR.
- Základním atributem rozvoje ES ČR musí být trvalá soběstačnost ve výrobě elektřiny a udržení ES v komfortně provozovatelné konfiguraci. Naplnění tohoto cíle nebude snadné: JEDU je za svoji plánovanou životností, může vzniknout tlak na odstavení JETE, výstavba nového jádra je nejistá, ve velkém budou odstavovány uhelné zdroje a zároveň dojde k vysokému rozvoji OZE.
- Nulová případová studie ukazuje, že pokud nebude v ČR zprovozněn žádný nový významný zdroj elektřiny, dojde k překlopení z přebytků na nedostatky pohotového výkonu nejpozději v roce 2031. Časový horizont záleží na růstu zatížení a na odstavování současných zdrojů. Zásadně může termín ovlivnit odstavení JEDU nebo vybraných zdrojů zatížených nejistotou v otázce plánované životnosti (plnění emisních limitů, závislost provozu na ceně elektřiny aj.).
- Nové technologie (akumulace, demand side management, flexibilita, ...) samy o sobě nezajistí dekarbonizaci české energetiky, jejich úspěšná integrace je však nezbytně nutnou podmínkou pro umožnění provozu vysokého podílu OZE v české ES.
- Z hlediska energetické bezpečnosti je maximálně vhodné upřednostňovat dovoz plynu před dovozem elektřiny. Zároveň platí, že nové jaderné zdroje nejsou jediným možným prostředkem pro řešení indikovaného deficitu v ES – rychlým řešením je výstavba zdrojů právě na zemní plyn.

Poptávka elektřiny

- Spotřeba elektřiny v roce 2018 činila 62,4 TWh, po teplotním přepočtu pak 62,8 TWh. Poptávka elektřiny v ČR poroste. V roce 2060 se poptávka elektřiny včetně elektromobility výrazně neliší dle případových studií a dosahuje hodnot 91,6 TWh (Koncepční), 98,5 TWh (Nové technologie) a 95,6 TWh (Konzervativní). Spotřeba elektromobilů v roce 2060 v Koncepční studii činí 10,3 TWh a pro obě nízkouhlíkové studie je spotřeba elektromobility shodně na úrovni 13,1 TWh.

Primární zdroje a zdrojová základna ES ČR

- V dlouhodobém horizontu do roku 2060 je nesporné, že uhlí jakožto současný rozhodující primární zdroj pro elektroenergetiku téměř zmizí z české ES. Na základě provedených analýz se největší úbytek projeví v období let 2035 až 2040, kdy se kumulovaně odstaví velký rozsah uhelných zdrojů, které budou na hranici své technické životnosti a které současně nebudou mít dostatek uhlí. Tento úbytek zdrojů elektřiny a tepla bude nutné nahradit, přičemž jde o zdroje poskytující základní výkon s vysokou dobou využití. Z velkých uhelných zdrojů bude po roce 2040 v provozu jen blok 660 MW v Ledvicích, u něhož ještě zbývá v bilanci hnědé uhlí z lomu Bílina.
- Význam jádra v elektroenergetice ČR naroste. Provedené analýzy dokazují, že českou energetiku nelze dekarbonizovat bez provozu jaderných elektráren – ať už půjde o velké bloky či SMR. Právě SMR mohou být navíc prakticky jediným bezemisním lokálním zdrojem dodávek tepla. To je i otázka

zásobování Prahy po roce 2036, kdy již nebude možné zajišťovat dodávky tepla z hnědého uhlí z elektráren Mělník.

- Vedle jádra naroste i význam využívání plynu v elektroenergetice a teplárenství. Plyn je spolu s jádrem palivem, které v ČR může řešit absenci uhlí a zároveň přispěje k provozuschopnosti soustavy s vysokým podílem OZE. Spolu s nárůstem využívání plynu jde však ruku v ruce nárůst závislosti ČR na dovoзовých primárních zdrojích. Zemní plyn má nižší emisivitu, jeho výrazné využití by ale nevedlo k výraznější dekarbonizaci české elektroenergetiky.
- Nejvyšší potenciál pro růst má z obnovitelných zdrojů fotovoltaika následovaná větrnými elektrárnami. Potenciál biomasy a BRKO je omezený, u elektřiny vyrobené z bioplynu může dojít k poklesu vzhledem k preferenci biometanu. Geotermální zdroje budou marginální.

Provoz soustavy

- Česká ES bude potřebovat nové technologie, aby zůstala komfortně provozovatelná. Pro případové studie Koncepční a Konzervativní jde o systémy pro denní akumulaci (např. baterie či PVE) a o řízení spotřeby. Pro případovou studii Nové technologie jde opět o denní akumulaci (avšak v množství více než desetinásobném oproti Koncepční).
- Případová studie Nové technologie bude vyžadovat rovněž akumulaci sezonní (výroba vodíku), maximální využití řízení spotřeby a její přesun v čase, vysoké nasazení elektrokotlů a možnost odpojovat výrobu z OZE.
- Všechny případové studie vyžadují pro svou provozuschopnost nové jaderné zdroje a zdroje na zemní plyn.

Emise

- V Koncepční studii se očekává pokles emisí skleníkových plynů do roku 2050 o 76 % oproti roku 2005.
- V případové studii Nové technologie je snížení o 80 % v roce 2050 a 85 % v roce 2060 ve srovnání s rokem 2005.
- V případové studii Konzervativní pak došlo ke snížení o 83 % v roce 2050 a o 87 % v roce 2060.

Elektrické sítě

- Plánovaný rozvoj elektrických sítí se jeví jako dostatečný pro případové studie Koncepční a Konzervativní s ohledem na předpokládaný rozvoj zdrojové základny a očekávané spotřeby dle těchto studií.
- V případové studii Nové technologie není možné do distribučních sítí nn a vn připojit a bezpečně provozovat předpokládané velké množství decentrálních zdrojů bez velmi výrazných investičních a provozních opatření a bez intenzivního využití akumulace v provozu sítí. Tato případová studie vyžaduje pro udržení napětí v provozních mezích připojení velkého množství kompenzačních prostředků v přenosové soustavě nad současný stav.

Trh a ekonomika

- Výrobní náklady elektřiny v Konzervativní studii dosahují 2 855 CZK₂₀₁₉/MWh, v případě Koncepční se zastaví na úrovni 2 731 CZK₂₀₁₉/MWh. Jako nákladově nejméně efektivní vychází Nové technologie s náklady 3 087 CZK₂₀₁₉/MWh v roce 2060.

- Celkové roční náklady na výrobu elektřiny dosáhnou v roce 2060 až 224 mld. CZK₂₀₁₉ v případové studii Nové technologie, 198 mld. CZK₂₀₁₉ v Koncepční, zatímco s nejnižšími náklady ve výši 181 mld. CZK₂₀₁₉ pracuje případová studie Konzervativní.

20.2 Plynárenství

Spotřeba plynu

- Spotřeba plynu v roce 2018 činila 8,18 mld. m³ (87,3 TWh). Po přepočtu na teplotní normál pak 8,64 mld. m³ (92,1 TWh). Spotřeba plynu v ČR v následujících letech poroste. Její růst nejsilněji závisí na využití plynu v elektroenergetice a teplárenství.
- Hodnoty spotřeby plynu v roce 2060 se liší dle případových studií a dosahují hodnot 223,2 TWh (Koncepční), 165,6 TWh (Nové technologie) a 164,3 TWh (Konzervativní).
- Spotřeba plynu na monovýrobu elektřiny dosáhne dle jednotlivých případových studií v roce 2060 hodnot 53,0 TWh (Koncepční), 9,3 TWh (Nové technologie) a 5,8 TWh (Konzervativní).
- Spotřeba plynu na KVET dosáhne v roce 2060 hodnot 65,5 TWh (Koncepční), 63,2 TWh (Nové technologie) a 63,4 TWh (Konzervativní).
- Růst závislosti na zemním plynu vzhledem k nutnosti jeho dovozu navyšuje zranitelnost české energetiky a snižuje energetickou soběstačnost.

Zdroje plynu a trasy pro ČR

- V případě pouze mírné penetrace obnovitelných plynů v evropském plynárenství budou hlavními zdroji plynu pro země EU v celém řešeném období dodávky LNG a ruského plynu.
- Význam tuzemských zdrojů plynu může sílit, ale vzhledem k očekávanému nárůstu poptávky plynu nelze očekávat, že by se významným podílem podílely na pokrytí tuzemské poptávky plynu.

Přepravní soustava

- Hraniční předávací stanice NET4GAS a jejich vstupní kapacity (113 mld. m³ ročně) jsou dostatečné pro pokrytí poptávky dle všech případových studií.
- Projekt Capacity4Gas posiluje kapacitu přepravní soustavy v ČR a tím zvyšuje také její tranzitní roli v rámci přepravy zemního plynu v EU.
- Vhodným řešením situace na Severní Moravě se jeví realizace plynovodu Partial Loop DN 1000 mezi body Tvrdonice a Bezměrov.
- Realizace nových propojení na Polsko (Stork II) a na Rakousko (BACI) není na základě provedených analýz v žádné z případových studií nezbytná pro zajištění dostatečných objemů plynu na pokrytí celkové poptávky v ČR. Z pohledu diverzifikace tras by však tato propojení přínosná byla.

Distribuční soustavy

- Předávací kapacita z přepravy do distribuce (55 mld. m³) se jeví pro očekávaný rozvoj spotřeby jako dostatečná. Pro nové významné zdroje vyrábějící elektřinu a KVET z plynu budou muset být budovány nové předávací stanice.
- Byla identifikována slabá místa DS, která jsou limitujícím prvkem pro změnu paliva z uhlí na plyn u teplárenských zdrojů.

- Elementární obnova plynárenské distribuce je nutnou podmínkou pro budoucí integraci zelených plynů do českého plynárenství.

Zásobníky

- ČR bude i nadále potřebovat zásobníky plynu, jejich role se však změní, resp. přibude další k té stávající, kdy slouží zejména pro pokrytí vysoké zimní poptávky. Nově se zásobníky v případě využití plynu v elektroenergetice a teplárenství stanou vysoce důležitým bezpečnostním prvkem, jehož význam silně přesáhne sektor plynárenství.
- Bude-li ČR disponovat pouze stávající zásobníkovou kapacitou, dojde k opuštění rozmezí SEK² v roce 2036 pro všechny případové studie.
- Pro udržení poměru zásobníkové kapacity vůči spotřebě plynu v rozmezí SEK by bylo nutné zprovoznit 1 mld. m³ nových zásobníkových kapacit pro případové studie Konzervativní a Nové technologie, pro studii Konceptní je to 3,3 mld. m³. K datu zhotovení studie nevidujeme žádný zájem o výstavbu těchto kapacit.

Ekonomika

- Odhad ročních investic do plynárenství činí v roce 2060 přibližně 21 mld. CZK₂₀₁₉ pro Konceptní případovou studii, pro zbylé dvě je to 16 mld. CZK₂₀₁₉.
- Cena plynu bude dlouhodobě narůstat dle referenčního scénáře na úroveň 23 až 27 EUR/MWh v roce 2060. Cena plynu pro konečné zákazníky bude významně závislá na dekarbonizačních snahách EU (např. zavedení složky ceny na podporu obnovitelných plynů). Pro porovnání, výrobní náklady elektřiny v Konzervativní studii dosahují 114 EUR/MWh, v případě Konceptní se zastaví na úrovni 109 EUR/MWh. Jako nákladově nejméně efektivní vychází Nové technologie s náklady 124 EUR/MWh v roce 2060.
- Je velmi pravděpodobné, že plyn s výraznějším zastoupením obnovitelných složek bude zdražovat rychleji než plyn bez nich.

Obnovitelné plyny

- Domácí produkce obnovitelných plynů nabízí příležitost alespoň částečně snížit závislost ČR na dovozu plynu ze zahraničí.
- Provedené výpočty provozu elektrizační soustavy s vysokým podílem OZE (případová studie Nové technologie) ukazují, že při dané konfiguraci ES vyžadovala sezónní akumulaci energie, přičemž jako výsledný produkt v roce 2060 vznikl vodík s energetickým obsahem 1,27 TWh. V případě, že by všechny stávající bioplynové stanice přešly na samostatnou výrobu biometanu, byl by jeho potenciál rámcově 7,9 TWh. Pro srovnání, očekávaná poptávka plynu k roku 2060 dosahuje přibližně 164 až 223 TWh.

Emise

- Dosažené poklesy emisí při výrobě elektřiny a tepla v KVET (76 až 87 % mezi roky 2005 a 2060) velmi dobře ilustrují možnost využití zemního plynu na cestě k bezemisní energetice navzdory jeho rostoucí poptávce (viz výše) a jeho fosilnímu charakteru.

² SEK udává cíl zajistit kapacitu zásobníků plynu na území ČR do výše 35–40 % roční spotřeby plynu.

21 Doporučení

Energetická politika ČR

- Vzhledem k výraznému riziku nedostatku v regionu střední Evropy důrazně doporučujeme zachovat soběstačnost české elektrizační soustavy jak v dodávkách silové elektřiny, tak i nezbytné provozní flexibility.
- Z hlediska energetické bezpečnosti je vhodné upřednostňovat dovoz plynu před dovozem elektřiny.
- Doporučujeme podporovat provozuschopné plynárenství v ČR; zemní plyn se při dožívání uhelné energetiky a při problémech s rozvojem jaderné energetiky stane nejdůležitějším primárním zdrojem pro výrobu elektřiny a tepla; v nízkoemisní energetice pak bude plyn plnit úlohu zálohy a regulace.
- Doporučujeme včas a transparentně nastavit podmínky pro integraci nových technologií do české energetiky včetně SMR, které mohou významně přispět k dekarbonizaci elektroenergetiky i teplárenství.
- Vzhledem k budoucí vysoké závislosti elektroenergetiky na dodávkách zemního plynu doporučujeme udržovat vysoký standard skladovacích kapacit plynu. Doporučeno je nejen udržet stávající kapacitu zásobníků plynu, ale především v závislosti na míře využití zemního plynu pro výrobu elektřiny a tepla pak zajistit budování nové skladovací kapacity a zajistit její rentabilitu. Provoz zásobníků je pro bezpečnost energetiky ČR nezbytný. Dále se doporučuje podporovat projekty vedoucí k posílení tranzitní role české přepravní soustavy – silná pozice tranzitéra zaručuje navýšení bezpečnosti dodávek plynu do země.
- Vznikající koncepční dokumenty musí zahrnovat výhledy proměny plynárenského sektoru na základě evropské regulace pro užití obnovitelných plynů. Je potřebné stanovit pravidla pro užití a podporu obnovitelných plynů v celém řetězci přeprava, distribuce, skladování, výroba.
- Zaměření státní podpory by mělo přispívat k plnění dekarbonizačních cílů systémově a technologicky neutrálně. V případě biometanu je žádoucí, aby se využívaly prioritně odpady. Snaha o zajištění nízkých cen obnovitelných plynů v ČR by neměla opomíjet řešení pro výrobu vodíku či syntetického metanu při nízkých cenách elektřiny.

Zdroje a infrastruktura

- Doporučujeme podniknout veškeré možné kroky vedoucí k dlouhodobému provozu stávajících jaderných elektráren. Jejich bezemisní dodávky elektřiny nelze v podmínkách ČR nahradit pomocí obnovitelných zdrojů, a to ani v případě jejich zcela mezního rozvoje na úrovni technického potenciálu.
- Doporučujeme zajistit budování nových jaderných zdrojů přinejmenším v rozsahu stávajících.
- Doporučuje se realizovat rozvoj elektrické přenosové soustavy dle plánu jejího provozovatele, společnosti ČEPS.
- Je vhodné realizovat rozvojové plány provozovatelů distribučních elektrických sítí, které odpovídají požadavkům pro zajištění spolehlivého provozu sítí pro případovou studii Koncepční a Konzervativní. Pro případovou studii Nové technologie by pro zajištění spolehlivého provozu musela být přijata velmi výrazná investiční a provozní opatření a ve větší míře využívána akumulace především v sítích nn a vn.

- Doporučuje se podporovat projekty vedoucí k posílení tranzitní role přepravní soustavy. Silná pozice tranzitéra zaručuje navýšení bezpečnosti dodávek plynu do země a představuje vítaný zdroj příjmů.
- Doporučuje se monitorovat situaci na trhu se skladovacími kapacitami a podílet se na odstraňování bariér, které brání provozovatelům zásobníků ve vykonávání jejich činnosti v plném rozsahu.
- Současná plynárenská infrastruktura – přeprava, distribuce, skladování – by měla být udržována a co nejdéle zachována pro případ posilování role plynu v dekarbonizované ekonomice.
- Doporučuje se realizovat rozvoj přepravní soustavy dle plánu jejího provozovatele, společnosti NET4GAS. Doporučuje se realizovat projekt plynovodu Partial Loop DN 1 000 mezi body Tvrdonice a Bezměrov nejen pro zabezpečení dodávek plynu na Severní Moravě v zimním období, ale i pro předpokládaný rozvoj využití plynu v tomto regionu.



2019 OTE, a.s. – www.ote-cr.cz
Zpracováno ve spolupráci s EGÚ Brno, a.s.