

Studie dopadů antifosilního zákona

Indikativní studie dopadů snižování
závislosti na fosilních palivech pomocí
tzv. antifosilního zákona



Ministerstvo životního prostředí

červenec 2016

Zadavatel:	Ministerstvo životního prostředí ČR, odbor energetiky a ochrany klimatu
Spolupráce:	EGÚ Brno, a. s., sekce Provoz a rozvoj elektrizační soustavy Univerzita Karlova v Praze, Centrum pro otázky životního prostředí

Studie dopadů antifosilního zákona

Indikativní studie dopadů snižování závislosti na fosilních
palivech pomocí tzv. antifosilního zákona

závěrečná zpráva z řešení projektu

Spolupracovali:	MŽP (kapitoly 1, 4, 5 a 9) EGÚ Brno (kapitoly 1 až 7 a 9) COŽP UK v Praze (kapitoly 2, 8, 9 a příloha)
------------------------	--

Obsah

1	ÚVOD	7
2	METODIKA.....	11
2.1	METODIKA OBECNĚ.....	12
2.2	KONKRÉTNÍ METODIKY	12
3	VARIANTY VÝVOJE ENERGETIKY.....	26
3.1	SPOLEČNÉ PŘEDPOKLADY	26
3.2	VARIANTA KONCEPČNÍ	27
3.3	VARIANTA NÍZKOFOSILNÍ	29
4	PREDIKCE POMOCNÝCH VELIČIN	34
4.1	PREDIKCE VÝVOJE DEMOGRAFIE A EKONOMIKY	34
4.2	PREDIKCE POPTÁVKY PO ELEKTŘINĚ, ZEMNÍM PLYNU A CENTRÁLNĚ DODÁVANÉM TEPLE ..	36
4.3	PREDIKCE VÝVOJE CEN ENERGETICKÝCH KOMODIT	40
4.4	PREDIKCE VÝVOJE SYSTÉMU EU ETS	45
4.5	PREDIKCE POPTÁVKY PO OSTATNÍCH ENERGETICKÝCH ZDROJÍCH	50
5	EMISE SKLENÍKOVÝCH PLYNŮ A ZNEČIŠŤUJÍCÍCH LÁTEK	56
5.1	EMISE SKLENÍKOVÝCH PLYNŮ	56
5.2	EMISE LÁTEK ZNEČIŠŤUJÍCÍCH OVZDUŠÍ	58
6	NÁKLADY A EKONOMICKÉ VLIVY	62
6.1	NÁKLADY NA VÝROBU ELEKTŘINY, CZT A OSTATNÍ ENERGETICKÉ ZDROJE.....	62
6.2	VLIV VÝVOJE DLE VARIANT NA HPH A NÁKLADY DOMÁCNOSTÍ.....	68
6.3	VLIV VÝVOJE DLE VARIANT VÝŠÍ MZDY A POČTY PRACOVNÍCH MÍST	70
7	ENERGETICKÁ NÁROČNOST A SOBĚSTAČNOST ČR	72
7.1	ENERGETICKÁ NÁROČNOST PRODUKTIVNÍ SFÉRY	72
7.2	DOVOZNÍ ENERGETICKÁ ZÁVISLOST ČR DLE VARIANT	73
7.3	ZJEDNODUŠENÉ MEZINÁRODNÍ SROVNÁNÍ NÁKLADŮ NA OBSTARÁNÍ ENERGIE.....	77
8	STANOVENÍ EXTERNÍCH NÁKLADŮ	84
8.1	SEKTOR ENERGETIKY	85
8.2	SEKTOR DOPRAVY	89
8.3	SROVNÁNÍ EXTERNÍCH NÁKLADŮ OBOU VARIANT.....	90
9	SHRNUTÍ A ZÁVĚRY	92
	ZDROJE DAT	98
	SEZNAM ZKRATEK	102
	PŘÍLOHA.....	104

1 Úvod

Tato zpráva je výstupem řešení studie dopadů zavedení tzv. antifosilního zákona v České republice pro horizont roku 2050. Jedná se o indikativní studii s omezenou časovou dotací a tomu odpovídající podrobností řešení. Dopady byly analyzovány prostřednictvím srovnání vývoje dvou variant: Koncepční a Nízko fosilní, která modeluje situaci po zavedení antifosilního zákona.

Česká republika je z 80 % závislá na fosilních palivech, kterými jsou uhlí, ropa a zemní plyn. Podle Státní energetické koncepce (SEK) by měla tato závislost postupně klesnout na 66 % v roce 2030 a 56 % v roce 2050. Díky postupnému snižování využití fosilních paliv dojde i ke snižování emisí skleníkových plynů, a budou tak naplněny cíle Evropské unie pro rok 2050 tj. snížit emise skleníkových plynů oproti hodnotám z roku 1990 o 80–95 %, jak stanovuje *Energy Roadmap* z roku 2011.¹ Jednou z variant, jak dosáhnout požadovaného snížení, je přijetí tzv. *Antifosilního zákona*, který by stanovil trend k omezení využití fosilních paliv v ČR do roku 2050.

Řada zemí přijala obdoby antifosilního zákona, jsou jimi:

- Belgie
- Dánsko
- Finsko
- Francie
- Rakousko
- Švédsko
- Velká Británie

Velká Británie byla první zemí, kde byl tento zákon uveden v platnost, a to v roce 2008². Zákon stanovil závazné cíle snížení využití fosilních paliv skrze pokles emisí skleníkových plynů o 34 % pro rok 2020 a o 80 % do roku 2050. Celé období bylo rozděleno na pětileté sledované celky, během kterých je vláda povinna realizovat nebo předkládat návrhy konkrétních opatření.

¹ http://europa.eu/pol/ener/index_cs.htm

² http://www.legislation.gov.uk/ukpga/2008/27/pdfs/ukpga_20080027_en.pdf

Dalšími zeměmi, které přijaly antifosilní zákon, byly Švédsko a Francie³, a to v roce 2009. Cílem švédské varianty zákona je snížení emisí skleníkových plynů o 40 % do roku 2020 (ve srovnání s rokem 1990).

Ve Francii stanovuje antifosilní zákon postupné snižování emisí skleníkových plynů o 3 % za rok s cílem snížení emisí o 75 % do roku 2050 (ve srovnání s rokem 1990).

V Rakousku zákon určuje limity pro emise skleníkových plynů pro jednotlivé roky až po rok 2020 s cílem snížení o 13 % (ve srovnání s rokem 1990). Zákon zde platí od roku 2011⁴ s novelizací v roce 2015⁵.

V Belgii byl zákon přijat v roce 2012 s cílem snížení emisí o 30 % do roku 2020 a o 80–90 % do roku 2050 (ve srovnání s rokem 1990). V roce 2014 byl schválen zákon v Dánsku⁶. Zde je každých 5 let stanovován desetiletý cíl snižování emisí skleníkových plynů. Aktuálně je cílem snížení o 40 % do roku 2020 (ve srovnání s rokem 1990). Jako prozatím poslední byl antifosilní zákon zaveden v roce 2015 ve Finsku. Zde zákon předepisuje snížení emisí skleníkových plynů o 80 % do roku 2050.

Německo má zemský zákon pro Severní Porýní-Vestfálsko z roku 2013⁷. Tato spolková země tvoří největší část HDP Německa s podílem průmyslu na HDP ve výši téměř 30 %⁸ (a tedy velmi podobným České republice). Cílem tohoto zákona je snížení o 25 % do roku 2020 a o 80 % do roku 2050. Bádensko-Württembersko přijalo vlastní zákon také v roce 2013 a očekává se zde snížení v roce 2050 o 90 %.

V usnesení vlády České republiky z 9. března 2016⁹ došlo ke schválení Analýzy proveditelnosti legislativy v rámci snižování závislosti na fosilních palivech v podmínkách České republiky¹⁰, která předkládá

³ <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000020949548>

⁴ https://www.ris.bka.gv.at/Dokumente/BgblAuth/BGBLA_2011_I_106/BGBLA_2011_I_106.pdf

⁵ https://www.ris.bka.gv.at/Dokumente/BgblAuth/BGBLA_2015_I_128/BGBLA_2015_I_128.pdf

⁶ <https://www.retsinformation.dk/pdfPrint.aspx?id=163875>

⁷ http://faolex.fao.org/cgi-bin/faolex.exe?rec_id=127153&database=faolex&search_type=link&table=result&lang=en&format_name=@ERALL

⁸ <http://www.businessinfo.cz/cs/clanky/nemecko-severni-poryni-vestfalsko-info-247.html#!&chapter=2>

⁹ <http://www.vlada.cz/cz/media-centrum/tiskove-zpravy/vysledky-jednani-vlady--9--brezna-2016-141132/>

¹⁰ <http://www.komora.cz/download.aspx?dontparse=true&FileID=16447>

snížení emisí skleníkových plynů v souladu s cíli schválenými na úrovni EU, tedy o 20 % do roku 2020, o alespoň 40 % do roku 2030 (ve srovnání s rokem 1990). Návrh zákonné úpravy by měl rovněž pomoci naplnit cíle aktualizované Státní energetické koncepce (SEK) a zároveň indikovat dlouhodobý cíl do roku 2050, kdy by měly emise v porovnání s rokem 1990 poklesnout alespoň o 80 %. Vláda uložila ministru životního prostředí předložit návrh antifosilního zákona do 30. září 2016.

Cílem této studie je indikativní vymezení dopadů zavedení antifosilního zákona na základě srovnání dvou variant vývoje energetiky ČR z hlediska:

1. primárních energetických zdrojů,
2. celkové bilance emisí,
3. nákladů energetiky a dalších ekonomických vlivů,
4. kvantifikace externalit.

První z variant vychází z Optimalizovaného scénáře SEK, druhá varianta vychází z veřejně dostupných analýz projektu *Očekávaná dlouhodobá rovnováha mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu* společnosti OTE, a. s., konkrétně z varianty Nízkouhlíkové, která modeluje snížení emisí skleníkových plynů o 80 % oproti stavu roku 1990. Dopady a vlivy výroby elektřiny a dodávek tepla byly zpracovány modelovým systémem EGÚ Brno, a. s., ostatní sektory byly doplněny na základě výstupů uhlíkové kalkulačky Ministerstva životního prostředí. Vyhodnocení externalit bylo provedeno Centrem pro otázky životního prostředí Univerzity Karlovy v Praze.

2 Metodika

Kapitola shrnuje a popisuje metodiku analýzy – seznamuje s metodikou simulace chodu elektrizační soustavy a hodnocení provozu soustavy zdrojů, teplárenství a plynárenství, metodikou metodika hodnocení vlivu na tvorbu HPH, náklady domácností, tvorbu pracovních míst a výši mzdy, metodikou hodnocení energetické náročnosti a soběstačnosti a metodikou hodnocení externalit.

V oblasti emisí skleníkových plynů platí závazek EU snížit emise skleníkových plynů v roce 2020 o 20 % oproti roku 1990. Tento závazek je konkretizován rozhodnutím Evropského parlamentu a Rady č. 406/2009/ES¹¹, které pro ČR stanoví, že v roce 2020 může mít emise skleníkových plynů nejvýše o 9 % vyšší oproti roku 2005.

V říjnu 2014 přijala Evropská Rada závazný cíl snížit emise skleníkových plynů v rámci EU do roku 2030 o 40 % oproti roku 1990. Tento cíl se dále rozpadá na cíl snížit emise odvětví, na něž se vztahuje systém obchodování s emisemi, do roku 2030 o 43 % oproti roku 2005 a emise v odvětvích, která do systému obchodování s emisemi nespádají o 30 % oproti roku 2005.¹²

EU se zavázala do roku 2050 snížit emise skleníkových plynů o 80–95 % oproti úrovni z roku 1990 v rámci nezbytného snižování emisí ve vyspělých zemích jako celku¹³. K roku 2050 je zpracován výhled Energy Roadmap 2050¹⁴, který předpokládá k uvedenému roku snížení emisí skleníkových plynů v EU o výše uvedenou hodnotu, přičemž v elektroenergetice by toto snížení mělo být 96 až 99 %

Emise znečišťujících látek jsou regulovány jak legislativou EU, tak českou národní legislativou. Hlavní směrnici pro emise znečišťujících látek v Evropě je rámcová směrnice 2008/50/ES¹⁵, o kvalitě vnějšího ovzduší a čistším ovzduší pro Evropu a Směrnice 2010/75/EU¹⁶, o průmyslových emisích (integrované prevenci a omezování znečištění), která od 1. 1. 2016 stanovila přísnější limity pro SO₂, NO_x a tuhé znečišťující látky.

¹¹ <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0136:0148:CS:PDF>

¹² Pro ČR navrhla Evropská komise cíl snížení emisí v odvětvích nepadajících do systému emisního obchodování ve výši 14 % oproti úrovni roku 2005.

¹³ Evropská rada, říjen 2009.

¹⁴ <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/CS/TXT/PDF/?uri=CELEX:52011DC0885&from=CS>

¹⁵ <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/CS/TXT/?uri=URISERV%3Aev0002>

¹⁶ <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/CS/TXT/?uri=URISERV:ev0027>

Pro Českou republiku je rozhodný zákon č. 201/2012 Sb.¹⁷ ve znění pozdějších předpisů, o ochraně ovzduší, který plně nahrazuje původní zákon č. 86/2002 Sb., a vyhláška č. 415/2012 Sb. ve znění pozdějších předpisů, o přípustné úrovni znečišťování a jejím zjišťování a o provedení některých dalších ustanovení zákona o ochraně ovzduší. Oba dokumenty implementují požadavky Směrnice 2010/75/EU v české legislativě. Zákon stanovuje práva a povinnosti provozovatelů zdrojů znečišťování ovzduší, nástroje ke snižování množství látek, které znečišťují ovzduší, působnost správních orgánů a opatření k nápravě a sankce. Zákon též upravuje poplatky za znečišťování, přičemž zpoplatněny jsou pouze tuhé znečišťující látky, SO₂, NO_x a těkavé organické látky. Vyhláška zpracovává příslušné předpisy Evropské unie a stanovuje mimo jiné v bodě b) obecné emisní limity, specifické emisní limity, způsob výpočtu emisních stropů a technické podmínky provozu stacionárních zdrojů a způsob vyhodnocení jejich plnění.

2.1 Metodika obecně

Při návrhu budoucího rozvoje energetiky ČR se vychází z platných směrnic a zákonů, Státní energetické koncepce a strategických dokumentů určujících mantinely rozvoje. Na základě těchto materiálů, aktuálních trendů a očekávaných společenských, ekonomických i politických podmínek jsou navrženy výhledy vývoje demografie, makroekonomické situace, spotřeby primárních energetických zdrojů a dalších ukazatelů. Pro elektroenergetiku je zahrnuto postupné odstavování dožívajících zdrojů, zprovoznění nových zdrojů a nových technologií. Pro stanovení emisních faktorů je pak určující rozvoj elektroenergetiky, průmyslu a dopravy.

2.2 Konkrétní metodiky

METODIKA SIMULACE CHODU ES A HODNOCENÍ PROVOZU SOUSTAVY ZDROJŮ

Při veškerých návrzích a predikcích je uplatňována zásada soběstačnosti české elektroenergetické soustavy. Soustava zdrojů je navržena tak, aby ze střednědobého i z dlouhodobého pohledu přinejmenším pokrývala poptávku po elektřině v ČR. Provoz je poté analyzován především z hlediska spolehlivosti a dostatečnosti regulačních výkonů. Spolehlivost je hodnocena pomocí ukazatele LOLE (Loss of Load Expectation), který je stanoven zohledněním nákladů na nedodanou elektřinu a nákladů na výstavbu nové výrobní kapacity. Vzhledem k očekávanému rychlejšímu růstu nákladů na nedodávku oproti

¹⁷ <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2012-201>

nákladům na instalaci nové výrobní kapacity ve zdrojích, je dlouhodobě požadován mírný pokles hodnoty LOLE (h/r), a tedy mírně vyšší spolehlivost provozu soustavy. Provozovatelnost soustavy je dále hodnocena z pohledu dostatečnosti regulačních výkonů. Pomocí výpočtů je simulován chod soustavy v každé hodině roku a je prověřováno, jestli soustava zdrojů (se zahrnutím částečné regulační schopnosti na straně spotřeby) disponuje potřebným regulačním výkonem pro vykrývání kolísání spotřeby a poruchových stavů. Jedny ze základních výsledků simulací jsou výkonová bilance a její spolehlivost, výrobní bilance, bilance spotřeby jednotlivých druhů paliv a tomu odpovídající emisní bilance znečišťujících látek a skleníkových plynů vznikajících při výrobě elektřiny a dodávkového tepla. Biopaliva jsou ve výpočtech brána jako emisně neutrální a proto jejich emise nejsou zahrnuty ve výsledných bilancích emisí.

METODIKA HODNOCENÍ PROVOZU TEPLÁRENSTVÍ A PLYNÁRENSTVÍ

Analýza provozu teplárenství se provádí společně s analýzou provozu elektrizační soustavy, přičemž jsou respektovány všechny relevantní vazby obou systémů. Predikce poptávky po dodávkovém teple zohledňuje předpokládané úspory energie na vytápění a chlazení.

Predikce spotřeby plynu je založena na analýzách a predikcích vývoje demografie, makroekonomické situace ČR, využití zemního plynu jako náhrady za jiné zdroje primární energie, uplatnění zemního plynu v nových oblastech (především CNG) a využití zemního plynu pro monovýrobu elektřiny a výrobu elektřiny a tepla v kombinované výrobě (KVET). Predikce poptávky po zemním plynu navazuje na výsledky provozu zdrojové základny ES ČR.

Analýzy budoucího provozu plynárenské soustavy vychází z vytvoření bilance poptávky a dodávky na denní úrovni a jsou soustředěny na identifikaci zajištěnosti a bezpečnosti provozu. Budoucí chod plynárenské soustavy je zkoumán jak pro běžné provozní stavy, tak pro stavy poruchové (velké omezení dovozu, vysoce podnormální teploty). Bilance je sestavena z části spotřební (diagramy denních spotřeb plynu) a z části zdrojové (denní dovoz plynu ze zahraničí, těžba či disponibilita zásobníků).

METODIKA HODNOCENÍ NÁKLADOVOSTI

Nákladovost obou hodnocených variant je počítána na základě odhadu součtu nákladů na elektřinu, centralizované teplo a ostatní energetické komodity (uhlí, ropa, plyn)¹⁸ ve spotřební sféře. Náklady jsou počítány

¹⁸ Náklady na geotermální a solární teplo (tepelná čerpadla, kolektory) jsou zanedbány.

v reálných cenách roku 2010, což je aktuálně užívaný bazický rok pro statisticky sledované makroekonomické veličiny např. HPH.

Výchozími daty pro odhad budoucích nákladů na energie je predikce konečné spotřeby energie strukturovaná podle energetických komodit. Ceny energetických komodit se předpokládají u elektřiny a tepla na úrovni výrobních nákladů u ostatních komodit na úrovni průměrných evropských cen podle základního scénáře specifikovaného v kapitole 4.3. Spotřebitelské ceny jsou oproti cenám komodit zvýšeny o cenu za distribuci a o odhad placených daní a poplatků. U ceny distribuce komodit, daní a poplatků se pracovně předpokládá, že jejich reálná velikost se do budoucna nebude měnit.

Výrobní náklady elektřiny a tepla jsou počítány jako diskontované výrobní náklady (Levelised Cost of Energy – LCOE)¹⁹ alternativně s diskontní sazbou 0 % a 5 % podle známého vztahu:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^{T_z} \frac{I_t + N_t}{(1+dr)^t}}{\sum_{t=0}^{T_z} \frac{E_t}{(1+dr)^t}}$$

kde I_t jsou investiční náklady v roce t ,

N_t jsou provozní náklady (palivo, náklady práce, opravy a údržba, povolenky) v roce t ; provozní náklady nezahrnují odpisy,

E_t je výroba energie v roce t ,

dr je diskontní sazba,

T_v je doba výstavby výrobní jednotky,

T_z je doba technického života výrobní jednotky.

Výchozí data o cenách a parametrech výrobních jednotek jsou převzata z databáze EGÚ Brno. Pro finální odhad nákladů na energie se užívají výrobní náklady s diskontní mírou 5 %.

METODIKA HODNOCENÍ VLIVU NA TVORBU HPH

Odhad vlivu zavedení tzv. antifosilního zákona na tvorbu HDP či HPH je jen indikativní a velmi zjednodušený a podrobnější analýza by si vyžádala větší rozsah a vyšší časovou dotaci.

¹⁹ Např. https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2013/09/WEC_J1143_CostofTECHNOLOGIES_021013_WEB_Final.pdf

Odhad vlivu variant na tvorbu HPH vychází z výrobní metody výpočtu HPH, která počítá hrubou přidanou hodnotu podle vztahu:

Hrubá přidaná hodnota = Produkce – Mezispotřeba

Odhad vychází z předpokladu, že produkce bude v obou posuzovaných variantách stejná.

Mezispotřeba v sobě implicitně zahrnuje náklady za energie. Pokud jsou náklady na energie v hodnocených variantách rozdílné, pak se bude lišit i meziprodukce a následně i HPH. Významný vliv na HPH mohou mít kromě nákladů na energie i další faktory jako např. změna struktury národní ekonomiky, vývoj poptávky domácností a další. Proto je dále do odhadu zahrnut i odhad vlivu ostatních faktorů. Na stranu druhou bude záležet např. na uplatnění domácích firem na výrobě a zavádění nových, nízkofosilních technologií, čímž by se mohla navýšit produkce a tím i hrubá přidaná hodnota. Podrobnější hodnocení tedy doporučujeme v následující etapě rovněž provést.

METODIKA HODNOCENÍ VLIVU NA NÁKLADY DOMÁCNOSTÍ

Metodika vychází z výdajové metody výpočtu HDP:

$HDP = \text{Výdaje na konečnou spotřebu} + \text{Tvorba hrubého kapitálu} + \text{Vývoz výrobků a služeb} - \text{Dovoz výrobků a služeb}$.

Odhad vlivu variant na výdaje domácností vychází z předpokladu, že pokud se podíl výdajů na energie v celkových výdajích domácností nebude zvyšovat, pak to nepříznivě neovlivní poptávku domácností a následně ani HDP.

Naopak pokud trend růstu reálných nákladů na energie bude významně rychlejší než očekávaný růst celkových vydání domácností, může to ovlivnit poptávku domácností a za jinak stejných podmínek ovlivnit i HDP.

Odhad je založen na předpokladu, že zvýšení podílu výdajů za energie z celkových výdajů domácností o 1 procentní bod povede k následnému snížení celkových výdajů domácností o 0,01 %. Výdaje domácností tvoří téměř polovinu HDP, takže to vede k předpokladu, že zvýšení výdajů za energie o 1 procentní bod oproti běžnému vývoji povede ke snížení HDP o 0,005 %. Za běžný vývoj se zde považuje takový, kdy náklady na energie rostou nejvýše stejným tempem jako celkové výdaje domácností. Uvedený předpoklad je založen na expertním odhadu a je tedy jen pracovní hypotézou, kterou je nutno dále testovat.

METODIKA HODNOCENÍ VLIVU NA POČTY PRACOVNÍCH MÍST A VÝŠI MZDY

Odhad změn pracovních míst je zaměřen jen na energetiku a přímo propojená odvětví (těžba energetických komodit, rafinerie). Změna počtu pracovních míst se předpokládá přímo úměrná produkci těchto odvětví.

V elektroenergetice se předpokládá dále změna počtu pracovníků vlivem růstu podílu malých decentralizovaných zdrojů elektřiny. Tento odhad je založen na předpokladu, že zatímco v současné centralizované elektroenergetice připadá v průměru 0,7 pracovníka na 1 MW instalovaného výkonu, v decentralizované elektroenergetice to bude o cca 60 % více tj. kolem 1 pracovníka/MW.

Další odhadovaná změna se týká průměrné mzdy. Odhad je založen na předpokladu, že s růstem decentralizované výroby a s rozvojem Smart Grids poroste počet IT pracovníků²⁰ zhruba úměrně výkonu decentralizovaných zdrojů. Podíl nových IT pracovníků se odhaduje na zhruba 0,1 pracovníka IT na MW výkonu decentralizovaných zdrojů. Dále se předpokládá, že reálná mzda těchto pracovníků bude o 25 % vyšší oproti průměrné mzdě energetických pracovníků.

METODIKA HODNOCENÍ ENERGETICKÉ NÁROČNOSTI

Energetická náročnost je hodnocena několika způsoby. Vždy jde o veličinu, která je podílem energie a vytvořené přidané hodnoty. Sledována je elektroenergetická náročnost výrobní sféry, která je podílem spotřeby elektřiny výrobní a přidané hodnoty. Dále byla stanovena celková energetická náročnost, která je počítána ve shodě s metodikou EUROSTAT jako podíl primárních energetických zdrojů a HDP ve stálých cenách roku 2010. Alternativně byla energetická náročnost stanovena jako podíl konečné spotřeby energie výrobní sféry a HDP ve stálých cenách 2010.

METODIKA HODNOCENÍ ENERGETICKÉ SOBĚSTAČNOSTI

Energetická soběstačnost je definována jako doplněk do 100 % k energetické závislosti. Energetická závislost je definována jako podíl dovozových zdrojů energie (plyn, ropa) z primárních energetických zdrojů.

Jaderné palivo má specifické vlastnosti (relativně nízký objem, snadná skladovatelnost), a proto v metodice EUROSTAT není zahrnováno mezi dovozové energetické zdroje. Nicméně zde pro úplnost je dovozní

²⁰ Pracovníci v informačních a telekomunikačních technologiích.

závislost počítána i s uvažováním jaderného paliva jako dovozového zdroje.

Doplňující výpočet vyjadřuje dovozní závislost finančně jako výdaje za dovážená paliva resp. jako podíl těchto výdajů na HPH.

METODIKA STANOVENÍ EXTERNALIT

Metodickým postupem pro vyhodnocení externích nákladů Koncepční a Nízkofosilní varianty vývoje sektoru energetiky a dopravy je přístup funkce škody (Damage Function Approach, DFA), který umožňuje kvantifikovat zdravotní a environmentální efekty z daných procesů na změnu blahobytu dotčené populace. Pro některé typy negativních externalit – typicky u emisí znečišťujících látek – bývá přístup funkce škody nazýván jako přístup dráhy působení (Impact Pathway Analysis, IPA), který se od roku 1991 postupně rozvíjel v řadě výzkumných projektů podporovaných Evropskou komisí, souhrnně nazývaných ExternE (Externalities of Energy) (Bickel a Friedrich 2005).

Přístup funkce škod (**obr. 2.1**), resp. IPA sleduje jednotlivé dráhy působení a to od emitování znečišťujících látek v místě provozu emisního zdroje ke stavu kvality ovzduší (koncentrace a depozice/expozice). Následuje kvantifikace příslušných fyzických dopadů na lidské zdraví (úmrtnost a nemocnost), na zemědělskou úrodu, stavební materiály a ekosystémy. V poslední řadě jsou vypočteny ekonomické náklady, kdy fyzické dopady jsou oceněny v peněžních jednotkách. V případě statků a služeb obchodovaných na trhu jsou dopady oceněny pomocí tržních cen, u netržních statků s využitím netržních metod oceňování.

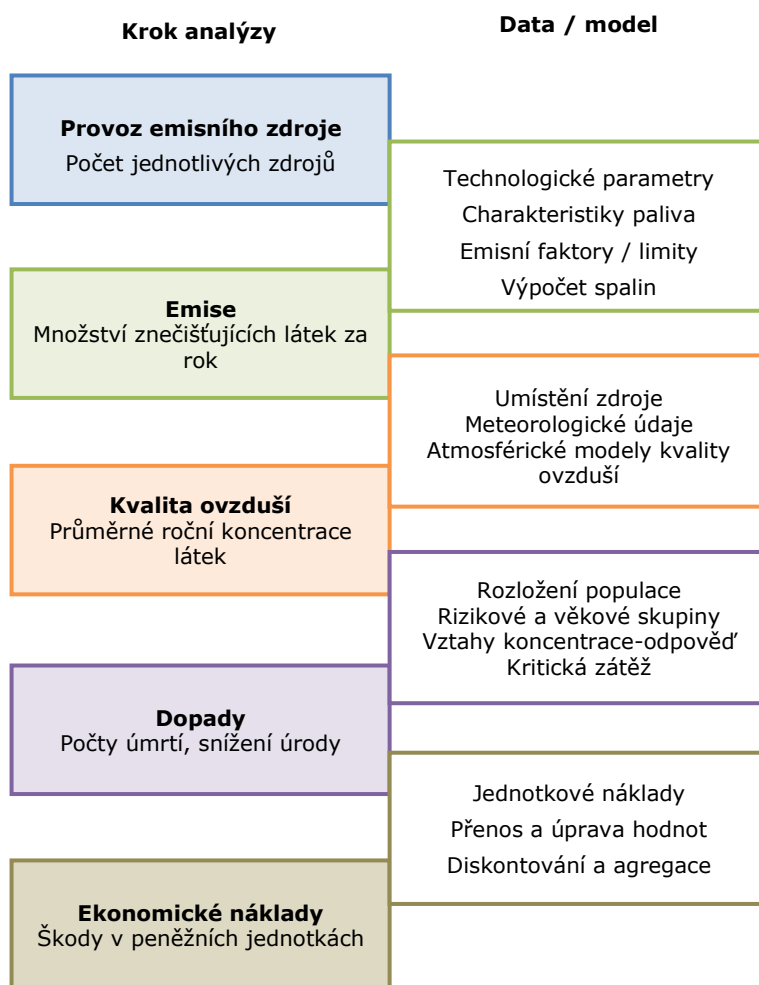
Ekonomické ocenění jednotlivých fyzických účinků primárních a sekundárních látek na zdraví obyvatel a na ztrátu výnosů zemědělských plodin, ztrátu biodiverzity a koroze materiálů bylo uskutečněno na základě přenosu (tzv. benefit transfer) parametrizovaných hodnot externích nákladů na tunu dané škodliviny (Preiss a kol., 2008) odhadnuté v modelovém prostředí EcoSense (Preiss a Klotz, 2008)). Jedná se o komplexní model oceňování externích nákladů jednotlivých energetických technologií, který byl vytvořen v rámci projektů řady ExternE. Aktuální stav modelu EcoSense koresponduje s výsledky evropského projektu NEEDS²¹, v rámci kterého byla vytvořena verze EcoSenseWeb V1.3²².

²¹ NEEDS – New Energy Externalities Development for Sustainability. Informace o projektu jsou dostupné na <http://www.needs-project.org/>

²² Tento model je dostupný na stránkách <http://ecosenseweb.ier.uni-stuttgart.de/>

Hodnota dopadů znečišťujících látek na zdraví obyvatel zahrnuje jak náklady spojené s léčbou, ušlou mzdu, obranné výdaje²³, tak i nepohodu spojenou s nemocí, v případě úmrtnosti pak se jedná o hodnotu měřenou ochotou platit za vyhnutí se zvýšenému riziku úmrtí. Dopady na výnosy zemědělské produkce a ztráty materiálů vlivem znečištění jsou oceněny tržními cenami, ocenění dopadů na biodiverzitu vychází z nákladů obnovy poškozeného území.

Obr. 2.1 Schéma hodnocení externích nákladů přístupem funkce škod



Dalším důležitým východiskem pro výpočet externích nákladů pro sektor energetiky byla poskytnutá vstupní data o množství emisí TZL, SO₂, NO_x a CO₂ pro jednotlivé palivové kategorie energetických spalovacích zdrojů a vývoj produkce elektrické energie a tepla pro analyzované kategorie

²³ Obranné výdaje (angl. „defensive expenditures“) představují náklady vyhnutí se negativnímu dopadu na blahobyt v důsledku určité změny. Příkladem je náklad pořízení oken s dvojítm sklem, aby se předešlo hluku z nově postavené silnice.

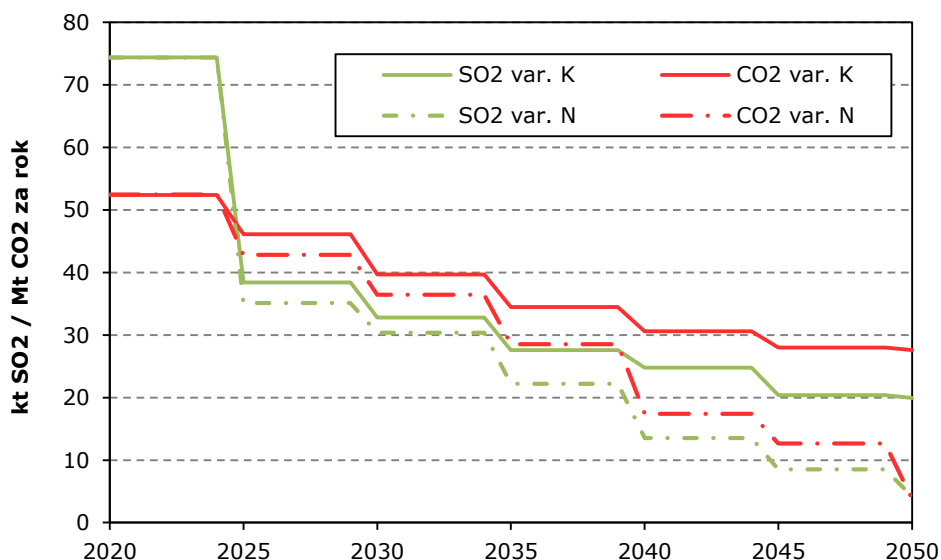
energetických zařízení v posuzovaném období 2020-2050. Z emisí TZL bylo následně vypočteno množství prachových částic PM_{10} a $PM_{2,5}$ pro jednotlivé typy spalovacích zařízení na základě metodiky MŽP (MŽP, 2013). Celkové množství emisí posuzovaných znečišťujících látek pro Koncepční a Nízko fosilní variantu je uvedeno v **tab. 2.1**.

Tab. 2.1 Celkové množství emisí jednotlivých znečišťujících látek (kilotuny) v období 2020 – 2050 pro sektor energetiky - srovnání variant

Varianta / Polutant	SO ₂	NO _x	PM ₁₀	PM _{2,5}	CO ₂
Koncepční	1 111	1 256	79	61	1 183 944
Nízko fosilní	925	1 079	73	58	955 396
Rozdíl	186	177	6	3	228 548

Při naplnění Nízko fosilní varianty dojde v období 2020-2050 oproti variantě Koncepční k poklesu celkového množství emisí SO₂ o 17 %, NO_x o 14 %, PM₁₀ o 8 %, PM_{2,5} o 5 % a emisí CO₂ o 19 %. Oproti výchozímu roku 2020 dojde však v roce 2050 v Nízko fosilní variantě k poklesu ročních emisí SO₂ o 94 %, NO_x o 83 %, PM₁₀ o 72 % a CO₂ o 93 % (viz **obr. 2.2**).

Obr. 2.2 Vývoj emisí SO₂ (kilotuny) a CO₂ (megatuny) pro sektor energetiky



Z hlediska struktury paliv využívaných pro výrobu elektřiny a tepla se na produkci jednotlivých znečišťujících látek ve variantě Koncepční nejvíce podílí hnědouhelné energetické zdroje a to 50 % pro SO₂, 47 % pro NO_x, 35 % pro PM₁₀ a 48 % pro CO₂. Spoluspalování směsi paliv tvoří na produkci SO₂ dalších 38 %, 33 % v případě znečišťujících látek NO_x a

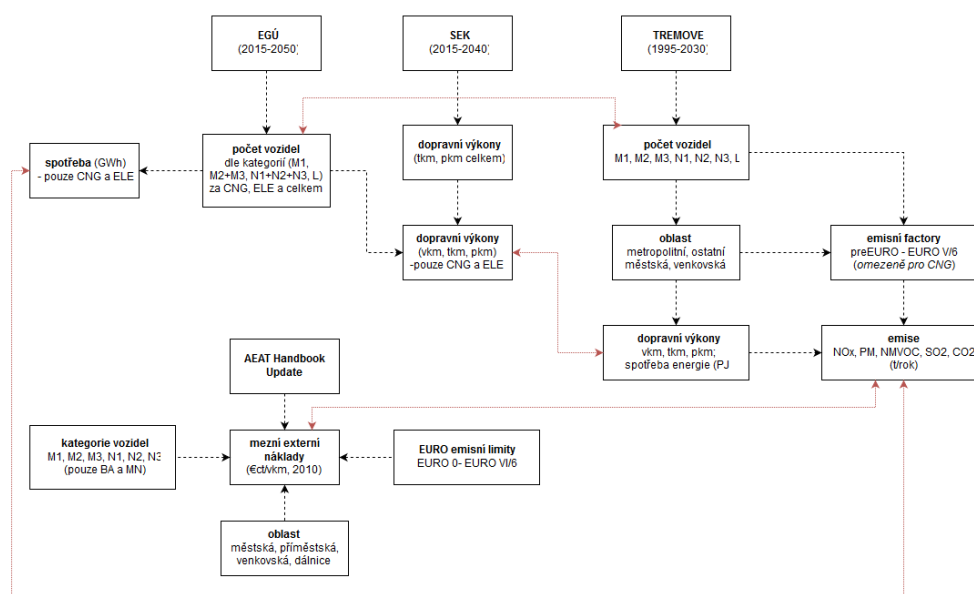
PM₁₀, a 31 % pro CO₂. Spalování černého uhlí produkuje cca 8-10 % znečišťujících látek. Využití biomasy pro energetické účely přispívá na produkci PM₁₀ 13 %, NO_x 6 % a SO₂ 1 %.

Struktura produkce znečišťujících látek podle jednotlivých kategorií energetických zdrojů je ve variantě Nízkofosilní obdobná jako ve variantě Koncepční. Nicméně je patrný nárůst podílu jednotlivých znečišťujících látek na celkové produkci emisí u energetických zdrojů spalující biomasu. U biomasy dochází ve variantě Nízkofosilní k nárůstu SO₂ a NO_x o 43 %, emise PM₁₀ se zvýší o 36 %. Pokles produkce emisí znečišťujících látek ve variantě Nízkofosilní lze očekávat zejména u energetických zařízení spalující hnědé uhlí (o 19 %), černé uhlí (o 27 %) a směs (o 15 %).

Pro porovnání externích nákladů mezi optimalizovaným scénářem SEK a scénářem vycházejícím z návrhu antifosilního zákona byl rozvinut přístup vycházející z modelového prostředí TREMOVE v3.3.2b (T&M Leuven, 2011) s oceněním mezních externích nákladů pro podmínky ČR převzatým z aktualizovaného manuálu pro hodnocení externích nákladů zpracovaného pro Evropskou komisi konsorciem vedeným RICARDO-AEAT (Korzhenevych a kol., 2014). Konceptuální nástin řešení přibližuje následující schéma, viz **obr. 2.3**.

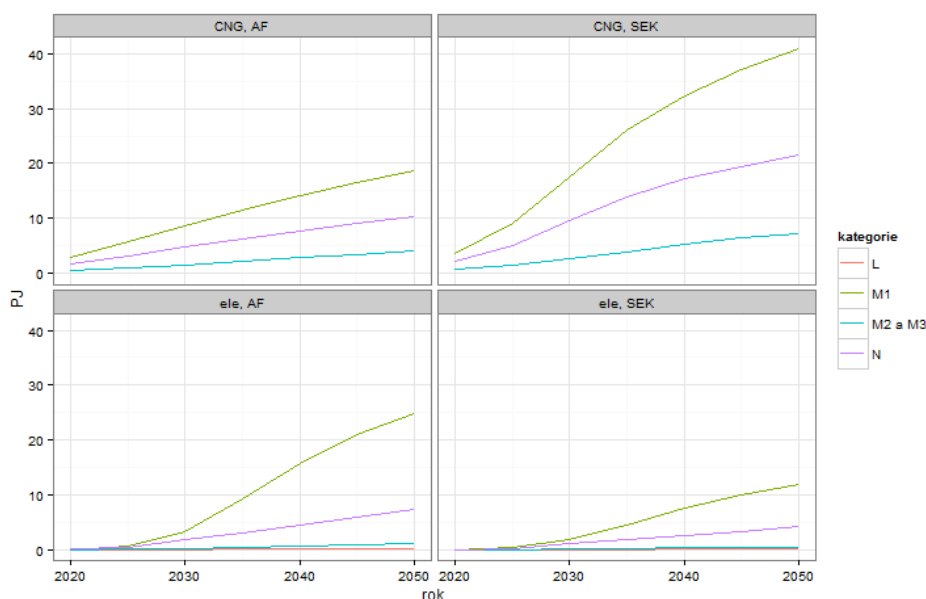
Obr. 2.3 Schéma výpočtu externích nákladů ze SEK a nízkofosilního scénáře pro sektor silniční dopravy

SCHÉMA VÝPOČTU EXTERNÍCH NÁKLADŮ ZE SEK A ANTIFOSILNÍHO SCÉNÁŘE PRO SEKTOR SILNIČNÍ DOPRAVY



Vstupní data poskytnutá EGÚ byla doplněna základními indikátory vývoje dopravy z optimalizovaného scénáře SEK (MPO, 2014) a extrapolována pro celé období do roku 2050 (stabilizace na úrovních roku 2040), viz **obr. 2.4**.

Obr. 2.4 Vývoj spotřeby CNG a elektřiny pro kategorie vozidel, alternativních paliv a scénáře (v PJ/rok)



Pozn.: L – jednostopá vozidla, M1 – osobní automobily, M2 a M3 – autobusy, N – nákladní vozidla, AF- antifosilní scénář

Tyto základní údaje byly následně použity pro parametrizaci a extrapolaci pro období 2031-2050 na detailnější úrovni rozlišení vycházející z databáze modelu TREMOVE s následujícími zjednodušujícími předpoklady:

- v rámci dopravních výkonů nedochází v období 2031-2050 k dalším přesunům dělby přepravní práce,
- v tomto období se ani dále nemění podíl přepravních výkonů mezi jednotlivými typy oblastí,
- není uvažováno další zpřísnění emisních limitů EURO nad EURO 6/VI, což pravděpodobně vede k nadhodnocení emisí a s nimi spojených externích nákladů,
- vzhledem k pouze velmi omezené sadě emisních faktorů pro spalování CNG jsou při přesunu z konvenčních technologií směrem k CNG počítány přínosy pouze ze snížení emisí CO_2 , nikoli však ze

snížení ostatních znečišťujících látek a to vzhledem k prospektivnímu zaměření studie (tj. substituce mezi palivy u nových vozidel plnících nejprísnejší emisní limity) a panujícím nejistotám ohledně emisí z reálného provozu (výrazné zpřesnění by měl přinést nový měřicí cyklus WLTC-RDE, který bude zaváděn od podzimu příštího roku),

- u přesunu z konvenčních technologií k vozidlům na elektrický pohon představuje přínos snížení emisí skleníkových plynů a zamezení všech emisí znečišťujících látek,
- u vozidel na elektrický pohon jsou zanedbány emise prachových částic z otěrů a obrusů²⁴, jsou tedy provozně uvažovány jako čisté bezemisní,
- škody vzniklé v důsledku emisí znečišťujících látek a skleníkových plynů vznikajících při výrobě elektrické energie užitě pro pohon elektrických vozidel jsou kvantifikovány u sektoru energetiky.

HODNOCENÍ ŠKOD EMISÍ SKLENÍKOVÝCH PLYNŮ

Další kategorii externích nákladů představují škody způsobené emisemi skleníkových plynů – neboli společenské náklady uhlíku („*Social Cost of Carbon*” - SSC). Tyto náklady představují odhad peněžního efektu snížení dopadů klimatické změny, které je možné přisoudit určitému snížení emisí CO₂ekv. (Pizer a kol., 2014). Mezní náklady škod z emisí CO₂ jsou definovány jako čistá současná hodnota dodatečné škody vzniklé v důsledku malého zvýšení emisí CO₂ (Newbold a kol., 2010). V případě, že jsou tyto škody hodnoceny pro určitou arbitrárně stanovenou trajektorii emisí, tak tyto mezní škody představují společenské náklady uhlíku – SSC (Tol, 2013). Jestliže jsou škody kvantifikovány pro optimální trajektorii emisí, představují Pigouviánskou daň.

Odhady SSC jsou kvantifikovány prostřednictvím *integrovaných modelů posouzení* („*Integrated Assessment Models*”), jako jsou například DICE (Nordhaus, 2008), PAGE (Hope, 2006), FUND (Tol 2009) nebo WITCH (Bossetti a kol., 2006; Ščasný a kol., 2015)²⁵. Vzhledem k dlouhému

²⁴ Lze se domnívat, že tyto emise mohou být v porovnání s konvenčními vozidly mírně nižší, především v důsledku využití rekuperace při brždění, tento efekt ale (alespoň v současnosti) bude částečně kompenzován vyšší hmotností těchto vozidel.

²⁵ Odhad SSC je obvykle prováděn ve čtyřech krocích: (i) nejprve se predikuje budoucí vývoj globálních emisí skleníkových plynů, (ii) které jsou následně převedeny do scénáře klimatické změny, (iii) poté se odhadne dopad predikované klimatické změny na obyvatelstvo a ekosystémy, a (iv) tyto fyzické dopady se následně peněžně ocení a diskontují na úroveň cen výchozího roku (Pizer a kol., 2014). Rozdíl v současné hodnotě

časovému horizontu, který je v modelování zahrnut, jsou výsledky odhadů dopadů mixem pozitivního přístupu (modelování) a normativních východisek (předpoklad čisté míry časové preference, růst spotřeby během sledovaného období, elasticita mezního užítku vůči spotřebě, které jsou všechny využívány při diskontování budoucích toků). Hodnoty odhadů se také liší dle toho, jak jsou projektovány emise CO₂, cyklus uhlíku nebo míra oteplování, jakým způsobem jsou kalibrovány funkce dopadů, jaké jsou předpoklady o vývoji obyvatelstva a ekonomik, jakým způsobem je naloženo s nejistotami, nebo jakým způsobem jsou agregovány dopady v jednotlivých regionech²⁶; více viz například Tol (2013).

Shrnutí odhadů hodnot SCC ve studiích a výši hodnot použitých v hodnocení politik na úrovni EU, ve Velké Británii a v USA podává Příloha. Na základě tohoto přehledu zjišťujeme, že většina studií odhaduje hodnotu škod ze změny klimatu v rozmezí 10 € až 40 €, přičemž mediánové hodnoty jsou z důvodu zešíkmené distribuce odhadnutých hodnot nižší. Do tohoto intervalu spadnou jak hodnoty škod ze změny klimatu, které doporučují autority v EU (ExternE), ve Velké Británii (dolní mez odhadu v DECC, 2015) nebo USA (PRTP=3%). Nejčastější hodnota odhadu se pohybuje kolem 30 € na tunu CO₂ (OECD 2015; USEPA; studie UEL; DECC, 2015). Hodnota společenských nákladů uhlíku roste v čase a dle přehledu ve studii Tol (2013) dynamikou kolem 2-3% p.a.

Pro studii jsou doporučené následující dvě hodnoty společenských nákladů uhlíku:

- střední hodnota ve výši **750 Kč** na tunu CO₂ (což odpovídá kolem 30 € na tunu CO₂) pro emise vypouštěné v roce 2015. Tato hodnota roste v čase mírou 2,5 % ročně, což implikuje hodnotu SCC kolem **1100 Kč na tCO₂ v roce 2030** a kolem **1 700 Kč v období 2045-2050**;
- dolní mez hodnoty vychází z hodnoty odhadu uhlíkové daně modelem WITCH pro klimatický scénář RCP4.5. Tato hodnota začíná na úrovni **250 Kč** na tunu Kč pro emise vypouštěné v roce 2015 a roste v čase na úroveň **450 Kč v roce 2030** a **820 Kč v období 2045-2049**.

kumulovaných peněžních dopadů pro různé úrovně emisí skleníkových plynů slouží k odvození SCC na tunu CO₂ekv. Vývoj metodologie popisuje Tol (2009).

²⁶ Celkové dopady mohou být prostým součtem nebo mohou být upravené váhou, která reflektuje nerovnosti příjmu a tím klesající mezní užitek s rostoucím příjmem.

3 Varianty vývoje energetiky

Kapitola seznamuje s návrhem dvou analyzovaných a srovnávaných variant: Koncepční, která vychází z platného návrhu Státní energetické koncepce, a Nízkofosilní, která vychází z veřejně dostupných výsledků projektu Očekávaná dlouhodobá rovnováha mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu společnosti OTE, a. s., konkrétně z varianty Nízkouhlíkové. Tato druhá varianta modeluje situaci po zavedení antifosilního zákona.

3.1 Společné předpoklady

Pro obě varianty rozvoje je předpokládáno:

- importy elektřiny mohou být realizovány jen na překlenutí období nesouladu nabídky a poptávky vlivem instalace zdrojů větších jednotkových výkonů,
- mírné navyšování spolehlivosti provozu vzhledem k nárůstu důležitosti elektřiny,
- splnění všech požadavků na regulační výkony; v situacích nedostatku regulačních výkonů jsou tyto doplněny,
- stávající bloky jaderné elektrárny Temelín jsou uvažovány v provozu až za rok 2050, naproti tomu stávající bloky jaderné elektrárny Dukovany budou odstavovány postupně buď od roku 2035 anebo v pozdějším termínu od roku 2045,
- počítá se s vybudováním nových jaderných o jednotkovém výkonu 1 200 MW; celkově 2x 1 200 MW v lokalitě Temelín i 2x 1 200 MW v lokalitě Dukovany, s variantností jejich uvedení do provozu,
- všechny stávající přečerpávací elektrárny v ES ČR jsou uvažovány v provozu až za rok 2050,
- parní elektrárny včetně závodních jsou uvažovány s využitím výsledků databáze zpracovatele,
- významným rysem je přechod části hnědouhelných výroben elektřiny a dodávkového tepla na jiná paliva, kterými jsou zejména černé uhlí a zemní plyn, doplňkově pak biomasa a jaderné teplo. Ke změnám palivové základny dochází postupně, jak se snižuje dostupnost hnědého uhlí, a dle varianty rozvoje,
- obě varianty předpokládají zachování mechanismu EU-ETS a funkční trh s povolenkami.

3.2 Varianta Koncepční

Varianta Koncepční (K) vychází z koridorů vytyčených v SEK z 5/2015 a konkretizuje rozvoj ES ČR dle jejího optimalizovaného scénáře. Horizont SEK je rok 2040. V období 2041 až 2050 byla varianta navržena v souladu s trendem z předchozích let a s přihlédnutím k potřebám a periodizaci životnosti zdrojů. Varianta Koncepční je charakteristická výstavbou jaderných bloků ve dvou stávajících lokalitách, prolomením limitů těžby na dole Bílina a ambiciózním (ne však extrémním) rozvojem OZE s doplněním plynových zdrojů.

POPTÁVKA PO ELEKTŘINĚ

Predikce je převzata z veřejně dostupné zprávy společnosti OTE, a. s. *Očekávaná dlouhodobá rovnováha mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu* za rok 2015. Uvažována je predikce dle stejnojmenné varianty Koncepční. Predikce zahrnuje referenční vývoj ekonomiky, demografie a rozvoje využití spotřebičů. Zahrnuje také velmi výrazné úspory jak ve výrobní sféře, tak ve sféře domácností. Spotřeba bude zejména ke konci sledovaného horizontu mírně navyšována částečným přechodem CZT k DZT pomocí elektřiny (přímá výroba tepla i tepelná čerpadla).

Doprava a průmysl: Osobní přeprava v roce 2050 vzroste o 40 %. Neočekává se žádná změna v přesunu přepravy do jiného typu. V roce 2050 bude 17 % hybridních elektrických automobilů, přibližně 30 % automobilů s nulovými přímými emisemi, 40 % hybridních elektrických autobusů a úroveň elektrifikace železnic dosáhne 65 %. Silniční nákladní dopravní výkony vzrostou o 50 %. Spotřeba paliva na vozokilometr klesne o 30 %. V průmyslu bude mít vývoj HPH stejný trend do roku 2050 jako dosud. Díky zlepšování energetické efektivity v průmyslu je očekáván roční pokles spotřeby energie o 1,5 % ročně.

ZDROJOVÁ ZÁKLADNA

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

Fosilní energetika: varianta Koncepční uvažuje prolomení limitů těžby na lomu Bílina a naopak zachování limitů těžby na lomu ČSA. Je uvažován nový hnědouhelný blok v lokalitě Počerady o výkonu 1x 660 MW jako náhrada stávajícího zdroje, a to od roku 2024. Od roku 2038 je uvažován blok o výkonu 1x 600 MW na dovozové černé uhlí. Varianta dále počítá s využitím zemního plynu, a to pro paroplynové bloky

o výkonech 430 MW, které budou zprovozněny v letech 2031 a 2045. Vzhledem k omezenému množství regulujících hnědouhelných bloků v soustavě je předpokládáno poměrně vysoké využití těchto plynových zdrojů, a to i v návaznosti na rozvoj OZE. Rozvoj mikrokogeneračních jednotek je předpokládán na 10 % odběrných míst plynu; v roce 2050 se jedná o 799 MW instalovaného výkonu mikrokogenerací. Technologie CCS, resp. CCU není v této variantě uvažována.

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

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

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

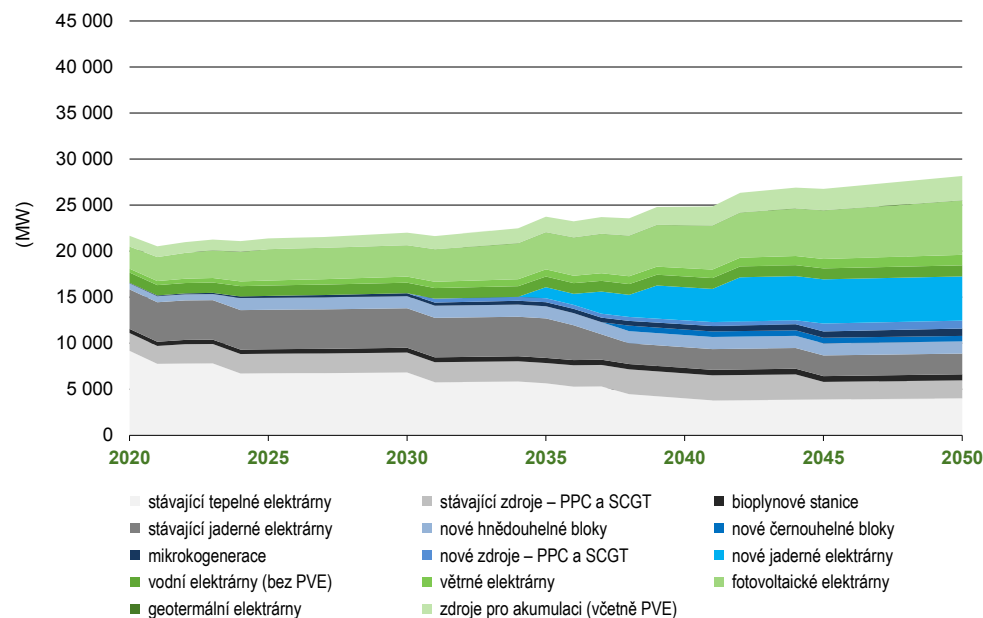
Tab. 3.1 Instalovaný výkon ve variantě Koncepční (MW)

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hnědé uhlí	7 666	6 271	6 226	4 981	3 228	2 894	2 894
černé uhlí	1 442	1 049	1 049	649	1 249	1 333	1 333
zemní plyn	1 875	2 068	2 245	3 194	3 826	3 572	3 727
jaderná energie	4 290	4 290	4 290	5 490	5 850	7 050	7 050
biomasa	527	632	737	842	947	1 052	1 157
bioplyn	450	485	520	555	590	625	660
vodní energie (bez PVE)	1 115	1 130	1 145	1 160	1 175	1 190	1 205
větrná energie	420	540	660	780	900	1 020	1 140
solární energie	2 400	3 400	3 400	4 025	4 650	5 275	5 900
ostatní *	311	347	372	389	413	438	463
zdroje pro akumulaci (včetně PVE)	1 170	1 170	1 361	1 679	1 997	2 315	2 634
ES ČR celkem	21 667	21 383	22 005	23 743	24 826	26 764	28 163

* Zahrnuje zdroje spalující topné oleje, technologické plyny, odpady a geotermální zdroje.

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

Obr. 3.1 Instalovaný výkon ve variantě Koncepční (MW)



3.3 Varianta Nízkofosilní

Varianta Nízkofosilní (N) byla navržena tak, aby byl k roku 2050 splněn požadavek téměř absolutní dekarbonizace energetiky. Pro dosažení tohoto cíle je navržen mix jaderných a obnovitelných zdrojů doplněný o plynové elektrárny pro poskytování podpůrných služeb. V případě OZE se jedná o limitní množství zdrojů na samé hranici jejich potenciálu v ČR. Splnění dekarbonizačních požadavků má výrazný dopad i na teplárenství, kde je nutné uskutečnit přechody nejen pouze k plynu, ale především směrem k jádru, tepelným čerpadlům a také k elektřině.

POPTÁVKA PO ELEKTŘINĚ

Predikce je převzata z veřejně dostupné zprávy společnosti OTE, a. s. *Očekávaná dlouhodobá rovnováha mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu* za rok 2015. Uvažována je predikce dle varianty Nízkouhlíková. Predikce zahrnuje referenční vývoj ekonomiky, demografie a rozvoje využití spotřebičů. Oproti variantě Koncepční zahrnuje výraznější úspory jak ve výrobní sféře, tak ve sféře domácností. Spotřeba bude zejména ke konci sledovaného horizontu výrazně navýšována výrazným přechodem CZT k DZT pomocí elektřiny (přímá výroba tepla i tepelná

čerpadla). Oproti variantě Koncepční však odpadne spotřeba elektřiny na těžbu uhlí a část spotřeby na zpracování ropných produktů.

Doprava a průmysl: Osobní přeprava v roce 2050 zůstane ve stejné výši. Očekává se významný nárůst městské hromadné dopravy. V roce 2050 bude 80 % automobilů elektrických a 20 % na palivové články, 50 % hybridních autobusů a 50 % s nulovými přímými emisemi. Úroveň elektrifikace železnic dosáhne 100 %. Silniční nákladní dopravní výkony vzrostou o 50 %. Spotřeba paliva na kilometr klesne o 70 %. Díky zlepšování energetické efektivity v průmyslu se očekává pokles spotřeby energie o 3 % ročně.

ZDROJOVÁ ZÁKLADNA

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

Fosilní energetika: varianta Nízkofosilní nevyužívá uhlí za limity na lomu ČSA ani na lomu Bílina. Nejsou uvažovány nové hnědouhelné bloky v lokalitě Počerady ani žádné nové bloky na černé uhlí. Vzhledem k nedostatku regulujících uhelných bloků v soustavě je uvažováno využívání plynových bloků zejména pro poskytování podpůrných služeb, nikoliv tedy pro výrobu elektřiny v základním pásmu. Jedná se o PPC 430 MW v roce 2031, SCGT 1x 160 MW v roce 2041, SCGT 8x 160 MW v roce 2045 a o SCGT 3x 160 MW v roce 2048. Rozvoj mikrokogeneračních jednotek (MKO) je předpokládán na 2,5 % odběrných míst plynu; v roce 2050 se jedná o 200 MW instalovaného výkonu MKO. Technologie CCS není využívána, jen CCU je v menší míře v této variantě uvažována v závěru řešeného období, a to pouze v kombinaci s akumulací technologií P2G. Od roku 2035 se počítá s využitím separovaného CO₂ na paroplynových zdrojích pro výrobu syntetického metanu (CH₄). V roce 2050 se jedná o cca 0,5 Mt zachyceného CO₂.

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

Obnovitelné zdroje jsou ve variantě Nízkofosilní uvažovány dle mezního scénáře na úrovni využitelného potenciálu, což v roce 2050 představuje:

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

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

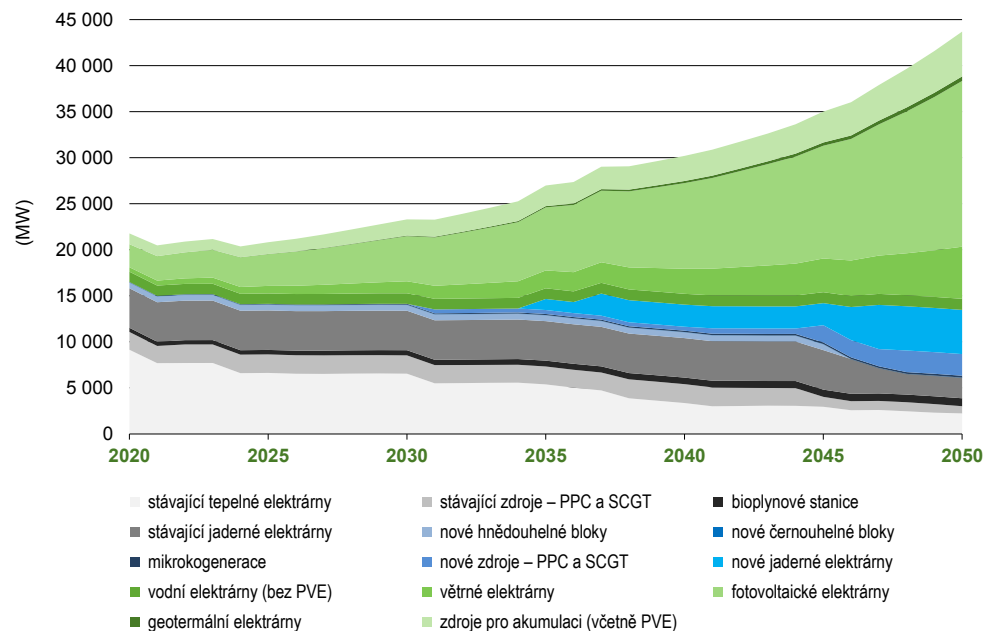
Akumulace a regulace na straně spotřeby: varianta Nízkofosilní předpokládá v roce 2050 nový instalovaný výkon přibližně 3 700 MW (bez PVE) pro účely denní akumulace. Dále je aplikována sezónní akumulace o výkonu přibližně 3 500 MW – jedná se o výrobu syntetického metanu (P2G). Uvažuje se i využití elektrokotlů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

Tab. 3.2 Instalovaný výkon ve variantě Nízkofosilní (MW)

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
hnědé uhlí	7 641	5 513	5 205	3 898	1 773	1 274	0
černé uhlí	1 442	1 049	985	560	462	231	0
zemní plyn	1 848	1 827	1 833	2 601	2 733	3 316	3 521
jaderná energie	4 290	4 290	4 290	5 490	6 690	6 690	7 050
biomasa	522	626	898	1 102	1 285	1 500	1 650
bioplyn	450	485	560	635	710	785	860
vodní energie (bez PVE)	1 115	1 130	1 145	1 160	1 175	1 190	1 205
větrná energie	485	820	1 305	1 940	2 725	3 660	5 660
solární energie	2 500	3 450	4 900	6 850	9 300	12 250	18 000
ostatní *	311	359	424	506	619	758	885
zdroje pro akumulaci (včetně PVE)	1 170	1 271	1 756	2 241	2 726	3 360	4 865
ES ČR celkem	21 774	20 821	23 300	26 983	30 198	35 015	43 697

* Skupina ostatní zahrnuje zdroje spalující topné oleje, technologické plyny, odpady a geotermální zdroje.

Obr. 3.2 Instalovaný výkon ve variantě Nízkofosilní (MW)



4 Predikce pomocných veličin

Tato kapitola seznamuje s predikcemi pomocných veličin jako je demografický vývoj, počet domácností, počet obyvatel, produkce hrubé přidané hodnoty, poptávka po elektřině, poptávka po zemním plynu, poptávka po centrálně dodávaném teple, vývoj systému EU-ETS, predikce cenového vývoje energetických komodit.

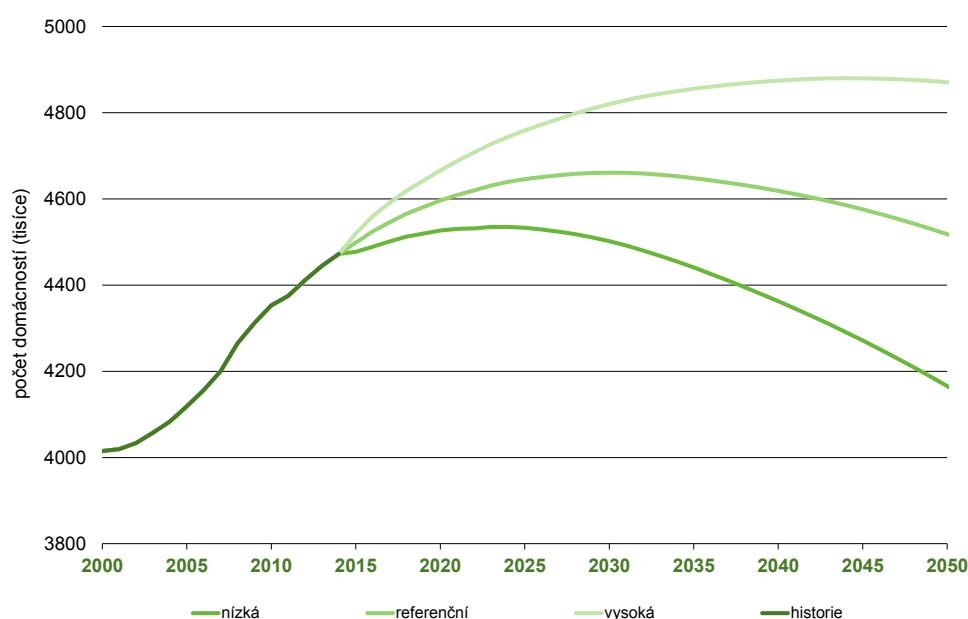
4.1 Predikce vývoje demografie a ekonomiky

DEMOGRAFIE

Predikce vývoje počtu obyvatel a domácností jsou založeny na nejnovějších projekcích vývoje počtu obyvatel dle Českého statistického úřadu. Tyto nové projekce byly vytvořeny nad daty posledního sčítání lidu, domů a bytů. Projekce předpokládají výrazné snížení očekávaného počtu obyvatel mezi roky 2014 a 2050 o přibližně 770 tis. V základních trendech jednotlivých složek budoucího populačního vývoje se nejnovější projekce neliší od minulých.

Současně s vývojem počtu obyvatel se bude vyvíjet počet členů domácností. Bude docházet ke snižování počtu členů domácností, a to zejména vlivem nárůstu počtu jednočlenných domácností seniorů, ale také snižováním počtu dětí a navyšováním počtu domácností jednotlivců i v produktivním věku.

Obr. 4.1 Vývoj počtu domácností (2014 = 100 %)



Mezi roky 2015 a 2050 je aktuálně v návaznosti na nové projekce počtu obyvatel očekáván nárůst počtu domácností o 1 % (viz **obr. 4.1**). Počet domácností by měl kulminovat kolem roku 2030. Pro studii byla použita referenční verze predikce.

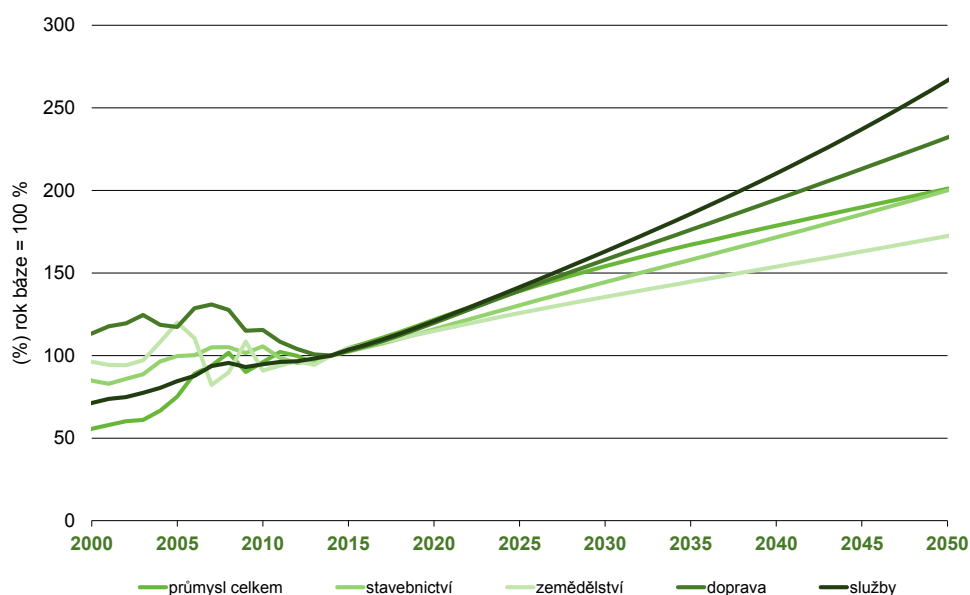
HRUBÁ PŘIDANÁ HODNOTA

Pro tuto studii byla provedena predikce vývoje makroekonomiky na úrovni hrubého domácího produktu či hrubé přidané hodnoty (nezahrnuje daně a dotace).

Pro výrobní sféru je předpokládán diferencovaný makroekonomický vývoj pěti hlavních sektorů, jak ukazují grafy na **obr. 4.2**. Nejdůležitější charakteristiky predikce vývoje ekonomiky shrnuje následující výčet:

- Základním postulátem je ekonomická konvergence ČR a ostatních zemí bývalého východního bloku k úrovni EU – ČR se bude ekonomickou úrovní přibližovat průměru zemí EU28.
- Nejvýrazněji poroste produkce sektoru služeb, který navýší svůj podíl ve struktuře HPH především na úkor sektoru průmyslu.
- Pro sektor průmyslu je očekáván výraznější pokles podílu ve struktuře HPH až ve střednědobém horizontu roku 2030 až 2050. Česká republika ale i nadále zůstane zemí s velmi výrazným podílem průmyslu na celkové ekonomické produkci.

Obr. 4.2 Vývoj HPH ve variantě Koncepční (2014 = 100 %)



4.2 Predikce poptávky po elektřině, zemním plynu a centrálně dodávaném teple

POPTÁVKA PO ELEKTŘINĚ

Predikce tuzemské netto spotřeby elektřiny je součtem dvou dílčích predikcí: výrobní sféry a sféry domácností. Zahrnuta je rovněž spotřeba vlivem částečného přechodu k DZT a spotřeba sektoru elektromobility. Variantně je provedena rovněž predikce pro sektor transformačních a zušlechťovacích procesů.

Predikce pro výrobní sféru vychází z makroekonomické metody, z predikce vývoje hrubé přidané hodnoty a vývoje elektroenergetické náročnosti její tvorby (EEN). Ve vývoji EEN jsou zahrnuty předpoklady o navyšování energetické efektivity, ale také předpoklady o větší úspěšnosti při prodeji výrobků s vyšší přidanou hodnotou. Spotřeba výrobní sféry je rozdělena do pěti sektorů ekonomiky. Predikce pro sféru domácností vychází především z demografické projekce a predikce vývoje využití elektrických spotřebičů a aplikace úsporných opatření. Spotřeba domácností je rozčleněna do tří kategorií, přičemž dvě z nich, elektrické vytápění a elektrický ohřev, jsou dále členěny. U vytápění a ohřevu je rozlišováno, jestli jde o získávání tepla přímou přeměnou z elektřiny, nebo pomocí tepelného čerpadla.

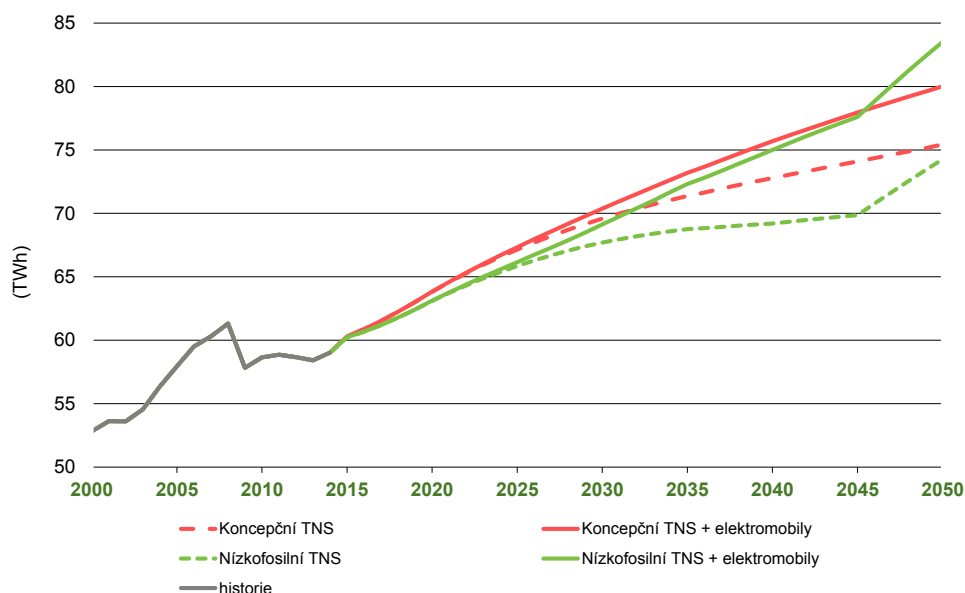
Oproti Koncepční variantě zahrnuje Nízkofosilní výraznější úspory jak ve výrobní sféře, tak ve sféře domácností. Ve variantě Nízkofosilní bude spotřeba zejména ke konci sledovaného horizontu výrazně navyšována výrazným přechodem CZT k DZT pomocí elektřiny (v roce 2050 na roční úrovni jde o 4,5 TWh, využitých především tepelnými čerpadly) a také výrazným zapojením elektromobility (v roce 2050 jde na roční úrovni o 9,3 TWh). **Tab. 4.1** seznamuje v energetickém členění a v průřezech s vytvořenou predikcí spotřeby elektřiny ES ČR.

Tab. 4.1 Vývoj spotřeby elektřiny (GWh) – Koncepční varianta bez elektromobility

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
VO	40 002	42 440	44 208	45 481	46 445	47 357	48 272
MO	23 822	24 706	25 380	25 894	26 336	26 742	27 152
MOP	8 452	9 022	9 468	9 820	10 118	10 409	10 705
MOO	15 370	15 684	15 912	16 074	16 218	16 333	16 447
Tuzemská netto spotřeba	63 825	67 147	69 587	71 374	72 781	74 099	75 424
Ztráty celkem	4 221	4 412	4 542	4 628	4 688	4 742	4 801
ztráty PS	859	899	927	947	960	973	987
ztráty DS	3 362	3 512	3 615	3 682	3 728	3 769	3 815
TNS včetně ztrát	68 046	71 558	74 130	76 003	77 469	78 841	80 225

Obr. 4.3 pak ukazuje srovnání predikce, a to se zahrnutím i bez zahrnutí spotřeby elektromobilů. Varianty se mimo jiné liší také různou výší spotřeby v transformačních a zušlechťovacích procesech.

Obr. 4.3 Tuzemská netto spotřeba – srovnání variant



POPTÁVKA PO ZEMNÍM PLYNU

Predikce celkové spotřeby plynu je součtem dvou dílčích predikcí: výrobní sféry a sféry domácností. Zahrnují také predikci spotřeby zemního plynu vyvolanou částečným přechodem od CZT k DZT. Predikované hodnoty spotřeby přibližuje následující **tab. 4.2**.

Predikční metoda je obdobná s tím rozdílem, že predikce do značné míry využívá výsledků simulace chodu zdrojů na výrobu elektřiny a tepla. Právě vývoj tohoto segmentu spotřeby bude pro budoucí poptávku po zemním plynu rozhodující. Makroekonomická a demografická predikce a predikce úspor jsou tedy doplněny výsledky reálné simulace provozu výrobních kapacit.

Průběhy ročních hodnot predikovaných spotřeb pro variantu Koncepční vykazují tato období:

- Období let 2015 až 2020 je charakteristické jen velmi pozvolným nárůstem spotřeby; v tomto období nedojde pravděpodobně k instalaci žádné nové jednotky na výrobu elektřiny z plynu a také nedojde k výrazné změně v cenách elektřiny a dalších komodit.

- Mezi roky 2020 a 2025 dojde k postupnému navýšení ceny elektřiny a ceny povolenek na emise oxidu uhličitého a elektřina se bude více vyrábět použitím zemního plynu.

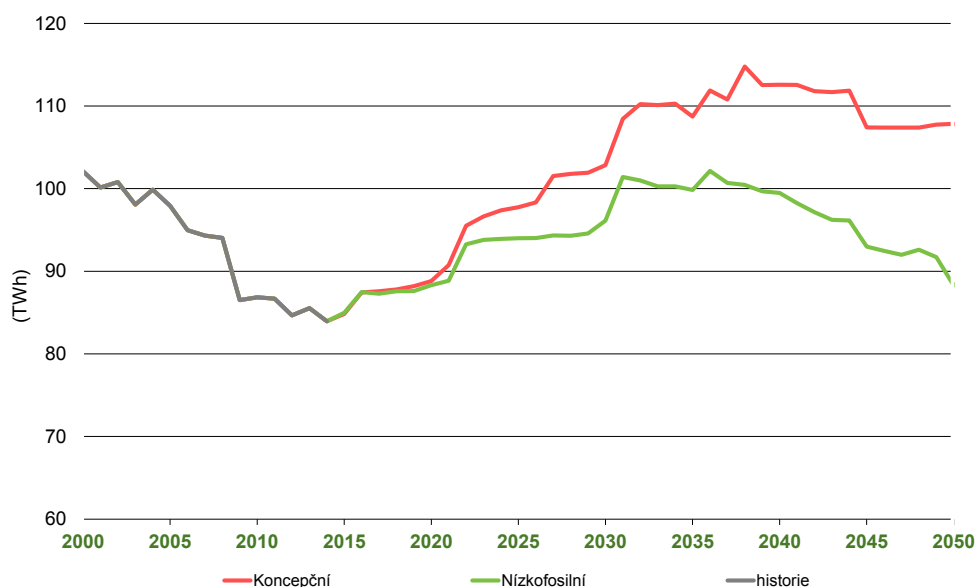
Tab. 4.2 Celková spotřeba plynu (GWh) – varianta Koncepční

	2020	2025	2030	2035	2040	2050
VO	42 291	49 496	54 515	57 554	61 576	57 344
VO monovýroba elektřiny	990	3 702	7 537	5 664	3 482	1 125
VO výroba elektřiny v KVET	3 232	4 984	5 360	7 411	12 490	10 807
VO výroba tepla v KVET	6 777	7 854	8 136	8 860	10 030	10 020
VO ostatní	31 122	32 194	32 720	32 912	32 866	32 685
VO náhrada za HU	169	761	761	2 707	2 707	2 707
SO	8 878	9 837	10 122	10 762	10 868	11 031
SO výroba elektřiny v KVET	604	933	1 004	1 063	1 123	1 242
SO výroba tepla v KVET	1 270	1 472	1 524	1 534	1 545	1 543
SO ostatní	6 962	7 242	7 404	7 488	7 523	7 569
SO náhrada za HU	42	190	190	677	677	677
MO	12 568	13 635	14 089	15 366	15 602	16 065
MO výroba elektřiny v KVET a MKO	223	381	454	522	590	720
MO výroba tepla v KVET a MKO	508	771	986	1 183	1 376	1 736
MO ostatní	11 753	12 102	12 268	12 307	12 283	12 255
MO náhrada za HU	85	381	381	1 354	1 354	1 354
DOM	23 411	22 948	22 203	23 015	22 448	21 430
DOM výroba elektřiny v MKO	63	211	358	504	646	917
DOM výroba tepla v MKO	254	842	1 433	2 015	2 584	3 667
DOM ostatní	22 967	21 324	19 841	18 466	17 188	14 816
DOM náhrada za HU	127	571	571	2 031	2 031	2 031
Bilanční rozdíl v DS	1 665	1 823	1 908	2 007	2 068	1 963
Celková spotřeba ZP v ČR	88 815	97 743	102 843	108 712	112 570	107 842

- Mezi roky 2025 a 2030 bude na trhu nedostatek energetického hnědého uhlí, což bude tlačit na vyšší využití zemního plynu.
- V roce 2035 bude pravděpodobně zprovozněn nový jaderný blok o výkonu 1 000 až 1 200 MW a s tím bude spojen dočasný pokles spotřeby zemního plynu.
- V období 2035 až 2040 bude realizována poslední fáze přechodu tepláren a závodních elektráren od hnědého uhlí k alternativním palivům, a tedy i k zemnímu plynu.
- V horizontu 2040 až 2050 pak postupné navyšování ceny povolenek způsobí částečný odklon od využití zemního plynu a s tím související mírný pokles spotřeby.

Predikce celkové spotřeby plynu je uvedena na **obr. 4.4**. Koncepční varianta předpokládá v roce 2050 hodnotu celkové spotřeby plynu ve výši 108 TWh s rozdílem -20 TWh pro variantu Nízkofošilní.

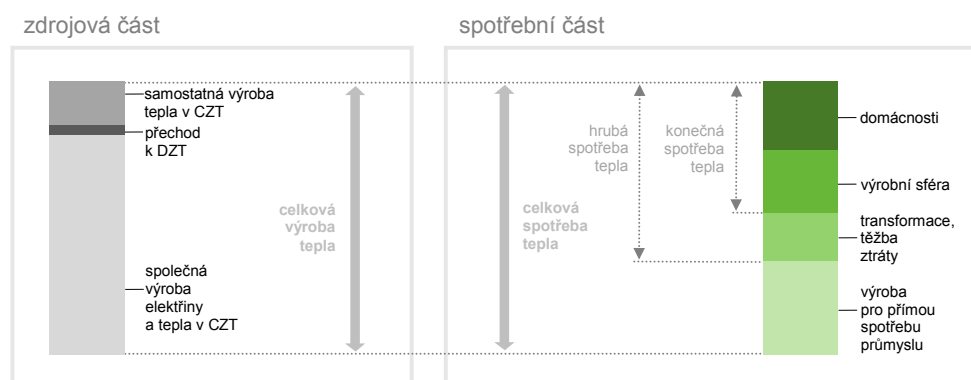
Obr. 4.4 Celková spotřeba plynu – srovnání variant



POPTÁVKA PO CENTRÁLNĚ DODÁVANÉM TEPLE

Predikce poptávky po CZT byla vytvořena za použití podobné metodiky jako predikce poptávky po elektřině a zemním plynu. Koncepční varianta se blíží k SEK, Nízkofošilní předpokládá vyšší úspory a výraznější odklon od CZT. Predikovány byly hodnoty konečné spotřeby, spotřeby průmyslových podniků, vývoj podílu kombinované výroby na produkci tepla v CZT i variantně provedený odklon od CZT ve prospěch DZT (decentrální zásobování teplem).

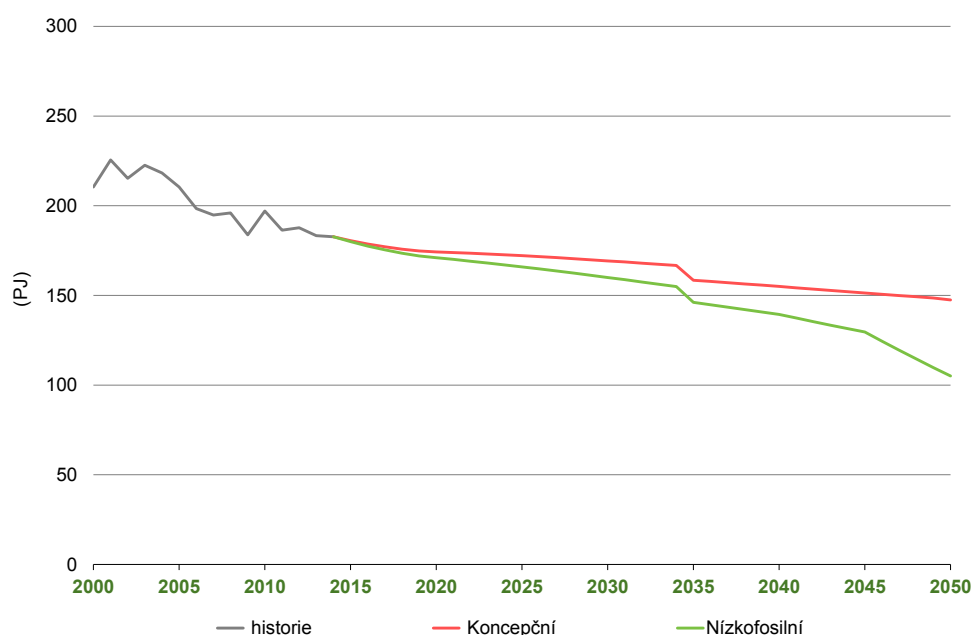
Obr. 4.5 Členění bilance tepla v systémech CZT



Schematicky jsou poměry v bilancích tepla jak na straně produkce, tak na straně spotřeby graficky zachyceny na **obr. 4.5**.

Na následujícím **obr. 4.6** je uveden výsledek predikce poptávky po teple relevantní pro výpočty a analýzy chodu elektrizační a plynárenské soustavy. Spotřeba tepla vyrobeného v systému CZT je kryta jak samostatnou výrobou tepla pomocí vytopen, tak výrobou tepla v KVET, která je důležitá pro modelové výpočty chodu elektrizační soustavy.

Obr. 4.6 Porovnání celkové spotřeby v CZT podle variant



Varianta Nízko fosilní se od Koncepční liší v celém sledovaném období, protože ve srovnání s ní předpokládá výraznější uplatnění úspor. V souladu s cílem dosáhnout v roce 2050 ve variantě Nízko fosilní téměř nulových emisí z elektroenergetiky a teplárenství byl navíc od roku 2040 pro tuto variantu navržen postupný výrazný odklon od výroby v CZT zejména k výrobě tepla v odběrném místě pomocí tepelných čerpadel.

4.3 Predikce vývoje cen energetických komodit

Pro vytvoření studii bylo zapotřebí provést predikci vývoje cen energetických komodit. Vzhledem k rozsahu studii jde o indikativní výhled.

Analýza je zaměřena na ceny energetických komodit, se kterými se obchoduje na evropském trhu. Statistická data jsou čerpána z databáze

Světové banky²⁷. Prognózy vychází z aktuální predikce Světové banky a jsou konfrontovány s predikcemi Mezinárodní energetické agentury²⁸. Ceny elektřiny vychází z cen energetické burzy v Lipsku²⁹.

Základními energetickými komoditami, se kterými se zde pracuje, jsou:

- Ropa Brent
- Zemní plyn na evropském trhu
- Australské černé uhlí
- Elektřina

Hlavními energetickými komoditami, se kterými se obchoduje globálně, jsou fosilní paliva. Elektřina je dosud obchodována spíše regionálně.

K energetickým komoditám se řadí i emisní povolenky, ale vzhledem k tomu, že jim je věnována kapitola 4.4, zde se jimi nezabýváme. K energetickým komoditám obecně patří i jaderné palivo. Vzhledem k tomu, že pro seriózní analýzu cen jaderného paliva chybí dostatek veřejně dostupných věrohodných dat, není zde tato analýza zahrnuta a pro účely studie předpokládáme, že jeho reálná cena se bude vyvíjet v souladu s průměrným trendem ostatních energetických komodit.

Ceny jsou zde uváděny v amerických dolarech, jak je obvyklé, a následně jsou ceny převedeny na energetické jednotky (GJ) prostřednictvím výhřevnosti resp. spalného tepla u plynu.

Pro historii se uvádí nominální ceny; predikce je provedena v reálných cenách roku 2010. Jako deflátor pro převod nominálních cen na reálné a naopak je zde použit deflátor užitý Mezinárodní energetickou agenturou při zpracování studie WEO 2015³⁰.

HISTORICKÝ VÝVOJ CEN FOSILNÍCH PALIV

Éra levných fosilních paliv skončila první ropnou krizí v roce 1974, následovanou obdobím relativně nestabilních cen v osmdesátých letech dvacátého století. V devadesátých letech dvacátého století trvalo poměrně dlouhé období nízkých a vcelku stabilních cen fosilních paliv, které však po roce 1999 skončilo prudkým růstem cen, vrcholícím

²⁷ <http://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets>

²⁸ <http://www.iea.org/>

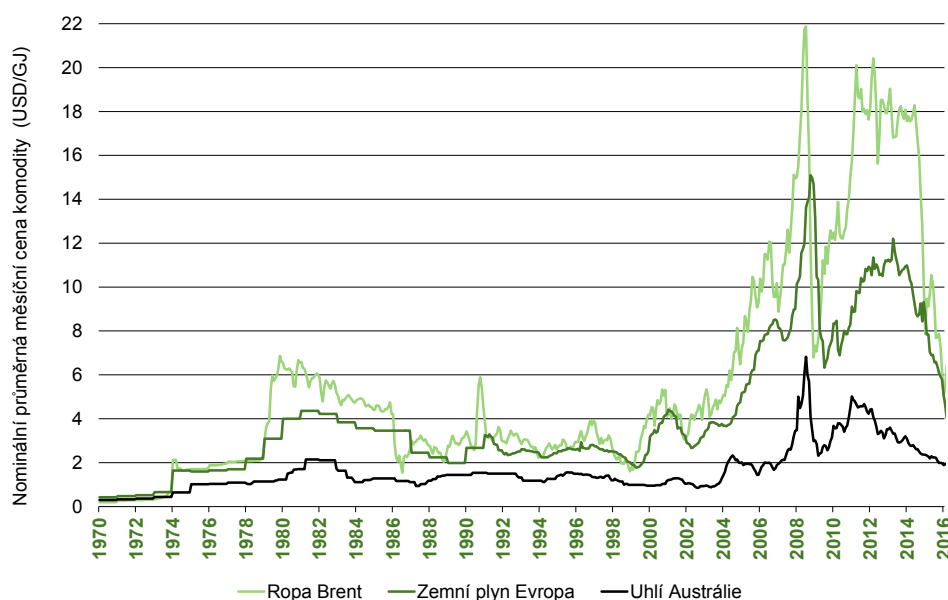
²⁹ <https://www.eex.com/en/market-data/power/spot-market/kwk-index/kwk-index-download>

³⁰ <http://www.worldenergyoutlook.org/>

finanční a ekonomickou krizí roku 2008. Po roce 2010 ceny fosilních paliv téměř stagnovaly na vysoké úrovni a od roku 2014 do současnosti následuje období relativně prudkého poklesu, kdy současné ceny energetických komodit jsou i méně než poloviční oproti průměru roku 2014.

Aktuální trendy (v polovině roku 2016) však naznačují, že budoucí ceny energetických komodit už pravděpodobně spíše porostou. Důležitým je i fakt, že ceny fosilních paliv spolu významně korelují a pro tuto studii lze přijmout i předpoklad, že české ceny fosilních paliv se budou vyvíjet obdobně jako světové ceny. Popsaný vývoj cen hlavních energetických komodit ilustruje **obr. 4.7**.

Obr. 4.7 Historický vývoj cen fosilních paliv



Data: World Bank

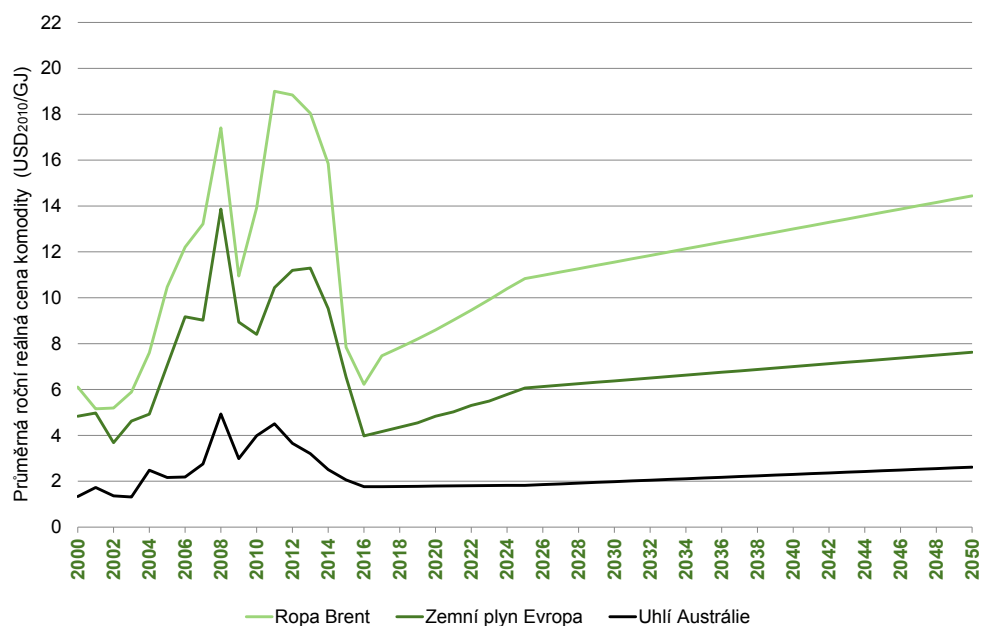
PREDIKCE VÝVOJE

Jak již bylo výše uvedeno, současný stav na globálním trhu s fosilními palivy lze charakterizovat relativně nízkými cenami a mírně klesající poptávkou po fosilních palivech; lze tedy očekávat, že reálné ceny fosilních paliv zůstanou na nižší úrovni (oproti úrovni let 2010 až 2014) po delší období, nicméně ve střednědobém a dlouhodobém výhledu porostou. Tomu odpovídá i aktuální scénář Světové banky³¹ z 19. dubna 2016, který tvoří základ zde uvedeného odhadu.

³¹ <http://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets>

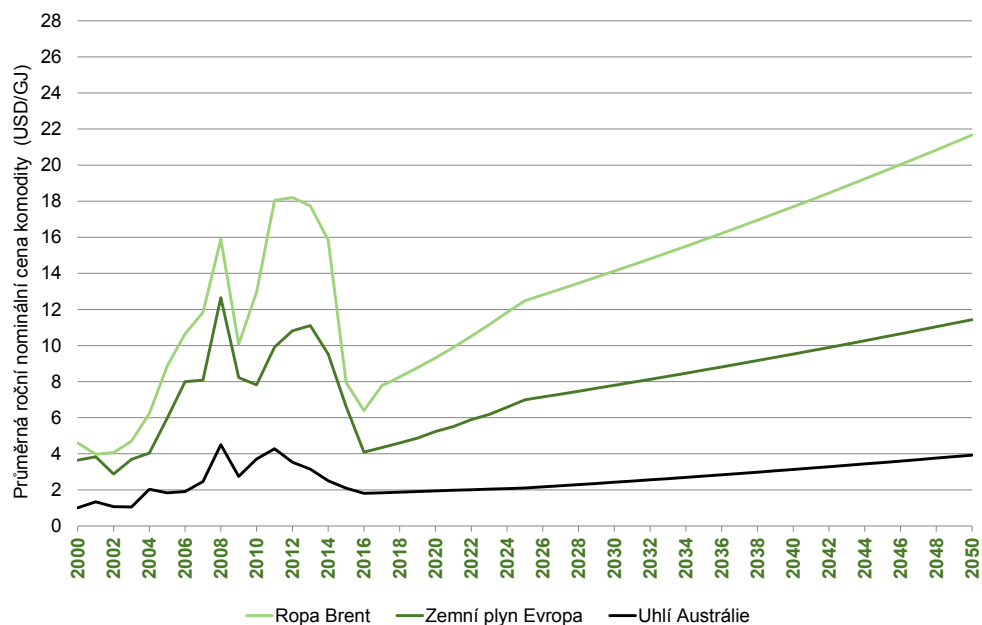
Po roce 2025 očekáváme, že politika podpory úspor energie se začne projevovat výrazněji v celosvětovém měřítku a trend růstu reálných cen fosilních paliv se dále mírně zpomalí. Pokud se přijmou uvedené předpoklady, pak lze očekávat, že trend vývoje reálných cen fosilních paliv se bude vyvíjet podle **obr. 4.8**.

Obr. 4.8 Očekávaný trend reálné ceny fosilních paliv



Data: World Bank, EGÚ Brno

Obr. 4.9 Očekávaný trend nominálních cen fosilních paliv



Data: World Bank, EGÚ Brno

Reálné ceny fosilních paliv by se podle uvedeného scénáře měly zvyšovat v průměru o cca 2 % meziročně. Nominální ceny energetických komodit by podle tohoto scénáře měly kolem roku 2050 dosáhnout zhruba hodnot z let 2010 až 2013 s tím, že ceny ropy by měly být vyšší a dosahovat hodnot kolem 22 USD/GJ tj. kolem 135 USD/bbl. To ilustruje **obr. 4.9**.

HISTORICKÝ VÝVOJ STŘEDOEVROPSKÝCH CEN ELEKTŘINY

Ceny silové elektřiny (ceny energetické komodity) nemají globální charakter a jsou systematicky analyzovány relativně nedávno³². Ve středoevropském prostoru má referenční charakter cena elektřiny na energetické burze v Lipsku. Tyto ceny vykazují po roce 2011 poněkud odlišný vývoj od vývoje cen fosilních paliv a po roce 2008 vykazují klesající trend, přičemž vývoj cen silové elektřiny teprve v současnosti (červen 2016) naznačuje, že by se pokles cen mohl v dohledné době zastavit nebo případně i otočit. V období 2011 až 2015 ceny elektřiny byly dokonce nižší, než ceny ropy, což ilustruje **obr. 4.10**.

Obr. 4.10 Historický vývoj cen elektřiny na burze EEX ve srovnání s cenami ropy a plynu



Data: EEX, World Bank

PREDIKCE CENY ELEKTŘINY

³² Burza EEX zahájila svou činnost v roce 2002.

Důležitým rizikovým faktorem současného evropského trhu s elektřinou je, že současná cena silové elektřiny nepokrývá výrobní náklady elektřiny. Nízká cena elektřiny je dána poměry na trhu, kde spolu soutěží dotované obnovitelné zdroje elektřiny s ostatními zdroji, což podmínky trhu výrazně deformuje. Na trhu s elektřinou existuje výrazná disproporce mezi nízkými cenami silové elektřiny a vysokými cenami elektřiny pro spotřebitele. V této situaci někteří experti hovoří dokonce o „krizi trhu s elektřinou“. Tyto hlasy zaznívají i ze zahraničí a registruje je i Evropská komise, která připravuje novou reformu evropského trhu s elektřinou. Za této nestabilní situace evropského trhu s elektřinou je velmi obtížné až nemožné spolehlivě predikovat dlouhodobý vývoj ceny elektřiny.

Pro účely této studie předpokládáme, že vývojový trend cen elektřiny se v blízké budoucnosti otočí a do roku 2025 dosáhne reálná cena silové elektřiny hodnoty kolem 20 USD₂₀₁₀/GJ (což odpovídá zhruba 70 EUR₂₀₁₀/MWh) a pro období po roce 2025 předpokládáme, že cena elektřiny se bude vyvíjet v souladu s průměrným trendem cen ostatních energetických komodit.

Uvedený předpoklad o budoucím vývoji představuje jen pomocný srovnávací scénář. Při odhadech budoucího vývoje cen elektřiny je nutno také zohlednit fakt, že s vývojem struktury výrobního parku elektrizační soustavy v budoucnu lze očekávat významný růst výrobních nákladů elektřiny. Velikost výrobních nákladů závisí na variantě rozvoje výrobního parku, a musí být tedy vypočtena pro každou variantu zvlášť. V této studii se uvedené problematice věnuje kapitola 6.1. Pokud se předpokládané zvýšení výrobních nákladů promítne do ceny elektřiny, pak její růst může být výrazně vyšší, než v pomocném srovnávacím scénáři a kolem roku 2050 může cena silové elektřiny dosáhnout i hodnot výrazně přesahujících 100 EUR₂₀₁₀/MWh.

4.4 Predikce vývoje systému EU ETS

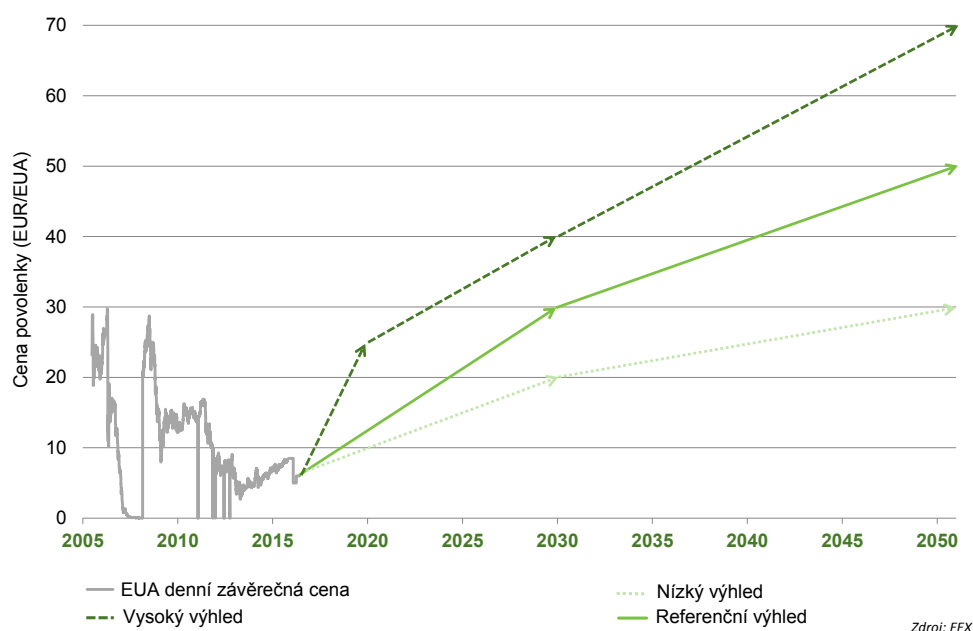
Systém EU ETS byl spuštěn v roce 2005 a dnes zahrnuje velké producenty skleníkových plynů (zkráceně GHG – Greenhouse Gases) ze stacionárních zařízení v energetice, průmyslu a emise vzešlé z letecké dopravy. Každý producent emisí GHG zařazený do systému je za vyprodukované emise povinen odevzdávat povolenky na jejich vypouštění (zkráceně EUA – EU Allowance). Evidují se emise CO₂, N₂O a PFC (perfluorocarbons), přičemž EU ETS pokrývá přibližně 45 % emisí GHG v EU.

Systém je rozdělen do návazných obchodovacích období. První období trvalo od roku 2005 do konce roku 2007, druhé probíhalo v letech 2008

až 2012. Třetí období začalo rokem 2013 a bude ukončeno rokem 2020 a čtvrté období je plánováno na roky 2021 až 2030, ovšem nebude to období poslední, neboť s provozem EU ETS, jakožto hlavním nástrojem snižování emisí v průmyslu a energetice, se počítá i v delším časovém měřítku.

Pro odhad budoucího vývoje systému EU ETS je nutné pochopit mechanismy, které tento systém nejvíce ovlivňují. Základem je analýza dosavadního chování systému a nejlépe ji lze provést na rozboru příslušných vlivů cenového vývoje povolenek od jejich zavedení v roce 2005 (viz **obr. 4.11**).

Obr. 4.11 Uvažovaná cena emisních povolenek



Z počátku cena povolenek kopírovala vývoj cen paliv, držela se okolo 25 EUR a pozvolna mířila k hranici 30 EUR, což byla obvyklá hranice pro změnu palivové základny v energetice, jakožto největšího producenta skleníkových plynů. V průběhu roku 2006, kdy začalo být zřejmé, že alokace povolenek je vyšší než jejich potřeba, poklesla během deseti měsíců cena povolenek až téměř na nulu.

Změna nastala až s nástupem druhého období. Alokace dostupného množství povolenek prošla důkladnou revizí a jejich cena opět začínala na tehdejší úrovni odpovídající záměně palivové základny (tzn. mezi 25 až 30 EUR). Důsledkem propadu průmyslové výroby a potažmo i spotřeby elektřiny významně poklesly emise GHG a systém se v roce 2009 dostal opět do výrazného přebytku povolenek a cena se až do roku 2011 ustálila na hladině okolo 15 EUR. Přebytek povolenek nicméně od

roku 2009 dále narůstal až na konečnou velikost 2 mld. EUA v roce 2012. Důsledkem byl pokles ceny povolenek až na úroveň okolo 5 EUR na přelomu let 2012/2013 a úplnému zhroucení trhu jako v prvním období zabránila jen možnost převodu ušetřených povolenek do třetího období.

Možnost převodu povolenek sice zabránila zhroucení trhu, ale problém obrovského přebytku přenesla dále do třetího období. Aby se systém alespoň částečně navrátil k vyšší ceně povolenek, byla část povolenek na roky 2014, 2015 a 2016 přesunuta do let 2019 a 2020 (tzv. *backloading*). Nicméně toto je pouze dočasné řešení a k trvalejší regulaci přebytku povolenek byl zaveden do EU ETS mechanismus nazvaný MSR (*Market Stability Reserve*). Spuštění MSR je plánováno od roku 2019 a současný přebytek povolenek bude postupně přesouván do MSR až do roku 2030. Na obě přijatá opatření reagovala cena povolenek pozitivním vývojem, ale začátkem roku 2016 se opět trh propadl, zejména díky poklesu ceny ostatních energetických komodit.

Z přehledu dosavadního cenového vývoje povolenek je dobře patrné, že systém je velmi citlivý na jejich přebytky a částečně také na vývoj světových cen paliv. Hlavními důvody přebytků povolenek jsou:

1. neodhadnutí potřebné alokace – problém hlavně prvního období,
2. propad průmyslové výroby v důsledku recese hospodářství,
3. propad spotřeby elektřiny a vytlačování fosilních zdrojů z trhu zdroji podporovanými a rovněž realizací energetických úspor.

Nechtěná vyšší alokace jako v prvním období se již pravděpodobně opakovat nebude, neboť od té doby je dostatek verifikovaných údajů o emisích jednotlivých zdrojů. Přebytek povolenek způsobený hospodářskými výkyvy by měl do budoucna řešit mechanismus MSR. Otázkou zůstává, jak se vypořádat se zdroji, které jsou financovány mimo trh. Řešením by mělo být postupné odbourání dotací anebo v případě povolenek automatické stažení jejich části odpovídající výrobě z dotovaných zdrojů z trhu.

Cenový odhad vývoje povolenek byl tedy vytvořen se zvážením předchozích vlivů. Referenční výhled předpokládá jen mírný růst do roku 2020 a do roku 2030 nárůst ceny povolenek na cca 30 EUR/EUA tak, aby se v roce 2030 již nevyplácel provoz uhelných elektráren vůči plynovým a jaderným zdrojům. Konečná cena povolenky referenčního výhledu je v roce 2050 stanovena na 50 EUR. Vysoký výhled je navržen tak, aby podporoval rychlejší přechod k nízkoemisním zdrojům.

Odhad cenového vývoje EUA nelze v rámci kontextu studie chápat jako výstup, ale naopak jako vstupní údaj, neboť předpokládaný cenový vývoj je přiřazený k variantám tak, aby podporoval a umožňoval nasazování technologií v míře zvolené pro každou variantu. Pro variantu Koncepční je tak odpovídající referenční výhled cen povolenek a pro variantu Nízkofosilní výhled vysoký.

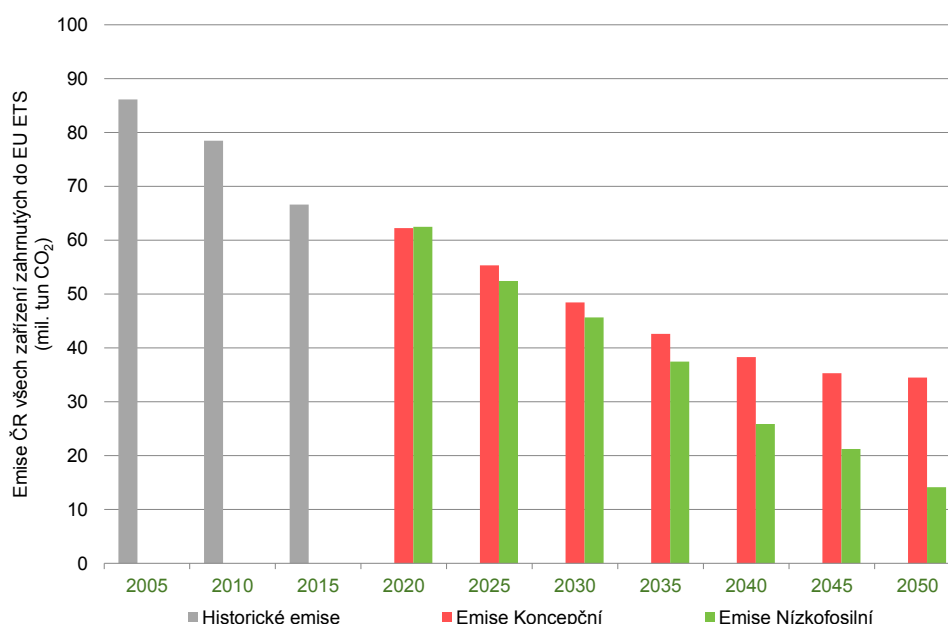
OČEKÁVANÁ BILANCE POVOLENEK V ČESKÉ REPUBLICE

Česká republika by měla ve třetím obchodovacím období EU ETS obdržet celkem přibližně 462 mil. povolenek. Jedná se o hypotetickou hodnotu (bez započtení letectví), která zahrnuje bezplatné povolenky pro zařízení v EU ETS na území ČR a povolenky určené k dražbě státem. Při prodeji povolenek v dražbě není činěn ohled na to, kdo bude konečným příjemcem, z tohoto důvodu lze z pohledu českých emitentů skleníkových plynů systém považovat za otevřený.

V EU ETS bylo v roce 2015 v České republice zařazeno 333 stacionárních zařízení, které za tento rok evidovaly emise 66,63 mil. tun CO₂ ekvivalentu, což představuje po přepočtu na dnešní rozsah EU ETS pokles o 22,6 % oproti roku 2005.

Konečná bilance všech zařízení v systému, dle jeho stávajícího rozsahu, je pro variantu Koncepční na úrovni 34 mil. povolenek a ve variantě Nízkofosilní na úrovni 14 mil. povolenek (viz **obr. 4.12**).

Obr. 4.12 Očekávaná bilance emisí skleníkových plynů u zařízení v EU ETS v České republice.

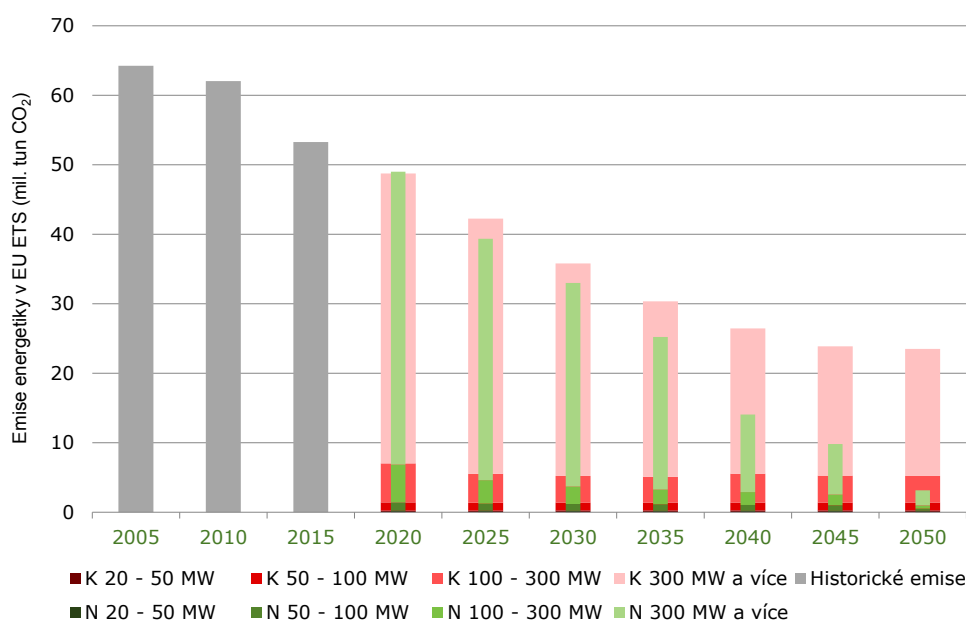


Další předpokládaný vývoj emisí českých zařízení spadajících pod EU ETS je na následujícím obrázku. K poklesu emisí u těchto zařízení dochází v obou variantách především díky poklesu emisí z energetických zdrojů (viz další podkapitola). U průmyslových zařízení zařazených do systému lze očekávat výraznější pokles emisí jen u zařízení chemického a petrochemického průmyslu. V chemickém průmyslu je předpokládáno, že se vyplatí redukovat emise oxidu dusného a v petrochemickém průmyslu je očekáváno přirozené snižování poptávky po jeho výrobcích. U ostatních průmyslových zařízení v systému (výroba železa, stavebních hmot), pokud bude naplněn předpoklad jejich zachování, je očekáván pokles jen velmi pozvolný.

BILANCE POVOLENEK V ČESKÉ ENERGETICE

Energetika je nejvýznamnějším emitentem emisí skleníkových plynů v České republice. Pod systém EU ETS jsou zahrnuty spalovací zdroje s tepelným příkonem nad 20 MW. Dle dokumentu EU *Energy Roadmap* z roku 2011³³ je pro energetiku plánován pokles emisí o 96 až 99 % do roku 2050³⁴.

Obr. 4.13 Očekávaná bilance emisí skleníkových plynů u zařízení spadajících do EU ETS v české energetice



³³

[http://www.europarl.europa.eu/meetdocs/2009_2014/documents/com/com_com\(2011\)0885_/com_com\(2011\)0885_cs.pdf](http://www.europarl.europa.eu/meetdocs/2009_2014/documents/com/com_com(2011)0885_/com_com(2011)0885_cs.pdf)

³⁴ Uvedené snížení se týká energetiky, zatímco snížení o 80 % se týká všech zdrojů emisí.

Toto navrhované snížení sice není dosud závazné, ale představuje cíl, ke kterému je směřováno úsilí EU ohledně přechodu na nízkouhlíkové hospodářství, vč. dekarbonizace energetiky.

Pokles emisí CO₂ ve srovnání s rokem 2005 bude díky útlumu těžby hnědého uhlí výrazný v obou zkoumaných variantách (viz **obr. 4.13**). Rozdíl je pouze v cílovém stavu. Ve variantě Koncepční dochází k poklesu o 63 % oproti roku 2005 a je zapříčiněn hlavně útlumem zdrojů nad 300 MW tepelného příkonu. Zdroje menších příkonů mírně poklesnou pouze mezi roky 2020 až 2025 a dále je jejich absolutní zastoupení již stabilní až do roku 2050.

Ve variantě Nízko fosilní je pokles emisí u českých zařízení v EU ETS o 95 % oproti roku 2005 a pokles je patrný u všech typů zdrojů nad 20 MW, nejvíce u skupiny zdrojů největších výkonů (nad 300 MW tepelného příkonu).

4.5 Predikce poptávky po ostatních energetických zdrojích

KONEČNÁ SPOTŘEBA ENERGIE

Odhad vývoje poptávky po energii je uveden na úrovni konečné spotřeby energie (KSEN) včetně neenergetického užití energetických komodit (uhlí, ropa, zemní plyn) a dále na úrovni primárních energetických zdrojů (PEZ).

V oblasti úspor energie se v Koncepční variantě předpokládá, že bude naplněn NAP energetické účinnosti ČR³⁵ z dubna 2016 a že ve sféře konečné spotřeby energie se dosáhne úspor ve výši 50,67 PJ (14,08 TWh) v roce 2020. Za předpokladu, že trend úspor energie bude pokračovat po roce 2020, lze očekávat, že úspory energie v roce 2050 dosáhnou výše v rozmezí 250 až 350 PJ. Zhruba polovina úspor by měla být dosažena při vytápění a chlazení budov v důsledku zateplování stávajících budov a přísnějších požadavků na tepelné vlastnosti nových budov, což se významně projeví zejména v sektoru domácností a služeb. Druhá polovina úspor by měla být dosažena prostřednictvím úsporných technologií zejména v průmyslu a dopravě.

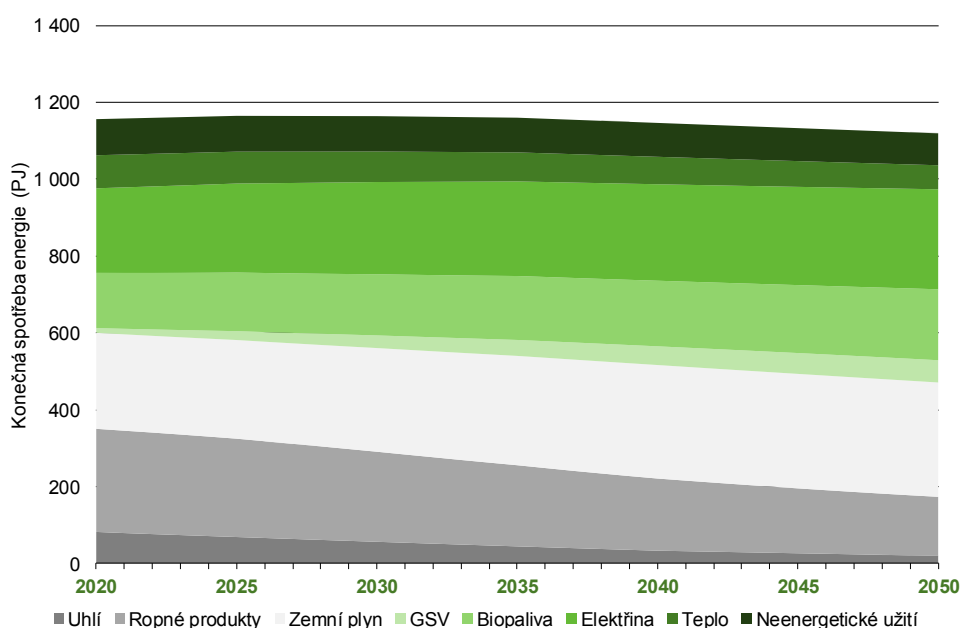
V Nízko fosilní variantě se předpokládá podstatně vyšší míra úspor, které by v roce 2050 měly dosáhnout hodnoty kolem 600 PJ. Tento odhad vychází z výpočtu MŽP, který byl následně modifikován tak, aby odpovídal predikci poptávky po elektřině, zemním plynu a centralizovaně

³⁵ <http://www.mpo.cz/dokument150542.html>

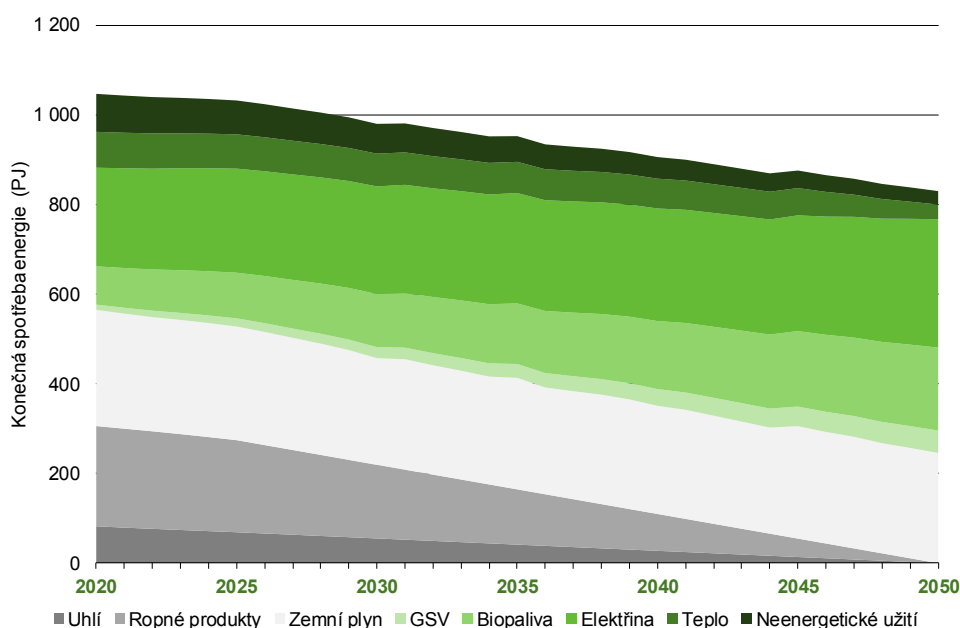
dodávaném teple, podle výpočtů EGÚ Brno. Jedná se o přibližný odhad, u něhož by bylo vhodné dále podrobněji prověřit potenciál a dopad do struktury konečné spotřeby energie.

Přijmeme-li výše uvedené předpoklady, pak se konečná spotřeba energie bude vyvíjet podle **obr. 4.14 a 4.15**. Rozdíly mezi variantami jsou nejmarkantnější v roce 2050, což ilustruje **obr. 4.16**.

Obr. 4.14 Vývoj konečné spotřeby energie ve variantě Koncepční

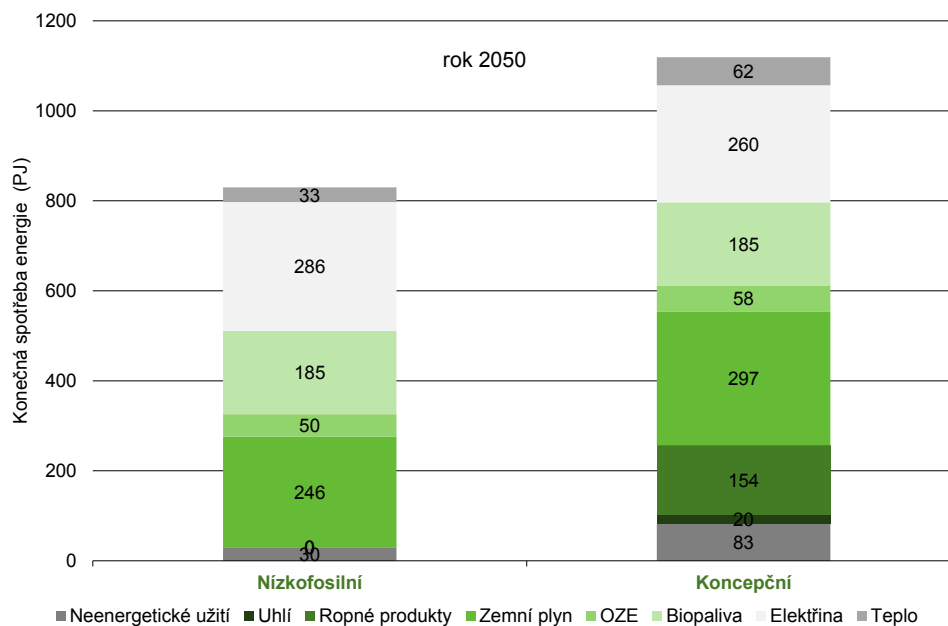


Obr. 4.15 Vývoj konečné spotřeby energie ve variantě Nízkofosilní



Poznamenáváme, že konečnou spotřebu energie označujeme **KSEN**. Zkratka **GSV** v dalším textu označuje geotermální, solární a větrnou energii, což v oblasti konečné spotřeby energie zahrnuje tepelnou energii získanou ze solárních kolektorů a tepelných čerpadel. Pojem **Biopaliva** zde zahrnuje biomasu, bioplyn, kapalná biopaliva a poněkud nepřesně i odpady.

Obr. 4.16 Srovnání variant konečné spotřeby energie v roce 2050



V Koncepční variantě činí v roce 2050 podíl fosilních paliv (uhlí, ropné produkty, zemní plyn) kolem 50 %, v Nízkofosilní je to jen kolem 35 %. Velmi výrazné změny se odehrávají i ve struktuře výroby elektřiny. Data konečné spotřeby energie jsou uvedena v **tab. 4.3** a **4.4**.

Tab. 4.3 Vývoj konečné spotřeby energie (PJ), varianta Koncepční

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Neenergetické užití	94	93	92	90	88	86	83
Uhlí	82	69	57	45	34	27	20
Ropné produkty	268	256	234	211	188	169	154
Zemní plyn	250	257	270	284	295	298	297
Geotermální a solární teplo	12	23	33	41	49	54	58
Biopaliva	144	153	159	166	171	177	185
Elektřina	220	232	240	246	251	256	260
Teplo	86	83	79	76	71	67	62
Celkem	1156	1165	1164	1160	1146	1133	1119

Tab. 4.4 Vývoj konečné spotřeby energie (PJ), varianta Nízkofosilní

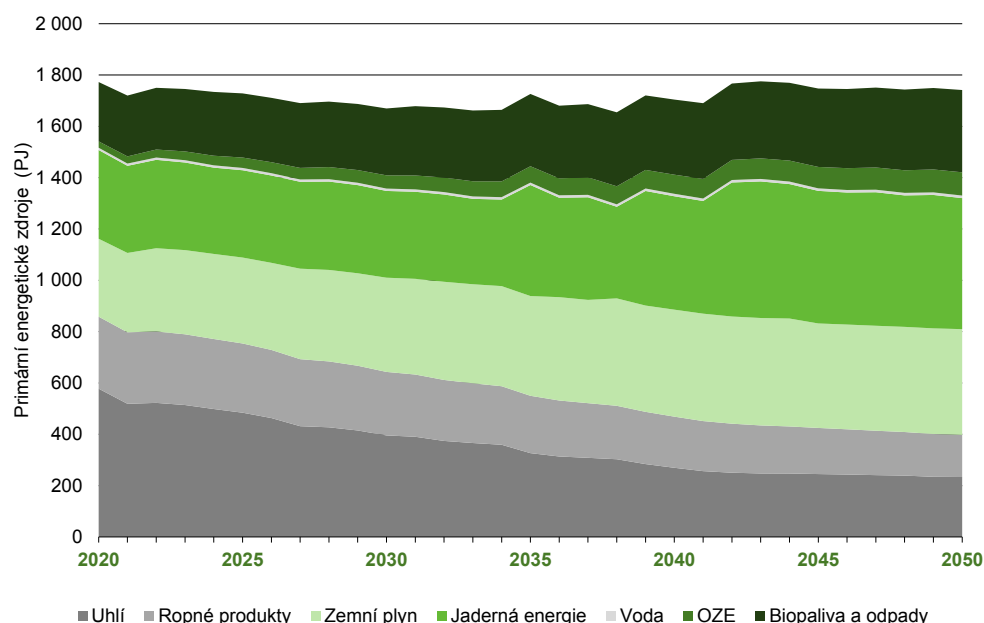
	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Neenergetické užití	85	76	66	57	48	39	30
Uhlí	82	69	55	41	28	14	0
Ropné produkty	224	205	164	123	82	41	0
Zemní plyn	259	253	238	249	241	251	246
Geotermální a solární teplo	12	18	25	31	37	44	50
Biopaliva	85	102	119	135	152	168	185
Elektřina	220	232	240	246	251	258	286
Teplo	80	76	73	70	66	61	33
Celkem	1047	1032	980	952	906	876	830

PRIMÁRNÍ ENERGETICKÉ ZDROJE

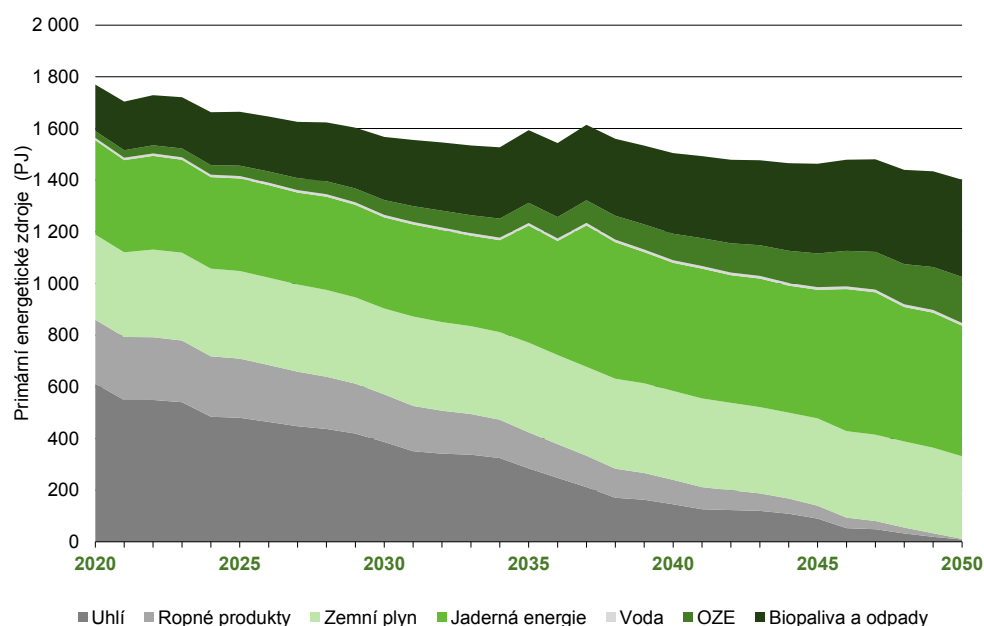
Primární energetické zdroje jsou oproti KSEN vyšší o ztráty, vlastní spotřebu a zejména o spotřebu transformačních procesů tj. o spotřebu primárních energetických zdrojů na výrobu elektřiny a tepla.

Primární energetické zdroje pro obě varianty jsou uvedeny na **obr. 4.17** a **4.18**. V primárních zdrojích energie zde není zahrnuto saldo elektřiny.

Obr. 4.17 Vývoj primárních energetických zdrojů ve variantě Koncepční

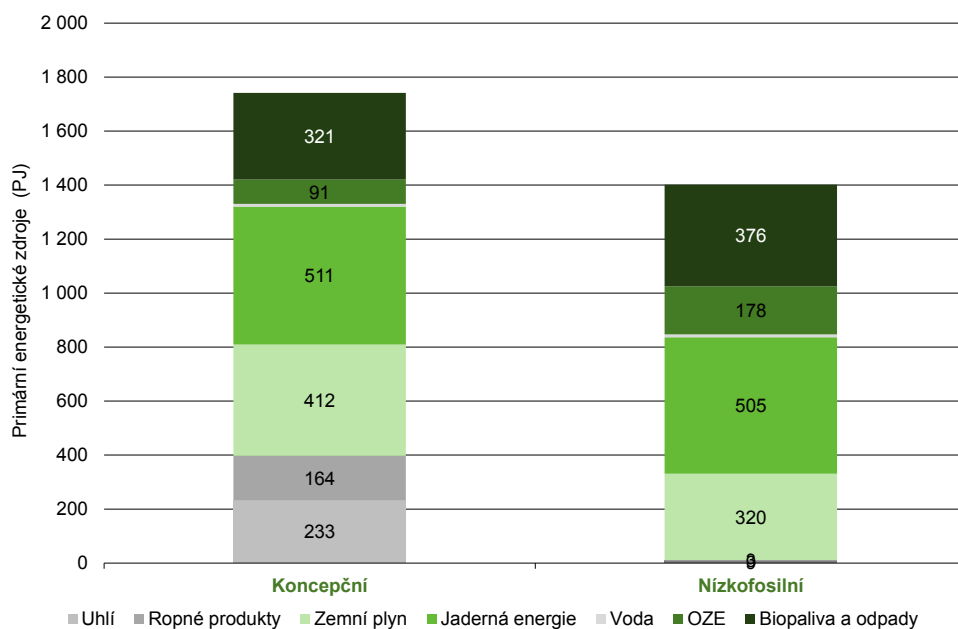


Obr. 4.18 Vývoj primárních energetických zdrojů ve variantě Nízkofosilní



Rozdíly mezi variantami jsou nejmarkantnější v roce 2050, což ilustruje **obr. 4.19**.

Obr. 4.19 Struktura primárních energetických zdrojů v roce 2050



Přehled primárních energetických zdrojů je uveden v **tab. 4.5** a **4.6**.

Tab. 4.5 Primární energetické zdroje (PJ), varianta Koncepční

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Uhlí	578	484	396	327	269	245	233
Ropné produkty	281	270	247	223	199	180	164
Zemní plyn	304	335	367	389	417	407	412
Jaderná energie	346	340	338	433	442	517	511
Voda	9	9	9	9	10	10	10
OZE	25	40	52	64	74	83	91
Biopaliva a odpad	231	250	261	282	293	306	321
Celkem	1773	1728	1670	1726	1704	1747	1741

Tab. 4.6 Primární energetické zdroje (PJ), varianta Nízkofosilní

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Uhlí	612	480	387	284	145	120	9
Ropné produkty	247	229	184	139	95	68	3
Zemní plyn	330	339	332	347	344	334	320
Jaderná energie	365	358	353	453	496	497	505
Voda	9	10	10	10	10	10	11
OZE	26	40	57	78	102	119	178
Biopaliva a odpad	180	209	244	281	312	329	376
Celkem	1770	1665	1567	1593	1505	1477	1402

5 Emise skleníkových plynů a znečišťujících látek

Tato kapitola seznamuje se sestavením a vyčíslením bilance emisí skleníkových plynů a znečišťujících látek na úrovni celé ČR, se speciálním důrazem na oblasti, kterých by se dotklo zavedení tzv. antifosilního zákona.

5.1 Emise skleníkových plynů

Tato kapitola se zabývá emisemi skleníkových plynů. Skleníkovými plyny (GHG – greenhouse gases) rozumíme oxid uhličitý (CO₂), metan (CH₄), oxid dusný (N₂O), fluorované uhlovodíky (HFC), polyfluorovodíky (PFC) a fluorid sírový (SF₆). V dalším jsou skleníkové plyny vyjadřovány sumárně jako ekvivalenty CO₂ (CO₂ekv.) podle potenciálu globálního oteplování (Global-Warming Potential – GWP). Množství emisí CO₂ v energetice je dáno především druhem paliva nebo složením palivové směsi (čemuž odpovídají emisní faktory – g/GJ tepla v palivu) a jeho spáleným množstvím (GJ).

Tab. 5.1 Výhled vývoje emisí skleníkových plynů³⁶ pro variantu Koncepční (Mt CO₂ekv.)

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
1. Energie	89,0	78,6	69,8	61,8	55,6	50,5	48,3
A. Spalování paliv	85,8	76,0	67,6	60,0	54,1	49,3	47,3
1. Energetika	52,4	46,1	39,7	34,5	30,6	28,0	27,6
Výroba elektřiny	36,9	31,2	25,0	21,4	17,8	15,5	15,3
Výroba tepla do CZT v KVET	13,4	12,9	12,9	11,3	11,3	11,3	11,4
Výroba tepla do CZT samostatná	2,1	2,0	1,8	1,8	1,5	1,2	0,9
2. Zpracovatelský průmysl a stavebnictví	14,7	12,5	11,4	10,0	9,2	8,1	7,3
3. Doprava	9,6	9,2	8,9	8,5	7,7	7,3	7,0
4. Ostatní sektory	9,1	8,2	7,7	7,0	6,6	5,9	5,4
B. Fugitivní emise z paliv	3,2	2,6	2,2	1,8	1,5	1,2	1,0
2. Průmyslové procesy	14,5	14,3	14,1	13,9	13,7	13,5	13,3
3. Zemědělství	7,1	7,0	6,9	6,8	6,7	6,6	6,5
4. Odpady	6,0	5,9	5,8	5,7	5,6	5,5	5,4
CELKEM	116,6	105,8	96,6	88,2	81,6	76,1	73,5

Emise skleníkových plynů jsou zde uvedeny v agregované formě pro elektroenergetiku a systém CZT tak, jak vychází z výpočtů EGÚ Brno,

³⁶ Bez zahrnutí emisí a propadů ze sektoru využívání krajiny, změny ve využívání krajiny a lesnictví (LULUCF)

a ostatní položky byly doplněny syntézou výsledků uhlíkové kalkulačky MŽP a scénáře rozvoje podle návrhu EGÚ Brno.

Tab. 5.2 Výhled vývoje emisí skleníkových plynů³⁷ pro variantu Nízkofosilní (Mt CO₂ekv.)

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
1. Energie	86,3	71,8	59,2	46,2	29,9	20,9	7,8
A. Spalování paliv	83,1	69,2	57,0	44,4	28,4	19,7	6,8
1. Energetika	52,4	42,8	36,4	28,5	17,4	12,7	3,8
Výroba elektřiny	37,2	28,7	23,4	17,7	9,0	5,9	1,9
Výroba tepla do CZT v KVET	13,3	12,0	10,8	8,6	6,1	4,7	1,9
Výroba tepla do CZT samostatná	1,9	2,1	2,2	2,2	2,3	2,1	0,1
2. Zpracovatelský průmysl a stavebnictví	13,1	11,2	9,4	7,8	5,8	4,2	2,5
3. Doprava	9,7	8,2	5,8	4,0	2,8	1,6	0,4
4. Ostatní sektory	7,8	6,9	5,4	4,1	2,5	1,1	0,0
B. Fugitivní emise z paliv	3,2	2,6	2,2	1,8	1,5	1,2	1,0
2. Průmyslové procesy	14,5	14,3	14,1	13,9	13,7	13,5	13,3
3. Zemědělství	7,1	7,0	6,9	6,8	6,7	6,6	6,5
4. Odpady	6,0	5,9	5,8	5,7	5,6	5,5	5,4
CELKEM	113,9	99,0	86,0	72,6	55,9	46,5	33,0

Pro sektory 2. Průmyslové procesy, 3. Zemědělství, 4. Odpady a B. Fugitivní emise z paliv byl, vzhledem k omezenému množství vstupů, zvolen pouze jeden scénář pro obě uvažované varianty. Přehled emisí skleníkových plynů je uveden v **tab. 5.1** pro variantu Koncepční a v **tab. 5.2** pro variantu Nízkofosilní. Srovnání s rokem 1990, kterému odpovídá hodnota 195,3 Mt CO₂ekv., je v indexech uvedeno v **tab. 5.3**.

Tab. 5.3 Emise skleníkových plynů ve srovnání s rokem 1990

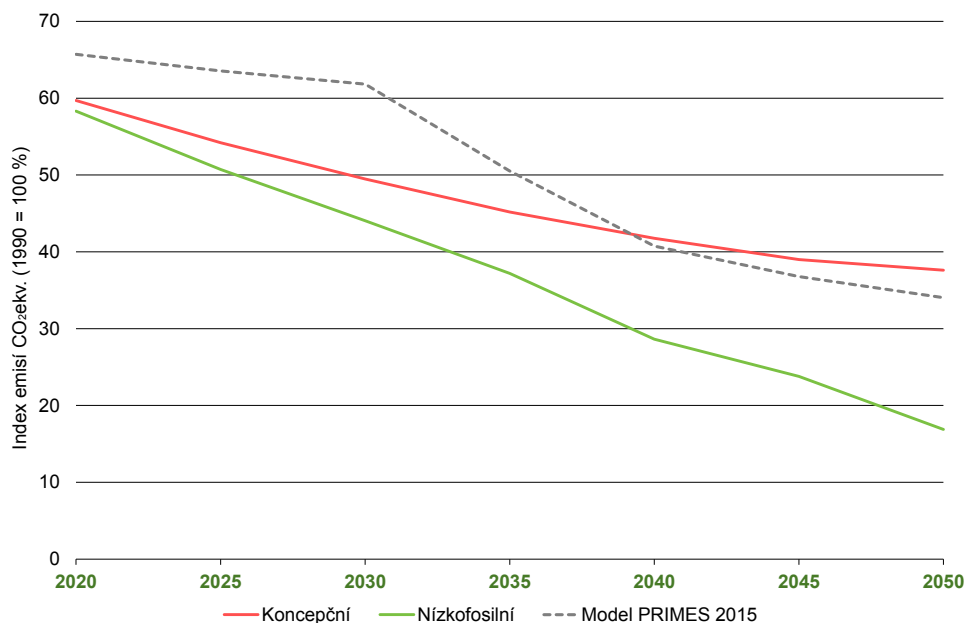
	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Koncepční	60%	54%	49%	45%	42%	39%	38%
Nízkofosilní	58%	51%	44%	37%	29%	24%	17%

Pokud by vývoj probíhal podle varianty Koncepční, pak by emise GHG do roku 2050 měly poklesnout o 62 % oproti roku 1990 a o 83 % pro variantu Nízkofosilní. Výpočty provedené modelem PRIMES v říjnu 2015 uvádí snížení emisí CO₂ ekvivalentu pro ČR v roce 2050 o 66 % oproti roku 1990³⁸. To ilustruje i **obr. 5.1**.

³⁷ Bez zahrnutí emisí a propadů ze sektoru využívání krajiny, změny ve využívání krajiny a lesnictví (LULUCF)

³⁸ Zdrojem dat je Referenční scénář z modelu PRIMES poskytnutý MŽP.

Obr. 5.1 Výhled vývoje snižování emisí skleníkových plynů



5.2 Emise látek znečišťujících ovzduší

Vyprodukovaná množství jednotlivých druhů emisí znečišťujících látek v energetice jsou ovlivněna:

- druhem, složením a kvalitou paliva,
- procesem spalování a konstrukcí topeniště,
- použitou technologií, účinností a spolehlivostí odlučovacích zařízení.

Mezi sledované emise znečišťujících látek v energetice patří zejména oxid siřičitý (SO_2), oxidy dusíku (NO_x , zejména pak NO a NO_2) a tuhé znečišťující látky (TZL). TZL se pro užití v rozptylových studiích přepočítávají podle metodického pokynu odboru ochrany ovzduší ke zpracování rozptylových studií, příloha č. 2³⁹, na emise odpovídající velikosti částic od 0 do 10 μm označováno PM_{10} a od 0 do 2,5 μm označováno $\text{PM}_{2,5}$. K námi sledovaným a uváděným v tabulkách a grafech patří TZL. Emise znečišťujících látek jsou zde uvedeny pro elektroenergetiku a systém CZT tak, jak vychází přímo z výpočtů EGÚ Brno a ostatní položky z podkladů MŽP a statistik ČHMÚ. Obdobně jako u výpočtu produkce CO_2 v energetice se také u výpočtu emisí

³⁹

[http://www.mzp.cz/C1257458002F0DC7/cz/zpracovani_rozptylovych_studii_metodika/\\$F ILE/000-MP_RS_P2-20130805.pdf](http://www.mzp.cz/C1257458002F0DC7/cz/zpracovani_rozptylovych_studii_metodika/$F ILE/000-MP_RS_P2-20130805.pdf)

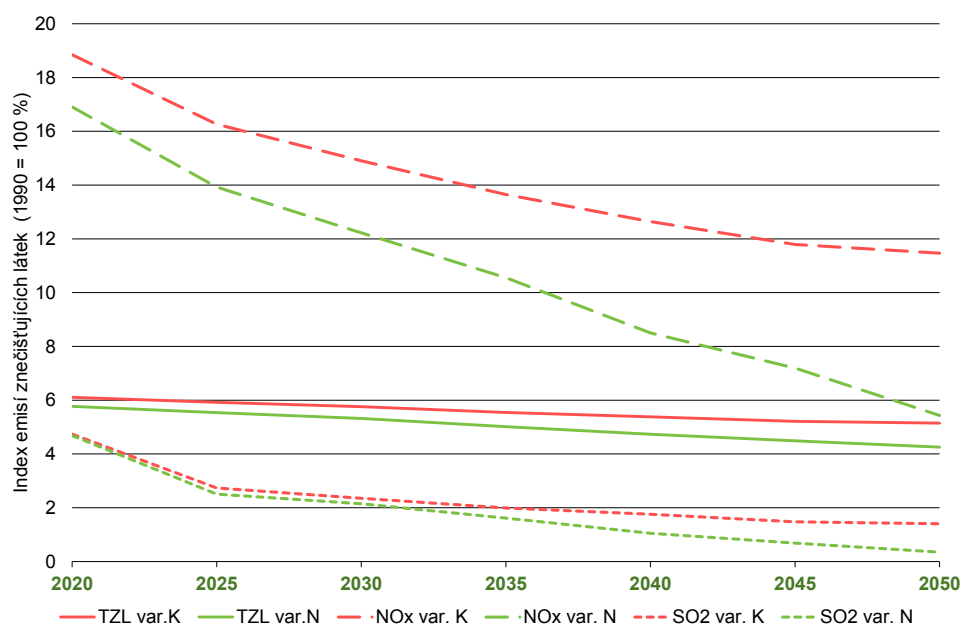
znečišťujících látek vycházelo z podrobné palivové bilance (po jednotlivých zdrojích) a příslušných emisních faktorů odpovídajícím požadavkům ve vyhlášce č. 415/2012 Sb. ve znění pozdějších předpisů.

Pro stanovení snížení emisí znečišťujících látek byla pro rok 1990 použita statistika ČHMÚ, Historické údaje o emisích stacionárních zdrojů⁴⁰. Výchozími hodnotami tedy byly 634 kt TZL, 1 876 kt SO₂ a 742 kt NO_x. Lze očekávat, že do roku 2050 poklesnou nejvíce emise SO₂, a to až o 99 % oproti roku 1990, naproti tomu emise NO_x poklesnou nejméně (o 89 až 95 %), viz **tab. 5.4.** a **obr. 5.2.**

Tab. 5.4 Emise znečišťujících látek ve srovnání s rokem 1990

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
TZL var.K	6%	6%	6%	6%	5%	5%	5%
TZL var.N	6%	6%	5%	5%	5%	4%	4%
NOx var. K	19%	16%	15%	14%	13%	12%	11%
NOx var. N	17%	14%	12%	11%	9%	7%	5%
SO ₂ var. K	5%	3%	2%	2%	2%	1%	1%
SO ₂ var. N	5%	3%	2%	2%	1%	1%	0%

Obr. 5.2 Výhled vývoje snižování emisí znečišťujících látek



Přehled těchto emisí v agregované formě je uveden v **tab. 5.5** pro variantu Koncepční a v **tab. 5.6** pro variantu Nízkofosilní. V podrobnějším členění podle typů emisí, tepelných příkonových hladin,

⁴⁰ http://portal.chmi.cz/files/portal/docs/uoco/oez/embil/metodiky_historie.pdf

paliv a krajů byly výsledky emisí předány Centru pro otázky životního prostředí Univerzity Karlovy v Praze pro výpočet externalit.

Tab. 5.5 Vývoj emisí znečišťujících látek pro variantu Koncepční (kt)

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Emise TZL energetika	4,2	3,5	3,2	2,6	2,3	1,9	1,9
Výroba elektřiny	3,0	2,2	1,9	1,4	1,3	1,1	1,1
Výroba tepla do CZT v KVET	1,0	1,1	1,1	1,1	1,0	0,7	0,7
Výroba tepla do CZT samostatná	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0
Emise TZL ostatní	34,3	33,9	33,1	32,4	31,6	31,0	30,6
Emise TZL celkem	38,5	37,4	36,3	35,0	33,9	32,9	32,5
Emise NOx energetika	63,1	46,5	40,3	35,0	32,0	28,6	28,5
Výroba elektřiny	42,1	30,1	24,5	21,6	19,1	17,2	17,3
Výroba tepla do CZT v KVET	17,6	14,3	14,1	12,2	11,9	10,7	10,7
Výroba tepla do CZT samostatná	3,4	2,0	1,7	1,2	1,0	0,7	0,5
Emise NOx ostatní	76,7	74,2	70,3	66,2	61,8	58,9	56,6
Emise NOx celkem	139,8	120,7	110,6	101,3	93,8	87,5	85,1
Emise SO ₂ energetika	74,4	38,4	32,8	27,6	24,8	20,4	20,0
Výroba elektřiny	45,9	22,8	17,8	15,7	13,4	11,4	11,1
Výroba tepla do CZT v KVET	21,0	13,8	13,6	11,1	10,8	8,8	8,7
Výroba tepla do CZT samostatná	7,5	1,8	1,4	0,8	0,5	0,2	0,1
Emise SO ₂ ostatní	14,5	12,9	11,3	9,7	8,2	7,3	6,4
Emise SO₂ celkem	88,9	51,3	44,0	37,3	32,9	27,6	26,3

Tab. 5.6 Vývoj emisí znečišťujících látek pro variantu Nízkofosilní (kt)

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Emise TZL energetika	4,3	3,3	3,1	2,4	1,8	1,5	1,2
Výroba elektřiny	3,0	2,0	2,0	1,3	1,0	0,9	0,8
Výroba tepla do CZT v KVET	1,0	1,1	1,0	0,9	0,7	0,5	0,4
Výroba tepla do CZT samostatná	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0
Emise TZL ostatní	32,1	31,6	30,4	29,3	28,1	26,9	25,7
Emise TZL celkem	36,4	34,9	33,6	31,6	29,9	28,3	26,8
Emise NOx energetika	63,0	43,5	37,2	30,7	21,5	17,7	10,7
Výroba elektřiny	42,4	28,0	22,8	18,9	12,2	10,3	6,9
Výroba tepla do CZT v KVET	17,5	13,4	12,4	10,1	7,8	6,1	3,8
Výroba tepla do CZT samostatná	3,1	2,1	2,0	1,6	1,5	1,3	0,0
Emise NOx ostatní	62,4	59,8	53,5	47,7	41,5	35,7	29,6
Emise NOx celkem	125,4	103,3	90,7	78,3	63,1	53,4	40,3
Emise SO ₂ energetika	74,4	35,1	30,4	22,2	13,5	8,5	4,2
Výroba elektřiny	46,6	20,4	17,2	12,3	6,3	4,0	2,2
Výroba tepla do CZT v KVET	20,9	12,8	11,5	8,9	6,4	4,2	2,0
Výroba tepla do CZT samostatná	6,8	1,9	1,7	1,0	0,8	0,4	0,0
Emise SO ₂ ostatní	13,5	11,9	9,9	8,1	6,1	4,3	2,3
Emise SO₂ celkem	87,9	47,0	40,3	30,2	19,7	12,8	6,5

6 Náklady a ekonomické vlivy

Tato kapitola seznamuje s kalkulací nákladů a dalších ekonomických vlivů postupného odklonu od fosilní energetiky, v souladu s požadavky antifosilního zákona. Srovnány jsou prosté i diskontované náklady, vliv na tvorbu HDP, počet pracovních míst v energetice a výši mzdy.

6.1 Náklady na výrobu elektřiny, CZT a ostatní energetické zdroje

V oblasti základních energetických komodit se zde předpokládá dlouhodobě jen relativně mírný růst reálných cen (v průměru kolem 2 % meziročně), jak to ilustruje kapitola 4.3. Hlavní změny ve vývoji nákladů na energie lze očekávat v elektroenergetice, kde očekávaná změna struktury výroby elektřiny bude vyvolávat výrazný tlak na růst výrobních nákladů.

6.1.1 Vyčíslení nákladů dle variant

VÝROBA ELEKTŘINY

Hlavním faktorem ovlivňujícím výrobní náklady elektřiny⁴¹ je růst podílu intermitentních zdrojů s krátkým ročním využitím instalovaného výkonu ve výrobním parku ES. Tento faktor způsobuje, že instalovaný výkon výrobního parku musí růst výrazně rychleji než poptávka po elektřině, resp. než požadovaná výroba elektřiny, a dále vyvolává nutnost instalace dostatečně dimenzovaných akumulátorů energie. Ve svém důsledku to vede k rychlému růstu nutných investic do obnovy a rozvoje výrobního parku ES. Tento růst investic je zvláště markantní u Nízkofošilní varianty, kde je podíl zmíněných intermitentních zdrojů výrazně vyšší než ve variantě Koncepční. Uvedenou situaci ilustruje **obr. 6.1**.

U Koncepční varianty se roční investice do roku 2050 zvyšují o cca 70 % oproti roku 2020, ale u Nízkofošilní varianty je to o více než 250 %⁴². Ve svém důsledku se to výrazně projeví v průměrných výrobních nákladech elektřiny, v nichž do roku 2050 značně naroste podíl investiční složky nákladů oproti provozní a palivové složce. Růst investiční složky nákladů obecně zvyšuje citlivost výrobních nákladů na hodnotu diskontní

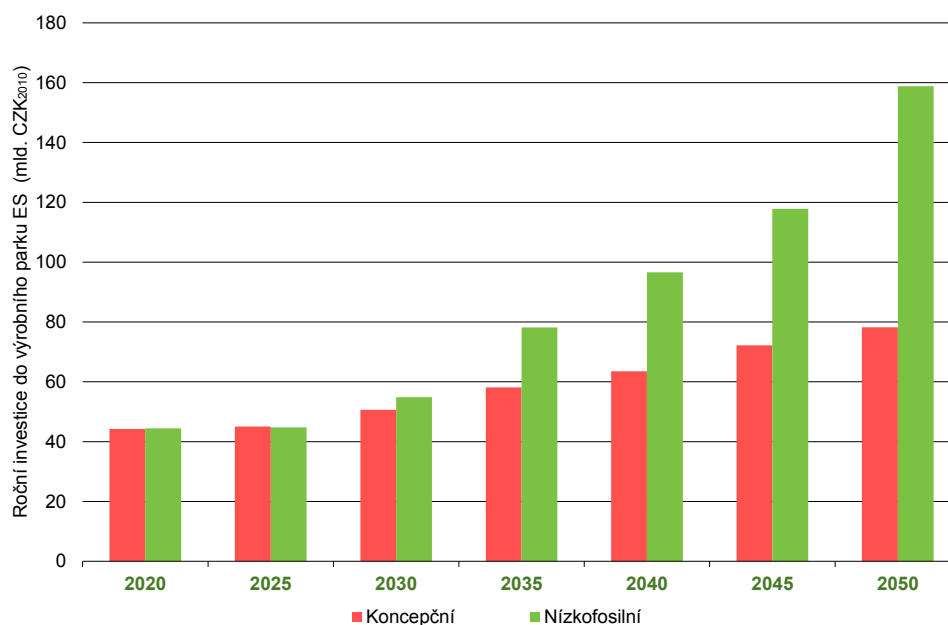
⁴¹ Zde se pracuje z diskontovanými výrobními náklady jednotek pro výrobu elektřiny (Levelised Cost of Electricity – LCOE), které jsou popsány např. v https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2013/09/WEC_J1143_CostofTECHNOLOGIES_021013_WEB_Final.pdf

⁴² Všechny výpočty byly prováděny v reálných cenách roku 2010.

sazby⁴³. Při nulové diskontní sazbě (což odpovídá hypotetickému stavu, kdy investor nezískává žádný výnos, ale formou odpisů získá za dobu života výrobní jednotky pouze počáteční vloženou investici), je rozdíl výrobních nákladů mezi variantami patrný z **obr. 6.3**. Výrobní náklady jsou zde uváděny v eurech na megawatthodinu, aby bylo jednoduché srovnání s cenou silové elektřiny, která se v této měně obchoduje.

Zvýšení reálných průměrných výrobních nákladů v roce 2050 oproti roku 2020 u Koncepční varianty se pohybuje kolem 40 %, ale u Nízkofosilní varianty přesahuje 100 %. Při nulové diskontní sazbě jsou průměrné výrobní náklady Nízkofosilní varianty v roce 2050 o cca 50 % vyšší oproti variantě Koncepční. Při diskontní sazbě 5 %, což běžný investor může považovat za spíše nízkou diskontní sazbu⁴⁴, je rozdíl mezi variantami ještě výrazně vyšší, viz **obr. 6.4**.

Obr. 6.1 Růst průměrných ročních investic do výrobního parku ES



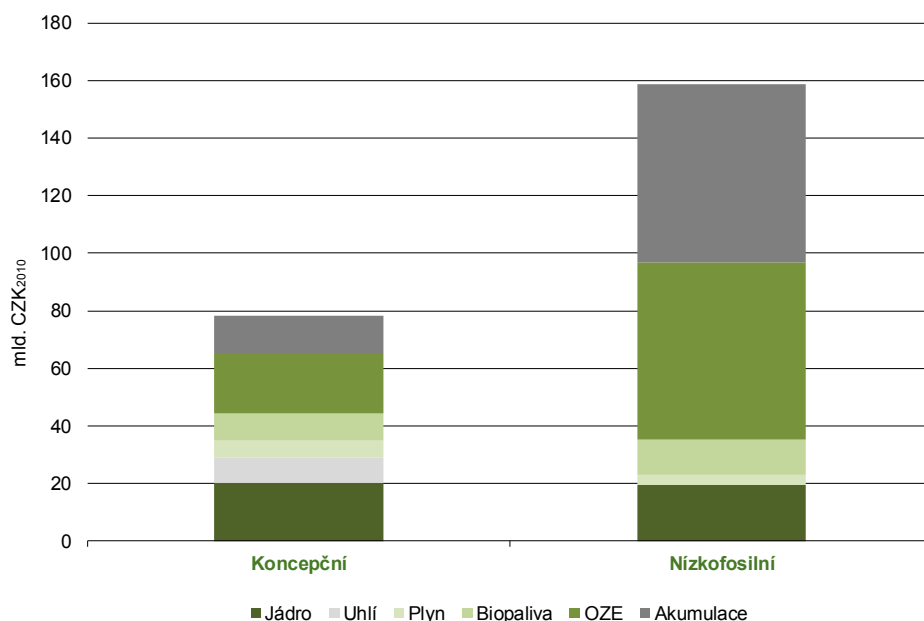
Obecně lze konstatovat, že v důsledku předpokládaného růstu výrobních nákladů vznikne silný tlak na zvyšování reálných cen elektřiny, a to zejména u Nízkofosilní varianty. Pokud by ceny silové elektřiny odpovídaly očekávaným výrobním nákladům, pak by v roce 2050 mohly dosahovat i hodnot přes 170 EUR₂₀₁₀/MWh u Nízkofosilní varianty, zatímco v Koncepční variantě by se pohybovaly přes 90 EUR₂₀₁₀/MWh. Pokud přijmeme předpoklad, že ceny silové elektřiny budou odpovídat

⁴³ Diskontní sazbu zde označujeme „dr“ (Discount Rate).

⁴⁴ Obvykle se diskontní sazba volí podle ukazatele WACC.

výrobním nákladům při diskontní sazbě 5 %, pak v roce 2050 budou ceny silové elektřiny Nízkofošilní varianty vyšší o cca 75 % oproti variantě Koncepční. K uvedeným číslům podotýkáme, že v rámci výpočtu nebyly uvažovány žádné dotace některým typům zdrojů, ale předpokládala se plná úhrada výrobních nákladů na trhu s elektřinou.

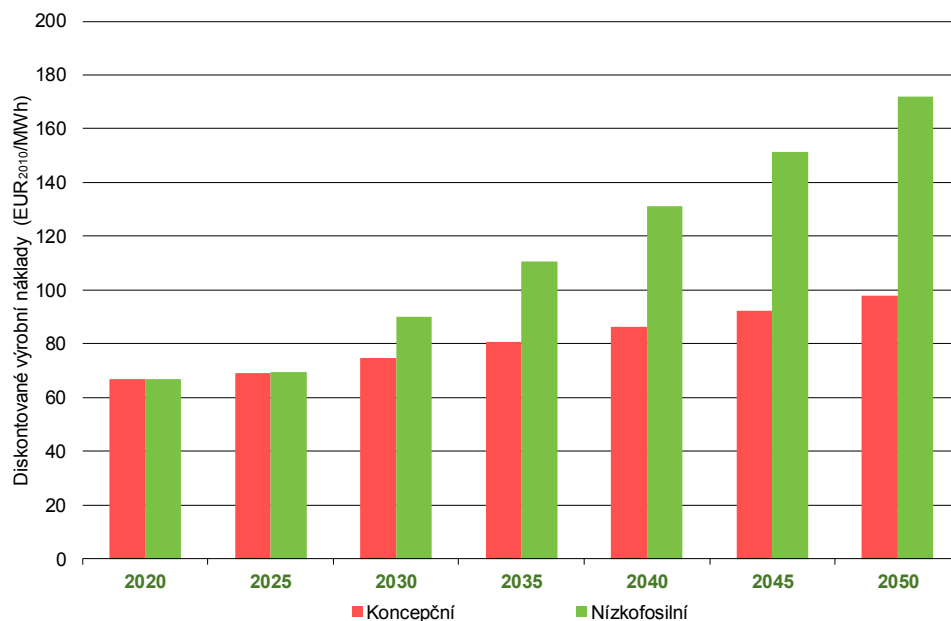
Obr. 6.2 Struktura investic v roce 2050



Obr. 6.3 Výrobní náklady (LCOE) elektřiny při nulové diskontní sazbě



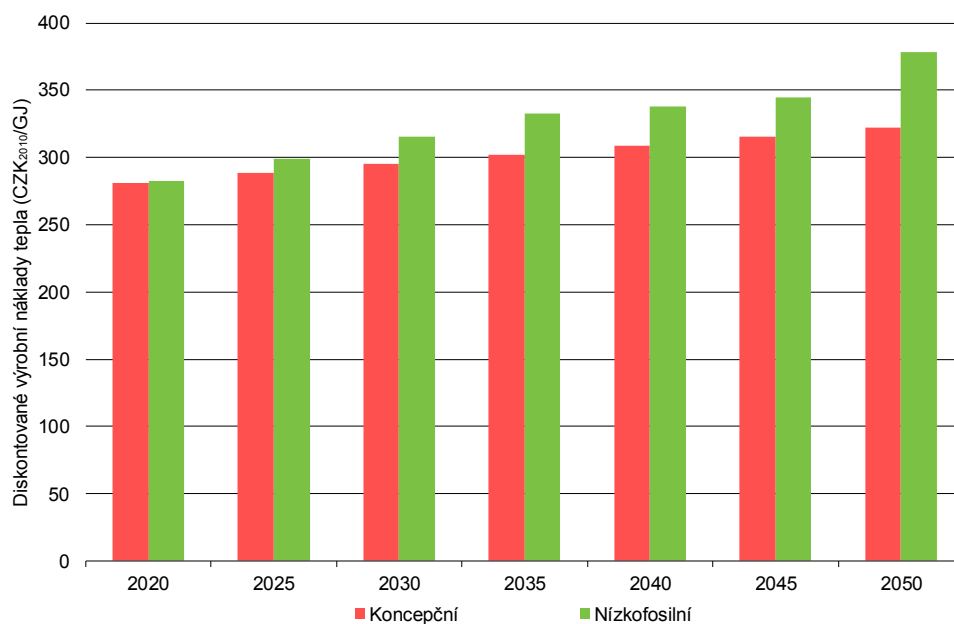
Obr. 6.4 Výrobní náklady (LCOE) elektřiny při diskontní sazbě = 5 %



VÝROBA TEPLA Z CZT

Pro odhad vývoje ceny tepla byly použity diskontované výrobní náklady tepla při diskontní sazbě 0 a 5 %, jejichž vývoj je uveden na **obr. 6.5** a **6.6**. U Nízkofošilní varianty se předpokládá oproti Koncepční variantě významnější přechod k decentrálnímu vytápění např. s využitím tepelných čerpadel a solárního ohřevu.

Obr. 6.5 Výrobní náklady (LCOE) tepla při diskontní sazbě 0 %



Obr. 6.6 Výrobní náklady (LCOE) tepla při diskontní sazbě 5 %

Je pravděpodobná záměna primárních zdrojů (paliv), u nichž předpokládáme, že se jejich reálné ceny budou vyvíjet podle předpokladů v kapitole 4.3. U výrobních nákladů tepla jsou menší rozdíly mezi variantami Koncepční a Nízko fosilní než u elektřiny. Odhady celkových ročních výdajů za elektřinu a teplo uvádí **tab. 6.1**.

Tab. 6.1 Odhad ročních výdajů za elektřinu a teplo (mld. CZK₂₀₁₀)

		2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Koncepční	Elektřina	143	155	174	193	211	229	248
	Teplo	38	37	36	36	34	33	31
	Celkem	180	193	211	228	245	262	279
Nízko fosilní	Elektřina	143	195	248	301	355	415	515
	Teplo	35	35	36	36	35	33	19
	Celkem	178	230	283	337	390	448	534

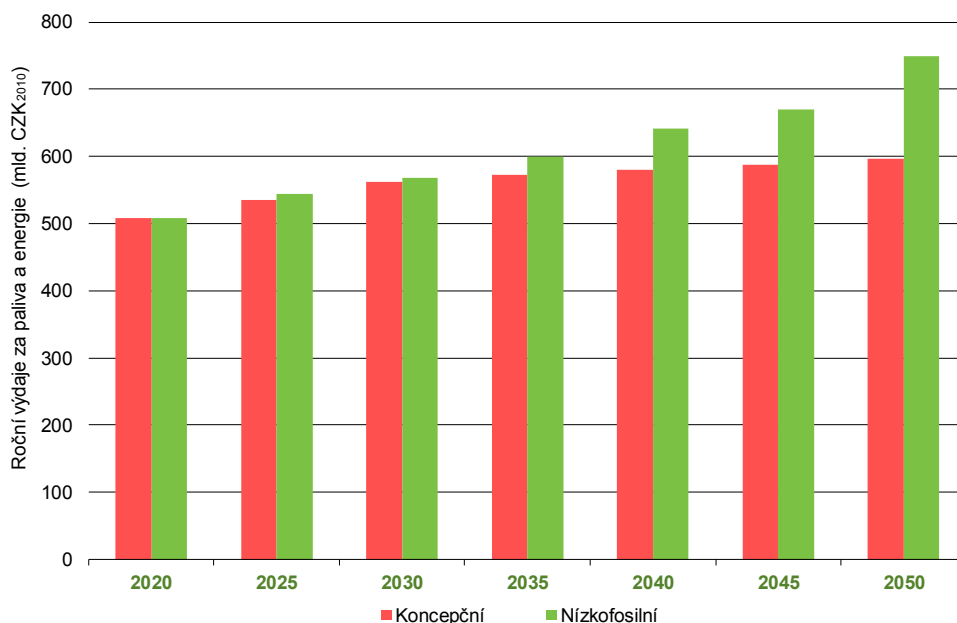
Uvedený odhad výdajů za elektřinu a teplo zahrnuje výdaje za celou ekonomiku (průmysl, doprava, služby,...) a zahrnuje i výdaje v sektoru domácností.

CELKOVÉ VÝDAJE ZA ENERGIE

Na celkové výdaje spotřebitelů za veškeré energie (tedy krom elektřiny a CZT dále především za zemní plyn, ropné produkty a uhlí) mají vliv 2 protichůdné faktory, a to snižování poptávky po energii v důsledku realizovaných úspor energie a na druhé straně růst cen energetických komodit. Zvláště významný může být nárůst cen elektřiny. Pokud

přijmeme předpoklady uvedené v předchozím textu, pak celkové roční výdaje za energie se budou vyvíjet podle **obr. 6.7** resp. **tab. 6.2**.

Obr. 6.7 Roční výdaje za energie ve výrobní sféře a domácnostech



Tab. 6.2 Roční výdaje za paliva a energie (mld. CZK₂₀₁₀)

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Koncepční	508	535	562	572	580	587	596
Nízkofošilní	508	544	567	600	642	670	750
Rozdíl N - K	0	9	6	27	62	83	154

Roční výdaje zahrnují výdaje v celé ekonomice ČR (průmysl, doprava, služby) i výdaje ve sféře domácností, tj. jedná se o výdaje za konečnou spotřebu energie.

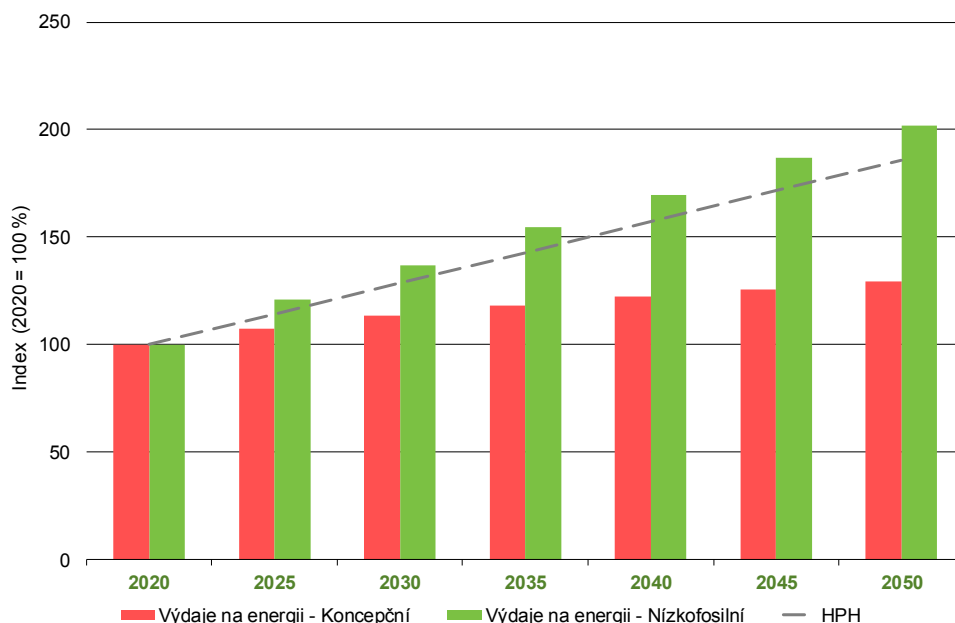
Z grafu je patrné, že zatímco ve variantě Koncepční náklady na energie rostou jen mírně, ve variantě Nízkofošilní dochází k výraznému růstu nákladů na energie (v období 2040-2050), a to navzdory předpokládaným vyšším úsporám energie. Náklady na energie jsou v roce 2050 ve variantě Nízkofošilní o více než 25 % vyšší oproti variantě Koncepční. Celkový rozdíl ve výdajích spotřebitelů na konečnou spotřebu energie mezi Nízkofošilní a Koncepční variantou za období 2020 až 2050 je odhadnut na cca 1400 mld. CZK. Hlavním důvodem tohoto vývoje je výrazně vyšší cena elektřiny ve variantě Nízkofošilní oproti variantě Koncepční.

6.2 Vliv vývoje dle variant na HPH a náklady domácností

6.2.1 Vliv na HPH

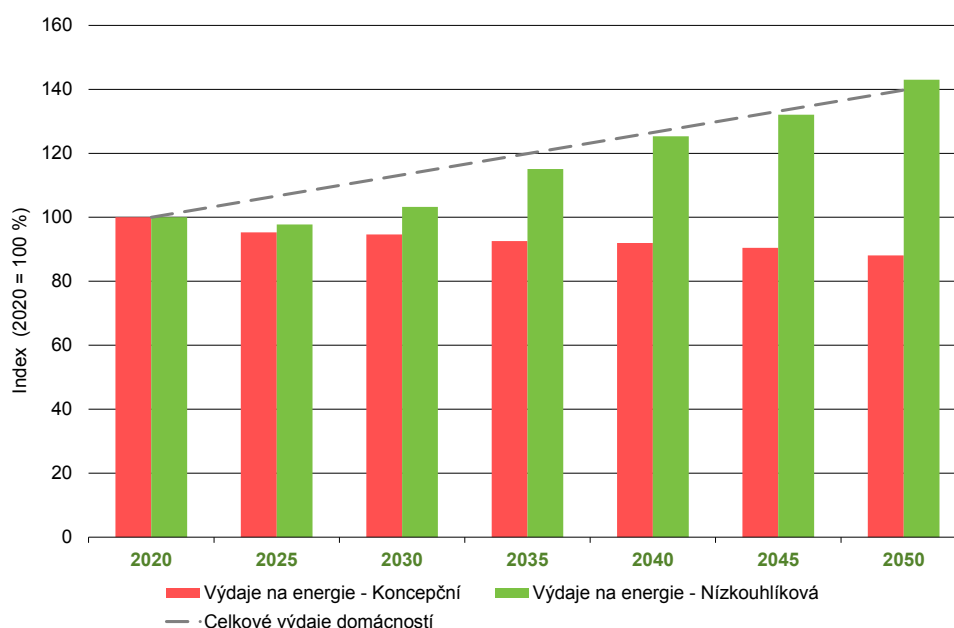
V obou publikovaných variantách je jedním ze základních předpokladů rovnoměrný růst české ekonomiky, nenarušený významnými výkyvy. Očekávaný vývoj výdajů za energie však může uvedený předpoklad zpochybnit. To lze ilustrovat na příkladu očekávaného vývoje průmyslu, který je uveden na **obr. 6.8**. Obrázek ilustruje fakt, že zatímco v Koncepční variantě lze očekávat spíše pozvolnější růst výdajů za energie, u Nízkofosilní varianty je tento růst výrazně rychlejší, což by se pravděpodobně promítlo do snižování tempa růstu HPH oproti výchozím předpokladům.

Obr. 6.8 Očekávaný vývoj HPH v průmyslu a vývoj nákladů na energii



6.2.2 Vliv na náklady domácností

Rovněž v domácnostech při Nízkofosilní variantě rostou výdaje na energie po roce 2030 rychleji než očekávané celkové výdaje domácností navzdory předpokládaným masivním úsporám energie. To ve svém důsledku omezuje ostatní výdaje domácnosti a mělo by to pravděpodobně významný vliv na ostatní poptávku domácností.

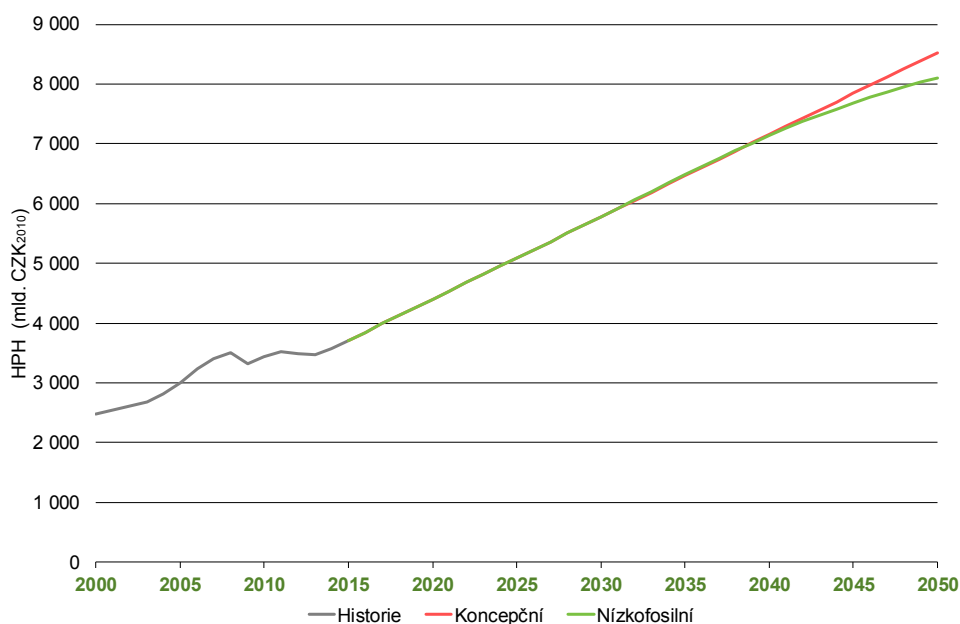
Obr. 6.9 Očekávaný vývoj celkových výdajů domácností a vývoj nákladů na energii

CELKOVÝ ODHAD SNÍŽENÍ TVORBY HPH V NÍZKOFOSILNÍ VARIANTĚ

Výdaje na energie tvoří v současnosti kolem 5 % z mezispotřeby⁴⁵. Pokud se výdaje na energie budou zvyšovat zhruba stejným tempem, jako odhadujeme růst mezispotřeby, pak i uvedený podíl zůstane zhruba stejný. Jestliže u Nízkofosilní varianty výdaje na energie výrobní sféry a domácností budou v roce 2050 o cca 200 mld. Kč vyšší oproti variantě Koncepční, pak lze přijmout odhad, že o tuto částku se zvýší rovněž mezispotřeba a úměrně tomu poklesne tvorba HPH. Je pravděpodobná výrazná změna struktury tvorby HDP v Nízkofosilní variantě a není vyloučeno, že citlivost na změny výdajů za energie bude vyšší. Rovněž však může dojít k navýšení produkce, a tím i za situace navýšení mezispotřeby k vyšší hodnotě hrubého domácího produktu. Tato možnost nebyla prověřována a v úvahu by přicházela, pokud by se například český průmysl výrazně zapojil do výroby nových, nízkofosilních technologií.

Přijmeme-li uvedené předpoklady, pak odhadujeme, že ekonomický růst v Nízkofosilní variantě bude po roce 2030 mírně pomalejší než v Koncepční variantě a HPH v roce 2050 bude v Nízkofosilní o 4 % (cca 300 mld. CZK₂₀₁₀) nižší než ve variantě Koncepční, což ilustruje **obr. 6.10**.

⁴⁵ Mezispotřeba je kategorie národních účtů používaná při známém výpočtu HPH = Produkce – Mezispotřeba; http://apl.czso.cz/pll/rocenka/rocnkavyber.makroek_prod

Obr. 6.10 Odhad vlivu variant na produkci HPH

6.3 Vliv vývoje dle variant výši mzdy a počty pracovních míst

Průměrná mzda v energetice dosahuje v současnosti 41 tis. CZK. S rozvojem decentrálních zdrojů a Smart Grids naroste počet potřebných odborníků na IT a energetiku, tj. lze očekávat vyšší růst mezd v energetice oproti průměru. Odhadujeme, že reálné mzdy v energetice porostou v dlouhodobém průměru o 1 až 2 % ročně. Tento růst bude pravděpodobně výraznější ve variantě Nízkofošilní. Zatímco v Koncepční variantě odhadujeme, že do roku 2050 bude nárůst reálné průměrné mzdy o cca 70 %, u Nízkofošilní varianty by to mohlo být o cca 100 % oproti současnosti, což ilustruje **obr. 6.11**.

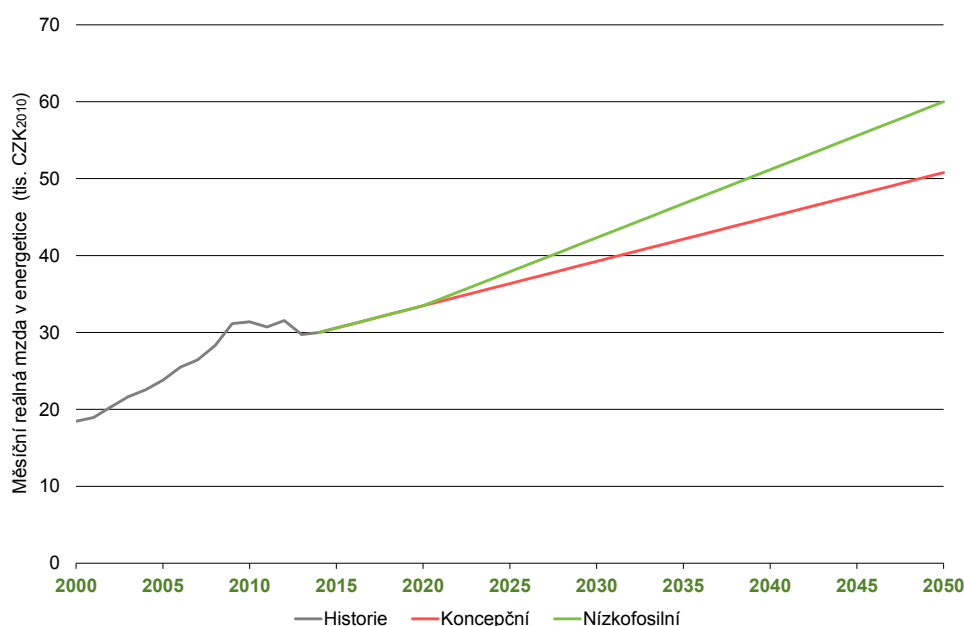
V současnosti pracuje v energetice kolem 30 tisíc osob a dalších cca 30 tisíc osob je zaměstnáno při těžbě tuzemských energetických komodit (uhlí, ropa, plyn, uran)⁴⁶. Kromě toho odhadujeme, že zhruba stejný počet osob pracuje v profesích spojených s energetikou v ostatních odvětvích průmyslu i služeb (tzv. vázaná zaměstnanost). Těmito pracovníky se zde nezabýváme, neboť k podrobnější analýze chybí dosud veřejně dostupná dostatečně spolehlivá data. Do budoucna odhadujeme, že do roku 2050 počet pracovníků v těžebním průmyslu klesne o 10 tisíc v Koncepční variantě a o 20 tisíc v Nízkofošilní variantě. V plynárenství předpokládáme, že se zde udrží zaměstnanost zhruba na

⁴⁶ Data ČSÚ

stejně úrovni jako v současnosti, tj. kolem 9 tis. osob po celé sledované období. V teplárenství předpokládáme, že počet pracovníků poklesne o něco méně než úměrně poklesu dodávky tepla, který do roku 2050 v Koncepční variantě činí cca 25 % a v Nízkofošilní variantě cca 40 %. Přijmeme-li uvedený předpoklad, pak počet osob v teplárenství, který je v současnosti udáván kolem 7 tis. osob, poklesne do roku 2050 v Koncepční variantě na 6 tis. osob a v Nízkofošilní na 4 tis. osob.

V elektroenergetice budou působit 2 protichůdné trendy. Jednak trend snižování počtu pracovníků a na druhé straně rozvoj decentralizované výroby bude poptávku po pracovnících zvyšovat. V současnosti se měrný počet zaměstnanců v elektroenergetice pohybuje kolem 0,9 osob/MW a předpokládáme, že vlivem rozvoje decentralizované výroby elektřiny se zvýší do roku 2050 na 1,0 osob/MW v Koncepční variantě a na 1,3 osob v Nízkofošilní variantě. Přijmeme-li uvedený předpoklad, pak v důsledku rozvoje decentralizované výroby elektřiny vzroste počet pracovníků v elektroenergetice o 6 tisíc osob v Koncepční variantě a o 32 tis. osob ve variantě Nízkofošilní. Celkově tedy odhadujeme, že počet pracovníků v energetice a těžebním průmyslu poklesne o 5 tis. pracovníků v Koncepční variantě a naopak v Nízkofošilní variantě vzroste počet pracovníků energetiky o 9 tis. osob. Celkový rozdíl v počtu pracovníků mezi variantami tedy činí 14 tis. osob v roce 2050. Vzhledem k počtu pracovníků v energetice je tento rozdíl významný, ale vzhledem k celkovému počtu pracovníků v národní ekonomice lze tyto rozdíly mezi variantami považovat za nepříliš významné.

Obr. 6.11 Odhad vývoje reálné mzdy v energetice



7 Energetická náročnost a soběstačnost ČR

Tato kapitola ukazuje srovnání vývoje energetické náročnosti a soběstačnosti České republiky. Energetická náročnost je kalkulována pro energetické bilance z kapitoly 4.2 a vývoj HDP z kapitoly 6.2.1. Soběstačnost ČR je analyzována pro situaci započtení jaderné energie jako dovozové.

7.1 Energetická náročnost produktivní sféry

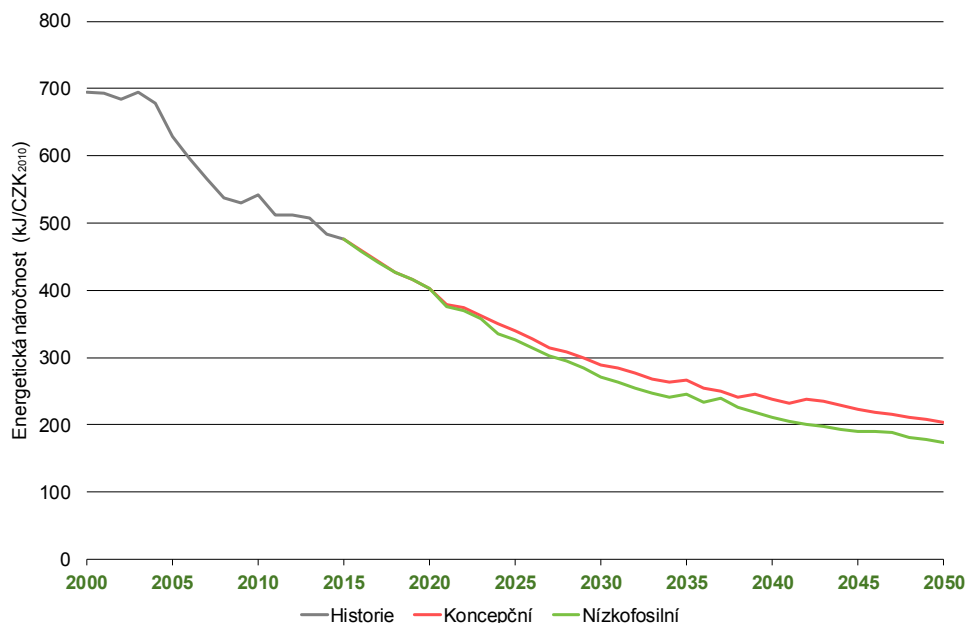
Veškeré předpokládané úsporné efekty ve výrobní sféře jsou v predikcích zahrnuty prostřednictvím předpokladu snižování elektroenergetické, plynoenergetické a teploenergetické náročnosti tvorby přidané hodnoty. Predikci vývoje těchto náročností tvorby HPH lze bodově charakterizovat následujícím způsobem:

- ČR se bude ekonomickou úrovní přibližovat průměru zemí EU28. Tento trend bude doprovázen zvyšováním cen výrobků a snižováním parity kupní síly na průměrnou úroveň EU.
- Při zvyšování všeobecné životní úrovně obyvatel ČR poroste významným způsobem rovněž cenová úroveň v sektoru služeb. Podíl sektoru služeb na produkci HPH se bude v dlouhodobém časovém horizontu mírně zvyšovat, což bude dále působit na snižování energetické náročnosti celé výrobní sféry.
- Je očekávána další ekonomicky a ekologicky odůvodněná obnova technologií za energeticky efektivnější.

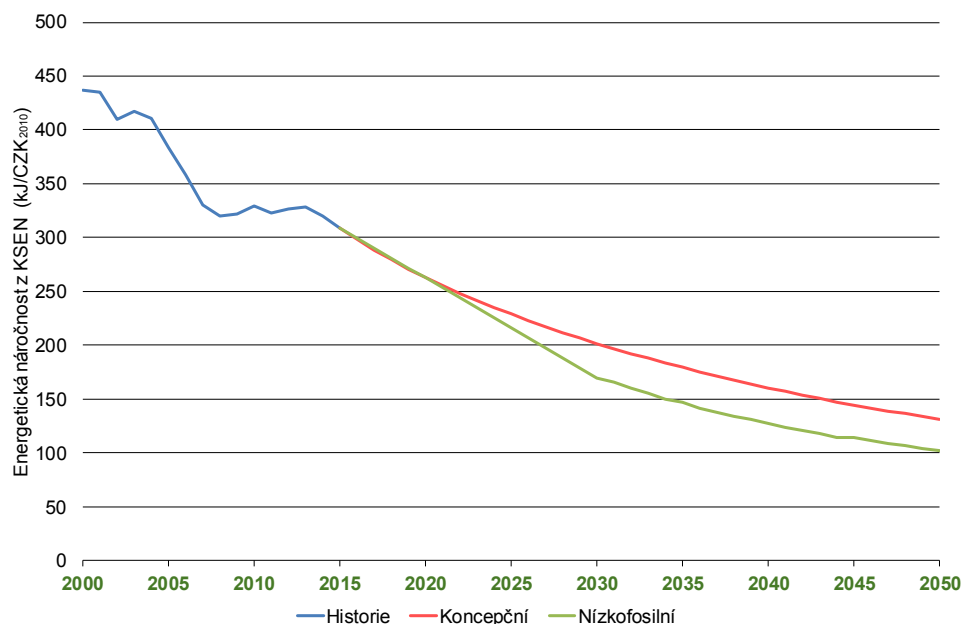
Celková energetická náročnost je počítána ve shodě s metodikou Eurostat jako podíl primárních energetických zdrojů a HDP ve stálých cenách roku 2010. Takto určená energetická náročnost klesá do roku 2050 o 55 % oproti současnosti ve variantě Koncepční a o více než 62 % oproti současnosti ve variantě Nízkofosilní. Uvedený vývoj ilustruje **obr. 7.1**.

Alternativně je možno energetickou náročnost definovat jako podíl konečné spotřeby energie výrobní sféry a HDP ve stálých cenách 2010. Takto definovaná energetická náročnost je ilustrována **obr 7.2**.

Obr. 7.1 Energetická náročnost (PEZ/HDP)



Obr. 7.2 Energetická náročnost (KSEN/HDP)



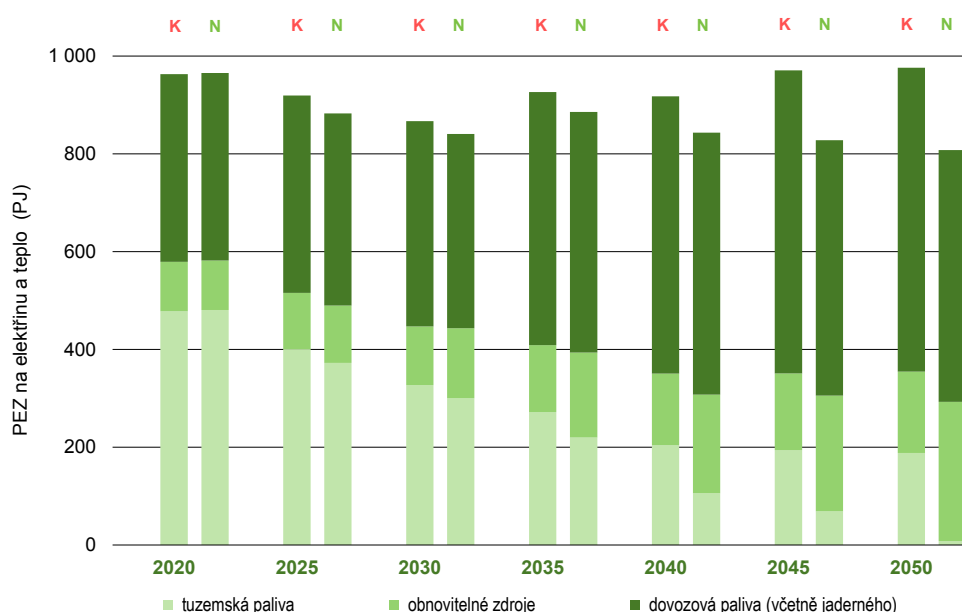
7.2 Dovozní energetická závislost ČR dle variant

Při hodnocení bilance primárních energií hraje důležitou roli otázka zabezpečení těchto energií z pohledu dostupnosti tuzemských zdrojů. Česká republika má zatím podstatnou výhodu v tom, že disponuje zásobami hnědého uhlí, které je významným primárním zdrojem pro výrobu elektřiny a dodávkového tepla.

Pokud jde o pojem dovoзовého paliva, je do této skupiny pro účely následujících hodnocení zahrnuto i jaderné palivo. Jaderné palivo má specifickou pozici. Donedávna se vzhledem k tuzemské těžbě uranu dalo alespoň částečně chápat jako palivo tuzemské, ale těžba uranu byla již ukončena, a do budoucna tedy není možné hovořit o něm jako o primárním zdroji tuzemského původu. Jaderné palivo se pro elektrárny obstarává již ve formě hotových palivových tyčí. Proto tedy ani z tohoto pohledu nelze hovořit o tuzemském zdroji primární energie, neboť Česká republika není schopna jaderné palivo vyrábět. Přestože toto palivo lze zakoupit předem a uchovávat v meziskladech v jaderných elektrárnách, a tudíž se jím v jistém smyslu předzásobit, je jaderné palivo vnímáno jako dovoзовý zdroj.

Posouzení soběstačnosti primárních energetických zdrojů je uvedeno na **obr. 7.3** pro elektroenergetiku včetně teplárenství a na **obr. 7.4** pro celkové primární energetické zdroje v ČR. Obrázek uvádí situaci vždy pro hlavní pětileté časové řezy a v rámci každého roku jsou srovnány obě řešené varianty, tj. Koncepční (K) a Nízkofosilní (N).

Obr. 7.3 Primární zdroje energie pro elektroenergetiku a teplárenství



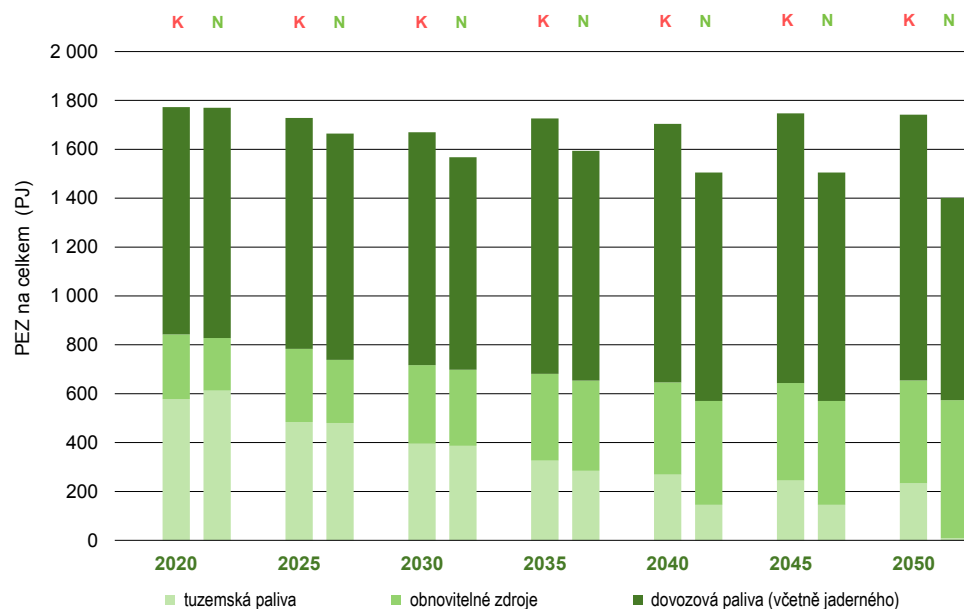
Z uvedených obrázků vyplývá, že podíl tuzemských paliv na primární energii bude do budoucna klesat. To je dáno především postupným útlumem těžby a následné spotřeby hnědého uhlí. Hnědouhelná ložiska dožívají z důvodu přirozeného vyčerpání využitelných zásob, část uhlí se časem stane nedostupnou z důvodu platnosti tzv. územně-ekologických limitů. Dalším důvodem nevyužívání uhlí jsou přísné limity emisí, které

jsou stanoveny i pro stávající výroby. To bude znamenat buď jejich odstavení, nebo přechod na jiné palivo, např. na zemní plyn nebo biomasu.

Pokles podílu tuzemských zdrojů je výraznější ve variantě Nízkofosilní, kde je tendence postupně do roku 2050 v podstatě eliminovat využití uhlí, což znamená nulový podíl tuzemských paliv. Trendy poklesu jsou patrné jak u primárních zdrojů pro elektroenergetiku a teplárenství, tak u celkových primárních zdrojů v ČR. Pokles spotřeby tuzemských paliv je nahrazen zvýšením podílu obnovitelných zdrojů a dováženého, především pak jaderného, paliva.

Dovozová paliva mají dnes v oblasti elektroenergetiky a CZT kvůli zahrnutí jaderného paliva mezi dovážené primární zdroje povahu většinových paliv. Z nich nejvýznamnější je tedy jaderné palivo, dalším je pak zemní plyn, jehož využití v elektroenergetice však zatím není tak rozsáhlé, nicméně do budoucna se bude zvyšovat. Znatelný nárůst bude patrný v Koncepční variantě, kde se plynem bude muset částečně pokrýt výpadek uhlí. V Nízkofosilní variantě bude zemní plyn využíván spíše jen jako doplňkové palivo a jeho potřeby pro energetiku se nebudou výrazně měnit.

Obr. 7.4 Skladba primárních zdrojů energie pro ČR jako celek

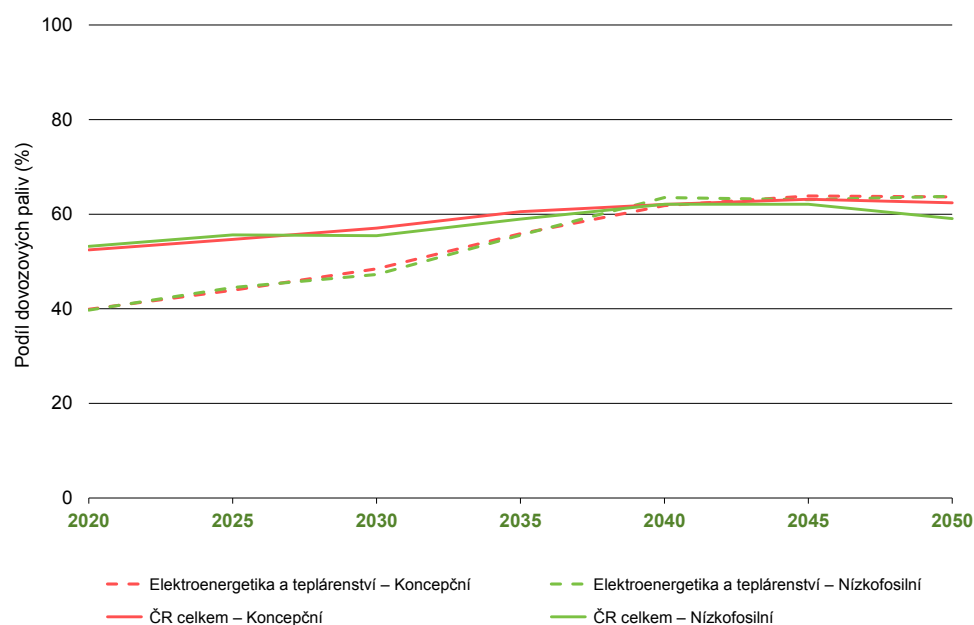


Výraznější, z pohledu dovozů, je ale situace v primárních zdrojích pro ČR jako celek. Díky tomu, že do ČR je dovážena naprostá většina kapalných paliv a jejich využití zejména v dopravě je značné, jsou dovozové primární zdroje ještě významnější než v samotné elektroenergetice

a teplárenství. Do roku 2050 se jejich uplatnění s časem postupně zvyšuje, a to jak v Koncepční variantě, tak i ve variantě Nízkofosilní. Ve vzdálenějších časových horizontech je jejich podíl na celkové spotřebě srovnatelný ať se jedná jen o elektroenergetiku a teplárenství, nebo ČR jako celek.

Celkové porovnání podílu dovozových paliv je na **obr. 7.5**. Jsou zde uvedeny obě varianty z pohledu elektroenergetiky a z pohledu ČR jako celku. Je zjevné, že odlišnosti jsou mezi elektroenergetikou a celkovou spotřebou v ČR, mezi oběma řešenými variantami navzájem rozdíly nejsou tak patrné.

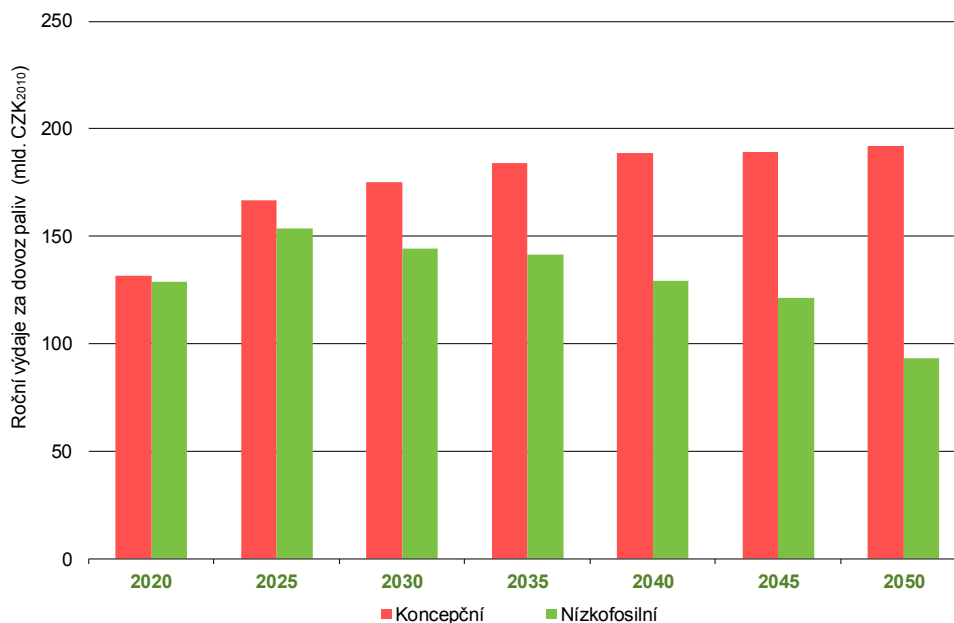
Obr. 7.5 Podíl dovozových paliv



Odlišně se v obou variantách vyvíjí náklady na dovoz PEZ. V Koncepční variantě tyto náklady rostou a v roce 2050 jsou téměř o 50 % vyšší oproti roku 2020. V Nízkofosilní variantě vykazují klesající tendenci a v roce 2050 jsou téměř o 25 % nižší oproti roku 2020. Tuto situaci ilustruje **obr. 7.6**. V roce 2050 jsou náklady na dovoz PEZ v Nízkofosilní variantě o cca 100 mld. CZK₂₀₁₀ nižší oproti variantě Koncepční. Za celé období 2020 až 2050 jsou náklady na dovoz PEZ v Nízkofosilní variantě o téměř 1400 mld. CZK₂₀₁₀ nižší oproti variantě Koncepční.

U obou variant klesá podíl ročního dovozu PEZ na HDP, ale u Nízkofosilní varianty je tento pokles výraznější, což může působit jako prorůstový faktor. Uvedený pokles je ilustrován **obr. 7.7**.

Obr. 7.6 Vývoj ročních výdajů za dovoz PEZ



Obr. 7.7 Vývoj podílu dovozu PEZ na HDP



7.3 Zjednodušené mezinárodní srovnání nákladů na obstarání energie

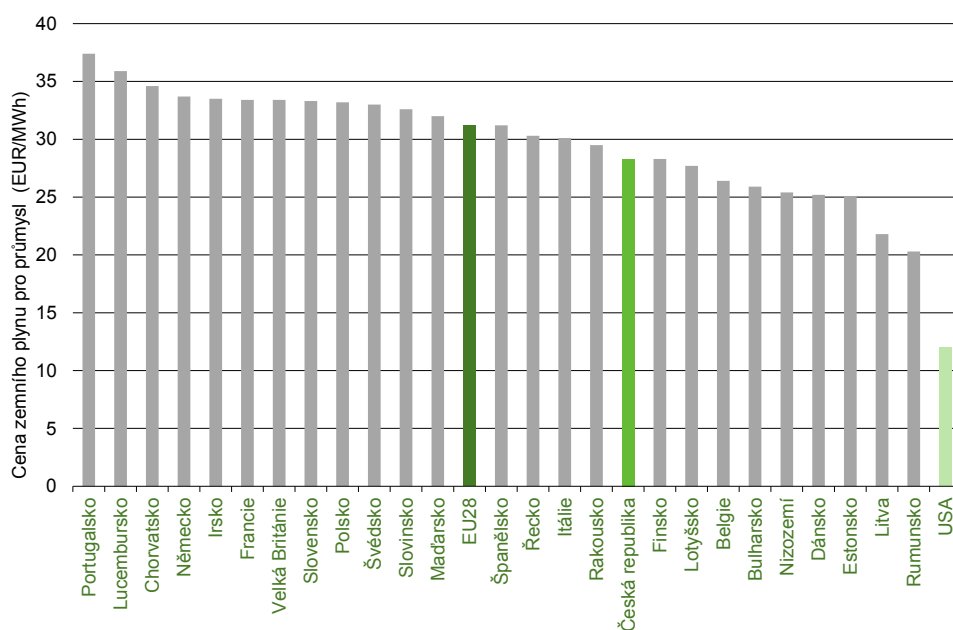
Vzhledem k tomu, že pro detailní analýzu nákladů na obstarání energie v zahraničí dosud chybí dostatek věrohodných podkladů, je zde provedeno zjednodušené srovnání pro zemní plyn a elektřinu v zemích EU28 a USA.

SOUČASNÝ STAV

Současné ceny (rok 2015) zemního plynu pro průměrného průmyslového odběratele podle dat EUROSTAT⁴⁷ a EIA⁴⁸ jsou uvedeny na **obr. 7.8** a pro domácnosti na **obr. 7.9**.

Ceny zemního plynu pro průmysl byly v EU28 v průměru více než dvojnásobné oproti USA. U domácností je tento poměr poněkud nižší (1,7), ale i zde je výrazný. Ceny plynu v ČR se výrazně neodlišují (jsou mírně nižší) od průměru EU28.

Obr. 7.8 Současné ceny zemního plynu pro průmyslového odběratele v EU28 a USA

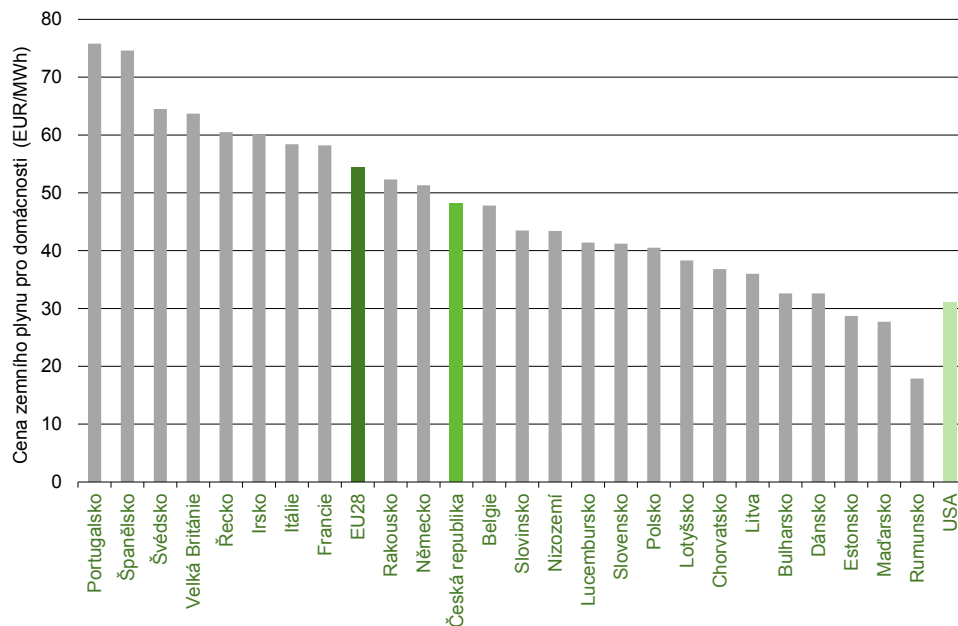


Data: EUROSTAT; EIA

⁴⁷ <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/main-tables>

⁴⁸ <http://www.eia.gov/>

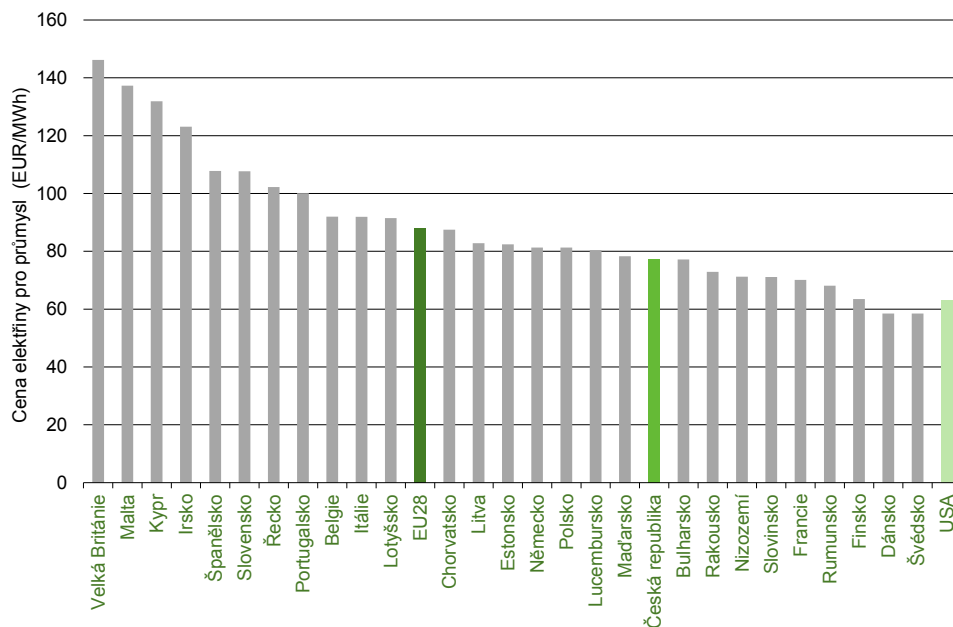
Obr. 7.9 Současné ceny zemního plynu pro domácnosti v EU28 a USA



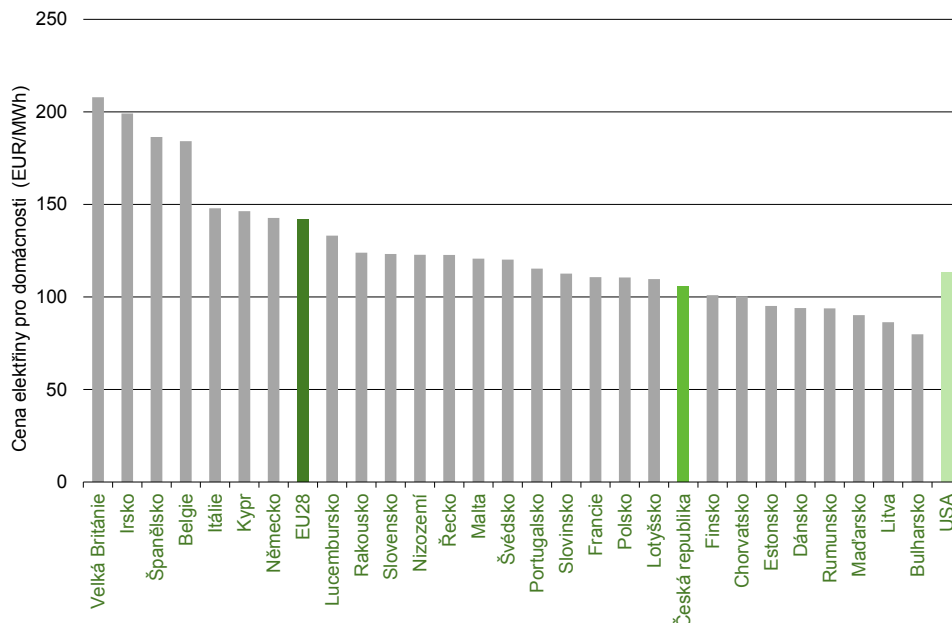
Data: EUROSTAT; EIA

Ceny elektřiny jsou v ČR nižší než v průměru EU28, a to u průmyslových odběratelů i domácností, což ilustrují **obr. 7.10** a **7.11**.

Obr. 7.10 Současné ceny elektřiny pro průmyslového odběratele v EU28 a USA



Data: EUROSTAT; EIA

Obr. 7.11 Současné ceny elektřiny pro domácnosti v EU28 a USA

Data: EUROSTAT; EIA

V současnosti je situace v ČR v rámci EU28 v celku dobrá a ceny elektřiny ani plynu nelze považovat při srovnání s ostatními členskými státy za nepřiměřeně vysoké.

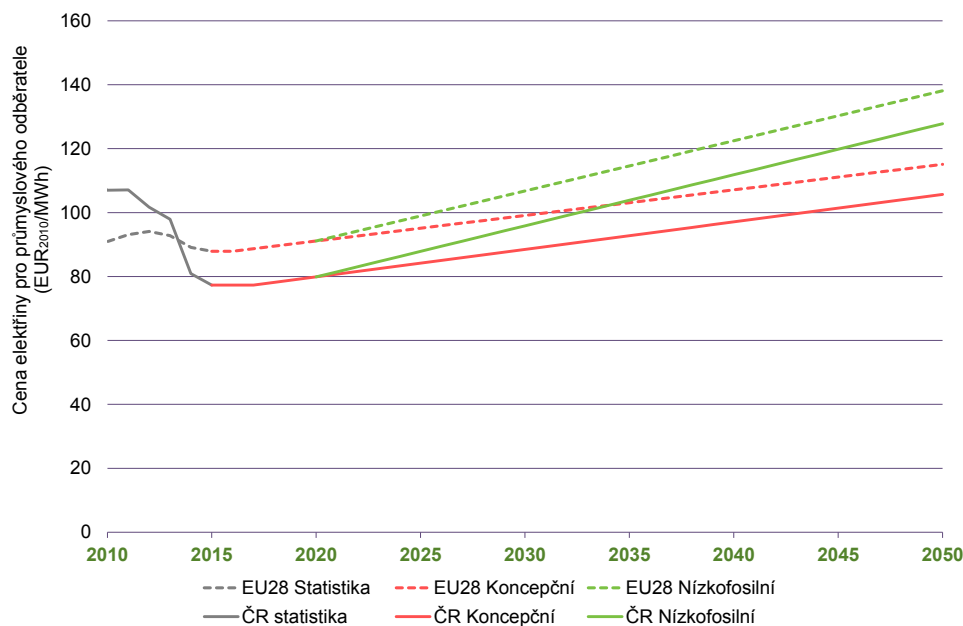
VÝHLED DO BUDOUCNA

Do budoucna by se pozice České republiky mohla změnit. Nejvýznamnější energetickou komoditou z hlediska konkurenceschopnosti bude pravděpodobně elektřina, neboť u ostatních komodit lze očekávat, že vývoj jejich cen v jednotlivých zemích bude obdobný. Pokud se reálná cena elektřiny bude vyvíjet v souladu s očekávaným růstem výrobních nákladů elektřiny, pak by se reálná cena silové elektřiny mohla zvýšit i o více jak 150 % (v Nízkofosilní variantě) a cena pro konečné spotřebitele o více než 50 %. V Koncepční variantě se rovněž očekává růst cen elektřiny, ale ten by měl být významně nižší oproti Nízkofosilní variantě. Tuto situaci ilustruje **obr. 7.12**. Uvedený graf je pouze ilustrativní a má naznačit, že přechodem na Nízkofosilní variantu rozvoje se konkurenční pozice ČR vůči ostatním zemím EU28 nemusí změnit, pokud i ostatní členské země budou podporovat tento směr rozvoje.

V sektoru průmyslu je pozice ČR vůči ostatním zemím EU28 relativně nevýhodná vzhledem k vyššímu podílu energeticky náročného průmyslu (hutnictví, chemický průmysl, výroba skla, keramiky a stavebních hmot, výroba papíru a celulózy). Přechod k nízkouhlíkové ekonomice by

do roku 2050 mohl znamenat výrazné omezení produkce některých výrobků, popř. výraznou změnu ve struktuře průmyslových oborů v ČR s tím, že je třeba prověřit vliv případných strukturálních změn na hlavní makroekonomické veličiny a dále vyhodnocovat ukazatele konkurenceschopnosti oproti produkci se zemí mimo EU, vč. uplatnění opatření vedoucích k ochraně před tzv. „únikem uhlíku“.

Obr. 7.12 Srovnání vývoje ceny elektřiny pro průmyslového odběratele



V sektoru dopravy lze považovat pozici jednotlivých zemí EU28 za obdobnou. Prakticky úplné vyloučení spotřeby ropných produktů do roku 2050 v Nízko fosilní variantě by zřejmě kladlo vysoké nároky na rozvoj sektoru biopaliv, pokud by se nepředpokládala úplná elektrifikace a plynofikace dopravy. Reálnost takového vývoje je však třeba dále podrobně analyzovat.

V sektoru služeb a domácností lze rovněž pozici ČR považovat za obdobnou k ostatním zemím EU28. Nízko fosilní varianta by v tomto sektoru vyžadovala především velmi vysoké úspory energie a tomu odpovídající investice.

Obecně lze očekávat, že směrem k nízko fosilní ekonomice se budou rozvíjet všechny země EU28 a konkurenční pozice české ekonomiky v Nízko fosilní variantě by mohla být ohrožena především vůči třetím zemím, které by se nerozvíjely obdobnou cestou, popř. by touto rozvoji nevěnovali ekvivalentní úsilí.

Zvláště v elektroenergetice však situace není zcela jednoznačná. I v rámci EU28 je výchozí pozice jednotlivých zemí různá. Existují zde země (Francie, Rakousko, Slovensko), kde podíl fosilní elektroenergetiky je relativně malý a přechod k nízkouhlíkové elektroenergetice může být relativně snadnější.

Na druhé straně stojí země, jejichž elektroenergetika je založena převážně na fosilních palivech (Polsko, ČR), kde přechod k nízkouhlíkové elektroenergetice může být náročnější. Tyto země však stále mají v mnoha oblastech pro snižování emisí vyšší potenciál a nižší jednotkové náklady na zamezení (Kč/1t CO₂ekv.).

I přesto, že si řada zemí (např. SE, DE, FR nebo UK) stanovila dlouhodobé cíle přechodu na nízkouhlíkovou ekonomiku, podrobné analýzy možného nízkofosilního vývoje do roku 2050 dosud nejsou zcela uzavřeny a ty původní zpracované Evropskou komisí budou v brzké době aktualizovány s ohledem na nový vývoj po přijetí Pařížské dohody. Nicméně již dostupné scénáře vývoje evropské energetické a emisní bilance naznačují, že snížení emisí skleníkových plynů k roku 2050 o minimálně 80 % oproti roku 1990 bude velmi náročný úkol. Například scénář NPS z aktuální studie WEO 2015⁴⁹ očekává pro EU28 snížení emisí skleníkových plynů v roce 2040 o 51 % oproti roku 1990. Pokud bychom předpokládali extrapolaci základního trendu, pak by pro rok 2050 vycházelo snížení emisí skleníkových plynů o 62 %.

Na základě dosavadních analýz nelze tvrdit, že snížení emisí o 80 % v roce 2050 je nemožné. Nicméně tyto analýzy naznačují, že takové snížení emisí bude přinejmenším velmi nákladné a možné jsou i dopady na hospodářský růst, který by mohl být pomalejší než v případě scénářů konzervativních. Do celkového hodnocení je však třeba promítnout i další aspekty jako např. vliv na tvorbu pracovních míst, úsporu nákladů na dovoz paliv nebo externí náklady související se zdravím obyvatel a změnou klimatu.

⁴⁹ <http://www.iea.org/publications/>

8 Stanovení externích nákladů

Součástí studie je vyhodnocení Koncepční a Nizkofosilní varianty z hlediska externích nákladů. Vyhodnocení externalit je provedeno pro sektor energetiky a dopravy. Sledované efekty představují zdravotní a další environmentální dopady klasických znečišťujících látek a dopady působené emisemi skleníkových plynů.

Vyhodnocení externích nákladů obou variant vychází z následujících předpokladů:

- do hodnocení externích nákladů jsou zahrnuty následující znečišťující látky – SO_2 , NO_x , TZL, resp. emise prašného aerosolu frakce PM_{10} a $\text{PM}_{2,5}$ a pro dopravu NMVOC. U emisí PM_{10} a $\text{PM}_{2,5}$ a NO_x jsou hodnoceny přímé zdravotní a environmentální účinky, v případě SO_2 a NO_x jsou hodnoceny také nepřímé účinky (tj. jako vliv prekursorů sekundárních znečišťujících látek – ozonu, sulfátů a nitrátů). Rovněž jsou hodnoceny dopady příspěvku CO_2 ke škodám ze změny klimatu. V případě jaderných zdrojů jsou hodnoceny dopady emisí radionuklidů.
- hodnocené dopady zahrnují účinky primárních a sekundárních znečišťujících látek na lidské zdraví (úmrtnost a nemocnost), na zemědělskou úrodu, stavební materiály a ekosystémy. U radionuklidů jsou hodnoceny dopady na lidské zdraví – rakovina smrtelná, rakovina léčitelná a dědičné poškození. U dopadů ze změny klimatu se jedná o společenské náklady uhlíku, tj. čistá současná hodnota tržních a netržních efektů způsobené v důsledku emise skleníkových plynů.
- výpočet externích nákladů zahrnuje pouze fázi provozu jednotlivých energetických zařízení (výrobu elektřiny a tepla) a provozu dopravních vozidel. Hodnocení nezahrnuje dopady související s dalšími fázemi palivového cyklu (např. těžba a přepracování paliva, uložení odpadů, demontáž zařízení).
- dopady pro sektor energetiky zahrnují externí náklady vzniklé v důsledku výroby energie, včetně elektřiny spotřebované nárůstem elektromobility. Změna externích nákladů ze snížení emisí látek znečišťujících ovzduší a skleníkových plynů v důsledku změny struktury vozového parku – přesun od spalovacích motorů k vozidlům na elektrický pohon – je přiřazena sektoru dopravy.
- dopady hodnocených primárních a sekundárních znečišťujících látek a příspěvek CO_2 ke škodám ze změny klimatu jsou vyčísleny z hlediska lokální perspektivy (dopady na území České republiky)

a z hlediska regionální / globální perspektivy. Lokální dopady ze změny klimatu byly ve studii pouze aproximovány podílem HDP ČR na světovém HDP v roce 2014. Externí náklady ze znečišťujících látek vypouštěných vozidly jsou přiřazeny lokálním dopadům.

- hodnoty externích nákladů jsou vyjádřeny v cenové úrovni roku 2010; peněžní hodnoty jednotlivých dopadů jsou zpravidla určeny ochotou platit, která se mění v čase v závislosti na vývoji reálných příjmů; vývoj reálných příjmů byl aproximován růstem HDP projektovaný OECD pro Českou republiku a socio-ekonomický růst tzv. SSP2 (*Shared Socioeconomic Pathways*) (více SSP Database na <https://tntcat.iiasa.ac.at/SspDb>).

8.1 Sektor energetiky

Celkové externí náklady z výroby elektrické energie a tepla za posuzované období 2020-2050 činí 2 509 mld. Kč ve variantě Koncepční a 2 010 mld. Kč ve variantě Nízko fosilní. Zamezené externí náklady vlivem naplnění antifosilního zákona, tedy vlivem zmírnění dopadů znečištění ovzduší a škod ze změny klimatu, se pohybují okolo 498 mld. Kč. Z toho dopady na území České republiky činí 134 mld. Kč ve variantě Koncepční a 122 mld. Kč ve variantě Nízko fosilní. Zamezené externí náklady pro území ČR jsou pak 12 mld. Kč (viz **tab. 8.1**)

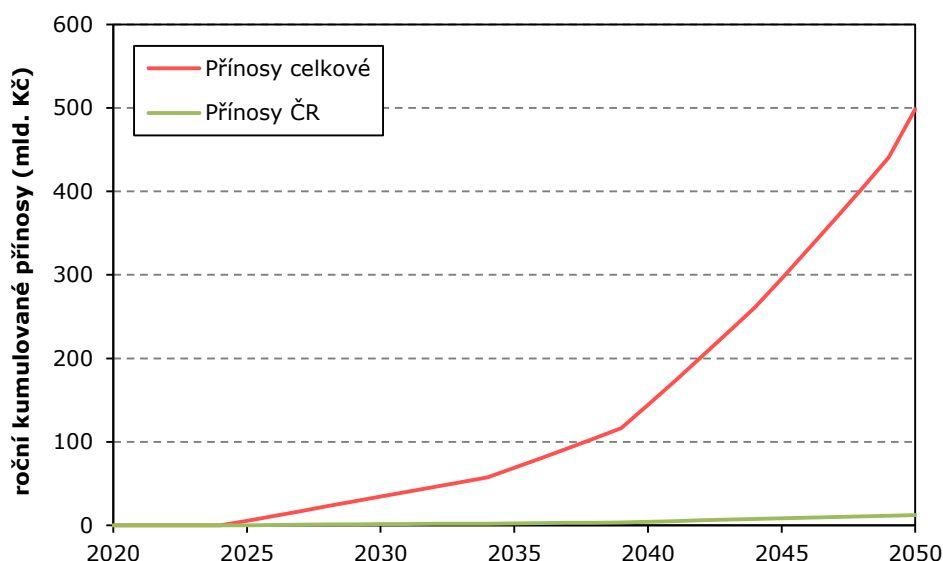
Tab. 8.1 Rozdělení externích nákladů podle místa působení dopadů (mld. Kč)

Varianta / Dopady	Dopady ČR	Dopady mimo ČR	Dopady celkem
Koncepční	134,0	2 374,8	2 508,8
Nízko fosilní	121,5	1 888,8	2 010,3
Rozdíl	12,4	486,1	498,5

Grafické srovnání vývoje celkových kumulovaných přínosů – tedy zamezených externích nákladů vlivem naplnění antifosilního zákona je zobrazeno v **obr. 8.1**, kde je znázorněn průběh celkových regionálních / globálních přínosů a přínosů ze zmírnění dopadů na území ČR.

K celkové výši externích nákladů výrazně přispívají škody způsobené emisemi CO₂, tvoří 57 % z celkových externích nákladů ve variantě Koncepční, 54 % ve variantě Nízko fosilní. Z hlediska struktury dopadů na území ČR pak škody vlivem CO₂ tvoří zanedbatelnou část okolo 4 %. V domácím měřítku je výrazné zastoupení škodlivin jako je SO₂ (okolo 4 %) a NO_x (okolo 50 %). Vliv prašného aerosolu se pohybuje okolo 6 % (viz **tab. 8.2**).

Obr. 8.1 Vývoj celkových kumulovaných přínosů při naplnění Nízkofosilní varianty (oproti Koncepční variantě, mld. Kč)



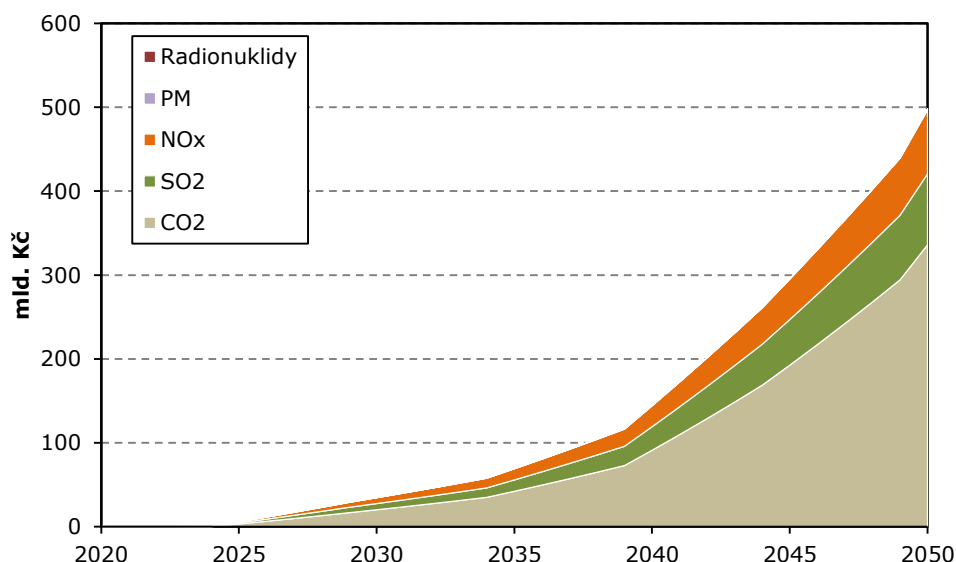
Tab. 8.2 Rozdělení externích nákladů podle posuzovaných znečišťujících látek (mld. Kč)

Varianta / Polutant	SO ₂	NO _x	PM	CO ₂	Radionuklidy	Celkem
Koncepční	467,2	530,0	56,3	1 423,7	31,6	2 508,8
Nízkofosilní	382,5	453,5	56,1	1 087,7	30,4	2 010,3
Rozdíl	84,7	76,5	0,2	335,9	1,2	498,5
Z toho: Dopady na území ČR						
Koncepční	53,2	67,2	8,2	5,5	-	134,0
Nízkofosilní	47,5	60,1	9,8	4,2	-	121,5
Rozdíl	5,7	7,1	-1,6	1,3	-	12,4

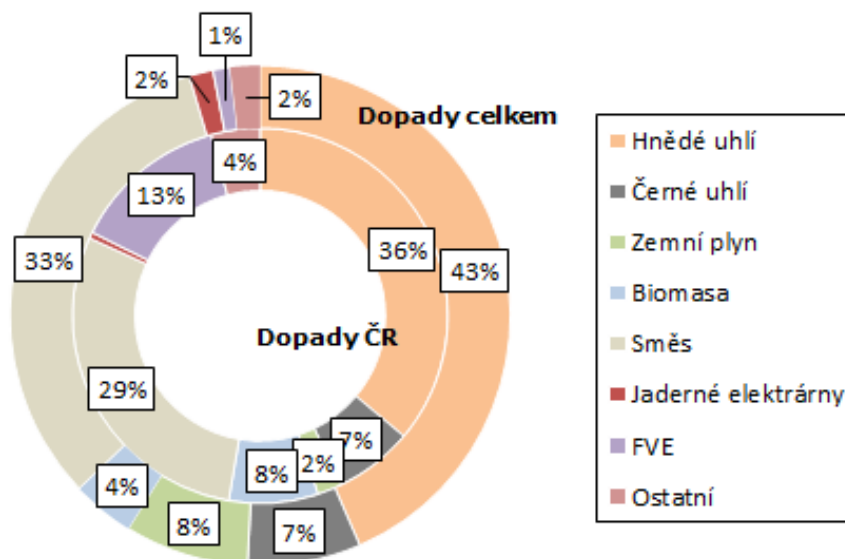
Vývoj kumulovaných zamezených externích nákladů pro jednotlivé znečišťující látky v důsledku naplnění antifosilního zákona je zobrazen na **obr. 8.2**. Jedná se o globální pohled, kde je opět patrné významné zastoupení škod vlivem CO₂.

Výrazné zastoupení na celkových externích nákladech jak z domácího tak i z globálního hlediska mají dopady uhelných energetických zdrojů a energetická zařízení spalující vícero paliv (viz **obr. 8.3**).

Obr. 8.2 Vývoj kumulovaných přínosů podle jednotlivých druhů znečišťujících látek při naplnění Nízkofošilní varianty (oproti Koncepční variantě, mld. Kč)



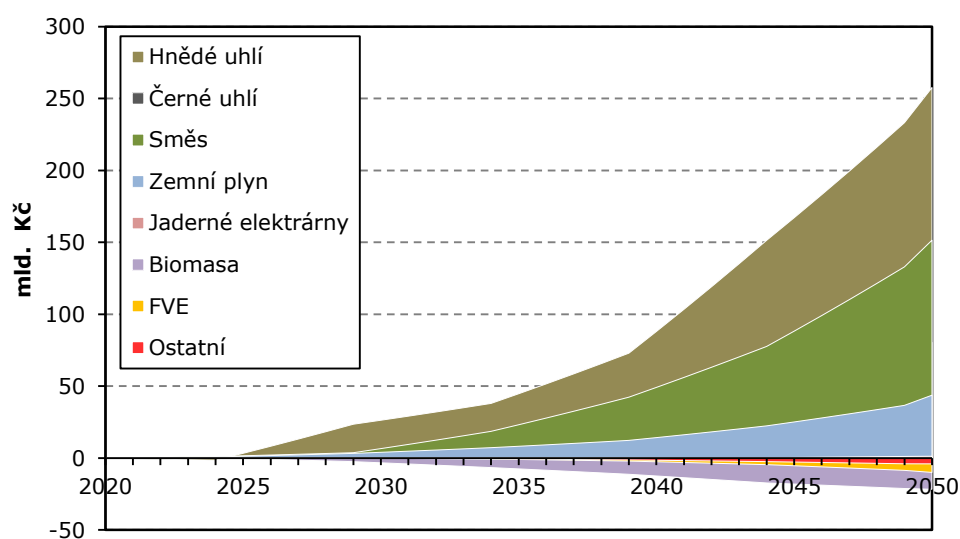
Obr. 8.3 Struktura externích nákladů podle zdrojů pro Nízkofošilní scénář – celkové dopady a dopady na ČR (%)



Energetická zařízení spalující hnědé uhlí se podílí na dopadech v ČR z 36 %, na celkových dopadech pak ze 43 %. Další energetické zdroje, které se podílí na dopadech v ČR, jsou fotovoltaické elektrárny (FVE) s 13 % a také biomasa (8 %).

Vývoj kumulovaných zamezených externích nákladů – globální pohled – v důsledku naplnění antifosilního zákona podle jednotlivých kategorií energetických zařízení je znázorněn na **obr. 8.4**. Zde je patrný zejména přínos ze snížení výroby elektrické energie a tepla z hnědouhelných zdrojů a zdrojů spalující směs. Také je patrný mírný nárůst externích nákladů vlivem spalování biomasy.

Obr. 8.4 Vývoj kumulovaných přínosů pro jednotlivé kategorie energetických zdrojů při naplnění Nízkofošilní varianty (oproti Koncepční variantě, mld. Kč)



Další **tab. 8.3** ilustruje strukturu externích nákladů podle jednotlivých kategorií dopadů.

Tab. 8.3 Rozdělení externích nákladů podle kategorie dopadů (mld. Kč)

Varianta / Dopad	Lidské zdraví	Biodiverzita	Zemědělská produkce	Materiály	CO ₂	Celkem
Koncepční	924,2	110,8	18,5	31,6	1 423,7	2 508,8
Nízkofošilní	788,2	92,5	15,9	26,1	1 087,7	2 010,3
Rozdíl	136,0	18,3	2,6	5,6	335,9	498,5
Z toho: Dopady na území ČR						
Koncepční	103,0	21,8	3,4	0,3	5,5	134,0
Nízkofošilní	95,3	18,7	2,9	0,5	4,2	121,5
Rozdíl	7,8	3,2	0,4	-0,2	1,3	12,4

Z globálního hlediska, jak již bylo zmíněno, jsou významné dopady vlivem emisí CO₂ a jejich příspěvku ke klimatické změně. Nicméně z domácího pohledu, dopadu na ČR, převažují účinky primárních a

sekundárních znečišťujících látek na zdraví obyvatel. Tato kategorie tvoří 77 % z celkových dopadů na území ČR. Dalšími 16 % se podílejí dopady vlivem acidifikace a eutrofizace na ekosystémy.

V metodické části věnované hodnocení škod vlivem emisí skleníkových plynů byly pro výpočet těchto škod doporučeny dvě hodnoty společenských nákladů uhlíku, střední hodnota ve výši 750 Kč / t CO₂ pro emise vypuštěné v roce 2015 a dolní mez hodnoty ve výši 250 Kč / t CO₂ emitované v roce 2015. **Tab. 8.4** přináší výsledky citlivostní analýzy, vlivu předpokládané hodnoty škod působených emisemi skleníkových plynů. V případě použití dolní meze hodnoty CO₂ ovlivní výsledky externích nákladů zejména počítané pro globální úroveň. Hodnota škod působených emisemi skleníkových plynů se sníží o 58 %, nyní škody vlivem CO₂ představují 36 % z celkových externích nákladů. V perspektivě dopadů na území ČR je vliv předpokladu o hodnotě CO₂ zanedbatelný, zde dopady CO₂ tvoří z původních 4 % nyní 2 % z celkových dopadů na území ČR.

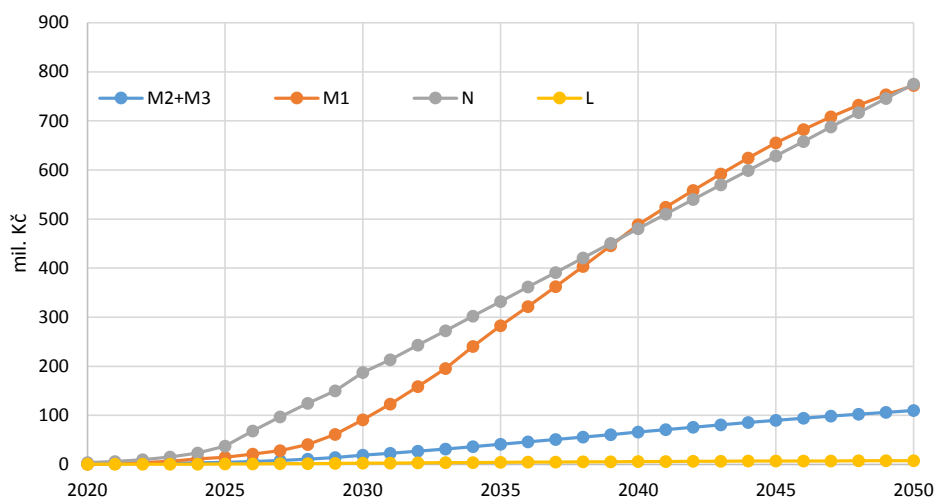
Tab. 8.4 Celkové externí náklady podle hodnoty CO₂ (mld. Kč)

Varianta / Dopad	Environ. a zdravotní dopady	CO ₂		Externí náklady celkem	
		střed	dolní mez	střed	dolní mez
Koncepční	1 085,1	1 423,7	597,4	2 508,8	1 682,5
Nízkofošilní	922,6	1 087,7	437,6	2 010,3	1 360,2
Rozdíl	162,6	335,9	159,8	498,5	322,4
Z toho: Dopady na území ČR					
Koncepční	128,5	5,5	2,3	134,0	130,8
Nízkofošilní	117,4	4,2	1,7	121,5	119,1
Rozdíl	11,2	1,3	0,6	12,4	11,8

8.2 Sektor dopravy

Zamezené externí náklady ze znečištění ovzduší z užití elektropohonů při naplnění Nízkofošilního scénáře (oproti Koncepčnímu scénáři) přibližuje následující graf. Dominantní přínosy přináší snížení externích nákladů z emisí vozidlových kategorií osobní a nákladní automobily, které se u obou kategorií pohybuje v řádech stovek milionů Kč ročně. Takřka srovnatelná velikost přínosu, avšak rozdílné spotřeby elektřiny u těchto kategorií vozidel (viz **obrázek 8.5**), ukazují na potenciálně významně vyšší efekt při substituci motorové nafty. Za všechny kategorie vozidel se přínos v podobě snížení externích nákladů z provozu na konci hodnoceného období (tj. v roce 2050) pohybuje okolo 1,6 mld. Kč.

Obr. 8.5 Zamezené externí náklady ze znečištění ovzduší z užití elektropohonů při naplnění Nízkofošilního scénáře (oproti Koncepčnímu scénáři, v mil. Kč)



Přínosy zavedení antifosilního zákona na škody ze změny klimatu představují jednak pozitivní efekty náhrady konvenčních vozidel vozidly na elektrický pohon a negativní efekt snížení podílu CNG ve skladbě vozového parku. Celkový efekt Nízkofošilního scénáře na dopady ze změny klimatu je pozitivní, do roku 2050 dochází ke snížení externích nákladů ve výši 5,5 mld. Kč (střední hodnota SCC), za předpokladu nízkého scénáře hodnoty SCC činí celkové úspory škod 9 mld. Kč. Lokální dopady ze změny klimatu jsou zanedbatelné.

Celkové externí náklady ze znečištění ovzduší a změny klimatu z užití elektropohonů včetně vlivu Nízkofošilního scénáře na podíl CNG činí 27,6 mld. Kč, lokální dopady jsou 22,1 mld. Kč, přičemž téměř celá část z emisí znečišťujících látek.

8.3 Srovnání externích nákladů obou variant

Celkové externí náklady varianty Koncepční jsou v období 2020-2050 kumulovaně o 526 mld. Kč, přičemž lokální dopady se na této sumě podílí 35 mld. Kč.

Emise z dopravy přispívají k hodnotě rozdílu celkových externích nákladů 5 %, v případě lokálních dopadů je jejich podíl výrazně vyšší a činí 64 %.

Znečišťující látky přispívají k rozdílu celkových kvantifikovaných dopadů 35 %, zbytek dopadů (65 %) je způsoben v důsledku emisí skleníkových

plynů. V případě lokálních dopadů je podíl dopadů ze změny klimatu zanedbatelný a činí pouze 4 %.

Tab. 8.5 Rozdíl celkových externích nákladů varianty Koncepční a Nízkouhlíkové (kumulovaně za 2020 až 2050, mld. Kč)

	Lokální dopady	Celkové dopady
Energetika		
Znečišťující látky	11.2	162.6
Změna klimatu	1.3	335.9
Mezisoučet	12.4	498.5
Doprava		
Znečišťující látky	22.1	22.1
Změna klimatu	0.0	5.5
Mezisoučet	22.1	27.6
Celkem		
Znečišťující látky	33.2	184.6
Změna klimatu	1.3	341.5
Součet	34.5	526.1

9 Shrnutí a závěry

Zpráva přináší analýzu dopadů odklonu od využívání fosilních zdrojů energie a výrazného snížení emisí skleníkových plynů do roku 2050, který předpokládá návrh tzv. antifosilního zákona (viz kapitola 2.1). Z hlediska výstupů analýzy jsou jako negativním dopady odklonu uvažovány vyšší náklady na zajištění poptávky po energii, včetně možného nižšího tempa růstu HDP oproti variantě koncepční. Pozitivní dopady jsou pak očekávány především u snížení emisí skleníkových plynů a znečišťujících látek, což se projeví v nižších externalitách, a snížení nákladů na dovoz paliv, včetně pozitivního dopadu do platební bilance ČR. Pozitivní dopady jsou očekávány také v oblasti zaměstnanosti a výši mezd. Podrobněji níže.

Analýza srovnávala vývoj dle dvou variant. Koncepční varianta je blízká platné SEK, která je kompromisem s cílem eliminovat rizika budoucího jednostranného vývoje. Koncepční varianta znamená postupný přechod k více diferencované energetice s vyšším množstvím obnovitelných a jaderných zdrojů, ale i nových, decentrálních technologií. Nízko fosilní varianta oproti tomu modeluje situaci, kdy je požadováno do roku 2050 splnit požadavky *Energy Roadmap* z roku 2011, a tím dospět do stavu téměř bezfosilní energetiky tak, jak předpokládá návrh antifosilního zákona, jehož dopady studie analyzuje. Pro zajištění poptávky po energii bylo v této variantě postupováno od nejlevnějších opatření k těm dražším. Varianta předpokládá velmi vysokou výrobu elektřiny z obnovitelných zdrojů, doplněnou nutnou vysokou výrobou z jaderných zdrojů. V prostředí České republiky za jadernou energii, především při požadavku na výrazné snížení emisí skleníkových plynů, neexistuje v současné době odpovídající náhrada.

Dopady na spotřebu fosilních paliv a do energetické bilance ČR

Česká republika je z 80 % závislá na fosilních palivech, kterými jsou uhlí, ropa a zemní plyn. V Koncepční variantě činí v roce 2050 podíl fosilních paliv na konečné spotřebě okolo 50 %, v Nízko fosilní je závislost na fosilních zdrojích pouze okolo 35 %.

Nízko fosilní varianta předpokládá výrazně vyšší úspory energie oproti variantě Koncepční a také předpokládá v horizontu roku 2050 prakticky úplnou eliminaci spotřeby uhlí a ropných produktů. Dosažení takových úspor by ve svém důsledku mohlo znamenat výrazné omezení produkce některých energeticky náročných výrobků, popř. výraznou změnu ve struktuře průmyslových oborů a zásadní změnu technologií a paliv v dopravě. Reálnost a vhodnost jednotlivých variant by však bylo vhodné dále podrobněji analyzovat.

Dopady do emisí skleníkových plynů

U obou zkoumaných variant rozvoje dojde k výrazným poklesům emisí skleníkových plynů, a to v průběhu celého zkoumaného období. U varianty Koncepční lze mezi roky 1990 a 2050 očekávat pokles emisí GHG o 62 % zatímco u varianty Nízkofosilní o 83 %.

Dopady do emisí znečišťujících látek

Obdobně jako u bilancí GHG bude docházet k omezení produkce emisí znečišťujících látek. U varianty Koncepční lze mezi roky 1990 a 2050 očekávat pokles emisí TZL o 95 %, u NO_x o 89 %, u SO₂ o 98,6 %, zatímco u varianty Nízkofosilní u TZL o 96 %, u NO_x o 95 %, u SO₂ o 99,7 %.

Dopady do nákladovosti energetiky a další ekonomické dopady

Z makroekonomického hlediska lze konstatovat, že snížení emisí skleníkových plynů o více jak 80 % k roku 2050 je doprovázeno vyššími náklady na provoz energetiky, které se mohou projevit nižším tempem růstu HPH oproti variantě koncepční. V Nízkofosilní variantě budou nižší výdaje za centralizovaně dodávané teplo, ale toto snížení je relativně malé v důsledku předpokládaného přechodu systému CZT z uhlí na zemní plyn.

Vzhledem k času poskytnutému na zpracování studie a dostupnosti modelů byl použit zjednodušený postup hodnocení nákladovosti (nebyly zahrnuty efekty reakce strany poptávky na změny cen či efekt obecné rovnováhy). Zároveň však nebyly detailně zahrnuty všechny nepřímé vyvolané náklady, které by byly vynuceny především ve variantě Nízkofosilní (dominantně jde o náklady na systém inteligentního měření, řízení a komunikace a na vynucené úpravy elektrických sítí na nejnižších napěťových úrovních).

Oproti pozvolnějšímu snižování emisí se mohou tedy projevit zejména následující faktory:

- výrazný nárůst výrobních nákladů elektřiny: v Koncepční variantě v roce 2050 výrobní náklady dosahují hodnot kolem 90 EUR₂₀₁₀/MWh, v Nízkouhlíkové variantě přesahují 170 EUR₂₀₁₀/MWh (při diskontní sazbě 5 %),
- nárůst výrobních nákladů centrálně dodávaného tepla: v Koncepční variantě v roce 2050 výrobní náklady dosahují hodnot kolem 360 CZK₂₀₁₀/GJ, v Nízkouhlíkové variantě přesahují 440 CZK₂₀₁₀/GJ,
- nárůst výdajů za energie ve výrobní sféře i domácnostech, zejména v důsledku zvýšení cen elektřiny, a to i v případě výrazných úspor

energie; rozdíl výdajů na energie mezi Nízkofosilní a Koncepční variantou za celé období 2020 až 2050 dosahuje kumulovaně téměř 1400 mld. CZK₂₀₁₀,

- možné snížení tempa růstu HPH v důsledku rychlejšího růstu výdajů za energie; za využití zjednodušené metody odhadujeme, že v roce 2050 by HPH v Nízkofosilní variantě mohla být o 4 % (cca 300 mld. CZK₂₀₁₀) nižší oproti variantě Koncepční,
- v Nízkofosilní variantě se sníží potřeba dovozu paliv a v roce 2050 by náklady na dovoz paliv mohly být o cca 100 mld. nižší oproti variantě Koncepční; za celé období 2020 až 2050 jsou náklady na dovoz PEZ v Nízkofosilní variantě o téměř 1400 mld. CZK₂₀₁₀ nižší oproti variantě Koncepční.

Dopady na vývoj externích nákladů

Snížení externích nákladů dle varianty Nízkofosilní oproti Koncepční za období 2020 až 2050 činí kumulovaně 526 mld. CZK₂₀₁₀, přičemž lokální dopady (dopady pro obyvatele ČR) se na této sumě podílí 35 mld. CZK₂₀₁₀.

Emise z dopravy přispívají k hodnotě celkových externích nákladů 5 %, v případě lokálních dopadů je jejich podíl výrazně vyšší a činí 64 %.

Znečišťující látky přispívají k celkovým kvantifikovaným dopadům 35 %, zbytek dopadů (65 %) je způsoben produkcí emisí skleníkových plynů. Lokální dopady ze změny klimatu jsou v celkovém úhrnu spíše zanedbatelné a činí pouze 4 %.

Dopady na energetickou náročnost

Energetická náročnost, počítaná jako podíl celkových primárních energetických zdrojů a hrubé přidané hodnoty, klesá v obou variantách, ale v Nízkofosilní variantě je tento pokles výraznější. V Koncepční variantě by pokles energetické náročnosti oproti dnešku činil přibližně 55 %. V Nízkofosilní variantě by pokles energetické náročnosti v roce 2050 přesáhl 62 % současné hodnoty.

Dopady na energetickou soběstačnost a dovoz PEZ

Vývoj dle Nízkofosilní varianty by vedl k výraznému snížení výdajů na dovoz PEZ a ve srovnání s vývojem dle Koncepční varianty tedy i k nižší dovozní energetické závislosti ČR. Podíl dovozu PEZ (včetně jaderného paliva) na HDP v roce 2050 je v Nízkofosilní variantě zhruba poloviční oproti variantě Koncepční a zahrnuje pouze dovoz zemního plynu a jaderného paliva. Výdaje na dovoz paliv v roce 2050 v Nízkouhlíkové variantě jsou o cca 100 mld. CZK₂₀₁₀ nižší oproti variantě Koncepční. Za

celé období 2020 až 2050 jsou náklady na dovoz PEZ v Nízkofosilní variantě o téměř 1400 mld. CZK₂₀₁₀ nižší oproti variantě Koncepční.

Dopady na tvorbu pracovních míst a výši mezd

Celkově odhadujeme, že počet pracovníků v energetice a těžebním průmyslu poklesne o 5 tis. pracovníků v Koncepční variantě a naopak v Nízkofosilní variantě vzroste počet pracovníků energetiky o 9 tis. osob. Celkový rozdíl v počtu pracovníků mezi variantami tedy činí 14 tis. osob v roce 2050. Vzhledem k počtu pracovníků v energetice je tento rozdíl významný, ale vzhledem k celkovému počtu pracovníků v národní ekonomice lze tyto rozdíly mezi variantami považovat za nepříliš významné.

Ve variantně Nízkofosilní odhadujeme vyšší růst mezd zaměstnanců v energetice. Zatímco v Koncepční variantě odhadujeme, že do roku 2050 bude nárůst reálné průměrné mzdy o cca 70 % oproti dnešku, u Nízkofosilní varianty by to mohlo být o cca 100 %.

Celkové zhodnocení a doporučení

Provedená studie ukazuje, že snížení emisí skleníkových plynů v ČR k roku 2050 o 80 % oproti roku 1990 je možné. Z pohledu dnes známých technologií a aktuálně indikovaných rovnovážných vývojových trendů všech sledovaných veličin a bez započtení vlivu externalit energetického hospodářství, které je provedeno samostatně, je nutno konstatovat, že by splnění tohoto požadavku tak, jak ukazují analýzy varianty Nízkofosilní, mohlo vést k mírnému snížení tempa růstu přidané hodnoty oproti variantě Koncepční.

Pokud by splnění tohoto či podobného cíle bylo požadováno jen na úrovni státu či na úrovni Evropské unie, mohlo by vést k určitému snížení konkurenceschopnosti na úrovni ČR resp. EU. Doporučujeme tedy kontinuálně sledovat vývoj ve stanovování cílů a formulaci politik s vlivem na využívání fosilních zdrojů na úrovni EU i celosvětově. Doporučujeme, aby byl dlouhodobý cíl snižování využití fosilních zdrojů pro ČR určen indikativně, tedy jako směrná hodnota, která bude reagovat na výše zmíněné aspekty týkající se konkurenceschopnosti, rozvoje v oblasti čistých technologií a vyhodnocení ekonomických a sociálních poměrů ČR.

Studie nabízí mnoho údajů a srovnání. Mezi jinými je pravděpodobně nejdůležitější srovnání výdajů resp. nákladů a snížení externích nákladů provozu nízkofosilní energetiky:

- nárůst výdajů za energie ve výrobní sféře i domácnostech pro variantu Nízko fosilní oproti Koncepční za období 2020 až 2050 činí kumulovaně přibližně 1 400 mld. CZK₂₀₁₀ (v průměru cca 46 mld. CZK₂₀₁₀/rok),
- snížení externích nákladů dle varianty Nízko fosilní oproti Koncepční za období 2020 až 2050 činí kumulovaně 526 mld. CZK₂₀₁₀, přičemž lokální dopady se na této sumě podílí 35 mld. CZK₂₀₁₀,
- za celé období 2020 až 2050 jsou náklady na dovoz PEZ v Nízko fosilní variantě o téměř 1400 mld. CZK₂₀₁₀ nižší oproti variantě Koncepční.

Z důvodu omezené časové dotace byla řada dílčích analýz provedena pouze formou expertního odhadu a zasloužila by si v budoucnu podrobnější rozpracování. Doporučujeme především:

- detailněji a provázaně zpracovat celkovou energetickou bilanci pro nízko fosilní energetiku,
- podrobněji analyzovat možné dopady a redistribuční efekty do produkce přidané hodnoty, především pro situaci výraznějšího zapojení průmyslu ČR do produkce nízko fosilních technologií,
- podrobněji specifikovat a kvantifikovat všechny nepřímé a vynucené náklady do změny energetiky, především pro variantu Nízko fosilní.

Zdroje dat

Kapitola 1 - Úvod

Europa: *Energy Roadmap*. URL: http://europa.eu/pol/ener/index_cs.htm

The National Archives: *Climate Change Act 2008*. URL:
<http://www.legislation.gov.uk/ukpga/2008/27/pdfs/ukpga_20080027_en.pdf>

Legifrance: *LOI n° 2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement*. URL:
<<https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000020949548>>

RIS: *BUNDESGESETZBLATT FÜR DIE REPUBLIK ÖSTERREICH 2011*. URL:
<https://www.ris.bka.gv.at/Dokumente/BgblAuth/BGBLA_2011_I_106/BGBLA_2011_I_106.pdf>

RIS: *BUNDESGESETZBLATT FÜR DIE REPUBLIK ÖSTERREICH 2015*. URL:
<https://www.ris.bka.gv.at/Dokumente/BgblAuth/BGBLA_2015_I_128/BGBLA_2015_I_128.pdf>

Retsinformation: *Lov om Klimarådet, klimapolitisk redegørelse og fastsættelse af nationale klimamålsætninge*. URL: <<https://www.retsinformation.dk/pdfPrint.aspx?id=163875>>

Faolex: *Klimaschutzgesetz Nordrhein-Westfalen*. URL: <http://faolex.fao.org/cgi-bin/faolex.exe?rec_id=127153&database=faolex&search_type=link&table=result&lang=en&format_name=@ERALL>

Businessinfo: *Hospodářský profil spolkové země Severní Porýní-Vestfálsko*. URL:
<<http://www.businessinfo.cz/cs/clanky/nemecko-severni-poryni-vestfalsko-info-247.html#!&chapter=2>>

Vláda ČR: *Výsledky jednání vlády, 9. března 2016*. URL: <<http://www.vlada.cz/cz/media-centrum/tiskovezpravy/vysledky-jednani-vlady--9--brezna-2016-141132/>>

Hospodářská komora ČR: *Analýza proveditelnosti legislativy v rámci snižování závislosti na fosilních palivech v podmínkách ČR*. URL:
<<http://www.komora.cz/download.aspx?dontparse=true&FileID=16447>>

Kapitola 2 - Metodika

Europa: *Čistší ovzduší pro Evropu*. URL: <<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/CS/TXT/?uri=URISERV%3Aev0002>>

Europa: *Průmyslové emise*. URL: <<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/CS/TXT/?uri=URISERV:ev0027>>

Zákony pro lidi: *Zákon č. 201/2012 Sb. Zákon o ochraně ovzduší*. URL:
<<https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2012-201>>

Europa: *Rozhodnutí Evropského parlamentu a Rady č. 406/2009/ES*. URL: <<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0136:0148:CS:PDF>>

Europa: *Energetika*. URL: <http://europa.eu/pol/ener/index_cs.htm>

Europa: *Sdělení komise Evropskému parlamentu, Radě, Evropskému hospodářskému a sociálnímu výboru a výboru regionů; Energetický plán do roku 2050*. URL: <<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/CS/TXT/PDF/?uri=CELEX:52011DC0885&from=CS>>

Worldenergy: Cost of Energy Technologies. URL: <https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2013/09/WEC_J1143_CostofTECHNOLOGIES_021013_WEB_Final.pdf>

Alberici, S., Boeve, S., van Breevoort, P., Deng, Y. Förster, S., Gardiner, A., van Gastel, V., Grave, K., Groenenberg, H., de Jager, D., Klaassen, E., Pouwels, W., Smith, M., de Visser, E., Winkel, T., Wouters K., (2014), Subsidies and costs of EU energy. Final report of Project number: DESNL14583, Ecofys.

Anthoff, D. (2007). Report on marginal external damage costs inventory of greenhouse gas emissions. Delivery 5.4 - RS 1b. IP NEEDS Report.

Bickel, P., & Friedrich, R. (2005). ExternE: Externalities of Energy. Methodology 2005 Update. (P. Bickel & R. Friedrich, Eds.). Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities.

Bosetti, V., Carraro, C., Galeotti, M., Massetti, E., Tavoni, M. (2006). WITCH: a world induced technical change hybrid model. Energy Journal 27, 13–37. (Special issue, October).

CE Delft (2010) Shadow Prices Handbook: Valuation and weighting of emissions and environmental impacts.

DECC (Department of Energy and Climate Change) (2015). Updated Short-term Traded Carbon Values Used for UK Public Policy Appraisal. (November 18, 2015).

Dietz S., Stern, N. (2014) Endogenous growth, convexity of damages and climate risk: how Nordhaus' framework supports deep cuts in carbon emissions, Simon Dietz and Nicholas Stern, June 2014, Centre for Climate Change Economics and Policy Working Paper No. 180, Grantham Research Institute on Climate Change and the Environment Working Paper No. 159.

Greenstone, M., Kopits, E., Wolverton, A. (2013). Developing a social cost of carbon for us regulatory analysis: A methodology and interpretation. Review of Environmental Economics and Policy, 7 (1), pp. 23-46. DOI: 10.1093/reep/res015

Hope, C.W. (2006). The marginal impact of CO2 from PAGE2002: an integrated assessment model incorporating the IPCC's five reasons for concern. Integrated Assessment Journal 6(1), 19–56.

IWGSCC (Interagency Working Group on Social Cost of Carbon) (2013), Technical support document: Social cost of carbon for regulatory impact analysis under Executive Order 12866 (White House, Washington, DC, 2013); <http://1.usa.gov/18ftAsH>.

Korzhenevych, A., Dehnen, N., Broecker, J., Holtkamp, M., Meier, H., Gibson, G., Cox, V. (2014) Update of the handbook on external costs of transport. London: RICARDO-AEAT.

Máca, V., Melichar, J., Rečka, L., Ščasný, M. (2015), Kvantifikace environmentálních a zdravotních dopadů (externích nákladů) z povrchové těžby hnědého uhlí v Severočeské hnědouhelné pánvi v těžebních lokalitách velkolomů Bílina a ČSA a využití vydobytého hnědého uhlí ve spalovacích procesech pro výrobu elektřiny a tepla na území ČR. Studie zpracována pro Ministerstvo průmyslu a obchodu ČR, Praha, srpen 2015, str. 105.

Melichar, J., Ščasný, M., Máca, V., Havránek, M. (2011). Hodnocení externích nákladů energetiky analýzou drah dopadů. Certifikovaná metodika č. 11697/ENV/11. Ministerstvo životního prostředí, Odbor ekonomických nástrojů, 25. 2. 2011.

Melichar, J.; Máca, V.; Ščasný, M. (2012a). Měrné externí náklady výroby elektrické energie v uhelných parních elektrárnách v České republice. CUEC Working Paper 1/2012. Praha: Centrum pro otázky životního prostředí UK v Praze, 35 s.

- Melichar, J.; Máca, V.; Ščasný, M. (2012b). Externí náklady prolomení limitů těžby na Mostecku. Případ velkolomů Československé armády a Bílina. Praha: Centrum pro otázky životního prostředí UK v Praze, 41 s.
- MŽP (2013) Metodika výpočtu podílu velikostních frakcí částic PM10 a PM2,5 v emisích tuhých znečišťujících látek a výpočtu podílu emisí NO2 v NOx. Věstník MŽP - Srpen 2013.
- Newbold, S., Griffiths, C., Moore, C.C., Wolverton, A., Kopits, E. (2010). The Social Cost of Carbon Made Simple. Working Paper 2010-07, National Center for Environmental Economics, Environmental Protection Agency, Washington, DC.
- Nordhaus, W.D. (2008). A Question of Balance: Weighing the Options on Global Warming Policies. Yale University Press, New Haven.
- Obama, B (2011). Executive Order 13563: Improving Regulation and Regulatory Review, Federal Register, vol. 76, no. 14, 3831 (Jan. 2011).
- OECD (2008). Costs of Inaction on Key Environmental Challenges. OECD, Paris.
- OECD (2015), Effective Carbon Rates on Energy: OECD & Selected Partner Economies. OECD Paris.
- OECD (2016), Effective Carbon Rates: Pricing CO2 through Taxes and Emissions Trading Systems. OECD, Paris.
- Pizer, W., Adler, M., Aldy, J., Anthoff, D., Cropper, M., Gillingham, K., Greenstone, M., Murray, B., Newell, R., Richels, R., Rowell, A., Waldhoff, S., Wiener, J. (2014). Using and improving the social cost of carbon. Science, 346 (6214), pp. 1189-1190. DOI: 10.1126/science.1259774
- Preiss, P., Friedrich, R., Klotz, V. (2008) Deliverable n° 1.1 - RS 3a "Report on the procedure and data to generate averaged/aggregated data". Zpráva projektu NEEDS č. 502687 New Energy Externalities Developments for Sustainability.
- Preiss, P., Klotz, V (2008) EcoSenseWeb V1.3, User`s Manual & „Description of Updated and Extended Draft Tools for the Detailed Site-dependent Assessment of External Costs“, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart.
- Ščasný, M., Massetti, E., Melichar, J., Carrara, S. (2015), Quantifying the ancillary benefits of the Representative Concentration Pathways on air quality in Europe. Environmental & Resource Economics. Volume 62, Issue 2, pp 383-415. DOI: 10.1007/s10640-015-9969-y
- Smith, S., Braathen, N.-A. (2015), "Monetary Carbon Values in Policy Appraisal", OECD Environment Working Papers Nr 92, OECD, Paris. DOI: <http://dx.doi.org/10.1787/5jrs8st3ngvh-en>
- T&M Leuven (2011) TREMOVE model, verze 3.3.2b, dostupné z: <http://www.tremove.org>
- Tol, R.S.J. (2005). The Marginal Damage Costs of Carbon Dioxide Emissions: An Assessment of the Uncertainties, Energy Policy, 33 (16), 2064-2074.
- Tol, R.S.J. (2009). The economic effects of climate change. Journal of Economic Perspectives 23 (2), 29-51.
- Tol, R.S.J. (2013). Targets for global climate policy: An overview. Journal of Economic Dynamics and Control, 37 (5), pp. 911-928.
- Van Vuuren DP, Edmonds J, Kainuma M et al (2011) The representative concentration pathways: an overview. Clim Change 109:5-31

Van Vuuren DP, Kriegler E, O'Neill BC et al (2014) A new scenario framework for climate change research: scenario matrix architecture. *Clim Change* 122:373–386

Kapitola 3 – Varianty vývoje energetiky

OTE, a. s.. Očekávaná dlouhodobá rovnováha mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu. URL: < <http://www.ote-cr.cz/statistika/dlouhodobá-rovnováha-elektrina/uvod/>>

Kapitola 4 – Predikce pomocných veličin

World Bank: Commodity Markets. URL: <<http://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets>>

IEA: Predikce Mezinárodní energetické agentury. URL: <<http://www.iea.org/>>

EEX: Ceny energetické burzy v Lipsku. URL: <<https://www.eex.com/en/market-data/power/spot-market/kwk-index/kwk-index-download>>

World Energy Outlook: Energy and Air Pollution 2016. URL: <<http://www.worldenergyoutlook.org/>>

World Bank: Commodity Markets. URL: <<http://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets>>

European Parliament: Sdělení komise Evropskému parlamentu, Radě, Evropskému hospodářskému a sociálnímu výboru a výboru; Energetický plán do roku 2050. URL: <[http://www.europarl.europa.eu/meetdocs/2009_2014/documents/com/com_com\(2011\)0885_/com_com\(2011\)0885_cs.pdf](http://www.europarl.europa.eu/meetdocs/2009_2014/documents/com/com_com(2011)0885_/com_com(2011)0885_cs.pdf)>

MPO: Národní akční plán energetické účinnosti ČR. URL: <<http://www.mpo.cz/dokument150542.html>>

Kapitola 5 – Emise skleníkových plynů a znečišťujících látek

Referenční scénář z modelu PRIMES předaný MŽP.

MZP: Metodika výpočtu podílu velikostních frakcí částic PM10 a PM2,5 v emisích tuhých znečišťujících látek a výpočtu podílu emisí NO2 v NOx. URL: <[http://www.mzp.cz/C1257458002F0DC7/cz/zpracovani_rozptylovych_studii_metodika/\\$FILE/000-MP_RS_P2-20130805.pdf](http://www.mzp.cz/C1257458002F0DC7/cz/zpracovani_rozptylovych_studii_metodika/$FILE/000-MP_RS_P2-20130805.pdf)>

CHMI: Metodiky inventarizace emisí jednotlivě a hromadně sledovaných zdrojů. URL: <http://portal.chmi.cz/files/portal/docs/uoco/oez/embil/metodiky_historie.pdf>

Kapitola 6 – Náklady a ekonomické vlivy

World Energy: World Energy Perspective. URL: <https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2013/09/WEC_J1143_CostofTECHNOLOGIES_021013_WEB_Final.pdf>

Databáze ČSÚ.

Kapitola 7 – Energetická náročnost a soběstačnost

Eurostat: Energy statistics. URL: <<http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/main-tables>>

EIA. URL: <<http://www.eia.gov/>>

Seznam zkratk

BRKO	biologicky rozložitelná část komunálního odpadu
CCS	Carbon Capture and Storage
CCU	Carbon Capture and Utilization
CNG	Compressed Natural Gas
COP 21	21st yearly session of the Conference of the Parties
CZT	centralizované zásobování teplem
ČHMÚ	Český hydrometeorologický ústav
ČSA	hnědouhelný lom Československá armáda
DOM	domácnost
DS	distribuční soustava
DZT	decentralizované zásobování teplem
EEN	elektroenergetická náročnost tvorby HPH
EIA	Energy Information Administration
ES	elektrizační soustava
EU ETS	EU Emission Trading System
EU28	skupina všech zemí EU
EUA	EU Emission Allowances
EUROSTAT	Statistický úřad EU
GHG	Greenhouse Gases
GSV	geotermální, solární a větrná energie
GWP	Global-Warming Potential
HDP	hrubý domácí produkt
HPH	hrubá přidaná hodnota
HU	hnědé uhlí
KSEN	konečná spotřeba energie
KVET	kombinovaná výroba elektřiny
LCOE	Levelised Cost of Energy
LOLE	Loss of Load Expectation
LULUCF	Land Use, Land-Use Change and Forestry
MKO	mikrokogenerace
MO	maloodběr
MOO	maloodběr domácností
MOP	maloodběr podnikatelů
MSR	Market Stability Reserve
NAP	Národní akční plán

NPS	New Policies Scenario
OTE	společnost vykonávající v ČR funkci operátora trhu
OZE	obnovitelné zdroje elektřiny
P2G	technologie Power to Gas
PEZ	primární energetické zdroje
PPC	paroplynový cyklus
PS	přenosová soustava
PVE	přečerpávací vodní elektrárna
SCGT	Single Cycle Gas Turbine
SEK	Státní energetická koncepce
SO	střední odběr
TNS	tuzemská netto spotřeba
TUV	teplá užitková voda
TZL	tuhé znečišťující látky
VO	velkoodběr
WEO	World Energy Outlook

Příloha

Hodnocení škod emisí skleníkových plynů

Definice škod ze změny klimatu

Škody způsobené emisemi skleníkových plynů – neboli společenské náklady uhlíku („*Social Cost of Carbon*” - SSC) – představují odhad peněžního efektu snížení dopadů klimatické změny, které je možné přisoudit určitému snížení emisí CO₂ekv.(Pizer a kol., 2014). Mezní náklady škod z emisí CO₂ jsou definovány jako čistá současná hodnota dodatečné škody vzniklé v důsledku malého zvýšení emisí CO₂ (Newbold a kol., 2010). V případě, že jsou tyto škody hodnoceny pro určitou arbitrárně stanovenou trajektorii emisí, tak tyto mezní škody představují společenské náklady uhlíku – SSC (Tol, 2013). Jestliže jsou škody kvantifikovány pro optimální trajektorii emisí, představují Pigouviánskou daň.

Metodický přístup

Odhady SSC jsou kvantifikovány prostřednictvím *integrovaných modelů posouzení* („*Integrated Assessment Models*”), jako jsou například DICE (Nordhaus, 2008), PAGE (Hope, 2006), FUND (Tol 2009) nebo WITCH (Bossetti a kol., 2006; Ščasný a kol., 2015)⁵⁰. Vzhledem k dlouhému časovému horizontu, který je v modelování postižen, jsou výsledky odhadů dopadů mixem pozitivního přístupu (modelování) a normativních východisek (předpoklad čisté míry časové preference, růst spotřeby během sledovaného období, elasticita mezního užítku vůči spotřebě, které jsou všechny využívány při diskontování budoucích toků). Hodnoty odhadů se také liší dle toho, jak jsou projektovány emise CO₂, cyklus uhlíku nebo míra oteplování, jakým způsobem jsou kalibrovány funkce dopadů, jaké jsou předpoklady o vývoji obyvatelstva a ekonomik, jakým způsobem je naloženo s nejistotami, nebo jakým způsobem jsou agregovány dopady v jednotlivých regionech⁵¹; více viz například Tol (2013).

⁵⁰ Odhad SSC je obvykle prováděn ve čtyřech krocích: (i) nejprve se predikuje budoucí vývoj globálních emisí skleníkových plynů, (ii) které jsou následně převedeny do scénáře klimatické změny, (iii) poté se odhadne dopad predikované klimatické změny na obyvatelstvo a ekosystémy, a (iv) tyto fyzické dopady se následně peněžně ocení a diskontují na úroveň cen výchozího roku (Pizer a kol., 2014). Rozdíl v současné hodnotě kumulovaných peněžních dopadů pro různé úrovně emisí skleníkových plynů slouží k odvození SCC na tunu CO₂ekv.. Vývoj metodologie popisuje Tol (2009).

⁵¹ Celkové dopady mohou být prostým součtem nebo mohou být upravené váhou, která reflektuje nerovnosti příjmu a tím klesající mezní užitek s rostoucím příjmem.

Ačkoliv škody působené emisemi skleníkových plynů neměří náklady na zamezení vypouštění těchto emisí nebo tržní cenu uhlíku, v minulosti někdy hodnota dopadů vycházela nesprávně z odhadů nákladů na zmezení⁵². V současnosti panuje obecný konsensus o tom, že dopady ze změny klimatu představují odhad SCC nebo optimální mezní sazbu daně na uhlík (ty se per *definition* rovnají mezním SCC). V odborné literatuře panuje také obecná shoda o tom, že hodnota škod je mnohem vyšší než stávající tržní cena uhlíku (studie Ecofys in: Alberici et al., 2014; OECD, 2015).

Hodnota odhadů společenských nákladů uhlíku

Přehled odhadů hodnot SCC z evropských ExternE projektů provedl CE Delft (2010). Tato studie uvádí hodnotu škod ze změny klimatu ve výši 26 € / tCO₂ pro rok 2010 a 41 € / tCO₂ pro rok 2020 (horní mez odhadu je 46 € a 72 €; vše v cenách 2010). Odhad SCC v projektech NEEDS vychází zejména z integrovaného modelu FUND (Anthoff, 2008; Preiss a kol., 2008).

Odhad SCC ve zprávě koordinované Sirem Nicholasem Sternem činí 24 €, 28 € a 80 € pro klimatické scénáře vedoucí ke koncentracím uhlíku 450 ppm CO₂ a 550 ppm CO₂, s nejvyšší hodnotou odhadu pro BAU scénář. Navazující provedená analýza poté doporučuje hodnotu SCC ve výši mezi 24-76 €2010 / tCO₂ (Dietz a Stern, 2014).

V poslední době bylo provedených několik přehledových studií, které odhadovaly hodnotu (mezních) škod ze změny klimatu⁵³. Poslední přehled z roku 2013 (Tol, 2013) využívá pro odhad distribuce hodnot SCC celkem 588 odhadů z celkem 75 publikovaných studií. Hlavní charakteristiky distribuce popisuje **tab. 1**. Průměrná hodnota SSC činí

⁵² Odhady hodnot dopadů ze změny klimatu užívané v evropských CBA vycházely nejprve z nákladů na zamezení emisí CO₂, respektive z ceny uhlíku ze systému EUA nebo CERs. EU v rámci metodiky ExternE obdobně vycházela při hodnocení dopadů ze změny klimatu z nákladů na zamezení, které by byly nutné vynaložit na dosažení určitého redukčního cíle. Konkrétně hodnota dopadu ve výši 19 € na t CO₂ vycházela ze studie Fahl a kol. (1999), která odhadovala náklady snížení emisí CO₂ o 25%.

⁵³ Tol (2005) shrnuje odhady z 28 studií, které poskytují celkem 103 odhadů hodnot. Průměrná hodnota činí 26,5 \$ (31,0 €), s sm. odch. 55,4 \$ (64,8 €). Průměr při užití vah autora je 39,0 €, při vážení reflektující kvalitu činí průměr 27,5 \$. Při vyloučení studií, které nebyly publikovány v recenzovaných časopisech, klesá průměr na 13,7 \$. Mediánové hodnoty odhadu se pohybují v rozmezí 4,5 € – 5,1 € (vše na t CO₂, USD1995 přepočteny na Euro2014). Při analýze dopadů do roku 2100, se odhad mezních škod uhlíku snižuje o 7,3 € za každé 1% zvýšení hodnoty čisté míry časové preference užitě při diskontování nebo se naopak zvyšuje o 34 € při vážení nerovností. Tol (2009) shrnuje v článku publikovaném v *Journal of Economic Perspectives* už celkem 232 publikovaných odhadů. Nevážený průměr odhadu SCC ze všech studií činí 33,5 € (sm. odch.=77,6 €), medián je roven 9,3 €. Odpovídající hodnoty odhadu pro PRTR=1% jsou 27,1 € (průměr) a 14,7 € (medián). S vážením činí průměr odhadu SSC 48,2 € a medián 28 €, při PRTP=1% je průměr a medián 38 € a 29 € (v USD1995 přepočteno na Euro2014).

1019 Kč (40,3 €) na tunu CO₂ a **medián 702 Kč (27,8 €)**, vše v cenách roku 2010. Hodnota SCC klesá s rostoucí mírou časové preference (PRTP), která penalizuje budoucí efekty; při PRTP=1% činí průměrní a mediánová hodnota SCC kolem 550 Kč a 430 Kč. Odhad SSC předpokládá arbitrárně stanovenou trajektorii emisí, zatímco Pigouviánská daň sleduje optimální trajektorii emisí. Při PRTP=3%, což je podle Tol (2013) běžný předpoklad ve studiích optimálního managementu, činí odhad mediánové hodnoty Pigouviánské daně ze studií předpokládající optimální trajektorii 109 Kč (4,3 €) na t CO₂, zatímco mediánová hodnota SSC činí **135 Kč (5,3 €)**, rozdíl hodnot těchto odhadů však není statisticky rozdílný. Pigouviánská daň je nižší, protože uvalená daň na uhlí snižuje emise a tím i dopady a mezní dopady. Všechny tyto odhady platí pro emise vypouštěné v roce 2010. Dle této meta-analýzy mezní škody v průměru rostou o 2,3 % ročně se směrodatnou odchylkou 1,5 % a mediánem 2,2 %. Průměrný růst SSC ze studií bez scénáře politiky činí 2,5 %, zatímco Pigouviánská daň – dle studií s optimální trajektorií emisí – roste v průměru 2,1 % p. a.

Tab. 1 Společenské náklady uhlíku pro emise vypouštěné v roce 2010 dle Tol (2013)

	Původní hodnoty Tol (2013) v USD2010 na t C				SSC v Kč2010 na t CO ₂			
	všechny studie	PRTP=3%	PRTP=1%	PRTP=0%	všechny studie	PRTP=3%	PRTP=1%	PRTP=0%
průměr	196	25	105	296	1 019 Kč	130 Kč	546 Kč	1 540 Kč
modus	49	19	55	144	255 Kč	99 Kč	286 Kč	749 Kč
medián	135	23	83	247	702 Kč	120 Kč	432 Kč	1 285 Kč
sm.odch.	322	22	128	309	1 675 Kč	114 Kč	666 Kč	1 607 Kč

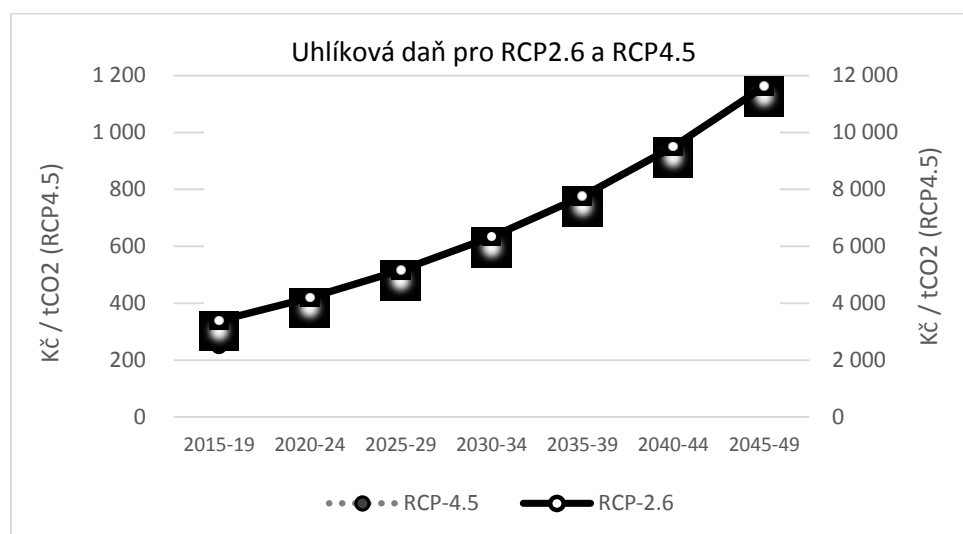
Pozn.: Zahrnuto 588 hodnot odhadů SSC původně vyjádřené na t uhlíku v USD2005 jsou přepočtené na t CO₂ a vyjádřené na Kč ve stálých cenách roku 2010.

Alternativním způsobem vyjádření hodnoty škod je vyjádření optimální efektivní sazby daně na uhlík, která dosáhne určitý specifický redukční cíl. Při modelování této sazby integrovanými modely se v optimu mezní daňová sazba rovná mezním společenským nákladům změny klimatu (mezním škodám). Využitím integrovaného modelu WITCH, například studie Ščasný a kol. (2015) odvodila optimální daňovou sazbu pro dva mitigační scénáře RCP2.6 a RCP4.5 (Ščasný a kol., 2015)⁵⁴. Méně přísný scénář RCP4.5, který vede ke zvýšení globální teploty o 2,7 C v roce

⁵⁴ Ve studii Ščasný a kol. (2015) byly dopady kvantifikovány pro dva scénáře klimatické politiky, ve kterých emise skleníkových plynů klesají v čase tak, aby dosáhly celkového radiačního působení v roce 2100 v porovnání s rokem 1750 ve výši 2,6 W.m⁻² a 4,5 W.m⁻², což odpovídá úrovni koncentrací CO₂ ve výši 650 a 490 ppm CO_{2-eq}. Tyto scénáře jsou pojmenovány jako RCP2.6 a RCP4.5 a reprezentují příslušné reprezentativní směry vývoje koncentrací RCP (van Vuuren a kol., 2011; 2014).

2100, je výsledkem sazby ve výši 250 Kč na tunu CO₂ do roku 2020, přičemž se tato sazba zvyšuje na 453 Kč v období 2030-34 a 824 Kč v období 2045-50. Přísnější scénář RCP2,6 vede k nižšímu zvýšení teploty o 1,7 C a je důsledkem uhlíkové daně, jejíž sazba je o téměř jeden řád vyšší než sazba uhlíkové daně pro RCP4,5; odhadnutá sazba daně činí téměř 3 400 Kč kolem roku 2020 a roste na 6 300 Kč v 2030-34 a na 11 600 Kč kolem roku 2050, viz **obr. 1**.

Obr. 0.1 Uhlíková daň pro RCP2.6 a RCP4.5



Hodnota SCC při hodnocení politik

Výsledky modelů integrovaného hodnocení jsou používány mimo jiné v pravidelných zprávách IPCC a slouží jako podklad pro stanovování hodnot škod v národních legislativách (viz např. Greenstone a kol., 2014) nebo v institucích EU.

Evropská komise vychází z odhadů hodnot SCC většinou z projektů ExternE a při posuzování dopadů sektorových cílů a programů klimatické změny užívala hodnotu SSC mezi 19 € a 46 € na t CO₂ (OECD, 2008). Na základě analýzy odhady hodnot SCC, EEA v roce 2011 uvádí dohad škod ve výši 38 €₂₀₁₂.

Evropská investiční banka užívala při hodnocení financování energetických projektů hodnoty dopadů ze změny klimatu ve výši 5€ a 125 € na tunu uhlíku, respektive 1,36 € - 34,1 € na t CO₂ (OECD, 2008).

OECD (2015; 2016) při analýze efektivních sazeb uhlíkové daně předpokládá hodnotu škod ze změny klimatu v ekvivalentu dolní meze

odhadu SCC, která činí 30 € na tunu CO₂. Tato hodnota je trochu nižší než hodnota neváženého průměru nákladů uhlíku používanou v hodnocení politik, kterou Smith a Braathen (2015) odvodili na úrovni trochu vyšší než 50 USD.

Britský *Department of Energy and Climate Change* stanovuje každoročně hodnoty obchodovaného uhlíku pro účely hodnocení dopadů vládních politik Velké Británie, které vychází ze stanovených redukčních emisních cílů (DECC, 2015). Střední hodnota ceny uhlíku doporučená DECC pro hodnocení dopadů politik činí ve Velké Británii kolem 280 Kč na tunu CO_{2eq} pro emise vypouštěné v roce 2015, kolem 300 Kč na tCO₂ pro emise roku 2020 nebo přes 3 650 Kč pro emise vypouštěné v roce 2030, viz **tab. 2**.

Tab. 2 Revidované krátkodobé hodnoty uhlíku pro hodnocení politik ve Velké Británii revidované v roce 2015, na tunu CO₂ekv., ceny roku 2015.

	dolní mez (£/tCO _{2e})	střední hodnota (£/tCO _{2e})	horní mez (£/tCO _{2e})	dolní mez (Kč/tCO _{2e})	střední hodnota (Kč/tCO _{2e})	horní mez (Kč/tCO _{2e})
2015	-	5.94	20.79	-	276 Kč	968 Kč
2016	-	5.91	23.40	-	275 Kč	1 089 Kč
2017	-	5.89	26.41	-	274 Kč	1 229 Kč
2018	-	6.12	29.86	-	285 Kč	1 390 Kč
2019	-	6.35	34.04	-	296 Kč	1 585 Kč
2020	-	6.59	39.03	-	307 Kč	1 817 Kč
2021	3.92	13.78	46.89	182 Kč	641 Kč	2 183 Kč
2022	7.85	20.96	54.76	365 Kč	976 Kč	2 549 Kč
2023	11.77	28.15	62.62	548 Kč	1 310 Kč	2 915 Kč
2024	15.69	35.33	70.49	730 Kč	1 645 Kč	3 281 Kč
2025	19.61	42.52	78.35	913 Kč	1 979 Kč	3 647 Kč
2026	23.54	49.71	86.22	1 096 Kč	2 314 Kč	4 013 Kč
2027	27.46	56.89	94.08	1 278 Kč	2 648 Kč	4 379 Kč
2028	31.38	64.08	101.95	1 461 Kč	2 983 Kč	4 746 Kč
2029	35.30	71.26	109.81	1 643 Kč	3 317 Kč	5 111 Kč
2030	39.23	78.45	117.68	1 826 Kč	3 652 Kč	5 478 Kč

Zdroj: https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/477540/Updated_short-term_traded_carbon_values_used_for_UK_policy_appraisal__2015_.pdf

Zahrnování ekonomických přínosů ze snížení uhlíku v CBA, respektive RIA, se stalo ve Spojených Státech precedentem až od roku 2008, kdy federální soud přiznal snížení emisí uhlíku nenulovou hodnotu (Pizer a kol., 2014). V USA je hodnota uhlíku stanovena meziresortní skupinou (*US Government Interagency Working Group on Social Cost of Carbon*), která byla zřízená v roce 2010 (IWGSCC, 2013). Na základě shrnutí

odhadů ze tří IAM modelů (DICE, PAGE a FUND), byla hodnota ekonomických přínosů ze snížení emisí uhlíku stanovena US EPA (2014) pro emise vypouštěné v roce 2010 ve výši 21 \$ na tunu CO₂, s hodnotami 5 \$, 35 \$ a 65 \$ doporučenými pro citlivostní analýzu (vše v USD2007). Hodnoty SSC rostou v čase a pro emise vypouštěné v roce 2020 činí hodnota ekonomických přínosů 26\$ na tunu CO₂ (Greenstone a kol., 2014). Studie CE Delft (2014) uvádí hodnoty SCC, která používá Vláda USA ve výši 33 \$ pro emise roku 2010 a 43 \$ pro emise roku 2020. V červenci 2015 byly hodnoty SCC pro RIA prováděnou na základě legislativy (Order, 12866) revidovány a jsou uváděny pro několik hodnot diskontní míry, hodnoty SCC na t CO₂ přepočtené na Kč roku 2010 uvádí **tab. 3**.

Tab. 3 Hodnoty SCC na t CO₂ přepočtené na Kč roku 2010

	5%	3%	2.5%	3% 95th percentil
2015	223 Kč	731 Kč	1 137 Kč	2 132 Kč
2020	244 Kč	853 Kč	1 259 Kč	2 498 Kč
2025	284 Kč	934 Kč	1 381 Kč	2 802 Kč
2030	325 Kč	1 015 Kč	1 482 Kč	3 087 Kč
2035	366 Kč	1 117 Kč	1 584 Kč	3 412 Kč
2040	426 Kč	1 218 Kč	1 706 Kč	3 716 Kč
2045	467 Kč	1 300 Kč	1 807 Kč	4 001 Kč
2050	528 Kč	1 401 Kč	1 929 Kč	4 305 Kč

Zdroj: <https://www3.epa.gov/climatechange/EPAactivities/economics/scc.html>

Metodika UK COŽP pro *Hodnocení externích nákladů energetiky analýzou drah dopadu* (Melichar a kol., 2011) nebo metodika hodnocení externalit výroby energií v ČR (Melichar a kol., 2012a; 2012b) vychází z odhadů projektů ExternE financovaných z Rámcových programů EK a zejména z výsledků z integrovaného modelu FUND provedený v rámci projektu NEEDS (Anthoff, 2008). Hodnocení dopadů ze změny klimatu konkrétně předpokládá PRTP ve výši 1 %, vážení efektů o různé úrovně příjmu v regionech na užitek se nepředpokládá, a vychází se z 1 % trimovaného průměru. Tato hodnota představuje spíše konzervativní (nižší) hodnotu dopadů. **V cenách roku 2010 činí tato hodnota 266 Kč na tCO₂ pro období 2010-2019, 346 Kč / tCO₂ pro období 2020-2029, 385 Kč / tCO₂ pro období 2030-2039 a 440 Kč / tCO₂ pro období 2040-2049.**

Při hodnocení dopadů *prolomení Územních ekologických limitů těžby* zpracované COŽP UK pro MPO v srpnu 2015 (Ščasný a kol., 2015) se vycházelo z hodnoty SCC ve výši **576 Kč na tunu CO₂ vypouštěných v roce 2015**, přičemž tato hodnota rostla o 2.5 % ročně. Tato hodnota byla doporučena na základě provedeného přehledu literatury.

Doporučená střední hodnota dopadů vycházela z mediánových hodnot meta-analýzy Tol (2013) při předpokladu čisté míry časové preference rovné 1 %. Pro citlivostní analýzu byly použité hodnoty **156 Kč a 1 717 Kč na tunu CO₂** pro emise vypouštěné v roce 2015, které vychází ze stejné meta-analýzy, avšak předpokládají optimální trajektorii emisí nebo respektive 0 % míru časové preference (tj. diktát budoucích generací). Ve všech případech hodnota SCC rostla v čase o 2,5 % ročně, při optimální trajektorii emisí se dle Tol (2013) předpokládal růst hodnoty SCC o 2,1 % p.a.

Internalizace externích nákladů způsobené změnou klimatu

Návrh optimální regulace by měl reflektovat nejen výši externích nákladů, ale také stávající míru internalizace těchto škod. Z tohoto důvodu například studie CE Delft (2014) snižuje hodnotu SCC tuny CO₂ o 6,67 €, což byla průměrná hodnota ceny tuny CO₂ v systému EU ETS.

Kromě systému EU ETS, jsou v rámci EU emise uhlíku regulovány řadou dalších nástrojů. OECD (2015; 2016) odhaduje tzv. efektivní sazby uhlíku, které jsou součtem uhlíkových daní, speciálních (spotřebních) daní na energie a obchodovatelných povolenek na emise. Tato analýza zjistila, že v 41 zemích OECD není 60 % CO₂ emisí z užití energií vůbec regulováno (efektivní sazba je rovna nule), 10% je zdaněno touto efektivní sazbou ve výši mezi 0 € až 5 € na tunu CO₂, 20 % je regulováno sazbou mezi 5 až 30 € a pouze 10 % je regulováno sazbou vyšší než 30 €. Větší podíl emisí CO₂ je regulováno vyššími efektivními sazbami v dopravě; pouze 2% emisí je regulováno nulovou sazbou, 48 % je regulováno efektivní sazbou mezi 5 až 30 € a 46 % je „zdaněno“ sazbou vyšší než 30 € na tunu CO₂. V tržním segmentu bez dopravy je podíl neregulovaných emisí 70 %, zatímco 15 % je regulováno sazbou mezi 5 až 30 € a pouze 4 % je regulováno sazbou vyšší než 30 € / tCO₂.

Shrnutí

Většina studií odhaduje hodnotu škod ze změny klimatu v rozmezí 10 € až 40 €, přičemž mediánové hodnoty jsou z důvodu zešíkmené distribuce odhadnutých hodnot nižší. Do tohoto intervalu spadnou jak hodnoty škod ze změny klimatu, které doporučují autority v EU (ExternE), ve Velké Británii (dolní mez odhadu v DECC, 2015) nebo USA (PRTP=3%). Nejčastější hodnota odhadu se pohybuje kolem 30 € na tunu CO₂ (OECD 2015; USEPA; studie UEL; DECC, 2015). Hodnota společenských nákladů uhlíku roste v čase a dle přehledu ve studii Tol (2013) dynamikou kolem 2-3% p.a.

Pro studii jsou doporučené následující dvě hodnoty společenských nákladů uhlíku:

- střední hodnota ve výši **750 Kč** na tunu CO₂ (což odpovídá kolem 30 € na tunu CO₂) pro emise vypouštěné v roce 2015; tato hodnota roste v čase mírou 2,5 % ročně, což implikuje hodnotu SCC kolem **1100 Kč na tCO₂ v roce 2030** a kolem **1 700 Kč v období 2045-2050**,
- dolní mez hodnoty vychází z hodnoty odhadu uhlíkové daně modelem WITCH pro klimatický scénář RCP4.5; tato hodnota začíná na úrovni **250 Kč** na tunu Kč pro emise vypouštěné v roce 2015 a roste v čase na úroveň **450 Kč v roce 2030 a 820 Kč v období 2045-2049**.



Ministerstvo životního prostředí

červenec 2016