



Modernizace evropského hnědouhelného trojúhelníku:

Směrem k bezpečné, dostupné a udržitelné
transformaci energetiky

Forum Energii je think tank, který působí v energetickém sektoru. Naším posláním je za pomoci dat a analýzy vytvářet základy pro efektivní, bezpečnou, čistou a inovativní energetiku.

Všechny analýzy Forum Energii jsou k dispozici zdarma a lze je reprodukovat za předpokladu, že je uveden zdroj a autoři.

AUTOŘI

Hanns Koenig, Kimberly Liu, Filip Piasecki, Maren Preuß, Johannes Maywald - Aurora Energy Research
Dr. Aleksandra Gawlikowska-Fyk, Dr. Joanna Maćkowiak-Pandera - Forum Energii
Phillip Litz - Agora Energiewende

SPOLUPRÁCE

Studie byla vytvořena společně s Agora Energiewende a díky podpoře Aspen Global Change Institute.
Předpoklady a výsledky modelování pro energetický trh v České republice byly diskutovány s českými partnery.

PŘEKLAD

Bronislav Bechník

GRAFICKÝ DESIGN

Karol Koszniec

FOTOGRAFIE

Malte Florian Klein / Shutterstock.com

DATUM PUBLIKACE

Červen 2020

Předmluva (dr Joanna Maćkowiak-Pandera, dr Patrick Graichen)	
1. Úvod	4
1.1. Pozadí studie	4
1.2. Zaměření studie	5
2. Manažerské shrnutí	6
3. Návrh scénářů, model a předpoklady	12
3.1. Návrh scénářů	12
3.2. Společné předpoklady	16
3.2.1. Ceny komodit	16
3.2.2. Propojovací kapacity přeshraničních vedení	19
3.2.3. Evropský energetický trh	20
3.2.4. Přiměřenost výroby	20
3.3. Předpoklady specifické pro jednotlivé země	21
3.3.1. Německo	21
3.3.2. Polsko	25
3.3.3. Česká republika	31
4. Výsledky scénářů	37
4.1. Německo	37
4.1.1. Trh s elektřinou	37
4.1.2. Klima	42
4.1.3. Bezpečnost dodávek	43
4.1.4. Trh s elektřinou	44
4.1.5. Cenová dostupnost	47
4.1.6. Infrastruktura	47

4.2. Polsko	47
4.2.1. Trh s elektřinou	47
4.2.2. Klima	52
4.2.3. Bezpečnost dodávek	53
4.2.4. Cenová dostupnost	55
4.2.5. Infrastruktura	57
4.3. Česká republika	58
4.3.1. Trh s elektřinou	58
4.3.2. Klima	63
4.3.3. Bezpečnost dodávek	64
4.3.4. Cenová dostupnost	66
4.3.5. Infrastruktura	68
4.4. Dopady na EU ETS	69

2

Příloha 1. Význam hnědého uhlí v energetických sektorech Německa, Polska a České republiky v současnosti	70
1. Německo	70
1.1. Přehled trhu	70
1.2. Hnědouhelné elektrárny	74
1.3. Těžba hnědého uhlí	77
2. Polsko	80
2.1. Přehled trhu	80
2.2. Hnědouhelné elektrárny	83
2.3. Těžba hnědého uhlí	85
3. Česká republika	88
3.1. Přehled trhu	88
3.2. Hnědouhelné elektrárny	91
3.3. Těžba hnědého uhlí	95
Příloha 2. Model trhu s energií společnosti Aurora	98
Reference	99

Předmluva

Třemi největšími evropskými producenty hnědého uhlí jsou Německo, Polsko a Česká republika – skupina přezdívána jako „Evropský uhelný trojúhelník“. V posledních měsících v těchto státech sílí diskuze o postupném ukončení těžby a spalování hnědého uhlí. Německá uhelná komise navrhla uzavřít všechny elektrárny spalující hnědé či černé uhlí nejpozději do roku 2038 a německý parlament tento návrh schválil. Uhelná komise byla vytvořena i v České republice. Má za úkol ke konci roku 2020 vydat zprávu o tom, do kterého roku se uhlí může vzdát i Česká republika. V Polsku dosud na oficiální úrovni žádná obdobná iniciativa nevznikla, nicméně diskuze o ukončení těžby a spalování uhlí jsou aktuálním tématem vzhledem k tenčícím se zásobám polských uhelných ložisek.

Nestačí ale sledovat pouze jednotlivé národní snahy o ukončení těžby a spalování uhlí, neboť energetický systém Evropské unie je jedním velkým propojeným celkem. V tomto rámci je nutné zvažovat jak typ využívaných energetických zdrojů, tak specifickou jejich využití v celém regionu, a to vzhledem k cenám energie, jejím tokům a vzniklým emisím CO₂. Ukončení využívání uhlí v jedné zemi nemusí vést k předpokládanému poklesu emisí, pokud budou nadále produkovat energii z uhlí sousední země. Je proto důležité koordinovat energetickou politiku napříč Evropskou unií.

Důležitým kontextem diskuze o ukončení těžby a spalování uhlí je rozhodnutí Evropské rady z prosince 2019 o klimatické neutralitě Evropské Unie k roku 2050. Toto rozhodnutí je základním kamenem strategie tzv. Zelené dohody pro Evropu s horizontem v roce 2030. Vlivem pandemie COVID-19 se tato strategie nezměnila, ale naopak byla posílena. Hlavy států Evropské Unie se shodly, že Zelená dohoda pro Evropu je jeden ze základů post-pandemického ekonomického zotavení celého regionu. I navzdory ekonomické recesi Evropská komise pod vedením Ursuly von der Leyen představí svůj rozsáhlý plán, jak navýšit klimatické cíle Evropské unie do roku 2030 na 50 % či 55 %. Z toho nutně plyne požadavek na rychlejší vzdání se hnědého uhlí, než se dosud plánuje, neboť jeho spalování produkuje ze všech fosilních paliv nejvíce CO₂.

Z výše uvedených důvodů je více než kdy jindy zapotřebí diskuze o tom, jak transformovat Evropský hnědouhelný trojúhelník, a to tak, aby se mohl naplánovaným způsobem postupně vzdát hnědého uhlí.

Přejeme Vám příjemné čtení

Dr. Joanna Maćkowiak-Pandera,
Předsedkyně Forum Energii

Dr. Patrick Graichen,
Výkonný ředitel Agora Energiewende

1. Úvod

1.1. Pozadí studie

Energetika v Evropě se mění. Posledních pět let přineslo více změn než předchozích pět desetiletí. Srdcem této transformace je na jedné straně snaha o snížení emisí CO₂ a na straně druhé potřeba nahradit stávající zdroje a postupně rostoucí poptávka po elektřině.

Elektřina je budoucností mnoha hospodářských odvětví - doprava, vytápění, průmysl. Technologické prostředí a představy o energetických zdrojích budoucnosti se také mění.

Investujeme-li do nové infrastruktury, obvykle předpokládáme, že bude používána několik desítek let, zatímco konec fosilních paliv je již na dohled. Konkrétní termíny odklonu od uhlí a dokonce i zemního plynu jsou uvedeny v národních i celoevropských dokumentech. Důvodem odklonu od těchto surovin není pouze ochrana klimatu. Existuje řada dalších pragmatických důvodů, proč se jednotlivé země rozhodly realizovat plány hluboké energetické transformace.

- **Struktura trhu s energií.** Na tomto trhu zaujímají privilegované postavení technologie, které mají nejnižší variabilní náklady a neemitují CO₂ (a tedy nemusejí nést náklady na tyto emise), jde o obnovitelné zdroje, jmenovitě vítr a slunce. Z pohledu investora zaměření na takové zdroje eliminuje dva velmi důležité rizikové faktory - náklady na palivo a náklady na emise CO₂.
- **Vysoká cenová nestabilita energetických surovin.** EU má omezené zdroje fosilních paliv. Ceny černého uhlí, zemního plynu i ropy podléhají globálním cenovým výkyvům, které destabilizují investice, likvidují palivová odvětví v řadě zemí a v dlouhodobém horizontu omezují dodávky surovin. Od začátku roku 2020 klesly ceny ropy o 67 %, plynu o 40 % a uhlí o 14 %. Hnědé uhlí těmto trendům tolik nepodléhá, ale do výrobních nákladů hnědouhelných zdrojů se zase promítají změny cen emisních povolenek. Nestálost všech těchto cen znamená, že trh je vysoce nepředvídatelný.
- **Nedostatek sociální akceptace a ekonomického zdůvodnění otvůrek nových hnědouhelných dolů.** V současnosti využívaná ložiska hnědého uhlí v Polsku budou vyčerpána v horizontu asi 10 let. Hypoteticky existuje možnost otevření nových, ale to by vyžadovalo velmi vysoké výdaje při stále nižší konkurenceschopnosti elektřiny vyrobené z tohoto paliva. Současně se zvýšilo povědomí veřejnosti o dopadech na životní prostředí, jako je snižování hladin podzemních vod, které jsou již tak na rekordně nízkých úrovních, a konkurence se zemědělstvím, trvalá přeměna půdy, omezování přírodních funkcí a využívání půdy. Zatímco někteří členové místních komunit mohou najít zaměstnání v takových investicích, pro většinu ostatních jde o výrazný negativní zásah do životních podmínek.
- **Náklady na technologie OZE.** Navíc stávající alternativy vyvíjejí tlak na investice. Před 30 lety bylo uhlí primárním zdrojem energie. V současnosti klesají náklady na obnovitelné zdroje - náklady na fotovoltaiku jsou v průměru o 90 % nižší než před pěti lety, zvyšuje se výkonnost větrných elektráren, ostatní technologie se stávají běžnými. Variabilita těchto zdrojů je výzvou pro energetickou soustavu, ale rok od roku rostou znalosti, jak se s ní vypořádat, a mění se předpisy, síťové kodexy a modely vyrovnávání výroby a spotřeby směřují k větší pružnosti trhu a přizpůsobování konvenčních zdrojů proměnné výrobě.
- **Potřeba snížit emise CO₂.** Uhlí, zejména hnědé, je nejnáročnějším zdrojem energie z pohledu emisí oxidu uhličitého. Z tohoto důvodu stoupá tlak na odklon od něj. Program na obnovu ekonomiky EU, který byl právě představen, se rovněž zaměřuje na snížení emisí, což bude kritériem pro podporu. Bez veřejné podpory se těžba ocitne v krizi a veřejné prostředky budou vynakládány ještě obezřetněji než dříve. EU takové prostředky nabízí, mimo jiné prostřednictvím Just Transition Fund (Fond pro spravedlivou transformaci). Ovšem za podmínky, že je plánována transformace s cílem dosáhnout klimatické neutrality.

Důsledkem výše uvedených důvodů jsou rozhodnutí týkající se energie – více nebo méně odvážná, vědomá, případně ne zcela uvážená. Naší analýzou bychom chtěli upozornit na skutečnost, že nejdůležitější oblastí, kterou je třeba se plánovitě zabývat, je energetika založená na hnědém uhlí. V Evropské unii jsou největšími producenty hnědého uhlí a elektřiny z něho vyráběné Německo, Polsko a Česká republika. Řešení této otázky v uvedeném trojúhelníku bude důležité pro celou EU.

V současné době sleduje každá z uvedených zemí jinou strategii:



Němci vedli dialog v rámci Uhelné komise a již rozhodli o postupném odklonu od uhlí nejpozději do roku 2038. Hnědouhelné elektrárny zůstanou v omezené míře i ve 30. letech součástí energetického mixu.



Češi rovněž zřídili uhelnou komisi, jejíž činnost dosud pokračuje. Ačkoliv její práci může pozdržet pandemie, budeme pravděpodobně do konce roku 2020 znát termín konečného odklonu od uhelné energie v České republice.



Diskuse v Polsku probíhá na pozadí oznámení o výstavbě nových zdrojů a otvírání nových dolů a dalších zprávách o jejich problémech. Dosud však nebylo učiněno rozhodnutí o osudu žádné hnědouhelné elektrárny, včetně elektrárny Bełchatów. Na druhou stranu je perspektiva provozu této elektrárny maximálně 10 let.

V každé ze zemí „hnědouhelného trojúhelníku“ - jak v této analýze nazýváme Německo, Polsko a Českou republiku - vyvstávají otázky: Jaké budou důsledky odklonu od uhlí na bezpečnost dodávek energie? Co se stane, když se Německo vzdá uhlí a Polsko ne? Nebo naopak - Polsko učiní strategická rozhodnutí a Německo je odloží? Jak se budou vyvíjet ceny energie? Jaké zdroje mohou nahradit uhelnou mezeru? To jsou otázky, kterým se v této zprávě věnujeme.

5

1.2. Zaměření studie

Cílem analýzy je posoudit dopady souběžného odklonu od hnědého uhlí v Polsku, České republice a Německu. Posuzujeme důsledky pro rozvoj energetiky a odpovídáme na následující otázky:

1. Jak bude zajištěno zabezpečení dodávek po odstavení hnědouhelných elektráren?
2. Kdo bude dovozcem a kdo bude vývozcem energie v regionu?
3. Jak se změní toky elektřiny?
4. Jak se změní emise CO₂?
5. Jaké budou náklady na odklon od uhlí a jak to ovlivní velkoobchodní ceny energie?
6. Je možný, případně nutný, souběžný odklon od hnědého uhlí v zemích trojúhelníku?

2. Manažerské shrnutí

Energetické systémy zemí Evropské unie fungují jako spojené nádoby - změny v národních energetických mixech ovlivňují bezpečnost dodávek, emise CO₂ a ceny elektřiny v regionu prostřednictvím společného energetického trhu a propojovacích vedení.

I když se dočasně tlak na omezení změny klimatu poněkud snížil v důsledku ekonomického poklesu způsobeného pandemií, problémy elektroenergetiky – potřeba vybudovat nové zdroje, konec dostupnosti fosilních paliv za rozumnou cenu (tváří v tvář levné mezinárodní konkurenci) – nepřestávají vyžadovat řešení. Hospodářský pokles také ukáže, za co stojí za to utratit peníze a za co nikoli - veřejná podpora již nemůže být přidělena na investice, které z dlouhodobého hlediska společnosti neprospívají.

Nízkouhlíkové technologie nebudou anulovány a dlouhodobé problémy, jako je změna klimatu, jednoduše nezmizí. Je proto nutné pracovat na tom, aby se energetická transformace stala součástí plánu hospodářské obnovy po krizi, protože nevyřešené problémy budou nadále generovat náklady.

Jedním z nejnaléhavějších problémů v EU je výroba elektřiny z nejméně znečišťujících zdrojů – jmenovitě hnědého uhlí. Naše zpráva se proto touto otázkou zabývá ve vztahu ke třem zemím hnědouhelného trojúhelníku - Německu, Polsku a České republice. Analyzovali jsme regionální dopady vyplývající z nahrazení hnědého uhlí v těchto zemích jinými nízkouhlíkovými zdroji energie.

Ve zprávě prezentujeme dopady předčasného ukončení výroby energie na bázi hnědého uhlí v Německu, Polsku a České republice, jak to naznačují současné prognózy. Porovnáme tři scénáře:

- **Referenční scénář:** je založen na současných politikách každé ze tří zemí uhelného trojúhelníku v kombinaci s ekonomickou simulací investičních rozhodnutí.

6



Německo - základem jsou doporučení německé Uhlé komise, tj. postupné vyřazení hnědého i černého uhlí do roku 2038 a cíl 65% podílu obnovitelných zdrojů energie do roku 2030.



Polsko - vycházíme z dokumentu „Energetická politika Polska do roku 2040.“ (PEP 2040, verze z listopadu 2018). Odkládáme se však v tom, že nezahrnujeme do prognózy výstavbu jaderné elektrárny a uvažujeme rozhodování o nových kapacitách na ekonomických principech pro konvenční i obnovitelné zdroje.



Česká republika - předpoklady pro rozvoj elektroenergetiky vycházejí z Vnitrostátního plánu České republiky v oblasti energetiky a klimatu a plánů rozvoje zdrojů zveřejňovaných ČEZ. Od národního plánu se však odchylujeme v případě obnovitelných zdrojů, u nichž předpokládáme rychlejší rozvoj odrážející tržní realitu, naopak v případě jaderných elektráren neočekáváme kvůli vysokým nákladům realizaci nových bloků.

- **Scénář 2035 bez hnědého uhlí.** Předpokládá se, že do roku 2035 budou elektrárny na hnědé uhlí ve všech třech zemích odstaveny. Rozdíl ve výrobě elektřiny ve srovnání s referenčním scénářem bude doplněn obnovitelnou energií.
- **Scénář 2032 bez hnědého uhlí.** Jde o nejambicióznější scénář, je však v souladu s cíli Pařížské dohody, bere v úvahu megatrendy a reaguje na výzvu urychlení redukce emisí v Evropské unii. Rozdíly ve výrobě elektřiny ve srovnání se dvěma předchozími scénáři jsou pokryty obnovitelnými zdroji.

Hlavní zjištění z porovnání těchto scénářů s ohledem na český energetický sektor jsou následující:

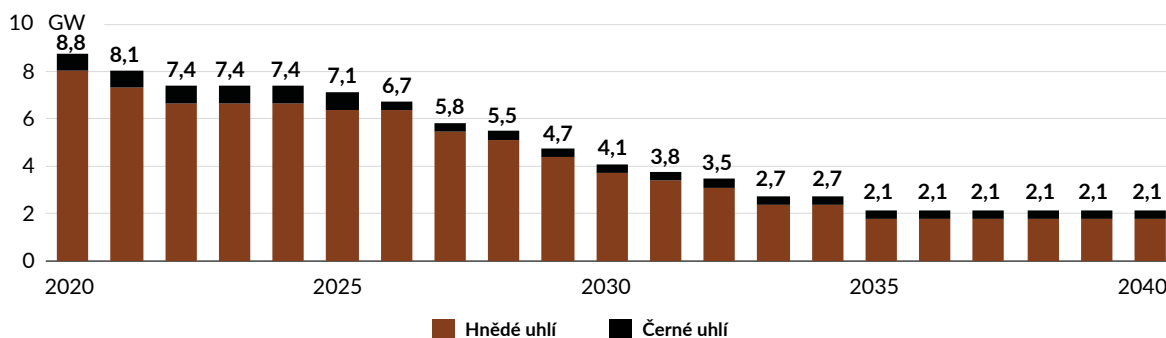
Český energetický sektor čelí velkým výzvám: V referenčním scénáři bude do roku 2030 odstavena nejméně polovina českých uhelných elektráren; do roku 2035 budou vyřazeny více než tři čtvrtiny uhelných elektráren.

Důvodem tohoto poklesu je skutečnost, že provoz uhelných elektráren je čím dál méně ekonomický. Především náklady na výrobu elektřiny rostou, protože očekávaný růst cen povolenek na emise CO₂ dosáhne až 32 EUR za tunu v roce 2030 a na 38 EUR za tunu v roce 2035. Kromě toho se výrobní náklady zvyšují kvůli vyšším standardům kvality

ovzduší. Dále, využití výkonu uhelných elektráren klesá, protože uhelné elektrárny ztrácí podíl ve prospěch obnovitelných zdrojů a zemního plynu. V důsledku většina uhelných elektráren v České republice, které dosáhnou své technické životnosti, nebude nakonec rekonstruována (retrofit), ale bude vyřazena z provozu. Instalovaný výkon hnědouhelných elektráren se proto v referenčním scénáři sníží z 8,8 GW v roce 2020 na 4,1 GW v roce 2030 a 2,1 GW v roce 2040. Kromě elektroenergetiky tím vznikne tlak i na regionální soustavy zásobování teplem, protože hnědouhelné a černouhelné elektrárny v nich mají v současnosti významný podíl.

Pokles instalovaného výkonu uhelných elektráren v referenčním scénáři je však nutno považovat spíše za konzervativní. Předpokládaná trajektorie cen emisních povolenek je totiž založena na současném cíli EU na rok 2030: 40 % redukce emisí oxidu uhličitého oproti úrovni z roku 1990. Ambicióznější cíl -50 % nebo -55 %, jak je v současné době navržen Evropskou komisí, s největší pravděpodobností povede ke zvýšení ceny emisí CO₂, a proto dále zvýší ekonomický tlak na výrobu energie z uhlí. Kromě toho jsou současné cíle české vlády v oblasti obnovitelných zdrojů energie, které byly použity jako základ pro referenční scénář, ve srovnání s dostupným potenciálem stále poměrně nízké. A konečně, ekonomické dopady současné pandemie na energetiku (ropný a plynový šok doprovázející koronavirovou krizi v prvním pololetí roku 2020 plus pokles poptávky po energii v důsledku protipandemických opatření) vyvolaly další tlak na ziskovost hnědouhelných i černouhelných elektráren. Nakonec by se pokles instalovaného výkonu uhelných elektráren mohl zrychlit nad rámec předloženého výhledu – i bez jakékoli dodatečné politiky odstavování na vnitrostátní úrovni.

Obrázek 1: Instalovaný výkon uhelných elektráren v České republice 2020–2040 v referenčním scénáři



Zdroj: Aurora Energy Research.

V případě referenčního scénáře, bude pokles výroby elektřiny z uhlí nejspíše nahrazen kombinací obnovitelných zdrojů, zemního plynu a importu elektřiny. Nové jaderné elektrárny, které by měly být postaveny do roku 2040, nejsou vhodnou alternativou ani z časového ani z ekonomického hlediska.

Vzhledem k opatrné politice v oblasti obnovitelné energie v České republice by se výroba z obnovitelných zdrojů zvýšila pouze z 9,1 TWh v roce 2020 na 11,6 TWh v roce 2030. Poté by se výroba v roce 2035 zhruba zdvojnásobila na 22,0 TWh, což by bylo způsobeno hlavně tržně řízeným zaváděním větrné energie na pevnině v návaznosti na zvýšení tržních výnosů.

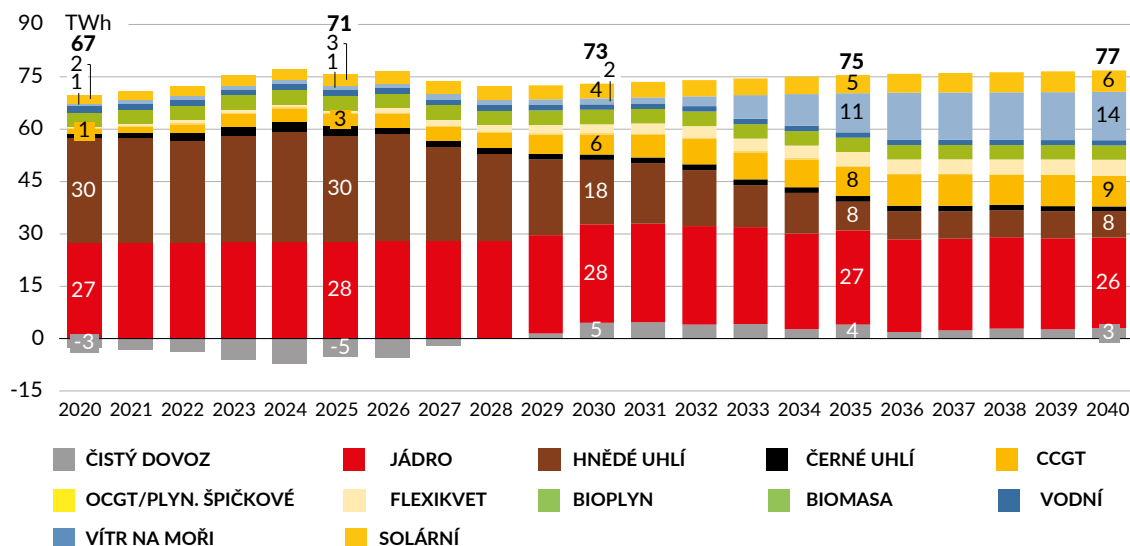
Výroba konvenčních plynových elektráren¹ by se naopak zvýšila z 1,9 TWh v roce 2020² na 8,7 TWh v roce 2030 a následně by v roce 2035 dosáhla 12,6 TWh. Dlouhodobý nárůst výroby v plynových elektrárnách je založen na modelových předpokladech, že uhelné elektrárny budou z větší části nahrazeny plynovými při zvýšení cen CO₂ (viz níže). Nárůst spotřeby zemního plynu v soustavách zásobování teplem by však mohl být výrazně nižší, pokud by byla pozornost více zaměřena na opatření ke zvýšení energetické efektivity v průmyslu a budovách a uhlí pro vytápění bylo přednostně nahrazováno obnovitelnými zdroji.

1 Čísla představují součet OCGT (plynové turbíny s otevřeným cyklem), CCGT (plynové turbíny s kombinovaným cyklem) a Flexi-KVET (plynové pístové motory, elektrokotle (PtH) a zásobníky tepla).

2 Skutečná čísla za rok 2020 pro výrobu elektřiny z plynu budou ve skutečnosti pravděpodobně podstatně vyšší (cca. 5-7 TWh) v důsledku nedávného poklesu cen plynu zapříčiněného koronavirovou pandemií.

Česká republika rovněž pravděpodobně změní svůj status čistého vývozce na čistého dovozce elektřiny: Modelování naznačuje, že současný převis exportu se pravděpodobně do roku 2030 změní na import ve výši 4,5 TWh. Hlavním důvodem je, že sousední země jako Německo a Polsko dosáhnou výrazných podílů obnovitelných zdrojů 65% (Německo) a 42% (Polsko). To vede k výrazně nižším cenám elektřiny na jejich velkoobchodních trzích, a tedy k vyššímu importu z obou zemí.

Obrázek 2: Čistá výroba elektřiny v České republice podle zdroje, referenční scénář 2020 - 2040

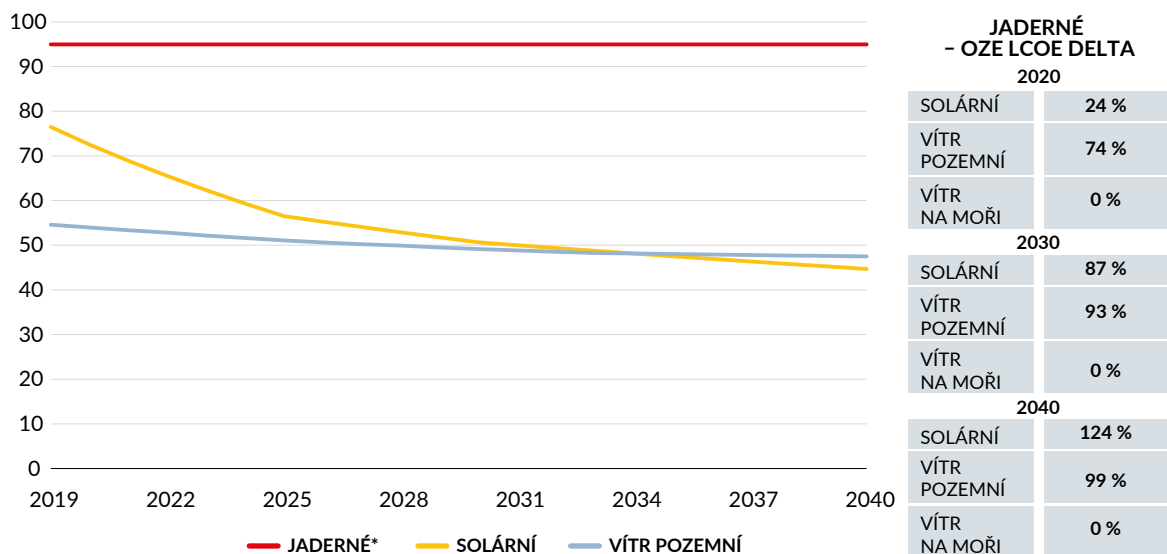


8

Zdroj: Aurora Energy Research.

Na základě technické a ekonomické reality se v České republice neočekává výstavba nových jaderných elektráren, které by mohly nahradit uhelné elektrárny, před rokem 2040. Tento předpoklad je založen na skutečnosti, že většina probíhajících jaderných projektů v Evropě čelí výrazným zpožděním a překročení nákladů v důsledku nepředvídaných technických a konstrukčních problémů. Nové jaderné elektrárny navíc nejsou konkurenceschopné z hlediska nákladů ve srovnání s alternativními technologiemi výroby elektřiny.

Obrázek 3: Vážené náklady na elektřinu pro komerční projekty v České republice



Zdroj: Aurora Energy Research.

*U jaderné se předpokládá: CAPEX 6,3 mil. EUR/MW, FOM 84 tis. EUR/MW, VOM 10 EUR/MWh.

Urychlením nevyhnutelného odklonu od uhlí a využitím svého obrovského dosud nevyužitého větrného a solárního potenciálu by Česká republika získala značné výhody, pokud jde o snížení emisí CO₂, nižší velkoobchodní ceny elektřiny pro spotřebitele a nižší systémové náklady.

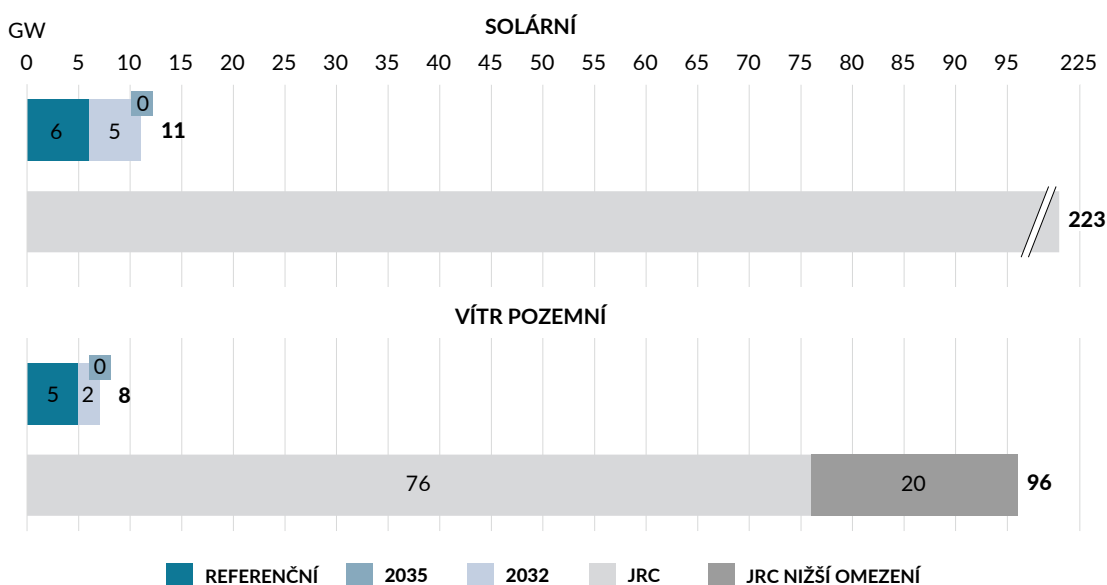
Potenciál větru a slunečního záření

Společné výzkumné středisko Evropské komise odhaduje, že Česká republika má obrovský potenciál větrné a sluneční energie:

- Technický potenciál solární energie je kolem 223 GW, za předpokladu 170W na m² na 3 % dostupné půdy.
- Technický potenciál větrných elektráren je 76 GW, respektive 96 GW, je definován ročním využitím výkonu nad 20%, pokud aktuální předpisy o odstupech zůstanou v platnosti (76 GW), nebo pokud požadavky na odstupy budou zmírněny (96 GW).

Dostupný potenciál větrné a solární energetiky (vítr: 76-96 GW; solární: 223 GW) mnohonásobně převyšuje nejen stávající instalovaný výkon v roce 2019 (větrné elektrárny: 0,3 GW; fotovoltaika: 2,1 GW), ale i maximální plánované kapacity ve všech předpokládaných scénářích (vítr 5 - 8 GW; solární: 6 - 11).

Obrázek 4: Potenciál a instalovaný výkon OZE v České republice

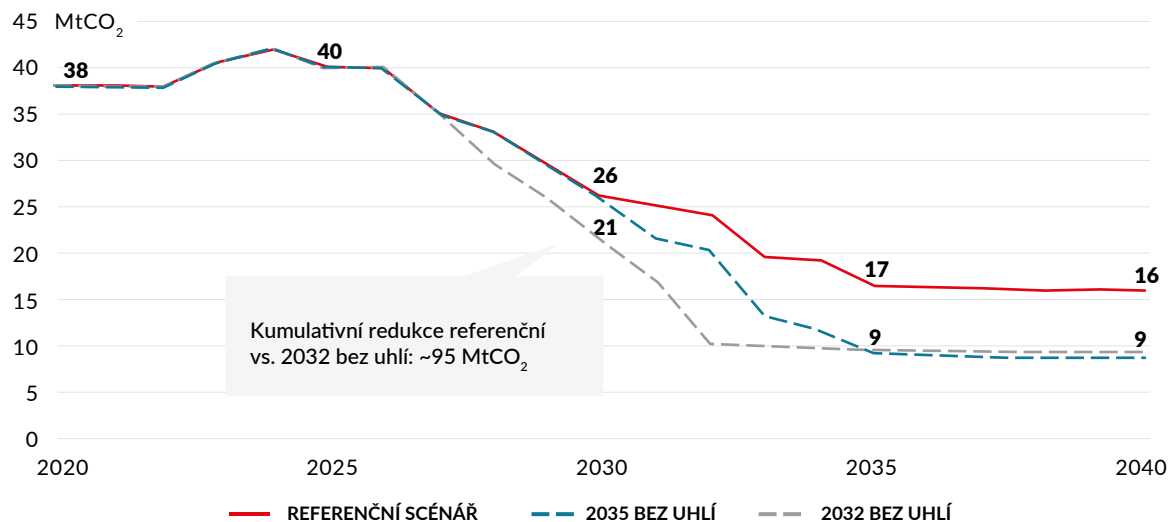


Zdroje: Aurora Energy Research, European Commission & Joint Research Centre (2019).

Emise CO₂

Pokud by Česká republika do roku 2032 odstavila hnědouhelné elektrárny, snížilo by to emise CO₂ z energetiky z 38 milionů tun v roce 2020 na 21 milionů tun v roce 2030 a pouze 10 milionů tun v roce 2032. Ve srovnání s referenčním scénářem by to znamenalo kumulativní snížení emisí CO₂ do roku 2040 o přibližně 95 milionů tun.

Obrázek 5: Celkové emise CO₂ z energetiky v České republice



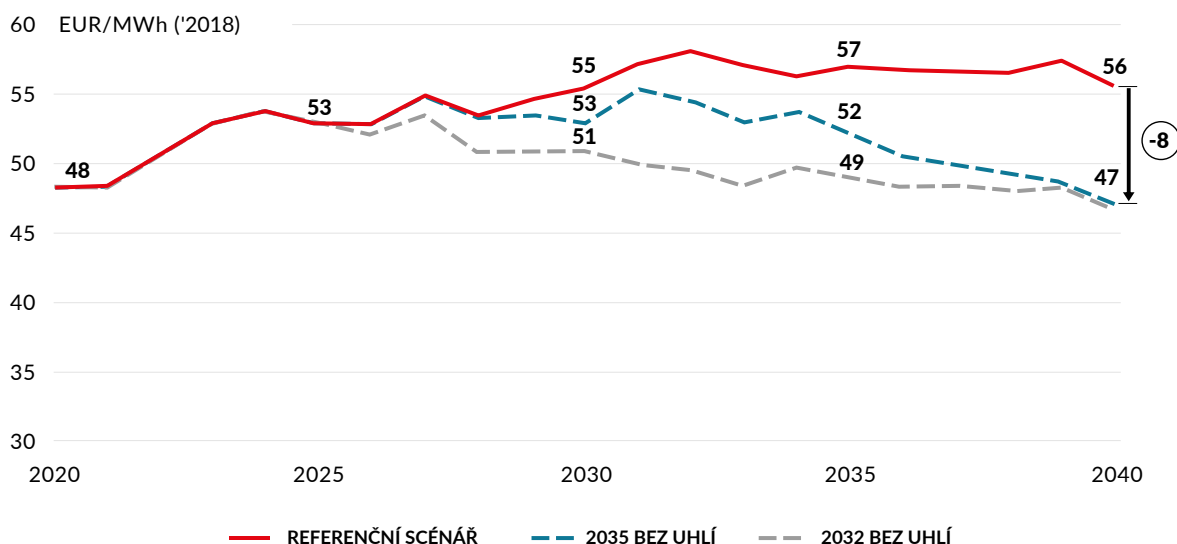
Zdroje: Aurora Energy Research.

Velkoobchodní cena elektřiny

10

Zrychlené odstavování uhelných elektráren má pozitivní dopad na velkoobchodní ceny elektřiny pro spotřebitele. Jelikož se očekává, že průměrné roční velkoobchodní ceny elektřiny v referenčním scénáři vzrostou do roku 2030 až na 55 EUR/MWh, zatímco v případě scénářů s odstavováním dosáhnou v roce 2030 pouze 53 EUR/MWh, respektive 51 EUR/MWh. Tento efekt je do značné míry dán nízkými mezními náklady výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů, zatímco uhelné elektrárny opouštějí trh.

Obrázek 6: Velkoobchodní cena elektřiny (Base Load) v České republice

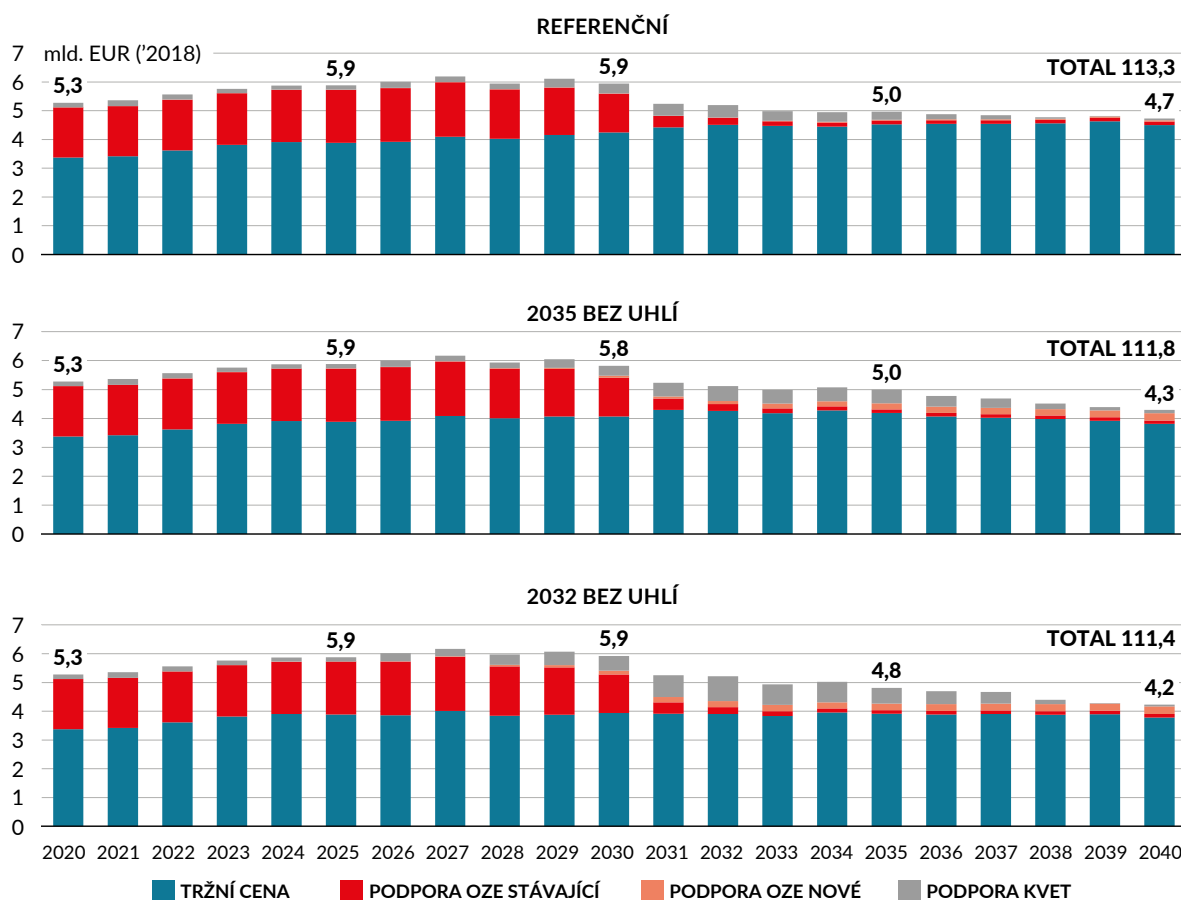


Zdroj: Aurora Energy Research,

Systémové náklady

Přestože jsou ve scénářích zrychleného odstavení zapotřebí vyšší objemy finanční podpory pro obnovitelné zdroje a instalace KVET, celkové systémové náklady jsou v těchto scénářích o 1,5 miliardy EUR (2035) resp. o 1,9 miliardy EUR (2032) nižší než v referenčním případě. Hlavním důvodem je pokračující pokles technologických nákladů na větrné a solární elektrárny. To znamená, že úspory emisí dosažené odstavením hnědouhelných elektráren mohou být realizovány při záporných systémových nákladech, pokud bude vláda provádět dlouhodobou strategii postupného odstavení a nahradí hnědé uhlí obnovitelnými zdroji.

Obrázek 7: Systémové náklady elektroenergetiky v České republice



Zdroj: Aurora Energy Research.

Českou elektroenergetiku lze provozovat bezpečně i v případě, že hnědouhelné elektrárny budou odstaveny k roku 2032.

Většina českých uhelných elektráren doslouží v příštích dvou desetiletích. Otázky bezpečnosti dodávek a přiměřenosti systému je z tohoto důvodu nutno řešit v každém případě. Předkládaná analýza naznačuje, že pokud budou alternativy realizovány v dostatečném předstihu, mohou být stávající hnědouhelné elektrárny odstaveny již k roku 2032, aniž by byla ohrožena bezpečnost dodávek elektřiny.

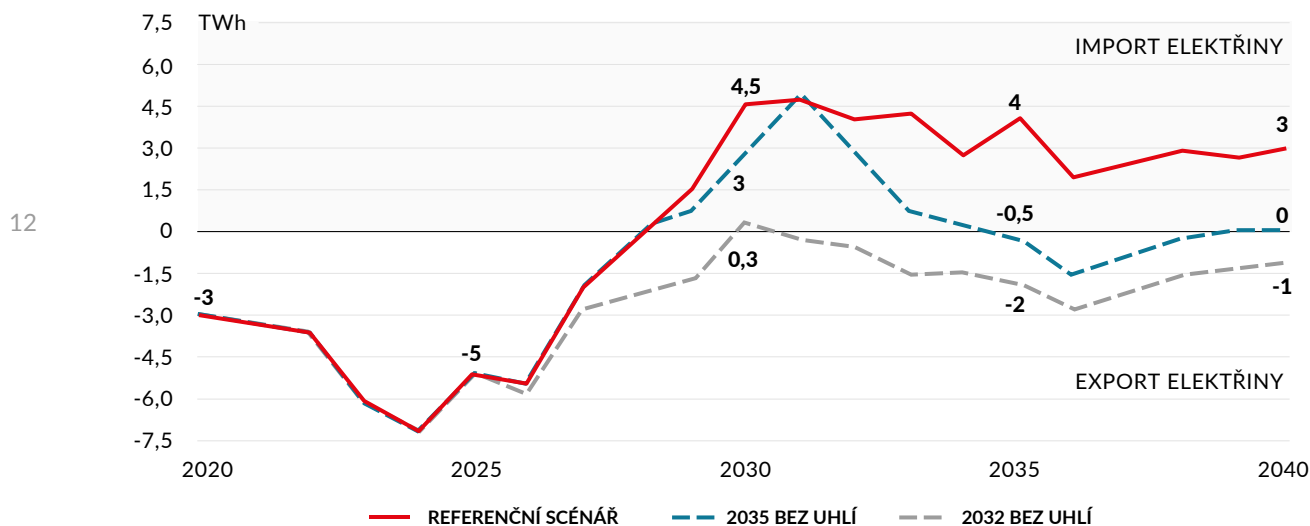
V České republice to znamená, že kromě výrazného nárůstu obnovitelných zdrojů, který by kompenzoval snížení výroby hnědouhelných elektráren, je zapotřebí dodatečný rezervní výkon k zajištění přiměřenosti systému. Potřebný dodatečný výkon plynových elektráren mezi roky 2019 (1,9 GW) a 2030 se pohybuje mezi 2,1 GW (referenční scénář) až 3,1 GW (scénář odstavení k roku 2032).

Ve všech scénářích jsou tyto dodatečné plynové zdroje hlavně KVET, které nahrazují odstavované uhelné teplárny. Na rozdíl od ostatních zemí zůstává v České republice pouze omezená potřeba nových špičkových plynových zdrojů (OCGT), protože přiměřenost systému je již zajištěna existujícími zdroji, za přispění pružnosti na straně poptávky, akumulace a přeshraničních propojení.

Na druhou stranu: potřeba plynových zdrojů řízených požadavky na dodávku tepla by mohla být podstatně snížena, pokud by se snížila maximální poptávka po teple v systémech dálkového vytápění v důsledku opatření na zvýšení účinnosti, flexibilnějšího provozu a přímého využívání obnovitelných zdrojů tepla (tepelná čerpadla, solární termální kolektory atd.). Takové předpoklady však nebyly součástí prezentovaného modelování. Perspektivně lze nové plynové zdroje provozovat se zeleným vodíkem, což by umožnilo úplnou dekarbonizaci odvětví energetiky a vytápění v České republice.

Pokud jde o import elektřiny, vidíme, že dřívější odstavování hnědého uhlí a zvýšené nasazení obnovitelných zdrojů vede k poklesu importu elektřiny. Tento vývoj je způsoben zejména nízkými mezními náklady obnovitelných zdrojů a v důsledku nižšími velkoobchodními cenami, což snižuje dovoz ze sousedních zemí, zejména z Německa.

Obrázek 8: Čistý import elektřiny do České republiky



Zdroj: Aurora Energy Research.

3. Návrh scénářů, model a předpoklady

3.1. Návrh scénářů

Pro každou zemi analyzujeme v této studii tři scénáře: referenční scénář, který je založen víceméně na současných vládních politikách v kombinaci s ekonomickou simulací investičních rozhodnutí, a dva scénáře rychlejšího odstavování hnědého uhlí s ukončením jeho využívání v roce 2035, respektive 2032. Tato kapitola podrobněji vysvětluje nastavení scénářů.

Referenční scénář. V referenčním scénáři je vývoj energetické soustavy v každé příslušné zemi založen na vyhlášených politikách týkajících se uhlí nebo obnovitelných zdrojů a na ekonomice trhu.



Německo. Hnědouhelné i černouhelné elektrárny v Německu jsou odstavovány podle plánu navrženého Komisí pro růst, stabilitu a zaměstnanost („Uhelná komise“) na začátku roku 2019. Dále zahrnujeme vládní cíl 65 % OZE do roku 2030, který byl podpořen i Uhelnou komisí. V dalších letech se díky pokračující politické podpoře podíl obnovitelných zdrojů energie v elektroenergetickém sektoru dále zvyšuje až na 80 % v roce 2040.



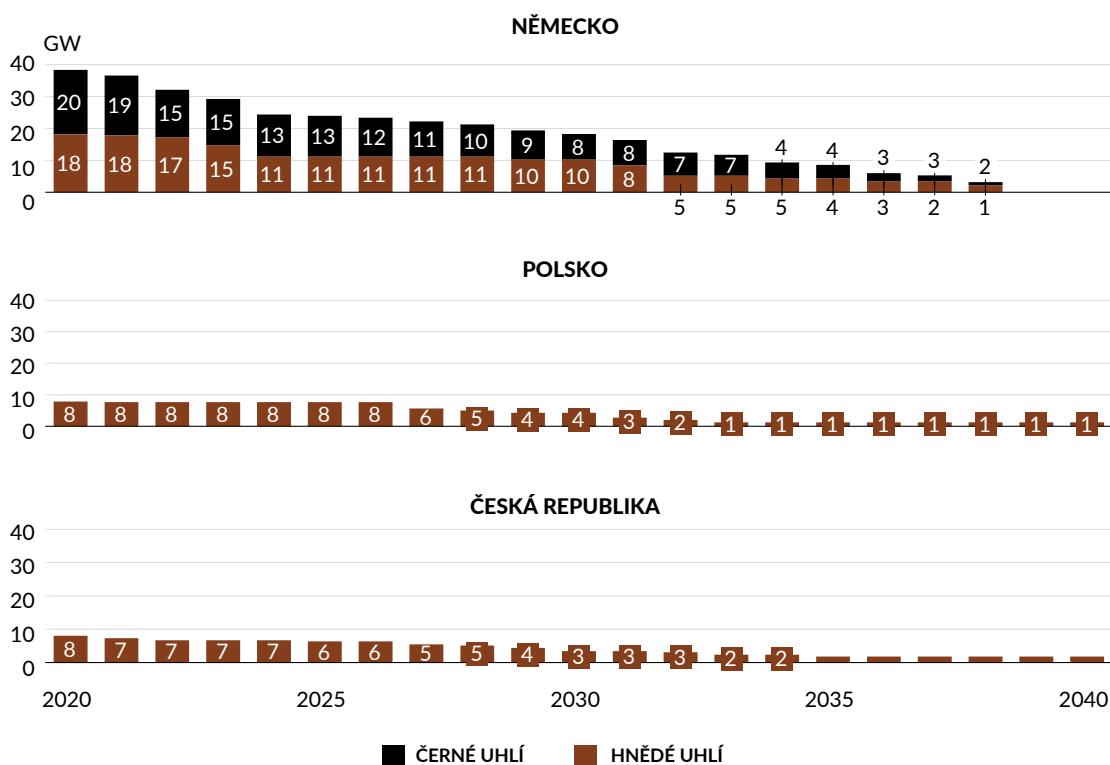
Polsko. Referenční scénář pro Polsko je částečně založen na návrhu Energetické politiky Polska do roku 2040 (PEP 2040), který byl zveřejněn na konci roku 2018, ale výrazněji se řídí pravděpodobným ekonomickým vývojem systému. Návrh PEP 2040 nastiňuje cestu, kterou polské ministerstvo energetiky očekávalo, že se polská elektroenergetika bude ubírat, a stanovuje dlouhodobé projekce výrobních kapacit v energetice. Na rozdíl od návrhu PEP nezahrnujeme do naší předpovědi jadernou energii (z technologických a ekonomických důvodů uvedených níže) a naopak uvažujeme rozhodování o nových investicích na ekonomickém základě jak pro konvenční, tak i pro obnovitelné zdroje. Aktualizovaný návrh PEP z listopadu 2019 mimo jiné plánuje otevření dvou nových hnědouhelných dolů. Odklááme se od této představy, protože nevěříme, že by otevírání nových dolů bylo ekonomicky nebo politicky průchodné.



Česká republika. V České republice jsou podkladem pro očekávaný rozvoj výrobních kapacit jednak Národní energetický a klimatický plán (NECP) a jednak zveřejněné plány ČEZ, největšího provozovatele hnědouhelných elektráren. Podle autorů této studie však NECP předjímá nerealisticky konzervativní předpoklady, co se týče rozvoje obnovitelných zdrojů s výrobou závislou na počasí, pro které proto uvažujeme ambicióznější projekce, které jsme potvrdili v konzultacích s účastníky trhu.

Výstavba nedotovaných obnovitelných zdrojů, zdrojů tepla a flexibilních kogeneračních jednotek je ve všech zemích založena na ekonomickém rozhodnutí učiněném na základě NPV (Net Present Value), pokud to diskontované budoucí tržní výnosy umožňují.

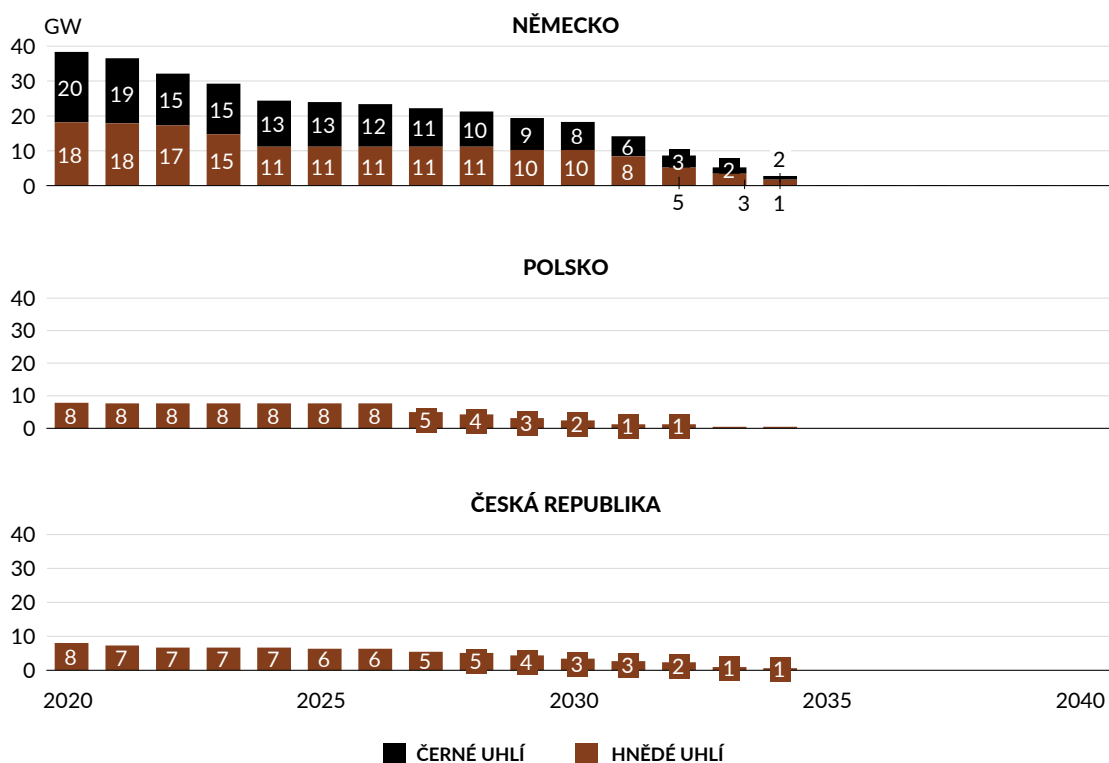
Obrázek 9: Vývoj instalovaného výkonu uhelných elektráren v cílových zemích v rámci referenčního scénáře



Zdroj: Aurora Energy Research.

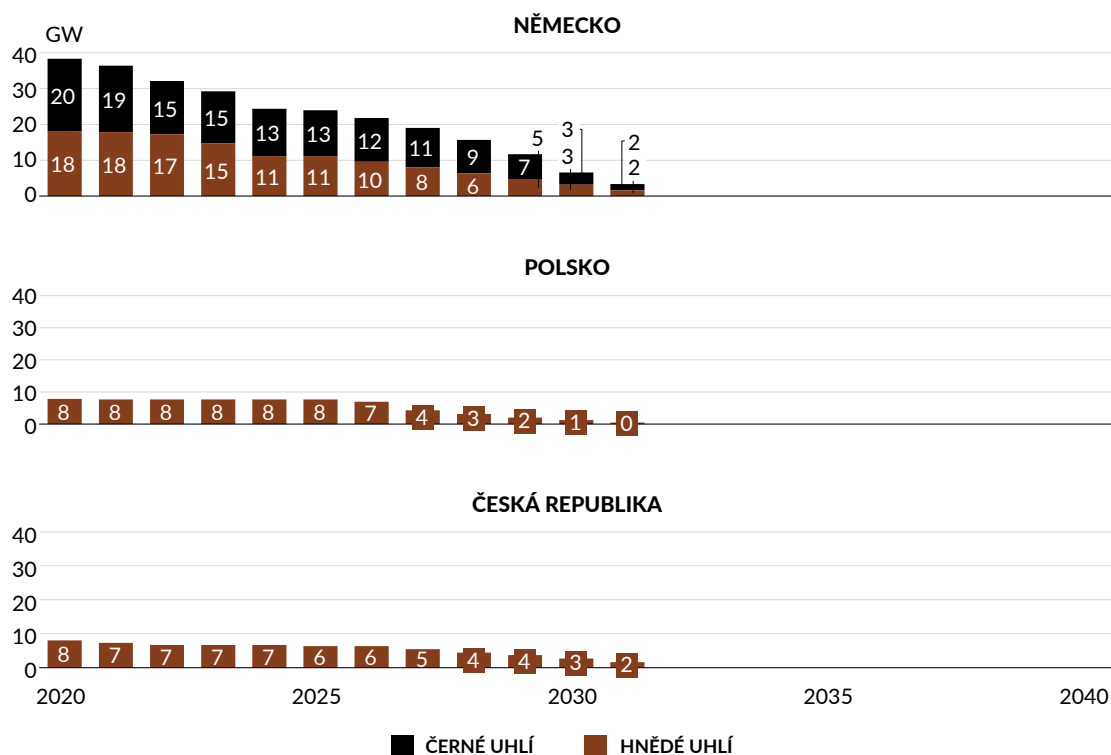
Scénář 2035 bez hnědého uhlí. Ve scénáři 2035 bez hnědého uhlí se předpokládá, že hnědouhelné elektrárny ve všech uvažovaných státech budou odstaveny do roku 2035. Rozdíl ve výrobě energie ve srovnání s referenčním scénářem je zcela nahrazen obnovitelnými zdroji za předpokladu, že 50 % pokryjí větrné elektrárny na pevnině a 50 % solární energie. Pro Německo se s ohledem na stávající plány na odstavování uhelných elektráren předpokládá, že i černé uhlí bude odstaveno na bližším konci časového rámce 2035–2038 navrženého Uhelnou komisí. Odstavování černého uhlí v Polsku a České republice předpokládá stejnou ekonomicky řízenou trajektorii jako v referenčním scénáři..

Obrázek 10: Vývoj instalovaného výkonu uhelných elektráren v cílových zemích v rámci scénáře 2035 bez hnědého uhlí



Scénář 2032 bez hnědého uhlí. Ve scénáři 2032 bez hnědého uhlí se tempo odstavování uhelných elektráren dále urychluje. Do konce roku 2032 se předpokládá odstavení všech elektráren spalujících hnědé uhlí v Německu, Polsku i České republice. Podobně jako v případě scénáře k roku 2035 bude rozdíl ve výrobě energie zcela nahrazen obnovitelnými zdroji za předpokladu 50 % větrné elektrárny na pevnině a 50 % solární energie. Paralelně se zrychleným odstavováním kapacit hnědého uhlí budou v Německu odstavovány zrychleně do roku 2032 rovněž černouhelné elektrárny. Odstavování černouhelných kapacit v Polsku a v České republice zůstává stejné jako v referenčním scénáři.

Obrázek 11: Vývoj instalovaného výkonu uhelných elektráren v cílových zemích v rámci scénáře 2032 bez hnědého uhlí



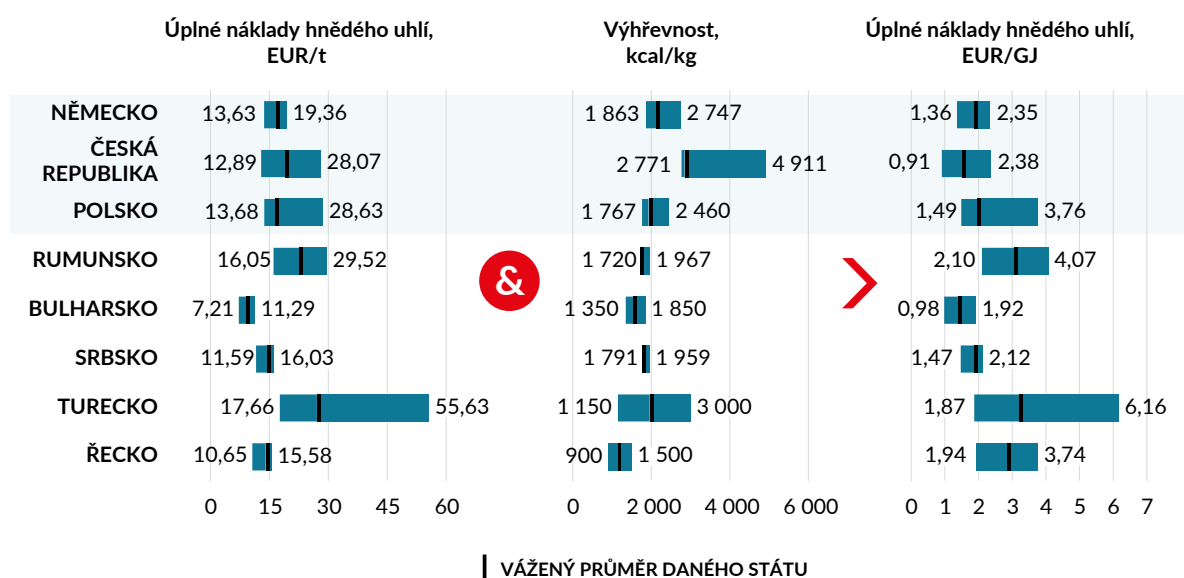
3.2. Společné předpoklady

3.2.1. Ceny komodit

Zde uvedené cenové trajektorie představují dlouhodobé trendy. Vždy jsou však možné krátkodobé výkyvy reagující např. na environmentální nebo politické události.

Ceny hnědého uhlí. Pro účely modelování předpokládáme u hnědého uhlí konstantní variabilní palivové náklady ve výši 6,34 EUR/MWh_{th}. Jde o průměrnou hodnotu zohledňující nadbytek hnědouhelných rezerv a relativně malý vliv palivových nákladů na cenu vyrobené elektřiny.

Obrázek 12. Ceny hnědého uhlí ve vybraných evropských zemích

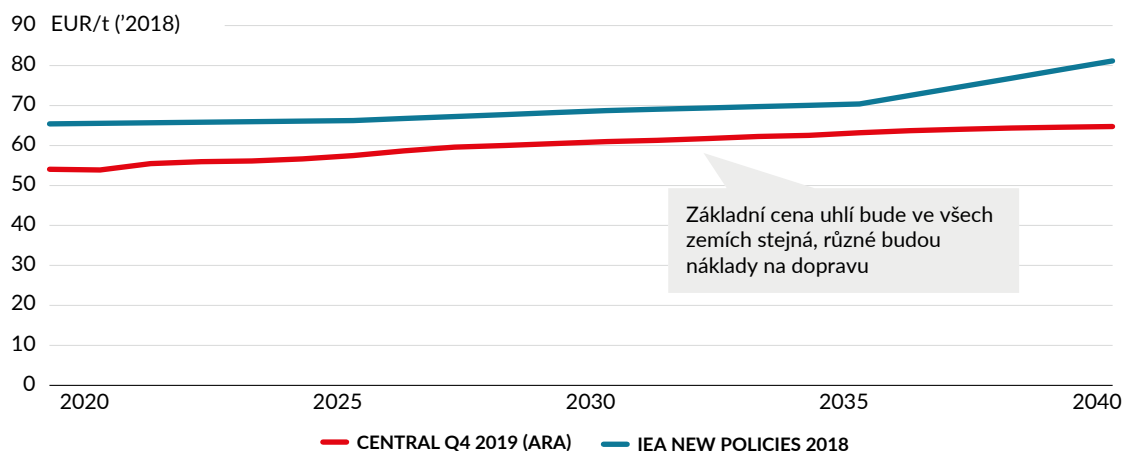


Zdroje: Euracoal, IEA, Eurostat, výroční zprávy, Debriv, Statistical Office of Serbia, Turkish Statistical Institute, Niemann-Delius et al, Achlada, M.E.T.E, PPC, Booz & Company.

Ceny hnědého uhlí se mezi regiony a dokonce i mezi jednotlivými doly liší, což je důsledkem velkých rozdílů jednak ve výhřevnosti a jednak v nákladech na těžbu, viz obrázek 4. V evropském srovnání patří ve všech třech zemích ceny uhlí za tunu spíše k vyšším.³ Zároveň však vesměs vykazují nadprůměrnou výhřevnost. Celkové náklady (zahrnující náklady na těžbu, amortizaci a kapitálové náklady) na GJ energie se pohybují mezi 0,91 EUR a 3,76 EUR (nebo 3,28 EUR/MWh_{th} až 13,54 EUR/MWh_{th}). Vzhledem k tomu, že vážený průměr celkových nákladů je ve všech třech zemích na srovnatelné úrovni, uvažujeme v modelu jednotné ceny hnědého uhlí.

Ceny černého uhlí. Předpokládá se, že ceny ARA uhlí (bez nákladů na dopravu) klesnou v roce 2020 na 54 EUR/t, následně vzrostou na 61 EUR/t v roce 2030 a 65 EUR/t v roce 2040, viz obrázek 5. Očekáváme, že cena, za kterou budou černé uhlí prodávat domácí výrobci na národních trzích, je stejná, jako cena ARA uhlí plus náklady na dopravu do příslušné země.

Obrázek 13: Průměrné roční ceny černého uhlí v ARA do roku 2040 bez nákladů na dopravu



Zdroj: Aurora Energy Research, IEA World Energy Outlook, 2018. Poznámka: Cena černého uhlí se vztahuje na cenu uhlí v Amsterdamu, Rotterdamu a Antverpách. Pro roky 2018–2024 zohledňují ceny s klesající vahou aktuální ceny futures kontraktů pro sledované roky.

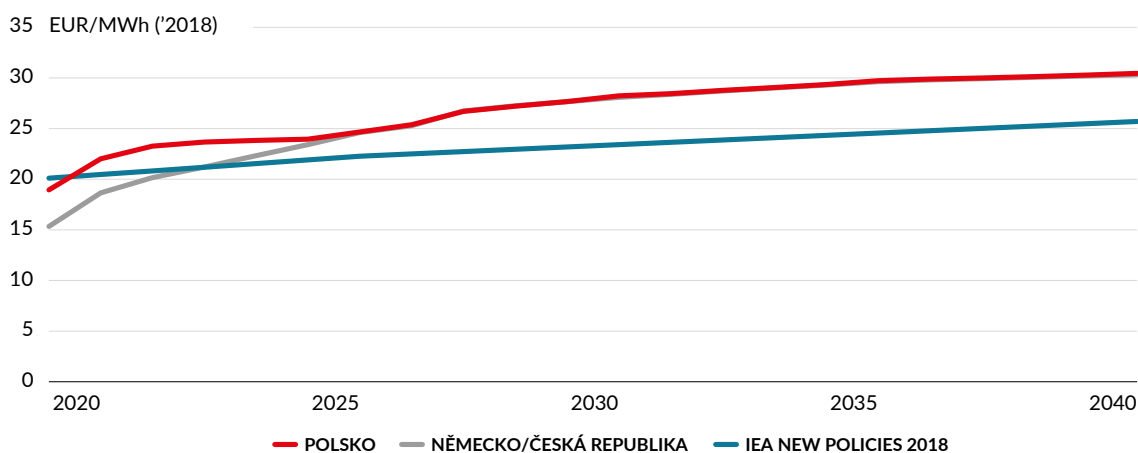
Trajektorie cen odráží pokles spotřeby černého uhlí ve většině regionů s výjimkou Afriky a Asie. Na globálním trhu s černým uhlím je růst produkce i spotřeby tažen primárně Indií. Rovněž v Africe se předpokládá, že spotřeba poroste v celém časovém horizontu. Naproti tomu mnohé vyspělé země, jako například Austrálie, Nový Zéland, Velká Británie, Francie a Německo, mají za cíl postupné ukončení výroby elektřiny z uhlí a snížení jeho úlohy v průmyslu. To povede ke snížení spotřeby energetického i koksovateľného uhlí, čímž se částečně zmírní růst cen. Pokud jde o nabídku, očekává se, že čínská produkce poklesne v důsledku škrťů na straně těžby. Současně se očekává, že produkce uhlí v USA a Rusku bude klesat v důsledku rostoucích nákladů na těžbu, které snižují konkurenceschopnost exportu.

17

Tyto faktory jsou brány v úvahu i v jiných prognózách cen černého uhlí, například podle IEA. Ve srovnání s jejich scénářem nových politik (NPS – New Policies Scenario) očekáváme rychlejší přechod z uhlí na zemní plyn, což povede k nižší poptávce a tedy nižším cenám než v NPS.

Ceny zemního plynu. Očekává se, že v roce 2020 bude cena zemního plynu v České republice a Německu na úrovni 19 EUR/MWh ve srovnání s 22 EUR/MWh v Polsku, viz obrázek 6.

Obrázek 14: Prognóza ceny zemního plynu



Zdroj: Aurora Energy Research, TGE.

Bez ohledu na tento rozdíl se počátek 20. let 21. století vyznačuje převisem nabídky zemního plynu na trhu, která sráží jeho cenu. Do značné míry je to způsobeno zprovozněním nových terminálů na zkapalněný zemní plyn (LNG), volnou těžební kapacitou v Rusku a relativně teplejší zimou v Evropě a Asii. Očekává se, že do poloviny 20. let se ceny zemního plynu v Německu, České republice a Polsku přiblíží 25 EUR/MWh. Očekáváme, že se ceny plynu v Polsku, České republice a Německu sjednotí v návaznosti na zprovoznění baltského plynovodu a lepší integrací evropských trhů s plynem.

Ve sledovaném období se očekává, že ceny plynu porostou a v roce 2030 dosáhnou 30 EUR/MWh (dlouhodobé náklady na dodávku LNG). Lokální těžba zemního plynu v Evropě se bude snižovat a bude nahrazována dovozem prostřednictvím plynovodu z Ruska a Norska a LNG terminálů.

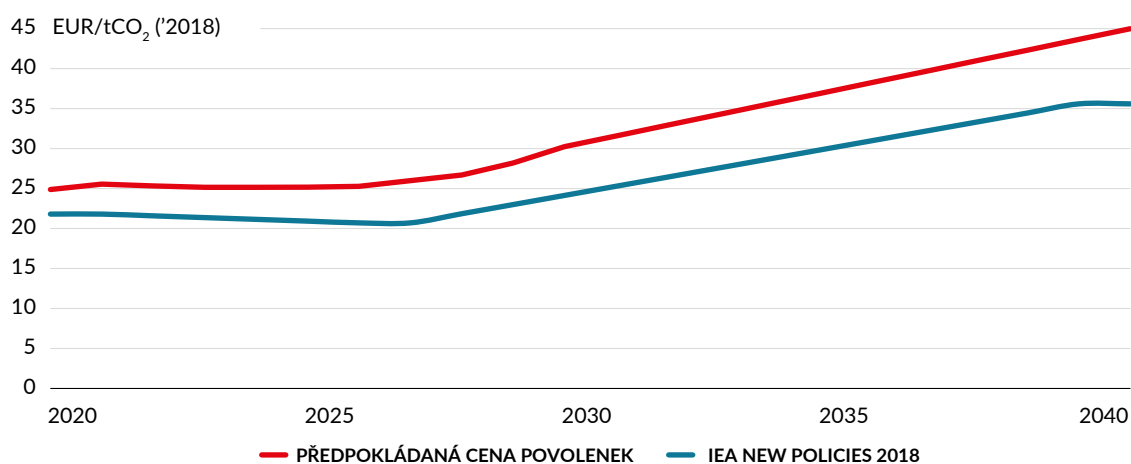
Trajektorie cen prezentovaná v obrázku 6 odráží nárůst poptávky po zemním plynem v Asii, což má za následek celosvětový růst cen zemního plynu. Tento trend je dále posilován globálním růstem cen ropy, který zvýší náklady v dodavatelském řetězci ropy a zemního plynu. Očekává se, že uvedené vlivy změní strukturu nákladů plynárenského průmyslu a ve střednědobém až dlouhodobém horizontu zvýší cenu zemního plynu. Cena zemního plynu v Evropě bude na konci sledovaného časového horizontu stále více stanovována americkým LNG, což povede k tomu, že ceny zemního plynu v severozápadní Evropě se budou sblížovat s cenami v Asii. Ve srovnání s IEA očekáváme výraznější přechod z uhlí na zemní plyn, což má za následek vyšší poptávku po plynu. Naše projekce cen je proto vyšší než cena v NPS podle IEA.

Ceny uhlíku. Předpokládá se, že ceny emisních povolenek (EUA) vzrostou z 26 EUR/tCO₂ v roce 2020, na 32 EUR/tCO₂ v roce 2030 a 45 EUR/tCO₂ v roce 2040. Strmější nárůst cen na konci 20. let je reakcí trhu na plánované zpřísnění pravidel systému EU ETS ve fázi V, která začíná rokem 2031.

Trajektorie cen emisních povolenek uvedená na obrázku 7 odráží stávající cíl EU dosáhnout 40% snížení celkových emisí do roku 2030 (ve srovnání s úrovní v roce 1990) a 43% snížení emisí v odvětvích, na něž se vztahuje EU ETS (ve srovnání s rokem 2005). Zvýšení cílů na 50 nebo 55%, jak plánuje současná Evropská komise, které by mohlo vést k výrazně vyšším cenám povolenek, se do této cenové prognózy ještě nepromítlo. Oproti scénáři NPS IEA jsou ceny emisních povolenek vyšší. Scénář IEA začíná v nižším bodě, protože jeho prognóza na rok 2018 nezohledňuje aktuální růst cen.

Pro lepší porovnatelnost scénářů předpokládáme, že ceny uhlíku napříč scénáři zůstanou stejné, ačkoli odstavování uhlí ve všech třech scénářích by mohlo vést k uvolnění emisních povolenek. Předpokládáme proto, že odpovídající množství uvolněných povolenek bude staženo z trhu, což zaručí stejné ceny uhlíku mezi scénáři. Vyžadovalo by to, aby vláda každého uvažovaného státu vypočítala emise ušetřené odstavováním uhlí, včetně interakcí s jinými tepelnými elektrárnami (např. plynovými, které poběží více) a dalšími trhy s energií (např. země importuje více elektřiny v určitých hodinách) a vyřadila odpovídající množství povolenek.

Obrázek 15: Průměrná roční cena povolenek na emise CO₂ (EUA)



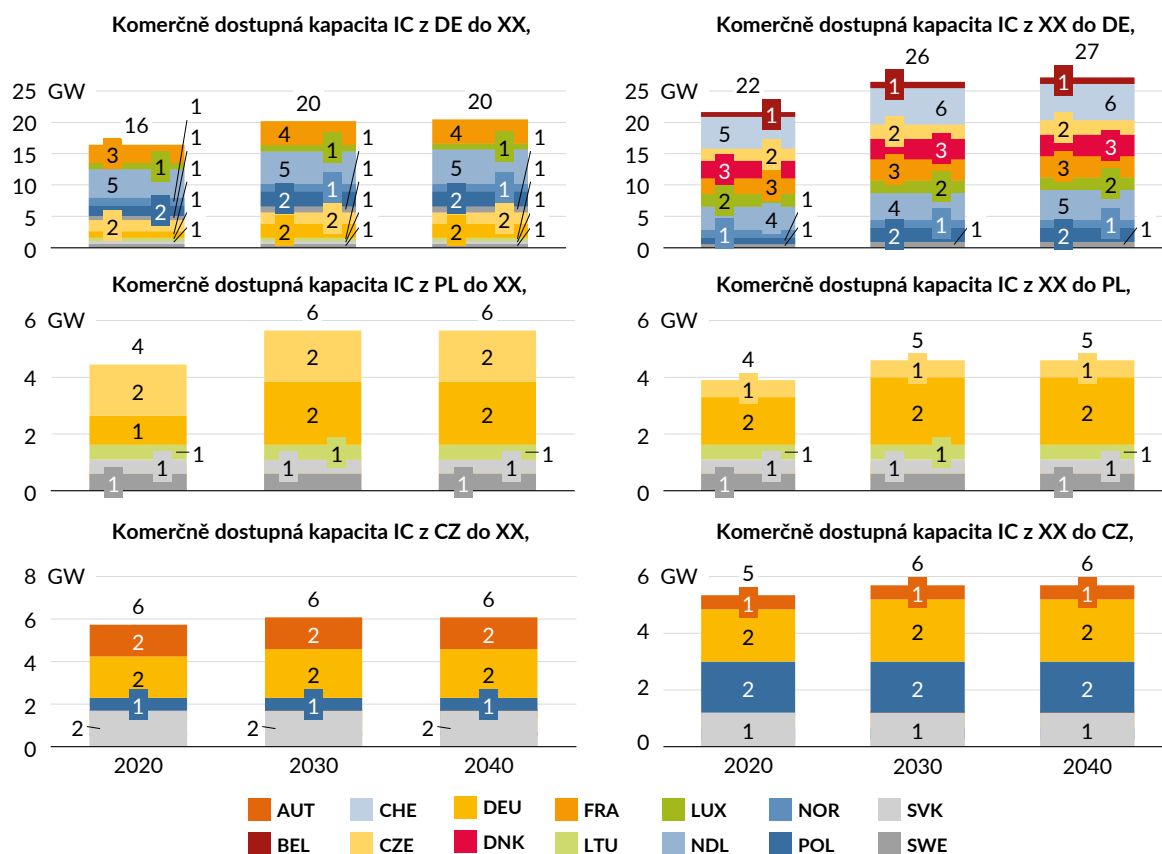
Zdroj: Aurora Energy Research, IEA, World Energy Outlook 2018.

3.2.2. Propojovací kapacity přeshraničních vedení

Propojování energetických soustav mezi státy EU je ústředním tématem energetické politiky EU s cílem umožnit lepší integraci trhu s energií. Pro tuto studii předpokládáme, že základem budoucí maximální dostupné propojovací kapacity v každé zemi je ekvivalent průměru příslušných v minulosti dražených měsíčních kapacit. Základní hodnota je lineárně navyšována tak, že na počátku 20. let dosáhne maximální měsíční historické hodnoty. Kromě toho jsou nové kapacity odpovídající projektům uvedeným v desetiletém plánu rozvoje sítě ENTSO-E (TYNDP) podhodnoceny, čímž se zohlednění pravděpodobnost jejich realizace, a následně připočteny k základní hodnotě. Předpokládané dostupné propojovací kapacity mezi Německem, Polskem, Českou republikou a jejich sousedními státy jsou uvedeny na následujícím obrázku.

Vzhledem k nejistotě ohledně jejich provádění na vnitrostátní úrovni tyto projekce ještě nezahrnují cíl 70% dostupnosti propojovacích kapacit stanovený v rámci balíčku pro čistou energii⁴. Případná implementace tohoto cíle by měla tendenci usnadňovat odstavování uhelných elektráren a systémovou integraci obnovitelných zdrojů, což by z této studie vytvořilo konzervativní odhad dopadu odstavování hnědého uhlí na elektroenergetiku.

Obrázek 16: Propojovací kapacity Polska, Německa a České republiky

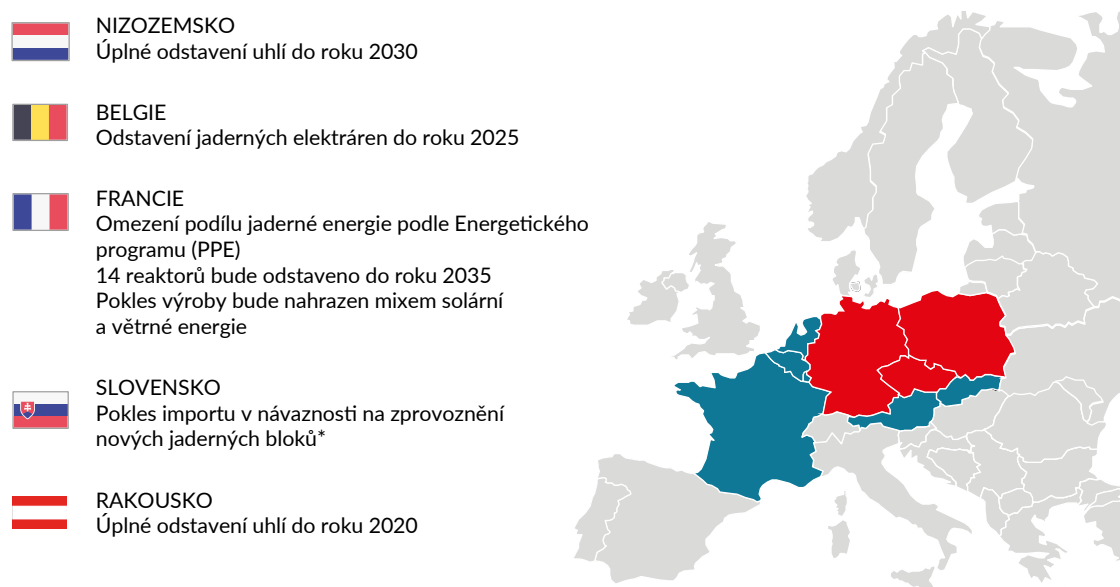


Zdroj: ENTSO-E, Aurora Energy Research.

3.2.3. Evropský energetický trh

Protože politiky v dalších sousedních evropských zemích mají dopad na energetické trhy v Německu, Polsku a České republice, reagujeme na nedávný politický vývoj v Nizozemsku, Belgii, Francii, na Slovensku a v Rakousku, viz obrázek 9.

Obrázek 17: Doplnující vstupní předpoklady v klíčových sousedních zemích



20

Zdroj: Aurora Energy Research. *Předpokládá se, že v roce 2021 budou zprovozněny bloky 3 a 4 v Mochovcích (942 MW) a nebudou budovány žádné další.

Na základě stávající legislativy se očekává, že v Nizozemsku, Belgii a Francii budou odstaveny konvenční elektrárny s nízkými mezními náklady, naopak Slovensko plánuje tyto kapacity zvýšit přidáním nových jaderných bloků. Předpokládá se, že při uvedení bloků Mochovce 3 a 4 do provozu v roce 2021 se do slovenské energetické soustavy přidá kapacita 942 MW, čímž se sníží objem importu. Naproti tomu Francie i Belgie plánují výrobu v jaderných elektrárnách snižovat. Podle Energetického programu (PPE) se ve Francii do roku 2035 očekává uzavření celkem 14 reaktorů. Předpokládá se, že propad ve výrobě bude pokryt kombinací větrné a solární energie. Dále se předpokládá, že Belgie odstaví všechny jaderné bloky do roku 2025, do roku 2030 dojde k odstavení uhelných elektráren v Nizozemsku a již v roce 2020 v Rakousku.

3.2.4. Přiměřenost výroby

V modelových scénářích se v žádné ze zemí v rámci studie nevyskytuje nepokrytá poptávka, protože jsou vybudovány dostatečné kapacity pro její pokrytí. Jde přitom spíše o výsledek modelu než předpoklad. Modelování je provedeno pro rok 2013 jako reprezentativní rok z hlediska počasí a poptávky. Model rovněž nestanovuje minimální požadavky na podpůrné služby, které zajišťují vyrovnaní nabídky a poptávky, protože očekáváme, že podpůrné služby mohou být ve stále větší míře pokryty nekonvenčními způsoby, např. pomocí baterií nebo obnovitelných zdrojů.

Sofistikovanější analýza aspektů bezpečnosti dodávek by se opírala o odhad nepokrytí očekávané poptávky (LOLE – Loss of Load Expectation). Výsledkem pravděpodobnostního modelování by byl počet hodin v daném roce, pro které by dostupná výrobní kapacita nebyla dostatečná k uspokojení poptávky, a odpovídající velikost chybějícího výkonu. Analýzu by bylo nutno provádět na podkladě většího počtu klimatických roků v kombinaci s různými roky poptávky a náhodnými výpadky elektráren. I když jsou takové simulace nad rámec této konkrétní studie, mohly by být provedeny v případné navazující práci.

3.3. Předpoklady specifické pro jednotlivé země

3.3.1. Německo

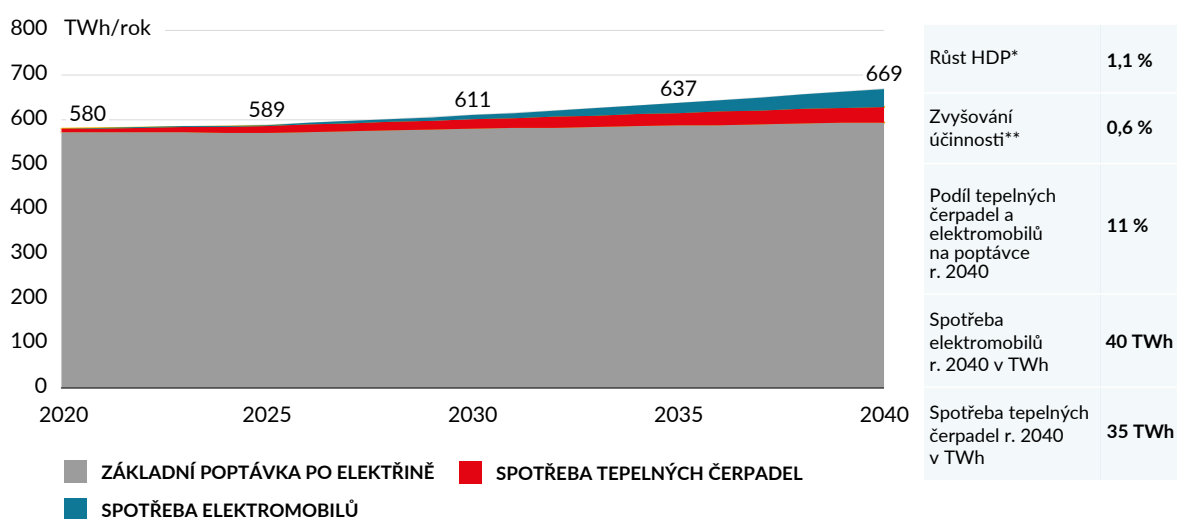
Všeobecná regulace. V Německu předpokládáme odstavování uhelných elektráren v souladu s návrhem zveřejněným Uhelnou komisí začátkem roku 2018. Očekává se tedy, že všechny uhelné elektrárny budou odstaveny do konce roku 2038. Paralelně se ve všech scénářích předpokládá, že kapacity OZE se budou rozvíjet tak, že Německo splní svůj cíl 65 % OZE do roku 2030 a 80 % do roku 2040.

Poptávka. Aurora používá svůj vlastní model spotřeby, který zohledňuje spotřebu elektřiny jak v domácnostech, tak v sektorech průmyslu a služeb. Model zahrnuje dva hlavní vlivy, od nichž se odvíjí poptávka ve všech sektorech – růst HDP a zlepšování energetické účinnosti.

Základní spotřeba elektřiny v Německu zahrnuje spotřebu domácností, průmyslu a služeb. Celková čistá spotřeba elektřiny se získá přičtením spotřeby tepelných čerpadel a elektromobilů.

Pro tuto studii se předpokládá, že v roce 2020 bude celková čistá spotřeba elektřiny v Německu 580 TWh, viz obrázek 10. V souvislosti s elektrifikací vytápění a dopravy se očekává, že do roku 2040 tepelná čerpadla přispějí 35 TWh a elektromobily 40 TWh k celkové čisté spotřebě, která přitom dosáhne 669 TWh. V uvedeném období předpokládáme průběžné zvyšování účinnosti. Předpokládáme, že spotřeba energie potřebná k vytvoření jednotky HDP se meziročně snižuje o 0,6 %. Těmto předpokladům odpovídá zvýšení špičkové spotřeby z cca. 80 GW v roce 2020 na přibližně 115 GW v roce 2040.

Obrázek 18: Předpokládaná čistá spotřeba elektřiny v Německu do roku 2040



21

Zdroje: Aurora Energy Research, IMF, Oxford Economics. *Průměr ročně, 2019–2040. **Chápáno jako roční pokles energetické náročnosti; vážený průměr napříč všemi sektory.

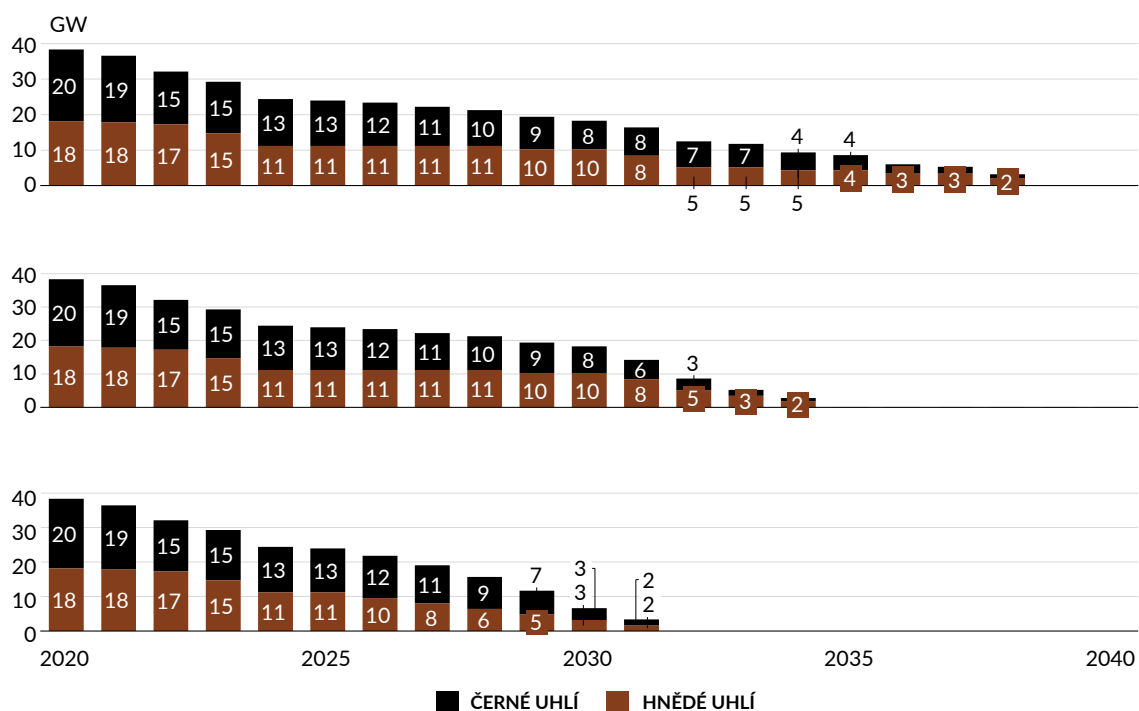
Uhelné elektrárny. Předpokládá se, že odstavování uhelných elektráren v Německu bude probíhat podle harmonogramu, který navrhla Uhelná komise na začátku roku 2018. Podle tohoto návrhu se očekává, že všechny uhelné elektrárny budou odstaveny nejpozději do konce roku 2038. Ke konci roku 2022 klesne instalovaný výkon uhelných elektráren na 30 GW a ke konci roku 2030 na 17 GW. Podrobnosti týkající se útlumu uhlí jsou rozpracovány v Příloze.

Uvedený harmonogram odstavování uhelných elektráren se odráží v referenčním scénáři, který předpokládá, že instalovaný výkon uhelných elektráren klesne z 38 GW v roce 2020 na 30 GW v roce 2023. V roce 2031 bude celkový instalovaný výkon uhelných elektráren 16 GW, z toho 8 GW v hnědém uhlí. Po roce 2038 se předpokládá, že uhlí zcela vymizí z energetického mixu.

Scénář 2035 bez hnědého uhlí modeluje možnost předčasného odstavení navrženou ve zprávě Uhelné komise. Všechny hnědouhelné i černouhelné elektrárny budou v tomto scénáři odstaveny do roku 2035. Do roku 2030 je průběh odstavování stejný jako v referenčním scénáři.

Scénář 2032 bez hnědého uhlí představuje vývoj v případě, že se odstavování uhelných elektráren zkrátí o další tři roky. Uhelne elektrárny budou vytěšněny z energetického mixu do roku 2032. Do roku 2025 se předpokládá stejný vývoj jako v referenčním scénáři.⁵

Obrázek 19: Instalovaný výkon uhelných elektráren v Německu do roku 2040



22

Zdroj: Aurora Energy Research.

Jaderné elektrárny. Předpokládáme, že jaderné elektrárny v Německu budou v souladu s 13. novelou zákona o atomové energii odstaveny v odpovídajících termínech uvedených v zákoně, případně dříve. Harmonogram odstavení je uveden v následující tabulce.

Tabulka 1: Provozované jaderné elektrárny v Německu a plánované termíny jejich uzavření

Elektrárna	Rok uvedení do provozu	Typ reaktoru	Provozovatel	Instalovaný výkon (GW)	Datum uzavření
Grohnde	1985	PWR	RWE	1,36	31. 12. 2021
Gundremmingen C	1984	BWR	RWE	1,28	31. 12. 2021
Brokdorf	1986	PWR	RWE	1,41	31. 12. 2021
Isar 2	1988	PWR	RWE	1,41	31. 12. 2022
Emsland	1988	PWR	RWE	1,33	31. 12. 2022
Neckarwestheim 2	1989	PWR	EnBW	1,31	31. 12. 2022

Zdroj: Aurora Energy Research.

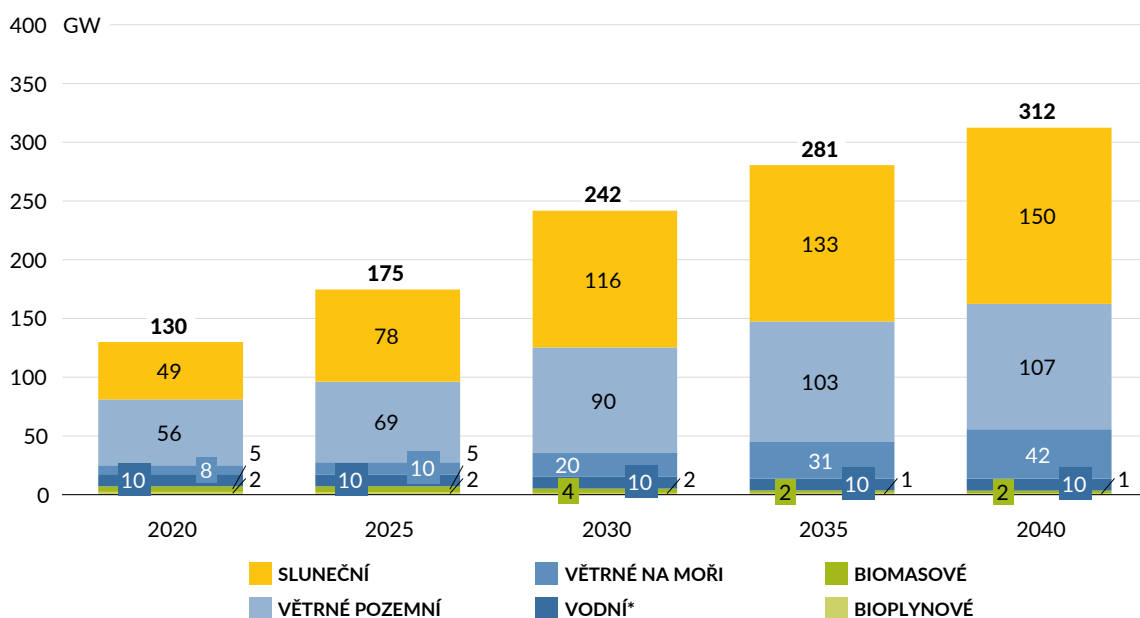
Obnovitelné zdroje energie. Předpokládá se, že obnovitelné zdroje se v Německu budou rozvíjet tak, aby byly naplněny zástavované jedním dolem budou odstaveny společně. Rozložení mezi černým a hnědým uhlím se tedy může mezi scénáři mírně lišit.

vládní cíle v této oblasti. Obnovitelné zdroje mají v roce 2030 pokrývat 65 % hrubé poptávky po elektřině. Do roku 2040 předpokládáme, že podíl OZE dosáhne 80 %.

V obrázku 12 je ukázán předpokládaný vývoj instalovaného výkonu OZE pro naplnění uvedených vládních cílů. Instalovaný výkon větrných elektráren na pevnině se zvýší z 56 GW v roce 2020 na 90 GW v roce 2030 a v roce 2040 dosáhne 107 GW. U větrných parků na moři dojde ke zvýšení z 8 GW v roce 2020 na 20 GW v roce 2030 a v roce 2040 až na 42 GW. Podobně u fotovoltaických elektráren očekáváme růst instalovaného výkonu ze 49 GW v roce 2020 na 116 GW v roce 2030. Do roku 2040 bude v Německu nainstalováno 150 GW fotovoltaických elektráren.

Vzhledem k současným sporům o větrné elektrárny na pevnině očekáváme, že budoucí rozvoj obnovitelných zdrojů energie bude více směřován k větrné energii na moři, kde instalovaný výkon vzroste pětinašobně, a solární energii, jejíž instalovaný výkon se ztrojnásobí. U pozemních větrných elektráren očekáváme pouze zdvojnásobení výkonu. Předpokládá se, že rozvoj obnovitelných zdrojů energie bude podporován finančními programy, aby bylo zajištěno splnění cílů i přes zvyšující se kanibalizaci při vysokých podílech OZE.

Obrázek 20: Instalovaný výkon OZE v Německu do roku 2040



23

Zdroj: Aurora Energy Research

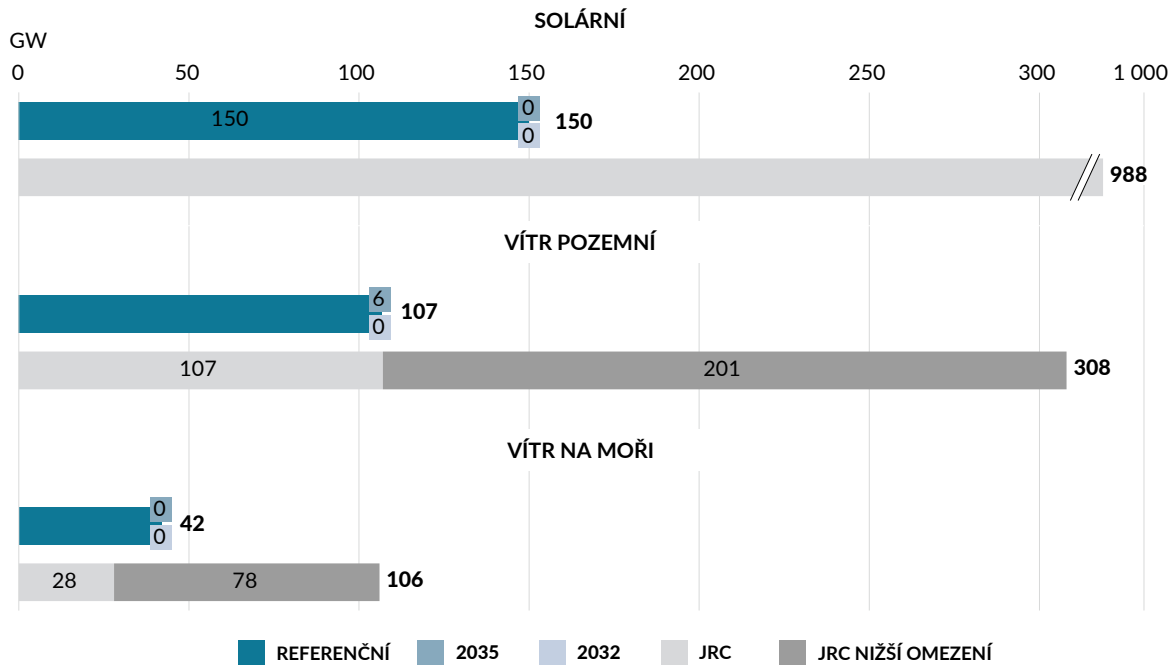
*Vodní zahrnují průtočné, akumulační a přečerpávací.

Předpokládaný rozvoj větrných elektráren je v rámci potenciálu identifikovaného ve zprávě evropského Společného výzkumného centra (JRC) z roku 2019⁶. V případě větru na pevnině tato zpráva identifikuje potenciál pro 107 GW v lepších větrných podmínkách (definovaných ročním využitím výkonu nad 20 %) za referenčních předpokladů, tj. pokud aktuální předpisy o odstupech zůstanou v platnosti, a 308 GW, pokud požadavky na odstup budou zmírněny. Větší požadavky na odstup, které v současné době projednává německá vláda, by mohly dostupný potenciál snížit. Pro větrnou energii na moři je, při nižších prostorových omezeních, ve zprávě identifikován potenciál 106 GW. Pokud jde o solární energii, zpráva JRC⁷ identifikovala potenciál pro instalovaný výkon 988 GW, přičemž počítá se 170 W/m² na 3 % dostupné půdy. Výkony, které uvádíme v našich scénářích, leží výrazně pod tímto limitem. Porovnání mezi rozvojem německých OZE ve scénářích a potenciálem OZE je zobrazeno v obrázku 13.

4 European Commission, Joint Research Centre, 2019a.

7 European Commission & Joint Research Centre, 2019b.

Obrázek 21: Rozvoj OZE v Německu a srovnání s jejich potenciálem



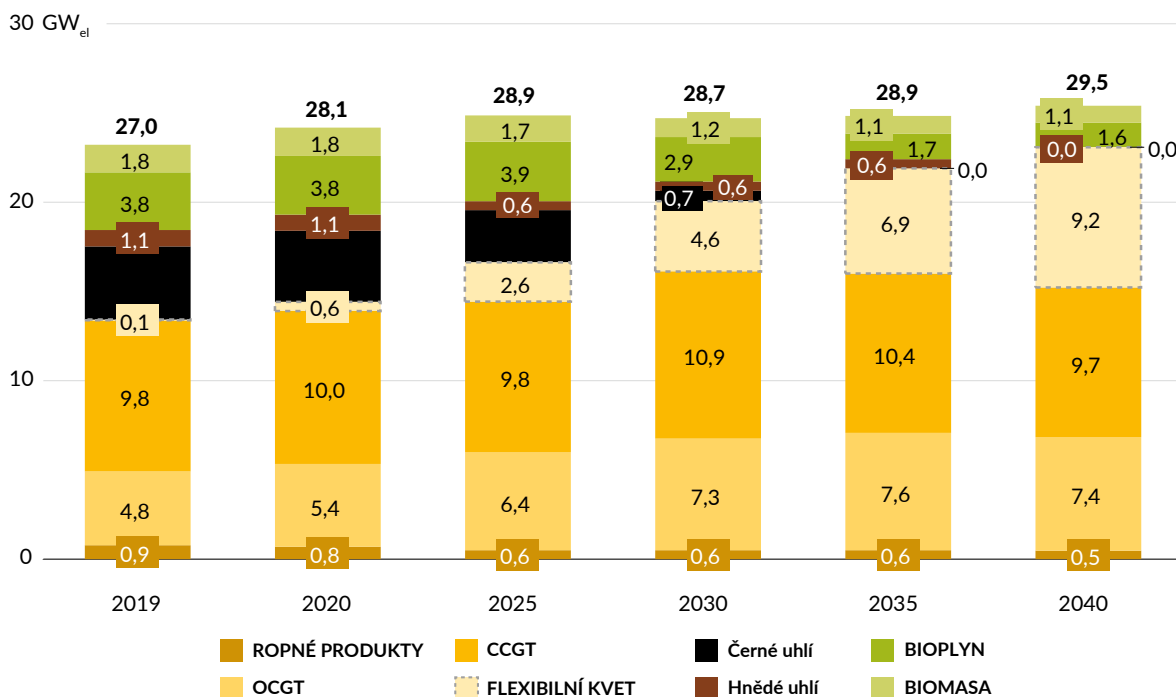
Zdroje: Aurora Energy Research, European Commission & Joint Research Centre (2019).

Výroba tepla. Předpokládáme, že odstavované uhelné teplárny budou nahrazeny kombinací CCGT, OCGT a flexibilních kogeneračních zdrojů, zahrnujících plynové pístové motory, elektrokotle (PtH) a zásobníky tepla, podle scénáře Aurora Central. Dodávky tepla z odstavených elektráren budou pokryty novými zdroji. Jde o mírně zjednodušený předpoklad, protože tato studie je primárně zaměřena na elektroenergetiku.

Jak ukazuje obrázek 14, očekává se, že instalovaný výkon CCGT v Německu vzroste z 9,8 GW v roce 2019 na 10,9 GW v roce 2030. V důsledku odstavování starších zdrojů se výkon CCGT do roku 2040 sníží na 9,7 GW. Po nahrazení odstavovaných uhelných tepláren bude v roce 2040 v provozu celkem 7,4 GW OCGT, 9,7 GW CCGT a 9,2 GW flexibilních kogeneračních jednotek.

Pro účely této studie se předpokládá, že nahrazující kogenerační jednotky budou provozovány výhradně na zemní plyn. Je však třeba poznamenat, že by stejně tak mohly být provozovány na biomasu nebo bioplyn. I když by to bylo přínosné z hlediska emisí, náklady by byly vyšší.

Obrázek 22: Instalovaný výkon KVET v Německu do roku 2040



Zdroj: Aurora Energy Research.

25

Bateriová úložiště a jiné zdroje flexibility. Realizace bateriových úložišť je modelována podle ekonomické výhodnosti. Baterie jsou instalovány, pokud se v modelu prokáže rentabilita přesunu poptávky. Baterie používané pro podpůrné služby nejsou modelovány vzhledem k omezeným interakcím těchto baterií s velkoobchodním trhem. Jak je ukázáno v sekci výsledků, bateriová úložiště pro přesun poptávky na velkoobchodním trhu nebudou v modelovém horizontu v Německu zisková, což je do značné míry dáno významným propojením v rámci regionu.

Vedle toho, jak je popsáno v předpokladech poptávky, modelujeme elektrická vozidla a tepelná čerpadla. Ty potenciálně mohou regulovat spotřebu „chytrým“ způsobem, například v reakci na cenu elektřiny a zvyšovat tak flexibilitu soustavy.

Celkově je v Německu v roce 2020 k dispozici potenciál odezvy na straně poptávky (DSR) v rozsahu 1,55 GW, do roku 2040 vzroste na 2,1 GW. Jde o konzervativní odhad; několik studií vyhodnotilo technický potenciál DSR pro německý trh na více než 10 GW. Vedle toho mohou k ořezávání špiček přispívat akumulátory u odběratelů (behind-the-meter battery). V Německu bude do roku 2040 8 GW domácích akumulátorů a 2 GW průmyslových akumulátorů. Ty jsou například schopny ukládat elektřinu ze střešních solárních elektráren.

3.3.2. Polsko

Všeobecná regulace. Jak je diskutováno výše, referenční scénář pro Polsko vychází z Polské energetické politiky do roku 2040, liší se však od ní v řadě parametrů, u nichž očekáváme, že v dlouhodobém horizontu budou dominovat ekonomické aspekty. Jmenovitě se to týká rozhodnutí vstoupit do jaderné energetiky, které nezahrnujeme do našeho referenčního scénáře, a odstavování uhelných elektráren, které podle našeho modelování očekáváme dříve a výrazněji než PEP 2040.

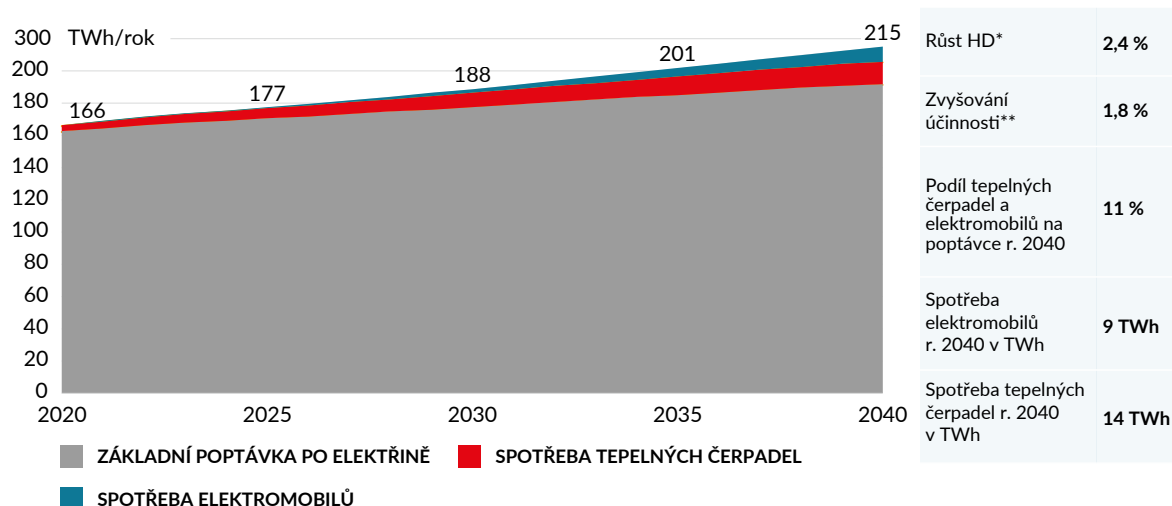
Předpokládáme, že polský kapacitní trh se po roce 2025 rozšíří, mimo jiné kvůli významné potřebě nových říditelných kapacit v příštích dvou dekadách. Od roku 2025 (tj. od aukce 2020) nebudou zařízení s emisní náročností nad 550 gCO₂/kWh nadále způsobilá pro nové kapacitní kontrakty, ovšem stávající smlouvy uzavřené před 31. prosincem 2019 budou respektovány.

Poptávka. Podobně jako v případě Německa používáme pro vyhodnocení celkové spotřeby elektřiny v Polsku sektorový přístup a v rámci modelu zohledňujeme růst HDP a zvyšující se energetickou efektivitu. Základní spotřeba v Polsku je součet spotřeby domácností, průmyslu, služeb a zemědělství. V kombinaci se spotřebou tepelných čerpadel a elektromobilů získáme celkovou spotřebu elektřiny v Polsku.⁸

V souvislosti se zvyšováním HDP v průměru o 2,4 % ročně předpokládáme pro následující roky konstantní a téměř lineární nárůst poptávky. V důsledku zlepšování energetické efektivity v průměru o 1,8 % ročně se očekává, že poptávka poroste výrazně mírnějším tempem než HDP.

Očekává se proto, že celková čistá spotřeba elektřiny vzroste ze 166 TWh v roce 2020 na 215 TWh v roce 2040, viz obrázek 15. Z toho v roce 2040 připadá 14 TWh na spotřebu tepelných čerpadel a 9 TWh na elektromobily. Špičková spotřeba v tomto období vzroste z 26 GW na 34 GW.

Obrázek 23: Předpokládaná čistá spotřeba elektřiny v Polsku do roku 2040



26

Zdroje: Aurora Energy Research, IMF, Oxford Economics, Forum Energii

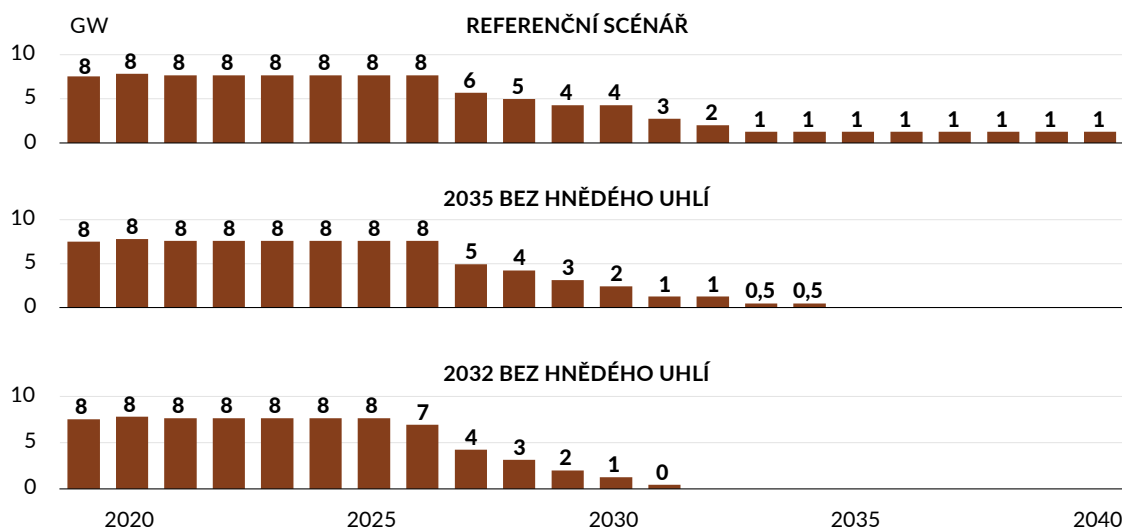
*Průměr ročně, 2019–2040. **Chápáno jako roční pokles energetické náročnosti; vážený průměr napříč všemi sektory.

Uhelné elektrárny. V referenčním scénáři je vývoj instalovaného výkonu hnědouhelných elektráren dán ekonomickými kritérii, je však omezen dostupností hnědého uhlí. Předpokládáme proto, že současné doly budou plně využity a žádné nové doly nebudou otevřeny. Očekává se proto, že starší bloky v elektrárně Bełchatów budou odstavovány od roku 2028, zatímco novější bloky elektráren Bełchatów a Turów zůstanou v provozu až do roku 2040.

V referenčním scénáři se očekává, že instalovaný výkon hnědouhelných elektráren klesne z 8 GW v roce 2020 na 4 GW v roce 2030 a 1 GW v roce 2040, protože provoz již nebude ekonomicky rentabilní, viz obrázek 16.

Pro srovnání, ve scénáři 2035 bez hnědého uhlí klesne do roku 2030 instalovaný výkon hnědouhelných elektráren na 2 GW, protože do roku 2030 bude nutno uzavřít starší bloky v elektrárně Bełchatów. Nové bloky elektráren Bełchatów a Turów zůstanou v provozu do roku 2035, kdy by měly být odstaveny. Ve scénáři 2032 bez hnědého uhlí zůstanou v provozu pouze nové bloky v elektrárnách Bełchatów a Turów. Ty jsou následně odstaveny do konce roku 2031.

Obrázek 24: Instalovaný výkon hnědouhelných elektráren v Polsku do roku 2040



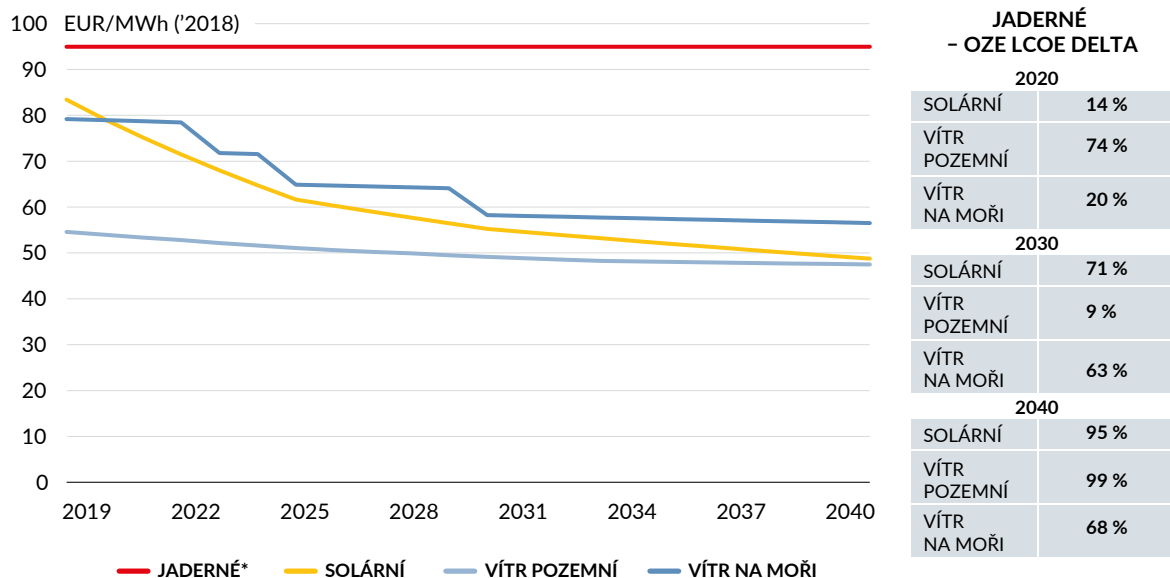
Zdroj: Aurora Energy Research.

Jaderné elektrárny. Nepředpokládáme výstavbu jaderných elektráren pro náhradu odstavovaných uhelných elektráren. V dokumentu PEP 2040 je sice uvedeno, že polská vláda předpokládá od roku 2033 vybudování několika jaderných bloků; s ohledem na technologickou a ekonomickou realitu však považujeme za nepravděpodobné, že tyto plány budou realizovány.

Uvedené očekávání je založeno především na ekonomice. Na obrázku 17 je vidět, že LCOE nových jaderných elektráren je výrazně vyšší než u nových OZE. Konkrétně se očekává, že v roce 2020 bude LCOE pro jadernou energii o 20 % vyšší než u solárních elektráren a větrných elektráren na moři a o 75 % vyšší než u větrných elektráren na pevnině. V horizontu studie se tento rozdíl ještě zvýrazní. K roku 2040 je LCOE jaderných elektráren o 68 % vyšší než u větrných elektráren na moři, o 95 % oproti solárním elektrárnám a o 99 % vyšší než u větrné energie na pevnině. I když ukazatel LCOE nezohledňuje proměnlivost výroby energie z obnovitelných zdrojů, neočekáváme, že by proměnlivost výroby OZE v Polsku byla natolik významná, aby převážila výhodu nižších nákladů OZE.

Uvedené rozdíly jsou založeny na předpokladu WACC 9 %. Při konzervativnějším odhadu WACC, který odráží úplné technologické riziko energetických projektů, by se rozdíly WACC pravděpodobně zvýšily v neprospěch jaderné energie. Naopak, dotační programy, jako například CfD, by mohly LCOE podpořených projektů snížit bez ohledu na technologii.

Obrázek 25: Měrné náklady na elektřinu (LCOE) pro komerční projekty v Polsku



Zdroj: Aurora Energy Research.

*U jaderné se předpokládá: CAPEX 6,3 mil. EUR/MW, FOM 84 tis. EUR/MW, VOM 10 EUR/MWh.

28

Za druhé je třeba zvážit technická rizika. Podle PEP by měly jaderné elektrárny nahradit v polském energetickém mixu hnědé uhlí, až budou současné doly vyčerpány. Zpoždění jaderných projektů by proto představovalo významné riziko z hlediska bezpečnosti dodávek.⁹

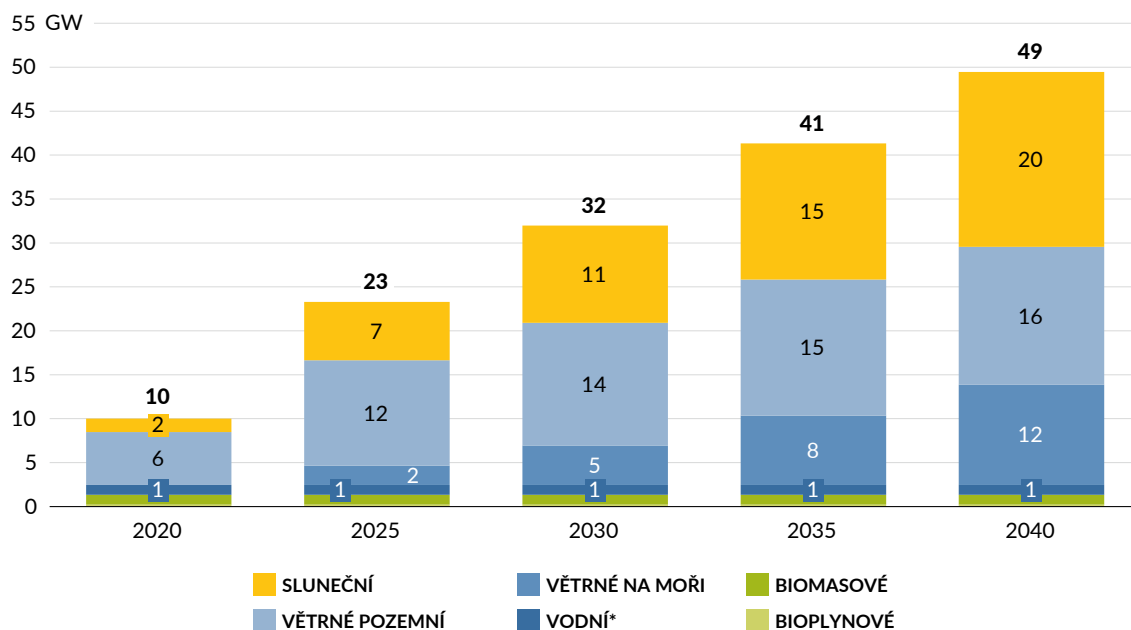
Za třetí, přestože náš scénář nezahrnuje jadernou energii, vede k nižším emisím, než jaké vyplývají ze současné polské energetické politiky. Ukazuje se tedy, že i bezjaderná varianta může zajistit k přechodu na čistou energii.

Obnovitelné zdroje. Jak je znázorněno v obrázku 18, očekává se, že se instalovaný výkon obnovitelných zdrojů zvýší z 10 GW v roce 2020 na 49 GW v roce 2040. V roce 2040 se očekává, že 20 GW instalovaného výkonu bude připadat na sluneční energii. Předpokládá se, že solární energie v Polsku se bude rozvíjet v souladu s návrhem PEP 2040 z roku 2018. Nebude-li dostatečný výkon instalován na bezdotační bázi, předpokládáme, že bude vyplácena finanční podpora prostřednictvím aukcí kontraktů pro vyrovnání rozdílu (CfD).

Pro větrné elektrárny na moři očekáváme, že budou do roku 2040 mírně překračovat vládní cíle, celkem dosáhnou 12 GW. Bereme v úvahu opatření předpokládaná v návrhu zákona o větrné energetice na moři o poskytnutí CfD pro tyto projekty. V současnosti je diskutováno, že by byly zpočátku udělovány na úrovních určených vládou a později stanoveny prostřednictvím aukcí CfD. Předpokládá se, že budou podpořeny prostřednictvím aukcí CfD.

Předpokládá se, že rozvoj větrné energie na pevnině se bude výhradně na ekonomické bázi, protože neočekáváme další podporu pro větrné elektrárny prostřednictvím aukcí CfD nad rámec těch, které byly oznámeny. V důsledku očekáváme, že vítr na pevnině dosáhne do roku 2040 16 GW. To je možné za předpokladu, že pravidlo 10H bude v nadcházejících letech zmírněno.

Obrázek 26: Instalovaný výkon OZE v Polsku do roku 2040



Zdroj: Aurora Energy Research.

*Vodní zahrnují průtočné, akumulační a přečerpávací.

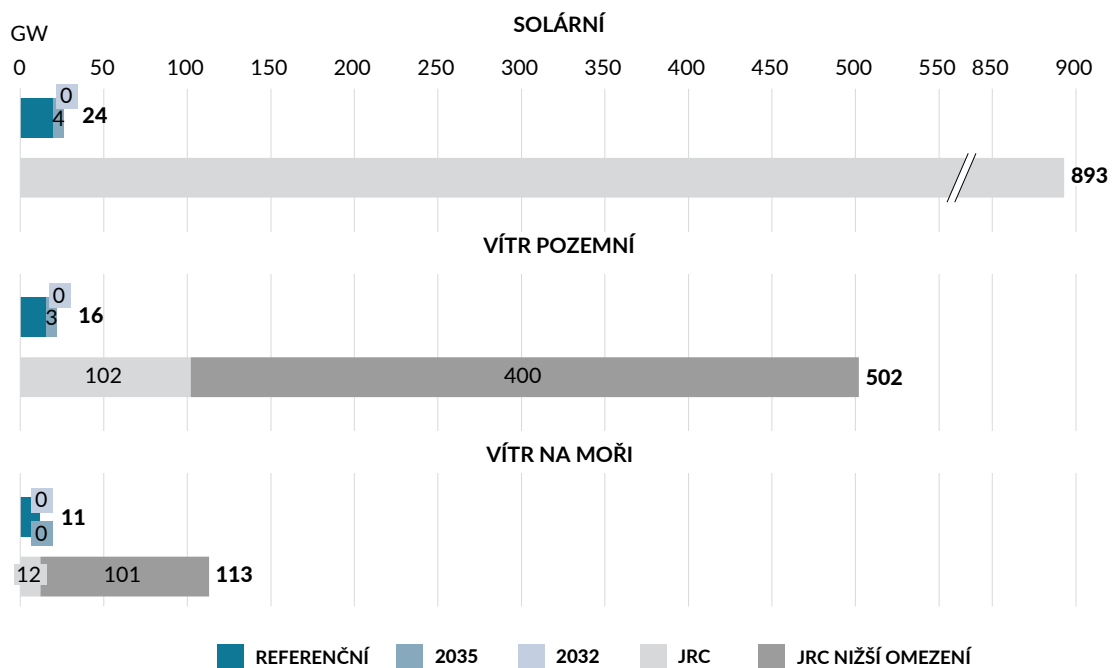
Předpokládaný rozvoj větrných elektráren je v rámci potenciálů identifikovaných ve zprávě Společného výzkumného centra z roku 2019¹⁰. Pro větrnou energii na pevnině tato zpráva identifikuje potenciál 102 GW v lepších větrných podmínkách (definovaných ročním využitím výkonu nad 20 %) za referenčních předpokladů, tj. pokud aktuální předpisy o odstupech zůstanou v platnosti, a 502 GW, pokud požadavky na odstupy budou zmírněny. Pro větrnou energii na moři je ve zprávě identifikován potenciál 113 GW při nižších požadavcích na odstupy. Pokud jde o solární energii, zpráva JRC¹¹ identifikovala potenciál pro instalovaný výkon 893 GW, přičemž počítá se 170 W/m² na 3 % dostupné půdy. Výkony, které uvažujeme v našich scénářích, leží výrazně pod těmito potenciály. Porovnání mezi rozvojem polských OZE ve scénářích a potenciálem OZE je uvedeno v obrázku 19.

29

10 European Commission & Joint Research Centre, 2019a.

11 European Commission & Joint Research Centre, 2019b.

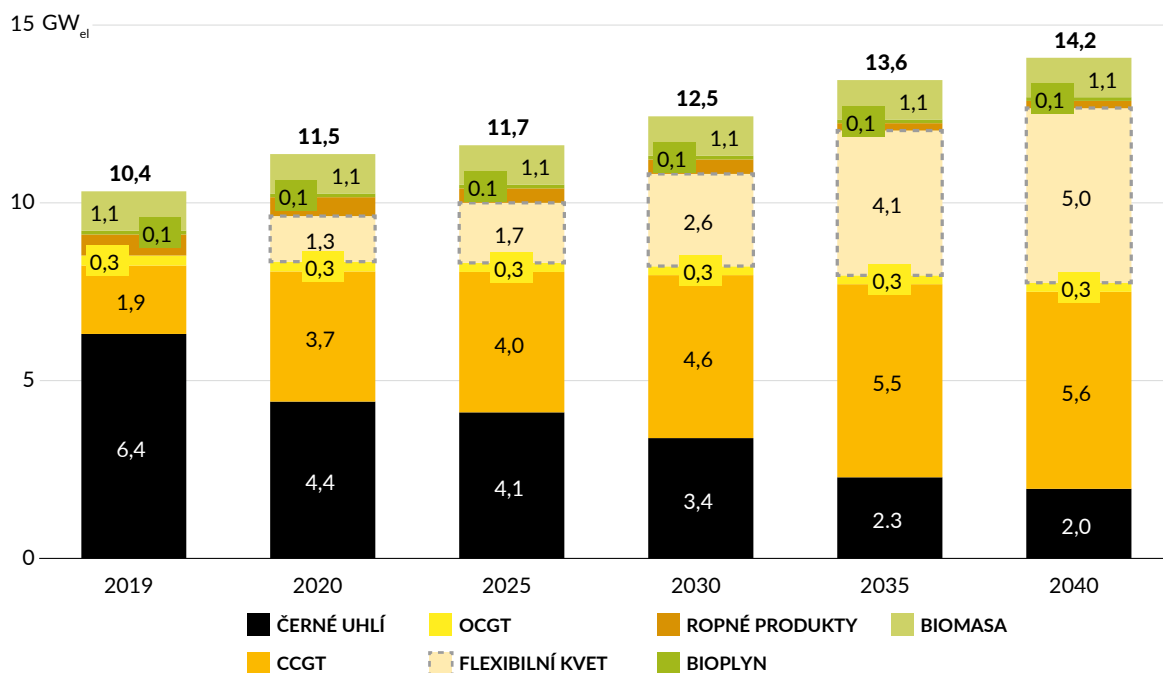
Obrázek 27: Rozvoj OZE v Polsku ve srovnání s jejich potenciálem



Zdroje: Aurora Energy Research, European Commission & Joint Research Centre (2019).

Výroba tepla. V Polsku nejsou žádné teplárny na hnědé uhlí. U tepláren na černé uhlí se předpokládá, že budou nahrazeny kombinací CCGT a dalších flexibilních kogeneračních zdrojů, zahrnujících plynové pístové motory, elektrokotle (PtH) a zásobníky tepla, v takovém rozsahu, aby byl pokryt odběr ze stávajících zařízení i případné rozšiřování soustav zásobování tepelnou energií.

Obrázek 28: Instalovaný výkon KVET v Polsku do roku 2040



Zdroje: Aurora Energy Research.

31

Předpokládá se, že instalovaná kapacita KVET z uhlí klesne z 6,4 GW v roce 2019 na 2 GW do roku 2040, viz obrázek 20. Odstavené uhelné teplárny budou do roku 2040 nahrazeny zvýšením výkonu v CCGT na 5,6 GW a dalšími 4,9 GW flexibilních plynových KVET. Kromě nahrazování starých aktiv očekáváme i celkový nárůst KVET z 10,4 GW v roce 2019 na 14,1 GW v roce 2040.

Bateriová úložiště a další zdroje flexibility. Realizace bateriových úložišť je modelována podle ekonomické výhodnosti. Baterie jsou instalovány, pokud se v modelu prokáže rentabilita přesunu poptávky. Baterie používané pro podpůrné služby nejsou modelovány vzhledem k omezeným interakcím těchto baterií s velkoobchodním trhem. Jak je ukázáno v sekci výsledků, bateriová úložiště pro přesun poptávky na velkoobchodním trhu nebudou v modelovém horizontu v Polsku zisková, což je do značné míry dáno významným propojením v rámci regionu.

Vedle toho, jak je popsáno v předpokladech poptávky, modelujeme elektrická vozidla a tepelná čerpadla. Ty mohou regulovat spotřebu „chytrým“ způsobem, například v reakci na cenu elektřiny a zvyšovat tak flexibilitu soustavy.

Pro Polsko konzervativně odhadujeme, že v roce 2020 je na velkoobchodním trhu k dispozici 0,5 GW odezvy na straně poptávky, která se do roku 2040 zvýší na 2,4 GW.

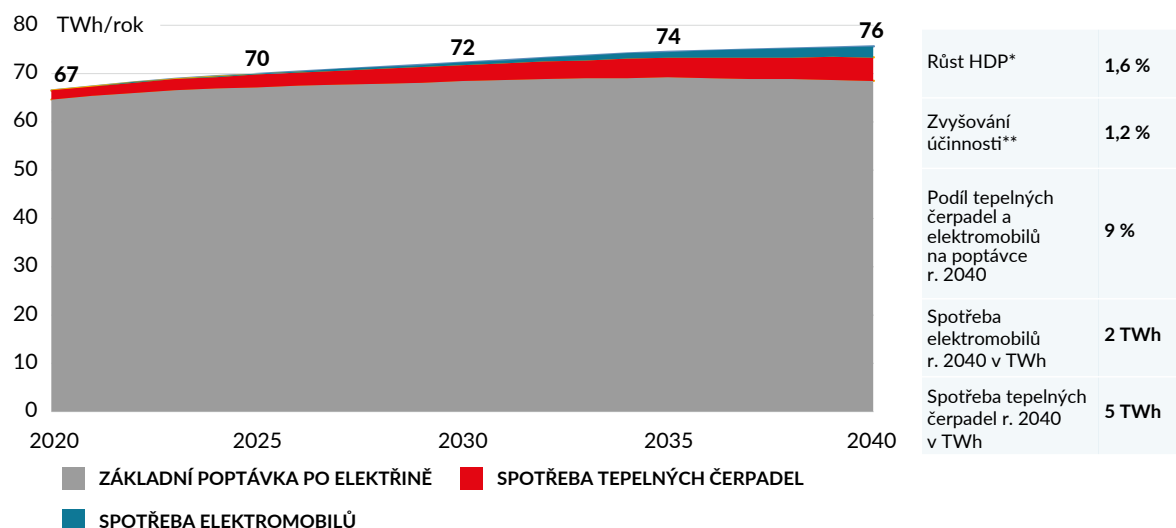
3.3.3. Česká republika

Všeobecná regulace. Český trh s elektřinou je založen na jaderných a hnědouhelných elektrárnách, s velmi nízkým podílem nestálých obnovitelných zdrojů (OZE). Vláda předpokládá, že hnědé uhlí bude v dlouhodobém horizontu nahrazeno jaderným palivem, jen s malým příspěvkem nestálých OZE¹². Z nákladových důvodů uvedených níže očekáváme, že OZE budou hrát větší roli a k výstavbě nových jaderných elektráren nedojde.

Poptávka. Základní spotřeba elektřiny v České republice je stanovena po jednotlivých sektorech. Předpokládaná trajektorie spotřeby do roku 2040 uvedená níže zahrnuje očekávání ohledně růstu HDP a zlepšování energetické účinnosti, tj. dva klíčové faktory, které ovlivňují poptávku ve všech sektorech. Celková spotřeba elektřiny zahrnuje dále spotřebu tepelných čerpadel a elektromobilů.

Očekává se, že čistá spotřeba elektřiny¹³ v roce 2020 dosáhne 67 TWh, z čehož 1,8 TWh připadne na tepelná čerpadla, viz obrázek 21. V souvislosti s elektrifikací vytápění a dopravy se očekává, že v průběhu prognózovaného období vzroste do roku 2040 spotřeba tepelných čerpadel na 5 TWh a spotřeba elektromobilů dosáhne 2 TWh, což představuje 9 % z celkových 76 TWh agregované poptávky. Špičková spotřeba vzroste z 11 GW v roce 2020 na 12 GW v roce 2040.

Obrázek 29: Očekávaná čistá spotřeba elektřiny v České republice do roku 2040



32

Zdroje: Aurora Energy Research, IMF, Oxford Economics.

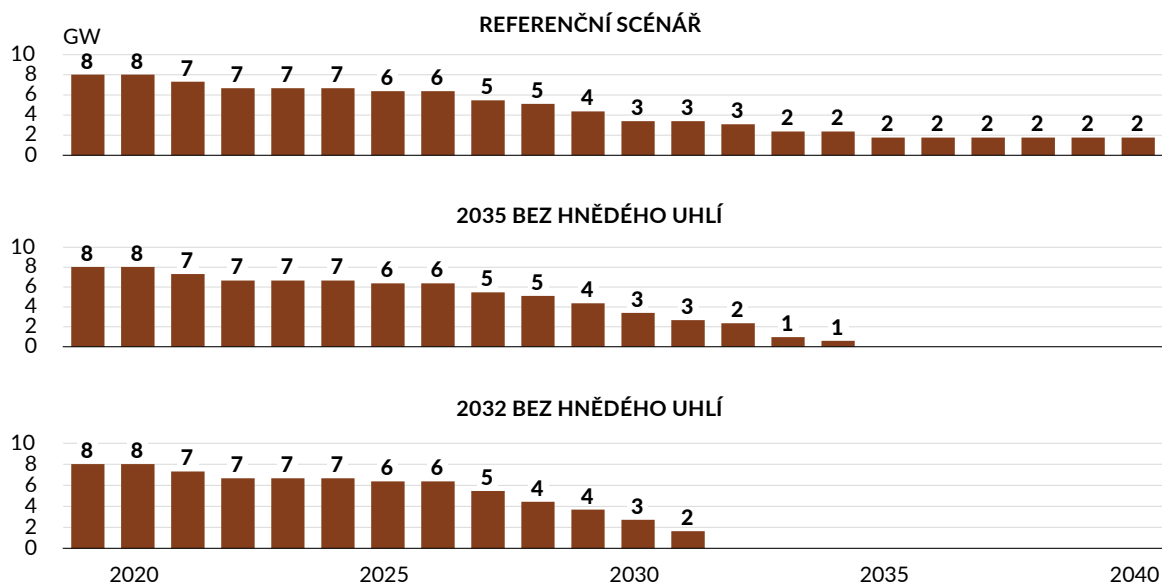
*Průměr ročně, 2019–2040. **Chápáno jako roční pokles energetické náročnosti; vážený průměr napříč všemi sektory.

Uhelné elektrárny. Na rozdíl od Polska nepředstavuje dostupnost uhlí omezující faktor pro provoz hnědouhelných elektráren v České republice. Naopak se v referenčním scénáři předpokládá, že uhelné elektrárny budou provozovány po celou dobu technické životnosti za předpokladu, že pokryjí své fixní O&M náklady. Potom mohou být renovovány, bude-li to rentabilní. Na základě zveřejněných plánů Skupiny ČEZ, největšího provozovatele uhelných elektráren v České republice, předpokládáme, že dojde k prolomení limitů na lomu Bílina, který má v rámci stávajících limitů těžby zásoby ve výši 79 milionů tun hnědého uhlí. Pokud k tomu dojde, předpokládá se, že dostupné rezervy vzrostou o dalších 150 milionů tun hnědého uhlí. Instalovaný výkon hnědouhelných elektráren v České republice se sníží z 8 GW v roce 2020, na 3 GW v roce 2030 a 2 GW v roce 2040, viz obrázek 22.

Ve scénáři 2035 bez hnědého uhlí dojde k vynucenému odstavení uhelných elektráren. V kontextu toho nepředpokládáme prolomení limitů na lomu Bílina. Úplné odstavení hnědouhelných elektráren do roku 2035 vyžaduje, aby elektrárna Ledvice, zprovozněná v roce 2014, byla odstavena před dosažením technické životnosti. Podobně ani v případě scénáře 2032 bez hnědého uhlí nepředpokládáme rozšíření těžby na lomu Bílina. Pokles hnědouhelných kapacit z 8 GW v roce 2020 na 3 GW v roce 2030 a 0 GW do roku 2032 předpokládá předčasné odstavení elektráren Ledvice a Kladno.

Analogicky k Polsku se předpokládá, že instalovaný výkon černouhelných elektráren se bude vyvíjet v závislosti na vývoji trhu, a pokud budou pokryty fixní náklady, budou provozovány po celou dobu své technické životnosti. Na rozdíl od hnědého uhlí nejsou v žádném ze scénářů implementována žádná dodatečná opatření.

Obrázek 30: Vývoj instalovaného výkonu hnědouhelných elektráren v České republice do roku 2040

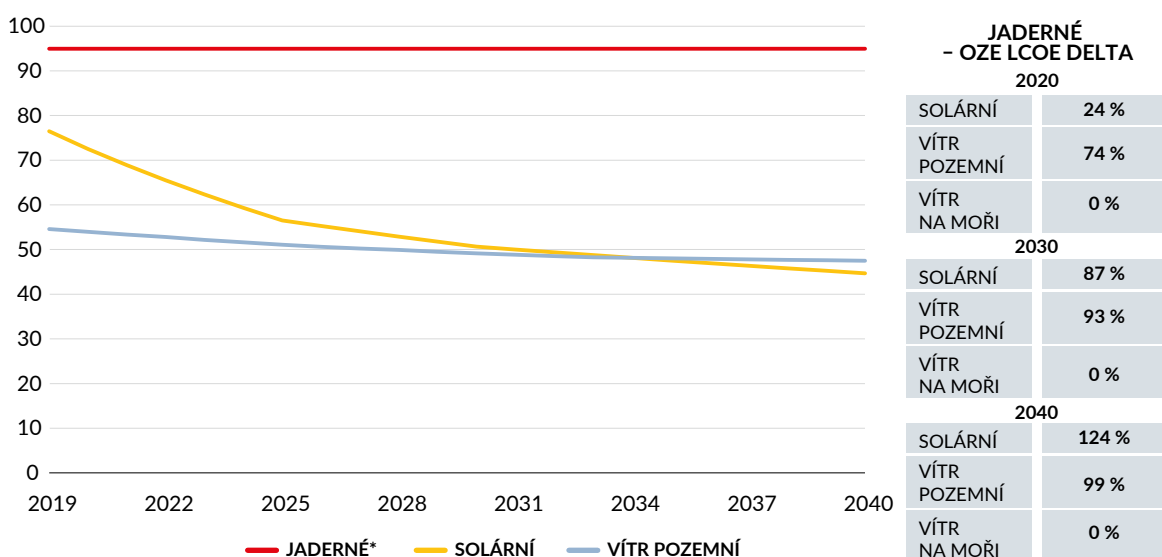


Zdroj: Aurora Energy Research.

Jaderné elektrárny. V souladu s plány české vlády předpokládáme, že stávající jaderné elektrárny v České republice zůstanou v provozu i po roce 2040. Na základě technické a ekonomické reality však, na rozdíl od vládních oznámení, neočekáváme výstavbu nových jaderných elektráren. Tento předpoklad se opírá o skutečnost, že většina probíhajících jaderných projektů v Evropě čelí výrazným zpožděním a překročení nákladů v důsledku nepředvídaných technických a konstrukčních problémů. I kdyby technologické a časové překážky neexistovaly, nová jaderná elektrárna jednoduše není konkurenceschopná v porovnání s alternativními technologiemi výroby elektřiny z hlediska nákladů, viz obrázek 23.

33

Obrázek 31: LCOE nových jaderných elektráren a obnovitelných technologií



Zdroj: Aurora Energy Research.

*U všech technologií se předpokládá WACC ve výši 9%. **U jaderné se předpokládá: CAPEX 6,3 mil. EUR/MW, FOM 84 tis. EUR/MW, VOM 10 EUR/MWh.

LCOE pro nově budovaného jaderného zařízení je o 24 % vyšší než u solární fotovoltaické elektrárny postavené v roce 2019, viz obrázek 23. Technologické náklady na solární energii se v průběhu let snižují podle křivky učení, v souvislosti s tím se zvyšuje rozdíl LCOE. V roce 2030 je LCOE jaderné energie o 87 % větší než sluneční. Ve srovnání s větrnými elektrárnami je situace pro jadernou energii ještě méně příznivá. V roce 2019 byla LCOE jaderné energie o 74 % vyšší u větru. V roce se rozdíl zvýší na 93 %. Je důležité poznamenat, že ukazatel LCOE nezohledňuje proměnnost výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů. Neočekáváme však, že by proměnlivost výroby OZE v České republice byla natolik významná¹⁴, aby převážila výhodu nižších nákladů OZE.

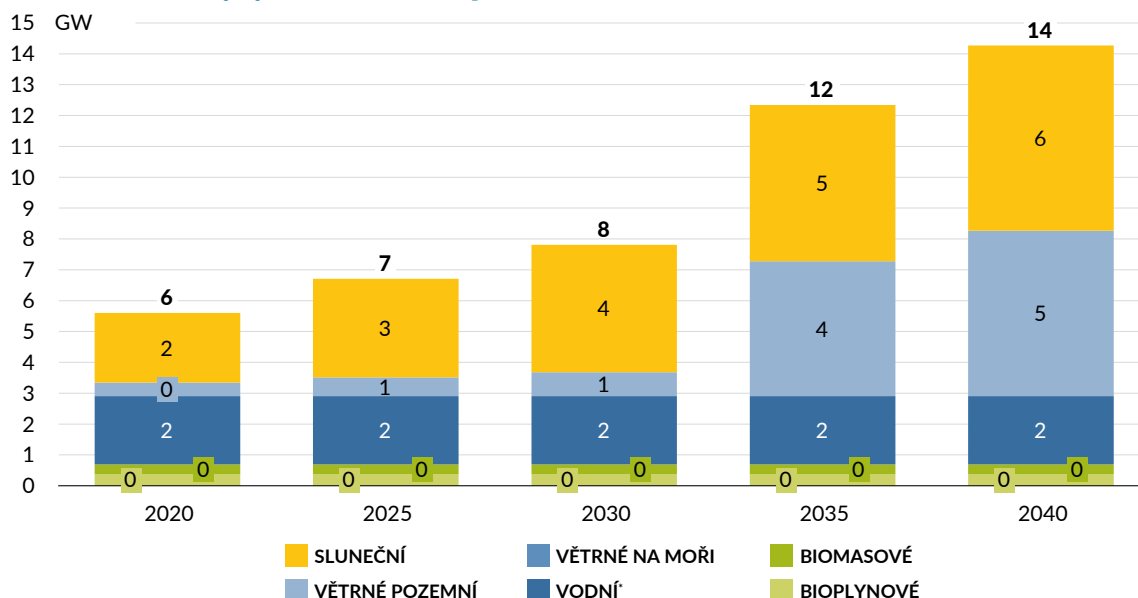
Uvedené rozdíly jsou založeny na předpokladu WACC 9 %. Při konzervativnějším odhadu WACC, který odráží úplné technologické riziko energetických projektů, by se rozdíly WACC pravděpodobně zvýšily v neprospěch jaderné energie. Naopak, dotační programy, jako například CfD, by mohly LCOE podpořených projektů snížit bez ohledu na technologii.

Obnovitelné zdroje. Předpokládáme, že instalovaný výkon OZE se v referenčním scénáři zvýší ze 6 GW v roce 2020 na 14 GW v roce 2040. Očekává se, že k nárůstu větrných elektráren v tomto období dojde bez dotací. Jinými slovy: zvýšení výkonu větrné energie z 0 GW v roce 2020 na 5 GW v roce 2040 je čistě tržní záležitostí.

Naopak u fotovoltaických elektráren předpokládáme, že růst z 2 GW v roce 2020 na 6 GW v roce 2040 bude podporován dotacemi. Takový objem instalací lze snadno realizovat na střechách, čímž by se omezila konkurence s jiným využitím půdy.

Vzhledem k výrazně vyšší hodnotě LCOE v nejbližších letech neočekáváme, že by biomasa mohla hrát v elektroenergetice významnou roli.

Obrázek 32: Instalovaný výkon OZE v České republice do roku 2040



Zdroj: Aurora Energy Research.

*Vodní zahrnují průtočné, akumulaci a přečerpávací.

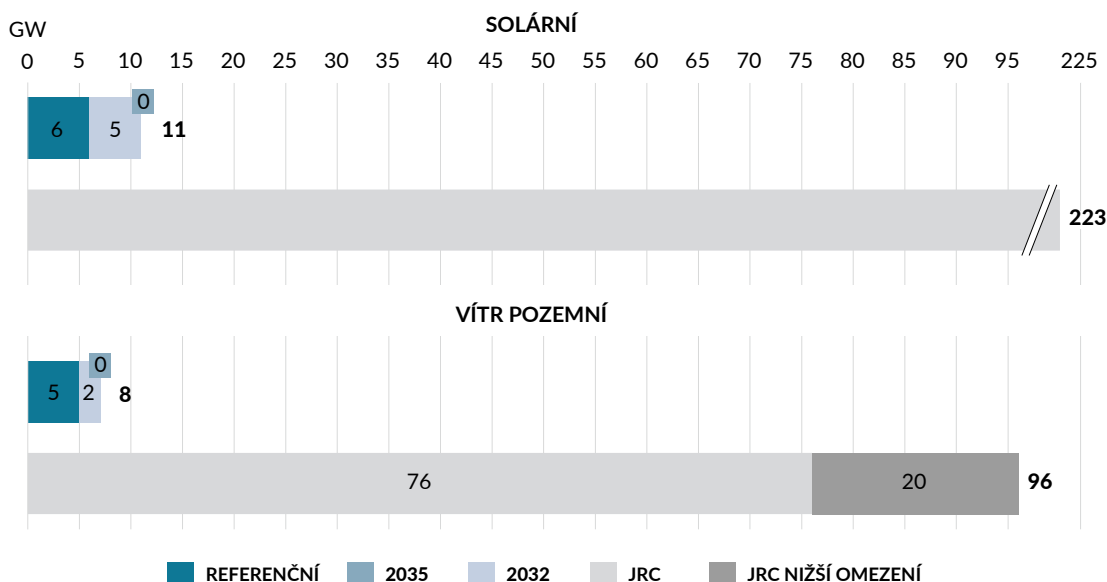
Předpokládaný rozvoj větrných elektráren je v rámci potenciálů identifikovaných ve zprávě evropského Společného výzkumného centra z roku 2019.¹⁵ Pro větrné elektrárny zpráva identifikovala potenciál 76 GW v lepších větrných podmínkách (definovaných ročním využitím výkonu nad 20 %) v referenčním scénáři, tj. pokud zůstanou v platnosti stávající předpisy o odstupu, a 96 GW, pokud budou pravidla o odstupu zmírněna. Ve velmi dobrých větrných podmínkách (roční využití výkonu nad 25 %) zpráva identifikuje potenciál 48 GW při mírnějších prostorových omezeních.

14 Díky autokorelaci OZE realizují v roce 2030 větrné elektrárny ceny, které jsou o 5 EUR/MWh pod průměrem všech elektráren. U solárních elektráren je rozdíl dokonce 17 EUR/MWh. Pro rok 2040 se tento rozdíl dále zvyšuje. Tento efekt byl pojmenován kanibalizace obnovitelných zdrojů.

15 European Commission, Joint Research Centre, 2019a.

Pokud jde o solární energii, zpráva JRC¹⁶ identifikuje potenciál 223 GW, přičemž se předpokládá 170W/m² na 3 % dostupné půdy. Instalované výkony v našich scénářích jsou spolehlivé v rámci těchto potenciálů. Porovnání mezi rozvojem OZE ve scénářích a jejich potenciálem je v obrázku 25.

Obrázek 33: Rozvoj OZE v České republice ve srovnání s jejich potenciálem



Zdroje: Aurora Energy Research, European Commission & Joint Research Centre (2019).

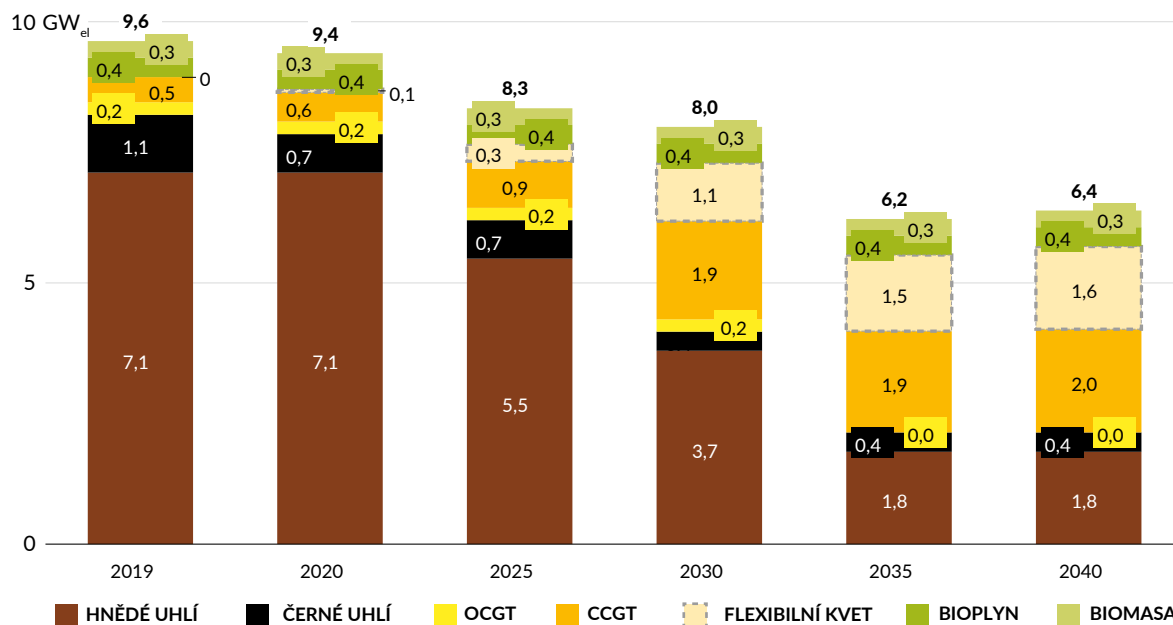
Výroba tepla. Zohledňujeme rovněž teplo dodávané uhelnými elektrárnami. Předpokládáme, že odstavovaný tepelný výkon¹⁷ bude postupně nahrazován kombinací CCGT a dalších flexibilních kogeneračních zdrojů, sestávajících z plynových pístových motorů, elektrokotlů a zásobníků tepla. V referenčním scénáři se očekává, že výkon hnědouhelných tepláren¹⁸ klesne ze 7,1 GW v roce 2018 na 1,7 GW v roce 2040. Podobně u černouhelných tepláren dojde k poklesu z 1,1 GW na 368 MW v roce 2030. Očekává se, že tepelný výkon odstavovaných uhelných tepláren bude do roku 2040 nahrazen přidáním 1,9 GW CCGT a 1,6 GW flexibilních KVET, viz obrázek 26. Ve srovnání s odstaveným výkonem jde o malá čísla, protože v současnosti mnohé české KVET dodávají teplo jen jako vedlejší produkt při výrobě elektřiny, a proto vyrábějí pouze malé množství tepla na jednotku elektrického výkonu. Pro účely této studie předpokládáme, že nahrazující KVET budou provozovány na zemní plyn. Je však třeba poznamenat, že tyto teplárny by mohly být obecně provozovány se zelenými plyny (bioplyn, biometan atd.). Přineslo by to pozitivní přínos, pokud jde o emise, náklady by však byly vyšší.

¹⁶ European Commission & Joint Research Centre, 2019b.

¹⁷ Dodávky tepla jsou většinou pokryty KVET, jejich elektrický výkon se přitom překrývá s výkonem elektráren diskutovaných výše.

¹⁸ KVET jsme klasifikovali podle našich nejlepších znalostí založených na veřejně dostupných údajích. Připouštíme, že jsou možné i jiné definice, zejména pokud jde o poměr tepla k elektrickému výkonu. Definice použitá v této studii nemá v žádném případě přednost před definicí použitou českou komisí pro uhlí.

Obrázek 34: Instalovaný výkon KVET v České republice do roku 2040



Zdroj: Aurora Energy Research.

36

Bateriová úložiště a další zdroje flexibility. Realizace bateriových úložišť je modelována podle ekonomické výhodnosti. Baterie jsou instalovány, pokud se v modelu prokáže rentabilita přesunu poptávky. Baterie používané pro podpůrné služby nejsou modelovány vzhledem k omezeným interakcím těchto baterií s velkoobchodním trhem.

Vedle toho, jak je popsáno v předpokladech poptávky, modelujeme elektrická vozidla a tepelná čerpadla. Ty mohou regulovat spotřebu „chytrým“ způsobem, například v reakci na cenu elektřiny a zvyšovat tak flexibilitu soustavy.

Pro Českou republiku konzervativně odhadujeme, že v roce 2020 je na velkoobchodním trhu k dispozici 0,2 GW odezvy na straně poptávky, která se do roku 2040 zvýší na 0,8 GW.

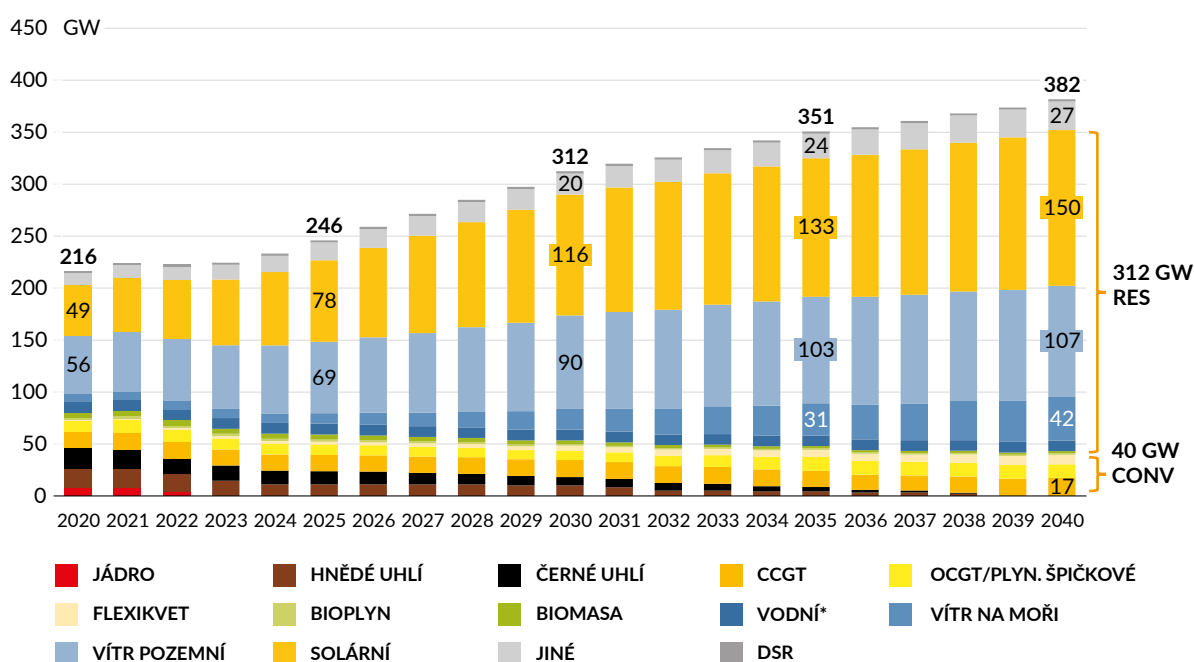
4. Výsledky scénářů

4.1. Německo

4.1.1. Trh s elektřinou

Referenční scénář. I při odstavení uhelných elektráren se v referenčním scénáři očekává, že celkový instalovaný výkon v Německu vzroste z 216 GW v roce 2020 na 312 GW v roce 2030. Do roku 2040 dosáhne instalovaný výkon 382 GW. Hlavní podíl připadá na přírůstky obnovitelných zdrojů energie, viz obrázek 27.

Obrázek 35: Čistý instalovaný výkon v Německu do roku 2040



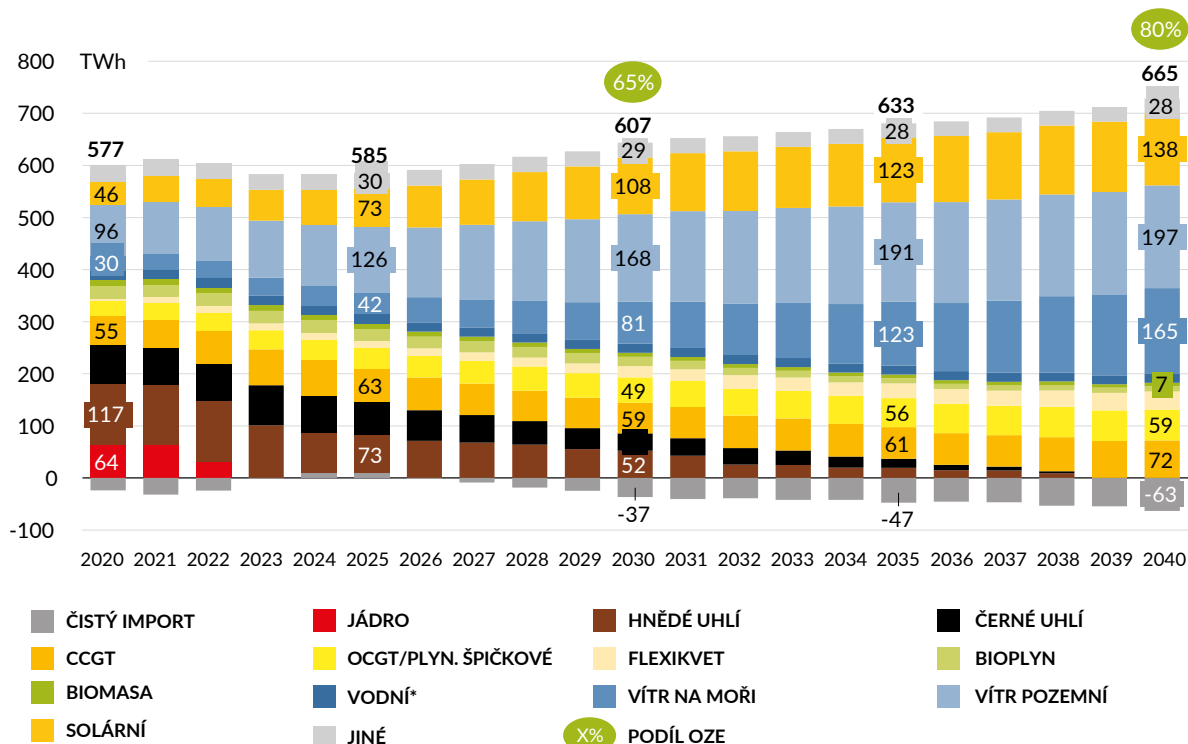
37

Zdroj: Aurora Energy Research.

*Vodní zahrnují průtočné, akumulační a přečerpávací.

U hnědouhelných elektráren se předpokládá snížení instalovaného výkonu z 18 GW v roce 2020 na 9 GW v roce 2030, podobně u černého uhlí dojde k poklesu z 20 GW na 8 GW. Do roku 2038 budou v souladu s německým plánem odstaveny všechny uhelné elektrárny. V důsledku toho obnovitelné zdroje v plánovaném horizontu zaznamenají značný růst. Vychází se z předpokladu, že vláda bude dražit další obnovitelné kapacity, aby splnila ohlášené cíle podílu OZE (podrobnosti viz kapitola předpokladů). Očekává se proto, že mezi roky 2020 a 2040 se podíl obnovitelných zdrojů ve skladbě instalovaného výkonu Německa zvýší ze 60 %, neboli 130 GW, v roce 2020 na 82 %, neboli 312 GW do roku 2040. Z toho na fotovoltaiku připadá 150 GW, na pozemní VTE 107 GW a na mořské VTE 42 GW.

Obrázek 36: Čistá výroba elektřiny v Německu do roku 2040



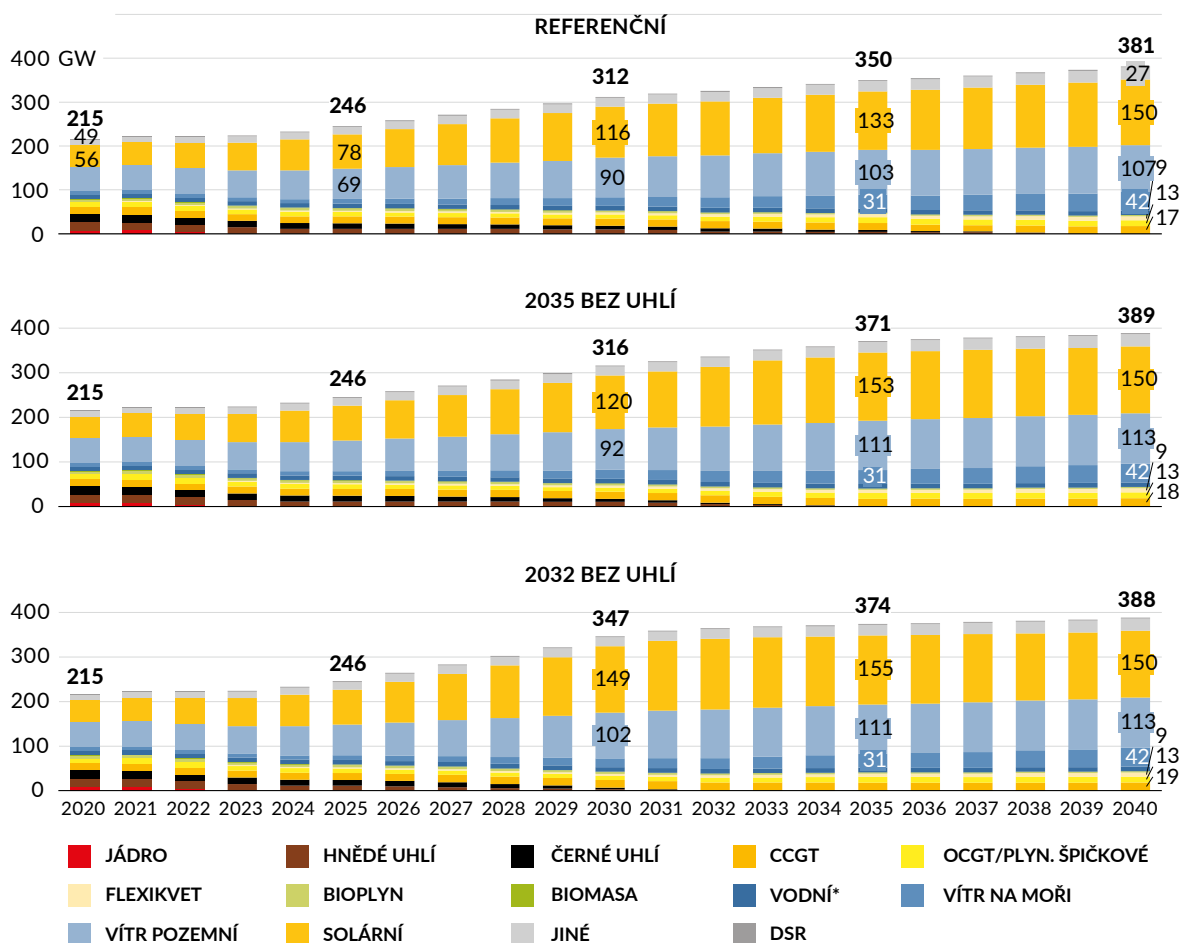
Zdroj: Aurora Energy Research.

*Vodní zahrnují průtočné, akumulční a přečerpávací.

V souladu s výše popsáním růstem poptávky se celková čistá výroba elektřiny v Německu zvyšuje z 577 TWh v roce 2020, na 607 TWh v roce 2030 a 665 TWh do roku 2040. V tomto období se výroba černouhelných elektráren sníží ze 76 TWh v roce 2020 na 33 TWh v roce 2030. Ve stejném období se výroba hnědouhelných elektráren sníží ze 117 TWh na 52 TWh. Protože uhelné elektrárny budou odstaveny do konce roku 2038, bude celková čistá výroba černouhelných a hnědouhelných elektráren v roce 2040 nulová. Výroba elektřiny z obnovitelných zdrojů energie má opačný trend, jak ukazuje obrázek 28. V roce 2020 bude výroba FVE 46 TWh, VTE na pevnině 96 TWh a VTE na moři 30 TWh. Očekává se, že do roku 2040 vzroste výroba těchto zdrojů na 138 TWh, 197 TWh a 165 TWh. Souběžně vzroste čistý vývoz z 24 TWh v roce 2020 na 63 TWh v roce 2040.

Scénáře odstavení hnědého uhlí. Scénáře 2035 bez hnědého uhlí i 2032 bez hnědého uhlí se vyznačují rychlejším odstavováním hnědouhelných elektráren. Obnovitelné zdroje – pozemní FVE a VTE - se přidávají, aby kompenzovaly odstavenou výrobu z uhlí. Některé z předčasně odstavených kapacit jsou kogenerační jednotky (teplárny). Jak bylo uvedeno výše, předpokládáme, že budou nahrazeny kombinací CCGT a flexibilních KVET na zemní plyn. K roku 2040, kdy budou tak jako tak uhelné elektrárny odstaveny, se výsledky přibližují k referenčnímu scénáři, viz obrázek 29.

Obrázek 37: Čistý instalovaný výkon v Německu do roku 2040

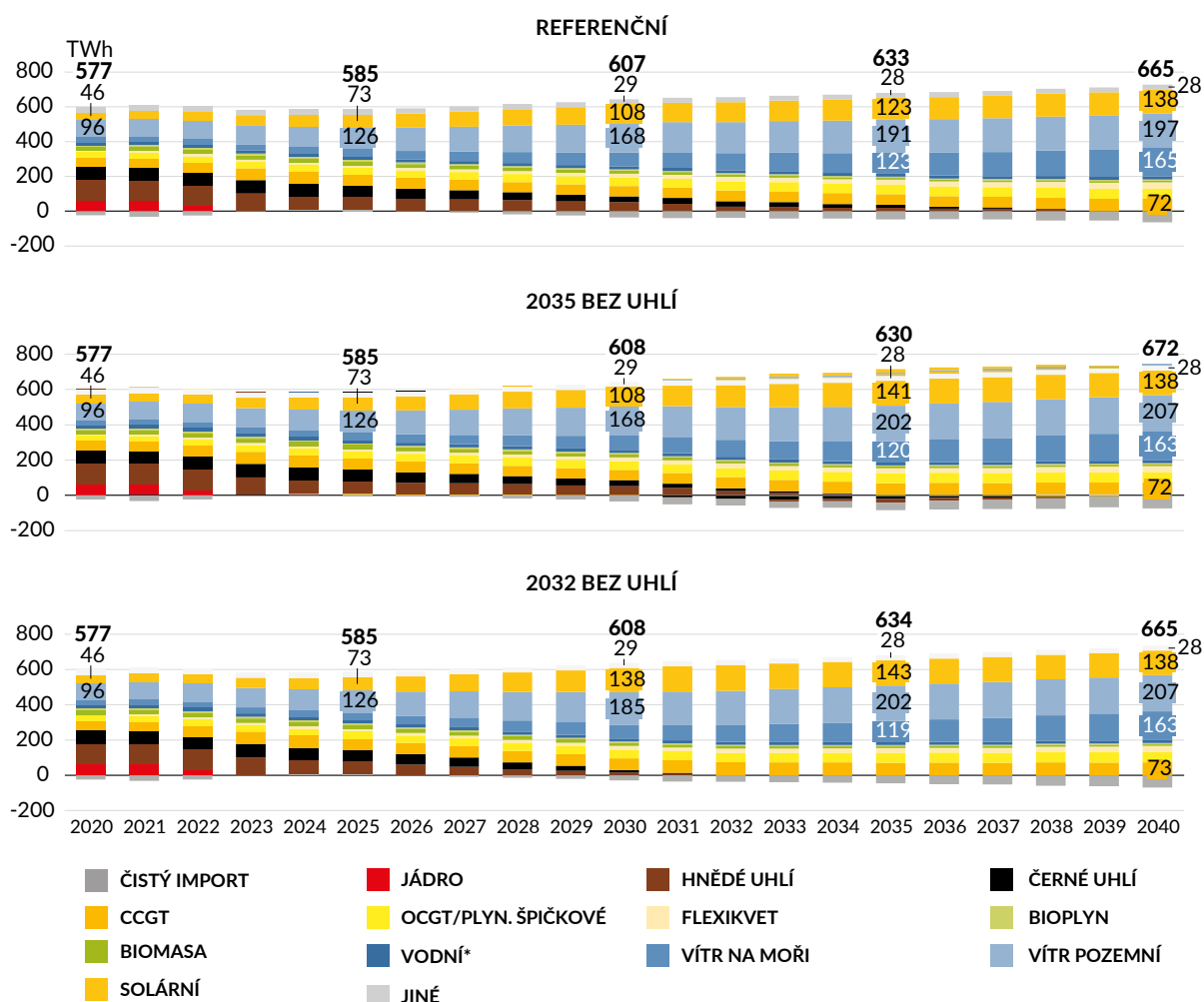


Zdroj: Aurora Energy Research.

*Vodní zahrnují průtočné, akumulační a přečerpávací.

Scénář 2035 bez hnědého uhlí. Protože se předpokládá, že do roku 2030 bude průběh odstavení stejný jako v referenčním scénáři, nejsou do té doby mezi nimi žádné rozdíly v instalovaném výkonu. Očekává se však, že v roce 2035 opustí elektroenergetiku celkem 8 GW uhelných elektráren navíc oproti referenčnímu případu. Naopak bude přidáno 28 GW OZE (20 GW FVE a 8 GW VTE na pevnině) nad referenční scénář. Celkový instalovaný výkon dosáhne 371 GW, z toho 153 GW solární energie, 111 GW VTE na pevnině a 31 GW VTE na moři. OCGT a špičkové plynové zdroje pokrývají 13 GW, jako v referenčním scénáři. Aby bylo zajištěno, že ve scénáři 2035 bez hnědého uhlí bude uspokojena poptávka po teple pokrytá v referenčním scénáři uhelnými KVET, očekává se, že v roce 2035 bude k dispozici navíc 1 GW výkonu CCGT, jejich instalovaný výkon tak dosáhne 17 GW. K roku 2036 budou v provozu další 3 GW CCGT nad referenční scénář. Do roku 2038 rozdíl zanikne v návaznosti na odstavení zbývajících KVET na uhlí v referenčním případě.

Obrázek 38: Porovnání výroby elektřiny v jednotlivých scénářích



Zdroj: Aurora Energy Research.

*Vodní zahrnují průtočné, akumulační a přečerpávací.

Vzhledem k tomu, že naše předpoklady poptávky zůstávají v jednotlivých scénářích stejné, předpokládá se, že čistá výroba včetně dovozů/vývozů ve scénáři 2035 bez hnědého uhlí bude v celém časovém horizontu odpovídat referenčnímu scénáři. Pokles výroby je v roce 2035 částečně kompenzován nižšími vývozy ve srovnání s referenčním případem, který činí 30 TWh, viz obrázek 32. V důsledku vyššího podílu OZE exportuje Německo v roce 2040 o 7 TWh více, než by odpovídalo referenčnímu scénáři.

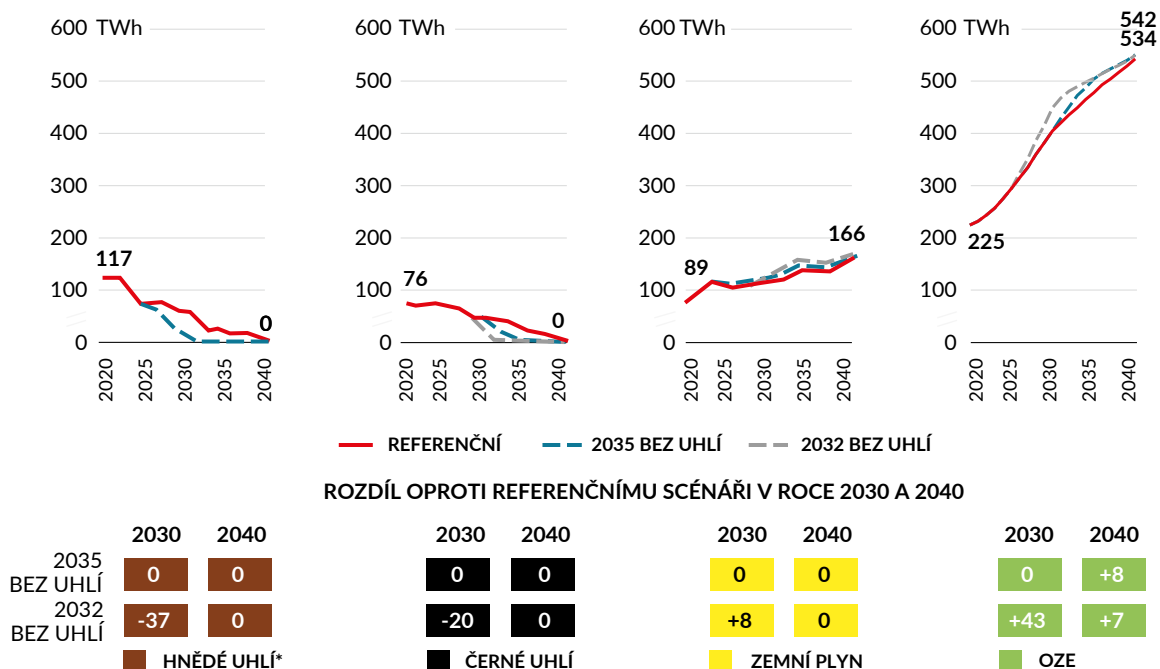
Scénář 2032 bez hnědého uhlí. Podle scénáře 2032 bez hnědého uhlí klesne v roce 2030 v Německu instalovaný výkon uhelných elektráren ve srovnání s referenčním případem o 12 GW na pouhých 6,5 GW. Naproti tomu instalovaný výkon OZE se zvyšuje, takže v soustavě je přítomno o 46 GW více ve srovnání s referenčním případem. Celkový instalovaný výkon tak dosáhne 347 GW, z toho 6,5 GW uhlí, 17 GW CCGT, 9 GW OCGT a špičkové plynové, 4 GW flexibilní KVET a 287 GW obnovitelných zdrojů. Rozdíl v instalovaných výkonech uhlí a OZE je největší v roce 2031, pro uhlí 13 GW a pro OZE 51 GW.

V reakci na urychlení útlumu uhlí je třeba již v roce 2027 zprovoznit navíc další 1 GW výkonu CCGT pro pokrytí dodávek tepla, které v referenčním scénáři zajišťují uhelné KVET. Do roku 2040 se rozdíl sníží na nulu. Do té doby bude uhlí zcela vyřazeno z energetického mixu ve všech scénářích.

Očekává se, že celková čistá výroba elektřiny v rámci scénáře 2032 bez hnědého uhlí bude stejná jako v referenčním scénáři. Pokles výroby elektřiny z hnědého uhlí je kompenzován zvýšenou výrobou z obnovitelných zdrojů a nižším vývozem.

Obrázek 31 podává přehled vývoje výroby elektřiny jednotlivých zdrojů napříč všemi scénáři.

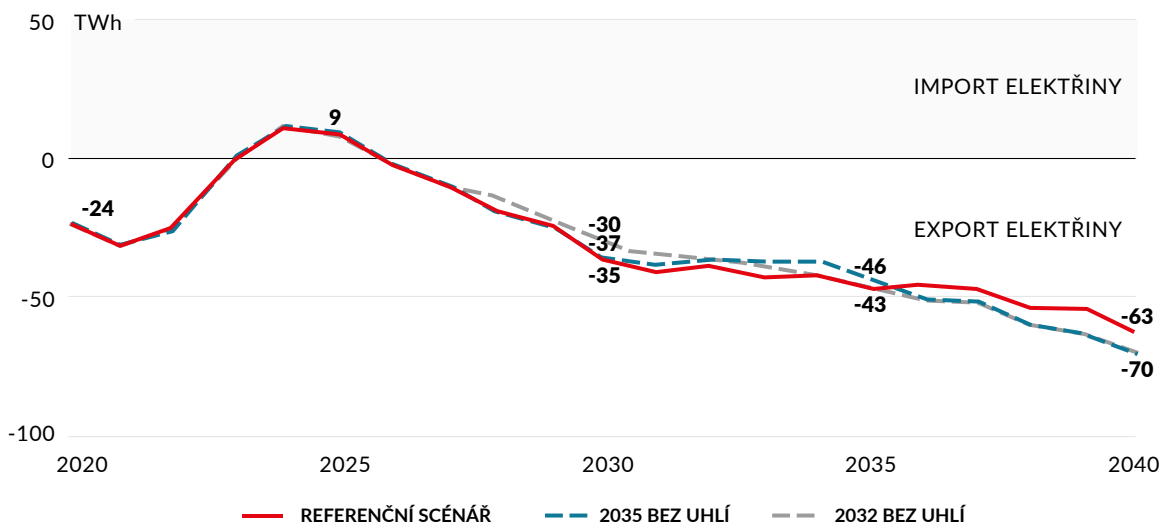
Obrázek 39: Výroba elektřiny z hnědého uhlí, černého uhlí, zemního plynu a obnovitelných zdrojů do roku 2040 v Německu



Zdroj: Aurora Energy Research. Předpokládáme výhřevnost 10 GJ/T pro hnědé uhlí a 25 GJ/T pro černé uhlí.

Vývoz elektřiny z Německa v rámci scénáře 2032 bez hnědého uhlí je v roce 2030 o 7 TWh nižší než v referenčním případě. V roce 2035 celkový vývoz dosáhne zhruba 45 TWh, viz obrázek 30. Rozdíl mezi scénáři se v následujících letech dále zvyšuje a dosahuje maxima 8,5 TWh v roce 2039 – ve scénáři 2032 bez hnědého uhlí se vyváží 62,5 TWh, zatímco v referenčním případě činí vývoz 54 TWh.

Obrázek 40: Obchodní bilance elektřiny v Německu



Zdroj: Aurora Energy Research.

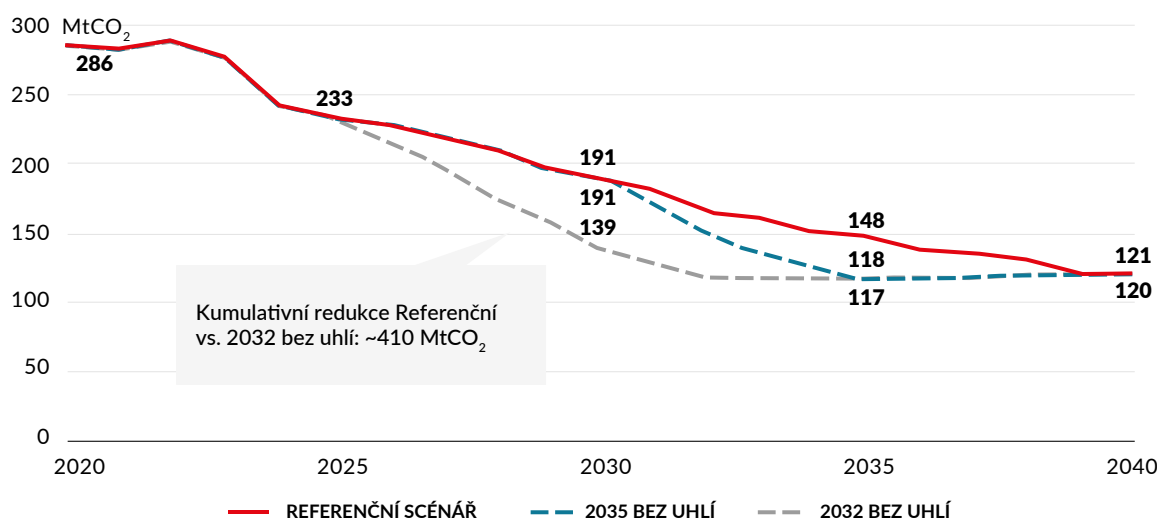
4.1.2 Klima

Referenční scénář. Očekává se, že emise oxidu uhličitého v referenčním scénáři klesnou z 286 MtCO₂ v roce 2020 na 191 MtCO₂ v roce 2030, viz obrázek 33. Tím by byl téměř splněn cíl v oblasti klimatu, který je v odvětví energetiky stanoven na nejvýše 188 MtCO₂¹⁹. Uvedeného cíle v oblasti klimatu je možno dosáhnout, pokud by redukce uhelných kapacit plánované na rok 2030 byly realizovány na začátku roku, namísto na jeho konci. Po úplném vyřazení uhlí v roce 2038 se očekává, že do roku 2040 emise uhlíku klesnou na 121 Mt CO₂.

Scénář 2035 bez hnědého uhlí. Ve srovnání s předchozím jsou ve scénáři 2035 bez hnědého uhlí emise oxidu uhličitého v roce 2030 stejné a v roce 2040 klesnou na 120 MtCO₂. Odstavení uhelných kapacit na začátku časového rozpětí navrženého Komise pro uhlí způsobí, že emise uhlíku budou v roce 2035 o 21 % nižší než v referenčním případě v roce 2035. Kumulativní úspory emisí v odvětví energetiky do roku 2040 dosáhnou 159 MtCO₂.

Scénář 2032 bez hnědého uhlí. Ve scénáři 2032 bez hnědého uhlí se očekává, že emise oxidu uhličitého z energetického sektoru budou klesat ještě rychleji. V roce 2020 bude energetika odpovídat za 286 MtCO₂ emisí, viz obrázek 33. Očekává se, že do roku 2030 emise klesnou na 139 MtCO₂, což představuje 27% pokles ve srovnání s emisemi v referenčním případě a znamená překonání cíle v sektoru energetiky. Mohlo by tak být kompenzováno případné nesplnění cílů v některých jiných odvětvích. Ve scénáři 2032 bez hnědého uhlí by energetika překonala nižší klimatický cíl pro energetický sektor o 41 MtCO₂.

Obrázek 41: Celkové emise v energetickém sektoru Německa napříč scénáři do roku 2040



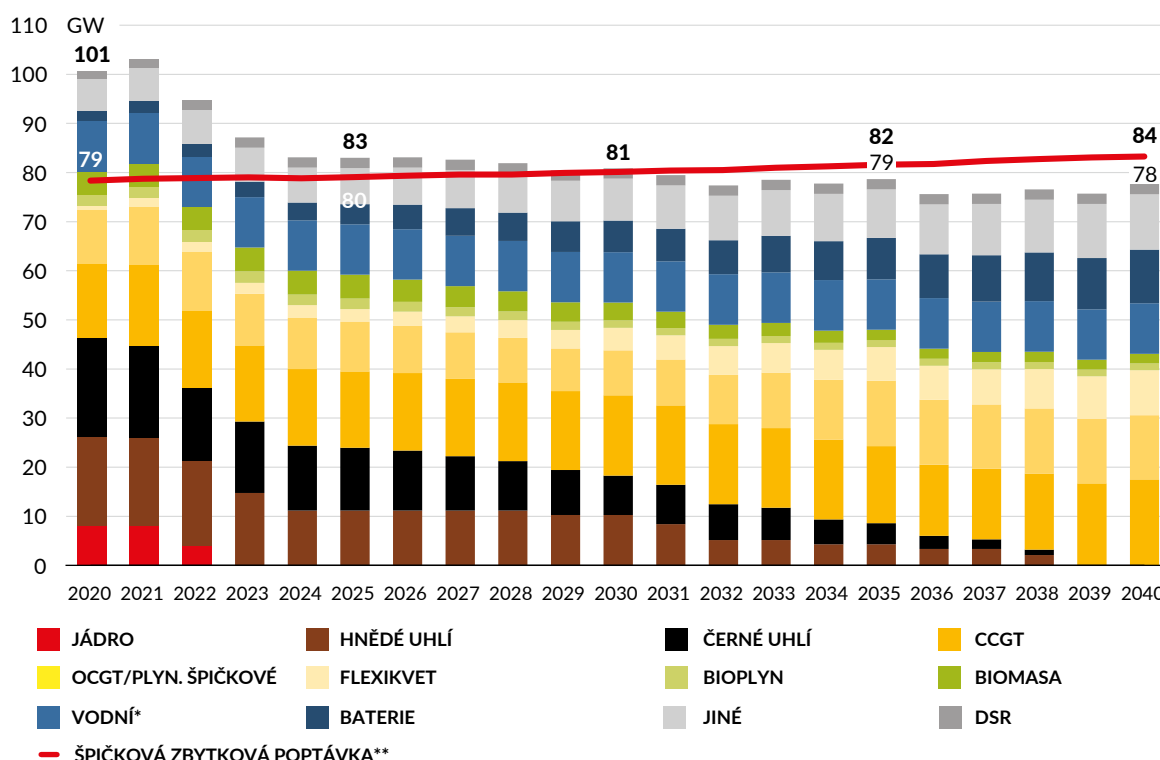
Zdroj: Aurora Energy Research.

V roce 2040 se emise sblíží s referenčním scénářem na úrovni 121 MtCO₂. Vyplývá to z faktu, že všechny uhelné elektrárny do té doby budou ve všech scénářích odstaveny. Časnější odstavení hnědouhelných kapacit povede do roku 2040 ke kumulativní úspoře 410 MtCO₂.

4.1.3. Bezpečnost dodávek

Rozpětí kapacity. V referenčním scénáři se očekává, že celkový instalovaný dispečersky říditelný výkon klesne ze 101 GW v roce 2020 na 81 GW v roce 2030. Za předpokladu, že Německo dosáhne svých cílů v oblasti obnovitelných zdrojů energie a uhlí bude úspěšně vyřazeno z energetické soustavy, klesne celkový říditelný výkon v roce 2040 na 78 GW. Nejvyšší zbytková poptávka, tj. poptávka nad rámec výroby proměnných obnovitelných zdrojů, se v plánovaném horizontu zvýší ze 79 GW v roce 2020 na 81 GW v roce 2030. V roce 2040 se očekává, že nejvyšší zbytková poptávka dosáhne 84 GW, což přesahuje možnosti dostupné říditelné kapacity o 6 GW, viz obrázek 34. Během těchto období se německá soustava spoléhá při pokrytí poptávky na mezinárodní propojení.

Obrázek 42: Vývoj instalovaného říditelného výkonu ve srovnání s nejvyšší zbytkovou poptávkou do roku 2040 v Německu



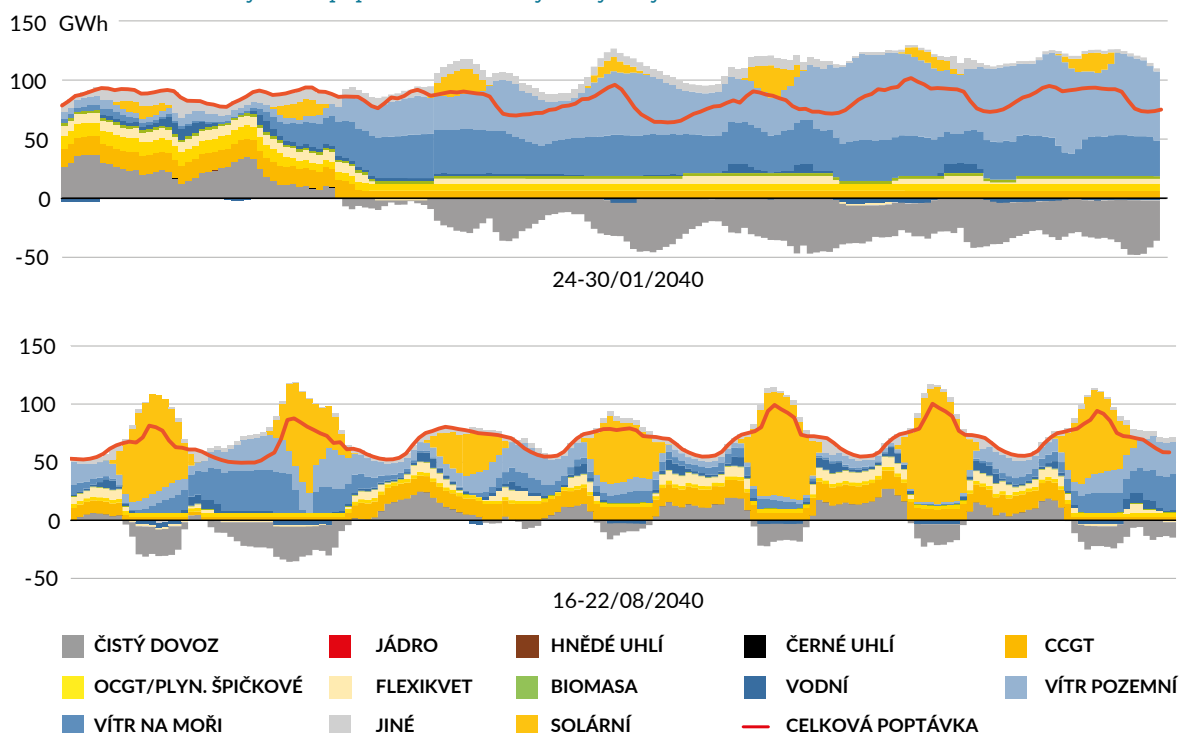
Zdroj: Aurora Energy Research.

*Vodní zahrnuje průtočné, akumulaci a přečerpávací; **Zbytková poptávka je definována jako celková poptávka (včetně elektrických vozidel a tepelných čerpadel) mínus možnosti výroby z proměnných obnovitelných zdrojů: větrné, solární a průtočné vodní.

Výroba ve vybraných týdnech. Rozdíl mezi dostupným říditelným výkonem a nejvyšší zbytkovou poptávkou v Německu se předpokládá v případě vzájemně propojeného trhu s elektřinou. Výkonová mezera je v těchto případech zaplněna kombinací obnovitelných zdrojů a zahraničních kapacit. Pokud by nabídka na velkoobchodním trhu nestačila k pokrytí poptávky, mohla by být použita německá kapacitní rezerva. V modelovaném scénáři je poptávka uspokojena ve všech hodinách roku.

Vztah mezi hodinovou výrobou a odpovídající celkovou poptávkou v Německu je znázorněn na obrázku 35 pro dva vybrané týdny v roce 2040. Je platný pro každý ze tří scénářů, protože všechny k roku 2040 konvergují. Horní graf zobrazuje týden v lednu, kdy výroba elektřiny z obnovitelných zdrojů kolísá od nízké po vysokou. Přestože v době nižší výroby obnovitelných zdrojů říditelné zdroje zvyšují výkon, významnou roli při pokrytí poptávky na velkoobchodním trhu hraje import elektřiny ze zahraničí. Druhý z vybraných vzorků představuje týden v srpnu, který se vyznačuje vysokou výrobou obnovitelných zdrojů. Očekává se, že v tomto případě bude příspěvek dispečersky říditelných zdrojů minimální a import elektřiny není k uspokojení poptávky nezbytný.

Obrázek 343: Celková výroba a poptávka ve dvou vybraných týdnech roku 2040 v Německu



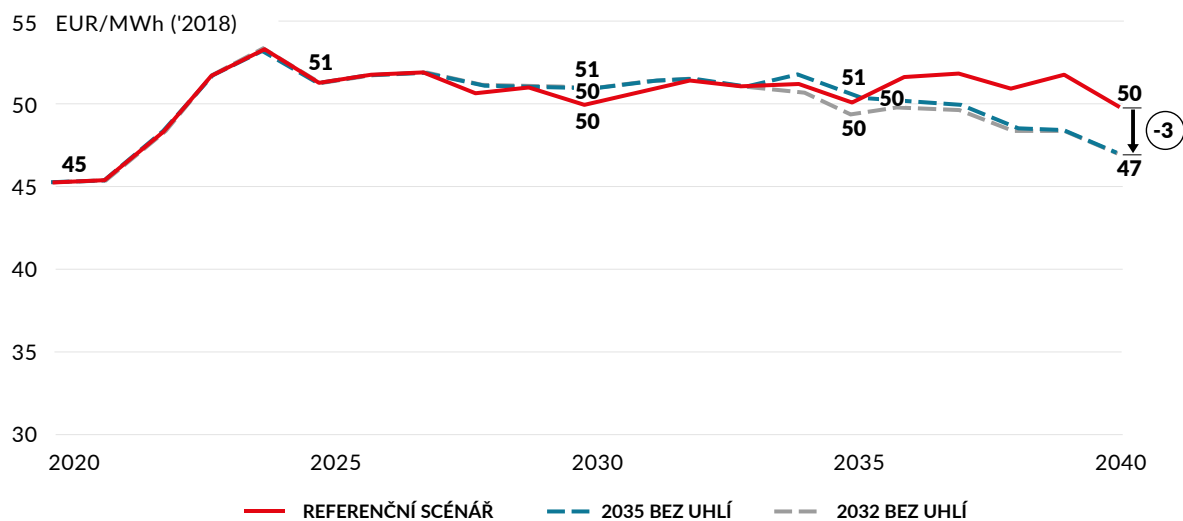
44

Zdroj: Aurora Energy Research.

4.1.4. Cenová dostupnost

Velkoobchodní ceny elektřiny. Jak je uvedeno v obrázku 36, očekává se, že v referenčním scénáři velkoobchodní ceny elektřiny vzrostou ze 45 EUR/MWh v roce 2020 na 50 EUR/MWh v letech 2030 a 2040.

Obrázek 44: Průměrná roční cena elektřiny v základním zatížení do roku 2040 v Německu



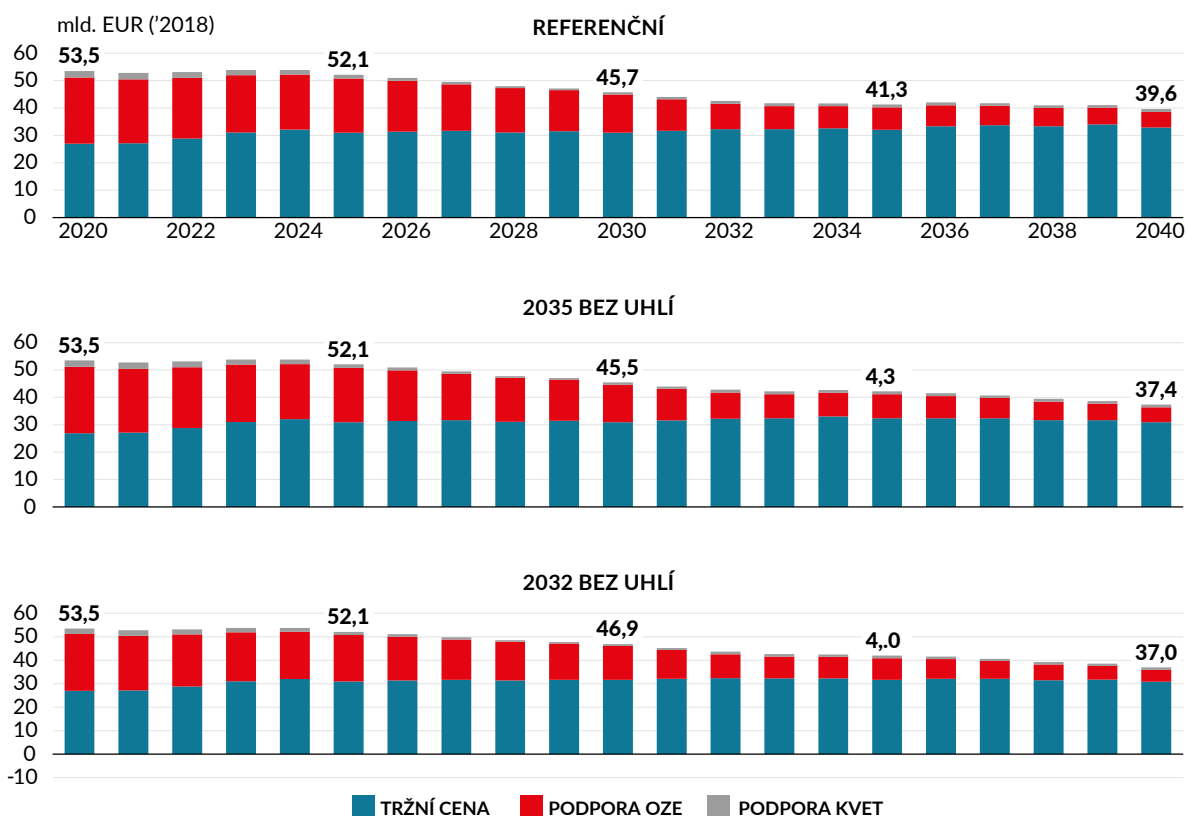
Zdroj: Aurora Energy Research.

Ceny elektřiny ve scénáři 2035 bez hnědého uhlí jsou až do roku 2030 stejné jako v referenčním scénáři, což je dáno skutečností, že v obou scénářích je shodný vývoj instalovaného výkonu elektráren. V roce 2035 však ve scénáři dřívějšího odstavení cena elektřiny při odběru základního výkonu vzroste na 51 EUR/MWh, což je o 1 EUR/MWh nad úroveň referenčního případu. Důvodem je přesun výroby z uhelných elektráren s nízkými mezními náklady na teplárny spalující zemní plyn, které leží na křivce nabídky (merit order) výše. Dlouhodobý nárůst výroby OZE však stlačí ceny zpět na 47 EUR/MWh, což je o 3 EUR/MWh méně než v referenčním případě.

Ceny ve scénáři 2032 bez hnědého uhlí se začínají od referenčního případu lišit již na konci 20. let, což je způsobeno nahrazením výroby z hnědého uhlí výrobou z OZE a KVET. K roku 2030 velkoobchodní ceny elektřiny dosáhnou 51 EUR/MWh, neboli o 1 EUR/MWh více než ceny v referenčním případě. Do roku 2040 klesne cena elektřiny při odběru základního výkonu na 47 EUR/MWh, tj. o 3 EUR/MWh pod referenční scénář.

Systémové náklady. Naše analýza systémových nákladů pro německý trh zahrnuje náklady na dodávku elektřiny na velkoobchodním trhu, jakož i náklady na budování výrobních kapacit, které získávají podporu mimo velkoobchodní trh, jmenovitě obnovitelné zdroje a kogenerační jednotky. Další náklady, zejména na přenosové a distribuční soustavy, nejsou v této studii zohledněny.

Obrázek 45: Náklady na německý energetický systém



Zdroj: Aurora Energy Research, Netztransparenz.de.

Systémové náklady v Německu se mezi lety 2020 a 2040 snižují ze 61 na 37 miliard EUR, což je způsobeno snížením podpory obnovitelných zdrojů podle zákona EEG. Vysoce dotované obnovitelné zdroje první generace opouštějí soustavu a jsou nahrazovány levnějšími novými OZE. Ve scénářích bez hnědého uhlí se náklady na systém zvyšují díky vyšším dotacím na OZE, přičemž odstavení k roku 2035 stojí v roce 2030 o 1,8 mld. EUR více a odstavení k roku 2032 o 6 mld. EUR více než v referenčním scénáři. V roce 2040 se systémové náklady liší mnohem méně, i když jsou, z důvodu podpory obnovitelných zdrojů, stále o něco vyšší ve scénářích dřívějšího odstavení.

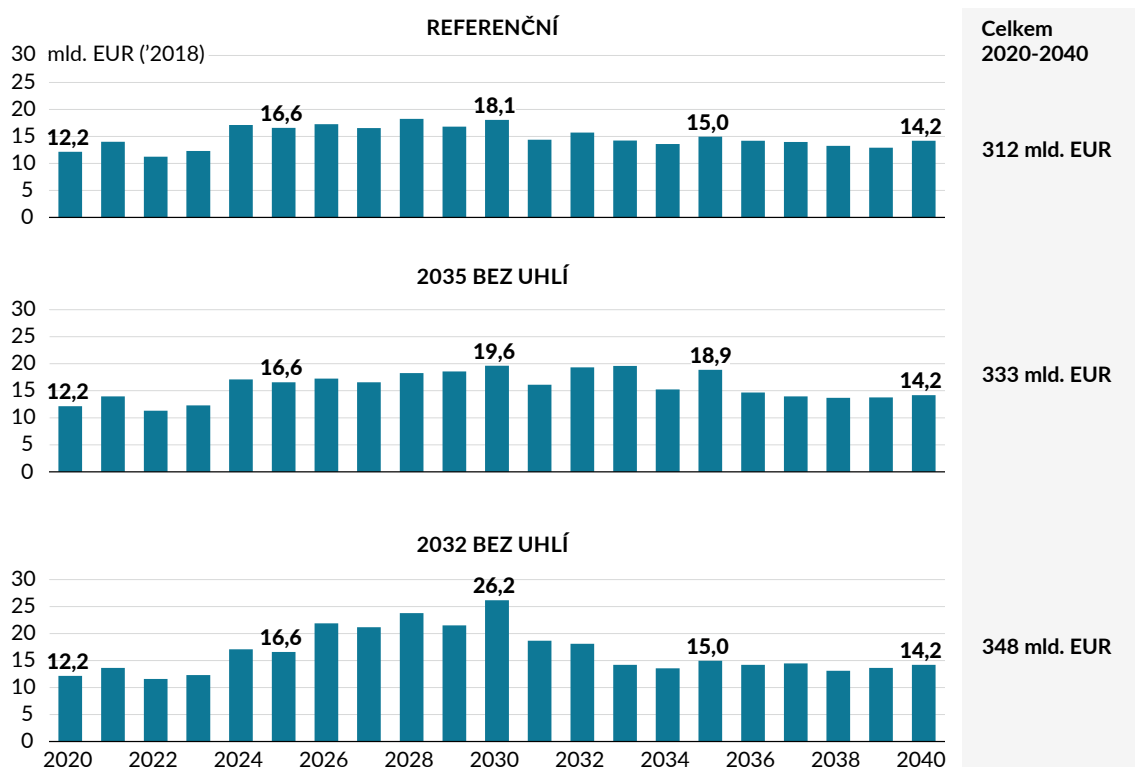
Celkově lze říci, že systémové náklady ve scénáři 2035 bez hnědého uhlí jsou za 20 let o 3 miliardy EUR, neboli o 0,2 %, vyšší než v referenčním scénáři; ve scénáři 2032 bez hnědého uhlí jsou vyšší o 19 miliard EUR, neboli o 1,5 %. Toto druhé číslo nám umožňuje odhadnout náklady na snižování emisí: vydělením těchto nákladů emisními úsporami mezi referenčním scénářem a scénářem 2032 bez hnědého uhlí ve výši 410 MtCO₂ získáme náklady na snižování emisí ve výši 47 EUR/tCO₂. Jde zhruba o dvojnásobek současné úrovně EU ETS. Vzhledem k tomu, že náklady na snižování emisí mají tendenci se s rostoucími ambicemi zvyšovat, je takový výsledek očekávatelný. Ve srovnání s jinými odvětvími, jako je doprava nebo průmysl, lze tyto náklady na snižování emisí považovat za relativně nízké.

Na základě uvedených systémových nákladů lze očekávat výrazné snížení zátěže domácností i komerčních spotřebitelů: ve všech scénářích by se příplatek EEG, v současnosti kolem 6,8 €/ct/kWh, snížil na 1,7 €/ct/kWh. V kombinaci s přibližně o 0,5 €/ct/kWh vyšší velkoobchodní cenou elektřiny to stále představuje čisté snižování cen v příštích 20 letech. Vytváří se tím určitý prostor pro zvýšení síťových poplatků, aniž by to vedlo ke zvýšení spotřebitelských cen.

Investice. Investice německého energetického sektoru se zvyšují z 12,2 mld. EUR v roce 2020 na 18,1 mld. EUR ročně v roce 2030, poté klesají na 14,2 mld. EUR v roce 2040. Dřívější odstavení uhelných elektráren má za následek zvýšení investic, přičemž odstavení uhlí k roku 2035 vede k dodatečným investicím v letech 2029 až 2035 a odstavení k roku 2032 zvyšuje investice v letech 2026 až 2032. V průběhu těchto období se investice zvyšují o 1,6 až 8,1 mld. EUR ročně. Celkové jsou investice v následujících 20 letech v případech odstavování o 21 mld. EUR resp. o 36 mld. EUR vyšší, zejména kvůli mírně vyšší úrovni obnovitelných zdrojů a dřívějšímu zavedení plánované další obnovitelné kapacity (při vyšších cenách).

Obrázek 46: Německé investice do výroby elektřiny

46



Zdroj: Aurora Energy Research.

4.1.5. Infrastruktura

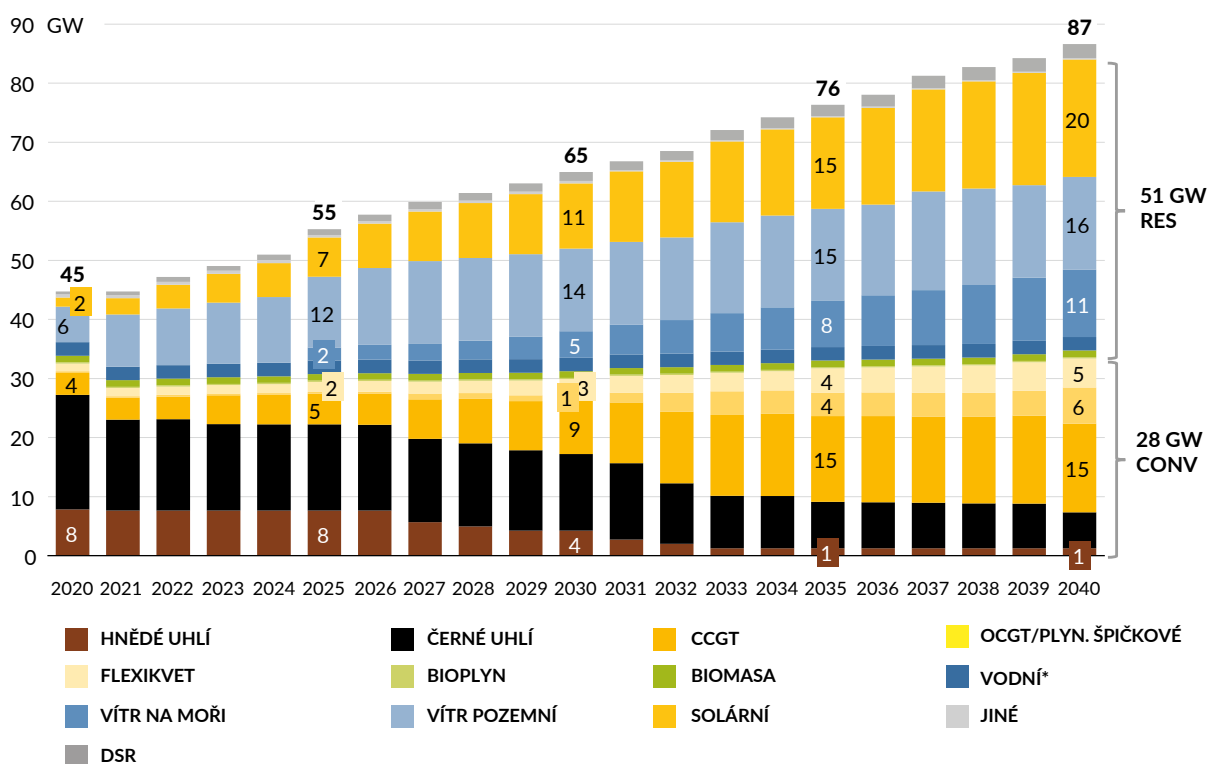
Přestože jsou německé elektrorozvodné sítě obecně v dobrém stavu, zvýšení podílu obnovitelných zdrojů na 65 % hrubé poptávky v roce 2030 a 80 % v roce 2040 bude vyžadovat rozšíření přenosových i distribučních soustav. Na úrovni distribuční soustavy je plánování rozvoje v Německu v současné době zaměřeno na rok 2030 a již zohledňuje cíl 65 % obnovitelných zdrojů. V nejnovějším plánu rozvoje sítě čtyři němečtí provozovatelé přenosových soustav odhadují, že k zajištění kompatibility rozvodných sítí s 65% podílem obnovitelných zdrojů budou zapotřebí investice v celkové výši 61 miliard EUR. Po roce 2030 budou pravděpodobně nutné další investice, aby bylo možné zvládnout 80% podíl OZE v roce 2040. V nedávném posouzení však Spolková agentura pro sítě zjistila, že pouze 96 ze 164 opatření navržených provozovateli přenosových soustav bylo nezbytných, takže náklady by mohly být výrazně pod úrovní uvedenou výše. Podle současných předpisů nesou náklady na rozšíření distribuční soustavy převážně neprivilegovaní spotřebitelé, kam patří domácnosti, firmy a průmyslová odvětví s nižší energetickou náročností. Budoucí rozvoj distribuční soustavy se promítne spíše do spotřebitelských cen, zatímco průmyslová odvětví, která jsou nejvíce ohrožena mezinárodní konkurencí, budou chráněna.

4.2 Polsko

4.2.1. Trh s elektřinou

Referenční scénář. Jak referenční scénář ukazuje, očekáváme, že i při absenci výraznější politické podpory dekarbonizace zaznamená polský elektroenergetický trh výrazný přesun od uhlí k obnovitelným zdrojům a zemnímu plynu.

Obrázek 47: Čistý instalovaný výkon v Polsku do roku 2040, referenční scénář

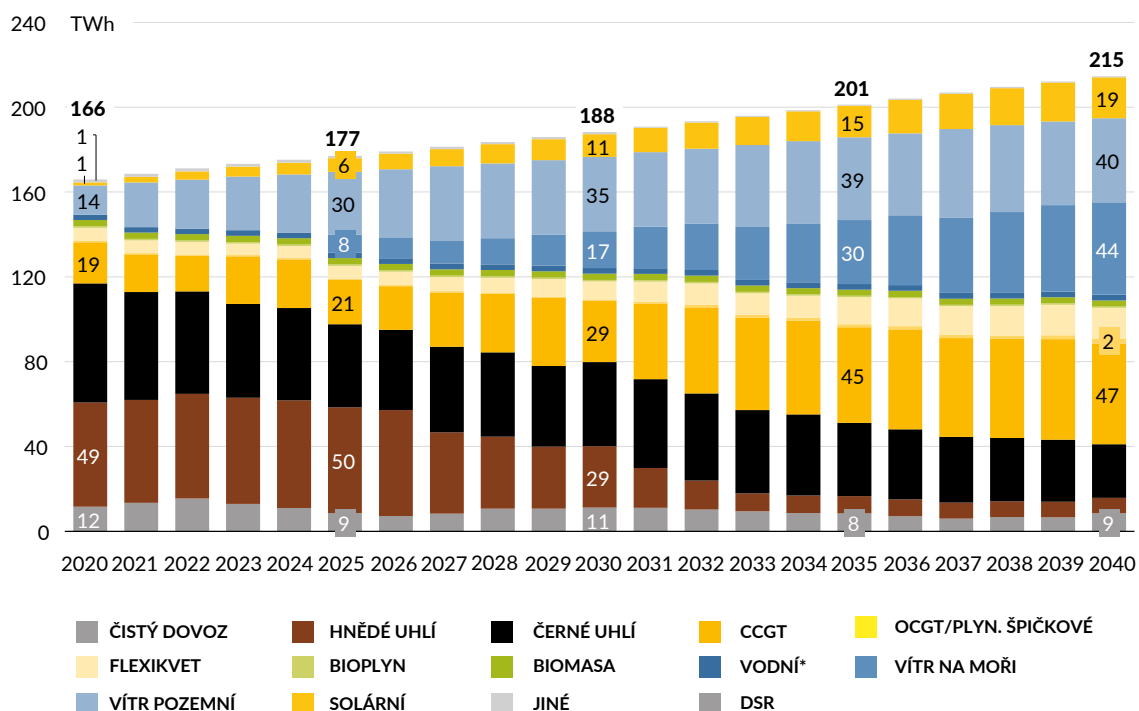


Zdroj: Aurora Energy Research.

*Vodní zahrnuje průtočné, akumulační a přečerpávací.

Jak je znázorněno na obrázku 39, očekává se, že celkový instalovaný výkon v Polsku vzroste ze 45 GW v roce 2020 na 65 GW v roce 2030 a 87 GW v roce 2040. Budou-li podle předpokladu starší bloky elektrárny Bełchatów odstaveny v letech 2028²⁰ až 2033 a novější bloky do roku 2040, sníží se instalovaný výkon v hnědém uhlí ze 7,8 GW v roce 2020 na 1,3 GW v roce 2040. Černouhelné elektrárny sledují podobnou trajektorii a jejich instalovaný výkon klesá z 19,4 GW v roce 2020 na 6,1 GW v roce 2040. Ve stejném období se naopak očekává, že zemní plyn poroste z 5 GW na 26 GW a souhrn slunečních a větrných elektráren ze 7,6 GW na 47 GW. Předpokládá se proto, že podíl obnovitelných zdrojů na instalovaném výkonu se zvýší ze 17 % v roce 2020 na 54 % do roku 2040. Jak bylo uvedeno v kapitole předpokladů, pro sluneční a mořské větrné elektrárny připouštíme poskytování podpory, zatímco pozemní větrné elektrárny budou nad rámec v současnosti plánovaných projektů budovány bez dotací.

Obrázek 48: Čistá výroba elektřiny v Polsku do roku 2040



Zdroj: Aurora Energy Research.

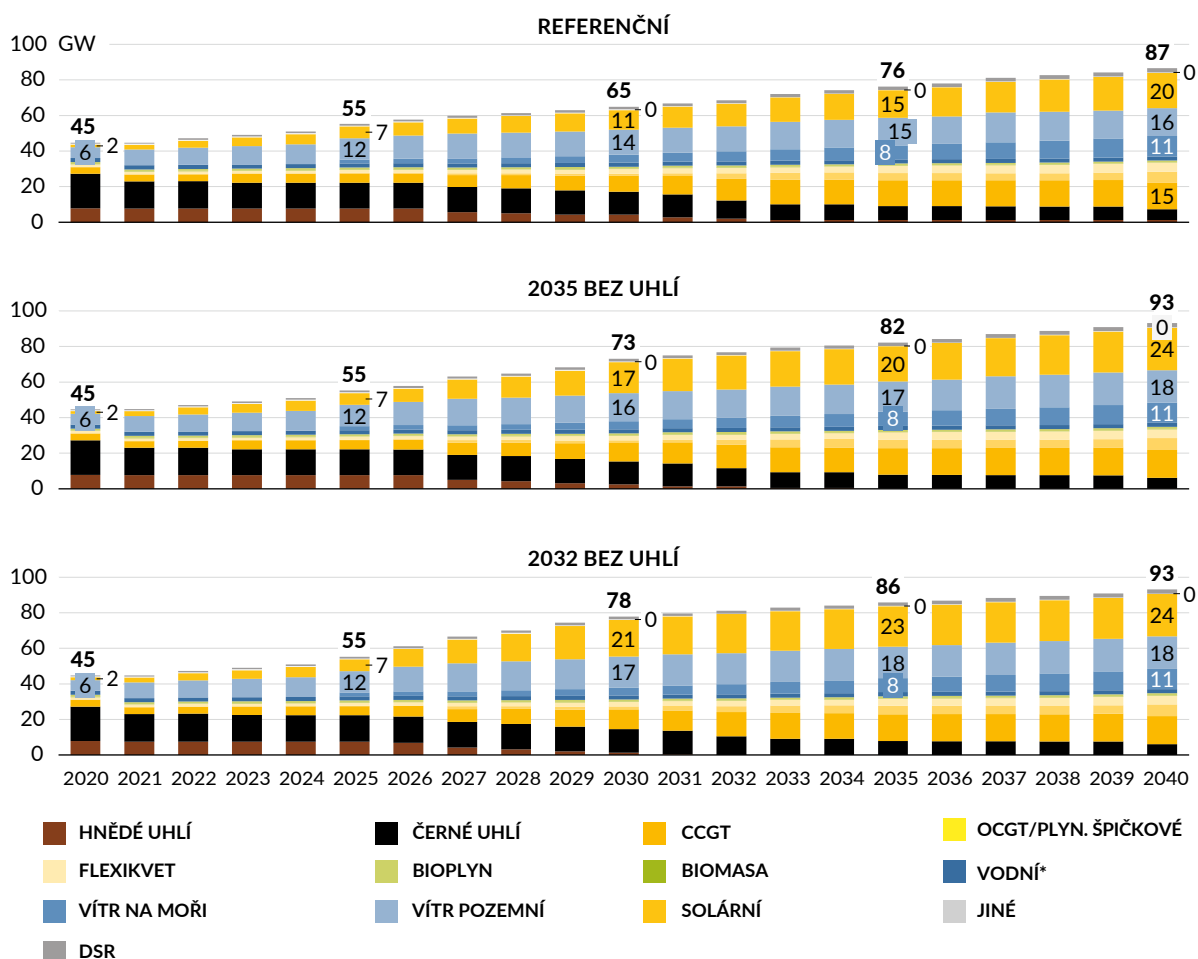
*Vodní zahrnuje průtočné, akumulační a přečerpávací.

V souladu s uvedeným nárůstem instalovaného výkonu se očekává, že celková čistá výroba elektřiny v Polsku se zvýší ze 166 TWh v roce 2020 na 215 TWh v roce 2040. Ve stejném období se očekává, že výroba elektřiny z černého uhlí klesne z 56 TWh na 25 TWh a u hnědého uhlí ze 49 TWh na 7 TWh. Naproti tomu výroba obnovitelných zdrojů vykazuje v prognózovaném období výrazný růst. Předpokládá se, že v roce 2020 bude 15 TWh, tj. 9 % celkové výroby elektřiny v Polsku, pocházet z obnovitelných zdrojů. Do roku 2040 se výroba OZE zvýší na 103 TWh, neboli 48 %. V uvedeném období se rovněž sníží čistý dovoz, a to z 12 TWh v roce 2020 na 9 TWh v roce 2040. Viz obrázek 40.

Scénáře odstavování hnědého uhlí. Oba scénáře odstavování hnědého uhlí jsou charakterizovány dřívějším vyřazením výroby hnědouhelných elektráren z polského energetického mixu. Scénáře se liší v cílovém roce, kdy je dosaženo úplného odstavování. V obou scénářích odstavování jsou hnědouhelné elektrárny nahrazeny kombinací zařízení na výrobu ze zemního plynu a obnovitelných zdrojů.

Scénář 2035 bez hnědého uhlí. Podle scénáře 2035 bez hnědého uhlí se do roku 2035 očekává úplné vyřazení hnědouhelných elektráren. Splnění uvedeného cíle vyžaduje, aby starší bloky elektrárny Bełchatów byly odstaveny do roku 2030 a novější do roku 2035. V důsledku dojde k poklesu hnědouhelných kapacit o 2 GW v roce 2030 a o 1 GW v roce 2040 pod referenční případ, viz obrázek 41.

Obrázek 49: Instalované výkony ve scénářích pro Polsko

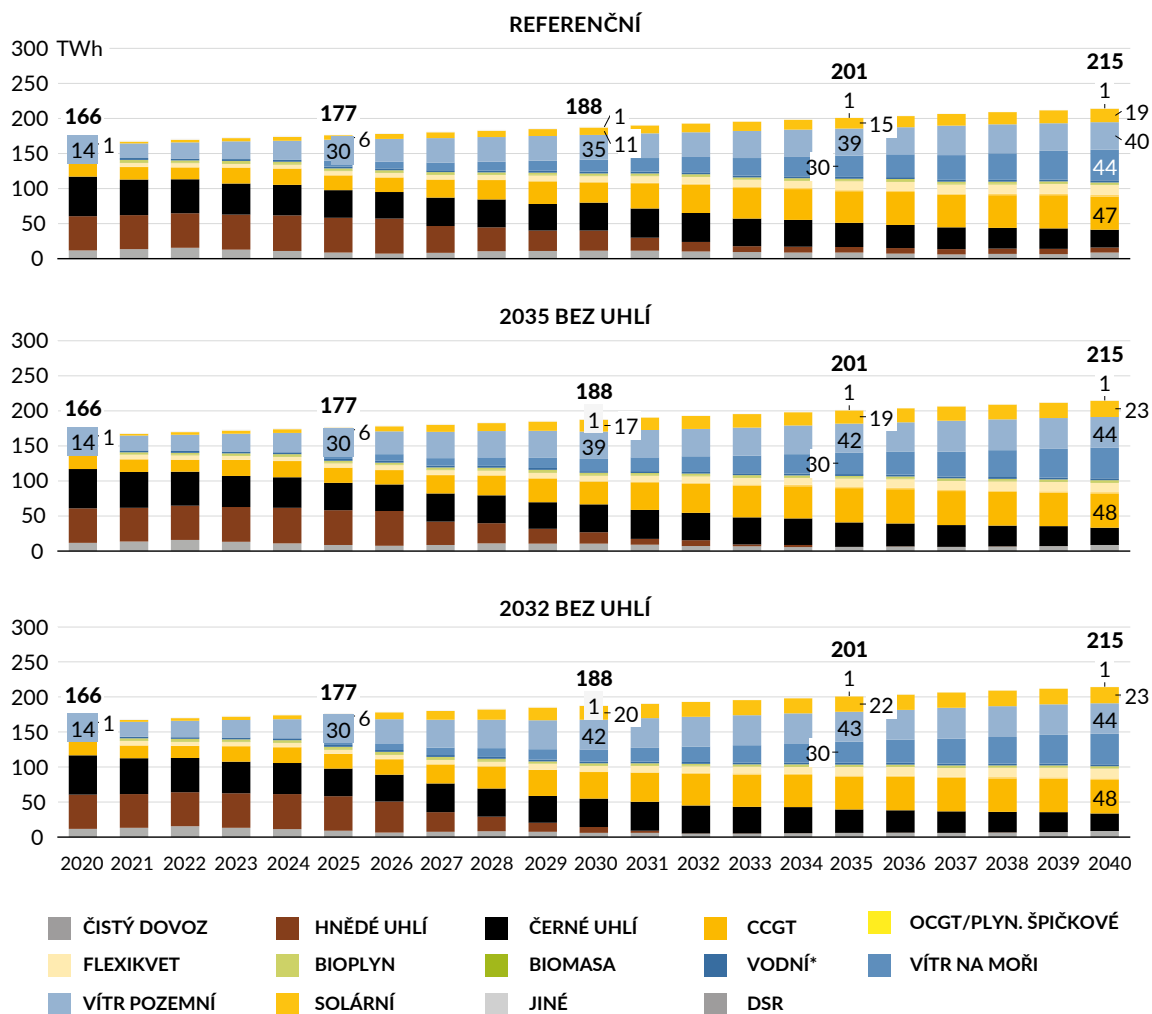


Zdroj: Aurora Energy Research.
*Vodní zahrnuje průtočné, akumulační a přečerpávací.

Pro krytí odstavené výroby se instalovaný výkon obnovitelných zdrojů zvýší tak, že ve scénáři 2035 bez hnědého uhlí se výkon solárních elektráren zvýší o 6 GW a větrných o 2 GW nad rámec referenčního scénáře. Do roku 2040 se rozdíl u slunečních elektráren sníží na 4 GW. V našem modelování polský kapacitní trh zajišťuje, že předčasně odstavené zdroje na hnědé uhlí budou nahrazeny novými zdroji na zemní plyn. Ve srovnání s referenčním případem se v roce 2030 zvýší výkon CCGT o 1 GW a OCGT rovněž o 1 GW. Uvedený rozdíl instalovaných výkonů CCGT a OCGT přetrvává až do roku 2040.

Dřívější odstavení starších i novějších bloků elektrárny Bełchatów v rámci scénáře 2035 bez hnědého uhlí vede v porovnání s referenčním případem k poklesu výroby o 13 TWh v roce 2030 a o 7 TWh v roce 2040. Naopak vzhledem k rychlejšímu rozvoji solárních elektráren a větrných elektráren na moři se předpokládá, že výroba OZE bude v roce 2030 o 10 TWh vyšší než v referenčním případě. Do roku 2040 se tento rozdíl sníží o 8 TWh. S ohledem na zvýšenou výrobu obnovitelné energie se očekává pokles čistého dovozu v Polsku, což se odrazí v nižších velkoobchodních cenách elektřiny. Ve scénáři 2035 bez hnědého uhlí dováží Polsko ve srovnání s referenčním případem v roce 2030 o 1 TWh méně elektřiny, viz obrázek 42. Tento rozdíl do roku 2040 vymizí.

Obrázek 50: Čistá výroba elektřiny v Polsku podle jednotlivých scénářů



50

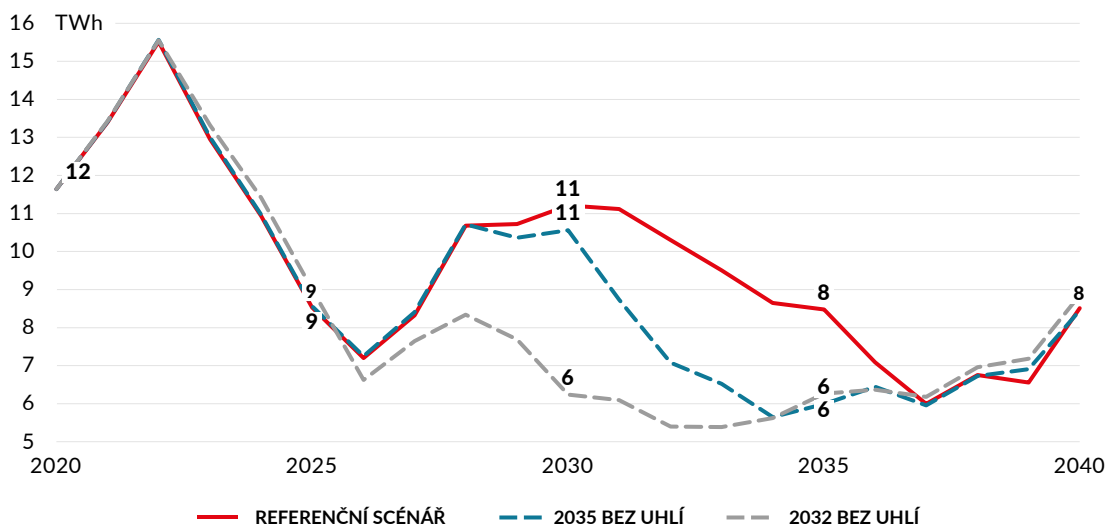
Zdroj: Aurora Energy Research.

*Vodní zahrnuje průtočné, akumulární a přečerpávací.

Scénář 2032 bez hnědého uhlí. Odstavování hnědouhelných elektráren v souladu se scénářem 2032 bez hnědého uhlí způsobí, že instalovaný výkon hnědouhelných elektráren v Polsku klesne pod úroveň referenčního případu o 3 GW v roce 2030 a o 1 GW v roce 2040. Chybějící výroba v soustavě je nahrazena kombinací dodatečných obnovitelných zdrojů a elektráren na zemní plyn (ty druhé na základě kapacitních kontraktů). Jak je znázorněno na obrázku 41, součet výkonu slunečních a pozemních větrných elektráren vzroste nad úroveň referenčního scénáře o 13 GW v roce 2030 a o 7 GW v roce 2040; Dále se předpokládá se, že se nad rámec referenčního scénáře zvýší v roce 2030 výkon CCGT o 1 GW a OCGT o 2 GW. Do roku 2040 se rozdíl sníží na 2 GW a rovnoměrně se rozdělí mezi obě technologie.

Očekává se, že do roku 2025 zůstane čistá výroba ve scénáři 2032 bez hnědého uhlí stejná jako v referenčním scénáři, viz obrázek 42. Očekává se, že výroba elektřiny z hnědého uhlí klesne v roce 2030 o 21 TWh oproti referenčnímu scénáři, výroba z obnovitelných zdrojů a elektráren na zemní plyn se zvýší, což zajistí, že celková čistá výroba zůstane zachována. Čistá výroba elektřiny z OZE tedy v roce 2030 překročí úroveň referenčního případu o 16 TWh, v případě zemního plynu o 9 TWh. Do roku 2040 bude podle očekávání výroba elektřiny ze zemního plynu ve scénáři 2032 bez hnědého uhlí konvergovat s referenčním případem. Očekává se, že se bilance vývozu se oproti referenčnímu případulepší. Jak ukazují obrázky 43 a 42, čistý dovoz je v roce 2030 o 5 TWh nižší, činí 6 TWh oproti 11 TWh v referenčním scénáři. Do roku 2040 rozdíly vývozu a dovozu mezi scénáři zmizí.

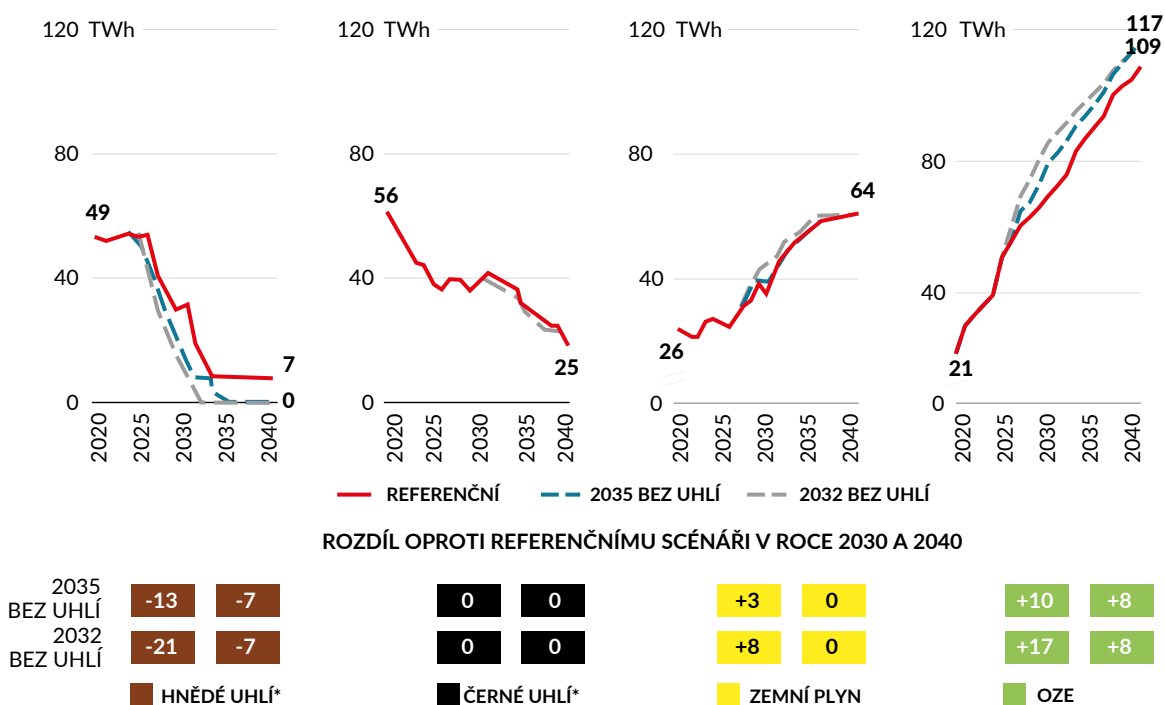
Obrázek 51: Obchodní bilance elektřiny v Polsku



Zdroj: Aurora Energy Research.

Obrázek 52 podává přehled vývoje výroby elektřiny jednotlivých zdrojů v Polsku napříč všemi scénáři.

Obrázek 52: Výroba elektřiny z hnědého uhlí, černého uhlí, zemního plynu a obnovitelných zdrojů do roku 2040 v Polsku



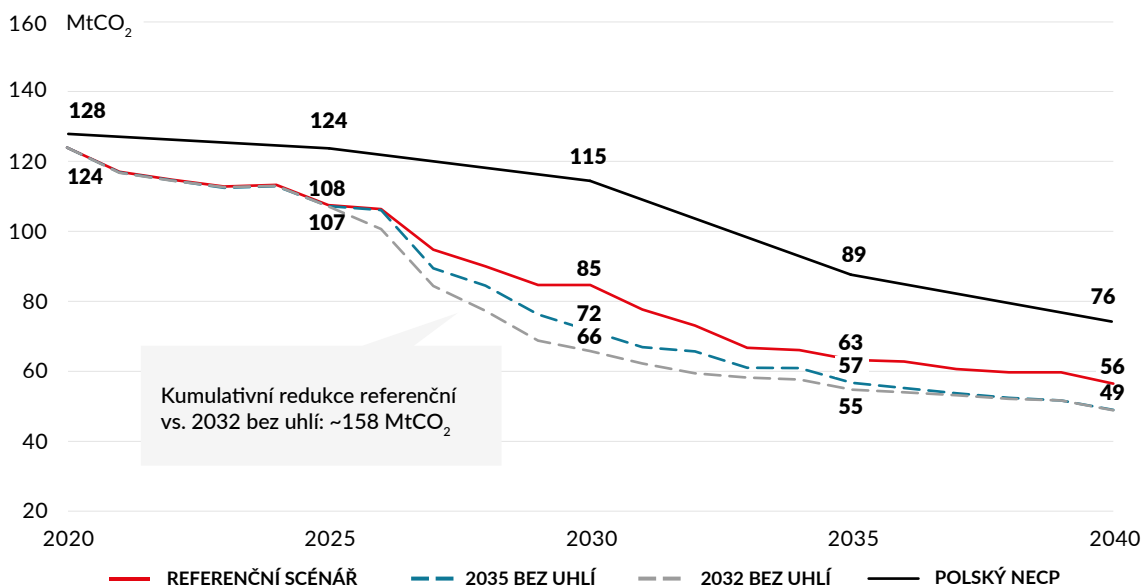
Zdroj: Aurora Energy Research.

Předpokládáme výhřevnost 10 GJ/T pro hnědé uhlí a 25 GJ/T pro černé uhlí.

4.2.2. Klima

V referenčním scénáři očekáváme, že celkové emise oxidu uhličitého v energetickém sektoru klesnou ze 124 MtCO₂ v roce 2020 na 85 MtCO₂ v roce 2030. Emise se v posledním desetiletí prognózovaného období dále snižují a v roce 2040 dosáhnou 56 MtCO₂.

Obrázek 53: Celkové emise v energetickém sektoru Polska napříč scénáři do roku 2040



52

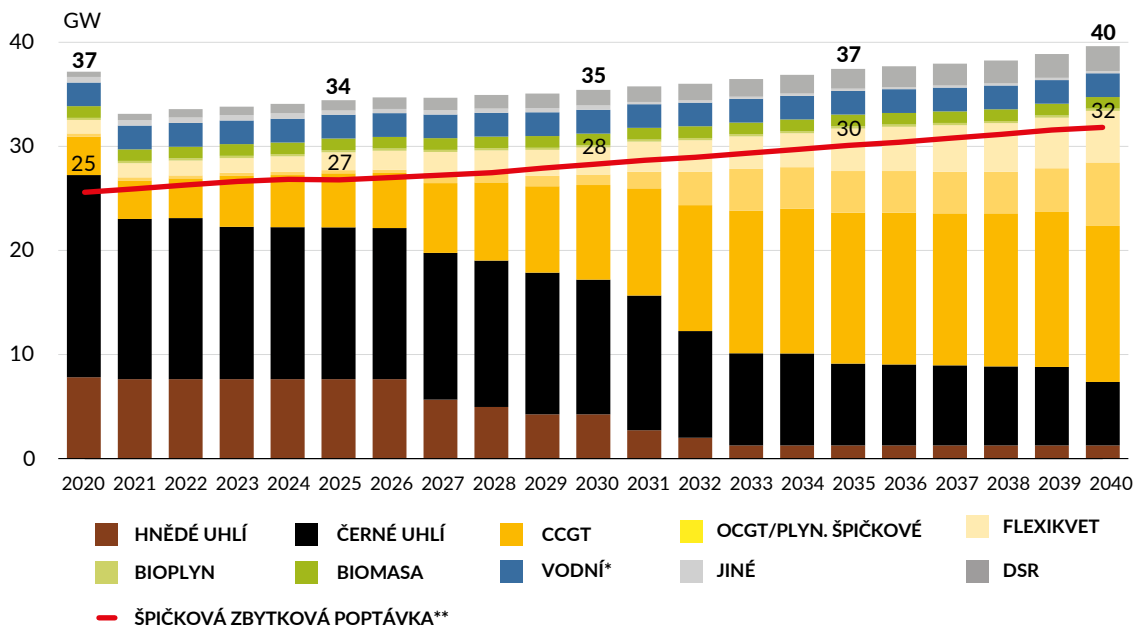
Zdroj: Aurora Energy Research.

Jak ukazuje obrázek 45, emise ve scénáři 2035 bez hnědého uhlí klesnou v roce 2030 na 72 MtCO₂, což je o 13 MtCO₂ neboli o 15 % méně než v referenčním případě. Do roku 2040 emise v energetickém sektoru klesnou na 49 MtCO₂, 13 % pod referenčním případem. Rychlejší odstavení hnědouhelných elektráren povede v plánovaném horizontu ke kumulativní úspoře 107 MtCO₂. Ve scénáři 2032 bez hnědého uhlí je pokles emisí ještě výraznější. Do roku 2030 emise oxidu uhličitého v energetickém sektoru dosáhnou 66 MtCO₂, což je o 19 MtCO₂ neboli o 22 % méně než v referenčním případě. V následujících deseti letech se odchylka od referenčního případu mírně sníží na 14 % (rozdíl 8 MtCO₂) v roce 2040. Celkově jsou emise ve scénáři 2032 bez hnědého uhlí o 159 MtCO₂ nižší než v referenčním scénáři.

4.2.3. Bezpečnost dodávek

Rozpětí kapacity. Očekává se, že celkový instalovaný říditelný výkon v referenčním scénáři vzroste z 37 GW v roce 2020 na 40 GW v roce 2040, přičemž zpočátku dojde k poklesu, protože v roce 2020 budou odstaveny zdroje, u nichž není rentabilní renovace pro splnění nových standardů LCP BREF, které vstoupí v platnost od roku 2021.

Obrázek 54: Vývoj instalovaného říditelný výkonu ve srovnání s nejvyšší zbytkovou poptávkou do roku 2040 v Polsku



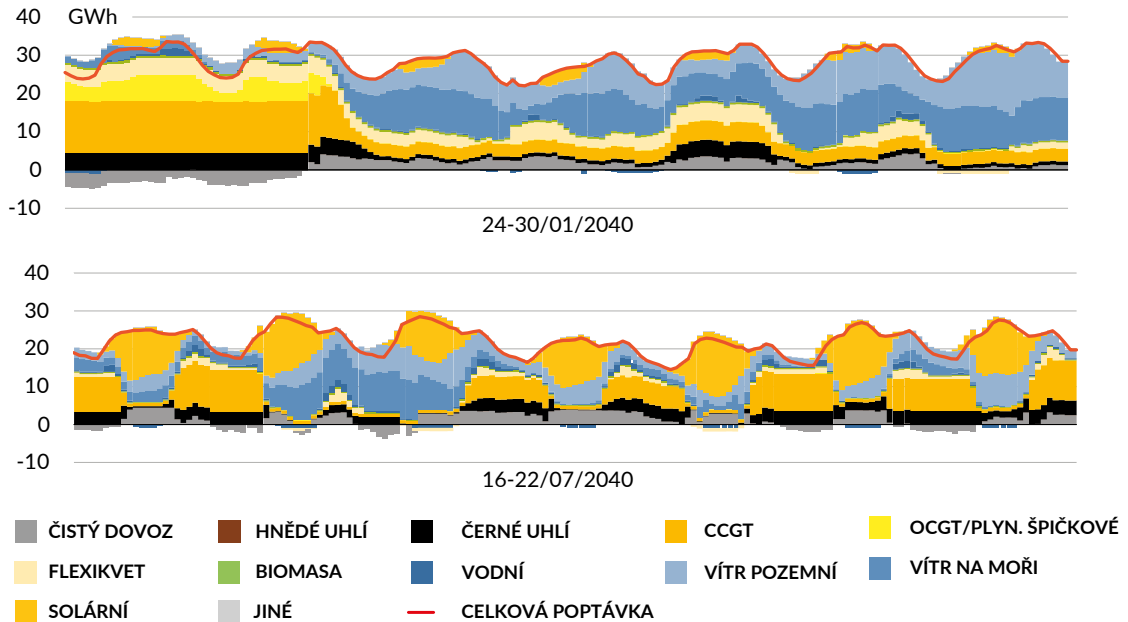
Zdroj: Aurora Energy Research.

* Vodní zahrnuje průtočné, akumulaci a přečerpávací; **Zbytková poptávka je definována jako celková poptávka (včetně elektrických vozidel a tepelných čerpadel) minus možnosti výroby z proměnných obnovitelných zdrojů: větrné, solární a průtočné vodní.

Očekává, že nejvyšší zbytková poptávka (poptávka nad rámec výroby proměnných obnovitelných zdrojů) vzroste z 25 GW v roce 2020 na 32 GW v roce 2040. Bude však v celém časovém horizontu trvale pod úrovní dostupné říditelné kapacity, viz obrázek 46. Polsko proto pravděpodobně bude mít bezpečné dodávky energie.

Klíčovou výzvou bude zajistit včasné vybudování plynových zdrojů, které nahradí uhelné elektrárny, které mají být v polovině roku 2020 vyřazeny z provozu. Pokud by se plánování opozdilo, může být ohrožena bezpečnost dodávek. Je proto zásadní, aby Polsko předvíдалo své budoucí potřeby kapacity včas.

Obrázek 55: Celková výroba a poptávka ve dvou vybraných týdnech roku 2040 v Polsku



Zdroj: Aurora Energy Research

*Vodní zahrnují průtočné, akumulační a přečerpávací.

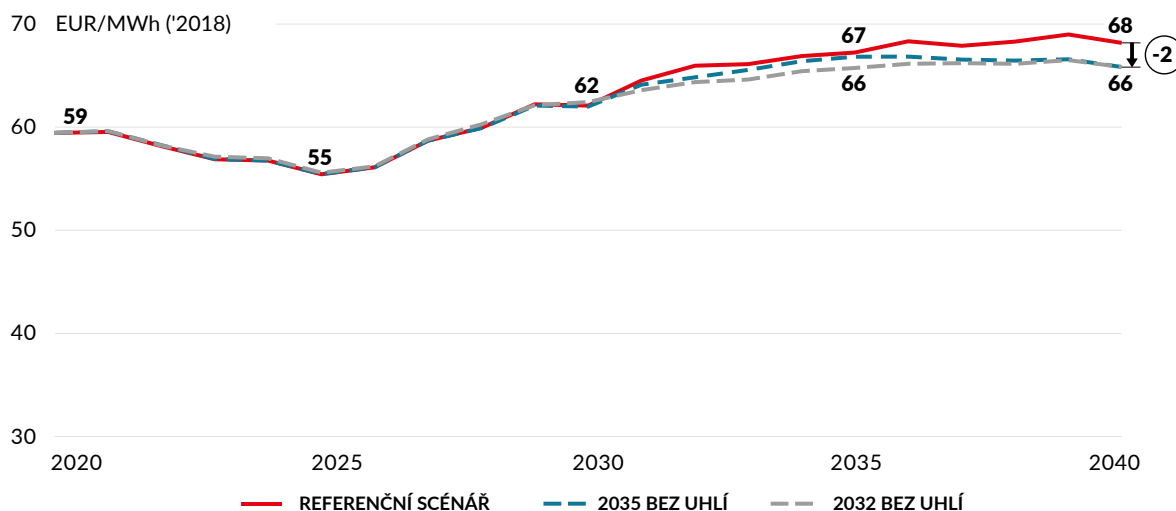
54

Výroba ve vybraných týdnech. Přestože je zřejmé, že celkový instalovaný výkon je dostatečný pro pokrytí průměrné špičkové poptávky v celém časovém horizontu, jsou hodiny, ve kterých poptávka po elektřině v Polsku převyšuje čistou výrobu. Jde o hodiny, ve kterých je ekonomicky výhodnější uspokojovat poptávku elektřinou ze zahraničí, čímž se z Polska stává čistý dovozce, jak je ukázáno na obrázku 47 pro dva vybrané týdny v roce 2040 podle scénáře 2032 bez hnědého uhlí. První ukázka je z posledního týdne v lednu 2040, kde je vidět, že říditelný výkon tvoří významný podíl na zdrojovém mixu v hodinách s nízkou výrobou OZE. Výkon říditelných zdrojů klesá v hodinách s příznivými větrnými nebo solárními podmínkami, protože sousedé Polska zejména na západě a na severu využívají více obnovitelných zdrojů, což v těchto hodinách snižuje ceny energie. Situace v ukázkovém týdnu ze srpna téhož roku je podobná. Zatímco dovozy dorovnávají rozdíl mezi celkovou čistou výrobou a poptávkou po elektřině, Polsko exportuje nadvýrobu OZE.

4.2.4. Cenová dostupnost

Tržní ceny elektřiny. V referenčním scénáři se předpokládá, že velkoobchodní ceny elektřiny v Polsku by měly růst z 59 EUR/MWh v roce 2020 na 62 EUR/MWh v roce 2030. Do roku 2040 průměrné ceny elektřiny dosáhnou 68 EUR/MWh.

Obrázek 56: Průměrná roční cena elektřiny v základním zatížení do roku 2040 v Polsku



Zdroj: Aurora Energy Research.

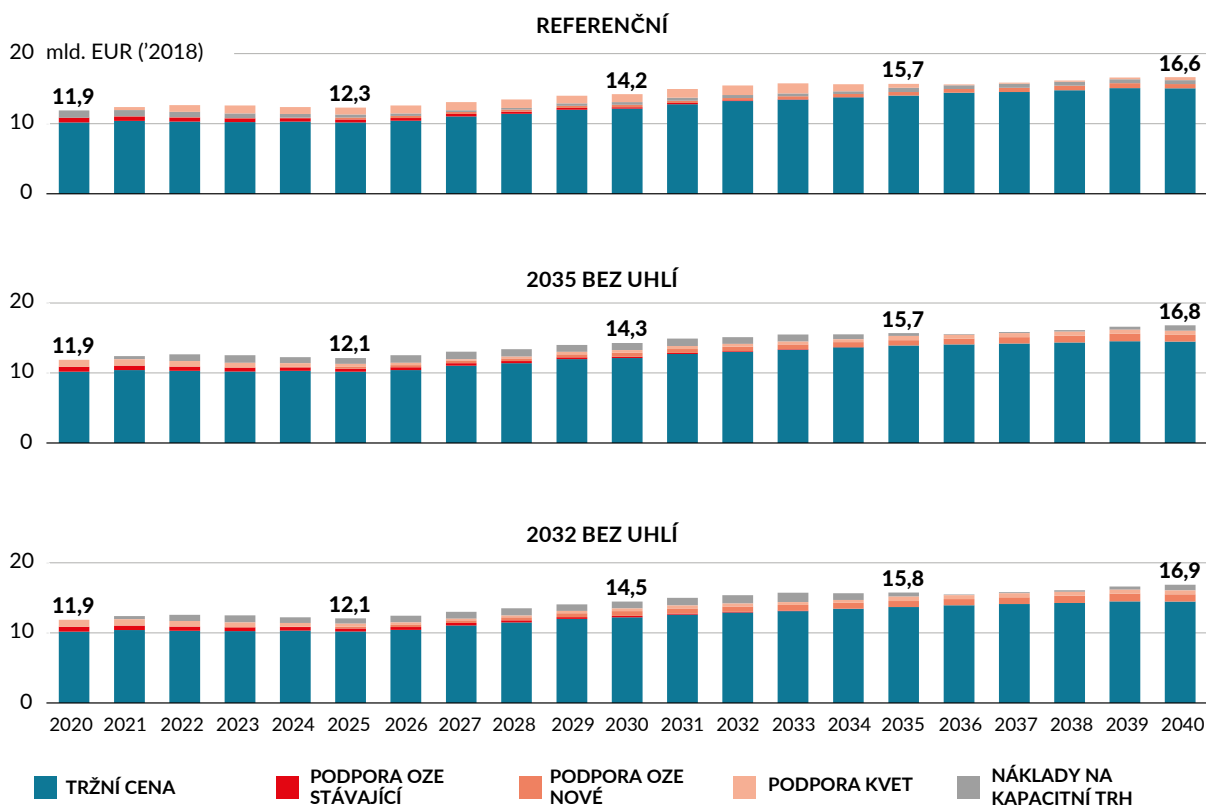
55

Ve scénáři 2035 bez hnědého uhlí se očekává, že průměrné roční velkoobchodní ceny elektřiny budou do roku 2030 totožné s cenami referenčního scénáře. Ceny elektřiny vzrostou z 59 EUR/MWh v roce 2020 na 62 EUR/MWh v roce 2030. Následně se ceny začínají lišit: v roce 2035 je ve scénáři s odstavením uhlí cena elektřiny 67 EUR/MWh, což je o 0,4 EUR/MWh méně než v referenčním případě. Lze to vysvětlit skutečností, že odstavený výkon hnědohelných elektráren je kompenzován výrazným zvýšením výkonu OZE, které mají nižší mezní náklady než hnědé uhlí. Z dlouhodobého hlediska se očekává, že výroba z obnovitelných zdrojů sníží do roku 2040 cenu elektřiny o 2 EUR/MWh na 66 EUR/MWh.

Očekává se, že ve scénáři 2032 bez hnědého uhlí průměrné ceny elektřiny porostou z 59 EUR/MWh v roce 2020 na 62 EUR/MWh v roce 2030 a na 66 EUR/MWh v roce 2040. Protože k odstavení hnědohelných zdrojů v Polsku nedojde před začátkem 30. let, předpokládá se, že průměrné velkoobchodní ceny elektřiny budou do roku 2030 kopírovat ceny v referenčním scénáři. Podporovány rostoucí výrobou polských OZE dosáhnou velkoobchodní ceny elektřiny v roce 2035 66 EUR/MWh, což je o 1,5 EUR/MWh méně než v referenčním scénáři. Rozdíl v cenách oproti referenčnímu scénáři se do roku 2040 dále zvětšuje, protože výroba energie z obnovitelných zdrojů pokračuje v růstu a technologie výroby elektřiny s nižšími mezními náklady stále častěji stanovují cenu elektřiny.

Systémové náklady. Naše analýza systémových nákladů pro polský trh zahrnuje náklady na dodávku elektřiny na velkoobchodním trhu, náklady na poskytování kapacity na kapacitním trhu, jakož i náklady na budování výrobních kapacit, které získávají nějakou podporu mimo velkoobchodní trh, tj. obnovitelné zdroje energie a zdroje kombinované výroby elektřiny a tepla. Další náklady, zejména na přenosové a distribuční sítě, nejsou v této studii zohledněny.

Obrázek 57: Systémové náklady elektřiny v Polsku



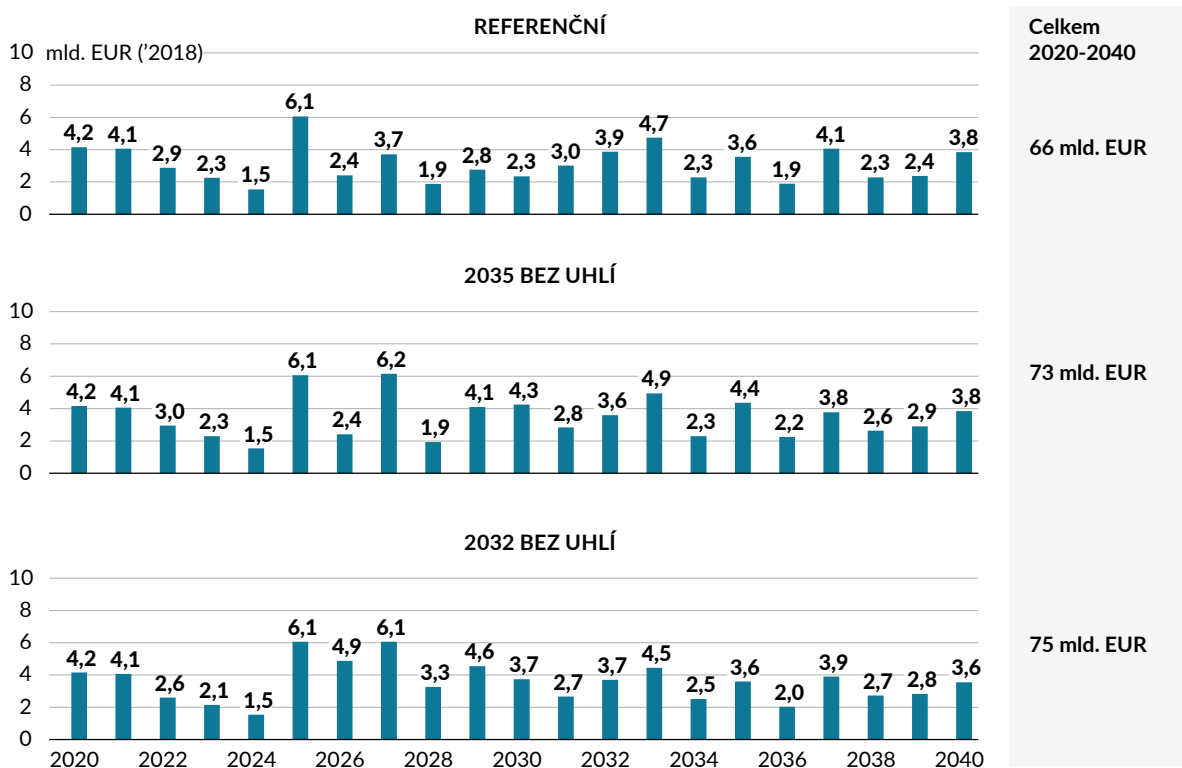
Zdroj: Aurora Energy Research.

Systémové náklady v Polsku rostou v referenčním scénáři z 11,9 mld. EUR v roce 2020 na 16,6 mld. EUR v roce 2040, což je způsobeno zvyšováním velkoobchodních nákladů v důsledku růstu poptávky i cen. Náklady na kapacitní trh se ve 20. letech zvyšují a poté se do poloviny 30. let výrazně snižují. Podpora KVET a OZE zůstává malou částí celkových nákladů. Ve scénářích odstavení uhlí se ceny energie snižují, je však třeba nahradit dodatečné tepelné kapacity, což povede ke zvýšení cen na kapacitním trhu a mírně vyšším systémovým nákladům v roce 2020 (o méně než 0,5 mld. EUR). Odstavování k roku 2035 vede k systémovým nákladům, které jsou v roce 2030 o 0,1 mld. EUR vyšší, zatímco odstavení k roku 2032 má za následek zvýšení o 0,3 mld. EUR.

Celkem jsou za 20 let mezi roky 2020 a 2040 systémové náklady ve scénáři 2035 bez hnědého uhlí o 1 miliardu EUR, neboli o 0,4 %, nižší než v referenčním scénáři; ve scénáři 2032 bez hnědého uhlí jsou o 0,2 mld. EUR, neboli o 0,1 % nižší, tj. systémové náklady jsou prakticky totožné. Jde o překvapivý výsledek, protože ukazuje, že úspory emisí vyvolané odstavením hnědého uhlí mohou být dosaženy při nulových nebo negativních systémových nákladech, jestliže vláda prosazuje dlouhodobou strategii odstavení a nahradí hnědé uhlí obnovitelnými zdroji.

Investice. Investice v polské energetickém sektoru se v příštích 20 letech pohybují zhruba mezi dvěma a šesti miliardami EUR ročně. Odstavování k roku 2035 vyžaduje zvýšení ročních investic v rozmezí 0,6 až 2,4 mld. EUR od roku 2027, zatímco vyřazování k roku 2032 vyžaduje dodatečné investice mezi 1,4 mld. a 2,5 mld. EUR ročně počínaje rokem 2026.

Obrázek 58: Investice do výroby elektřiny v Polsku



57

Zdroj: Aurora Energy Research.

Celkové investice v následujících 20 letech jsou ve scénáři 2035 bez hnědého uhlí o 7 miliard EUR vyšší a ve scénáři 2032 bez hnědého uhlí o 9 miliard EUR vyšší. Důvodem je mírně vyšší instalovaný výkon OZE ve scénářích odstavování a jejich rychlejší rozvoj (jsou budovány dříve, kdy jsou jejich investiční náklady vyšší). Celkově lze dodatečné investice považovat za relativně nízké, vzhledem k významu hnědého uhlí v současné polské energetice.

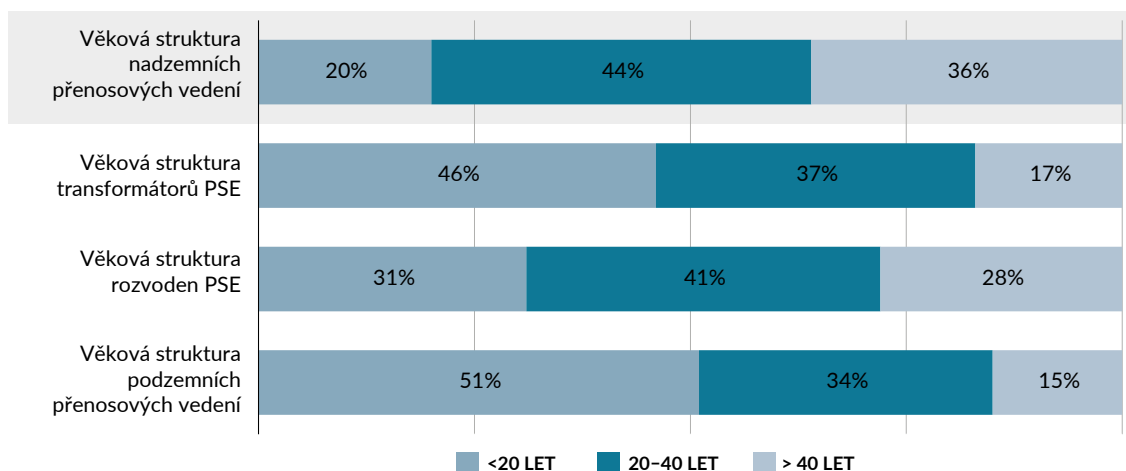
4.2.5. Infrastruktura

Obnovitelné zdroje elektřiny jsou obvykle umístěny v jiných lokalitách, než uhelné elektrárny, které jsou jimi nahrazovány a pro které byla vybudována přenosová soustava. V Polsku to pravděpodobně znamená přesun těžišť výroby elektřiny z jižního a středního Polska, kde je v současné době soustředěna většina uhelných elektráren, směrem na sever k pobřeží Baltského moře, kde je silnější vítr a jsou k dispozici mořské lokality.

Přesunutí centra výroby bude vyžadovat nové investice do přenosové soustavy. Ve svém „expanzním“ scénáři nový návrh plánu rozvoje sítě PSE²¹ odhaduje, že mezi roky 2021 až 2030 bude zapotřebí investic ve výši 14 miliard EUR. Uvedený scénář se však zaměřuje na větrnou energii na moři a uvažuje menší podíl větrné energie na pevnině než scénáře porovnávané v tomto dokumentu. Zmíněné rozdíly by měly být hlouběji prozkoumány.

Je však třeba zmínit, že většina infrastruktury polské přenosové soustavy je starší než 20 let. Jmenovitě to platí pro 80 % přenosových vedení. Síť tedy v příštích desetiletích vyžaduje značné investice bez ohledu na rozvoj obnovitelných zdrojů. Je proto málo pravděpodobné, že by dodatečné náklady na přípravu soustavy na vysoký podíl obnovitelných zdrojů byly výrazně vyšší než za stávajícího stavu.

Obrázek 59: Věková struktura polské přenosové soustavy



Zdroj: UPS, Aurora Energy Research.

4.3. Česká republika

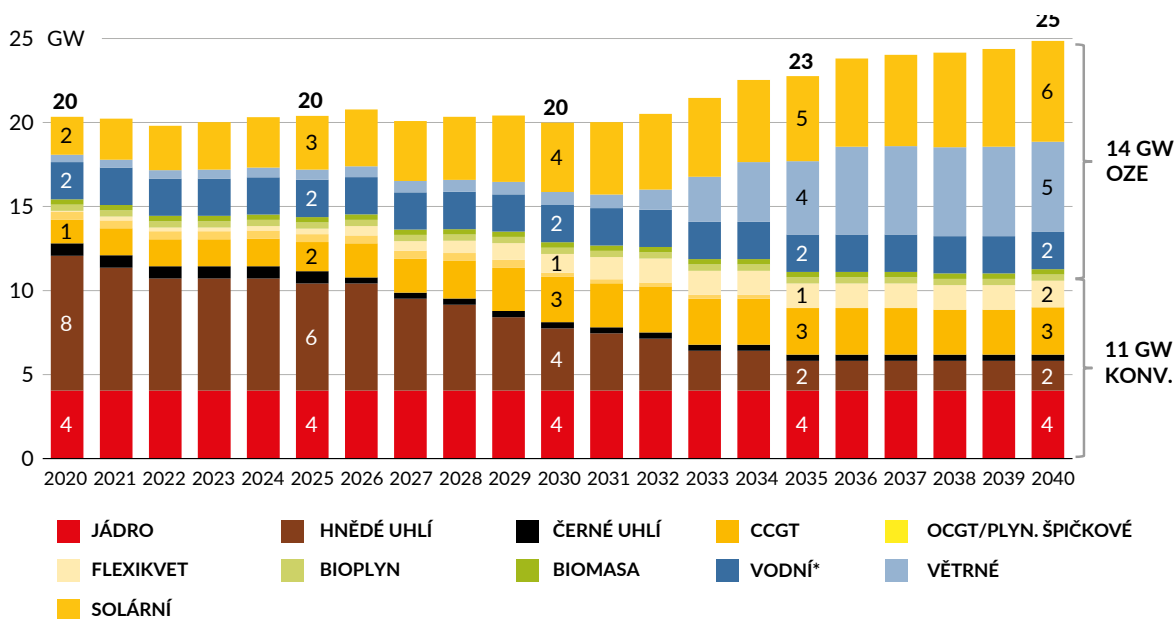
4.3.1. Trh s elektřinou

Referenční scénář. V referenčním scénáři se předpokládá, že celkový čistý instalovaný výkon v České republice bude v letech 2020 i 2030 na úrovni 20 GW, protože odstavované uhelné elektrárny budou nahrazeny kombinací obnovitelných zdrojů a elektráren na zemní plyn. Do roku 2040 dosáhne celkový instalovaný výkon 25 GW. Tento růst připadá převážně na rozvoj větrných elektráren. Ve druhé dekádě sledovaného horizontu vzroste instalovaný výkon větrných elektráren z 1 GW na 5 GW, k čemuž dojde i bez dotací, viz obrázek 52.

58

Při absenci regulačních zásahů nebo jiných neekonomických omezení očekáváme, že instalovaný výkon českých hnědouhelných elektráren se v letech 2020 až 2030 sníží na polovinu, viz obrázek 52. Výkon se sníží z 8 GW v roce 2020 na 4 GW v roce 2030. Do roku 2040 výkon v hnědém uhlí klesne na 2 GW.

Obrázek 60: Čistý instalovaný výkon v České republice do roku 2040, referenční scénář

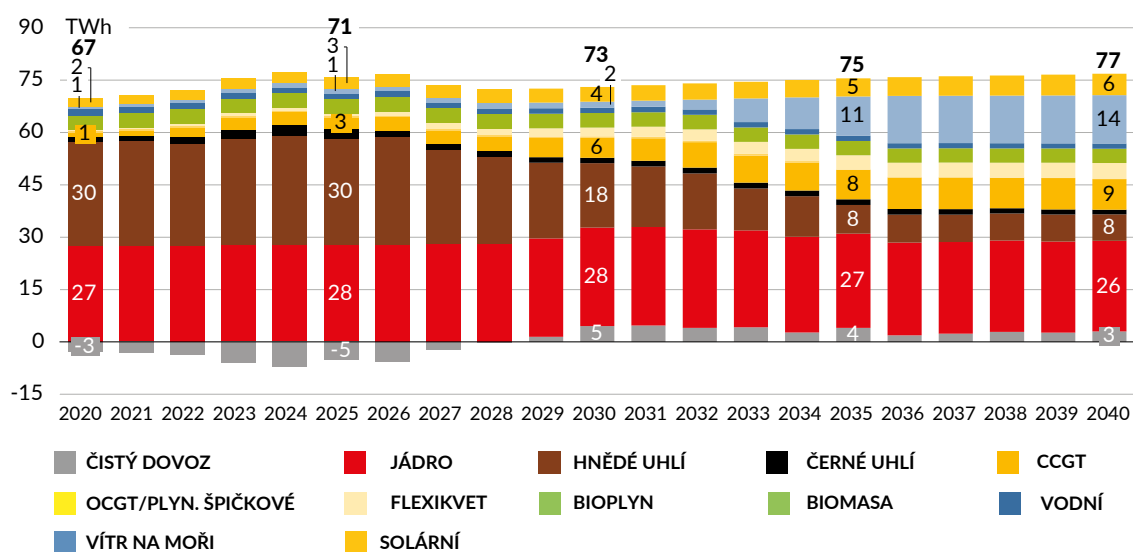


Zdroj: Aurora Energy Research.

*Vodní zahrnují průtočné, akumulční a přečerpávací.

S ohledem na to se očekává, že výroba elektřiny z hnědého uhlí se v plánovaném horizontu sníží. Mezi lety 2020 a 2030 klesá výroba elektřiny z hnědého uhlí z 30 TWh na 18 TWh. Do roku 2040 klesne na 8 TWh. Ve stejném období se výroba z intermitentních obnovitelných zdrojů a zdrojů na zemní plyn zvýší z 3 TWh a 2 TWh v roce 2020 na 20 TWh a 13 TWh v roce 2040. Výroba ze zemního plynu je v roce 2040 rozdělena mezi CCGT a flexibilní KVET, které produkují 8,8 TWh a 4,6 TWh elektřiny. Výroba elektřiny z biomasy zůstává v horizontu prognózy konstantní. I přes zvýšenou výrobu OZE se Česká republika změní do roku 2040 z čistého vývozce na čistého dovozce elektřiny, viz obrázek 53. Čistý vývoz 3 TWh v roce 2020 se do roku 2040 překloupí na 3 TWh čistého dovozu, což je důsledkem nižšího podílu nestálých obnovitelných zdrojů v České republice v porovnání se sousedními zeměmi, jmenovitě Německem.

Obrázek 61: Celková čistá výroba elektřiny v České republice do roku 2040

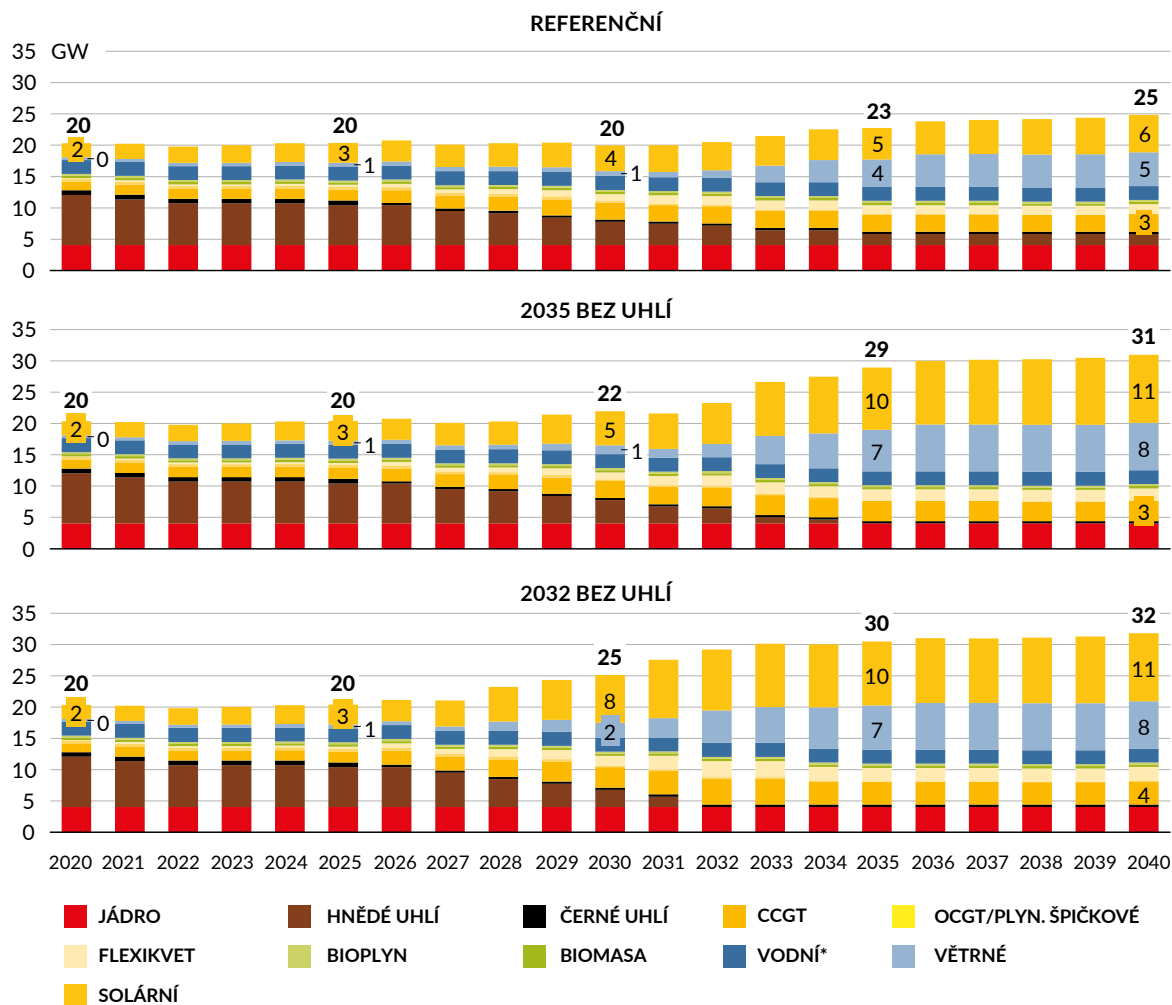


Zdroj: Aurora Energy Research.

*Vodní zahrnují průtočné, akumuláční a přečerpávací.

Scénáře odstavení hnědého uhlí. Scénáře 2035 bez hnědého uhlí i 2032 bez hnědého uhlí se vyznačují úplným odstavením všech kapacit hnědého uhlí v České republice. Pro vyrovnání poklesu výroby elektřiny a tepla, jsou do soustav v obou scénářích přidávány do roku 2040 kogenerační zdroje na zemní plyn a solární a větrné elektrárny. Stojí za zmínku, že i když scénáře předpokládají, že CCGT a flexibilní KVET budou provozovány na zemní plyn, lze využít i zelené plyny. Ekologické technologie sice v současné době nejsou považovány za ekonomicky životaschopné, to se však může změnit v souvislosti s technologickým pokrokem nebo vysokými cenami emisních povolenek v závěru sledovaného období.

Obrázek 62: Instalované výkony v jednotlivých scénářích pro Českou republiku



60

Zdroj: Aurora Energy Research.

*Vodní zahrnují průtočné, akumulční a přečerpávací.

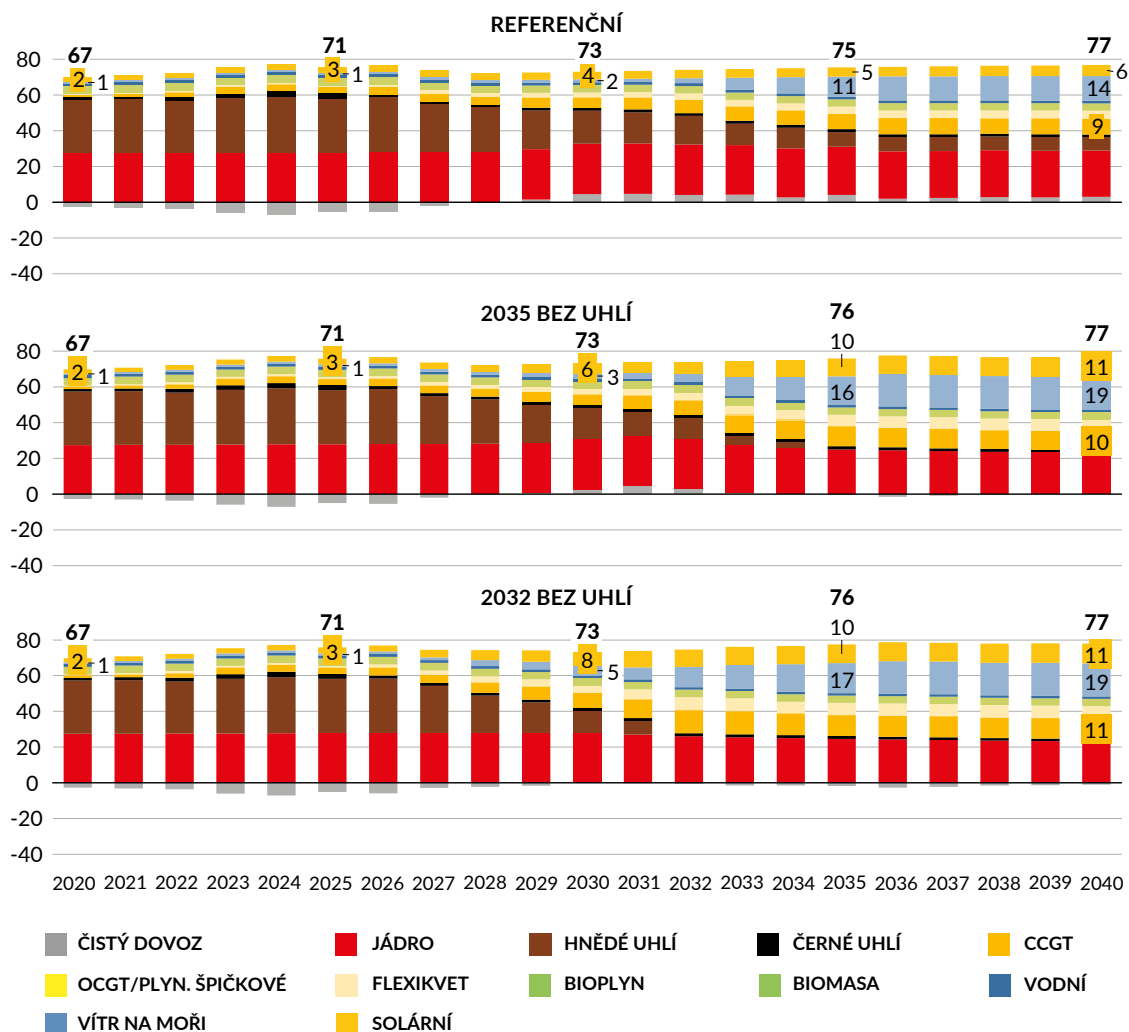
Scénář 2035 bez hnědého uhlí. Ve scénáři 2035 bez hnědého uhlí se do roku 2030 instalovaný výkon hnědého uhlí vyvíjí shodně s referenčním případem, tj. klesá z 8 GW v roce 2020 na 4 GW do roku 2030. V následujícím roce se kapacity ve scénářích se začínají lišit, ve scénáři 2035 bez hnědého uhlí výkon v hnědém uhlí klesne na nulu, tj. o 2 GW méně než v referenčním případě.

V obrázku 54 je ukázáno, že od roku 2029 je většina hnědouhelného výkonu, který opouští soustavu, nahrazována novými zdroji energie z větru a slunečního záření. Do roku 2030 jsou v systému v porovnání s referenčním případem dodatečně 1 GW sluneční a 1 GW větrné kapacity. Do roku 2040 tento rozdíl vzroste na 5 GW, respektive 2 GW. Pro kompenzaci výroby tepla se rovněž zvyšuje instalovaný výkon CCGT. Očekávaný růst CCGT je však poměrně konzervativní. Do roku 2040 je v české soustavě ve scénáři 2035 bez hnědého uhlí instalovaný výkon 3,3 GW, tj. jen o 0,5 GW více než v referenčním případě.

Přestože se instalovaný výkon do roku 2040 zvyšuje, neočekává se, že by se oproti referenčnímu scénáři změnila čistá výroba elektřiny. Převážně proto, že výroba odstavených uhelných elektráren je nahrazena kombinací obnovitelných zdrojů energie, plynových elektráren a v případě potřeby dovozů. Výroba OZE, která přesahuje čistou výrobu v referenčním scénáři, je exportována. Jak je uvedeno v obrázku 55, za předpokladu dřívějšího odstavení hnědouhelných elektráren, se v roce 2040 vyrobí o 8 TWh méně elektřiny z hnědého uhlí než v referenčním scénáři. Pro pokrytí toho

poklesu výroby obnovitelné zdroje v roce 2040 navíc 10 TWh ve srovnání s referenčním případem a další 4 TWh přidají zdroje na zemní plyn. Z důvodu nárůstu výroby OZE se očekává, že čistý dovoz v tomto scénáři zůstane výrazně pod úrovní referenčního scénáře. V roce 2040 činí čistý dovoz do České republiky 0,2 TWh, což je o 3 TWh pod referenčním případem.

Obrázek 63: Čistá výroba elektřiny v jednotlivých scénářích



Zdroj: Aurora Energy Research.

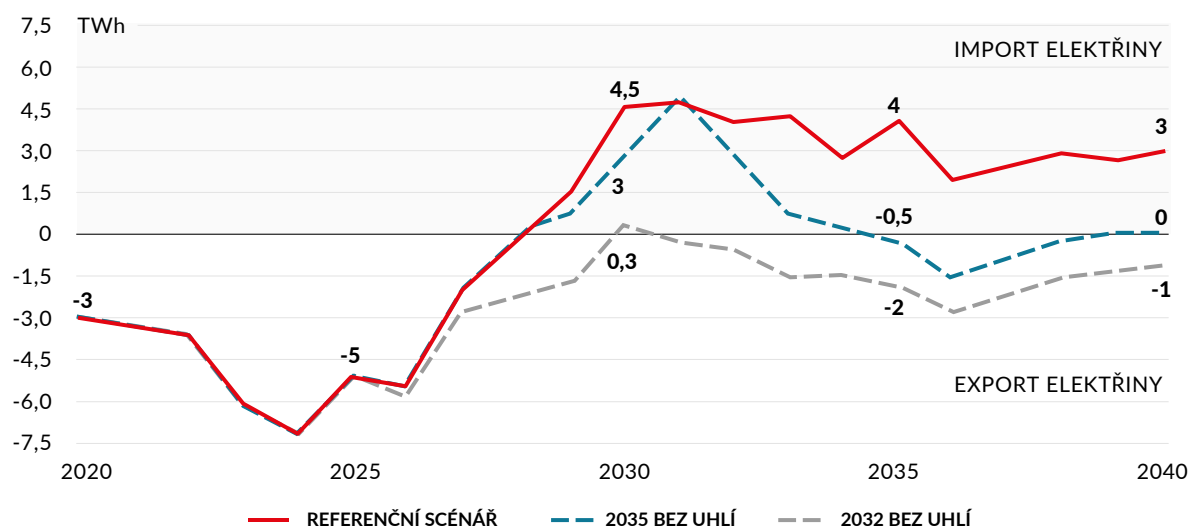
*Vodní zahrnují průtočné, akumulární a přečerpávací.

Scénář 2032 bez hnědého uhlí. Ve scénáři 2032 bez hnědého uhlí se očekává, že všechny hnědouhelné zdroje zcela opustí českou energetickou soustavu nejpozději do roku 2032. Proto se projektovaná trajektorie uhelných kapacit odchyľuje od referenčního případu již v roce 2028. Jak je zobrazeno obrázku 54 výkon hnědého uhlí v české energetické soustavě se snižuje z 8 GW v roce 2020 na 3 GW v roce 2030, což je o 1 GW méně než v referenčním případě. Největší rozdíl se očekává v roce 2032, kdy bude výkon hnědouhelných elektráren o 3 GW nižší, než v referenčním scénáři, v roce 2033 se tento rozdíl sníží na 2 GW, načež se až do roku 2040 nezmění. Naopak se očekává, že v průběhu prognózovaného období vzroste instalovaný výkon OZE. V roce 2020 tvoří solární elektrárny 2,3 GW a větrné 0,4 GW české kapacity. Do roku 2030 se instalovaný výkon proměnných OZE zvýší nad úroveň referenčního scénáře u solárních o 3 GW a u větrných o 2 GW. Do roku 2040 dosáhne výkon větrných elektráren v České republice 8 GW neboli o 2 GW nad referenční případ. Solární dosahují 11 GW neboli 5 GW nad referenční scénář.

Paralelně s odstavováním hnědouhelných kapacit dojde k odpovídajícímu snížení výroby elektřiny z hnědého uhlí. Očekává se, že do roku 2030 poklesne výroba elektřiny z hnědého uhlí o 10 TWh pod úroveň referenčního scénáře na 13 TWh. Když budou o dva roky později zcela vyřazeny všechny hnědouhelné kapacity, přijde elektrizační soustava o 16 TWh výroby z hnědého uhlí oproti referenčnímu scénáři. V mezidobí se předpokládá, že výroba elektřiny ze slunečních a větrných elektráren naopak poroste. Konkrétně se očekává, že v roce 2020 dosáhne výroba solárních elektráren 2,3 TWh a větrných 0,9 TWh. Do roku 2040 se předpokládá, že výroba z těchto zdrojů vzroste o 10 TWh nad rámec referenčního scénáře a rovnoměrně se rozdělí mezi obě technologie. Solární elektrárny vyrobí 11 TWh, zatímco výroba elektřiny z větru dosáhne 19 TWh. Pro pokrytí poklesu výroby tepla z konvenčních tepláren při zrychleném odstavování uhlí vzroste výroba flexibilních KVT a CCGT na 6 TWh (rovnoměrně rozděleno mezi technologie), tj. nad úroveň referenčního scénáře v roce 2040, viz obrázek 55.

Na rozdíl od referenčního scénáře, kdy se Česká republika stává z čistého vývozce čistým dovozcem elektřiny, ve scénáři 2032 bez hnědého uhlí zůstane tato země víceméně čistým vývozcem elektřiny. Při rostoucí výrobě OZE se očekává, že obchodní bilance České republiky se změní z čistého exportu 3 TWh v roce 2020 na čistý import 0,3 TWh v roce 2030, ale vzápětí na čistý export, který v roce 2040 dosáhne 1 TWh, což je však 4 TWh rozdíl oproti 3 TWh importu v referenčním případě, viz obrázek 56.

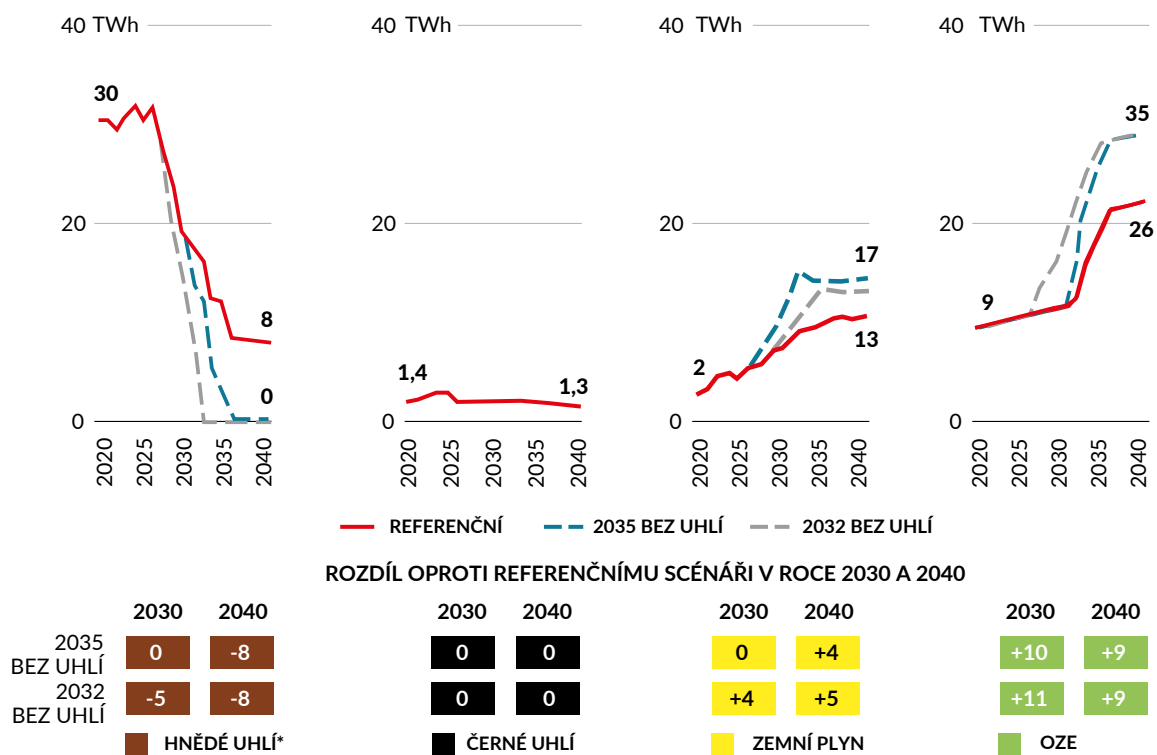
Obrázek 64: Obchodní bilance elektřiny České republiky



Zdroj: Aurora Energy Research.

Obrázek 65 podává přehled vývoje výroby elektřiny jednotlivých zdrojů v České republice napříč všemi scénáři.

Obrázek 65: Výroba elektřiny z hnědého uhlí, černého uhlí, zemního plynu a obnovitelných zdrojů do roku 2040 v České republice

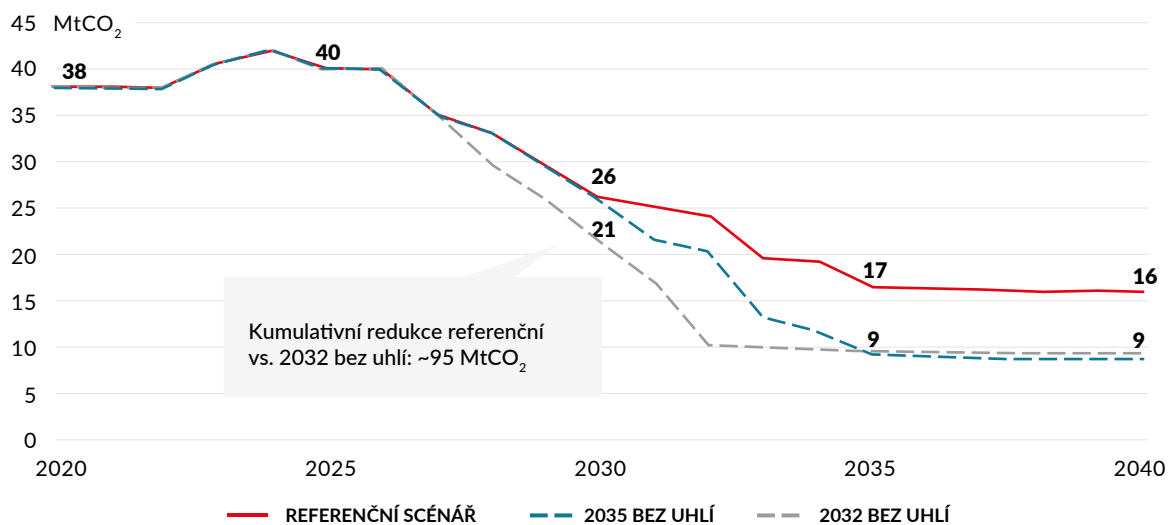


Zdroj: Aurora Energy Research.

Předpokládáme výhřevnost 10 GJ/T pro hnědé uhlí a 25 GJ/T pro černé uhlí.

4.3.2. Klima

Obrázek 66: Celkové emise v energetickém sektoru České republiky napříč scénáři do roku 2040



Zdroj: Aurora Energy Research.

V referenčním případě se očekává, že se emise oxidu uhličitého z energetického sektoru sníží z 38 MtCO₂ v roce 2020 na 26 MtCO₂ v roce 2030. Do roku 2040 se předpokládá, že emise klesnou na 16 MtCO₂, neboli celkově o 58 %.

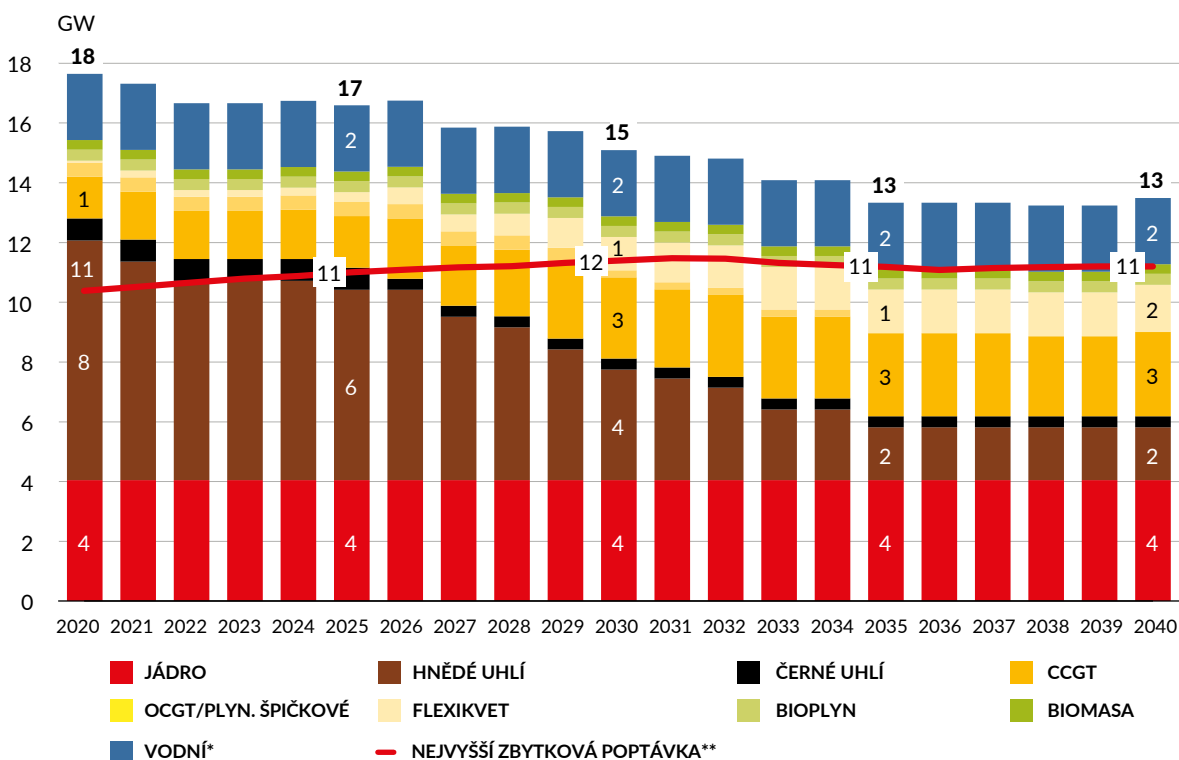
Ve scénáři 2035 bez hnědého uhlí se očekává, že celkové emise v odvětví energetiky budou do roku 2025 sledovat referenční scénář úplně a do roku 2030 bude odchylka minimální, následně nastoupí snižování emisí mnohem strmější cestou. Emise klesnou do roku 2030 na 26 MtCO₂ a do roku 2040 na 9 MtCO₂, což je o 44 % (7 MtCO₂) pod referenčním případem. Ve scénáři 2035 bez hnědého uhlí se očekává, že kumulativní úspory do roku 2040 dosáhnou v odvětví energetiky 67 milionů tun CO₂.

Ve scénáři 2032 bez hnědého uhlí se očekává, že celkové emise oxidu uhličitého z energetického odvětví budou do roku 2025 sledovat stejnou trajektorii jako referenční scénář. Následně se snižování emisí ve scénářích liší. V roce 2030 emise v energetickém sektoru klesnou na 21 MtCO₂, tj. asi o 20 % pod referenční scénář. Do roku 2040 emise dále klesnou na 9 MtCO₂, což je o 7 MtCO₂ pod referenčním případem. Kumulované emise v horizontu modelování jsou o 96 Mt CO₂ nižší než v referenčním případě.

4.3.3. Bezpečnost dodávek

Rozpětí kapacity. Očekává se, že celkový instalovaný dispečersky říditelný výkon v České republice klesne z 18 GW v roce 2020 na 13 GW v roce 2040. Nejvyšší zbytková poptávka, tj. poptávka nad rámec výroby proměnných obnovitelných zdrojů (FVE a VTE), se zvýší z 11 GW v roce 2020 na 12 GW v roce 2040. Jak je uvedeno v obrázku 59, očekáváme, že říditelná kapacita zůstane nad zbytkovou poptávkou v celém sledovaném období. Ve scénářích vyřazování z provozu jsou do roku 2040 říditelné kapacity o 1 GW nižší než v referenčním případě, stále však převyšují zbytkovou poptávku, i když nebudou vzaty v úvahu propojovací kapacity. Zabezpečení dodávek lze tedy udržet i bez hnědého uhlí a bez využití propojenosti české elektrizační soustavy.

64 **Obrázek 67: Vývoj instalovaného říditelného výkonu ve srovnání s nejvyšší zbytkovou poptávkou do roku 2040 v České republice**

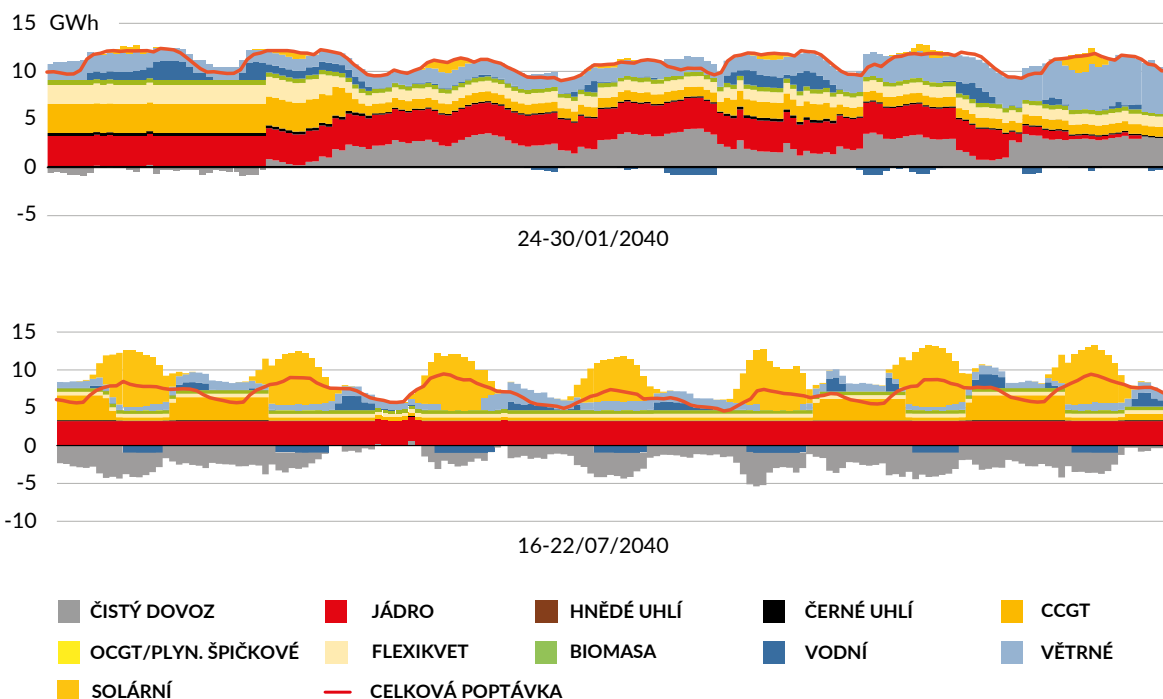


Zdroj: Aurora Energy Research.

*Vodní zahrnuje průtočné, akumulační a přečerpávací; **Zbytková poptávka je definována jako celková poptávka (včetně elektrických vozidel a tepelných čerpadel) minus možnosti výroby z proměnných obnovitelných zdrojů: větrné, solární a průtočné vodní.

Přestože v České republice existuje až do roku 2040 významná výkonová rezerva, jsou ve vybraném roce hodiny, kdy čistá výroba klesne pod celkovou poptávku po elektřině. V těchto hodinách je ekonomicky upřednostněno uspokojení poptávky zahraničními kapacitami před domácí výrobou. V takových situacích je Česká republika čistým dovozcem energie, jak ukazuje obrázek 61 nahoře na ukázkovém týdnu v lednu 2040 pro scénář 2032 bez hnědého uhlí. V hodinách s malou nebo žádnou výrobou obnovitelných zdrojů je poptávka po elektřině v České republice pokryta především domácími říditelnými zdroji. Zbývající poptávka je pokryta importovanou elektřinou. Naproti tomu v hodinách s významnou výrobou OZE v důsledku příznivějších slunečních a větrných podmínek je tendence k nárůstu českého vývozu, protože celková výroba převyšuje poptávku po elektřině, viz vzorový týden z července 2040 na obrázku 61 dole. Ukazuje se, že mezinárodně propojená česká elektrizační soustava je schopna s využitím kombinace domácích a zahraniční výroby pokrýt poptávku po elektřině i při rostoucím podílu variabilních obnovitelných zdrojů, a bez hnědého uhlí.

Obrázek 68: Celková výroba a poptávka ve dvou vybraných týdnech roku 2040 v České republice

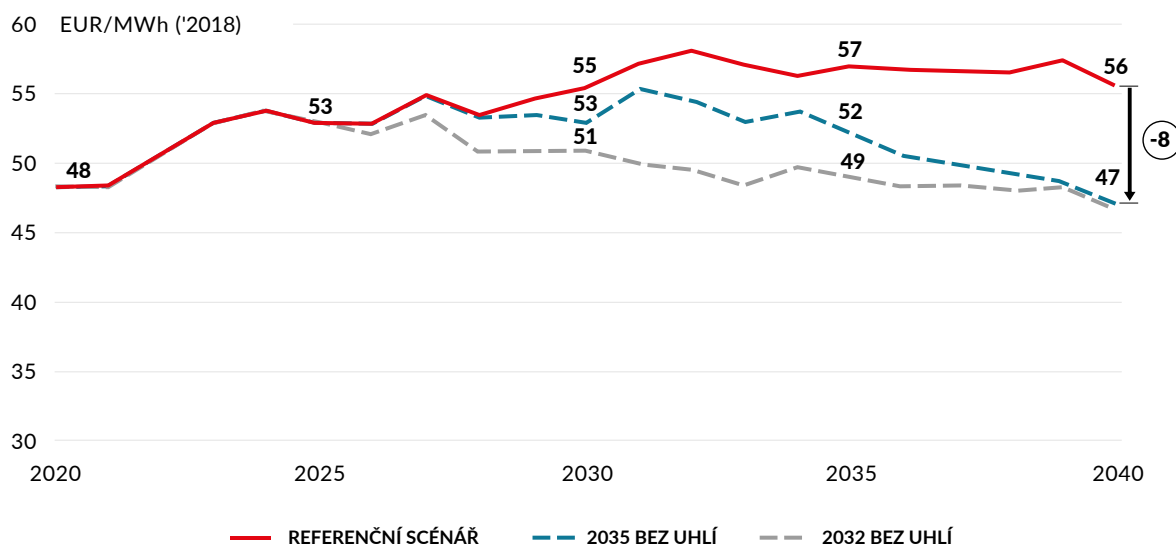


Zdroj: Aurora Energy Research.

4.3.4. Cenová dostupnost

Tržní ceny elektřiny. Očekává se, že průměrné roční velkoobchodní ceny elektřiny podle referenčního scénáře porostou ze 48 EUR/MWh v roce 2020 na 55 EUR/MWh v roce 2030. Do roku 2040 dosáhne cena elektřiny 56 EUR/MWh.

Obrázek 69: Průměrné roční ceny elektřiny při odběru základního výkonu v České republice do roku 2040

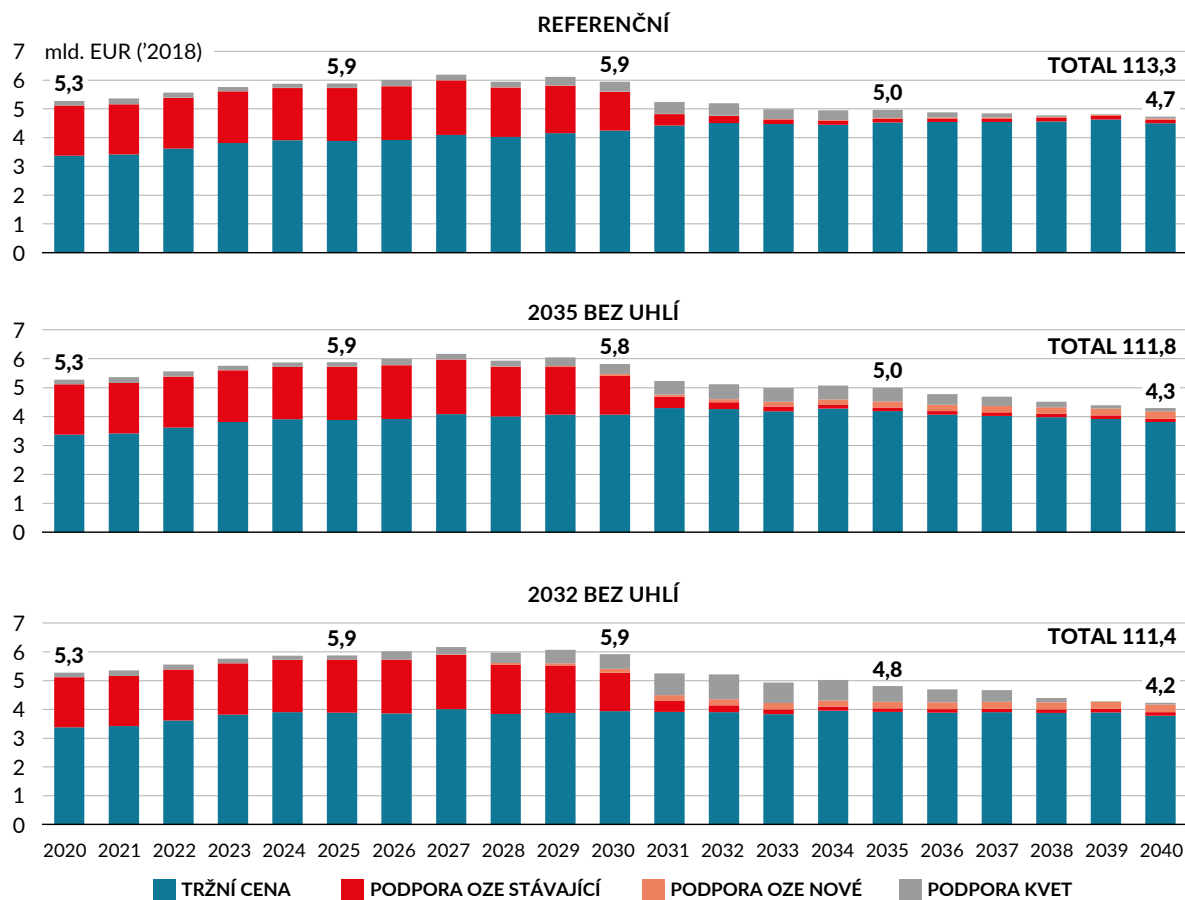


Ve scénáři 2035 bez hnědého uhlí sledují velkoobchodní ceny elektřiny stejnou trajektorii jako u referenčního případu do roku 2025. Do roku 2030 se průměrné roční ceny elektřiny zvýší na 53 EUR/MWh, neboli 2 EUR/MWh pod referenční případ. V následujících letech průměrné ceny elektřiny klesnou na 47 EUR/MWh v roce 2040. Je to dáno především nárůstem výroby OZE, jejichž mezní náklady jsou zanedbatelné, zatímco hnědé uhlí je nuceno opustit systém ve srovnání s referenčním scénářem dříve.

Očekává se, že velkoobchodní ceny v rámci scénáře 2032 bez hnědého uhlí vzrostou ze 48 EUR/MWh v roce 2020 na 51 EUR/MWh v roce 2030, tj. 5 EUR/MWh pod cenu referenčního případu. Do roku 2040 se rozdíl v cenách elektřiny zvýší na 9 EUR/MWh pod referenční případ, a to na 47 EUR/MWh. Je to způsobeno především skutečností, že cenový dopad odstavení hnědého uhlí je kompenzován nárůstem výroby z OZE, což má v porovnání s referenčním případem tlumivý účinek na ceny energie, viz obrázek 61.

Systémové náklady. Naše analýza systémových nákladů pro český trh zahrnuje náklady na dodávku elektřiny na velkoobchodním trhu a náklady na podporu výrobních kapacit, které získávají podporu mimo velkoobchodní trh, jmenovitě obnovitelné a kogenerační zdroje. Další náklady, zejména na přenosové a distribuční sítě, nejsou v této studii zohledněny.

Obrázek 70: Systémové náklady na elektřinu v České republice



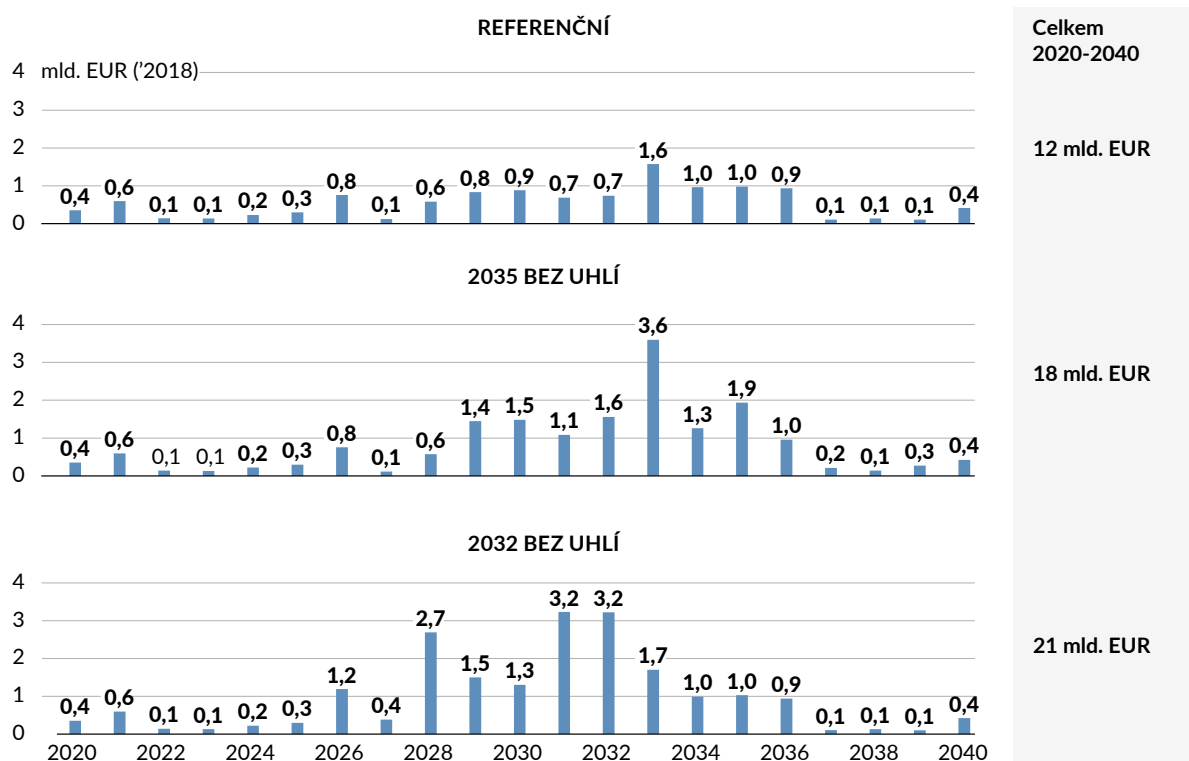
Zdroj: Aurora Energy Research.

Systémové náklady v referenčním případě klesají v České republice z 5,3 mld. EUR na 4,7 mld. EUR od roku 2020 do roku 2040. Hlavním důvodem je snižování nákladů na podporu obnovitelných zdrojů, protože nově budovaným stacím výrazně nižší podpora, než jaká je poskytována stávajícím zdrojům. To více než kompenzuje nárůst velkoobchodní ceny elektřiny, jejíž cena při odběru základního výkonu se zvyšuje ze 48 na 55 EUR/MWh. Dřívější odstavení hnědého uhlí zvyšuje náklady na soustavu: ve scénáři 2032 bez hnědého uhlí jsou náklady v roce 2030 vyšší, ale v roce 2040 jsou náklady na soustavu bez hnědého uhlí nižší, což odráží nižší náklady na výrobu obnovitelné elektřiny z nových zdrojů.

Systémové náklady jsou za 20 let mezi roky 2020 a 2040 ve scénáři 2035 bez hnědého uhlí o 1,5 mld. EUR, tj. 1,3 %, nižší než v referenčním scénáři; ve scénáři 2032 bez hnědého uhlí jsou nižší o 1,9 mld. EUR, tj. o 1,7 %. Pozoruhodný výsledek, který ukazuje, že úspory emisí generované postupným odstavováním hnědého uhlí mohou být dosaženy při záporných systémových nákladech, pokud vláda realizuje dlouhodobou strategii odstavování a nahradí hnědouhelné zdroje obnovitelnými.

Investice. V rozsahu prognózy se investice v České republice pohybují mezi 0,1 mld. EUR a 1,6 mld. EUR ročně.

Obrázek 71: Investice do výroby elektřiny v České republice



68

Zdroj: Aurora Energy Research.

Na počátku 20. let se investice zvýší a před rokem 2040 se vrátí k současným úrovním. Odstavování k roku 2035 vyžaduje dodatečné investice ve výši 6 miliard EUR mezi roky 2029 a 2035, zatímco odstavování k roku 2032 vede ke zvýšení investic o 9 miliard EUR mezi roky 2026 a 2032. Rozdíl je větší než v ostatních zemích, protože hnědé uhlí hraje v české soustavě větší roli a protože bez vládní podpory ve scénářích bez uhlí, by se stavělo méně obnovitelných elektráren.

4.3.5. Infrastruktura

Růst podílu obnovitelných zdrojů v české elektrizační soustavě bude zřejmě vyžadovat určité investice do infrastruktury sítí, protože obnovitelné zdroje budou nejspíš instalovány v jiných lokalitách než zdroje konvenční. Kde to bude možné, by mohly být například staré lokality těžby hnědého uhlí přeměněny na obnovitelnou výrobu, aby se udržely nízké investice do rozvodné soustavy.

Studie z roku 2018 zadaná českými nevládními organizacemi a vedená společností Energynautics²² dospěla k závěru, že k provozování české soustavy s 5,5 GW solární a 2 GW větrné kapacity v roce 2030 není třeba významného rozšíření sítí nad rámec toho, co je plánováno. V dlouhodobém horizontu je instalovaný výkon FVE předpokládán v této studii velmi podobný tomu, který předpokládala studie Energynautics, instalovaný výkon VTE je však výrazně vyšší. Je proto rozumné předpokládat, že připojení vyššího výkonu z větru bude vyžadovat dodatečné investice, pro vyhodnocení rozsahu těchto investic však bude nutné provést podrobnější modelování.

4.4. Dopady na EU ETS

Jak je diskutováno v kapitole 2.2.1, Předpokládáme, že národní vlády v souvislosti s odstavováním uhlí zruší odpovídající množství evropských emisních povolenek, čímž se zabrání negativnímu dopadu na ceny EUA.

Nebudou-li povolenky zrušeny, klesnou úspory emisí z opatření na odstavení uhlí. Je však obtížné dopředu kvantifikovat o kolik: některé odhady naznačují, že většina úspor emisí by byla nadále efektivní, protože nově zavedená rezerva stability trhu (MSR) zruší všechny povolenky, které překračují objem vydaný v předchozím roce.¹ Jiné soudí, že emisní povolenky přebývající v důsledku odstavení uhlí by mohly být spotřebovány dříve, než je MSR zruší, protože ta reaguje se zpožděním.²

Aby se maximalizoval dopad opatření, je třeba odstranit povolenky, které se neuplatní na trhu. V souvislosti s postupným ukončováním výroby z hnědého uhlí ve všech třech zemích by bylo rozumné dohodnout se na jednotném přístupu pro výpočet a odstranění nadbytečných emisních povolenek. Jednou z možností pro zrušení přebývajících povolenek by bylo snížení stropu pro obchodování s emisemi, o němž se v současné době diskutuje v rámci nového cíle Evropské komise v oblasti klimatu 55 % do roku 2030.

1 Agora Energiewende & Öko-Institut, 2018.

2 Pahle, Edenhofer et al., 2019

Příloha 1. Význam hnědého uhlí v energetických sektorech Německa, Polska a České republiky v současnosti

1. Německo
- 1.1. Přehled trhu

Energetická politika v Německu je vedena záměrem zajistit, aby výroba elektřiny zůstala udržitelná, cenově dostupná a bezpečná. Jde o základní kameny toho, co se běžně nazývá „energetický trojúhelník“.

Tabulka 1: Cíle německé transformace energetiky (celkové emise skleníkových plynů³)

Rok	% snížení celkových emisí oproti 1990
2020	40%
2030	55%
2040	70%
2050	80% to 95%

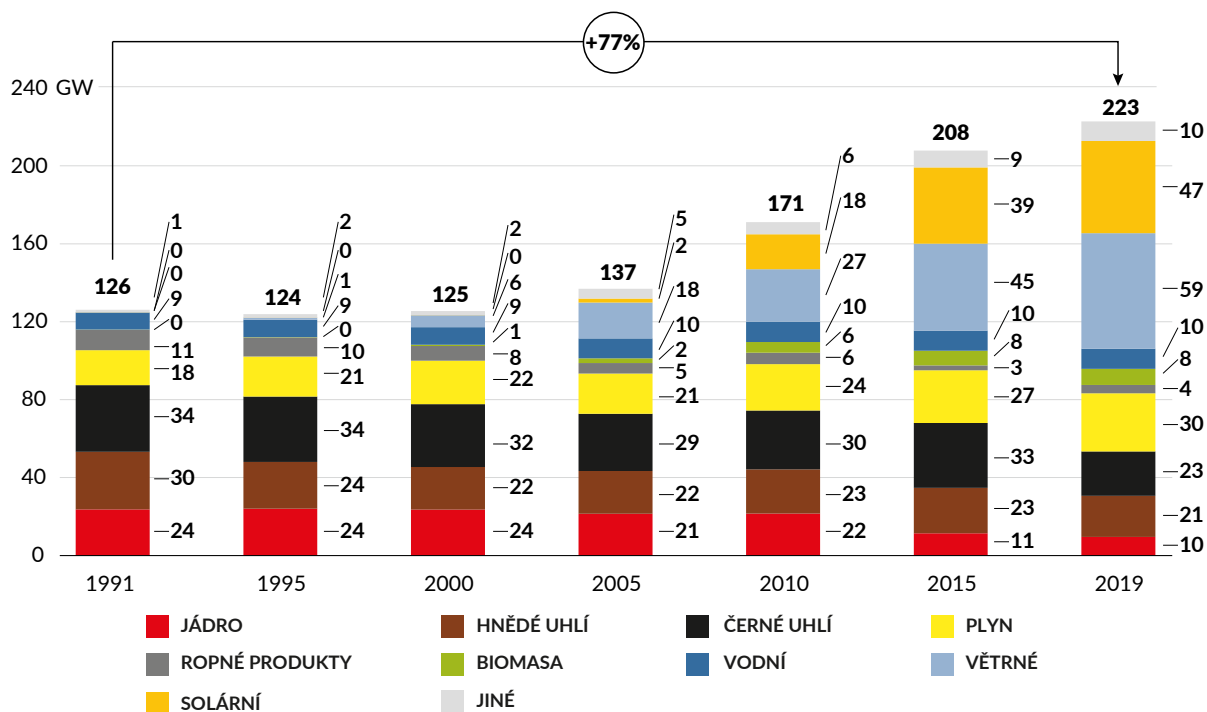
Zdroj: Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation, Building and Nuclear Safety, Climate Action Plan 2050, 2016.

Energetická bezpečnost zahrnuje stabilní provoz energetické infrastruktury a dostatečný přístup k primárním zdrojům energie. Dále vyžaduje, aby v každém okamžiku bylo dispozici odpovídající množství výrobní kapacity. To je zvláště důležité pro Německo, protože přeměňuje svůj současný energetický mix, který se vyznačuje velkým podílem dispečersky říditelných konvenčních zdrojů, na takový, ve kterém převažují obnovitelné zdroje s proměnnou výrobou. V současnosti má Německo velkoobchodní trh s elektřinou na principu energy-only market s volnou tvorbou cen a strategickou rezervou, která působí mimo velkoobchodní trh. Vláda se zavázala postupně ukončit výrobu jaderné energie do konce roku 2022 a výrobu uhlí nejpozději do roku 2038.

Složka cenové dostupnosti znamená, že energetická soustava musí být provozována co nejefektivněji z hlediska nákladů. Tak lze udržovat ceny energie pro spotřebitele na minimu, snižovat riziko energetické chudoby a zajistit hospodářskou konkurenceschopnost.

Německý energetický mix se v posledních letech diverzifikoval, zvyšovala se kapacita obnovitelných zdrojů. Jak ukazuje obrázek 1, důležitost hnědého uhlí v německém zdrojovém mixu se od roku 1991, kdy hnědé uhlí tvořilo 23 % celkové kapacity výroby elektřiny v zemi s instalovaným výkonem 30 GW, snížila. V roce 2000 tvořilo hnědé uhlí pouze 22 GW z celkového instalovaného výkonu 126 GW, což představuje zhruba 17 % zdrojového mixu. V roce 2017 tvořilo hnědé uhlí v Německu zhruba 11 % celkové kapacity. V uvedené době významně vzrostl podíl proměnných obnovitelných zdrojů a plynových elektráren.

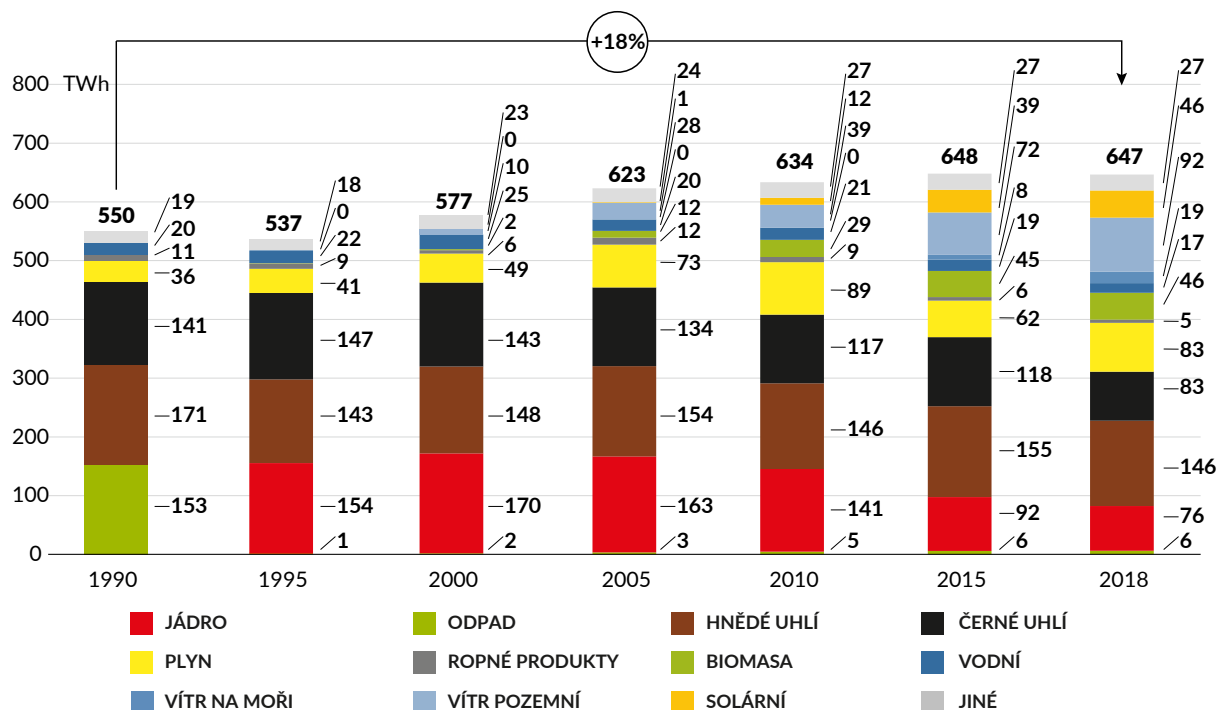
Obrázek 1: Celkový instalovaný výkon v Německu od roku 1990 do 2019



Zdroj: BMWi, Aurora Energy Research.

Během této doby se celková výroba elektřiny v Německu zvýšila z 550 TWh v roce 1990 na 647 TWh v roce 2018. Podíl hnědého uhlí na výrobě elektřiny se snížil z 31 % v roce 1990 na 23 % v roce 2018, viz obrázek 2. Naopak podíl obnovitelných zdrojů neustále rostl. Ze 3 % na začátku dosáhl v roce 2018 podílu na hrubé výrobě 35 %. Nejvýznamnější technologií OZE jsou větrné elektrárny na pevnině s podílem 14 % na hrubé výrobě elektřiny v roce 2018.

Obrázek 2: Hrubá výroba elektřiny v Německu od roku 1990 do 2018



Zdroj: BMWi, Auora Energy Research.

Za provoz a údržbu přenosových vedení a propojovacích vedení jsou v Německu zodpovědní čtyři provozovatelé přenosových soustav (TSO). Německá energetická soustava je v současnosti propojena s Rakouskem, Belgií, Českou republikou, Dánskem, Francií, Lucemburskem, Nizozemskem, Norskem, Polskem, Švédskem a Švýcarskem.

Vývoj na německém trhu s elektřinou lze nejlépe pochopit uvážením některých základních politik. V roce 2016 německá vláda představila **Trh s elektřinou 2.0** („Strommarkt 2.0“), aby vytvořila kapacitní rezervu, která by fungovala vedle energetického trhu (EOM). Podle tohoto nového návrhu trhu jsou ujednání o kapacitě v EOM implicitně odměňována prostřednictvím závazků dodávek na futures trzích, spotových trzích a v zakázkách na dodávky elektřiny.

Aby nedocházelo k narušení hospodářské soutěže a ovlivňování vývoje cen na velkoobchodním trhu, je kapacitní rezerva tvořena zařízeními mimo velkoobchodní trh. Tyto elektrárny jsou udržovány v pohotovostním režimu, aby byla zajištěna bezpečnost dodávek v případě zvláštních, výjimečných a nepředvídatelných událostí. Na oplátku je jim vyplácena odměna pokrývající náklady na výrobu elektřiny, provoz, údržbu a ušlou příležitost. Aktivace rezervy stojí minimálně 20 000 EUR/MWh. Z tohoto důvodu se kapacitní rezerva využívá pouze tehdy, když nelze uspokojit poptávku po elektřině jiným způsobem.

Zákon o trhu s elektřinou z roku 2016 kromě toho požaduje, aby do pohotovostní rezervy („Sicherheitsbereitschaft“) bylo převedeno 2,7 GW hnědouhelného výkonu. Elektrárny zůstávají v pohotovostní rezervě čtyři roky před vyřazením z provozu. Přestože jsou tyto elektrárny schopny provozu, mohou být vyzvány ke spuštění pouze v případě nedostatku dodávek. Elektrárny musí být vyzvány dva týdny před tím, než budou potřeba jejich kapacity, takže je velmi nepravděpodobné, že by byly elektrárny v hnědouhelné rezervě někdy znovu zprovozněny.

Ve snaze dosáhnout cíle pro emise skleníkových plynů do roku 2030 zveřejnila Komise pro růst, strukturální změny a zaměstnanost zprávu, která nastínila možnou trajektorii Německého odchodu od uhlí. V tomto scénáři budou muset všechny uhelné elektrárny opustit elektroenergetiku do roku 2038 a nejlépe do roku 2035. V důsledku toho by celkový výkon uhelných elektráren klesl ze 42 GW v roce 2018 na 30 GW do konce roku 2022. V roce 2030 je celkový výkon uhelných elektráren projektován na 17 GW, přičemž 9 GW připadá na hnědé uhlí.

Hnědouhelné elektrárny v Porýní budou pravděpodobně první, které budou ovlivněny rozhodnutím o postupném odstavení uhlí. Plán vyřazování z provozu vyžaduje, aby 5 GW hnědouhelného výkonu opustilo energetiku do roku 2023 (vzhledem k roku 2017). Při zahrnutí stávajících plánů by to však vyžadovalo pouze uzavření dalších 3 GW do roku 2022 - což se očekává v západním Německu. Od konce 20. let budou výrazněji ovlivněny i elektrárny ve východním Německu. Konkrétní termíny uzavření a kompenzační poplatky mají být sjednány dvoustranně mezi provozovateli a vládou.

V souladu s 13. novelou zákona o atomové energii budou všechna jaderná zařízení odstavena do roku 2022. Současné Německo plánuje snížit své emise skleníkových plynů o 40 % do roku 2020 a o 55 % do roku 2030 ve srovnání s úrovní v roce 1990. Aby podpořila zvyšování podílu OZE v energetice, schválila vláda zákon o obnovitelných zdrojích energie (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG), který požaduje, aby elektřina vyrobená z OZE představovala 40–45 % hrubé spotřeby elektřiny do roku 2025, a 55–60 % do roku 2035. Pro umožnění tohoto růstu zavedl zákon EEG systém zelených bonusů a soutěžních aukcí, aby určil úroveň podpory pro elektrárny na obnovitelné zdroje energie. Německá vláda ve své poslední koaliční smlouvě stanovila ještě vyšší podíl obnovitelných zdrojů – 65 % do roku 2030.⁴

V konvenční výrobě elektřiny působí několik klíčových hráčů, nejvýznamnějšími v odvětví hnědého uhlí jsou LEAG a RWE. Mezi menší provozovatele patří Uniper a EnBW.

RWE se svými čtyřmi dceřinými společnostmi je největším německým výrobcem elektřiny. V roce 2018 společnost vyrobila 67 TWh elektřiny z hnědého uhlí při 10 GW instalovaného výkonu. Společnost vlastní a provozuje všechny hnědouhelné doly a hnědouhelné elektrárny v Německém Porýní. Portfolio společnosti zahrnuje i nekonvenční výrobu a působí i na evropských i amerických trzích. Mimo výroby elektřiny se společnost zabývá výstavbou skladovacích systémů a obchodováním s energií.⁵

LEAG (Lausitz Energie AG) je čtvrtým největším německým provozovatelem elektráren a největší energetickou společností ve východní části Německa. V roce 2018 společnost LEAG vyrobila z hnědého uhlí zhruba 55 TWh elektřiny, při 8 GW instalovaného výkonu. Její portfolio zahrnuje těžbu a úpravu hnědého uhlí a výrobu elektřiny a tepla z hnědého uhlí. Společnost je jediným vlastníkem a provozovatelem čtyř povrchových dolů a tří hnědouhelných elektráren v Lužici. Kromě toho LEAG vlastní také jednu ze dvou jednotek v závodě Lippendorf u Lipska.⁶

Kromě výroby elektřiny hnědouhelné elektrárny společnosti LEAG dodávají Lipsku a městům v Lužici ročně zhruba 3 TWh dálkového tepla.

4 V současné době se přijímá odpovídající zákon.

5 RWE, 2018.

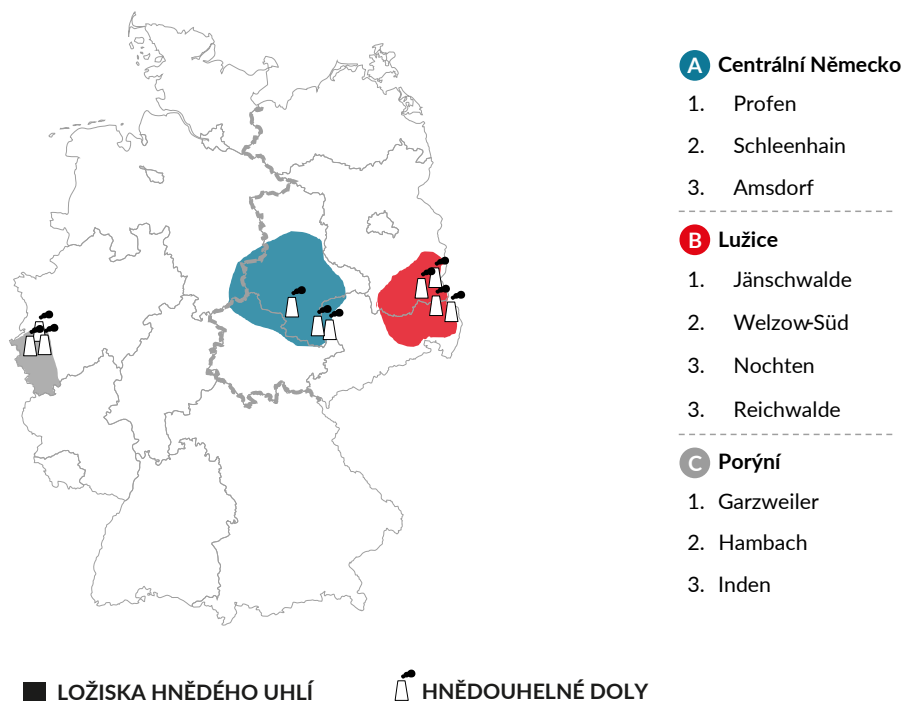
6 LEAG, 2018.

1.2. Hnědouhelné elektrárny

Historicky bylo v Německu hnědé uhlí důležitým zdrojem energie. Jak je uvedeno výše, hnědé uhlí tvořilo 23 % německého mixu výroby elektřiny v roce 2018, při poklesu z 31 % v roce 1991 přes 23 % v roce 2010.

Vzhledem k jejich propojení s těžbou jsou elektrárny na hnědé uhlí často umístěny v blízkosti povrchových dolů. Z toho důvodu se hnědouhelné elektrárny v Německu koncentrují v Porýní (10 GW), Lužici (7 GW) a středním Německu (3 GW).

Obrázek 3: Hnědouhelné pánve a elektrárny v Německu



74

Zdroj: Aurora Energy Research.

Hnědouhelné elektrárny v Porýní tvoří celkem 10 GW instalovaného výkonu, z nichž všechny vlastní RWE. Většina hnědouhelné kapacity v Porýní připadá na čtyři elektrárny: Frimmersdorf (0,5 GW), Neurath (4,2 GW), Niederaußem (3,4 GW) a Weisweiler (2 GW). Společně byly tyto elektrárny v roce 2018 odpovědné za emise ve výši zhruba 75 milionů tun CO₂. V říjnu 2017 byly zbývající bloky elektrárny Frimmersdorf převedeny do hnědouhelné rezervy, kde zůstanou čtyři roky, než budou vyřazeny z provozu. V roce 2018 je následovaly bloky E a F v elektrárně Niederaußem a v roce 2019 blok C v Neurathu.

Tabulka 2: Hnědouhelné elektrárny v Porýní

Elektrárna	Blok	Vlastník	Rok uvedení do provozu (modernizace)	Čistý el. výkon (MW)	Emise CO ₂ (rok 2018)	Hnědouhelná rezerva
Frimmersdorf	P, Q	RWE	1955–1970	440	0	říjen 2017– říjen 2021
Neurath	A	RWE	1972	294	32,1 MtCO ₂	říjen 2019– říjen 2023
	B	RWE	1972	294		
	C	RWE	1973	292		
	D	RWE	1975	607		
	E	RWE	1976	604		
	F	RWE	2012	1060		
	G	RWE	2012	1060		
Niederaußem	C	RWE	1965	295	25,9 MtCO ₂	říjen 2018– říjen 2022
	D	RWE	1968	297		
	E	RWE	1970	295		
	F	RWE	1971	299		
	G	RWE	1974 (2008)	628		
	H	RWE	1974 (2009)	648		
	K	RWE	2002	944		
Weisweiler	E	RWE	1965	321	16,8 MtCO ₂	
	F	RWE	1967	321		
	G	RWE	1974	663		
	H	RWE	1975	656		

Zdroj: BNetzA, 2019.

Hnědouhelné elektrárny v německém regionu **Lausitz** (Lužice) tvoří celkem 7 GW instalovaného výkonu, z nichž všechny vlastní LEAG. Tato kapacita je rozdělena mezi tři závody: Boxberg, Jänschwalde a Schwarze Pumpe. V roce 2018 dosáhly emise z těchto zařízení přibližně 54 milionů tun CO₂. Bloky E a F jsou v současné době v kapacitní rezervě, kde zůstanou čtyři roky od příslušného data převedení. Poté budou vyřazeny z provozu.

Tabulka 3: Elektrárny v Lužici

Elektrárna	Blok	Vlastník	Rok uvedení do provozu (modernizace)	Čistý el. výkon (MW)	Emise CO ₂ (rok 2018)	Hnědouhelná rezerva
Boxberg	N	LEAG	1979 (1993)	465	19 MtCO ₂	
	P	LEAG	1980 (1994)	465		
	Q	LEAG	2000	857		
	R	LEAG	2012	640		
Jänschwalde	A	LEAG	1981 (1996)	465	22,8 MtCO ₂	
	B	LEAG	1982 (1996)	465		
	C	LEAG	1984 (1996)	465		
	D	LEAG	1985 (1996)	465		
	E	LEAG	1987 (1996)	465		říjen 2019– říjen 2023
	F	LEAG	1989 (1996)	465		říjen 2018– říjen 2022
Schwarze Pumpe	A	LEAG	1997	750	12,4 MtCO ₂	
	B	LEAG	1998	750		

76

Zdroj: BNetzA, 2019.

Hnědouhelné elektrárny v centrálním Německu tvoří téměř 3 GW instalovaného výkonu, který je rozdělen mezi Lippendorf (1,8 GW) a Schkopau (0,9 GW). Oba bloky v elektrárně Schkopau jsou ve vlastnictví Uniper, jeden blok v elektrárně Lippendorf je ve vlastnictví EnBW, zatímco druhý je ve vlastnictví LEAG. Emise z těchto elektráren v roce 2018 činily téměř 18 milionů tun CO₂. Český investor EP Energy, sesterská společnost LEAG, drží menšinový podíl v závodě Schkopau.

Tabulka 4: Hnědouhelné elektrárny v centrálním Německu

Elektrárna	Blok	Vlastník	Rok uvedení do provozu (modernizace)	Čistý el. výkon (MW)	Emise CO ₂ (rok 2018)	Hnědouhelná rezerva
Lippendorf	LIP S	EnBW	1999	875	11,7 MtCO ₂	
	R	LEAG	2000	875		
Schkopau	A	Uniper	1996	450	6,1 MtCO ₂	
	B	Uniper	1996	450		

Zdroj: BNetzA, 2019.

Hnědé uhlí hraje pouze omezenou roli v odvětví vytápění. Zařízení na kombinovanou výrobu tepla a elektřiny vyrobila v roce 2017 221 TWh tepla, z toho jen 8 % pocházelo z hnědouhelných elektráren. V roce 2017 vyrobily hnědouhelné KVET v Německu celkem 17 TWh tepla, které bylo využito jak pro dálkové vytápění (SZT), tak i pro průmyslové účely.⁷ Jak vyplývá z tabulky 4, 12 TWh tepla neboli zhruba dvě třetiny celkového dodaného tepla, pocházely z hnědouhelných KVET s instalovaným elektrickým výkonem do 200 MW. Výroba tepla pro tyto zdroje obecně tvoří větší podíl na celkové produkci. Opak platí pro velké hnědouhelné elektrárny v Německu. Vzhledem k tomu, že teplo u nich představovalo menší podíl na celkové produkci, vyrobily hnědouhelné elektrárny s výkonem nad 200 MW_{el} pouze 5,1 TWh celkového tepla vyrobeného v hnědouhelných KVET v Německu. Tepelný výkon z těchto zdrojů se většinou používá lokálně, například k sušení hnědého uhlí.

7

BMW, 2019.

Tabulka 5: Dodávky tepla z hnědouhelných elektráren v Německu

Elektrárna	Vlastník	Výroba tepla (TWh _{th} /rok)	Tepelný/elektrický výkon	Účel
Boxberg	LEAG	0,1	125MW _{th} /1400MW _{el}	SZT
Jänschwalde	LEAG	0,3	305MW _{th} /2140MW _{el}	SZT
Lippendorf	EnBW/LEAG	1,0	460MW _{th} /1870MW _{el}	SZT
Neurath	RWE	0,1	9MW _{th} /4211MW _{el}	SZT
Niederaußem	RWE	0,1	245MW _{th} /687MW _{el}	SZT
Schkopau	Uniper	1,3	200MW _{th} /980MW _{el}	Průmysl
Schwarze Pumpe	LEAG	1,8	120MW _{th} /1600MW _{el}	Průmysl
Weisweiler	RWE	0,4	183MW _{th} /1255MW _{el}	SZT

Poznámka: Zahrnuty pouze elektrárny s instalovaným výkonem nad 200MW.

Zdroj: Výroba tepla: BMWi, 2019. Ostatní údaje: UBA, 2019.

1.3. Těžba hnědého uhlí

Německo je v současnosti největším producentem hnědého uhlí na světě před Čínou, Ruskem a Spojenými státy. V Německu jsou tři centra těžby hnědého uhlí. Jedním z nich je Porýní v Severním Porýní-Vestfálsku, další dva (Lužice, centrální Německo) se nacházejí ve východní části Německa. Po znovusjednocení čelily druhé dva regiony výraznému hospodářskému poklesu a poté zápasily se slabým hospodářským růstem ve srovnání se svými západními protějšky. Východní státy, charakterizované nízkou úrovní industrializace, slabým sektorem služeb a zaostáváním v inovacích, získaly hospodářskou podporu z těžby hnědého uhlí ve formě dobře placených a odborově organizovaných pracovních míst pro občany a daňových příjmů pro obce. V posledních letech se však dominance odvětví hnědého uhlí v komunitních strukturách výrazně snížila v souvislosti s tím, jak národní úsilí v oblasti ochrany klimatu roste, pokud jde o přísnost a ambice.

Hnědouhelné doly v Severním Porýní-Vestfálsku (NRW) se nacházejí mezi Aachenem a Kolínem nad Rýnem. Hnědouhelná pánev se rozkládá na celkové ploše 2 500 km² a obsahuje přibližně 2,3 miliardy tun komerčně těžitelného hnědého uhlí. Doly v Porýní jsou největší v Německu z hlediska produkce sektoru a zaměstnanosti. Produkce z dolů dosahuje ročně téměř 100 milionů tun, což představuje více než polovinu těžby hnědého uhlí v zemi. Hnědé uhlí se těží ve třech dolech, které vlastní a provozuje RWE Power AG (Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk Power AG). Jedná se o povrchové doly Garzweiler, Hambach a Inden. 85 % hnědého uhlí z těchto dolů se používá k výrobě elektřiny v místních elektrárnách RWE: Weisweiler (1,8 GW), Frimmersdorf (0,6 GW), Neurath (4,2 GW) a Niederaussem (3,35 GW). Zbývající podíl se používá buď pro vytápění, nebo v průmyslových závodech.

Tabulka 6: Doly v Porýní

Důl	Spolková země	Provozovatel	Zahájení těžby	Roční produkce	Dostupné rezervy	Obsluhované elektrárny
Garzweiler (I and II)	Nordrhein-Westfalen	RWE	1940/2006	35 Mt	700 Mt	Neurath, Niederaußem
Hambach	Nordrhein-Westfalen	RWE	1978	35 Mt	1300 Mt	Neurath, Niederaußem, Frimmersdorf
Inden	Nordrhein-Westfalen	RWE	1982	20 Mt	300 Mt	Weisweiler

Zdroj: Aurora Energy Research.

Lužice, která zasahuje do východních spolkových zemí Braniborsko a Sasko, je z hlediska vytěženého objemu druhým největším těžebním regionem Německa. Region má celkové zásoby 11,8 miliard tun hnědého uhlí; komerčně těžitelné jsou však pouze 3,3 miliardy tun. Firma LEAG (Lausitz Energie Bergbau GmbH) zde vlastní a provozuje čtyři povrchové doly: Jänschwalde, Welzow-Süd, Nochten a Reichwalde. V roce 2018 v nich bylo vytěženo celkem 60,7 milionu tun hnědého uhlí, z něhož 94 % bylo použito k výrobě elektřiny a tepla v místních hnědouhelných elektrárnách LEAG: Jänschwalde (3 GW), Schwarze Pumpe (1,6 GW) a Boxberg (2,6 GW).

Tabulka 7: Doly v Lužici

Důl	Spolková země	Provozovatel	Zahájení těžby	Roční produkce	Dostupné rezervy	Obsluhované elektrárny
Jänschwalde	Brandenburg	LEAG	1976	9 Mt	68 Mt	Jänschwalde
Welzow-Süd	Brandenburg	LEAG	1959	22 Mt	490 Mt	Schwarze-Pumpe
Nochten	Sachsen	LEAG	1968	16 Mt	373 Mt	Boxberg, Schwarze-Pumpe
Reichwalde	Sachsen	LEAG	1985	14 Mt	331 Mt	Jänschwalde, Boxberg, Schwarze-Pumpe

Zdroj: Aurora Energy Research.

Hnědouhelná pánev centrálního Německa se rozkládá na území Saska a Saska-Anhaltska a je nejmenší z německých těžebních oblastí. Jako nejstarší německá těžební lokalita tvořila až do roku 1960 těžba hnědého uhlí ve středním Německu až 50 % z celkové produkce. Od té doby však těžba v regionu značně poklesla. Dnes jsou zde zásoby 10 miliard tun hnědého uhlí, z čehož 2 miliardy tun jsou komerčně těžitelné. Ve středním Německu jsou tři doly: Profen, Vereinigtes Schleenhain a Amsdorf. Společně těží 18 milionů tun hnědého uhlí ročně. Doly Profen a Vereinigtes Schleenhain jsou vlastněny a provozovány společností MIBRAG (Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft), hnědé uhlí z nich se používá k výrobě elektřiny a tepla v elektrárnách Schkopau, Deuben, Lippendorf a Wähligt. Důl Amsdorf je provozován společností Romonta a produkuje bituminózní uhlí používané při výrobě montánního vosku.

Tabulka 8: Doly v centrálním Německu

Důl	Spolková země	Provozovatel	Zahájení těžby	Roční produkce	Dostupné rezervy	Obsluhované elektrárny
Profen	Sachsen-Anhalt	MIBRAG	1941	8 Mt	115 Mt	Schkopau
Schleenhain	Sachsen	MIBRAG	1949	11 Mt	228 Mt	Lippendorf
Amsdorf	Sachsen-Anhalt	Romonta	1959	0,3 Mt	n.a.	Amsdorf

Zdroj: Kommission WSB, Abschlussbericht, 2019.

Existence těžebního průmyslu v Porýní, Lužici a středním Německu měla rozhodující dopad na strukturu zaměstnanosti v těchto regionech. Odvětví poskytuje přibližně 20 900 přímých pracovních míst.⁸ Členění podle těžebního regionu je uvedeno v tabulce 9. Přímá pracovní místa jsou ta, která souvisejí s těžbou, elektrárnami nebo rekultivací bývalých dolů. V poměru k počtu všech zaměstnanců podléhajících povinnému sociálnímu pojištění činí podíl přímo zaměstnaných v hnědouhelném odvětví 2 % v Lužici, 1,1 % v Porýní a 0,3 % ve středoněmecké těžební oblasti.⁹

Tabulka 9: Přímá pracovní místa v hnědouhelném průmyslu v roce 2018 podle těžební oblasti

	Porýní	Lužice	Centrální Německo
Přímá pracovní místa v hnědouhelném průmyslu	9 986	8 375	2 379

Zdroj: RWI, 2018.

79

Sdružení asociací uhelného průmyslu Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. odhaduje, že na každé přímé pracovní místo v hnědouhelném průmyslu připadá 2,5 nepřímých pracovních míst. Uvádějí, že pracovní místa zhruba 70 000 lidí v Německu závisí na hnědouhelném průmyslu.¹⁰

Očekává se, že zrychlené omezování a ukončení provozu uhelných elektráren způsobí v německých těžebních regionech strukturální změny. Aby se podpořil strukturální rozvoj a pomohlo se těmto regionům v hladké strukturální transformaci, doporučila německá Uhelná komise v příštích dvou desetiletích přidělení grantů ve výši až 40 miliard EUR ve prospěch komunit nepříznivě ovlivněných uzavřením hnědouhelných elektráren. Vláda v současnosti zapracovává tato doporučení do legislativy.

Dalším tématem diskutovaným v souvislosti s německou těžbou uhlí je rekultivace povrchových dolů. Provozovatelé jsou ze zákona povinni nést náklady na obnovu těžebních oblastí. V případě předčasného uzavření musí být prostředky pro tento účel k dispozici dříve, než bylo původně plánováno. Provozovatelům tak zbývá kratší doba pro získání těchto finančních prostředků. Uhelná komise proto doporučila, aby tento aspekt byl zohledněn při určování úrovně kompenzace za útlum uhlí.

Uhelná komise doporučila, aby v Německu nebyla vydávána žádná nová povolení pro hnědouhelné doly vázané na výrobu elektřiny. Probíhají však diskuse týkající se rozšiřování i prodlužování provozních licencí pro stávající doly. V Porýní jsou v současné době pozastaveny plány RWE na rozšíření dolu Hambach, protože místní vláda a RWE se dohodly na moratoriu na kácení Hambašského lesa až do podzimu 2020. RWE oznámila, že zachování lesa bude „technicky možné“. MIBRAG vede jednání o rozšíření dolu Schleenhain v centrálním Německu; je však nepravděpodobné, že by tyto rozhovory vyústily v uskutečnění konkrétních plánů rozšíření dolu. Podobně v Lužici navrhuje LEAG rozhodnutí o dalším rozšíření svého dolu Welzow-Süd, které by umožnilo pokračování těžby až do roku 2045. Nová vládní koalice v Braniborsku, složená z SPD, CDU a Zelených, však již oznámila, že projekt rozšíření neschválí. Realizace projektů rozšiřování a prodlužování smluv o provozu je v Německu navíc závislá na výsledku jednání mezi provozovateli

8 Statistik der Kohlenwirtschaft e.V., 2019.

9 RWI, 2018.

10 Statistik der Kohlenwirtschaft e.V., 2018.

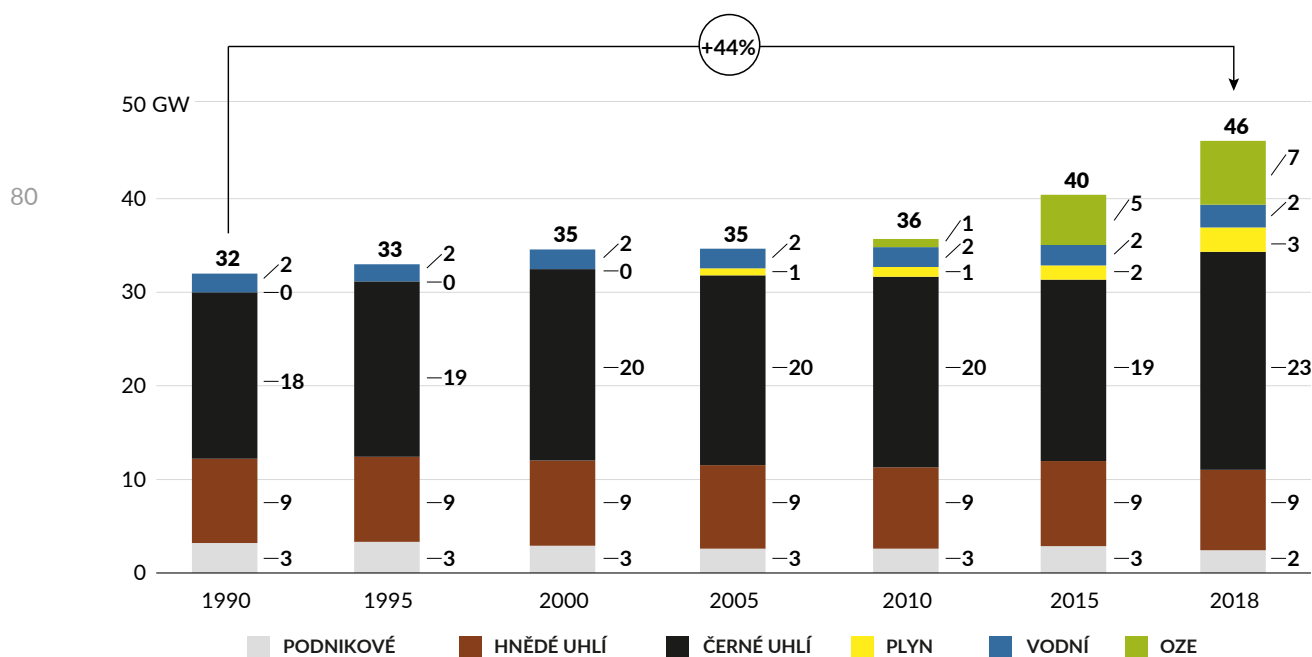
hnědouhelných elektráren a německou vládou, v souvislosti s plánovaným útlumem uhlí. Přestože v současnosti dostupné komerčně těžitelné zásoby by umožňovaly prodloužit provoz dolů i po roce 2038, je pravděpodobné, že uzavírání hnědouhelných dolů bude navazovat na odstavení uhelných elektráren, protože elektrárny tvoří většinu poptávky po hnědém uhlí.

2. Polsko

2.1. Přehled trhu

V polském elektroenergetice dominuje uhlí, jak z pohledu **instalovaného výkonu**, tak z pohledu **výroby**. Celkový instalovaný výkon v Polsku se zvýšil z 32 GW v roce 1990 na 46 GW v roce 2018. Když do polské elektroenergetiky vstoupily plyn a obnovitelné zdroje, podíl hnědé uhlí na instalovaném výkonu Polska klesl z 28 % v roce 1990 na 19 % v roce 2018. V absolutních číslech však instalovaný výkon hnědouhelných elektráren v Polsku zůstal téměř stejný. V roce 1990 mělo Polsko celkem 9 GW hnědouhelných elektráren, do roku 2018 jejich instalovaný výkon klesl na 8,6 GW.

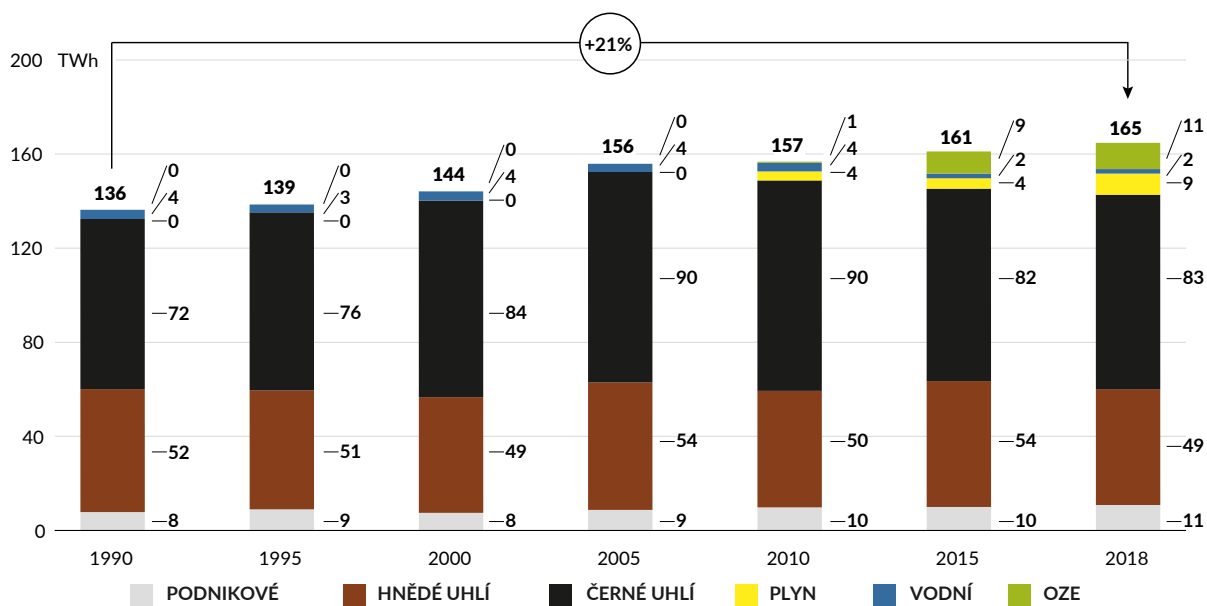
Obrázek 4: Instalovaný výkon v Polsku od roku 1990 do 2018



Zdroj: Aurora Energy Research.

Celková výroba elektřiny v Polsku se zvýšila ze 136 TWh v roce 1990 na 165 TWh v roce 2018. Během této doby se podíl výroby elektřiny z hnědé uhlí snížil z 52 TWh v roce 1990, tj. 38 % domácího výrobního mixu, na 49 TWh. V roce 2018 představoval lignit 30 % celkové výroby elektřiny v Polsku, viz obrázek 5.

Obrázek 5: Výroba elektřiny v Polsku od roku 1990 do 2018



Zdroj: Aurora Energy Research.

Přenosová vedení a propojovací vedení do sousedních zemí jsou spravována PSE, národním provozovatelem přenosové soustavy. Polsko je plně integrováno do evropské sítě provozovatelů přenosových soustav, je synchronně propojeno se Slovenskem, Českou republikou a Německem. Polsko rovněž provozuje propojovací vedení stejnosměrného proudu se Švédskem a Litvou a radiální spojení s Ukrajinou a Běloruskem (ačkoli to poslední je mimo provoz).

81

Polský trh s elektřinou je liberalizován, elektřina je obchodována přímo i na burze. Co se týče perspektivy odvětví hnědého uhlí, stojí za pozornost režimy podpory OZE a **polský kapacitní trh**. Bezpečnost dodávek stala se předmětem rostoucího zájmu vzhledem k tomu, že se očekává, že významná část polských elektráren v příštích letech ukončí provoz (kvůli věku, nedostatečné ziskovosti a/nebo neschopnosti dodržovat environmentální normy EU), nebude-li modernizována. S odstavením uhelných elektráren se očekává, že plánované rozpětí kapacitní rezervy bude úměrně klesat až do bodu, kdy nebude dostatečné. Udržování přiměřenosti výroby v Polsku proto vyžaduje, aby byly obnoveny stávající zdroje a/nebo aby do soustavy byly připojeny zdroje nové. Aby stimulovalo rozvoj kapacit, zavedlo Polsko v roce 2018 kapacitní mechanismus, který výslovně odměňuje tyto poskytovatele na kapacitním trhu.

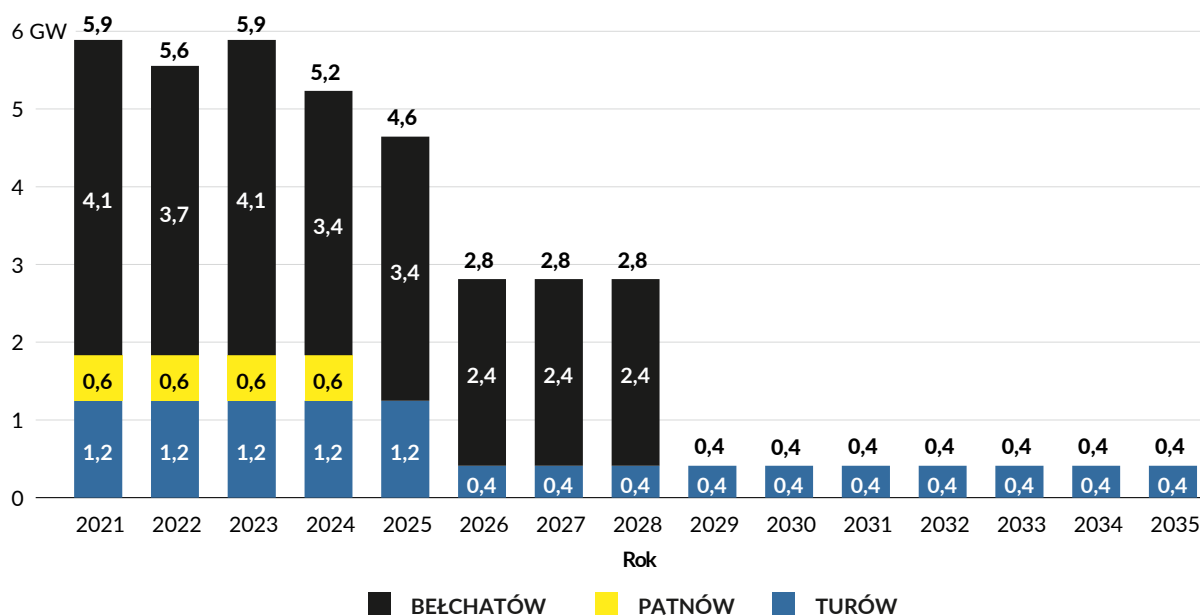
Polský kapacitní trh je založen na dvou typech aukcí:

- Hlavní aukce se konají 5 let před zahájením dodávky, draženy jsou smlouvy v rozsahu od 1 do 17 let
- Doplnkové aukce se konají jeden rok před zahájením dodávky, draženy jsou čtvrtletní smlouvy

Obojí aukce probíhají formou holandské aukce, což znamená, že aukce je uzavřena, jakmile jsou naplněny kapacitní cíle, ceny jsou placeny na principu paid-as-cleared. Aby se předešlo strategickým nabídkám, není účastníkům dovoleno odstoupit z aukce při ceně pod stanovenou prahovou hodnotou. Délka nabízených smluv závisí na požadovaném množství CAPEXu na rekonstrukci stávajících zdrojů nebo investování do nových kapacit. „Zelené bonusy“ na dva roky navíc se poskytují výrobním zařízením, která produkují méně než 450 gCO₂/kWh.

Aktualizace Směrnice o elektřině a Nařízení o elektřině z roku 2019 zavedly emisní limit, známý jako „pravidlo 550 gramů“, který musí elektrárny splňovat, aby zůstaly způsobilé pro dotace na poskytování kapacitní rezervy. Platby za kapacitu pro zdroje, které emitují více než 550 gCO₂/kWh, budou po roce 2025 ukončeny. Fakticky to ovlivní všechny uhelné elektrárny v Polsku, včetně hnědouhelných. Existuje však doložka pro kapacitní kontrakty podepsané před koncem roku 2019, podle níž hnědouhelné elektrárny, které získaly víceleté smlouvy v aukci kapacity 2019 (pro zahájení dodávky v roce 2024), mohou i nadále dostávat platby za kapacitu i po roce 2025.

Obrázek 6: Výsledky kapacitních aukcí v Polsku



Zdroj: Forum Energii.

Hlavním mechanismem podporujícím růst obnovitelných zdrojů před rokem 2016 byl systém zelených certifikátů. Výrobci elektřiny z obnovitelných zdrojů obdrželi v rámci tohoto systému obchodovatelné zelené certifikáty v množství odpovídajícím množství elektřiny, kterou dodávali do sítě. Certifikáty byly následně zakoupeny provozovateli distribučních soustav, kteří měli povinnost pokrýt svůj prodej elektřiny s předem stanoveným minimálním podílem obnovitelné energie.

V červenci 2016 byl režim zelených certifikátů zrušen ve prospěch mechanismu výběrových řízení na podporu obnovitelných zdrojů. Stávající výroba je nadále zahrnuta v předchozím systému, nově vybudované a modernizované obnovitelné zdroje v Polsku získávají podporu prostřednictvím kontraktů pro vyrovnání rozdílu (CfD) pro obnovitelné zdroje. Výběrová řízení jsou prováděna zvláště pro každou technologii OZE a jsou navržena tak, aby si jednotlivé technologie konkurovaly v rámci „koše“ charakterizovaného cílovým objemem a rozpočtem. Podporu získají obnovitelné zdroje, které vykazují profily s nejnižšími náklady, dokud nebude naplněn rozpočet nebo objemový cíl. Podpora je poskytována ve formě příplatku k ceně elektřiny po dobu 15 let. Panuje značná nejistota, ohledně celkového výkonu obnovitelných zdrojů, které budou podporovány v rámci programu CfD, o čemž svědčí rozdílné odhady instalovaného výkonu OZE mezi vládními návrhy Polské energetické politiky do roku 2040 a Národní energetické a klimatické politiky.

V polském elektroenergetice dominují následující klíčoví hráči: PGE, Enea, Energa, PKN Orlen, Tauron a ZE PAK. První čtyři jsou částečně ve vlastnictví státu. Ve výrobě elektřiny z hnědého uhlí působí pouze PGE a ZE PAK.

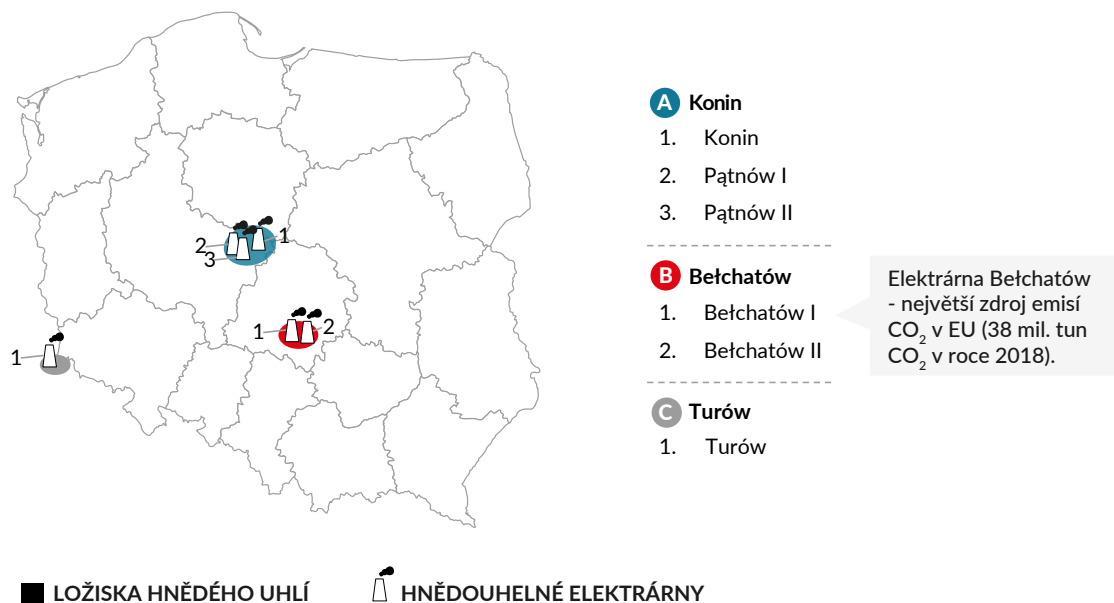
PGE je státem vlastněná společnost, která je největším výrobcem elektřiny v Polsku. V roce 2018 činil její instalovaný výkon zhruba 16 GW, celková výroba elektřiny dosáhla 65 TWh. V současnosti provozuje největší hnědouhelnou elektrárnu na světě Bełchatów, která se pyšní kapacitou 5 GW a další čtyři hnědouhelné a černouhelné elektrárny s kapacitou zhruba 1,5 GW. Navíc společnost nedávno přidala do svého portfolia černouhelnou elektrárnu Opole s výkonem 1,8 GW. Více než 90 % výroby elektřiny společnosti pochází z černého a hnědého uhlí. Kromě výroby elektřiny hraje skupina PGE také aktivní roli v těžbě hnědého uhlí a distribuci elektřiny.

ZE PAK je největší polská soukromá elektrárenská společnost s celkovou výrobní kapacitou 1,9 GW. Většina připadá na dvě hnědouhelné elektrárny, Pątnów a Konin. V roce 2018 vyrobila ZE PAK kolem 6 TWh elektřiny. Kromě výroby energie se společnost zahrnuje vertikálně integrované subjekty působící v oblasti těžby hnědého uhlí, výroby tepla a obchodování s elektřinou.

2.2. Hnědouhelné elektrárny

V současnosti jsou v Polsku provozovány celkem čtyři hnědouhelné elektrárny: Bełchatów, Turów, Konin a Pątnów. Dohromady v roce 2018 vyrobily hnědouhelné elektrárny 49,3 TWh elektřiny, což bylo mírně pod 51,9 TWh vyrobenými v roce 2017. Pokles výroby je způsoben zejména uzavřením 600 MW elektrárny Adamów, kterou vlastní a provozuje ZE PAK. Odstavení elektrárny Adamow bylo nařizeno Evropskou komisí a vstoupilo v platnost v lednu 2018.

Obrázek 7: Hnědouhelné elektrárny v Polsku



Zdroj: Aurora Energy Research.

Elektrárna Bełchatów se skládá ze třinácti hnědouhelných bloků, je vlastněná a provozovaná společností PGE. Starších 12 bloků bylo uvedeno do provozu v letech 1982 až 1988, 13. blok byl přidán teprve v roce 2011. Jeho účelem bylo umožnit modernizaci stávajících bloků. S celkovým, čistým elektrickým výkonem 5 136 MW je elektrárna Bełchatów největší tepelnou elektrárnou v Evropě. Elektrárna ročně vyrábí v průměru 32,3 TWh elektřiny, což vyžaduje více než 42 milionů tun uhlí z místního dolu Bełchatów. Navzdory skutečnosti, že některé bloky byly dovybaveny a modernizovány, aby se zvýšila účinnost, byla elektrárna v roce 2018 zodpovědná za více než 38 milionů tun emisí CO₂, což z ní činí největšího znečišťovatele ze všech elektráren v Evropě. V červnu 2019 společnost PGE trvale odstavila blok 1 této hnědouhelné elektrárny.

Tabulka 10: Podrobné údaje o elektrárně Bełchatów

Elektrárna	Blok	Vlastník	Zprovoznění (retrofit)	Čistý el. výkon (MW)	Emise CO ₂ v roce 2018
Bełchatów I	2	PGE	1983	347	38 MtCO ₂
	3	PGE	1984 (2008)	356	
	4	PGE	1984 (2009)	356	
	5	PGE	1985 (2011)	356	
	6	PGE	1985 (2012)	369	
	7	PGE	1985 (2013)	366	
	8	PGE	1986 (2013)	366	
	9	PGE	1986 (2016)	366	
	10	PGE	1987 (2016)	366	
	11	PGE	1988 (2014)	366	
	12	PGE	1988 (2015)	366	
	Bełchatów II	1	PGE	2011	

Zdroj: Aurora Energy Research.

Elektrárna Turów se nachází v polské Bogatyni. Původně sestávala z 10 bloků uvedených do provozu mezi roky 1962 a 1971 - všechny byly vlastněny a provozovány společností PGE. V současné době však zůstává v provozu pouze 6 původních bloků s celkovým čistým instalovaným výkonem 1 356 MW. V roce 2018 elektrárna Turów vyprodukovala celkem 6,9 milionu tun emisí CO₂. Očekává se, že emise se zvýší po přidání 490MW bloku. Výstavba bloku 11 v elektrárně Turów byla zahájena v roce 2014 a měla by být uvedena do provozu v roce 2020. Očekává se, že nový blok zvýší poptávku po uhlí z povrchového dolu Turów z průměrných 7 na 10 milionů tun ročně.

84

Tabulka 11: Podrobné údaje o elektrárně Turów

Elektrárna	Blok	Vlastník	Zprovoznění (retrofit)	Čistý el. výkon (MW)	Emise CO ₂ v roce 2018
Turów	1	PGE	1962 (1998)	214	6,9 MtCO ₂
	2	PGE	1962 (1998)	214	
	3	PGE	1962 (2000)	214	
	4	PGE	1963 (2004)	238	
	5	PGE	1964 (2003)	238	
	6	PGE	1964 (2005)	238	
	11	PGE	2020	448	n.a.

Zdroj: Aurora Energy Research.

Elektrárna Konin byla poprvé uvedena do provozu v roce 1958, je tedy nejstarší hnědouhelnou elektrárnou v Polsku. Elektrárna je ve vlastnictví ZE PAK, má čistý instalovaný výkon 248 MW_{el} a v roce 2018 vyrobila 0,34 TWh elektřiny. V roce 2006 získala elektrárna licenci k výrobě tepla, které dodává do města Konin a okolních oblastí. V roce 2012 byl do elektrárny přidán biomasový blok o výkonu 55 MW_{el}, který signalizuje začátek přechodu elektrárny z hnědého uhlí na biomasu. Společnost ZE PAK plánuje výstavbu druhého výrobního bloku na biomasu o výkonu 50 MW_{el}, který bude fungovat společně s prvním. Výsledkem bude, že v průběhu několika let přejde elektrárna Konin kompletně na spalování biomasy.

Tabulka 12: Podrobné údaje o elektrárně Konin

Elektrárna	Blok	Vlastník	Zprovoznění (retrofit)	Čistý el. výkon (MW)	Emise CO ₂ v roce 2018
Konin	1	ZE PAK	1958	155	0,2 MtCO ₂

Zdroj: Aurora Energy Research.

Elektrárna Pałnów byla původně osmibloková hnědohelná elektrárna umístěná mírně na západ od Varšavy. Původní bloky, které vlastní ZE PAK, byly poprvé uvedeny do provozu v roce 1967. Na začátku roku 2000 byly 2 jednotky vyřazeny z provozu. Krátce nato se společnost rozhodla postavit Pałnów II, hnědohelný blok o výkonu 464 MW. V současnosti má elektrárna Pałnów celkovou čistou kapacitu 1 563 MW. V roce 2018 vyráběl Pałnów I celkem 3,4 TWh elektřiny a Pałnów II 2,3 TWh, společně emitovaly mírně přes 7 milionů tun CO₂.

Tabulka 13: Podrobné údaje o elektrárně Pałnów

Elektrárna	Blok	Vlastník	Zprovoznění (retrofit)	Čistý el. výkon (MW)	Emise CO ₂ v roce 2018
Pałnów I	1	ZE PAK	1968	202	4,6 MtCO ₂
	2	ZE PAK	1968	202	
	3	ZE PAK	1969	182	
	4	ZE PAK	1969	182	
	5	ZE PAK	1973	182	
	6	ZE PAK	1974	182	
Pałnów II	9	ZE PAK	2008	431	2,5 MtCO ₂

Poznámka: 31. ledna 2019 společnost ZE PAK odstavila blok č. 4 a 30. 6. 2020 bloky č. 3 a 6.

Zdroj: Aurora Energy Research.

Převážná většina polských hnědohelných elektráren se primárně používá k výrobě elektřiny a jejich tepelný výkon je omezen na zanedbatelně malé potřeby vnitřního vytápění. Jedinou výjimkou je hnědohelná elektrárna Konin, která pokrývá potřebu tepla v nedalekém městě se 70 000 obyvateli. Navíc je ZE PAK v procesu přeměny této elektrárny na palivo z biomasy. Předpokládá se tedy, že hnědé uhlí nebude mít žádný významný dopad na budoucnost vytápění.

2.3. Těžba hnědého uhlí

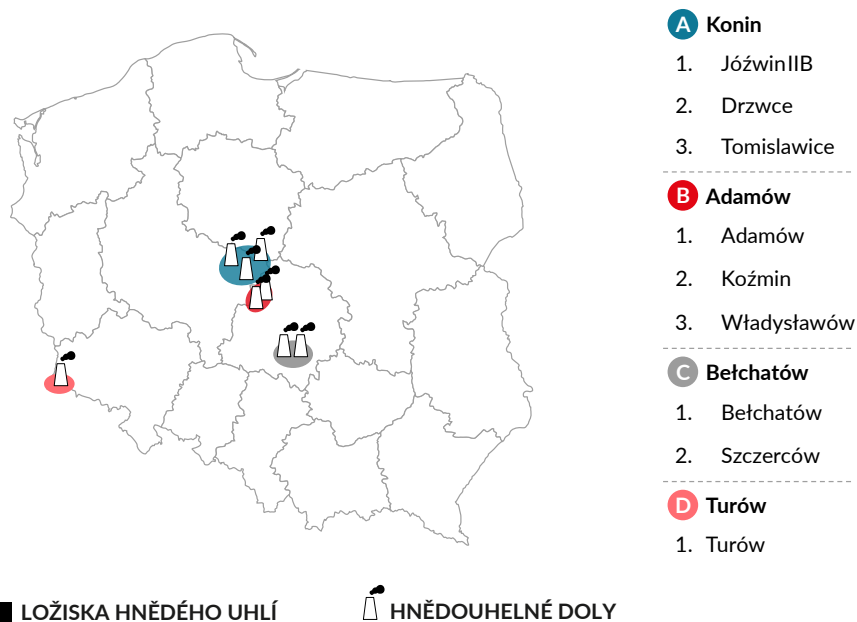
Vzhledem k nadbytku dostupných lokálních zásob se mělo za to, že hnědé uhlí bude hrát nedílnou roli při zajišťování bezpečných dodávek dostupné elektřiny polským spotřebitelům. Polské hnědohelné doly jsou navíc velmi náročné na pracovní sílu a poskytují mnoho místních pracovních míst.

V současnosti je Polsko jedním z největších producentů hnědého uhlí na světě, částečně díky tomu, že má více než 150 ložisek hnědého uhlí¹¹. Hnědohelné pánve pokrývají zhruba jednu třetinu neboli 70 000 km² území. Navzdory jeho hojnosti se nevyužívají všechny hnědohelné oblasti. Produkce hnědého uhlí pochází převážně ze čtyř dolů v západních a středních oblastech Polska: Bełchatów, Turów, Konin a Adamów. Celkem tyto doly produkují asi 60 Mt hnědého uhlí ročně - z toho 98,7 % se používá pro zásobování přilehlých elektráren.¹²

11 Widera, Kasztelewicz & Ptka, 2016

12 Ministerstwo Energii, 2018.

Obrázek 8: Hnědouhelné těžební regiony a doly v Polsku



Zdroj: Aurora Energy Research, Energy Policy – Wiedera et. al.

86

Hnědouhelná pánev Bełchatów se rozkládá ve střední části Polska, jižně od Lodže, a zahrnuje dvě pole: Bełchatów a Szczerców. Důl Bełchatów, který vlastní PGE, je z pohledu těžby hnědého uhlí největší v Polsku, pokrývá téměř dvě třetiny celkové produkce v zemi. V roce 2017 činila celková produkce hnědého uhlí z dolu 42,6 milionu tun - většina z toho šla na dodávku do elektrárny Bełchatów. Současné plány PGE předpokládají pokračování provozu dolu Bełchatów minimálně do roku 2040. Kromě toho PGE žádá o koncesi na otevření nového pole Złoczew, kde jsou zásoby 600 milionů tun. Společnost PGE plánuje, že hnědé uhlí z tohoto ložiska doplní v příštích desetiletích dodávky paliva do přílehlé elektrárny.

Tabulka 14: Hnědouhelné doly na ložisku Bełchatów

Důl	Ložisko	Provozovatel	Zahájení těžby	Roční těžba	Dostupné zásoby	Zásobované elektrárny
Bełchatów	Bełchatów	PGE	1999	38,5 Mt	1 000 Mt	Bełchatów
Szczerców	Bełchatów	PGE	2002	9,5 Mt	720 Mt	Bełchatów

Zdroj: PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A., 2019.

Důl Turów se nachází v jihozápadní části Polska, v hnědouhelné pánvi Turoszów, a zahrnuje pouze jeden povrchový důl vlastněný PGE. Důl Turów může vyprodukovat až 15 milionů tun hnědého uhlí ročně. V roce 2017 zde bylo vytěženo 6,9 milionu tun hnědého uhlí - většina šla do elektrárny Turów. Se zásobami 340 milionů tun může důl zůstat v provozu minimálně do roku 2045.

Tabulka 15: Hnědouhelné doly na ložisku Turów

Důl	Ložisko	Provozovatel	Zahájení těžby	Roční těžba	Dostupné zásoby	Zásobované elektrárny
Turów	Turów	PGE	1968	6,9 Mt	340 Mt	Turów

Zdroj: PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A., 2019.

Důl Konin se nachází v hnědouhelné pánvi Pałnów-Adamów-Konin ve středním Polsku mezi Varšavou a Poznáním. Důl, vlastněný skupinou ZE PAK, ročně produkuje přibližně 15 milionů tun hnědého uhlí. Od roku 2019 má důl odhadem 36,5 milionu tun těžitelných zásob, které jsou rozloženy ve třech stávajících těžebních polích: Jóźwin IIB, Drzewce a Tomisławice. Hnědé uhlí z těchto lokalit se používá k výrobě elektřiny i tepla ve třech přilehlých elektrárnách: Pałnów I (1200 MW), Konin (583 MW) a Pałnów II (464 MW).

Tabulka 16: Hnědouhelné doly na ložisku Konin

Důl	Ložisko	Provozovatel	Zahájení těžby	Roční těžba	Dostupné zásoby	Zásobované elektrárny
Jóźwin IIB	Konin	ZE PAK	1971	5,6 Mt	56 Mt	Konin, Pałnów I a II
Drzewce	Konin	ZE PAK	2010	1,4 Mt		Konin, Pałnów I a II
Tomisławice	Konin	ZE PAK	2011	2,4 Mt		Konin, Pałnów I a II

Zdroj: Aurora Energy Research.

Důl Adamów se nachází v hnědouhelné pánvi Turek ve středním Polsku a je vlastněn skupinou ZE PAK. V roce 2019 společnost uvedla, že v dole má celkem 5,2 milionu tun zbývajících těžitelných zásob ve svých 3 těžebních polích: Adamów, Koźmin a Władysławów. Vzhledem k celkové kapacitě těžby 5 milionů tun hnědého uhlí ročně a uzavření elektrárny Adamów na začátku roku 2018 se neočekává, že by důl Adamów zůstal v provozu delší dobu.

Tabulka 17: Hnědouhelná pole dolu Adamów

Důl	Ložisko	Provozovatel	Zahájení těžby	Roční těžba	Dostupné zásoby	Zásobované elektrárny
Adamów	Turek	ZE PAK	1979	3.5 Mt	17 Mt	Adamów
Koźmin	Turek	ZE PAK	n.a.	-		Adamów
Władysławów	Turek	ZE PAK	1976	uzavřen 2012		Adamów

Zdroj: Aurora Energy Research.

Bylo prokázáno, že těžební odvětví v Polsku má pozitivní dopad na místní trh práce. V letech 2010 až 2014 zaznamenaly regiony bohaté na hnědé uhlí v Polsku míru nezaměstnanosti zhruba o 2 procentní body nižší, než byl celostátní průměr. Úroveň mezd zaměstnanců pracujících v tomto odvětví byla v roce 2015 téměř 1,8krát vyšší než celostátní průměr. Kromě zajímavých mezd dostávají dělníci v hnědouhelném průmyslu poměrně štědré benefity vázané na práci v dolech.

V roce 2015 poskytovalo odvětví těžby uhlí více než 100 000 pracovních míst.¹³ Hnědé uhlí tvoří 10 % tohoto odvětví. Přímě zaměstnaných provozovateli dolů bylo 6 300 zaměstnanců, dalších 4 100 bylo zaměstnáno nepřímo externími firmami, které poskytují služby těžebním firmám. Od té doby se počet osob zaměstnaných přímo nebo nepřímo v sektoru těžby hnědého uhlí snížil na přibližně 9 000.

V současné době se diskutuje o plánech na otevření nových povrchových dolů. PGE doufá, že zprovozní důl Złoczew, jehož zásoby činí celkem 600 milionů tun. Podle společnosti PGE by se uhlí mělo v nadcházejících desetiletích využívat k zásobování elektrárny Bełchatów. Až donedávna společnost také žádala o koncesi na otevření nového dolu Gubin 2 na německo-polské hranici. Otevření dolu Gubin 2 by podle PGE odůvodnilo výstavbu přilehlé hnědouhelné elektrárny. Na konci srpna 2019 však uplynula lhůta pro podání žádosti o environmentální povolení k otevření dolu. PGE pravděpodobně opustila své plány, ačkoli žádné oficiální oznámení zveřejněno nebylo.

Podobně ZE PAK zvažuje otevření nového dolu na východě Polska. Podle společnosti má důl, označovaný jako Ościstowo, odhadem 41 milionů tun komerčně těžitelných zásob. Vzhledem k tomu, že ostatní zdroje hnědého uhlí se vyčerpávají, sloužil by důl Ościstowo jako rozhodující dodavatel paliva do elektráren Pałnów I a Pałnów II, protože se očekává, že s výjimkou Tomisławice budou všechny stávající doly ZE PAK během příštích tří let uzavřeny. Formálně ZE PAK v projektu pokračuje, s investicí jsou však spojena určitá rizika: místní opozice nebo délka procesu pro získání environmentálních povolení. Zároveň ZE PAK začíná investovat do jiných technologií výroby elektřiny.

Před otevřením dolu musí provozovatelé získat environmentální povolení a zajistit shodu s územními plány dotčených obcí. Environmentální povolení vydávají ředitelé regionálních orgánů pro ochranu životního prostředí. Následně, dříve než je vydána koncese, musí být provedeno posouzení dopadů na životní prostředí. V roce 2017 orgán ochrany životního prostředí v Poznani odmítl rozhodnout o povolení EIA pro důl Ościszowo a společnost ZE PAK nebyla schopna získat koncesi. Společnost se však proti rozhodnutí odvolala. ZE PAK také tlačí na rozšíření dolu Tomisławice. Důl Tomisławice se však nachází uprostřed nevyřešeného soudního sporu, podle něhož ohrožuje chráněné lokality v evropské soustavě Natura 2000 a porušuje Směrnici EU o stanovištích. Evropská komise vyzývá k přehodnocení dopadu dolu Tomisławice na životní prostředí a odpovídajícímu přizpůsobení jeho provozu.

Historicky byly postupy pro získání koncesí v Polsku jednou z nejvýznamnějších překážek při realizaci projektů. Vládnoucí strana PiS navrhovala úpravy, které by vládě umožnily otevřít nové uhelné doly bez konzultací s místními úřady a dotčenými komunitami nebo bez povolení místních orgánů, ale návrhy strany narazily na silný odpor opozice. V každém případě však zůstává otázkou, zda v současné době existuje ekonomické opodstatnění pro otevírání nových dolů.

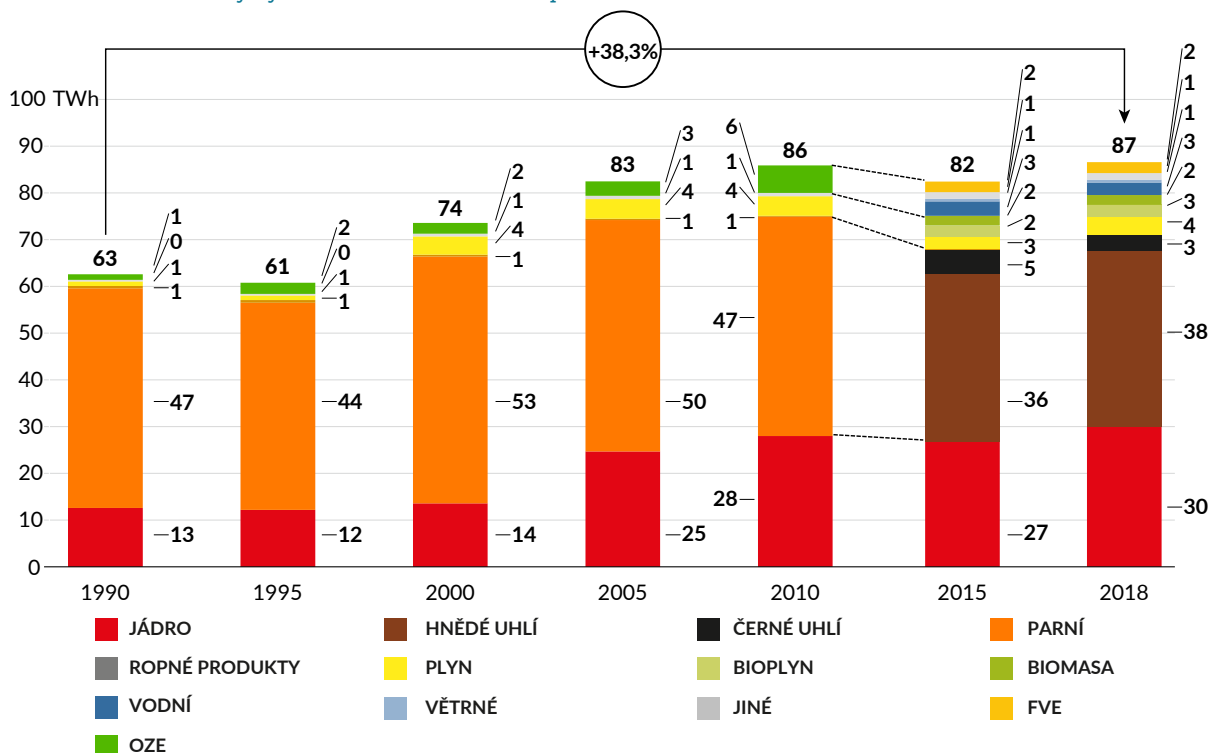
3. Česká republika

3.1. Přehled trhu

V českém elektroenergetickém sektoru dominuje konvenční výroba energie, převážně zajišťovaná místní výrobou. Tradičně je hnědé uhlí nejvýznamnějším zdrojem pro výrobu elektřiny. Z environmentálních, jakož i strategických a ekonomických důvodů je však nezbytné je nahradit. Cena CO₂ prosazená v rámci systému EU pro obchodování s emisemi (EU ETS) způsobuje, že výroba elektřiny z hnědého uhlí je méně ekonomicky výhodná, než tomu bylo dříve, zásoby hnědého uhlí se snižují a jejich těžba je náročnější a diverzifikace zdrojů garantuje větší bezpečnost. Tyto strategické cíle budou diskutovány po souhrnu historického vývoje výroby elektřiny.

88

Obrázek 9. Instalovaný výkon elektráren v České republice

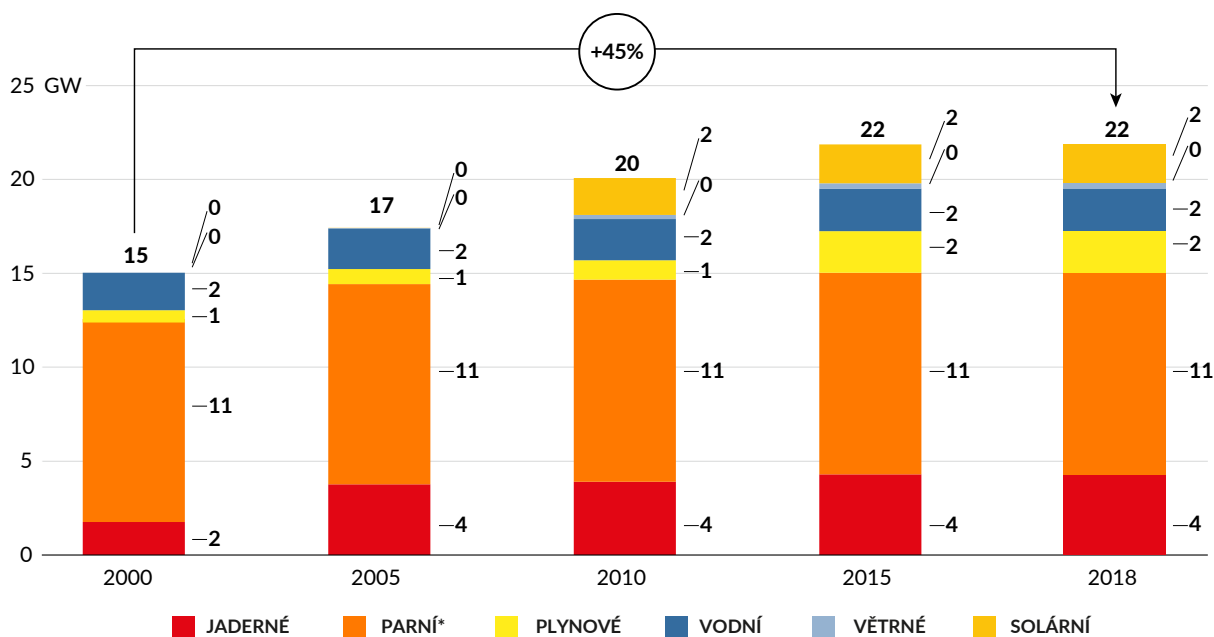


Poznámka: Technologické kategorie ERÚ se liší od standardu Eurostat. Oddělené údaje pro výrobu fosilních a obnovitelných zdrojů jsou k dispozici až od roku 2011. Do roku 2011 je bioplyn přiřazen k plynu. Biomasa, černé uhlí a hnědé uhlí jsou zahrnuty v kategorii parní elektrárny.

Zdroje: Eurostat, ERÚ, Aurora Energy Research.

Celková výroba elektřiny v České republice činí 88 TWh při instalovaném výkonu 22,3 GW, viz obrázek 9.¹⁴ Množství vyrobené elektřiny vzrostlo z 60 TWh v 80. letech na 80 TWh na počátku tisíciletí. V tomto období pocházela výroba z relativně stabilní kombinace technologií.

Obrázek 10. Výroba elektřiny v České republice



89

* Technologické kategorie ERÚ se liší od standardu Eurostat. Oddělené údaje pro výrobu fosilních a obnovitelných zdrojů jsou k dispozici až od roku 2011. Do roku 2011 je bioplyn přiřazen k plynu. Biomasa, černé uhlí a hnědé uhlí jsou zahrnuty v kategorii parní elektrárny. Zdroj: Aurora Energy Research, ERÚ, ENTSO-E.

Z hlediska výroby i instalovaného výkonu dominuje v mixu elektřiny hnědé uhlí. V roce 2018 pocházelo ze spalování hnědého uhlí 43 % hrubé výroby elektřiny, poté následovala jaderná energie s 34 % (4,3 GW). Zemní plyn a černé uhlí přispívají po 4 % výroby. Podíl těchto konvenčních technologií byl v posledních 20 letech relativně stálý. Množství jaderné energie naposledy výrazně vzrostlo na přelomu tisíciletí, kdy byly do provozu uvedeny jaderné bloky elektrárny Temelín. Obnovitelné zdroje představují 13 % výroby elektřiny (instalovaný výkon 4 GW). Jejich podíl se od roku 2009, kdy činil 6 %, mírně zvýšil. Nárůst byl způsoben expanzí FVE na začátku tohoto desetiletí. Nejvýznamnějším obnovitelným zdrojem energie z hlediska výroby je bioplyn, který v roce 2018 vyrobil 2,6 TWh, viz obrázek 10.

Česká přenosová soustava je dobře propojena se všemi svými sousedy. Česká republika je v posledních letech čistým vývozcem elektřiny. Vývoz se týká převážně Slovenska a Rakouska, zatímco dovozy převažují na propojovacím vedení na německé a polské hranici. Ceny víceméně konvergují s německou obchodní zónou.

V současnosti neexistují žádné plány na budování nových propojení se sousedními zeměmi. Místo toho se úředníci rozhodli vyhodnotit vývoj přeshraničních fyzických toků. V roce 2018 byla německo-rakouská obchodní zóna rozdělena. Částečně šlo o reakci na stížnosti českého TSO ČEPS na neplánované toky z Německa přes Českou republiku k uspokojení požadavků rakouských zákazníků.

V září 2012 byl zahájen market coupling českého, slovenského, maďarského a rumunského denního trhu. Joint Allocation Office (JAO) přiděluje přeshraniční kapacitu přenosu energie pro Německo, Polsko a Rakousko. Alokace kapacity se Slovenskem je založena na dlouhodobých smlouvách.

Podoba trhu s elektřinou v České republice je v souladu s legislativou EU. Trh je liberalizován a elektřina může být obchodována na PXE (Power Exchange Central Europe), kde jsou ceny určovány na principu energy-only market.

Nejnovější posuzování kapacitní přiměřenosti¹⁵ ukazuje na potřebu nových kapacit a ozývají se hlasy volající po vytvoření strategické rezervy. Česká vláda v současnosti plánuje uspokojit tuto potřebu novými jadernými bloky.¹⁶ Operátorem trhu je OTE. Mezi jeho úkoly patří organizování krátkodobých trhů s elektřinou, vedle toho zprostředkovává informace a poskytuje další služby účastníkům trhu. Legislativa je navrhována Ministerstvem průmyslu a obchodu (MPO) a regulována Energetickým regulačním úřadem (ERÚ).

Základním strategickým dokumentem energetické politiky v České republice je Státní energetická koncepce (SEK), která byla schválena v roce 2015.¹⁷ Jejím cílem je dosažení bezpečnosti, konkurenceschopnosti a udržitelnosti. SEK stanovuje cíle pro český elektroenergetický sektor s ohledem na tři pilíře:

Udržitelnost

- 40% snížení emisí CO₂ do roku 2030 ve srovnání s rokem 1990
- 20% zvýšení energetické účinnosti, vedoucí k čisté konečné spotřebě energie 1060 PJ¹⁸

Bezpečnost dodávek

- 80 % roční hrubé výroby elektřiny v roce 2040 musí pocházet z domácích primárních zdrojů energie (OZE, odpady, černé a hnědé uhlí, jaderné palivo)
- Diverzifikace primárních zdrojů energie v rámci definovaných cílových koridorů
- Udržet pozitivní bilanci elektřiny a zajistit přiměřenost výroby
- Závislost na dovozu paliv nesmí do roku 2030 překročit 65 % a do roku 2040 70 %¹⁹

90

Tabulka 17: Pro pokrytí domácí poptávky po elektřině uvádí SEK technologické koridory pro hrubou výrobu elektřiny v roce 2040.

	Minimum [%]	Maximum [%]
Jaderná energie	46	58
OZE a ostatní	18	25
Zemní plyn	5	15
Černé a hnědé uhlí	11	21

Zdroj: Ministerstvo průmyslu a obchodu.

Konkurenceschopnost

- Náklady na energii nepřesáhnou 10 % celkových výdajů domácností

Podíl jaderné energie se ve Státní energetické koncepci ČR zvyšuje ze všech zdrojů nejvíce. Stávající Národní akční plán rozvoje jaderné energetiky v České republice²⁰ předpokládá rozšíření obou jaderných elektráren o jeden blok a uvedení nových bloků do provozu do roku 2035. Vláda plánuje zprovoznit další bloky ve 40. letech 20. století, kdy poklesne produkce uhlí.

O budoucnosti hnědého a černého uhlí se v současné době diskutuje. V srpnu 2019 byla jmenována česká Uhlerná komise, která se skládá z 19 zástupců ministerstev, nevládních organizací, akademické obce, průmyslu a regionů. Jejich úkolem je dohodnout se na datu ukončení těžby uhlí a jeho využití v energetice. Vláda navrhla, aby se do roku 2040 snížily kapacity uhlí na 10–15 %, a poté do roku 2050 další mírný pokles. Nevládní organizace však kritizovaly plán

15 Ministry for Industry and Trade, 2019a.

16 World Nuclear News, 2019.

17 Ministry for Industry and Trade, 2015b.

18 Eurostat metodologie.

19 Zde se jaderné palivo počítá jako dovážený zdroj.

20 Ministry for Industry and Trade, 2017.

pro nedostatek ambicí.²¹ Uhelná komise posoudí dopady plánů na odstavení uhlí na domácnosti, soustavy zásobování teplem a hornické oblasti. Její doporučení budou zveřejněna nejpozději na podzim 2020.

V souladu se směrnicemi EU o podpoře využívání energie z obnovitelných zdrojů se Česká republika zavázala získat do roku 2020 13 % své konečné spotřeby energie z obnovitelných zdrojů.²² V odvětví dopravy má být 10,8 % hrubé konečné spotřeby energie z OZE. Český návrh Národního energetického a klimatického plánu (NECP) předložený Evropské unii v roce 2018 nastiňuje trajektorii země po roce 2020. Česká republika plánuje pokrýt 22 % své hrubé konečné spotřeby energie z obnovitelných zdrojů,²³ i když je to pod úrovní 23 % navrhovaných vzorcem Evropské komise.

Česká republika vytvořila schémata pro monitorování, výzkum, školení a informovanost. Poskytuje rovněž dotace pro malé vodní elektrárny (MVE). Velkorysé výkupní ceny vedly v letech 2010–2011 k podstatnému zvýšení výkonu FVE. V roce 2013 vláda zrušila podporu pro všechny nové OZE s výjimkou MVE.

Česká výroba elektřiny je soustředěna kolem tří klíčových hráčů na trhu. Největším dodavatelem elektřiny je Skupina ČEZ, ve které má český stát 70% podíl. V České republice vyrábí zhruba dvě třetiny elektřiny. Další dvě největší energetické společnosti, EP Energy a Sev.en Energy Group, vlastní každá méně než 5 % instalované kapacity.²⁴

Skupina ČEZ je největší energetickou společností v České republice. Vlastní výrobní kapacitu asi 13 GW²⁵, která dodává 67 % české elektřiny (59 TWh). Skupina ČEZ zahrnuje téměř 100 dceřiných společností, z nichž některé jsou aktivní v těžbě, jiné jako veřejné služby. ČEZ Distribuce funguje jako jeden ze čtyř provozovatelů distribučních soustav v zemi. ČEZ ovládá většinu českých hnědouhelných elektráren, z nichž většina se nachází v Ústeckém kraji.

EP Energy je druhým největším energetickým podnikem, který s instalovaným výkonem 1,1 GW pokrývá 4 % české výroby elektřiny (3,7 TWh)²⁶. Dále je největším dodavatelem dálkového tepla v České republice.

EP Energy vlastní akcie dalších energetických společností působících na českém trhu, například United Energy nebo Pražská Teplárenská, největší dodavatel tepla v Praze. V mezinárodním měřítku je vlastníkem společnosti MIBRAG, která provozuje hnědouhelné doly v Německu, a má menšinový podíl v elektrárně Schkopau. EP Energy je dceřinou společností českého holdingu EPH, který vlastní další energetické společnosti, jako je LEAG, důležitý hráč na německém trhu s hnědým uhlím.

Sev.en Energy group je výsledkem fúze mezi těžebními skupinami Severní Energetická a Czech Coal v roce 2016. V České republice vlastní dvě největší hnědouhelné doly (ČSA a Vršany) a hnědouhelnou elektrárnu (Chvalčovice) s instalovaným výkonem 820 MW, výroba elektřiny 4,8 TWh (5,5 % elektřiny v roce 2018²⁷). Počátkem roku 2020 (s účinností od roku 2024) byla do portfolia přidána elektrárna Počerady.²⁸ Skupina také dodává teplo ze svých elektráren v Kladně a ve Zlíně.

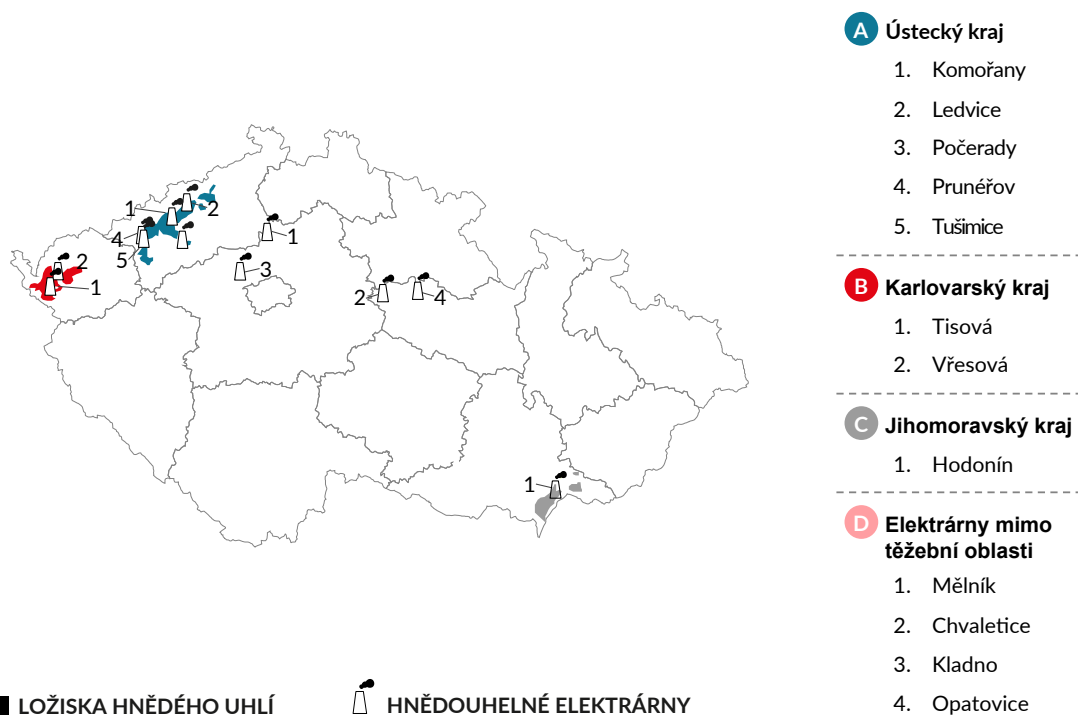
3.2. Hnědouhelné elektrárny

Jak je popsáno výše, hnědé uhlí je v České republice významným zdrojem pro výrobu elektřiny. Uhelné elektrárny tvoří téměř polovinu českého zdrojového mixu. Na tuto hodnotu klesly ze dvou třetin v roce 1990 poté, kdy byly jaderné bloky v Temelíně připojeny k síti. Od roku 2010 klesá absolutní výroba z hnědého uhlí. Tento trend bude pravděpodobně pokračovat. Státní energetická koncepce usiluje do roku 2040 snížit hnědé uhlí na 11 % a černé uhlí na 21 % českého energetického mixu.

21 Radio Prague International, 2019.
 22 European Environment Agency, 2019.
 23 Euractiv, 2020.
 24 International Energy Agency, 2016.
 25 ČEZ, 2017.
 26 EP Energy, 2019a.
 27 7energy, 2019.
 28 ČEZ, 2020.

Hnědouhelné elektrárny na jsou obvykle umístěny poblíž povrchových dolů. V České republice jsou hnědouhelné elektrárny koncentrovány v Ústeckém kraji. Na rozdíl od Německa a Polska jsou však některé elektrárny umístěny dále od těžařských oblastí, což je dáno vyšší výhřevností českého hnědého uhlí.²⁹ Proto mohou být hnědouhelné elektrárny i v okolí Prahy a v Pardubickém kraji, ačkoli tam nejsou žádné doly.

Obrázek 11: Největší hnědouhelné elektrárny a ložiska v České republice



Zdroj: Aurora Energy Research, CEZ, Sev.en Energy, Carbonbrief.

Následující odstavce poskytují přehled o největších elektrárnách spalujících hnědé uhlí. Pro modely, na nichž je založena tato studie, jsou elektrárny menší než 200 MW_{el} agregovány, proto nejsou v této kapitole uvedeny.³⁰ Celkový instalovaný výkon menších hnědouhelných elektráren je 1,95 GW.

Větší uhelné elektrárny v Ústeckém kraji představují celkem instalovaný výkon 4 GW. Většina z nich je ve vlastnictví ČEZ a využívá palivo z přilehlých dolů.

29 Ministry of the Environment of the Czech Republic, 2018.

30 Výjimkou je menší elektrárna Hodonín, která je důležitá s ohledem na historickou produkci a regionální faktory.

Tabulka 18: Uhelné elektrárny v Ústeckém kraji

Elektrárna	Blok	Vlastník	Zprovoznění (retrofit)	Instalovaný výkon (MW)	Emise CO ₂ (Mt CO ₂ -eq, v 2018)
Komořany		EP Energy	1958	239	1,23
Ledvice	4	ČEZ	1966 (1998, 2007)	110	2,05
	6		2014	660	
Počerady	2	ČEZ	1970 (1996)	200	6,22
	3		1971 (1996)	200	
	4		1971 (1996)	200	
	5		1977 (1994)	200	
	6		1977 (1994)	200	
Pruněřov I	1	ČEZ	1967–1968 (1995)	110	2,74
	2			110	
	3			110	
	4			110	
Pruněřov II	3	ČEZ	1981–1982 (2012–2016)	250	3,86
	4			250	
	5			250	
Tušimice	1	ČEZ	1974–1975 (2007–2012)	200	4,98
	2			200	
	3			200	
	4			200	

Zdroj: Aurora Energy Research.

Provozovatel hnědouhelných dolů v Karlovarském kraji Sokolovská uhelná vlastní rovněž dvě elektrárny. Elektrárna Tisová byla první velkou elektrárnou postavenou v Československu a nyní je pilířem regionálního zásobování teplem. Závod Vřesová je paroplynová elektrárna na plyn vyrobený zplynováním hnědého uhlí. V souvislosti s vyčerpáním ložiska a snižováním kvality uhlí klesla produkce těchto dvou elektráren.

Tabulka 19. Hnědouhelné elektrárny v Karlovarském kraji

Elektrárna	Blok	Vlastník	Zprovoznění (retrofit)	Instalovaný výkon (MW)	Emise CO ₂ (Mt CO ₂ -eq, v 2018)
Tisová		Sokolovská uhelná	1954–1960 (1997)	272	1,72
Vřesová		Sokolovská uhelná	1995 (2013)	400	2,4

Poznámka: Jde o paroplynovou elektrárnu (CCGT), palivem je zplynované hnědé uhlí.

Zdroj: Aurora Energy Research.

Vzhledem k poklesu těžby hnědého uhlí v místních dolech byla elektrárna Hodonín na jihovýchodě země postupně převáděna na biomasu. V současnosti je jeden blok v Hodoníně provozován plně na biomasu a ve druhém je spoluspalována s hnědým uhlím. Protože biomasa je dražší než hnědé uhlí, jsou provozní hodiny těchto zařízení nízké a využívá se pouze asi jedna třetina instalovaného výkonu.³¹

Tabulka 20. Hnědouhelné elektrárny v Jihomoravském kraji

Elektrárna	Blok	Vlastník	Zprovoznění (retrofit)	Instalovaný výkon (MW)	Emise CO ₂ (Mt CO ₂ -eq, v 2018)
Hodonín		ČEZ	1975 (1997)	105	0,67

Poznámka: Od roku 2009 jeden blok provozován plně na biomasu; ve druhém je spoluspalována.

Zdroj: Aurora Energy Research.

Jak je uvedeno výše, výhřevnost českého hnědého uhlí je dostatečně vysoká, aby se vyplatilo přepravovat do vzdálenějších elektráren. Elektrárny uvedené v tabulce 21 se nacházejí v okolí hlavního města Prahy, kde se nachází značná část poptávky v zemi a v Pardubickém kraji. Celkový instalovaný výkon těchto elektráren je 2,6 GW.

Tabulka 21. Hnědouhelné elektrárny v neuhelných regionech.

Elektrárna	Blok	Vlastník	Zprovoznění (retrofit)	Instalovaný výkon (MW)	Emise CO ₂ (Mt CO ₂ -eq, v 2018)
Chvaletice	1-4	Sev.en Energy	1978 (2018-2021)	820	5,1
Kladno	B4-B8	Sev.en Energy	2000	406	1,51
Mělník	I	ČEZ	1960	240	7,80
	II		1971 (1998)	220	
	III		1981 (1998)	500	
Opatovice		EP Energy	1959	328	2,24

Zdroj: Aurora Energy Research.

Hnědé uhlí je kromě výroby elektřiny používáno k výrobě tepla. Více než polovina české konečné spotřeby energie je použita na vytápění a chlazení, což představuje cca. 160 TWh.³² Z tohoto podílu se zhruba polovina používá na vytápění prostor – dodává se individuálním vytápěním a dálkovým vytápěním. Procesní teplo představuje více než třetinu bilance tepelné energie v České republice.

Hnědé uhlí se používá ve všech druzích dodávek tepla. V teple z kogenerace (KVET) pro dálkové vytápění je podíl hnědého uhlí 55 %.³³ Na druhou stranu v individuálním a lokálním vytápění je podíl hnědého uhlí 10 %.

Dominantním aktérem na trhu s teplem je EP Energy, který dodává ca. 5 TWh tepla ročně.³⁴ Všechny jeho hnědouhelné elektrárny jsou KVET se zaměřením spíše na teplo než na elektřinu a dodávají téměř 3,5 TWh. Níže uvedená tabulka ukazuje tepelné kapacity pro české hnědouhelné KVET.

31 ČEZ, 2019.

32 Aalborg University, 2018.

33 ERÚ, 2019.

34 EP Energy, 2019b.

Tabulka 22: Dodávky tepla velkými hnědouhelnými elektrárnami (KVET)

Elektrárna	Vlastník	Výroba tepla (TWh _{th} /a)	Tepelný výkon / elektrický výkon	Využití
Chvaletice	Sev.en Energy	0,04	60 MW _{th} /820 MW _{el}	Dálkové vytápění
Hodonín	ČEZ	0,2	250 MW _{th} /105 MW _{el}	Dálkové vytápění
Kladno	Sev.en Energy	0,3	14 % of generation	Dálkové vytápění
Komořany	EP Energy	2,2	1076 MW _{th} /239 MW _e	Dálkové vytápění, průmysl
Ledvice	ČEZ	0,28	380 MW _{th} /770 MW _{el}	Dálkové vytápění, průmysl
Mělník I/II/III	ČEZ	2,70	340 MW _{th} /960 MW _{el}	Dálkové vytápění
Opatovice	EP Energy	1,2	932 MW _{th} /363 MW _{el}	Dálkové vytápění, průmysl
Prunéřov	ČEZ	0,25	500 MW _{th} /1190 MW _{el}	Dálkové vytápění
Tisová	Sokolovská uhelná	0,1	n.a./522 MW _{el}	Dálkové vytápění
Tušimice	ČEZ	0,21	120 MW _{th} /800 MW _{el}	Dálkové vytápění
Vřesová	Sokolovská uhelná	0,56	n.a./400 MW _{el}	Dálkové vytápění, průmysl

Zdroj: Aurora Energy Research.

3.3. Těžba hnědého uhlí

Česká republika udává své zásoby hnědého uhlí na 737 milionů tun.³⁵ V současnosti uspokojuje poptávku po hnědém uhlí výhradně z domácích zdrojů. České povrchové doly se nacházejí převážně na severozápadě země, poblíž německých hranic, ve dvou pánvích, větší je Mostecká pánev a menší Sokolovská pánev. V oblasti Hodonína ve Vídeňské pánvi byl poslední důl uzavřen v roce 2014 z ekonomických důvodů.³⁶ Moravskoslezský kraj (Ostrava) na severovýchodě země závisí na těžbě černého uhlí a průmyslu, tato zpráva se však zaměřuje na hnědouhelné regiony.

Mostecká pánev, největší oblast těžby hnědého uhlí, leží na severozápadě v Ústeckém kraji na celkové rozloze 1 400 km² mezi městy Kadaň, Chomutov, Most, Teplice a Ústí nad Labem. Jsou zde čtyři aktivní doly, které dodávají palivo přílehlým hnědouhelným elektrárnám v Ledvicích, Tušimicích, Prunéřově a Počeradech. Tento region je jádrem české výroby elektřiny z hnědého uhlí.

Tabulka 23. Těžební oblasti v Mostecké pánvi

Důl	Kraj	Provozovatel	Zahájení těžby	Roční těžba	Dostupné zásoby	Zásobované elektrárny
Bílina	Ústecký	Severočeské doly (ČEZ)	1950	10 Mt	246 Mt, z toho 150 Mt v plánu do 2035	Ledvice
ČSA	Ústecký	Sev.en Energy	1901	2,5 Mt	15 Mt	Komořany Chvaletice
Nástup Tušimice (DNT)	Ústecký	Severočeské doly (ČEZ)	1967	13,5 Mt	172Mt, s 34 Mt plánovanými pro 2038	Tušimice Prunéřov
Vršany	Ústecký	Vršanská uhelná (Sev.en Energy)	1987	7 Mt	249 Mt, z toho 139 Mt plánovanými pro 2045	Počerady (Chvaletice)

Zdroj: Aurora Energy Research.

35 Euracoal, 2019.

36 Klempa et al., 2016.

Sokolovská pánev se nachází západně od Mostecké pánve. Rozkládá se na ploše asi 200 km². Těžba začala v 18. století. Zatímco starší a menší pole Medard bylo po vyčerpání uzavřeno, těžba pokračuje na povrchovém dole Jiří poblíž města Sokolov. Těžební oblast je napojena na lokalitu Družba, ale další těžbě zde zabránil sesuv půdy. V roce 2017 Sokolovská uhelná, společnost provozující doly, koupila blízkou elektrárnu Tisová a upevnila své aktivity v regionu.³⁷

Tabulka 24. Těžební oblasti v Sokolovské pánvi.

Důl	Kraj	Provozovatel	Zahájení těžby	Roční těžba	Dostupné zásoby	Zásobované elektrárny
Družba	Karlovarský	Sokolovská uhelná	1889	Uzavřen po sesuvu, může být vytěženo z dolu Jiří	55 Mt, z toho 40 Mt v plánu do 2040	
Jiří	Karlovarský	Sokolovská uhelná	1981	6,5 Mt	50 Mt, z toho 40 Mt v plánu do 2030	Tisová, Vřesová

Zdroj: Aurora Energy Research.

Hodonín (Vídeňská pánev) leží na jihozápadě země. Poslední důl, Mír, ukončil provoz v roce 2014. Zbývající zásoby není ekonomicky rentabilní těžít.³⁸

Zaměstnanost v hornických regionech se vyznačuje vysokou koncentrací pracovních míst v průmyslu a nedostatkem příležitostí pro mladé profesionály. Míra nezaměstnanosti je nad celostátním průměrem³⁹ a regiony patří mezi nejchudší v zemi. Regionální ekonomika je silně zaměřena na průmyslový sektor, kde zaměstnanci vydělávají poměrně vysoké mzdy. Ministerstvo průmyslu a obchodu uvádí, že v odvětví těžby hnědého uhlí bylo v roce 2018 přímo zaměstnáno 6 400 osob.⁴⁰ Regiony však z průmyslu mají jen málo, protože k tvorbě bohatší dochází v navazujících fázích dodavatelského řetězce. V letech 2017 a 2018 přijala národní vláda plány na diverzifikaci ekonomiky s podporou fondů soudržnosti EU (Re:Start).⁴¹

Ústecký kraj je jedním z regionů s nejvyšší hustotou osídlení v České republice, žije zde přes 820 000 obyvatel.⁴² Lokální patriotismus a hornické tradice jsou však zdůrazňovány v menší míře, než například v německých regionech. To lze vysvětlit skutečností, že většina obyvatelstva se do oblasti přistěhovala po druhé světové válce. Historicky v regionu dominoval průmysl, který představuje 41 % HDP regionu⁴³ a 33 % zaměstnanosti.⁴⁴ V roce 2017 bylo přímo v odvětví těžby a dobývání zaměstnáno 8 600 osob, což je 2 % z 385 200 osob zaměstnaných v regionu.⁴⁵ Tato koncentrace patří mezi nejvyšší v Evropě.⁴⁶ Čísla se vztahují na souhrn těžby všech surovin, protože regionální data pro těžbu hnědého uhlí nejsou k dispozici. Na celonárodní úrovni tvoří hnědé uhlí přibližně 30 % pracovních míst v těžebním průmyslu.

Situace v Karlovarském kraji je obdobná jako v kraji Ústeckém. Zde představuje průmysl 30 % regionálního HDP⁴⁷ a 36 % pracovních míst. V roce 2017 pracovalo přímo v odvětví těžby a dobývání 3 400 ze 150 000 lidí, tj. 2,2 % zaměstnaných v regionu.⁴⁸ Čísla se vztahují na souhrn těžby všech surovin, protože regionální data pro těžbu hnědého uhlí nejsou k dispozici.

37 ČEZ, 2017b.

38 Ministry of the Environment, 2019.

39 Průměr země v České republice v roce 2019 je kolem 2 %, pod průměrem EU-28 6,3 %. Eurostat, 2019.

40 Ministry for Industry and Trade, 2019b.

41 Re:Start podporuje dva hlavní hnědouhelné regiony, Ústí a Karlovy Vary. Třetím regionem je vysoce industrializovaný černouhelný region Ostrava.

42 Eurostat, 2019.

43 Czech Statistical Office, 2018a.

44 Ibidem.

45 Ibidem.

46 Bruegel, 2018.

47 Czech Statistical Office, 2018b.

48 Ibidem.

Na jihovýchodě se nachází třetí hnědouhelný region v České republice.⁴⁹ Tento region již prošel výraznými strukturálními změnami, když byly uzavřeny místní doly a elektrárna Hodonín snížila počet pracovníků o více než polovinu. V současné době pracuje 1 200 z 578 000 lidí zaměstnaných v regionu (0,2 %) přímo v odvětví těžby a dobývání. I zde údaje odrážejí souhrn veškeré těžby, protože neexistují regionální data specificky pro hnědé uhlí.

Pokud jde o strukturální změny a rekultivaci v českém hnědouhelném těžebním sektoru, je výhled velmi sporný. V roce 1991 byly usnesením vlády č. 444/1991 stanoveny limity pro těžbu hnědého uhlí v severních Čechách. Definují těžební oblasti pro důl Československé armády, Důl Jan Šverma,⁵⁰ Důl Vršany, Důl Bílina a Důl Nástup - Tušimice. Limity přijala vláda po pádu totalitního režimu v reakci na protesty, které podpořily sametovou revoluci. Jejich cílem bylo omezit znečištění ovzduší a vysídlování obcí. Obavy o místní obyvatelstvo nadále formují české těžební předpisy. Novela z roku 2013 zakazuje vysídlování osob za účelem těžby. Není však jisté, zda těžební limity stanovené usnesením vlády č. 444/1991 zůstanou v platnosti. Například limity dolu Bílina byly posunuty v letech 2008 a 2015. Probíhá rovněž politická debata o tom, zda usnesení z roku 1991 zrušit; například současný prezident je pro jejich zrušení. Případné zrušení limitů by ovlivnilo dobu, po kterou by mohly hnědouhelné doly a elektrárny fungovat, a doly Bílina a Vršany by se zvětšily až na dvojnásobek jejich současné velikosti. Odhadované zásoby jsou dostatečně velké, aby těžba mohla pokračovat až do příštího století.⁵¹

Současně vláda implementovala strategie pro posílení regionálních ekonomik a usnadnění strukturálních změn. Nejdůležitější je „Strategický rámec hospodářské restrukturalizace Ústeckého, Moravskoslezského a Karlovarského kraje“ z roku 2017.⁵² Nastihuje sedm tematických pilířů hospodářské restrukturalizace:

- Průmysl a inovace
- Přímé zahraniční investice
- Výzkum a vývoj
- Lidské zdroje
- Sociální stabilizace
- Životní prostředí
- Infrastruktura a veřejná správa

97

Rekultivace je řešena v akčních plánech, které se každoročně aktualizují. Během tří let bude rozděleno 1,5 miliardy EUR. Tento rozpočet je navíc k rezervním fondům, které jsou těžební společnosti povinny podle zákona o těžbě vytvářet.⁵³

Těžební společnosti jsou odpovědné za vytváření fondů na úhradu škod na životním prostředí. Pro města a obce v dotčených regionech je určeno 75 % těchto prostředků; zbývající čtvrtina jde do vládního fondu, který mohou rekultivační projekty využít. Komise pro uhlí vytvořila pracovní skupinu věnovanou tématu rekultivace.

49 Czech Statistical Office, 2018c.

50 Kralovehradecký kraj, 2019.

51 Ministry of the Environment of the Czech Republic.

52 Re Start, 2019.

53 Zákon č. 44/1988 Sb

Příloha 2.

Model trhu s energií společnosti Aurora

Projekce v této zprávě vycházejí z interního modelu společnosti Aurora Energy Research pro elektrizační soustavu EU (AER-ES EU). AER-ES EU je dynamický model řízení vytvořený pro emulaci energetického trhu EU v půlhodinovém kroku. Model obsahuje plně specifikovaný modul kapacitního trhu, který iterativně určuje ekonomicky konzistentní přidělování kapacitních kontraktů v nadcházejících desetiletích, spolu s cenami na trhu kapacit potřebnými k vyvolání požadovaných investic do výrobní kapacity, vzhledem k externě stanovené úrovni zabezpečení dodávek.

Mezi hlavní strukturální prvky modelu AER-ES EU patří:

1. Dynamické řízení elektráren, s ohledem na náklady na změny výkonu a omezení rychlosti změn a stochastickou dostupnost elektráren a jednotlivých generátorů
2. Emulace celé německé, polské a české elektrárenské soustavy, simulace každé elektrárny v každé příslušné zemi v hodinovém kroku
3. Podrobné modelování mechanismů kapacitního trhu (je-li to relevantní), odrážející současné politiky
4. Finanční modul pro podchycení investičních rozhodnutí; krátkodobé a dlouhodobé ekonomické vyhlídky, ať už jde o finanční návratnost NPV nebo přímé vládní kontrakty, určují, zda elektrárny na fosilní paliva budou zakonzervovány, odkonzervovány, vyřazeny nebo postaveny
5. Endogenní toky přeshraničními interkonektory na základě odhadovaného gradientu mezi domácími a zahraničními spotovými cenami elektřiny
6. Zahraniční země EU jsou endogenně modelovány pro identifikaci spotových cen elektřiny; rozhodnutí o řízení vycházejí z hodinových tržních podmínek a zohledňují ceny a potenciál nedostatečné nabídky v sousedních státech
7. Profily zatížení pro zdroje kombinované výroby elektřiny a tepla (KVET) na základě poptávky průmyslu a dálkového vytápění

98

Mezi klíčové prvky parametrizace AER-ES EU patří:

1. Charakteristiky elektráren (např. účinnost, náklady na změny výkonu a omezení rychlosti) kalibrované na základě údajů od roku 2005
2. Projekce poptávky opírající se o historickou úroveň spotřeby a zároveň začleňující budoucí změny chování a přesun odběru v důsledku přijetí nových technologií (e-mobilita, tepelná čerpadla)
3. Projekce cen vstupních paliv na základě předpovědí AER-GLO (plně specifikovaný globální výpočetní model všeobecné rovnováhy vyvinutý společností Aurora Energy Research) a AER-GAS (lineární programovací model evropské sítě těžebních polí, plynovodů, zásobníků, poptávky a LNG terminálů)
4. Ekonometricky odhadovaná funkce růstu, kalibrovaná na základě údajů o výrobě a spotové ceně za čtyři roky
5. Stochasticky modelovaný vítr kalibrovaný na historické výrobě napříč i v rámci elektráren, vytvářející výstižný obraz celé větrné flotily v Německu, Polsku a České republice

Model trhu s energií společnosti Aurora poskytuje střednědobý výhled, který vychází z plně specifikovaného souboru politik. Odborníci Aurory společně s členy pracovní skupiny vytvořili hlavní politická východiska. Model je provozován v režimu racionálních očekávání, který předpokládá interně konzistentní rozhodování všech účastníků trhu.

Reference

- Aalborg Universitet**, Heat Roadmap Czech Republic, 2018, https://vbn.aau.dk/ws/portalfiles/portal/287929673/Country_Roadmap_Czech_Republic_20181005.pdf.
- Agora Energiewende & Öko-Institu**, Vom Wasserbett zur Badewanne, 2018, https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2018/Reform_des_European_emissions_trading_2018/Agora_energy_turn_from_waterbed_to_bathtub_WEB.pdf.
- Booz & Company**, Understanding Lignite Generation Costs in Europe, <https://www.dei.gr/Documents2/INVESTORS/MELETH%20BOOZ/Understanding%20Lignite%20Generation%20Costs%20in%20Europe.pdf>.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie**, Evaluierung der Kraft-Wärme-Kopplung, 2019, https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/evaluierung-der-kraft-waerme-kopplung.pdf?__blob=publicationFile&v=6.
- Bundesnetzagentur**, Kraftwerksliste, 2019, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html.
- CarbonBrief**, Mapped: The world's coal power plants, 2019, <https://www.carbonbrief.org/mapped-worlds-coal-power-plants>.
- ČEPS**, Hodnocení zdrojové přiměřenosti ES ČR do roku 2040, 2019, https://www.mpo.cz/assets/cz/rozcestnik/pro-media/tiskove-zpravy/2019/10/Hodnoceni-zdrojove-primerenosti-ES-CR-do-roku-2040_MAF-CZ_.pdf.
- ČEZ**, Investment Story, May 2017, <https://www.cez.cz/edee/content/file/investori/2017-05-equity-investors.pdf>.
- ČEZ**, Sokolovská uhelná takes over the Tisová power plant, 2017, <https://www.cez.cz/en/investors/inside-information/1724.html>.
- ČEZ**, The Hodonin Power Station, 2019, <https://www.cez.cz/en/power-plants-and-environment/coal-fired-power-plants/cr/hodonin.html>.
- ČEZ**, Press releases: ČEZ didn't use the option. 2020, <https://www.cez.cz/en/cez-group/media/press-releases/7021.html>.
- Czech Statistical Office**, Statistical Yearbook of the Jihomoravský Region, 2018, <https://www.czso.cz/csu/czso/statistical-yearbook-of-the-jihomoravsky-region-2018>
- Czech Statistical Office**, Statistical Yearbook of the Karlovarský Region, 2019, <https://www.czso.cz/csu/czso/statistical-yearbook-of-the-karlovarsky-region-2019>.
- Czech Statistical Office**, Statistical Yearbook of the Ústecký Region, 2018, <https://www.czso.cz/documents/10180/61165702/33008518.pdf/44dc0af7-406c-4266-bfa7-8b3f169d23f8?version=1.15>.
- Energetický regulační úřad**, Yearly Report on the Operation of the Czech Electrical Grid 2018, 2019, http://www.eru.cz/documents/10540/4580207/Yearly_report_electricity_2018.pdf/f25a55d8-6730-4521-8e40-96d8e5f00c70.
- EP Energy**, EP Energy 2018 Results Call, 2019, https://www.epenergy.cz/wp-content/uploads/EPE_YE_2018_presentation_vF.pdf.
- EP Energy**, Elektrárny opatovice, 2019, <https://www.epenergy.cz/en/segments/power-and-heat/elektrarny-opatovice/>.
- Euracoal**, Country Profiles: Czech Republic, 2019, <https://euracoal.eu/info/country-profiles/czech-republic/>.
- Euractiv**, Vláda přijala energeticko-klimatický plán, podíl zelené energie poroste, 2020, <https://euractiv.cz/section/zivotni-prostredi/news/vlada-prijala-energeticko-klimaticky-plan-podil-zelene-energie-poroste>.
- European Commission**, Clean energy for all Europeans, 2019, <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/b4e46873-7528-11e9-9f05-01aa75ed71a1/>.
- European Commision**, Joint Research Centre, ENSPRESO – WIND – ONSHORE and OFFSHORE, 2019, <http://data.europa.eu/89h/6d0774ec-4fe5-4ca3-8564-626f4927744e>.
- European Commision**, Joint Research Centre, ENSPRESO – Solar – PV and CSP, 2019, <https://data.jrc.ec.europa.eu/dataset/18eb348b-1420-46b6-978a-fe0b79e30ad3>.
- European Environment Agency**, Trends and projections in Europe 2019, 2019, <https://www.eea.europa.eu/publications/trends-and-projections-in-europe-1>.

- Eurostat**, Regional Demography. Statistics Illustrated, 2019, <https://ec.europa.eu/eurostat/en/web/population-demography-migration-projections/statistics-illustrated>.
- Federal Ministry for the Environment**, Nature Conservation, Building and Nuclear Safety [BMUB], Climate Protection in Figures: Facts, Trends and Incentives for German Climate Policy, 2019.
- Frank Bold**, Czech Power Grid without Electricity from Coal by 2030: Possibilities for Integration of Renewable Resources and Transition into a System Based on Decentralized Sources, 2018, https://frankbold.org/sites/default/files/publikace/czech_grid_without_coal_by_2030_fin_0.pdf.
- Gawlikowska-Fyk A., Maćkowiak-Pandera J.**, PEP2040 pod lupą Forum Energii, Forum Energii, 2018, <https://forum-energii.eu/public/upload/articles/files/Konsultacje%20PEP%20FINA%C5%81.pdf>.
- Haas R., Thomas S., Ajanovic A.**, The Historical Development of the Costs of Nuclear Power, „Energiepolitik und Klimaschutz”, 2019, https://link.springer.com/content/pdf/10.1007/978-3-658-25987-7_5.pdf.
- International Energy Agency**, Energy Policies of IEA Countries: Czech Republic 2016 Review, 2016, <https://www.iea.org/reports/energy-policies-of-iea-countries-czech-republic-2016-review>.
- International Energy Agency**, World Energy Outlook 2018, <https://webstore.iea.org/world-energy-outlook-2018>.
- Jaszczur M., Dudek M., Rosen M., Kolend, Z.**, An analysis of integration of a power plant with a lignite superheated steam drying unit. „Journal of Cleaner Production” 243: 118635, 2020, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S095965261933505X>.
- Kielichowski J. i inni**, Polska neutralna klimatycznie 2050. Elektryfikacji i integracja sektorów, **Forum Energii**, 2020.
- Klempa M., Bujok P., Porzer M.**, The development of the industrial city Hodonín (Czech Republic) from the perspective of tourism. „Geoturystyka” 3-4(46-47), 2016, <https://journals.agh.edu.pl/geotour/article/view/2567/1750>.
- Královéhradecký Kraj, Jan Sverma Mine, 2019, <https://www.hkregion.cz/dr-en/100666-jan-sverma-mine.html>.
- LEAG**, Voller Energie rund um die Uhr. Kompetenz für eine sichere Versorgung, 2019, https://www.leag.de/fileadmin/user_upload/pdf/LEAG-Image_Broschuere_01.pdf.
- Ministerstwo Energii**, Program dla sektora górnictwa węgla brunatnego w Polsce, 2018, <https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/rada-ministrow-przyjela-program-dla-sektora-gornictwa-wegla-brunatnego-w-polsce>.
- Ministerstvo průmyslu a obchodu**, Státní energetická koncepce, 2015, <https://www.mpo.cz/dokument158059.html>.
- Ministerstvo průmyslu a obchodu**, State Energy Policy of the Czech Republic, 2015, https://www.mpo.cz/assets/en/energy/state-energy-policy/2017/11/State-Energy-Policy-_2015__EN.pdf.
- Ministerstvo průmyslu a obchodu**, National Action Plan for the Development of the Nuclear Energy in the Czech Republic, 2017, <https://www.mpo.cz/en/energy/strategic-and-conceptual-documents/national-action-plan-for-the-development-Ministerstvo-prumyslu-a-obchodu-of-the-nuclear-energy-in-the-czech-republic--232864/>.
- Ministerstvo průmyslu a obchodu**, Hodnocení zdrojové přiměřenosti ES ČR do roku 2040 (MAF CZ), 2019, https://www.mpo.cz/assets/cz/rozcestnik/pro-media/tiskove-zpravy/2019/10/Hodnoceni-zdrojove-primerenosti-ES-CR-do-roku-2040-_MAF-CZ_.pdf.
- Ministerstvo průmyslu a obchodu**, Zaměstnanost v těžebním sektoru v České republice v roce 2018, 2019, <https://www.mpo.cz/assets/cz/stavebnictvi-a-suroviny/surovinova-politika/statni-surovinova-politika-nerostne-suroviny-v-cr/2019/9/Zamestnanost-v-tezebnim-sektoru-v-roce-2018.doc>.
- Ministry of the Environment of the Czech Republic**, Mineral Commodity Summaries of the Czech Republic 2018, 2019, <http://www.geology.cz/extranet-eng/publications/online/mineral-commodity-summaries/mineral%20-commodity-summaries-2018.pdf>.
- Pahle M. i inni**, Die unterschätzten Risiken des Kohleausstiegs, „Energiewirtschaftliche Tagesfragen“ 69(6), 2019, <https://www.pik-potsdam.de/members/pahle/pahle-edenhofer-et-al-risiken-kohleausstieg.pdf>.
- PGE**, Informacje podstawowe, <https://kwbturow.pgegiel.pl/>.
- PGE**, Kalendarium, <https://kwbbelchatow.pgegiel.pl/O-oddziale/Kalendarium>.
- PGE**, Kopalnia Węgla Brunatnego Bełchatów, <https://pgegiel.pl/Nasze-oddzialy/Kopalnia-Wegla-Brunatnego-Belchatow>.
- Polskie Sieci Elektroenergetyczne**, Komunikat Operatora Systemu Przesyłowego w sprawie konsultacji projektu planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030, <https://www.pse.pl/-/komunikat-operatora-systemu-przesylowego-w-sprawie-konsultacji-projektu->

planu-rozwoju-w-zakresie-zaspokojenia-obecnego-i-przyszlego-zapotrzebowania--1?safeargs=696e686572697452656469726563743d747275652672656469726563743d253246686f6d65.

Pyrka M. i inni, Zmiana celów redukcyjnych oraz cen uprawnień do emisji wynikająca z komunikatu „Europejski Zielony Ład”, Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych, 2020, <http://climatecake.pl/download/36/>.

Radio Praga International, Kohlekommission nimmt Ausstieg aus Kohleförderung in Angriff, <https://www.radio.cz/de/rubrik/tagesecho/kohlekommission-nimmt-ausstieg-aus-kohlefoerderung-in-angriff>.

Re Start, Strategický rámec hospodářské restrukturalizace Ústeckého, Moravskoslezského a Karlovarského kraje, https://www.restartregionu.cz/content/uploads/2016/10/Strategicky_ramec.pdf.

RWE, Factbook 2018, <http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/en/3949646/data/0/9/Factbook.pdf>.

RWI, Gesamt- und regionalwirtschaft-liche Bedeutung des Braunkohle-sektors und Perspektiven für die deutschen Braunkohleregionen. http://www.rwi-essen.de/media/content/pages/publikationen/rwi-materialien/rwi-materialien_126.pdf.

Seven Energy, Group Profile 2020, 2020, https://www.7energy.com/files/Sev-en_energy_Profil_2020.pdf?2002.

Severočeské doly a.s. (n.d.), Geology, <http://www.sdas.cz/activities/mining/geology.aspx>.

Statistik der Kohlenwirtschaft e.V., Der Kohlenbergbau in der Energiewirtschaft, 2018, https://kohlenstatistik.de/wp-content/uploads/2019/10/silberbuch_2017.pdf.

Statistik der Kohlenwirtschaft e.V., Vorläufige Zahlen für 2018, 2019, <https://kohlenstatistik.de/daten-fakten/>.

Svetenergie, Elektrownia Tisová, <https://www.svetenergie.cz/cz/elektrarny-2/uhelne-elektrarny/uhelne-elektrarny-cez/elektrarna-tisova>.

Szpor A., Ziółkowska K., The Transformation of the Polish Coal Sector, GSI Report, The International Institute for Sustainable Development, 2018, <https://www.iisd.org/sites/default/files/publications/transformation-polish-coal-sector.pdf>.

Tagliapietra S., Beyond Coal: Facilitating the Transition in Europe, 2017, https://bruegel.org/wp-content/uploads/2017/11/PB-2017_05_SimoneTagliapietra-1.pdf.

Umweltbundesamt, Klimaschutz im Stromsektor 2030 – Vergleich von Instrumenten zur Emissionsminderung, 2017, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1/publikationen/2017-01-11_cc_02-2017_strommarkt_endbericht.pdf.

Umweltbundesamt Kraftwerke in Deutschland (ab 100 Megawatt elektrischer Leistung), 2019, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/kraftwerke_de_ab_100_mw.xls.

Widera M., Kasztelewicz Z., Ptak M., Górnictwo węgla brunatnego i produkcja energii elektrycznej w Polsce: Stan obecny i perspektywy na przyszłość. „Polityka Energetyczna” 92, 2016, 151–157. 10.1016/j.enpol.2016.02.002.

World Nuclear News, Czech Republic needs more nuclear units, report shows, <http://world-nuclear-news.org/Articles/Czech-Republic-needs-more-nuclear-units-report-sh>.

Zákon č. (44/1988) Sb. Zákon o ochraně a využití nerostného bohatství (horní zákon), <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/1988-44>.

Modernizace evropského
hnědohelného trojúhelníku:

Směrem k bezpečné, dostupné
a udržitelné transformaci energetiky



FORUM ENERGII, ul. Chopina 5A/20, 00-559 Warszawa
NIP: 7010592388, KRS: 0000625996, REGON:364867487

www.forum-energii.eu