



MINISTERSTVO
PRŮMYSLU A OBCHODU

Doplňující analytický materiál k dokumentu Aktualizace Státní energetické koncepce

*Zpracovatel: Ministerstvo průmyslu a obchodu ČR
Dne: 4. 11. 2014*



Úvod

V rámci přípravy Aktualizace státní energetické koncepce byla zvažována celá řada scénářů možného budoucího vývoje české energetiky v závislosti na změnách vnějších i vnitřních podmínek. Právě s ohledem na velkou dynamiku vývoje a velkou řadu nejistot byl přijatelný vývoj české energetiky z pohledu státu vyjádřen vymezením koridorů vyjadřujících budoucí směřování v oblastech složení energetického, respektive elektroenergetického mixu.

Možné scénáře vývoje české energetiky

Cílem první části Doplnujícího analytického materiálu k dokumentu Aktualizace státní energetické koncepce je především ukázat reprezentativní výběr alternativních scénářů možného vývoje české energetiky, nad rámec optimalizovaného scénáře kvantifikovaného přímo v návrhu ASEK, které se v závislosti na zvolených předpokladech nachází uvnitř stanovených koridorů, a které jsou z pohledu státu přijatelné, z hlediska naplňování trojice strategických cílů – bezpečnosti, konkurenceschopnosti a udržitelnosti. Nad rámec těchto „přijatelných“ scénářů pak tento dílčí materiál představuje i dva mezní scénáře vývoje české energetiky, které se nenachází uvnitř doporučených koridorů, hrubým způsobem porušují některý ze strategických cílů, a nejsou proto z pohledu státní energetické politiky žádoucí, ale přesto mohou za určitých podmínek reálně nastat. Závěrem představuje multikriteriální hodnocení jednotlivých uvedených scénářů, včetně jejich vzájemného porovnání a výběru varianty Optimalizovaného scénáře.

Ekonomická analýza návrhu ASEK

Cílem druhé části Doplnujícího analytického materiálu k dokumentu Aktualizace státní energetické koncepce je detailnější rozpracování Optimalizovaného scénáře vývoje české energetiky, včetně jeho dopadů na české domácnosti, průmysl a ostatní odvětví české ekonomiky. Tento dílčí materiál byl vypracován na Ministerstvu průmyslu a obchodu v souladu s usnesením Vlády České republiky č. 803 ze dne 8. listopadu 2012, přičemž se jedná o první takto komplexní a rozsáhou analýzu dopadů české státní energetické koncepce vůbec. Při jejím zpracování narazil Zpracovatel na celou řadu metodických obtíží a především na chybějící statistiky (oblasti zatím nezohledněné ve statistikách) a strategické dlouhodobé predikce, a to jak na úrovni státní správy, tak odborových svazů či podniků. Řada vstupních předpokladů proto musela být účelově pro potřeby vzniku těchto analýz nově zpracována, a to ať již přímo Zpracovatelem, nebo ve spolupráci s Ministerstvem životního prostředí pro relevantní pasáže.

Možné scénáře vývoje české energetiky

Obsah

1	Úvod	6
2	Stručný přehled jednotlivých scénářů.....	6
3	Popis a kvantifikace scénářů	11
3.1	Optimalizovaný scénář	11
3.1.1	Předpoklady Optimalizovaného scénáře.....	12
3.1.2	Vývoj a struktura primárních energetických zdrojů (PEZ)	13
3.1.3	Vývoj a struktura OZE na primárních energetických zdrojích	15
3.1.4	Vývoj a struktura konečné spotřeby energie	16
3.1.5	Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v domácnostech	17
3.1.6	Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v dopravě	18
3.1.7	Primární energetické zdroje vs. konečná spotřeba energie.....	19
3.1.8	Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny.....	20
3.1.9	Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny z OZE	23
3.1.10	Vývoj a struktura spotřeby elektřiny	24
3.1.11	Vývoj a struktura dodávek tepla ze soustav zásobování teplem	25
3.1.12	Ukazatele bezpečnosti – Optimalizovaný scénář	26
3.1.13	Ukazatele konkurenceschopnosti – Optimalizovaný scénář	29
3.1.14	Ukazatele udržitelnosti – Optimalizovaný scénář	32
3.2	Plynový scénář s omezenou energetickou soběstačností	35
3.2.1	Předpoklady Plynového scénáře	35
3.2.2	Vývoj a struktura primárních energetických zdrojů (PEZ)	39
3.2.3	Vývoj a struktura OZE na primárních energetických zdrojích	41
3.2.4	Vývoj a struktura konečné spotřeby energie	42
3.2.5	Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v domácnostech	43
3.2.6	Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v dopravě	44
3.2.7	Primární energetické zdroje vs. konečná spotřeba energie.....	45
3.2.8	Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny.....	46
3.2.9	Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny z OZE	49
3.2.10	Vývoj a struktura spotřeby elektřiny	50
3.2.11	Vývoj a struktura dodávek tepla ze soustav zásobování teplem	51
3.2.12	Ukazatele bezpečnosti – Plynový scénář.....	52
3.2.13	Ukazatele konkurenceschopnosti – Plynový scénář.....	55
3.2.14	Ukazatele udržitelnosti – Plynový scénář	58
3.3	Zelený scénář s omezenou energetickou soběstačností	61
3.3.1	Předpoklady Zeleného scénáře s omezenou energetickou soběstačností	61
3.3.2	Vývoj a struktura primárních energetických zdrojů (PEZ)	64
3.3.3	Vývoj a struktura OZE na primárních energetických zdrojích	66
3.3.4	Vývoj a struktura konečné spotřeby energie	67
3.3.5	Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v domácnostech	68
3.3.6	Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v dopravě	69
3.3.7	Primární energetické zdroje vs. konečná spotřeba energie.....	70
3.3.8	Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny.....	71
3.3.9	Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny z OZE	74
3.3.10	Vývoj a struktura spotřeby elektřiny	75
3.3.11	Vývoj a struktura dodávek tepla ze soustav zásobování teplem	76
3.3.12	Ukazatele bezpečnosti – Zelený scénář.....	77
3.3.13	Ukazatele konkurenceschopnosti – Zelený scénář.....	80
3.3.14	Ukazatele udržitelnosti – Zelený scénář.....	83
3.4	Bezpečný a soběstačný scénář	86
3.4.1	Předpoklady Bezpečného a soběstačného scénáře	86
3.4.2	Vývoj a struktura primárních energetických zdrojů (PEZ)	89

3.4.3	Vývoj a struktura OZE na primárních energetických zdrojích	91
3.4.4	Vývoj a struktura konečné spotřeby energie	92
3.4.5	Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v domácnostech	93
3.4.6	Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v dopravě	94
3.4.7	Primární energetické zdroje vs. konečná spotřeba energie	95
3.4.8	Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny	96
3.4.9	Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny z OZE	99
3.4.10	Vývoj a struktura spotřeby elektřiny	100
3.4.11	Vývoj a struktura dodávek tepla ze soustav zásobování teplem	101
3.4.12	Ukazatele bezpečnosti - Bezpečný a soběstačný scénář	102
3.4.13	Ukazatele konkurenceschopnosti - Bezpečný a soběstačný scénář	105
3.4.14	Ukazatele udržitelnosti - Bezpečný a soběstačný scénář	108
3.5	Konvenční ekonomický scénář	111
3.5.1	Předpoklady Konvenčního a ekonomického scénáře	111
3.5.2	Vývoj a struktura primárních energetických zdrojů (PEZ)	114
3.5.3	Vývoj a struktura OZE na primárních energetických zdrojích	116
3.5.4	Vývoj a struktura konečné spotřeby energie	117
3.5.5	Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v domácnostech	118
3.5.6	Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v dopravě	119
3.5.7	Primární energetické zdroje vs. konečná spotřeba energie	120
3.5.8	Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny	121
3.5.9	Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny z OZE	124
3.5.10	Vývoj a struktura spotřeby elektřiny	125
3.5.11	Vývoj a struktura dodávek tepla ze soustav zásobování teplem	126
3.5.12	Ukazatele bezpečnosti - Konvenční ekonomický scénář	127
3.5.13	Ukazatele konkurenceschopnosti - Konvenční ekonomický scénář	130
3.5.14	Ukazatele udržitelnosti - Konvenční ekonomický scénář	133
3.6	Dekarbonizační scénář	136
3.6.1	Předpoklady Dekarbonizačního scénáře	136
3.6.2	Vývoj a struktura primárních energetických zdrojů (PEZ)	139
3.6.3	Vývoj a struktura OZE na primárních energetických zdrojích	141
3.6.4	Vývoj a struktura konečné spotřeby energie	142
3.6.5	Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v domácnostech	143
3.6.6	Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v dopravě	144
3.6.7	Primární energetické zdroje vs. konečná spotřeba energie	145
3.6.8	Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny	146
3.6.9	Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny z OZE	149
3.6.10	Vývoj a struktura spotřeby elektřiny	150
3.6.11	Vývoj a struktura dodávek tepla ze soustav zásobování teplem	151
3.6.12	Ukazatele bezpečnosti - Dekarbonizační scénář	152
3.6.13	Ukazatele konkurenceschopnosti - Dekarbonizační scénář	155
3.6.14	Ukazatele udržitelnosti - Dekarbonizační scénář	158
4	Srovnání uvedených scénářů	161
4.1.1	Srovnání PEZ, KS a hrubé výroby elektřiny	163
4.1.2	Srovnání ukazatelů bezpečnosti	164
4.1.3	Srovnání ukazatelů konkurenceschopnosti	169
4.1.4	Srovnání ukazatelů udržitelnosti	171
4.1.5	Multikriteriální analýza	175

1 Úvod

Dokument „Možné scénáře vývoje české energetiky“ byl zpracován Ministerstvem průmyslu a obchodu (dále jen „Zpracovatel“) v rámci prací na aktualizaci Státní energetické koncepce (dále jen „ASEK“). Reaguje na diskuse vedené v rámci projednávání ASEK a v rámci procesu posuzování vlivů koncepce na životní prostředí (tzv. SEA), při kterých Zpracovatel vysvětloval logiku vymezení ASEK v rámci koridorového rozpětí pro strukturu PEZ a hrubé výroby elektrické energie.

V rámci přípravy aktualizace Státní energetické koncepce byla Zpracovatelem zvažována celá řada scénářů možného budoucího vývoje české energetiky v závislosti na změny vnějších i vnitřních podmínek. Právě s ohledem na velkou dynamiku vývoje a velkou řadu nejistot, ať již s ohledem na vývoj mimo jiné evropské klimaticko-energetické politiky, hospodářské situace i míry rozvoje a tržního uplatnění jednotlivých technologií, se rozhodl Zpracovatel vyjádřit přijatelný vývoj české energetiky z pohledu státu v rámci koridorů.

Nicméně cílem tohoto dokumentu je ukázat čtenářům reprezentativní výběr alternativních scénářů možného vývoje energetiky – nad rámec tzv. optimalizovaného scénáře kvantifikovaného přímo v ASEK, které se v závislosti na zvolených předpokladech nachází uvnitř koridorů, a které jsou z pohledu státu přijatelné. To znamená, že uspokojivým způsobem naplňují trojici strategických cílů české energetické strategie – bezpečnosti, konkurenceschopnosti a udržitelnosti.

Tudíž, jakýkoliv vývoj uvnitř koridorů je z pohledu ASEK přípustný s ohledem na tržní vývoj, a pokud nebude energetika směřovat vně koridorů, není z pohledu státu nezbytné do energetiky a tržního vývoje intervenovat.

Nad rámec těchto „přijatelných“ scénářů představuje dokument pro lepší pochopení i dva mezní scénáře vývoje české energetiky (plynový scénář s omezenou energetickou soběstačností a zelený scénář s omezenou energetickou soběstačností), které se nenachází uvnitř doporučených koridorů v ASEK, ale přesto mohou za určité konstelace vývoje vnějších podmínek reálně nastat. Nicméně hrubým způsobem porušují některý ze strategických cílů české energetiky (bezpečnost, konkurenceschopnost, udržitelnost), a rozhodně proto nejsou z pohledu státní energetické politiky žádoucí.

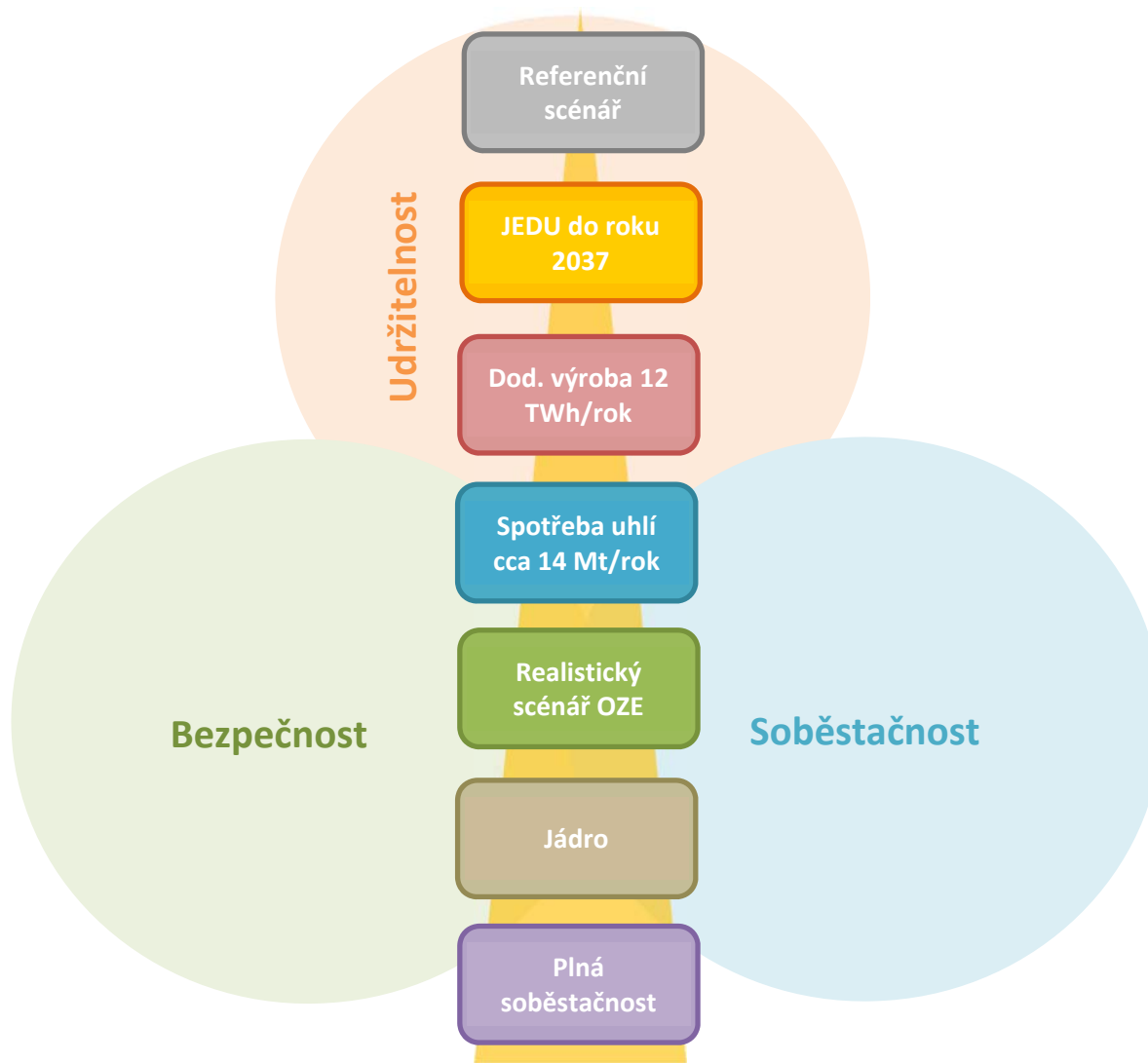
Z metodického hlediska byly všechny tyto scénáře konstruovány na stejných modelech Zpracovatele, jako samotný ASEK, proto zde není detailně dále metodika rozpracována. Zde se Zpracovatel odkazuje na doprovodný dokument Ekonomická analýza návrhu Aktualizace Státní energetické koncepce.

Po úvodu obsahuje dokument kapitolu přehledně popisující v hlavních charakteristikách šestici obsažených scénářů. Další kapitola tyto scénáře popisuje detailně, kdy je každý scénář uveden stručným představením zachycujícím jeho hlavní body a stav energetiky a národní ekonomiky, která bude jeho realizací dosažena, následně je scénář kvantifikován pomocí identických ukazatelů ASEK. A poslední kapitola souhrnně srovnává jednotlivé scénáře dle ukazatelů identifikovaných v ASEK.

2 Stručný přehled jednotlivých scénářů

	Plynový scénář s omezenou energetickou soběstačností	Zelený scénář s omezenou energetickou soběstačností	Optimalizovaný scénář dle ASEK	Bezpečný a soběstačný	Konvenční a ekonomický	Dekarbonizační scénář
Spotřeba elektřiny	Vysoký scénář spotřeby	Nízký scénář spotřeby	Referenční scénář	Referenční scénář	Referenční scénář	Nízký scénář spotřeby
Odstavení JE	JEDU do roku 2027	JEDU do roku 2027	JEDU do roku 2037	JEDU za rok 2040	JEDU za rok 2040	JEDU do roku 2034
Nové jaderné zdroje	Žádné nové zdroje JE	Žádné nové zdroje JE	Dod. výroba 12 TWh/rok	Dod. výroba 18 TWh/rok	Dod. výroba 13 TWh/rok	Dod. výroba 10 TWh/rok
Spotřeba uhlí	Spotřeba uhlí cca 14 Mt/rok	Spotřeba uhlí cca 14 Mt/rok	Spotřeba uhlí cca 14 Mt/rok	Spotřeba uhlí cca 16 Mt/rok	Spotřeba uhlí cca 15 Mt/rok	Spotřeba uhlí 13,5 Mt/rok
Rozvoj OZE	Nízký scénář OZE	Vysoký scénář OZE	Realistický scénář OZE	Realistický scénář OZE	Nízký scénář OZE	Vysoký FVE, VTE
Významné palivo	Zemní plyn	OZE	Jádro	Kombinace	Konvenční zdroje	Nízkoemisní zdroje
Bilance ES	Dovoz elektřiny	Dovoz elektřiny	Plná soběstačnost	Exportní saldo	Možný import	Plná soběstačnost

**Optimalizovaný scénář
dle ASEK**



Přehled předpokladů jednotlivých scénářů¹

Scénáře	Spotřeba	Jaderné zdroje	Uhelné zdroje	Obnovitelné/druhotné zdroje	Bilance elektřiny a provoz ES
Plynový scénář s omezenou energetickou soběstačností	Vysoký scénář spotřeby vlivem neexistence pobídek k úsporám (nízké úspory, vysoký růst HDP)	JETE 1,2 - po roce 2040 JETE 3,4 - ne JEDU 1-4 - do 2025, 2026, 2027 JEDU 5 - ne	Spotřeba hnědého a černého uhlí na úrovni řádově 14 Mt/rok.	Naplnění požadavků v rámci NAP do roku 2020, pak rozvoj pouze dle tržní konkurenceschopnosti (nízký scénář dle NAP SG) Nestaví se spalovny nad rámec stávajících (4) – odpad se vyveze do zemí s dotovanými spalovnami.	Výroba - nesamostatnost Provoz ES - na hraně Plyn - v základním zatížení Saldo - import max. 15 TWh
Zelený scénář s omezenou energetickou soběstačností	Nízký scénář spotřeby. (vysoké úspory, nízké tempo růstu HDP)	JETE 1,2 - po roce 2040 JETE 3,4 - ne JEDU 1-4 - do 2025, 2026, 2027 JEDU 5 - ne	Spotřeba hnědého a černého uhlí na úrovni řádově 14 Mt/rok. Rychlejší přechod na decentralizované zdroje vytápění.	OZE - vysoká podpora FVE - na zemědělské půdě Maximální potenciál OZE Nestaví se spalovny nad rámec stávajících (4).	Výroba - nesamostatnost
Optimalizovaný scénář dle ASEK	Referenční scénář.	Nový blok: 2033,35,37 (+1 200 MW) Odstavení JEDU: 2035, 2036, 2037 (2 bloky)	Spotřeba hnědého a černého uhlí na úrovni řádově 14 Mt/rok. Podpora přednostního využívání uhlí v KVET a CZT	ZEVO – navýšení výkonu	

¹ Vyšrafované scénáře představují krajní varianty vývoje české energetiky, které se nachází mimo doporučené koridory vývoje z pohledu MPO.

<p>Bezpečný a soběstačný scénář</p>	<p>Referenční scénář spotřeby. (vysoké tempo úspor, vysoké tempo HDP)</p>	<p>JETE 1,2 - po roce 2040 JETE 3,4 – ano 2030/2032 JEDU 1-4 – po roce 2040 JEDU 5 – neuvažuje se, pouze jako případná náhrada JEDU starších</p>	<p>Spotřeba hnědého a černého uhlí na úrovni 16 Mt/rok. Těžba optimalizována na pokrytí poptávky teplárenských zdrojů a naplnění dekarbonizačních závazků EU, narovnání Bílina</p>	<p>OZE – dle ASEK Plná realizace potenciálu ZEVO</p>	<p>Výroba - samostatnost + rezerva Provoz ES - bezpečný Saldo - zachování exportu</p>
<p>Konvenční ekonomický scénář</p>	<p>Referenční scénář. (vysoké tempo HDP, nízké úspory)</p>	<p>JETE 1,2 - po roce 2040 JEDU 1-4 –po roce 2040 NZ – 2038 (1 600 MW)</p>	<p>Spotřeba hnědého a černého uhlí na úrovni 15 Mt/rok. Těžba optimalizována na pokrytí poptávky teplárenských zdrojů a naplnění dekarbonizačních závazků EU Vyšší podíl uhlí v CZT.</p>	<p>OZE nejsou významně konkurenceschopné => nižší růst zejména biomasy a bioplynu), naplnění závazků 2020, dále dle konkurenceschopnosti Tři nové ZEVO,</p>	<p>Mírný přebytek výroby nad spotřebu, ale bez exportního potenciálu.</p>
<p>Dekarbonizační scénář</p>	<p>Nízký scénář. (vysoká míra úspor, nízké tempo růstu HDP)</p>	<p>JETE 1,2 - po roce 2040 JETE 3 (2038) JEDU 1-4 –do roku 2031-2034, respektive do najetí nového zdroje JEDU 5 – 2033 (1600 MW) TJ. de facto jádro ve stávající výši</p>	<p>Spotřeba hnědého a černého uhlí na úrovni 13,5 Mt/rok. CZT – zajištěno Odstavení největších znečišťovatelů ovzduší před hranicí životnosti.</p>	<p>Vysoký potenciál větru, FVE a bioplynu. ZEVO jak v ASEK</p>	<p>Samostatnost bez nutnosti dovozu elektřiny. Saldo - zachování exportu</p>

3 Popis a kvantifikace scénářů

3.1 Optimalizovaný scénář

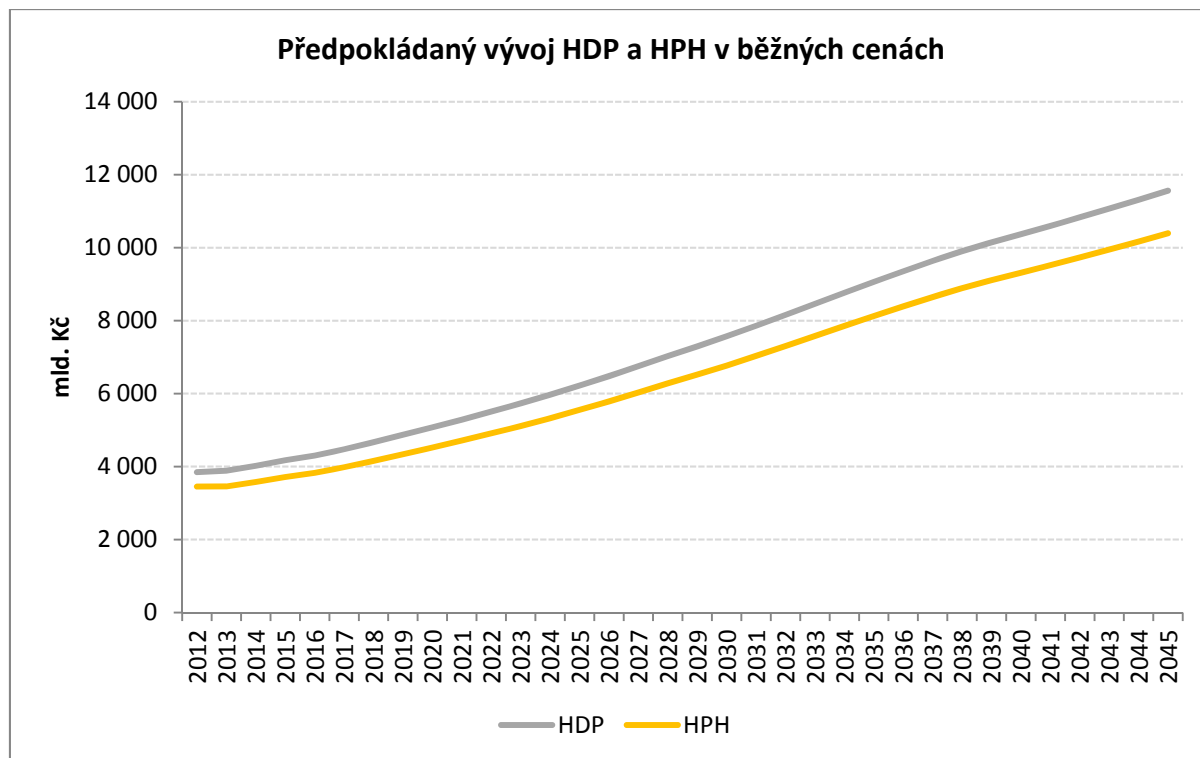
Stručný popis

Samotný scénář vede k dlouhodobě udržitelné energetice, která je založena na ekonomicky efektivním využívání tuzemských a kvazi-tuzemských energetických zdrojů, což posiluje energetickou bezpečnost země. Zároveň tento scénář předpokládá, vlivem důrazu na tuzemské zdroje, výstavbu zdrojů s vysokým podílem domácích dodávek a s provozními náklady koncertovanými především v ČR, a tedy s relativně omezenými dopady do obchodní bilance. Rozvoj jaderné energetiky bude mít pozitivní vliv nejen na výrobní samostatnost, ale také na udržení a další rozvoj technického know-how, v oblasti jaderného výzkumu a dodavatelských celků, které umožní zapojit české energetické strojírenství do mezinárodních dodavatelských řetězců.

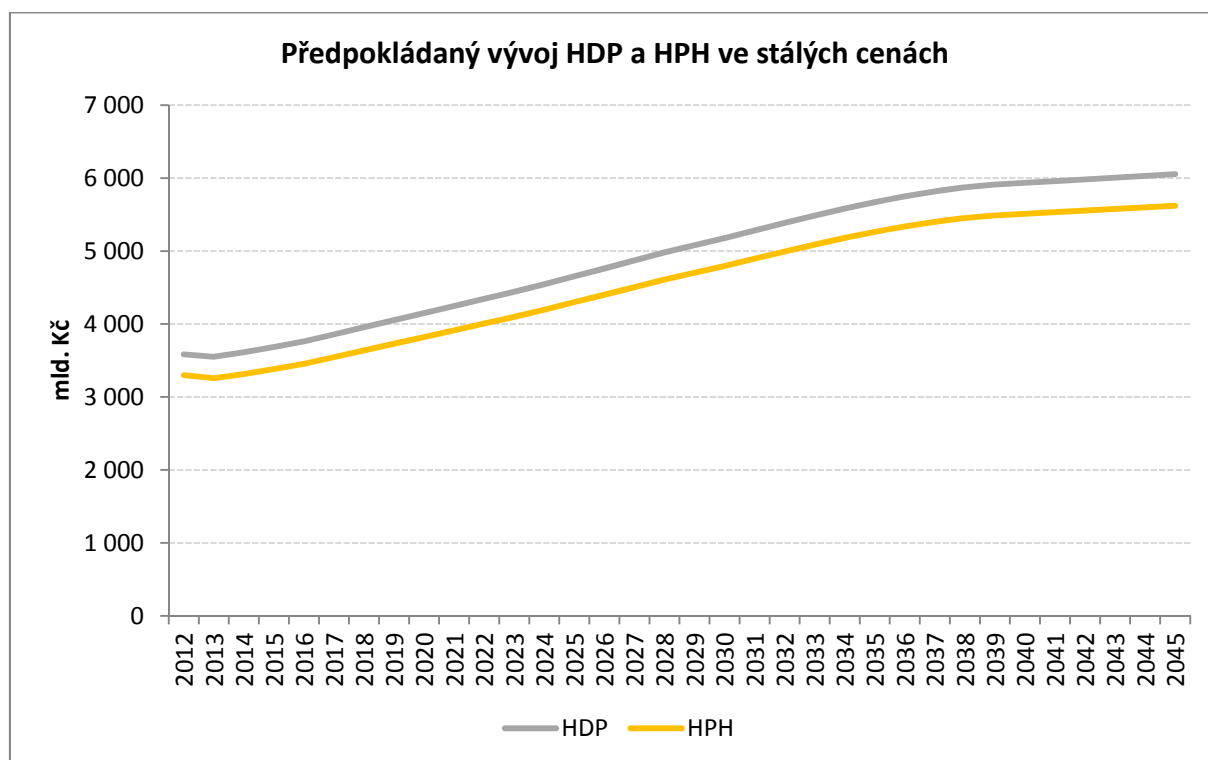
3.1.1 Předpoklady Optimalizovaného scénáře

Detailní předpoklady Optimalizovaného scénáře jsou součástí návrhu ASEK a také podrobné ekonomické analýzy. Proto zde nejsou detailně popisovány.

Graf č. 1: Předpokládaný vývoj HDP a HPH v běžných cenách



Graf č. 2: Předpokládaný vývoj HDP a HPH ve stálých cenách



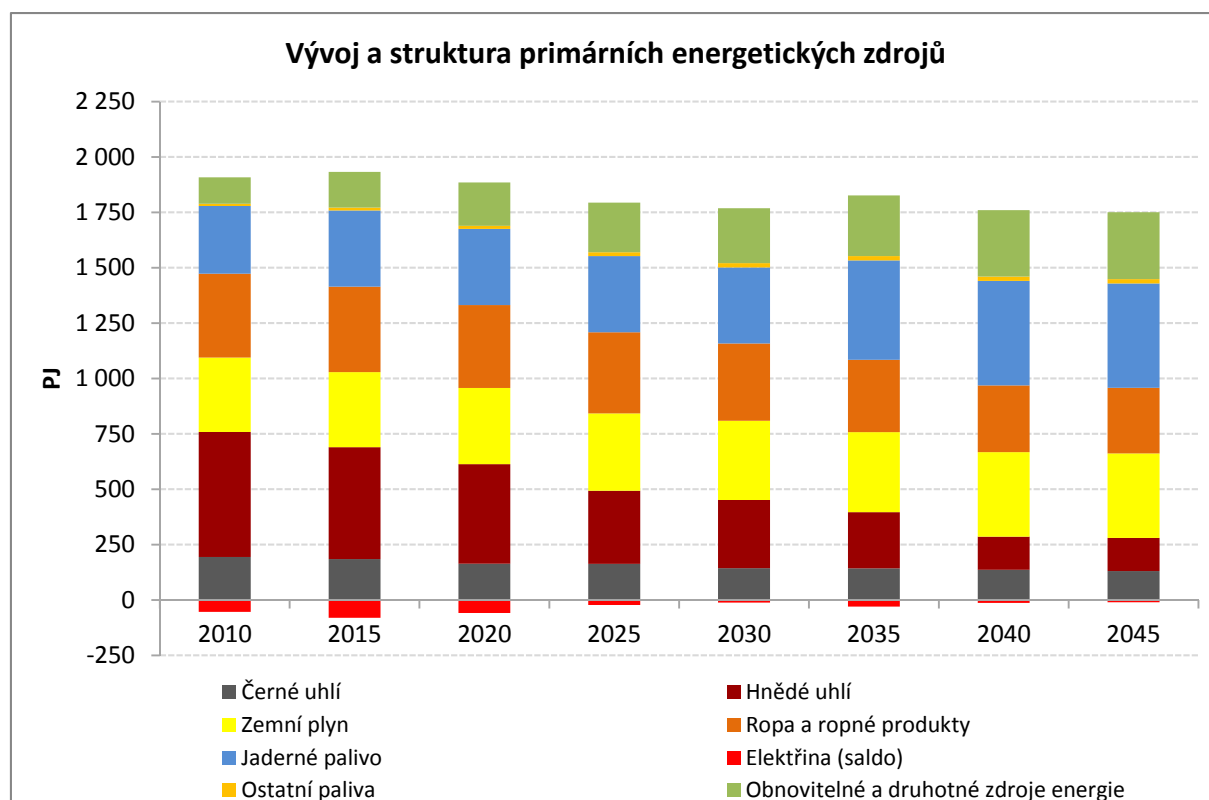
3.1.2 Vývoj a struktura primárních energetických zdrojů (PEZ)

Tabulka č. 1: Vývoj a struktura primárních energetických zdrojů

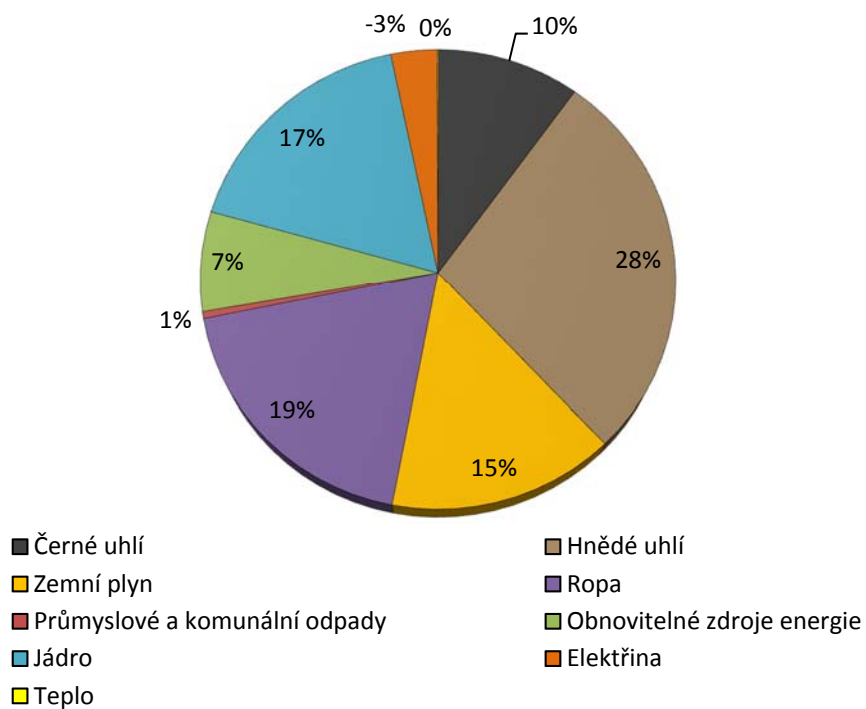
PEZ		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Černé uhlí	PJ	194,3	184,6	164,2	163,2	143,9	143,0	136,3	130,5
Hnědé uhlí	PJ	564,3	505,2	448,8	330,2	307,4	253,5	150,0	150,0
Zemní plyn	PJ	336,1	338,9	344,5	348,6	357,9	361,4	381,2	380,9
Ropa a ropné produkty	PJ	378,4	385,8	374,2	366,8	348,7	326,2	301,5	296,3
Jaderné palivo	PJ	305,4	343,6	343,6	343,6	343,6	449,2	471,3	471,3
Elektřina (saldo)	PJ	-53,8	-80,1	-58,9	-22,3	-11,9	-29,9	-13,3	-10,3
Ostatní paliva	PJ	10,5	12,9	13,8	17,2	19,5	19,5	19,5	19,5
OZE a druhotné zdroje	PJ	119,1	161,4	195,6	223,9	247,5	273,7	299,8	302,2
PEZ celkem	PJ	1 854,3	1 852,3	1 825,7	1 771,1	1 756,5	1 796,6	1 746,4	1 740,4

Pozn.: ostatní paliva – degazační plyn, průmyslové odpady a alternativní paliva, tuhý komunální odpad (neobnovitelný)

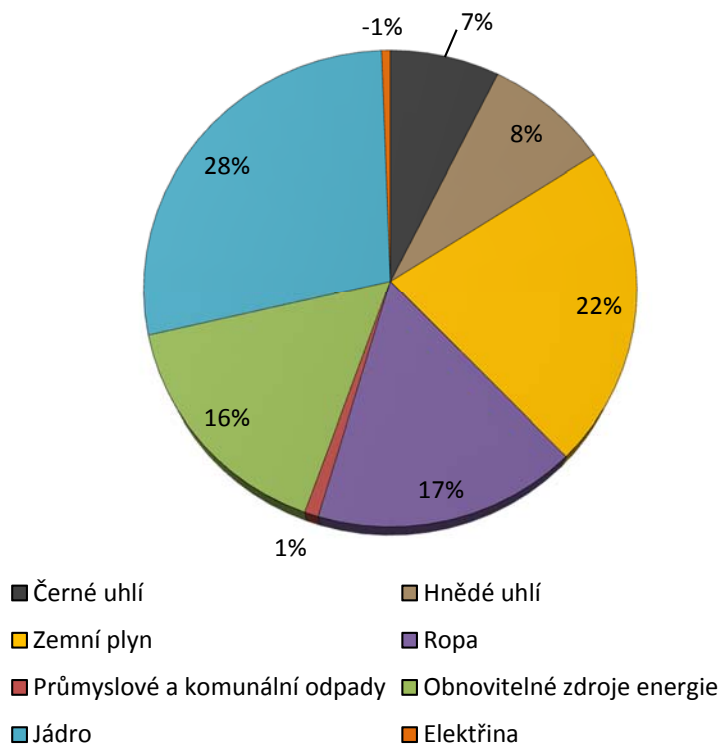
Graf č. 3: Vývoj a struktura primárních energetických zdrojů



Graf č. 4: Primární energetické zdroje ČR v % (předběžné 2012, IEA)



Graf č. 5: Primární energetické zdroje ČR v % (rok 2045) - optimalizovaný scénář



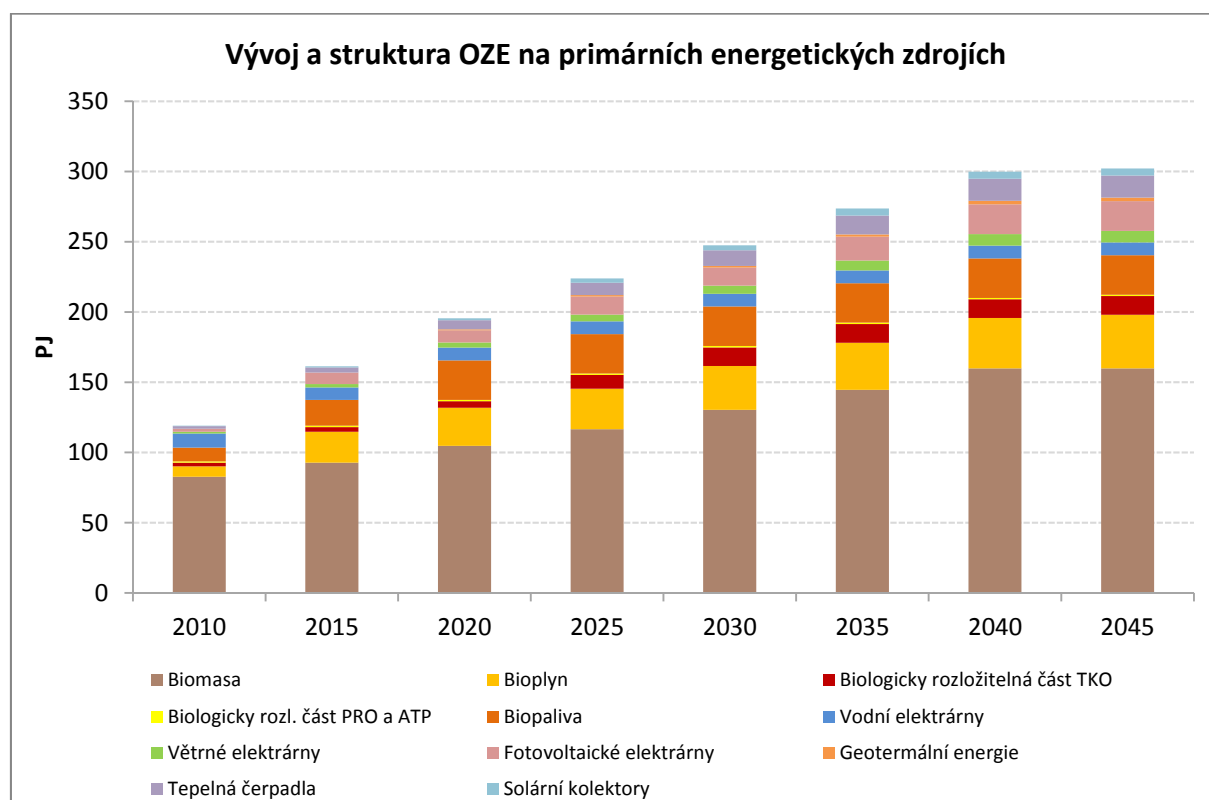
3.1.3 Vývoj a struktura OZE na primárních energetických zdrojích

Tabulka č. 2: Vývoj a struktura OZE na primárních energetických zdrojích

Obnovitelné a druhotné zdroje energie		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Biomasa	PJ	82,7	92,7	104,7	116,6	130,4	144,6	159,9	159,8
Bioplyn	PJ	7,4	22,1	27,1	28,8	31,1	33,5	35,9	38,2
Biologicky rozložitelná část TKO	PJ	2,6	3,3	4,7	9,9	13,3	13,3	13,3	13,3
Biologicky rozložitelná část PRO a ATP	PJ	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Biopaliva	PJ	9,8	18,3	28,1	28,1	28,1	28,1	28,1	28,1
Vodní elektrárny	PJ	10,0	8,9	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1
Větrné elektrárny	PJ	1,2	2,3	3,6	4,8	5,8	7,0	8,2	8,2
Fotovoltaické elektrárny	PJ	2,2	8,2	8,7	12,8	12,8	17,0	21,2	21,2
Geotermální energie	PJ	0,0	0,0	0,7	1,0	1,2	1,7	2,5	2,5
Tepelná čerpadla	PJ	1,8	3,7	6,6	8,9	11,2	13,4	15,7	15,8
Solární kolektory	PJ	0,4	0,8	1,4	3,0	3,5	5,0	5,0	5,0
Obnovitelné a druhotné zdroje energie	PJ	119,1	161,4	195,6	223,9	247,5	273,7	299,8	302,2

Pozn.: TKO – tuhý komunální odpad, PRO – průmyslové odpady, ATP – alternativní paliva

Graf č. 6: Vývoj a struktura OZE na primárních energetických zdrojích



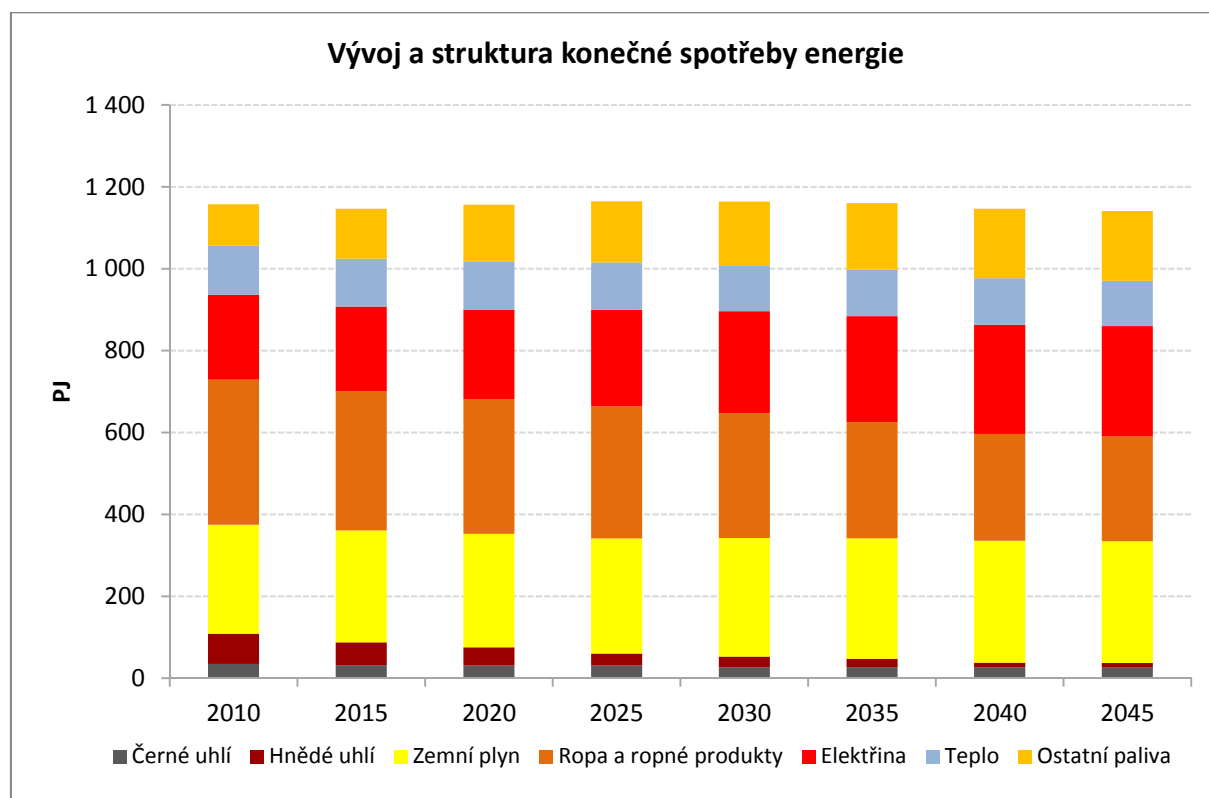
3.1.4 Vývoj a struktura konečné spotřeby energie

Tabulka č. 3: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie

Konečná spotřeba		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Černé uhlí	PJ	35,0	31,8	30,9	30,8	26,7	27,1	26,7	26,1
Hnědé uhlí	PJ	73,8	56,0	44,8	29,6	26,2	20,2	11,3	11,3
Zemní plyn	PJ	266,1	272,9	276,9	280,7	289,7	294,6	298,0	297,5
Ropa a ropné produkty	PJ	354,1	339,9	329,1	322,6	304,8	283,4	260,5	255,5
Elektřina	PJ	207,6	207,1	218,8	236,2	248,8	258,7	266,7	269,5
Teplo	PJ	119,7	116,8	116,4	115,7	112,2	113,9	113,7	110,8
Ostatní paliva	PJ	101,2	122,0	139,4	149,2	155,6	162,1	169,6	170,3
Celkem	PJ	1 157,6	1 146,6	1 156,2	1 164,8	1 164,0	1 160,0	1 146,4	1 141,0
Bilanční položka *	PJ	25,8							
Celkem	PJ	1 131,8	1 146,6	1 156,2	1 164,8	1 164,0	1 160,0	1 146,4	1 141,0

* Ve výpočtu existují rozdílné metodiky mezi ČSÚ a MPO. Bilanční položka v roce 2010 slouží ke smazání toho rozdílu.

Graf č. 7: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie

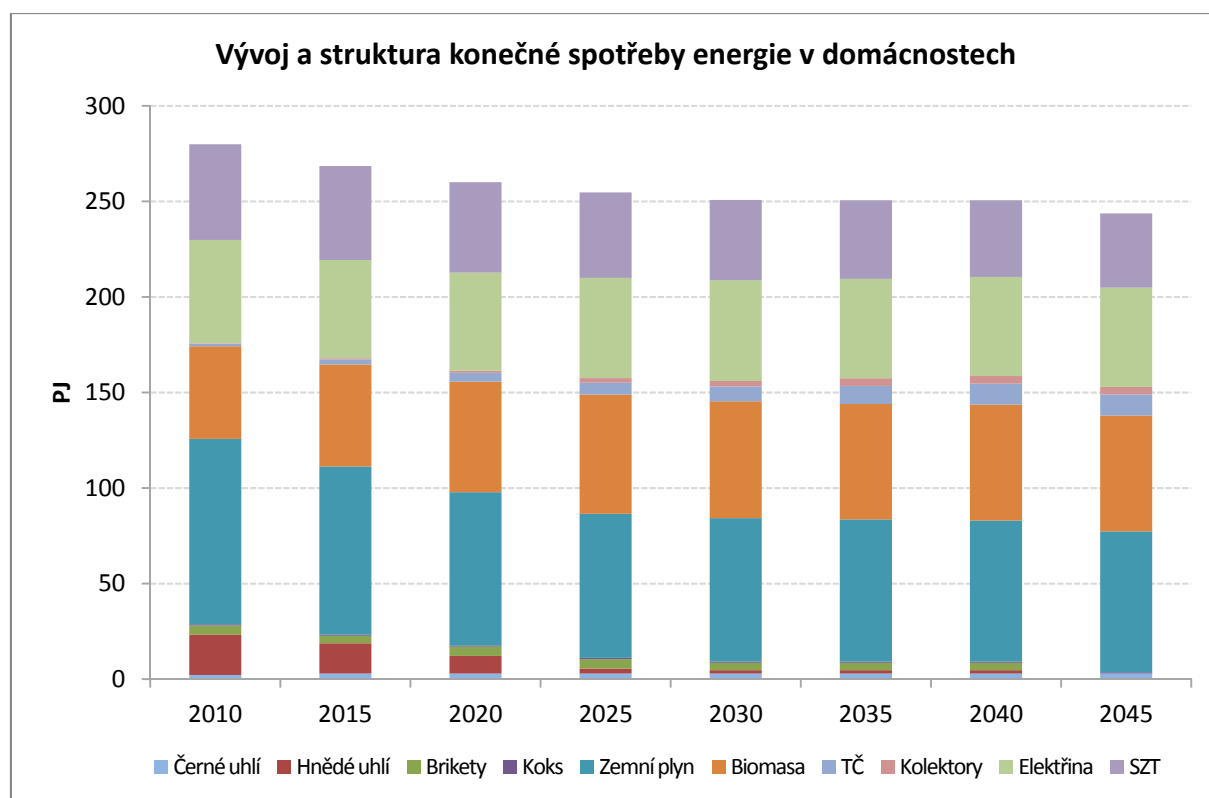


3.1.5 Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v domácnostech

Tabulka č. 4: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v domácnostech

Spotřeba energie v domácnostech		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Černé uhlí	PJ	2,2	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
Hnědé uhlí	PJ	21,1	15,8	9,2	2,6	1,8	1,8	1,8	0,0
Brikety	PJ	4,8	3,9	4,9	4,9	3,9	3,9	3,9	0,0
Koks	PJ	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Zemní plyn	PJ	96,9	88,0	80,1	75,4	75,0	74,4	73,7	73,7
Biomasa	PJ	48,5	53,3	57,9	62,4	61,2	60,4	60,6	60,6
Tepelná čerpadla	PJ	1,2	2,6	4,6	6,2	7,8	9,4	11,0	11,0
Kolektory	PJ	0,3	0,6	1,1	2,4	2,8	4,0	4,0	4,0
Elektřina	PJ	54,1	51,5	51,4	52,4	52,8	52,1	51,9	51,9
SZT	PJ	50,1	49,2	47,3	44,7	42,0	41,1	40,1	38,8
Spotřeba energie v domácnostech	PJ	279,9	268,5	260,0	254,7	250,7	250,6	250,6	243,7

Graf č. 8: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v domácnostech

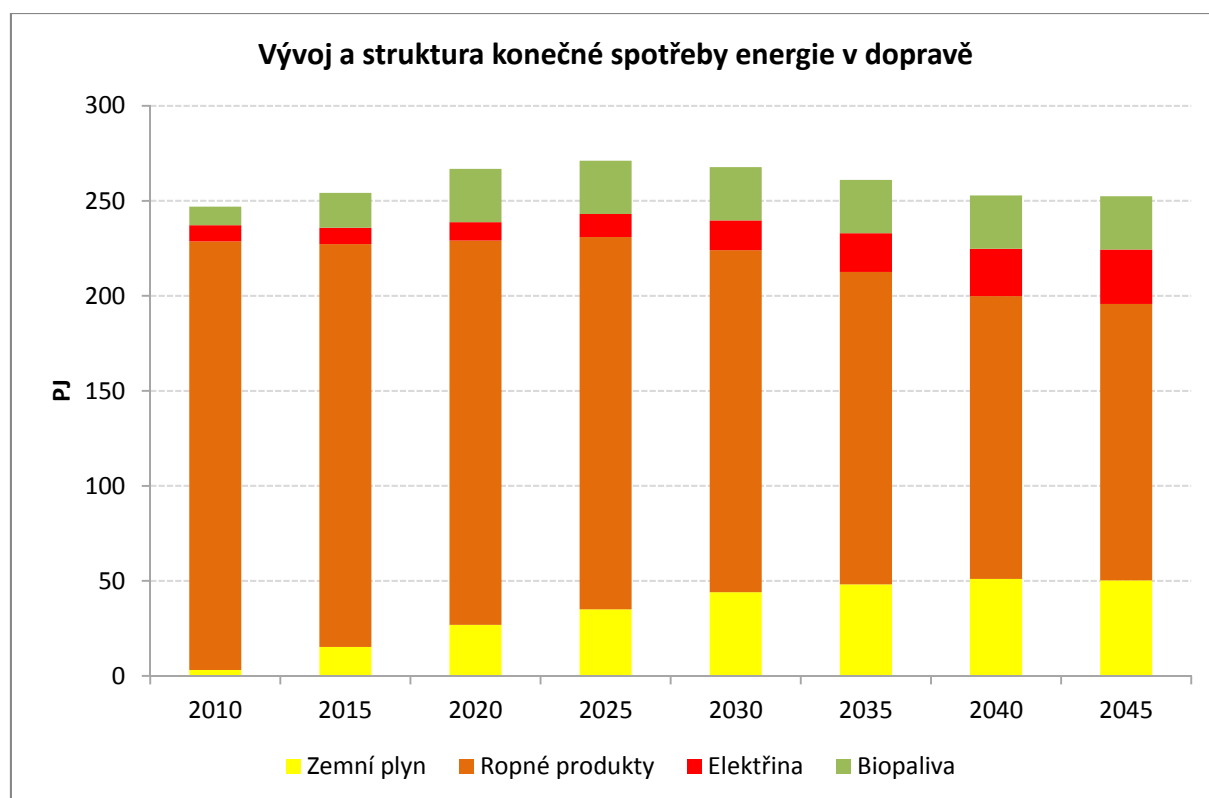


3.1.6 Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v dopravě

Tabulka č. 5: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v dopravě

Doprava		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Zemní plyn	PJ	3,1	15,3	26,8	35,1	44,1	48,1	51,1	50,3
Ropné produkty	PJ	225,6	212,0	202,2	195,9	180,0	164,4	148,8	145,4
Elektřina	PJ	8,5	8,6	9,7	12,1	15,6	20,4	24,9	28,6
Biopaliva	PJ	9,8	18,3	28,1	28,1	28,1	28,1	28,1	28,1
Celkem doprava	PJ	246,9	254,2	266,9	271,1	267,8	261,0	252,9	252,5

Graf č. 9: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v dopravě

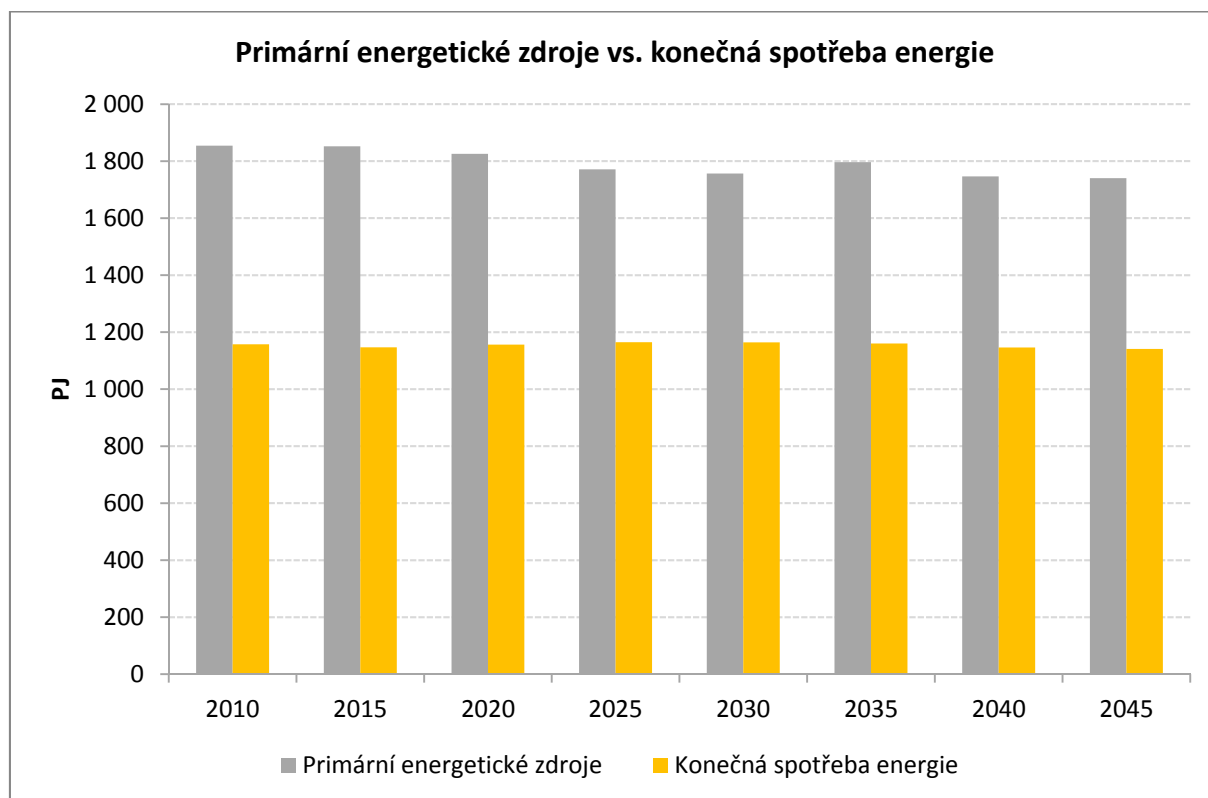


3.1.7 Primární energetické zdroje vs. konečná spotřeba energie

Tabulka č. 6: Primární energetické zdroje vs. konečná spotřeba energie

		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
PEZ	PJ	1 854,3	1 852,3	1 825,7	1 771,1	1 756,5	1 796,6	1 746,4	1 740,4
Konečná spotřeba	PJ	1 157,6	1 146,6	1 156,2	1 164,8	1 164,0	1 160,0	1 146,4	1 141,0

Graf č. 10: Primární energetické zdroje vs. konečná spotřeba energie



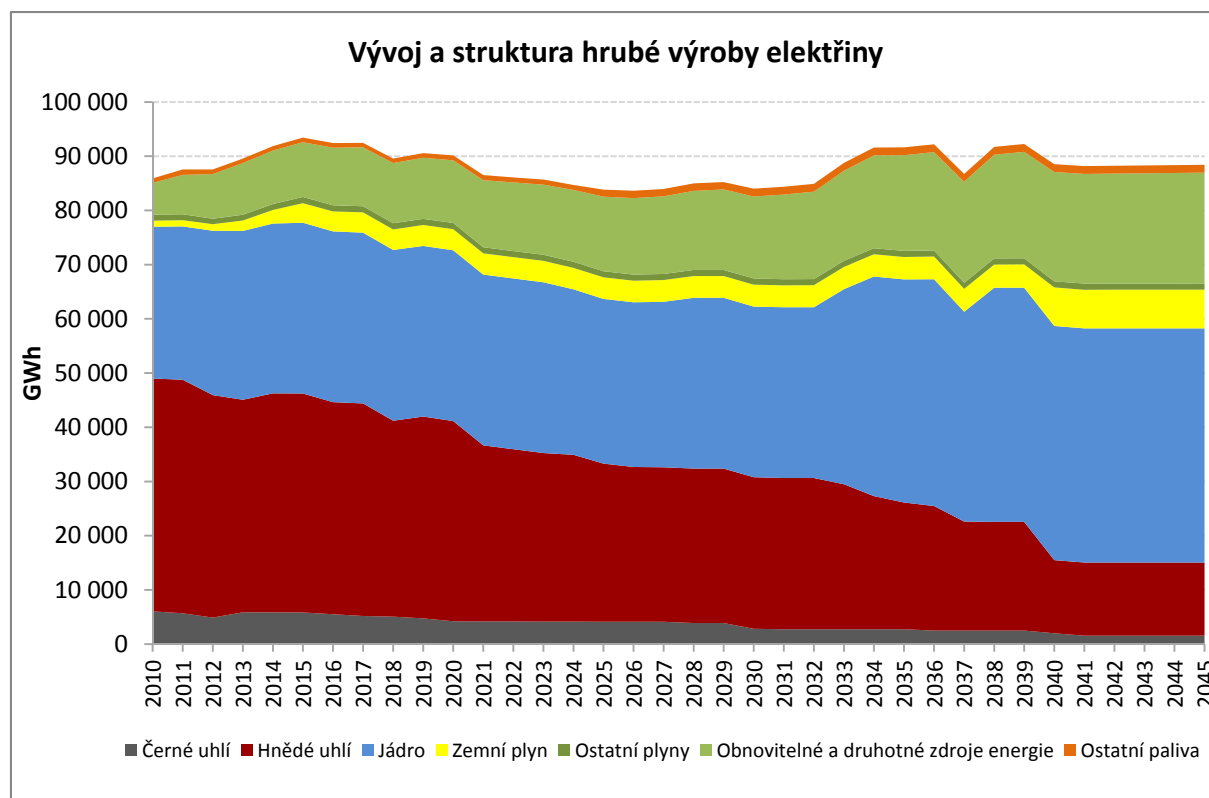
3.1.8 Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny

Tabulka č. 7: Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny

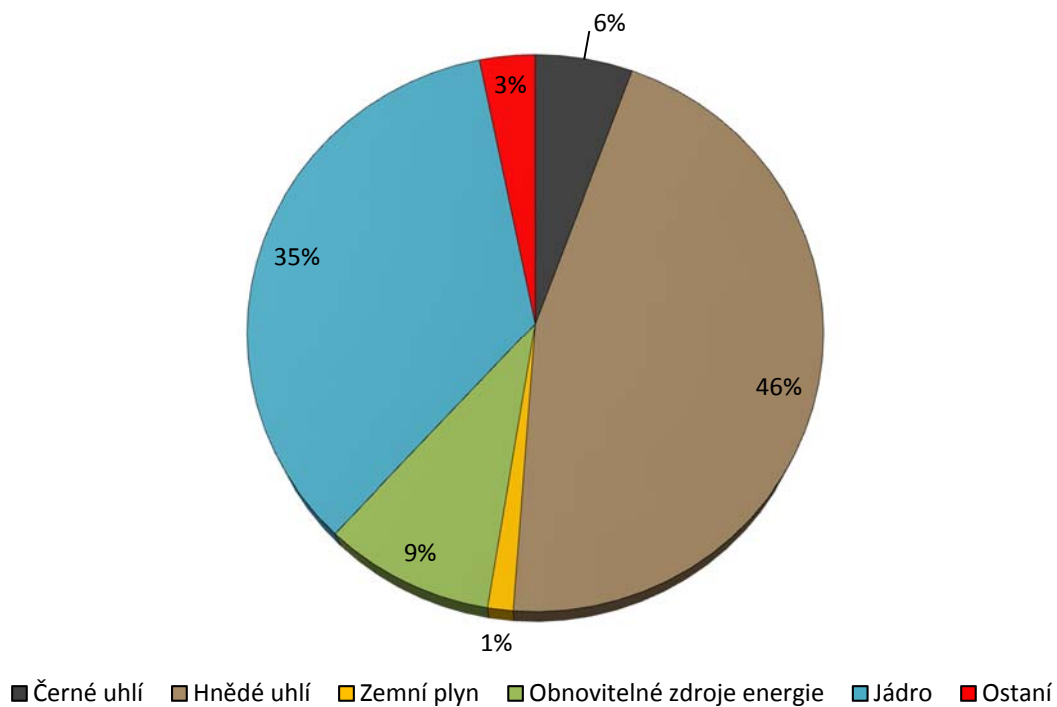
Hrubá výr.		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Černé uhlí	GWh	6 052,0	5 832,4	4 198,4	4 134,3	2 824,0	2 745,0	1 989,1	1 555,3
Hnědé uhlí	GWh	42 936,1	40 389,6	36 951,3	29 167,5	27 947,7	23 366,2	13 497,2	13 489,6
Zemní plyn	GWh	1 125,7	3 624,6	3 914,4	3 973,4	4 043,5	4 126,6	7 101,1	7 151,1
Ostatní pl.	GWh	1 080,4	1 130,5	1 130,5	1 130,5	1 130,5	1 130,5	1 130,5	1 130,5
Jádro	GWh	27 998,2	31 495,1	31 495,1	30 384,2	31 495,1	41 177,9	43 204,5	43 204,5
Ostatní pal.	GWh	814,8	848,6	917,4	1 294,5	1 446,3	1 446,3	1 446,3	1 446,3
OZE a DZ	GWh	5 902,8	10 122,3	11 548,8	13 742,0	15 125,6	17 638,7	20 173,0	20 453,1
Celkem	GWh	85 910,0	93 443,2	90 156,0	83 826,4	84 012,7	91 631,2	88 541,7	88 430,4

Pozn.: ostatní plyny – koksárenský, vysokopeční, degazační a ostatní
 ostatní paliva – ropné produkty, průmyslové odpady a alternativní paliva, tuhý komunální odpad (neobnov.), odpadní teplo

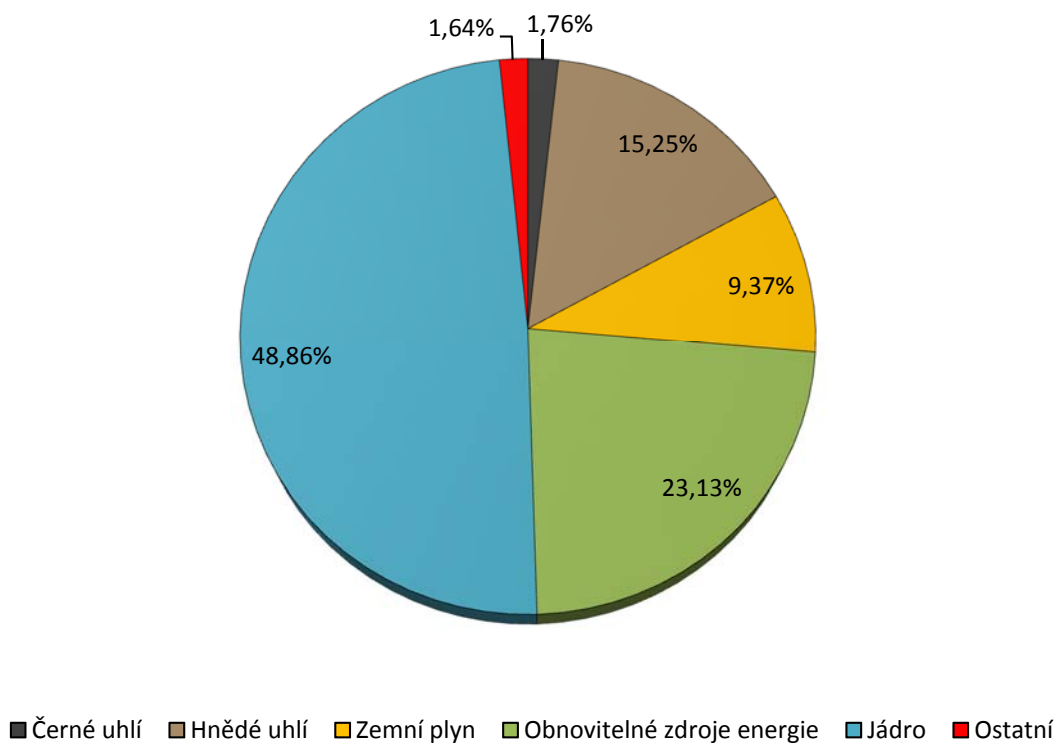
Graf č. 11: Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny



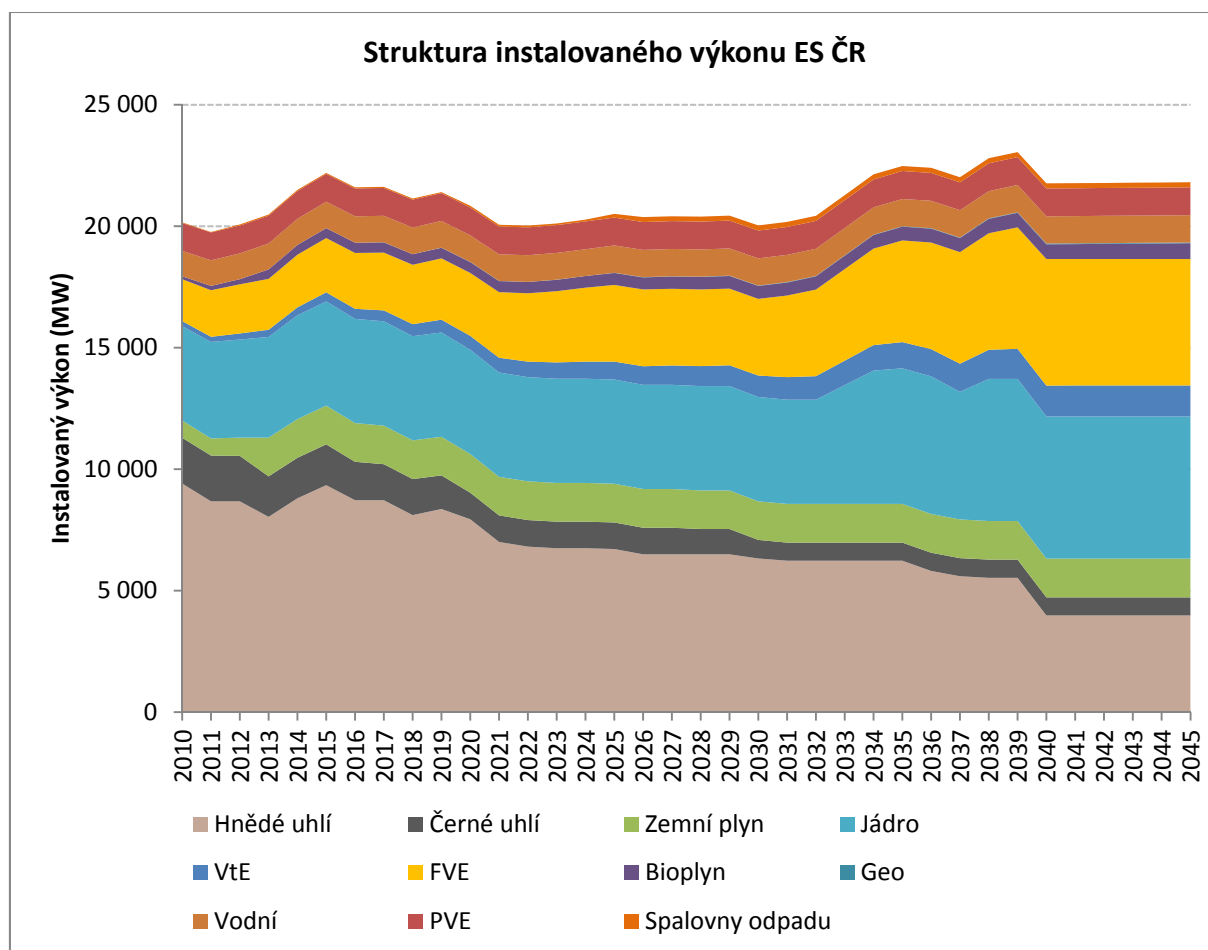
Graf č. 12: Hrubá výroba elektřiny v % (předběžné 2012, IEA)



Graf č. 13: Struktura hrubé výroby elektřiny v % (rok 2045) – optimalizovaný scénář



Graf č. 14: Vývoj a struktura instalovaného výkonu ES ČR

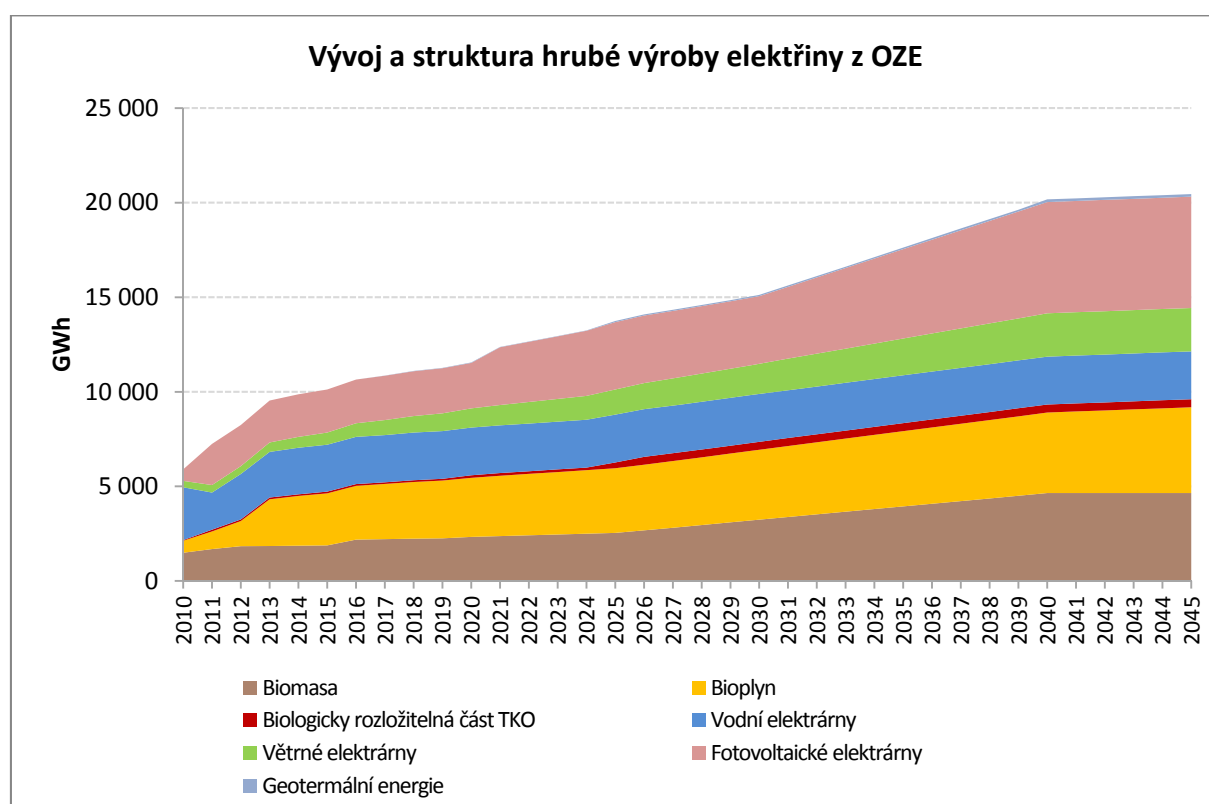


3.1.9 Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny z OZE

Tabulka č. 8: Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny z OZE

OZE		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Biomasa	GWh	1 492,0	1 878,9	2 331,0	2 540,6	3 243,4	3 946,1	4 648,8	4 647,1
Bioplyn	GWh	634,6	2 754,0	3 121,2	3 416,0	3 696,0	3 976,0	4 256,0	4 536,0
BRKO	GWh	35,6	91,2	138,1	310,0	425,2	425,2	425,2	425,2
VE	GWh	2 789,5	2 475,6	2 522,7	2 524,5	2 526,2	2 528,0	2 529,7	2 531,5
VTE	GWh	335,5	647,2	1 013,8	1 328,4	1 598,4	1 945,8	2 291,4	2 291,4
FVE	GWh	615,7	2 275,5	2 403,6	3 567,4	3 567,4	4 725,7	5 883,9	5 883,9
GEO	GWh	0,0	0,0	18,4	55,2	69,0	92,0	138,0	138,0
OZE celkem	GWh	5 902,8	10 122,3	11 548,8	13 742,0	15 125,6	17 638,7	20 173,0	20 453,1

Graf č. 15: Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny z OZE



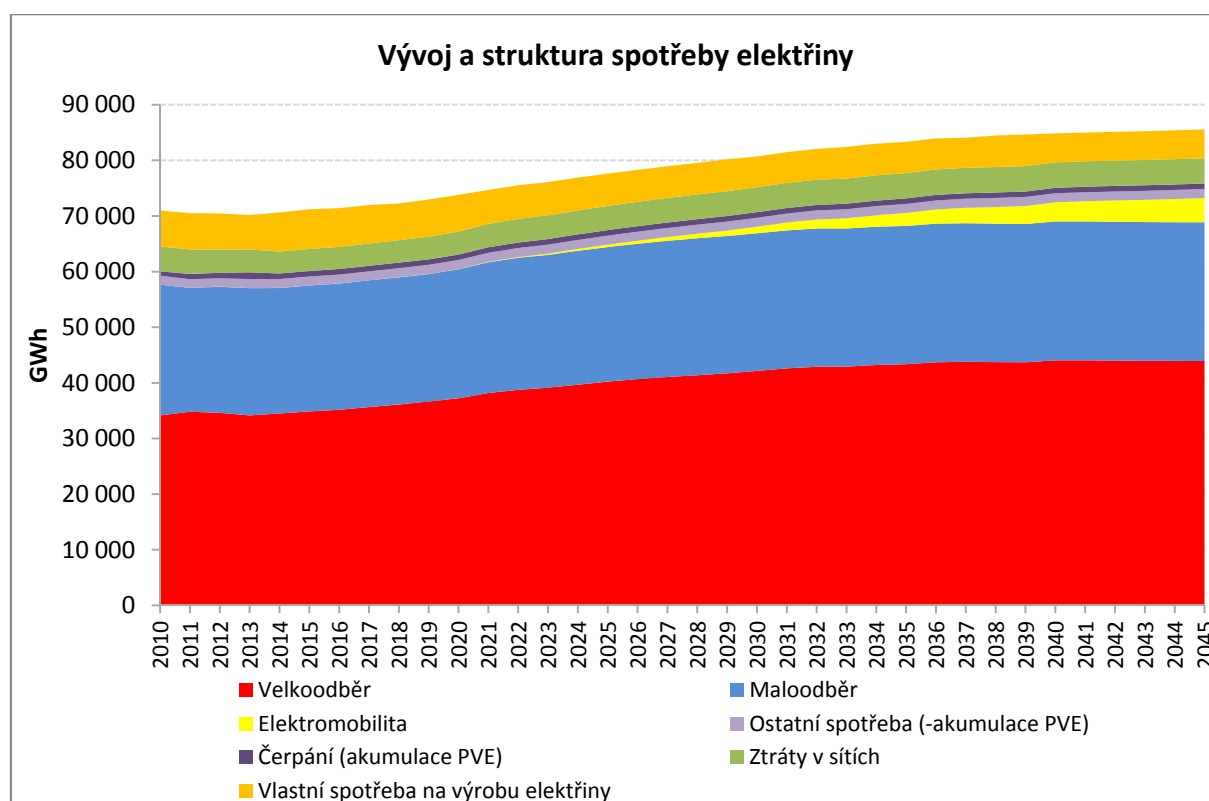
3.1.10 Vývoj a struktura spotřeby elektřiny

Tabulka č. 9: Vývoj a struktura spotřeby elektřiny

Spotřeba		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Velkoodběr	GWh	34 162	34 857	37 228	40 238	42 140	43 362	44 053	43 944
Maloodběr	GWh	23 506	22 644	23 178	24 196	24 744	24 844	24 957	24 931
Podnikatelé	GWh	8 478	8 342	8 910	9 630	10 085	10 378	10 543	10 517
Domácnosti	GWh	15 028	14 302	14 268	14 566	14 659	14 467	14 414	14 414
Ostatní spotřeba	GWh	1 587	1 600	1 620	1 620	1 620	1 620	1 620	1 620
Netto bez mobility	GWh	59 255	59 102	62 026	66 054	68 505	69 827	70 630	70 495
Elektromobilita	GWh	1	7	51	438	1 190	2 328	3 442	4 349
Spotřeba netto		59 255	59 108	62 077	66 492	69 694	72 155	74 072	74 843
Akumulace PVE	GWh	795	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
Ztráty v sítích	GWh	4 467	3 960	4 120	4 359	4 490	4 548	4 572	4 539
Vlastní spotřeba	GWh	6 446	7 127	6 604	5 773	5 523	5 613	5 192	5 180
Spotřeba brutto	GWh	70 963	71 195	73 801	77 624	80 708	83 316	84 836	85 562
Akumulace elektro*	GWh	0	20	308	734	1 033	1 334	1 635	1 635

* Podle předpokladu bude část spotřeby pokryta z akumulace. Kvůli specifickému charakteru této položky byla akumulace explicitně vydělena ze spotřeby.

Graf č. 16: Vývoj a struktura spotřeby elektřiny



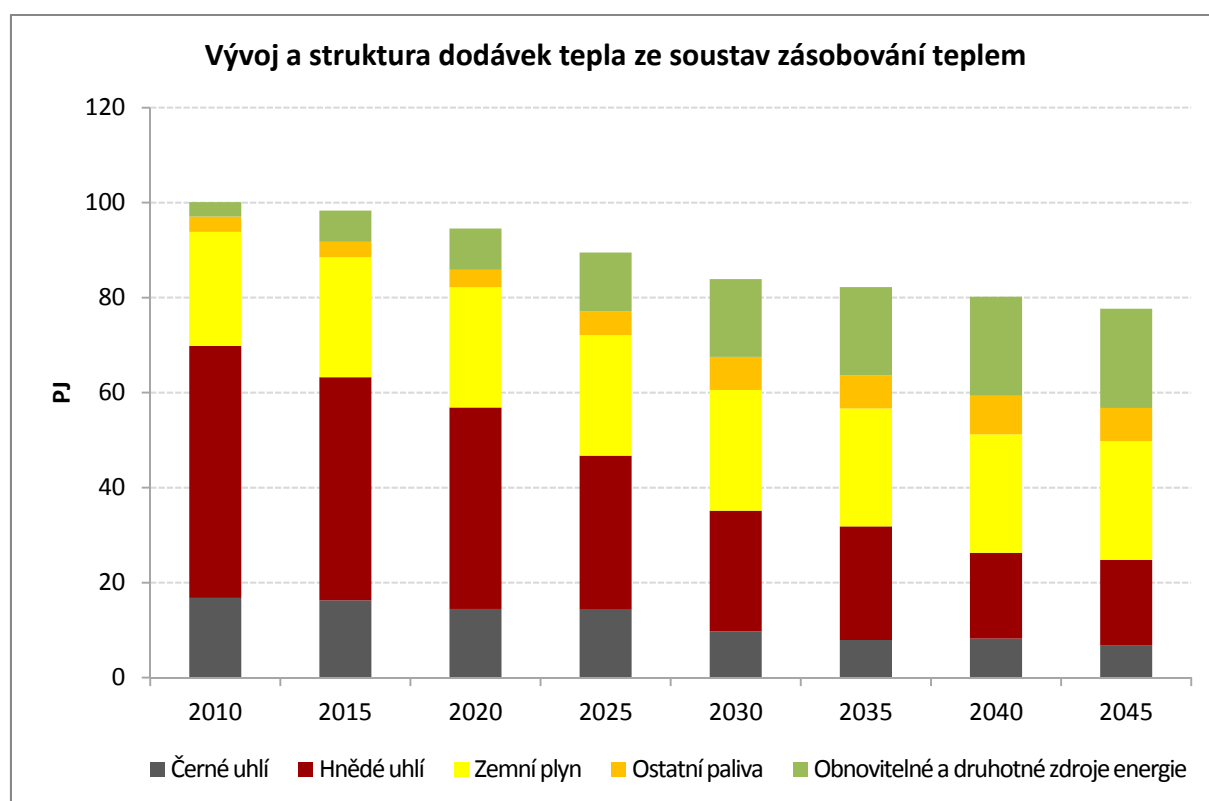
3.1.11 Vývoj a struktura dodávek tepla ze soustav zásobování teplem

Tabulka č. 10: Vývoj a struktura dodávek tepla ze soustav zásobování teplem

SZT		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Černé uhlí	PJ	16,8	16,3	14,5	14,3	9,8	7,9	8,2	6,7
Hnědé uhlí	PJ	53,0	47,0	42,4	32,4	25,4	23,9	18,1	18,1
Zemní plyn	PJ	24,0	25,3	25,3	25,4	25,4	24,8	25,0	25,0
Ostatní paliva	PJ	3,2	3,2	3,7	5,1	7,0	7,0	8,1	7,0
OZE	PJ	3,0	6,6	8,7	12,3	16,4	18,6	20,8	20,9
Celkem SZT	PJ	100,1	98,3	94,5	89,5	83,9	82,2	80,2	77,7

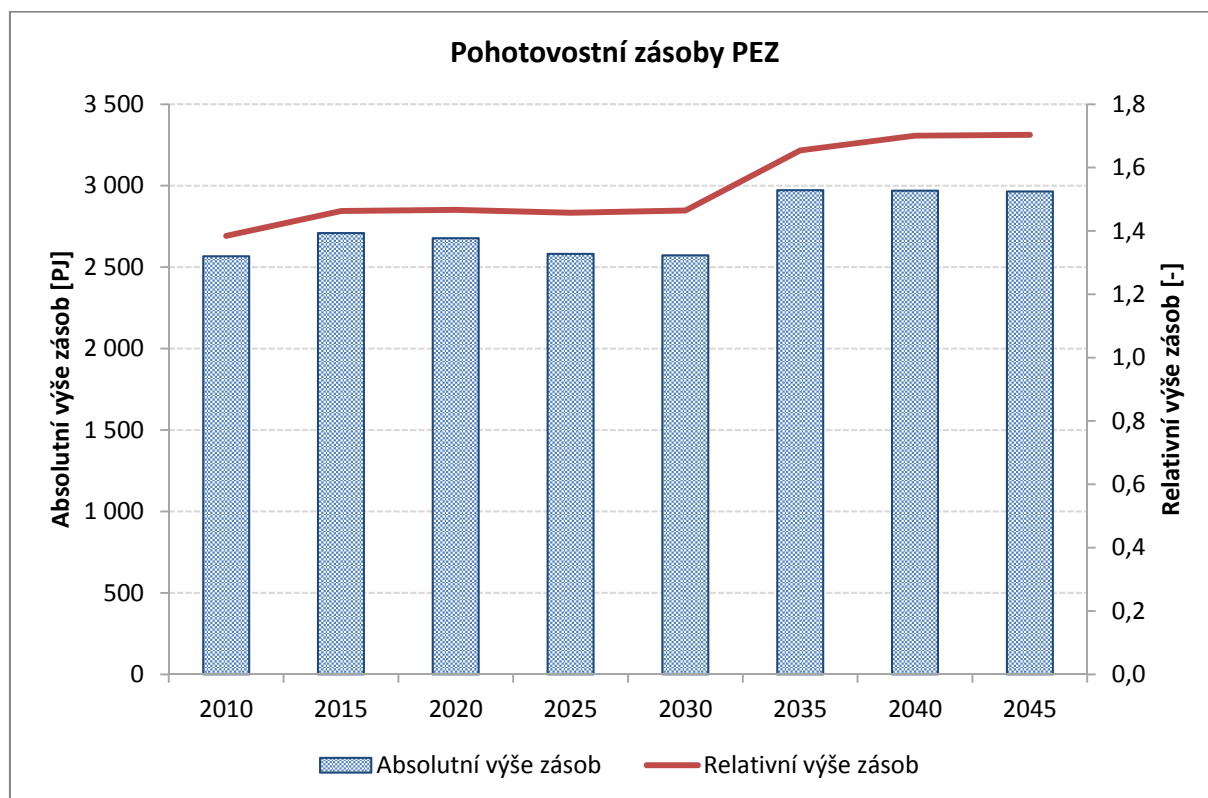
Pozn.: ostatní paliva – koksárenský, vysokopecní a ostatní plyny, průmyslové odpady, alternativní paliva, tuhý komunální odpad (neobnovitelný), prvotní teplo

Graf č. 17: Vývoj a struktura dodávek tepla ze soustav zásobování teplem

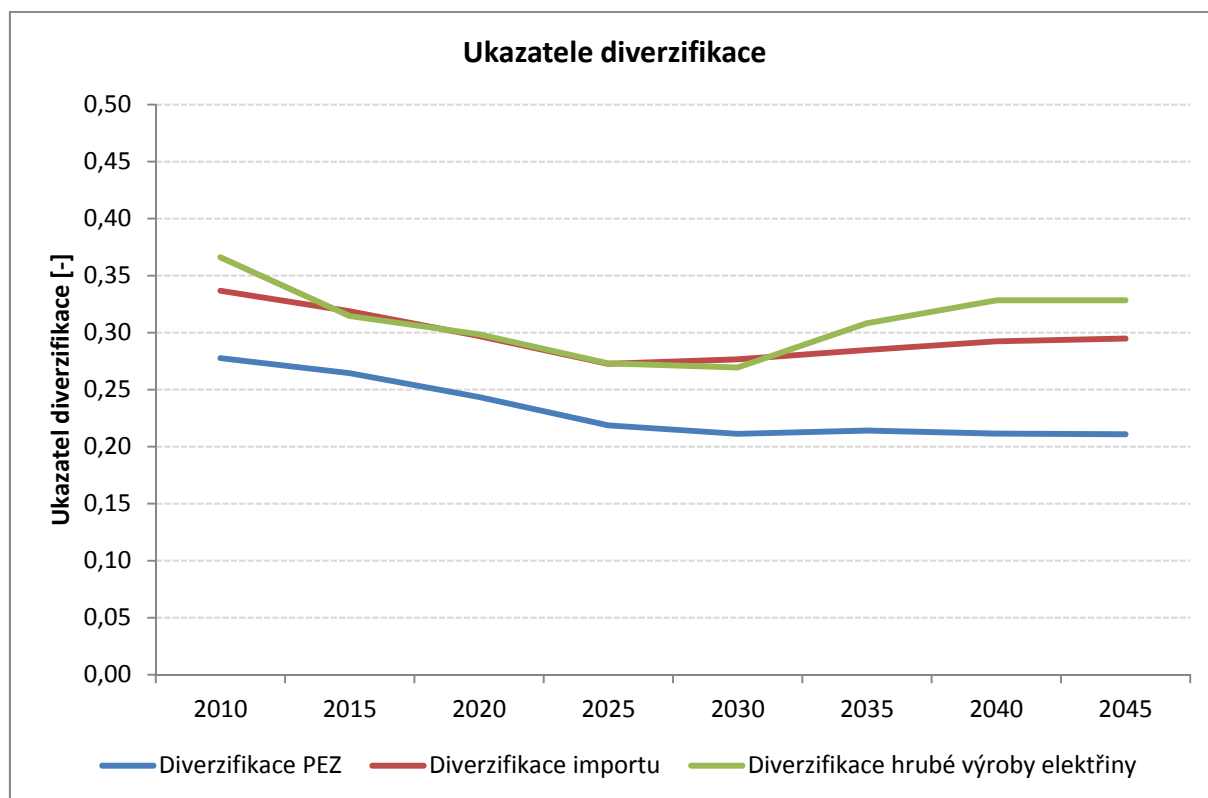


3.1.12 Ukazatele bezpečnosti – Optimalizovaný scénář

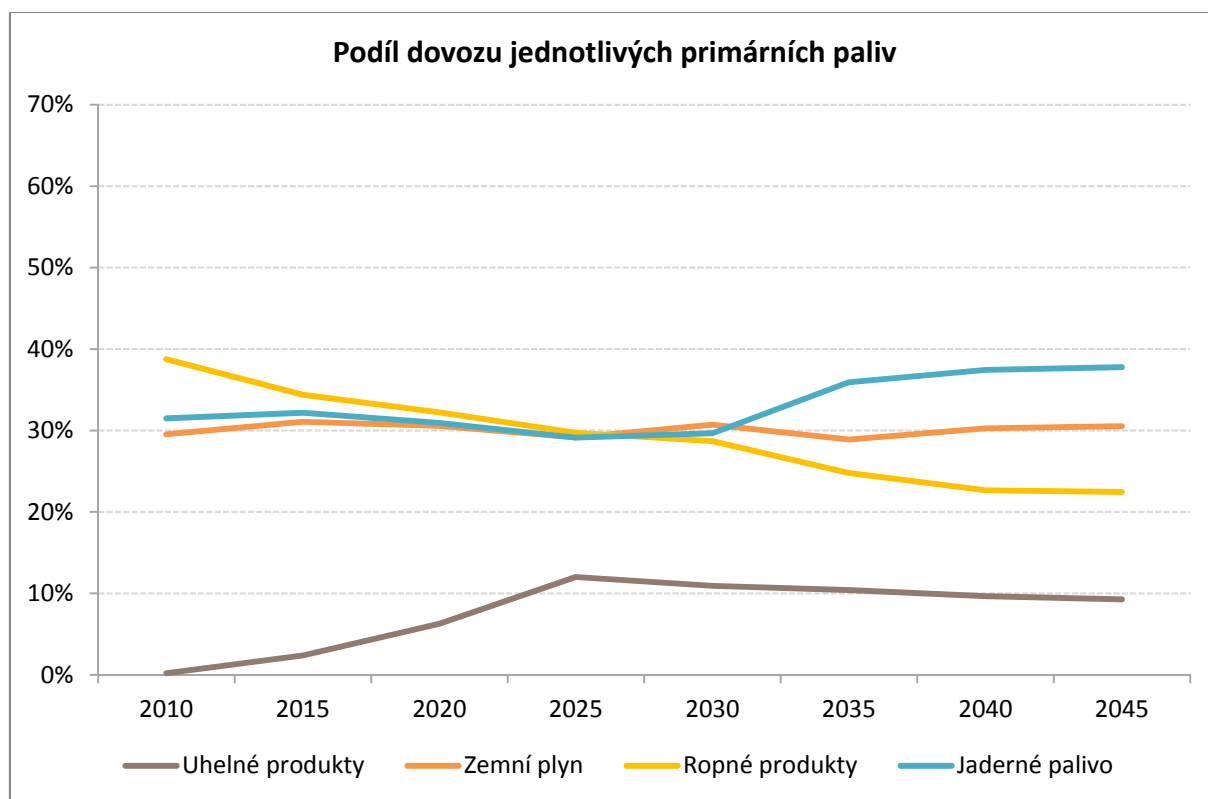
Graf č. 18: Pohotovostní zásoby PEZ



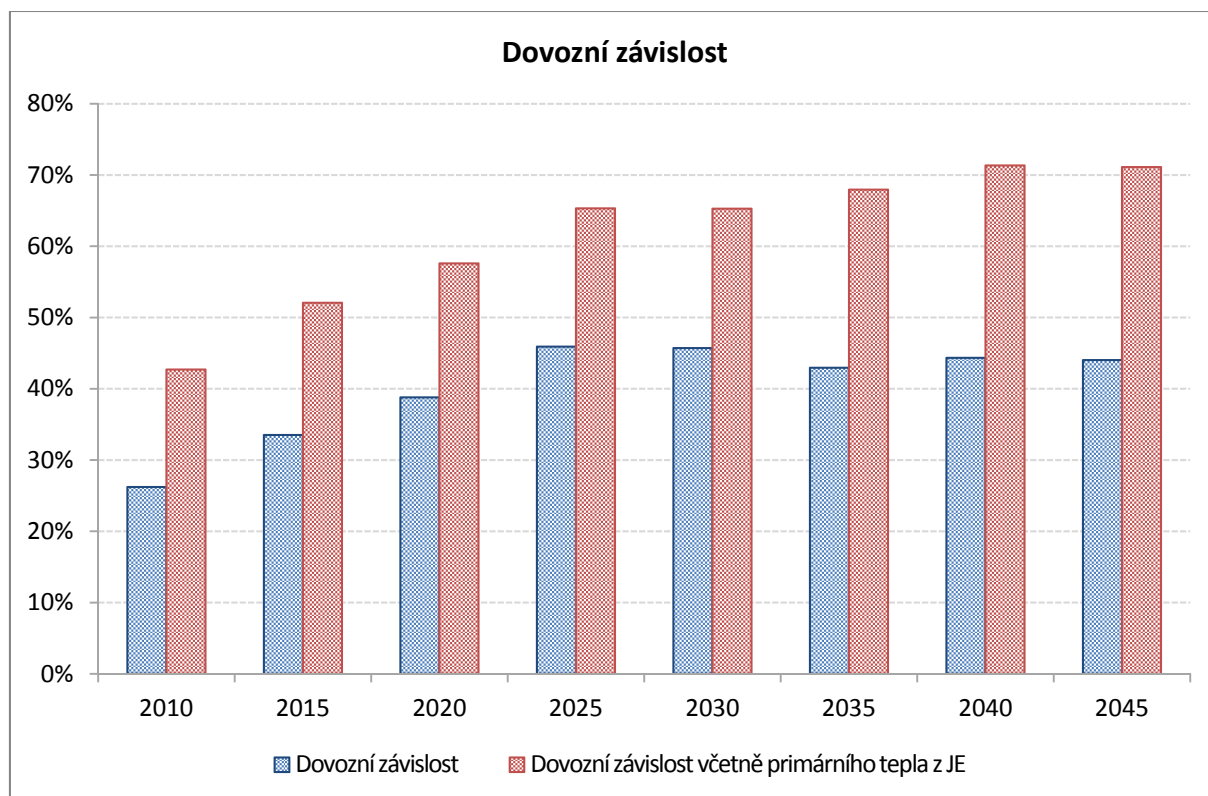
Graf č. 19: Ukazatele diverzifikace



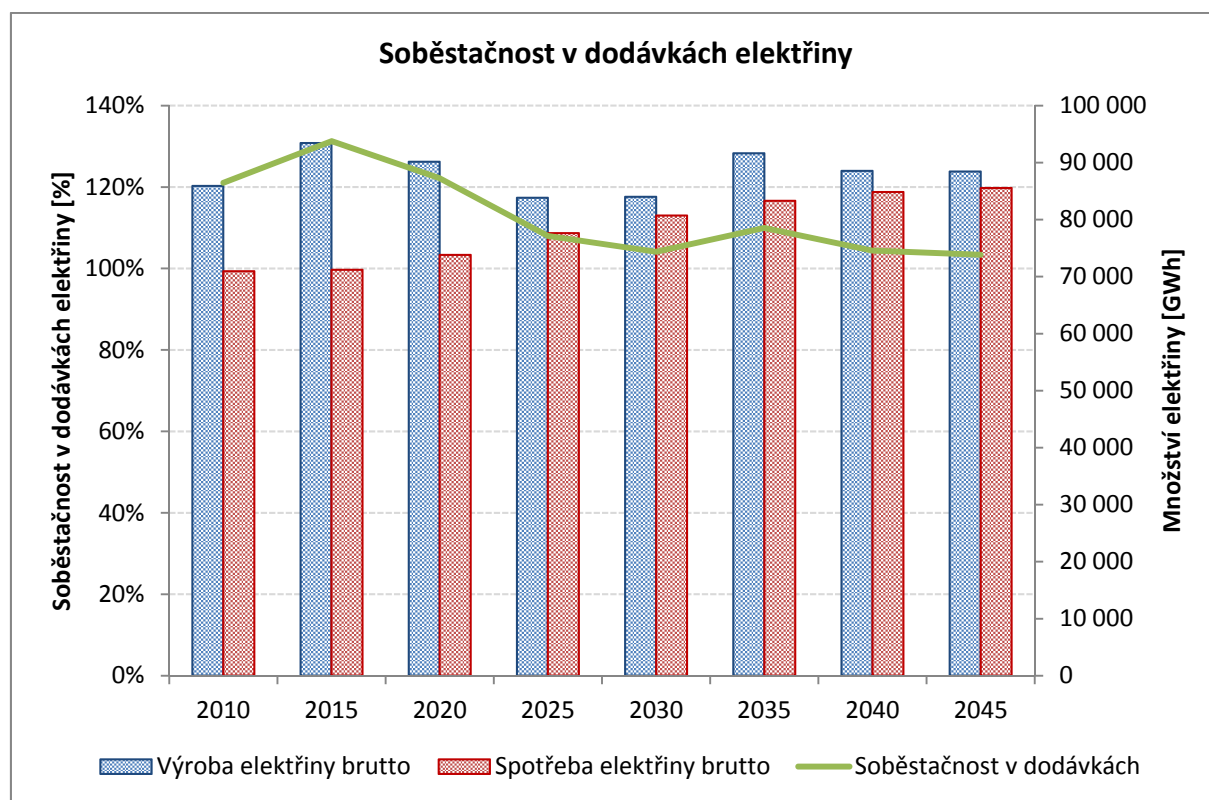
Graf č. 20: Podíl dovozu jednotlivých primárních paliv



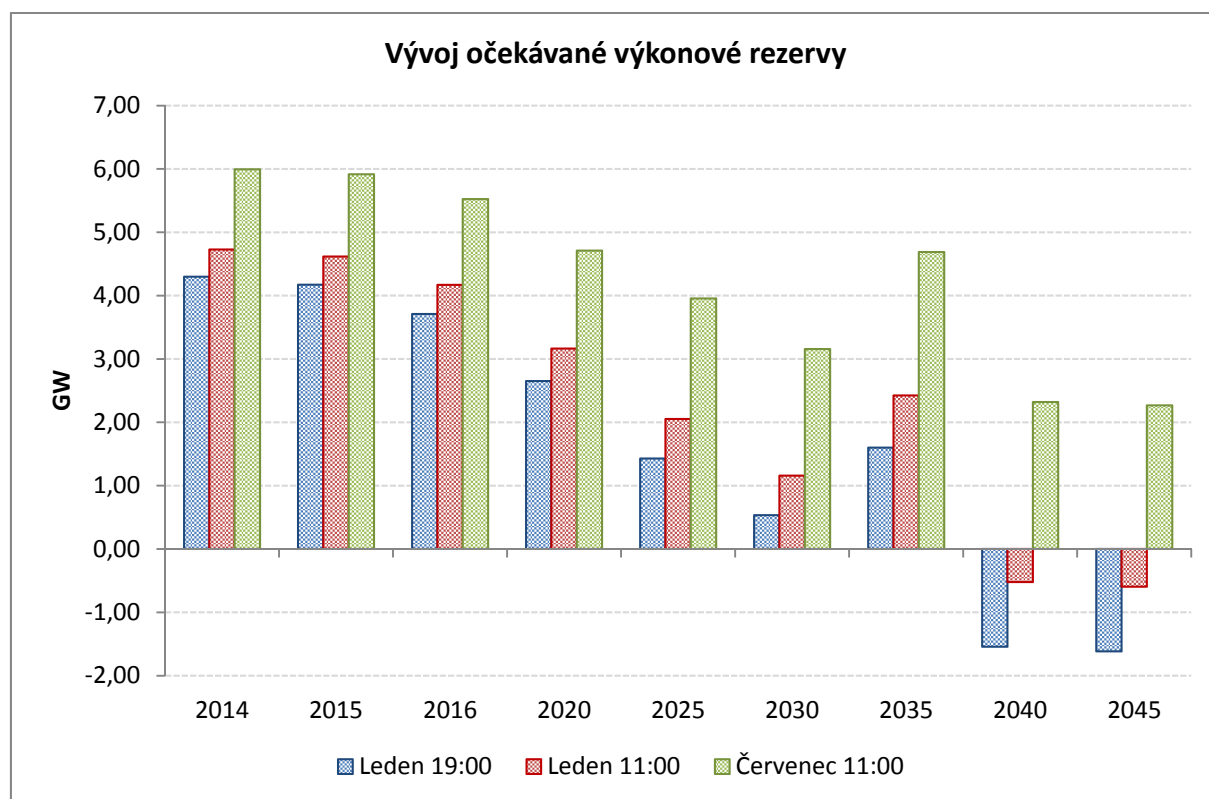
Graf č. 21: Dovožní závislost



Graf č. 22: Soběstačnost v dodávkách elektřiny

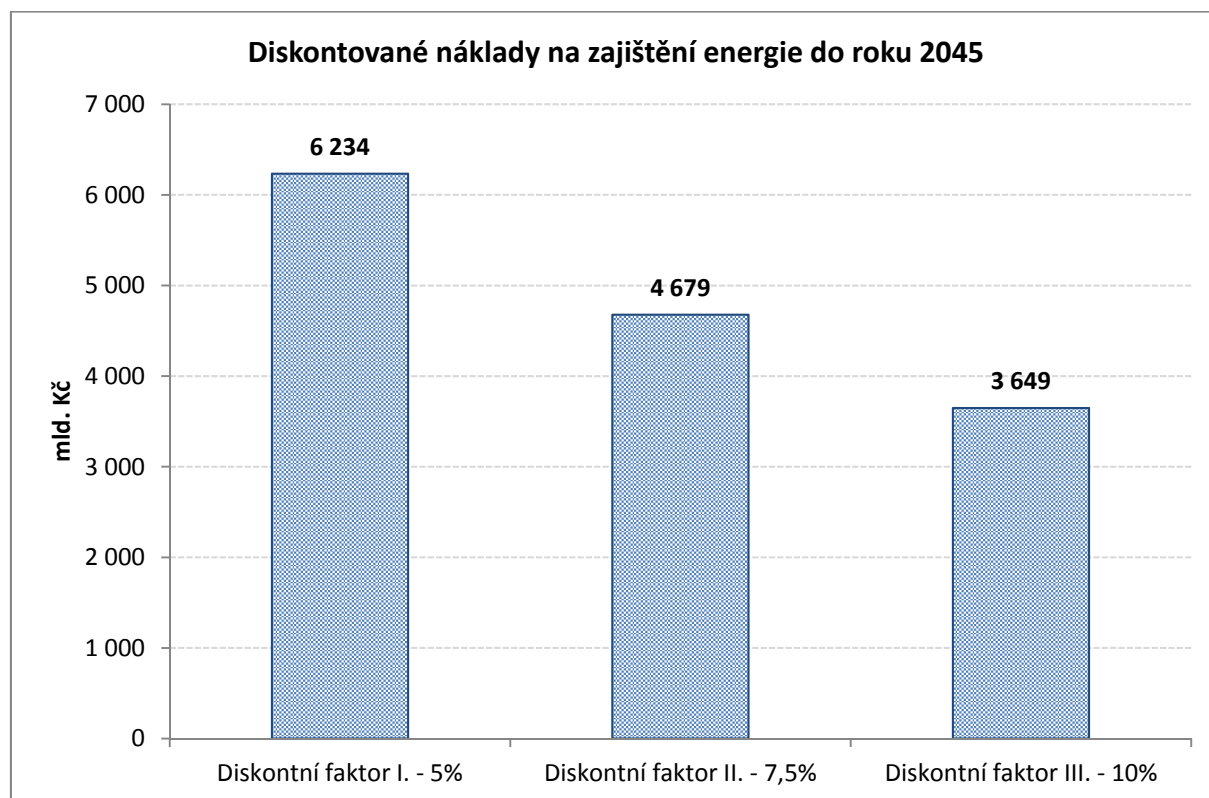


Graf č. 23: Vývoj očekávané výkonové rezervy

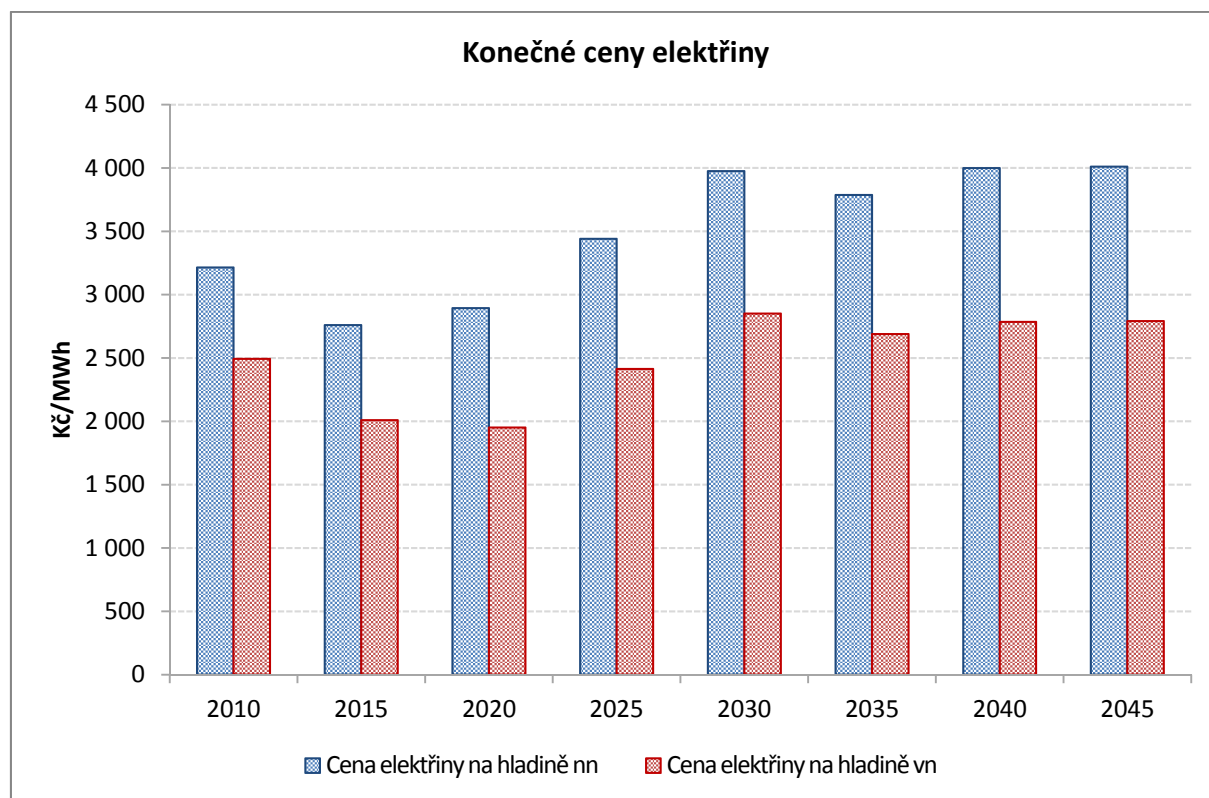


3.1.13 Ukazatele konkurenceschopnosti – Optimalizovaný scénář

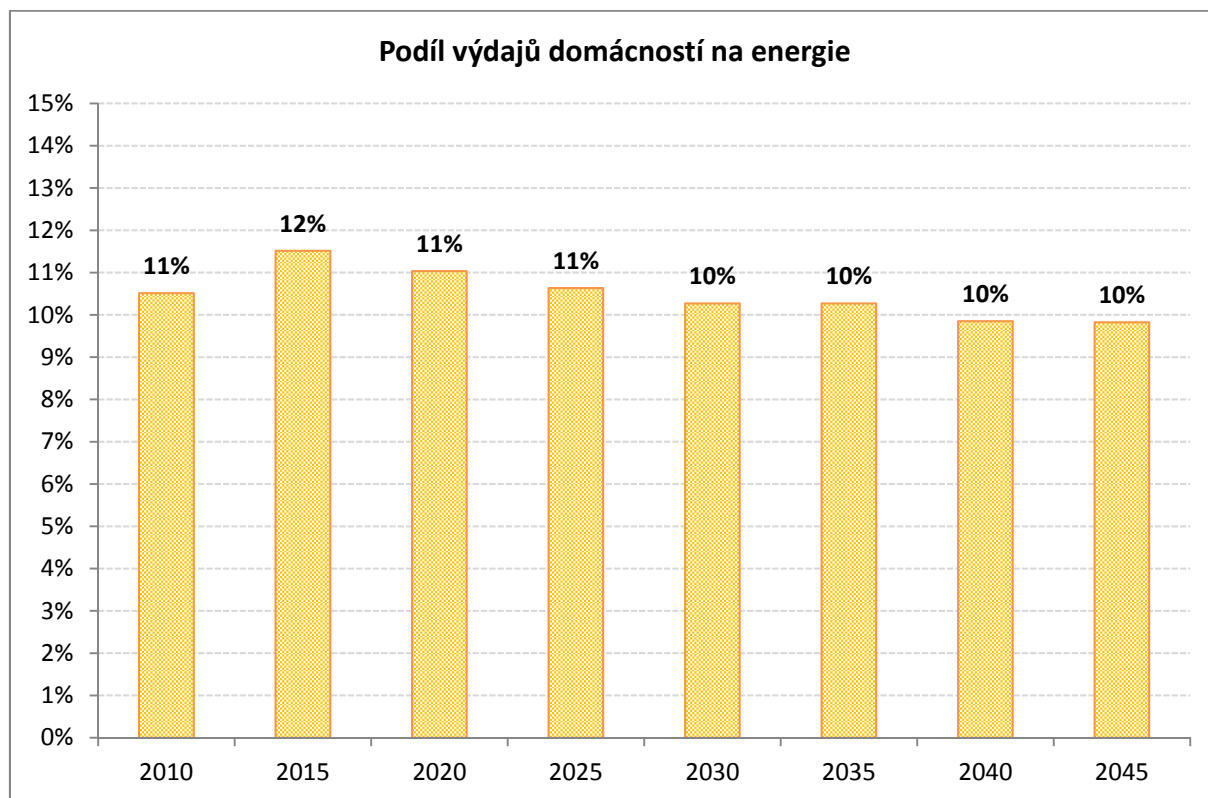
Graf č. 24: Diskontované náklady na zajištění energie



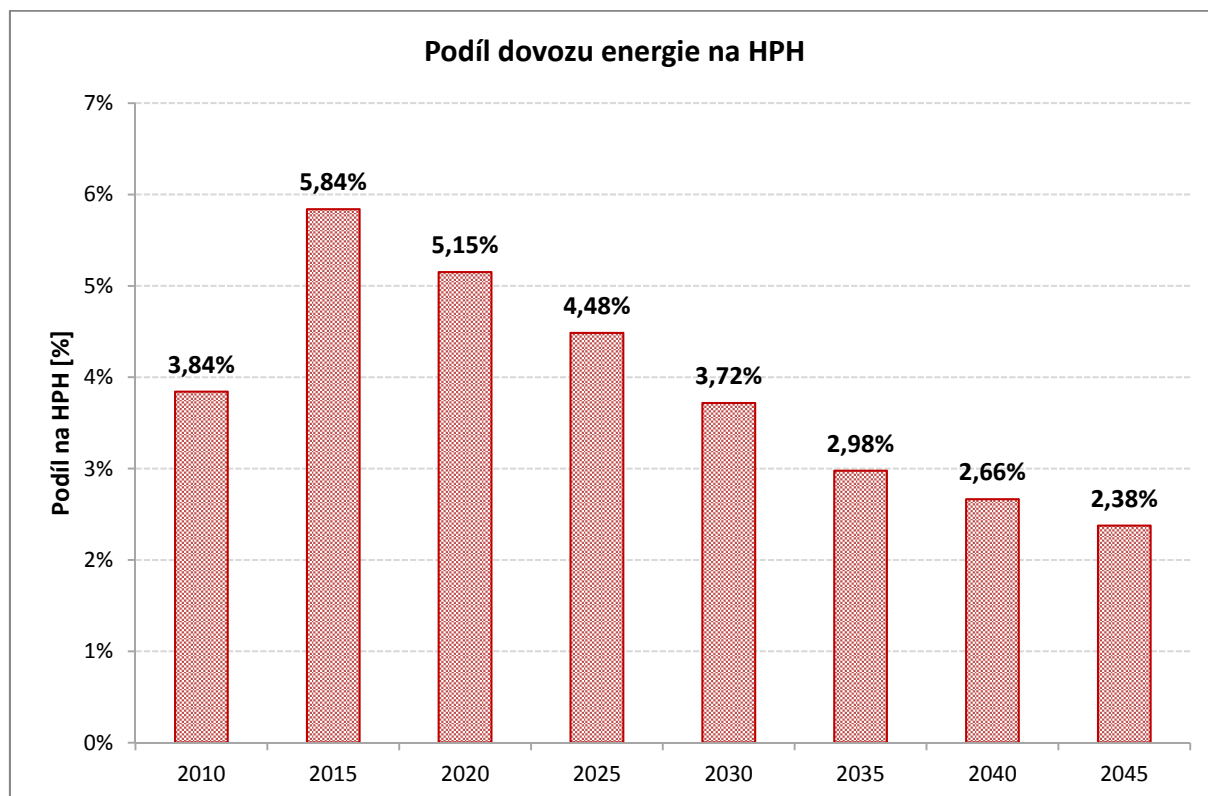
Graf č. 25: Konečné ceny elektřiny



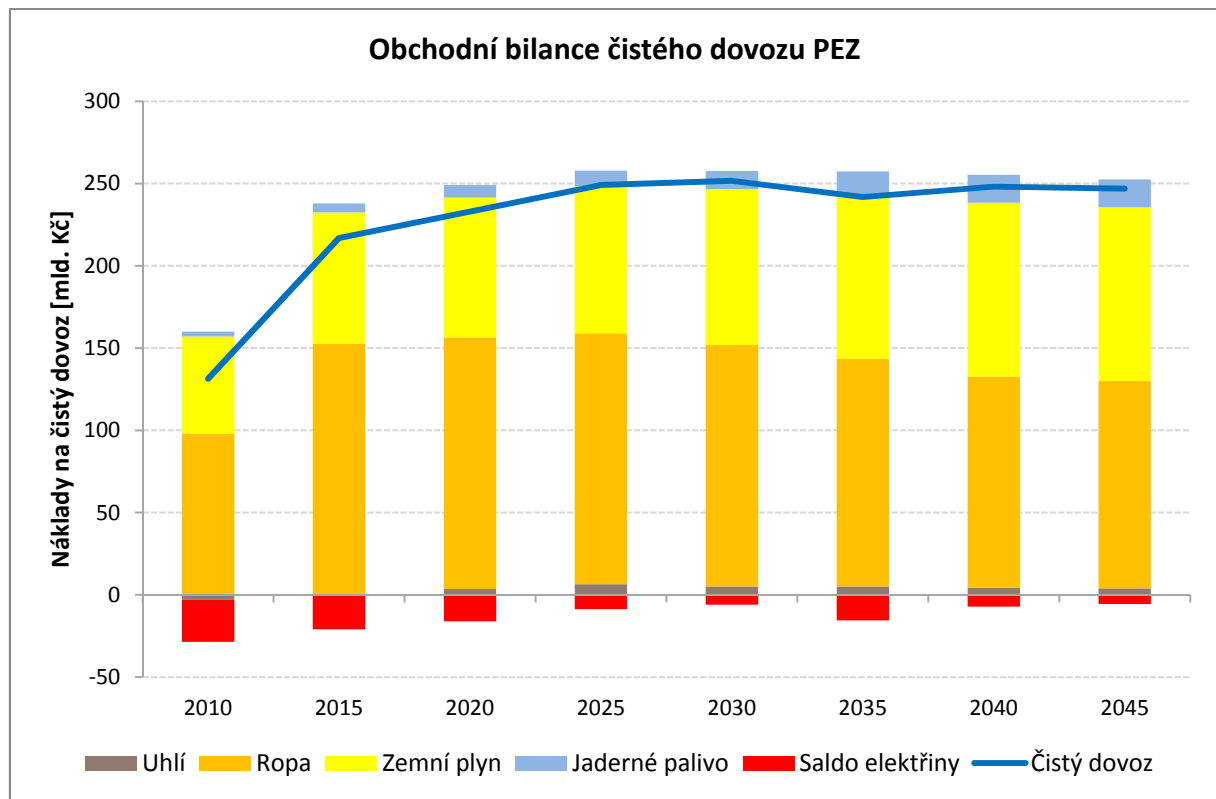
Graf č. 26: Podíl výdajů domácností na energii



Graf č. 27: Podíl dovozu energie na HPH

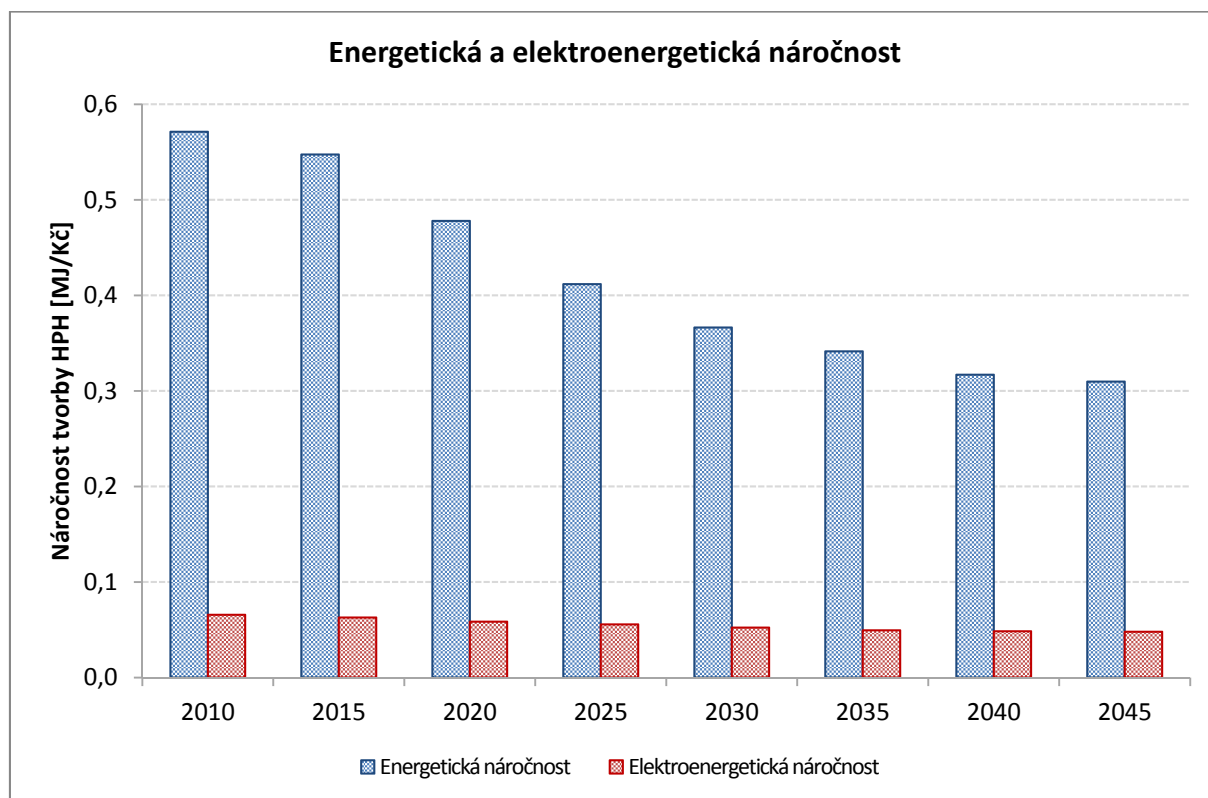


Graf č. 28: Obchodní bilance čistého dovozu PEZ

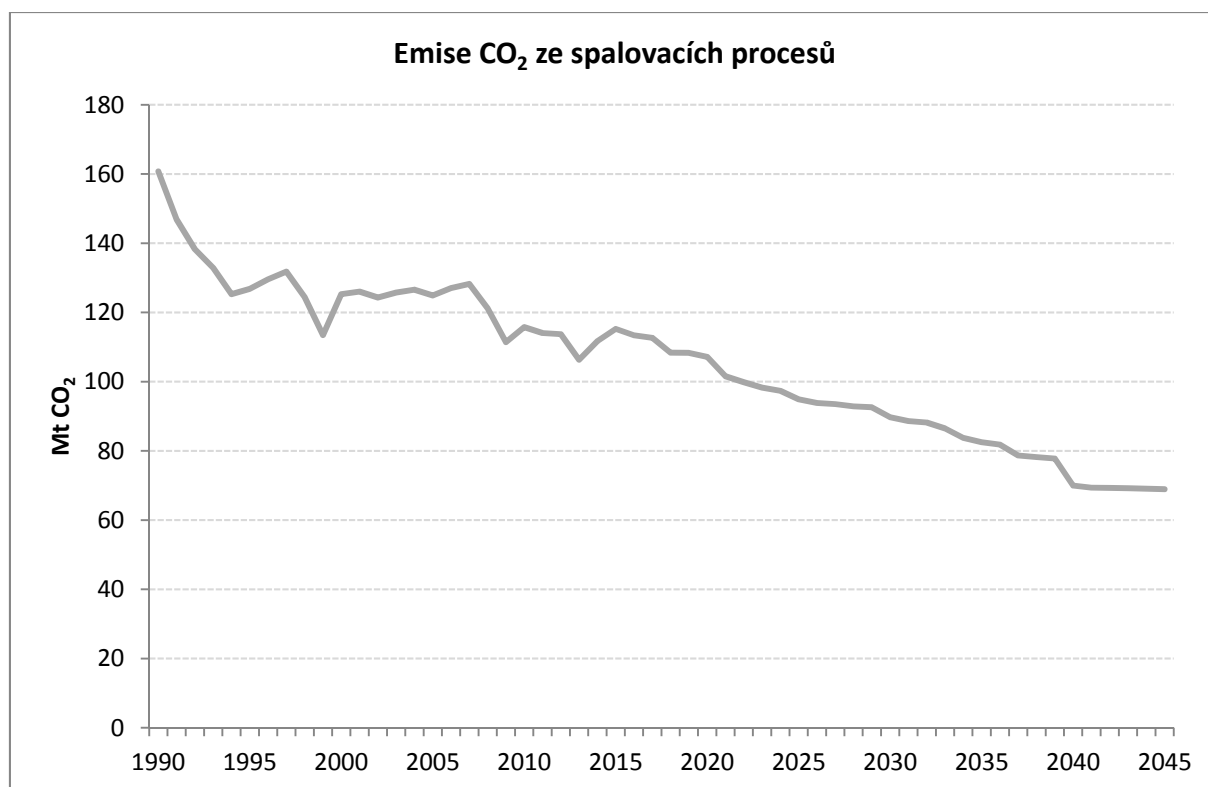


3.1.14 Ukazatele udržitelnosti – Optimalizovaný scénář

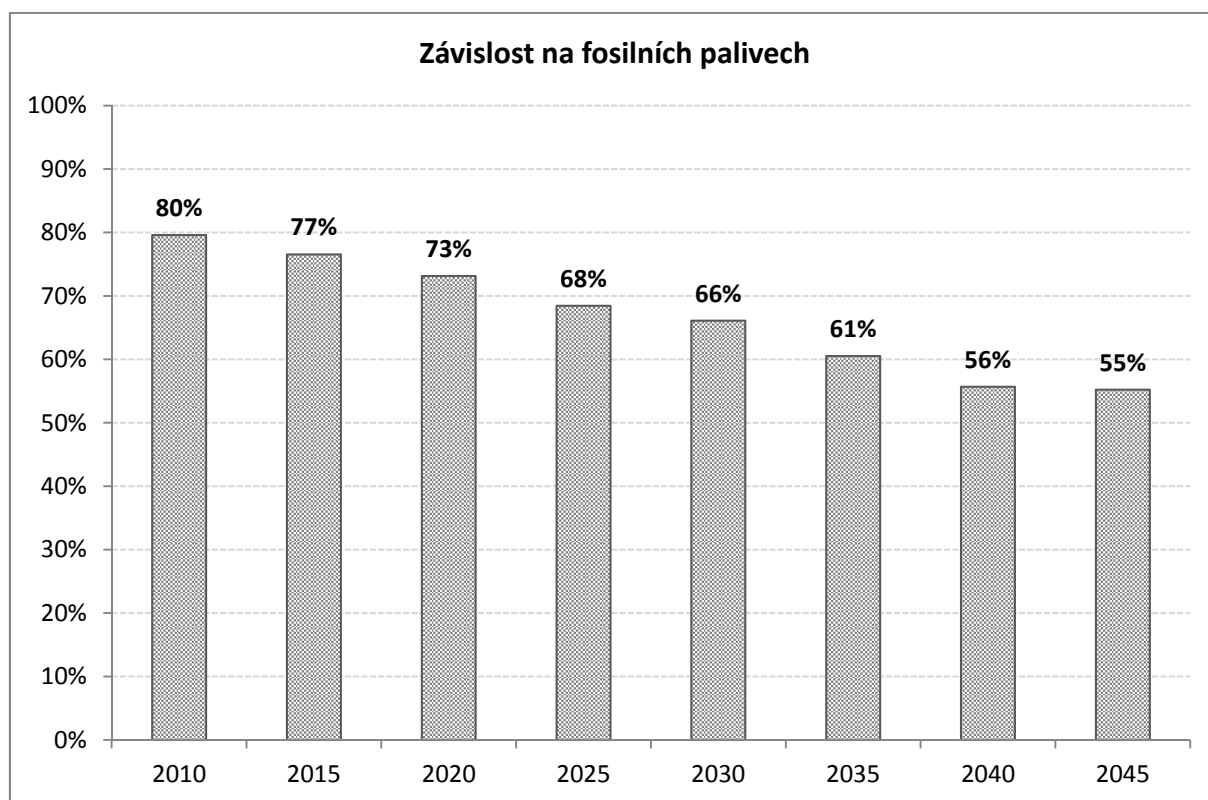
Graf č. 29: Energetická a elektroenergetická náročnost tvorby HPH



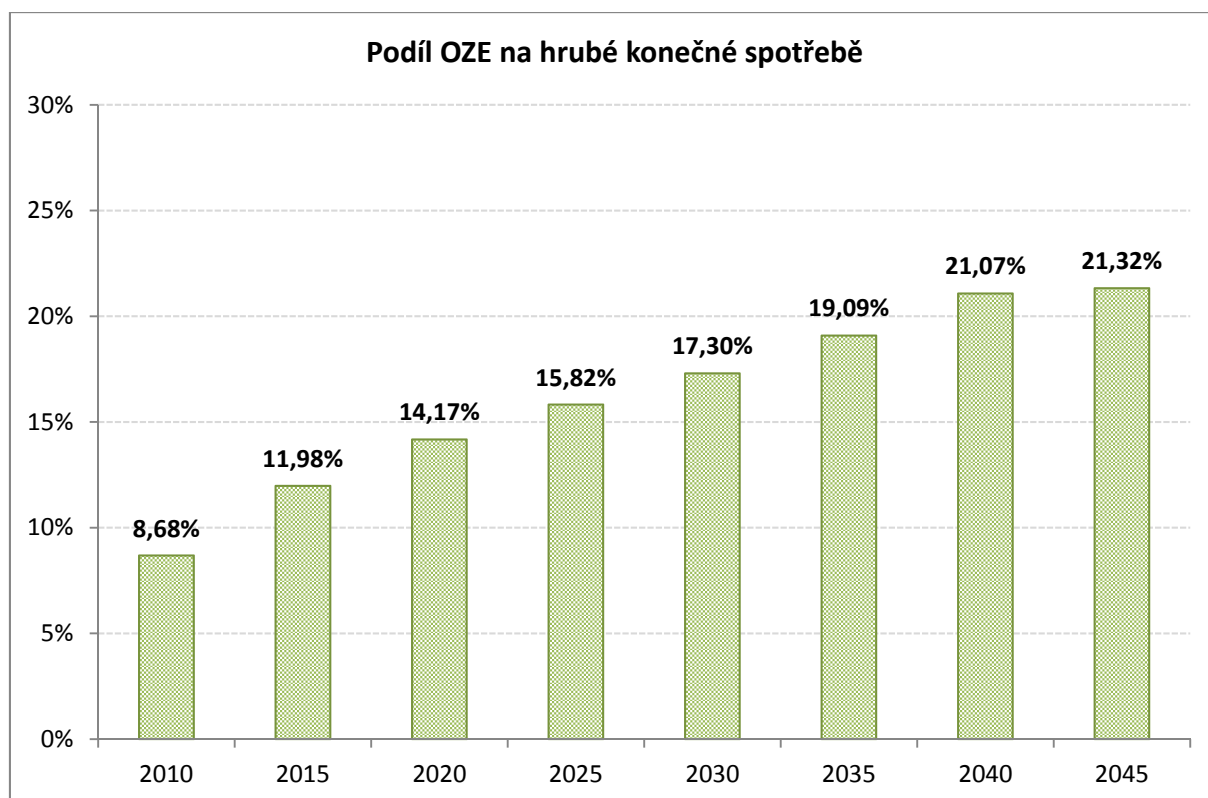
Graf č. 30: Emise CO₂



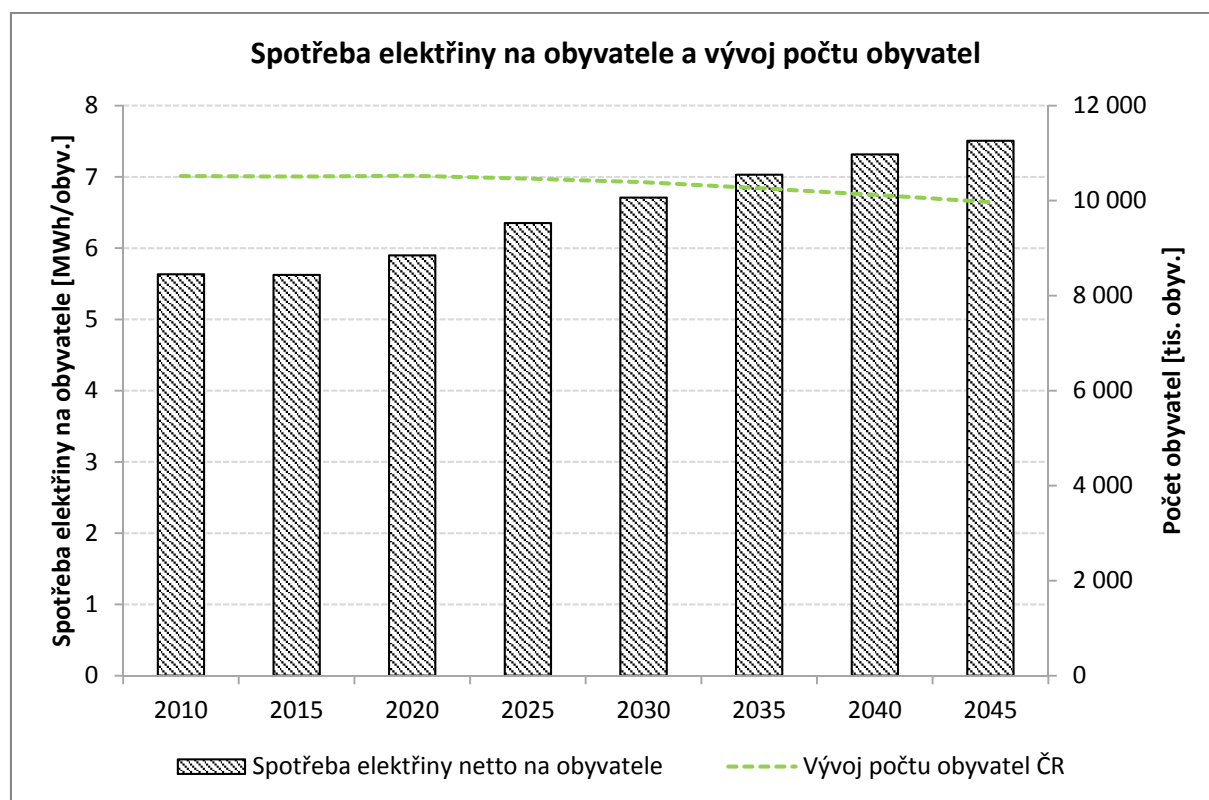
Graf č. 31: Závislost na fosilních palivech



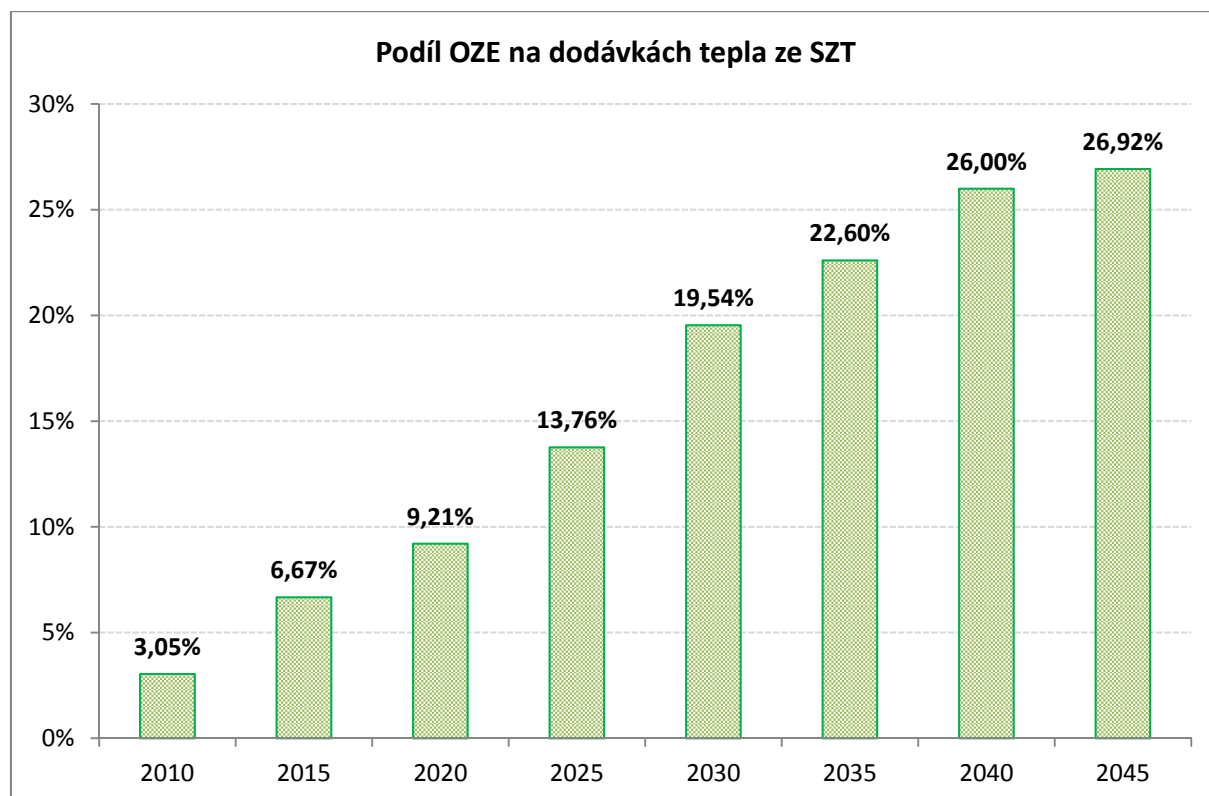
Graf č. 32: Podíl OZE na hrubé konečné spotřebě



Graf č. 33: Spotřeba elektřiny na obyvatele a vývoj počtu obyvatel



Graf č. 34: Podíl OZE na dodávkách tepla ze SZT



3.2 Plynový scénář s omezenou energetickou soběstačností

Stručný popis:

Vychází ze stávajícího stavu české energetiky nových bez státních a regulatorních intervencí zaměřených na udržení vývoje české energetiky v zamýšlených koridorech. Ve své podstatě se jedná o postupné dožívání stávajících systémových zdrojů v souladu s jejich technickou životností a ekonomikou provozu a postupný neřízený rozpad SZT. Nejsou rovněž předpokládány státní pobídky na straně spotřeby, tj. ani rozvoj řízení strany spotřeby (DSM), ani podpora opatření zaměřených na posílení energetické bezpečnosti. Scénář implicitně směřuje k postupnému úbytku výrobních přebytků, až se ČR stane dovozní zemí. Limitem pro objem ročních dovozů elektrické energie je ve scénáři kapacita přenosové soustavy. V případě hrozícího překročení bezpečného limitu pro podíl dovozu elektrické energie budou rychle vystavěny nové plynové zdroje, především s ohledem na jejich relativně nízkou investiční náročnost a krátkou dobu výstavby. Scénář přitom abstrahuje od možnosti, že by simultánně v Evropě (našem okolí) chyběl volný výkon, a že by tudíž nebylo odkud elektřinu dovést. Přitom tato možnost je zcela reálná, když i energetická strategie Německa počítá s tím, že bude Německo určitou část své spotřeby pokrývat dovozy elektřiny a to již před rokem 2020.

Dovoz elektrické energie, vysoké zastoupení zemního plynu na výrobě elektřiny i tepla a vysoký podíl dovážených kapalných paliv v dopravě povedou k výraznému zhoršení obchodní a platební bilance ČR. Dále dojde vlivem zastavení rozvoje jaderné energetiky ČR ke ztrátě technologického a také průmyslového know-how, zastaví se vzdělávání v této oblasti, tudíž se bude, s ohledem na další využívání jaderné energie v budoucnu, jednat o v podstatě nezvratný krok.

Vlivem ukončení těžby hnědého uhlí dosažením ÚEL, ukončení provozu řady tepelných elektráren a systémů SZT, vlivem dožívání jaderné energetiky dojde k výraznému poklesu zaměstnanost v sektoru energetiky a v souvisejících činnostech, jakož i navazujících průmyslových odvětví.

S ohledem na neplnění žádného z kritérií trojice strategických cílů ASEK – bezpečnost, udržitelnost a konkurenceschopnost, není tento scénář doporučován. Přitom jeho naplnění není vůbec nereálné, prakticky k němu povede ve svých důsledcích nezahájení projektu výstavby nových jaderných zdrojů v následujících 3-5 letech.

3.2.1 Předpoklady Plynového scénáře

Jaderná energetika:

- ➔ Nepodaří se včas nalézt shodu o podpoře výstavby JE, bez kterého investor, na základě nedostatečných tržních pobídek, s péčí řádného hospodáře nepřipustí výstavbu jaderného zdroje. Nedojde tedy k výstavbě JETE 3,4 ani JEDU 5.
- ➔ Z politicko-regulatorního (nikoliv však technického) důvodu se nepodaří prodloužit certifikaci JEDU 1-4 po roce 2025. Dojde tedy k odstavení JEDU 1 v 2025, JEDU 2 v 2026 a JEDU 3,4 v roce 2027. Od roku 2028 tak budou v provozu pouze bloky JETE 1,2.

Spotřeba zemního plynu:

- ➔ Předpokládá se využití paroplynové elektrárny Počerady (ČEZ, a.s.) v základním zatížení, a to na úrovni 5 500 hod/rok, což odpovídá výrobě elektřiny na úrovni 4 620 GWh.
- ➔ V roce 2024 dojde ke zprovoznění dalšího PPE zdroje o výkonu 840 MW a o výrobě na úrovni 4 620 GWh ročně. V roce 2033 je předpokládána výstavba dodatečného PPE zdroje o výkonu 1 270 (840 + 430) MW a v roce 2040 dalšího PPE zdroje s instalovaným výkonem 1 680 MW (2x840 MW).
- ➔ Celkem je uvažováno zprovoznění nových PPE o souhrnném instalovaném výkonu na úrovni 4 630 MW (s roční výrobou elektřiny 25 465 GWh).
- ➔ Nárůst malých kogeneračních, potažmo mikro-kogeneračních, jednotek na zemní plyn podle referenčního scénáře projektu NAP SG:

Malé kogenerační jednotky	2013	2015	2020	2030	2040
Výroba elektřiny (GWh)	14	243	1 213	2 427	3 640

Soustavy zásobování tepelnou energií:

- ➔ Je uvažován vyšší pokles dodávek tepla ze SZT, především kvůli nulovému počtu dodatečných zařízení na energetické využití odpadu, vyjma ZEVO Chotíkov.
- ➔ Pokles dodávek tepla ze SZT by měl být do jisté míry nahrazen malými kogeneračními, potažmo mikro-kogeneračními, zařízeními na zemní plyn.

Doprava:

- ➔ Předpokládá se nižší využití plynu v dopravě vlivem neexistence státních pobídek a daňových zvýhodnění, následkem čehož je zde uvažován relativně vyšší podíl využití kapalných paliv na bázi ropy.

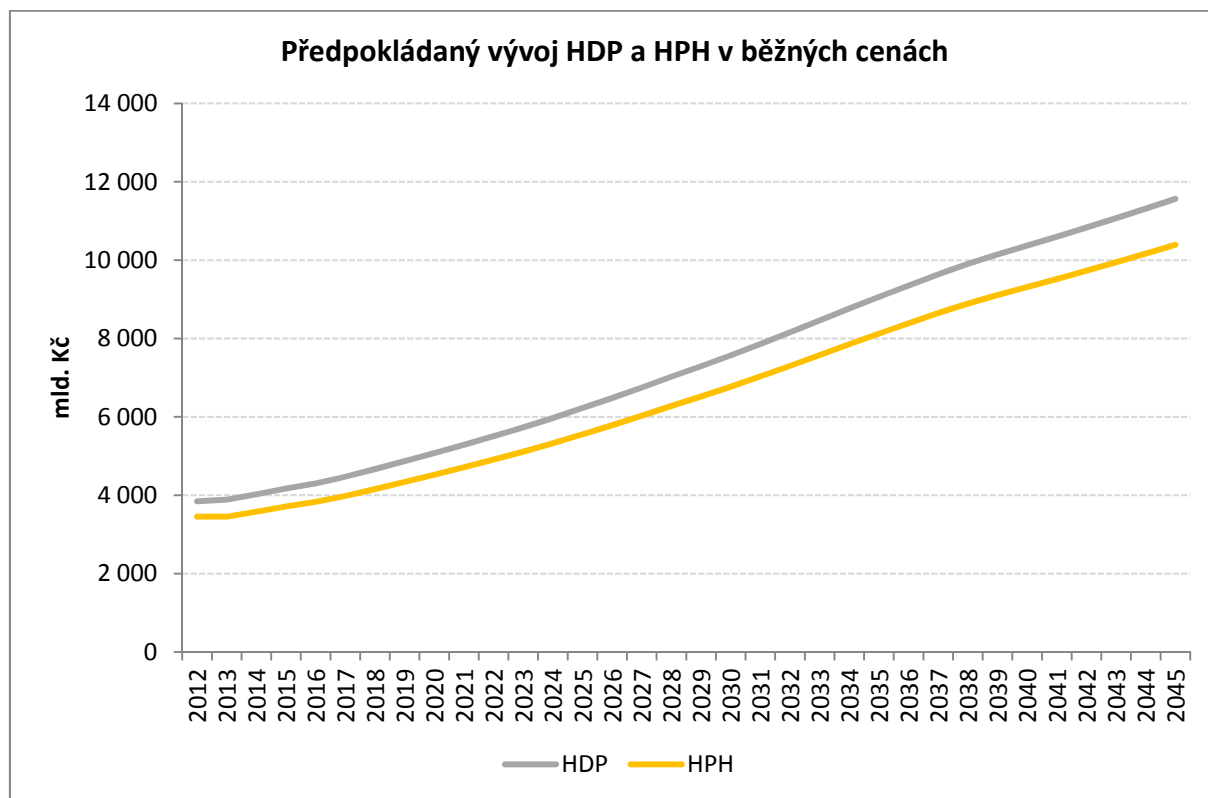
Bilance výroby elektrické energie v ES ČR:

- ➔ Jelikož ČR nemá žádnou konkurenční výhodu v oblasti zajišťování dodávek zemního plynu ze zahraničí ani při sjednávání ceny kontraktů, připouští plynový scénář nesamostatnost v oblasti výroby elektřiny a její dovoz, přičemž výhodou je existence liberalizovaného trhu a dostatečná infrastruktura.
- ➔ Maximální výše dovozního salda je podmíněna spolehlivým provozování PS ČR při metodice výpočtu přeshraničních kapacit podle metodiky NTC.
- ➔ Předpokládá se provoz ES na hranici možností a obtíže při jakýchkoliv poruchách, provádění nutných oprav sítí i při operativním řízení ES.
- ➔ Předpokládá se nižší podíl OZE oproti optimalizovanému scénáři (nízký scénář NAP SG) a krytí případného výpadku intermitentních zdrojů v průběhu roku dovozy ze zahraničí, respektive novými dodatečnými PPE zdroji.
- ➔ Zbývající převis poptávky nad nabídkou je dorovnán výstavbou nových plynových zdrojů provozovaných v základním zatížení.
- ➔ Maximální velikost importu je uvažována na úrovni 15 TWh ročně.
- ➔ Nepravděpodobná je v tomto scénáři výstavba zdrojů bez státního tendrování a dotování formou kapacitních mechanismů.

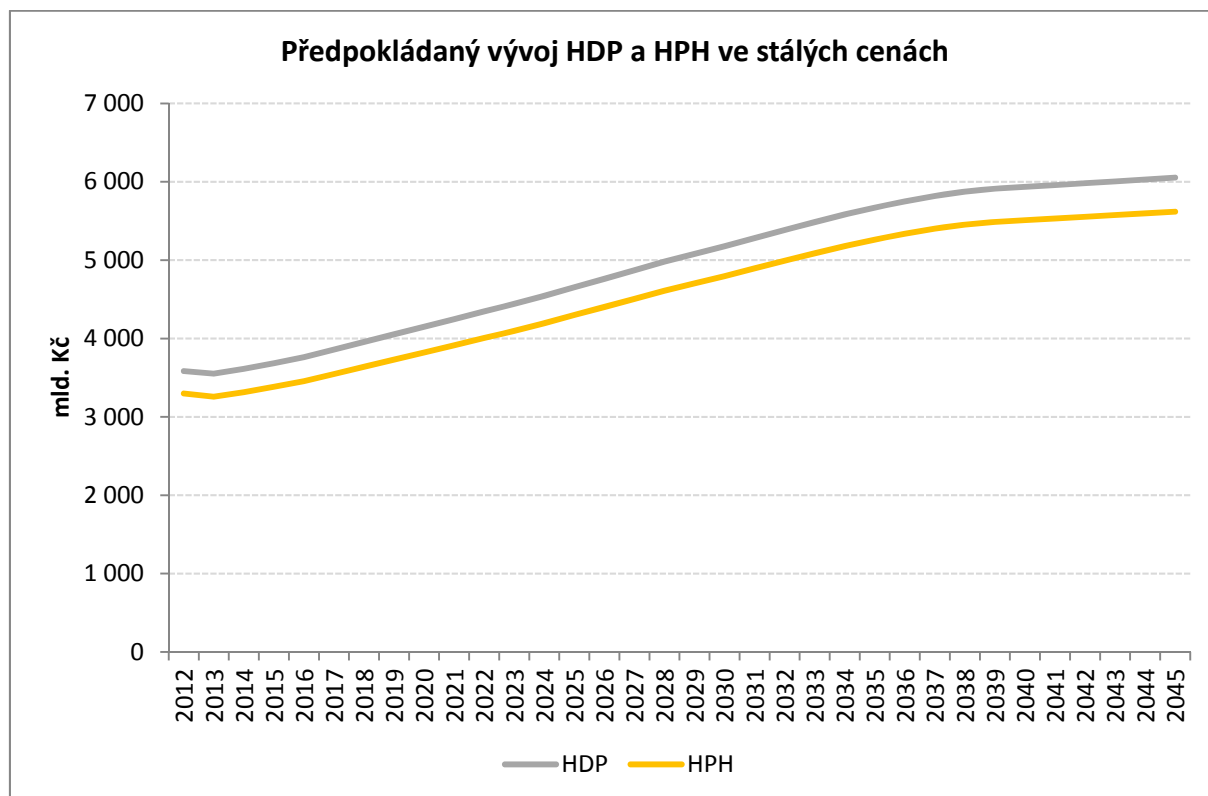
Ekonomický růst a spotřeba elektřiny:

- ➔ Předpokládá se vysoké tempo růstu HDP a HPH České republiky.
- ➔ Je uvažována nižší míra elektroenergetických úspor, která v kombinaci s předpokladem vysokého ekonomického růstu znamená uplatnění vysokého scénáře spotřeby elektřiny podle predikcí MPO.

Graf č. 35: Předpokládaný vývoj HDP a HPH v běžných cenách



Graf č. 36: Předpokládaný vývoj HDP a HPH ve stálých cenách



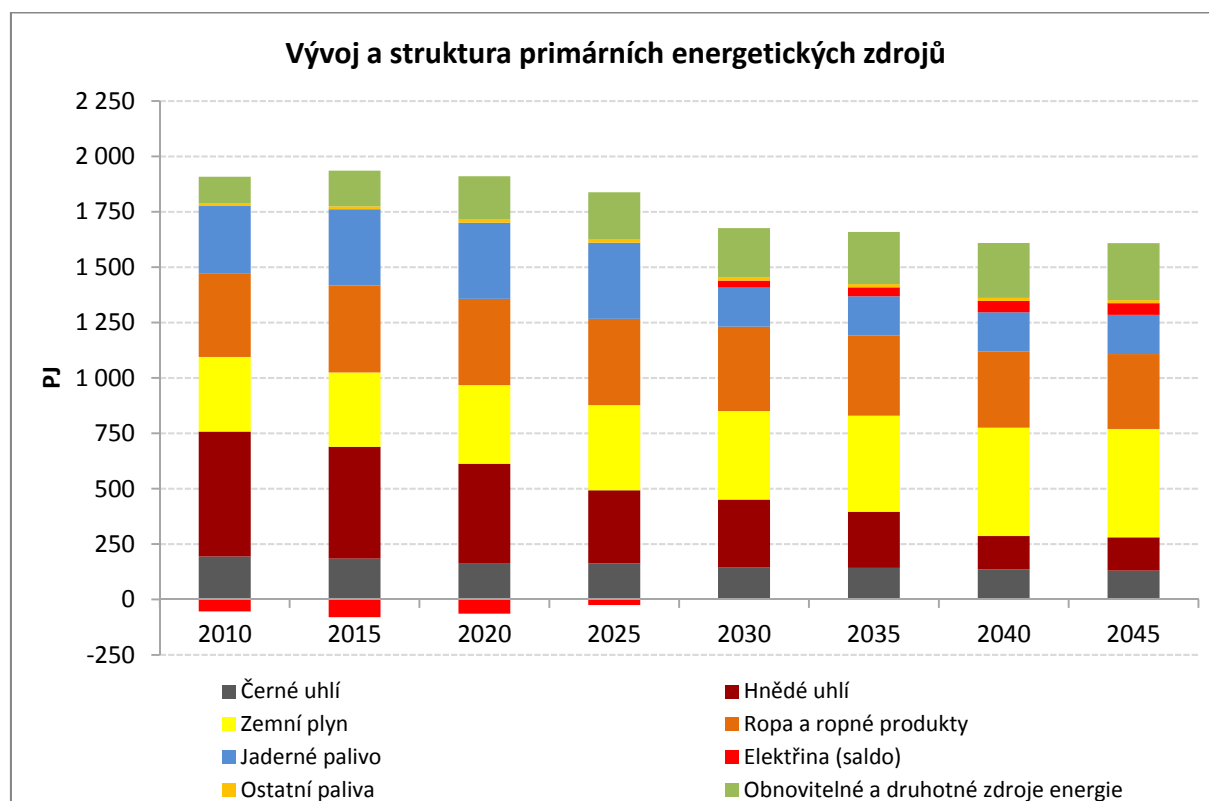
3.2.2 Vývoj a struktura primárních energetických zdrojů (PEZ)

Tabulka č. 11: Vývoj a struktura primárních energetických zdrojů

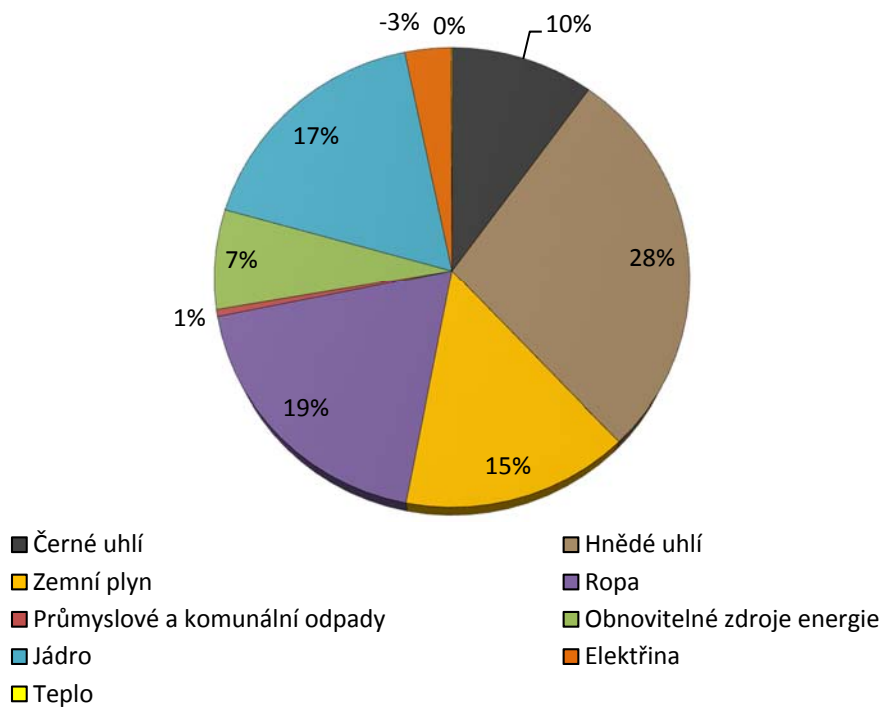
PEZ		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Černé uhlí	PJ	194,3	184,6	164,2	163,2	143,9	143,0	136,3	130,5
Hnědé uhlí	PJ	564,3	505,2	448,8	330,2	307,4	253,5	150,0	150,0
Zemní plyn	PJ	336,1	334,6	354,6	384,2	399,3	433,3	489,5	489,3
Ropa a rop. produkty	PJ	378,4	393,5	389,8	389,5	380,7	362,4	344,1	338,3
Jaderné palivo	PJ	305,4	343,6	343,6	343,6	176,5	176,5	176,5	176,5
Elektřina (saldo)	PJ	-53,8	-79,7	-63,9	-25,1	31,5	40,6	51,0	52,8
Ostatní paliva	PJ	10,5	12,9	13,8	13,8	14,1	14,1	14,1	14,1
OZE a druhotné zdroje	PJ	119,1	161,4	195,6	213,9	223,3	235,7	247,9	257,0
PEZ celkem	PJ	1 854,3	1 856,0	1 846,5	1 813,3	1 676,8	1 659,2	1 609,7	1 608,6

Pozn.: ostatní paliva – degazační plyn, průmyslové odpady a alternativní paliva, tuhý komunální odpad (neobnovitelný)

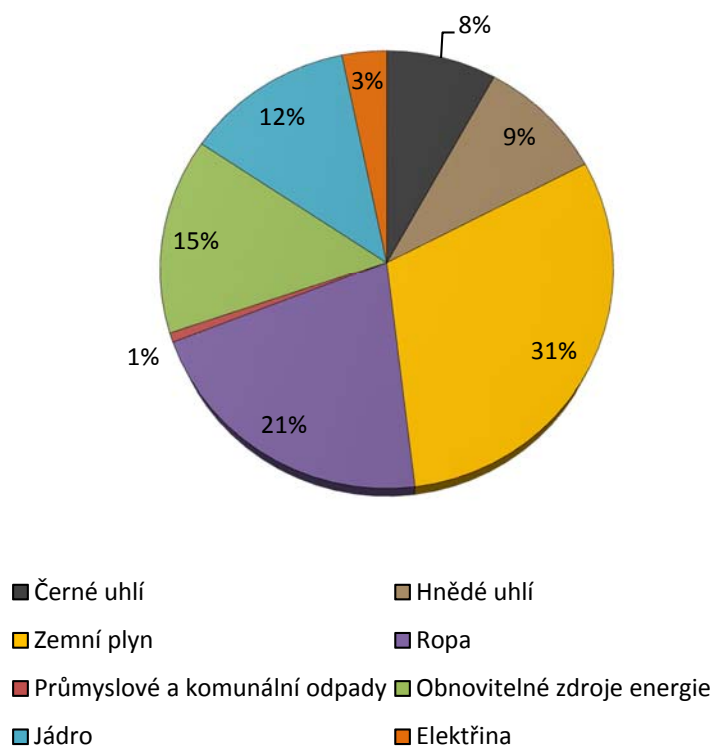
Graf č. 37: Vývoj a struktura primárních energetických zdrojů



Graf č. 38: Primární energetické zdroje ČR v % (předběžné 2012, IEA)



Graf č. 39: Primární energetické zdroje ČR v % (rok 2045) – plynový scénář



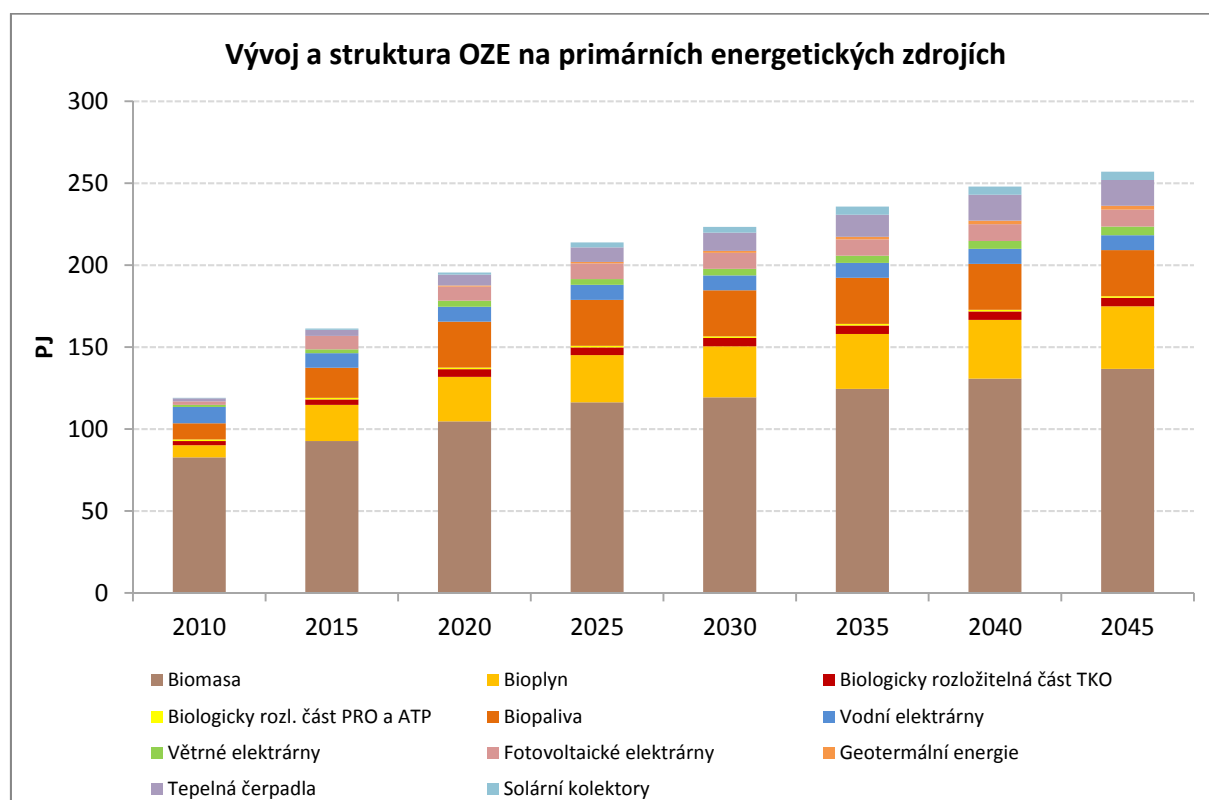
3.2.3 Vývoj a struktura OZE na primárních energetických zdrojích

Tabulka č. 12: Vývoj a struktura OZE na primárních energetických zdrojích

Obnovitelné a druhotné zdroje energie		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Biomasa	PJ	82,7	92,7	104,7	116,3	119,3	124,5	130,7	136,7
Bioplyn	PJ	7,4	22,1	27,1	28,8	31,1	33,5	35,9	38,2
Biologicky rozložitelná část TKO	PJ	2,6	3,3	4,7	4,7	5,2	5,2	5,2	5,2
Biologicky rozložitelná část PRO a ATP	PJ	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Biopaliva	PJ	9,8	18,3	28,1	28,1	28,1	28,1	28,1	28,1
Vodní elektrárny	PJ	10,0	8,9	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1
Větrné elektrárny	PJ	1,2	2,3	3,6	3,6	4,0	4,4	4,8	5,3
Fotovoltaické elektrárny	PJ	2,2	8,2	8,7	9,6	9,8	10,0	10,2	10,4
Geotermální energie	PJ	0,0	0,0	0,7	0,9	1,1	1,5	2,2	2,3
Tepelná čerpadla	PJ	1,8	3,7	6,6	8,9	11,2	13,4	15,7	15,8
Solární kolektory	PJ	0,4	0,8	1,4	3,0	3,5	5,0	5,0	5,0
Obnovitelné a druhotné zdroje energie	PJ	119,1	161,4	195,6	213,9	223,3	235,7	247,9	257,0

Pozn.: TKO – tuhý komunální odpad, PRO – průmyslové odpady, ATP – alternativní paliva

Graf č. 40: Vývoj a struktura OZE na primárních energetických zdrojích



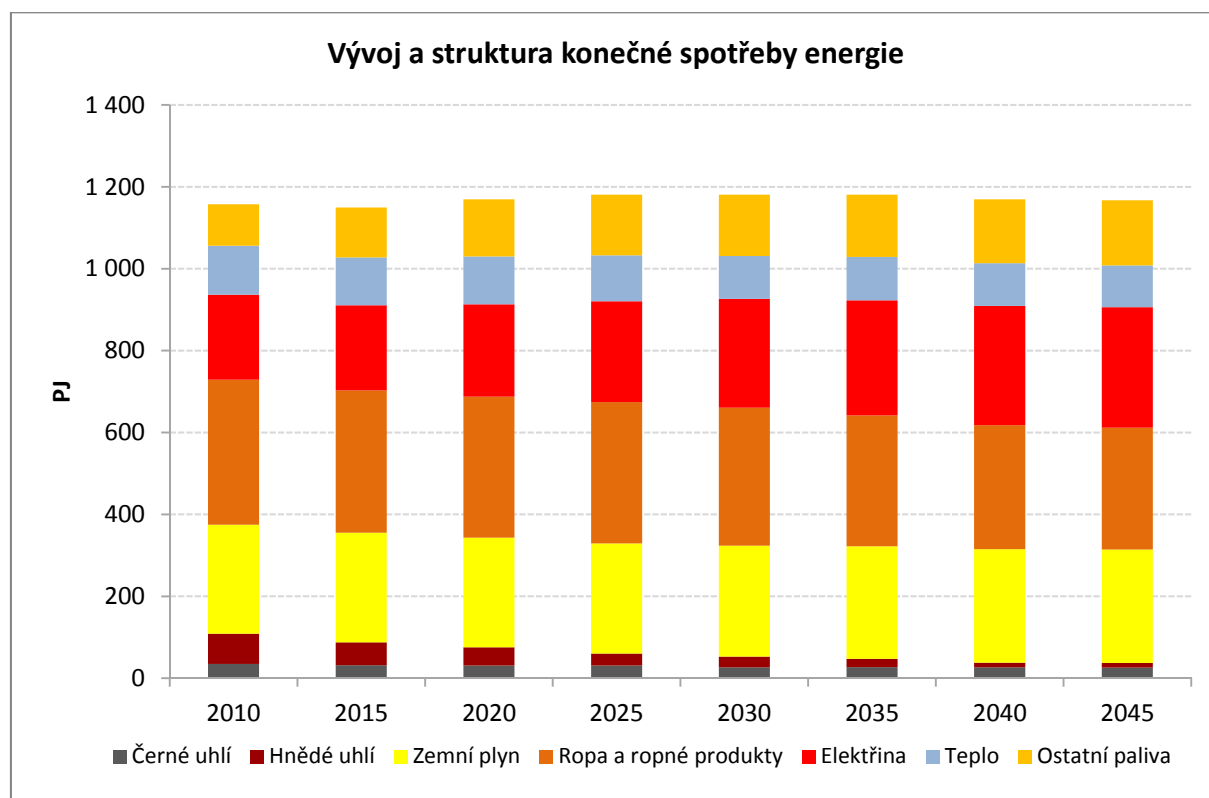
3.2.4 Vývoj a struktura konečné spotřeby energie

Tabulka č. 13: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie

Konečná spotřeba		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Černé uhlí	PJ	35,0	31,8	30,9	30,8	26,7	27,1	26,7	26,1
Hnědé uhlí	PJ	73,8	56,0	44,8	29,6	26,2	20,2	11,3	11,3
Zemní plyn	PJ	266,1	267,4	267,5	268,6	271,0	274,9	277,1	276,8
Ropa a ropné produkty	PJ	354,1	347,6	344,6	345,3	336,9	319,6	303,1	297,5
Elektřina	PJ	207,6	208,1	225,2	246,0	265,8	281,2	291,1	294,4
Teplo	PJ	119,7	116,8	117,2	112,2	104,6	105,6	104,4	101,9
Ostatní paliva	PJ	101,2	122,0	139,4	148,5	149,9	152,4	155,9	159,2
Celkem	PJ	1 157,6	1 149,7	1 169,6	1 181,0	1 181,0	1 181,1	1 169,5	1 167,3
Bilanční položka *	PJ	25,8							
Celkem	PJ	1 131,8	1 149,7	1 169,6	1 181,0	1 181,0	1 181,1	1 169,5	1 167,3

* Ve výpočtu existují rozdílné metodiky mezi ČSÚ a MPO. Bilanční položka v roce 2010 slouží ke smazání toho rozdílu.

Graf č. 41: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie

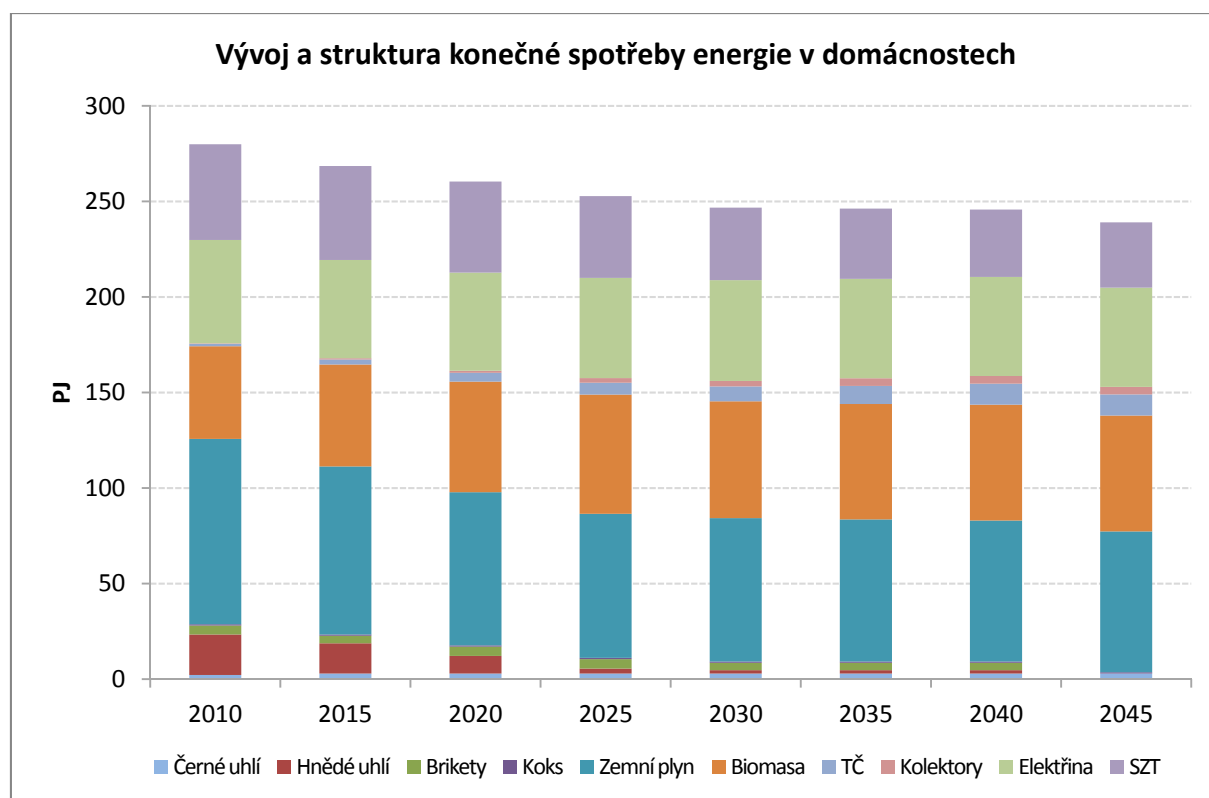


3.2.5 Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v domácnostech

Tabulka č. 14: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v domácnostech

Spotřeba energie v domácnostech		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Černé uhlí	PJ	2,2	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
Hnědé uhlí	PJ	21,1	15,8	9,2	2,6	1,8	1,8	1,8	0,0
Brikety	PJ	4,8	3,9	4,9	4,9	3,9	3,9	3,9	0,0
Koks	PJ	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Zemní plyn	PJ	96,9	88,0	80,1	75,4	75,0	74,4	73,7	73,7
Biomasa	PJ	48,5	53,3	57,9	62,4	61,2	60,4	60,6	60,6
Tepelná čerpadla	PJ	1,2	2,6	4,6	6,2	7,8	9,4	11,0	11,0
Kolektory	PJ	0,3	0,6	1,1	2,4	2,8	4,0	4,0	4,0
Elektřina	PJ	54,1	51,5	51,4	52,4	52,8	52,1	51,9	51,9
SZT	PJ	50,1	49,2	47,6	42,8	38,0	36,8	35,2	34,1
Spotřeba energie v domácnostech	PJ	279,9	268,5	260,4	252,8	246,8	246,3	245,7	239,0

Graf č. 42: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v domácnostech

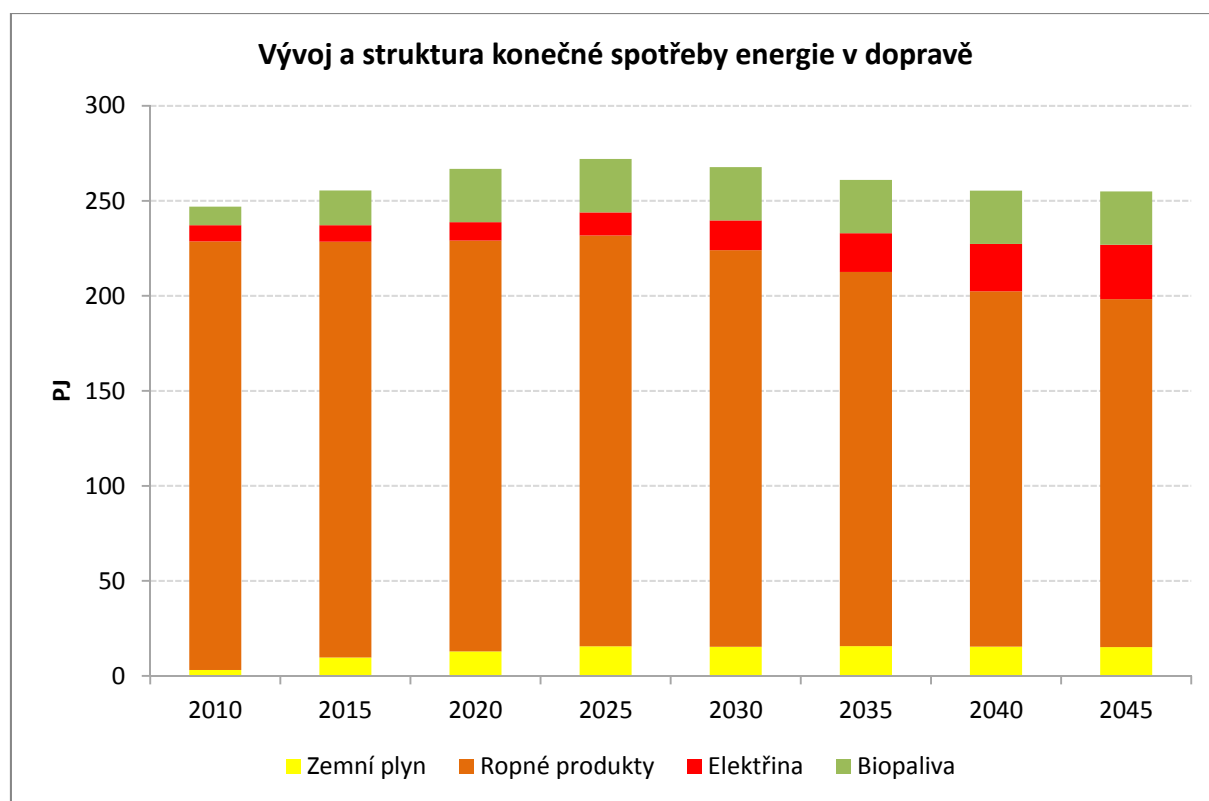


3.2.6 Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v dopravě

Tabulka č. 15: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v dopravě

Doprava		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Zemní plyn	PJ	3,1	9,7	12,9	15,6	15,3	15,7	15,4	15,2
Ropné produkty	PJ	225,6	218,8	216,2	216,2	208,7	196,9	187,0	183,1
Elektřina	PJ	8,5	8,6	9,7	12,1	15,6	20,4	24,9	28,6
Biopaliva	PJ	9,8	18,3	28,1	28,1	28,1	28,1	28,1	28,1
Celkem doprava	PJ	246,9	255,5	266,9	272,0	267,8	261,0	255,4	255,0

Graf č. 43: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v dopravě

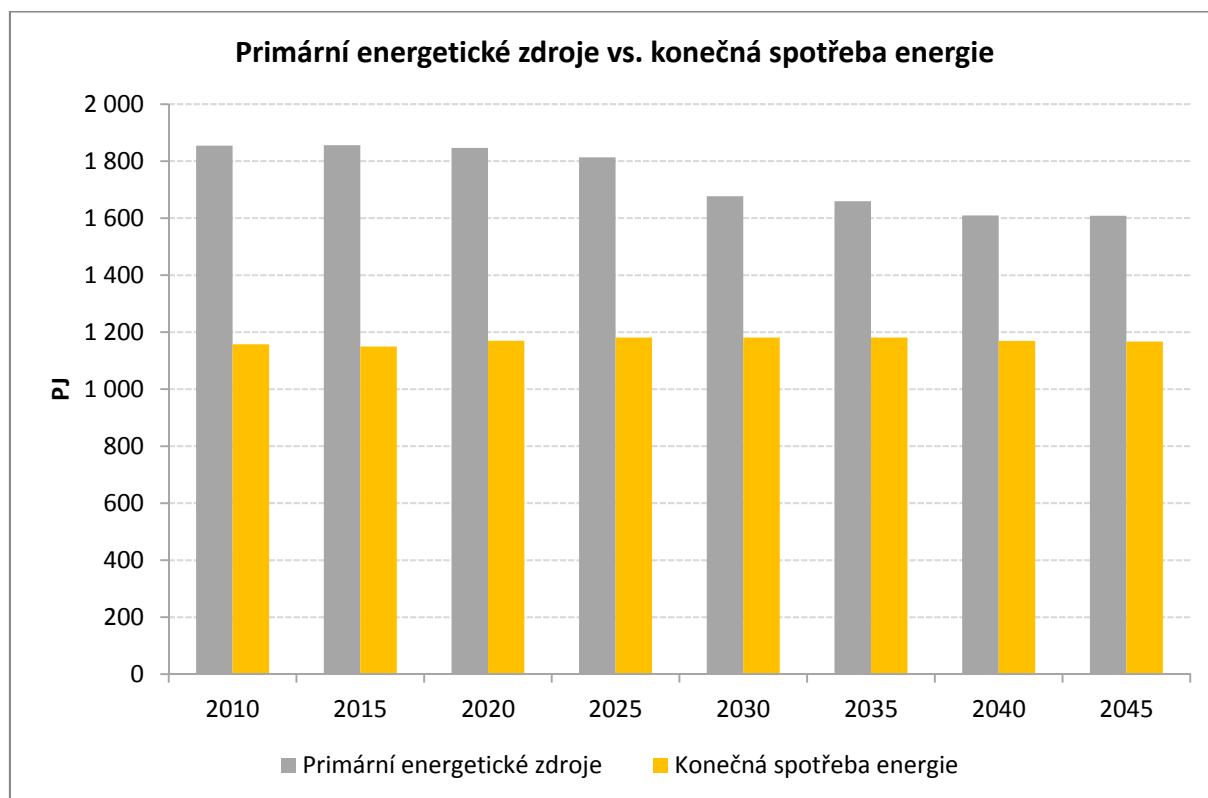


3.2.7 Primární energetické zdroje vs. konečná spotřeba energie

Tabulka č. 16: Primární energetické zdroje vs. konečná spotřeba energie

		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
PEZ	PJ	1 854,3	1 856,0	1 846,5	1 813,3	1 676,8	1 659,2	1 609,6	1 608,6
Konečná spotřeba	PJ	1 157,6	1 149,7	1 169,6	1 181,0	1 181,0	1 181,1	1 169,5	1 167,3

Graf č. 44: Primární energetické zdroje vs. konečná spotřeba energie



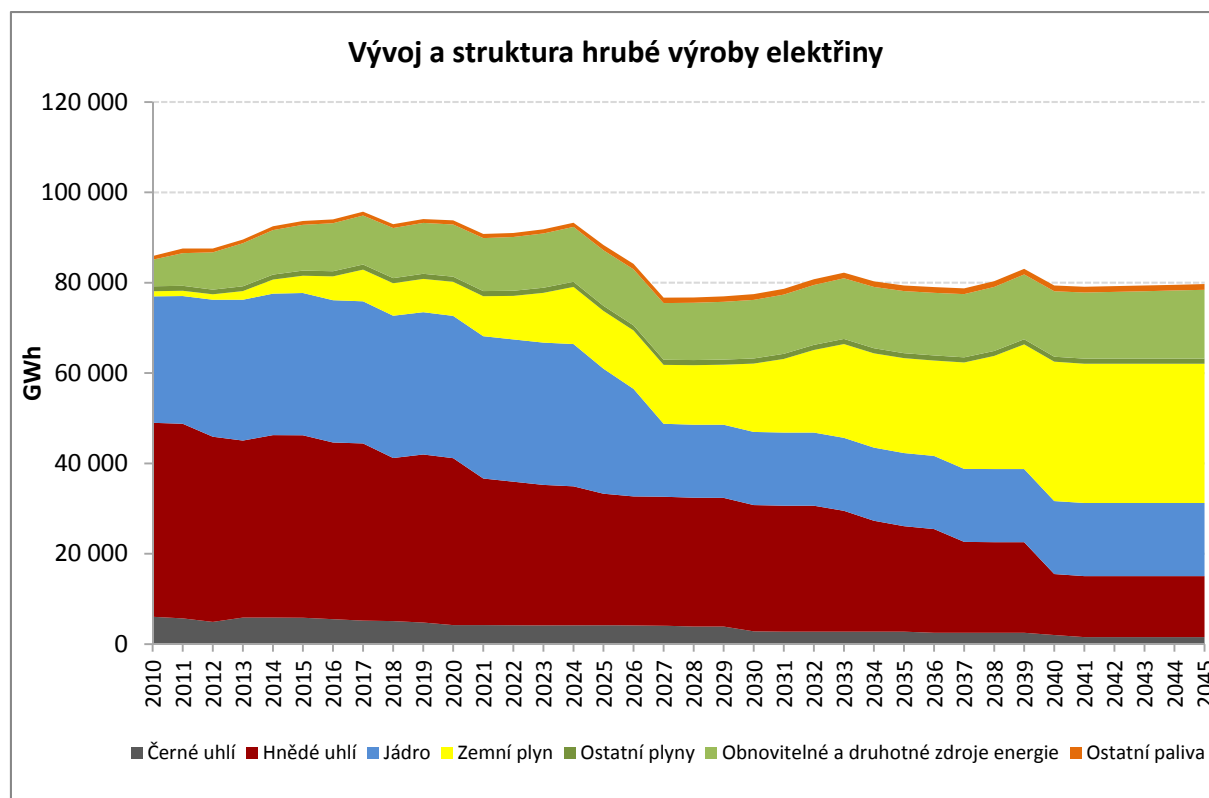
3.2.8 Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny

Tabulka č. 17: Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny

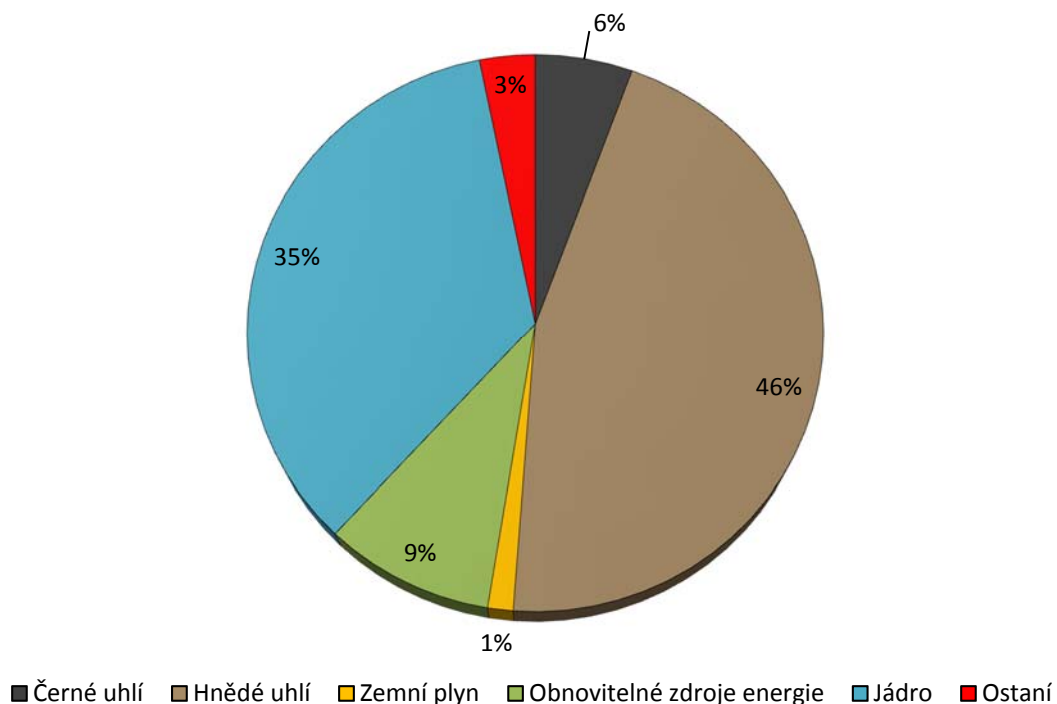
Hrubá výr.		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Černé uhlí	GWh	6 052,0	5 832,4	4 198,4	4 134,3	2 824,0	2 745,0	1 989,1	1 555,3
Hnědé uhlí	GWh	42 936,1	40 389,6	36 951,3	29 167,5	27 947,7	23 366,2	13 497,2	13 489,6
Zemní plyn	GWh	1 125,7	3 846,7	7 564,1	12 791,1	15 144,3	20 989,6	30 836,1	30 836,1
Ostatní pl.	GWh	1 080,4	1 130,5	1 130,5	1 130,5	1 130,5	1 130,5	1 130,5	1 130,5
Jádro	GWh	27 998,2	31 495,1	31 495,1	27 667,1	16 182,9	16 182,9	16 182,9	16 182,9
Ostatní pal.	GWh	814,8	848,6	917,4	1 179,9	1 265,1	1 265,1	1 265,1	1 265,1
OZE a DZ	GWh	5 902,8	10 122,3	11 548,8	12 287,8	12 965,2	13 720,0	14 474,7	15 229,5
Celkem	GWh	85 910,0	93 665,3	93 805,7	88 358,2	77 459,7	79 399,3	79 375,7	79 689,1

Pozn.: ostatní plyny – koksárenský, vysokopeční, degazační a ostatní
 ostatní paliva – ropné produkty, průmyslové odpady a alternativní paliva, tuhý komunální odpady (neobnov.), odpadní teplo

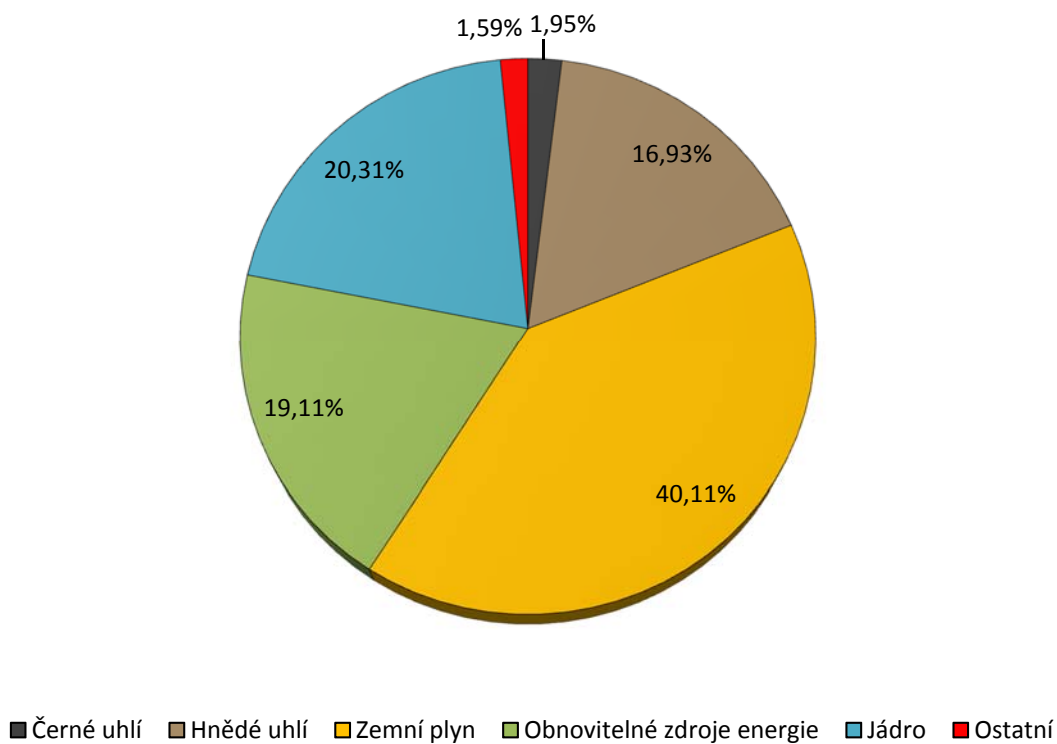
Graf č. 45: Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny



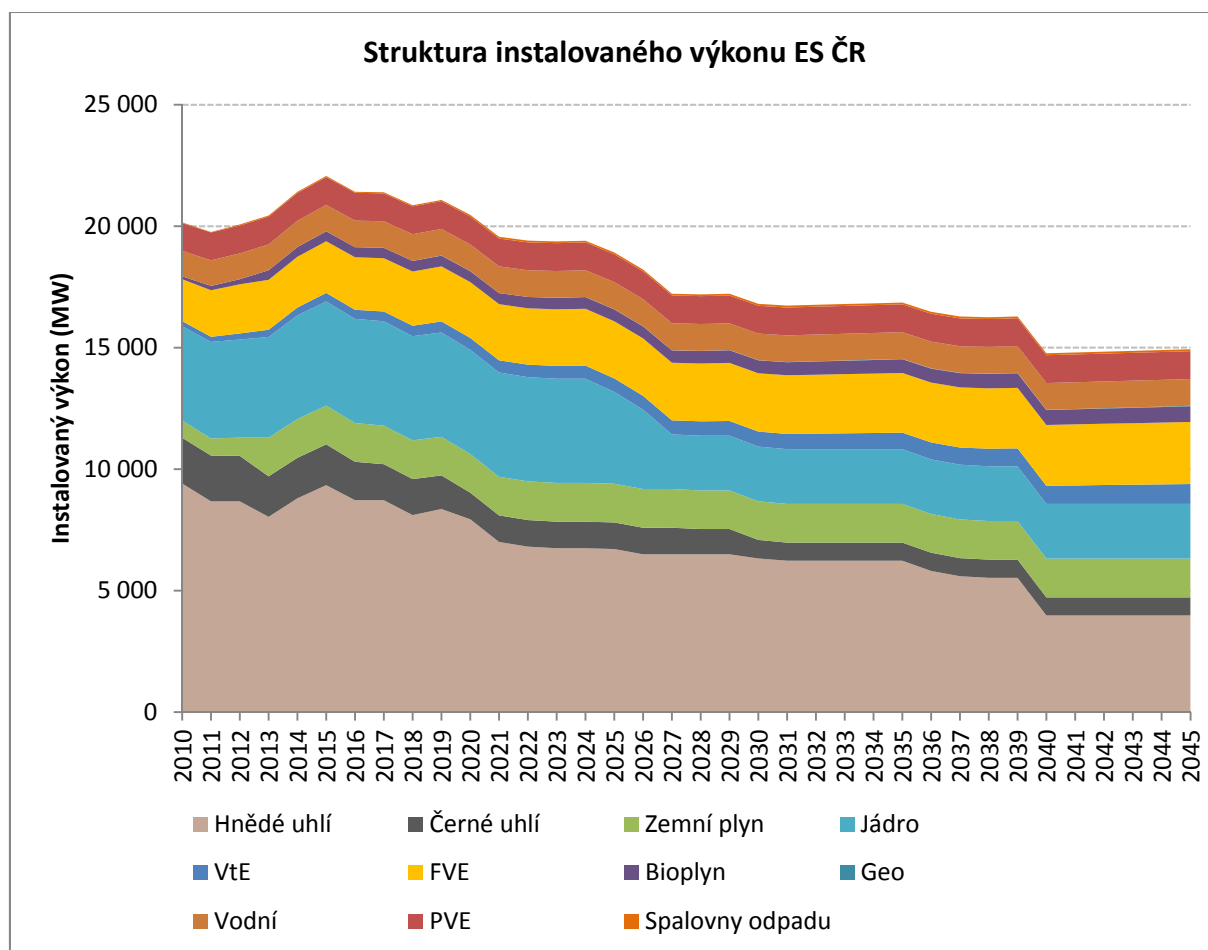
Graf č. 46: Hrubá výroba elektřiny v % (předběžné 2012, IEA)



Graf č. 47: Struktura hrubé výroby elektřiny v % (rok 2045) - plynový scénář



Graf č. 48: Vývoj a struktura instalovaného výkonu ES ČR

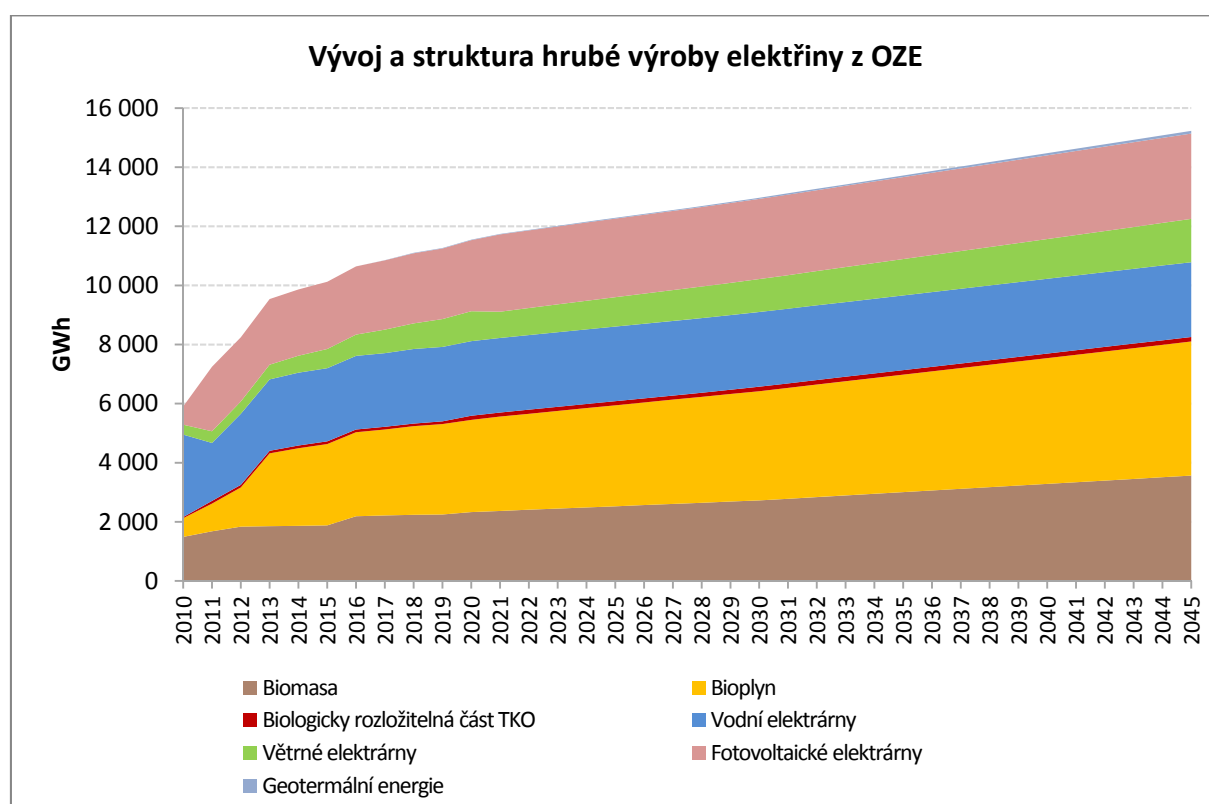


3.2.9 Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny z OZE

Tabulka č. 18: Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny z OZE

OZE		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Biomasa	GWh	1 492,0	1 878,9	2 331,0	2 528,0	2 725,0	3 005,0	3 285,0	3 565,0
Bioplyn	GWh	634,6	2 754,0	3 121,2	3 416,0	3 696,0	3 976,0	4 256,0	4 536,0
BRKO	GWh	35,6	91,2	138,1	138,1	153,4	153,4	153,4	153,4
VE	GWh	2 789,5	2 475,6	2 522,7	2 524,5	2 526,2	2 528,0	2 529,7	2 531,5
VTE	GWh	335,5	647,2	1 013,8	995,4	1 112,4	1 229,4	1 346,4	1 463,4
FVE	GWh	615,7	2 275,5	2 403,6	2 658,3	2 715,4	2 773,0	2 830,7	2 888,3
GEO	GWh	0,0	0,0	18,4	27,6	36,8	55,2	73,6	92,0
OZE celkem	GWh	5 902,8	10 122,3	11 548,8	12 287,8	12 965,2	13 720,0	14 474,7	15 229,5

Graf č. 49: Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny z OZE



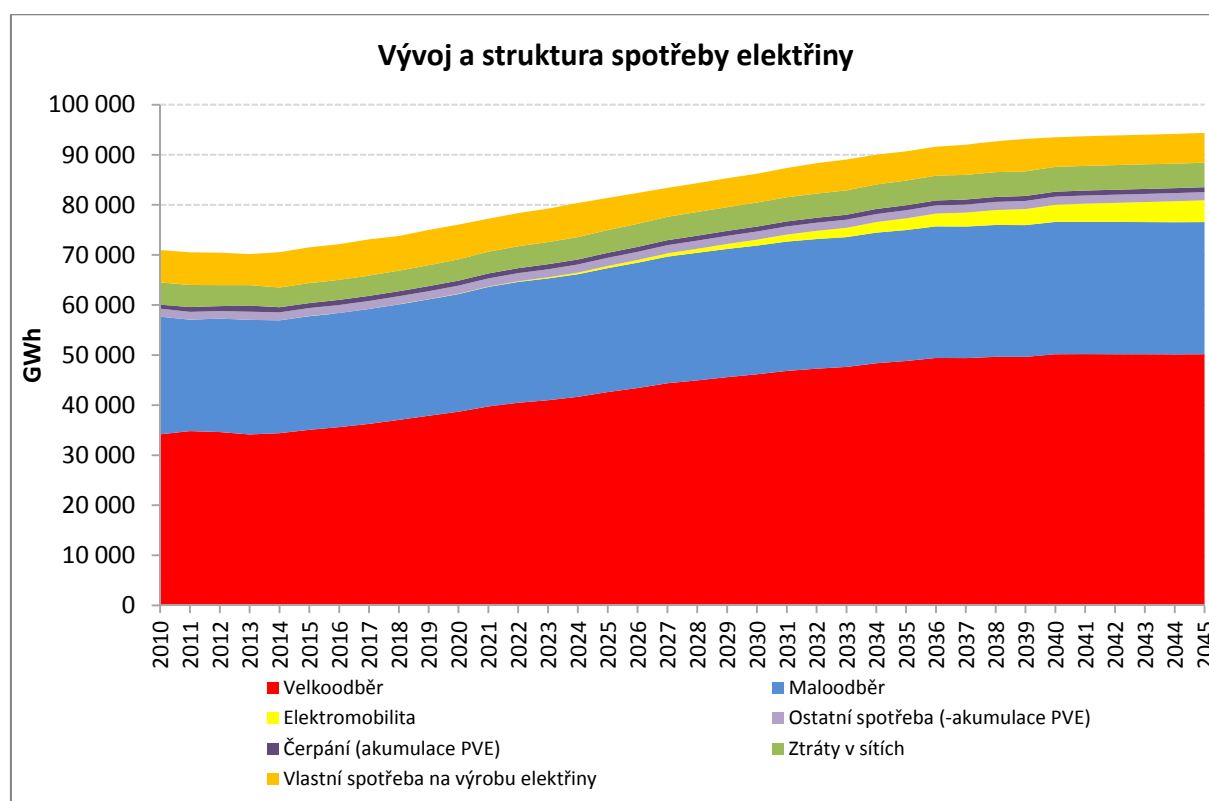
3.2.10 Vývoj a struktura spotřeby elektřiny

Tabulka č. 19: Vývoj a struktura spotřeby elektřiny

Spotřeba		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Velkoodběr	GWh	34 162	35 082	38 666	42 598	46 159	48 826	50 159	50 143
Maloodběr	GWh	23 506	22 698	23 522	24 761	25 706	26 152	26 418	26 414
Podnikatelé	GWh	8 478	8 396	9 254	10 195	11 047	11 685	12 004	12 000
Domácnosti	GWh	15 028	14 302	14 268	14 566	14 659	14 467	14 414	14 414
Ostatní spotřeba	GWh	1 587	1 600	1 620	1 620	1 620	1 620	1 620	1 620
Netto bez mobility	GWh	59 255	59 380	63 808	68 978	73 485	76 598	78 197	78 177
Elektromobilita	GWh	1	7	51	438	1 190	2 328	3 442	4 349
Spotřeba netto		59 255	59 387	63 859	69 417	74 675	78 926	81 639	82 526
Akumulace PVE	GWh	795	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
Ztráty v sítích	GWh	4 467	3 979	4 238	4 539	4 780	4 908	4 944	4 893
Vlastní spotřeba	GWh	6 446	7 149	6 966	6 438	5 768	5 856	5 966	5 936
Spotřeba brutto	GWh	70 963	71 514	76 063	81 393	86 223	90 690	93 549	94 355
Akumulace elektro*	GWh	0	20	308	548	766	800	835	870

* Podle předpokladu bude část spotřeby pokryta z akumulace. Kvůli specifickému charakteru této položky byla akumulace explicitně vydělena ze spotřeby.

Graf č. 50: Vývoj a struktura spotřeby elektřiny



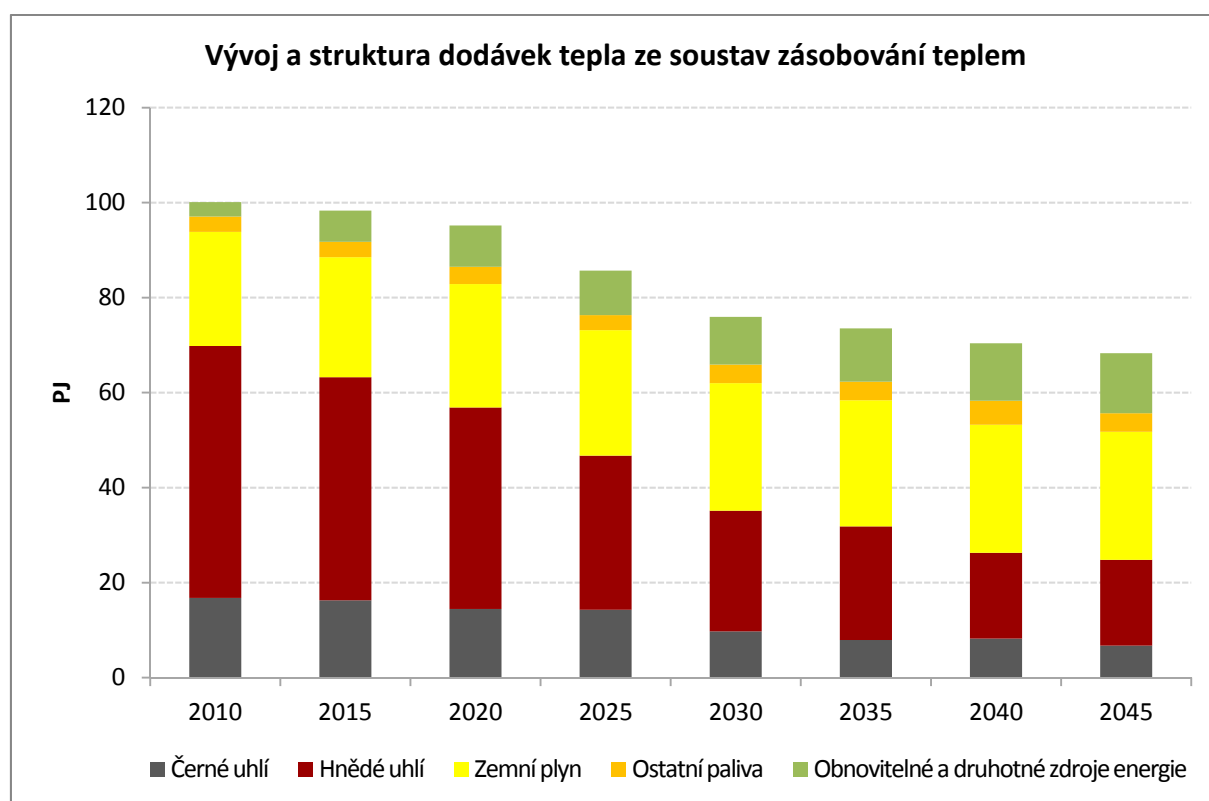
3.2.11 Vývoj a struktura dodávek tepla ze soustav zásobování teplem

Tabulka č. 20: Vývoj a struktura dodávek tepla ze soustav zásobování teplem

SZT		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Černé uhlí	PJ	16,8	16,3	14,5	14,3	9,8	7,9	8,2	6,7
Hnědé uhlí	PJ	53,0	47,0	42,4	32,4	25,4	23,9	18,1	18,1
Zemní plyn	PJ	24,0	25,3	26,0	26,4	26,9	26,5	26,9	26,9
Ostatní paliva	PJ	3,2	3,2	3,7	3,2	3,9	3,9	5,1	3,9
OZE	PJ	3,0	6,6	8,7	9,4	10,0	11,2	12,1	12,6
Celkem SZT	PJ	100,1	98,3	95,2	85,7	76,0	73,5	70,4	68,3

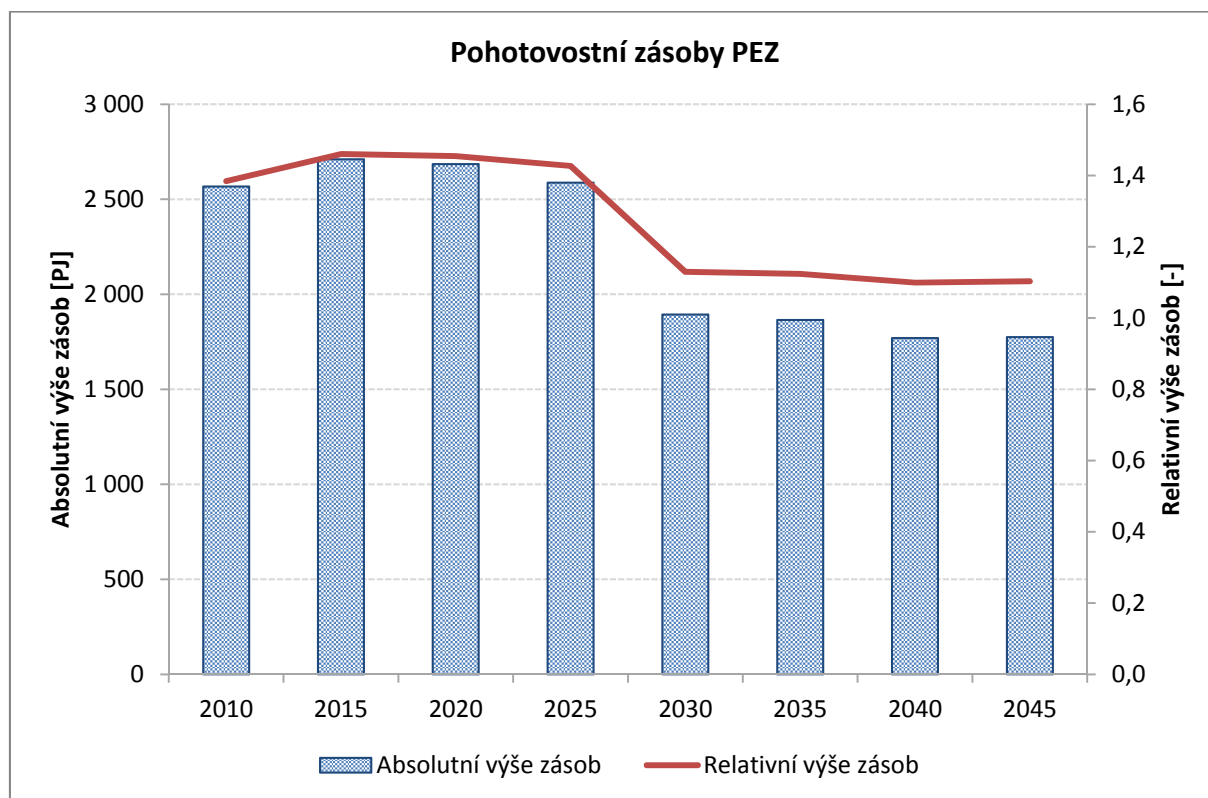
Pozn.: ostatní paliva – koksárenský, vysokopecní a ostatní plyny, průmyslové odpady, alternativní paliva, tuhý komunální odpad (neobnovitelný), prvotní teplo

Graf č. 51: Vývoj a struktura dodávek tepla ze soustav zásobování teplem

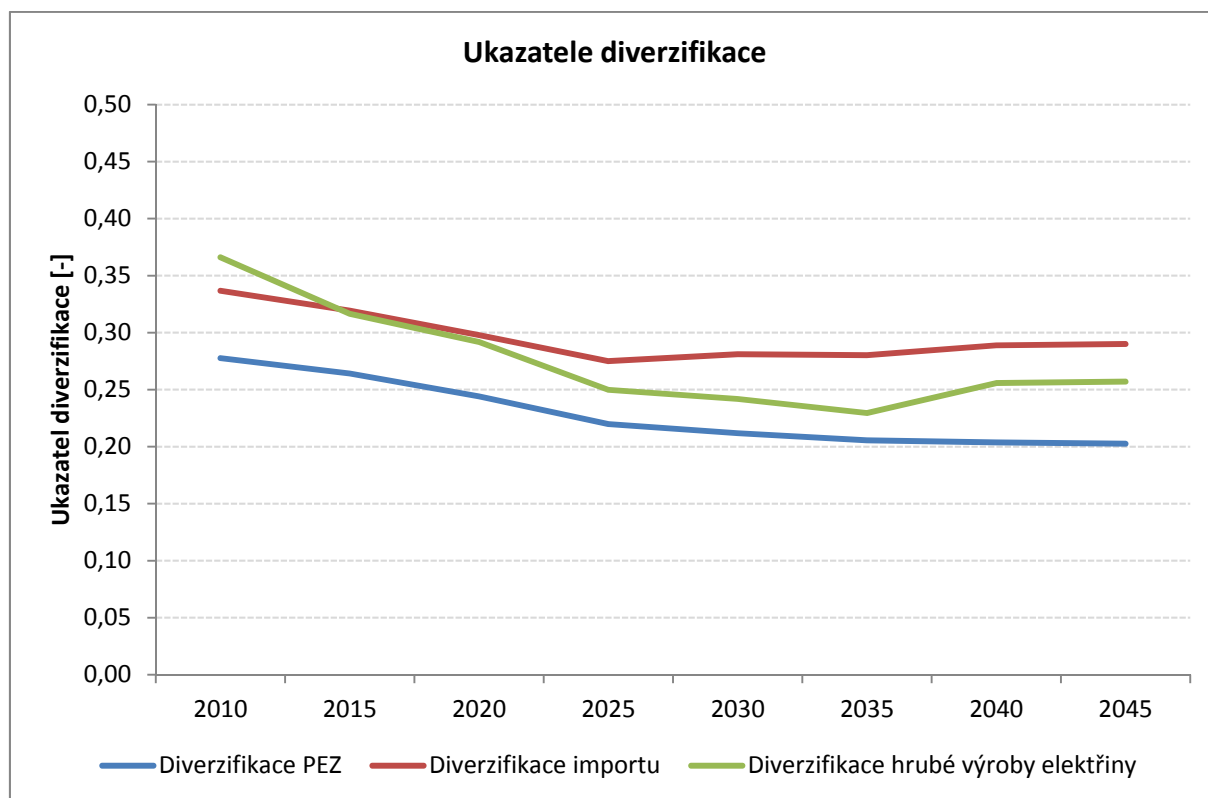


3.2.12 Ukazatele bezpečnosti – Plynový scénář

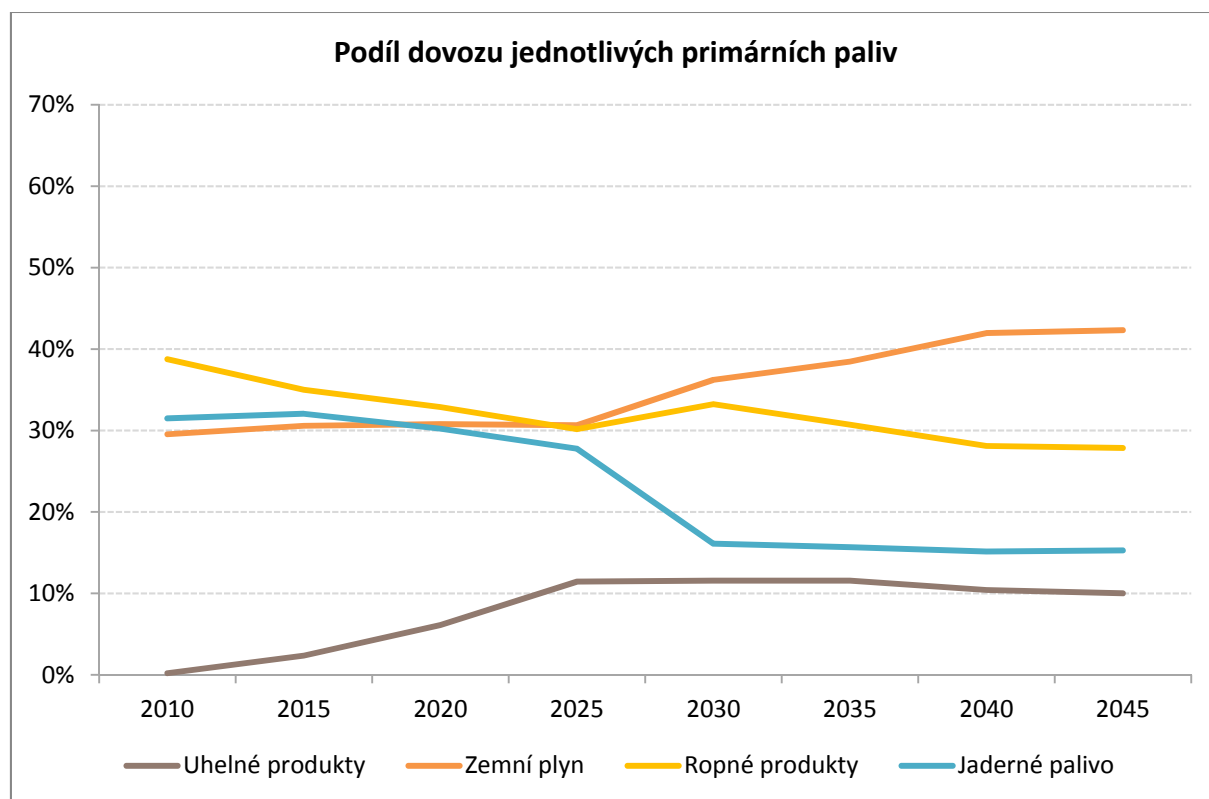
Graf č. 52: Pohotovostní zásoby PEZ



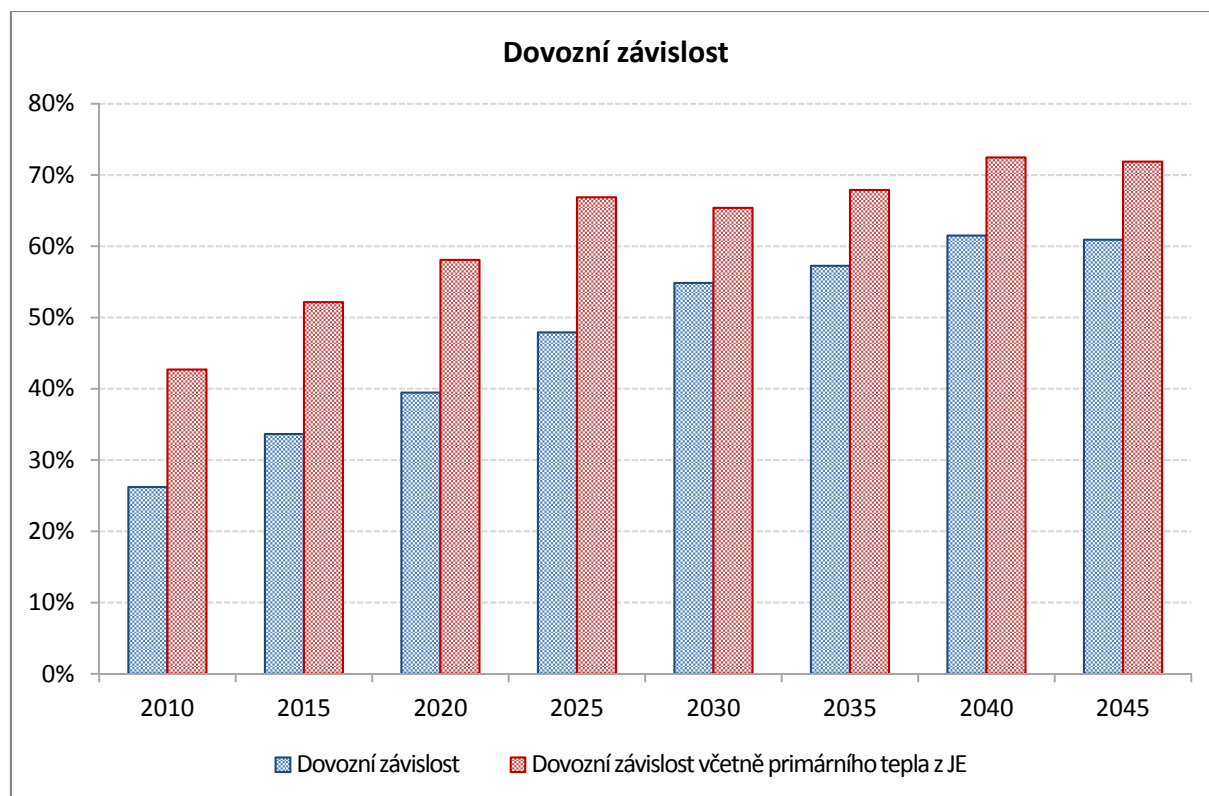
Graf č. 53: Ukazatele diverzifikace



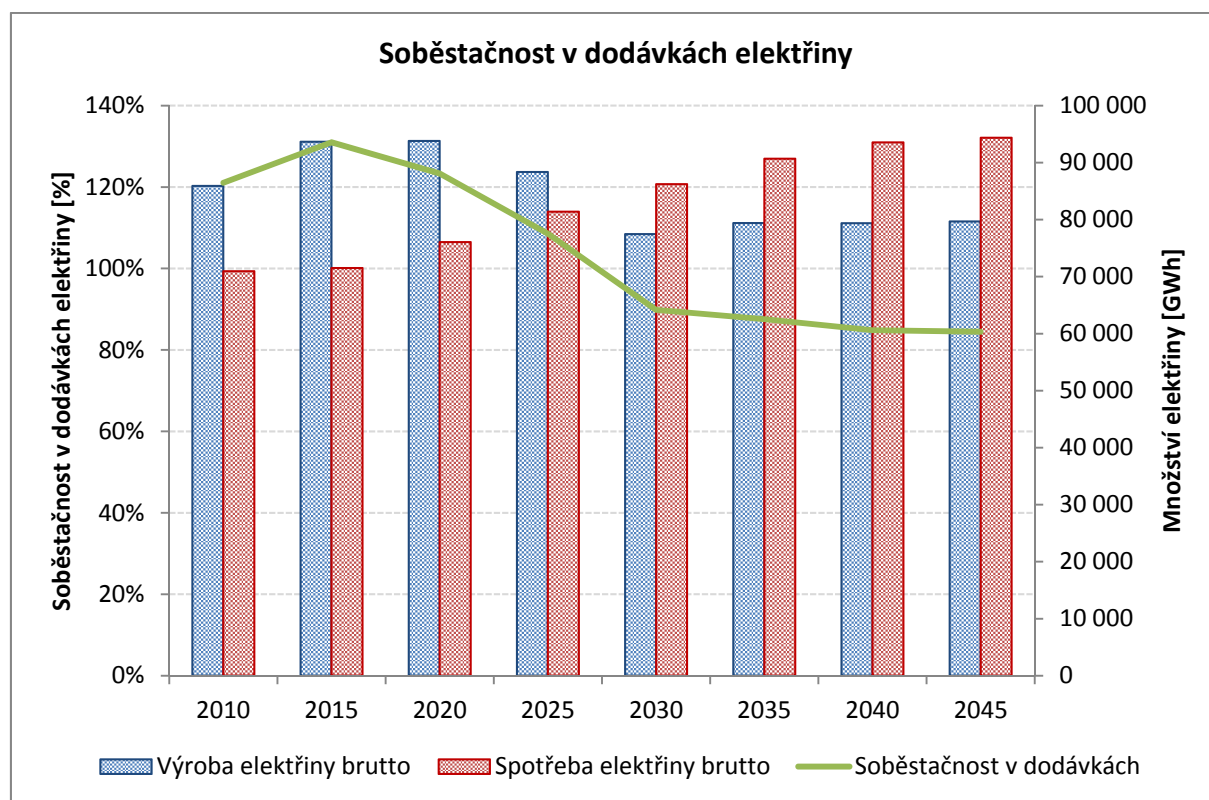
Graf č. 54: Podíl dovozu jednotlivých primárních paliv



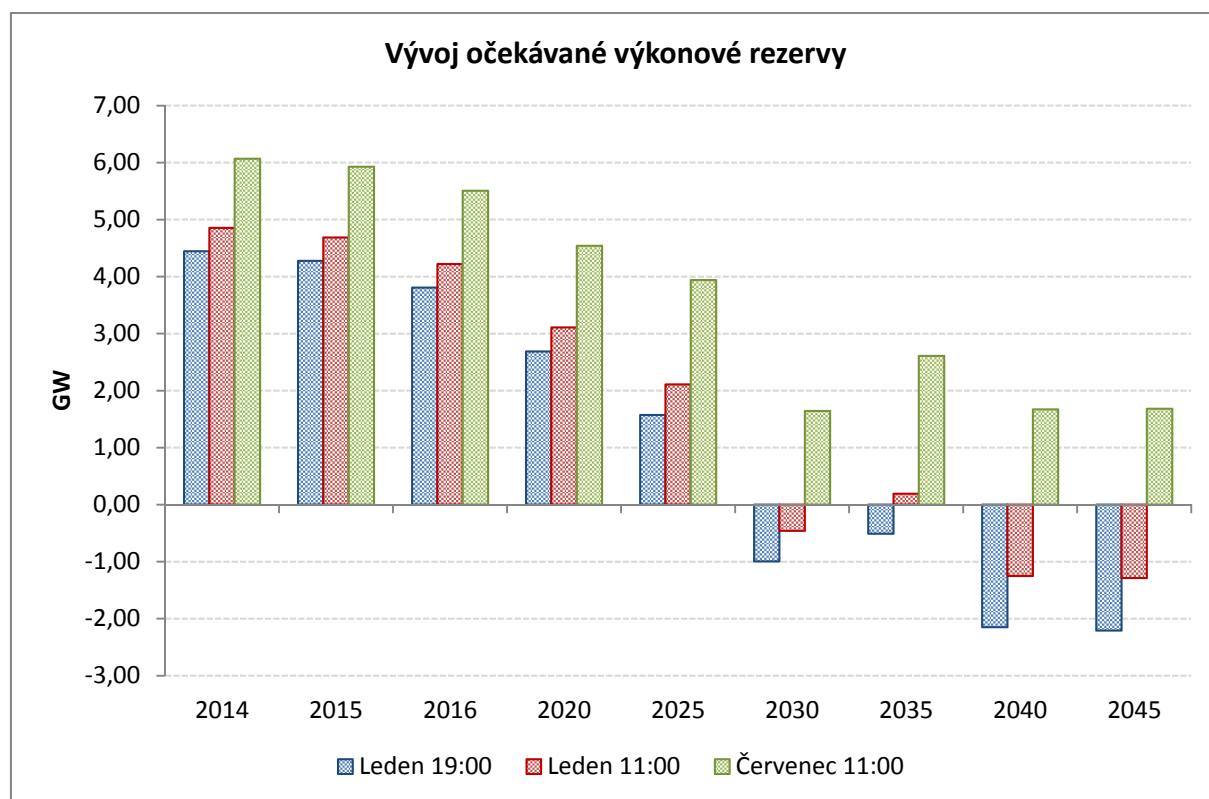
Graf č. 55: Dovožní závislost



Graf č. 56: Soběstačnost v dodávkách elektřiny

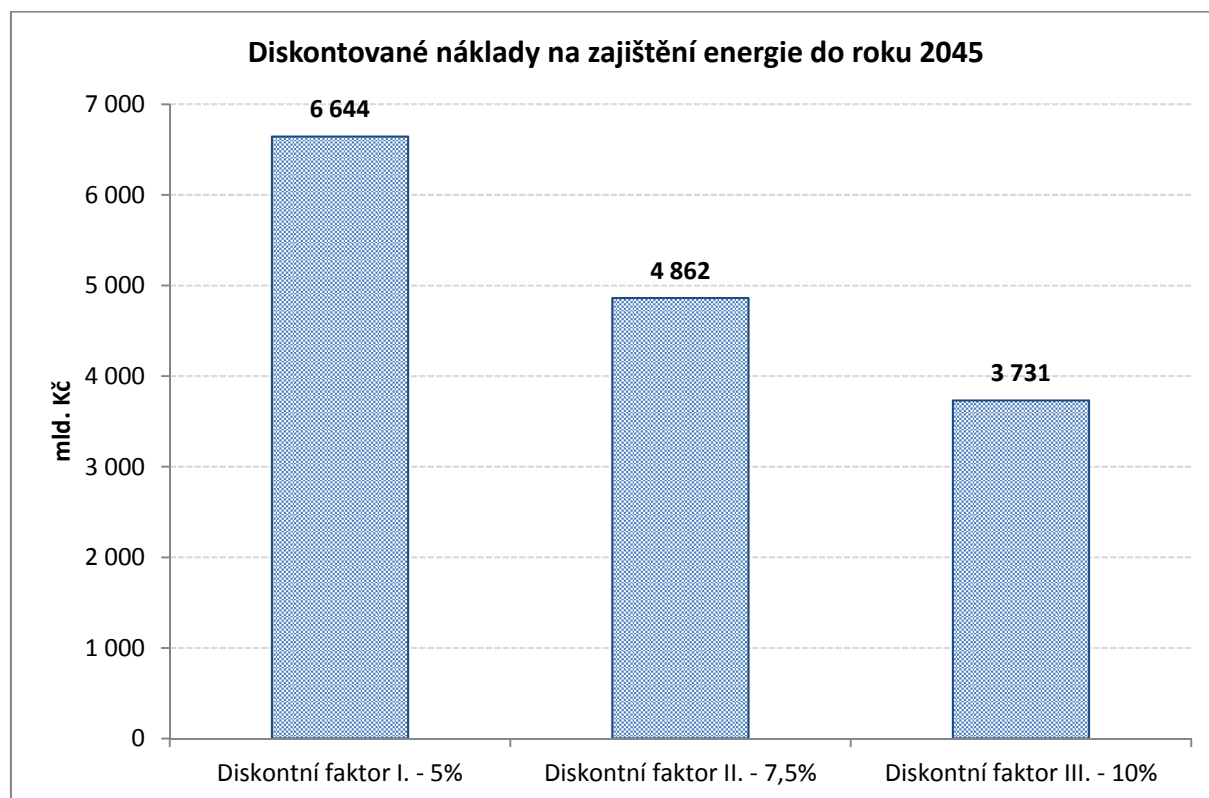


Graf č. 57: Vývoj očekávané výkonové rezervy

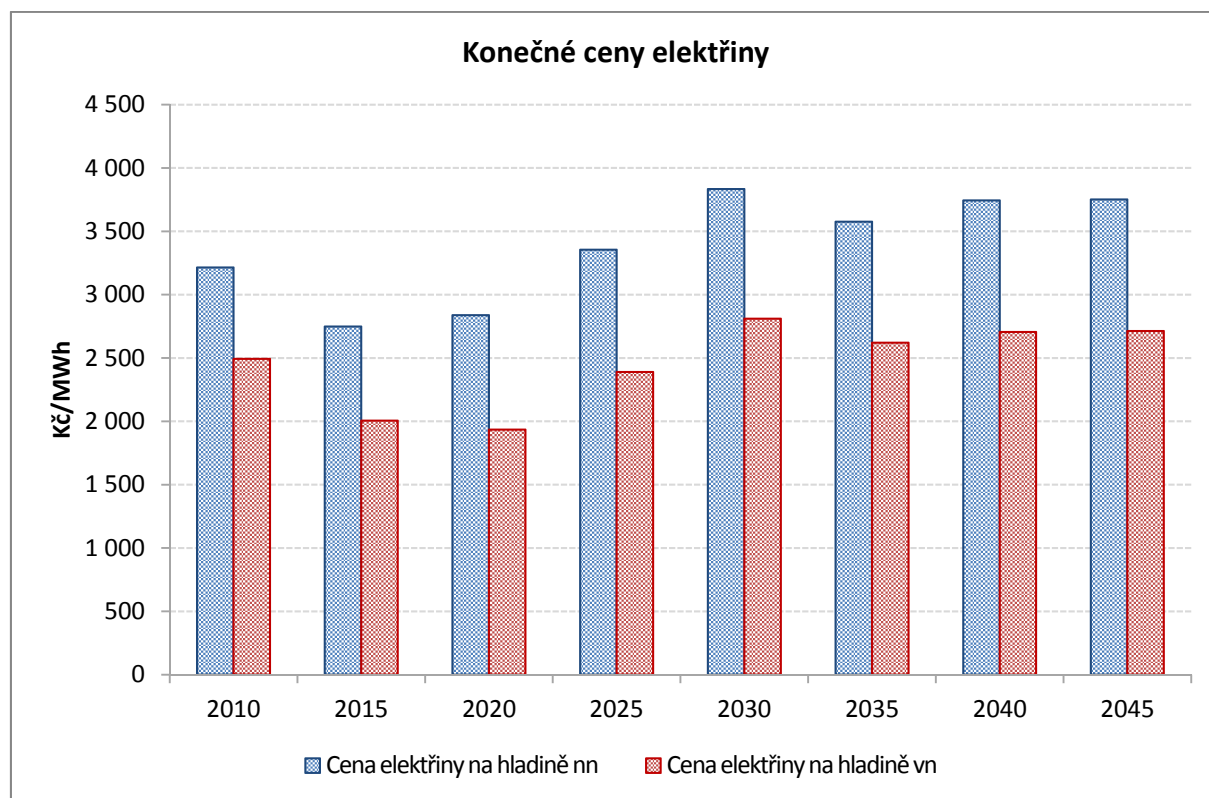


3.2.13 Ukazatele konkurenceschopnosti – Plynový scénář

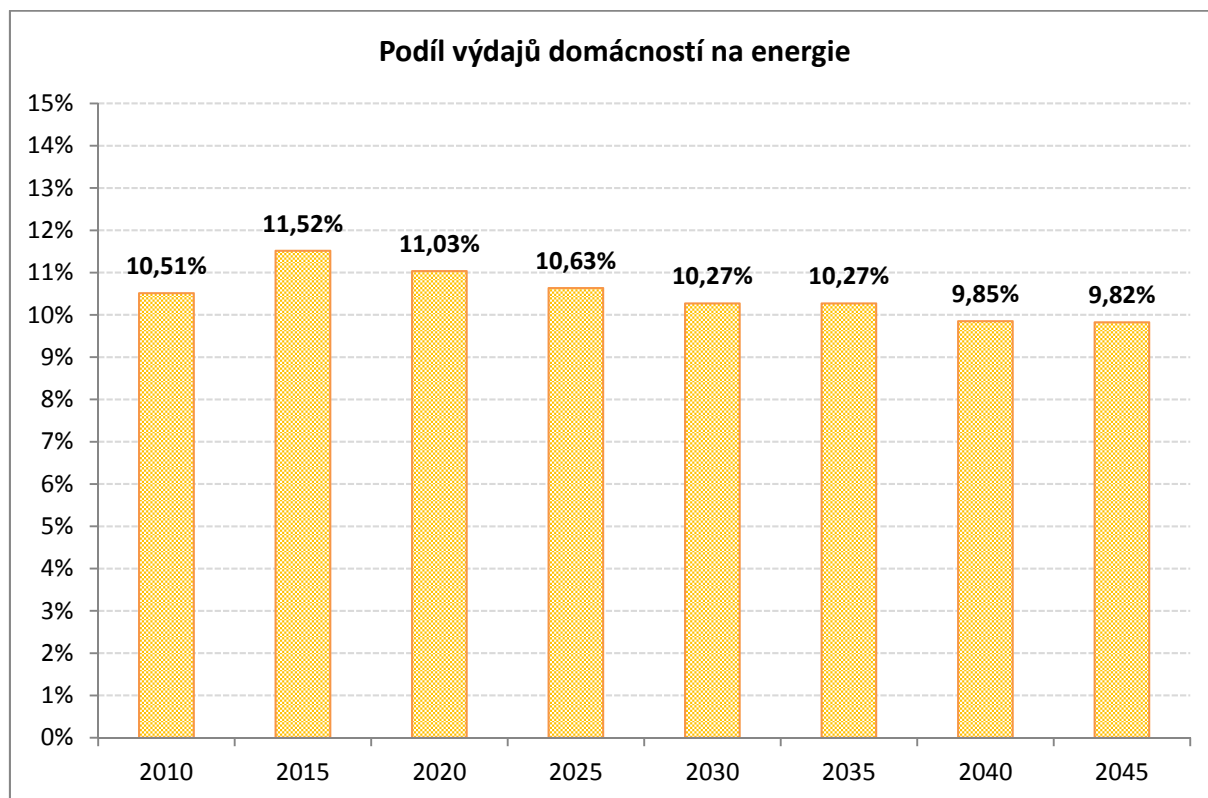
Graf č. 58: Diskontované náklady na zajištění energie



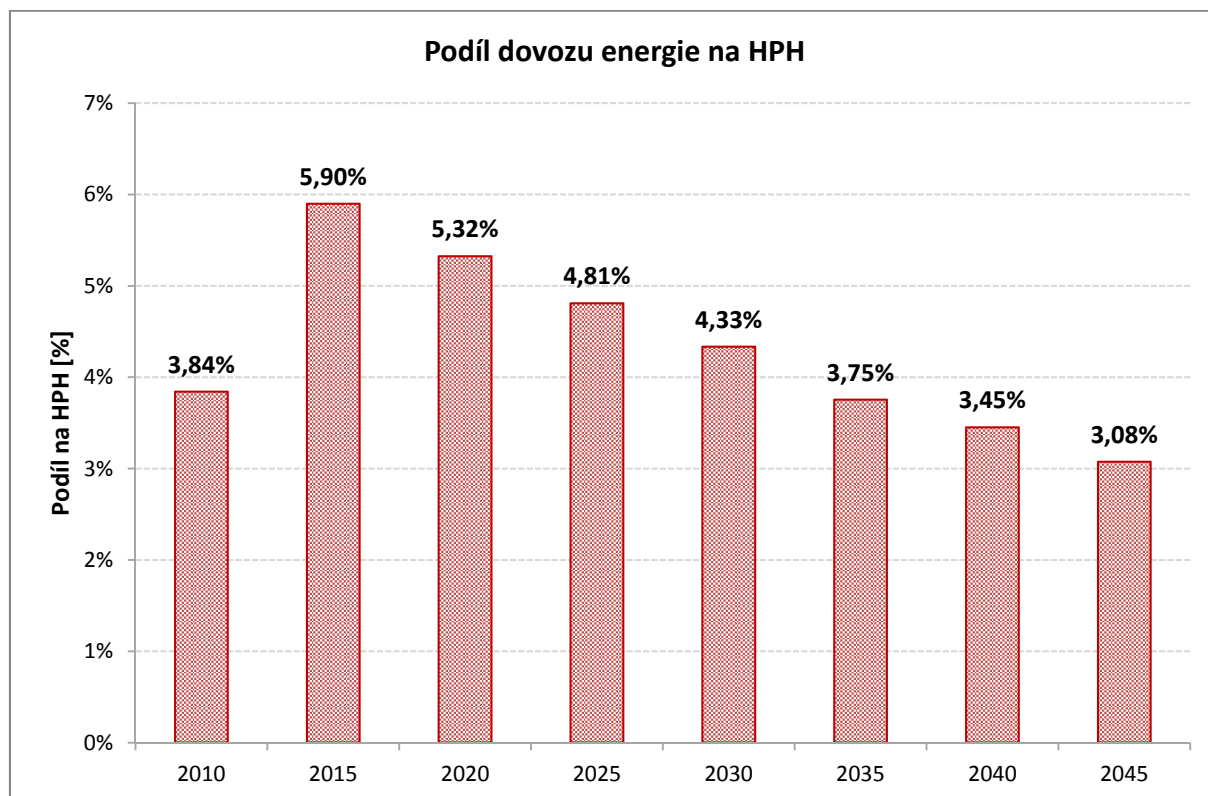
Graf č. 59: Konečné ceny elektřiny



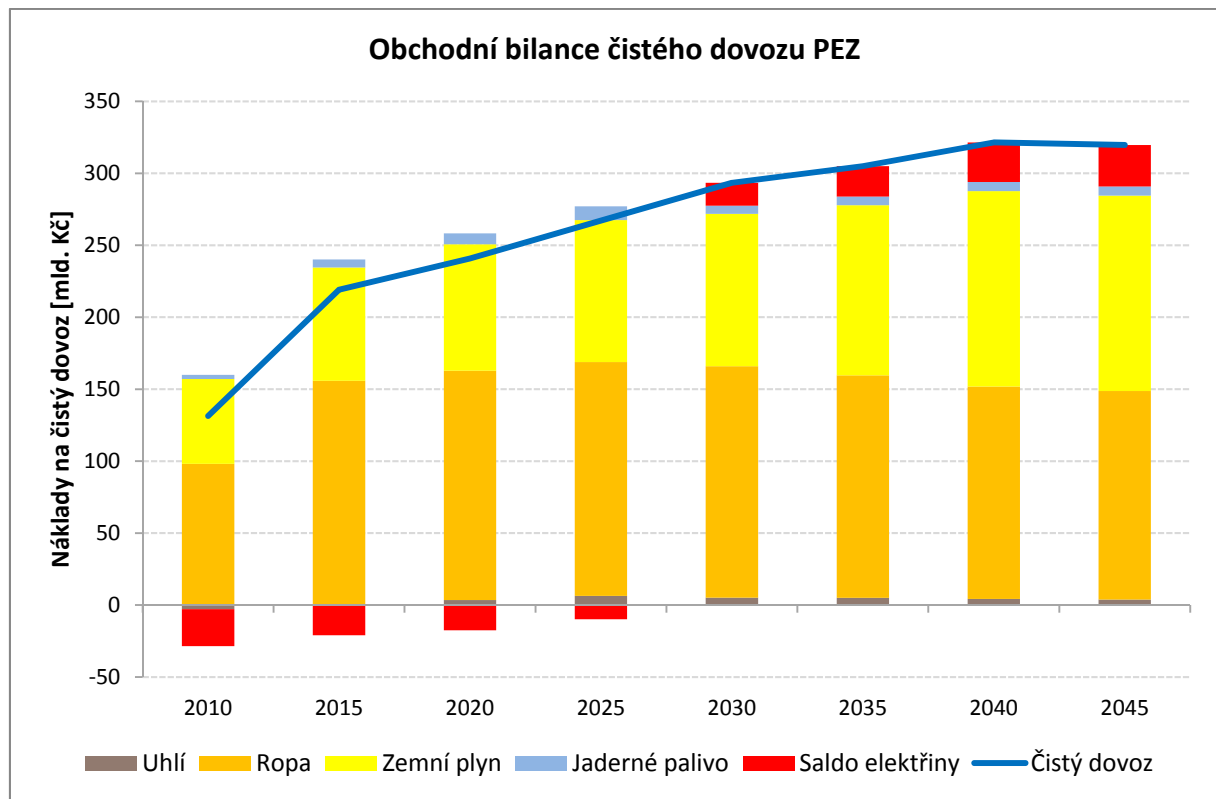
Graf č. 60: Podíl výdajů domácností na energii



Graf č. 61: Podíl dovozu energie na HPH

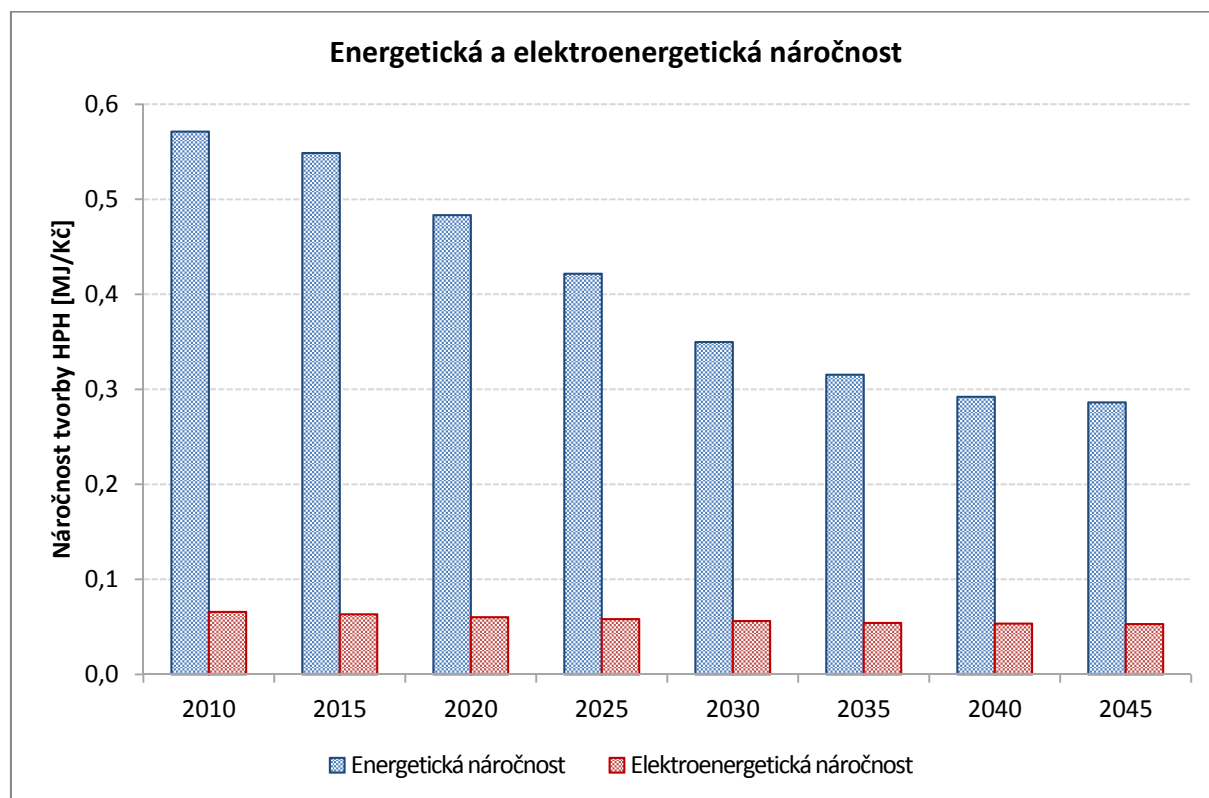


Graf č. 62: Obchodní bilance čistého dovozu PEZ

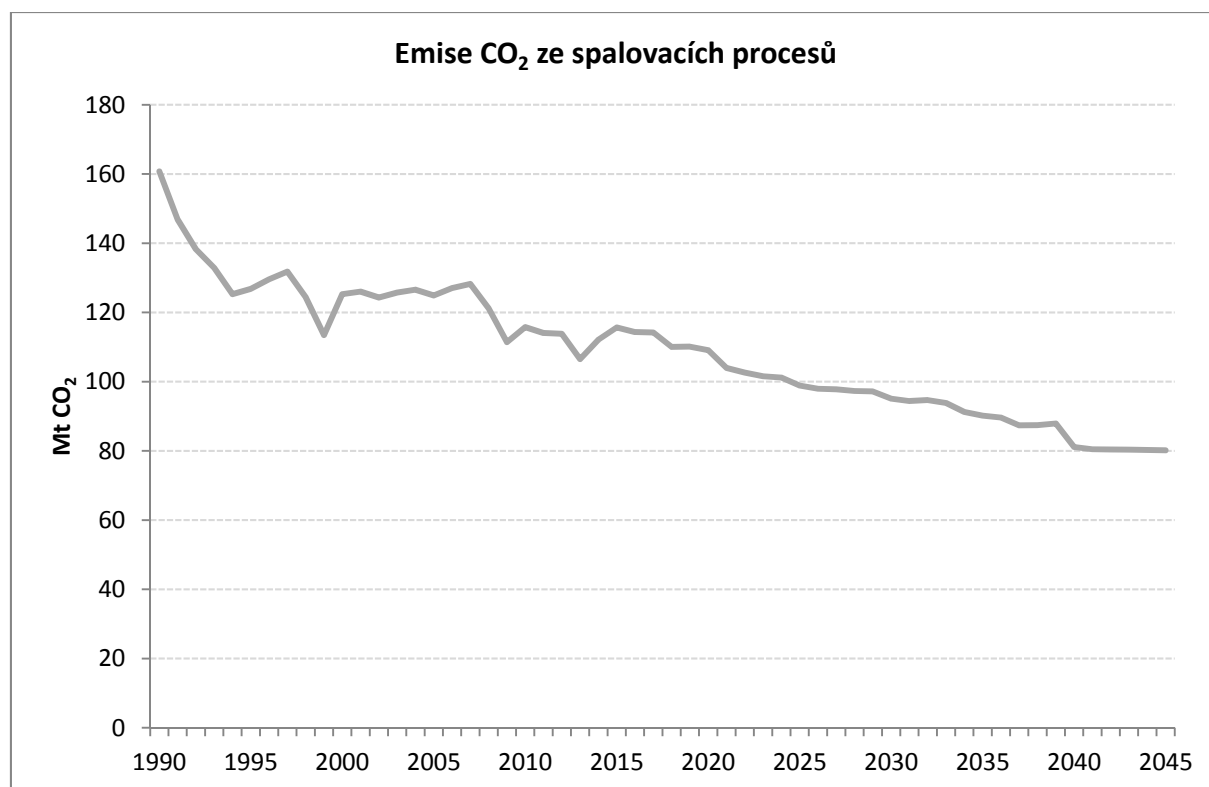


3.2.14 Ukazatele udržitelnosti – Plynový scénář

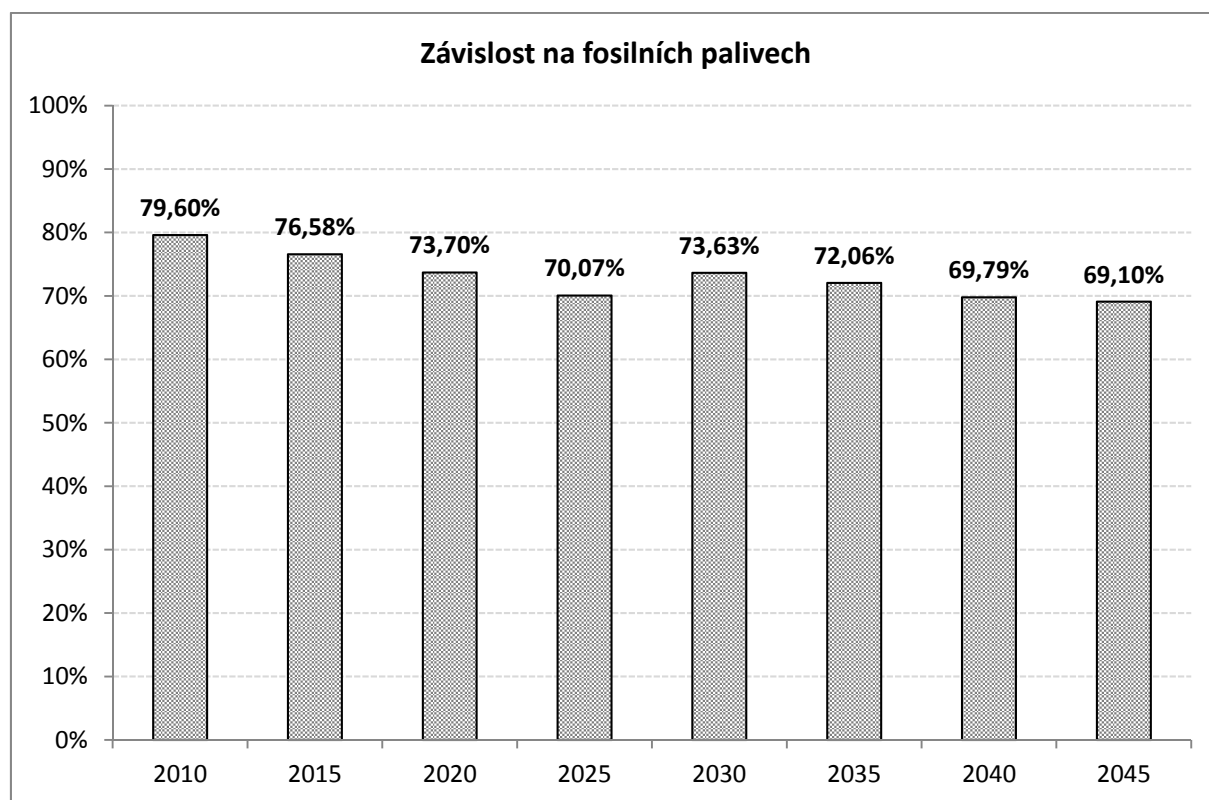
Graf č. 63: Energetická a elektroenergetická náročnost tvorby HPH



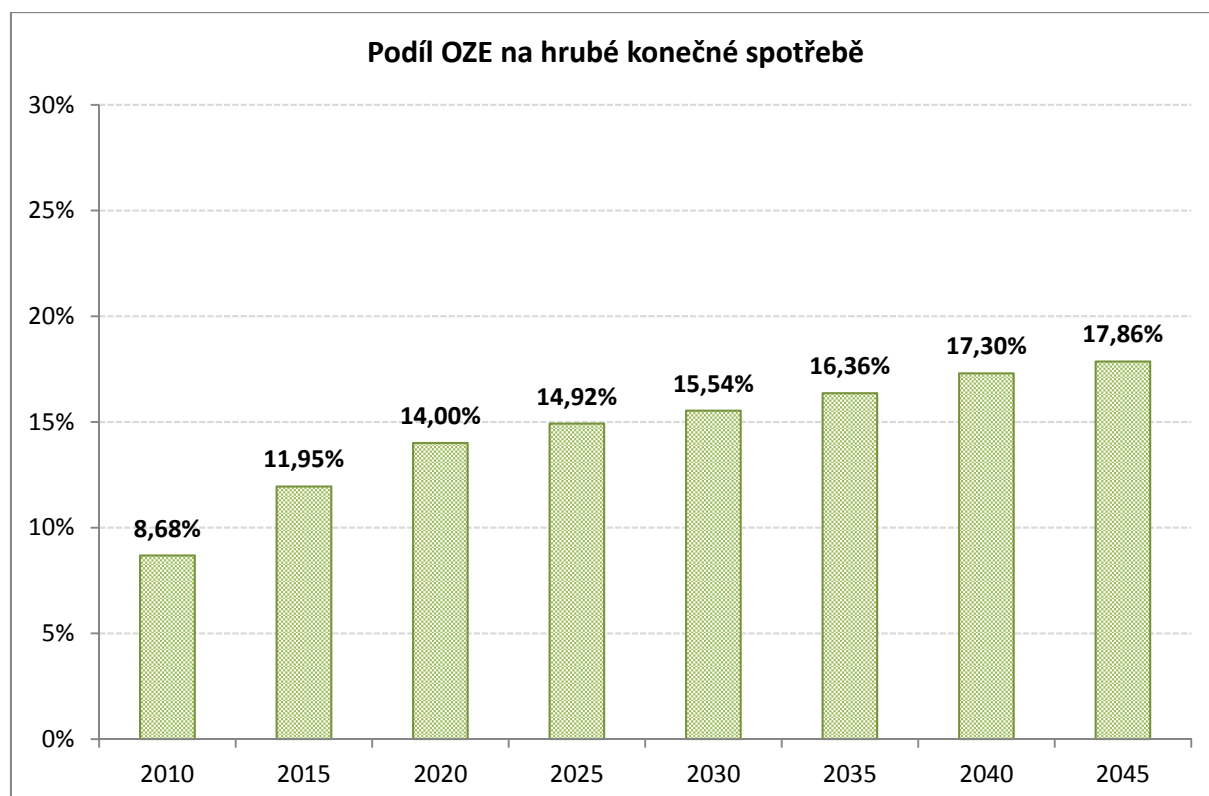
Graf č. 64: Emise CO₂



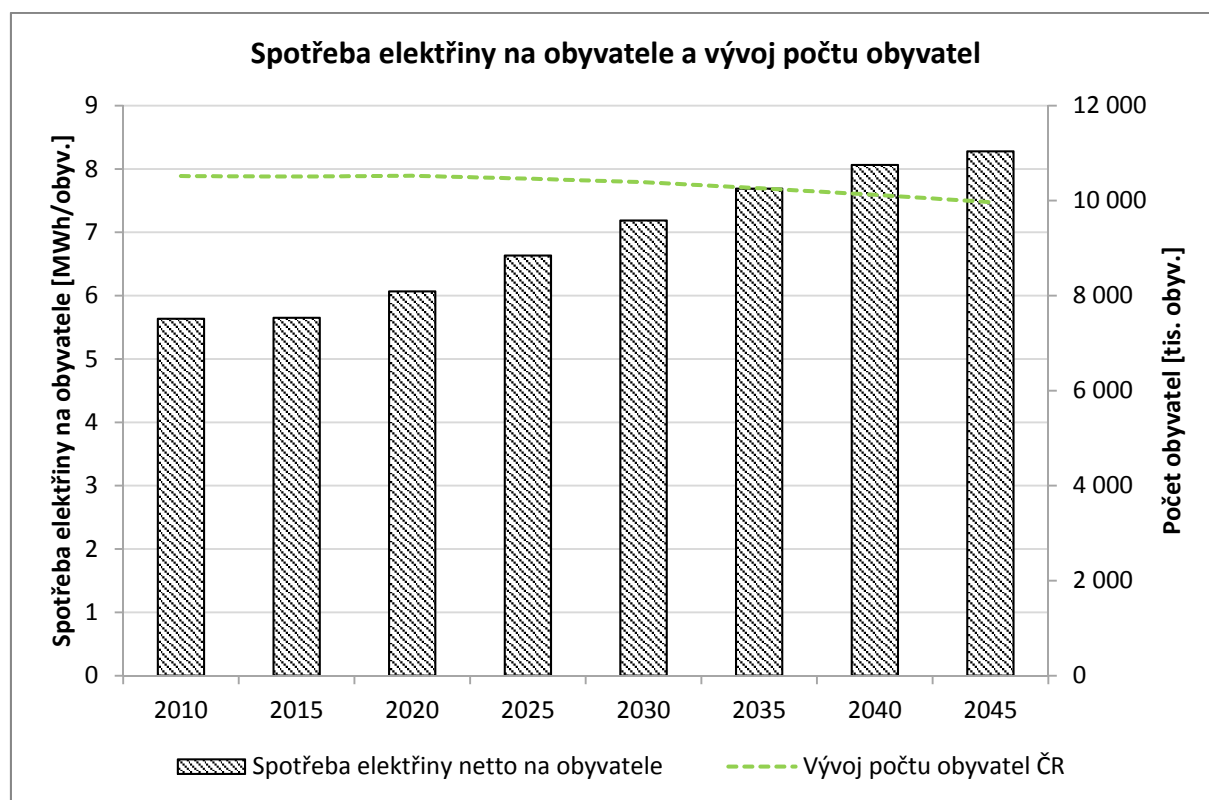
Graf č. 65: Závislost na fosilních palivech



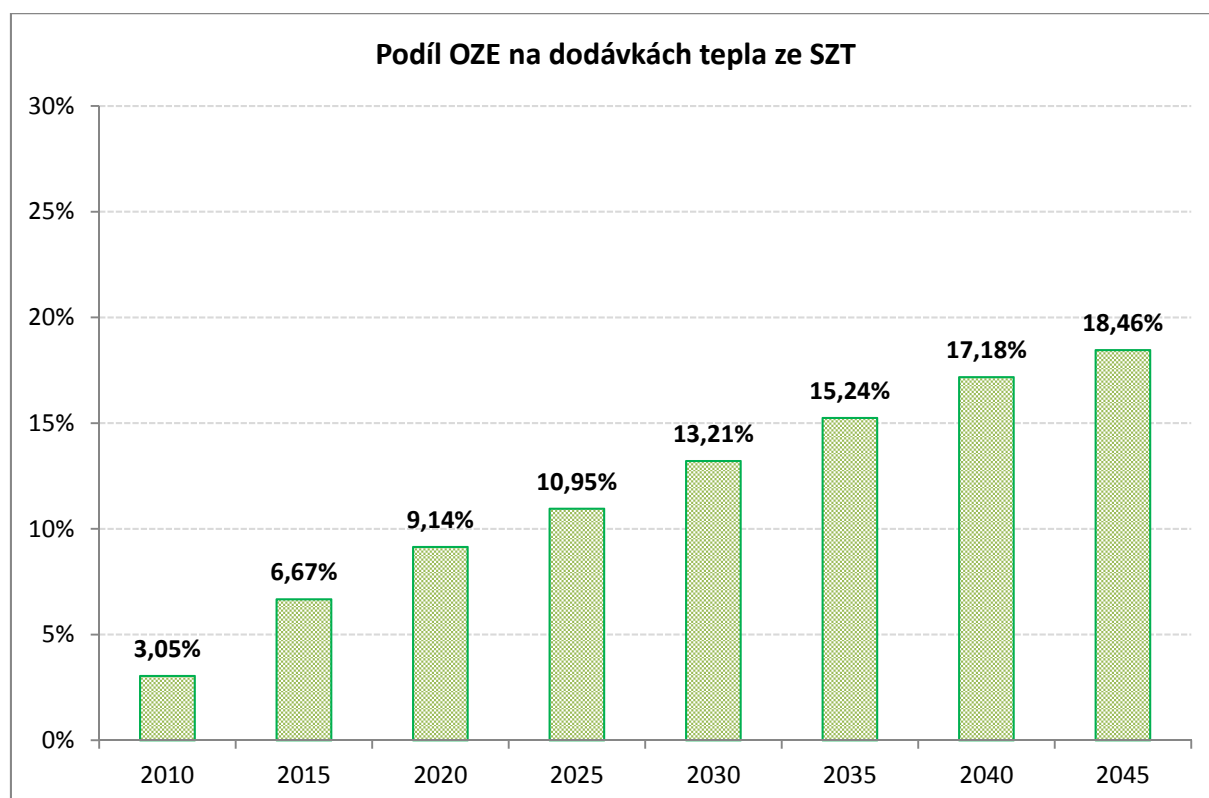
Graf č. 66: Podíl OZE na hrubé konečné spotřebě



Graf č. 67: Spotřeba elektřiny na obyvatele a vývoj počtu obyvatel



Graf č. 68: Podíl OZE na dodávkách tepla ze SZT



3.3 Zelený scénář s omezenou energetickou soběstačností

Stručný popis:

Primární důraz je kladen na dekarbonizaci, energetické úspory a extenzivní dotovaný rozvoj OZE, přičemž není podpořen další rozvoj jaderné energetiky, přestože se jedná o nízko-emisní zdroj. Stávající zdroje se odstavují i před ukončením technologické životnosti ve snaze minimalizovat emise skleníkových plynů. Urychluje se rovněž odstavení jaderných elektráren před završením jejich technologické životnosti. S ohledem na NIMBY efekt nedojde ani k další podpoře využívání komunálního odpadu nad rámec již plánovaných zdrojů. Vnitřní trh se bere jako integrovaný s domnělým dostatkem disponibilního výkonu, proto je zdrojová základna plánována tak, aby pokryla minimálně tu výši spotřeby, kterou nelze uspokojit dovozem, tj. připouští se dovozní závislost do maximálně limitního salda dle PS. Zbytek je dorovnán výstavbou plynových zdrojů a jejich vyšším ročním využitím, než by odpovídalo špičkovému výkonu. Zde je velké riziko neexistence dostatečného okamžitého výkonu v zahraničí pro potřeby ČR, což by nuceně vyvolalo častější využívání regulačních stupňů ze strany PPS. Lze rovněž předpokládat vysokou rozkolísanost tržních cen elektrické energie, s nízkými až zápornými hodnotami v dobách přebytku výkonů a extrémně vysokými cenami v době nepříznivých klimatických podmínek.

Pro zvýšení kvality provozování ES je potřeba rozšíření akumulace a silného posazování prvků řízení strany spotřeby. Zároveň stát podporu intenzivně úspory a zvyšování energetické účinnosti, čímž se částečně nahradí výpadek dodávek tepla ze SZT. Podporována je rovněž elektromobilita (jako součást DSM) a nekapalné paliva v dopravě s přísnými emisními limity na vozidla a jejich účinnost.

Scénář jako takový plně umožní naplnit nejambicióznější dekarbonizační závazky EU, nicméně povede k dramatickému nárůstu ceny energie (především co se její regulované složky týče ve formě podpory OZE a různých kapacitních mechanismů, nárůstu nákladů na výstavbu sítí). Zároveň tento scénář bude představovat zhoršení kvality dodávky elektrické energie pro potřeby energeticky intenzivního průmyslu, a není tedy možné předpokládat jeho další setrvání v České republice (mimo jiné kvůli konkurenceschopnosti v globálním měřítku).

Scénář znamená mírný nárůst zaměstnanosti v oblasti rozvoje a provozování OZE a opatření na zvýšení energetické účinnosti, společně s rozvojem relevantního VaVal. Na druhou stranu dojde k poměrně výraznému poklesu zaměstnanosti v tradiční energetice (těžební průmysl, provoz tepláren a tepelných elektráren, jaderná energetika) a energeticky intenzivního průmyslu.

Tento scénář je v zásadním rozporu s požadavky na energetickou bezpečnost i konkurenceschopnost.

3.3.1 Předpoklady Zeleného scénáře s omezenou energetickou soběstačností

Jaderná energetika:

- ➔ Nepodaří se včas nalézt shodu o podpoře výstavby JE, bez kterého investor, na základě nedostatečných tržních pobídek, s péčí řádného hospodáře nepřipustí výstavbu jaderného zdroje. Nedojde tedy k výstavbě JETE 3,4 ani JEDU 5.
- ➔ Z politicko-regulačního (nikoliv však technického) důvodu se nepodaří prodloužit certifikaci JEDU 1-4 po roce 2025. Dojde tedy k odstavení JEDU 1 v 2025, JEDU 2 v 2026 a JEDU 3,4 v roce 2027. Od roku 2028 tak budou v provozu pouze bloky JETE 1,2.

Spotřeba zemního plynu:

- ➔ Předpokládá se využití paroplynové elektrárny Počerady (ČEZ, a.s.) ve špičkovém zatížení. Mezi roky 2038 a 2041 je pak předpokládán náběh nového PPE zdroje o instalovaném výkonu na úrovni 430 MW, pro případné pokrytí výkyvů v bilanci ES.

Soustavy zásobování tepelnou energií:

- ➔ Je uvažován vyšší pokles dodávek tepla ze SZT, především kvůli nulovému počtu dodatečných zařízení na energetické využití odpadu, vyjma ZEVO Chotíkov.
- ➔ Pokles dodávek tepla ze SZT by měl být do jisté míry nahrazen vyšším využitím tepelných čerpadel a solárních kolektorů, společně s vyšší mírou energetických úspor.

Úspory energie:

- ➔ Předpokládá se realizace vysoké míry úspor energie.
- ➔ Uvažuje se vyšší využití tepelných čerpadel a solárních kolektorů pro vytápění (v porovnání s optimalizovaným scénářem).

Doprava:

- ➔ Předpokládá se vývoj v oblasti elektromobility v souladu s vysokým scénářem zpracovaným společností EGÚ Brno, a.s.
- ➔ Je uvažováno zvýšení účinnosti užití energie v dopravě o 15 % v porovnání s rokem 2010.

Obnovitelné zdroje energie:

- ➔ Předpokládá se vysoká míra dotační podpory dalšího rozvoje obnovitelných zdrojů energie.
- ➔ Je uvažována další výstavba fotovoltaických elektráren na zemědělské půdě.
- ➔ Není předpokládána výstavba dalších spaloven odpadů nad rámec stávajících provozů.
- ➔ Je uvažována vyšší míra využití biomasy ve spalovacích procesech, nikoli však na úrovni maximálního potenciálu v souladu s Akčním plánem pro biomasu.

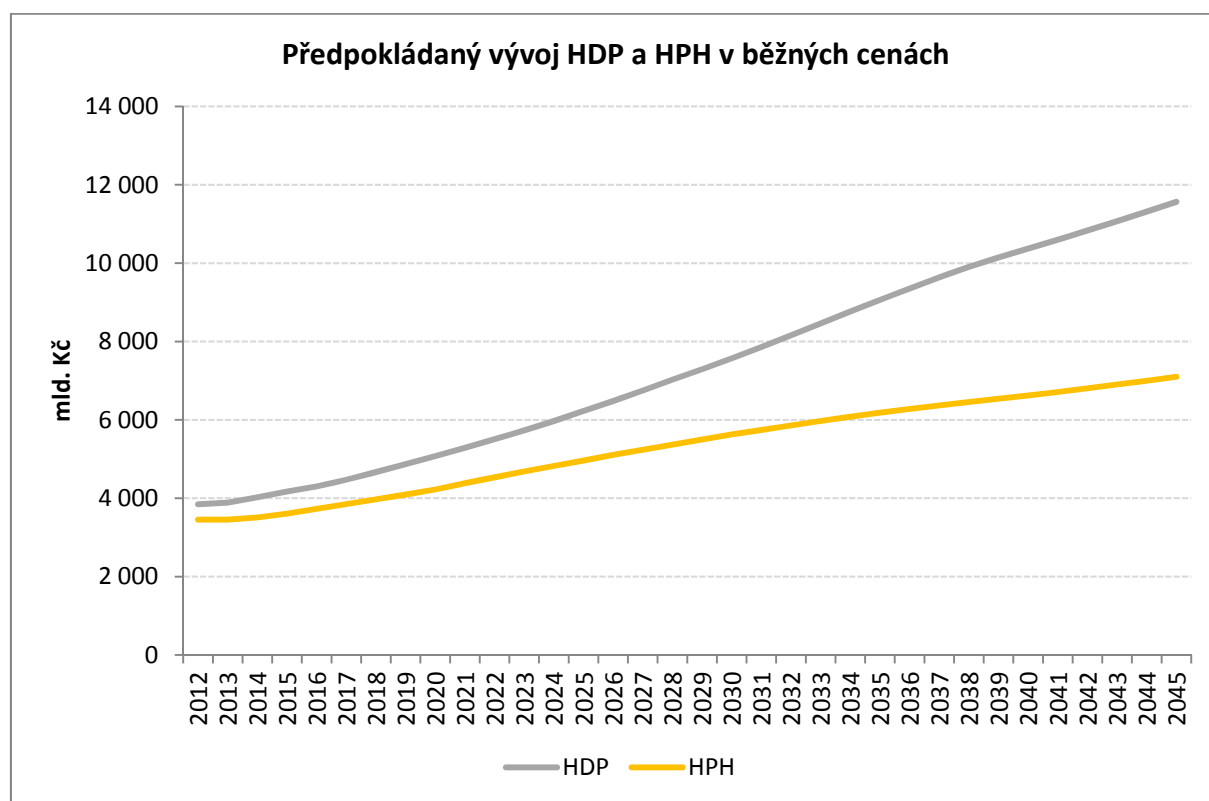
Bilance výroby elektrické energie v ES ČR:

- ➔ Po roce 2025 se připouští nesamostatnost v pokrytí spotřeby elektřiny, přičemž v roce 2040 se předpokládá nutnost dovozu až 13,4 TWh, a to i přes uskutečnění uvažovaných úspor ve spotřebě elektřiny (podle nízkého scénáře MPO).
- ➔ Předpokládá se provoz ES na hranici možností a obtíže při jakýchkoliv poruchách, provádění nutných oprav sítí i při operativním řízení ES.

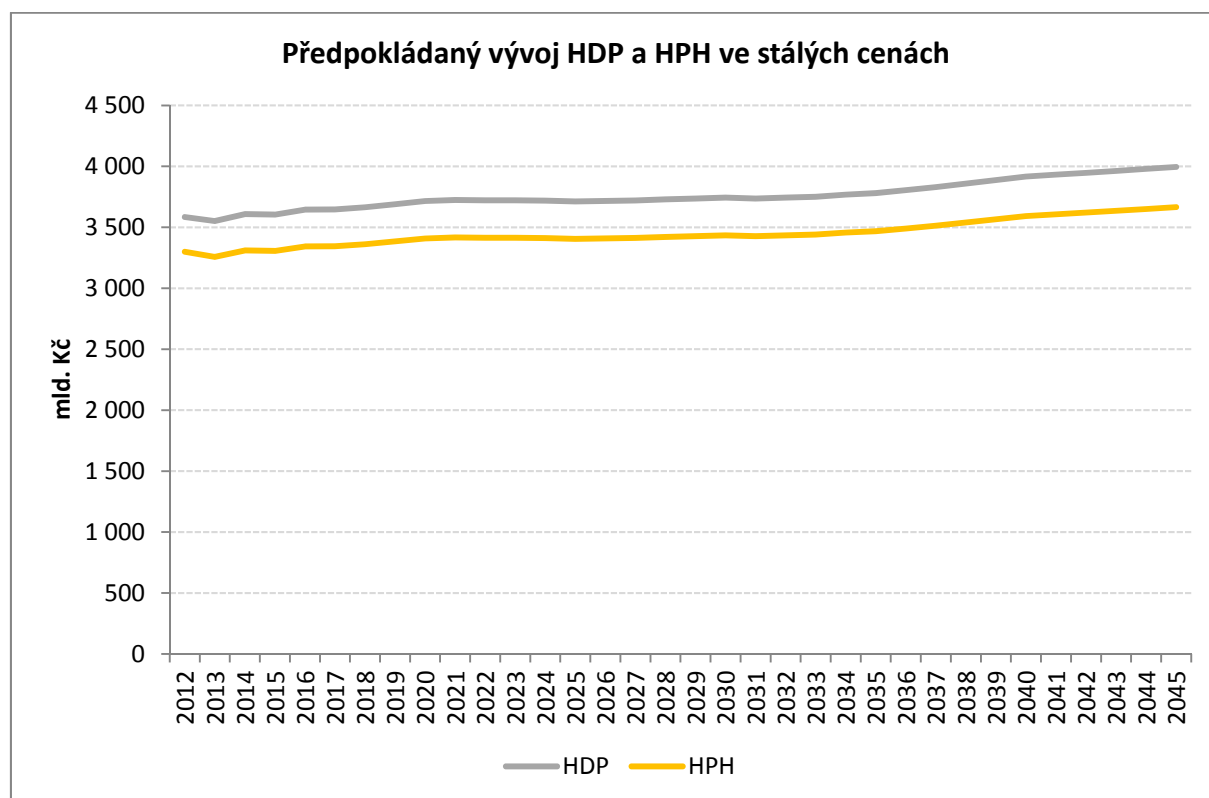
Ekonomický růst a spotřeba elektřiny:

- ➔ Předpokládá se nízké tempo růstu HDP a HPH České republiky.
- ➔ Je uvažována nízká míra elektroenergetických úspor, která v kombinaci s předpokladem nízkého ekonomického růstu znamená uplatnění nízkého scénáře spotřeby elektřiny podle predikcí MPO.

Graf č. 69: Předpokládaný vývoj HDP a HPH v běžných cenách



Graf č. 70: Předpokládaný vývoj HDP a HPH ve stálých cenách



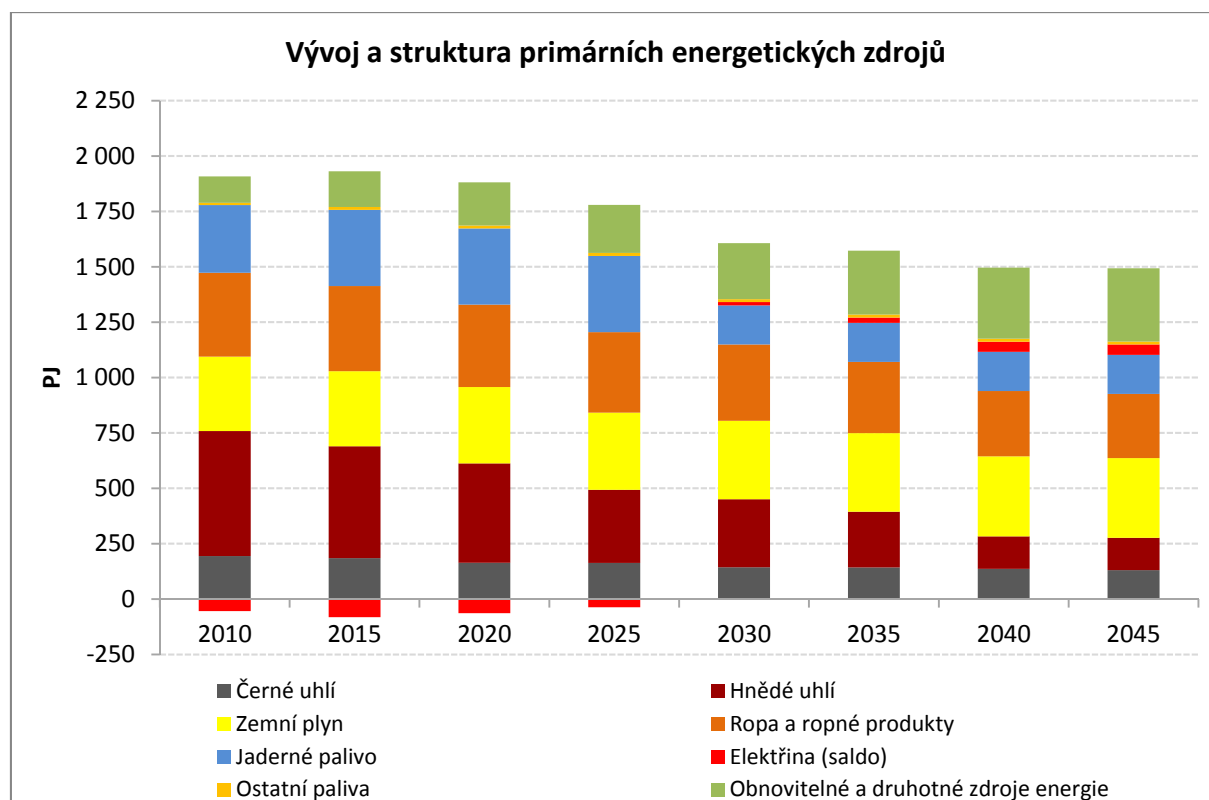
3.3.2 Vývoj a struktura primárních energetických zdrojů (PEZ)

Tabulka č. 21: Vývoj a struktura primárních energetických zdrojů

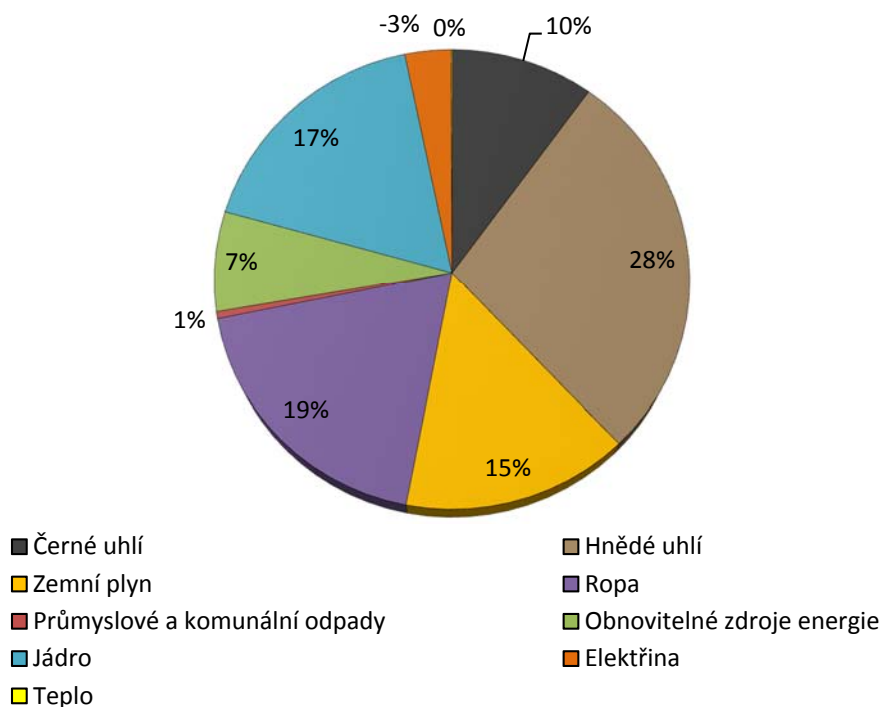
PEZ		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Černé uhlí	PJ	194,3	184,6	164,2	163,2	143,9	143,0	136,3	130,5
Hnědé uhlí	PJ	564,3	505,2	448,8	330,2	306,9	251,2	147,2	146,3
Zemní plyn	PJ	336,1	338,9	344,5	348,5	354,0	355,0	361,0	359,5
Ropa a rop. produkty	PJ	378,4	384,7	371,9	363,5	344,6	321,7	294,9	289,9
Jaderné palivo	PJ	305,4	343,6	343,6	343,6	176,5	176,5	176,5	176,5
Elektřina (saldo)	PJ	-53,8	-81,4	-63,8	-37,2	14,6	23,6	45,7	46,7
Ostatní paliva	PJ	10,5	12,9	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5
OZE a druhotné zdroje	PJ	119,1	161,4	195,0	217,2	252,9	288,4	321,1	330,6
PEZ celkem	PJ	1 854,3	1 849,9	1 817,6	1 742,5	1 607,0	1 572,8	1 496,19	1 493,4

Pozn.: ostatní paliva – degazační plyn, průmyslové odpady a alternativní paliva, tuhý komunální odpad (neobnovitelný)

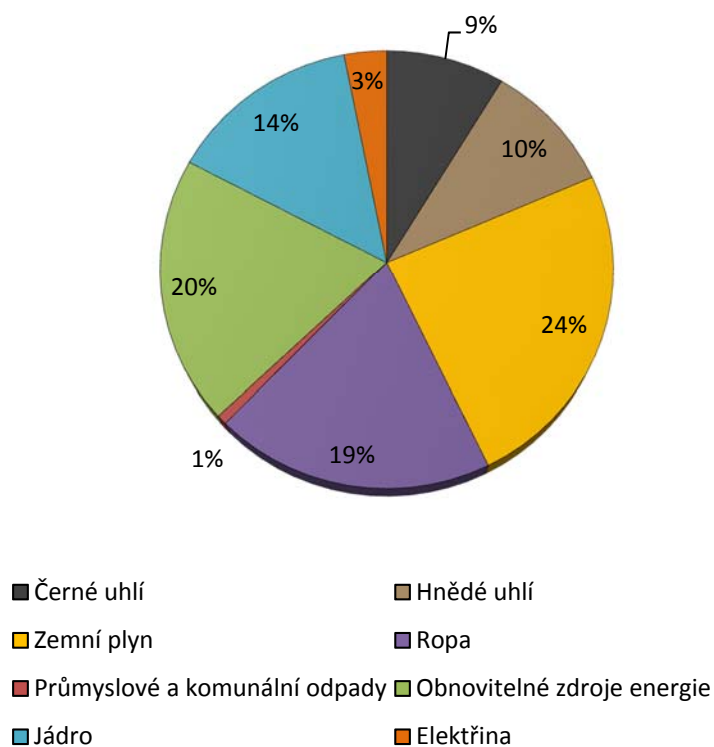
Graf č. 71: Vývoj a struktura primárních energetických zdrojů



Graf č. 72: Primární energetické zdroje ČR v % (předběžné 2012, IEA)



Graf č. 73: Primární energetické zdroje ČR v % (rok 2045) – zelený scénář



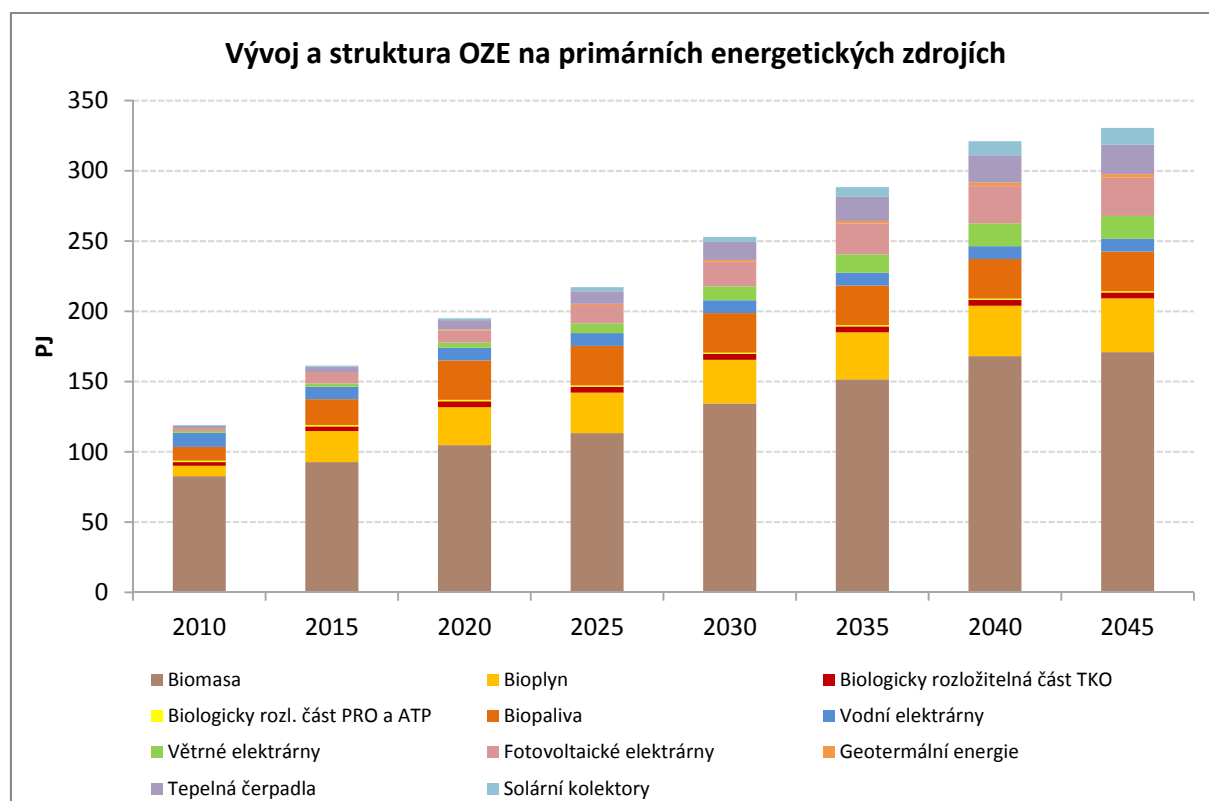
3.3.3 Vývoj a struktura OZE na primárních energetických zdrojích

Tabulka č. 22: Vývoj a struktura OZE na primárních energetických zdrojích

Obnovitelné a druhotné zdroje energie		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Biomasa	PJ	82,7	92,7	104,7	113,3	134,3	151,6	168,1	171,0
Bioplyn	PJ	7,4	22,1	27,1	28,8	31,1	33,5	35,9	38,2
Biologicky rozložitelná část TKO	PJ	2,6	3,3	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
Biologicky rozložitelná část PRO a ATP	PJ	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Biopaliva	PJ	9,8	18,3	28,1	28,1	28,1	28,1	28,1	28,1
Vodní elektrárny	PJ	10,0	8,9	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1
Větrné elektrárny	PJ	1,2	2,3	3,6	6,9	10,0	13,2	16,3	16,3
Fotovoltaické elektrárny	PJ	2,2	8,2	8,7	13,1	17,5	22,0	26,4	27,3
Geotermální energie	PJ	0,0	0,0	0,7	1,0	1,2	1,7	2,5	2,5
Tepelná čerpadla	PJ	1,8	3,7	6,6	8,9	12,9	17,2	19,5	21,0
Solární kolektory	PJ	0,4	0,8	1,4	3,0	3,5	7,0	10,0	12,0
Obnovitelné a druhotné zdroje energie	PJ	119,1	161,4	195,0	217,2	252,9	288,4	321,1	330,6

Pozn.: TKO – tuhý komunální odpad, PRO – průmyslové odpady, ATP – alternativní paliva

Graf č. 74: Vývoj a struktura OZE na primárních energetických zdrojích



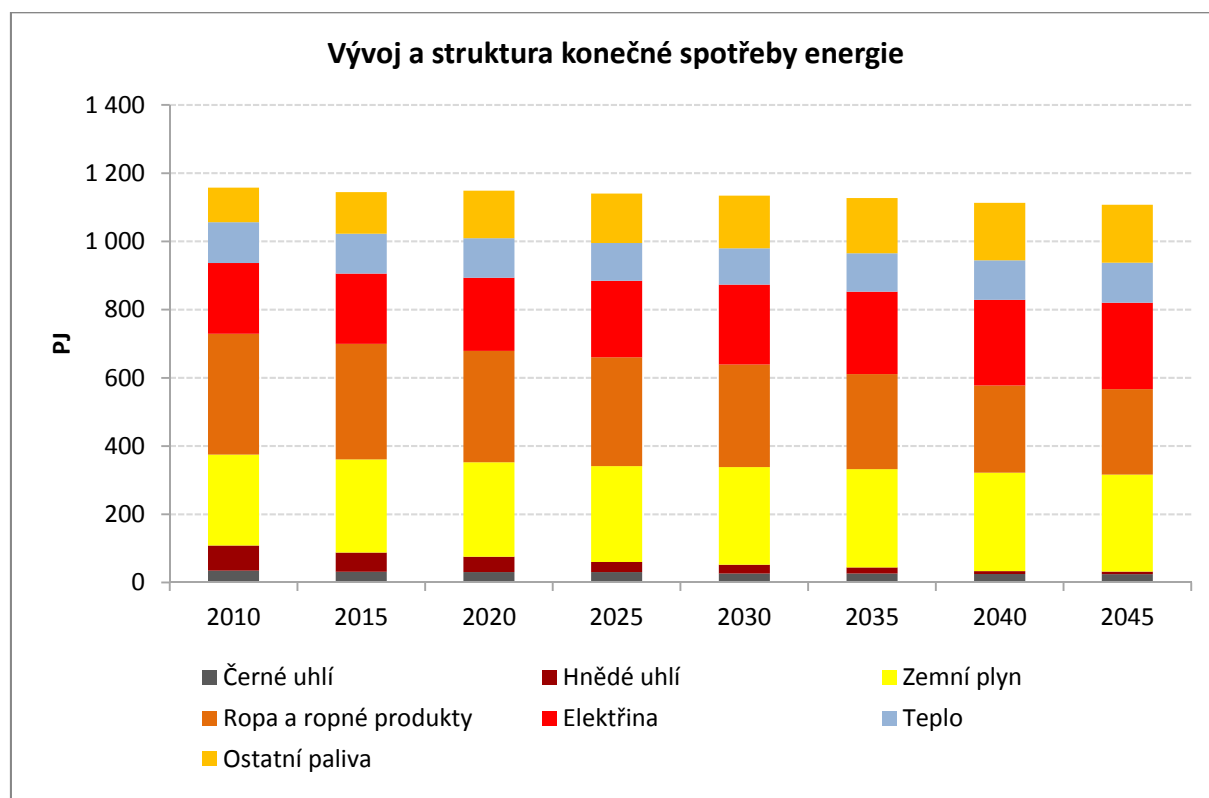
3.3.4 Vývoj a struktura konečné spotřeby energie

Tabulka č. 23: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie

Konečná spotřeba		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Černé uhlí	PJ	35,0	31,8	30,9	30,8	26,7	26,4	25,2	24,6
Hnědé uhlí	PJ	73,8	56,0	44,8	29,6	25,8	17,9	8,4	7,5
Zemní plyn	PJ	266,1	272,9	276,9	280,7	285,9	288,1	288,3	284,2
Ropa a ropné produkty	PJ	354,1	338,8	326,8	319,2	300,8	278,9	255,7	250,6
Elektřina	PJ	207,6	205,8	214,0	224,4	234,2	241,4	251,0	253,3
Teplo	PJ	119,7	116,8	115,9	110,4	106,4	112,7	116,0	117,4
Ostatní paliva	PJ	101,2	122,0	139,3	145,3	154,3	161,7	168,4	170,0
Celkem	PJ	1 157,6	1 144,3	1 148,6	1 140,4	1 134,0	1 127,1	1 113,1	1 107,6
Bilanční položka *	PJ	25,8							
Celkem	PJ	1 131,8	1 144,3	1 148,6	1 140,4	1 134,0	1 127,1	1 113,1	1 107,6

* Ve výpočtu existují rozdílné metodiky mezi ČSÚ a MPO. Bilanční položka v roce 2010 slouží ke smazání toho rozdílu.

Graf č. 75: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie

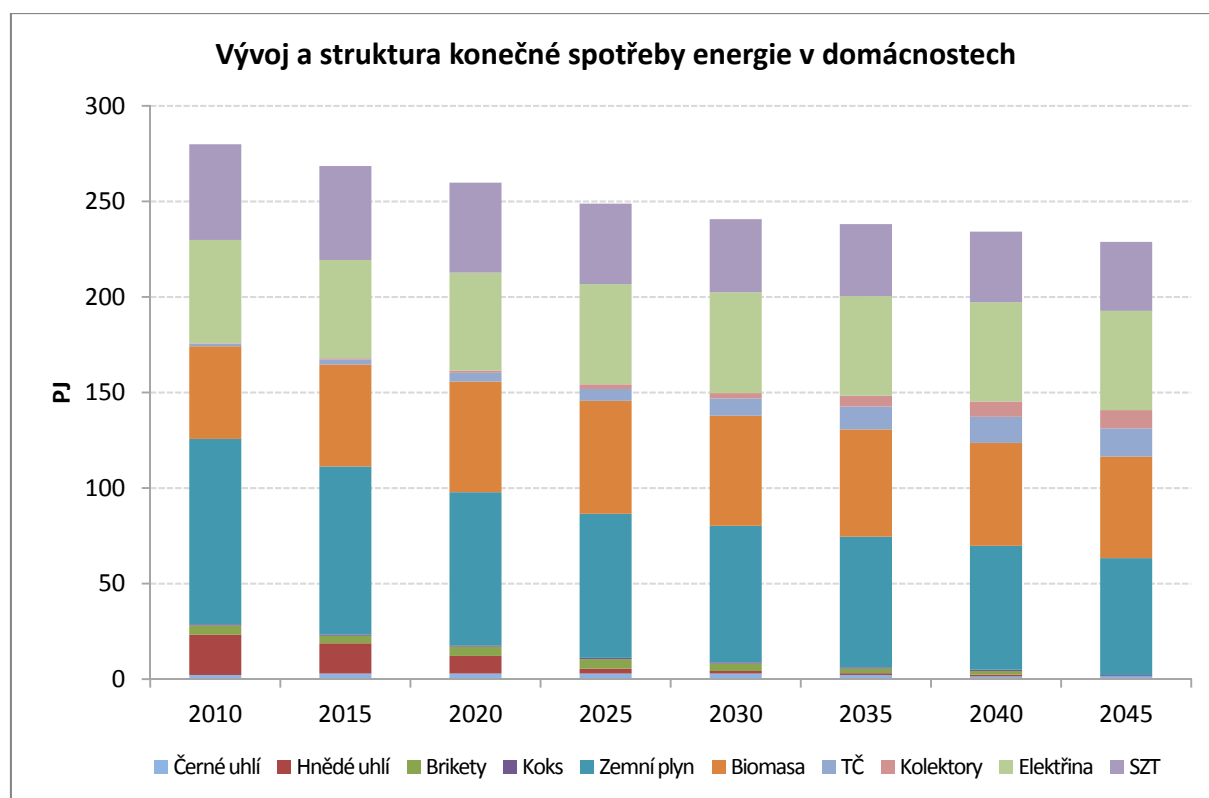


3.3.5 Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v domácnostech

Tabulka č. 24: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v domácnostech

Spotřeba energie v domácnostech		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Černé uhlí	PJ	2,2	2,9	2,9	2,9	2,9	2,2	1,5	1,5
Hnědé uhlí	PJ	21,1	15,8	9,2	2,6	1,3	0,9	0,9	0,0
Brikety	PJ	4,8	3,9	4,9	4,9	3,9	2,4	2,0	0,0
Koks	PJ	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Zemní plyn	PJ	96,9	88,0	80,1	75,4	71,5	68,4	64,8	61,2
Biomasa	PJ	48,5	53,3	57,9	59,1	57,6	56,1	53,9	53,2
Tepelná čerpadla	PJ	1,2	2,6	4,6	6,2	9,0	12,0	13,7	14,7
Kolektory	PJ	0,3	0,6	1,1	2,4	2,8	5,6	8,0	9,6
Elektřina	PJ	54,1	51,5	51,4	52,4	52,8	52,1	51,9	51,9
SZT	PJ	50,1	49,2	47,0	42,1	38,2	37,7	37,0	36,1
Spotřeba energie v domácnostech	PJ	279,9	268,5	259,8	248,8	240,7	238,1	234,2	228,8

Graf č. 76: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v domácnostech

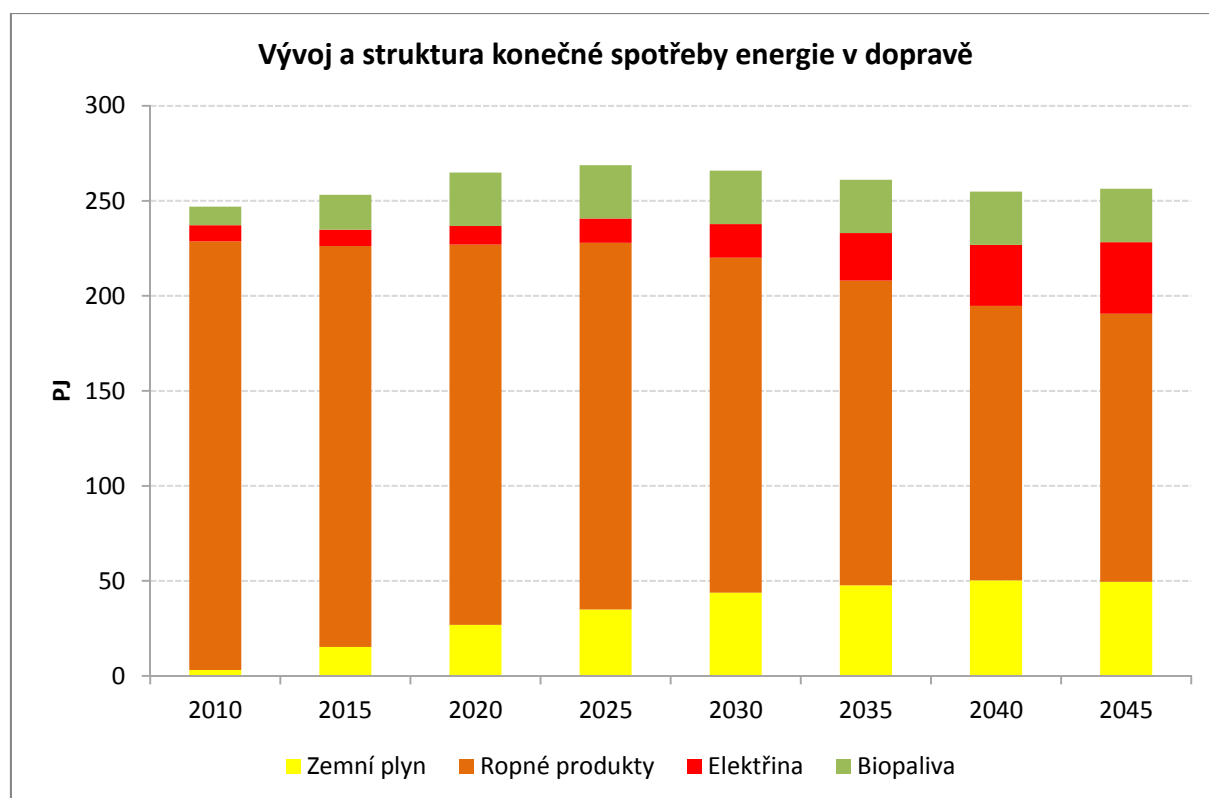


3.3.6 Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v dopravě

Tabulka č. 25: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v dopravě

Doprava		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Zemní plyn	PJ	3,1	15,3	26,8	35,0	43,8	47,6	50,3	49,6
Ropné produkty	PJ	225,6	211,0	200,2	192,9	176,3	160,4	144,5	141,0
Elektřina	PJ	8,5	8,6	9,8	12,8	17,7	25,0	32,0	37,7
Biopaliva	PJ	9,8	18,3	28,1	28,1	28,1	28,1	28,1	28,1
Celkem doprava	PJ	246,9	253,2	264,9	268,8	265,9	261,1	254,9	256,4

Graf č. 77: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v dopravě

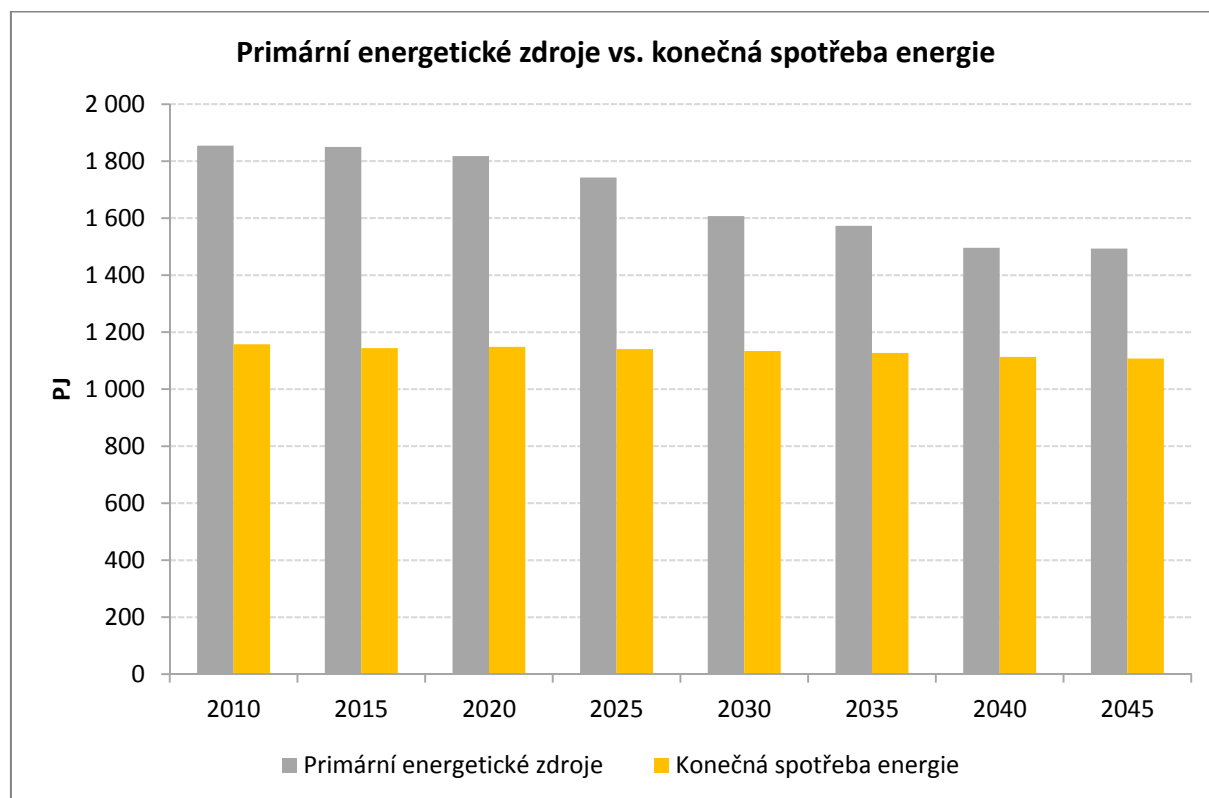


3.3.7 Primární energetické zdroje vs. konečná spotřeba energie

Tabulka č. 26: Primární energetické zdroje vs. konečná spotřeba energie

		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
PEZ	PJ	1 854,3	1 849,9	1 817,6	1 742,5	1 607,0	1 572,8	1 496,2	1 493,4
Konečná spotřeba	PJ	1 157,6	1 144,3	1 148,6	1 140,4	1 134,0	1 127,1	1 113,06	1 107,6

Graf č. 78: Primární energetické zdroje vs. konečná spotřeba energie



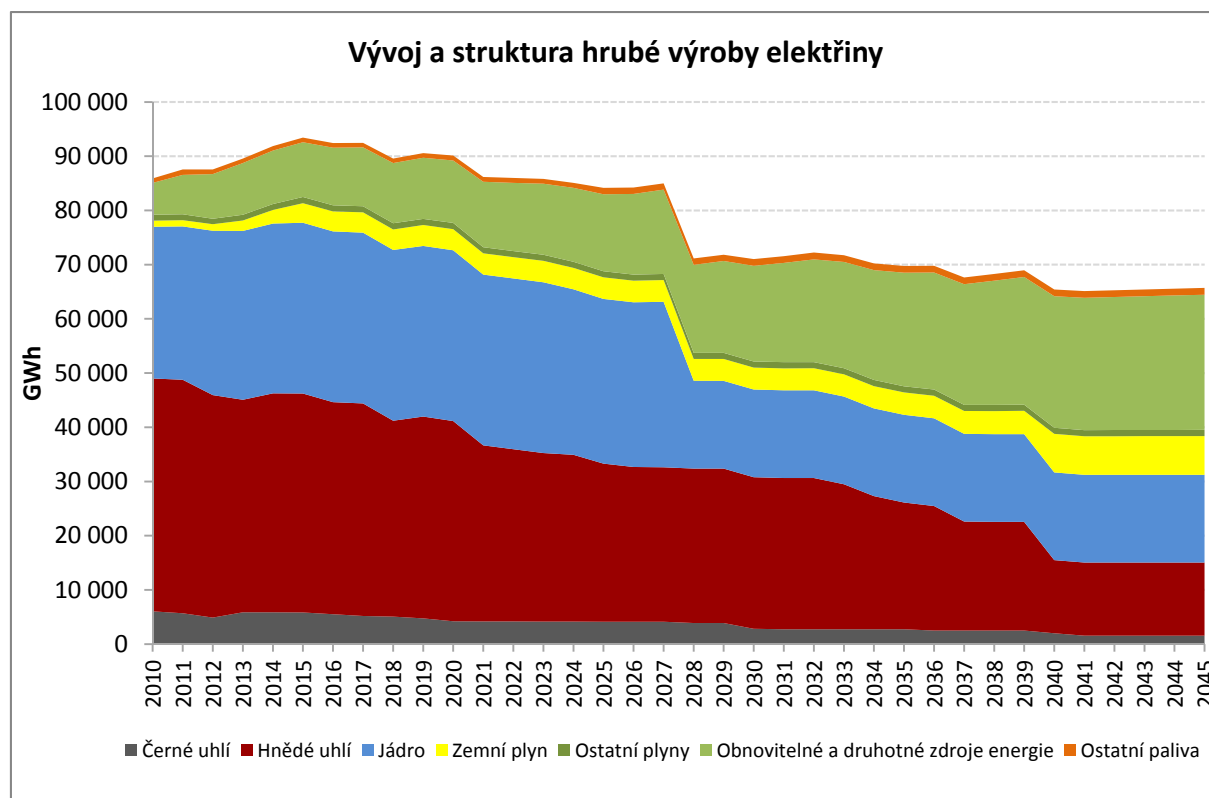
3.3.8 Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny

Tabulka č. 27: Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny

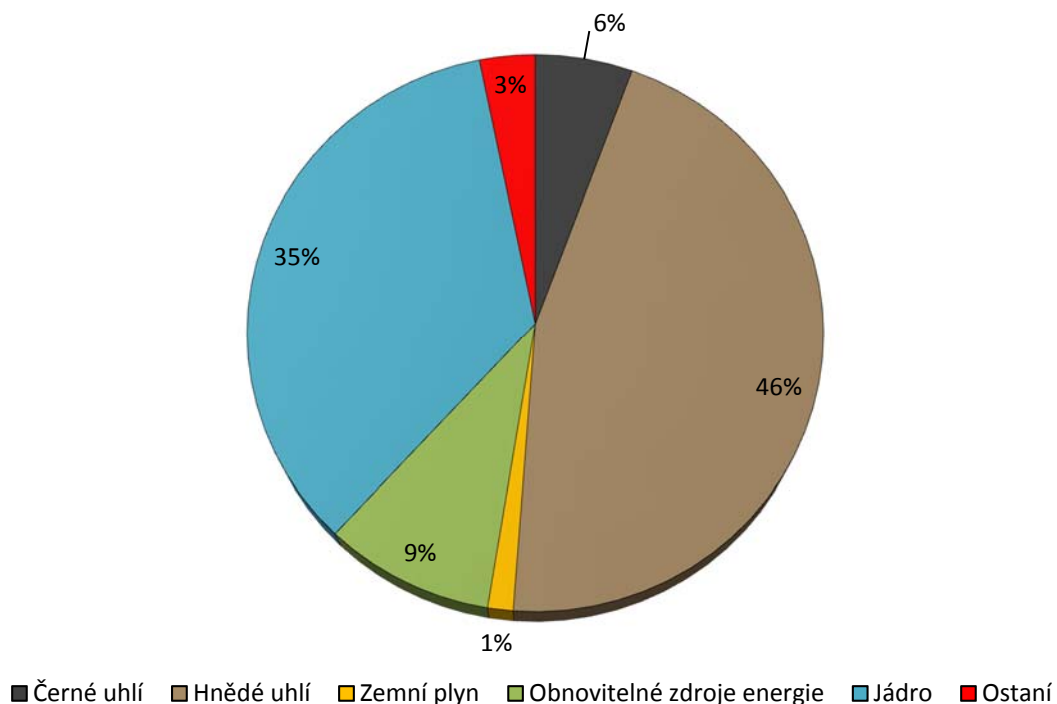
Hrubá výr.		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Černé uhlí	GWh	6 052,0	5 832,4	4 198,4	4 134,3	2 824,0	2 745,0	1 989,1	1 555,3
Hnědé uhlí	GWh	42 936,1	40 389,6	36 951,3	29 167,5	27 947,7	23 366,2	13 497,2	13 489,6
Zemní plyn	GWh	1 125,7	3 624,6	3 914,4	3 973,4	4 043,5	4 126,6	7 101,1	7 151,1
Ostatní pl.	GWh	1 080,4	1 130,5	1 130,5	1 130,5	1 130,5	1 130,5	1 130,5	1 130,5
Jádro	GWh	27 998,2	31 495,1	31 495,1	30 384,2	16 182,9	16 182,9	16 182,9	16 182,9
Ostatní pal.	GWh	814,8	848,6	906,0	1 168,5	1 243,5	1 243,5	1 243,5	1 243,5
OZE a DZ	GWh	5 902,8	10 122,3	11 531,7	14 194,2	17 656,2	20 951,6	24 269,9	24 944,7
Celkem	GWh	85 910,0	93 443,2	90 127,5	84 152,6	71 028,3	69 746,3	65 414,3	65 697,7

Pozn.: ostatní plyny – koksárenský, vysokopeční, degazační a ostatní
 ostatní paliva – ropné produkty, průmyslové odpady a alternativní paliva, tuhý komunální odpady (neobnov.), odpadní teplo

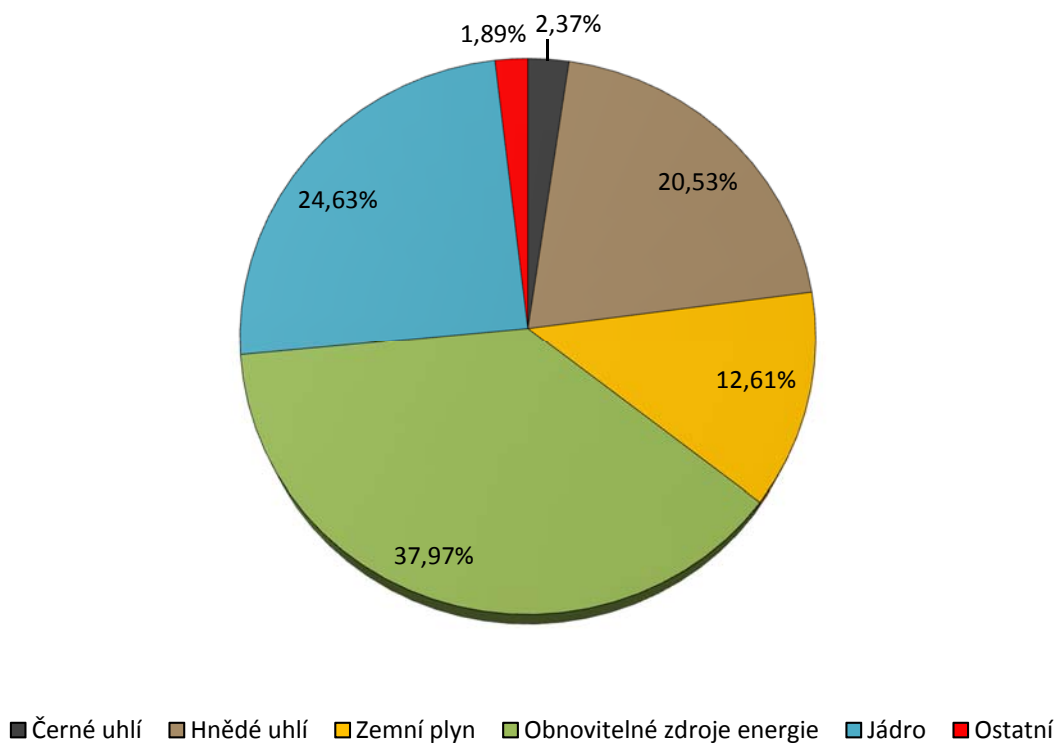
Graf č. 79: Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny



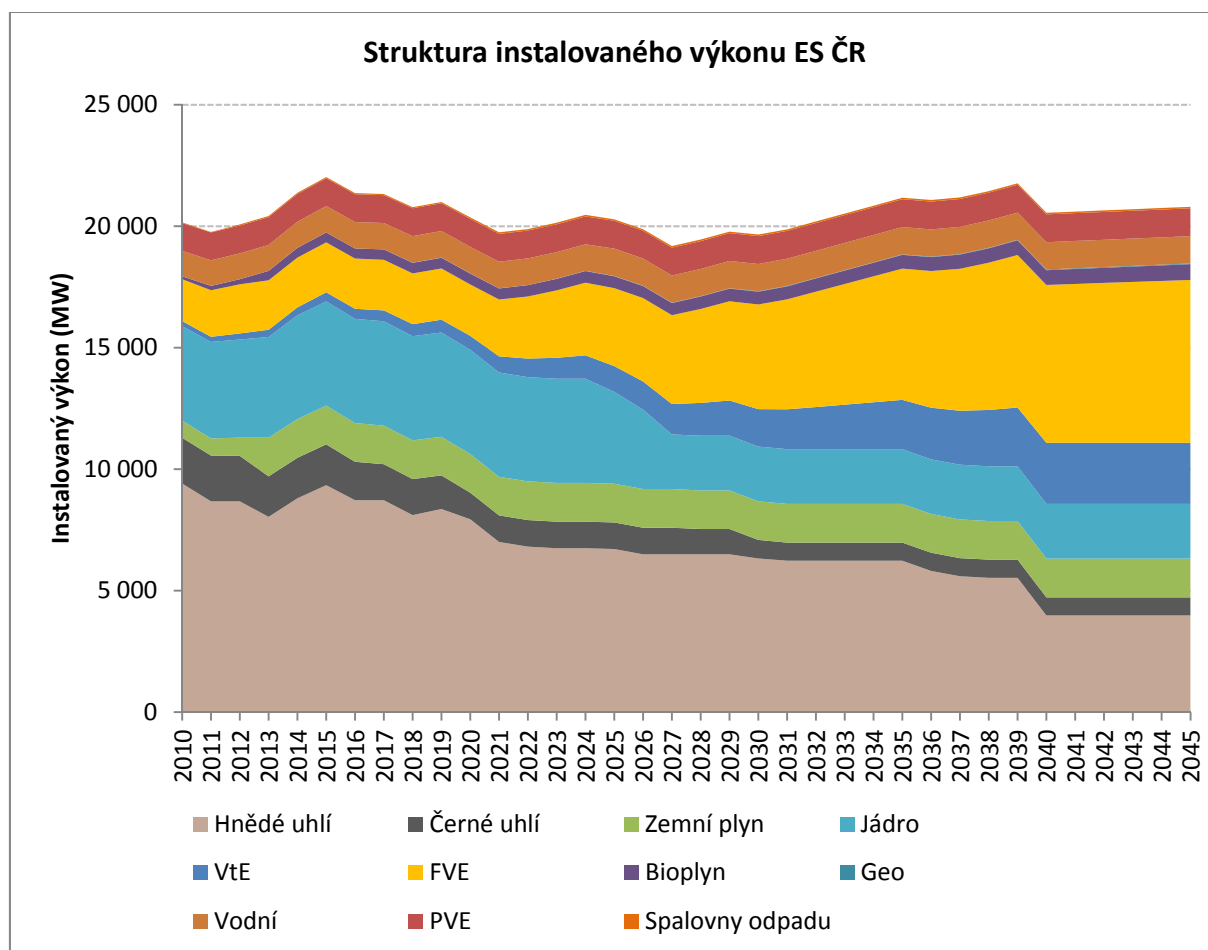
Graf č. 80: Hrubá výroba elektřiny v % (předběžné 2012, IEA)



Graf č. 81: Struktura hrubé výroby elektřiny v % (rok 2045) - zelený scénář



Graf č. 82: Vývoj a struktura instalovaného výkonu ES ČR

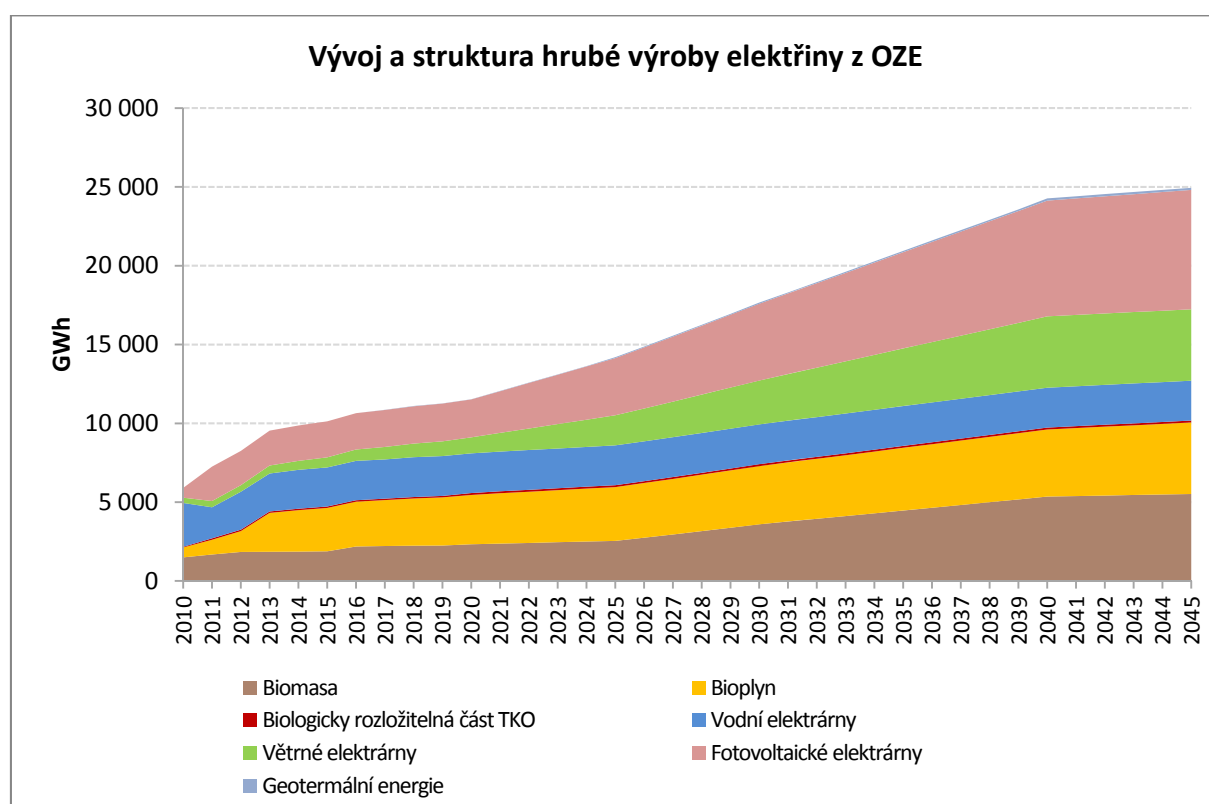


3.3.9 Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny z OZE

Tabulka č. 28: Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny z OZE

OZE		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Biomasa	GWh	1 492,0	1 878,9	2 331,0	2 540,6	3 594,7	4 473,1	5 351,5	5 518,5
Bioplyn	GWh	634,6	2 754,0	3 121,2	3 416,0	3 696,0	3 976,0	4 256,0	4 536,0
BRKO	GWh	35,6	91,2	121,0	121,0	121,0	121,0	121,0	121,0
VE	GWh	2 789,5	2 475,6	2 522,7	2 524,5	2 526,2	2 528,0	2 529,7	2 531,5
VTE	GWh	335,5	647,2	1 013,8	1 905,8	2 780,1	3 654,5	4 528,8	4 528,8
FVE	GWh	615,7	2 275,5	2 403,6	3 631,3	4 869,2	6 107,1	7 345,0	7 571,0
GEO	GWh	0,0	0,0	18,4	55,2	69,0	92,0	138,0	138,0
OZE celkem	GWh	5 902,8	10 122,3	11 531,7	14 194,2	17 656,2	20 951,6	24 269,9	24 944,7

Graf č. 83: Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny z OZE



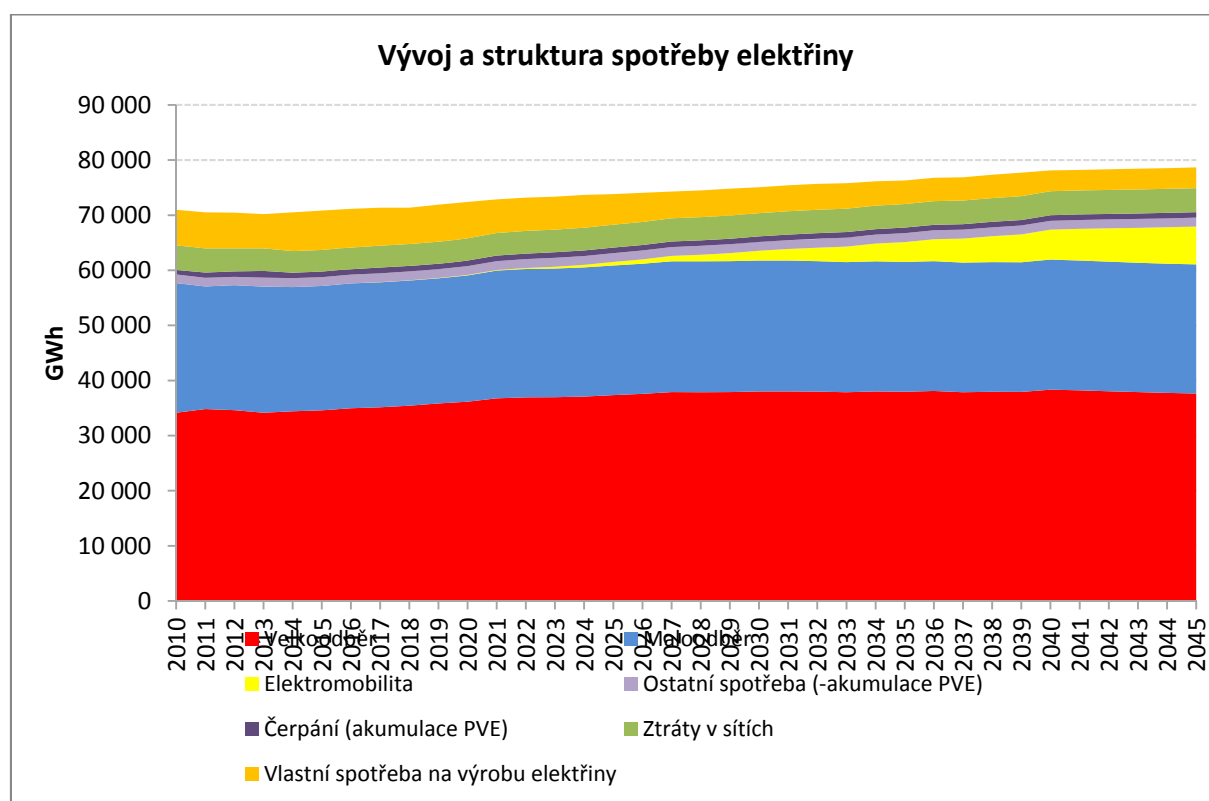
3.3.10 Vývoj a struktura spotřeby elektřiny

Tabulka č. 29: Vývoj a struktura spotřeby elektřiny

Spotřeba		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Velkoodběr	GWh	34 162	34 574	36 157	37 352	38 012	37 951	38 347	37 638
Maloodběr	GWh	23 506	22 576	22 921	23 505	23 757	23 549	23 591	23 421
Podnikatelé	GWh	8 478	8 274	8 653	8 939	9 097	9 082	9 177	9 008
Domácnosti	GWh	15 028	14 302	14 268	14 566	14 659	14 467	14 414	14 414
Ostatní spotřeba	GWh	1 587	1 600	1 620	1 620	1 620	1 620	1 620	1 620
Netto bez mobility	GWh	59 255	58 750	60 698	62 478	63 389	63 120	63 558	62 679
Elektromobilita	GWh	1	9	66	635	1 758	3 617	5 422	6 872
Spotřeba netto		59 255	58 760	60 764	63 113	65 146	66 736	68 980	69 551
Akumulace PVE	GWh	795	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
Ztráty v sítích	GWh	4 467	3 937	4 034	4 148	4 228	4 275	4 362	4 345
Vlastní spotřeba	GWh	6 446	7 127	6 604	5 564	4 699	4 285	3 770	3 774
Spotřeba brutto	GWh	70 963	70 824	72 403	73 825	75 074	76 297	78 112	78 670
Akumulace elektro*	GWh	0	20	308	831	1 530	1 952	2 375	2 420

* Podle předpokladu bude část spotřeby pokryta z akumulace. Kvůli specifickému charakteru této položky byla akumulace explicitně vydělena ze spotřeby.

Graf č. 84: Vývoj a struktura spotřeby elektřiny



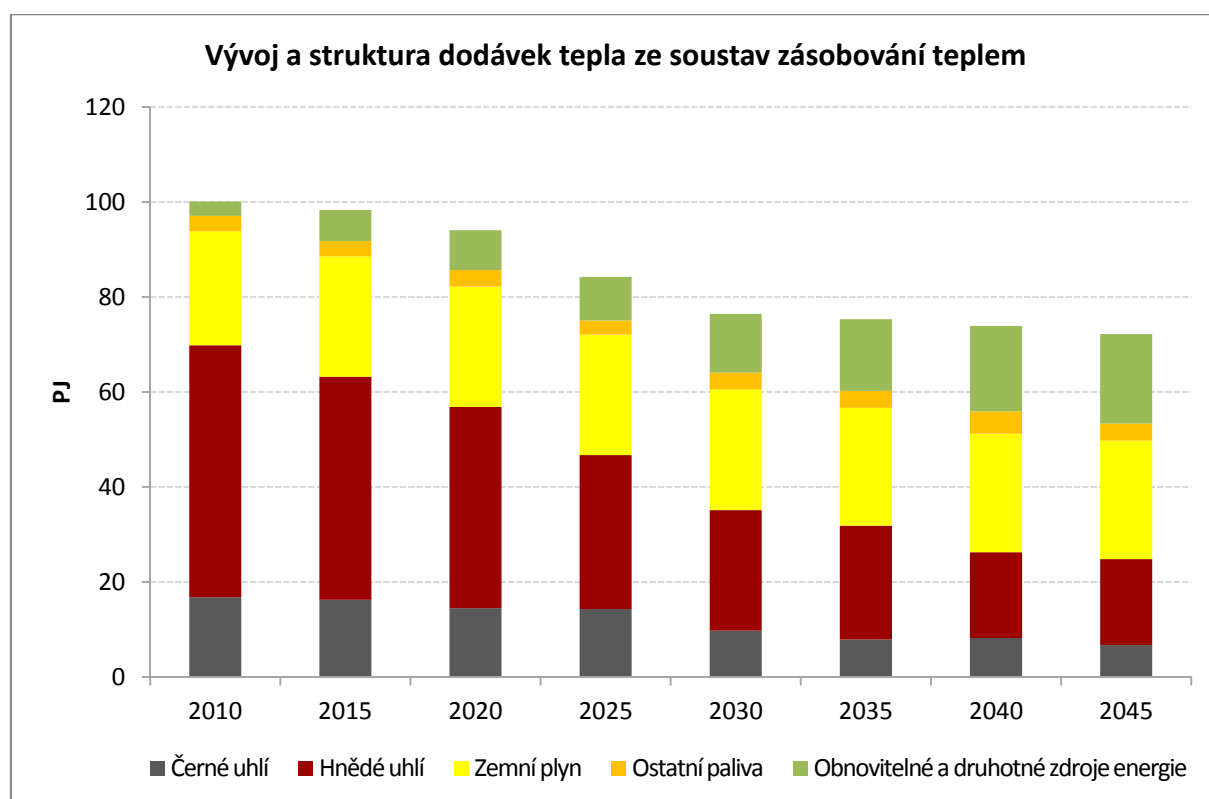
3.3.11 Vývoj a struktura dodávek tepla ze soustav zásobování teplem

Tabulka č. 30: Vývoj a struktura dodávek tepla ze soustav zásobování teplem

SZT		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Černé uhlí	PJ	16,8	16,3	14,5	14,3	9,8	7,9	8,2	6,7
Hnědé uhlí	PJ	53,0	47,0	42,4	32,4	25,4	23,9	18,1	18,1
Zemní plyn	PJ	24,0	25,3	25,3	25,4	25,4	24,8	25,0	25,0
Ostatní paliva	PJ	3,2	3,2	3,5	3,0	3,6	3,6	4,7	3,6
OZE	PJ	3,0	6,6	8,4	9,1	12,3	15,1	18,0	18,8
Celkem SZT	PJ	100,1	98,3	94,1	84,2	76,4	75,3	73,9	72,2

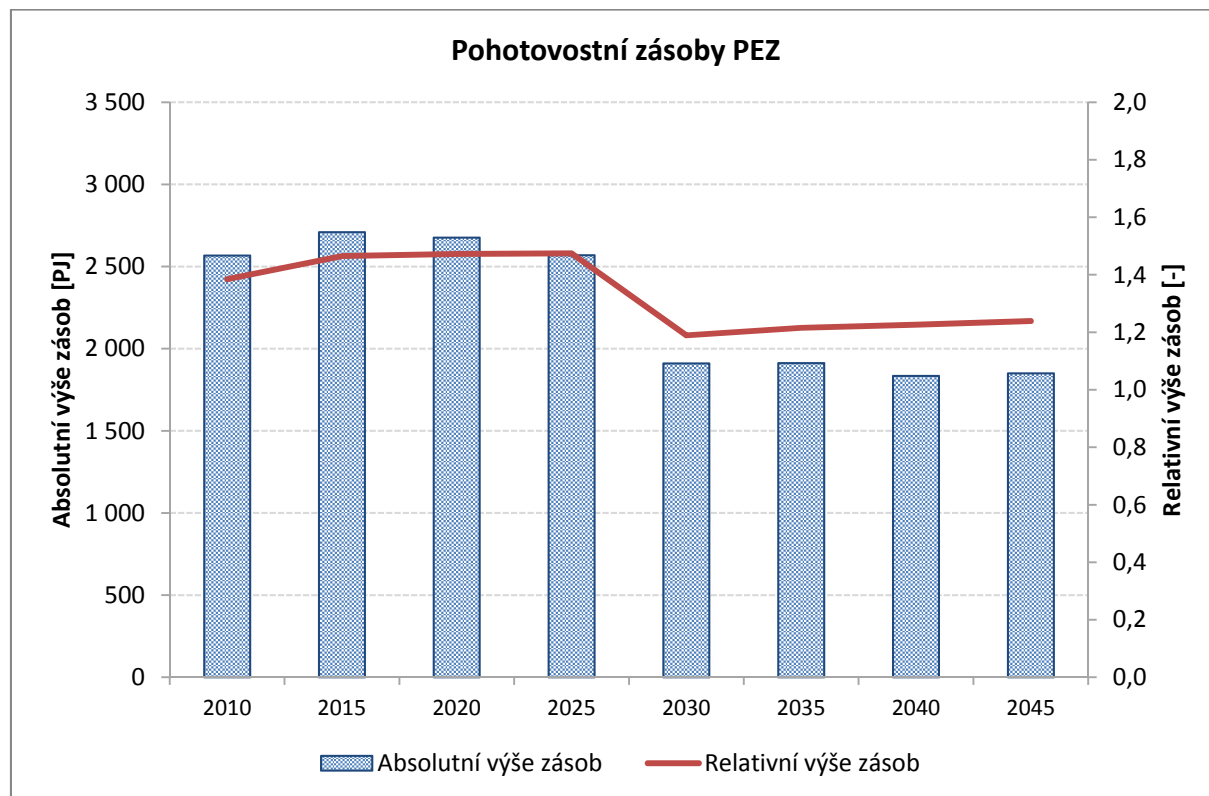
Pozn.: ostatní paliva – koksárenský, vysokopeční a ostatní plyny, průmyslové odpady, alternativní paliva, tuhý komunální odpad (neobnovitelný), prvotní teplo

Graf č. 85: Vývoj a struktura dodávek tepla ze soustav zásobování teplem

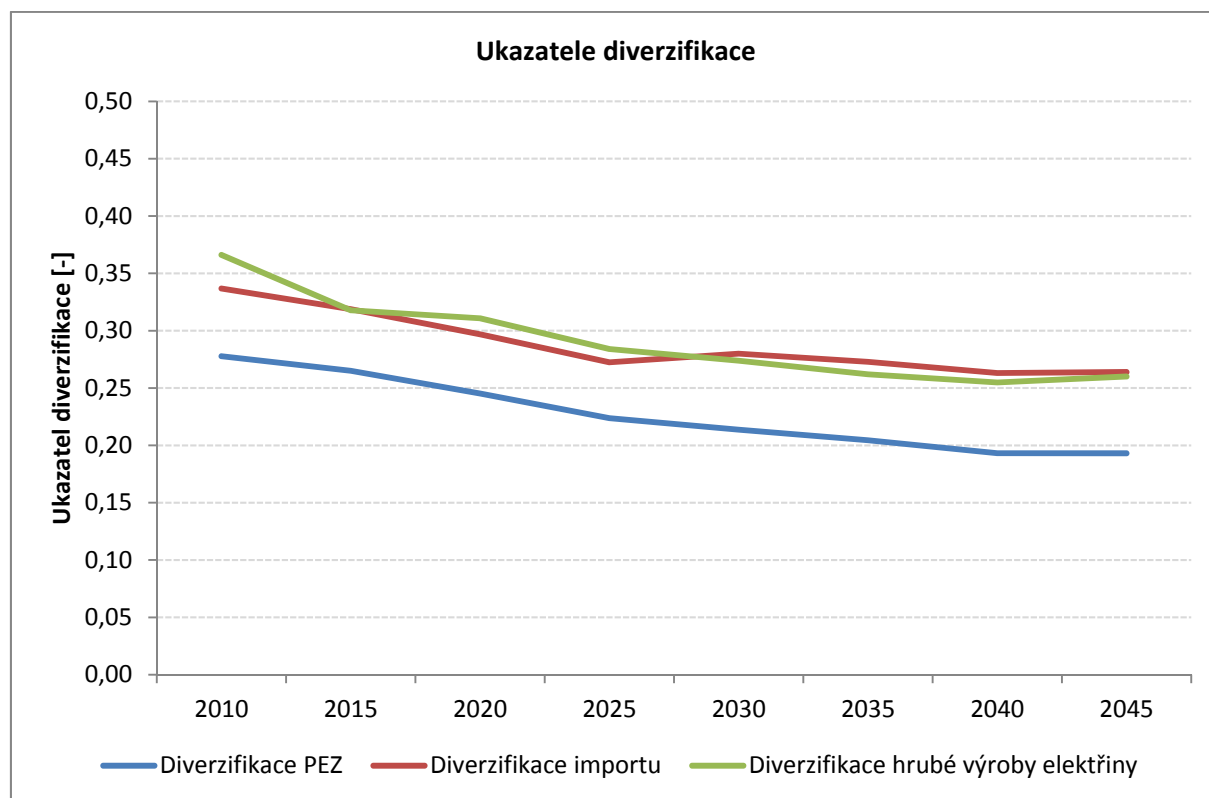


3.3.12 Ukazatele bezpečnosti – Zelený scénář

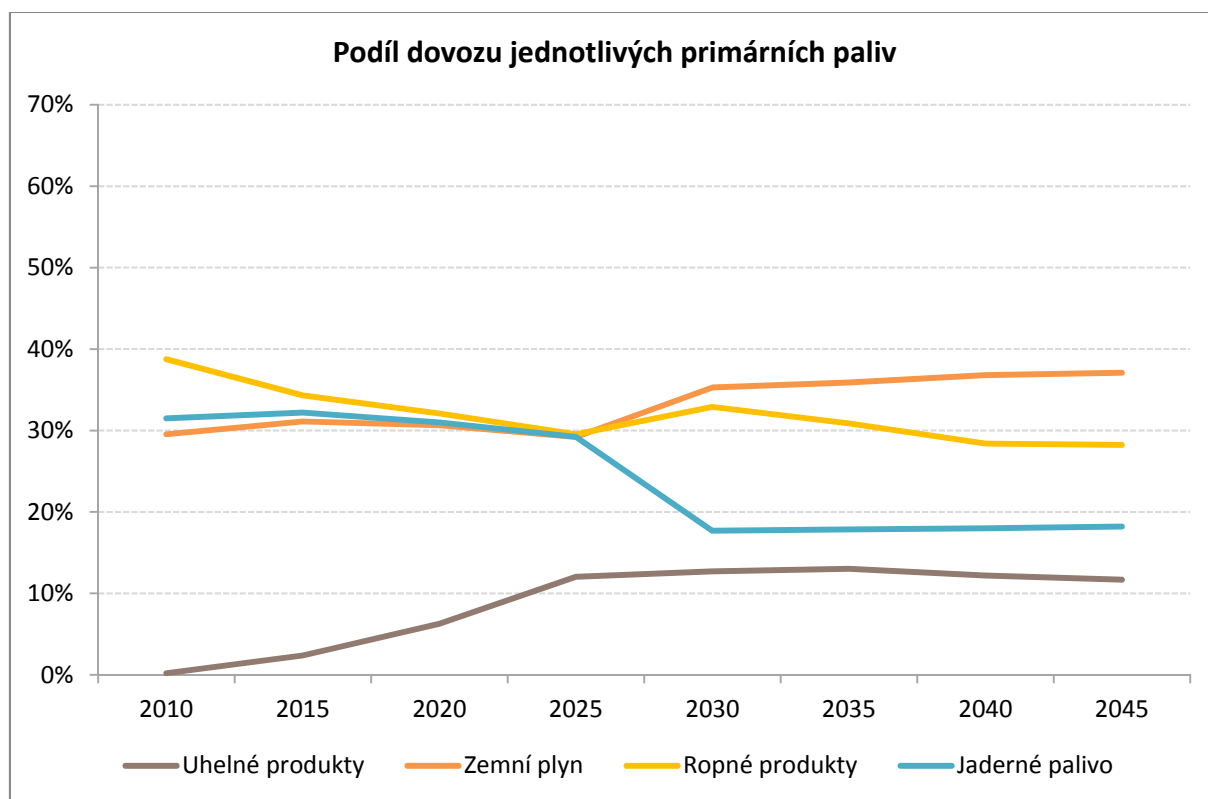
Graf č. 86: Pohotovostní zásoby PEZ



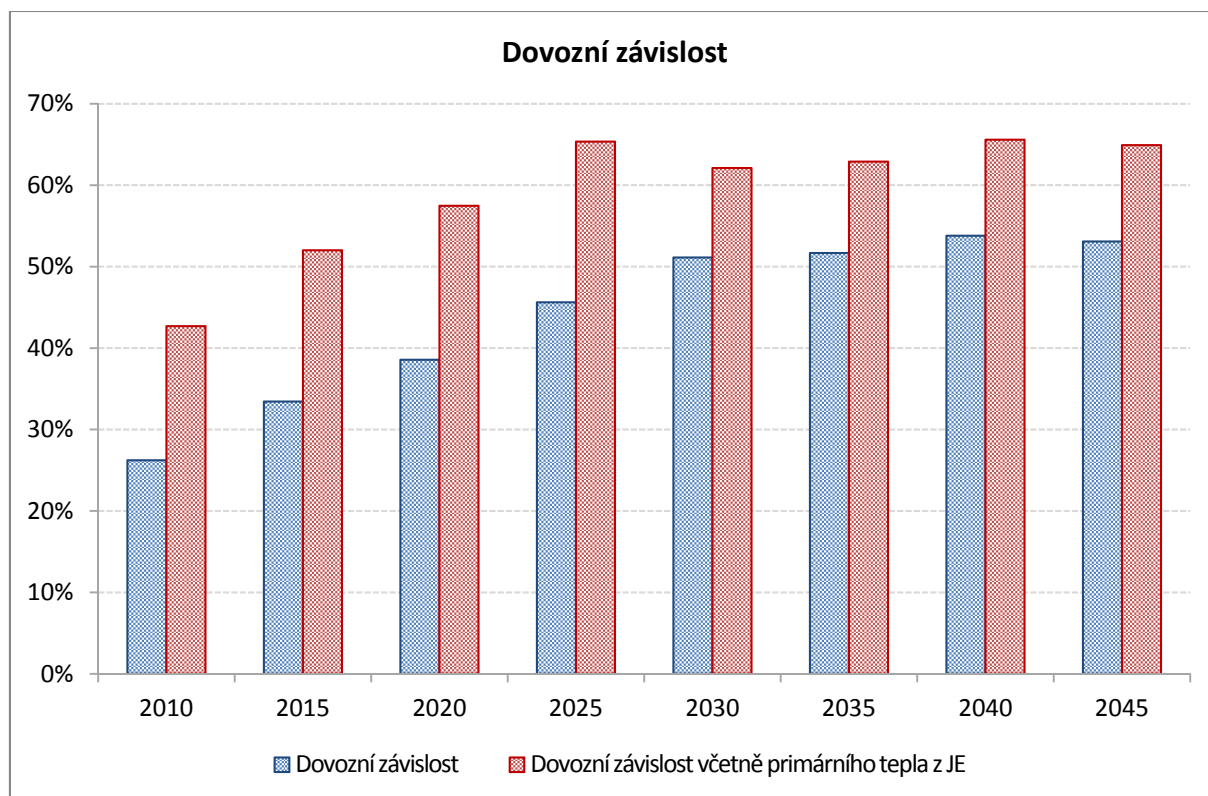
Graf č. 87: Ukazatele diverzifikace



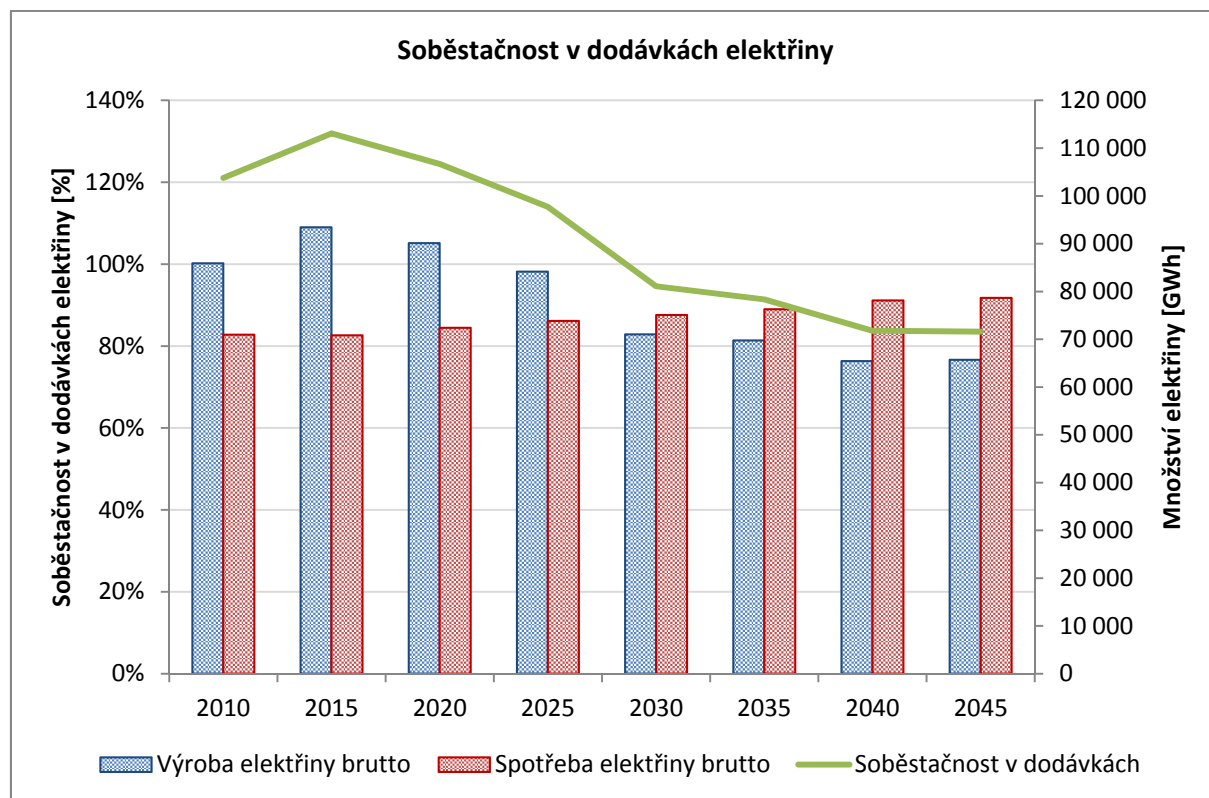
Graf č. 88: Podíl dovozu jednotlivých primárních paliv



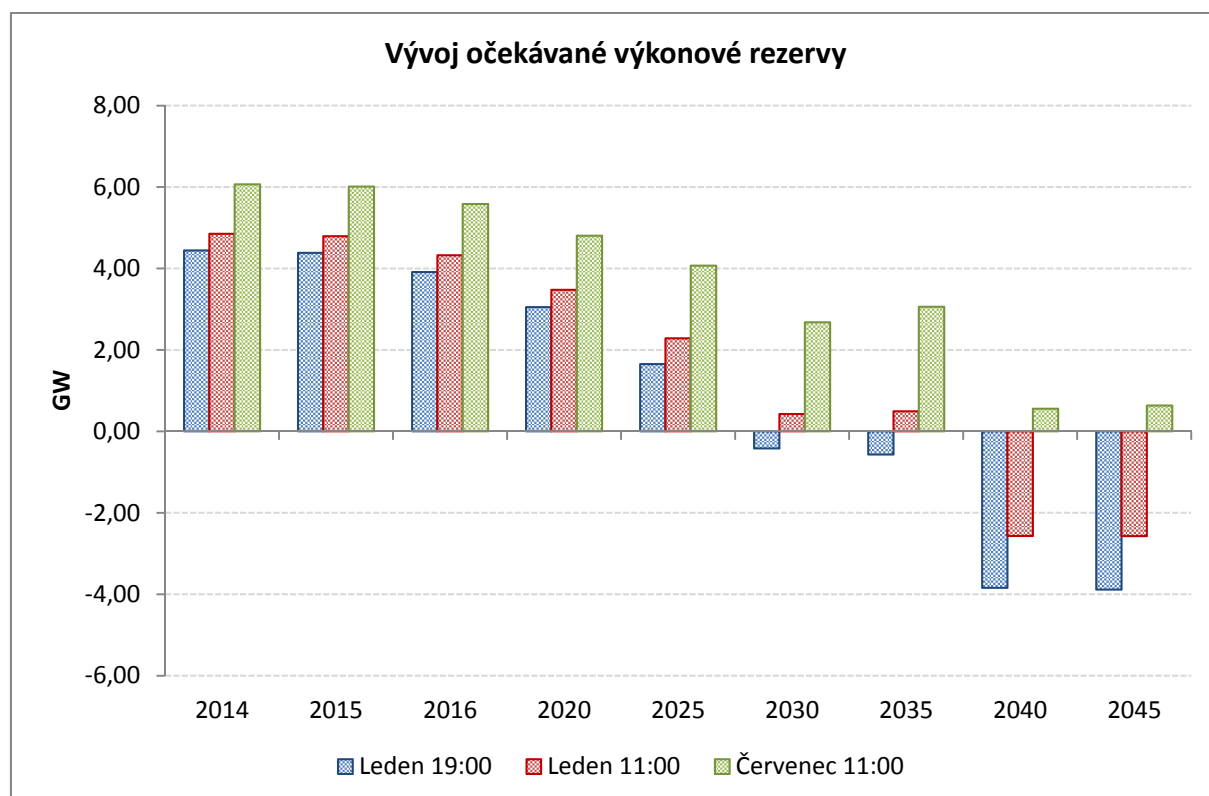
Graf č. 89: Dovožní závislost



Graf č. 90: Soběstačnost v dodávkách elektřiny

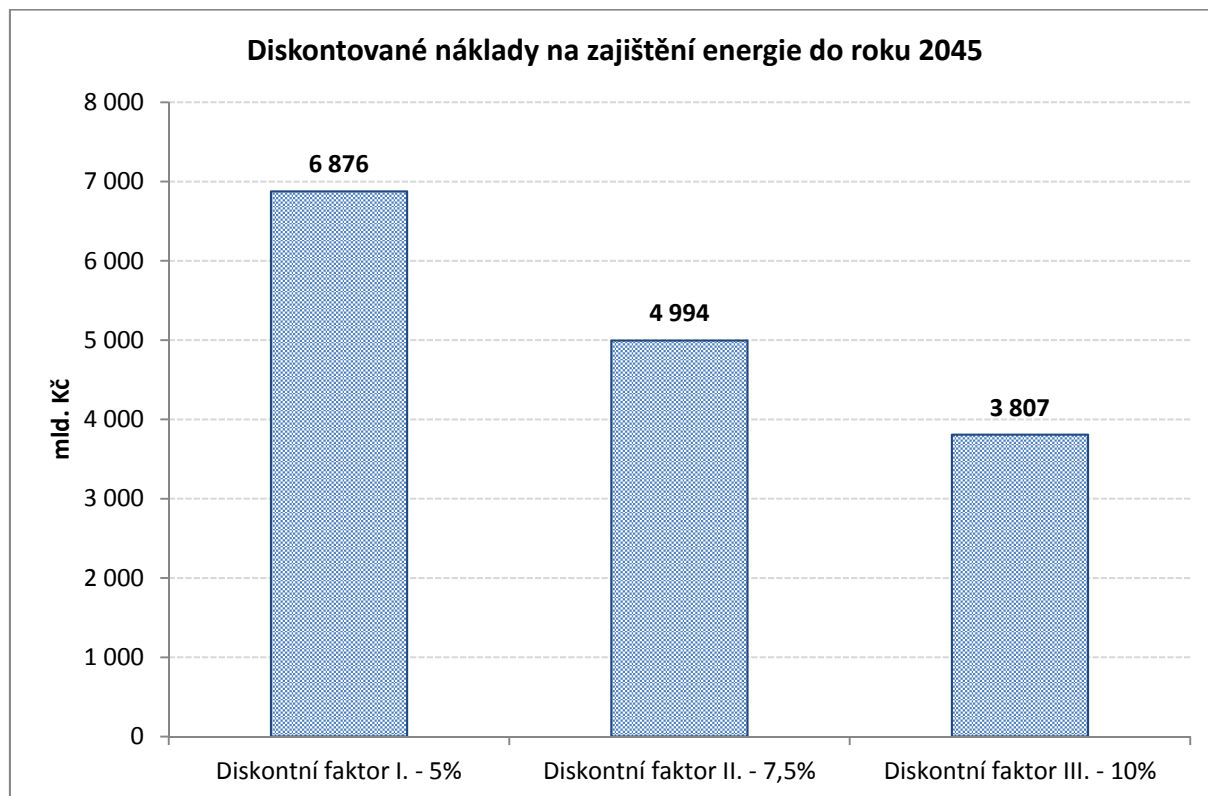


Graf č. 91: Vývoj očekávané výkonové rezervy

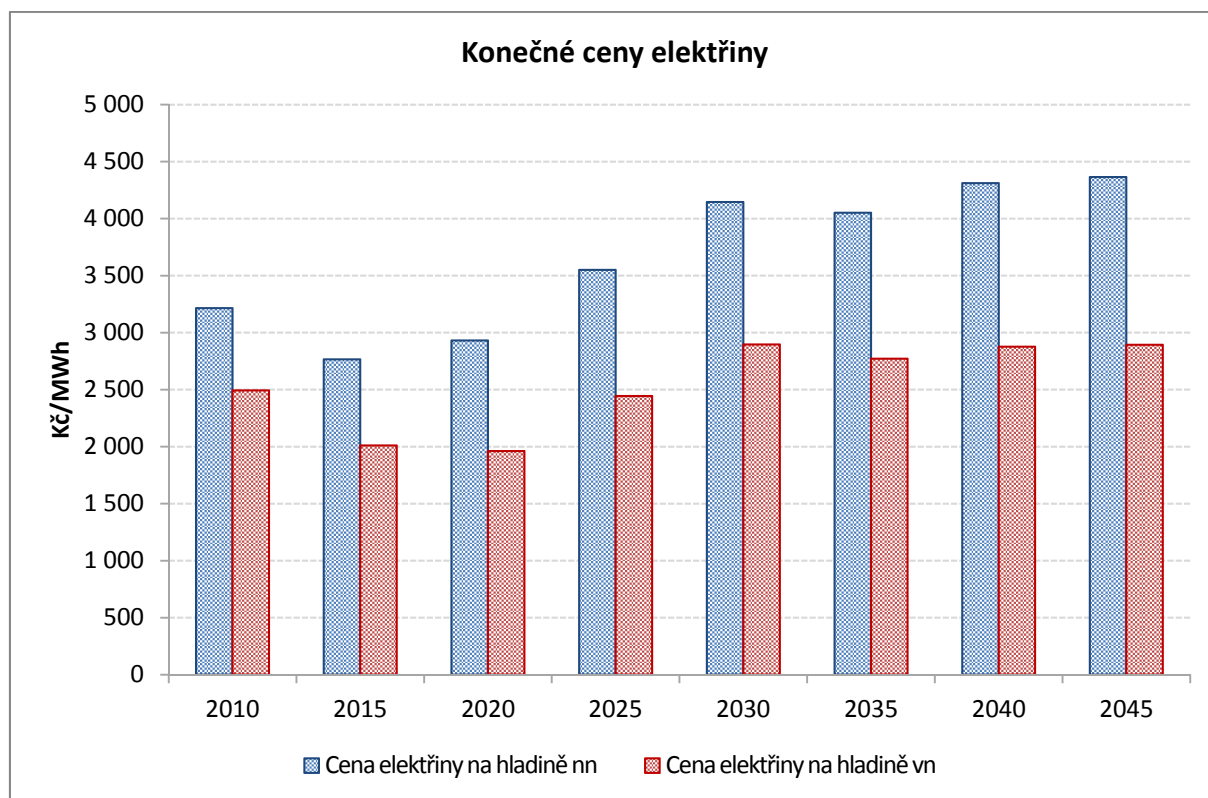


3.3.13 Ukazatele konkurenceschopnosti – Zelený scénář

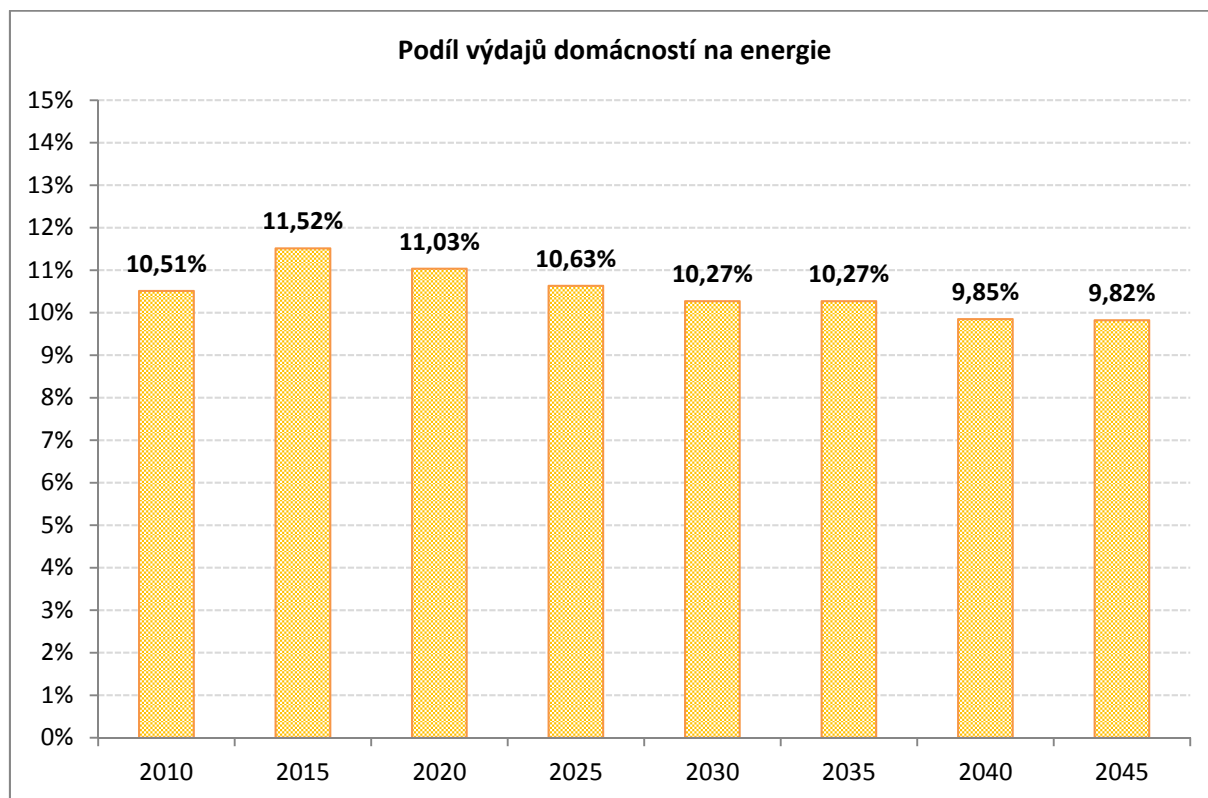
Graf č. 92: Diskontované náklady na zajištění energie



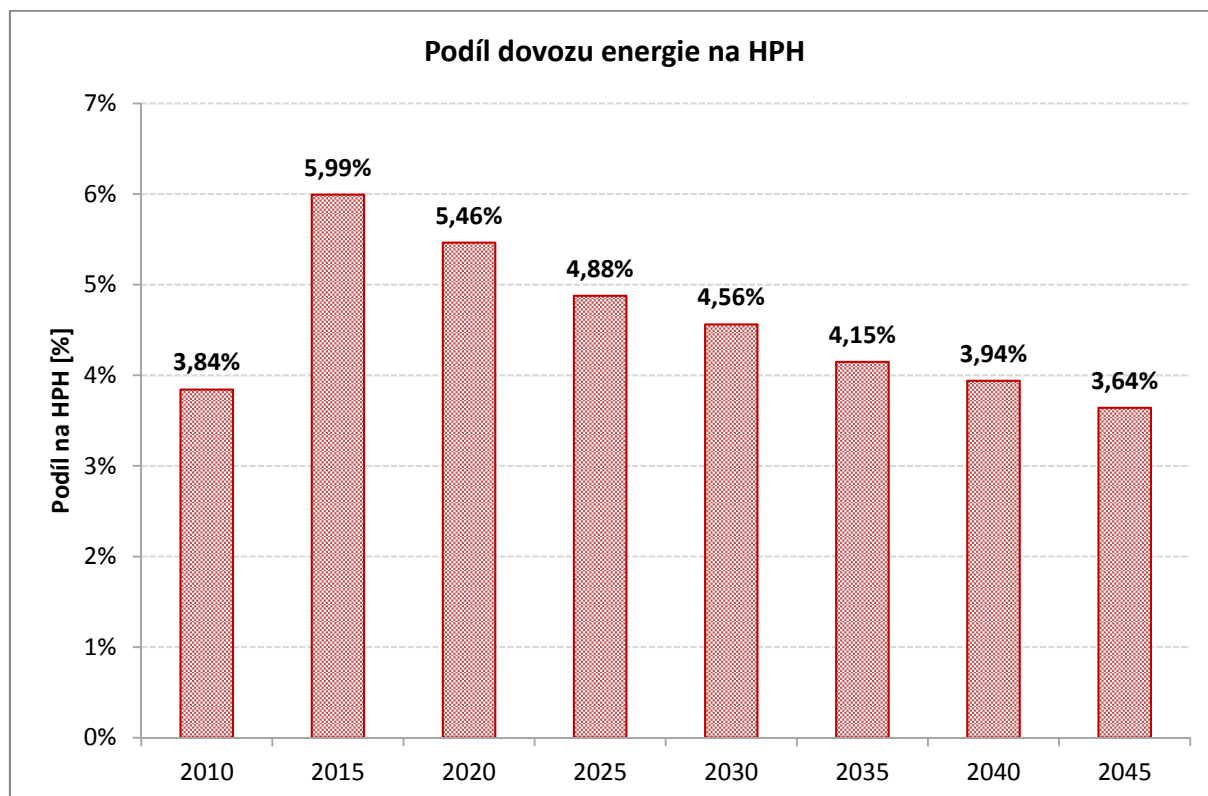
Graf č. 93: Konečné ceny elektřiny



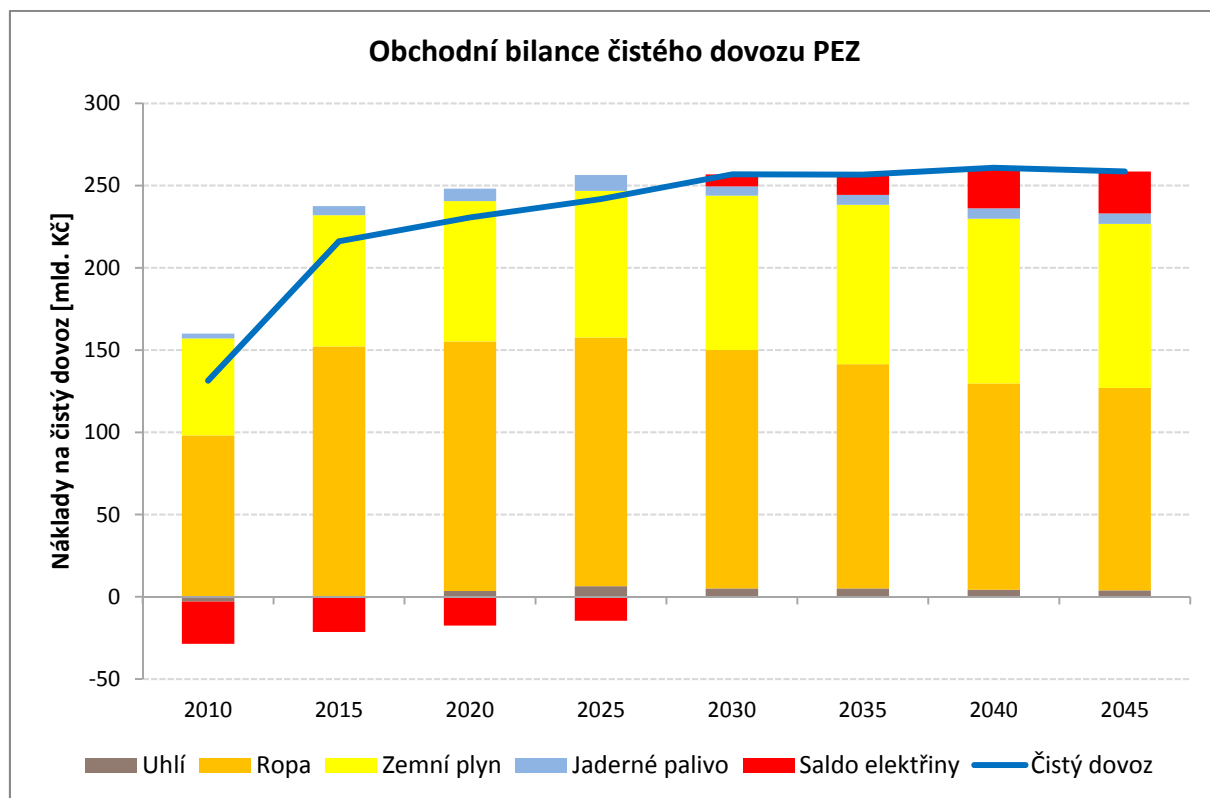
Graf č. 94: Podíl výdajů domácností na energii



Graf č. 95: Podíl dovozu energie na HPH

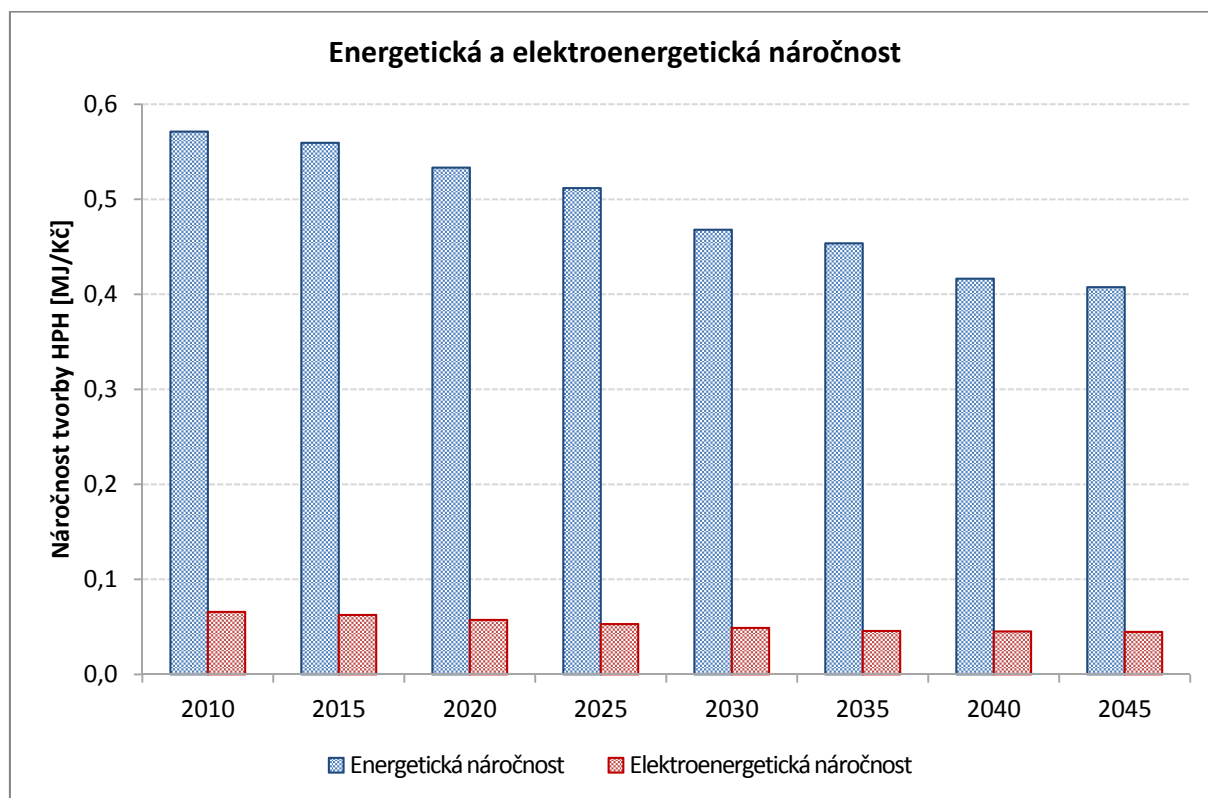


Graf č. 96: Obchodní bilance čistého dovozu PEZ

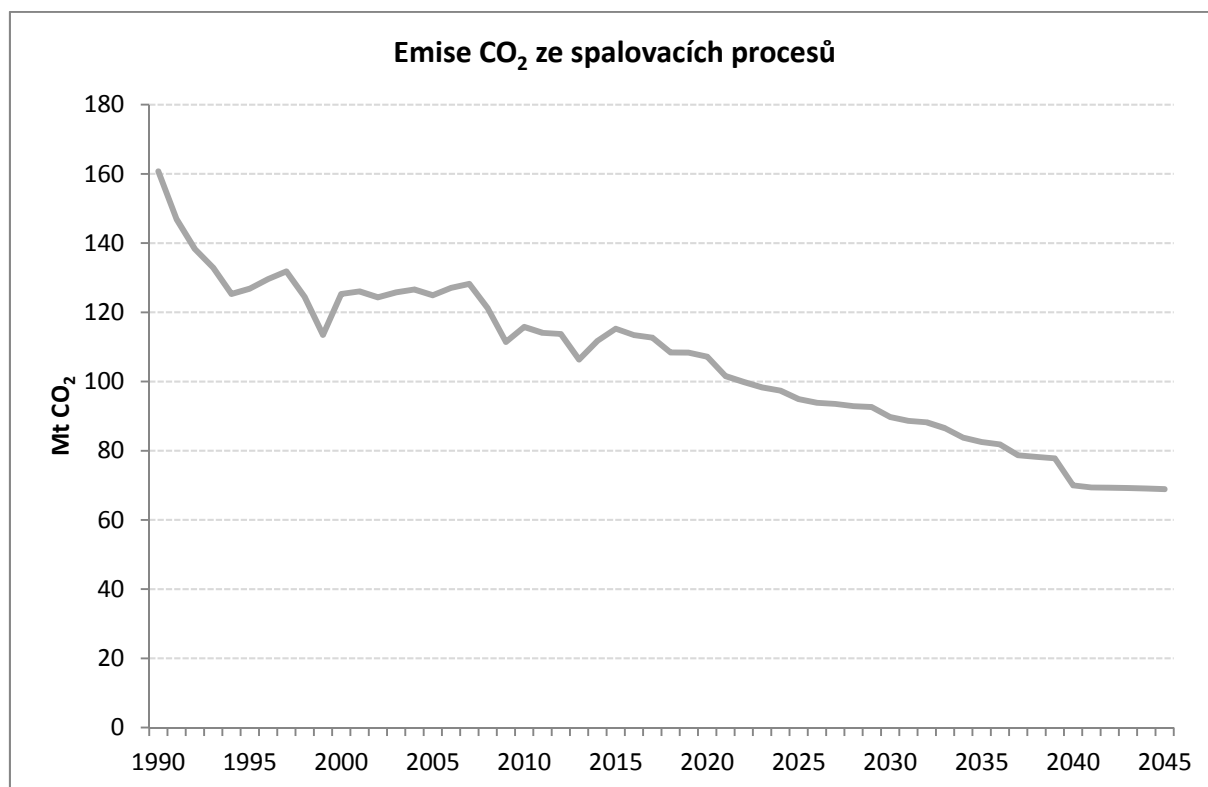


3.3.14 Ukazatele udržitelnosti – Zelený scénář

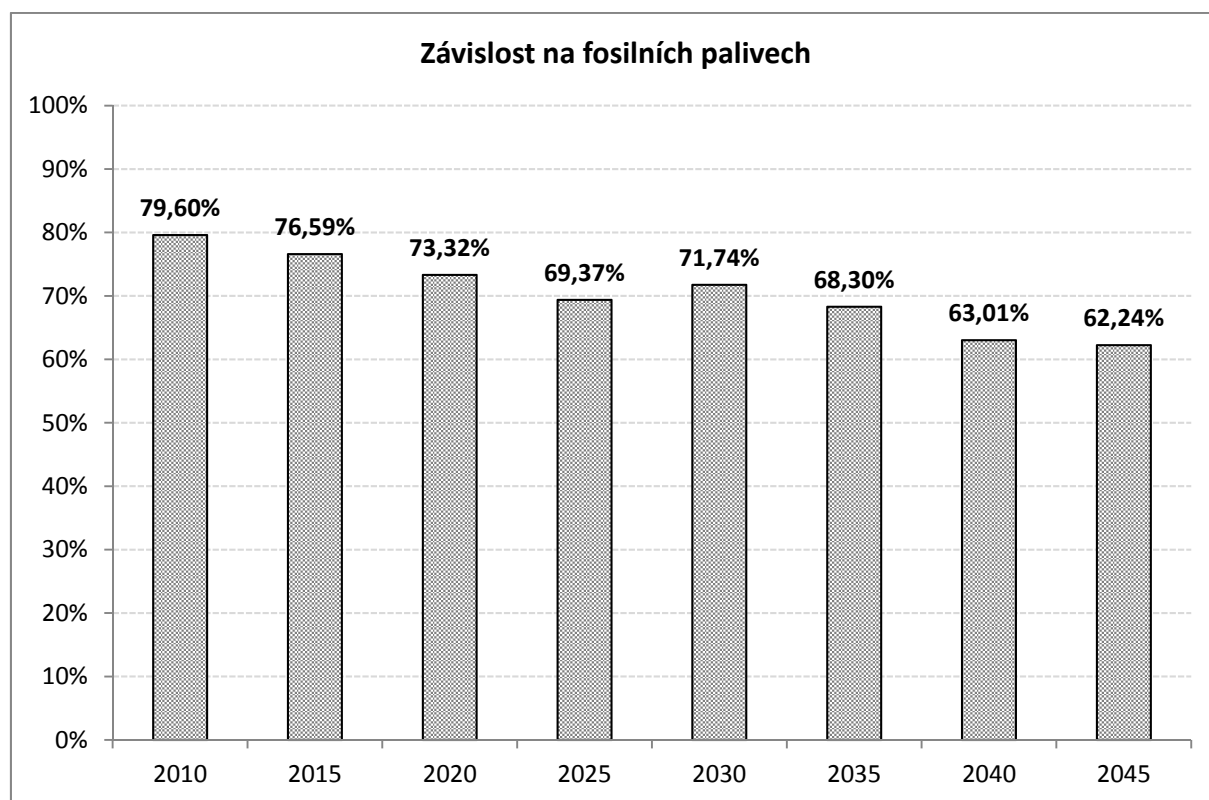
Graf č. 97: Energetická a elektroenergetická náročnost tvorby HPH



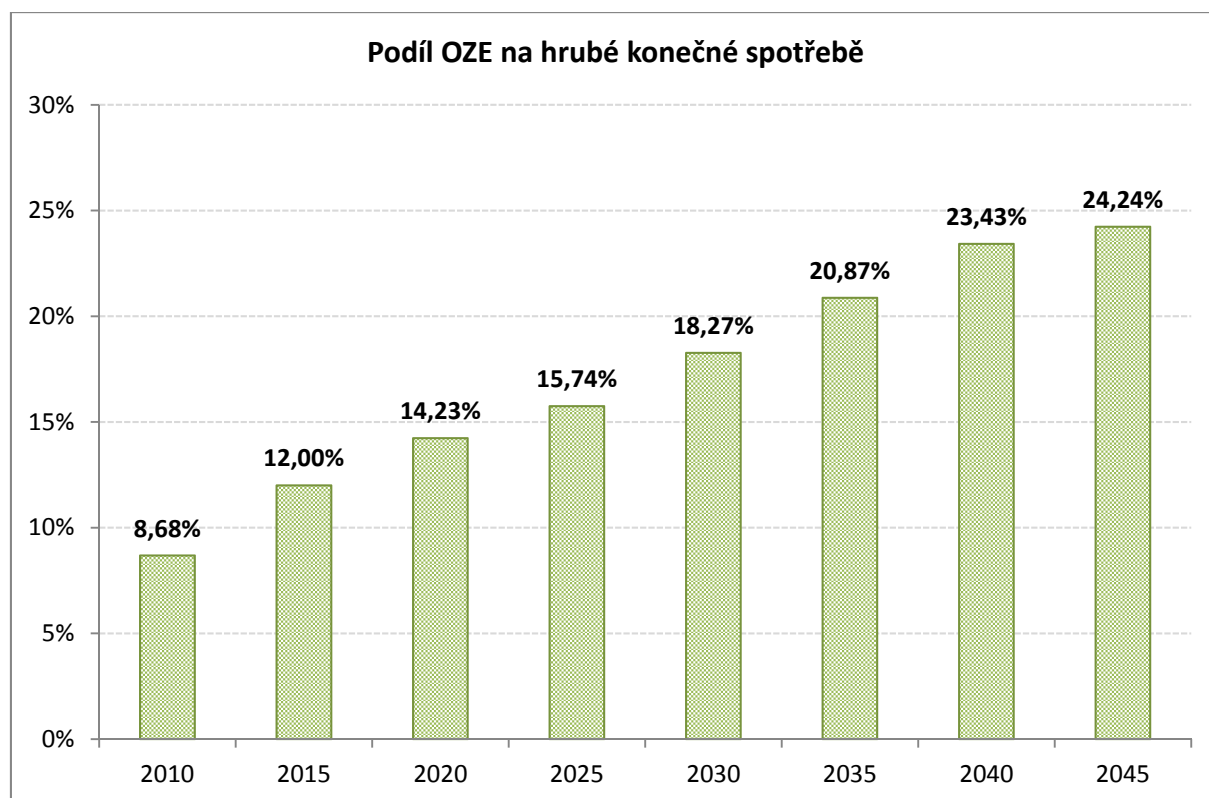
Graf č. 98: Emise CO₂



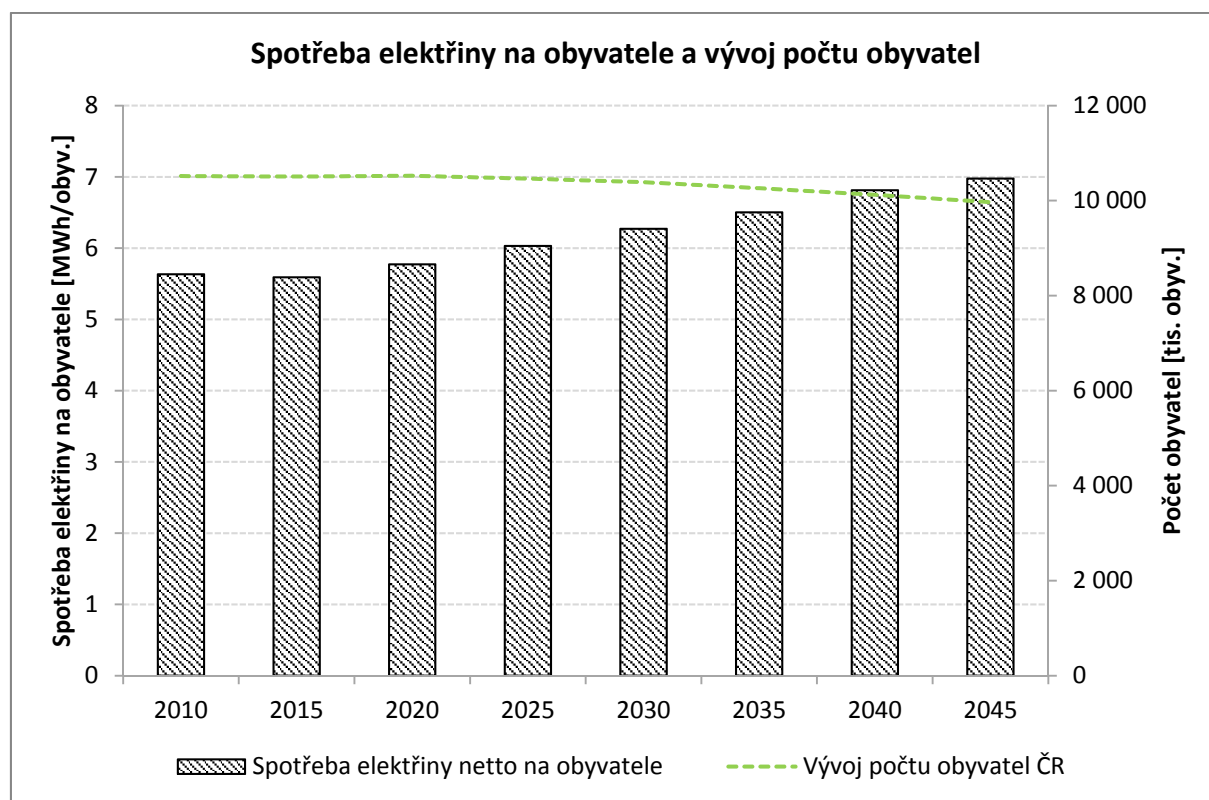
Graf č. 99: Závislost na fosilních palivech



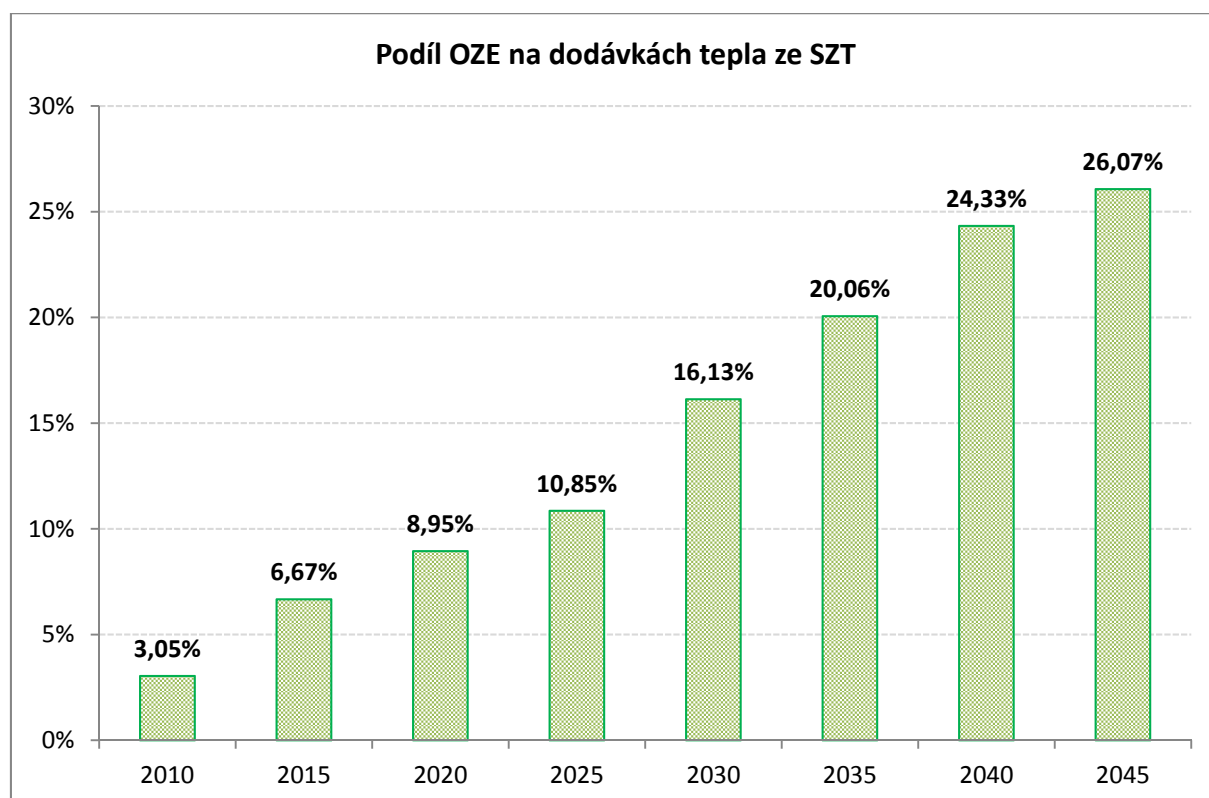
Graf č. 100: Podíl OZE na hrubé konečné spotřebě



Graf č. 101: Spotřeba elektřiny na obyvatele a vývoj počtu obyvatel



Graf č. 102: Podíl OZE na dodávkách tepla ze SZT



3.4 Bezpečný a soběstačný scénář

Stručný popis:

V tomto scénáři se předpokládá jednoznačné státní zapojení do formování a realizace energetické politiky s cílem podpory energetické bezpečnosti, kdy vláda plně realizuje cílevědomou a komplexní strategii rozvoje jaderné energetiky a zformuje vhodné legislativní prostředí a ERÚ vytvoří příznivý a stabilní regulační rámec. Nedojde k pravidelným dramatickým změnám v energetické politice a EU se zaměří na energetickou bezpečnost a konkurenceschopnost s cílem realizovat svoji politiku reindustrializace. Scénář maximalizuje energetickou bezpečnost ČR s důrazem na využívání domácích zdrojů, tj. uhlí, OZE (pouze do limitu bezpečného provozování soustavy a neohrožení potravinové bezpečnosti) a jádro. Minimalizuje se dovozní závislost, včetně omezování závislosti na využívání kapalných paliv a ze strany státu je kladen důraz na energetické úspory. Uhlí je i přes prolomení ÚEL využíváno pouze s vysokou účinností, přednostně pro teplárenství, uhlí je vnímáno především jako strategická zásoba a zdroj pro případ nenadálých energetických krizí. V případě přísných emisních limitů ze strany EU by byla nutnost vybavit příslušné zdroje technologií CCS, která by navyšovala jejich energetickou náročnost a provozní náklady, v současné době ale nejsou indicie o takovýchto záměrech a proto s nimi scénář nepočítá.

Scénář podporuje cílené zvyšování energetické účinnosti a provádění úspor, ale pouze do limitu jejich ekonomické přidané hodnoty.

Celkově je výsledkem robustní energetika postavená na ekonomicky efektivním provozování zdrojů založených primárně na tuzemských a kvazi-tuzemských energetických zdrojích, která umožňuje vysokou kvalitu dodávky pro provoz energeticky intenzivního průmyslu, ale i možný (v případě příhodných tržních podmínek) export do deficitního zahraničí. Předpokládají se stabilní ceny elektřiny bez výrazných změn a s postupným poklesem regulované složky způsobeným vlivem poklesu dotací na OZE. Z hlediska průmyslu se předpokládá udržení energeticky náročných odvětví v ČR a další rozvoj dodavatelských řetězců pro jaderné a energetické strojírenství, zejména výstavbu a údržbu tuzemských provozů, jakož i pro dodávky do zahraničí. Rozvíjí se rovněž relevantní V&V&I a školství.

3.4.1 Předpoklady Bezpečného a soběstačného scénáře

Obecné předpoklady:

- ➔ Předpokládá se pokrytí tuzemské spotřeby elektřiny z vlastních zdrojů v každém roce výhledu.
- ➔ Nespoléhá se na volný liberalizovaný trh, ale důraz je kladen na soběstačnost ve výrobě elektřiny (plus rezervní nadvýroba) a tepla a na omezení dovozní závislosti u fosilních paliv.

Jaderná energetika:

- ➔ Předpokládá se zvýšení instalovaného výkonu JETE 1,2 do roku 2025 na úroveň 2 300 MW (2x1 150 MW) díky využití projektových rezerv.
- ➔ V letech 2030 a 2032 budou postupně vystavěny nové jaderné bloky o souhrnném výkonu kolem 2 400 MW, pravděpodobně v lokalitě JETE.
- ➔ Je uvažována recertifikace JEDU za rok 2035.
- ➔ Celkový instalovaný výkon jaderných zdrojů v roce 2040 bude tedy odpovídat řádově hodnotě 6 740 MW.

Spotřeba zemního plynu:

- ➔ Předpokládá se využití paroplynové elektrárny Počerady (ČEZ, a.s.) ve špičkovém zatížení (cca. 3 000 hod/rok). S výstavbou dalších PPE se nepočítá.

Uhelné zdroje:

- ➔ Předpokládá se prolomení územně ekologických limitů těžby na lomech Bílina a ČSA.
- ➔ Na lomu ČSA se však po roce 2023 uvažuje s pokračováním těžby pouze řádově stejným tempem jako do roku 2023, případně nižším tempem v souladu se zachováním zásob uhlí jako strategické suroviny a s možnostmi splnění dekarbonizačních závazků ČR.

Soustavy zásobování tepelnou energií:

- ➔ Předpokládá se pouze mírný pokles dodávek tepla v rámci SZT oproti aktuálnímu stavu.

Doprava:

- ➔ Předpokládá se vývoj v oblasti elektromobility v souladu s vysokým scénářem zpracovaným společností EGÚ Brno, a.s. Elektřina by tak měla nahradit významnou část kapalných paliv.

Obnovitelné zdroje energie:

- ➔ Rozvoj v oblasti obnovitelných zdrojů je uvažován v rozsahu srovnatelném s optimalizovaným scénářem ASEK.
- ➔ Předpokládá se vyšší míra využití odpadu pro energetické účely a provoz celkem 13 spaloven komunálního odpadu v roce 2040.
- ➔ Využití biomasy je uvažováno na úrovni maximálního potenciálu při zachování potravinové bezpečnosti (217,2 PJ v roce 2040) v souladu s Akčním plánem pro biomasu.

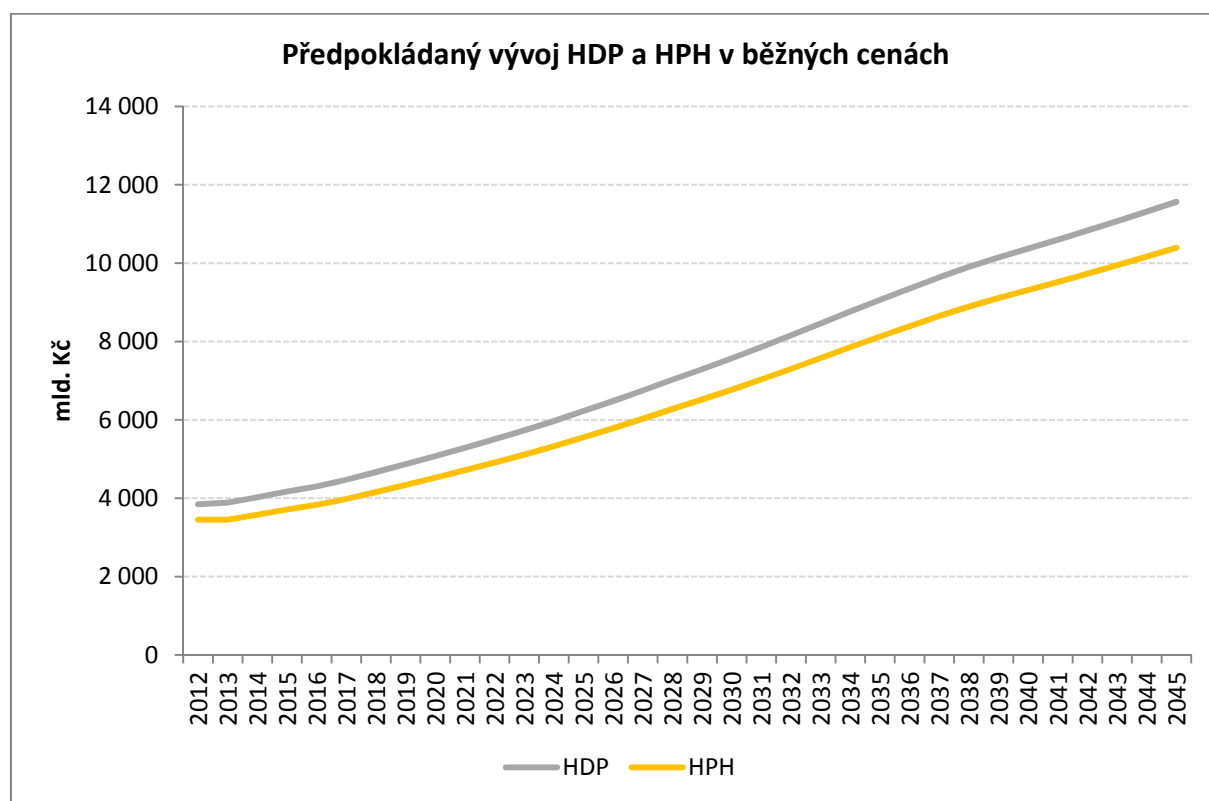
Úspory energie:

- ➔ Předpokládá se realizace dodatečných úspor na konečné spotřebě oproti optimalizovanému scénáři, a to především v oblasti využití tuhých paliv v domácnostech a dále pak v oblasti využití zemního plynu v průmyslu.
- ➔ Je uvažována stagnace konečné spotřeby energie, která je, s přihlédnutím k vysokému scénáři vývoje HDP, indikátorem vyšší míry úspor. Bez zohlednění energetických úspor by konečná spotřeba energie významněji rostla.

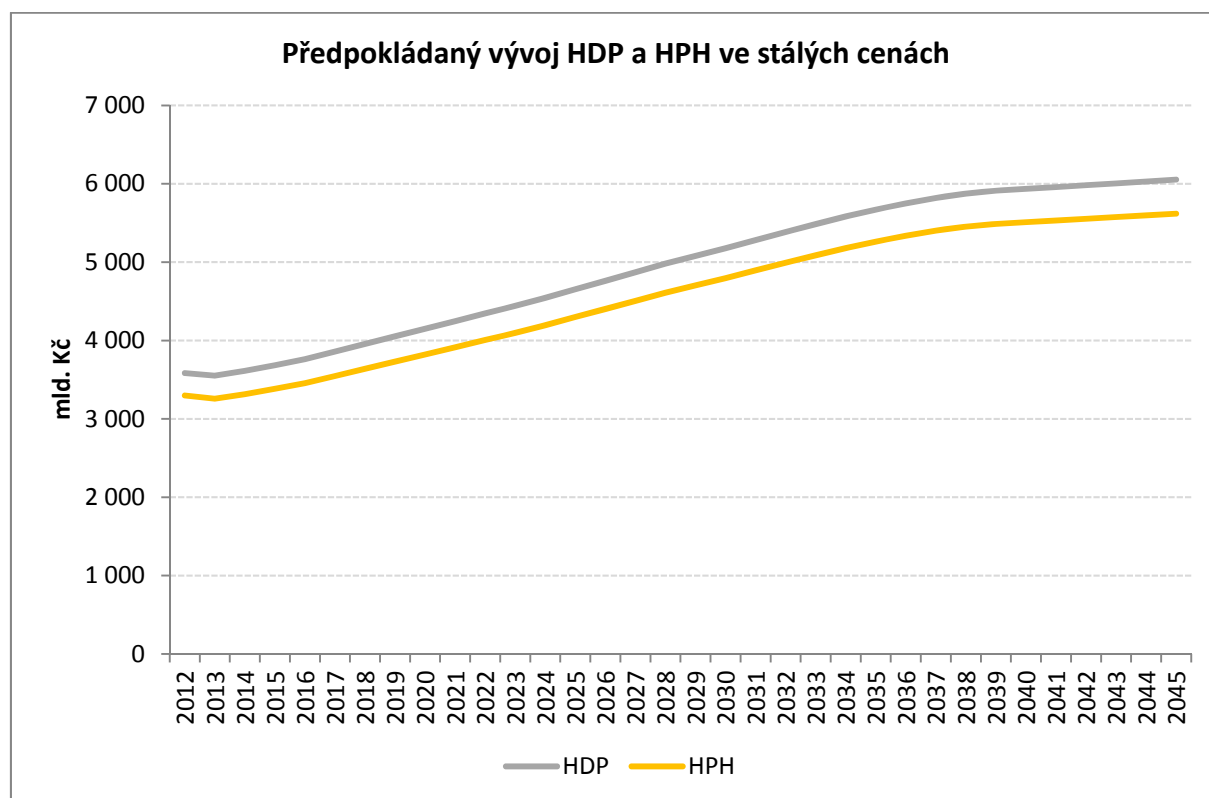
Ekonomický růst a spotřeba elektřiny:

- ➔ Předpokládá se vysoké tempo růstu HDP a HPH České republiky.
- ➔ Je uvažována vysoká míra elektroenergetických úspor, která v kombinaci s předpokladem vysokého ekonomického růstu znamená uplatnění referenčního scénáře spotřeby elektřiny podle predikcí MPO.

Graf č. 103: Předpokládaný vývoj HDP a HPH v běžných cenách



Graf č. 104: Předpokládaný vývoj HDP a HPH ve stálých cenách



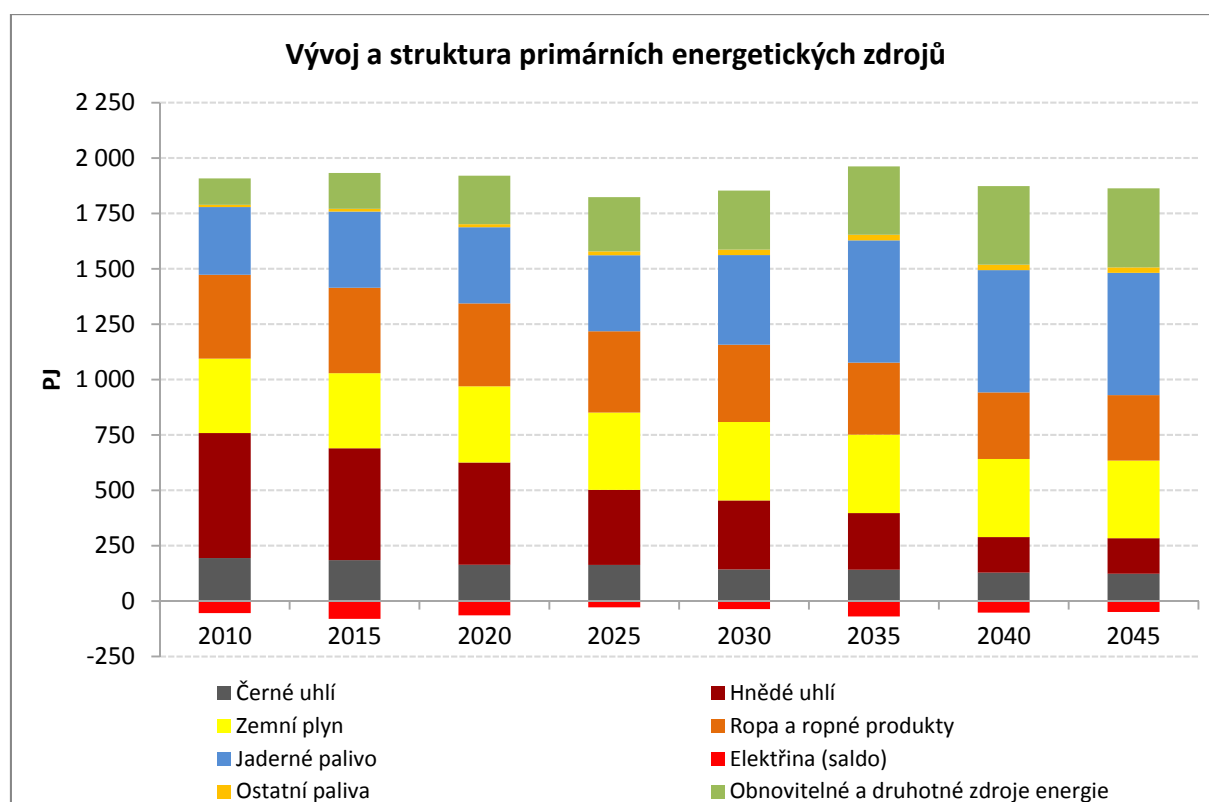
3.4.2 Vývoj a struktura primárních energetických zdrojů (PEZ)

Tabulka č. 31: Vývoj a struktura primárních energetických zdrojů

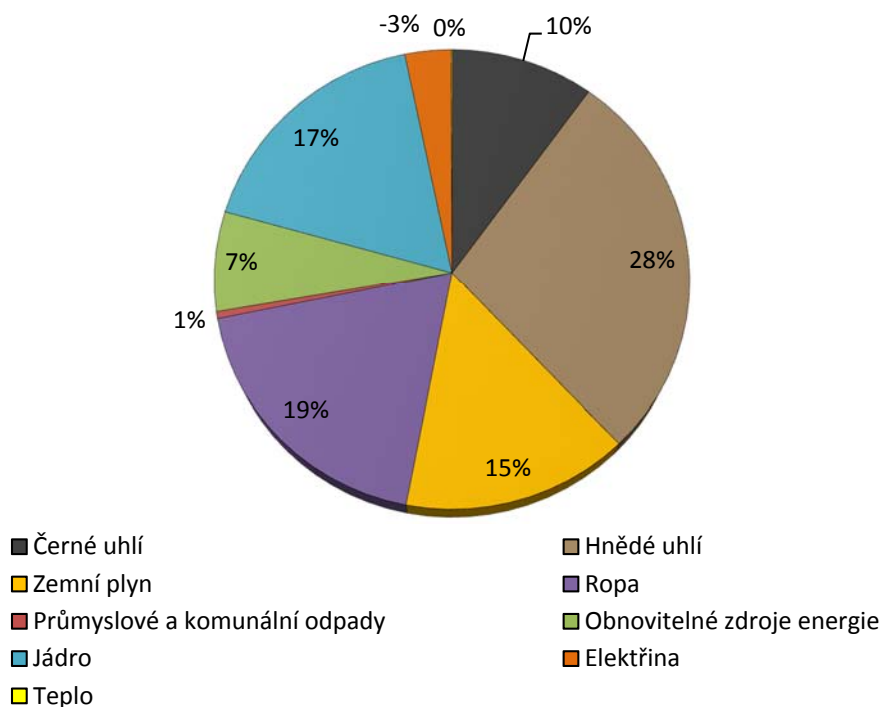
PEZ		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Černé uhlí	PJ	194,3	184,6	164,2	163,2	143,3	141,8	128,7	123,5
Hnědé uhlí	PJ	564,3	505,2	461,2	339,2	310,9	255,6	160,2	160,2
Zemní plyn	PJ	336,1	338,9	344,5	348,6	354,3	353,7	352,7	350,6
Ropa a rop. produkty	PJ	378,4	385,8	374,2	366,8	348,7	325,7	300,4	295,5
Jaderné palivo	PJ	305,4	343,6	343,6	343,6	404,5	551,9	551,9	551,9
Elektřina (saldo)	PJ	-53,8	-80,1	-64,5	-28,3	-36,0	-69,6	-51,8	-48,9
Ostatní paliva	PJ	10,5	12,9	13,8	17,2	24,8	24,8	24,8	24,8
OZE a druhotné zdroje	PJ	119,1	161,4	219,0	244,9	266,6	308,6	354,3	356,7
PEZ celkem	PJ	1 854,3	1 852,3	1 855,9	1 795,3	1 817,1	1 892,5	1 821,26	1 814,3

Pozn.: ostatní paliva – degazační plyn, průmyslové odpady a alternativní paliva, tuhý komunální odpad (neobnovitelný)

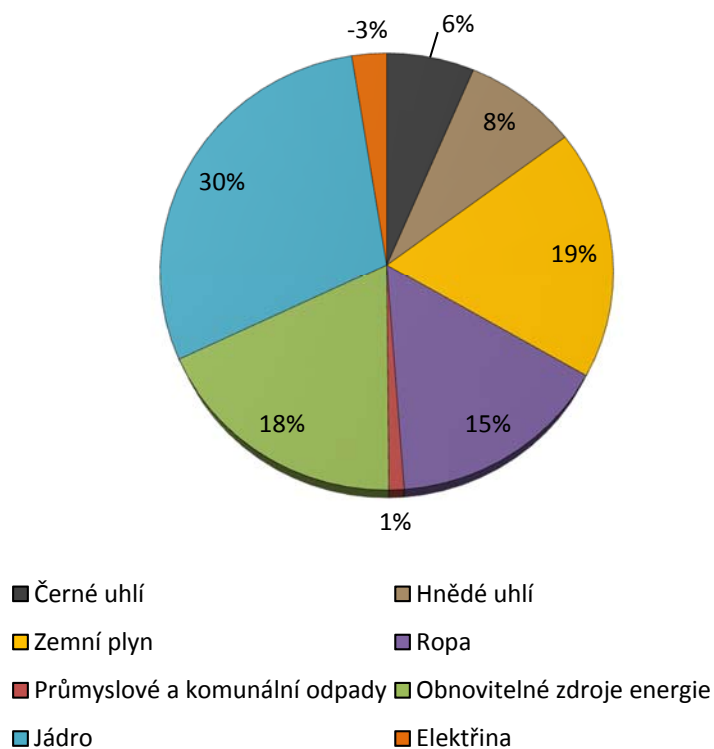
Graf č. 105: Vývoj a struktura primárních energetických zdrojů



Graf č. 106: Primární energetické zdroje ČR v % (předběžné 2012, IEA)



Graf č. 107: Primární energetické zdroje ČR v % (rok 2045) – bezpečný a soběstačný scénář



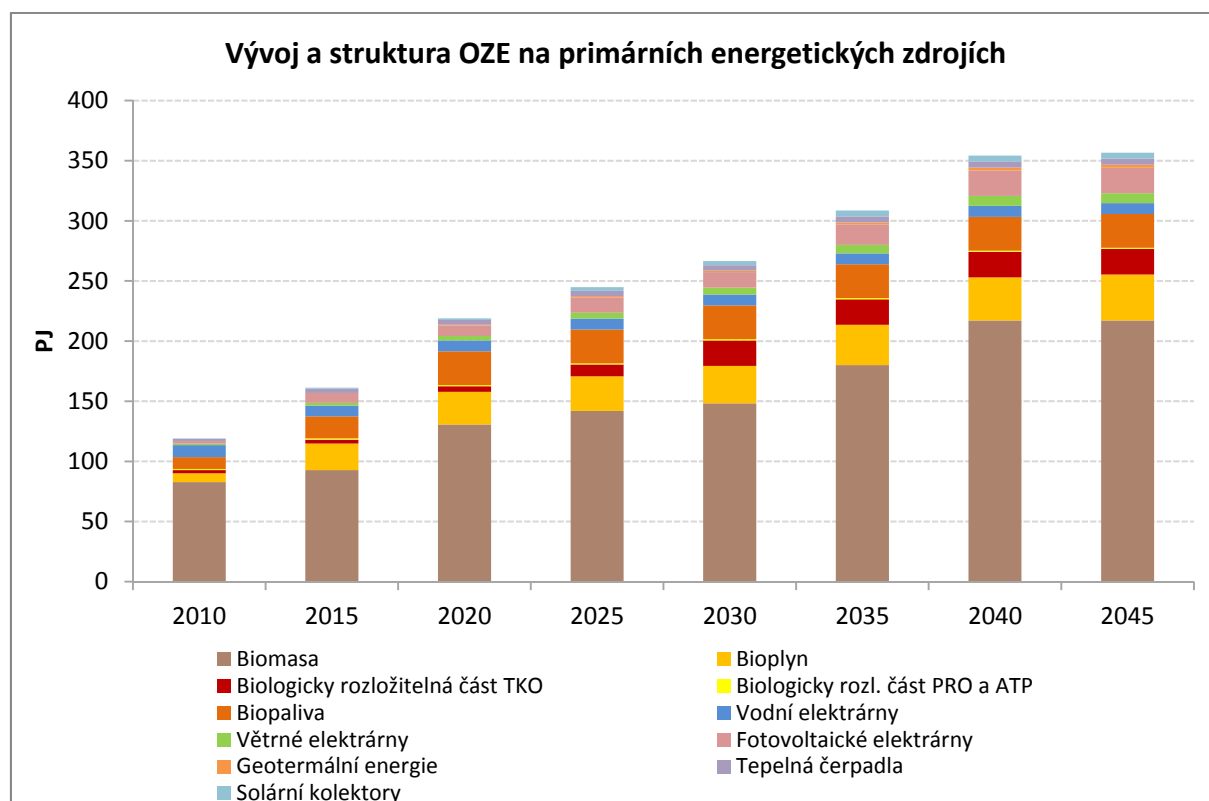
3.4.3 Vývoj a struktura OZE na primárních energetických zdrojích

Tabulka č. 32: Vývoj a struktura OZE na primárních energetických zdrojích

Obnovitelné a druhotné zdroje energie		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Biomasa	PJ	82,7	92,7	130,7	142,0	148,3	180,1	217,2	217,2
Bioplyn	PJ	7,4	22,1	27,1	28,8	31,1	33,5	35,9	38,2
Biologicky rozložitelná část TKO	PJ	2,6	3,3	4,7	9,9	21,2	21,2	21,2	21,2
Biologicky rozložitelná část PRO a ATP	PJ	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Biopaliva	PJ	9,8	18,3	28,1	28,1	28,1	28,1	28,1	28,1
Vodní elektrárny	PJ	10,0	8,9	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1
Větrné elektrárny	PJ	1,2	2,3	3,6	4,8	5,8	7,0	8,2	8,2
Fotovoltaické elektrárny	PJ	2,2	8,2	8,7	12,8	12,8	17,0	21,2	21,2
Geotermální energie	PJ	0,0	0,0	0,7	1,0	1,2	1,7	2,5	2,5
Tepelná čerpadla	PJ	1,8	3,7	4,0	4,5	4,5	5,0	5,0	5,0
Solární kolektory	PJ	0,4	0,8	1,4	3,0	3,5	5,0	5,0	5,0
Obnovitelné a druhotné zdroje energie	PJ	119,1	161,4	219,0	244,9	266,6	308,6	354,3	356,7

Pozn.: TKO – tuhý komunální odpad, PRO – průmyslové odpady, ATP – alternativní paliva

Graf č. 108: Vývoj a struktura OZE na primárních energetických zdrojích



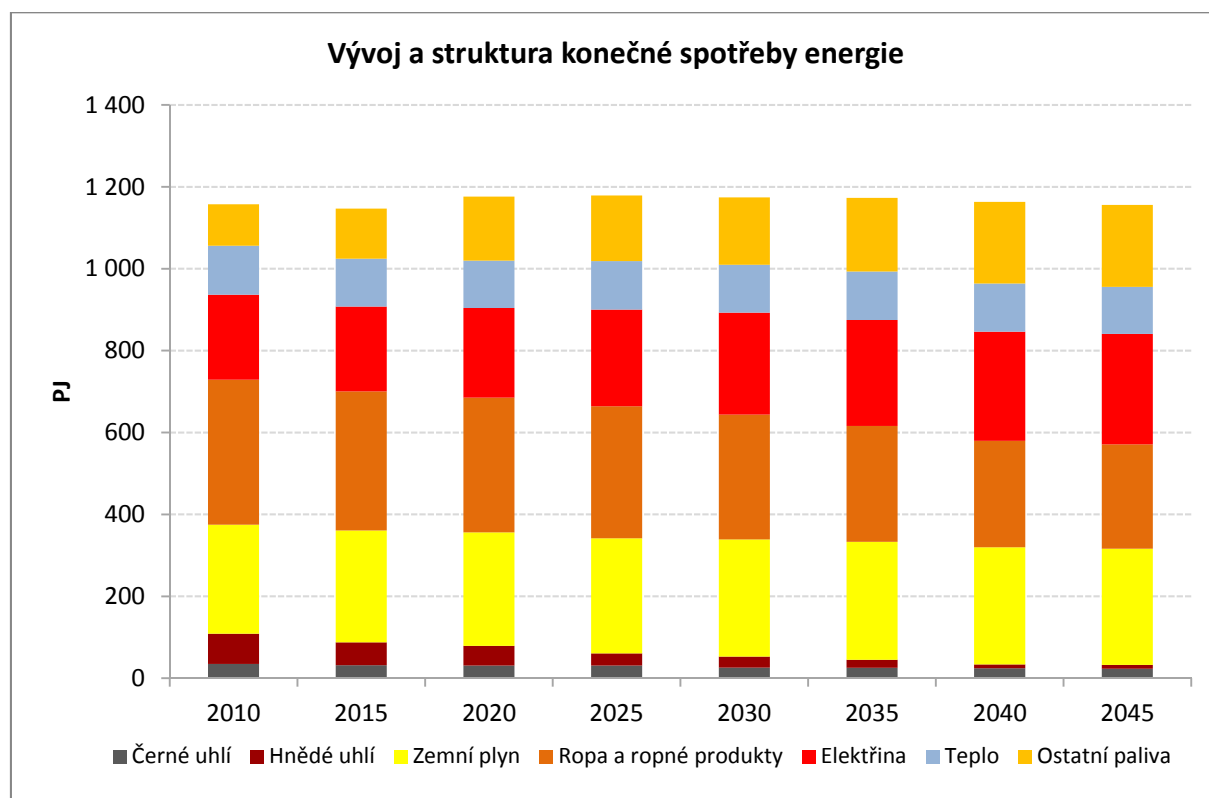
3.4.4 Vývoj a struktura konečné spotřeby energie

Tabulka č. 33: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie

Konečná spotřeba		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Černé uhlí	PJ	35,0	31,8	30,9	30,8	26,0	25,6	24,4	23,2
Hnědé uhlí	PJ	73,8	56,0	48,4	30,0	27,1	19,6	9,3	9,3
Zemní plyn	PJ	266,1	272,9	276,9	280,7	286,1	287,9	286,3	284,0
Ropa a ropné produkty	PJ	354,1	339,9	329,1	322,6	304,8	282,9	259,6	254,7
Elektřina	PJ	207,6	207,1	218,8	236,2	248,8	258,7	266,7	269,5
Teplo	PJ	119,7	116,8	115,8	118,3	117,0	118,3	117,7	115,1
Ostatní paliva	PJ	101,2	122,0	156,5	160,3	164,4	180,0	199,4	200,1
Celkem	PJ	1 157,6	1 146,7	1 176,3	1 179,0	1 174,2	1 173,1	1 163,4	1 155,9
Bilanční položka *	PJ	25,8							
Celkem	PJ	1 131,8	1 146,7	1 176,3	1 179,0	1 174,2	1 173,1	1 163,4	1 155,9

* Ve výpočtu existují rozdílné metodiky mezi ČSÚ a MPO. Bilanční položka v roce 2010 slouží ke smazání toho rozdílu.

Graf č. 109: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie

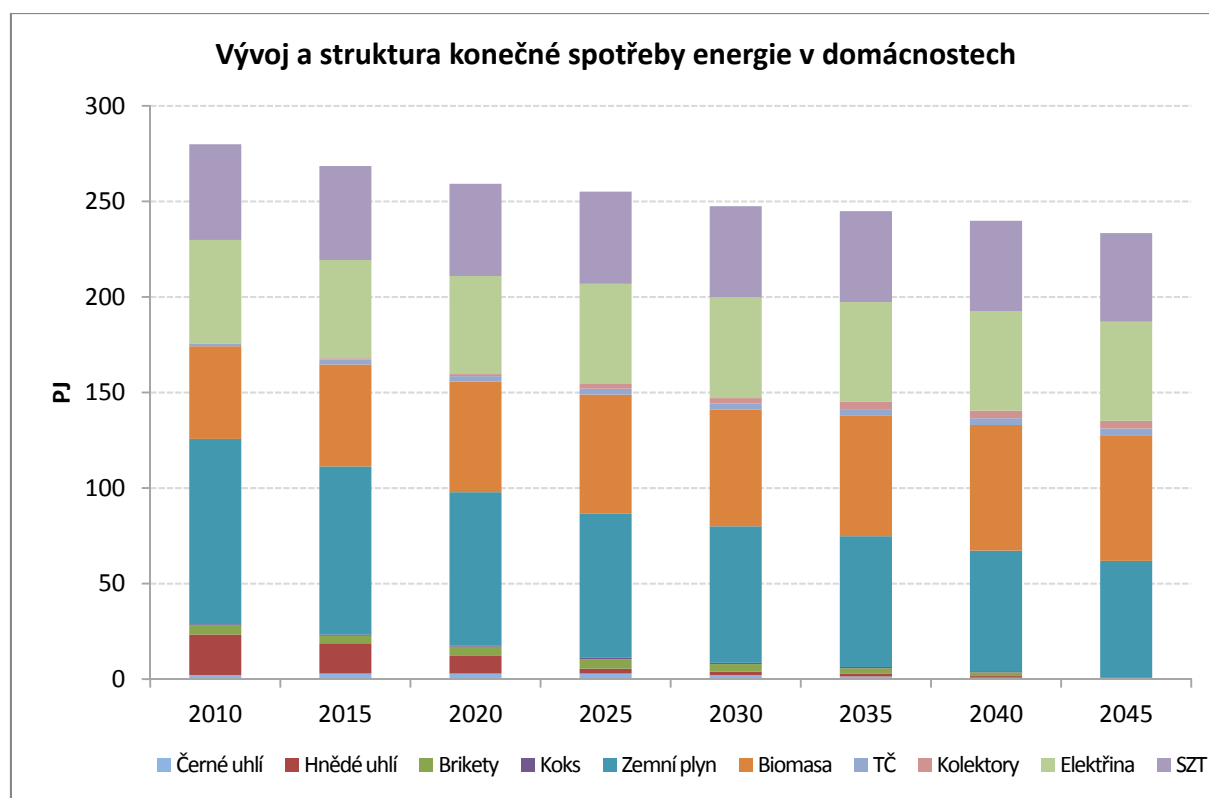


3.4.5 Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v domácnostech

Tabulka č. 34: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v domácnostech

Spotřeba energie v domácnostech		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Černé uhlí	PJ	2,2	2,9	2,9	2,9	2,2	1,5	0,7	0,0
Hnědé uhlí	PJ	21,1	15,8	9,2	2,6	1,8	1,3	0,9	0,0
Brikety	PJ	4,8	3,9	4,9	4,9	3,9	2,9	2,0	0,0
Koks	PJ	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Zemní plyn	PJ	96,9	88,0	80,1	75,4	71,5	68,4	63,0	61,2
Biomasa	PJ	48,5	53,3	57,9	62,4	61,2	63,0	65,8	65,8
Tepelná čerpadla	PJ	1,2	2,6	2,8	3,2	3,2	3,5	3,5	3,5
Kolektory	PJ	0,3	0,6	1,1	2,4	2,8	4,0	4,0	4,0
Elektřina	PJ	54,1	51,5	51,4	52,4	52,8	52,1	51,9	51,9
SZT	PJ	50,1	49,2	48,3	48,2	47,7	47,6	47,4	46,3
Spotřeba energie v domácnostech	PJ	279,9	268,5	259,2	255,1	247,5	244,9	239,8	233,4

Graf č. 110: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v domácnostech

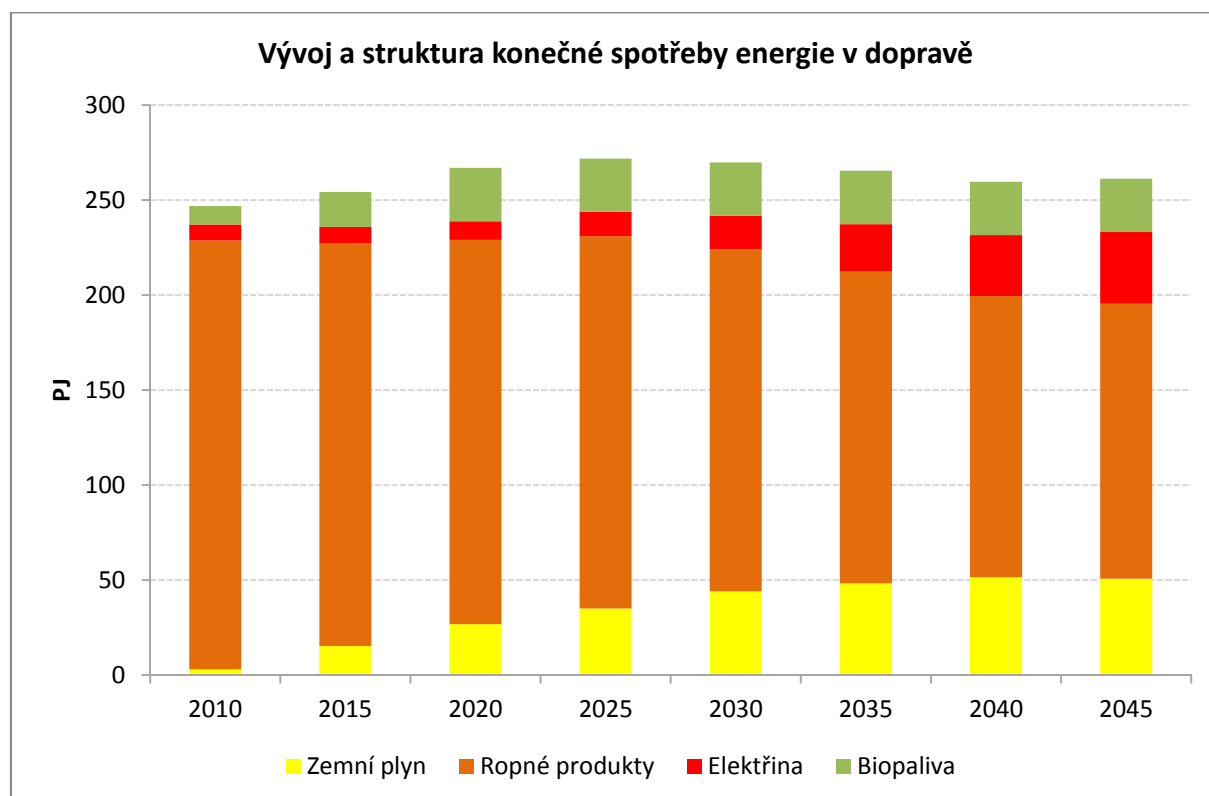


3.4.6 Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v dopravě

Tabulka č. 35: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v dopravě

Doprava		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Zemní plyn	PJ	3,1	15,3	26,8	35,1	44,1	48,3	51,5	50,7
Ropné produkty	PJ	225,6	212,0	202,2	195,9	180,0	164,0	148,0	144,7
Elektřina	PJ	8,5	8,6	9,8	12,8	17,7	25,0	32,0	37,7
Biopaliva	PJ	9,8	18,3	28,1	28,1	28,1	28,1	28,1	28,1
Celkem doprava	PJ	246,9	254,2	266,9	271,9	269,8	265,4	259,6	261,2

Graf č. 111: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v dopravě

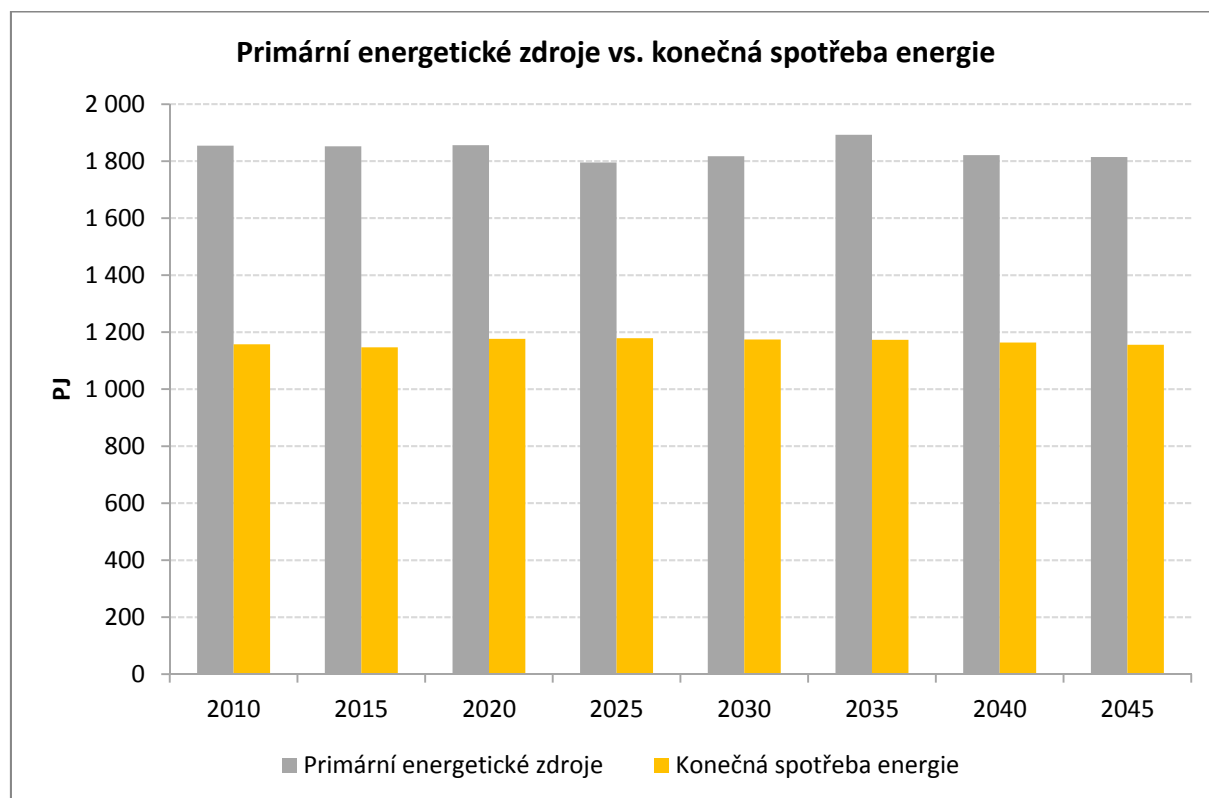


3.4.7 Primární energetické zdroje vs. konečná spotřeba energie

Tabulka č. 36: Primární energetické zdroje vs. konečná spotřeba energie

		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
PEZ	PJ	1 854,3	1 852,3	1 855,9	1 795,3	1 817,1	1 892,5	1 821,3	1 814,3
Konečná spotřeba	PJ	1 157,6	1 146,7	1 176,3	1 179,0	1 174,2	1 173,1	1 163,4	1 155,9

Graf č. 112: Primární energetické zdroje vs. konečná spotřeba energie



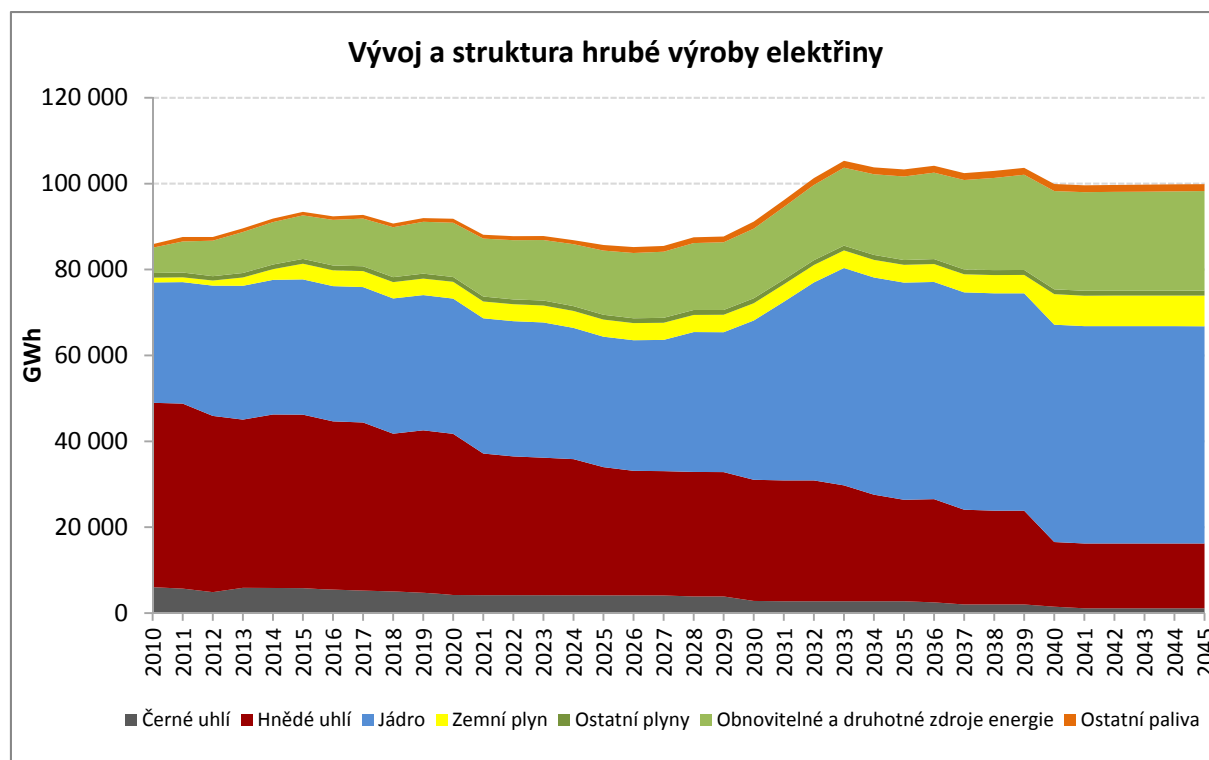
3.4.8 Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny

Tabulka č. 37: Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny

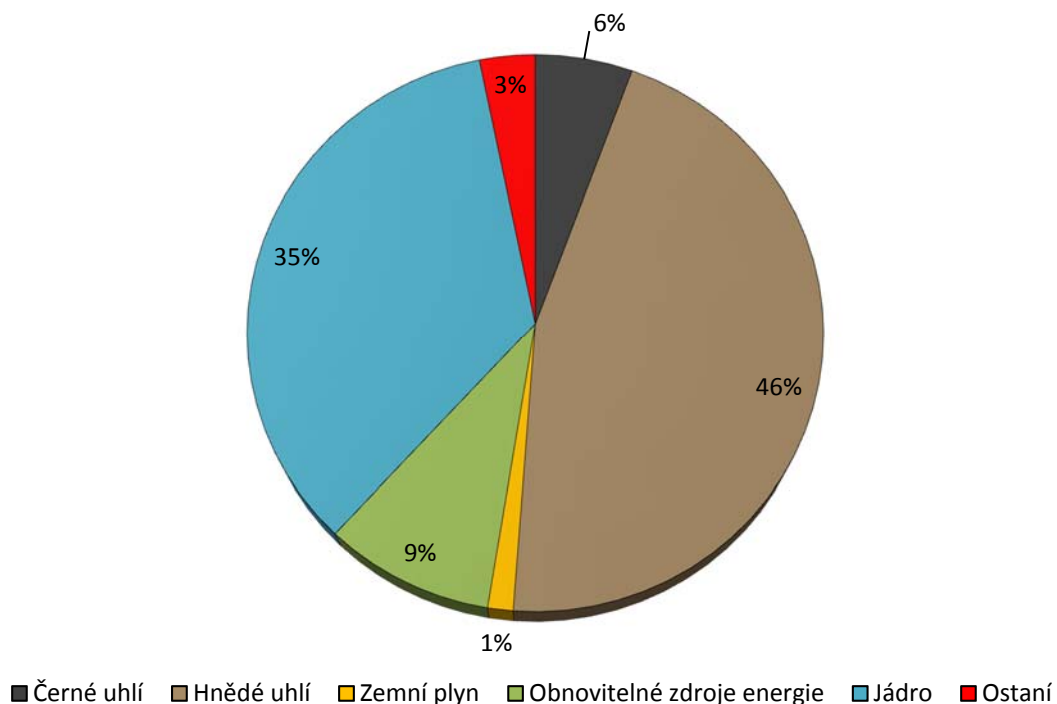
Hrubá vyr.		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Černé uhlí	GWh	6 052,0	5 832,4	4 198,4	4 134,3	2 824,0	2 745,0	1 484,1	1 137,1
Hnědé uhlí	GWh	42 936,1	40 389,6	37 529,3	29 854,0	28 208,6	23 627,2	15 081,1	15 073,5
Zemní plyn	GWh	1 125,7	3 624,6	3 914,4	3 973,4	4 043,5	4 126,6	7 101,1	7 151,1
Ostatní pl.	GWh	1 080,4	1 130,5	1 130,5	1 130,5	1 130,5	1 130,5	1 130,5	1 130,5
Jádro	GWh	27 998,2	31 495,1	31 495,1	30 384,2	37 079,6	50 590,4	50 590,4	50 590,4
Ostatní pal.	GWh	814,8	848,6	917,4	1 294,5	1 622,1	1 622,1	1 622,1	1 622,1
OZE a DZ	GWh	5 902,8	10 122,3	12 628,6	14 942,3	16 239,4	19 459,6	22 902,1	23 183,8
Celkem	GWh	85 910,0	93 443,2	91 813,7	85 713,2	91 147,7	103 301,4	99 911,3	99 888,4

Pozn.: ostatní plyny – koksárenský, vysokopeční, degazační a ostatní
 ostatní paliva – ropné produkty, průmyslové odpady a alternativní paliva, tuhý komunální odpady (neobnov.), odpadní teplo

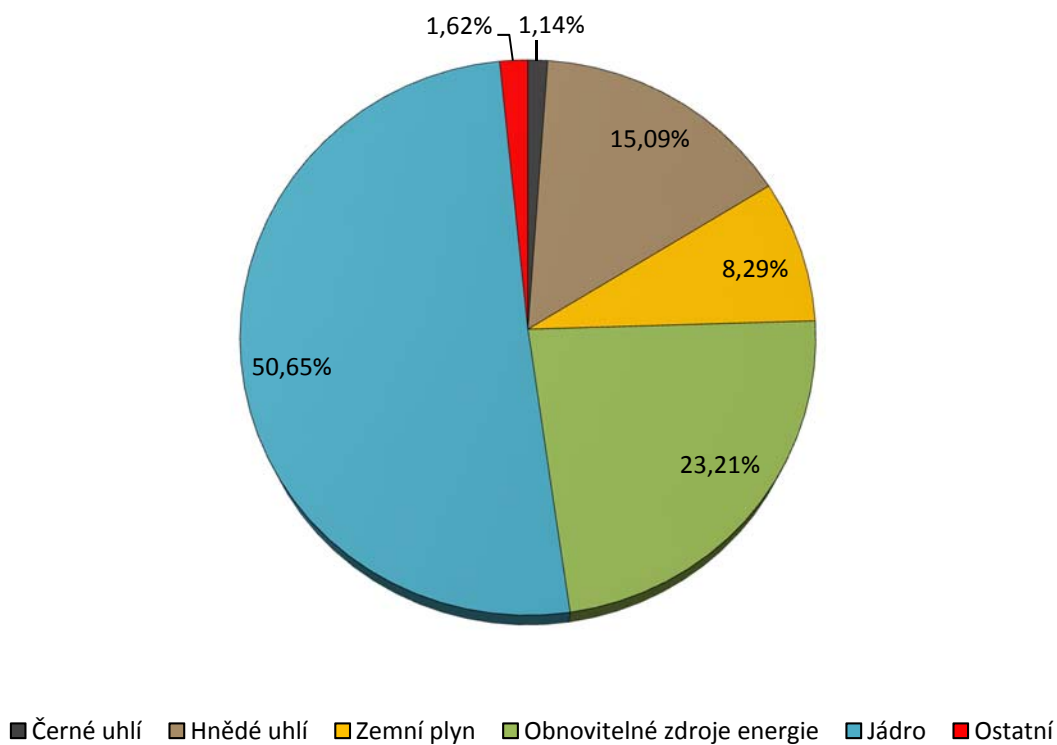
Graf č. 113: Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny



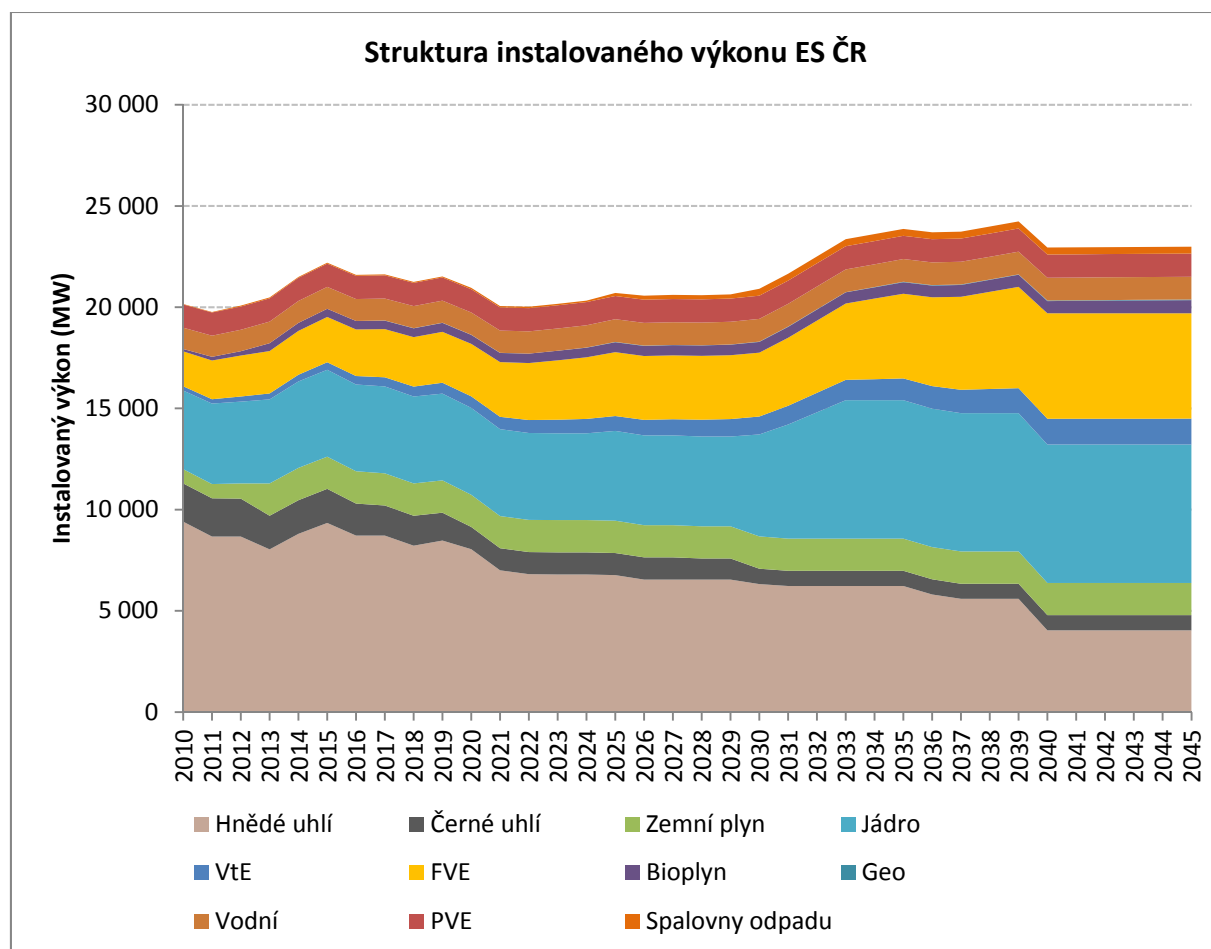
Graf č. 114: Hrubá výroba elektřiny v % (předběžné 2012, IEA)



Graf č. 115: Struktura hrubé výroby elektřiny v % (rok 2045) - bezpečný a soběstačný scénář



Graf č. 116: Vývoj a struktura instalovaného výkonu ES ČR

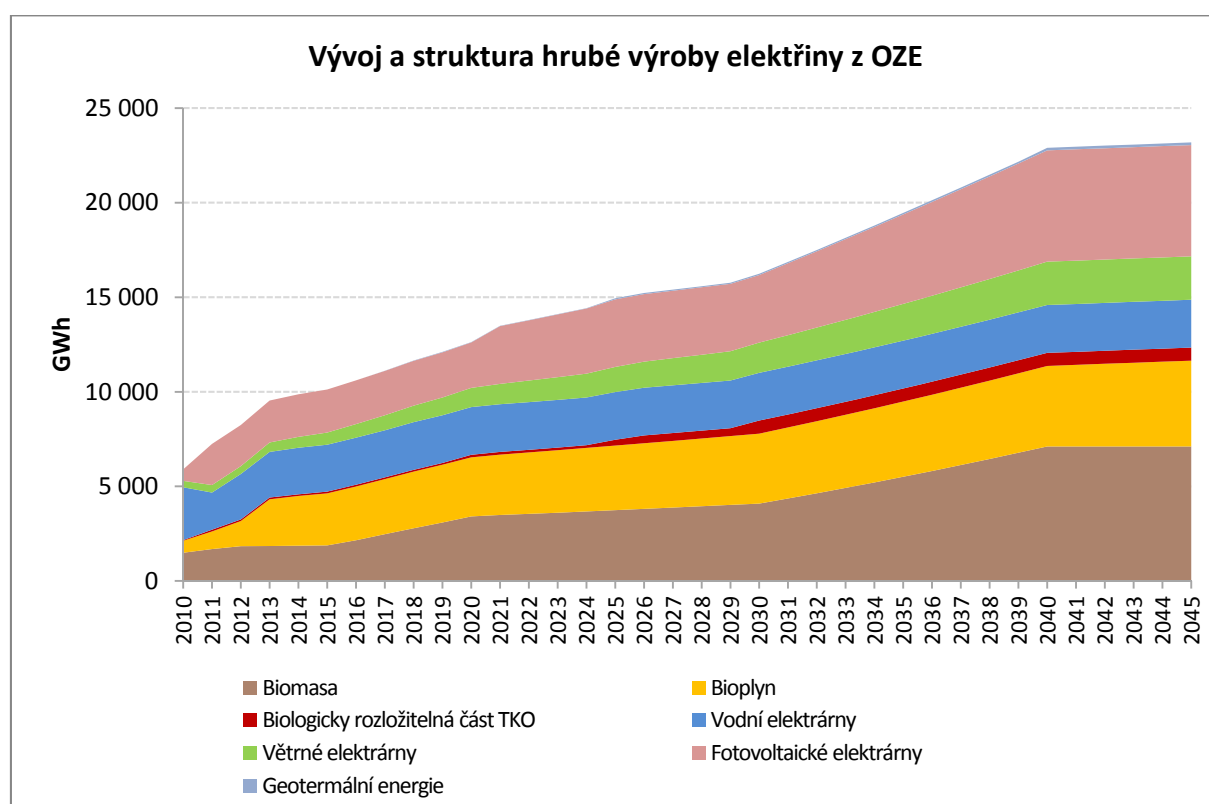


3.4.9 Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny z OZE

Tabulka č. 38: Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny z OZE

OZE		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Biomasa	GWh	1 492,0	1 878,9	3 410,7	3 740,8	4 093,5	5 503,3	7 114,2	7 114,2
Bioplyn	GWh	634,6	2 754,0	3 121,2	3 416,0	3 696,0	3 976,0	4 256,0	4 536,0
BRKO	GWh	35,6	91,2	138,1	310,0	688,9	688,9	688,9	688,9
VE	GWh	2 789,5	2 475,6	2 522,7	2 524,5	2 526,2	2 528,0	2 529,7	2 531,5
VTE	GWh	335,5	647,2	1 013,8	1 328,4	1 598,4	1 945,8	2 291,4	2 291,4
FVE	GWh	615,7	2 275,5	2 403,6	3 567,4	3 567,4	4 725,7	5 883,9	5 883,9
GEO	GWh	0,0	0,0	18,4	55,2	69,0	92,0	138,0	138,0
OZE celkem	GWh	5 902,8	10 122,3	12 628,6	14 942,3	16 239,4	19 459,6	22 902,1	23 183,8

Graf č. 117: Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny z OZE



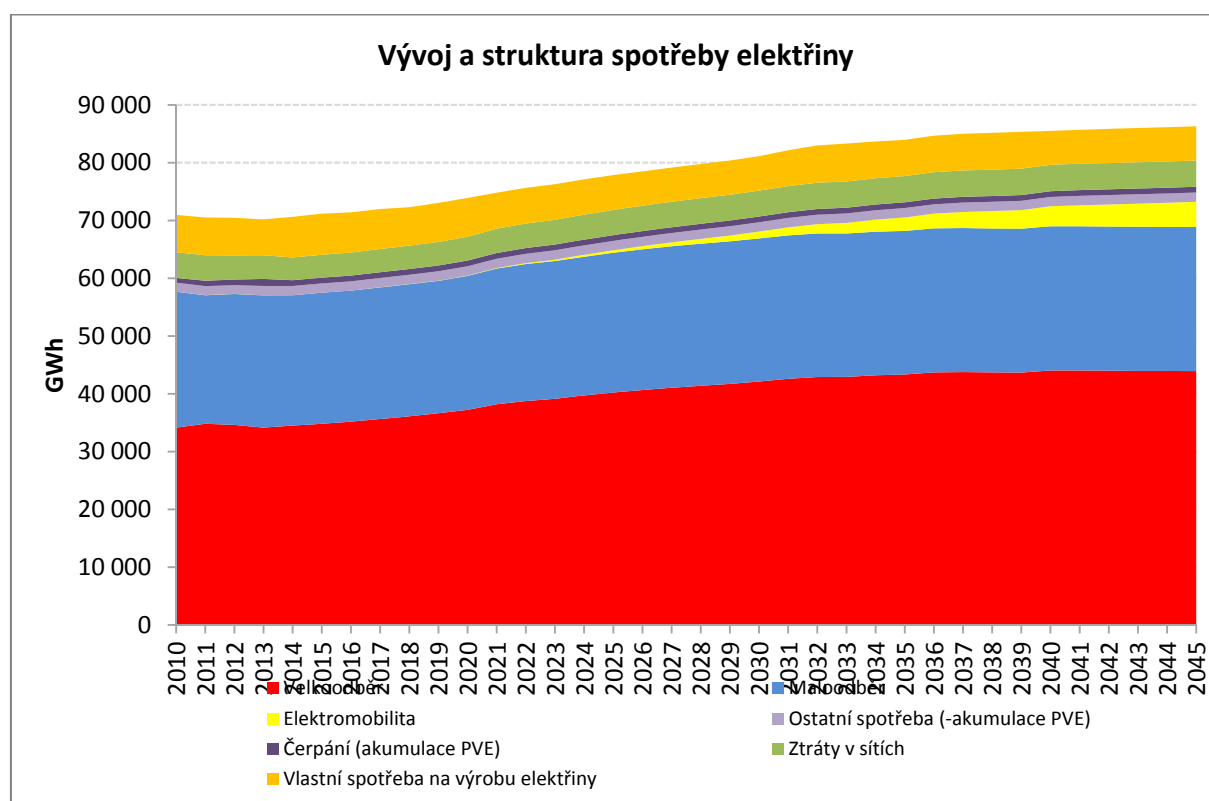
3.4.10 Vývoj a struktura spotřeby elektřiny

Tabulka č. 39: Vývoj a struktura spotřeby elektřiny

Spotřeba		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Velkoodběr	GWh	34 162	34 857	37 228	40 238	42 140	43 362	44 053	43 944
Maloodběr	GWh	23 506	22 644	23 178	24 196	24 744	24 844	24 957	24 931
Podnikatelé	GWh	8 478	8 342	8 910	9 630	10 085	10 378	10 543	10 517
Domácnosti	GWh	15 028	14 302	14 268	14 566	14 659	14 467	14 414	14 414
Ostatní spotřeba	GWh	1 587	1 600	1 620	1 620	1 620	1 620	1 620	1 620
Netto bez mobility	GWh	59 255	59 102	62 026	66 054	68 505	69 827	70 630	70 495
Elektromobilita	GWh	1	7	51	438	1 190	2 328	3 442	4 349
Spotřeba netto		59 255	59 108	62 077	66 492	69 694	72 155	74 072	74 843
Akumulace PVE	GWh	795	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
Ztráty v sítích	GWh	4 467	3 960	4 120	4 359	4 490	4 548	4 572	4 539
Vlastní spotřeba	GWh	6 446	7 127	6 692	6 012	5 956	6 259	5 881	5 932
Spotřeba brutto	GWh	70 963	71 195	73 889	77 863	81 140	83 962	85 526	86 315
Akumulace elektro*	GWh	0	20	308	734	1 033	1 334	1 635	1 635

* Podle předpokladu bude část spotřeby pokryta z akumulace. Kvůli specifickému charakteru této položky byla akumulace explicitně vydělena ze spotřeby.

Graf č. 118: Vývoj a struktura spotřeby elektřiny



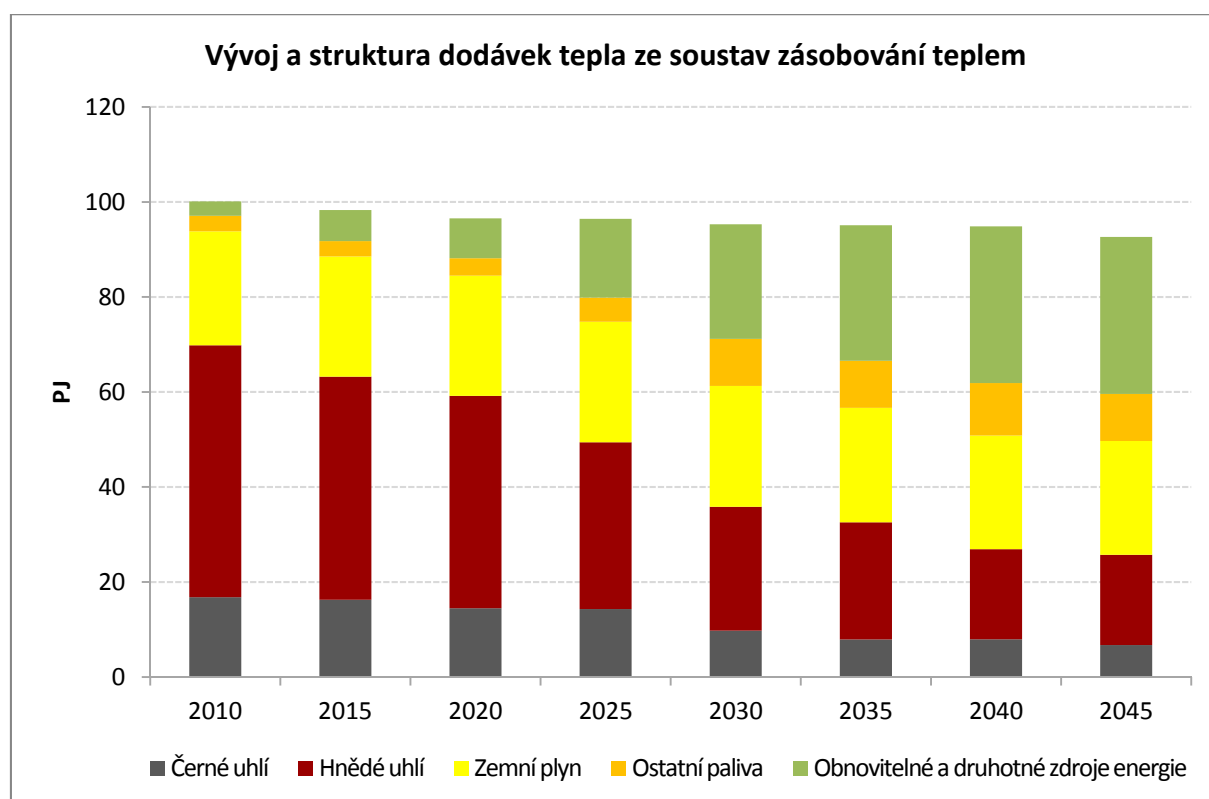
3.4.11 Vývoj a struktura dodávek tepla ze soustav zásobování teplem

Tabulka č. 40: Vývoj a struktura dodávek tepla ze soustav zásobování teplem

SZT		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Černé uhlí	PJ	16,8	16,3	14,5	14,3	9,8	7,9	7,9	6,7
Hnědé uhlí	PJ	53,0	47,0	44,7	35,1	26,1	24,6	19,0	19,0
Zemní plyn	PJ	24,0	25,3	25,3	25,4	25,4	24,1	23,9	24,0
Ostatní paliva	PJ	3,2	3,2	3,7	5,1	9,9	9,9	11,1	9,9
OZE	PJ	3,0	6,6	8,4	16,6	24,1	28,5	33,0	33,1
Celkem SZT	PJ	100,1	98,3	96,5	96,4	95,3	95,1	94,9	92,7

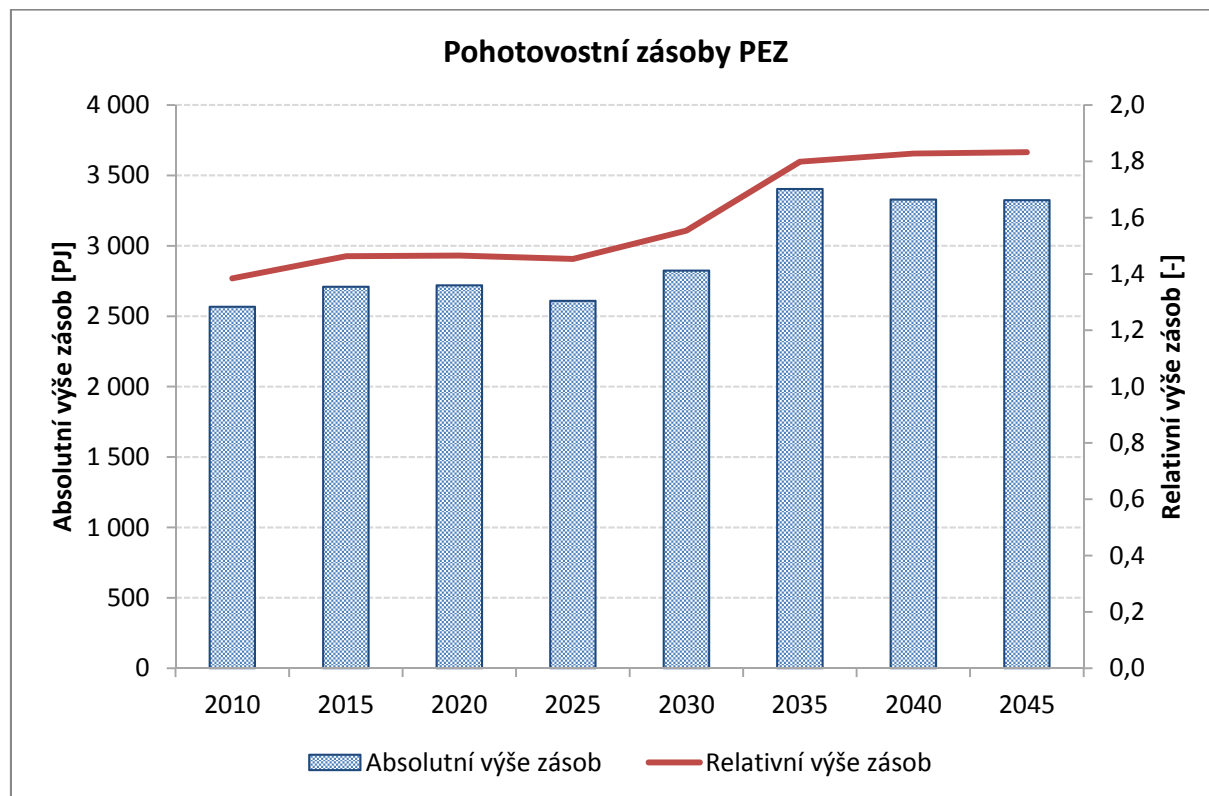
Pozn.: ostatní paliva – koksárenský, vysokopeční a ostatní plyny, průmyslové odpady, alternativní paliva, tuhý komunální odpad (neobnovitelný), prvotní teplo

Graf č. 119: Vývoj a struktura dodávek tepla ze soustav zásobování teplem

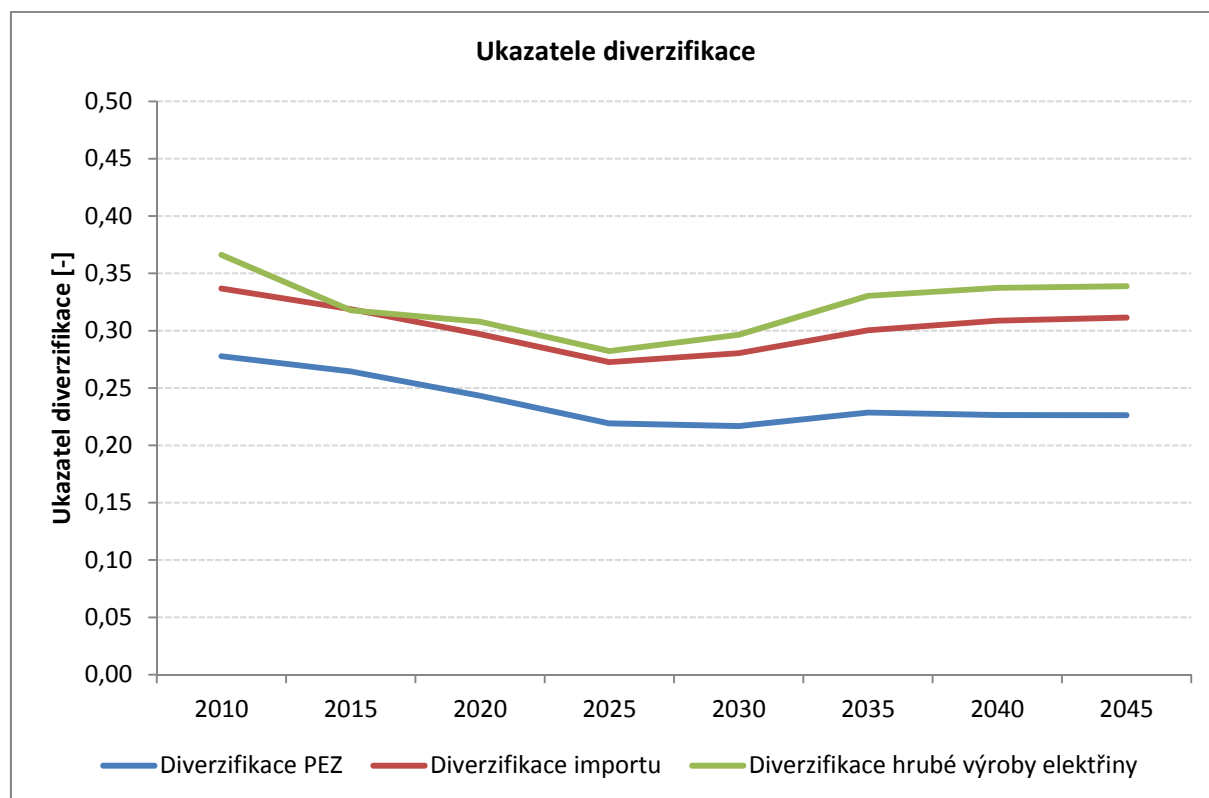


3.4.12 Ukazatele bezpečnosti - Bezpečný a soběstačný scénář

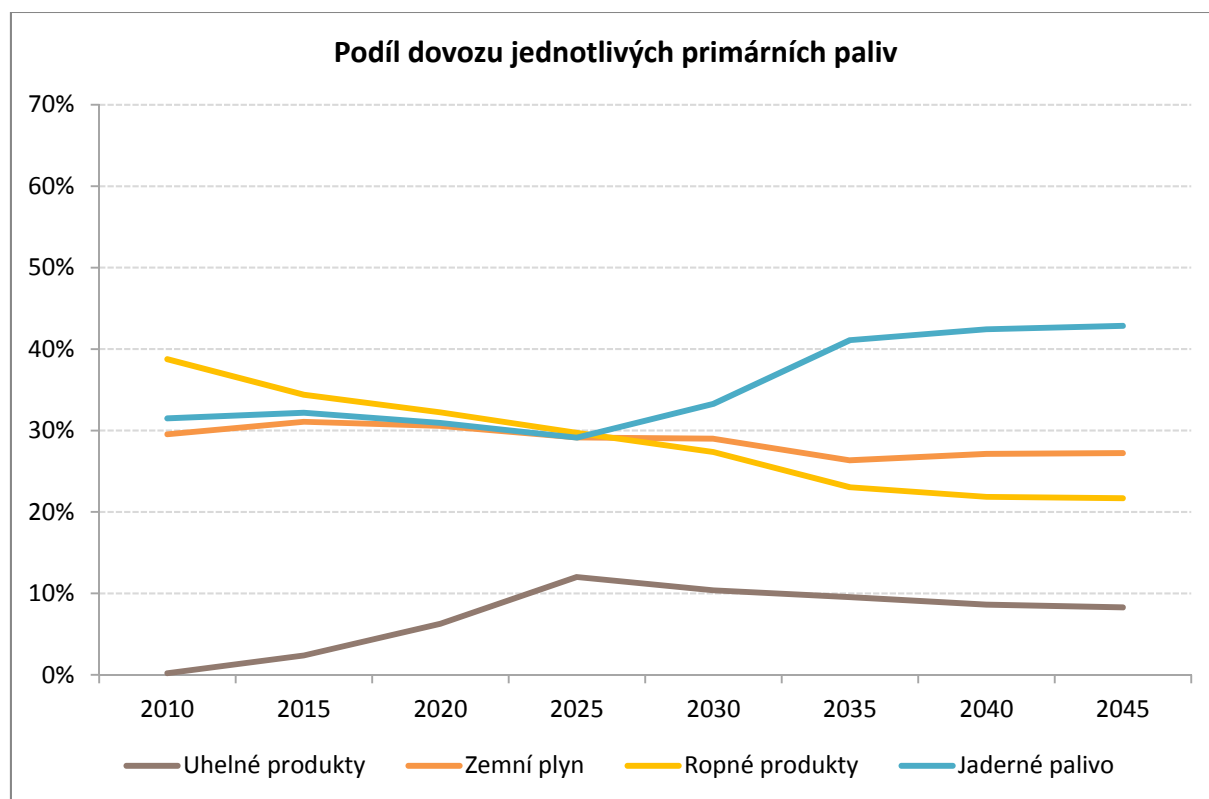
Graf č. 120: Pohotovostní zásoby PEZ



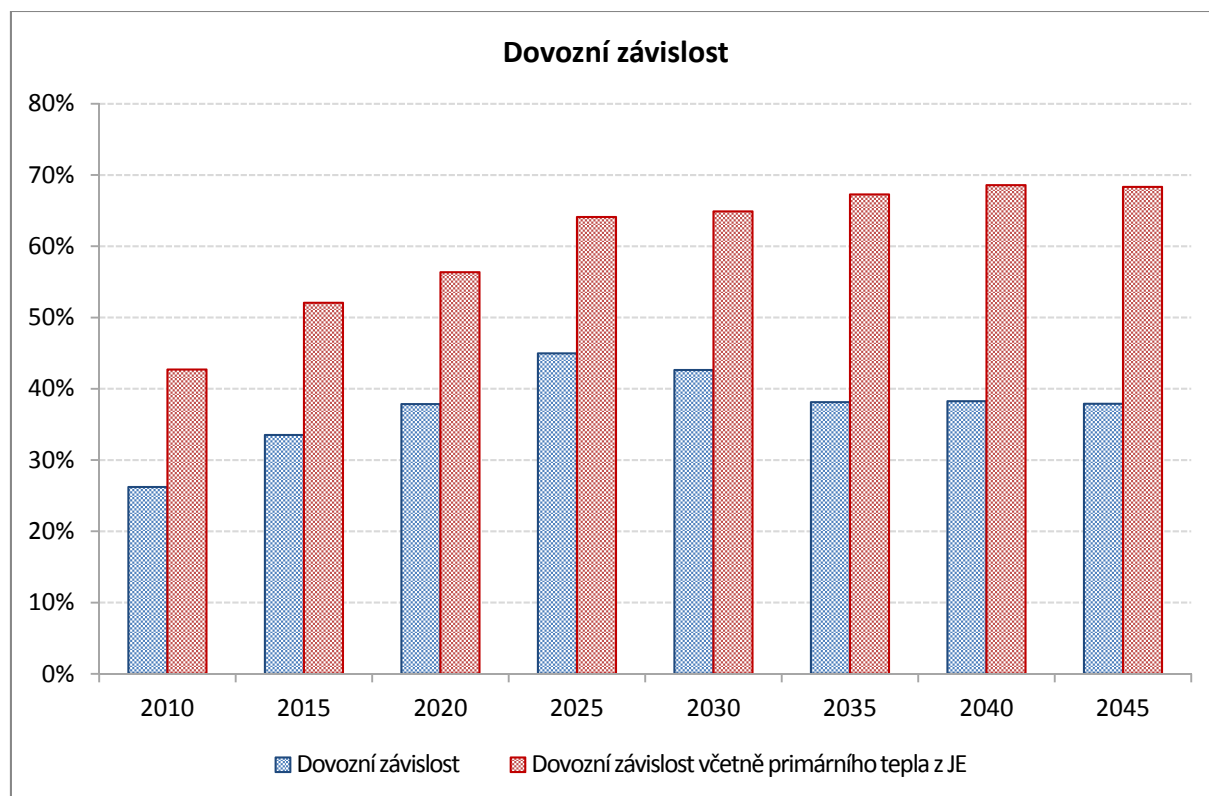
Graf č. 121: Ukazatele diverzifikace



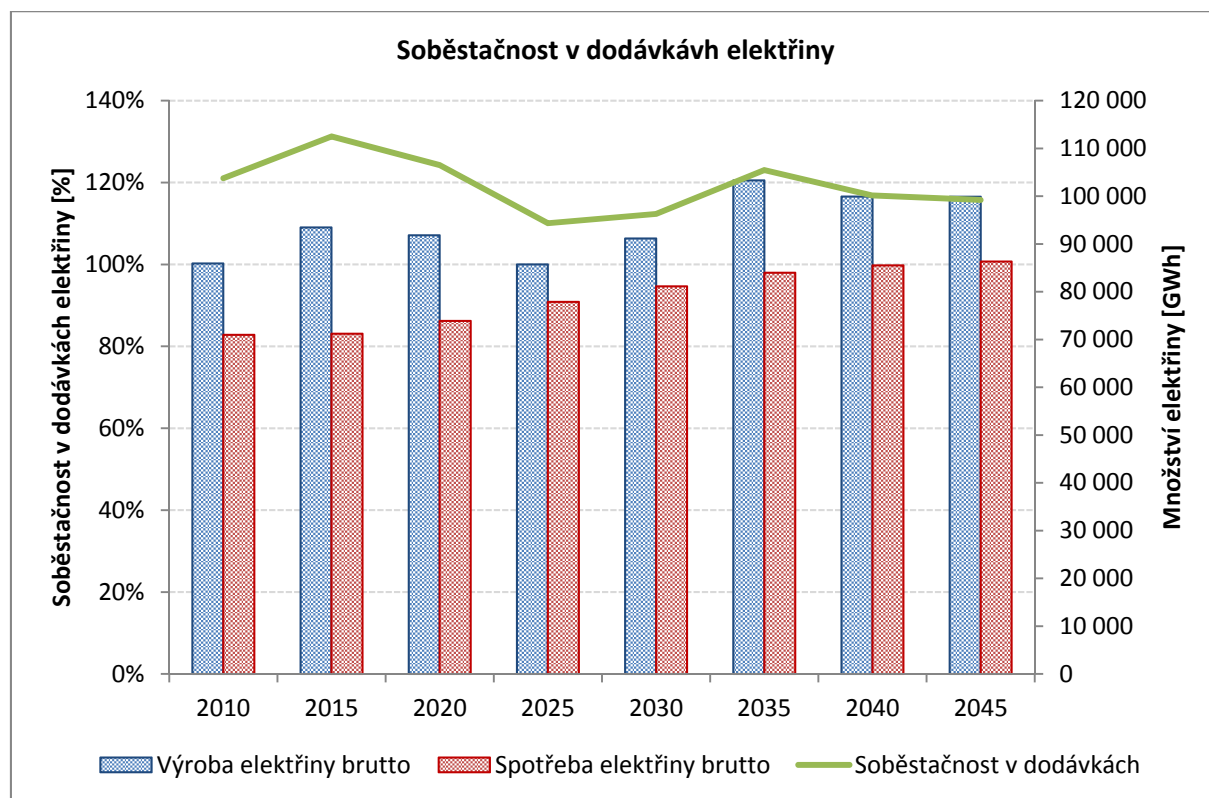
Graf č. 122: Podíl dovozu jednotlivých primárních paliv



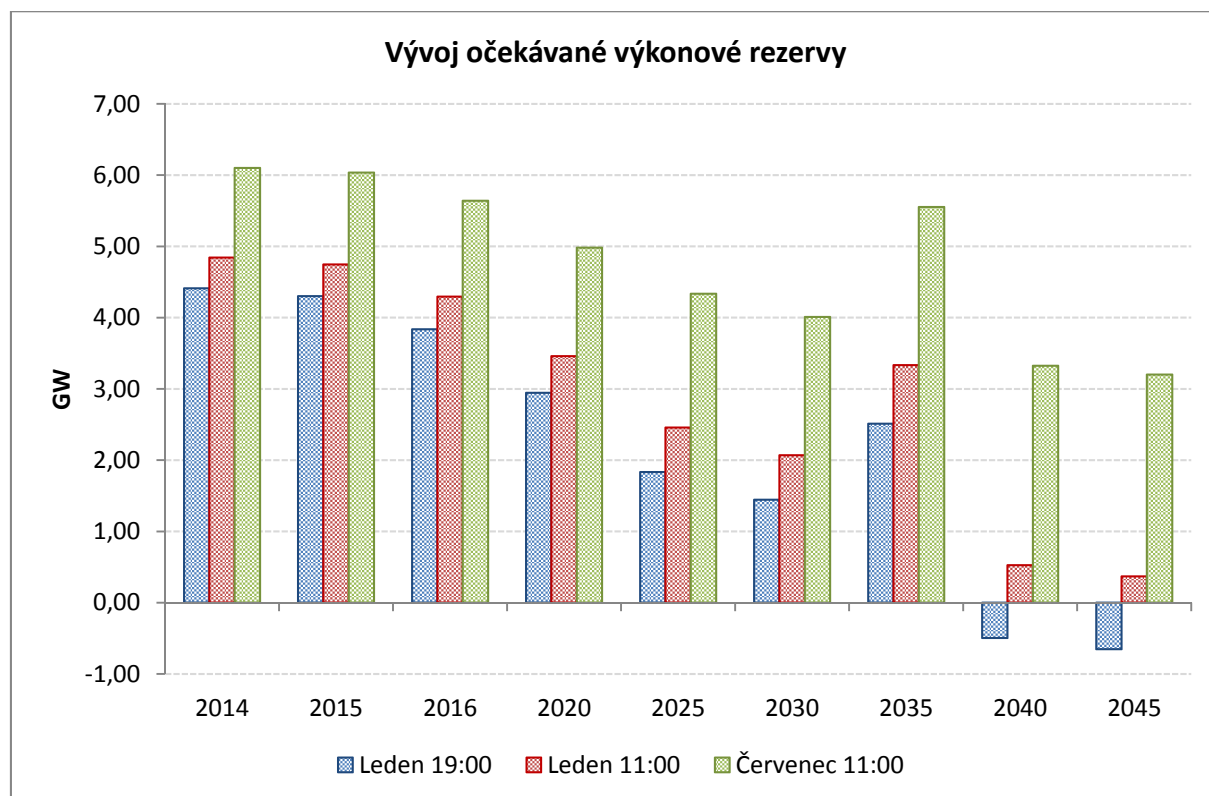
Graf č. 123: Dovožní závislost



Graf č. 124: Soběstačnost v dodávkách elektřiny

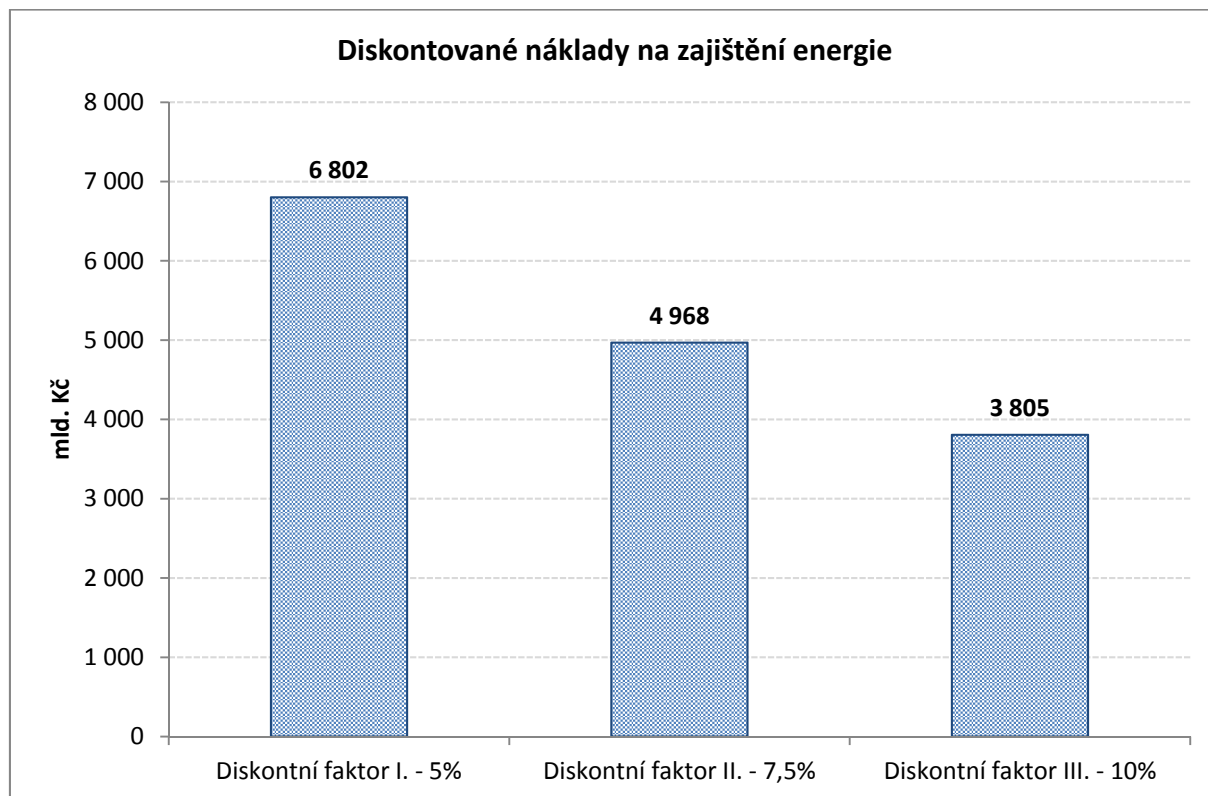


Graf č. 125: Vývoj očekávané výkonové rezervy

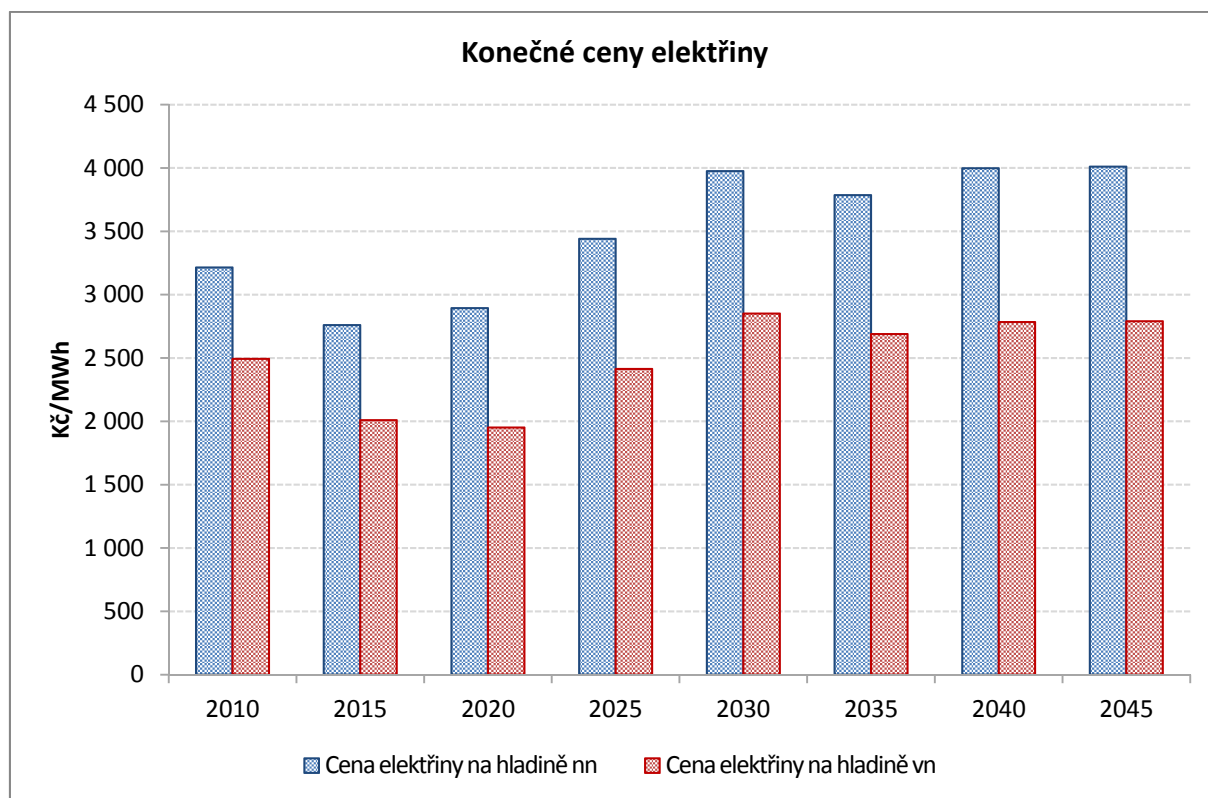


3.4.13 Ukazatele konkurenceschopnosti - Bezpečný a soběstačný scénář

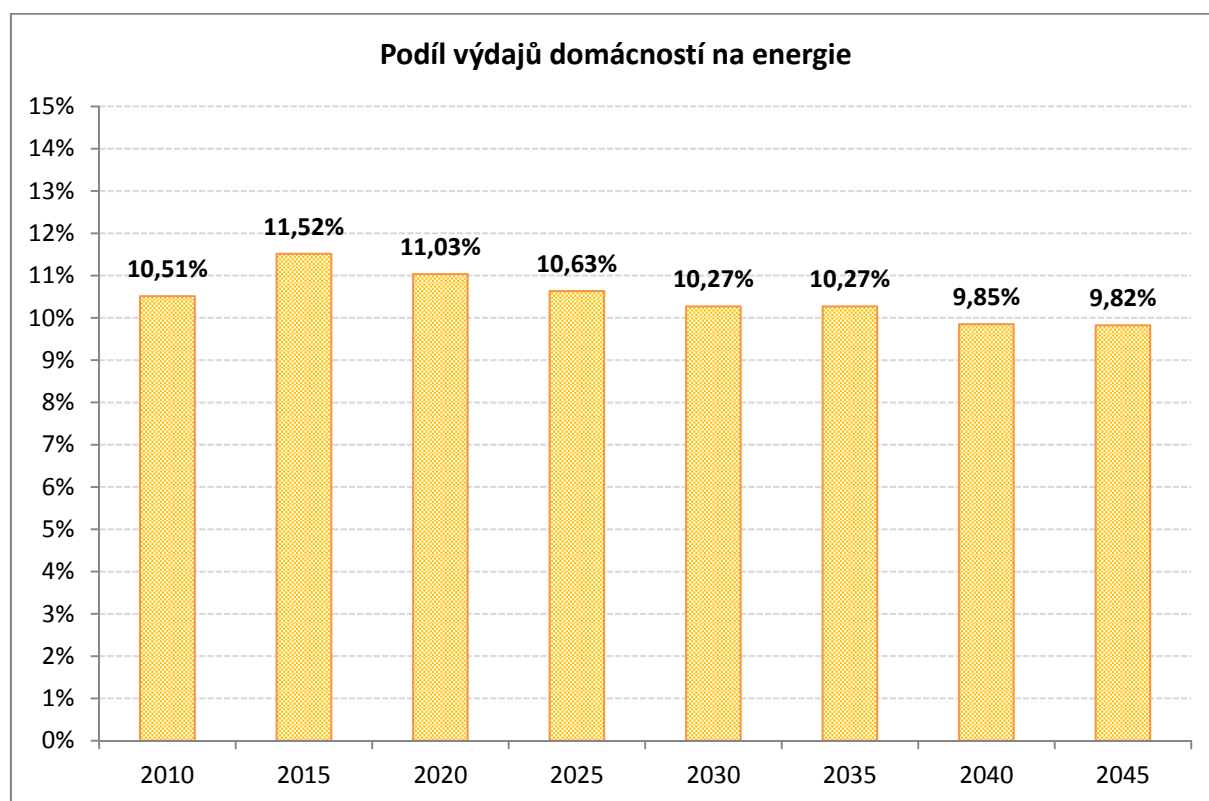
Graf č. 126: Diskontované náklady na zajištění energie



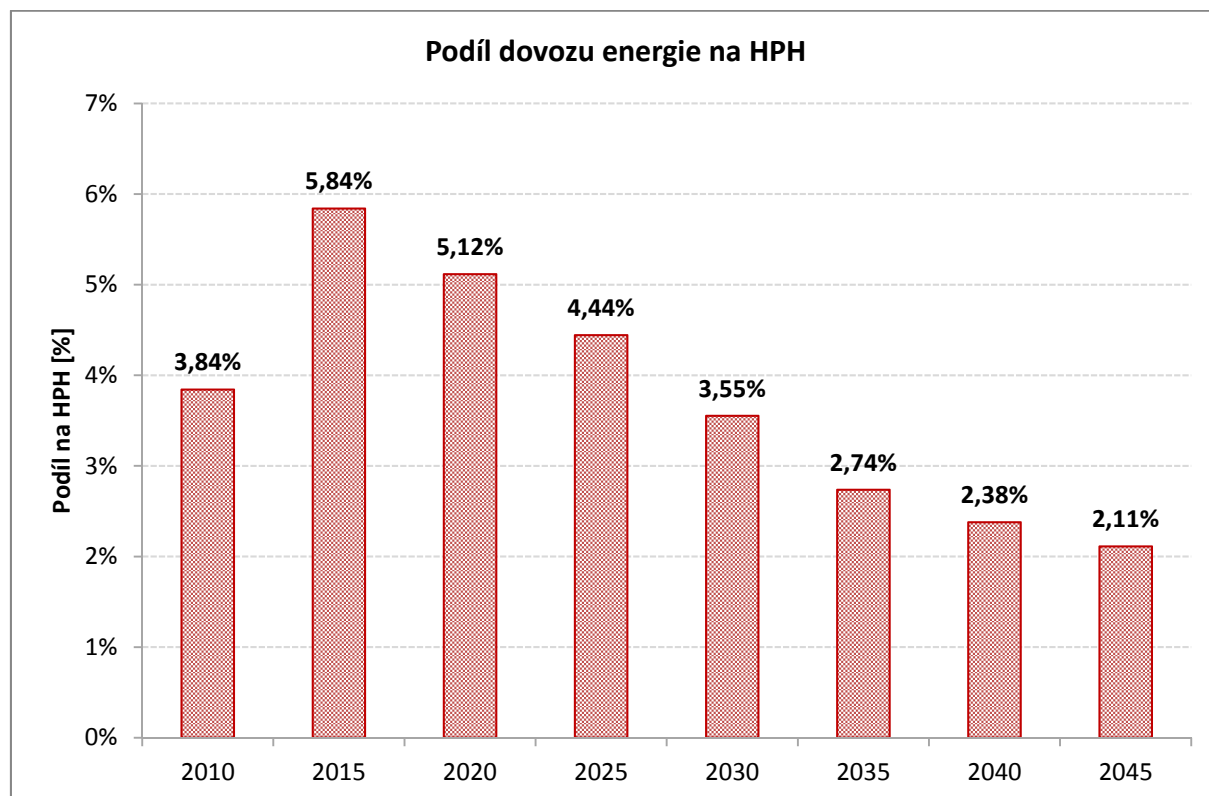
Graf č. 127: Konečné ceny elektřiny



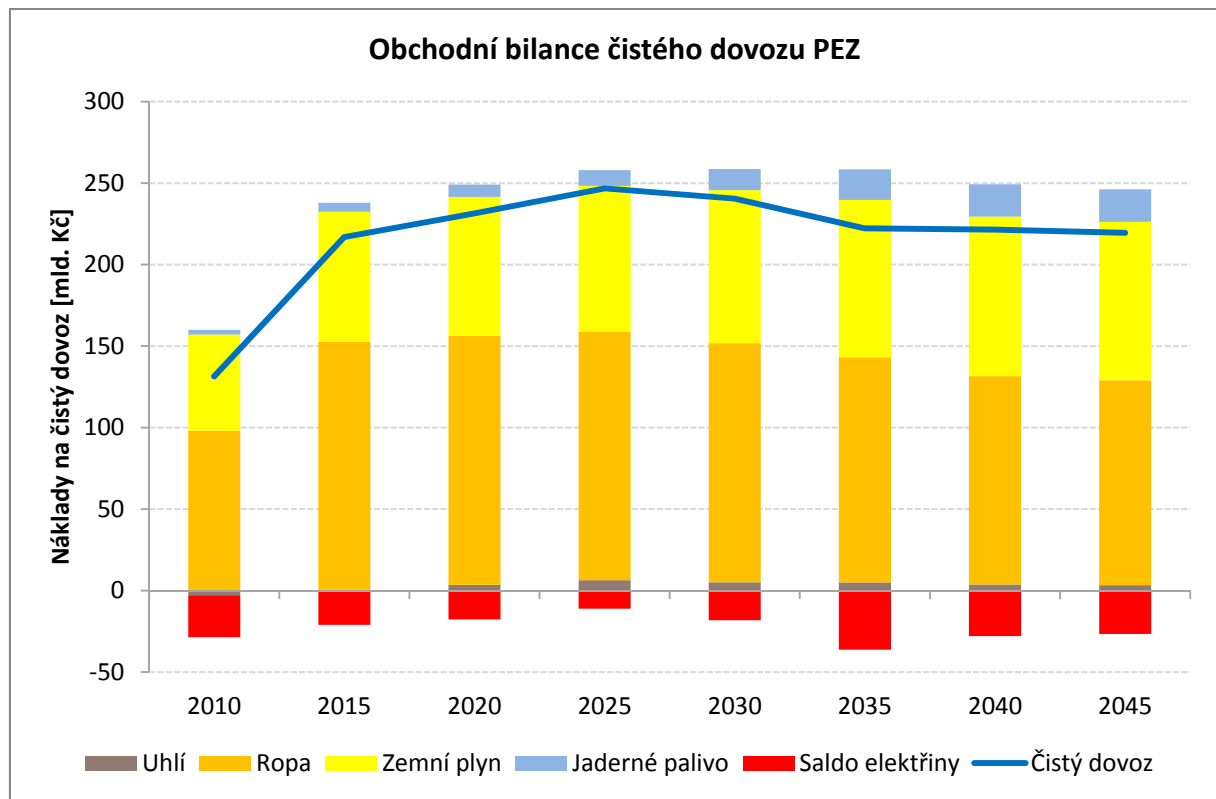
Graf č. 128: Podíl výdajů domácností na energii



Graf č. 129: Podíl dovozu energie na HPH

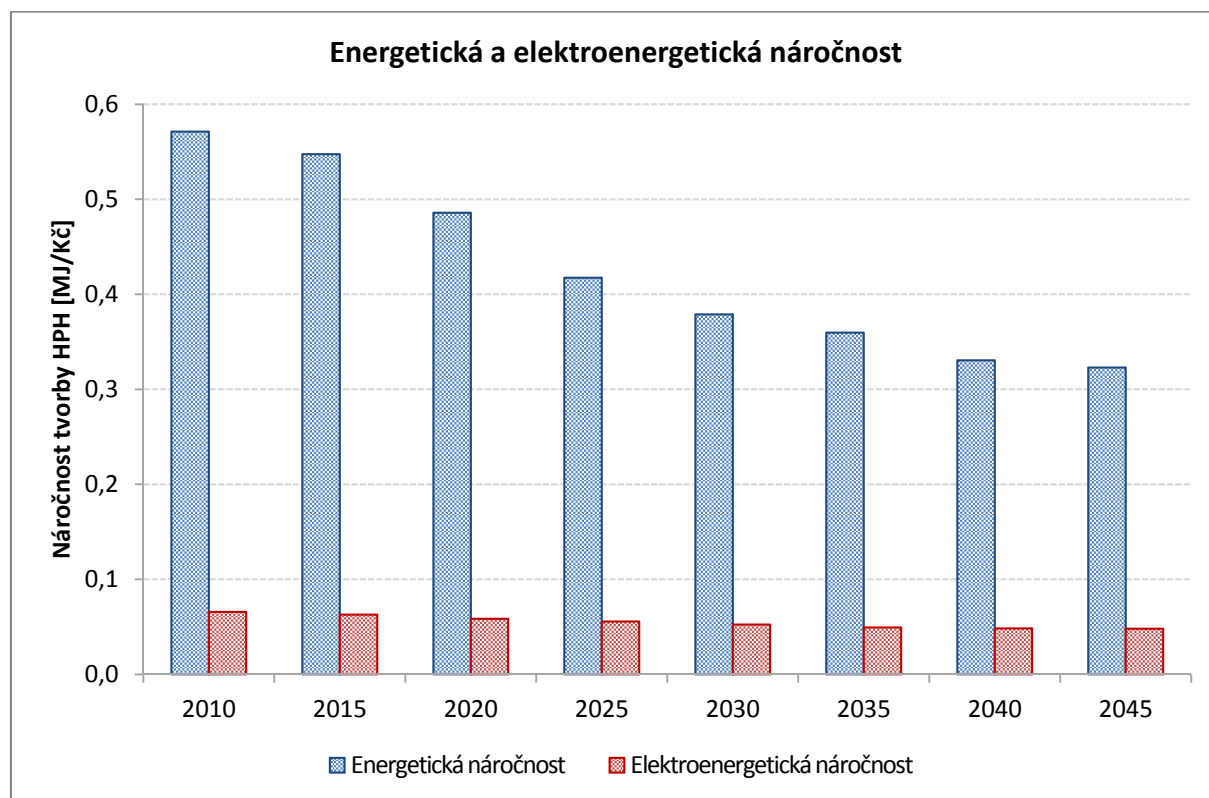


Graf č. 130: Obchodní bilance čistého dovozu PEZ

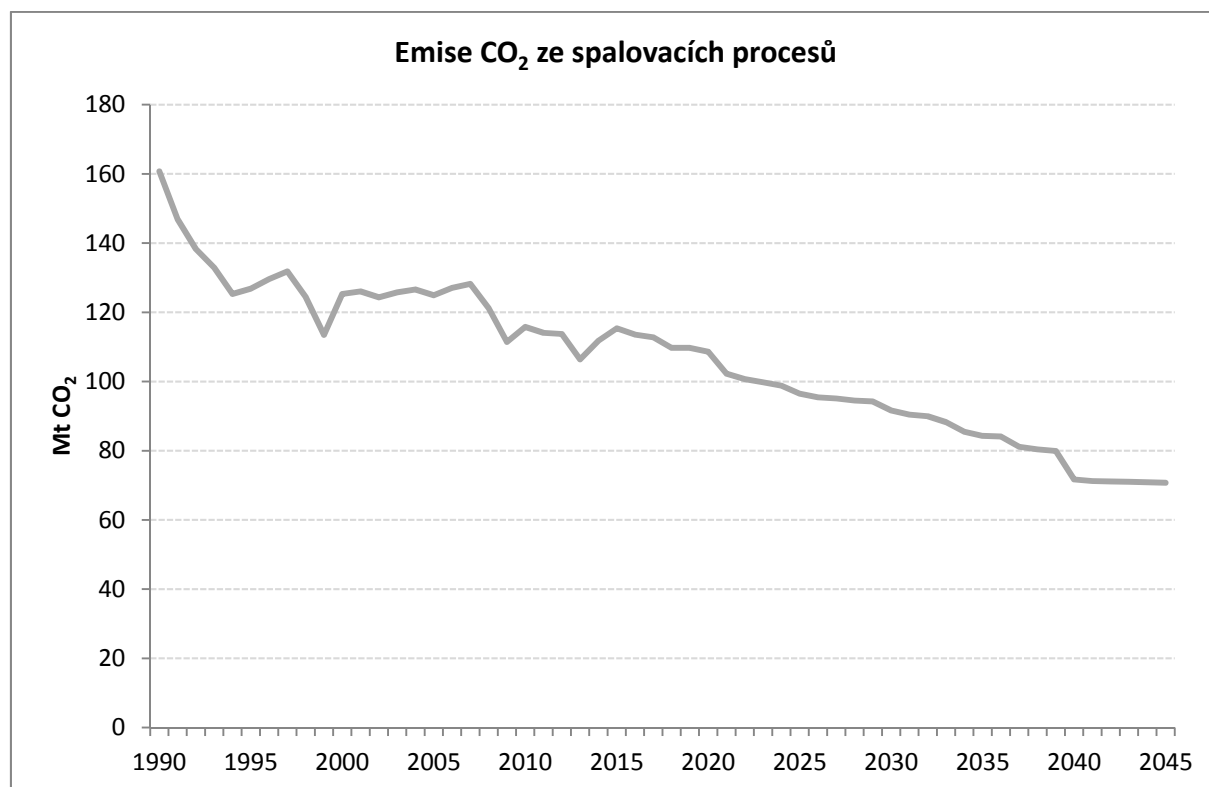


3.4.14 Ukazatele udržitelnosti - Bezpečný a soběstačný scénář

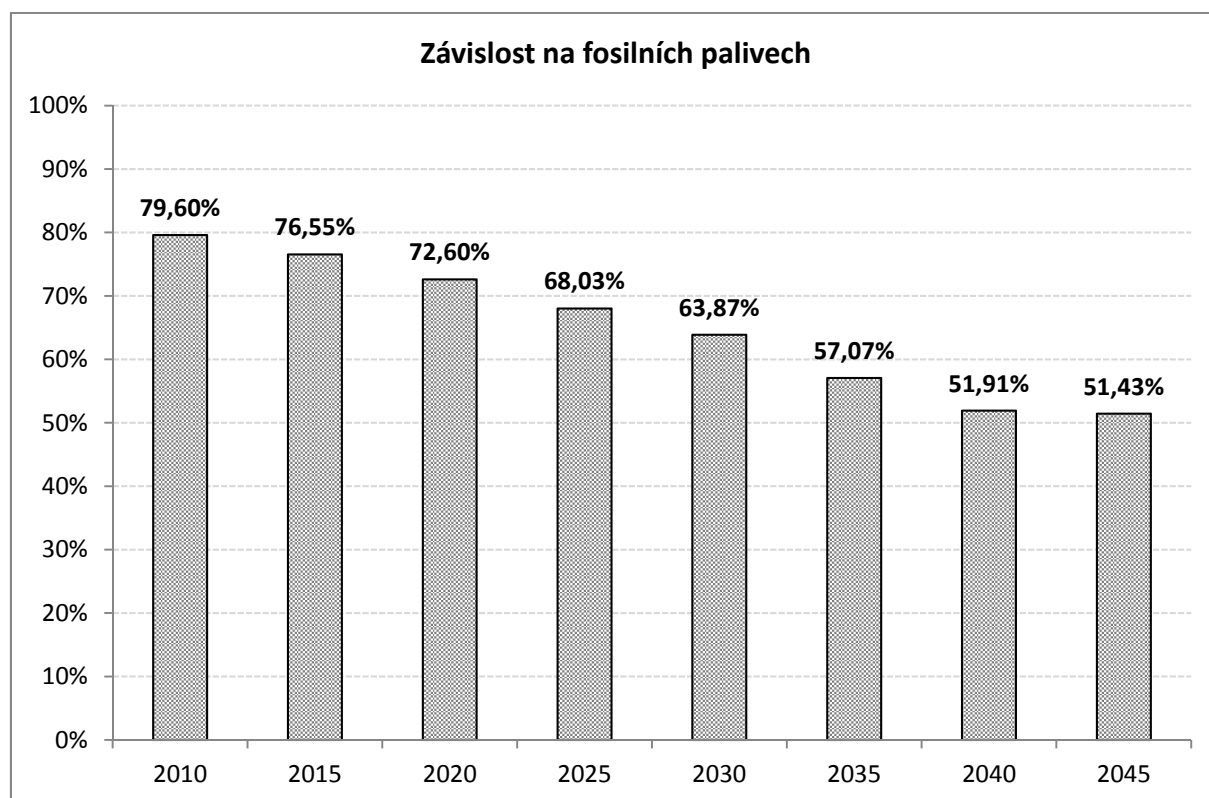
Graf č. 131: Energetická a elektroenergetická náročnost tvorby HPH



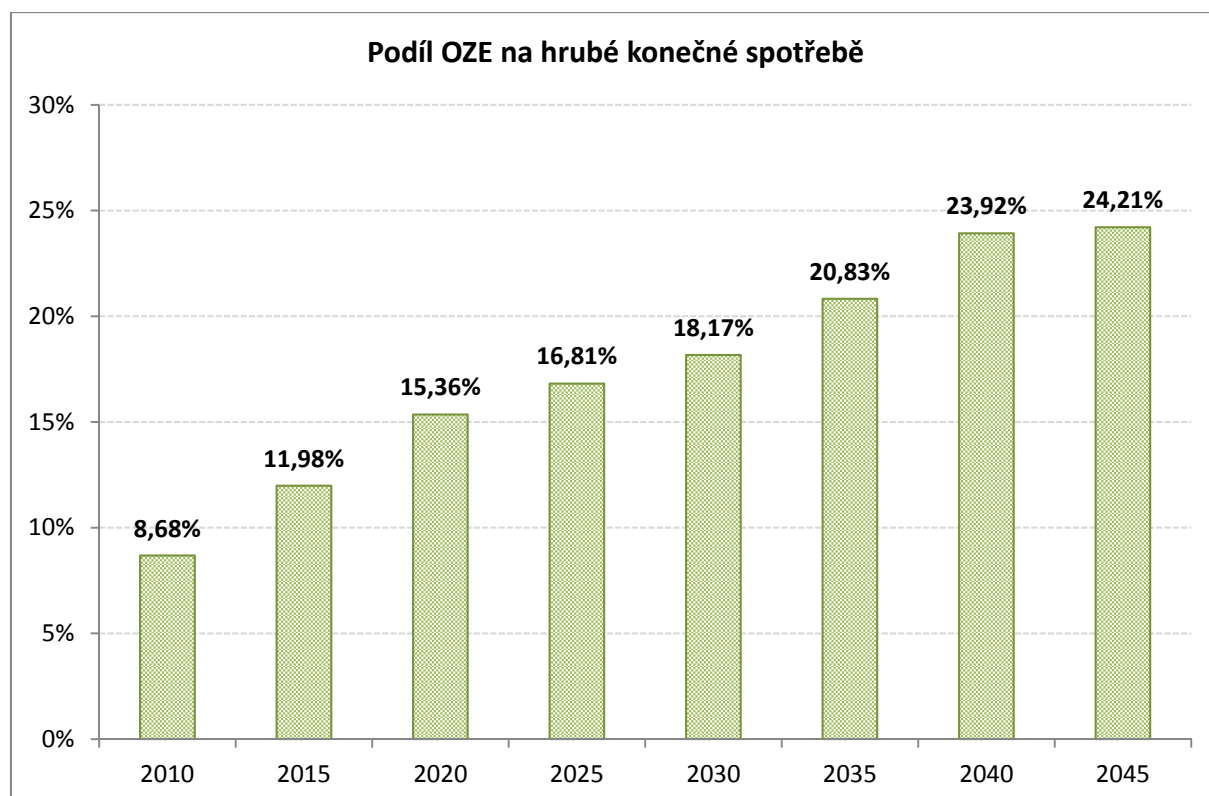
Graf č. 132: Emise CO₂



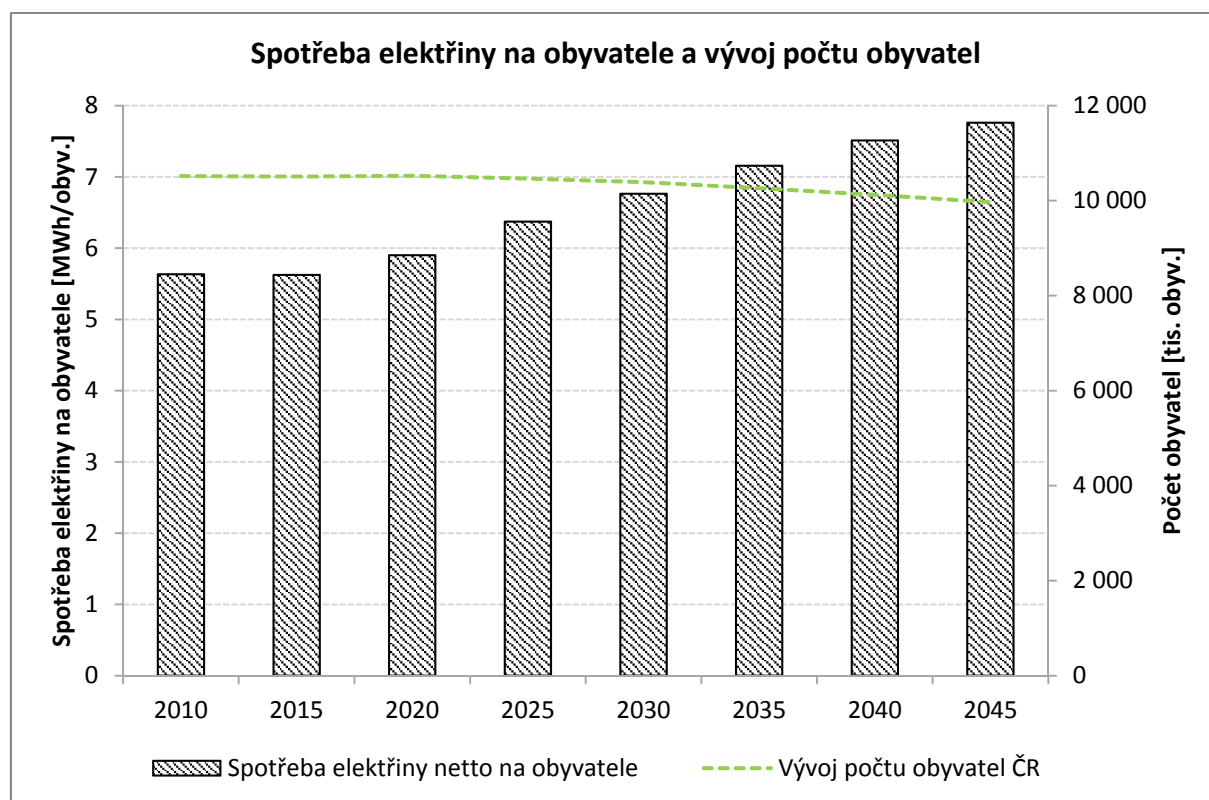
Graf č. 133: Závislost na fosilních palivech



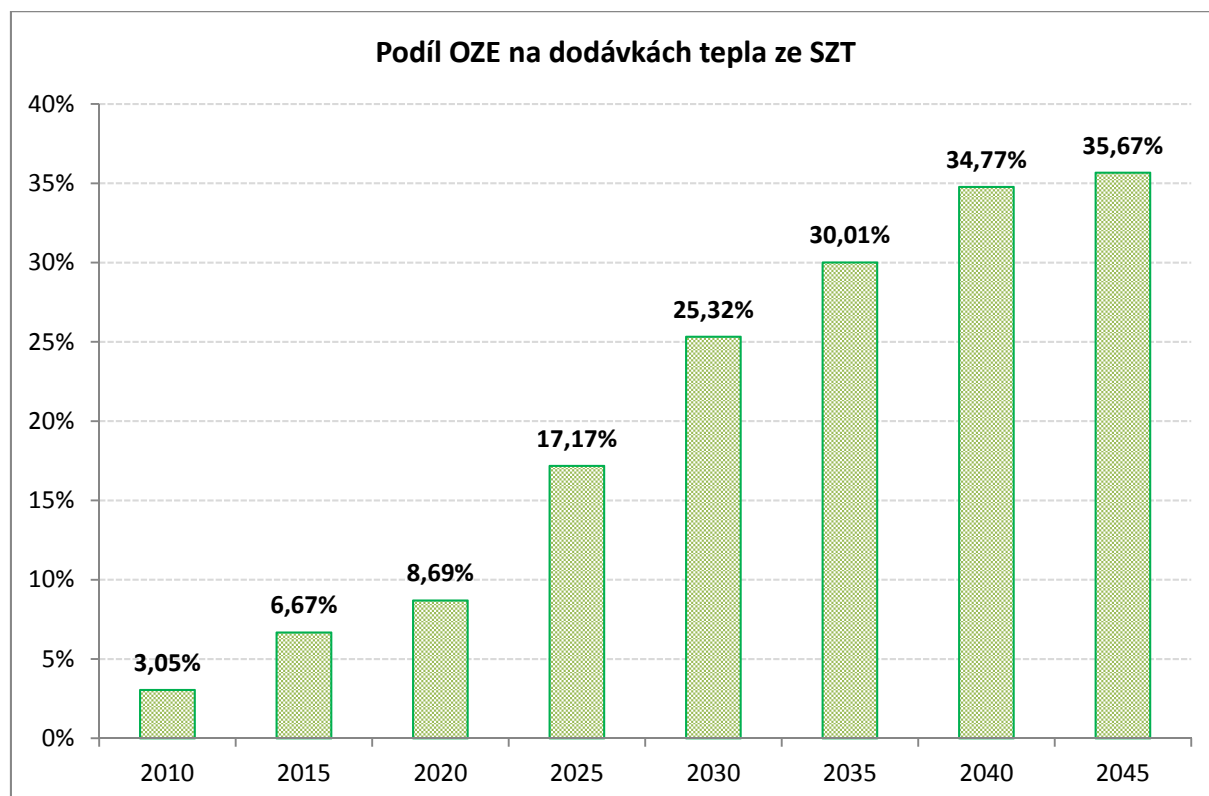
Graf č. 134: Podíl OZE na hrubé konečné spotřebě



Graf č. 135: Spotřeba elektřiny na obyvatele a vývoj počtu obyvatel



Graf č. 136: Podíl OZE na dodávkách tepla ze SZT



3.5 Konvenční ekonomický scénář

Stručný popis

Scénář klade důraz na maximální ekonomickou a nákladovou efektivitu realizovaných opatření realizovaných komerčními subjekty, nicméně při existenci státní internistické energetické politiky v případě hrozby neplnění některého z trojice cílů energetické politiky.

Strukturální reforma EU ETS není dostatečná pro cenu uhlíku pro motivaci do investic do nízkoemisních zdrojů a pro zachování dostatečné výrobní kapacity a regulační energie dochází k rozdělení „Energy Only Market“ a k rozvoji paralelního trhu s kapacitními platbami.

Dojde k recertifikaci JEDU až do let 2045-2047, tj. do její maximální technické životnosti. S ohledem na jejich odstavení bude, jako náhrada, na konci 4. dekády postupně připraven k provozu nový jaderný zdroj, za účelem pokrytí domácí poptávky. Bezpečná úroveň dovozu elektrické energie je povolena s maximálním limitem importu o velikosti 15 TWh, přičemž se po většinu doby předpokládá vyrovnané saldo. Při dovozu elektřiny spoléhá scénář na liberalizovaný trh a na import elektřiny z levnějších německých OZE.

Scénář předpokládá prolomení ÚEL, ale i v tomto scénáři je uhlí bráno primárně jako strategická zásoba a je využíváno primárně pro SZT. Rozvoj OZE bude pokračovat tak, aby byly naplněny závazky ČR do roku 2020, následující rozvoj již bude pouze za podmínky jejich tržní konkurenceschopnosti.

Opatření na podporu zvyšování energetické účinnosti a realizaci úspor jsou činěna s důrazem na jejich celkovou návratnost. Strukturální změny v sektoru dopravy jsou rovněž omezené vlivem nedostatku státních pobídek k přechodu na jiná než kapalná paliva, případně na zvyšování účinnosti motorů.

Scénář představuje dlouhodobě udržitelný scénář vývoje energetiky za předpokladu dostatku výrobních kapacit v zahraničí (zajištěných kapacitními mechanismy) při relativně stabilních cenách elektrické energie za rozvinutí trhu s kapacitami. Je uchováno know-how a průmyslové know-how ČR, ale pouze za předpokladu jasně deklarované a realizované strategie rozvoje jaderné energetiky, která počítá s pozdější dostavbou nového jaderného zdroje.

3.5.1 Předpoklady Konvenčního a ekonomického scénáře

Jaderná energetika:

- ➔ Předpokládá se zvýšení instalovaného výkonu JETE 1,2 do roku 2025 na úroveň 2 300 MW (2x1 150 MW) díky využití projektových rezerv.
- ➔ Je uvažována výstavba nového jaderného bloku o instalovaném výkonu na úrovni 1 600 MW a jeho uvedení do provozu v roce 2038.
- ➔ Předpokládá se recertifikace JEDU 1-4 za rok 2040, nebo případné nahrazení JEDU 1-4 novým jaderným blokem JEDU 5.

Uhelné zdroje:

- ➔ Předpokládá se prolomení územně ekologických limitů těžby na lomech Bílina a ČSA.
- ➔ Na lomu ČSA se však po roce 2023 uvažuje s pokračováním těžby pouze řádově stejným tempem jako do roku 2023, případně nižším tempem v souladu se zachováním zásob uhlí jako strategické suroviny a s možnostmi splnění dekarbonizačních závazků ČR
- ➔ Předpokládá se ukončení provozu elektrárny Dětmarovice po roce 2035, z hlediska ekonomické nevýhodnosti udržování vysoké míry dovozu hnědého uhlí.

Soustavy zásobování tepelnou energií:

- ➔ Předpokládá se vyšší pokles dodávek tepla ze SZT, především kvůli nízkému počtu dodatečných zařízení pro energetické využití odpadu.
- ➔ Je uvažován vyšší podíl tepelných čerpadel a solárních kolektorů pro vytápění jako případná náhrada zdrojů SZT.

Doprava:

- ➔ Předpokládá se vývoj v oblasti elektromobility v souladu s nízkým scénářem zpracovaným společností EGÚ Brno, a.s.

Obnovitelné zdroje energie:

- ➔ Předpokládá se nižší úroveň využití OZE, zejména fotovoltaických, větrných elektráren a zdrojů spalujících biomasu.
- ➔ Je uvažována výstavba 4 nových spaloven komunálního odpadu, vyjma stávajících a zdroje ZEVO Chotíkov, do roku 2040.

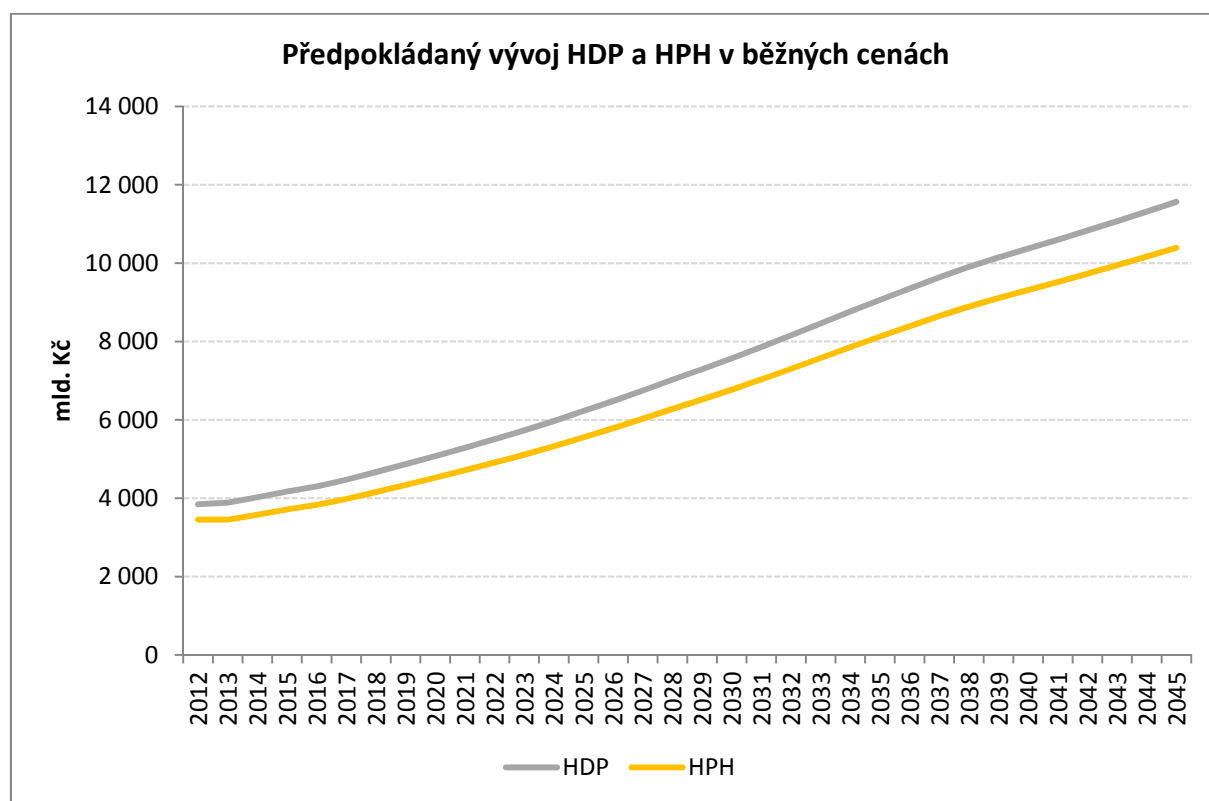
Bilance výroby elektrické energie v ES ČR:

- ➔ Po celé sledované období se předpokládá mírný přebytek výroby elektřiny nad spotřebu, ale bez exportního potenciálu.

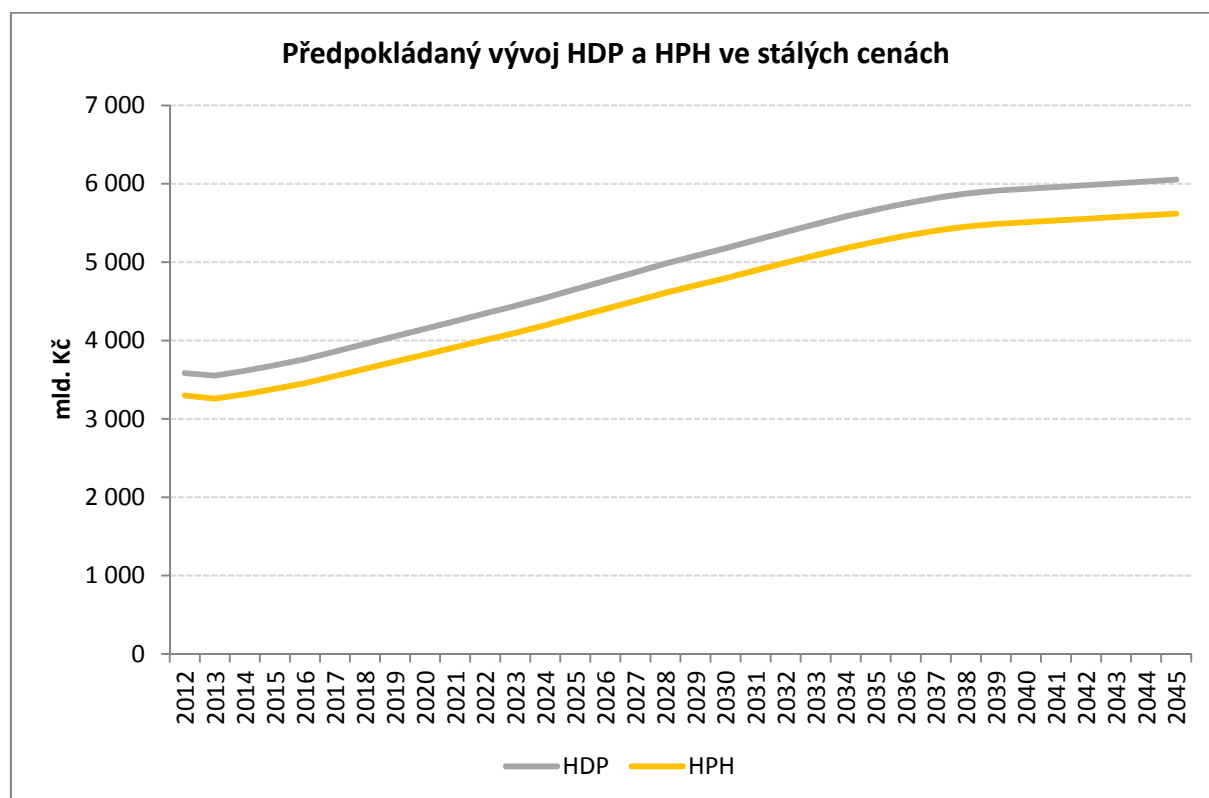
Ekonomický růst a spotřeba elektřiny:

- ➔ Předpokládá se vysoké tempo růstu HDP a HPH České republiky.
- ➔ Je uvažována vysoká míra elektroenergetických úspor, která v kombinaci s předpokladem vysokého ekonomického růstu znamená uplatnění referenčního scénáře spotřeby elektřiny podle predikcí MPO.

Graf č. 137: Předpokládaný vývoj HDP a HPH v běžných cenách



Graf č. 138: Předpokládaný vývoj HDP a HPH ve stálých cenách



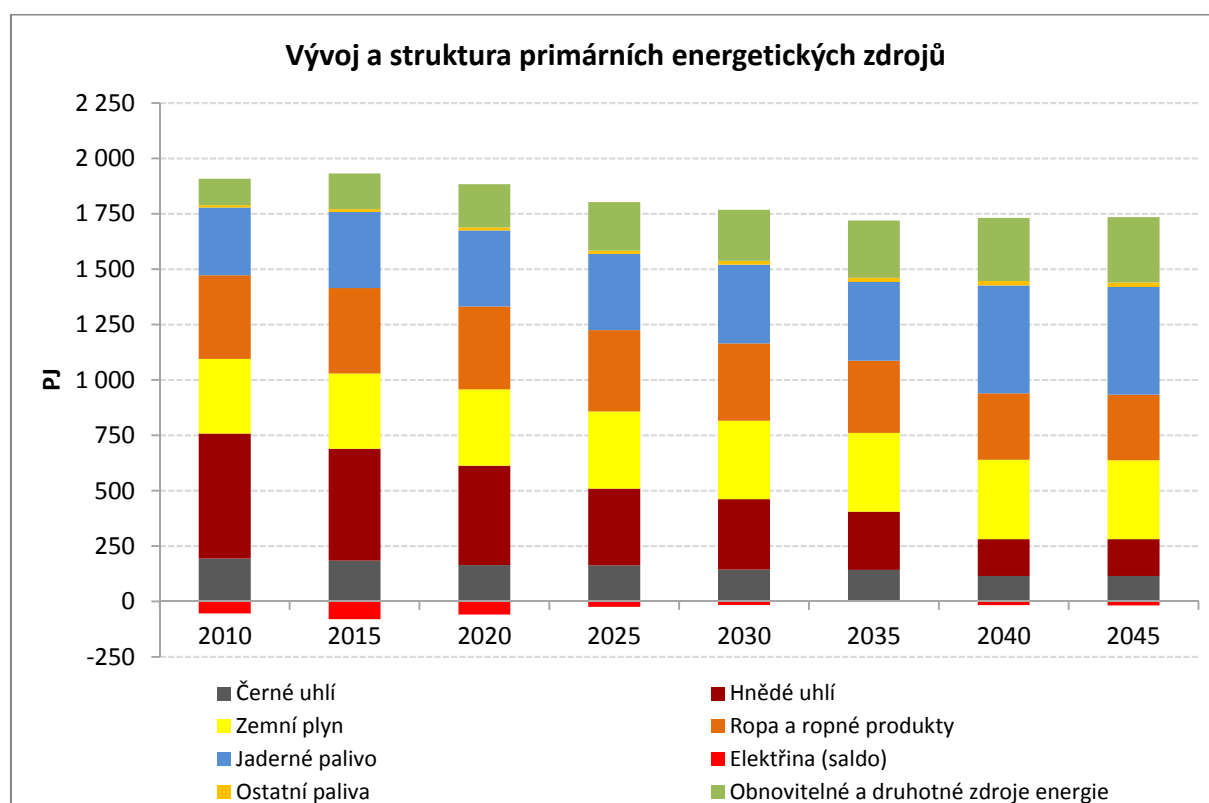
3.5.2 Vývoj a struktura primárních energetických zdrojů (PEZ)

Tabulka č. 41: Vývoj a struktura primárních energetických zdrojů

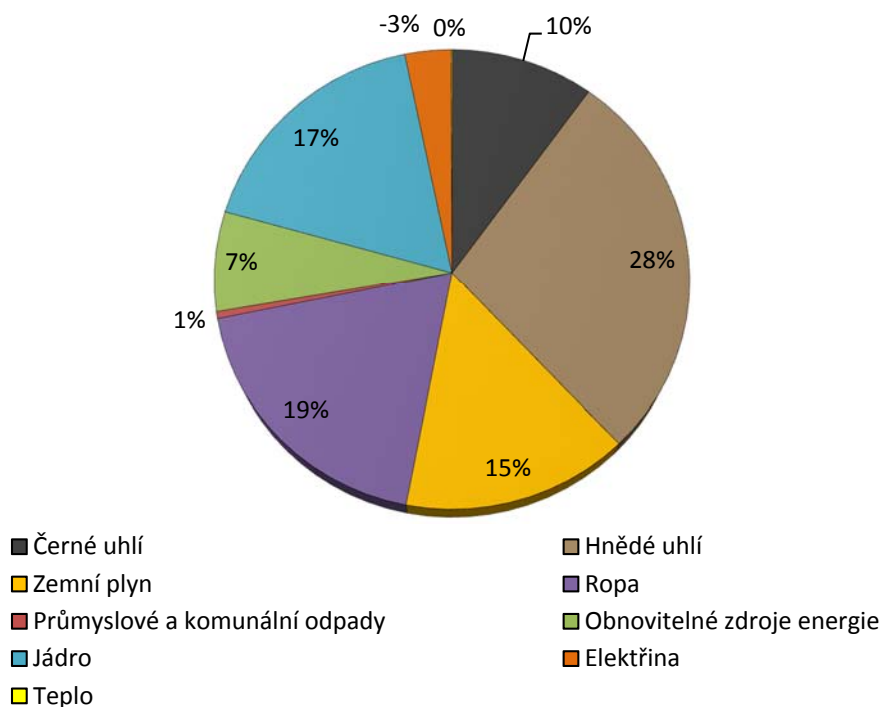
PEZ		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Černé uhlí	PJ	194,3	184,6	164,2	163,2	143,9	142,4	115,3	115,3
Hnědé uhlí	PJ	564,3	505,2	448,8	346,3	318,0	263,6	165,8	165,8
Zemní plyn	PJ	336,1	338,9	344,5	348,6	354,3	355,5	358,8	356,7
Ropa a rop. produkty	PJ	378,4	385,8	374,2	366,8	348,7	325,5	300,0	295,6
Jaderné palivo	PJ	305,4	343,6	343,6	343,6	355,4	355,4	486,4	486,4
Elektřina (saldo)	PJ	-53,8	-80,1	-58,8	-24,4	-15,5	-0,3	-16,6	-17,6
Ostatní paliva	PJ	10,5	12,9	13,5	15,1	17,5	18,9	20,4	20,4
OZE a druhotné zdroje	PJ	119,1	161,4	195,0	218,9	230,3	258,7	284,7	294,6
PEZ celkem	PJ	1 854,3	1 852,3	1 824,9	1 778,2	1 752,5	1 719,7	1 714,72	1 717,3

Pozn.: ostatní paliva – degazační plyn, průmyslové odpady a alternativní paliva, tuhý komunální odpad (neobnovitelný)

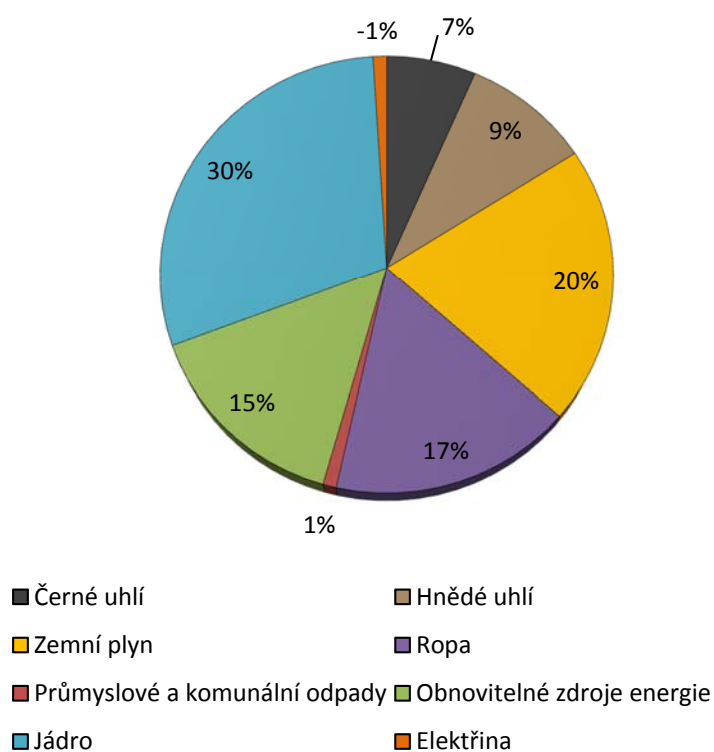
Graf č. 139: Vývoj a struktura primárních energetických zdrojů



Graf č. 140: Primární energetické zdroje ČR v % (předběžné 2012, IEA)



Graf č. 141: Primární energetické zdroje ČR v % (rok 2045) – konvenční ekonomický scénář



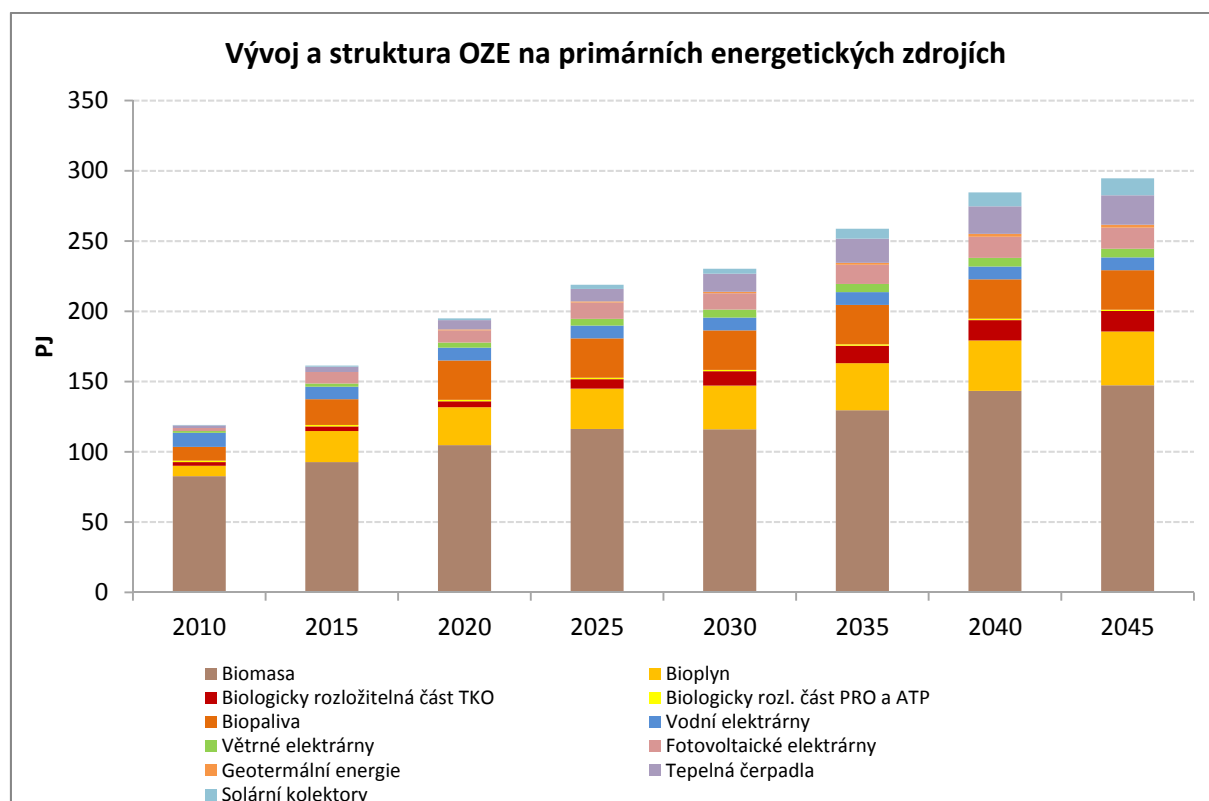
3.5.3 Vývoj a struktura OZE na primárních energetických zdrojích

Tabulka č. 42: Vývoj a struktura OZE na primárních energetických zdrojích

Obnovitelné a druhotné zdroje energie		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Biomasa	PJ	82,7	92,7	104,7	116,2	116,0	129,6	143,4	147,4
Bioplyn	PJ	7,4	22,1	27,1	28,8	31,1	33,5	35,9	38,2
Biologicky rozložitelná část TKO	PJ	2,6	3,3	4,2	6,7	10,2	12,4	14,5	14,5
Biologicky rozložitelná část PRO a ATP	PJ	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Biopaliva	PJ	9,8	18,3	28,1	28,1	28,1	28,1	28,1	28,1
Vodní elektrárny	PJ	10,0	8,9	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1
Větrné elektrárny	PJ	1,2	2,3	3,6	4,8	5,8	5,8	6,2	6,2
Fotovoltaické elektrárny	PJ	2,2	8,2	8,7	11,6	11,6	13,6	15,1	15,1
Geotermální energie	PJ	0,0	0,0	0,7	0,9	1,1	1,4	2,1	2,1
Tepelná čerpadla	PJ	1,8	3,7	6,6	8,9	12,9	17,2	19,5	21,0
Solární kolektory	PJ	0,4	0,8	1,4	3,0	3,5	7,0	10,0	12,0
Obnovitelné a druhotné zdroje energie	PJ	119,1	161,4	195,0	218,9	230,3	258,7	284,7	294,6

Pozn.: TKO – tuhý komunální odpad, PRO – průmyslové odpady, ATP – alternativní paliva

Graf č. 142: Vývoj a struktura OZE na primárních energetických zdrojích



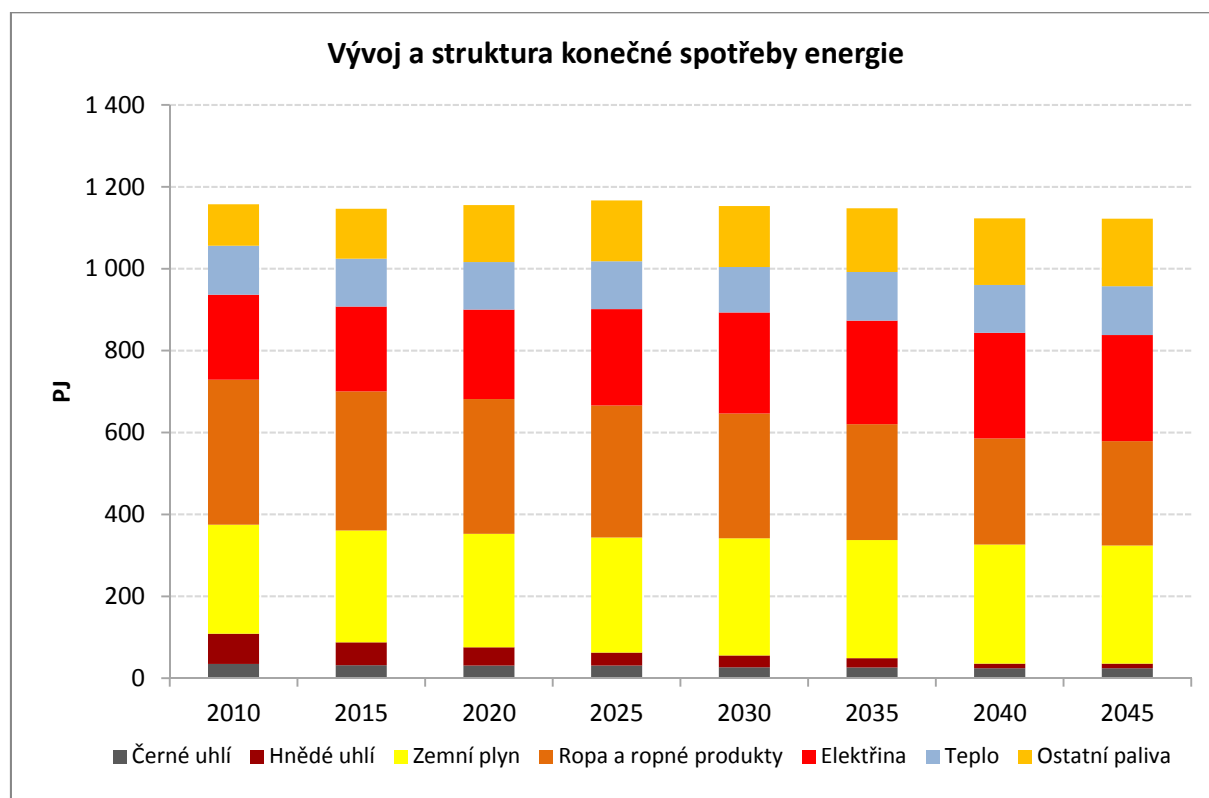
3.5.4 Vývoj a struktura konečné spotřeby energie

Tabulka č. 43: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie

Konečná spotřeba		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Černé uhlí	PJ	35,0	31,8	30,9	30,8	26,7	26,4	24,5	24,5
Hnědé uhlí	PJ	73,8	56,0	44,8	32,0	29,0	22,5	11,2	11,2
Zemní plyn	PJ	266,1	272,9	276,9	280,7	286,1	288,6	290,9	288,6
Ropa a ropné produkty	PJ	354,1	339,9	329,1	322,6	304,8	282,7	259,2	254,9
Elektřina	PJ	207,6	207,1	218,7	235,3	246,5	253,2	257,9	258,8
Teplo	PJ	119,7	116,8	115,9	116,8	111,1	118,7	116,8	119,4
Ostatní paliva	PJ	101,2	122,0	139,3	148,7	149,0	155,5	162,6	165,0
Celkem	PJ	1 157,6	1 146,6	1 155,6	1 166,9	1 153,2	1 147,5	1 123,0	1 122,4
Bilanční položka *	PJ	25,8							
Celkem	PJ	1 131,8	1 146,6	1 155,6	1 166,9	1 153,2	1 147,5	1 123,0	1 122,4

* Ve výpočtu existují rozdílné metodiky mezi ČSÚ a MPO. Bilanční položka v roce 2010 slouží ke smazání toho rozdílu.

Graf č. 143: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie

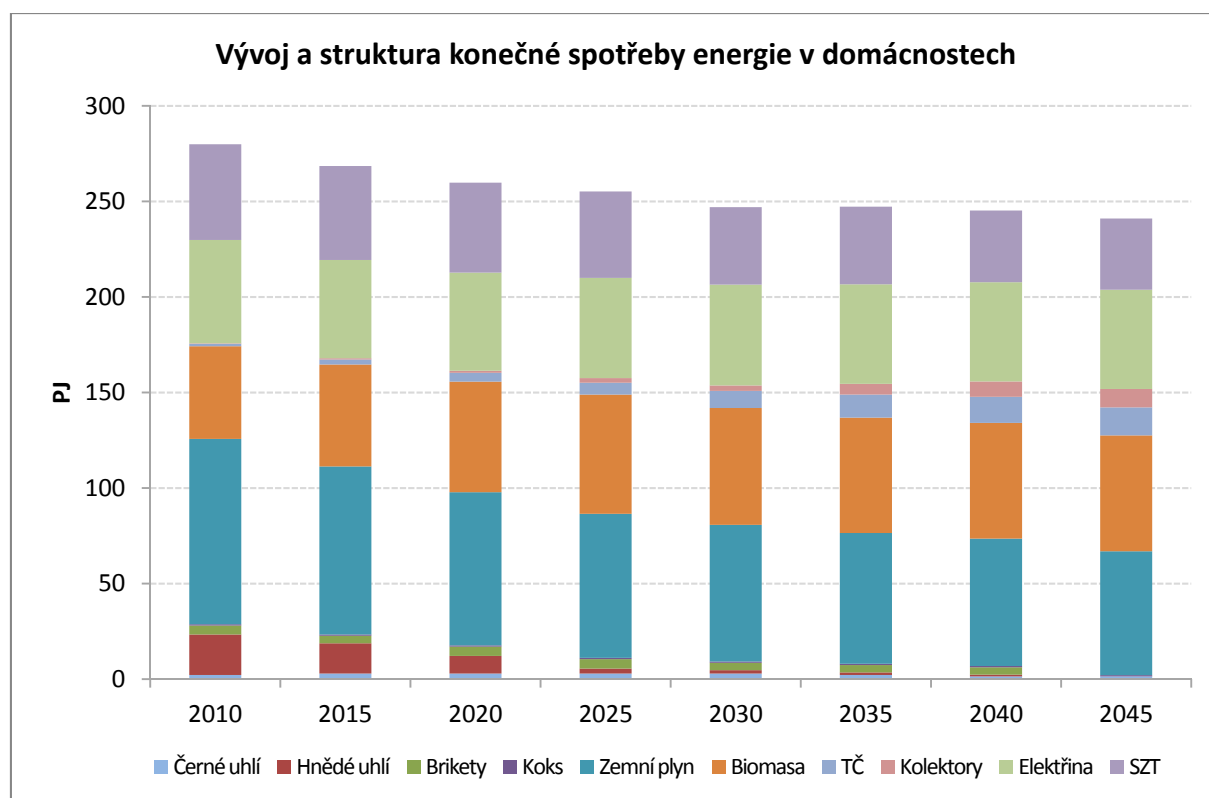


3.5.5 Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v domácnostech

Tabulka č. 44: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v domácnostech

Spotřeba energie v domácnostech		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Černé uhlí	PJ	2,2	2,9	2,9	2,9	2,9	2,2	1,5	1,5
Hnědé uhlí	PJ	21,1	15,8	9,2	2,6	1,8	1,3	0,9	0,0
Brikety	PJ	4,8	3,9	4,9	4,9	3,9	3,9	3,9	0,0
Koks	PJ	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Zemní plyn	PJ	96,9	88,0	80,1	75,4	71,5	68,4	66,6	64,8
Biomasa	PJ	48,5	53,3	57,9	62,4	61,2	60,4	60,6	60,6
Tepelná čerpadla	PJ	1,2	2,6	4,6	6,2	9,0	12,0	13,7	14,7
Kolektory	PJ	0,3	0,6	1,1	2,4	2,8	5,6	8,0	9,6
Elektřina	PJ	54,1	51,5	51,4	52,4	52,8	52,1	51,9	51,9
SZT	PJ	50,1	49,2	47,0	45,3	40,6	40,6	37,6	37,3
Spotřeba energie v domácnostech	PJ	279,9	268,5	259,8	255,2	247,0	247,2	245,2	241,0

Graf č. 144: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v domácnostech

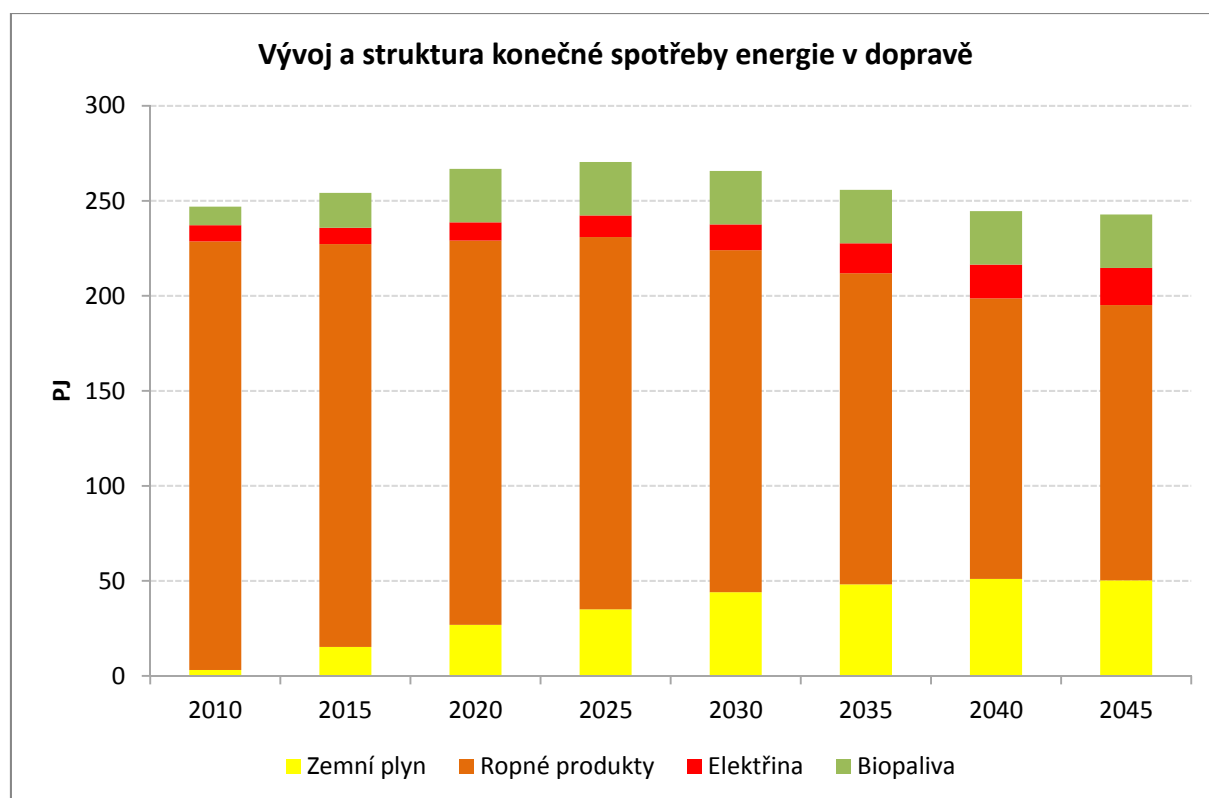


3.5.6 Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v dopravě

Tabulka č. 45: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v dopravě

Doprava		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Zemní plyn	PJ	3,1	15,3	26,8	35,1	44,1	48,1	51,1	50,3
Ropné produkty	PJ	225,6	212,0	202,2	195,9	180,0	163,8	147,6	144,9
Elektřina	PJ	8,5	8,6	9,7	11,4	13,6	15,7	17,8	19,5
Biopaliva	PJ	9,8	18,3	28,1	28,1	28,1	28,1	28,1	28,1
Celkem doprava	PJ	246,9	254,2	266,8	270,4	265,7	255,8	244,6	242,8

Graf č. 145: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v dopravě

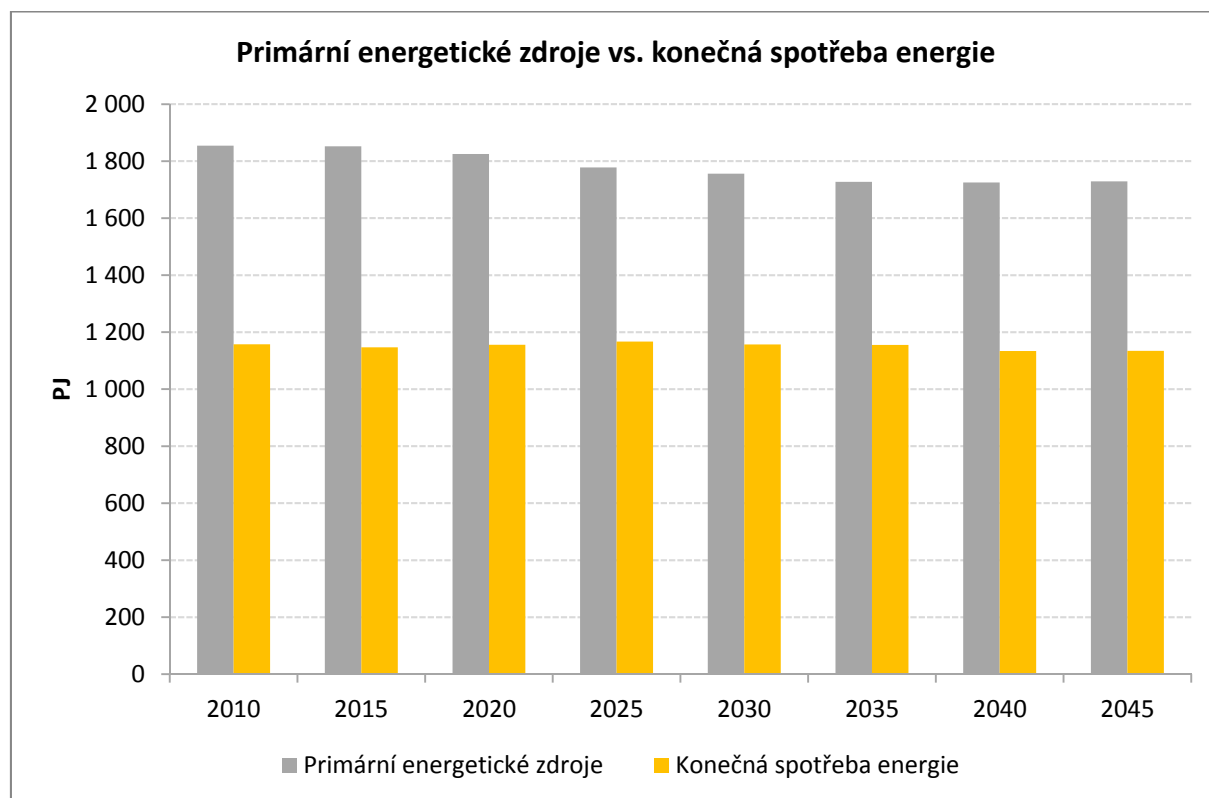


3.5.7 Primární energetické zdroje vs. konečná spotřeba energie

Tabulka č. 46: Primární energetické zdroje vs. konečná spotřeba energie

		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
PEZ	PJ	1 854,3	1 852,3	1 824,9	1 778,2	1 752,5	1 719,7	1 714,7	1 717,3
Konečná spotřeba	PJ	1 157,6	1 146,6	1 155,6	1 166,9	1 153,2	1 147,5	1 123,0	1 122,4

Graf č. 146: Primární energetické zdroje vs. konečná spotřeba energie



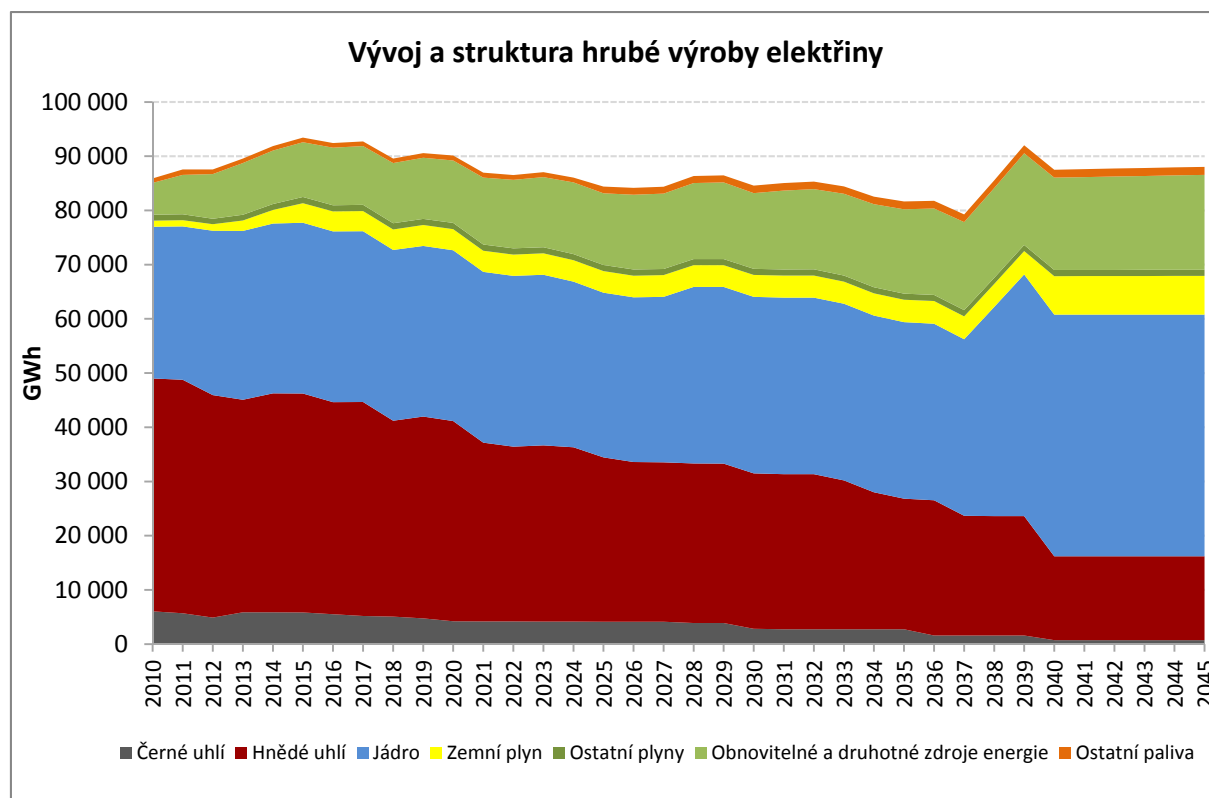
3.5.8 Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny

Tabulka č. 47: Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny

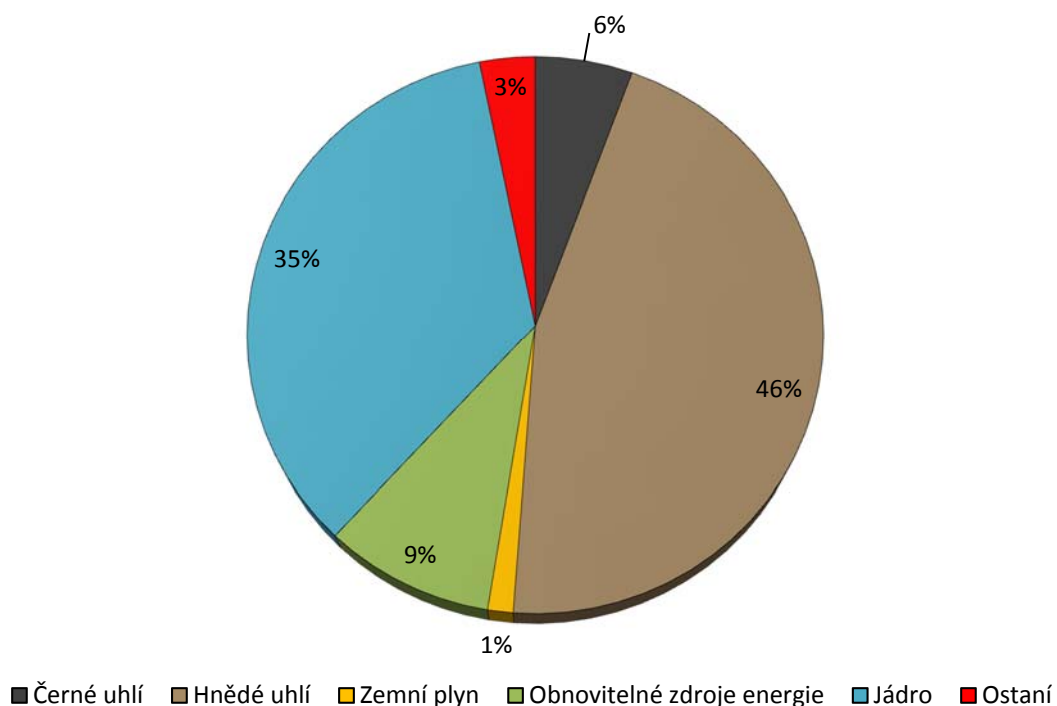
Hrubá výr.		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Černé uhlí	GWh	6 052,0	5 832,4	4 198,4	4 134,3	2 824,0	2 745,0	718,8	718,8
Hnědé uhlí	GWh	42 936,1	40 389,6	36 951,3	30 308,8	28 663,5	24 082,0	15 473,5	15 471,6
Zemní plyn	GWh	1 125,7	3 624,6	3 914,4	3 973,4	4 043,5	4 126,6	7 101,1	7 151,1
Ostatní pl.	GWh	1 080,4	1 130,5	1 130,5	1 130,5	1 130,5	1 130,5	1 130,5	1 130,5
Jádro	GWh	27 998,2	31 495,1	31 495,1	30 384,2	32 576,0	32 576,0	44 585,6	44 585,6
Ostatní pal.	GWh	814,8	848,6	906,0	1 224,3	1 377,9	1 425,9	1 473,9	1 473,9
OZE a DZ	GWh	5 902,8	10 122,3	11 531,7	13 237,4	13 953,4	15 562,6	17 033,2	17 505,2
Celkem	GWh	85 910,0	93 443,2	90 127,5	84 393,1	84 568,9	81 648,6	87 516,6	88 036,6

Pozn.: ostatní plyny – koksárenský, vysokopeční, degazační a ostatní
 ostatní paliva – ropné produkty, průmyslové odpady a alternativní paliva, tuhý komunální odpady (neobnov.), odpadní teplo

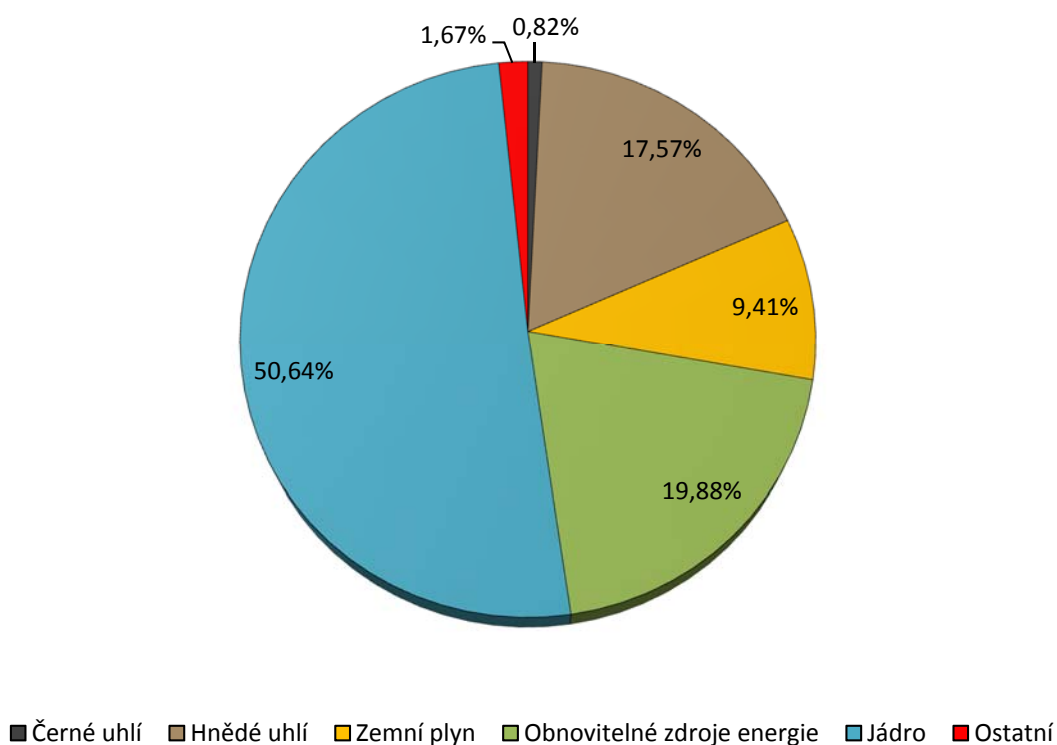
Graf č. 147: Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny



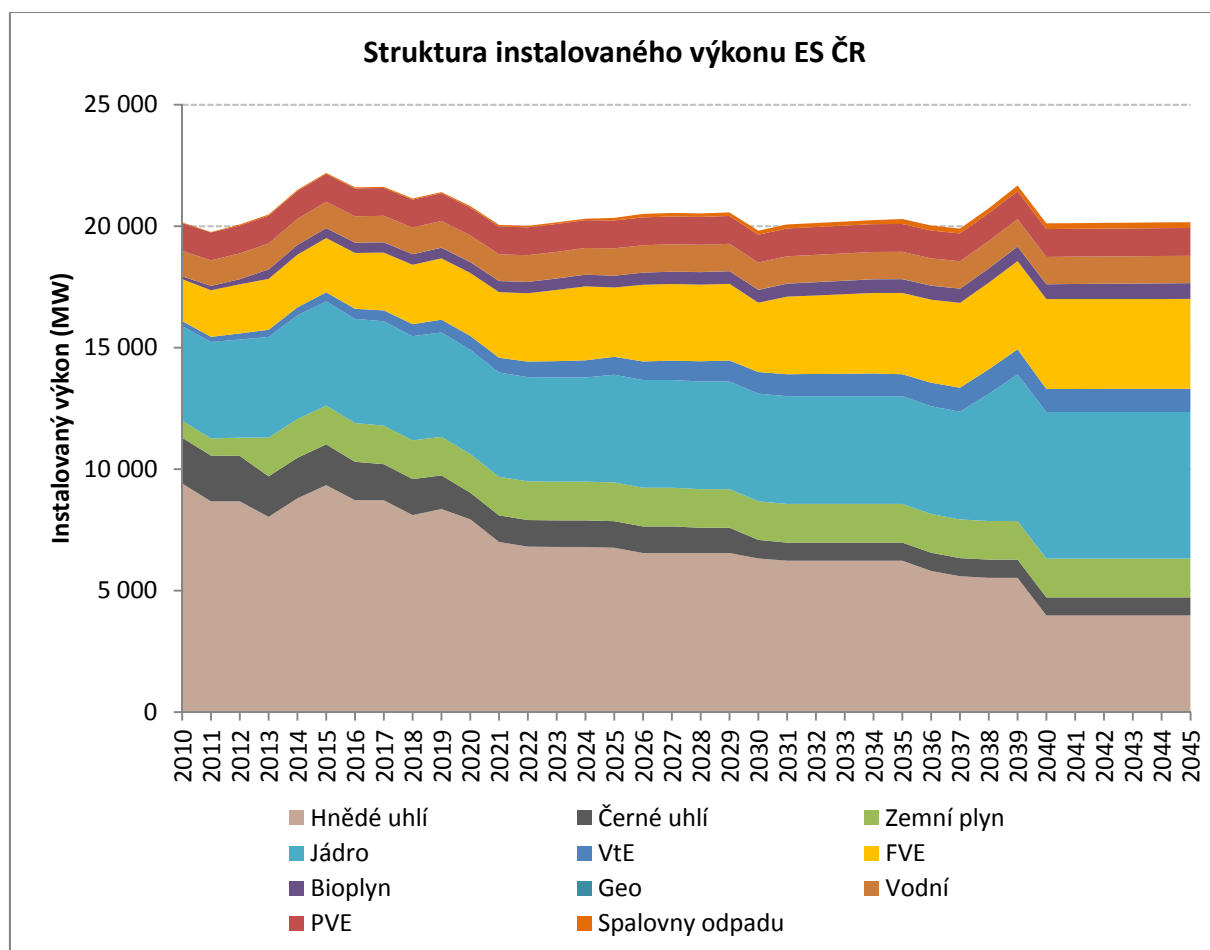
Graf č. 148: Hrubá výroba elektřiny v % (předběžné 2012, IEA)



Graf č. 149: Struktura hrubé výroby elektřiny v % (rok 2045) – konvenční ekonomický



Graf č. 150: Vývoj a struktura instalovaného výkonu ES ČR

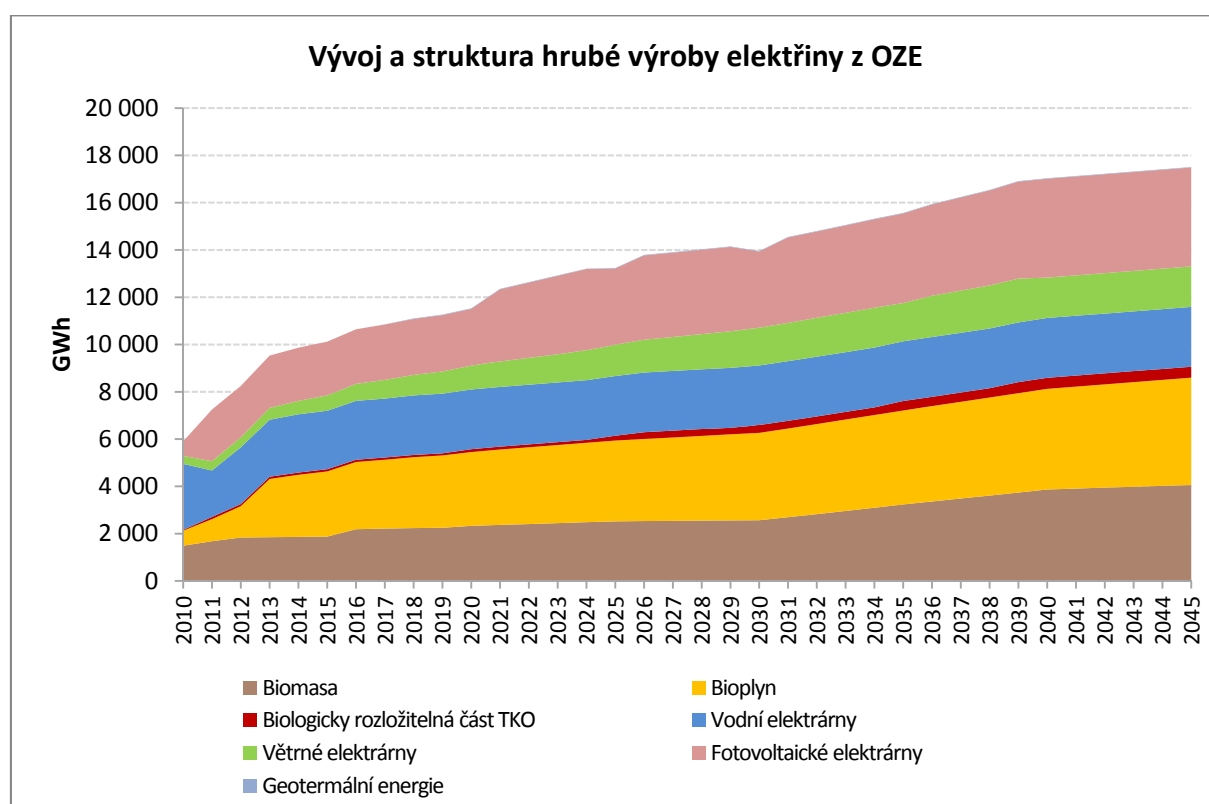


3.5.9 Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny z OZE

Tabulka č. 48: Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny z OZE

OZE		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Biomasa	GWh	1 492,0	1 878,9	2 331,0	2 523,2	2 569,5	3 238,3	3 869,7	4 059,9
Bioplyn	GWh	634,6	2 754,0	3 121,2	3 416,0	3 696,0	3 976,0	4 256,0	4 536,0
BRKO	GWh	35,6	91,2	121,0	204,7	322,6	394,6	466,6	466,6
VE	GWh	2 789,5	2 475,6	2 522,7	2 524,5	2 526,2	2 528,0	2 529,7	2 531,5
VTE	GWh	335,5	647,2	1 013,8	1 328,4	1 598,4	1 620,0	1 710,0	1 710,0
FVE	GWh	615,7	2 275,5	2 403,6	3 220,5	3 220,5	3 785,5	4 181,0	4 181,0
GEO	GWh	0,0	0,0	18,4	20,2	20,2	20,2	20,2	20,2
OZE celkem	GWh	5 902,8	10 122,3	11 531,7	13 237,4	13 953,4	15 562,6	17 033,2	17 505,2

Graf č. 151: Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny z OZE



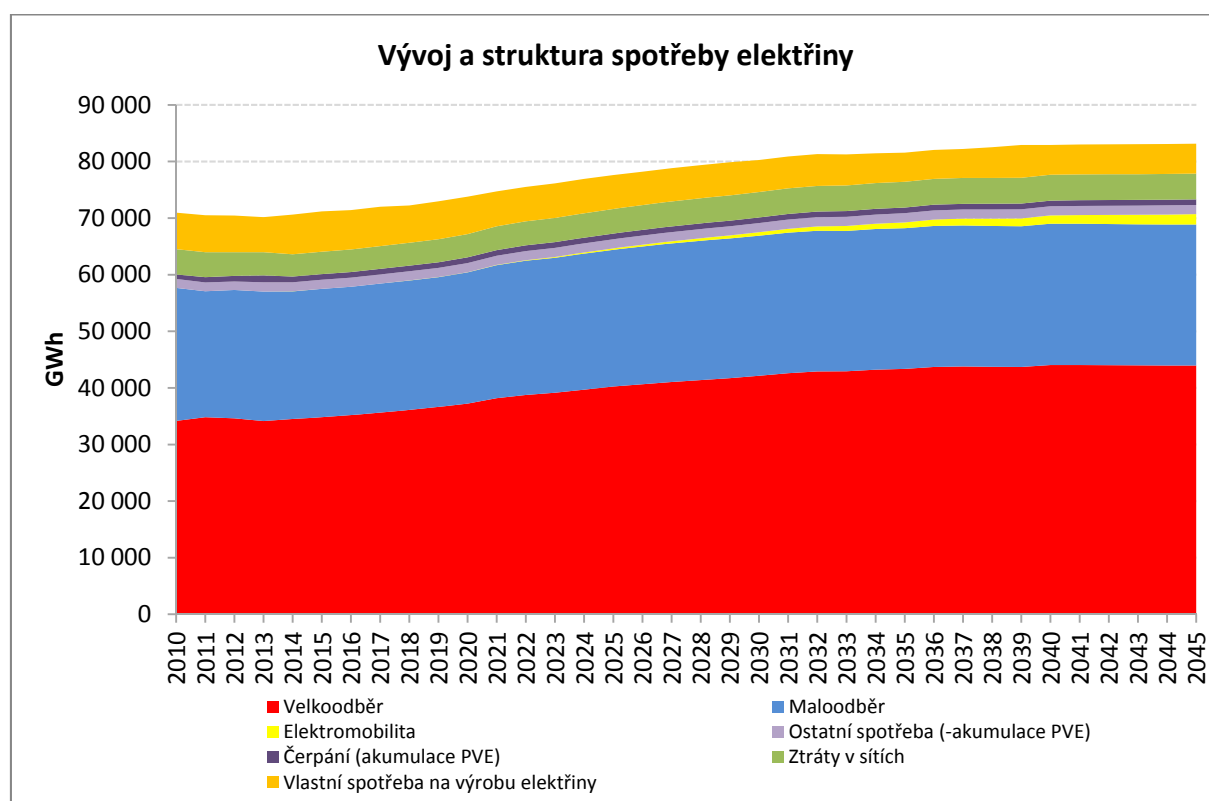
3.5.10 Vývoj a struktura spotřeby elektřiny

Tabulka č. 49: Vývoj a struktura spotřeby elektřiny

Spotřeba		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Velkoodběr	GWh	34 162	34 857	37 228	40 238	42 140	43 362	44 053	43 944
Maloodběr	GWh	23 506	22 644	23 178	24 196	24 744	24 844	24 957	24 931
Podnikatelé	GWh	8 478	8 342	8 910	9 630	10 085	10 378	10 543	10 517
Domácnosti	GWh	15 028	14 302	14 268	14 566	14 659	14 467	14 414	14 414
Ostatní spotřeba	GWh	1 587	1 600	1 620	1 620	1 620	1 620	1 620	1 620
Netto bez mobility	GWh	59 255	59 102	62 026	66 054	68 505	69 827	70 630	70 495
Elektromobilita	GWh	1	4	35	241	622	1 040	1 462	1 825
Spotřeba netto		59 255	59 106	62 061	66 295	69 126	70 867	72 092	72 320
Akumulace PVE	GWh	795	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
Ztráty v sítích	GWh	4 467	3 960	4 120	4 359	4 490	4 548	4 572	4 539
Vlastní spotřeba	GWh	6 446	7 127	6 604	5 957	5 636	5 157	5 254	5 301
Spotřeba brutto	GWh	70 963	71 193	73 786	77 611	80 253	81 572	82 918	83 160
Akumulace elektro*	GWh	0	20	308	682	964	1 081	1 178	1 178

* Podle předpokladu bude část spotřeby pokryta z akumulace. Kvůli specifickému charakteru této položky byla akumulace explicitně vydělena ze spotřeby.

Graf č. 152: Vývoj a struktura spotřeby elektřiny



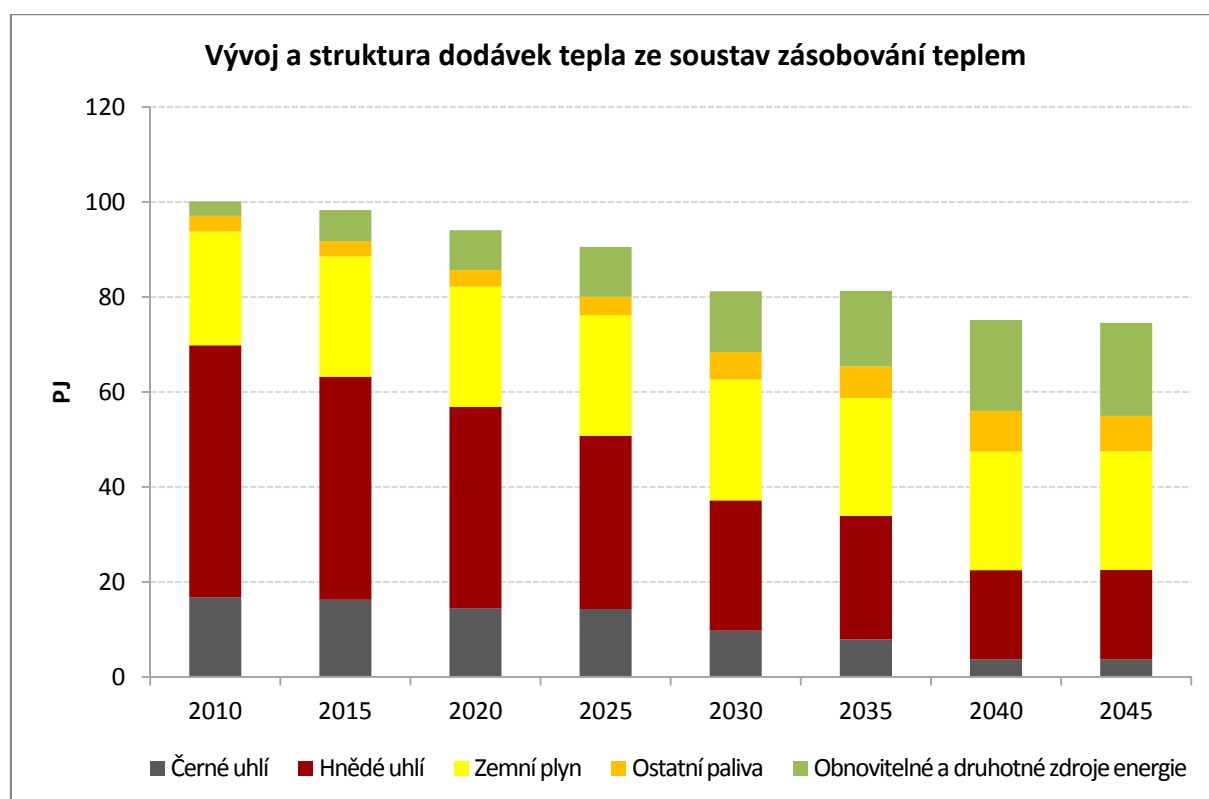
3.5.11 Vývoj a struktura dodávek tepla ze soustav zásobování teplem

Tabulka č. 50: Vývoj a struktura dodávek tepla ze soustav zásobování teplem

SZT		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Černé uhlí	PJ	16,8	16,3	14,5	14,3	9,8	7,9	3,7	3,7
Hnědé uhlí	PJ	53,0	47,0	42,4	36,5	27,4	26,0	18,8	18,8
Zemní plyn	PJ	24,0	25,3	25,3	25,4	25,4	24,8	25,0	25,0
Ostatní paliva	PJ	3,2	3,2	3,5	3,9	5,8	6,6	8,6	7,4
OZE	PJ	3,0	6,6	8,4	10,5	12,8	15,9	19,1	19,6
Celkem SZT	PJ	100,1	98,3	94,1	90,5	81,2	81,3	75,2	74,6

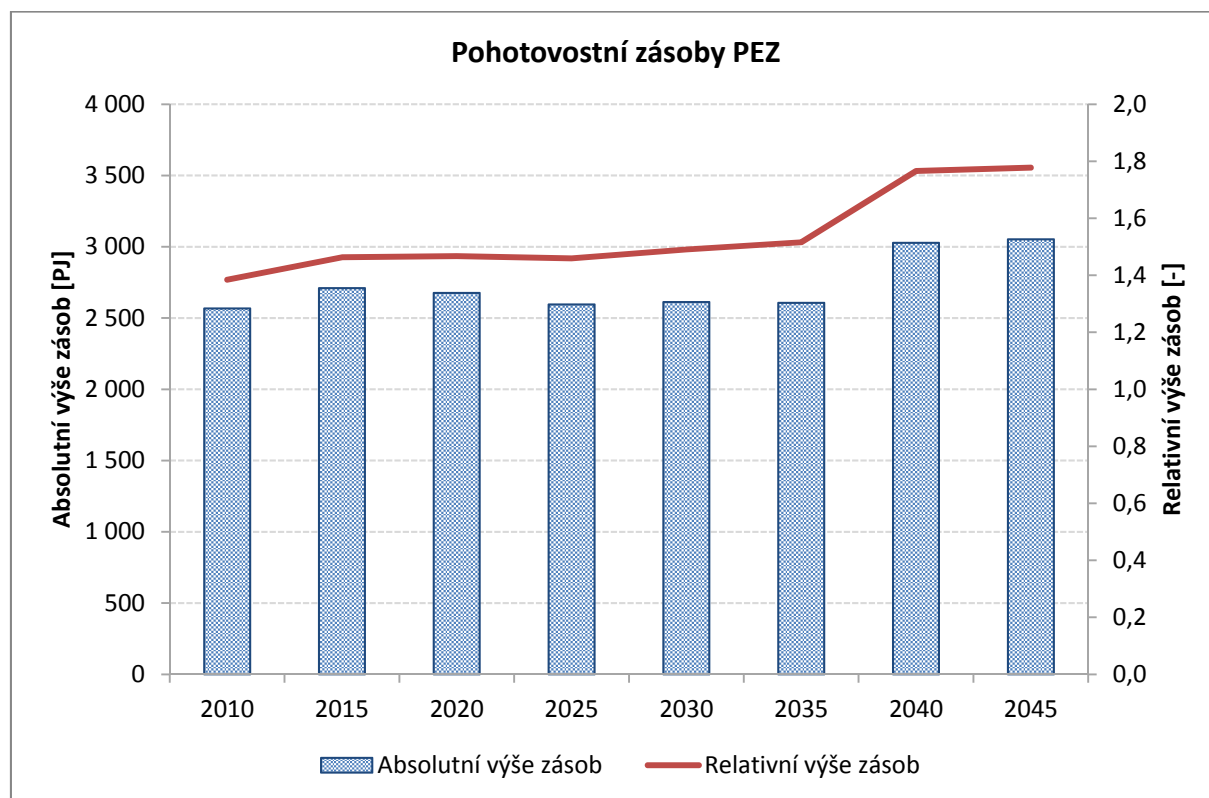
Pozn.: ostatní paliva – koksárenský, vysokopeční a ostatní plyny, průmyslové odpady, alternativní paliva, tuhý komunální odpad (neobnovitelný), prvotní teplo

Graf č. 153: Vývoj a struktura dodávek tepla ze soustav zásobování teplem

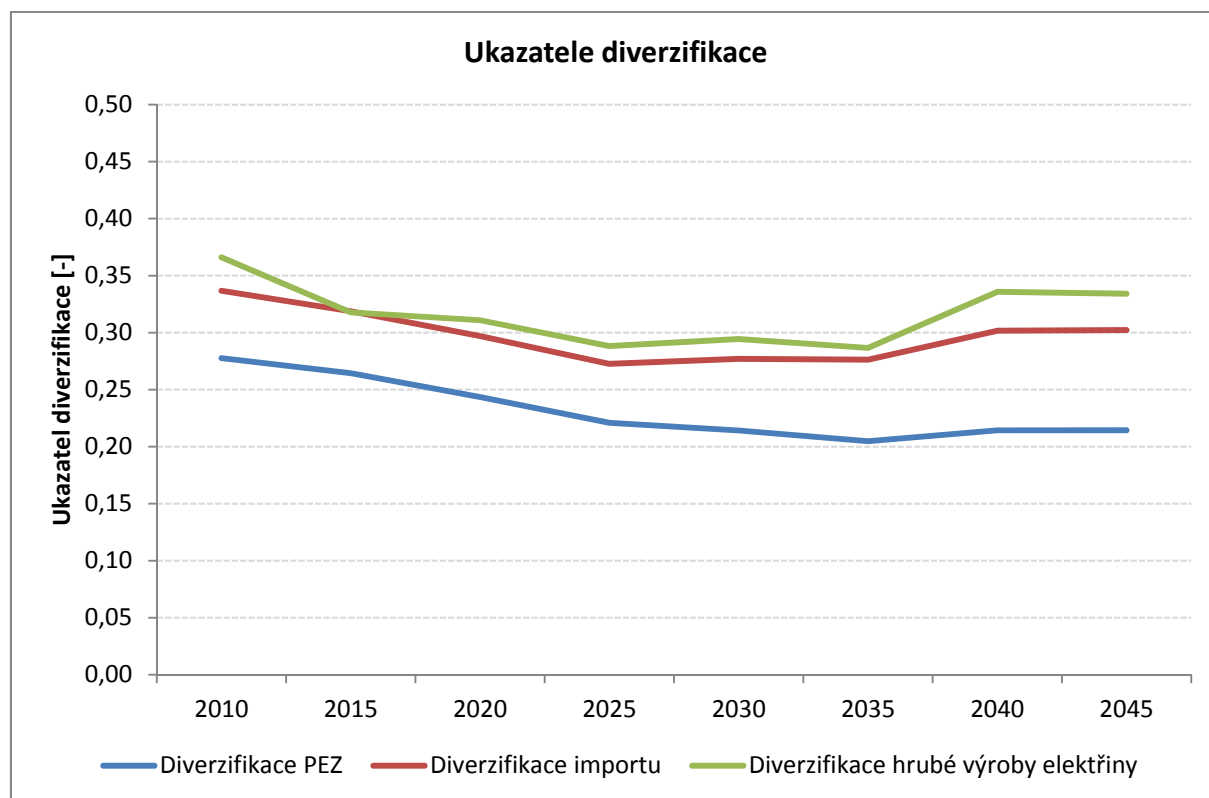


3.5.12 Ukazatele bezpečnosti - Konvenční ekonomický scénář

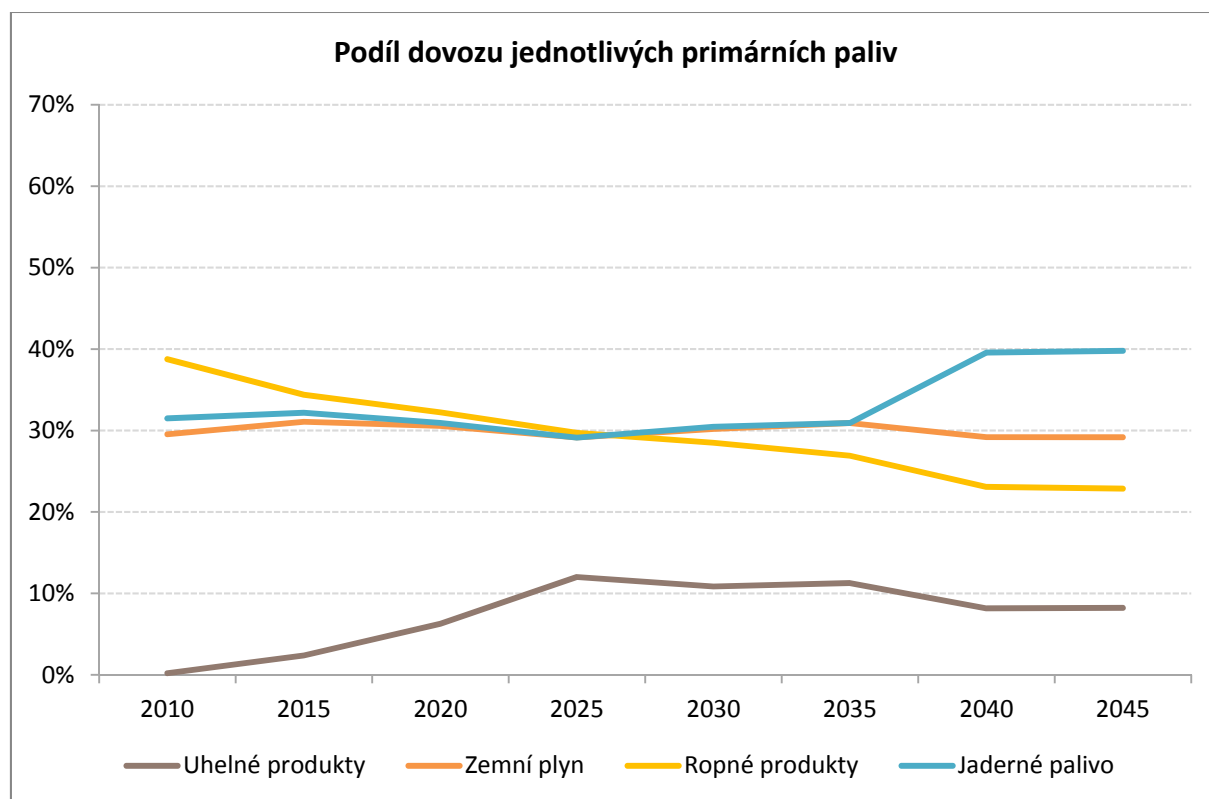
Graf č. 154: Pohotovostní zásoby PEZ



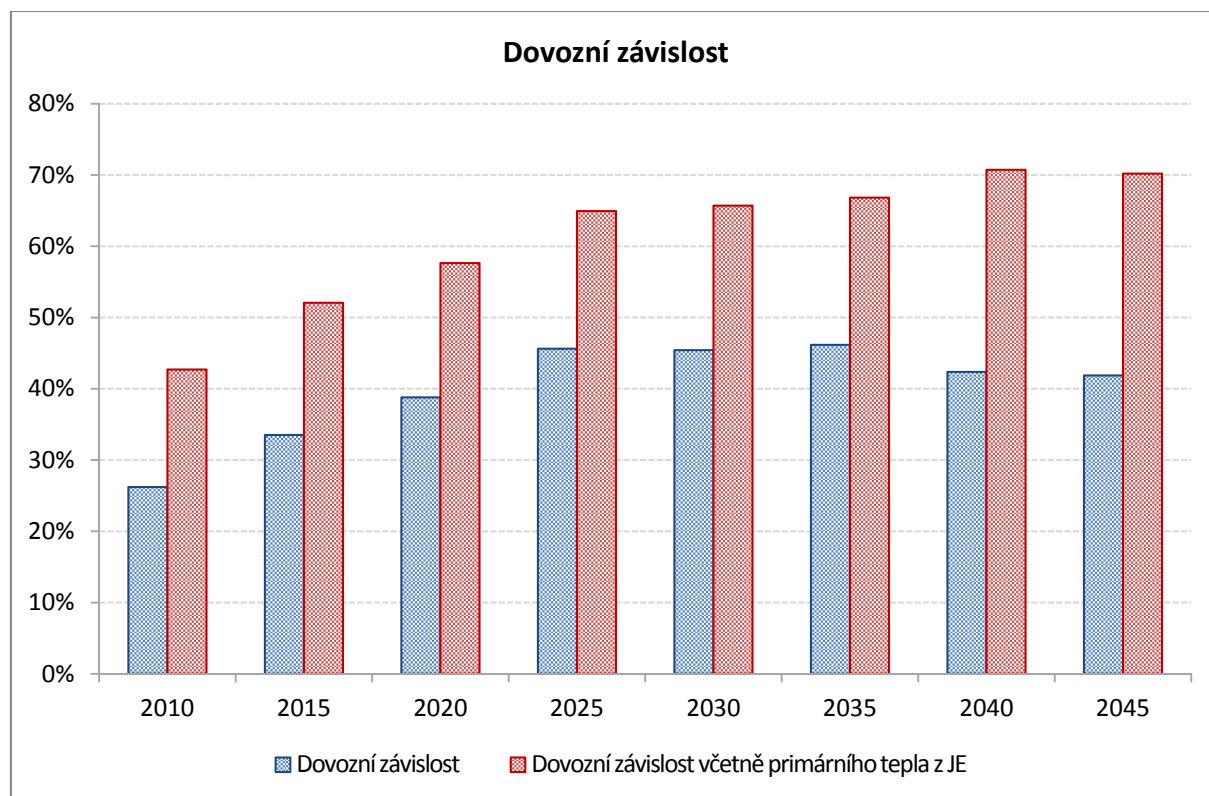
Graf č. 155: Ukazatele diverzifikace



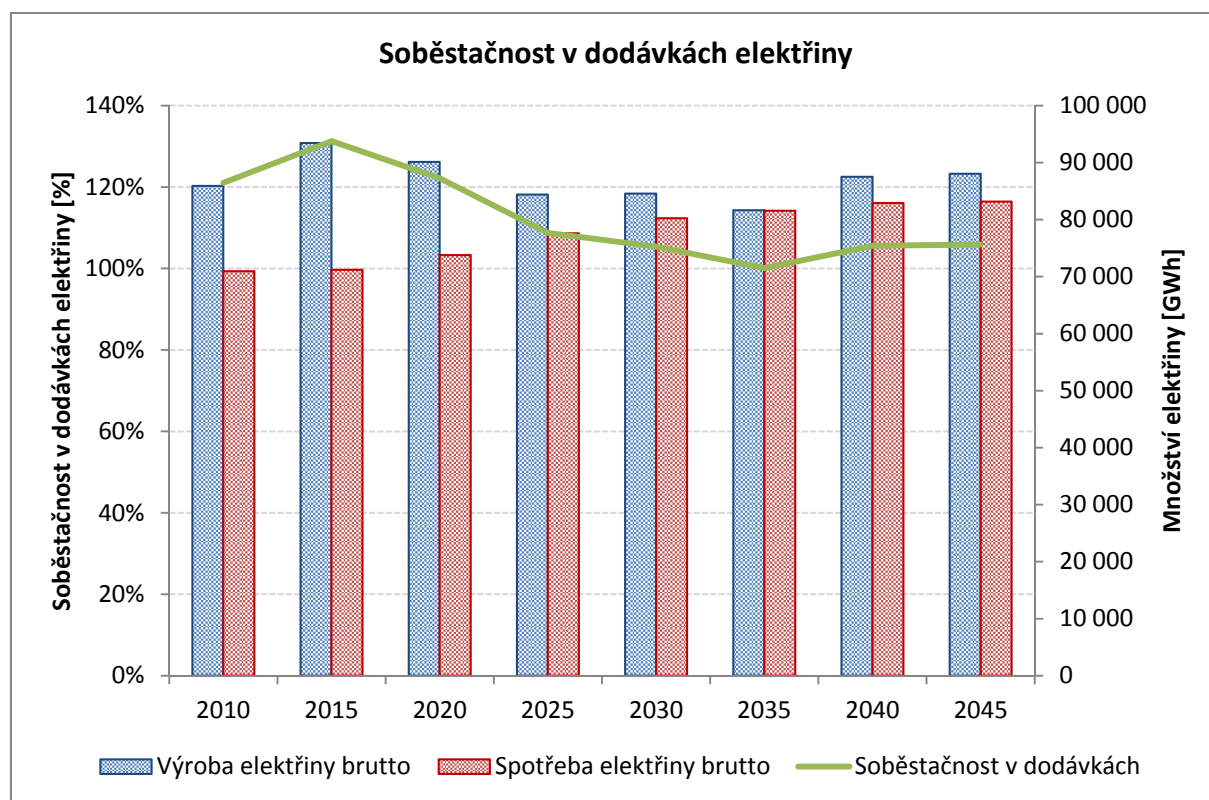
Graf č. 156: Podíl dovozu jednotlivých primárních paliv



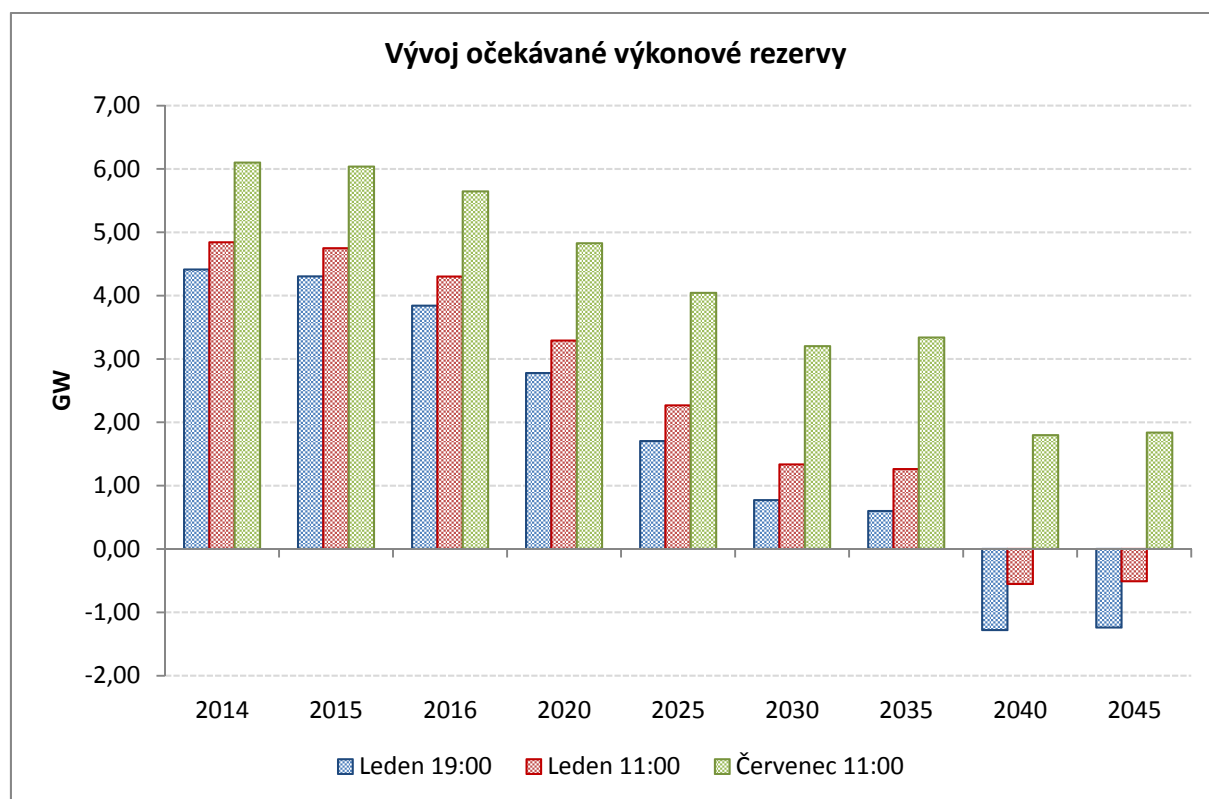
Graf č. 157: Dovožní závislost



Graf č. 158: Soběstačnost v dodávkách elektřiny

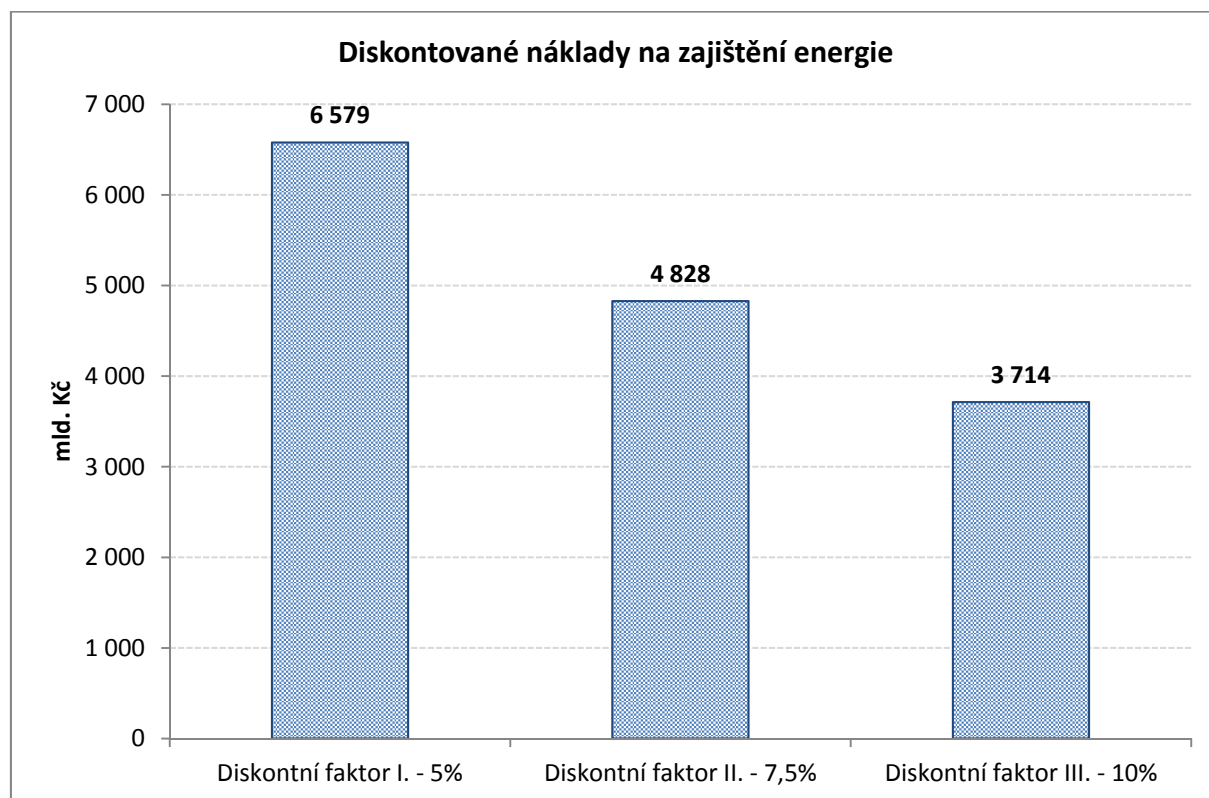


Graf č. 159: Vývoj očekávané výkonové rezervy

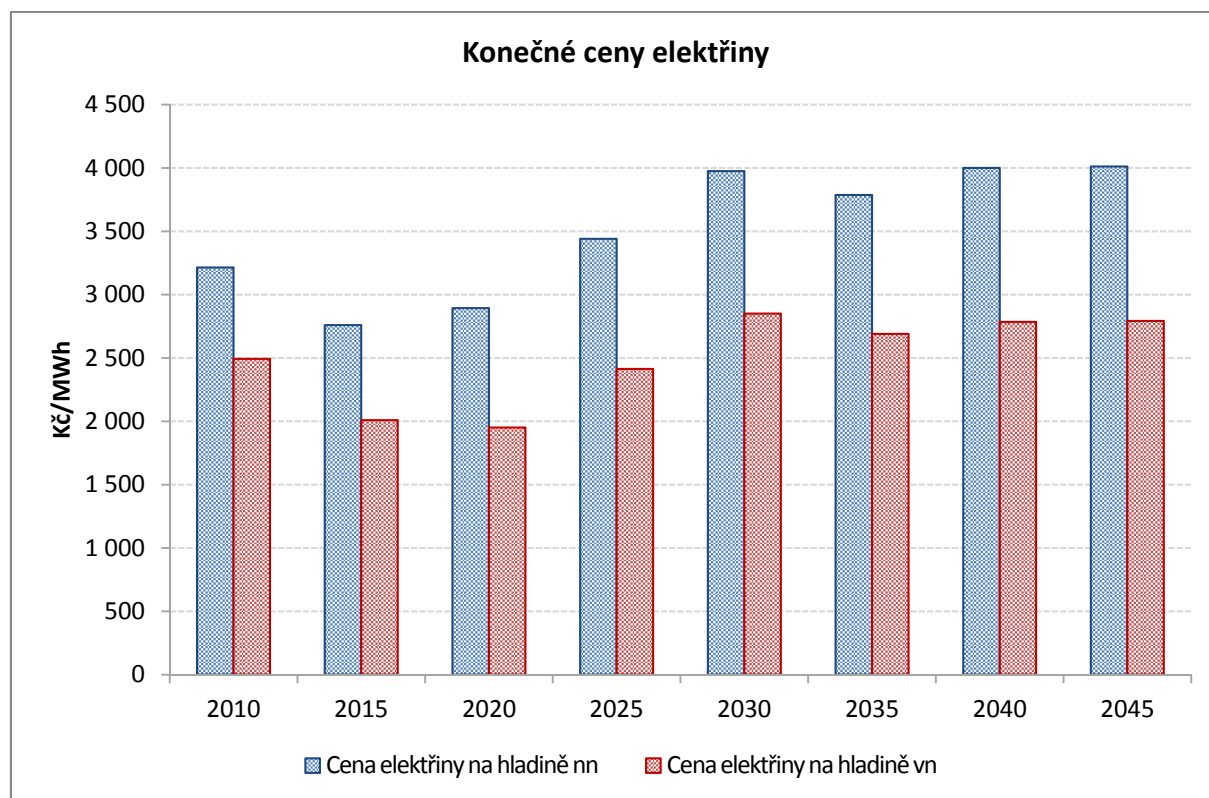


3.5.13 Ukazatele konkurenceschopnosti - Konvenční ekonomický scénář

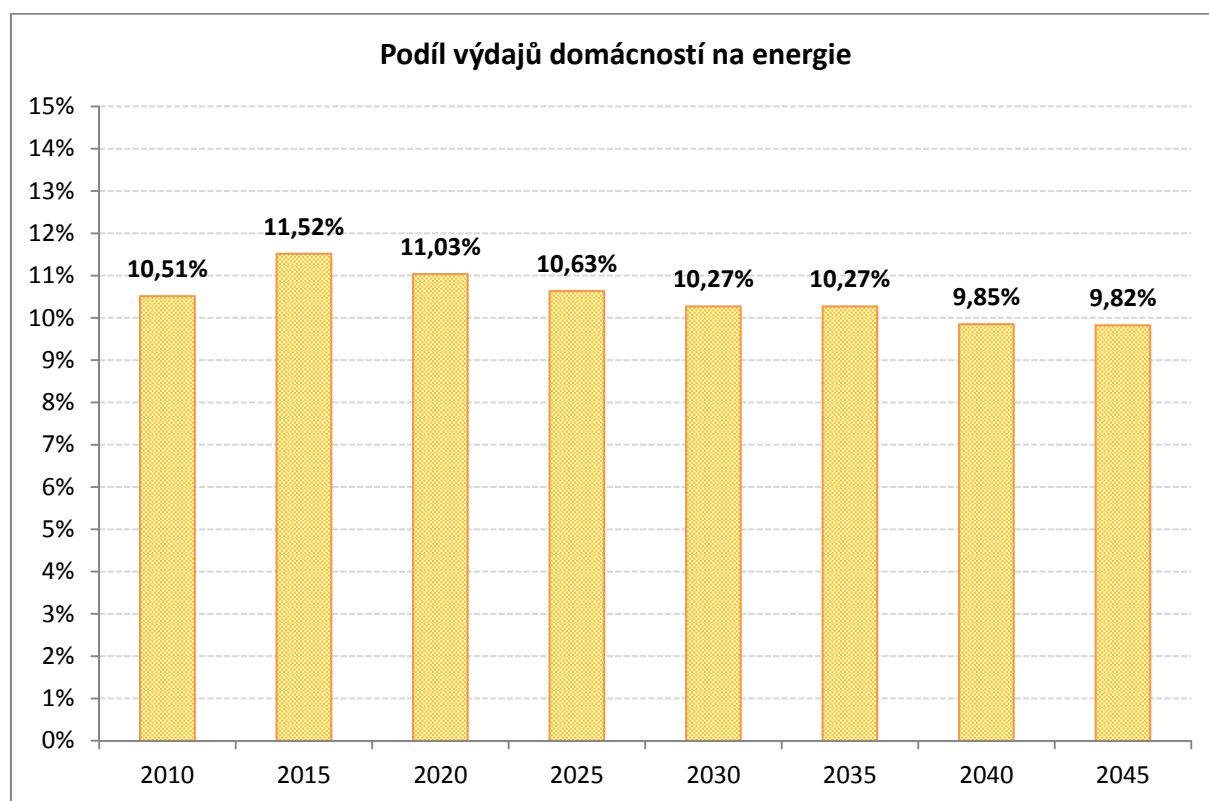
Graf č. 160: Diskontované náklady na zajištění energie



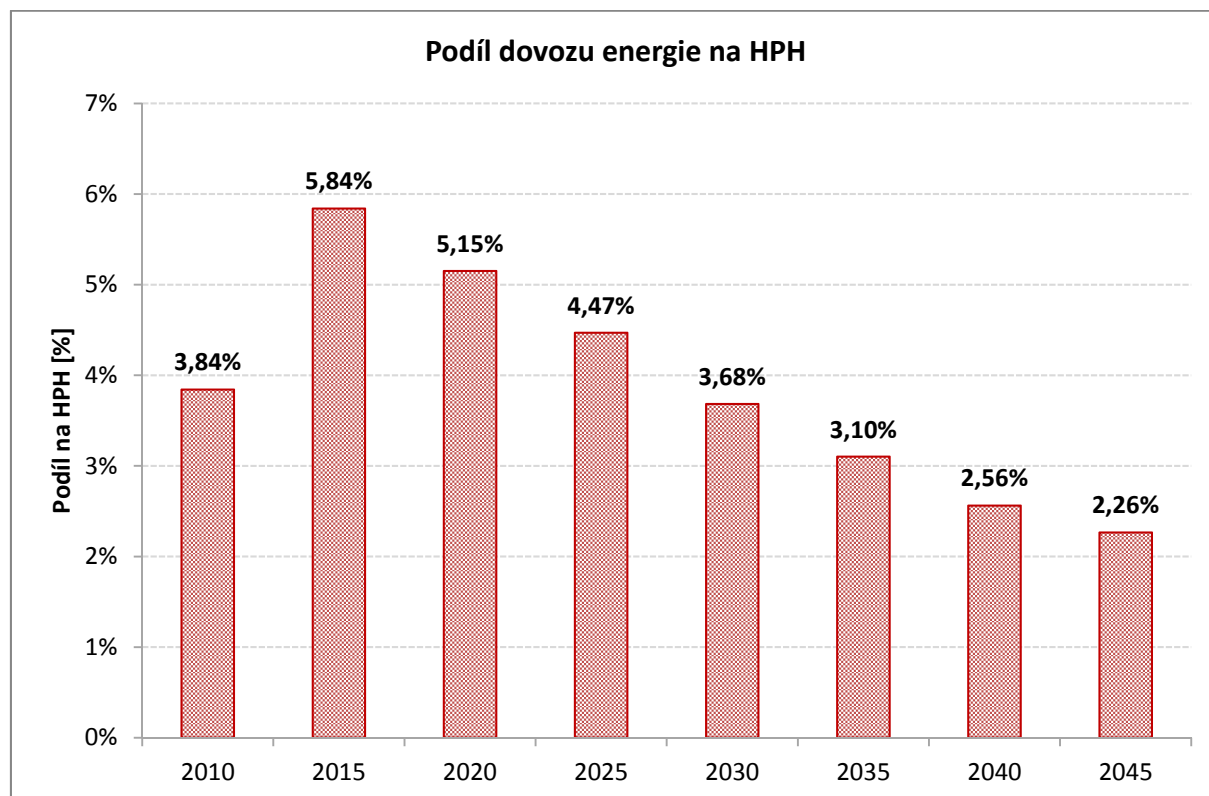
Graf č. 161: Konečné ceny elektřiny



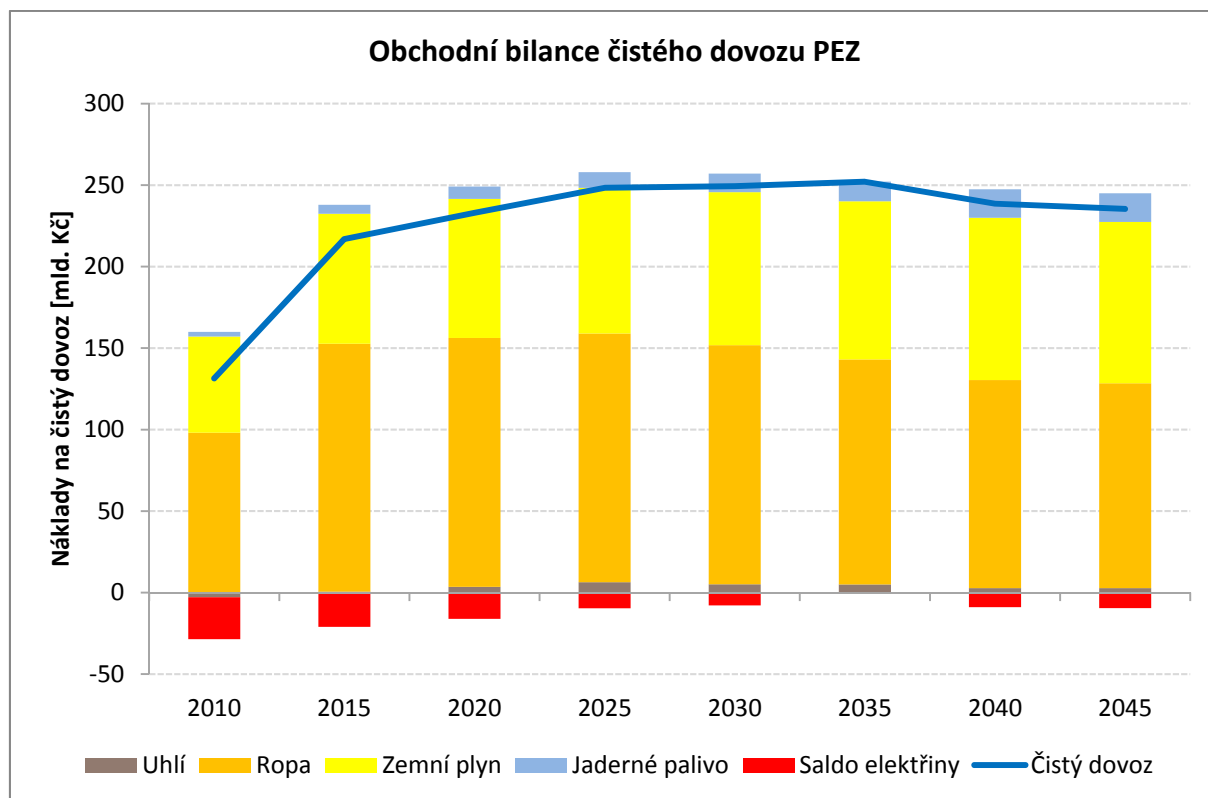
Graf č. 162: Podíl výdajů domácností na energii



Graf č. 163: Podíl dovozu energie na HPH

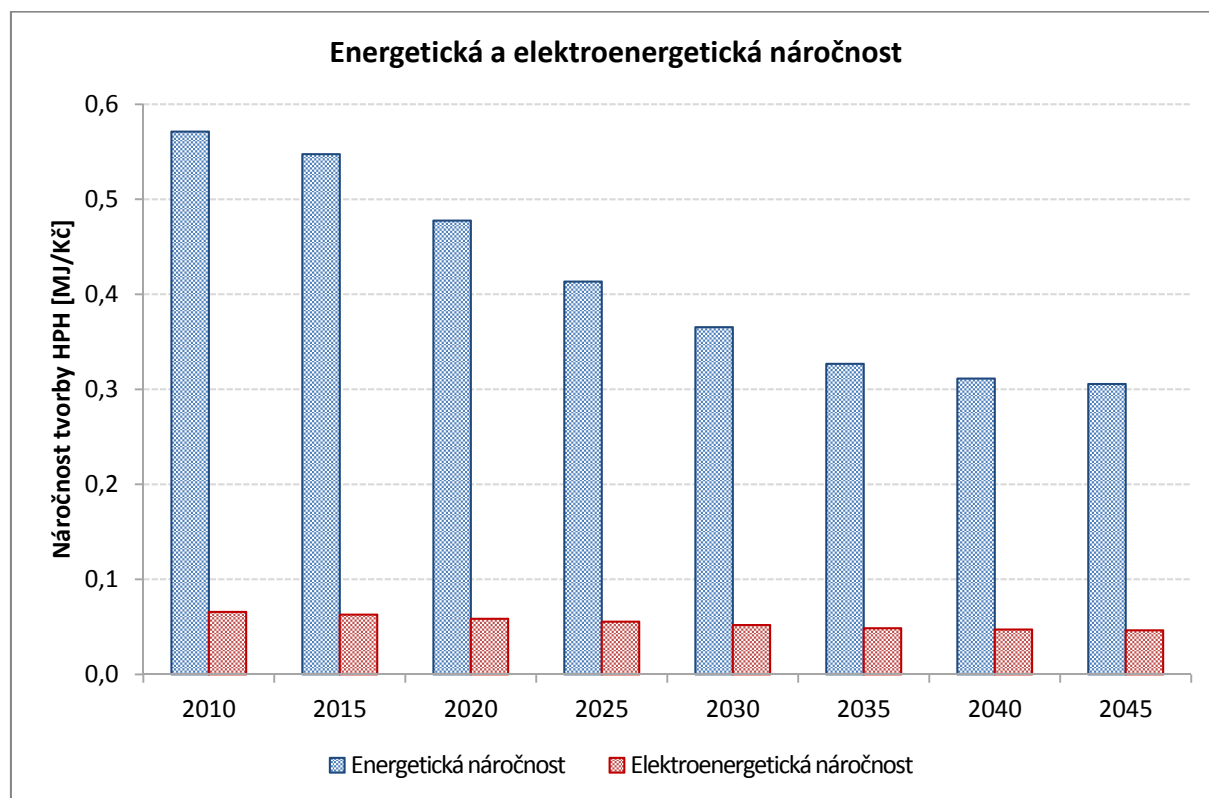


Graf č. 164: Obchodní bilance čistého dovozu PEZ

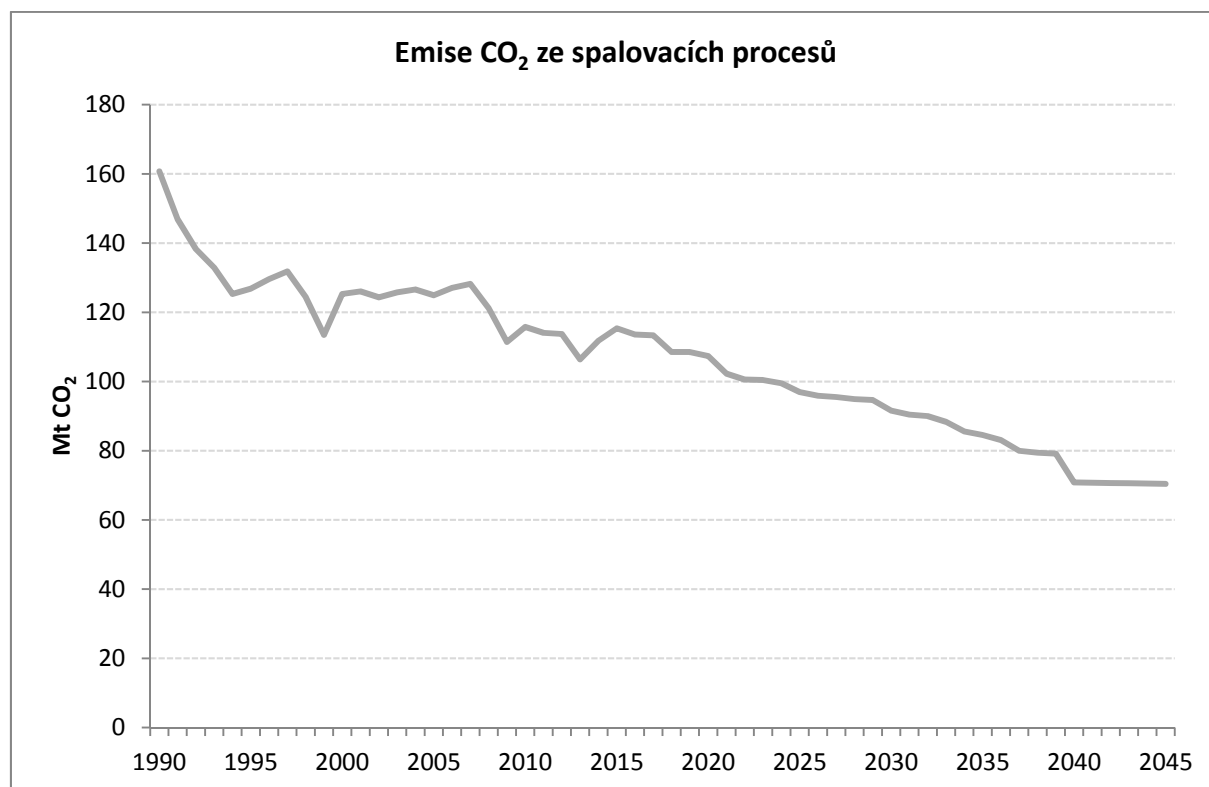


3.5.14 Ukazatele udržitelnosti - Konvenční ekonomický scénář

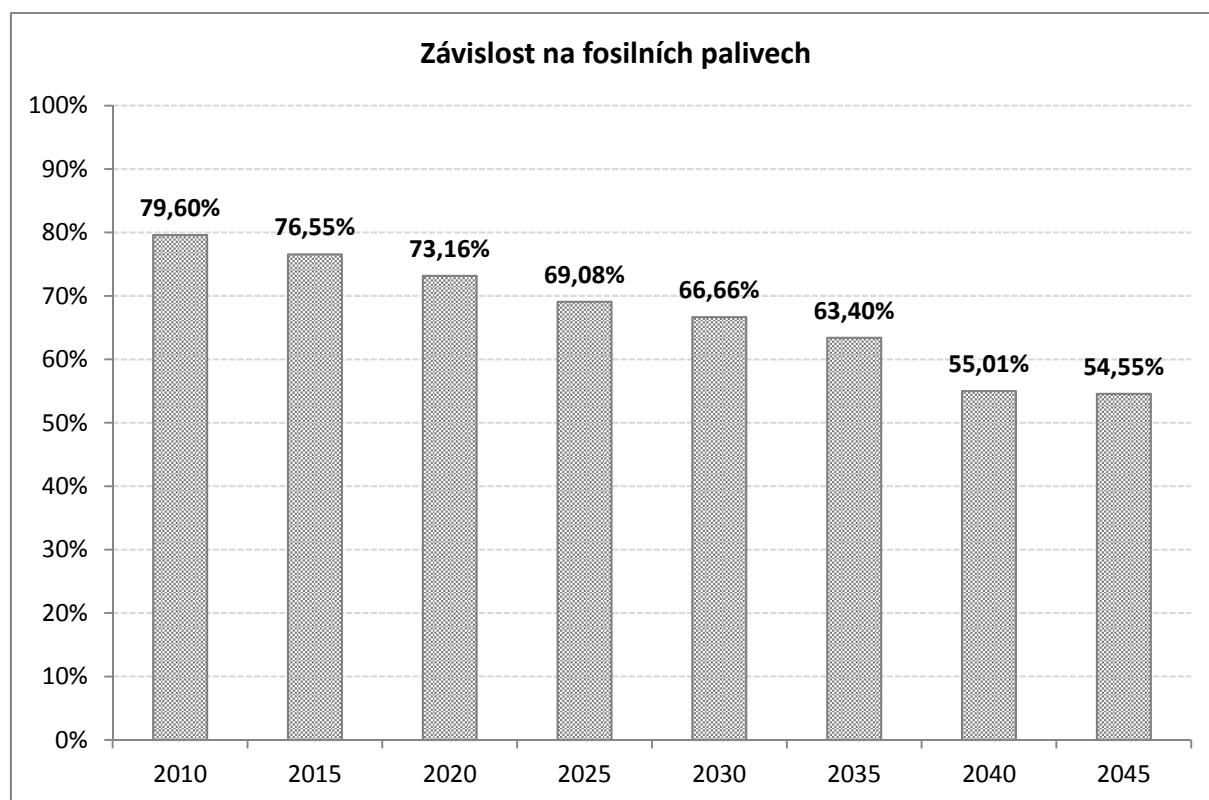
Graf č. 165: Energetická a elektroenergetická náročnost tvorby HPH



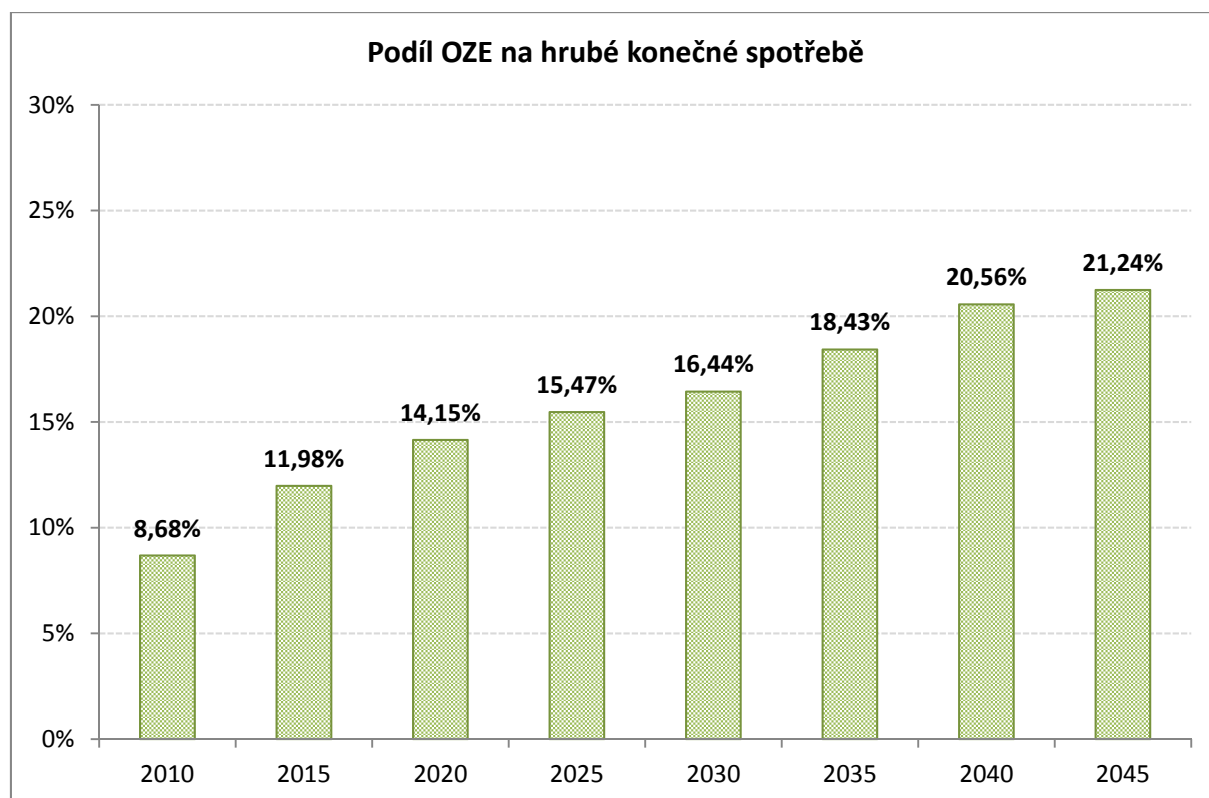
Graf č. 166: Emise CO₂



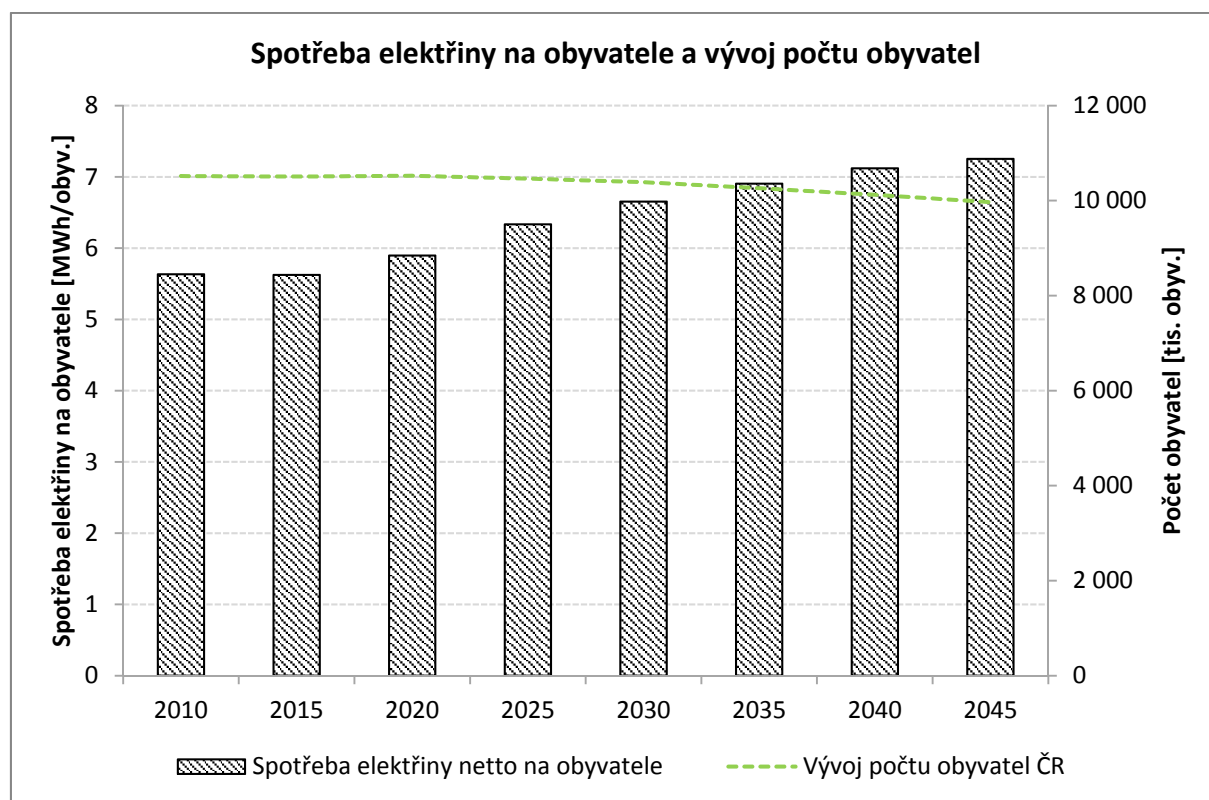
Graf č. 167: Závislost na fosilních palivech



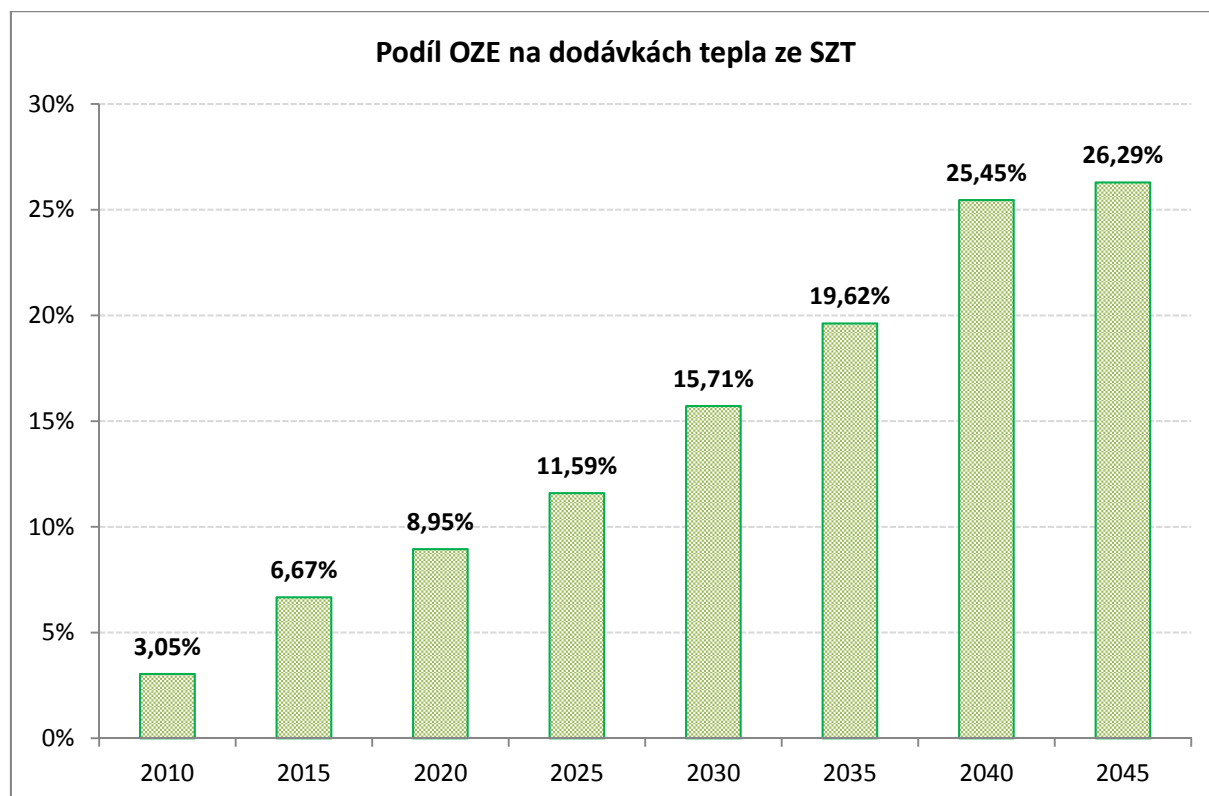
Graf č. 168: Podíl OZE na hrubé konečné spotřebě



Graf č. 169: Spotřeba elektřiny na obyvatele a vývoj počtu obyvatel



Graf č. 170: Podíl OZE na dodávkách tepla ze SZT



3.6 Dekarbonizační scénář

Stručný popis:

Scénář splňuje ambiciózní dekarbonizační závazky Evropské unie při současném naplnění požadavků na energetickou bezpečnost, tj. pokrytí domácí poptávky výrobou elektřiny z tuzemských zdrojů. Tento scénář dále podporuje provoz nízkoemisních zdrojů, především využívání jaderné energie (i pro dodávky tepla) a plný potenciál OZE. Předpokládá se proto silně intervencionistická státní politika, a to jak legislativní, tak regulatorní.

Z ekonomických důvodů nedojde k recertifikaci JEDU 1-4 na celou dobu jejich technické životnosti, přičemž provoz těchto bloků bude prodloužen tak, aby mohly být včas nahrazeny nově postaveným zdrojem. Ke konci sledovaného období se předpokládá výstavba dalšího jaderného zdroje.

S ohledem na důraz na nízkouhlíkovou energetiku poklesne poptávka po tuzemském hnědém uhlí a nebude tak třeba prolomit ÚEL s tím, že stávající disponibilní uhlí bude využíváno primárně pro výrobu tepla, přičemž dojde k ukončení provozu nejvíce znečišťujících elektráren, a to i před uplynutím jejich technické životnosti.

Podporována budou opatření zaměřená na energetickou účinnost a úspory, včetně sektoru dopravy. S ohledem na přísné ekonomické limity ale dojde v tomto scénáři k odlivu části průmyslu, především energeticky intenzivního do zahraničí.

3.6.1 Předpoklady Dekarbonizačního scénáře

Jaderná energetika:

- ➔ Předpokládá se zvýšení instalovaného výkonu JETE 1,2 do roku 2025 na úroveň 2 300 MW (2x1 150 MW) díky využití projektových rezerv.
- ➔ Je uvažováno odstavení stávajících bloků JEDU 1-4 v letech 2031, 2032 a 2033 (2 bloky).
- ➔ V roce 2033 se počítá se zprovozněním nového bloku o výkonu 1 600 MW. V roce 2038 se pak předpokládá zprovoznění dalšího bloku o výkonu 1 600 MW. V tomto ohledu dojde tedy ke zvýšení výkonu v jaderných zdrojích s porovnáním s rokem 2030 o necelých 1 200 MW.

Obnovitelné zdroje energie:

- ➔ Předpokládá se vyšší využití potenciálu větru a fotovoltaiky, ale naproti tomu nižší využití biomasy ve spalovacích procesech.
- ➔ Je uvažováno vyšší využití odpadu. V roce 2040 se předpokládá provoz celkem 7 spaloven komunálního odpadu, včetně 3 stávajících zdrojů (SAKO Brno, TERMIZO a ZEVO Malešice) a spalovny Chotíkov.

Doprava:

- ➔ Předpokládá se vývoj v oblasti elektromobility v souladu s vysokým scénářem zpracovaným společností EGÚ Brno, a.s.
- ➔ Je uvažováno zvýšení účinnosti užití energie v dopravě o 15 % v porovnání s rokem 2010.

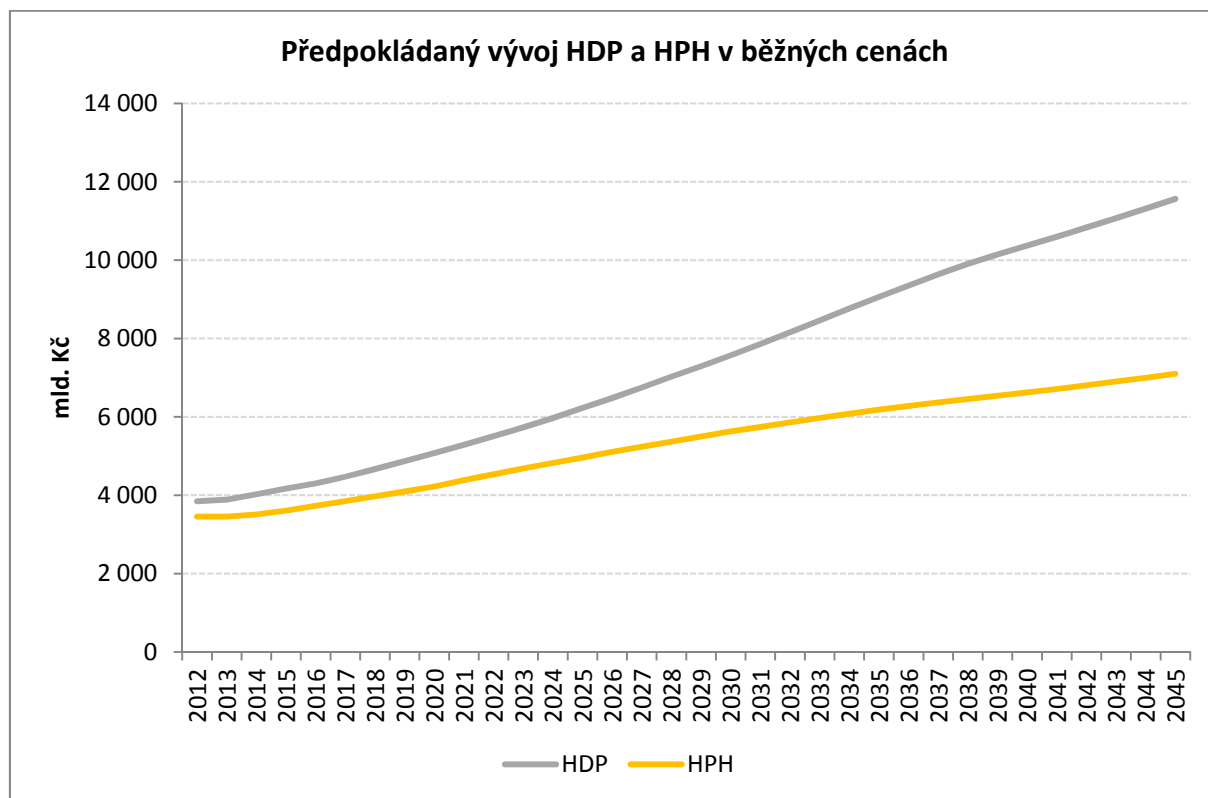
Bilance výroby elektrické energie v ES ČR:

- ➔ Předpokládá se přebytek výroby nad spotřebu, zachování exportního potenciálu, který by měl ke konci sledovaného období klesat.

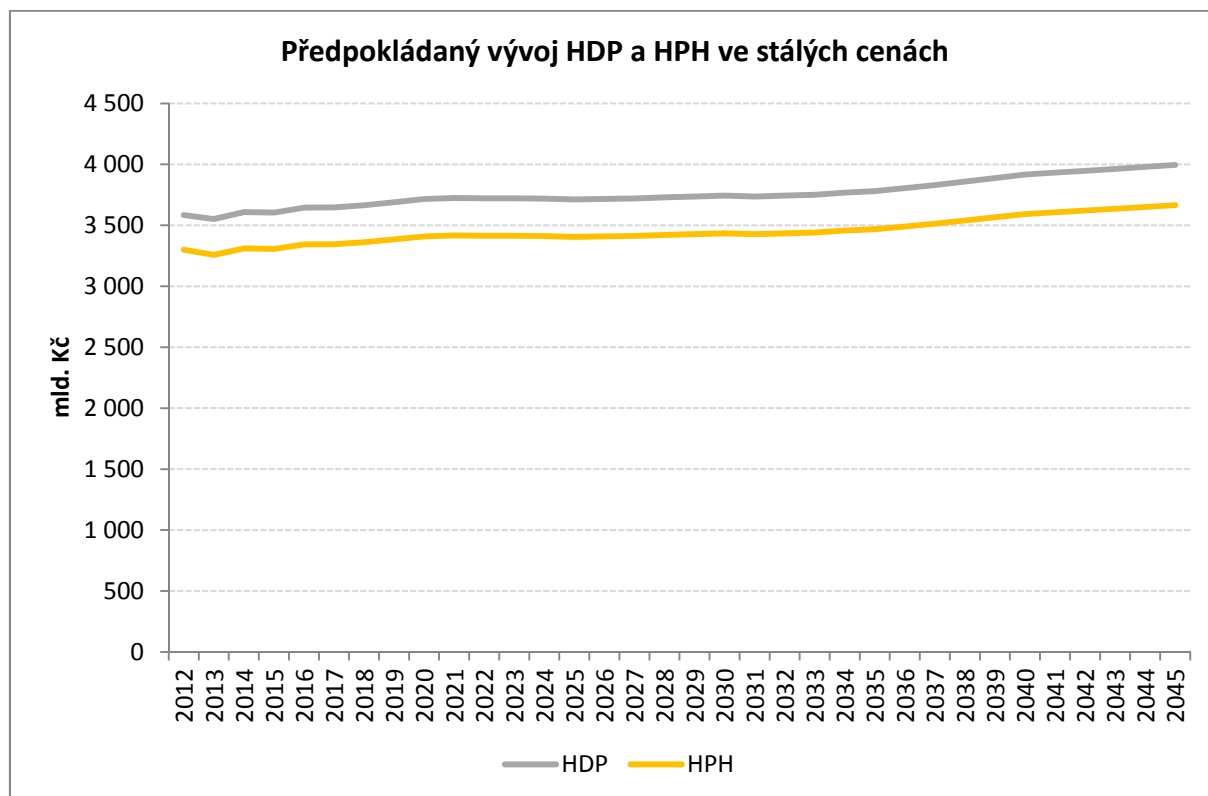
Ekonomický růst a spotřeba elektřiny:

- ➔ Předpokládá se nízké tempo růstu HDP a HPH České republiky.
- ➔ Je uvažována nízká míra elektroenergetických úspor, která v kombinaci s předpokladem nízkého ekonomického růstu znamená uplatnění nízkého scénáře spotřeby elektřiny podle predikcí MPO.

Graf č. 171: Předpokládaný vývoj HDP a HPH v běžných cenách



Graf č. 172: Předpokládaný vývoj HDP a HPH ve stálých cenách



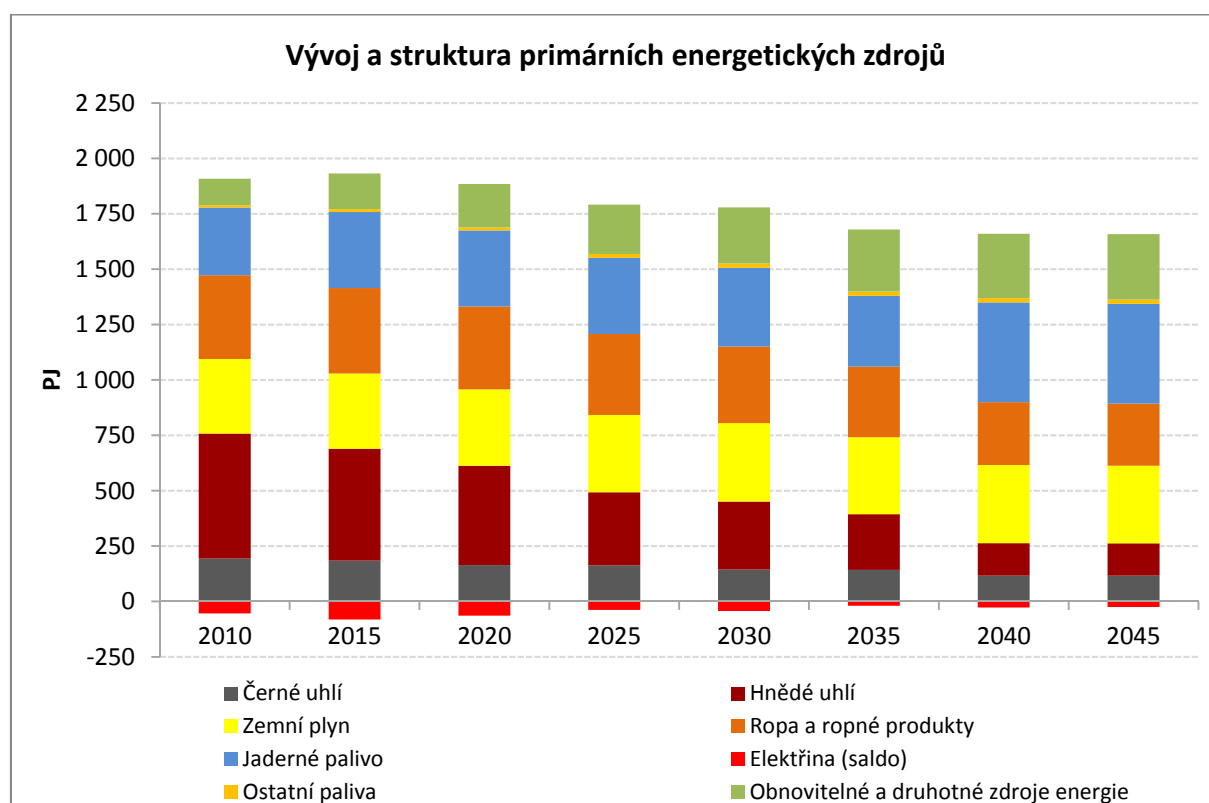
3.6.2 Vývoj a struktura primárních energetických zdrojů (PEZ)

Tabulka č. 51: Vývoj a struktura primárních energetických zdrojů

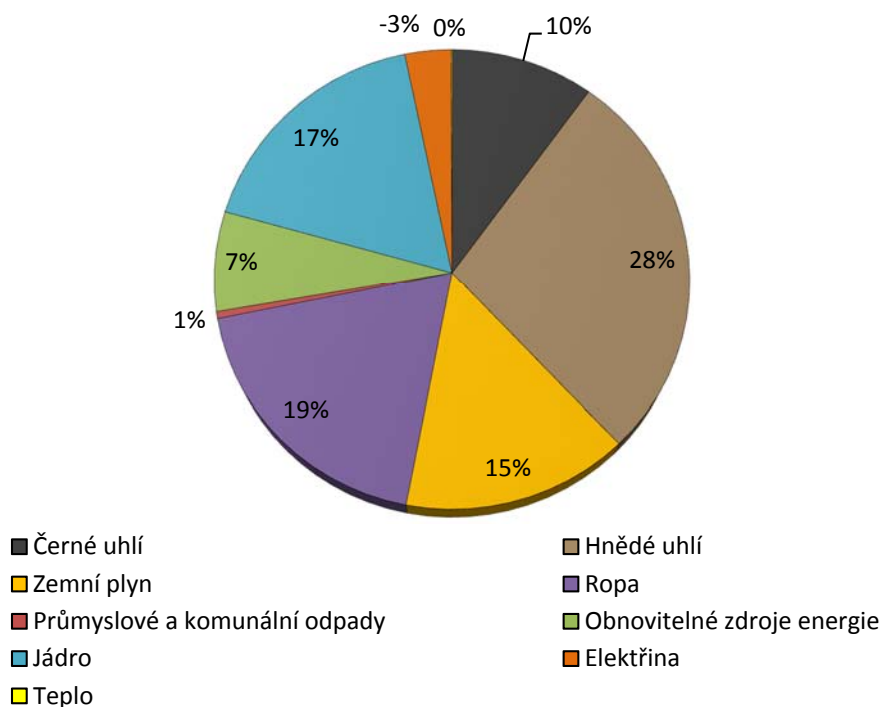
PEZ		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Černé uhlí	PJ	194,3	184,6	164,2	163,2	143,9	143,0	116,4	116,4
Hnědé uhlí	PJ	564,3	505,2	448,8	330,2	306,9	251,2	147,2	146,3
Zemní plyn	PJ	336,1	338,9	344,5	348,6	354,2	347,7	351,9	350,4
Ropa a rop. produkty	PJ	378,4	385,8	374,2	365,8	346,3	318,4	284,2	280,2
Jaderné palivo	PJ	305,4	343,6	343,6	343,6	355,4	319,3	450,4	450,4
Elektřina (saldo)	PJ	-53,8	-81,4	-63,9	-37,7	-43,2	-19,0	-27,0	-25,1
Ostatní paliva	PJ	10,5	12,9	13,8	17,2	19,5	19,5	19,5	19,5
OZE a druhotné zdroje	PJ	119,1	161,4	195,6	222,9	252,9	280,5	289,9	295,0
PEZ celkem	PJ	1 854,3	1 851,0	1 820,8	1 753,8	1 736,0	1 660,7	1 632,59	1 633,1

Pozn.: ostatní paliva – degazační plyn, průmyslové odpady a alternativní paliva, tuhý komunální odpad (neobn.)

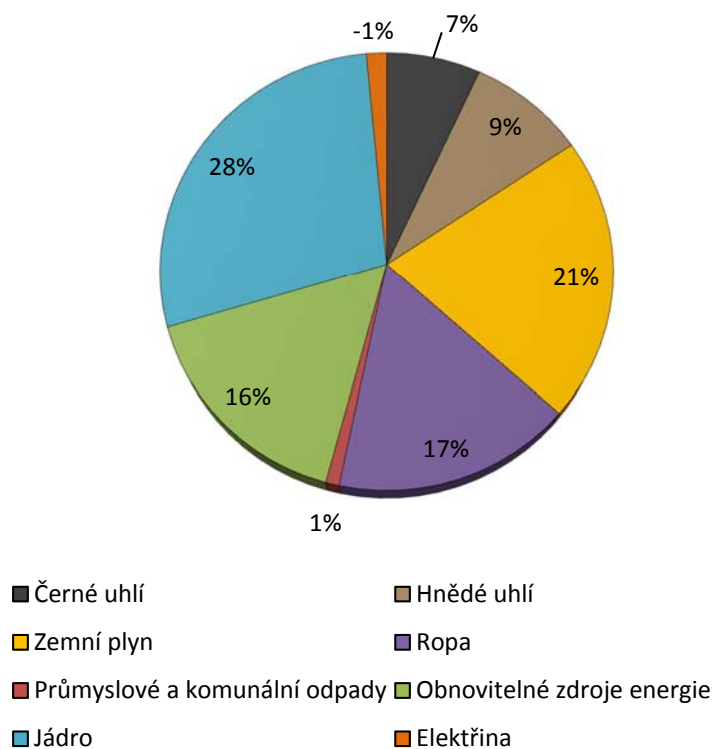
Graf č. 173: Vývoj a struktura primárních energetických zdrojů



Graf č. 174: Primární energetické zdroje ČR v % (předběžné 2012, IEA)



Graf č. 175: Primární energetické zdroje ČR v % (rok 2045) – dekarbonizační scénář



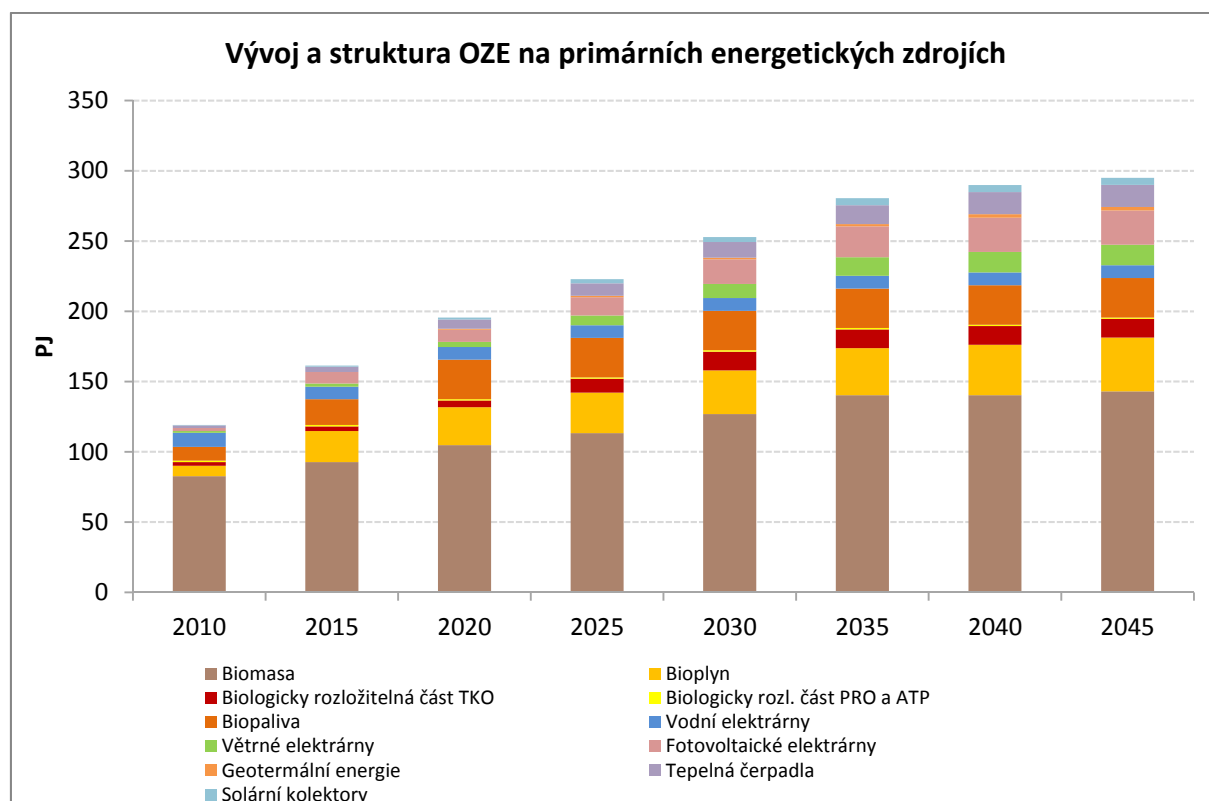
3.6.3 Vývoj a struktura OZE na primárních energetických zdrojích

Tabulka č. 52: Vývoj a struktura OZE na primárních energetických zdrojích

Obnovitelné a druhotné zdroje energie		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Biomasa	PJ	82,7	92,7	104,7	113,3	126,8	140,3	140,3	143,1
Bioplyn	PJ	7,4	22,1	27,1	28,8	31,1	33,5	35,9	38,2
Biologicky rozložitelná část TKO	PJ	2,6	3,3	4,7	9,9	13,3	13,3	13,3	13,3
Biologicky rozložitelná část PRO a ATP	PJ	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Biopaliva	PJ	9,8	18,3	28,1	28,1	28,1	28,1	28,1	28,1
Vodní elektrárny	PJ	10,0	8,9	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1
Větrné elektrárny	PJ	1,2	2,3	3,6	6,9	10,0	13,2	14,6	14,6
Fotovoltaické elektrárny	PJ	2,2	8,2	8,7	13,1	17,5	22,0	24,4	24,4
Geotermální energie	PJ	0,0	0,0	0,7	1,0	1,2	1,7	2,5	2,5
Tepelná čerpadla	PJ	1,8	3,7	6,6	8,9	11,2	13,4	15,7	15,8
Solární kolektory	PJ	0,4	0,8	1,4	3,0	3,5	5,0	5,0	5,0
Obnovitelné a druhotné zdroje energie	PJ	119,1	161,4	195,6	222,9	252,9	280,5	289,9	295,0

Pozn.: TKO – tuhý komunální odpad, PRO – průmyslové odpady, ATP – alternativní paliva

Graf č. 176: Vývoj a struktura OZE na primárních energetických zdrojích



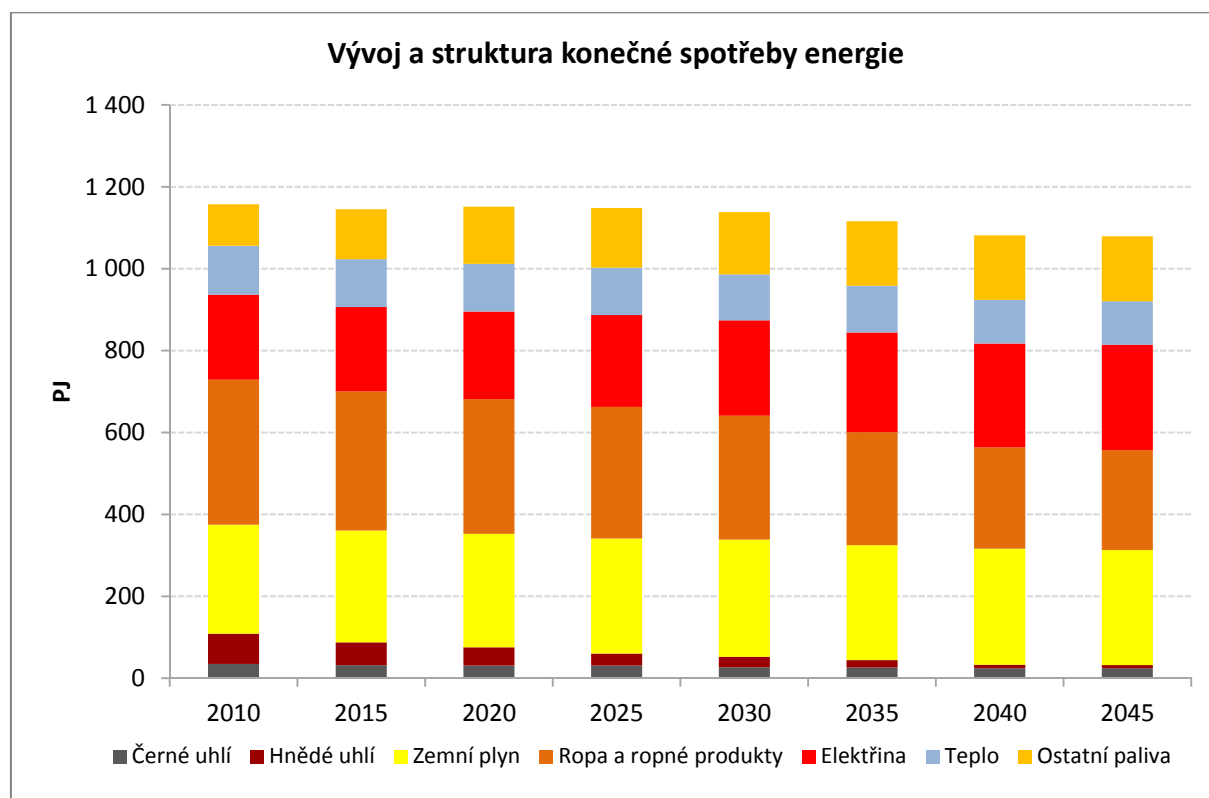
3.6.4 Vývoj a struktura konečné spotřeby energie

Tabulka č. 53: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie

Konečná spotřeba		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Černé uhlí	PJ	35,0	31,8	30,9	30,8	26,7	26,4	24,5	24,5
Hnědé uhlí	PJ	73,8	56,0	44,8	29,6	25,8	17,9	8,4	7,5
Zemní plyn	PJ	266,1	272,9	276,9	280,7	286,0	280,9	283,3	281,3
Ropa a ropné produkty	PJ	354,1	339,9	329,1	321,6	302,5	275,6	247,7	243,7
Elektřina	PJ	207,6	205,9	214,1	224,1	233,1	243,6	253,3	257,3
Teplo	PJ	119,7	116,8	116,4	115,7	112,2	113,9	106,8	106,2
Ostatní paliva	PJ	101,2	122,0	139,4	145,9	152,1	157,8	157,7	158,8
Celkem	PJ	1 157,6	1 145,4	1 151,5	1 148,5	1 138,3	1 116,1	1 081,8	1 079,2
Bilanční položka *	PJ	25,8							
Celkem	PJ	1 131,8	1 145,4	1 151,5	1 148,5	1 138,3	1 116,1	1 081,8	1 079,2

* Ve výpočtu existují rozdílné metodiky mezi ČSÚ a MPO. Bilanční položka v roce 2010 slouží ke smazání toho rozdílu.

Graf č. 177: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie

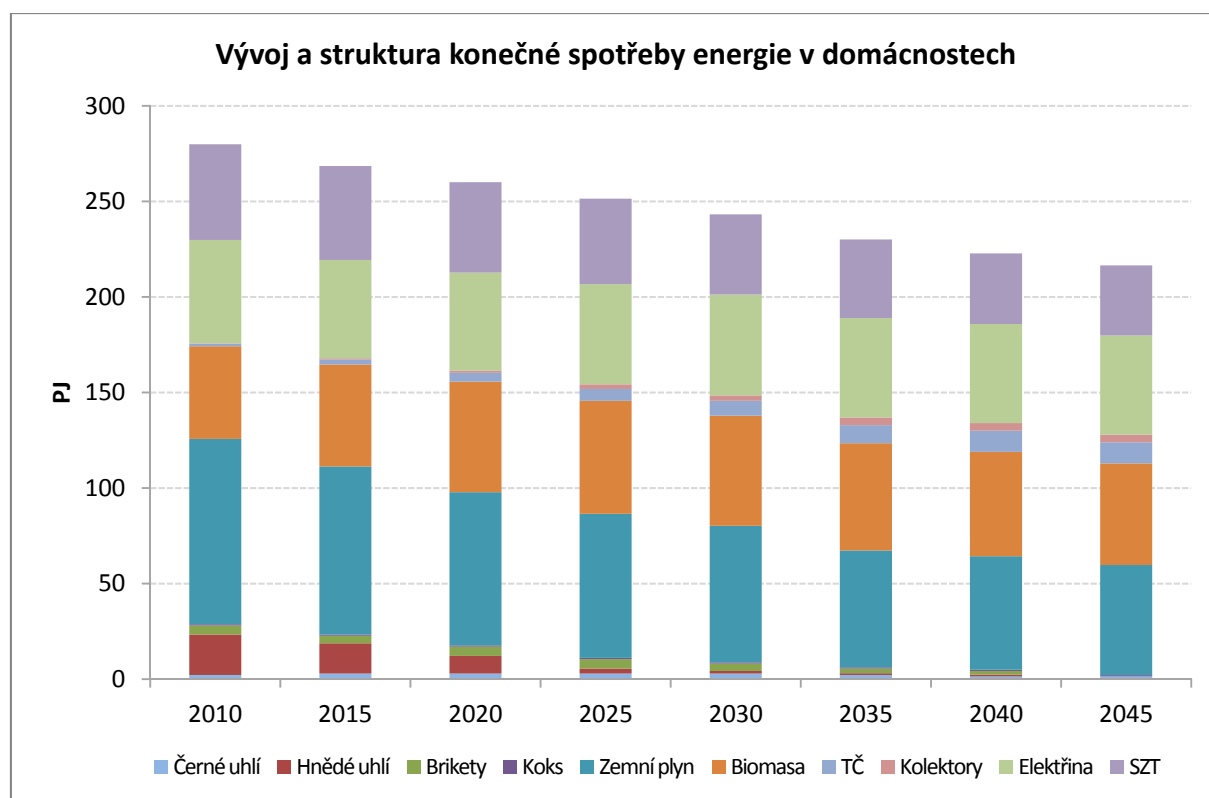


3.6.5 Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v domácnostech

Tabulka č. 54: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v domácnostech

Spotřeba energie v domácnostech		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Černé uhlí	PJ	2,2	2,9	2,9	2,9	2,9	2,2	1,5	1,5
Hnědé uhlí	PJ	21,1	15,8	9,2	2,6	1,3	0,9	0,9	0,0
Brikety	PJ	4,8	3,9	4,9	4,9	3,9	2,4	2,0	0,0
Koks	PJ	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Zemní plyn	PJ	96,9	88,0	80,1	75,4	71,5	61,2	59,4	57,6
Biomasa	PJ	48,5	53,3	57,9	59,1	57,6	56,1	54,6	53,2
Tepelná čerpadla	PJ	1,2	2,6	4,6	6,2	7,8	9,4	11,0	11,0
Kolektory	PJ	0,3	0,6	1,1	2,4	2,8	4,0	4,0	4,0
Elektřina	PJ	54,1	51,5	51,4	52,4	52,8	52,1	51,9	51,9
SZT	PJ	50,1	49,2	47,3	44,7	42,0	41,1	36,9	36,7
Spotřeba energie v domácnostech	PJ	279,9	268,5	260,0	251,4	243,2	230,1	222,8	216,5

Graf č. 178: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v domácnostech

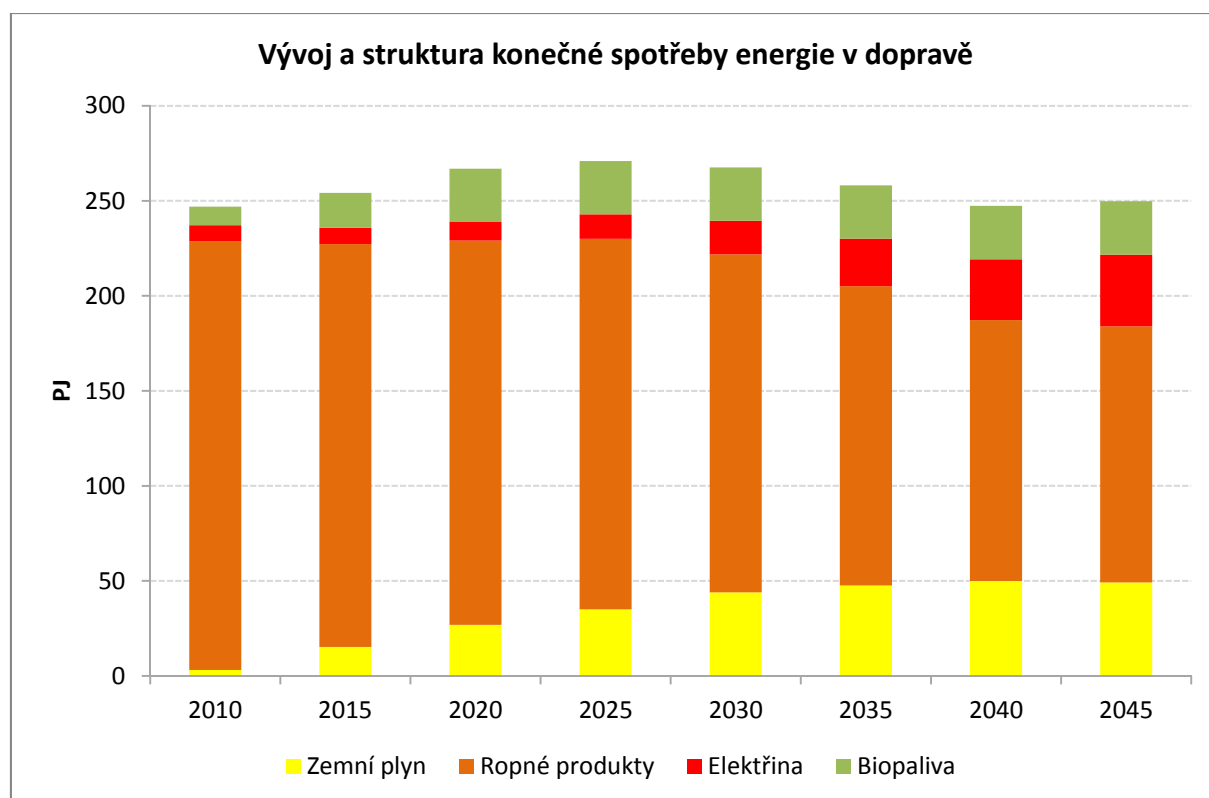


3.6.6 Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v dopravě

Tabulka č. 55: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v dopravě

Doprava		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Zemní plyn	PJ	3,1	15,3	26,8	35,1	44,0	47,6	49,9	49,2
Ropné produkty	PJ	225,6	212,0	202,2	195,0	177,9	157,5	137,3	134,8
Elektřina	PJ	8,5	8,6	9,8	12,8	17,7	25,0	32,0	37,7
Biopaliva	PJ	9,8	18,3	28,1	28,1	28,1	28,1	28,1	28,1
Celkem doprava	PJ	246,9	254,2	266,9	271,0	267,6	258,2	247,4	249,8

Graf č. 179: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v dopravě

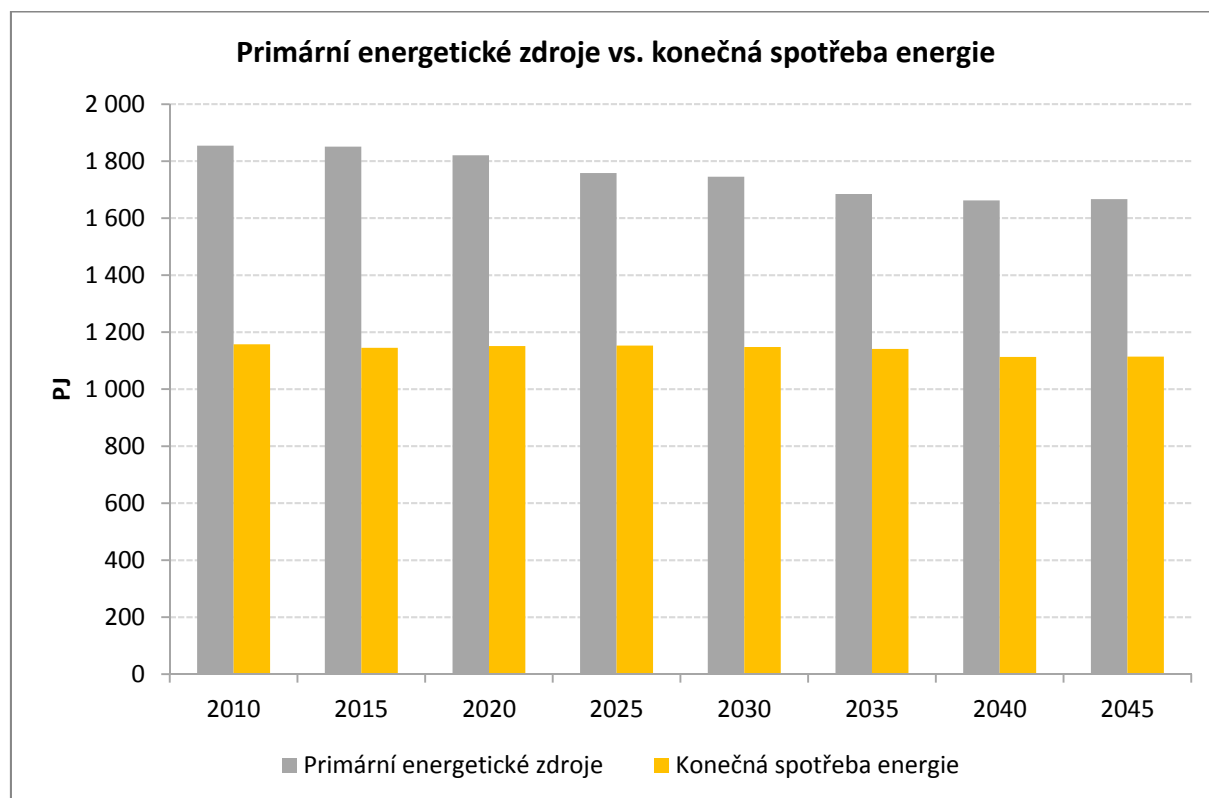


3.6.7 Primární energetické zdroje vs. konečná spotřeba energie

Tabulka č. 56: Primární energetické zdroje vs. konečná spotřeba energie

		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
PEZ	PJ	1 854,3	1 851,0	1 820,8	1 753,8	1 736,0	1 660,7	1 632,6	1 633,1
Konečná spotřeba	PJ	1 157,6	1 145,4	1 151,5	1 148,5	1 138,3	1 116,1	1 081,8	1 079,2

Graf č. 180: Primární energetické zdroje vs. konečná spotřeba energie



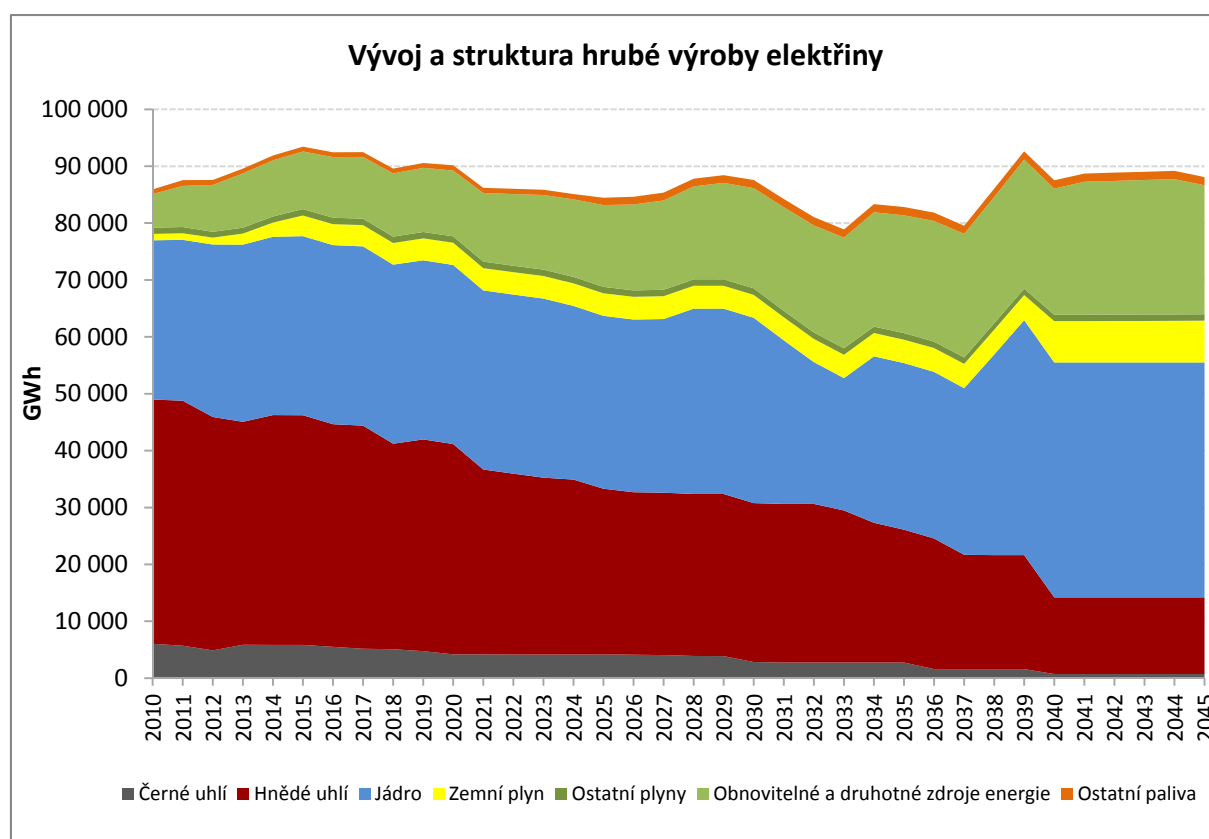
3.6.8 Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny

Tabulka č. 57: Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny

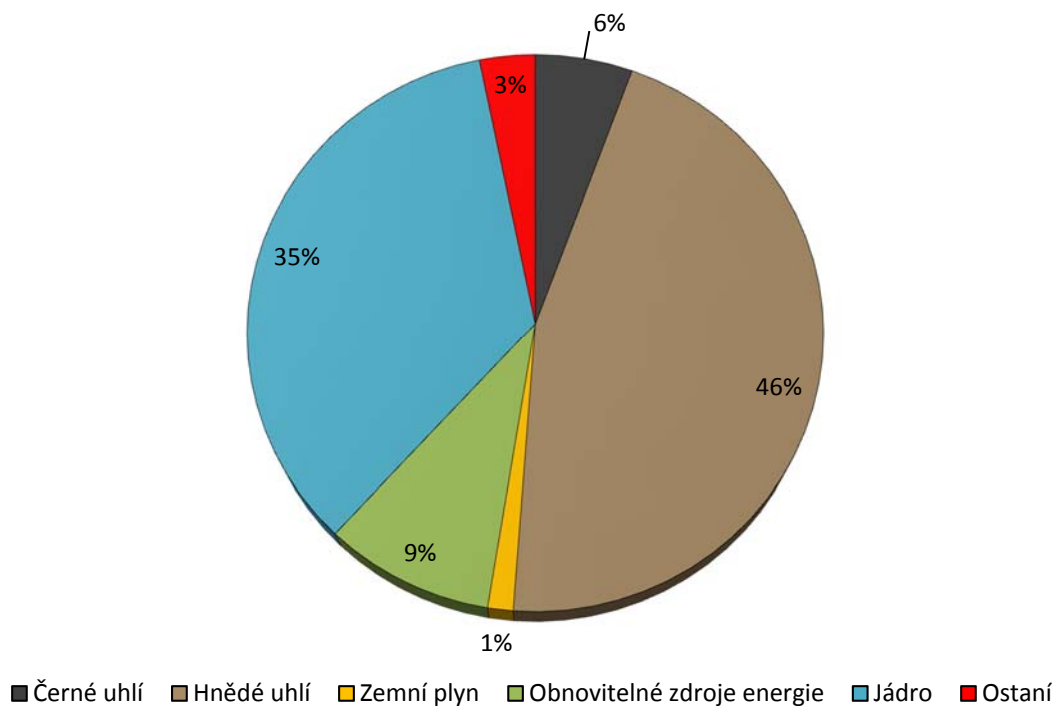
Hrubá výr.		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Černé uhlí	GWh	6 052,0	5 832,4	4 198,4	4 134,3	2 824,0	2 745,0	718,8	718,8
Hnědé uhlí	GWh	42 936,1	40 389,6	36 951,3	29 167,5	27 947,7	23 366,2	13 497,2	13 489,6
Zemní plyn	GWh	1 125,7	3 624,6	3 914,4	3 973,4	4 043,5	4 126,6	7 251,1	7 351,1
Ostatní pl.	GWh	1 080,4	1 130,5	1 130,5	1 130,5	1 130,5	1 130,5	1 130,5	1 130,5
Jádro	GWh	27 998,2	31 495,1	31 495,1	30 384,2	32 576,0	29 273,4	41 282,9	41 282,9
Ostatní pal.	GWh	814,8	848,6	917,4	1 294,5	1 446,3	1 446,3	1 446,3	1 446,3
OZE a DZ	GWh	5 902,8	10 122,3	11 548,8	14 383,2	17 609,0	20 728,7	22 188,9	22 665,5
Celkem	GWh	85 910,0	93 443,2	90 156,0	84 467,6	87 577,0	82 816,7	87 515,7	88 084,7

Pozn.: ostatní plyny – koksárenský, vysokopeční, degazační a ostatní
 ostatní paliva – ropné produkty, průmyslové odpady a alternativní paliva, tuhý komunální odpady (neobnov.), odpadní teplo

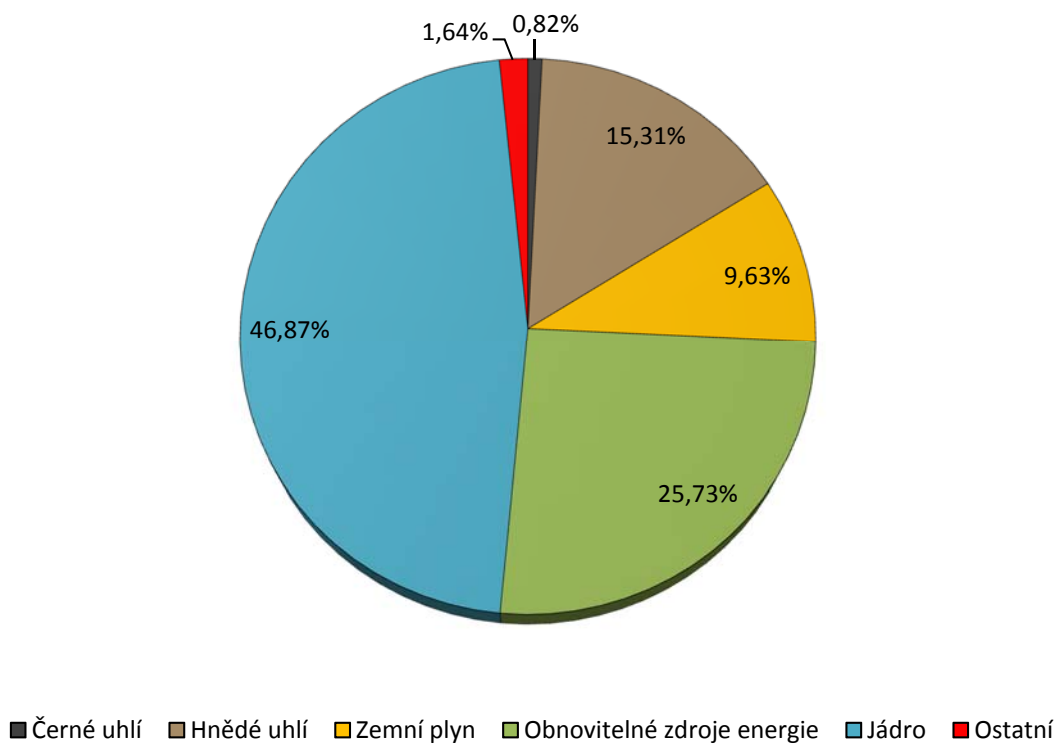
Graf č. 181: Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny



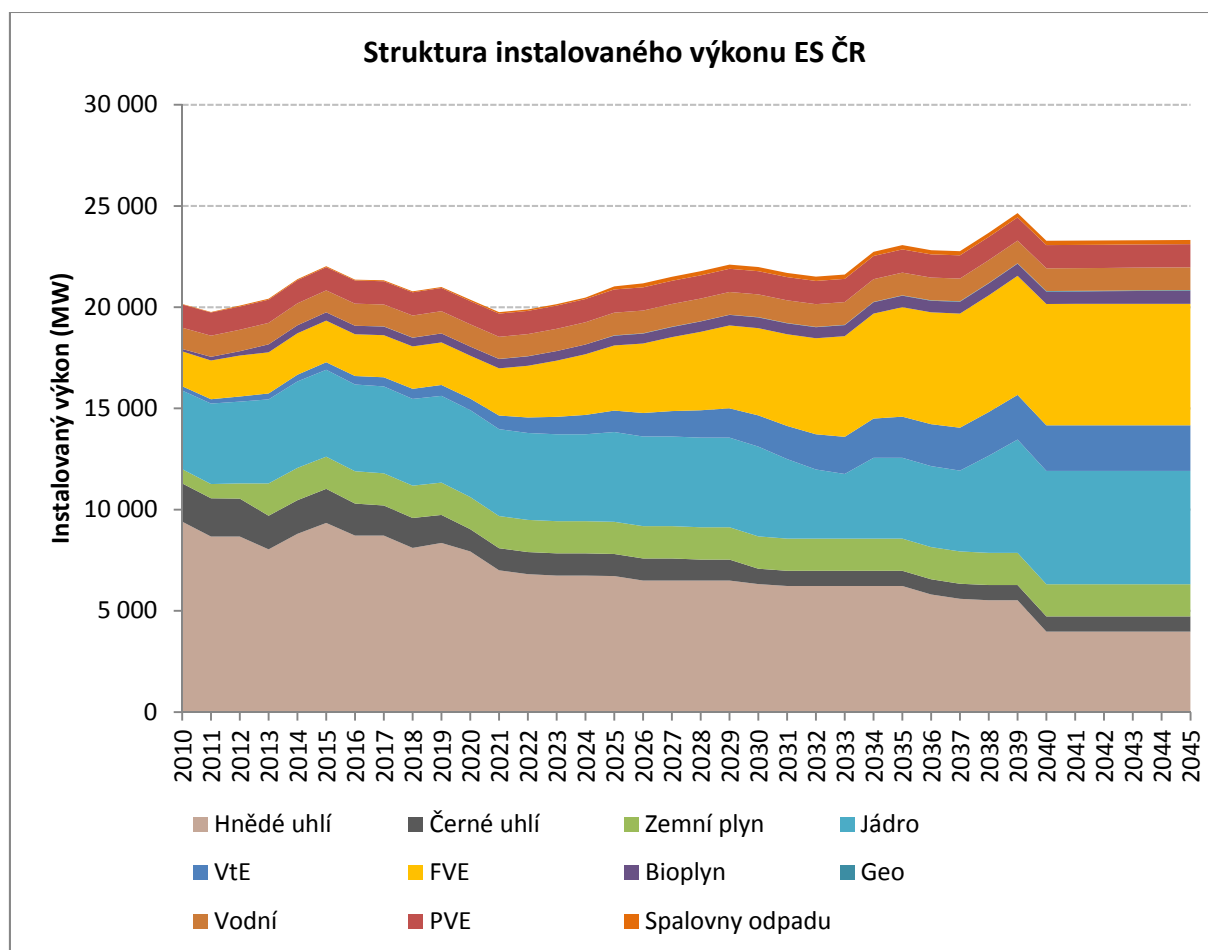
Graf č. 182: Hrubá výroba elektřiny v % (předběžné 2012, IEA)



Graf č. 183: Struktura hrubé výroby elektřiny v % (rok 2045) – dekarbonizační scénář



Graf č. 184: Vývoj a struktura instalovaného výkonu ES ČR

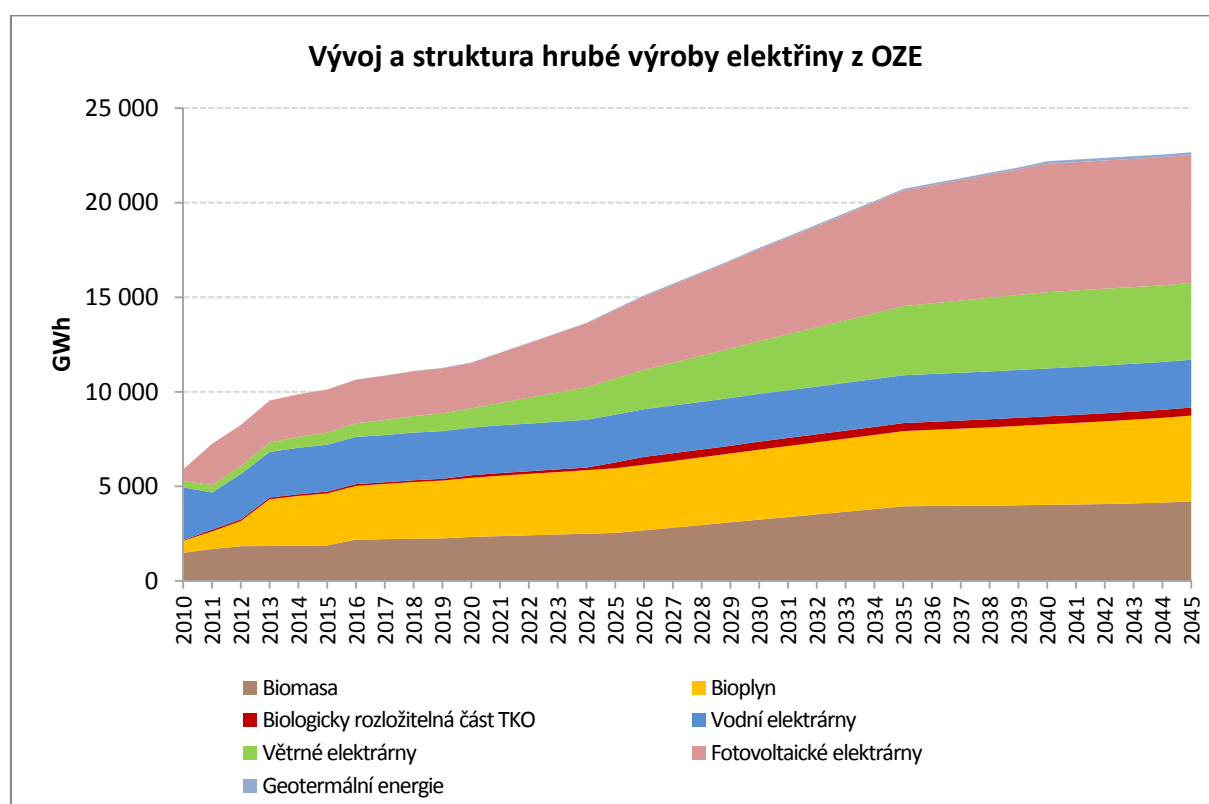


3.6.9 Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny z OZE

Tabulka č. 58: Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny z OZE

OZE		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Biomasa	GWh	1 492,0	1 878,9	2 331,0	2 540,6	3 243,4	3 946,1	4 010,0	4 204,9
Bioplyn	GWh	634,6	2 754,0	3 121,2	3 416,0	3 696,0	3 976,0	4 256,0	4 536,0
BRKO	GWh	35,6	91,2	138,1	310,0	425,2	425,2	425,2	425,2
VE	GWh	2 789,5	2 475,6	2 522,7	2 524,5	2 526,2	2 528,0	2 529,7	2 531,5
VTE	GWh	335,5	647,2	1 013,8	1 905,8	2 780,1	3 654,5	4 050,0	4 050,0
FVE	GWh	615,7	2 275,5	2 403,6	3 631,3	4 869,2	6 107,1	6 780,0	6 780,0
GEO	GWh	0,0	0,0	18,4	55,2	69,0	92,0	138,0	138,0
OZE celkem	GWh	5 902,8	10 122,3	11 548,8	14 383,2	17 609,0	20 728,7	22 188,9	22 665,5

Graf č. 185: Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny z OZE



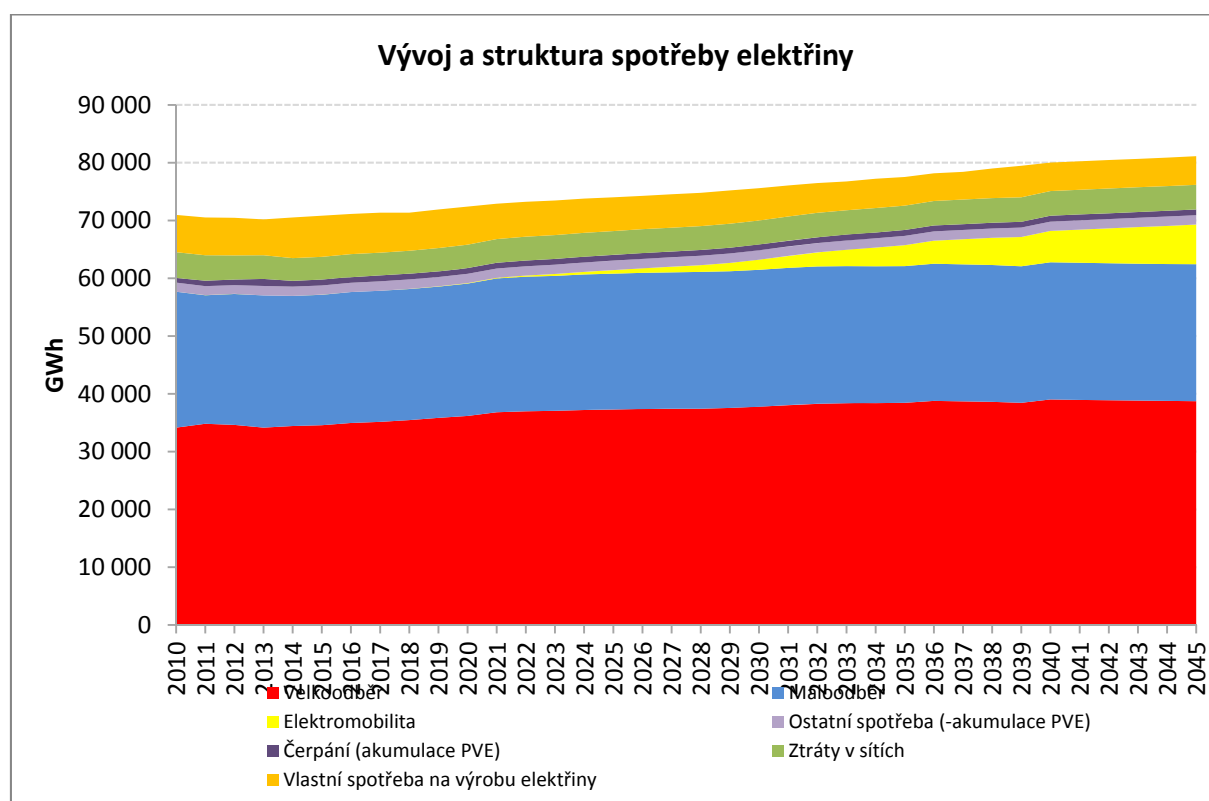
3.6.10 Vývoj a struktura spotřeby elektřiny

Tabulka č. 59: Vývoj a struktura spotřeby elektřiny

Spotřeba		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Velkoodběr	GWh	34 162	34 576	36 169	37 295	37 758	38 444	39 020	38 737
Maloodběr	GWh	23 506	22 577	22 924	23 492	23 696	23 667	23 752	23 684
Podnikatelé	GWh	8 478	8 275	8 656	8 926	9 036	9 201	9 338	9 271
Domácnosti	GWh	15 028	14 302	14 268	14 566	14 659	14 467	14 414	14 414
Ostatní spotřeba	GWh	1 587	1 600	1 620	1 620	1 620	1 620	1 620	1 620
Netto bez mobility	GWh	59 255	58 753	60 713	62 406	63 073	63 731	64 391	64 042
Elektromobilita	GWh	1	9	66	635	1 758	3 617	5 422	6 872
Spotřeba netto		59 255	58 762	60 780	63 041	64 831	67 348	69 814	70 914
Akumulace PVE	GWh	795	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
Ztráty v sítích	GWh	4 467	3 937	4 034	4 131	4 171	4 232	4 289	4 272
Vlastní spotřeba	GWh	6 446	7 127	6 604	5 832	5 582	4 962	4 916	4 935
Spotřeba brutto	GWh	70 963	70 826	72 418	74 004	75 584	77 542	80 019	81 121
Akumulace elektro*	GWh	0	20	308	831	1 530	1 952	2 166	2 166

* Podle předpokladu bude část spotřeby pokryta z akumulace. Kvůli specifickému charakteru této položky byla akumulace explicitně vydělena ze spotřeby.

Graf č. 186: Vývoj a struktura spotřeby elektřiny



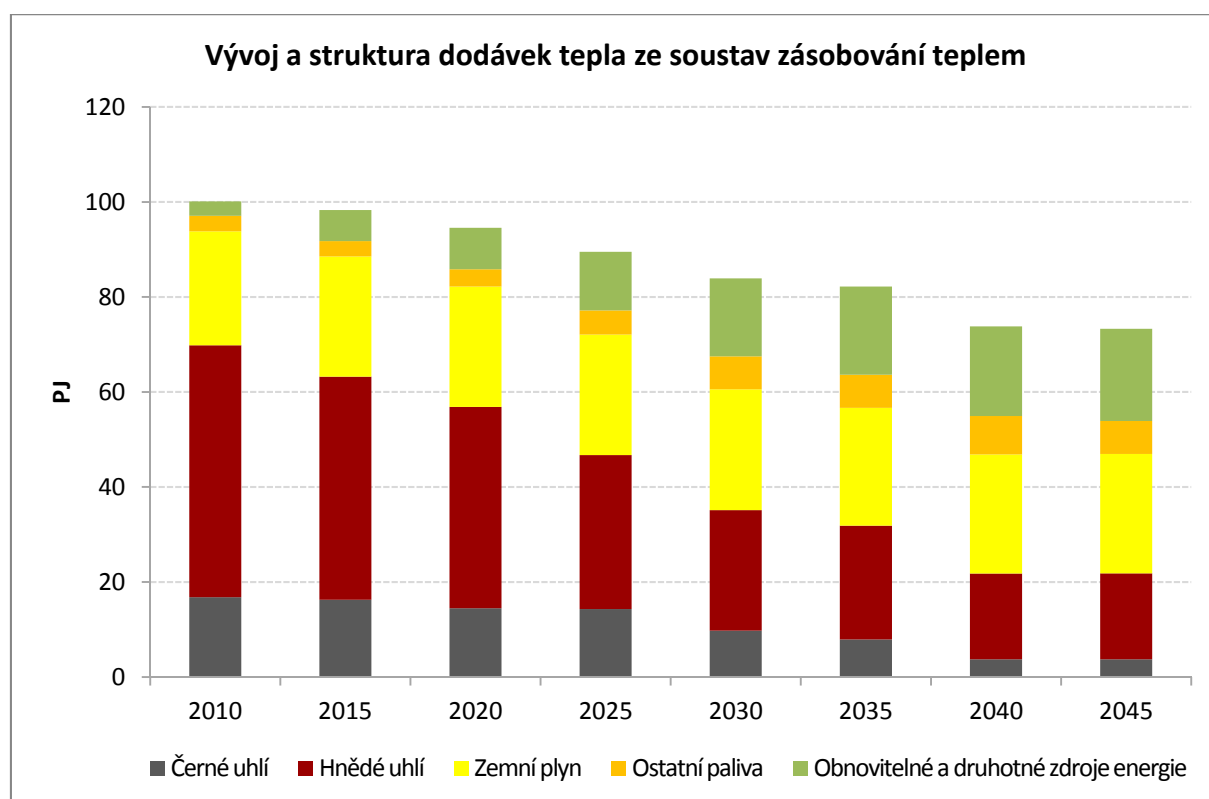
3.6.11 Vývoj a struktura dodávek tepla ze soustav zásobování teplem

Tabulka č. 60: Vývoj a struktura dodávek tepla ze soustav zásobování teplem

SZT		2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Černé uhlí	PJ	16,8	16,3	14,5	14,3	9,8	7,9	3,7	3,7
Hnědé uhlí	PJ	53,0	47,0	42,4	32,4	25,4	23,9	18,1	18,1
Zemní plyn	PJ	24,0	25,3	25,3	25,4	25,4	24,8	25,1	25,1
Ostatní paliva	PJ	3,2	3,2	3,7	5,1	7,0	7,0	8,1	7,0
OZE	PJ	3,0	6,6	8,7	12,3	16,4	18,6	18,9	19,4
Celkem SZT	PJ	100,1	98,3	94,5	89,5	83,9	82,2	73,8	73,3

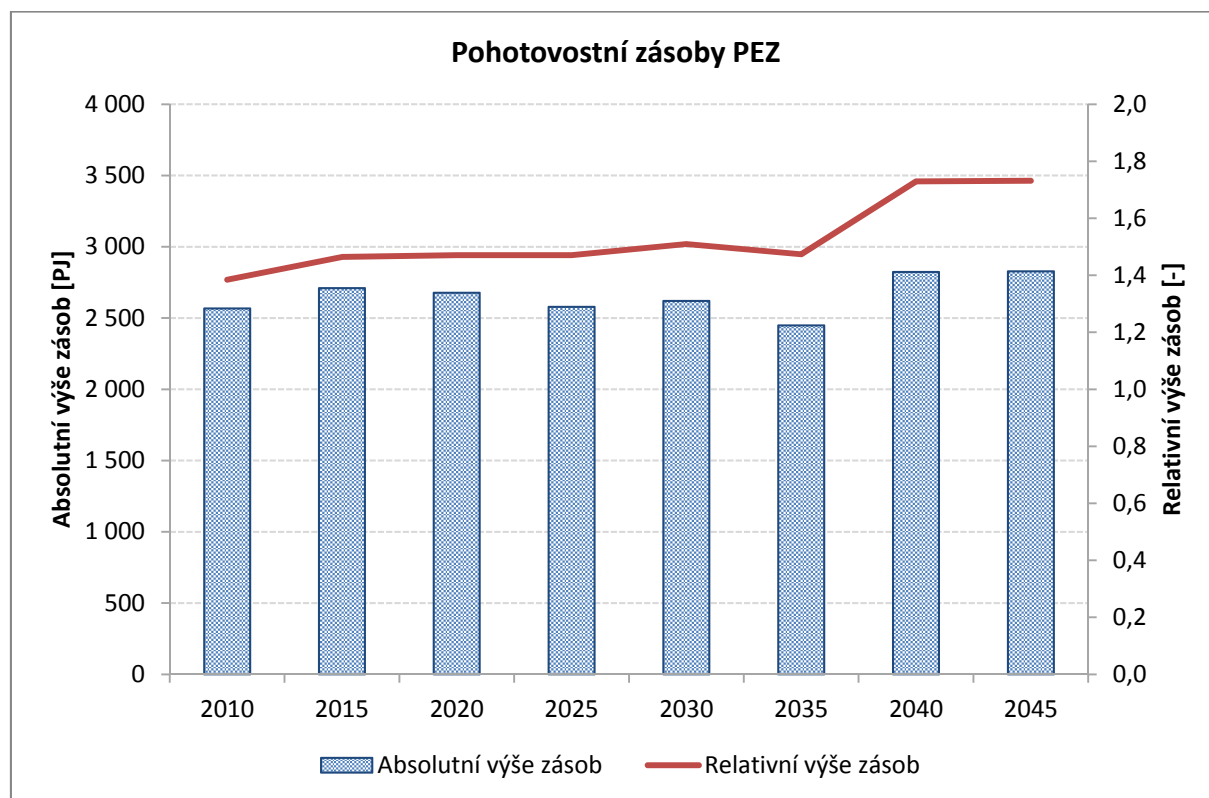
Pozn.: ostatní paliva – koksárenský, vysokopeční a ostatní plyny, průmyslové odpady, alternativní paliva, tuhý komunální odpad (neobnovitelný), prvotní teplo

Graf č. 187: Vývoj a struktura dodávek tepla ze soustav zásobování teplem

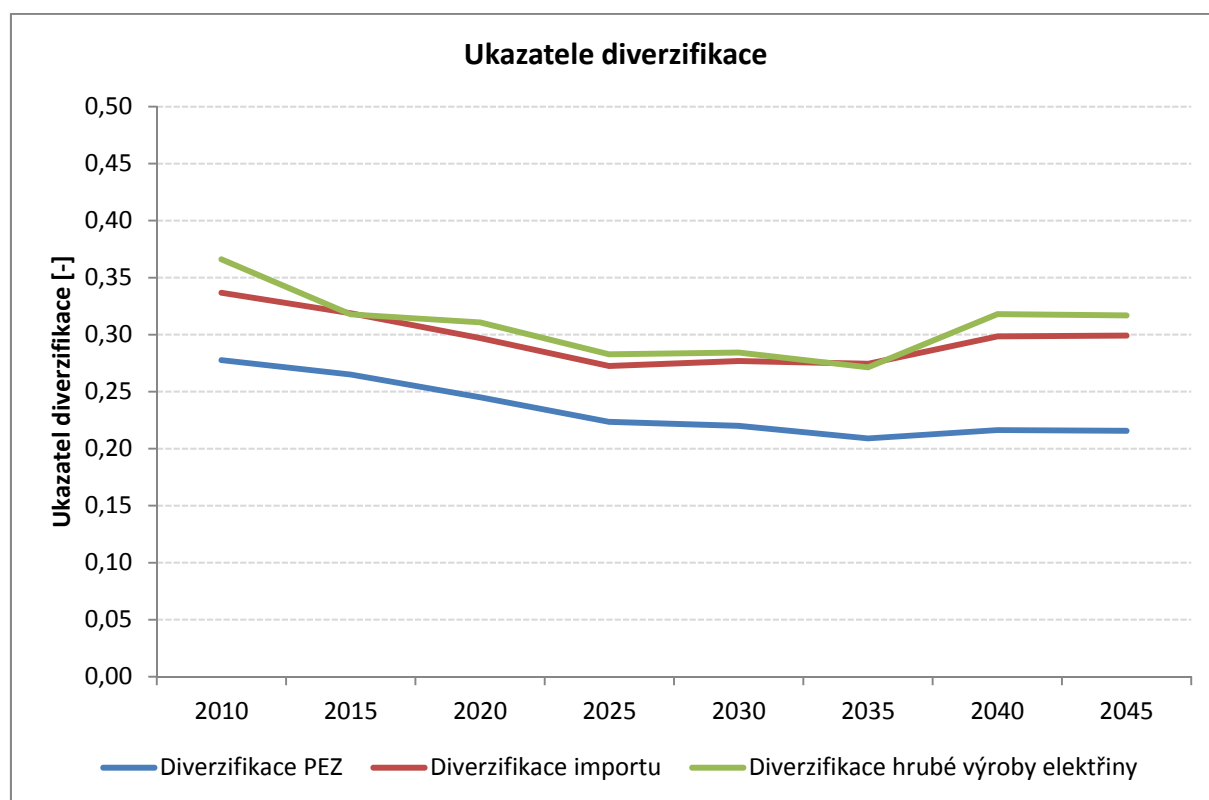


3.6.12 Ukazatele bezpečnosti - Dekarbonizační scénář

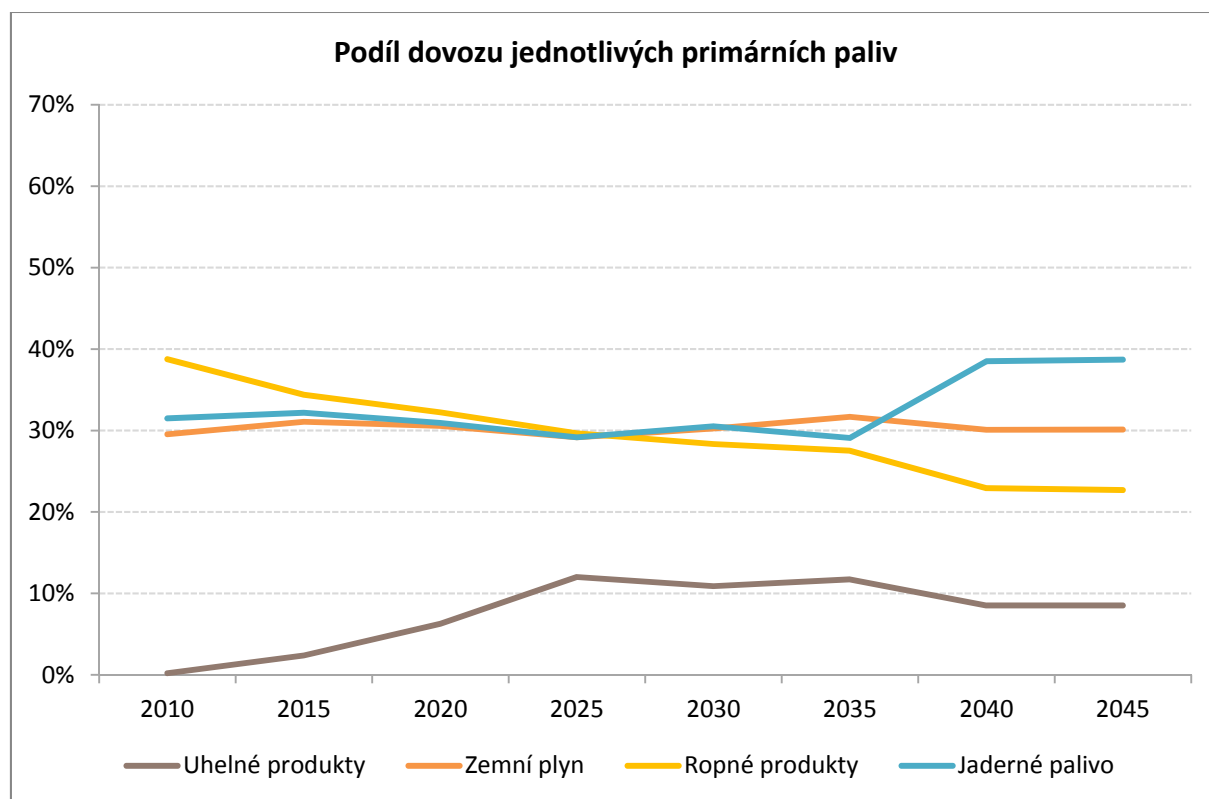
Graf č. 188: Pohotovostní zásoby PEZ



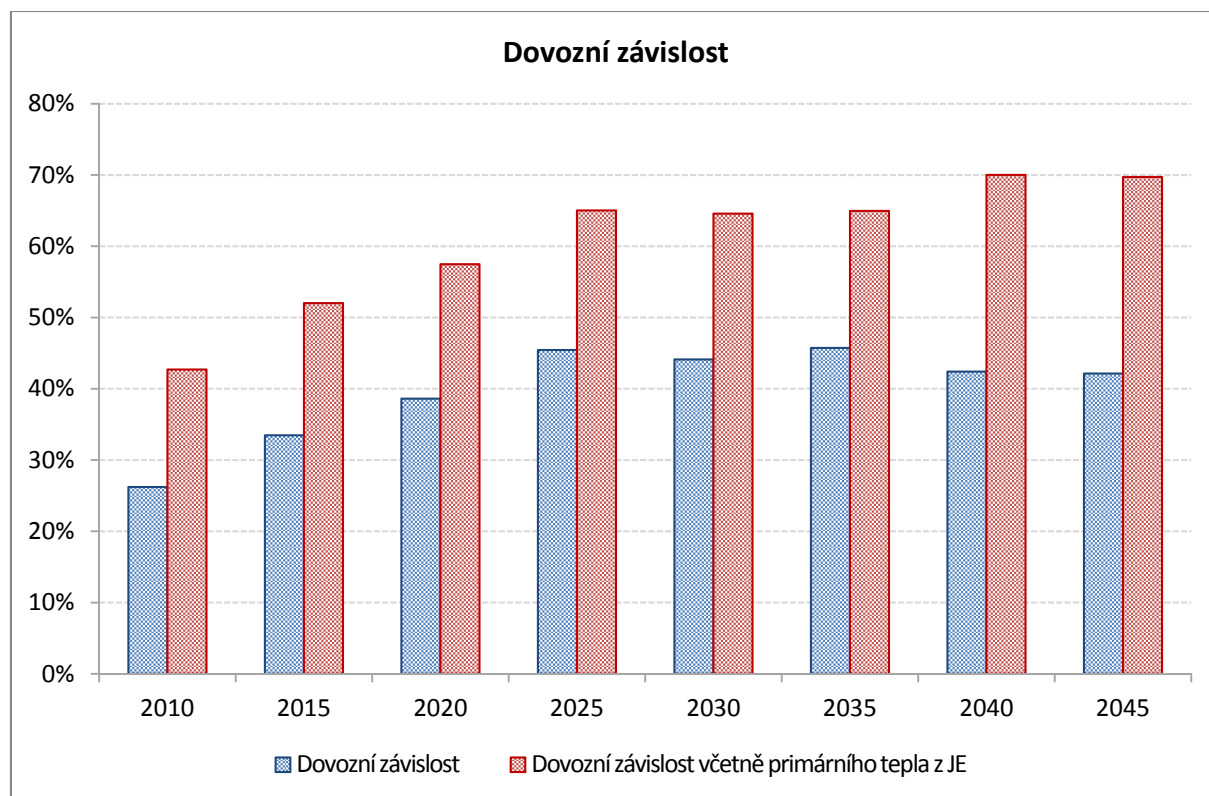
Graf č. 189: Ukazatele diverzifikace



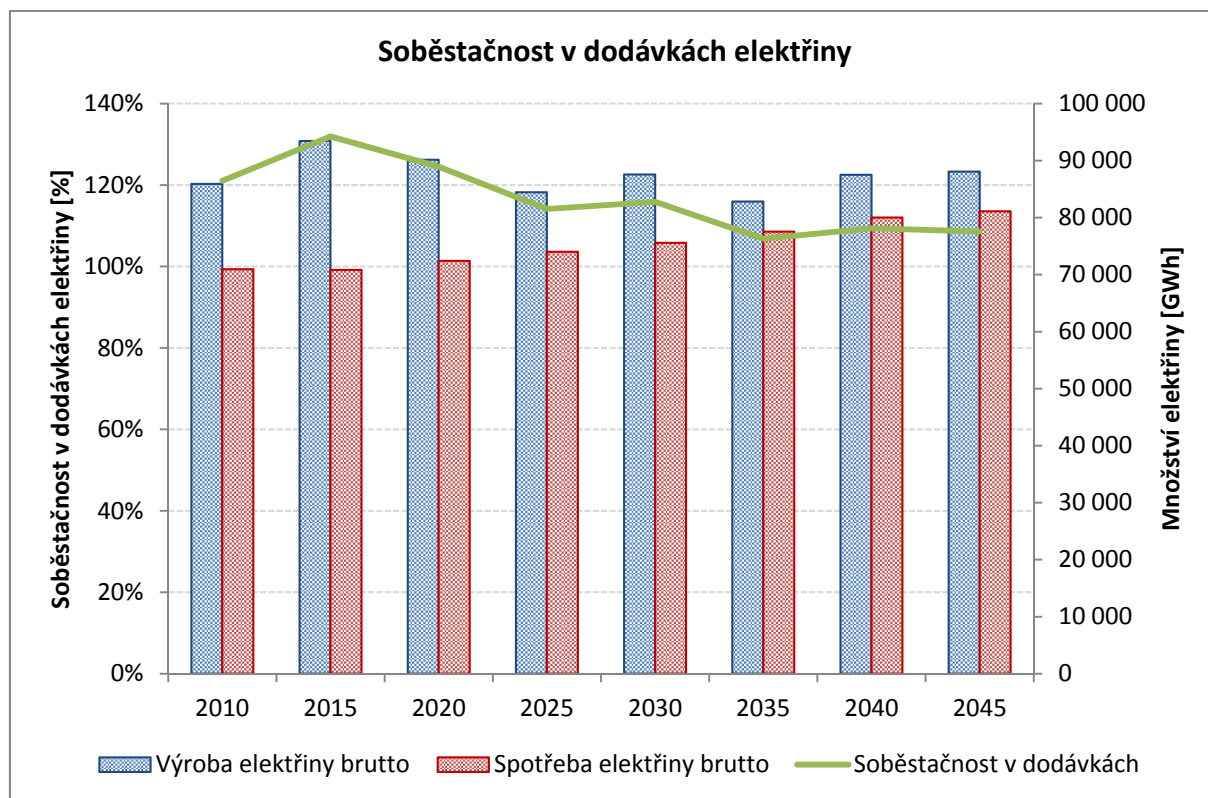
Graf č. 190: Podíl dovozu jednotlivých primárních paliv



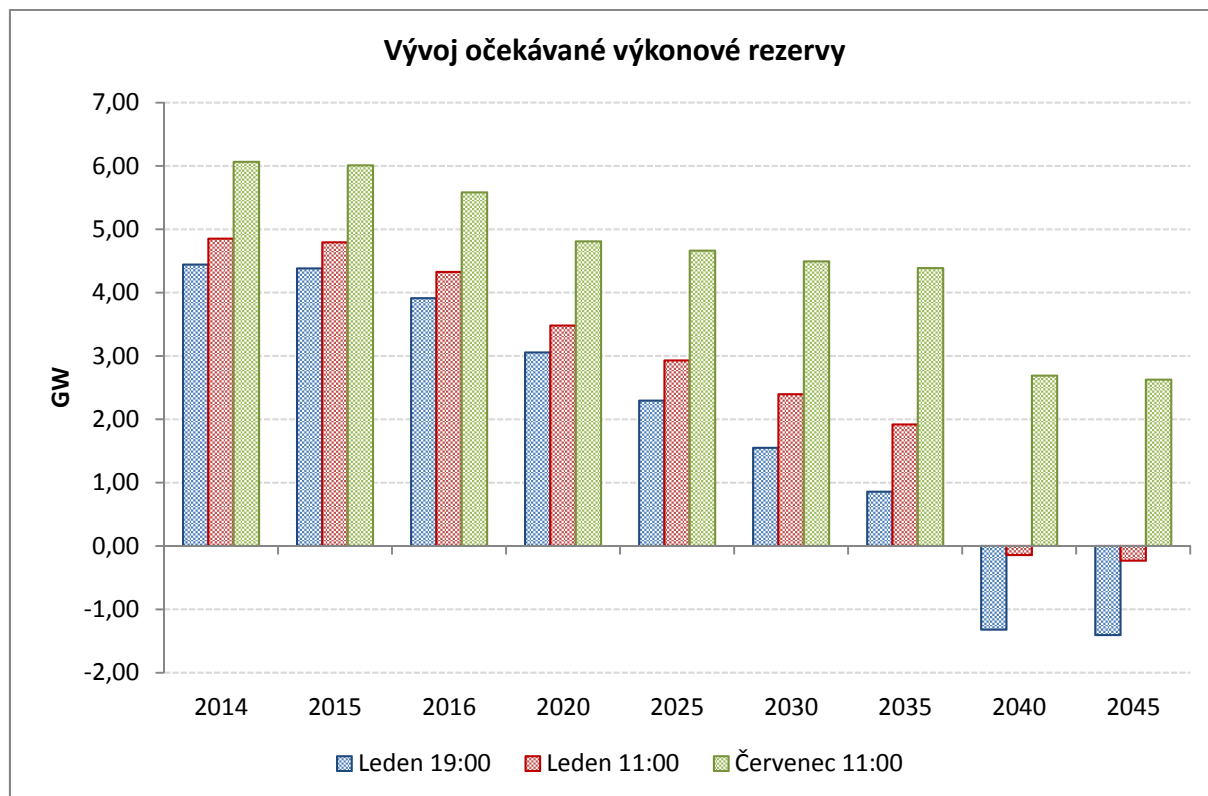
Graf č. 191: Dovožní závislost



Graf č. 192: Soběstačnost v dodávkách elektřiny

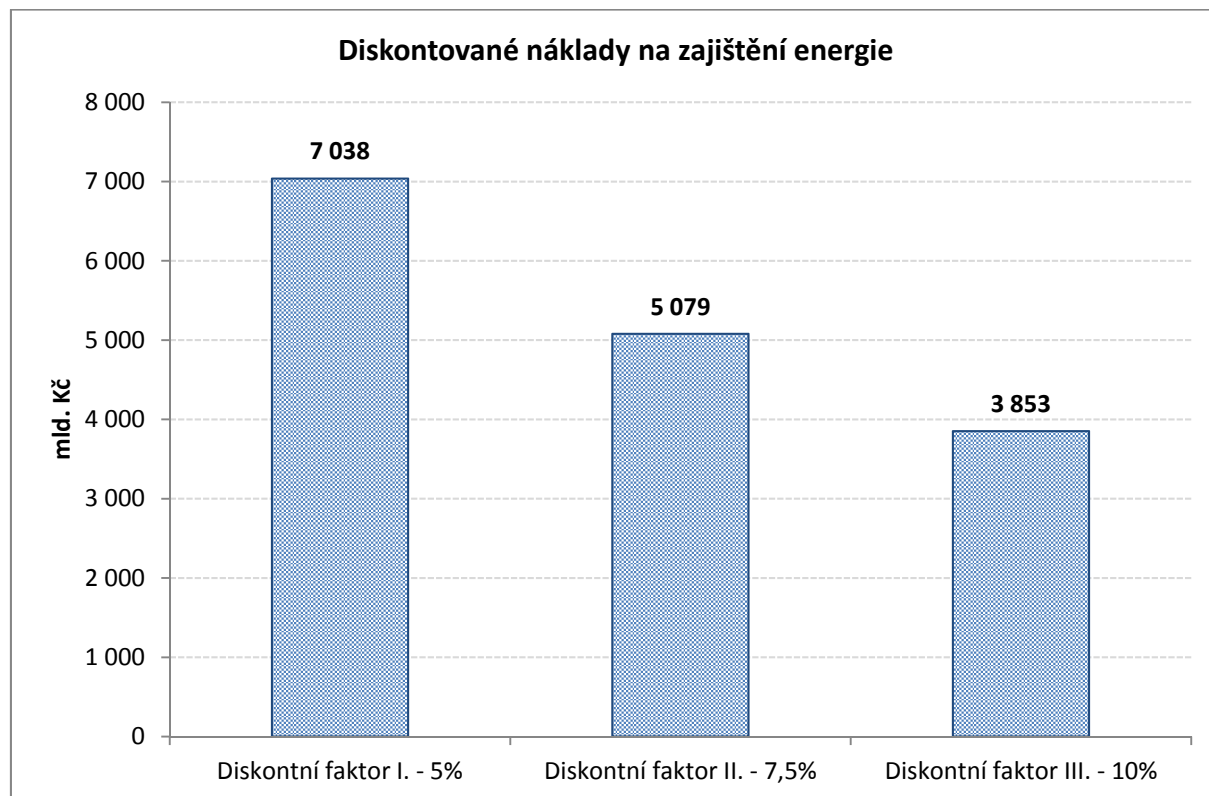


Graf č. 193: Vývoj očekávané výkonové rezervy

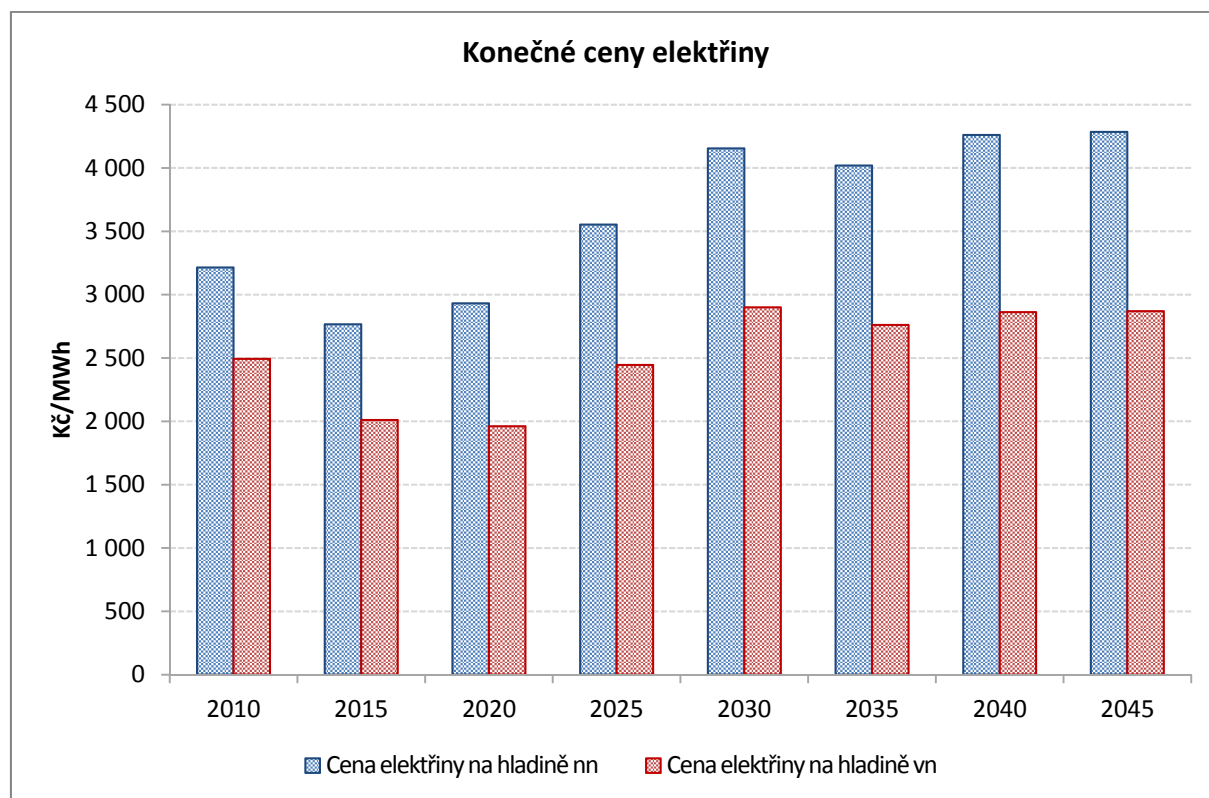


3.6.13 Ukazatele konkurenceschopnosti - Dekarbonizační scénář

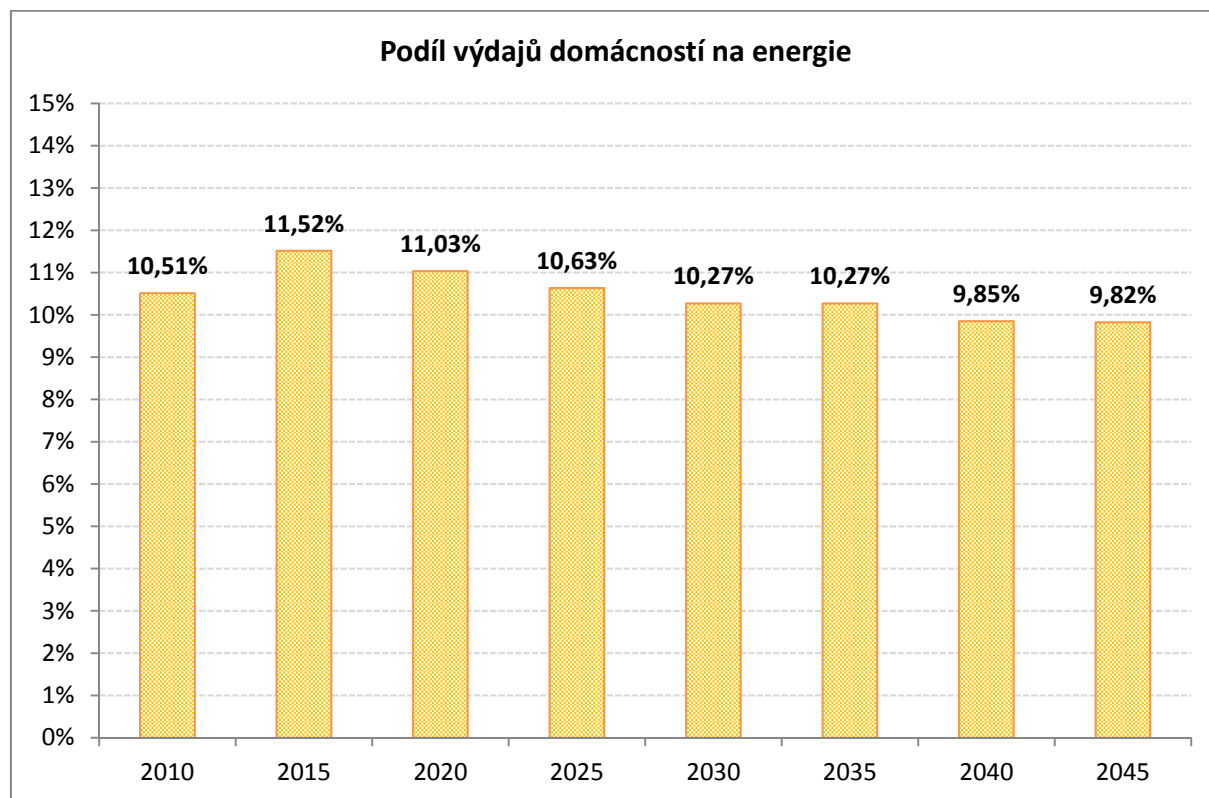
Graf č. 194: Diskontované náklady na zajištění energie



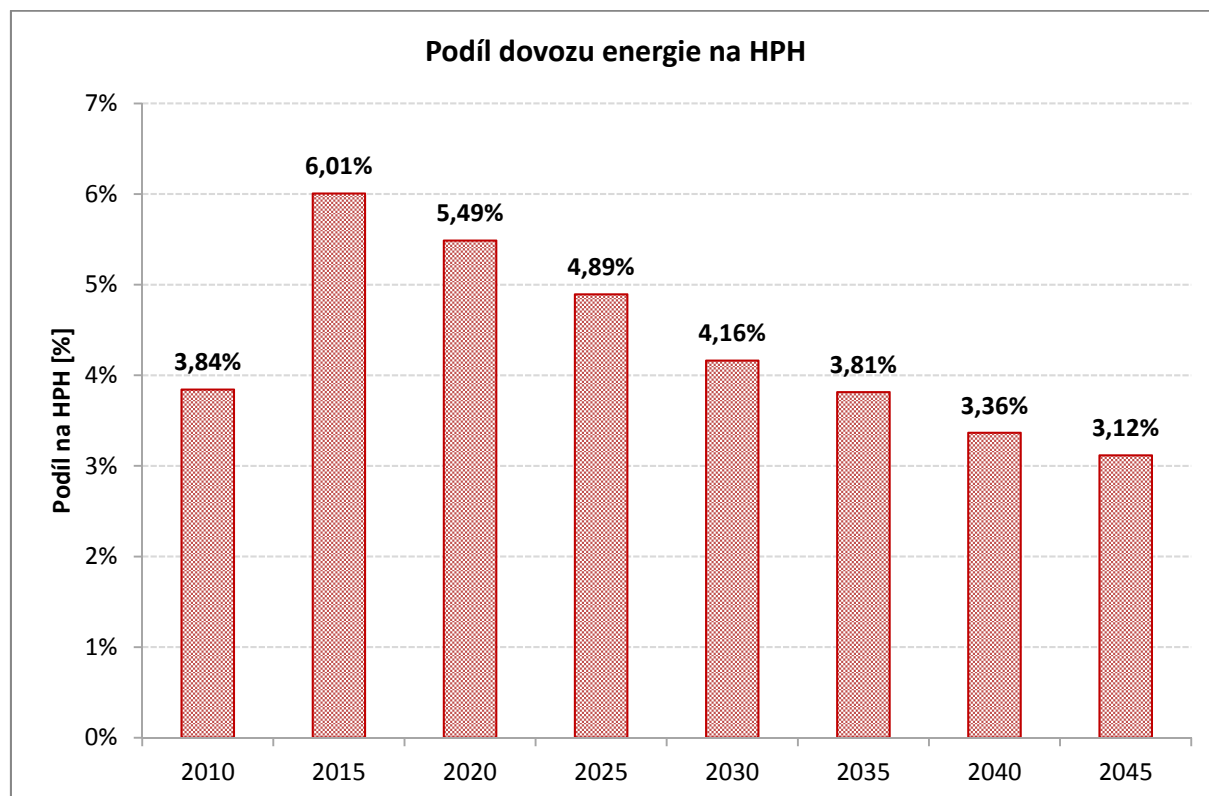
Graf č. 195: Konečné ceny elektřiny



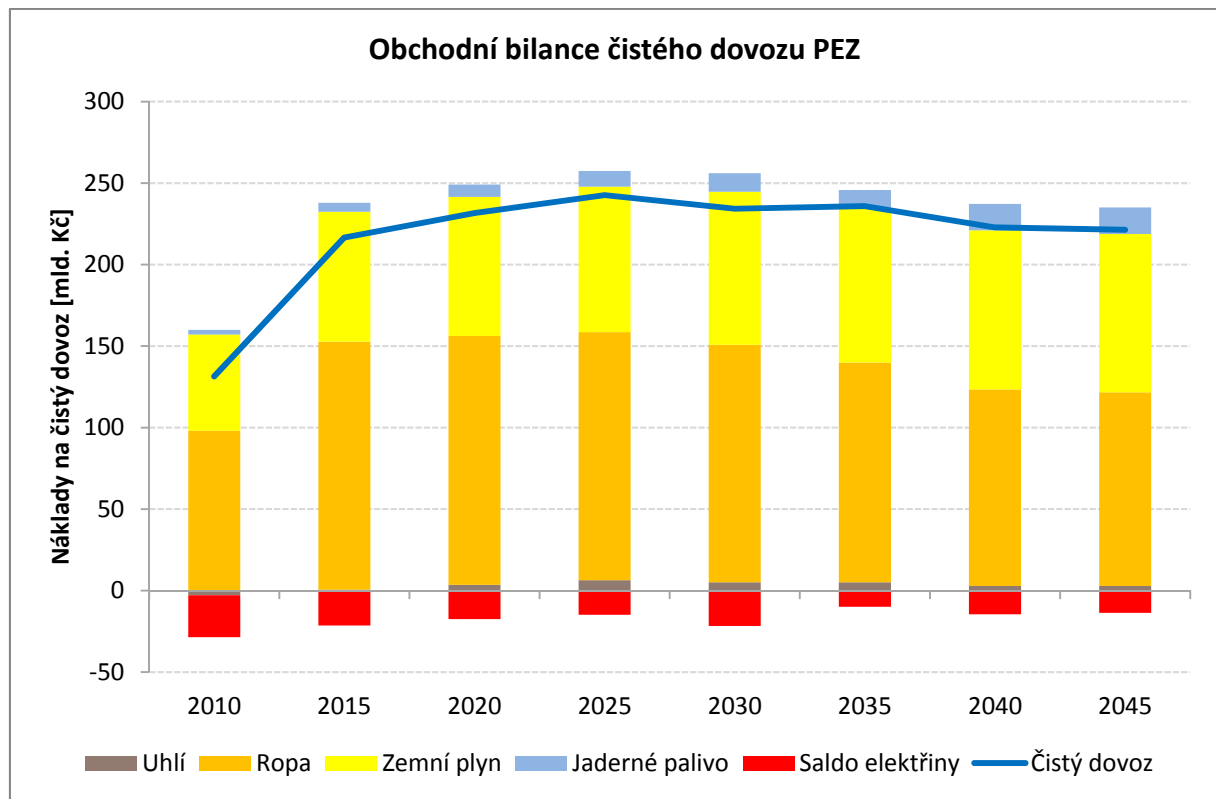
Graf č. 196: Podíl výdajů domácností na energii



Graf č. 197: Podíl dovozu energie na HPH

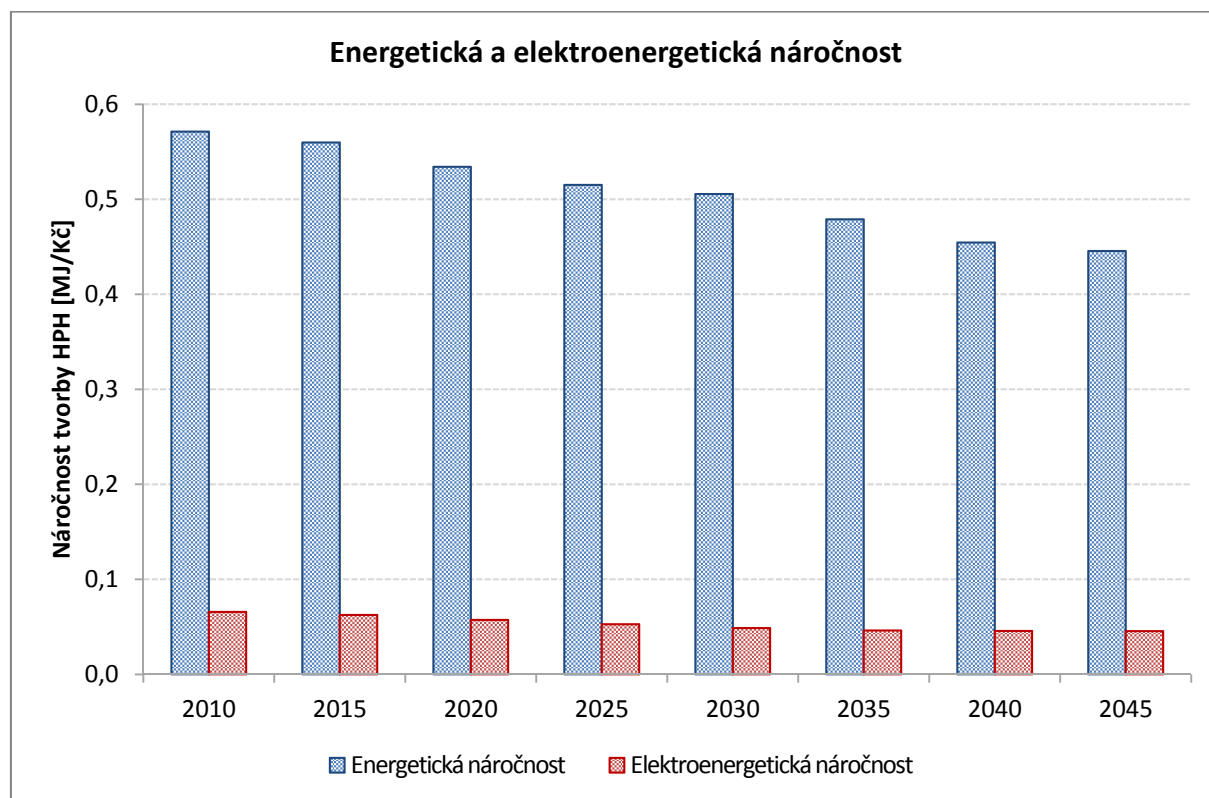


Graf č. 198: Obchodní bilance čistého dovozu PEZ

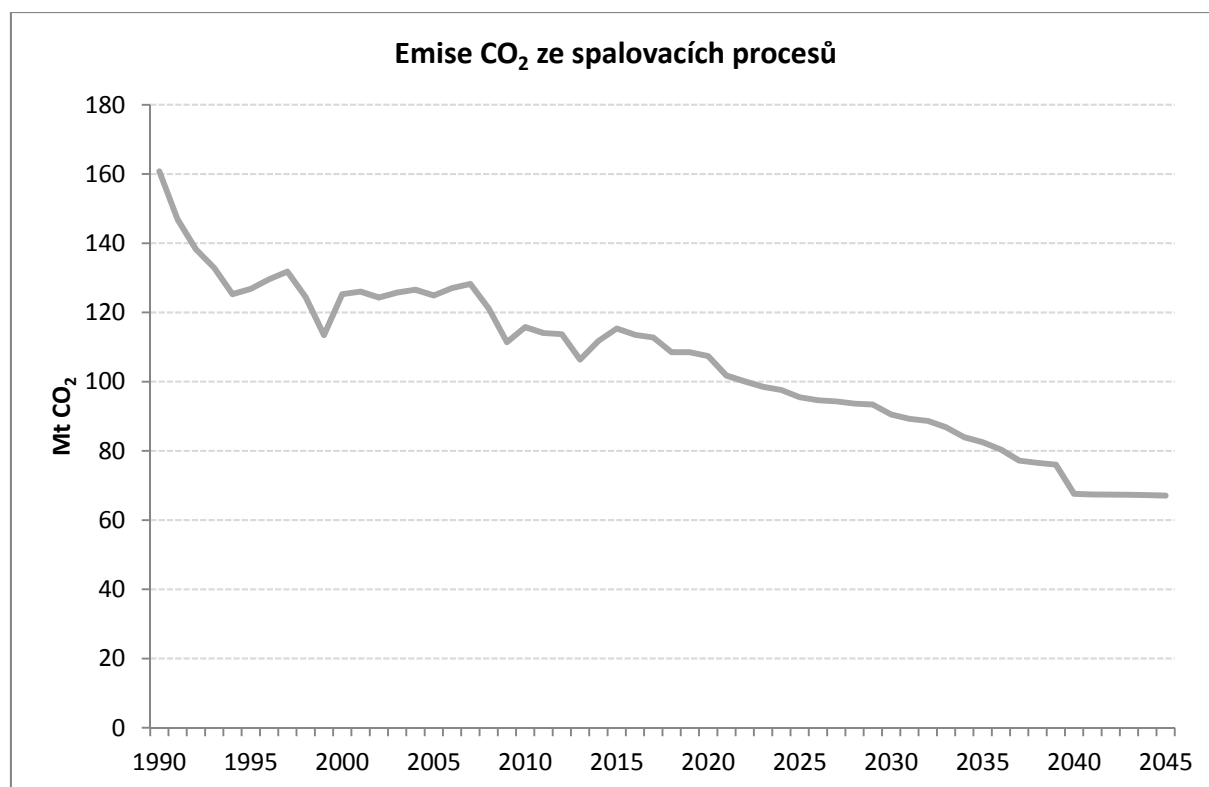


3.6.14 Ukazatele udržitelnosti - Dekarbonizační scénář

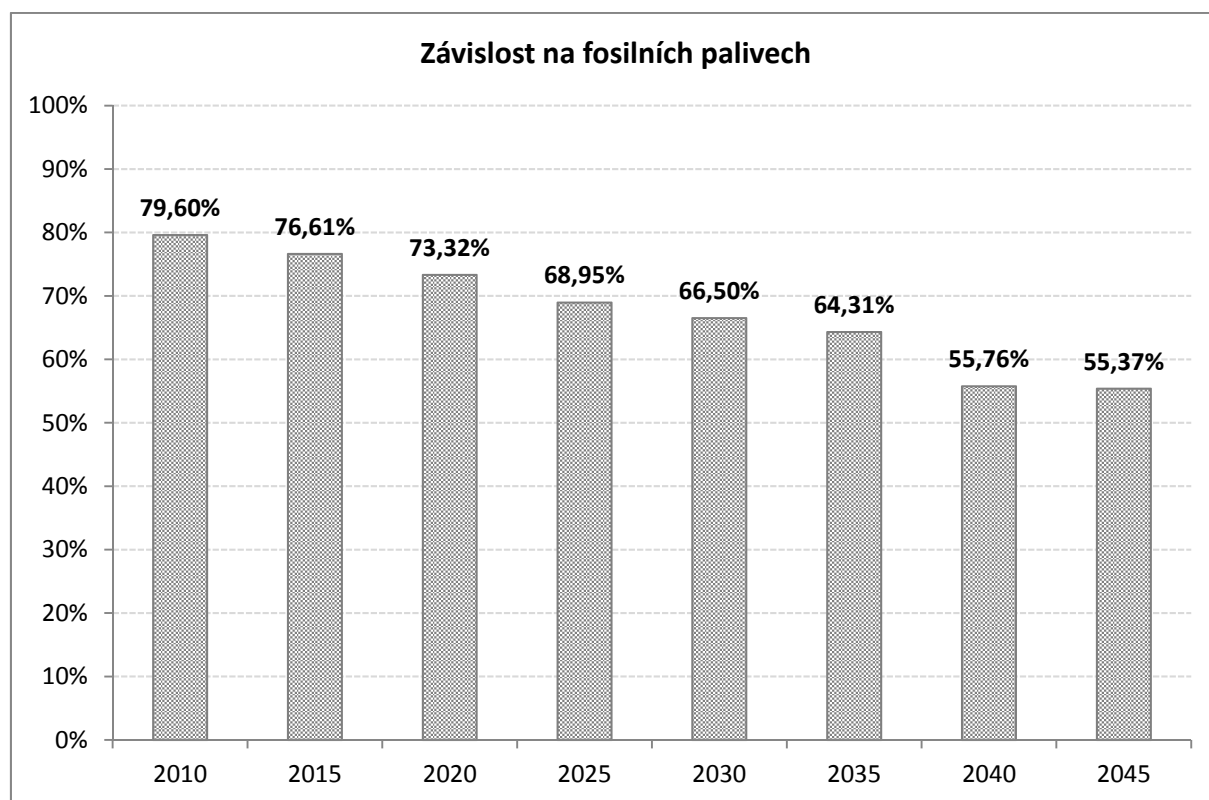
Graf č. 199: Energetická a elektroenergetická náročnost tvorby HPH



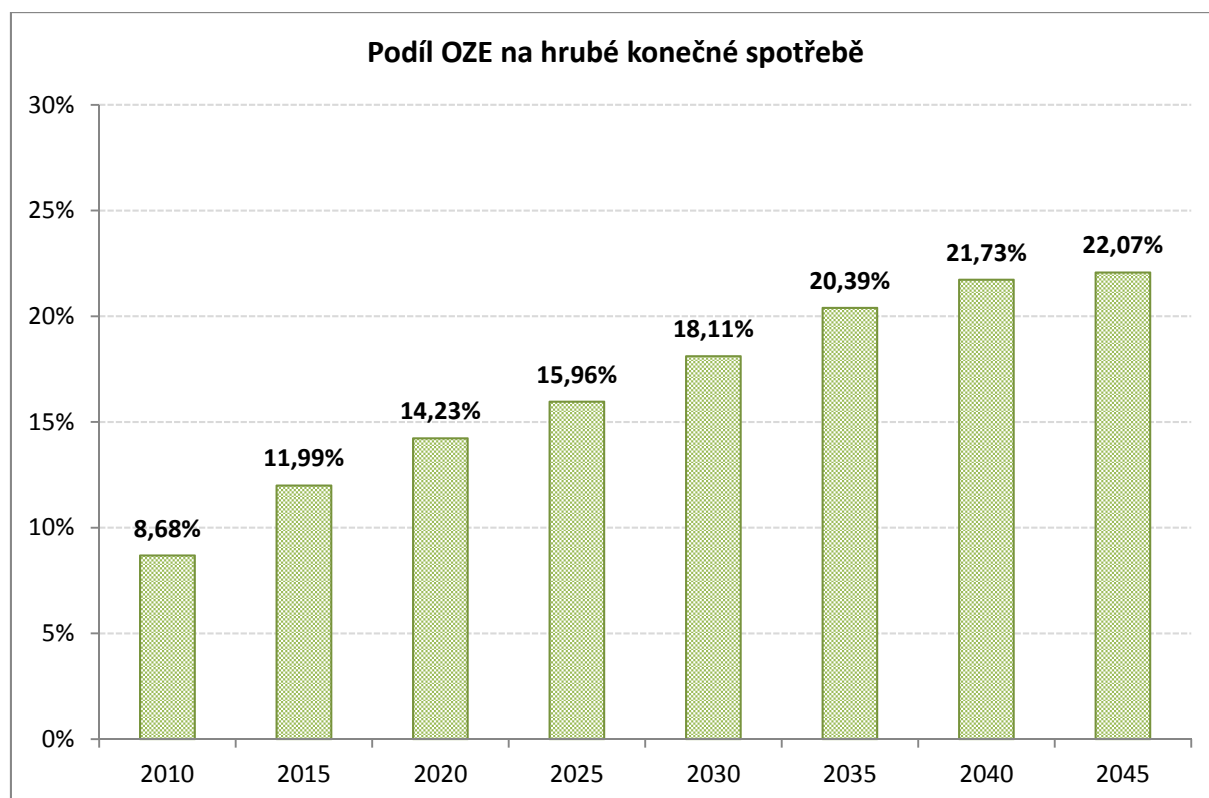
Graf č. 200: Emise CO₂



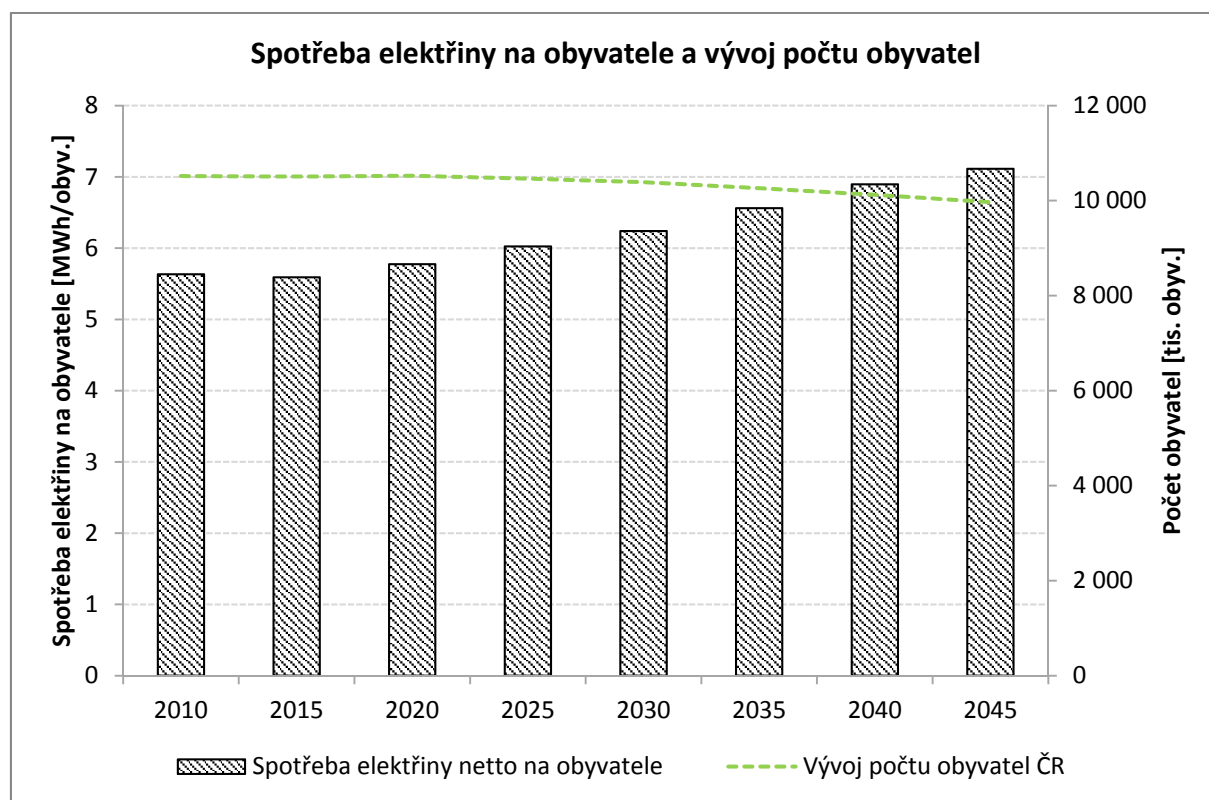
Graf č. 201: Závislost na fosilních palivech



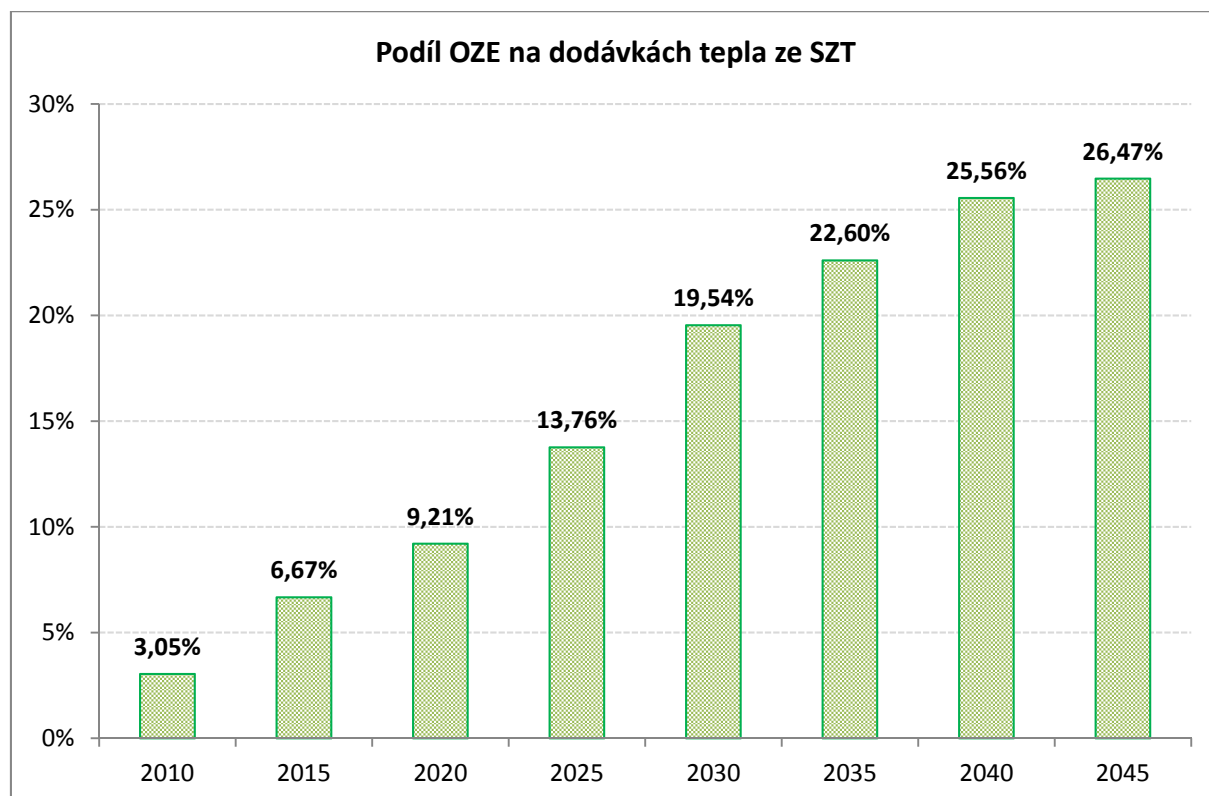
Graf č. 202: Podíl OZE na hrubé konečné spotřebě



Graf č. 203: Spotřeba elektřiny na obyvatele a vývoj počtu obyvatel



Graf č. 204: Podíl OZE na dodávkách tepla ze SZT



4 Srovnání uvedených scénářů

Tato kapitola srovnává jednotlivé scénáře vývoje české energetiky podle scénářů sledovaných v ASEK. Následně je provedena multikriteriální analýza.

Tabulka č. 61: Srovnání uvedených scénářů pro rok 2040 - 1. část

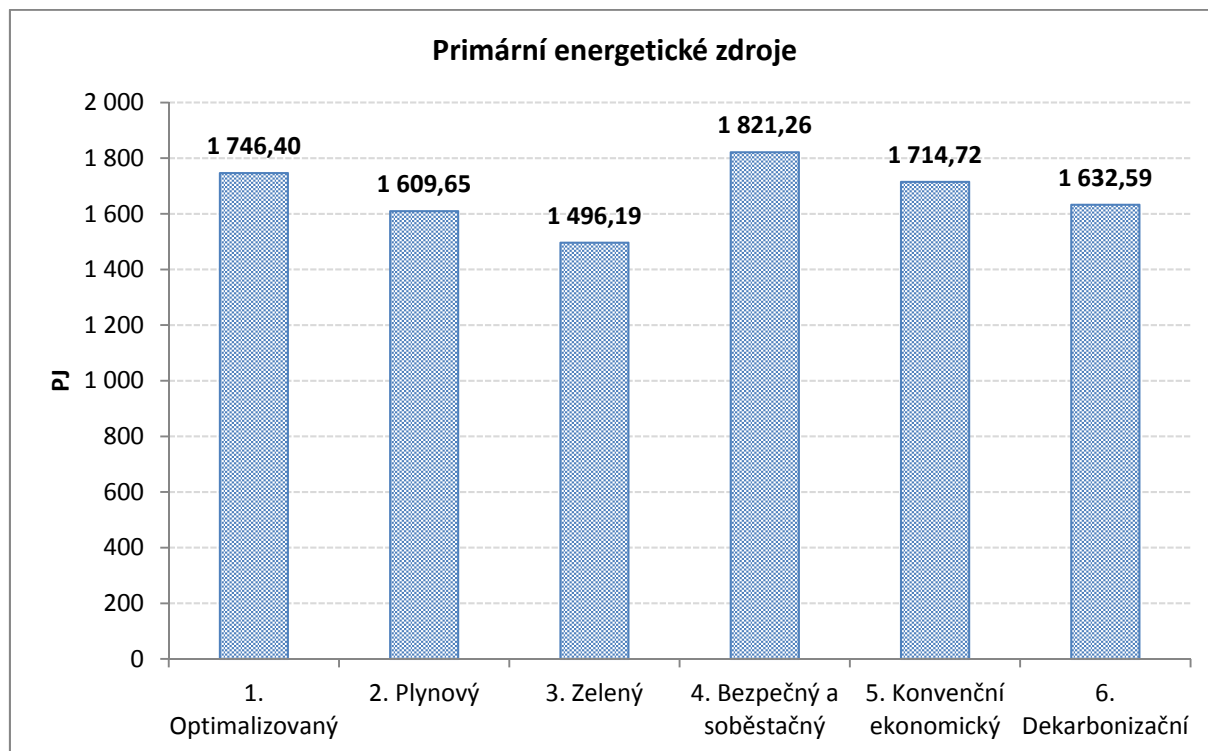
			1. Optimalizovaný	2. Plynový	3. Zelený	4. Bezpečný a soběstačný	5. Konvenční ekonomický	6. Dekarbonizační
	Primární energetické zdroje	[PJ]	1 746,4	1 609,65	1 496,19	1 821,26	1 714,72	1 632,59
	Hrubá výroba elektřiny	[GWh]	88 541,7	79 375,67	65 414,27	99 911,31	87 516,57	87 515,73
	Konečná spotřeba	[PJ]	1 146,4	1 169,50	1 113,06	1 163,38	1 122,99	1 081,75
Bezpečnost	Pohotovostní zásoby primárních energetických zdrojů	[násobek PEZ]	1,701	1,100	1,226	1,828	1,766	1,729
	Diverzifikace primárních energetických zdrojů	[bezrozměr.]	0,211	0,204	0,193	0,226	0,214	0,216
	Diverzifikace hrubé výroby elektřiny	[bezrozměr.]	0,292	0,289	0,263	0,309	0,302	0,298
	Diverzifikace importu	[bezrozměr.]	0,328	0,256	0,255	0,337	0,336	0,318
	Dovozní závislost (včetně primárního tepla z JE)	[%]	71,34%	72,47%	65,59%	68,57%	70,73%	70,01%
	Dovozní závislost (bez primárního tepla z JE)	[%]	44,35%	61,50%	53,79%	38,27%	42,36%	42,42%
	Soběstačnost v dodávkách elektřiny	[%]	104,37%	84,85%	83,74%	116,82%	105,55%	109,37%
	Vývoj očekávané výkonové rezervy (Leden 19:00)	[GW]	-1,54	-2,15	-3,84	-0,50	-1,28	-1,32

Tabulka č. 62: Srovnání uvedených scénářů pro rok 2040 - 2. část

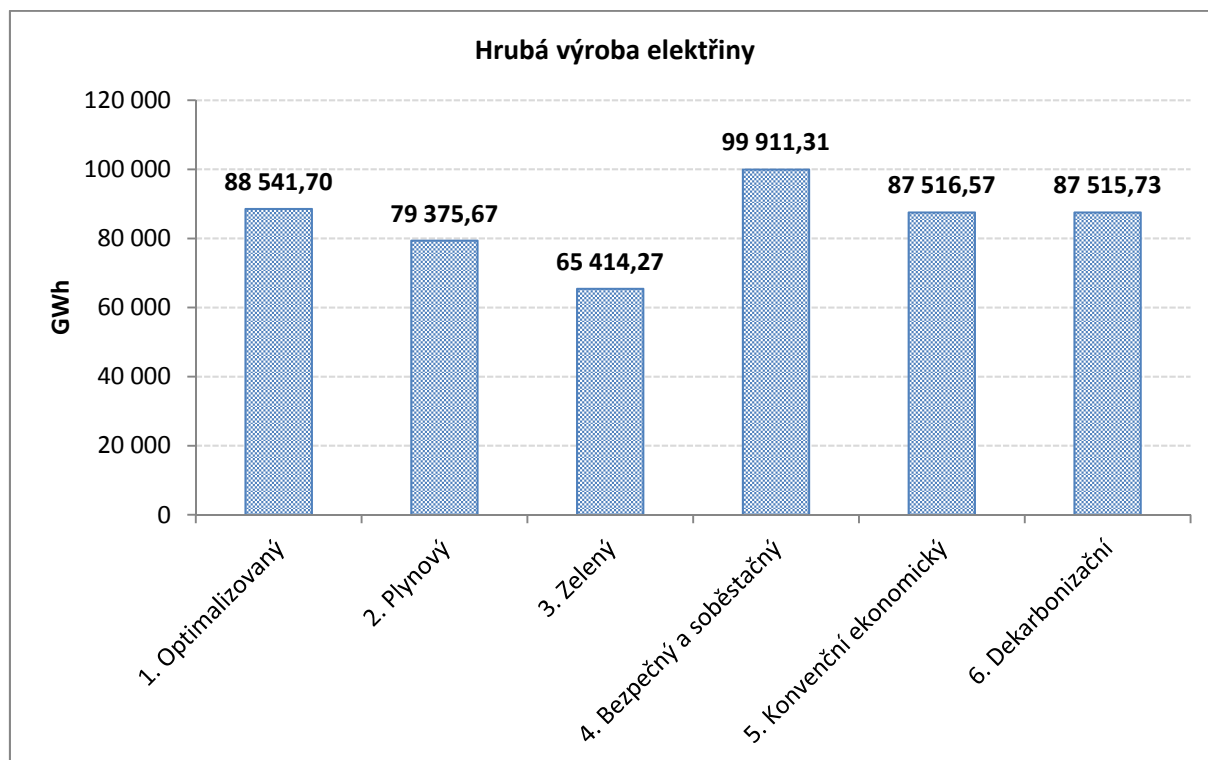
			1. Optimalizovaný	2. Plynový	3. Zelený	4. Bezpečný a soběstačný	5. Konvenční ekonomický	6. Dekarbonizační
Konkurence- schopnost	Diskontované náklady na zajištění energie [5 % p.a.]	[mld.]	6 234,2	6 778,4	6 876,4	6 801,8	6 578,6	7 038,2
	Diskontované náklady na zajištění energie [7,5 % p.a.]	[mld.]	4 678,5	4 936,9	4 994,0	4 968,5	4 828,2	5 079,0
	Diskontované náklady na zajištění energie [10 % p.a.]	[mld.]	3 648,8	3 774,4	3 807,1	3 804,8	3 713,6	3 852,6
	Podíl dovozu energie na hrubé přidané hodnotě	[%]	2,66%	3,45%	3,94%	2,38%	2,56%	3,36%
	Obchodní bilance dovozu a vývozu paliv	[mld.]	248,18	321,45	260,78	221,46	238,57	222,75
Udržitelnost	Energetická náročnost tvorby hrubé přidané hodnoty	[MJ/Kč]	0,3170	0,2922	0,4165	0,3306	0,3112	0,4544
	Vliv na životní prostředí [emise CO ₂]	[Mt]	72,481	81,130	69,993	71,699	70,827	67,566
	Podíl fosilních paliv na spotřebě primární energie	[%]	55,68%	61,50%	63,01%	51,91%	55,01%	55,32%
	Elektroenergetická náročnost tvorby hrubé přidané hodnoty	[MJ/Kč]	0,048	0,053	0,045	0,048	0,047	0,046
	Elektroenergetická náročnost tvorby hrubé přidané hodnoty	[Wh/Kč]	13,33	14,72	12,50	13,33	13,06	12,78
	Podíl OZE v konečné spotřebě	[%]	21,07%	17,30%	23,4%	23,92%	20,56%	21,73%
	Spotřeba elektřiny na obyvatele	[MWh/obyv]	7,32	8,06	6,81	7,51	7,12	6,89
	Podíl OZE na dodávkách tepla ze SZT	[%]	26,00%	17,18%	23,43%	37,77%	25,45%	21,73%

4.1.1 Srovnání PEZ, KS a hrubé výroby elektřiny

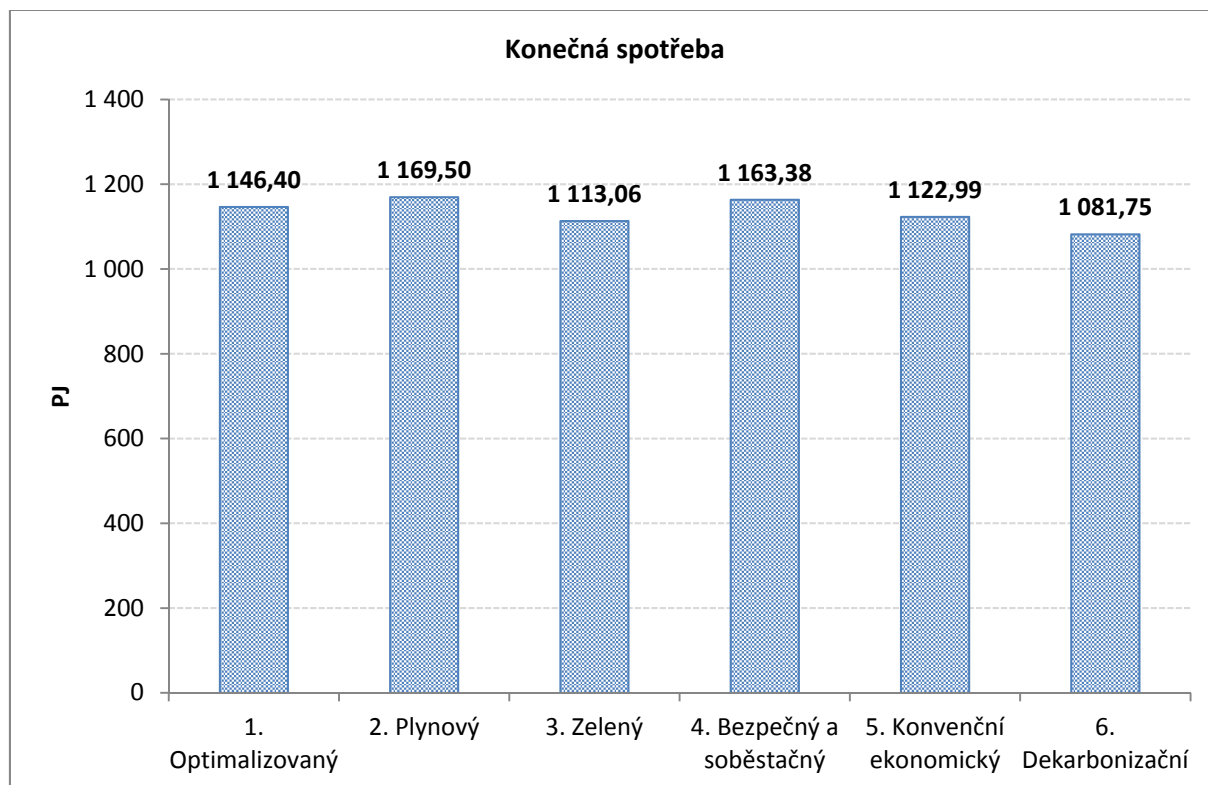
Graf č. 205: Srovnání PEZ pro jednotlivé scénáře



Graf č. 206: Srovnání hrubé výroby elektřiny pro jednotlivé scénáře

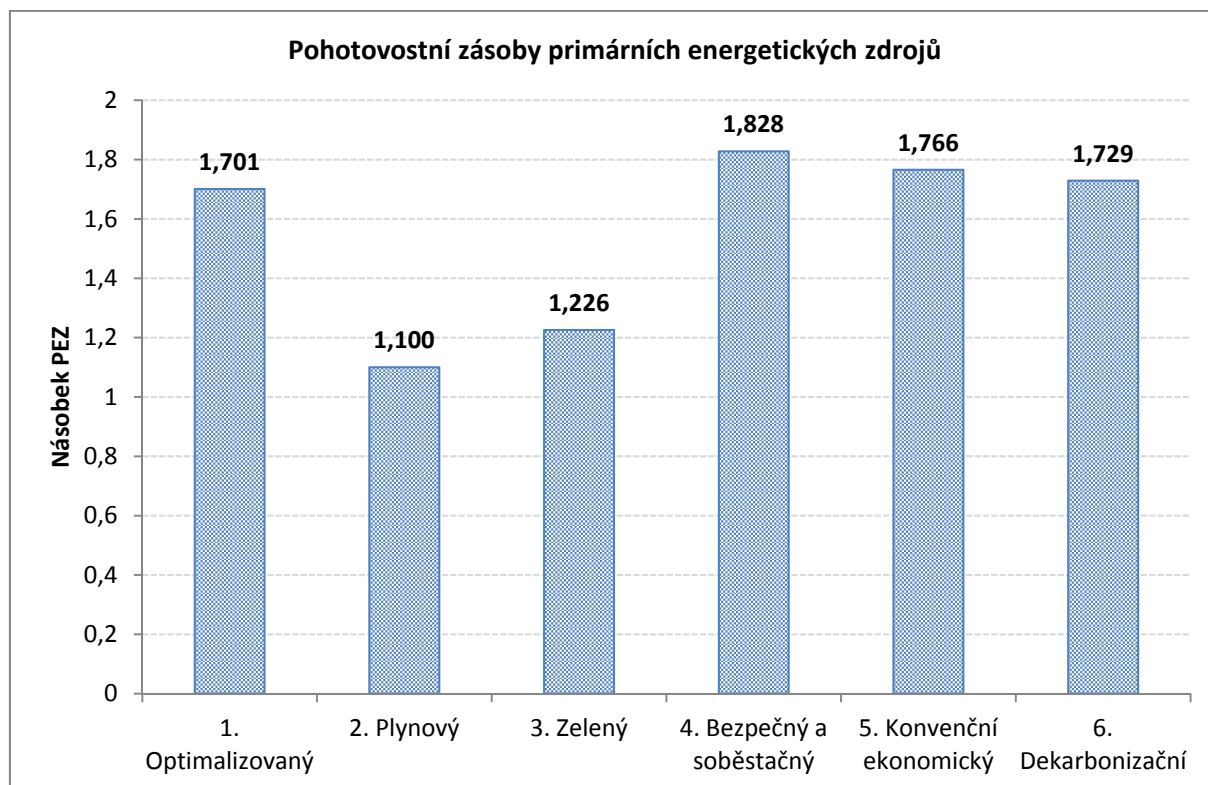


Graf č. 207: Srovnání konečné spotřeby pro jednotlivé scénáře

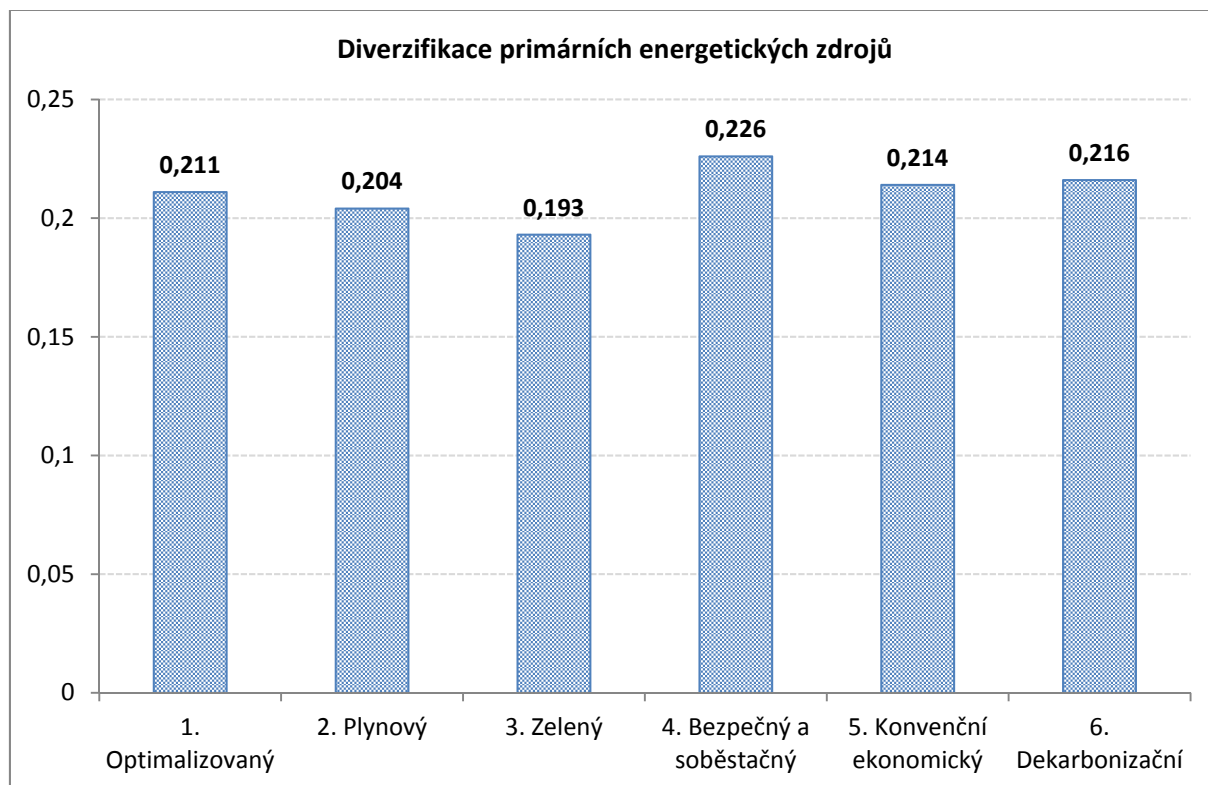


4.1.2 Srovnání ukazatelů bezpečnosti

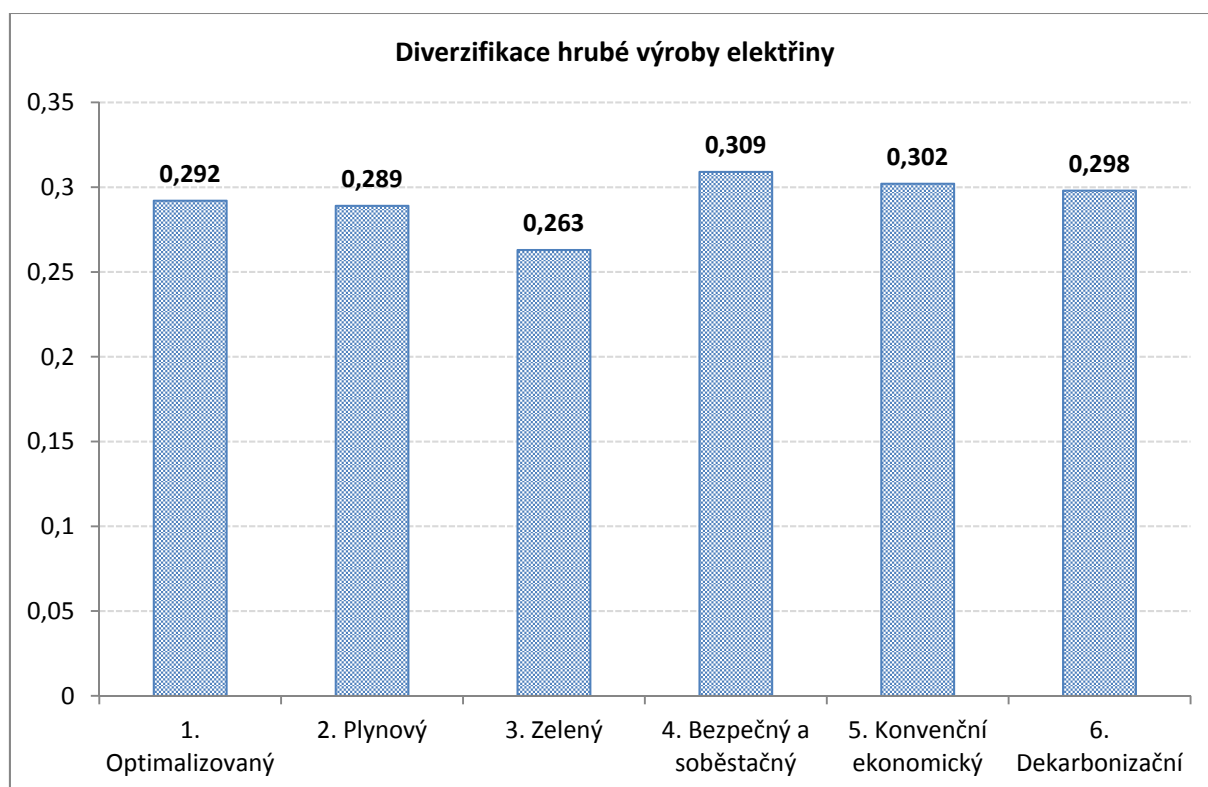
Graf č. 208: Srovnání pohotovostních zásob primárních energetických zdrojů



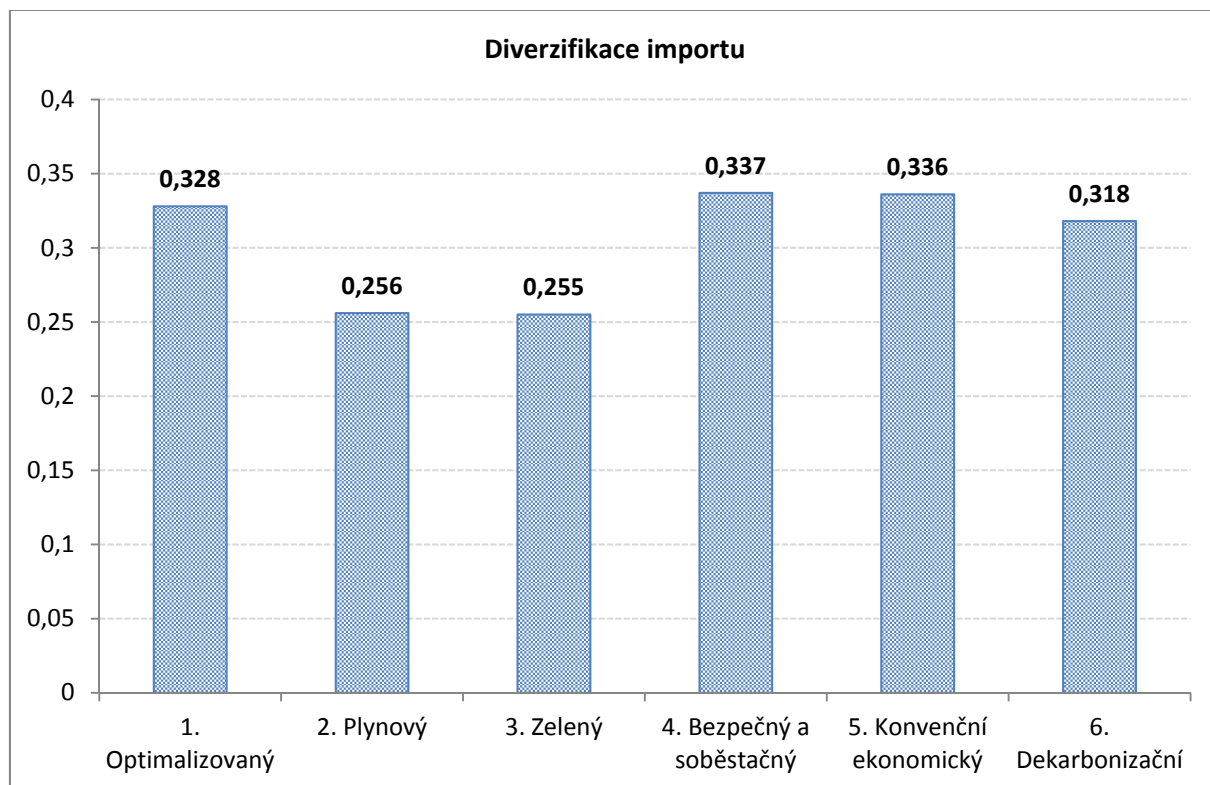
Graf č. 209: Srovnání diverzifikace primárních energetických zdrojů



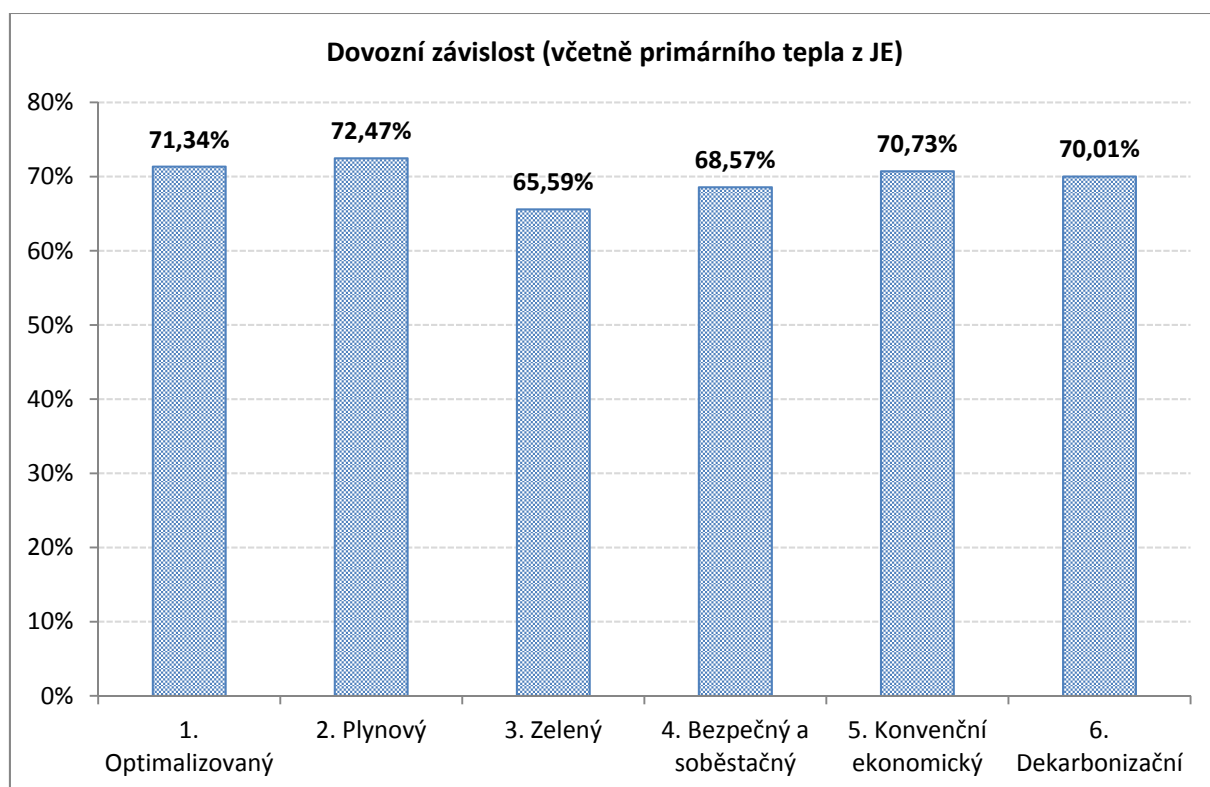
Graf č. 210: Srovnání diverzifikace hrubé výroby elektřiny



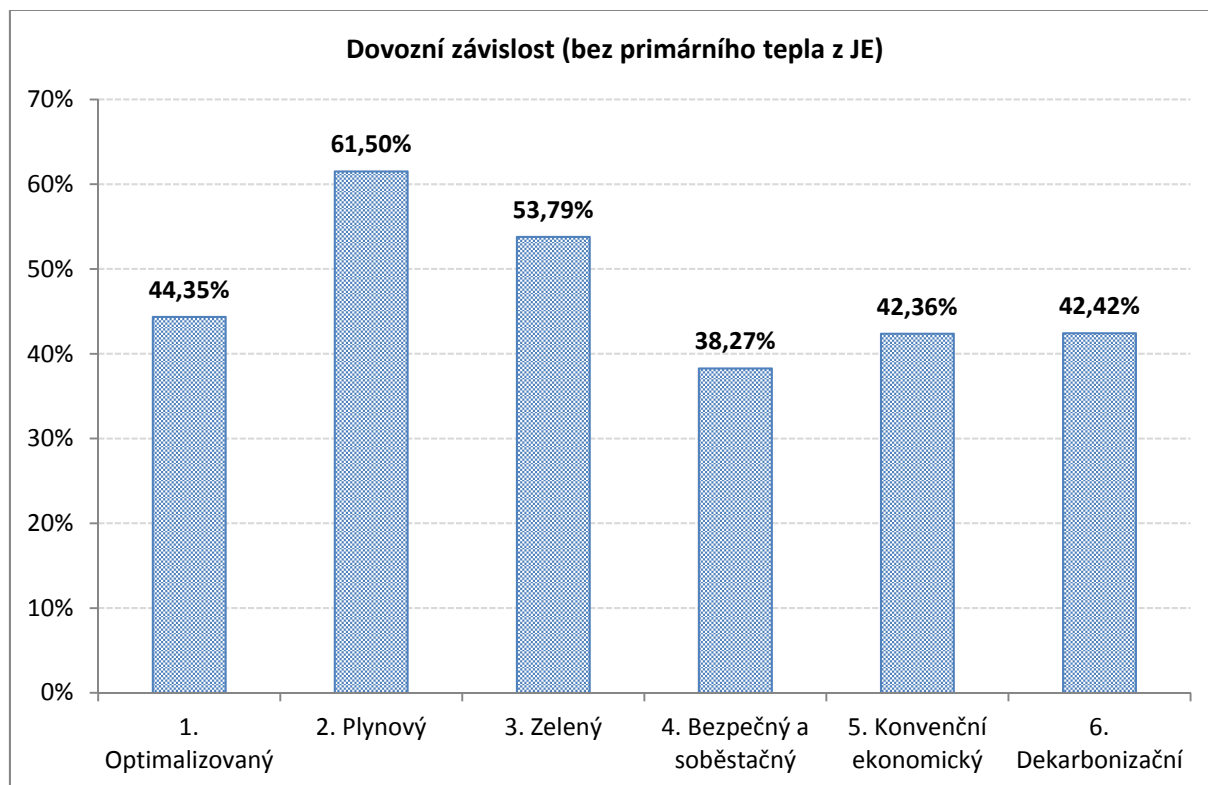
Graf č. 211: Srovnání diverzifikace importu



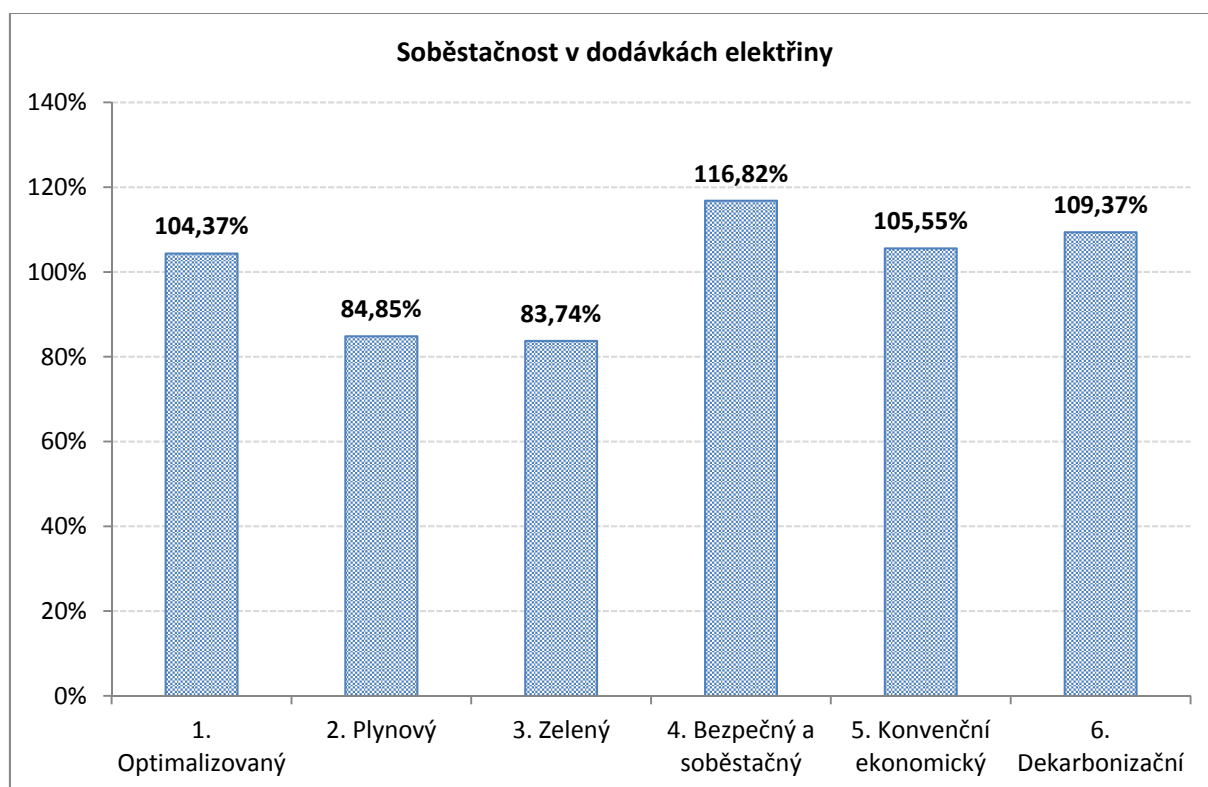
Graf č. 212: Srovnání dovozní závislost (včetně primárního tepla z JE)



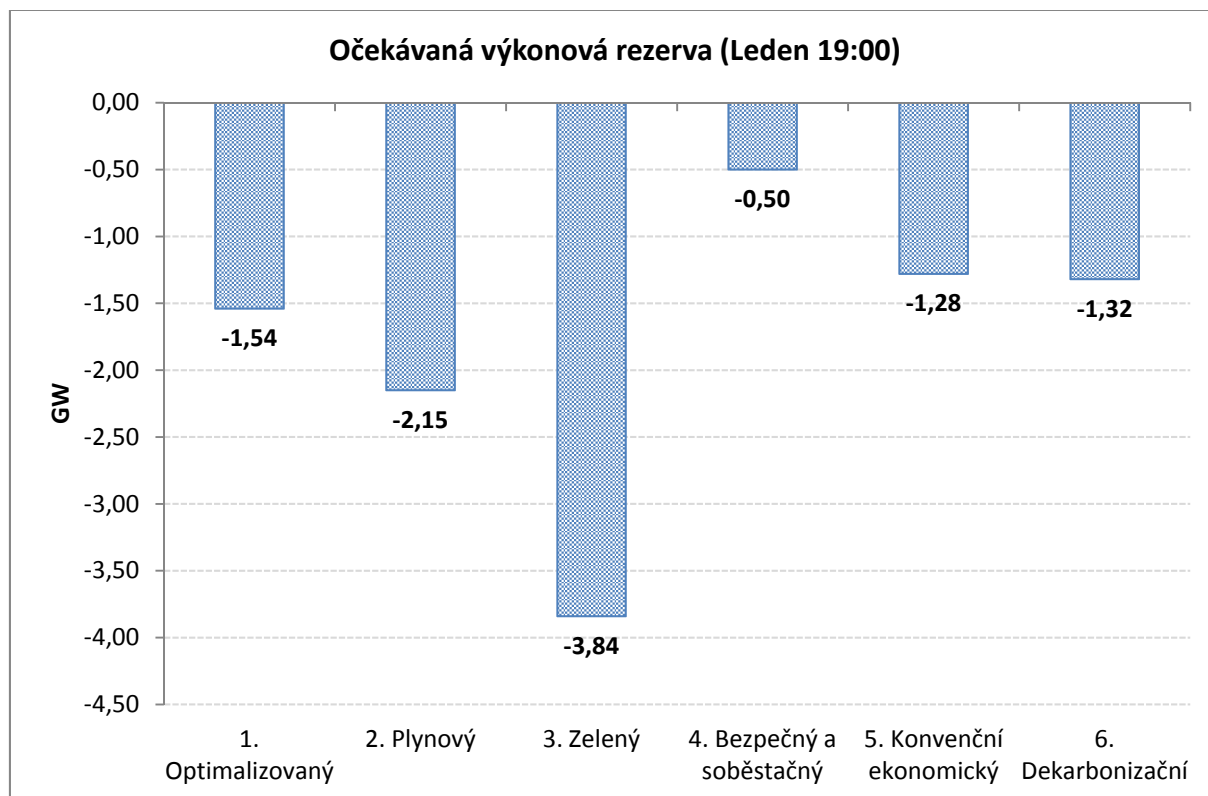
Graf č. 213: Srovnání dovozní závislosti (bez primárního tepla z JE)



Graf č. 214: Srovnání ukazatele soběstačnosti v dodávkách elektřiny

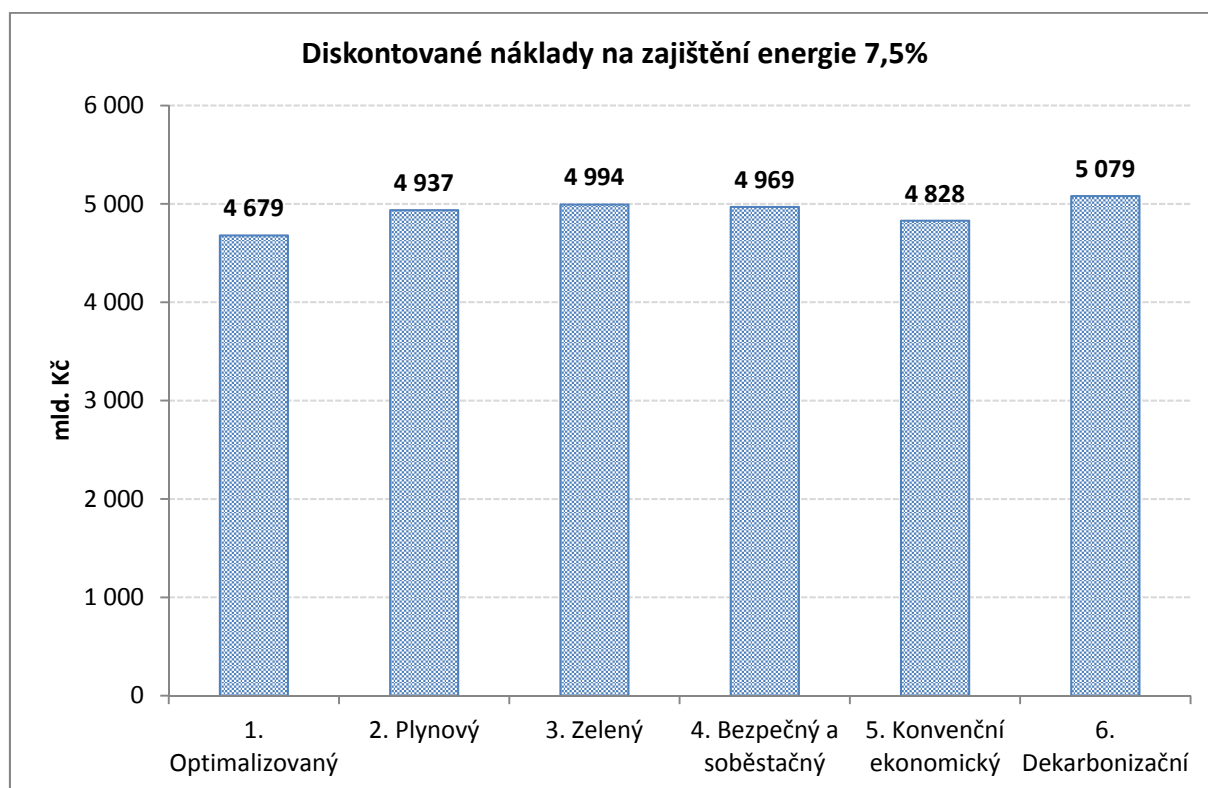


Graf č. 215: Srovnání očekávané výkonové rezervy

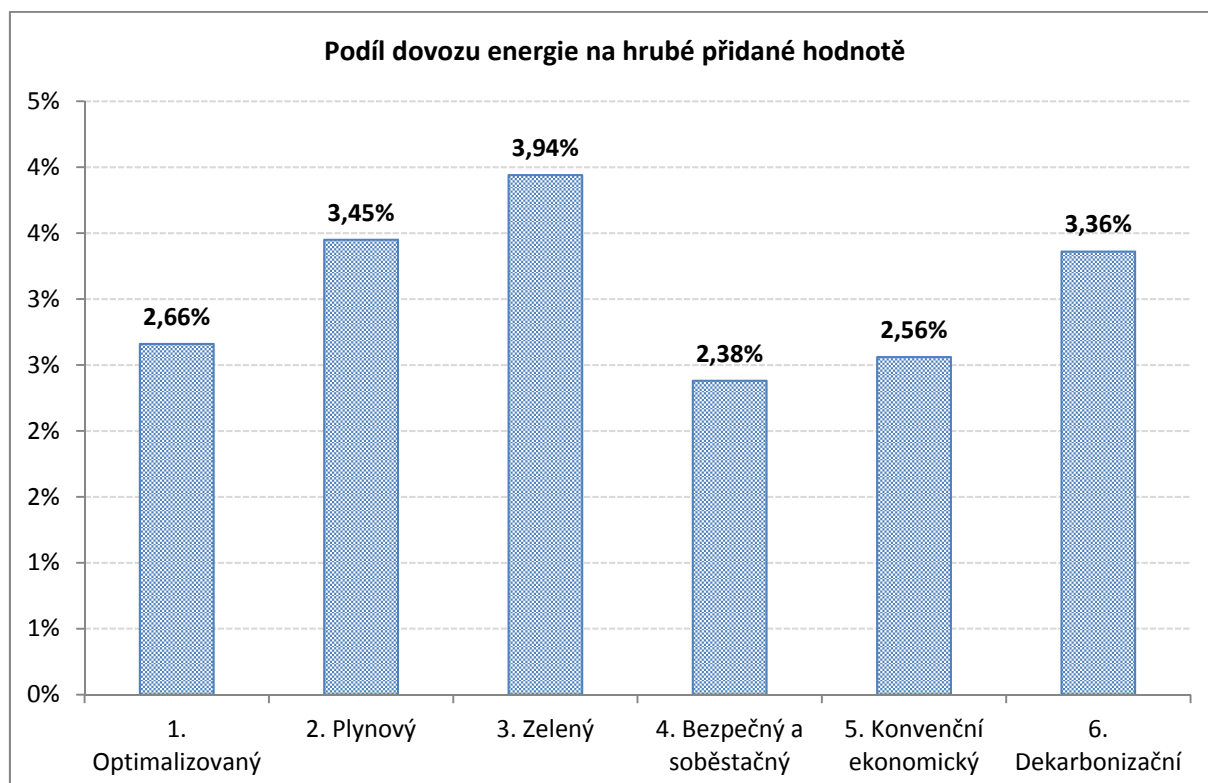


4.1.3 Srovnání ukazatelů konkurenceschopnosti

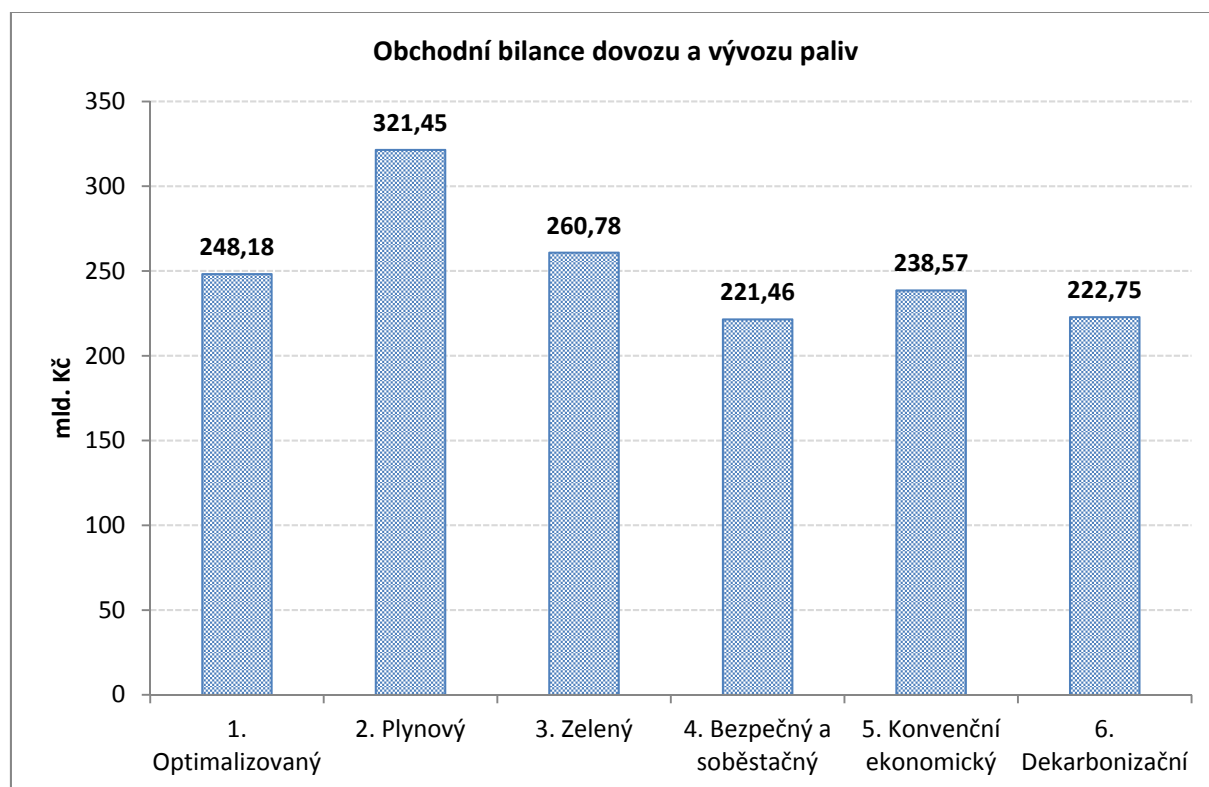
Graf č. 216: Srovnání diskontovaných nákladů na zajištění energie [7,5 % p.a.]



Graf č. 217: Srovnání podílu dovozu energie na hrubé přidané hodnotě

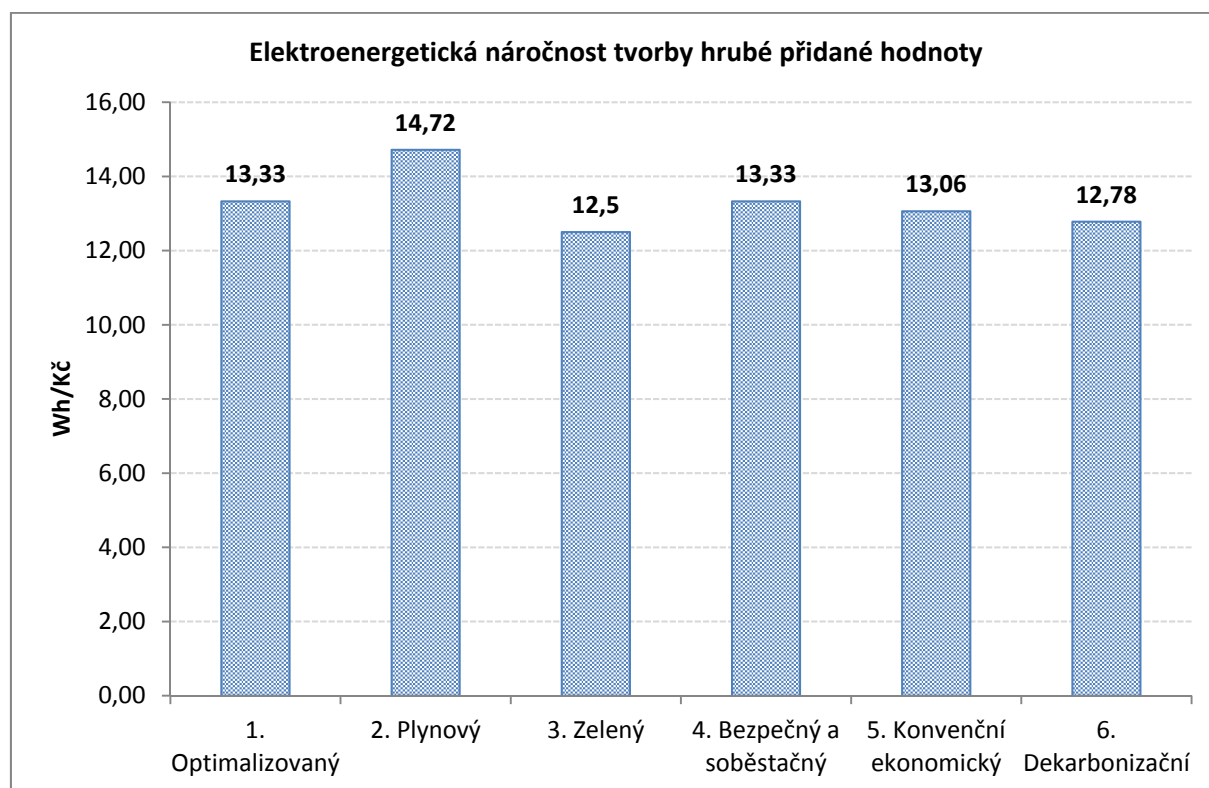


Graf č. 218: Srovnání obchodní bilance dovozu a vývozu paliv

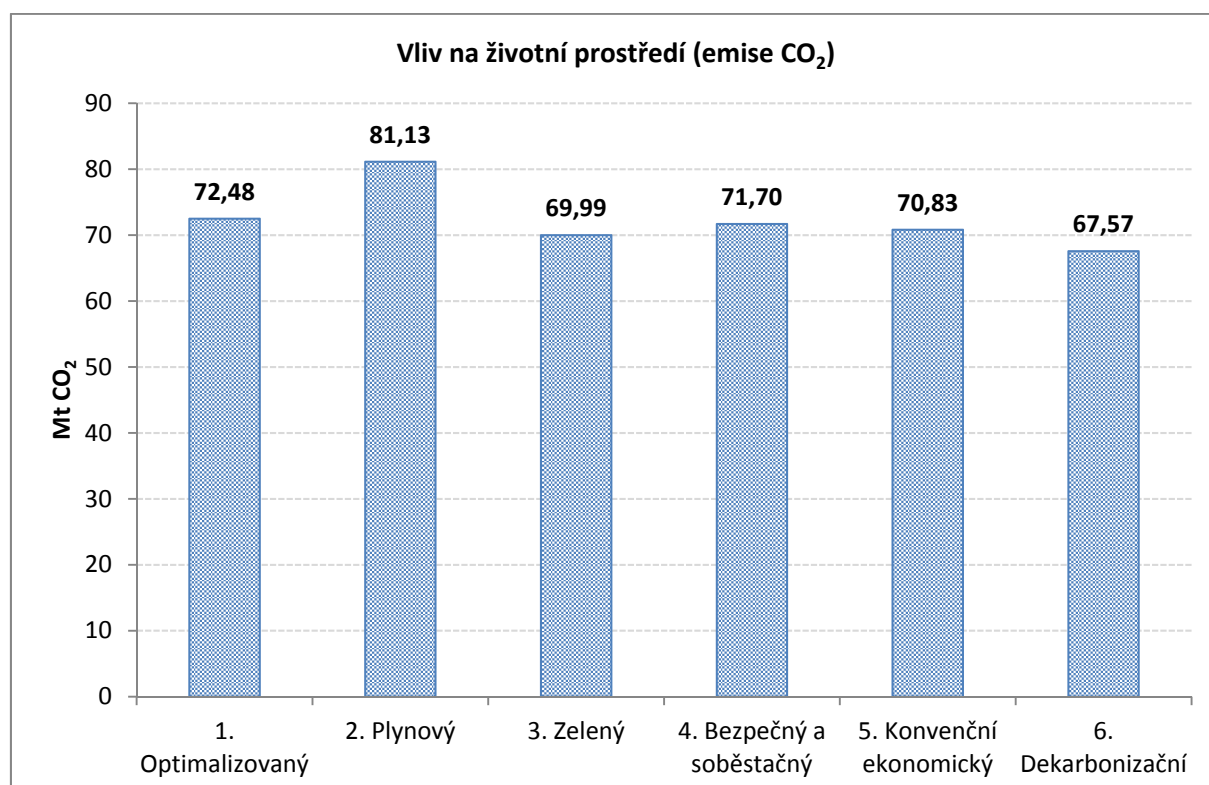


4.1.4 Srovnání ukazatelů udržitelnosti

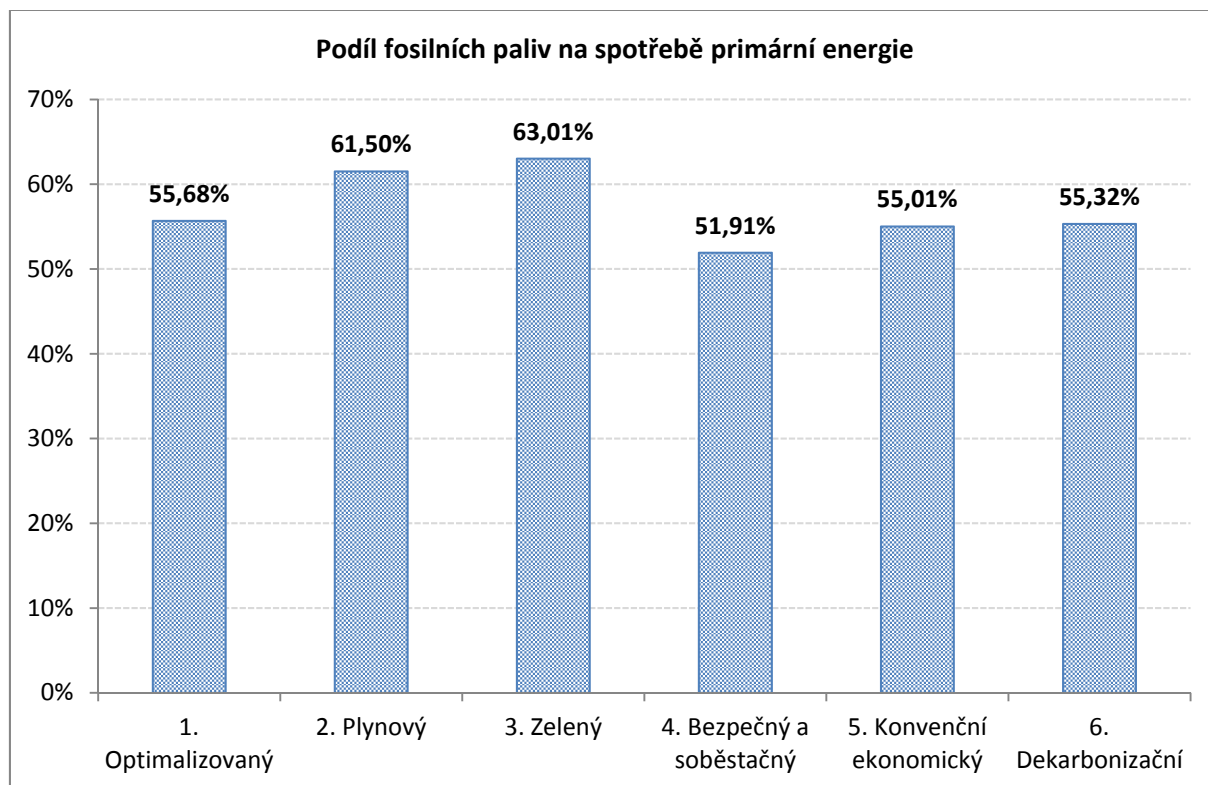
Graf č. 219: Srovnání energetické náročnosti tvorby hrubé přidané hodnoty



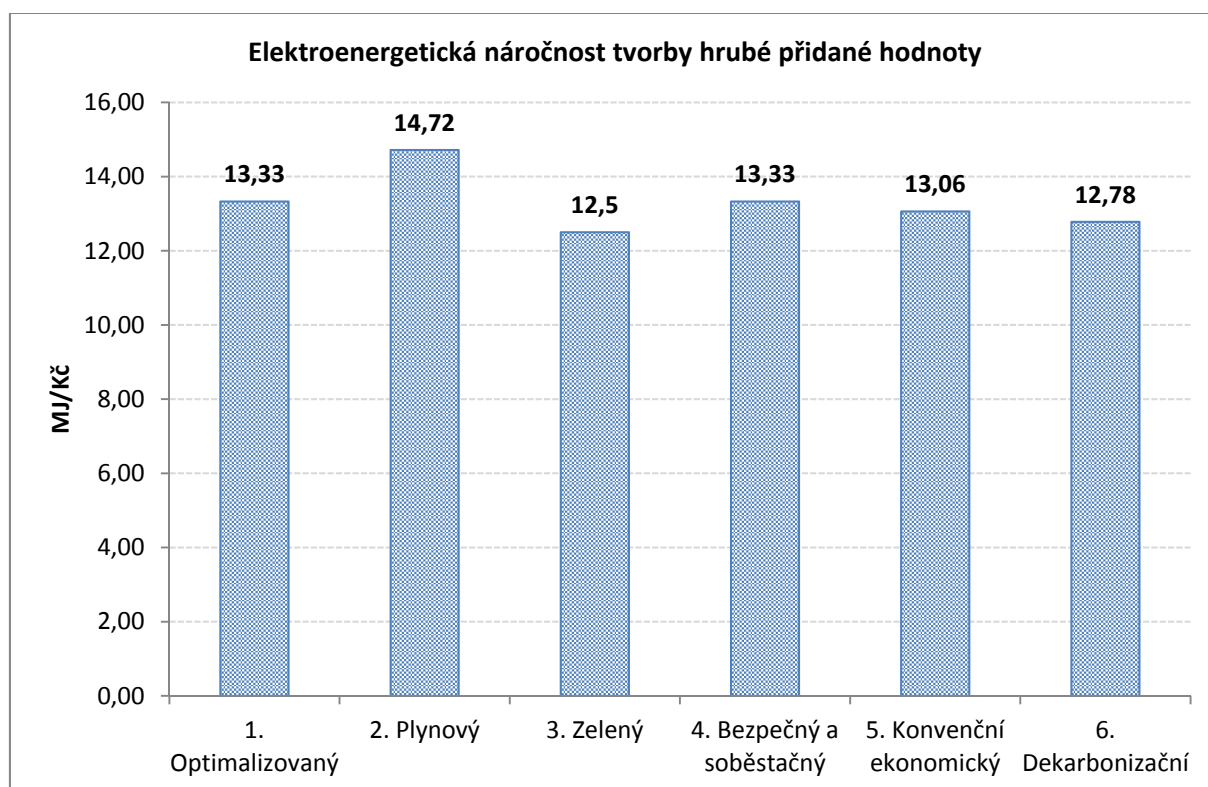
Graf č. 220: Srovnání emisí CO₂



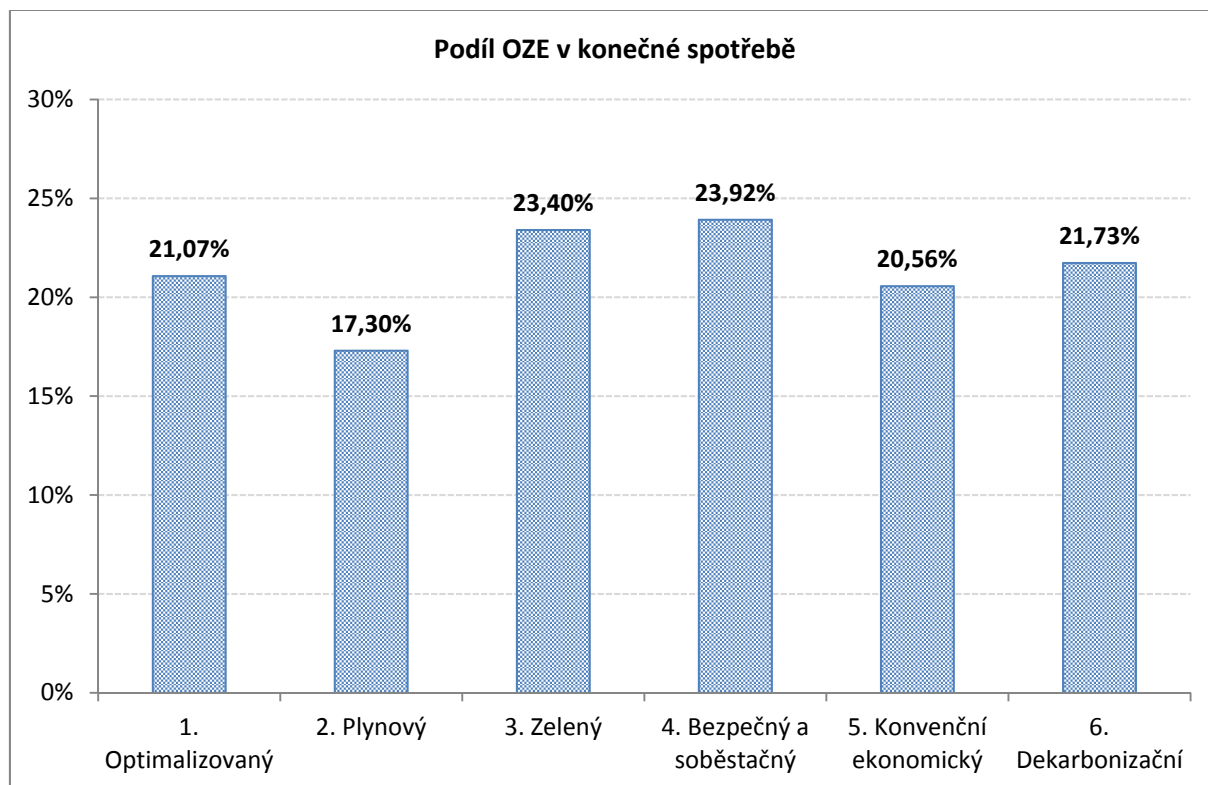
Graf č. 221: Srovnání podílu fosilních paliv na spotřebě primární energie



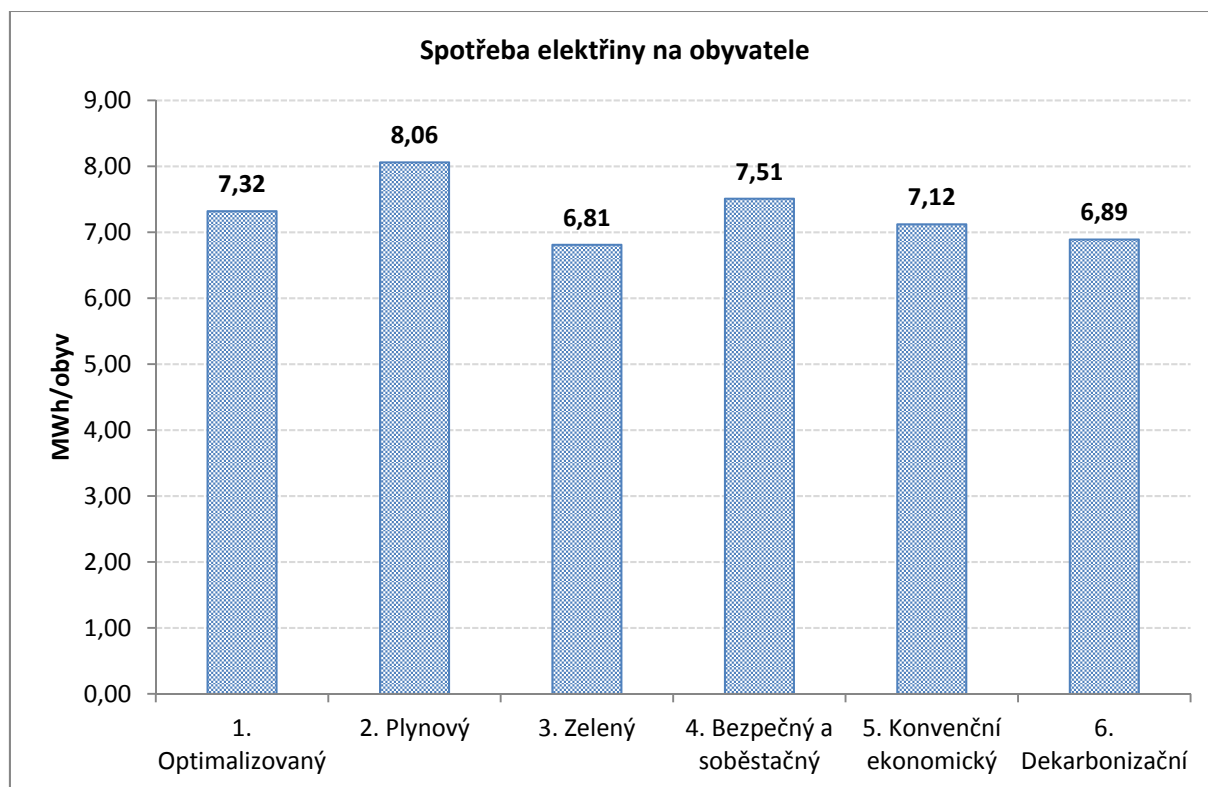
Graf č. 222: Srovnání elektroenergetické náročnosti tvorby hrubé přidané hodnoty



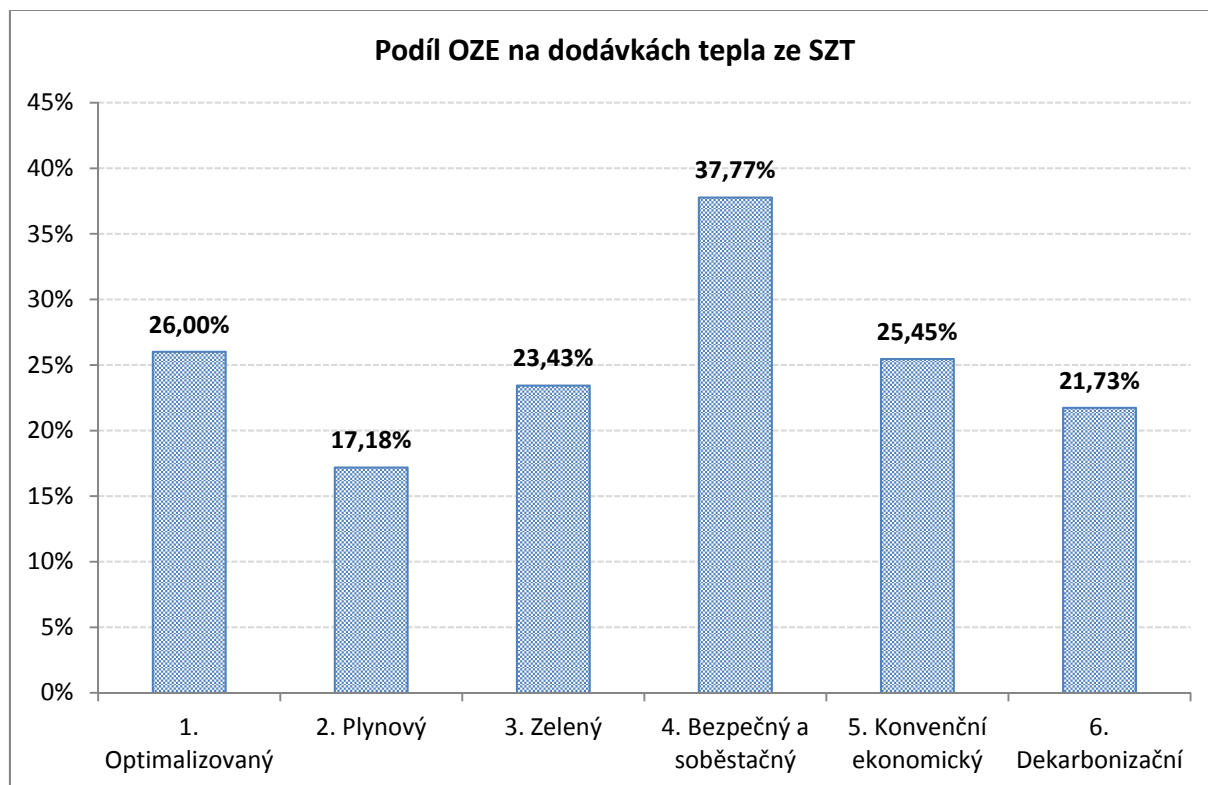
Graf č. 223: Srovnání podílu OZE na hrubé konečné spotřebě



Graf č. 224: Srovnání spotřeby elektřiny na obyvatele



Graf č. 225: Podíl OZE na dodávkách tepla ze SZT



4.1.5 Multikriteriální analýza

Multikriteriální analýza byla provedena následujícím způsobem: V první řadě byly jednotlivým ukazatelům přiděleny relativní váhy, které zohledňují jejich relativní důležitost. V rámci dané skupiny ukazatelů (bezpečnost, konkurenceschopnost, udržitelnost) byla vždy porovnána a „ohodnocena“ každá jedna dvojice ukazatelů. Srovnávací „matici“, počet bodů a relativní váhy uvádí Tabulka č. 63 - Tabulka č. 65.

Tabulka č. 63: Určení relativní váhy - bezpečnost

Bezpečnost		a	b	c	d	e	f	g
a	Pohotovostní zásoby primárních energetických zdrojů		1	1	0	1	0	1
b	Diverzifikace primárních energetických zdrojů	0		1	1	0	0	0
c	Diverzifikace hrubé výroby elektřiny	0	0		0	1	0	1
d	Diverzifikace importu	1	0	1		1	1	1
e	Dovozní závislost (bez primárního tepla z JE)	0	1	0	0		1	1
f	Soběstačnost v dodávkách elektřiny	1	1	1	0	0		1
g	Očekávaná výkonová rezerva	0	1	0	0	0	0	
	Počet „bodů“	2	4	4	1	3	2	5
	Relativní váha	10%	19%	19%	5%	14%	10%	24%

Tabulka č. 64: Určení relativní váhy - konkurenceschopnost

Konkurenceschopnost		a	b	c
a	Diskontované náklady na zajištění energie		0,2	0,2
b	Podíl dovozu energie na hrubé přidané hodnotě	0,8		0,5
c	Obchodní bilance dovozu a vývozu paliv	0,8	0,5	
	Počet „bodů“	1,6	0,7	0,7
	Relativní váha	53%	23%	23%

Tabulka č. 65: Určení relativní váhy - udržitelnost

Udržitelnost		a	b	c	d	e	f	g
a	Energetická náročnost tvorby hrubé přidané hodnoty		0	0	0	0	0	1
b	Vliv na životní prostředí [emise CO2]	1		1	1	1	0	0
c	Podíl fosilních paliv na spotřebě primární energie	1	0		1	1	1	1
d	Elektroenergetická náročnost tvorby HPH	1	0	0		1	0	1
e	Podíl OZE v konečné spotřebě	1	0	0	0		1	1
f	Spotřeba elektřiny na obyvatele	1	1	0	1	0		1
g	Podíl OZE na dodávkách tepla ze SZT	0	1	0	0	0	0	
	Počet „bodů“	5	2	1	3	3	2	5
	Relativní váha	24%	10%	5%	14%	14%	10%	24%

V následujícím kroku byly jednotlivé scénáře porovnány a bylo jim přiděleno pořadí, které je možné chápat jako bodové ohodnocení. V případě, že byl daný scénář v daném ukazateli nejlepší, byla mu přiřazena hodnota 6, v případě, že byl nejhorší pak 1 (viz Tabulka č. 66).

Tabulka č. 66: Pořadí/bodové ohodnocení jednotlivých scénářů

	1. Optimalizovaný	2. Plynový	3. Zelený	4. Bezpečný a soběstačný	5. Konvenční ekonomický	6. Dekarbonizační
Pohotovostní zásoby PEZ	3	1	2	6	5	4
Diverzifikace PEZ	4	5	6	1	3	2
Diverzifikace hrubé výroby elektřiny	4	5	6	1	2	3
Diverzifikace importu	3	5	6	1	2	4
Dovozní závislost (bez primárního tepla)	3	1	2	6	5	4
Soběstačnost v dodávkách elektřiny	3	2	1	6	4	5
Očekávaná výkonová rezerva	3	2	1	6	5	4
Diskontované náklady na zajištění energie	6	4	2	3	5	1
Podíl dovozu energie na hrubé přidané hodnotě	4	2	1	6	5	3
Obchodní bilance dovozu a vývozu paliv	3	1	2	6	4	5
Energetická náročnost tvorby hrubé přidané hodnoty	4	6	2	3	5	1
Vliv na životní prostředí [emise CO ₂]	2	1	5	3	4	6
Podíl fosilních paliv na spotřebě energie	3	2	1	6	5	4
Elektroenergetická náročnost tvorby hrubé přidané hodnoty	2	1	6	2	4	5
Podíl OZE v konečné spotřebě	3	1	5	6	2	4
Spotřeba elektřiny na obyvatele	3	1	6	2	4	5
Podíl OZE na dodávkách tepla ze SZT	5	1	3	6	4	2

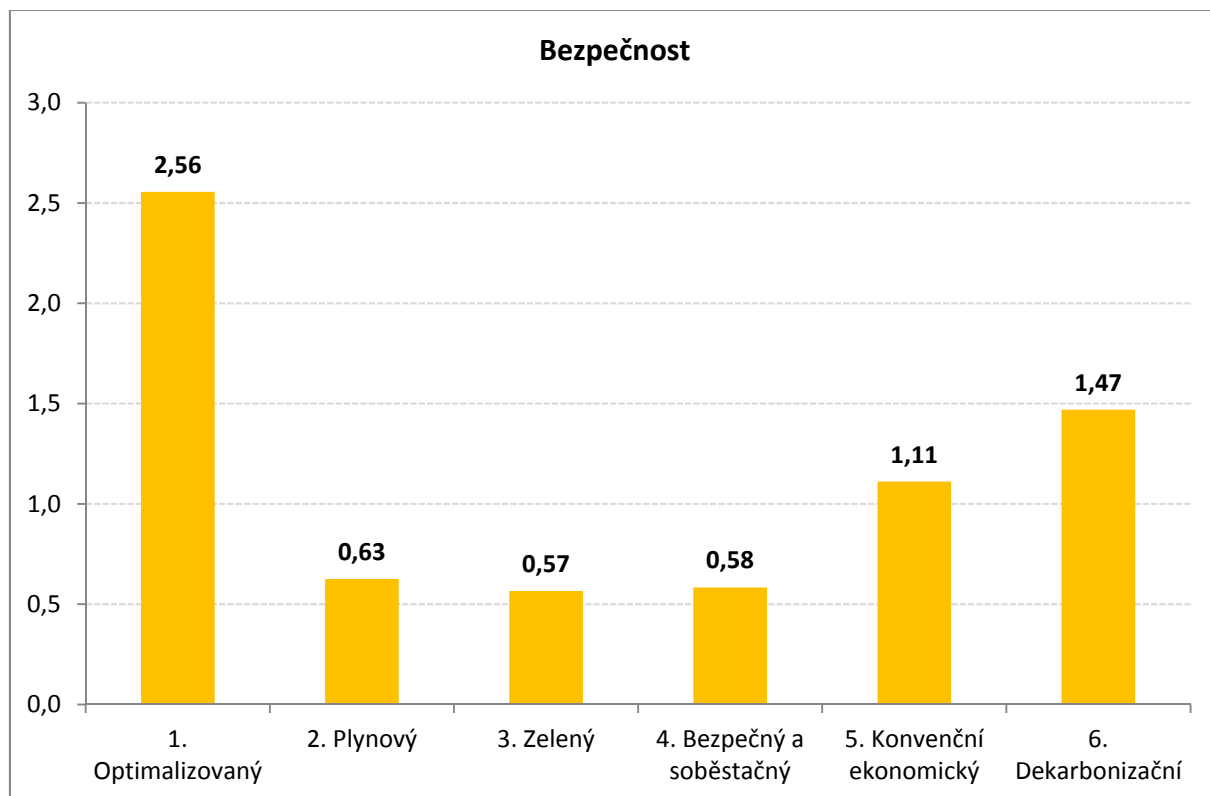
V následujícím kroku bylo doplněno kritérium, které zohledňuje relativní výkyvy v rámci scénáře, tedy fakt, že určitý scénář vykazuje v jednom ukazateli příznivé hodnoty a naopak v jiném hodnoty nepříznivé. Toto kritérium zohledňuje upřednostnění průměrných hodnot nad hodnotami extrémními v souladu s myšlenkou optimalizace. Výpočetně je kritérium zohledněno pomocí reciproké hodnoty směrodatné odchylky bodového ohodnocení jednotlivých scénářů v rámci dané skupiny ukazatelů. Výsledkem je v dané skupině ukazatelů souhrnné kritérium bodového hodnocení s přihlédnutím k relativní váze daného kritéria a reciproké hodnotě směrodatné odchylky od průměru, který v tomto případě odpovídá hodnotě 3,5 (bodově je možné získat 1 až 6 bodů). Jednotlivé kroky výpočtu blíže demonstuje Tabulka č. 67.

Graf č. 226 - Graf č. 228 zobrazují výsledná kritéria v každé skupině ukazatelů.

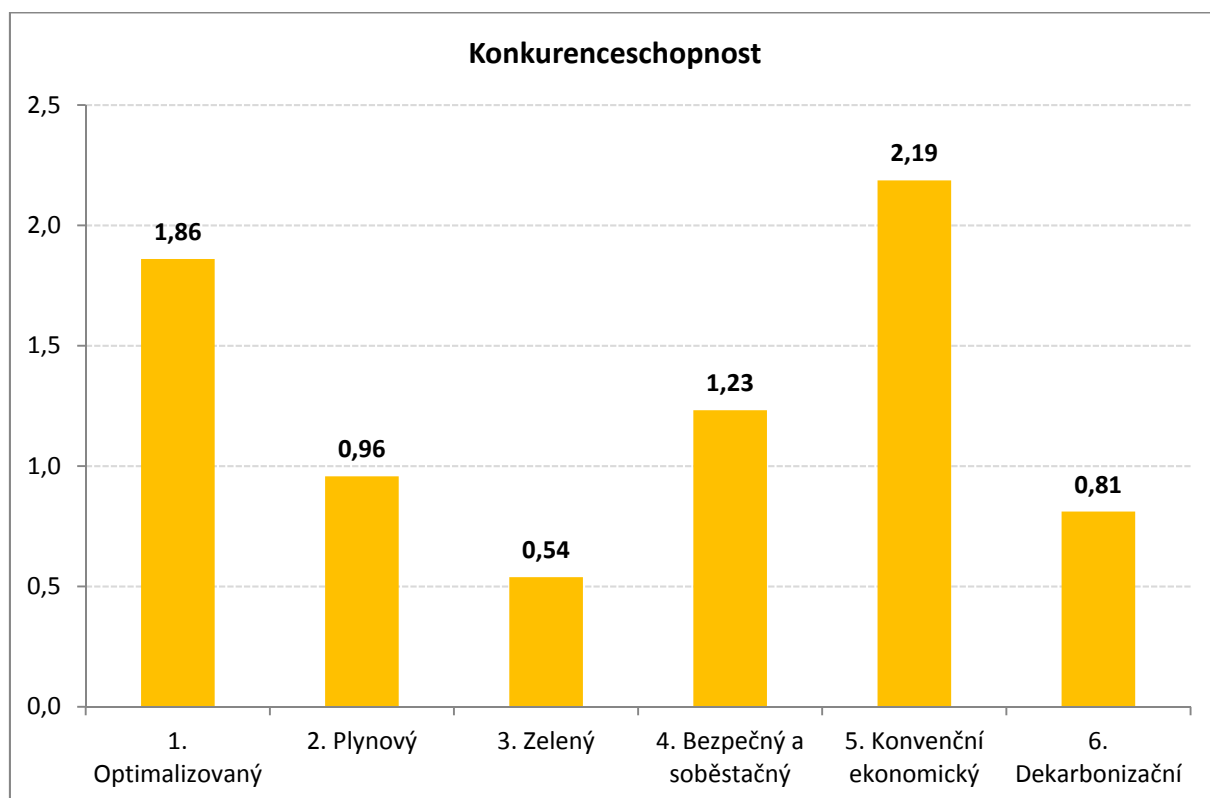
Tabulka č. 67: Dodatečné váhy na základě směrodatné odchylky

	1. Optimalizovaný	2. Plynový	3. Zelený	4. Bezpečný a soběstačný	5. Konvenční ekonomický	6. Dekarbonizační
Bodové ohodnocení krát relativní váha	3,38	3,05	3,38	3,86	3,81	3,52
Směrodatná odchylka	1,32	4,87	5,98	6,61	3,43	2,40
Reciproká hodnota směrodatné odchylky	0,76	0,21	0,17	0,15	0,29	0,42
Relativní bodové ohodnocení krát reciproká směr. odchyl.	2,56	0,63	0,57	0,58	1,11	1,47
Bodové ohodnocení krát relativní váha	4,83	2,83	1,77	4,40	4,77	2,40
Směrodatná odchylka	2,60	2,96	3,28	3,57	2,18	2,96
Reciproká hodnota směrodatné odchylky	0,38	0,34	0,30	0,28	0,46	0,34
Relativní bodové ohodnocení krát reciproká směr. odchyl.	1,86	0,96	0,54	1,23	2,19	0,81
Bodové ohodnocení krát relativní váha	3,48	2,24	3,86	4,05	4,00	3,24
Směrodatná odchylka	2,78	6,30	5,07	4,87	2,78	4,44
Reciproká hodnota směrodatné odchylky	0,36	0,16	0,20	0,21	0,36	0,23
Relativní bodové ohodnocení krát reciproká směr. odchyl.	1,25	0,35	0,76	0,83	1,44	0,73

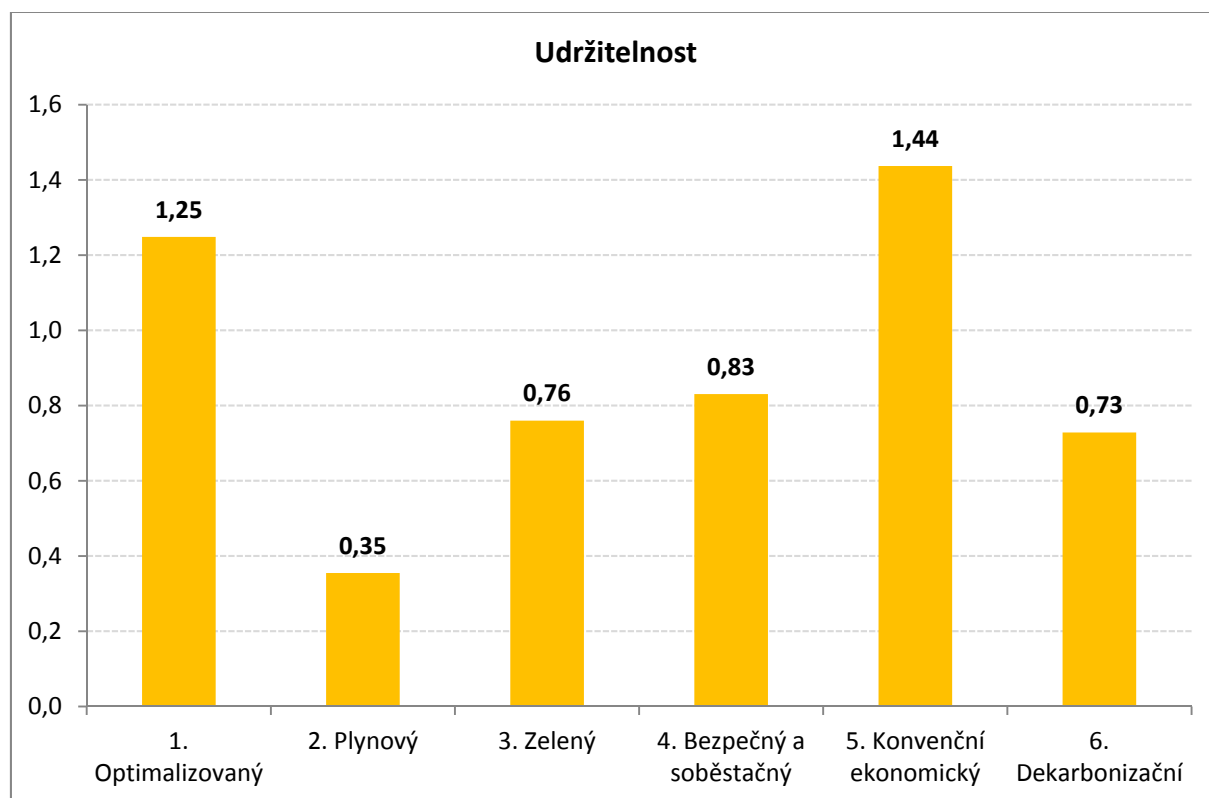
Graf č. 226: Multikriteriální analýza - bezpečnost



Graf č. 227: Multikriteriální analýza - konkurenceschopnost



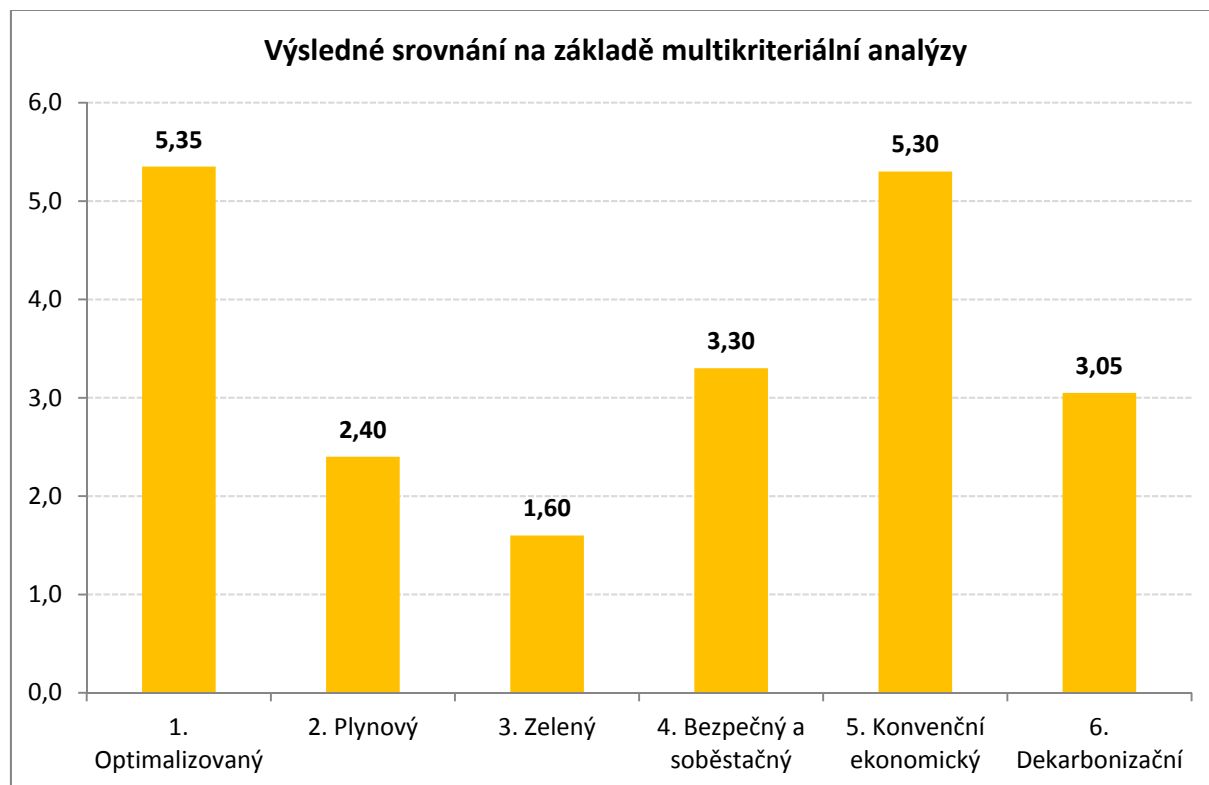
Graf č. 228: Multikriteriální analýza - udržitelnost



Obdobný postup srovnání scénářů podle pořadí, ohodnocení body a přidělení relativních vah byl proveden s výslednými indexy v každé skupině – tzn. bezpečnosti, konkurenceschopnosti a udržitelnosti. Bezpečnosti a konkurenceschopnosti byla přidělena váha 35 %, zatímco udržitelnosti 30%, a to z toho důvodu, že na tento ukazatel je kladen vysoký důraz ze strany EU a evropské legislativy, kterou je ČR povinna implementovat do národní legislativy. Tudíž naplňování strategického cíle udržitelnosti je zajištěno dlouhodobě v rámci přijatých, nebo vyjednávaných závazků. Naopak z hlediska vysokého podílu průmyslu na HDP v ČR a zájmu ČR na jeho dlouhodobém udržení, je potřeba zdůraznit vysokou kvalitu a spolehlivost dodávek energie (tj. ukazatele bezpečnosti) a srovnatelnost cen energie s globálními partnery (tudíž ukazatel konkurenceschopnosti). Sumární výsledky multikriteriální analýzy pak uvádí

Graf č. 229.

Graf č. 229: Výsledné srovnání na základě multikriteriální analýzy



Seznam tabulek

Tabulka č. 1: Vývoj a struktura primárních energetických zdrojů	13
Tabulka č. 2: Vývoj a struktura OZE na primárních energetických zdrojích	15
Tabulka č. 3: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie	16
Tabulka č. 4: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v domácnostech	17
Tabulka č. 5: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v dopravě.....	18
Tabulka č. 6: Primární energetické zdroje vs. konečná spotřeba energie	19
Tabulka č. 7: Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny	20
Tabulka č. 8: Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny z OZE	23
Tabulka č. 9: Vývoj a struktura spotřeby elektřiny	24
Tabulka č. 10: Vývoj a struktura dodávek tepla ze soustav zásobování teplem.....	25
Tabulka č. 11: Vývoj a struktura primárních energetických zdrojů	39
Tabulka č. 12: Vývoj a struktura OZE na primárních energetických zdrojích	41
Tabulka č. 13: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie	42
Tabulka č. 14: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v domácnostech	43
Tabulka č. 15: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v dopravě.....	44
Tabulka č. 16: Primární energetické zdroje vs. konečná spotřeba energie	45
Tabulka č. 17: Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny	46
Tabulka č. 18: Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny z OZE	49
Tabulka č. 19: Vývoj a struktura spotřeby elektřiny	50
Tabulka č. 20: Vývoj a struktura dodávek tepla ze soustav zásobování teplem.....	51
Tabulka č. 21: Vývoj a struktura primárních energetických zdrojů	64
Tabulka č. 22: Vývoj a struktura OZE na primárních energetických zdrojích	66
Tabulka č. 23: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie	67
Tabulka č. 24: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v domácnostech	68
Tabulka č. 25: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v dopravě.....	69
Tabulka č. 26: Primární energetické zdroje vs. konečná spotřeba energie	70
Tabulka č. 27: Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny	71
Tabulka č. 28: Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny z OZE	74
Tabulka č. 29: Vývoj a struktura spotřeby elektřiny	75
Tabulka č. 30: Vývoj a struktura dodávek tepla ze soustav zásobování teplem.....	76
Tabulka č. 31: Vývoj a struktura primárních energetických zdrojů	89
Tabulka č. 32: Vývoj a struktura OZE na primárních energetických zdrojích	91
Tabulka č. 33: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie	92
Tabulka č. 34: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v domácnostech	93
Tabulka č. 35: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v dopravě.....	94
Tabulka č. 36: Primární energetické zdroje vs. konečná spotřeba energie	95
Tabulka č. 37: Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny	96
Tabulka č. 38: Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny z OZE	99
Tabulka č. 39: Vývoj a struktura spotřeby elektřiny	100
Tabulka č. 40: Vývoj a struktura dodávek tepla ze soustav zásobování teplem.....	101
Tabulka č. 41: Vývoj a struktura primárních energetických zdrojů	114
Tabulka č. 42: Vývoj a struktura OZE na primárních energetických zdrojích	116
Tabulka č. 43: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie	117
Tabulka č. 44: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v domácnostech	118
Tabulka č. 45: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v dopravě.....	119
Tabulka č. 46: Primární energetické zdroje vs. konečná spotřeba energie	120
Tabulka č. 47: Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny	121
Tabulka č. 48: Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny z OZE	124

Tabulka č. 49: Vývoj a struktura spotřeby elektřiny	125
Tabulka č. 50: Vývoj a struktura dodávek tepla ze soustav zásobování teplem.....	126
Tabulka č. 51: Vývoj a struktura primárních energetických zdrojů	139
Tabulka č. 52: <i>Vývoj a struktura OZE na primárních energetických zdrojích</i>	141
Tabulka č. 53: <i>Vývoj a struktura konečné spotřeby energie</i>	142
Tabulka č. 54: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v domácnostech	143
Tabulka č. 55: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v dopravě.....	144
Tabulka č. 56: Primární energetické zdroje vs. konečná spotřeba energie	145
Tabulka č. 57: Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny	146
Tabulka č. 58: Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny z OZE	149
Tabulka č. 59: Vývoj a struktura spotřeby elektřiny	150
Tabulka č. 60: Vývoj a struktura dodávek tepla ze soustav zásobování teplem.....	151
Tabulka č. 61: Srovnání uvedených scénářů pro rok 2040 - 1. část.....	161
Tabulka č. 62: Srovnání uvedených scénářů pro rok 2040 - 2. část.....	162
Tabulka č. 63: Určení relativní váhy - bezpečnost	175
Tabulka č. 64: Určení relativní váhy - konkurenceschopnost	175
Tabulka č. 65: Určení relativní váhy - udržitelnost	175
Tabulka č. 66: Pořadí/bodové ohodnocení jednotlivých scénářů.....	176

Seznam grafů

Graf č. 1: Předpokládaný vývoj HDP a HPH v běžných cenách.....	12
Graf č. 2: Předpokládaný vývoj HDP a HPH ve stálých cenách.....	12
Graf č. 3: Vývoj a struktura primárních energetických zdrojů	13
Graf č. 4: Primární energetické zdroje ČR v % (předběžné 2012, IEA)	14
Graf č. 5: Primární energetické zdroje ČR v % (rok 2045) - optimalizovaný scénář	14
Graf č. 6: <i>Vývoj a struktura OZE na primárních energetických zdrojích</i>	15
Graf č. 7: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie.....	16
Graf č. 8: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v domácnostech	17
Graf č. 9: <i>Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v dopravě</i>	18
Graf č. 10: <i>Primární energetické zdroje vs. konečná spotřeba energie</i>	19
Graf č. 11: <i>Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny</i>	20
Graf č. 12: Hrubá výroba elektřiny v % (předběžné 2012, IEA).....	21
Graf č. 13: Struktura hrubé výroby elektřiny v % (rok 2045) – optimalizovaný scénář	21
Graf č. 14: <i>Vývoj a struktura instalovaného výkonu ES ČR</i>	22
Graf č. 15: <i>Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny z OZE</i>	23
Graf č. 16: <i>Vývoj a struktura spotřeby elektřiny</i>	24
Graf č. 17: <i>Vývoj a struktura dodávek tepla ze soustav zásobování teplem</i>	25
Graf č. 18: Pohotovostní zásoby PEZ.....	26
Graf č. 19: Ukazatele diverzifikace	26
Graf č. 20: <i>Podíl dovozu jednotlivých primárních paliv</i>	27
Graf č. 21: Dovošní závislost	27
Graf č. 22: <i>Soběstačnost v dodávkách elektřiny</i>	28
Graf č. 23: Vývoj očekávané výkonové rezervy.....	28
Graf č. 24: Diskontované náklady na zajištění energie	29
Graf č. 25: Konečné ceny elektřiny	29
Graf č. 26: Podíl výdajů domácností na energii.....	30
Graf č. 27: Podíl dovozu energie na HPH	30
Graf č. 28: <i>Obchodní bilance čistého dovozu PEZ</i>	31
Graf č. 29: Energetická a elektroenergetická náročnost tvorby HPH	32
Graf č. 30: <i>Emise CO₂</i>	32
Graf č. 31: <i>Závislost na fosilních palivech</i>	33
Graf č. 32: <i>Podíl OZE na hrubé konečné spotřebě</i>	33
Graf č. 33: <i>Spotřeba elektřiny na obyvatele a vývoj počtu obyvatel</i>	34
Graf č. 34: Podíl OZE na dodávkách tepla ze SZT	34
Graf č. 35: Předpokládaný vývoj HDP a HPH v běžných cenách.....	38
Graf č. 36: Předpokládaný vývoj HDP a HPH ve stálých cenách.....	38
Graf č. 37: Vývoj a struktura primárních energetických zdrojů	39
Graf č. 38: Primární energetické zdroje ČR v % (předběžné 2012, IEA).....	40
Graf č. 39: Primární energetické zdroje ČR v % (rok 2045) – plynový scénář	40
Graf č. 40: <i>Vývoj a struktura OZE na primárních energetických zdrojích</i>	41
Graf č. 41: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie.....	42
Graf č. 42: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v domácnostech	43
Graf č. 43: <i>Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v dopravě</i>	44
Graf č. 44: <i>Primární energetické zdroje vs. konečná spotřeba energie</i>	45
Graf č. 45: <i>Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny</i>	46
Graf č. 46: Hrubá výroba elektřiny v % (předběžné 2012, IEA).....	47
Graf č. 47: Struktura hrubé výroby elektřiny v % (rok 2045) - plynový scénář	47
Graf č. 48: <i>Vývoj a struktura instalovaného výkonu ES ČR</i>	48

Graf č. 49: <i>Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny z OZE</i>	49
Graf č. 50: <i>Vývoj a struktura spotřeby elektřiny</i>	50
Graf č. 51: <i>Vývoj a struktura dodávek tepla ze soustav zásobování teplem</i>	51
Graf č. 52: <i>Pohotovostní zásoby PEZ</i>	52
Graf č. 53: <i>Ukazatele diverzifikace</i>	52
Graf č. 54: <i>Podíl dovozu jednotlivých primárních paliv</i>	53
Graf č. 55: <i>Dovozní závislost</i>	53
Graf č. 56: <i>Soběstačnost v dodávkách elektřiny</i>	54
Graf č. 57: <i>Vývoj očekávané výkonové rezervy</i>	54
Graf č. 58: <i>Diskontované náklady na zajištění energie</i>	55
Graf č. 59: <i>Konečné ceny elektřiny</i>	55
Graf č. 60: <i>Podíl výdajů domácností na energii</i>	56
Graf č. 61: <i>Podíl dovozu energie na HPH</i>	56
Graf č. 62: <i>Obchodní bilance čistého dovozu PEZ</i>	57
Graf č. 63: <i>Energetická a elektroenergetická náročnost tvorby HPH</i>	58
Graf č. 64: <i>Emise CO₂</i>	58
Graf č. 65: <i>Závislost na fosilních palivech</i>	59
Graf č. 66: <i>Podíl OZE na hrubé konečné spotřebě</i>	59
Graf č. 67: <i>Spotřeba elektřiny na obyvatele a vývoj počtu obyvatel</i>	60
Graf č. 68: <i>Podíl OZE na dodávkách tepla ze SZT</i>	60
Graf č. 69: <i>Předpokládaný vývoj HDP a HPH v běžných cenách</i>	63
Graf č. 70: <i>Předpokládaný vývoj HDP a HPH v běžných cenách</i>	63
Graf č. 71: <i>Vývoj a struktura primárních energetických zdrojů</i>	64
Graf č. 72: <i>Primární energetické zdroje ČR v % (předběžné 2012, IEA)</i>	65
Graf č. 73: <i>Primární energetické zdroje ČR v % (rok 2045) – zelený scénář</i>	65
Graf č. 74: <i>Vývoj a struktura OZE na primárních energetických zdrojích</i>	66
Graf č. 75: <i>Vývoj a struktura konečné spotřeby energie</i>	67
Graf č. 76: <i>Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v domácnostech</i>	68
Graf č. 77: <i>Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v dopravě</i>	69
Graf č. 78: <i>Primární energetické zdroje vs. konečná spotřeba energie</i>	70
Graf č. 79: <i>Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny</i>	71
Graf č. 80: <i>Hrubá výroba elektřiny v % (předběžné 2012, IEA)</i>	72
Graf č. 81: <i>Struktura hrubé výroby elektřiny v % (rok 2045) - zelený scénář</i>	72
Graf č. 82: <i>Vývoj a struktura instalovaného výkonu ES ČR</i>	73
Graf č. 83: <i>Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny z OZE</i>	74
Graf č. 84: <i>Vývoj a struktura spotřeby elektřiny</i>	75
Graf č. 85: <i>Vývoj a struktura dodávek tepla ze soustav zásobování teplem</i>	76
Graf č. 86: <i>Pohotovostní zásoby PEZ</i>	77
Graf č. 87: <i>Ukazatele diverzifikace</i>	77
Graf č. 88: <i>Podíl dovozu jednotlivých primárních paliv</i>	78
Graf č. 89: <i>Dovozní závislost</i>	78
Graf č. 90: <i>Soběstačnost v dodávkách elektřiny</i>	79
Graf č. 91: <i>Vývoj očekávané výkonové rezervy</i>	79
Graf č. 92: <i>Diskontované náklady na zajištění energie</i>	80
Graf č. 93: <i>Konečné ceny elektřiny</i>	80
Graf č. 94: <i>Podíl výdajů domácností na energii</i>	81
Graf č. 95: <i>Podíl dovozu energie na HPH</i>	81
Graf č. 96: <i>Obchodní bilance čistého dovozu PEZ</i>	82
Graf č. 97: <i>Energetická a elektroenergetická náročnost tvorby HPH</i>	83
Graf č. 98: <i>Emise CO₂</i>	83

Graf č. 99: <i>Závislost na fosilních palivech</i>	84
Graf č. 100: <i>Podíl OZE na hrubé konečné spotřebě</i>	84
Graf č. 101: <i>Spotřeba elektřiny na obyvatele a vývoj počtu obyvatel</i>	85
Graf č. 102: <i>Podíl OZE na dodávkách tepla ze SZT</i>	85
Graf č. 103: <i>Předpokládaný vývoj HDP a HPH v běžných cenách</i>	88
Graf č. 104: <i>Předpokládaný vývoj HDP a HPH ve stálých cenách</i>	88
Graf č. 105: <i>Vývoj a struktura primárních energetických zdrojů</i>	89
Graf č. 106: <i>Primární energetické zdroje ČR v % (předběžné 2012, IEA)</i>	90
Graf č. 107: <i>Primární energetické zdroje ČR v % (rok 2045) – bezpečný a soběstačný scénář</i>	90
Graf č. 108: <i>Vývoj a struktura OZE na primárních energetických zdrojích</i>	91
Graf č. 109: <i>Vývoj a struktura konečné spotřeby energie</i>	92
Graf č. 110: <i>Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v domácnostech</i>	93
Graf č. 111: <i>Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v dopravě</i>	94
Graf č. 112: <i>Primární energetické zdroje vs. konečná spotřeba energie</i>	95
Graf č. 113: <i>Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny</i>	96
Graf č. 114: <i>Hrubá výroba elektřiny v % (předběžné 2012, IEA)</i>	97
Graf č. 115: <i>Struktura hrubé výroby elektřiny v % (rok 2045) - bezpečný a soběstačný scénář</i>	97
Graf č. 116: <i>Vývoj a struktura instalovaného výkonu ES ČR</i>	98
Graf č. 117: <i>Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny z OZE</i>	99
Graf č. 118: <i>Vývoj a struktura spotřeby elektřiny</i>	100
Graf č. 119: <i>Vývoj a struktura dodávek tepla ze soustav zásobování teplem</i>	101
Graf č. 120: <i>Pohotovostní zásoby PEZ</i>	102
Graf č. 121: <i>Ukazatele diverzifikace</i>	102
Graf č. 122: <i>Podíl dovozu jednotlivých primárních paliv</i>	103
Graf č. 123: <i>Dovozní závislost</i>	103
Graf č. 124: <i>Soběstačnost v dodávkách elektřiny</i>	104
Graf č. 125: <i>Vývoj očekávané výkonové rezervy</i>	104
Graf č. 126: <i>Diskontované náklady na zajištění energie</i>	105
Graf č. 127: <i>Konečné ceny elektřiny</i>	105
Graf č. 128: <i>Podíl výdajů domácností na energii</i>	106
Graf č. 129: <i>Podíl dovozu energie na HPH</i>	106
Graf č. 130: <i>Obchodní bilance čistého dovozu PEZ</i>	107
Graf č. 131: <i>Energetická a elektroenergetická náročnost tvorby HPH</i>	108
Graf č. 132: <i>Emise CO₂</i>	108
Graf č. 133: <i>Závislost na fosilních palivech</i>	109
Graf č. 134: <i>Podíl OZE na hrubé konečné spotřebě</i>	109
Graf č. 135: <i>Spotřeba elektřiny na obyvatele a vývoj počtu obyvatel</i>	110
Graf č. 136: <i>Podíl OZE na dodávkách tepla ze SZT</i>	110
Graf č. 137: <i>Předpokládaný vývoj HDP a HPH v běžných cenách</i>	113
Graf č. 138: <i>Předpokládaný vývoj HDP a HPH ve stálých cenách</i>	113
Graf č. 139: <i>Vývoj a struktura primárních energetických zdrojů</i>	114
Graf č. 140: <i>Primární energetické zdroje ČR v % (předběžné 2012, IEA)</i>	115
Graf č. 141: <i>Primární energetické zdroje ČR v % (rok 2045) – konvenční ekonomický scénář</i>	115
Graf č. 142: <i>Vývoj a struktura OZE na primárních energetických zdrojích</i>	116
Graf č. 143: <i>Vývoj a struktura konečné spotřeby energie</i>	117
Graf č. 144: <i>Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v domácnostech</i>	118
Graf č. 145: <i>Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v dopravě</i>	119
Graf č. 146: <i>Primární energetické zdroje vs. konečná spotřeba energie</i>	120
Graf č. 147: <i>Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny</i>	121
Graf č. 148: <i>Hrubá výroba elektřiny v % (předběžné 2012, IEA)</i>	122

Graf č. 149: Struktura hrubé výroby elektřiny v % (rok 2045) – konvenční ekonomický	122
Graf č. 150: Vývoj a struktura instalovaného výkonu ES ČR.....	123
Graf č. 151: Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny z OZE.....	124
Graf č. 152: Vývoj a struktura spotřeby elektřiny.....	125
Graf č. 153: Vývoj a struktura dodávek tepla ze soustav zásobování teplem	126
Graf č. 154: Pohotovostní zásoby PEZ.....	127
Graf č. 155: Ukazatele diverzifikace	127
Graf č. 156: Podíl dovozu jednotlivých primárních paliv	128
Graf č. 157: Dovošní závislost	128
Graf č. 158: Soběstačnost v dodávkách elektřiny.....	129
Graf č. 159: Vývoj očekávané výkonové rezervy.....	129
Graf č. 160: Diskontované náklady na zajištění energie	130
Graf č. 161: Konečné ceny elektřiny	130
Graf č. 162: Podíl výdajů domácností na energii.....	131
Graf č. 163: Podíl dovozu energie na HPH	131
Graf č. 164: Obchodní bilance čistého dovozu PEZ.....	132
Graf č. 165: Energetická a elektroenergetická náročnost tvorby HPH	133
Graf č. 166: Emise CO ₂	133
Graf č. 167: Závislost na fosilních palivech.....	134
Graf č. 168: Podíl OZE na hrubé konečné spotřebě.....	134
Graf č. 169: Spotřeba elektřiny na obyvatele a vývoj počtu obyvatel.....	135
Graf č. 170: Podíl OZE na dodávkách tepla ze SZT	135
Graf č. 171: Předpokládaný vývoj HDP a HPH v běžných cenách.....	138
Graf č. 172: Předpokládaný vývoj HDP a HPH ve stálých cenách.....	138
Graf č. 173: Vývoj a struktura primárních energetických zdrojů	139
Graf č. 174: Primární energetické zdroje ČR v % (předběžné 2012, IEA).....	140
Graf č. 175: Primární energetické zdroje ČR v % (rok 2045) – dekarbonizační scénář	140
Graf č. 176: Vývoj a struktura OZE na primárních energetických zdrojích	141
Graf č. 177: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie	142
Graf č. 178: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v domácnostech	143
Graf č. 179: Vývoj a struktura konečné spotřeby energie v dopravě	144
Graf č. 180: Primární energetické zdroje vs. konečná spotřeba energie.....	145
Graf č. 181: Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny	146
Graf č. 182: Hrubá výroba elektřiny v % (předběžné 2012, IEA).....	147
Graf č. 183: Struktura hrubé výroby elektřiny v % (rok 2045) – dekarbonizační scénář	147
Graf č. 184: Vývoj a struktura instalovaného výkonu ES ČR.....	148
Graf č. 185: Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny z OZE.....	149
Graf č. 186: Vývoj a struktura spotřeby elektřiny.....	150
Graf č. 187: Vývoj a struktura dodávek tepla ze soustav zásobování teplem	151
Graf č. 188: Pohotovostní zásoby PEZ.....	152
Graf č. 189: Ukazatele diverzifikace	152
Graf č. 190: Podíl dovozu jednotlivých primárních paliv	153
Graf č. 191: Dovošní závislost	153
Graf č. 192: Soběstačnost v dodávkách elektřiny.....	154
Graf č. 193: Vývoj očekávané výkonové rezervy.....	154
Graf č. 194: Diskontované náklady na zajištění energie	155
Graf č. 195: Konečné ceny elektřiny	155
Graf č. 196: Podíl výdajů domácností na energii.....	156
Graf č. 197: Podíl dovozu energie na HPH	156
Graf č. 198: Obchodní bilance čistého dovozu PEZ.....	157

Graf č. 199: Energetická a elektroenergetická náročnost tvorby HPH	158
Graf č. 200: <i>Emise CO₂</i>	158
Graf č. 201: <i>Závislost na fosilních palivech</i>	159
Graf č. 202: <i>Podíl OZE na hrubé konečné spotřebě</i>	159
Graf č. 203: <i>Spotřeba elektřiny na obyvatele a vývoj počtu obyvatel</i>	160
Graf č. 204: Podíl OZE na dodávkách tepla ze SZT	160
Graf č. 205: Srovnání PEZ pro jednotlivé scénáře	163
Graf č. 206: Srovnání hrubé výroby elektřiny pro jednotlivé scénáře	163
Graf č. 207: Srovnání konečné spotřeby pro jednotlivé scénáře	164
Graf č. 208: Srovnání pohotovostních zásob primárních energetických zdrojů	164
Graf č. 209: Srovnání diverzifikace primárních energetických zdrojů.....	165
Graf č. 210: Srovnání diverzifikace hrubé výroby elektřiny	165
Graf č. 211: Srovnání diverzifikace importu.....	166
Graf č. 212: Srovnání dovozní závislosti (včetně primárního tepla z JE).....	166
Graf č. 213: Srovnání dovozní závislosti (bez primárního tepla z JE)	167
Graf č. 214: Srovnání ukazatele soběstačnosti v dodávkách elektřiny	167
Graf č. 215: Srovnání očekávané výkonové rezervy.....	168
Graf č. 216: Srovnání diskontovaných nákladů na zajištění energie [7,5 % p.a.].....	169
Graf č. 217: Srovnání podílu dovozu energie na hrubé přidané hodnotě	169
Graf č. 218: Srovnání platební bilance dovozu a vývozu paliv	170
Graf č. 219: Srovnání energetické náročnosti tvorby hrubé přidané hodnoty	171
Graf č. 220: Srovnání emisí CO ₂	171
Graf č. 221: Srovnání podílu fosilních paliv na spotřebě primární energie.....	172
Graf č. 222: Srovnání elektroenergetické náročnosti tvorby hrubé přidané hodnoty	172
Graf č. 223: Srovnání podílu OZE na hrubé konečné spotřebě	173
Graf č. 224: Srovnání spotřeby elektřiny na obyvatele	173
Graf č. 225: Podíl OZE na dodávkách tepla ze SZT	174
Graf č. 226: Multikriteriální analýza - bezpečnost	178
Graf č. 227: Multikriteriální analýza - konkurenceschopnost	178
Graf č. 228: Multikriteriální analýza - udržitelnost	179
Graf č. 229: Výsledné srovnání na základě multikriteriální analýzy	180

Ekonomická analýza návrhu
Aktualizace Státní energetické koncepce

Obsah

1	Úvod	6
2	Metodologie a základní předpoklady	7
2.1	Model domácností	7
2.2	Model energetické bilance ČR	8
2.3	Model národního hospodářství	9
3	Charakteristika vstupních předpokladů modelu	12
3.1	Vývoj cen základních energetických surovin	12
3.1.1	Predikce vývoje cen ropy	13
3.1.2	Predikce vývoje cen zemního plynu	15
3.1.3	Predikce vývoje cen černého a hnědého uhlí	18
3.1.4	Predikce vývoje cen uranu	23
3.2	Investiční a provozní náklady základních technologií výroby elektřiny	25
3.2.1	Měrné investiční a provozní náklady – předpoklady ekonomického vyhodnocení	25
3.2.2	Náklady na změnu energetického mixu	28
3.2.3	Odhad nákladů EU ETS a výnosů z prodeje emisních povolenek	31
3.2.4	Náklady na ekologizace zdrojů	34
3.2.5	Externí náklady v důsledku výroby elektřiny	41
3.2.5.1	Externí náklady uhelných parních elektráren	41
3.2.5.2	Externí náklady prolomení územně ekologických limitů na lomech ČSA a Bílina	43
3.2.6	Srovnání plných nákladů jednotlivých technologií	44
4	Ekonomický vývoj	59
4.1	Vývoj národního hospodářství a struktura tvorby HDP	59
4.2	Predikce vývoje a struktury HPH	65
4.3	Predikce vývoje a struktury produkce	69
5	Nabídka a spotřeba energie	73
5.1	Disponibilita PEZ a druhotných surovin	73
5.2	Nabídka elektřiny a tepla	85
5.2.1	Výroba elektřiny	88
5.2.2	Výroba tepla	97
5.3	Spotřeba energie v sektorech národního hospodářství	106
5.3.1	Spotřeba energie v odvětvích	106
5.3.1.1	Spotřeba elektřiny	111
5.3.2	Úspory energie	118
5.3.3	Doprava	134
5.3.3.1	Spotřeba elektřiny	139
5.3.3.2	Spotřeba plyných a kapalných paliv	141
5.3.4	Domácnosti	144
5.3.4.1	Spotřeba elektřiny a tepla	146
5.3.4.2	Spotřeba plyných a kapalných paliv	148
5.3.4.3	Spotřeba pevných paliv	148
5.4	Energetická infrastruktura	149
5.5	Proces vyrovnání nabídky a poptávky v kontextu ČR	150
5.6	Mezinárodní srovnání spotřeby elektřiny	152
6	Analýza dopadů ASEK	155
6.1	Dopady ASEK na cenu elektřiny	155
6.1.1	Předpokládaný vývoj ceny silové elektřiny	156
6.1.2	Regulované složky ceny elektrické energie	159

6.1.2.1	Poplatky za činnost provozovatele přenosové soustavy	160
6.1.2.2	Poplatky na činnost provozovatele distribuční soustavy	167
6.1.2.3	Poplatky za podporu obnovitelných zdrojů	168
6.1.3	Struktura konečné ceny elektrické energie na úrovni vn (průmysl)	171
6.1.4	Struktura konečné ceny elektrické energie na úrovni nn a pro domácnosti	172
6.2	Dopady ASEK na energetickou bezpečnost	176
6.2.1	Pohotovostní zásoby primárních energetických zdrojů	176
6.2.2	Diverzifikace PEZ, hrubé výroby elektřiny a importu	178
6.2.3	Dovozní závislost	181
6.2.4	Soběstačnost v dodávkách elektřiny	186
6.2.5	Výkonová přiměřenost	187
6.3	Dopady ASEK na konkurenceschopnost	191
6.3.1	Diskontované náklady na zajištění energie	191
6.3.2	Ceny energií ve srovnání s globálními konkurenty	192
6.3.2.1	Zemní plyn	195
6.3.2.2	Elektřina	201
6.3.2.3	Kapalná paliva	211
6.3.3	Podíl sektoru energetiky na hrubé přidané hodnotě	212
6.3.4	Podíl dovozu energie na hrubé přidané hodnotě	213
6.3.5	Obchodní bilance dovozu a vývozu energie	214
6.4	Dopady ASEK na udržitelnost zásobování energií	215
6.4.1	Energetická a elektroenergetická náročnost tvorby hrubé přidané hodnoty	215
6.4.2	Energetická efektivita a energetická náročnost vybraných států	219
6.4.3	Podíl fosilních paliv na spotřebě primární energie	226
6.4.4	Podíl obnovitelných zdrojů energie na hrubé konečné spotřebě	227
6.4.5	Spotřeba elektřiny na obyvatele	229
6.4.6	Podíl obnovitelných zdrojů energie na dodávkách tepla ze SZT	231
6.5	Dopady ASEK na domácnosti	232
6.5.1	Dostupnost cen energií pro domácnosti	232
6.5.2	Podíl výdajů na energii na celkových výdajích domácností	234
6.6	Dopady ASEK na zaměstnanost	236
6.6.1	Vývoj zaměstnanosti v sektoru těžby a dobývání	236
6.6.2	Vývoj zaměstnanosti v sektoru energetiky včetně dodavatelských sektorů	245
6.6.3	Souhrnný výhled počtu zaměstnanců v sektorech těžby a energetiky	251
6.6.4	Predikce vývoje počtu zaměstnanců na základě makroekonomického modelu	253
6.7	Dopady ASEK na životní prostředí	259
6.7.1	Emise skleníkových plynů	259
6.7.2	Emise dalších znečišťujících látek	267
7	Závěr	273
	Seznam používaných zkratk	275
	Definice odborných pojmů	279
	Seznam použitých informačních zdrojů	284
	Seznam použitých tabulek a grafů	290

1 Úvod

Předkládaný dokument Analýza ekonomických dopadů návrhu Aktualizace státní energetické koncepce (dále jen „ASEK“) byl vypracován Ministerstvem průmyslu a obchodu České republiky (dále jen „Zpracovatel“) v souladu s usnesením Vlády České republiky č. 803 ze dne 8. listopadu 2012.

Analýza vychází z návrhu aktualizace Státní energetické koncepce ČR z listopadu 2014, konkrétně z tzv. optimalizovaného scénáře vývoje české energetiky. Tento scénář je v dokumentu rozpracován do většího detailu, včetně dopadů na české domácnosti, průmysl a ostatní odvětví ekonomiky.

Obecně je potřeba konstatovat, že se jedná o první takto komplexní a rozsáhou analýzu dopadů chystané koncepce vůbec. Z toho rovněž plyne, že při jejím zpracování narazil Zpracovatel na celou řadu metodických obtíží a především na chybějící statistiky (oblasti zatím nezohledněné ve statistikách) a strategické dlouhodobé predikce jak na úrovni státní správy, tak odborových svazů či podniků. Řada vstupních předpokladů tak musela být účelově pro potřeby vzniku dokumentu nově zpracována, a to ať již přímo Zpracovatelem, nebo ve spolupráci s Ministerstvem životního prostředí pro relevantní pasáže.

2 Metodologie a základní předpoklady

Analýza vychází ze tří vzájemně propojených modelů:

- ▶ modelu postihujícího energetickou spotřebu na úrovni domácností;
- ▶ modelu obsahujícího energetickou bilanci na úrovni ČR;
- ▶ modelu národního hospodářství.

Každý model využívá řadu předpokladů, které jsou buď přímo převzaté od věcně příslušných (odpovědných) institucí, nebo jsou výsledkem vlastní predikce Zpracovatele. Subkapitoly 2.1 až 2.3 popisují základní parametry jednotlivých modelů, charakter vstupních a výstupních dat, včetně jejich zdrojů. Nezávislé proměnné vstupující do modelu jsou pak výsledkem analýzy Zpracovatele a jsou popsány v kapitolách 3 a 4. Tyto kapitoly popisují klíčové modelové vstupy, které jsou z významné části výsledkem interních analýz Zpracovatele.

2.1 Model domácností

Model vychází z databáze spotřeby domácností v časové řadě 1990-2011², dále podrobněji rozpracované pro užití jednotlivých dílčích paliv a technologií (pelety, brikety, tepelná čerpadla apod.) Jako podklad pro zpracování této databáze slouží podrobné bilance využití paliv a energie v domácnostech (MPO; ČSÚ) a dále data ze „*Statistiky rodinných účtů*“ (ČSÚ). Vývoj počtu domácností podle jednotlivých druhů vytápění je analyzován ze všech stávajících zdrojů dat - databáze REZZO 3 (ČHMÚ); SLDB 2001, 2011, ENERGO 2004, stavební statistika (ČSÚ). Vývoj počtu zařízení (kotle, kamna, solární systémy, tepelná čerpadla apod.) je zjišťována na základě dostupných statistik MPO.

Jako báze dat pro projekci byly stanoveny roky 2010 a 2011. Pro odhad vývoje počtu obyvatel a počtu domácností sloužily relevantní studie ČSÚ – „*Projekce počtu cenзовých domácností v České republice do roku 2030*“, „*Projekce obyvatelstva ČR 2013*“ a „*Projekce obyvatelstva České republiky do roku 2100*“.

Pro odhad budoucí spotřeby energií a paliv byl vytvořen vlastní model spotřeby elektřiny v domácnostech, podrobně podle historické spotřeby na přípravu teplé vody; na vytápění; na osvětlení. Spotřeba elektřiny ve velkých a malých spotřebičích byla modelována samostatně pro hlavní typy zařízení. V modelu je respektována změna způsobu vytápění, ohřevu vody i vaření, dále je respektován vývoj počtu velkých spotřebičů v domácnostech (ledničky, pračky, sušičky apod.) a vývoj jejich průměrné spotřeby (přechod k méně energeticky náročným spotřebičům). V případě spotřeby pevných a plyných paliv je brán v úvahu počet kotlů a kamen podle jednotlivých typů, je uvažována jejich náhrada za účinnější a ekologicky šetrnější zařízení a současně jejich částečná výměna za „nové“ zdroje energie (solární kolektory a tepelná čerpadla). Dále platí předpoklady uvedené v textové části ASEK.

Na výše uvedenou predikci spotřeby paliv a energií byla aplikována analýza vývoje nákladů domácností na tuto spotřebu. Základní členění nákladů bylo provedeno v kategoriích podrobně za jednotlivá paliva: náklady na paliva a energie; investiční náklady na pořízení nového zdroje (novostavby i prostá výměna zdroje); provozní náklady (při respektování platné legislativy); investiční náklady na realizaci úspor energie (zateplení) a ostatní vyvolané náklady (svoz odpadu).

² Statistika Energy Efficiency Indicators Template z IEA. Statistiku za ČR zpracovává MPO.

Výsledné celkové náklady na spotřebu paliv a energie v domácnostech pak byly porovnávány s daty o celkových výdajích domácností ze „Statistiky rodinných účtů“ (ČSÚ). Pro predikci budoucích celkových výdajů domácností bylo v souladu s Ministerstvem práce a sociálních věcí (MPSV) předpokládáno, že je potřeba dlouhodobě zachovat kupní sílu obyvatelstva, tj. vyšší růst čistých příjmů domácností než cenové inflace.

2.2 Model energetické bilance ČR

Model je vytvořen na základě energetických bilancí pro jednotlivá paliva (30 druhů) a energie v souladu s platnou metodikou Mezinárodní energetické agentury (dále jen IEA). Z těchto údajů je následně sestavena souhrnná energetická bilance v základním členění používaným IEA (tedy zejména s kvantifikací primárních energetických zdrojů a konečné spotřeby energie), ale i v podrobnějších agregacích (např. vsázky na výrobu elektřiny a tepla; výroby tepla a elektřiny podle paliv, atd.). Jako báze dat jsou pak zvoleny roky 2010, 2011, a 2012.

Samostatným zdrojem dat pro bilanční model jsou výhledy těžby jednotlivých těžebních společností ve variantním zpracování. Údaje jako je spotřeba daného paliva a množství vyrobené elektřiny a tepla (včetně dodávky do SZT) byly predikovány podrobně za individuální zdroje (tzn. za jednotlivé elektrárny, teplárny a výtopny, a to v různých variantách z důvodu kvantifikace možného rizika. Data pro tuto predikci byla mj. získána od provozovatelů těchto zařízení. Tato data byla konfrontována s daty těžebních společností (dodávky z jednotlivých dolů do konkrétních zařízení), s daty MŽP i s daty studie OTE *Potenciál stávající zdrojové základny v oblasti elektroenergetiky a teplárenství* (2012) a dotazníkových šetření společnosti VÚPEK-Economy – *Kmenové listy*. Výše zmíněné studie byly též použity pro predikce budoucího vývoje zdrojové základny především v oblasti uhelných zdrojů s respektováním technické životnosti stávající základny, míry plnění legislativních nároků umožňujících samotný provoz (v tomto ohledu zejména IPPC a přechod na technologie BAT) a avizovaných investičních záměrů. V tomto ohledu byli též kontaktováni a konzultováni významní soukromí provozovatelé zdrojové základny a expertní skupiny působící v sektoru energetiky.

Pro hnědouhelné zdroje byli následně identifikováni dodavatelé paliva a konkrétní zdrojové lomy s ohledem na aktuálně platné kontrakty a jejich dostupné predikce. V rámci tohoto postupu bylo přihlédnuto i k míchání různě kvalitního (výchřevného) uhlí pro potřeby individuálního provozu a k dodržení tohoto technologického postupu pro budoucí provoz. V neposlední řadě byl také zohledněn dovozní (respektive vývozní) potenciál ČR. V návaznosti na očekávané změny byl uvažován i možný přechod na hnědé uhlí jiné kvality ve zdrojích, které aktuálně disponují potřebnou technologií, nebo ji jsou schopni v budoucnu získat. Následně byla provedena optimalizace za účelem snížení palivových nároků provozů při respektování těžebních křivek jednotlivých lomů. Dodávky uhlí byly prioritně směřovány do vysoce účinných zdrojů vyrábějících teplo, případně vyrábějící teplo v kogeneraci s elektřinou na úkor čistě kondenzačních elektráren bez dodávky tepla v souladu se záměry vymezenými v ASEK. V návaznosti na to bylo možné modelovat individuální nároky na spotřebu paliv v rámci velkých hnědouhelných zdrojů a následnou výrobu elektřiny a tepla z těchto zdrojů při respektování dostupnosti zásob uhlí.

Bilanční model je také sestaven tak, aby respektoval dílčí zachování klíčových dodávek tepla v rámci centrálního systému zásobování teplem v daných regionech. Při potenciálním výpadku dodávek tepla z určitého zdroje zapříčiněném nedostatkem daného paliva (v kontextu ČR se jedná především o hnědé a černé uhlí), je prioritně uvažováno nahrazení tohoto zdroje avizovanými projekty ze strany soukromého sektoru s následným modelovým dorovnáním zdrojové základny v dané oblasti s cílem udržení funkčnosti soustav zásobování teplem.

2.3 Model národního hospodářství

Za účelem predikce vývoje spotřeby elektřiny a konečné spotřeby pro účely zpracování ASEK a za účelem vyhodnocení dopadů na ekonomiku České republiky byl dále sestaven makroekonomický model, který metodologicky vychází z tzv. *Input-output* (dále I-O) analýzy. Mezi hlavní modelové vstupy patří: *i)* výhledy vývoje cen hlavních energetických komodit a silové elektřiny; *ii)* predikovaná tuzemská produkce a spotřeba těchto statků v naturálních jednotkách; *iii)* vývoj elektroenergetické náročnosti produkce a spotřeba elektřiny v jednotlivých letech; *iv)* prognózovaný vývoj a struktura výroby elektřiny z jednotlivých druhů paliv; *v)* prognózovaný strukturální vývoj jednotlivých odvětví v rámci ekonomiky modelově zohledněný v tzv. *Input-output* koeficientech.

Vstupy makroekonomického modelu tedy pracují s relevantními předpoklady uvedenými ve zbytku této zprávy. Jedná se zejména o predikci cen komodit na základě kapitoly č. 3.1 a o prognózu vývoje výroby elektřiny, která byla získána na základě modelu energetické bilance ČR. Předpokládané strukturální změny v ekonomice ČR v horizontu do roku 2040 jsou pak modelovány pomocí I-O koeficientů. Informace o těchto strukturálních změnách byly převzaty ze studie Svazu průmyslu a dopravy ČR (*SPD ČR, březen 2013*) a z interní analýzy MPO na základě bilančního modelu. Odvětví, u kterých není dostupná rigorózní predikce vývoje pomocí I-O koeficientů, byla modelována na základě předpokladu *ceteris paribus*. To znamená, že v rámci predikce byl zachován jejich relativní podíl v rámci celkové ekonomiky. Detailnější postup schematicky shrnuje Tabulka č. 68.

Dílicí předpoklady makroekonomického modelu:

- Zdrojem dat o struktuře a objemu jednotlivých odvětví jsou údaje z národních účtů ČSÚ, které byly agregovány pro účely modelu. Údaje o vývoji cen energetických komodit jsou v souladu s kapitolou č. 3.1, údaje o vývoji produkce v letech 2013 až 2020 pak byly převzaty z materiálu zpracovaného pro Svaz průmyslu a dopravy (*SPD ČR, březen 2013*).
- Základní ekonomické charakteristiky jsou vyjádřeny s pomocí ukazatelů produkce, mezispotřeby a hrubé přidané hodnoty, a to jak v běžných cenách (BC), které představují hodnotový objem, tak ve stálých cenách (SC) vyjadřujících hmotný objem. Přepočet mezi hodnotovým a hmotným objemem je proveden pomocí cenových deflátorů (ČSÚ).
- Historický vývoj v období 1993 až 2012:
 - Roky 1993 až 2012 vychází z dat zveřejněných ČSÚ.
 - Rok 2013 je kalkulován na základě předběžných agregovaných dat ČSÚ, která byla aproximována na celkovou strukturu podle referenčního roku 2012.
- Predikovaný vývoj pro období 2014 až 2040:
 - a) Vývoj ukazatele produkce v BC pro roky 2014 až 2020 byl převzat ze studie Svazu průmyslu a dopravy (*SPD ČR, březen 2013*), který byl dále aktualizován pro roky 2013 a 2014 v souladu s predikcí MF (*červenec 2013*).
 - b) Vývoj cen energetických komodit v letech 2013 až 2040 byl kvantifikován na základě interních analýz MPO (viz výše). V rámci predikce vývoje cen neenergetických komodit, u kterých nebyly dostupné dodatečné informace, byl zvolen referenční meziroční růst na úrovni 0,6 %.
 - c) Na základě cenových deflátorů byla kvantifikována produkce ve SC pro roky 2015 až 2020. Pro období 2021 až 2040 byla produkce ve SC vypočtena na základě průměrného růstu v letech 2015 až 2020, s předpokladem meziročního zpomalení trendového růstu o 0,05 %.

- d) Mezispotřeba pro období 2014 až 2040 byla vypočtena na základě koeficientů I/O tabulek, na bázi produkce ve SC a cenového indexu.
- e) Výsledný ukazatel hrubé přidané hodnoty v BC je dán rozdílem meziprodukcí v BC a mezispotřebou v BC.

Tabulka č. 68: Metodické schéma makroekonomického modelu

	1993 až 2012	2013	2014 až 2020	2021 až 2040
Produkce BC	Data ČSÚ	Předběžná data ČSÚ+ dopočty struktury	Použity indexy SPD+ Predikce MF	Produkce SC*Ceny
Produkce SC (Hmota)	Data ČSÚ	Předběžná data ČSÚ+ dopočty struktury	Produkce BC/Ceny	Průměrný růst z let 2015 až 2020 bržděný o 0,05 %
Ceny (Indexy)	Data ČSÚ	Předběžná data ČSÚ+ dopočty struktury	Ceny na základě dostupných predikcí +mírný růst ostatních ceny o 0,6 %	
Mezispotřeba BC	Data ČSÚ	Předběžná data ČSÚ+ dopočty struktury	Dopočet na základy I-O matice, produkce SC a cen	
HPH BC	Produkce BC – Meziprodukce BC			

Zdroj: Expertní analýza MPO

Podstatná část energetické koncepce se zabývá jednotlivými zdroji energie, dovozem ušlechtilých paliv a těžbou energetických surovin v konkrétních lomech případně dolech. V tomto případě se tedy jedná o úroveň podrobnosti, která je ve své podstatě na nižší než podnikové úrovni (např. většina tepláren a elektráren je pouze provozem a není podnikem). Tyto vnitropodnikové jednotky bylo pro účely analýzy nutné přiřadit ke konkrétním podnikům, aby bylo možné v rámci následné agregace získat pohled na podnikovou úroveň. Na úrovni podniků a skupin podniků v daných odvětvích byl následně, s využitím naturálních prognóz na základě bilančního modelu ČR, proveden odhad vývoje jejich produkce, meziprodukce, HPH, energetické náročnosti a dalších faktorů působících na budoucí vývoj sledovaných veličin. Podniky byly následně agregovány do struktury odvětví na úrovni CZ-NACE (v podrobnosti dvoumístného členění). Z odvětví na základě CZ-NACE byly dále provedeny agregace až na úroveň národního hospodářství jako celku.

Prognóza vývoje národního hospodářství pro potřeby Státní energetické koncepce je tedy do jisté míry specifická svým přístupem. Postup analýzy jde směrem od vnitropodnikové úrovně k agregaci na celé národní hospodářství. Tento postup pak je v jistém smyslu opačný v kontrastu s většinou makroekonomických modelů, které se ubírají cestou desagregace vyšších ekonomických celků a odvětví. Hlavním přínosem tohoto postupu je možnost promítnutí uvažovaných změn velmi detailně a individuálně v rámci každého příslušného odvětví, což podle názoru Zpracovatele zvyšuje vypovídací a predikční schopnost modelu jako celku.

Dílicí předpoklady modelu spotřeby elektřiny:

Při určování vývoje spotřeby elektrické energie se obvykle vychází ze závislosti na vývoji HDP ve SC, přičemž se nejprve provede predikce HDP a na ní se dále váže spotřeba elektřiny. Predikce založená na tomto přístupu je ale pro potřeby ASEK příliš hrubá, protože většinou počítá se stabilní strukturou ekonomiky, neměnnými velikostmi koeficientů spotřeby a s dalšími ne zcela reálnými předpoklady.

Hodnota HDP je stanovena pro ekonomiku jako celek, a nelze ji tudíž podrobněji členit. Na jednotlivé agregace, nebo dokonce jednotlivá odvětví, národního hospodářství je však možné rozdělit ukazatel hrubé přidané hodnoty (HPH), který se od HDP liší o velikosti dotací a některých odvodů. V případě ČR je velikost HPH oproti hodnotě HDP nižší asi o 8 %. V lepších modelech, sloužících k predikci vývoje spotřeby elektřiny, je tedy používán vývoj HPH v podrobnější struktuře podle agregací představujících zemědělství, průmysl, stavebnictví, dopravu a další služby. Pro tyto agregace je pak určena spotřeba elektřiny, která je následně agregována na úroveň celé ekonomiky. Tento přístup k predikci spotřeby elektřiny však nebylo možné použít z následujících příčin:

- Zpracování dokumentu ASEK je prováděno na základě podrobných rozborů v oblasti výroby elektřiny na úrovni jednotlivých zdrojů, které zahrnují detailní údaje o jejich spotřebě paliv či energetických účinnostech. Jedná se tedy o mikroekonomické předpoklady, které mají vliv na strukturu ekonomiky, a které tudíž musí být do predikce spotřeby elektřiny promítnuty.
- Jednotlivá odvětví národního hospodářství mají velice odlišné náročnosti z hlediska spotřeby elektrické energie, a proto jakákoli změna struktury ekonomiky může výrazně ovlivnit také celkovou velikost spotřeby elektřiny. S ohledem na tuto skutečnost, je třeba založit predikci spotřeby elektrické energie na součtu spotřeby elektřiny v jednotlivých odvětvích.
- Není vhodné vázat vývoj spotřeby elektřiny na vývoj HPH nebo HDP, přestože se tento postup běžně používá, neboť spotřeba elektřiny je určena velikostí produkce, která je dána souhrnem produkce a meziprodukce (nakupovaný materiál, služby, apod.), a nikoli HPH. V případě stabilního poměru hodnot HPH a produkce by sice bylo možné vázat spotřebu elektřiny na HPH, ale tento poměr se v čase mění, přičemž dochází k odvádění HPH do zahraničí, hlavně v podnicích pod zahraniční kontrolou, a v některých extrémech je také vykazována záporná hodnota HPH, která by indikovala zápornou spotřebu elektřiny.

Velikost spotřeby elektrické energie je tedy závislá na předpokládané spotřebě v domácnostech a na spotřebě v rámci jednotlivých odvětví národního hospodářství, jejichž spotřeba elektřiny potom závisí na jejich předpokládané produkci a na vývoji jejich elektroenergetické náročnosti.

Základem modelu predikce spotřeby elektřiny je tedy model predikce produkce v BC, k níž je pomocí vazeb I-O tabulek, s výchozím stavem roku 2010 aktualizovaným o předpokládané změny koeficientů spotřeby, vypočtena mezispotřeba v BC. Velikost HPH v BC je následně spočtena jako rozdíl produkce a meziprodukce. Za pomoci předpokládaného vývoje produktivity práce je dále určena také potřeba zaměstnanců.

Vývoj jednotlivých odvětví byl zpracován na MPO, jak je již uvedeno výše, s použitím některých externích predikcí (např. od Svazu průmyslu a dopravy ČR), a byl rovněž diskutován s odvětvovými svazy a s vybranými odborníky a na bázi těchto konzultací také korigován.

Prostřednictvím predikce cenového vývoje byly určeny produkce a meziprodukce ve SC a z nich poté velikost HPH ve SC. V závislosti na vývoji produkce ve SC a předpokládaném vývoji elektroenergetické náročnosti byla následně predikována předpokládaná spotřeba elektřiny.

Tento model pak bylo možné sestavit na základě skutečného vývoje rozhodujících podniků tvořících jednotlivá odvětví (jedná se o desítky tisíc podniků), přičemž na úrovni konkrétních podniků bylo možné propojit různé databáze (produkční, finanční, spotřeby elektřiny), čímž byla získána jedinečná informace umožňující detailní rozbor jednotlivých odvětví. Velice pracným a náročným postupem tak vznikl jedinečný základní model, v němž lze simulovat vlivy dílčích změn v jednotlivých odvětvích na spotřebu elektrické energie.

Nad rámec tohoto základního modelu byl dále zpracován model vycházející z predikce vývoje HDP zpracované na MF, který předpokládá výrazně vyšší hodnoty. Tento rozdíl byl tedy naplněn vyšším růstem vybraných odvětví ze zpracovatelského průmyslu a služeb, který však není plně v souladu s předpoklady odborníků na jednotlivá odvětví. Podle této druhé varianty vývoje byla potom určena také druhá varianta spotřeby elektřiny, která dosahuje výrazně vyšších hodnot než původní varianta založená na základním modelu.

3 Charakteristika vstupních předpokladů modelu

3.1 Vývoj cen základních energetických surovin

Trhy s energetickými komoditami jsou i navzdory určitým výjimkám poměrně významně korelované. Historicky je pak základní energetickou komoditou ropa. Z tohoto důvodu byly pro účely této zprávy ceny všech dalších komodit vztaženy právě k referenční ceně ropy.

Při analýze vycházel Zpracovatel primárně z prognóz Mezinárodní energetické agentury³, především „World Energy Outlook 2013“⁴, Úřadu pro energetické informace USA⁵, Evropské komise⁶ (např. materiál z roku 2010: „Energy Trends to 2030“). Nejaktuálnějším informačním zdrojem pro výhled cen je materiál IEA - WEO 2013. Dalším informačním zdrojem je studie EGÚ Brno „Očekávaná dlouhodobá rovnováha mezi nabídkou a poptávkou elektřiny, výhled do roku 2040, Komplexní zpracování, aktualizovaná v září 2013 pro Operátora trhu s elektřinou (OTE). Obecně je možno konstatovat, že rámec výhledů je podobný a není tudíž zásadní rozpor v názoru na budoucí ceny energetických komodit.

Analýza dosavadních cen energetických surovin, uvedená v tomto dokumentu, odpovídá vlastní analýze Zpracovatele. Následující výhledy jsou zpracovány v jedné variantě s vazbou na New Policies Scenario z WEO 2013, viz Tabulka č. 69. Výhledy jsou uváděny v reálných cenách roku 2012. Tabulka č. 70 pak uvádí srovnání s cenami uvedenými v dokumentu Evropské komise – *Impact Assessment (European Commission, 2014)*.

³ International Energy Agency – dále jen IEA.

⁴ Dále jen WEO 2013.

⁵ US Energy Information Administration – dále jen EIA.

⁶ Dále jen EK.

Tabulka č. 69: Ceny energetických komodit podle WEO (New Policies Scenario)⁷

[v Kč/jednotku]	Jednotka	2012	New Policies Scenario			
			2020	2025	2030	2035
Reálné ceny roku 2010						
IEA ropa crude (dovoz)	barel	2 180	2 260	2 320	2 420	2 560
IEA ropa crude (dovoz)	GJ	380	394	405	422	446
Zemní plyn						
Spojené státy americké	GJ	57	108	118	127	143
Evropa (dovoz)	GJ	247	251	253	260	268
Japonsko (dovoz)	GJ	357	300	300	304	314
OECD černé uhlí (dovoz)	tuna	1 980	2 120	2 180	2 200	2 200
OECD černé uhlí (dovoz)	GJ	85	91	93	94	94
Nominální ceny						
IEA ropa crude (dovoz)	barel	2 180	2 720	3 120	3 660	4 320
IEA ropa crude (dovoz)	GJ	380	474	544	638	753
Zemní plyn						
Spojené státy americké	GJ	57	129	158	192	245
Evropa (dovoz)	GJ	247	300	340	390	454
Japonsko (dovoz)	GJ	357	361	403	458	530
OECD černé uhlí (dovoz)	tuna	1 980	2 540	2 920	3 300	3 720
OECD černé uhlí (dovoz)	GJ	85	109	125	141	159

Zdroj: World Energy Outlook (IEA, 2013)

Tabulka č. 70: Srovnání cen podle dokumentu Evropské komise: Impact Assessment

		2010	2020	2030	2050
Ropa	[Kč/GJ]	261,32	387,63	405,05	479,09
Zemní plyn	[Kč/GJ]	165,51	270,03	283,10	274,39
Černé uhlí	[Kč/GJ]	69,69	100,17	104,53	135,02

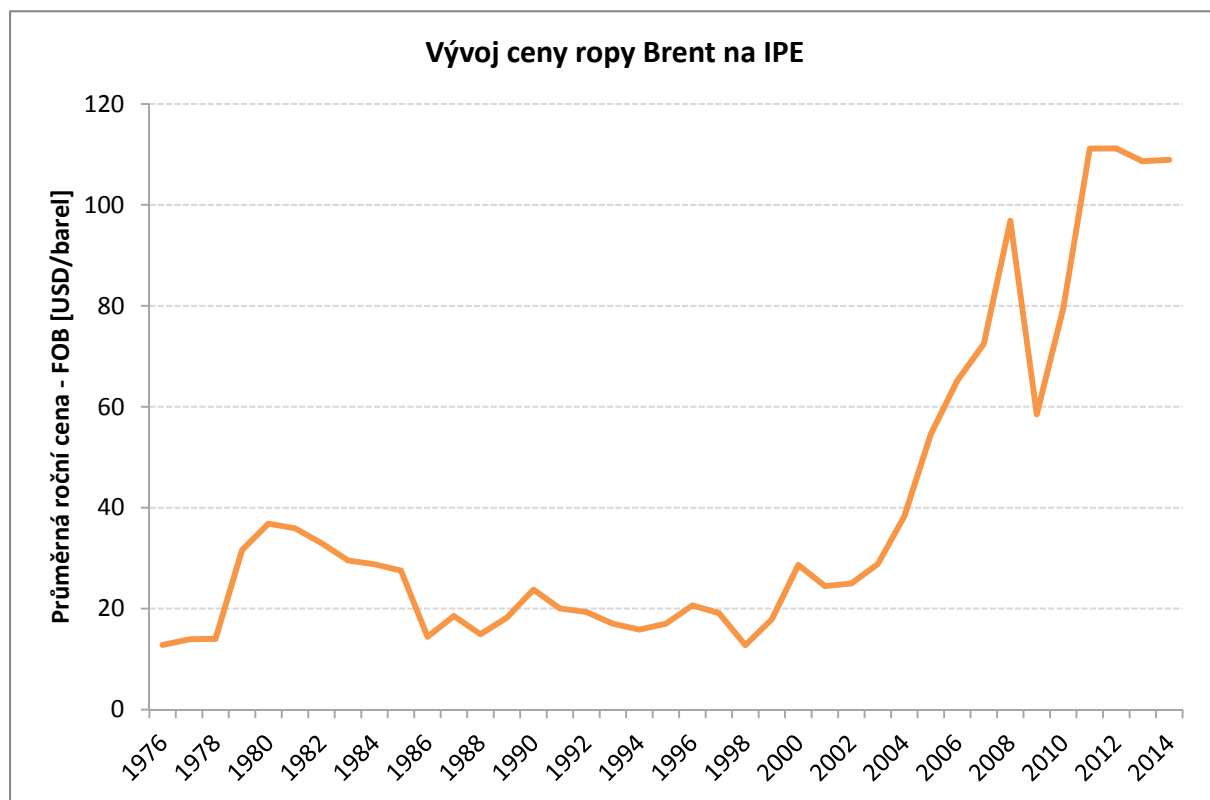
Zdroj: Impact Assessment (dokument Evropské Komise, 2014)

3.1.1 Predikce vývoje cen ropy

V rámci prognózy se neuvažuje těžba ropy z břidličných písků v ČR a i do budoucna zůstává pro ČR rozhodující dovoz ropy z Ruské federace a její cena vztažená k ropě Brent. Ve výhledu ceny ropy Brent pro ČR je uvažován trend v souladu s předpoklady Mezinárodní energetické agentury. Cena ropy podle tohoto předpokladu roste jen mírně.

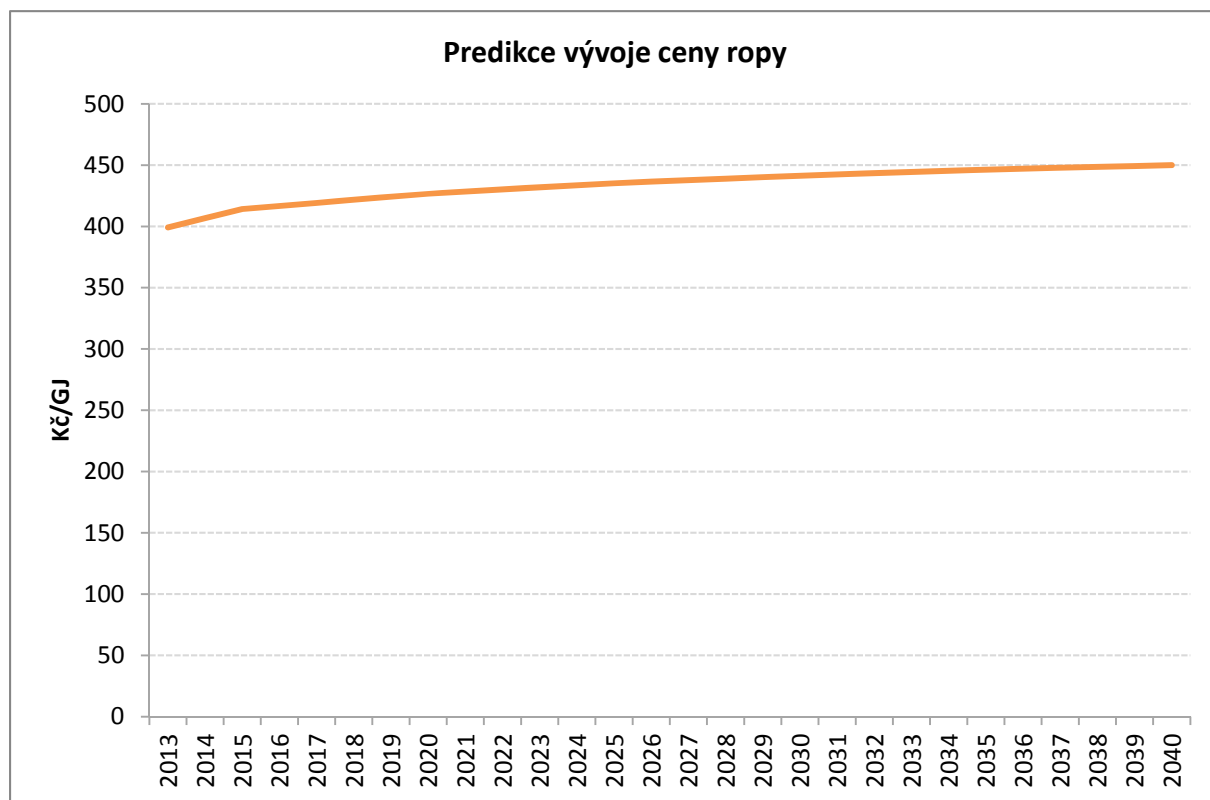
⁷ Pro přepočítání tun černého uhlí na GJ byla použita referenční výhřevnost na úrovni 23,4 GJ/tunu.

Graf č. 230: Vývoj ceny ropy Brent v letech 1976 až 2014 na IPE



Zdroj: Databáze MPO

Graf č. 231: Predikce vývoje ceny ropy

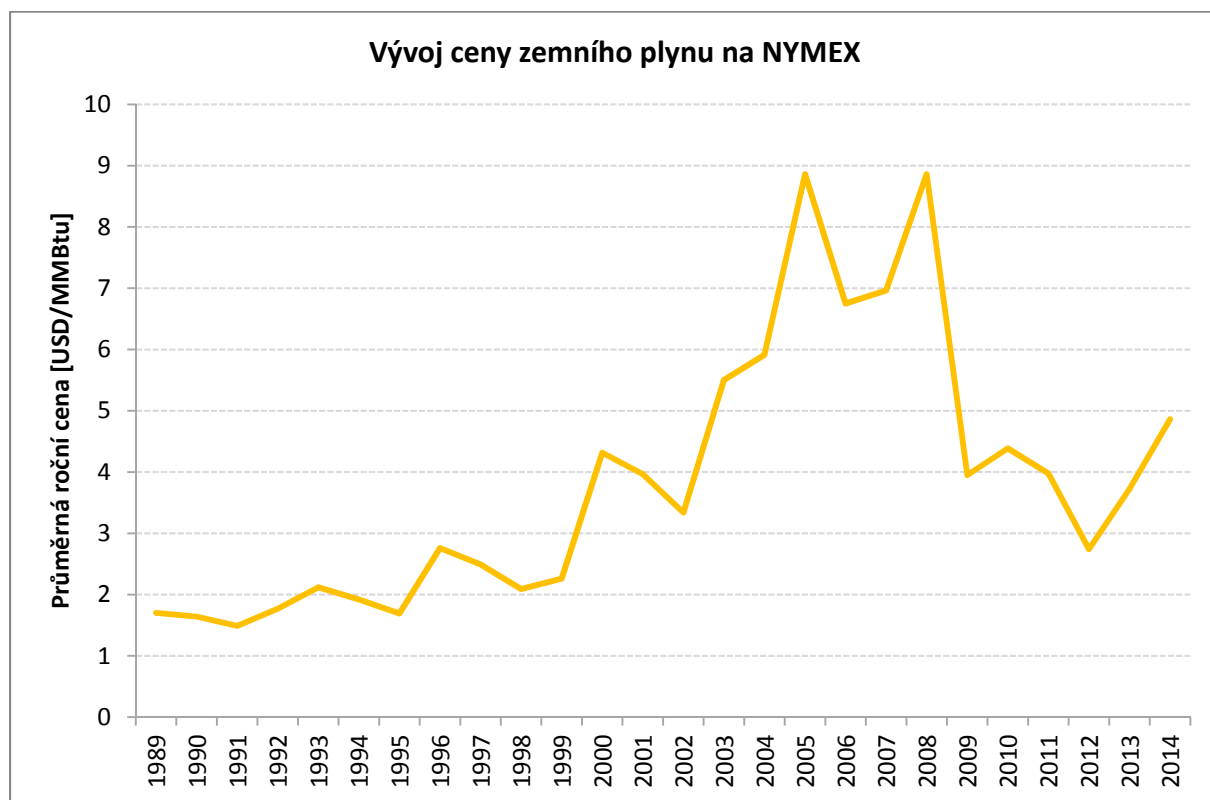


Zdroj: Expertní analýza MPO

3.1.2 Predikce vývoje cen zemního plynu

Největší změny na trhu se zemním plynem nyní probíhají vlivem těžby břidličného plynu v USA. Vývoj cen v Americe zobrazuje Graf č. 232 s cenami ceny plynu kotovaného na komoditní burze *New York Mercantile Exchange* (NYMEX).

Graf č. 232: Vývoj ceny zemního plynu v letech 1989 až 2014 na NYMEX



Zdroj: Databáze MPO

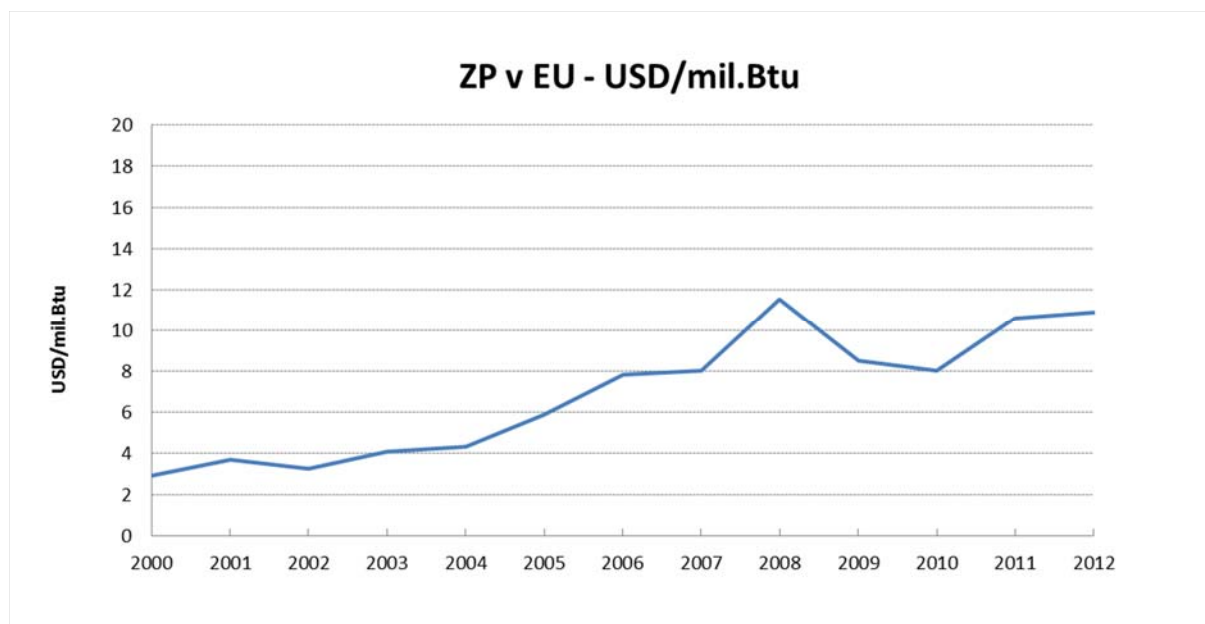
Graf č. 232 znázorňuje skutečnost, že pokles cen zemního plynu, který trval od poloviny roku 2008, se v květnu 2012 znovu vrátil k mírnému nárůstu. Tento stav nadále trvá. V prosinci roku 2013 pak došlo k růstu nad hranici 4 dolarů za milion Btu a v roce 2014 se cena drží v rozpětí mezi 4,5 – 5 dolary za milion Btu s výjimkou měsíce února, kdy cena dosáhla hranice 6 dolarů za milion Btu.

Z Ruské federace se zemní plyn do Evropy dodává na základě smluv obsahujících cenovou formuli, která je navázána na cenu ropy, resp. topných olejů, a bývá dále vztahována i na další energetické komodity, např. černé uhlí, atd. Lze předpokládat přehodnocování cenotvorby těchto kontraktů vlivem tržních změn v Evropě.

Vývoj cen (roční průměry) dovozů do Evropy, zachycených v Mezinárodní energetické ročence 2012 f. CONTE, znázorňuje Graf č. 233⁸. Z grafu je vidět, že průměrná roční cena dovozu zemního plynu do Evropy dosahovala v roce 2010 téměř 11 USD/mil. Btu, což je téměř trojnásobek v porovnání se Severní Amerikou.

⁸ Rok 2012 v grafu je jen odhad, v ročence ještě nebyl zachycen.

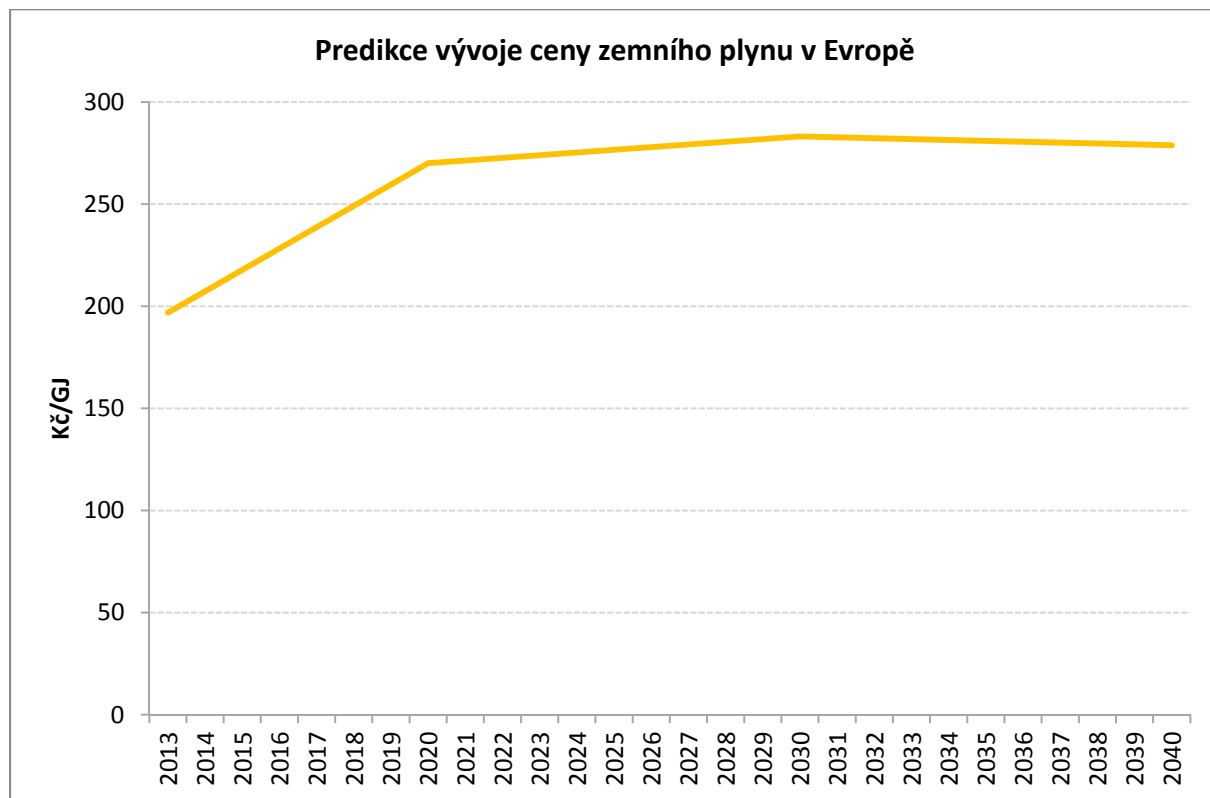
Graf č. 233: Vývoj ceny zemního plynu v EU



Zdroj: Conte (2012): Mezinárodní energetická ročenka 2012.

Ceny zemního plynu v ČR pak v důsledku pokračující tržní liberalizace a propojování trhů postupně konvergují k cenám na mezinárodních trzích – ČR v konečném důsledku plně přebírá ceny tvořené v rámci Evropy, kdy potenciální *spreads* na efektivních trzích rychle snižují probíhající tržní arbitráže. Dlouhodobá prognóza ceny zemního plynu v ČR proto v rámci modelu koliduje s trendy nastíněnými pro Evropu Mezinárodní energetickou agenturou (IEA) ve *WEO 2013*. V rámci prognózy je pak uvažován jen mírný nárůst cen.

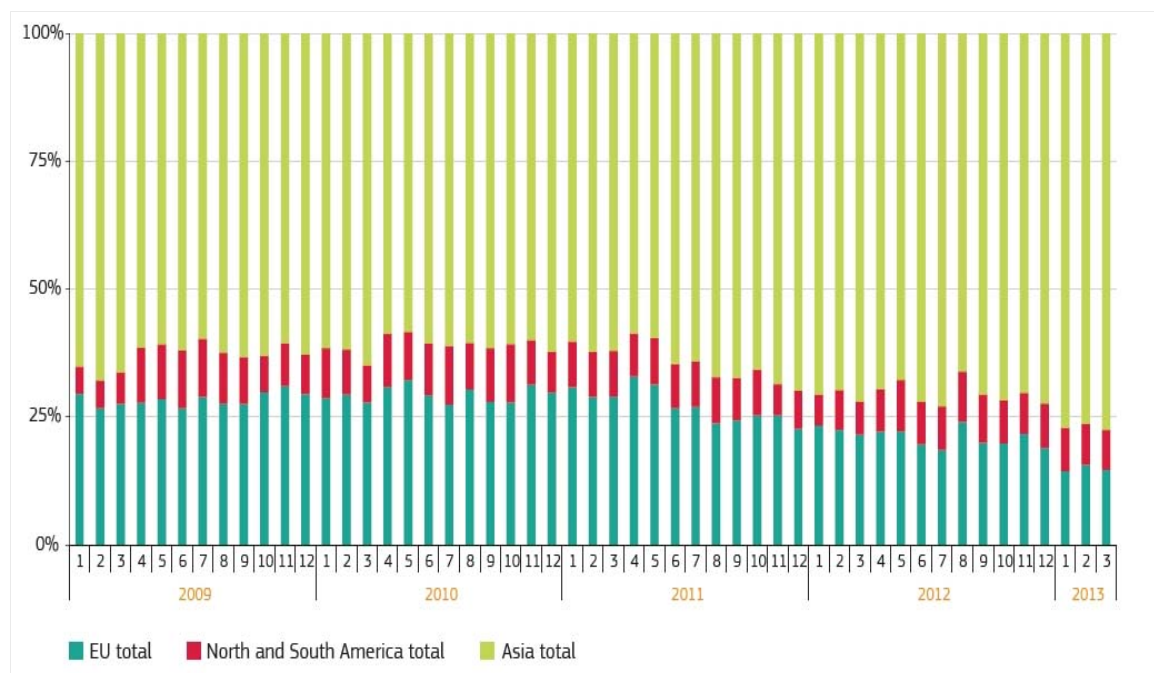
Graf č. 234: *Predikce vývoje ceny zemního plynu v Evropě*



Zdroj: IEA (2013): WEO 2013

Podstatné snižování cen zemního plynu probíhá v současné době především v Severní Americe. Příznivý dopad na ceny plynu v Evropě by mohlo mít především povolení vývozu plynu z USA ve formě LNG. Pozitivní vliv na evropský trh se zemním plynem je však podmíněn snížením cen za dovážené LNG alespoň na úroveň plynu dováženého z Ruské federace. Cena LNG na asijských trzích je však několikanásobně vyšší, a proto jsou tyto trhy v porovnání s Evropou daleko atraktivnější příležitostí pro exportéry. V predikcích cen plynu pro Českou republiku se proto nepředpokládá významnější vliv dovozu LNG. Daleko pravděpodobnější je pokračování trendu snižování podílu dovozu LNG do Evropy, jak jej naznačuje Čtvrtletní zpráva Evropské komise o trhu se zemním plynem z druhého čtvrtletí 2013.

Graf č. 235: Podíly na výrobě zemního plynu



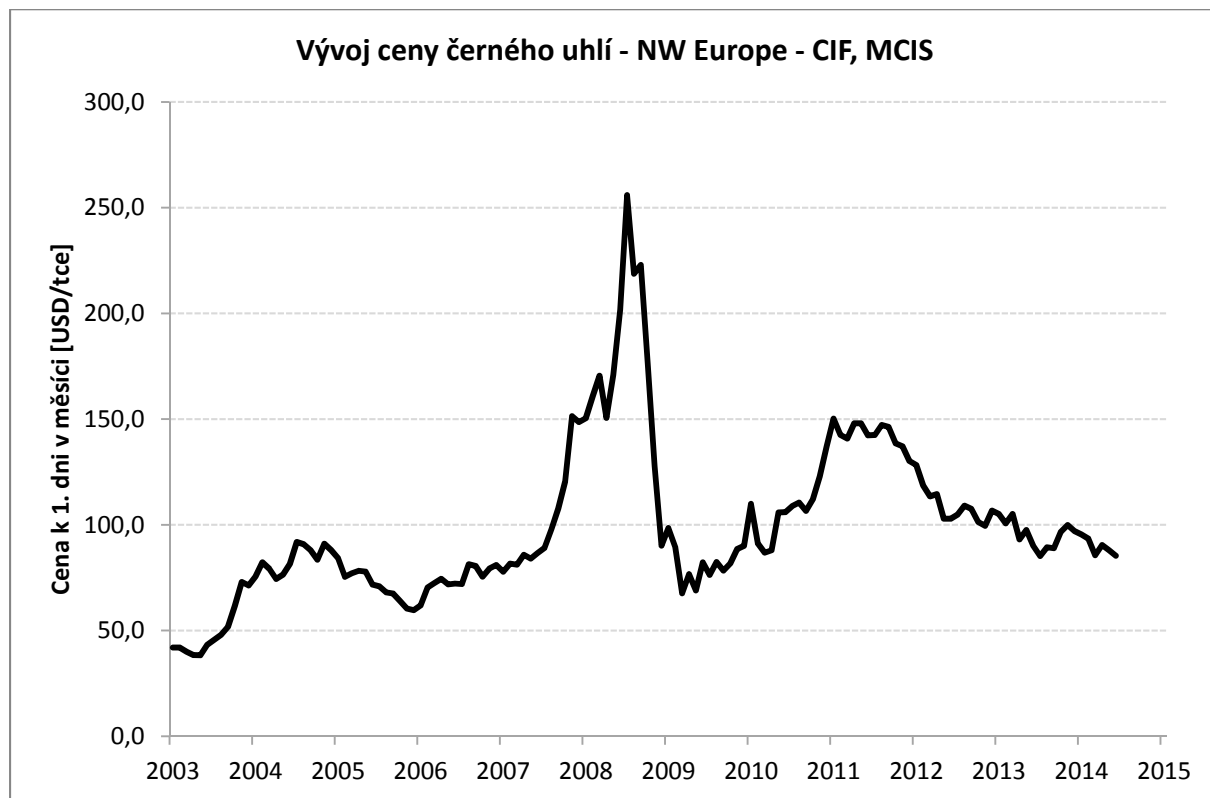
Zdroj: Q2 Quaterly Report on European Gas Markets, 2013

3.1.3 Predikce vývoje cen černého a hnědého uhlí

Černé uhlí:

Černé uhlí se do Evropy dováží ze všech kontinentů světa (kromě Antarktidy). Vývoj cen (roční průměry) dovozů do Evropy znázorňuje Graf č. 236. Z grafu je vidět krizové období 2008/2009, následné oživení v letech 2010/2011 a také pokles cen v letech 2012 až 2014. Na tomto cenovém poklesu se pravděpodobně podílela jak ekonomická stagnace, tak vliv zvýšené těžby břidlicového plynu na území Severní Ameriky. Nárůst vytěženého plynu v Severní Americe způsobil uvolnění množství amerického černého uhlí pro export do Evropy a s tím spojené relativní zvýšení celkového množství uhlí v nabídce evropských obchodníků. Je pravděpodobné, že působily oba uvedené vlivy.

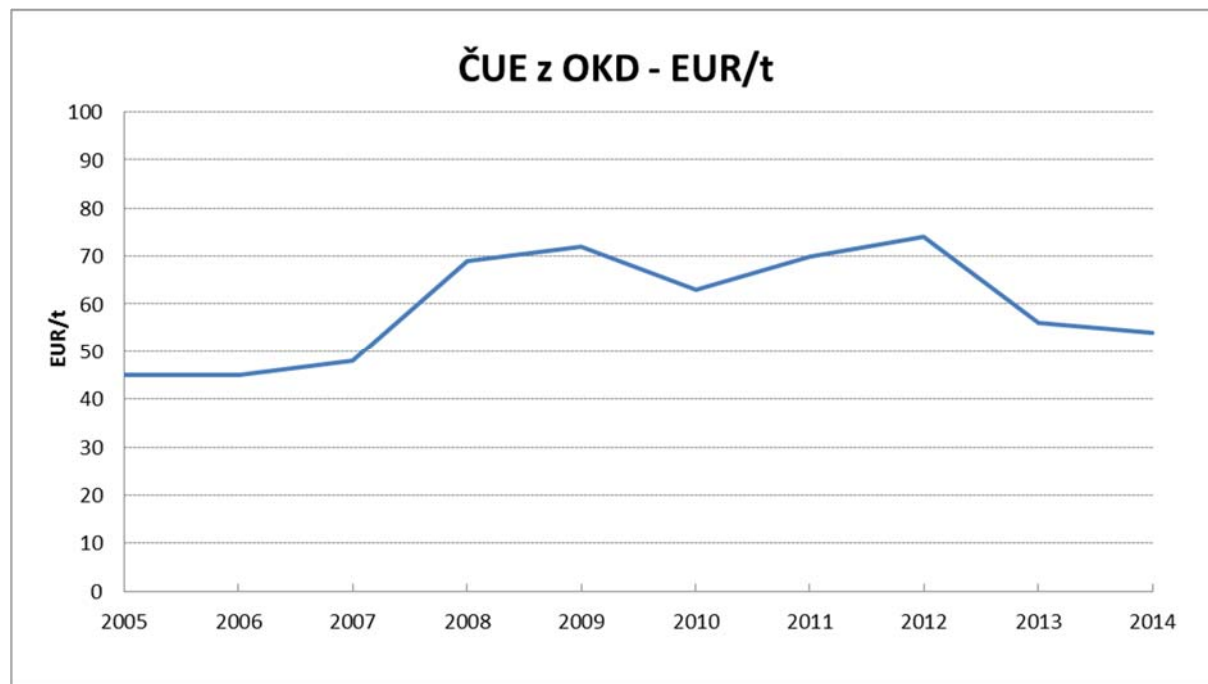
Graf č. 236: Vývoj ceny černého uhlí v Evropě



Zdroj: Spolek dovozců uhlí

Jediným producentem černého uhlí v České republice je společnost OKD, a.s., Ostrava, která těží černé uhlí jak energetické (ČUE), tak zejména koksovatelné (UVPK) v hornoslezské uhelné pánvi. Společnost OKD, a.s., je dceřinou společností majoritně vlastněnou mezinárodním holdingem NWR, který je kótovaný na burzách v Londýně a ve Varšavě. Vývoj cen energetického černého uhlí od roku 2005 (tzn. po vstupu NWR na burzu) znázorňuje Graf č. 237.

Graf č. 237: Vývoj ceny černého energetického uhlí z OKD



Zdroj: NWR a OKD, výroční zprávy o hospodaření v letech 2005 až 2013 + odhadovaná cena 2014

Graf č. 237 zobrazuje rostoucí trend cen v období do roku 2009 s následným poklesem v roce 2010, což je projev přebytku nabízeného uhlí z roku 2009 – tedy opožděný důsledek krize 2008/2009. V roce 2011 až 2012 cena černého uhlí opět roste. V roce 2012 se už česká ekonomika nachází v ekonomické recesi a společnost OKD čelí problémům s odbytem uhlí, což odpovídá klesající ceně.

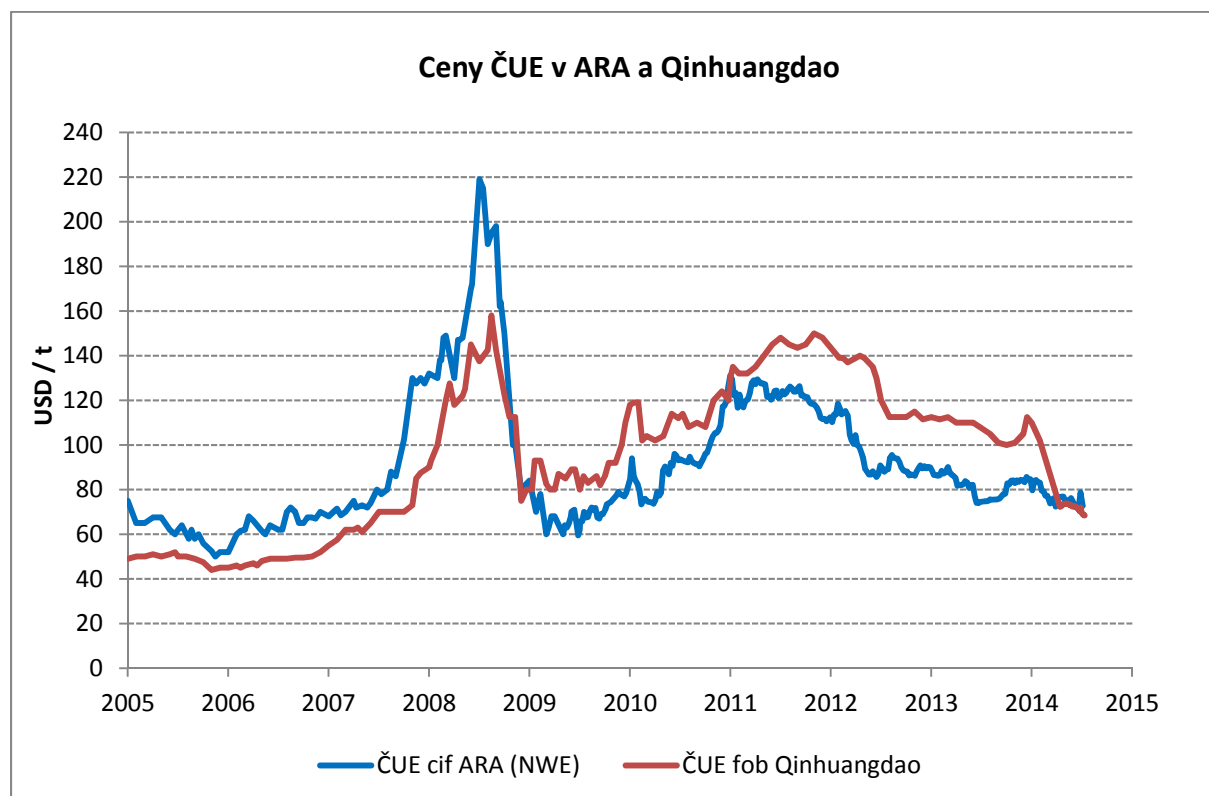
Plánovaná cena pro prodej energetického černého uhlí (ČUE) ze strany prodejců pro celý rok 2014 je na úrovni řádově 54 EUR/t. Skutečná cena v prvním pololetí roku 2014 se pohybovala na úrovni 58 EUR/t. V samotném druhém kvartálu 2014 však klesla na hodnotu 55 EUR/t. Snahou soukromých producentů energetického černého uhlí, v kontextu ČR tedy společnosti OKD, bude pravděpodobně dodržení předpokladu a uskutečnění prodejů ČUE v roce 2014 za průměrnou cenu na úrovni 54 EUR/t. Z důvodu zapojení České republiky do evropského (a potažmo mezinárodního trhu) s černým uhlím budou tuzemské ceny plně determinovány vývojem vnější situace na trhu s černým uhlím. Aktuálně je možné mluvit o krizi v těžebním průmyslu, která je mimo jiné způsobena nízkou cenou černého uhlí na mezinárodních trzích.

V roce 2014 pokračuje krize černouhelného hornictví. Jsou evidovány obchodní zásoby uhlí jak v přístavech Severozápadní Evropy (NWE), tak i například u polských producentů - dříve významných dodavatelů do západní Evropy. Zprávy ze samotných Spojených států amerických dokladují uzavírání černouhelných dolů, a to těch, které nevydržely razantní vstup břidlicového plynu do všeobecné spotřeby energetických zdrojů.

Přebytky ČUE na světovém trhu se projevují dokonce už také v Asii, protože jihoafričtí producenti kvůli nemožnosti dodávat do přístavů v NWE, přeplněných americkým uhlím, obrátili směr exportů do Asie. Zatímco čínský trh nasával energetické zdroje a vysoká poptávka držela ceny uhlí od roku 2009 asi o 20 USD výše, než byly ceny v NWE, během prvního pololetí roku 2014 spadla cena v čínském přístavu Qinhuangdao na úroveň NWE. Otázkou je, zda bude padat dál. Propadem cen trpí také australští tradiční dodavatelé černého uhlí.

Takto je zatím světový trh uhlím bohatě saturován a nic tedy nevede k nárůstu cen. Ten by mohla v kratším horizontu vyvolat jen opravdu zvýšená poptávka, a to za předpokladu výrazného rozběhu ekonomiky jak v Evropě, tak především v Asii. V delším horizontu pak bude záležet na vývoji různých faktorů, jako jsou např. naděje vkládané do břidlicového plynu (nejen v USA), případně do jiných „alternativních“ zdrojů, aplikace přísnějších podmínek pro uhelné elektrárny (BAT a BREF), úspěch či neúspěch německého programu Energiewende, ochota států podílet se na zlepšování klimatu snížením emisí a s tím souvisejícím programovým omezením uhelných energetických zdrojů, atd. Situaci v Číně dokresluje Graf č. 238.

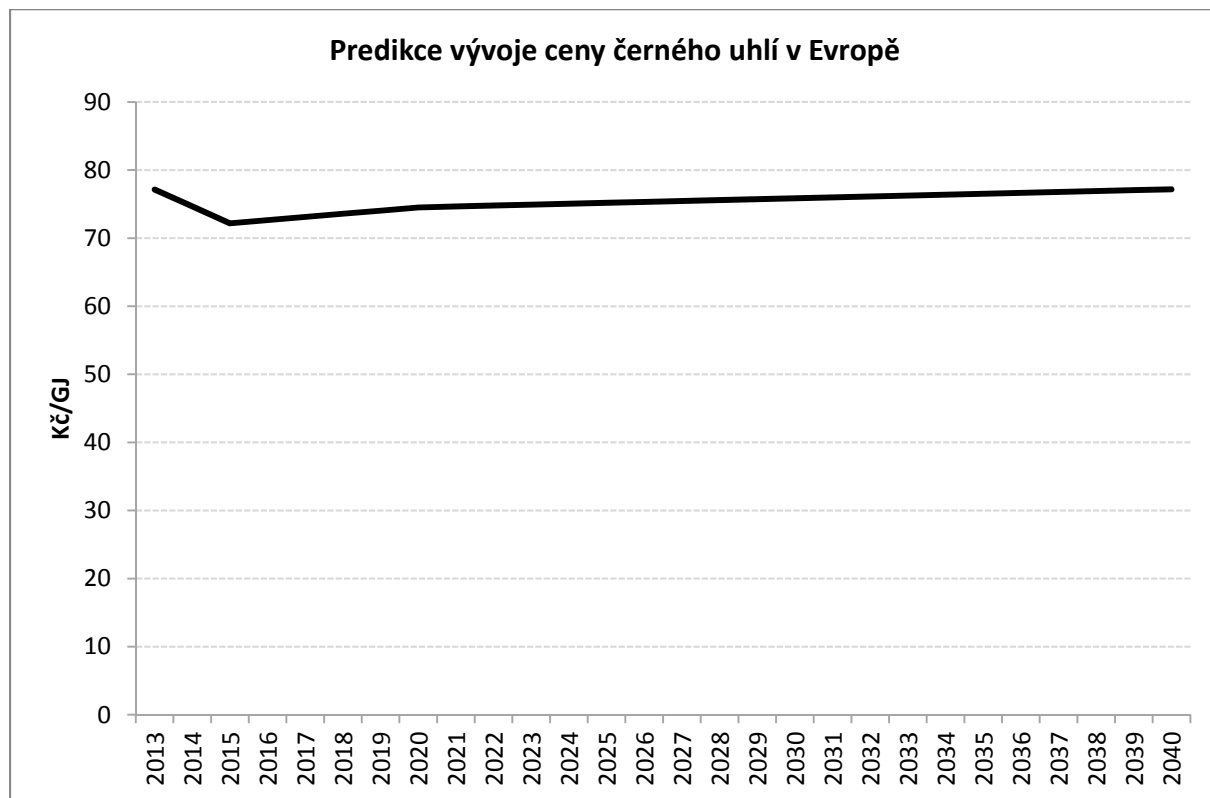
Graf č. 238: Vývoj cen černého uhlí v Číně



Zdroj: Euracoal, Platts

Podobně jako tuzemská těžební společnost OKD jsou globální krizí těžebního průmyslu postiženy i těžební společnosti v sousedním Polsku. Zatím tedy nelze očekávat výrazný nárůst cen. V tomto ohledu je proto možné ztotožnit se s výhledem IEA představeným ve WEO. Ten nepředpokládá významnější růst cen černého uhlí.

Graf č. 239: Predikce vývoje ceny černého uhlí v Evropě



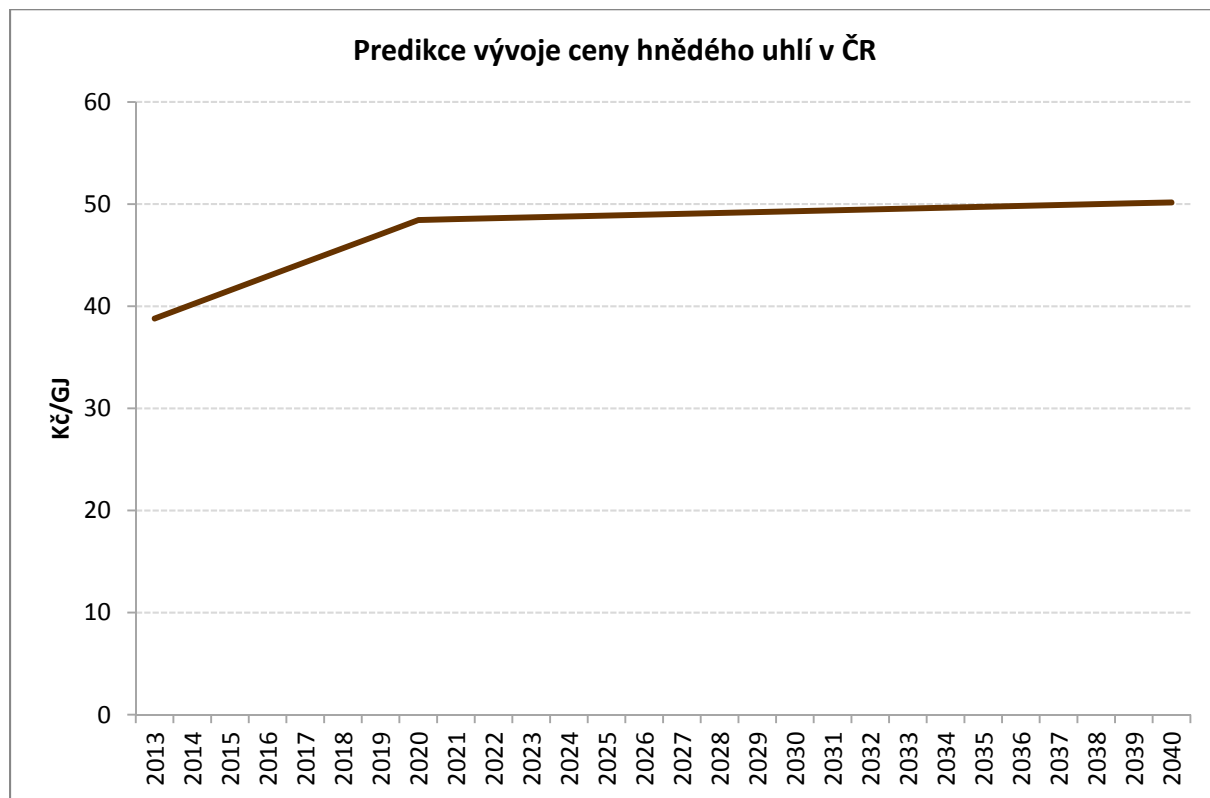
Zdroj: WEO 2013

V prognóze ceny černého uhlí je zohledněn předpoklad, že prodejní ceny ČUE ze strany OKD budou kopírovat vývoj cen na zahraničních trzích. To znamená, že se budou vyvíjet ekvivalentně k cenám znázorněným v předchozím grafu.

Hnědé uhlí:

Dlouhodobá predikce vývoje cen hnědého uhlí, které vznikají na bázi dlouhodobých kontraktů v kontrastu s cenotvorbou černého uhlí v rámci likvidních komoditních burz, vychází z řady zjednodušujících předpokladů. Především se jedná o předpoklad částečného navázání cen domácího energetického hnědého uhlí na ceny černého energetického uhlí zahraničního, který vychází z relativně rychlého (už v roce 2013) navýšení ceny hnědého uhlí na hodnotu cca 40 Kč/GJ a dále předpokládá fixaci ceny hnědého uhlí na cenu černého uhlí na úrovni 65 % jeho ceny, což je v souladu s avizovanými podmínkami uzavření nových dlouhodobých kontraktů ze strany některých tuzemských těžebních společností. Bez tohoto do jisté míry simplifikovaného předpokladu by nebylo možné sestavit takto dlouhodobou prognózu vývoje ceny hnědého uhlí, která není v tuzemských podmínkách obchodována na likvidním institucionalizovaném trhu. Následující graf uvádí výhled cen energetického hnědého uhlí v ČR odvozený z výše uvedených předpokladů a je v souladu s prognózou cen černého uhlí uvedenou v této kapitole.

Graf č. 240: *Predikce vývoje ceny hnědého uhlí v ČR*

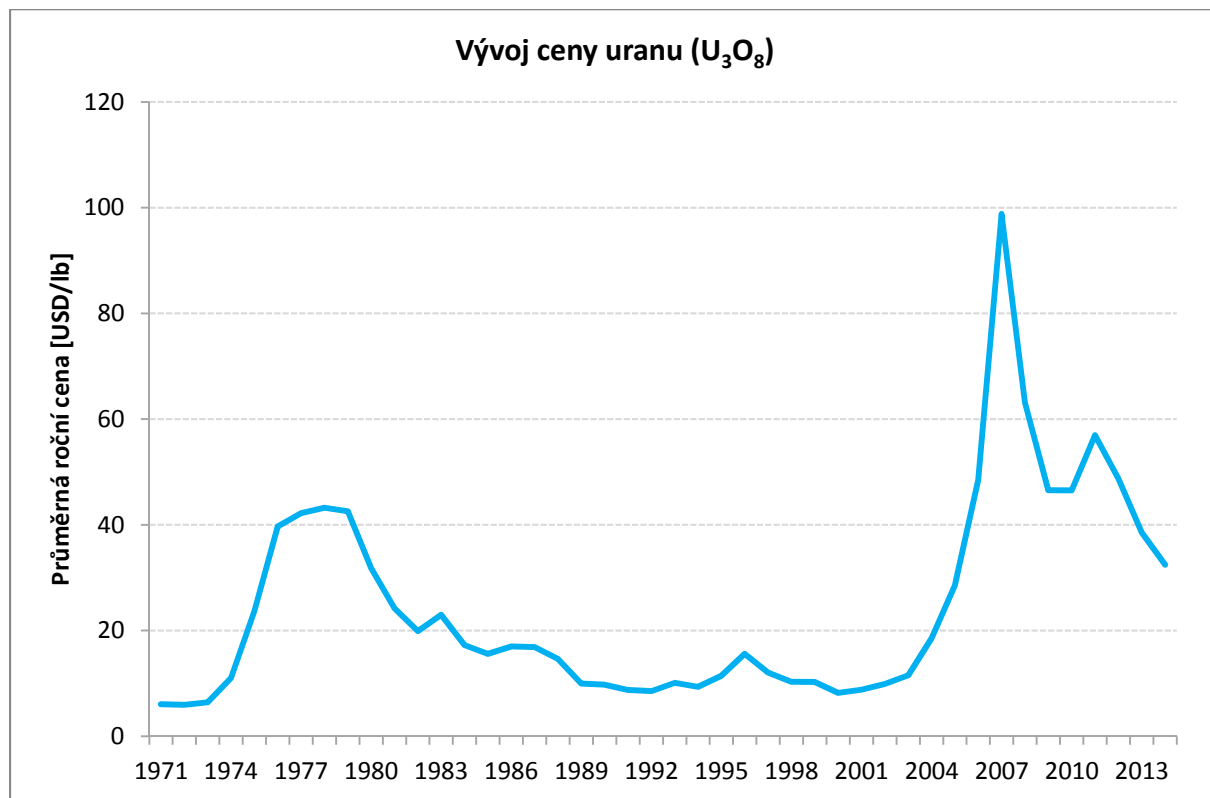


Zdroj: WEO 2013

3.1.4 *Predikce vývoje cen uranu*

Ve světě se s uranem obchoduje již po úpravě na koncentrát. Obchodovanou komoditou je forma U_3O_8 . Vývoj cen komodity (hodnoty ke konci roků) prezentovaných agenturou The U_x Consulting Company (U_xC), znázorňuje Graf č. 241.

Graf č. 241: Vývoj ceny uranu (U_3O_8)



Zdroj: The U_x Consulting Company

Expertní odhady pojednávající o cenách uranu, resp. nákladech těžby, hovoří o aktuálním podcenění uranu. Z grafu lze vysledovat pád cen uranu v období začátku ekonomické krize po roce 2007. Následuje krátkodobé oživení v roce 2010. V roce 2011 (11. března) došlo k havárii jaderné elektrárny Fukušima v Japonsku, a možná že i v jejím důsledku došlo v letech 2011 až 2013 k dalšímu poklesu cen uranu. Současná cena na úrovni pod 35 USD za libru nestačí ani k prosté reprodukci kapitálu, ani dalšímu rozvoji těžebních kapacit. Proto se objevuje volání po navýšení cen uranu – je očekáván nárůst na alespoň 80 USD/lb nebo lépe na hodnotu kolem 105-110 USD/lb, přičemž těžební náklady se v současné době pohybují právě kolem 100 -104 USD /libru.

3.2 Investiční a provozní náklady základních technologií výroby elektřiny

3.2.1 Měrné investiční a provozní náklady – předpoklady ekonomického vyhodnocení

Investiční náklady do energetické infrastruktury vycházejí z předpokladů společností provozujících energetickou infrastrukturu v ČR. V případě společnosti ČEPS, a.s., pak také z *Plánu rozvoje přenosové soustavy České republiky 2014-2023* (vydaného 15. 11. 2013 a schváleného ze strany MPO a ERÚ).

Investiční náklady, související s implementací směrnice o průmyslových emisích (IPPC), byly kalkulovány na základě dotazníkového šetření společnosti VÚPEK – Kmenové listy a studie s názvem *Potenciál stávající zdrojové základny v oblasti elektroenergetiky a teplárenství* zpracované společností Euroenergy, spol. s r.o., pro OTE z roku 2013.

Typizované měrné variabilní (proměnné) provozní náklady, fixní (stálé) provozní náklady a ostatní fixní (stálé) náklady na výrobu elektrické energie byly použity na základě materiálu OTE: *Očekávaná dlouhodobá rovnováha mezi nabídkou a poptávkou elektřiny: Výhled do roku 2040 (OTE, 2012)*. Zdrojové tabulky, obsahující použité typizované náklady, jsou dostupné ve výše uvedené publikaci v kapitole *Ekonomické faktory rozvoje a provozu ES ČR* (Tab. 10.1 a 10.2). Tabulka č. 71 uvádí výňatek ze zdrojové tabulky. Palivové náklady byly vypočteny na základě vlastní analýzy spotřebovaného paliva v jednotlivých letech a predikce cen. Báze pro odvození celkových nákladů na základě nákladů měrných, tedy především instalovaný výkon a výroba hrubé elektrické energie, byla sestavena na základě Modelu energetické bilance ČR.

Tabulka č. 71: Ekonomické parametry referenčních bloků tepelných elektráren (výňatek)

Označení bloku		SCGT-150	CCGT-840	IGCC-300	PCB-L-660	PCB-C-600	APWR-1200
Druh primárního zdroje energie		Zemní plyn	Zemní plyn	Černé uhlí tuzemské	Hnědé uhlí tuzemské	Černé uhlí tuzemské	Jaderné palivo
Základní charakteristika bloku		Plynová turbína s jednoduchým cyklem	Kombinovaný paroplynový cyklus	Integrovaný paroplynový cyklus se zplyňováním uhlí	Blok na hnědé uhlí s nadkritickými parametry páry	Blok na černé uhlí s nadkritickými parametry páry	Jaderný blok s tlakovodním reaktorem
Doba výstavby	roků	1	2	4	4	4	7
Doba života	roků	20	30	30	40	40	40
Diskontní sazba	%	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
Odpisy	Kč/kW	826	646	3 253	1 380	1 234	1 997
St. provozní nákl. (O&M)	Kč/kW	317	449	1 573	952	851	1 857
Stálé náklady	Kč/kW	1 143	1 095	4 826	2 332	2 085	3 854
Anuita	Kč/kW	1 621	1 641	8 263	4 384	3 918	9 105
Ostatní proměnné náklady	Kč/MWh	120	99	190	202	179	94
Využití inst. výkonu	%	11	57	68	68	68	84
Výrobní náklady	Kč/MWh	3 920	1 693	2 292	1 414	1 436	1 692

Zdroj: Očekávaná dlouhodobá rovnováha mezi nabídkou a poptávkou elektřiny: Výhled do roku 2040 (OTE, 2012) + úprava ze strany MPO

Zdrojem měrných nákladů na jednotku vyrobeného tepla byla datová základna *Obvyklých nákladů v kalkulaci ceny tepelné energie v letech 2005 – 2011 podle cenových lokalit*, poskytnutá ERÚ, v řazení podle jednotlivých paliv a velikostí zdroje měřeného podle velikosti dodaného tepla sestavená na základě regulačních výkazů. Jako referenční byl zvolen rok 2011. Náklady na vyrobené teplo byly aproximovány náklady na dodané teplo. Při rozdělování na kategorie podle paliva bylo uvažováno minimálně 80 % převažujícího paliva. Při určování spotřeby paliva na výrobu jednotky tepelné energie pak byli uvažováni jen výrobci tepelné energie využívající nejméně z 95 % jeden druh paliva.

Použitím v čase neměnných měrných nákladů v celém sledovaném horizontu do roku 2040 je vyjádřen implicitní předpoklad relativní neměnnosti stávající technologie a jejích ekonomických parametrů. Kalkulace tedy předpokládají, že nedojde k významnému zlevnění provozu daných technologií (vyjma efektu nižších cen vstupů), a to ať už na úrovni variabilních nebo fixních nákladů. Použité měrné náklady jsou tedy aplikovány až do roku 2040, což by mohlo být označeno za zjednodušující předpoklad. Avšak v tomto ohledu je nutné zdůraznit, že prognóza budoucí změny technologie by byla v daný okamžik značně arbitrární a z tohoto důvodu bylo přistoupeno ke konzervativnější analýze, která byla zmíněna výše.

Co se týče samotné kalkulace investičních a provozních nákladů jednotlivých provozů, byl zvolen následující postup kvantifikace nákladů:

Tabulka č. 72: Členění provozních nákladů (výroba elektřiny)

Palivové náklady
Náklady na nákup emisní povolenky
Ostatní proměnné náklady
Stálé náklady
Celkové provozní náklady

Zdroj: Expertní analýza MPO

Proměnné náklady (v investiční terminologii též nazývané variabilní náklady) jsou pro účely výpočtu rozděleny na palivové náklady, náklady na nákup CO₂ povolenek v případně subjektů zahrnutých v systému EU ETS a ostatní proměnné náklady. Zmíněné náklady jsou vypočteny následujícím způsobem:

$$\text{palivové náklady}_{rok} = \text{vsázka}_{rok} \cdot \text{cena}_{rok}$$

$$\text{náklady na povolenky}_{rok} = \text{vsázka}_{rok} \cdot \text{emisní obsah}_{palivo} \cdot \text{cena EUA}_{rok}$$

$$\text{proměnné náklady}_{rok} = \text{palivové náklady}_{rok} + \text{nákl. na povolenky}_{rok} + \text{ost. prom. náklady}_{rok}$$

Tabulka č. 73: Emisní obsah jednotlivých paliv

Palivo	Emisní obsah (tCO ₂ /GJ - výhř.)
Hnědé uhlí	0,1011
Černé uhlí	0,0945
Zemní plyn	0,0561

Zdroj: Důvodová zpráva k Návrhu zákona o změně zdanění pevných paliv, plynů a minerálních olejů

Ostatními proměnnými náklady jsou myšleny měrné proměnné náklady snížené o palivové náklady a náklady na nákup emisích povolenek v potřebném množství a jsou kvantifikovány na jednotku 1 MWh vyrobené elektřiny. Stálé náklady jsou vztaženy k jednotce 1 kW instalovaného výkonu a z podstaty věci nezáleží na stupni využití instalovaného výkonu.

$$\text{stálé náklady} = \text{odpisy} + \text{stálé provozní náklady}$$

V případě výroby tepelné energie jsou proměnné i stálé náklady vztaženy na 1 GJ dodaného tepla. Tyto měrné náklady jsou dostupné v následujícím členění:

Tabulka č. 74: Členění provozních nákladů (výroba tepla)

Proměnné náklady	
-	Palivo
-	Nákup tepelné energie
-	Elektrická energie
-	Technologická voda
-	Ostatní proměnné náklady
Stálé náklady	
-	Mzdy a zákonné pojištění
-	Opravy a údržba
-	Odpisy
-	Nájem
-	Leasing
-	Výrobní režie
-	Správní režie
-	Ostatní stálé náklady
Provozní náklady celkem	

Zdroj: Expertní analýza MPO + ERÚ

Pro paliva v následující tabulce jsou dostupné měrné náklady v závislosti na množství dodávaného tepla a je tedy možné významněji zohlednit velikost výroby při kvantifikaci nákladů. Pro ostatní paliva byla použita průměrná hodnota měrného nákladu bez zohlednění velikosti výrobce měřené vyrobeným, potažmo dodaným teplem.

Tabulka č. 75: Měrné náklady výroby tepelné energie

Zemní plyn	Domovní kotelny
	0-10 000 GJ
	10-50 000 GJ
	50-200 000 GJ
Uhlí	nad 200 000 GJ
	0-10 000 GJ
	10-50 000 GJ
	50-300 000 GJ
	300 000-1 mil. GJ
	Nad 1 mil. GJ

Zdroj: Expertní analýza MPO

3.2.2 Náklady na změnu energetického mixu

Změna struktury energetického mixu předpokládaná dokumentem ASEK bude s jistotou doprovázena změnou výrobních nákladů⁹ na elektřinu a teplo. Vývoj nejdůležitější variabilní nákladové položky v rámci výroby elektřiny a tepla - palivových nákladů - je pak ovlivněn nejenom použitým zdrojovým palivem, ale i vývojem množství produkované elektřiny a tepla daného provozu a v neposlední řadě také vývojem tržních cen jednotlivých paliv a cen silové elektřiny na evropských burzách a ceně tepla v daném regionu. Graf č. 242 demonstřuje vývoj palivových nákladů na výrobu elektřiny za využití daného palivového mixu.

Ve sledovaném horizontu je pak možné očekávat zvýšení celkových palivových nákladů na jednotku vyrobené elektřiny téměř o 40 % v porovnání s rokem 2013, danou útlumem relativně levných hnědouhelných zdrojů, ale také pokračujícím trendem růstu cen hlavních paliv v rámci palivového mixu. Nárůst palivových nákladů by neměl vzrůst o více než 40 % s ohledem na částečné využití jaderných zdrojů k nahrazení odstavených výrobních kapacit. Prognóza je pak významněji citlivá na predikci vývoje ceny jaderného paliva, kterou je možné na takto dlouhý horizont výhledu predikovat pouze indikativně.

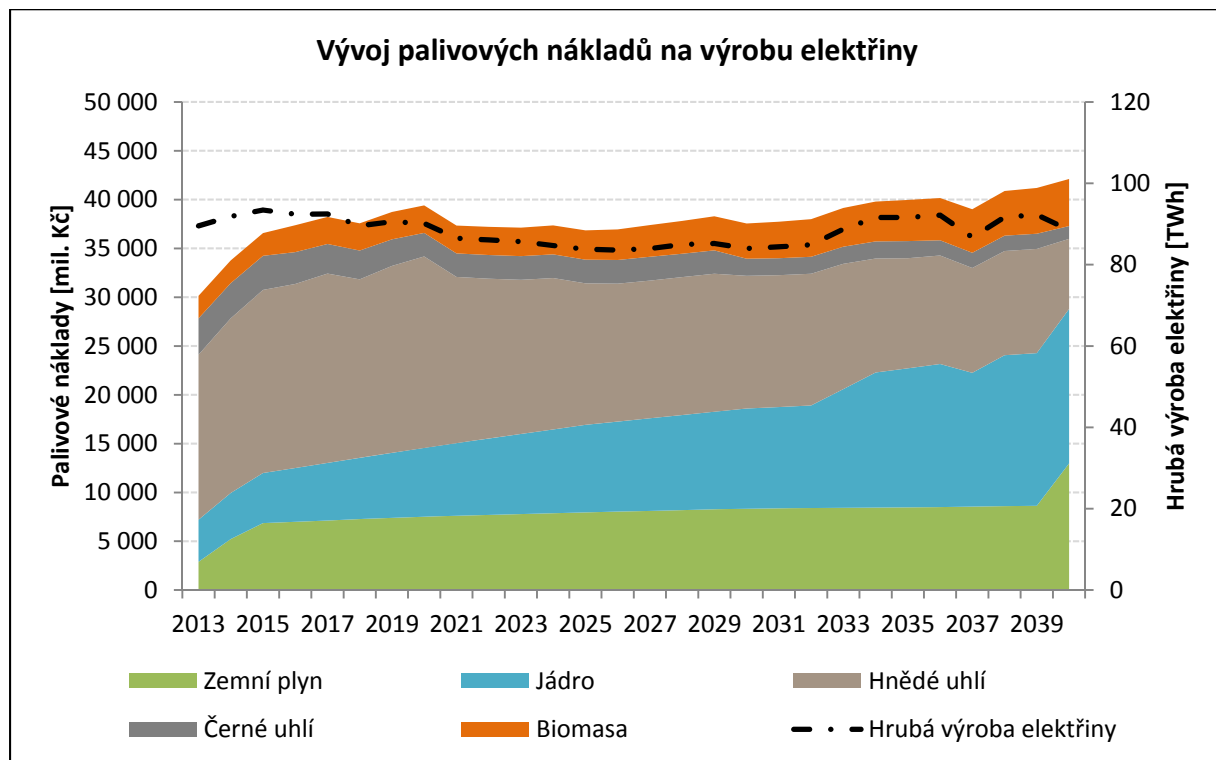
V případě výroby tepla v sektoru energetiky je možné předpokládat nárůst palivových nákladů na jednotku prodaného tepla až kolem 44 % do roku 2040 (v porovnání s rokem 2013), což odpovídá zejména vyššímu využití zemního plynu v centralizovaných zdrojích za účelem nahrazení uhelných zdrojů a také růstu reálné ceny paliv. I přes toto navýšení by položka palivových nákladů neměla v průměru za všechny výrobce¹⁰ překročit hranici 220 Kč na GJ prodaného tepla, jak znázorňuje Graf č. 243. Graf č. 244 pak zobrazuje předpokládaný vývoj palivových nákladů na hrubou výrobu tepla ze zemního plynu v rámci malých, převážně kogeneračních, zařízení na zemní plyn. Podle předpokladů pak dojde k nárůstu těchto nákladů o cca 22 % v porovnání s rokem 2013 na úroveň 339 Kč/GJ v roce 2040.

Výpočet palivových nákladů je pak do jisté míry simplifikován především u paliv, která nejsou kótována na komoditních burzách a která jsou významně heterogenní. Zejména se jedná o hnědé uhlí, které není obchodováno za jednu stanovanou cenu, ale cena se významně liší v závislosti na kvalitě – tedy výhřevnosti a obsahu síry. Dále se jedná o biomasu, která je velmi heterogenním produktem, a její cena se může významněji lišit.

⁹ Výrobními náklady jsou myšleny variabilní a fixní provozní náklady. Výrobní náklady v tomto pojetí neobsahují ziskovou přírůžku ani finanční a mimořádné náklady.

¹⁰ Do uvedeného výpočtu jsou zahrnuty pouze velké teplárenské společnosti s roční výrobou tepla na úrovni 200 000 GJ a vyšší.

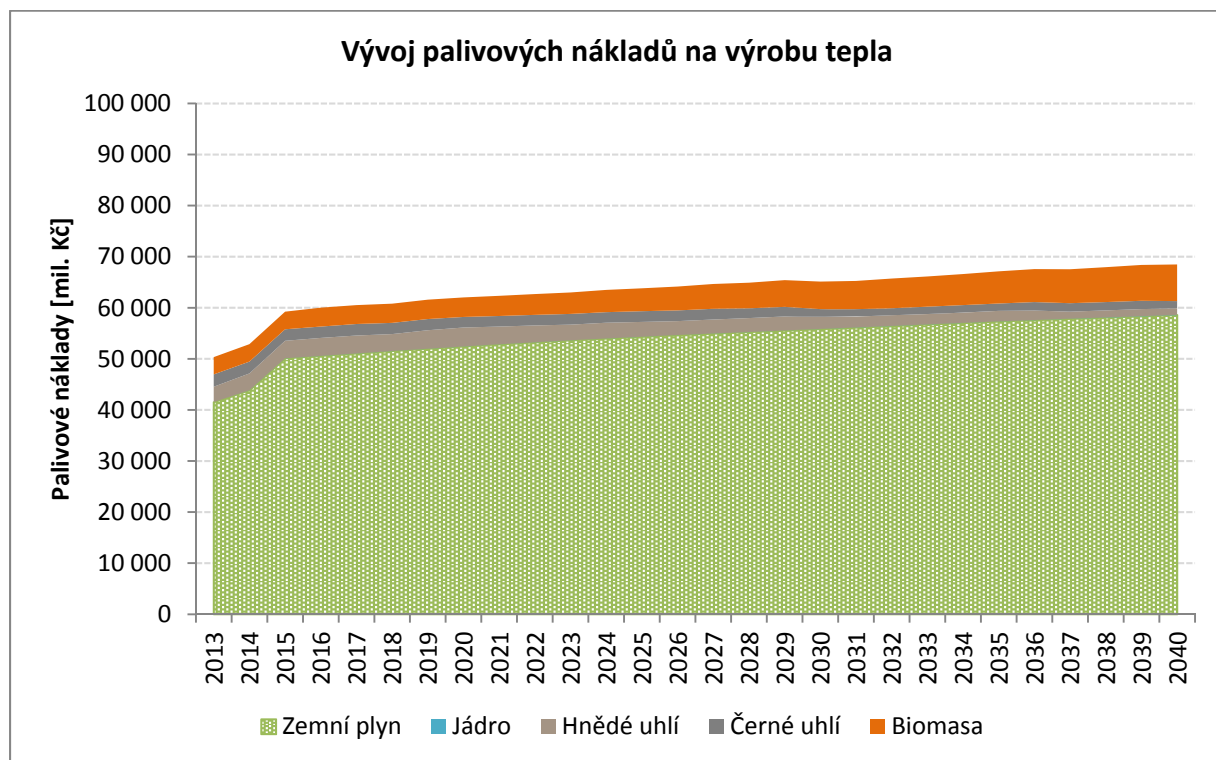
Graf č. 242: Vývoj palivových nákladů na výrobu elektřiny pro jednotlivá paliva



* Nárůst palivových nákladů na konci sledovaného období odpovídá zvýšení ročního využití paroplynové elektrárny Počerady z důvodu vyrovnání palivového mixu.

Zdroj: Expertní analýza MPO

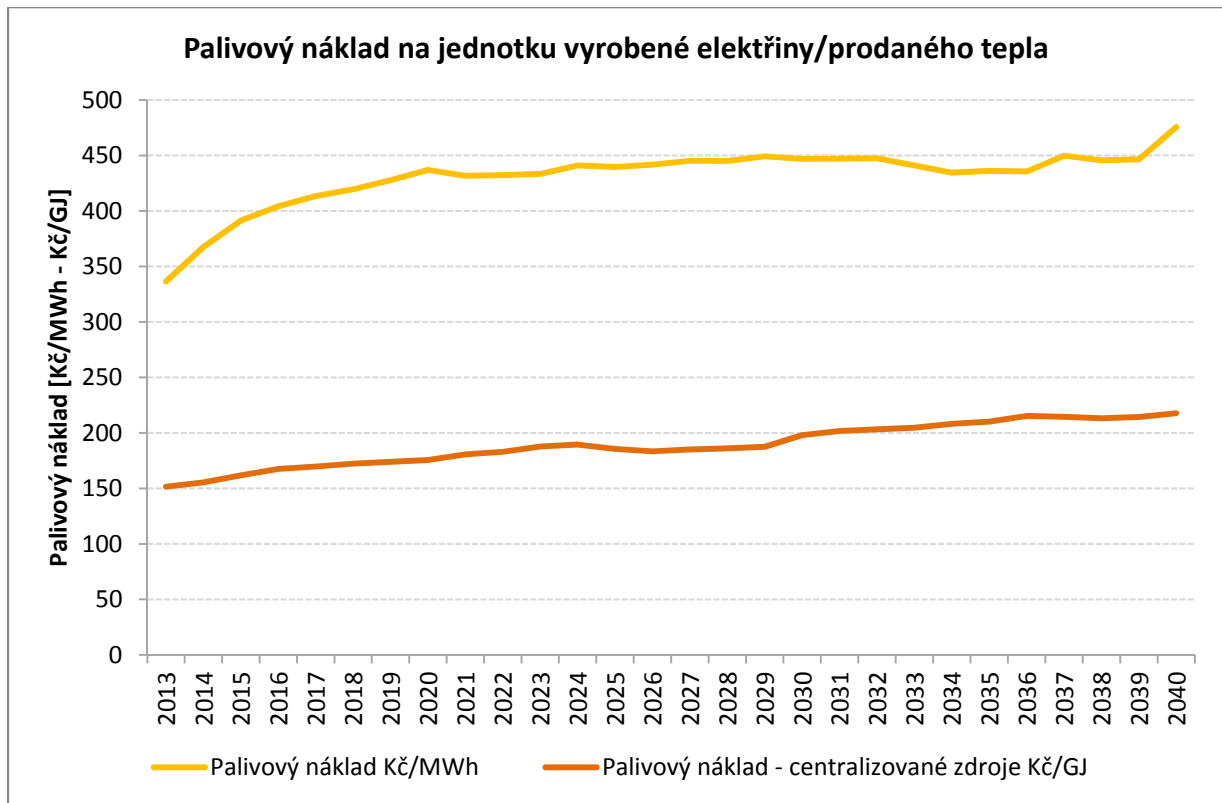
Graf č. 243: Vývoj palivových nákladů na výrobu tepla pro jednotlivá paliva



* Nárůst palivových nákladů na začátku období je dán zprovozněním paroplynové elektrárny v Počeradech. I přes diskuzi o ekonomice provozu tohoto zdroje počítá ASEK s provozem tohoto zdroje ve špičkovém zatížení.

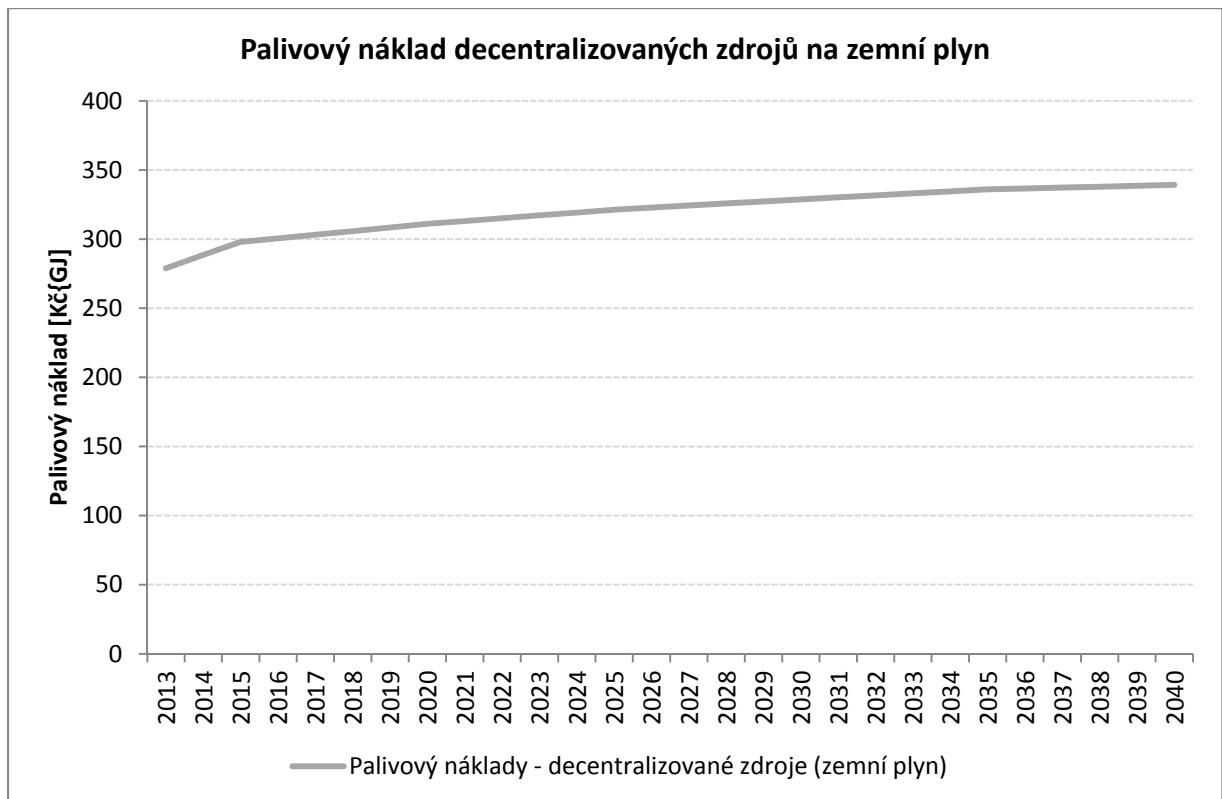
Zdroj: Expertní analýza MPO

Graf č. 244: Palivový náklad na jednotku vyrobené elektřiny/tepla



Zdroj: Expertní analýza MPO

Graf č. 245: Palivový náklad decentralizovaných zdrojů na zemní plyn



Zdroj: Expertní analýza MPO

3.2.3 Odhad nákladů EU ETS a výnosů z prodeje emisních povolenek

Co se týče dalších odhadů finančních dopadů z titulu obchodování s emisemi, Ministerstvo životního prostředí provedlo analýzu vycházející ze stávajícího návrhu sdělení k reformě EU ETS a zohledňující rozšíření evropského systému emisního obchodování (EU ETS) o Chorvatsko a země EEA/EFTA (Norsko, Island a Lichtenštejnsko). Od roku 2014 do roku 2020 se v analýze uplatňuje vliv tzv. *backloadingu*, který v příštích letech podle odhadů zvýší a v letech 2019 a 2020 naopak sníží cenu emisní povolenky. Výhled do roku 2020 také vychází z předpokladu, že v roce 2013 je z celkové bezplatné alokace povolenek dle čl. 10a směrnice 2003/87/ES 75 % vydáno odvětvím ohroženým únikem uhlíku a pouhých 25 % odvětvím neohroženým. Tomu odpovídá tempo poklesu bezplatné alokace do roku 2020. Od celkového stropu bylo také odečteno 5 % povolenek umístovaných každoročně do rezervy pro nové účastníky (NER). Návrat nevyužitých povolenek z této rezervy nebyl uvažován. Vzhledem k postupnému ekonomickému oživení se předpokládá plné využití těchto povolenek anebo jejich převedení do stabilizační rezervy (Market Stability Reserve, MSR).

Tabulka č. 76: Odhad nákladů a výnosů z aukcí v rámci na EU ETS v letech 2014-2020

Odhad dražeb v EU ETS 2014-2020	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Emisní strop EU ETS (mil. EUA)	2 046,04	2 007,77	1 969,51	1 931,24	1 892,98	1 854,72	1 816,45
z toho určeno k dražbě (mil. EUA)	1 055,46	1 057,16	1 051,90	1 046,24	1 040,13	1 033,61	1 026,55
Objem backloadingu v daném roce (mil. EUA)	-400	-300,00	-200,00			300,00	600,00
Dražené množství v EU ETS (mil. EUA)	655,46	757,16	851,90	1 046,24	1 040,13	1 333,61	1 626,55
Podíl ČR (4,53 %, mil. EUA)	29,69	34,30	38,59	47,39	47,12	60,41	73,68
Korekce ČR pro 2014 (přebytek ze 2013, mil. EUA)	2,80						
Derogace ČR (mil. EUA)	-23,07	-19,23	-15,38	-11,54	-7,69	-3,85	0,00
Draženo za ČR (4,53 %, mil. EUA)	9,42	14,46	22,25	34,54	37,73	54,49	71,24
Cena EUA (EUR)	6,50	7,50	8,50	10,00	11,50	10,00	9,00
Výnos ČR (mil. EUR)	61,22	108,43	189,15	345,37	433,88	544,89	641,12

Náklady podnikové sféry ČR	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Emise podniků v ETS (mil. t CO ₂ eq.)*	84,73	78,64	76,09	73,58	71,11	68,68	66,29
Bezplatná alokace dle čl 10a (mil. EUA)	24,44	23,22	22,11	21,11	20,19	19,33	18,51
Bezplatná alokace dle čl 10c (mil. EUA)	23,07	19,23	15,38	11,54	7,69	3,85	0,00
Dokupovaný objem (mil. EUA)	37,23	36,20	38,60	40,94	43,24	45,51	47,79
Náklady na koupi EUA (mil. EUR)	241,97	271,47	328,10	409,41	497,23	477,89	430,10

* Zdroj: Evropská komise: EU Energy, transport and GHG emissions - Trends to 2050 (http://ec.europa.eu/clima/policies/2030/models/eu_trends_2050_en.pdf)

Zdroj: Expertní odhad MŽP

Po roce 2020 dojde v případě schválení návrhu Evropské komise k uplatnění vyšší hodnoty lineárního faktoru, jímž se snižuje strop emisí v rámci EU ETS (a tím také množství každoročně generovaných povolenek EUA). Namísto současných 1,74 % (-38 264 246 ročně) tak má být aplikována hodnota 2,2 % (-48 380 081 ročně). Bezplatná alokace pro výrobu tepla a průmysl (dle čl. 10a), nejsou-li sektory ohroženy únikem uhlíku, má být dle záměrů Evropské komise (EK) do roku 2027 snížena na nulu, přičemž hodnoty pro jednotlivé roky byly uvažovány jako lineární pokles z hodnoty v roce 2020. U neohrožených odvětví byl počítán pokles 2,2% ročně. S bezplatnou alokací pro výrobce elektřiny dle čl. 10c se po roce 2020 již nepočítá. NER (5 %) byl opět vzhledem k obtížné predikci zanedbán.

Ačkoli není jisté, zda i po roce 2020 budou zachovány podíly členských států na výnosech z dražených povolenek, i nadále byl uvažován podíl ČR ve výši 4,53 %. Pokud by po roce 2020 měly být výnosy děleny pouze na základě základního kritéria, tj. poměru emisí v letech 2005 – 2007, náleželo by ČR již jen 3,88 % výnosů.

Vzhledem k probíhající debatě o zavedení MSR (strategické rezervy) za účelem odstranění přebytku povolenek na trhu byly vypracovány 2 varianty výhledu na období 2021 – 2030, a sice s MSR a bez MSR. Skrze vliv MSR na odhadovanou cenu lze pak odhadnout náklady, které by v obou variantách měla podniková sféra ČR spojeny s nákupem emisních povolenek. Odhadované emise ČR v sektorech zahrnutých do EU ETS do roku 2030 byly převzaty z publikace EK „EU Energy, transport and GHG emissions - Trends to 2050“.

Tabulka č. 77: Odhad nákladů souvisejících s EU ETS v letech 2020-2030

Odhad dražeb v EU ETS 2021-2030

Bez stabilizační rezervy	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Emisní strop EU ETS (mil. EUA)	1 768,07	1 719,69	1 671,31	1 622,93	1 574,55	1 526,17	1 477,79	1 429,41	1 381,03	1 332,65
Dražené množství v EU ETS (mil. EUA)	1 061,74	1 042,79	1 023,84	1 004,89	985,94	966,99	966,59	933,98	901,37	868,76
Z toho draženo za ČR (4,53 %, mil. EUA)	48,10	47,24	46,38	45,52	44,66	43,80	43,79	42,31	40,83	39,36
Cena EUA (EUR)	10,00	11,50	13,00	14,50	16,00	18,00	20,00	22,00	24,00	26,00
Výnos ČR (mil. EUR)	480,97	543,24	602,94	660,06	714,61	788,48	875,73	930,80	979,97	1 023,23

Odhad dražeb v EU ETS 2021-2030

Se stabilizační rezervou	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Emisní strop EU ETS (mil. EUA)	1 768,07	1 719,69	1 671,31	1 622,93	1 574,55	1 526,17	1 477,79	1 429,41	1 381,03	1 332,65
Převod do tržní rezervy (mil. EUA)	312,00	292,56	257,45	226,56	193,37	164,17	132,47	0,00	0,00	0,00
Dražené množství v EU ETS (mil. EUA)	749,74	750,23	766,39	778,33	792,57	802,82	834,12	933,98	901,37	868,76
Z toho draženo za ČR (4,53 %, mil. EUA)	33,96	33,99	34,72	35,26	35,90	36,37	37,79	42,31	40,83	39,36
Cena EUA (EUR)	12,00	15,00	18,00	21,00	23,00	25,00	27,00	29,00	31,00	33,00
Výnos ČR (mil. EUR)	407,56	509,78	624,91	740,42	825,77	909,19	1 020,21	1 226,97	1 265,80	1 298,72

Náklady podnikové sféry ČR	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Emise podniků v ETS (mil. t CO ₂ eq.)*	65,45	64,60	63,77	62,93	62,11	58,85	55,67	52,57	49,55	46,61
Bezplatná alokace dle čl 10a (mil. EUA)	15,87	13,22	10,58	7,93	5,29	2,64	0,00	0,00	0,00	0,00
Dokupovaný objem (mil. EUA)	50,31	50,00	49,69	49,38	49,09	46,36	44,19	41,44	38,77	36,18
Náklady na koupi EUA (mil. EUR) - bez rezervy	503,08	574,94	645,93	716,07	785,38	834,41	883,86	911,76	930,58	940,79
Náklady na koupi EUA (mil. EUR) - s rezervou	603,70	749,93	894,36	1 037,06	1 128,98	1 158,90	1 193,20	1 201,86	1 201,99	1 194,09

* Zdroj: Evropská komise: EU Energy, transport and GHG emissions - Trends to 2050 (http://ec.europa.eu/clima/policies/2030/models/eu_trends_2050_en.pdf)

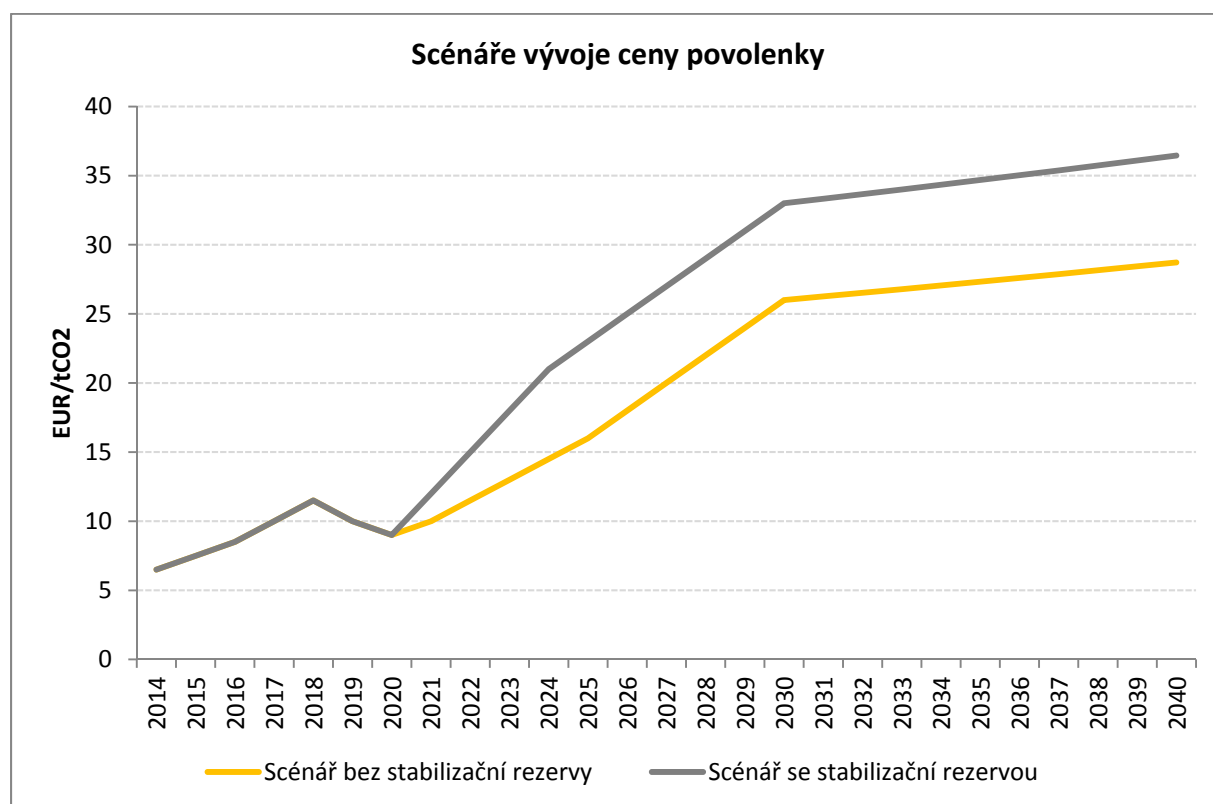
Zdroj: Expertní odhad MŽP

Vzhledem k související debatě o snížení emisí do roku 2030 mimo sektory EU ETS je vhodné na závěr konstatovat, že by se dle odhadů MŽP snížení o více než 10 % (oproti roku 2005) v této oblasti jevílo jako obtížně dosažitelné bez zcela nových politik a opatření, jejichž realizace by však vyžadovala i dodatečné náklady na straně regulovaných subjektů a popřípadě také státu. Celkovou výši těchto nákladů však není v tuto chvíli možné přesněji kvantifikovat.

Poznámka: V souvislosti se sektory mimo EU ETS je také vhodné zmínit problematiku sektoru LULUCF ve vztahu ke sdělení Komise a nejasností ohledně jeho zapojení a pravidel pro výpočet emisí po 2021, protože jde o jediný sektor se zápornými emisemi, existuje pak oprávněná obava o možnosti dosahovat těchto propadů emisí i v budoucnu.

Po roce 2030 není známý další vývoj obchodování s emisními povolenkami ani nové možné závazky ohledně snižování emisí skleníkových plynů, které by mohly být použity do modelů na predikci cen emisních povolenek. Z tohoto důvodu MPO zjednodušeně předpokládá pouze pozvolný nárůst ceny emisní povolenky.

Graf č. 246: Scénáře vývoje ceny povolenky

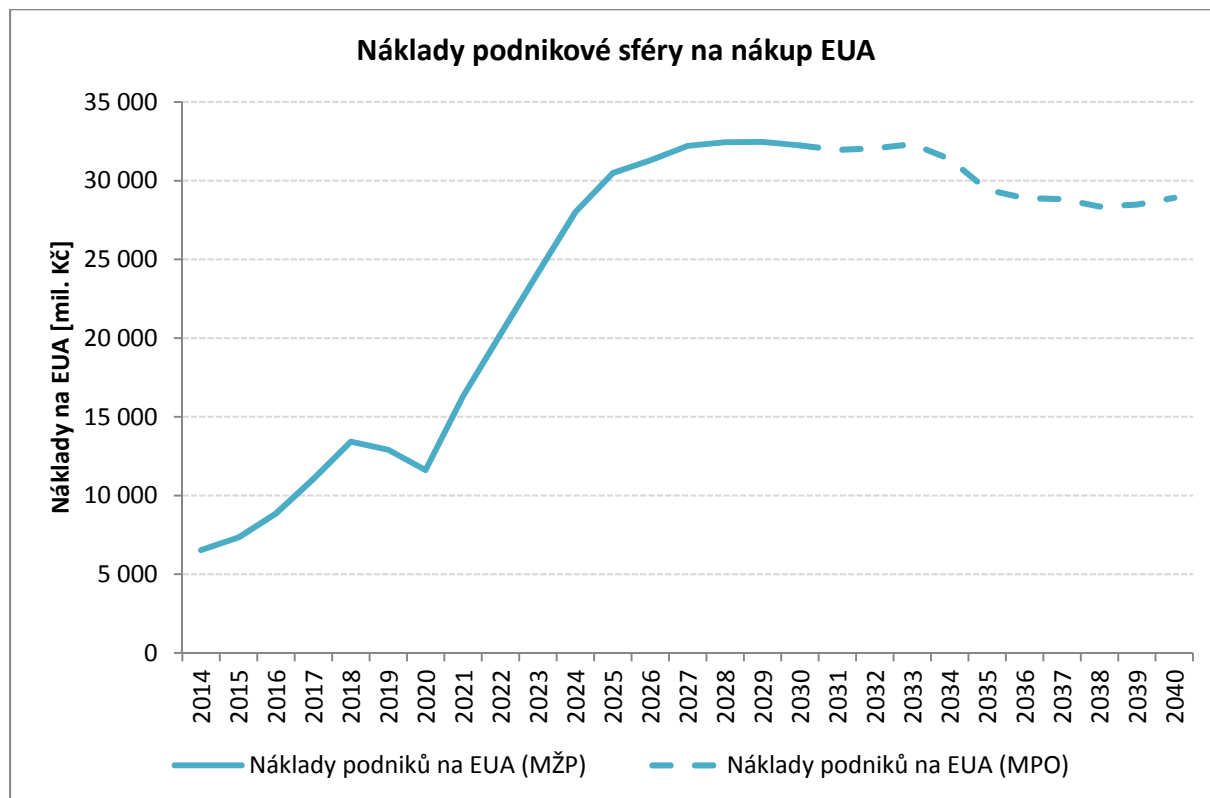


Zdroj: Expertní analýza MPO

Pro další výpočty ceny elektrické energie je jako referenční scénář vývoje ceny emisní povolenky použit scénář se zavedením stabilizační rezervy (viz Graf č. 246).

Pro účely výpočtu diskontovaných nákladů na horizont dokumentu ASEK (viz kapitola č. 6.3) a nákladů zdrojového mixu musel být proveden odhad nákladů podnikové sféry na nákup EUA mezi roky 2030 a 2040. Tento odhad byl proveden přes emisní koeficienty a cenu povolenky uvedenou výše. V roce 2030 nadhodnocoval způsob odhadu nákladů na nákup EUA použitý ze strany MPO tyto náklady o cca 550 mil. Kč, což je odchylka na úrovni 1,75 %. Náklady v letech 2030 – 2040 klesají v souvislosti se změnou energetického mixu a především úbytkem využití uhlí.

Graf č. 247: Náklady podnikové sféry na nákup EUA



Zdroj: Expertní odhad MŽP a MPO

3.2.4 Náklady na ekologizace zdrojů

Tabulka č. 78: Plánované ekologizace zdrojů (část 1)

Ekologizovaný zdroj	Termín ecol.	Ekologizovaný zdroj	Termín ecol.
ČEZ - Elektrárna Dětmarovice	2017-2018	Teplárna České Budějovice	2013-2014
ČEZ – Elektrárna Hodonín	2018-2019	Teplárna Komořany	2014-2015
ČEZ – Elektrárna Chvaletice	2019	Teplárna Liberec	2019
ČEZ – Elektrárna Ledvice III	2018	Teplárna Písek	2021-2022
ČEZ – Elektrárna Mělník II	2018-2019	Teplárna Příbram	2020-2021
ČEZ – Elektrárna Počerady	2014, 2017-2019	Teplárna Strakonice	2012-2013, 2015
ČEZ – Elektrárna Poříčí II	2018-2020	Teplárna Trmice (uhlí + PPC)	2013-2014
ČEZ – Elektrárna Prunéřov II	2013-2014	Teplárny Brno – provoz Červ. Mlýn	2015
ČEZ – Elektrárna Tisová I	2019-2020	Teplárny Brno – provoz Špitálka	2019
ČEZ – Elektrárna Tisová II	2013	Valašské Meziříčí – Teplárna Deza	2014-2015
ČEZ – Teplárna Dvůr Králové	2019	Contracting - Teplárna Náchod	2013-2014
Elektrárna Kladno - Dubská	2014-2015	Teplárna – Energetika Vítkovice	2019
Elektrárny Opatovice	2015-2018	Cukrovary TTD (Dobrovice)	2022

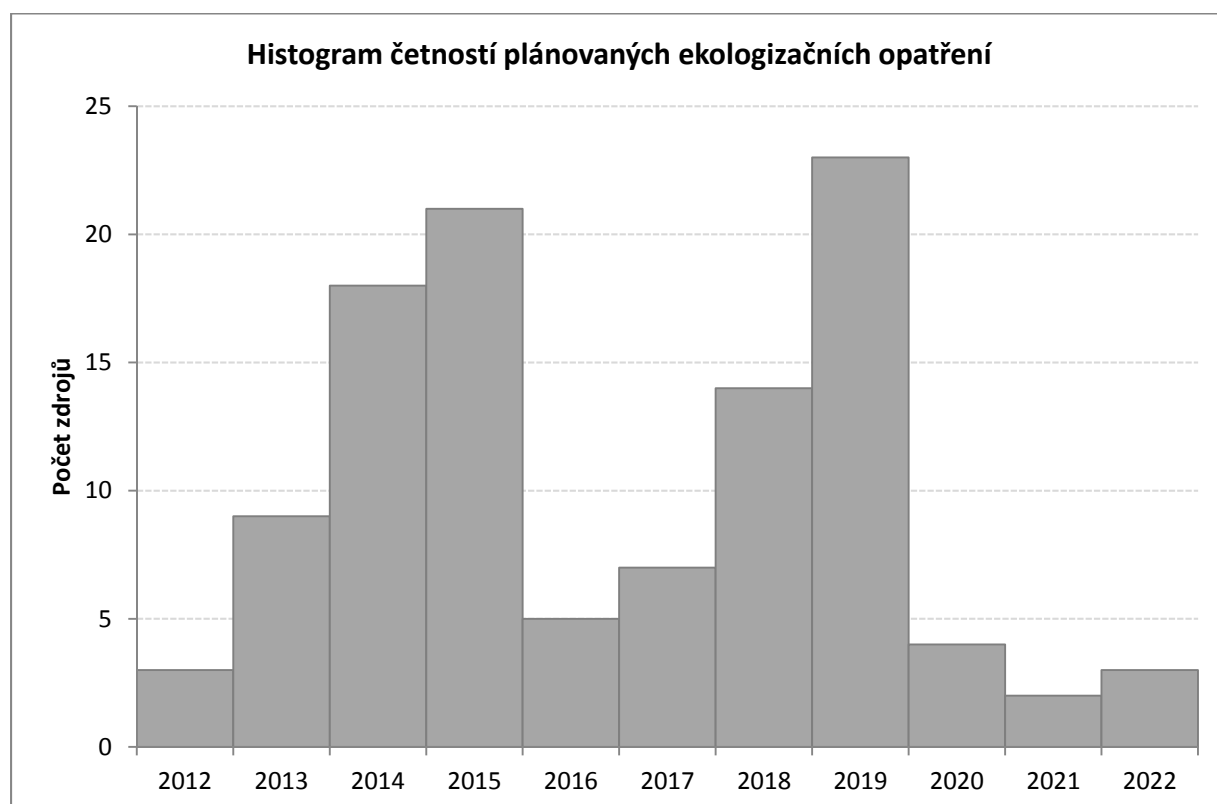
Zdroj: Potenciál stávající zdrojové základny v oblasti elektroenergetiky a teplárenství (2012)

Tabulka č. 79: Plánované ekologizace zdrojů (část 2)

Ekologizovaný zdroj	Termín ecol.	Ekologizovaný zdroj	Termín ecol.
Vřesová – teplárna	2012-2014	Elektrárna ArcelorMittal Ostrava	2015 (2019)
Actherm - Teplárna Na Moráni	2015-2016	ENERGETIKA TŘINEC-Teplárna E2	2017-2019
Alpiq Zlín	2018-2019	ENERGETIKA TŘINEC-Teplárna E3	2015-2019
Dalkia – Elektrárna Třebovice	2019	KOMTERM - Energetika Kopřivnice	2019
Dalkia – Teplárna Čs. Armády	2019	LOVOCHEMIE	2014-2015
Dalkia – Teplárna Karviná	2019	Mondi Štětí	2014-2015
Dalkia – Teplárna Olomouc	2019	Moravskoslezské cukrovary	2012, 2015
Dalkia – Teplárna Přerov	2019	Spolana Neratovice	2020
Dalkia – Teplárna Přívoz	2019	SYNTHESIA – teplárna	2017-2019
Elektrárna Kolín	2019	Teplárna AES Bohemia	2014-2015
ENERGOTRANS	2015	Teplárna Kaučuk	2014-2016
ENERGY Ústí nad Labem	2013-2015	Teplárna Otrokovice	2014-2015
Plzeňská energetika – ELU III	2015, 2018	Teplárna ŠKO-ENERGO	2014-2018
Plzeňská teplárenská	2013-2015, 2021	Unipetrol (nový zdroj)	2014-2015, 2018
Teplárna Malešice	2019	Teplárna ŽĎAS	2022

Zdroj: Potenciál stávající zdrojové základny v oblasti elektroenergetiky a teplárenství (2012)

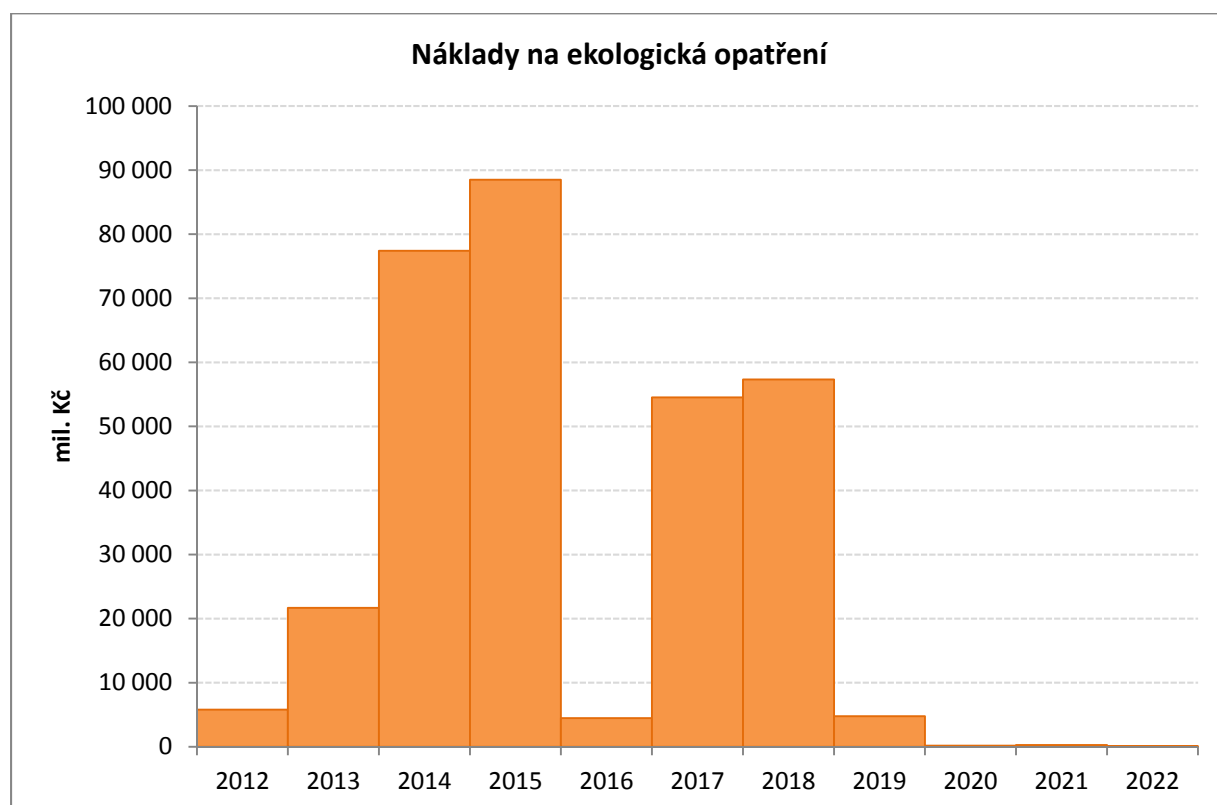
Graf č. 248: Histogram četností plánovaných ekologizačních opatření



Zdroj: Potenciál stávající zdrojové základny v oblasti elektroenergetiky a teplárenství (2012)

Graf č. 248 byl sestaven na základě dotazníkových šetření provedených společností VÚPEK-Economy, s.r.o., v rámci publikace *Kmenové listy*. Jedná se o plánované investiční náklady vynaložené za účelem získání bezplatného přidělení emisních povolenek. Tyto náklady se tedy týkají investic do zařízení nebo postupů snižujících emise, ale také technologií s vyšší účinností, které snižují emise nepřímým způsobem. V tomto ohledu nebyla dotazníková šetření úplná, protože dotazované subjekty v některých případech požadovaný údaj neuvedli. Konkrétně jsou prognózy investičních nákladů dostupné pro 23 subjektů z celkových 56, které uvádí Tabulka č. 78 a Tabulka č. 79. V případě, že provoz uvedl vynakládání investičních nákladů v delším časovém horizontu než je jeden rok, byly náklady rozděleny na daný časový okamžik (viz Tabulka č. 78 a Tabulka č. 79) proporcionálně, což je jistě zjednodušení odůvodnitelné faktem, že konkrétní rozložení nákladů pro jednotlivé subjekty není možné v době zpracování této zprávy získat.

Graf č. 249: Náklady na ekologická opatření

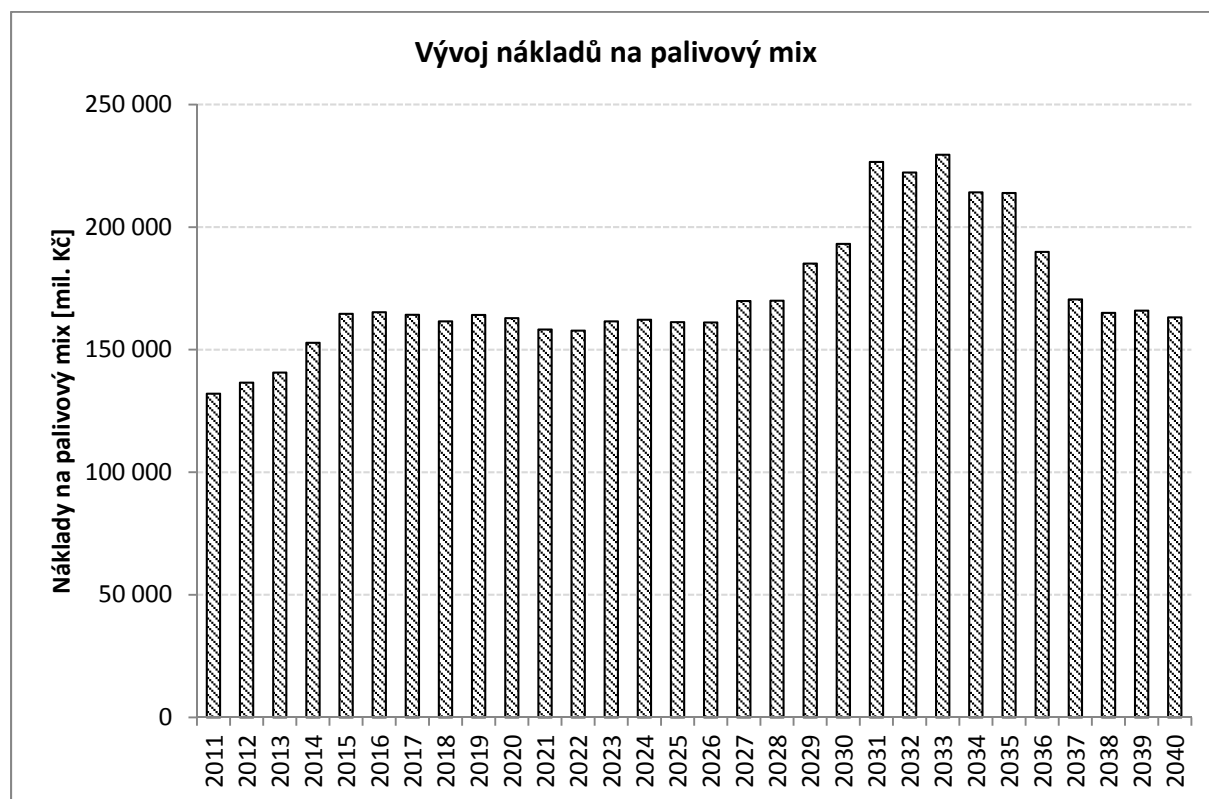


Zdroj: Potenciál stávající zdrojové základny v oblasti elektroenergetiky a teplotnictví (2012)

Graf č. 250 uvádí náklady na palivový mix – jedná se konkrétně o palivové náklady na výrobu elektřiny a tepla, ostatní provozní (variabilní) náklady a stálé (fixní) náklady. Palivové náklady byly určeny v souladu s postupem uvedeným výše, tedy jako součin ceny daného paliva a celkové vsázky, a to zvláště pro teplo a elektřinu. Stálé náklady byly vypočteny v jistém smyslu zjednodušeným výpočtem na základě měrných nákladů. Následně byla provedena kontrola z historických účetních uzávěrek jednotlivých podniků. Individuální účetní výkazy nemohly být pro prognózu konzistentně využity z důvodu obtížné alokace fixní složky nákladů na jednotku vyrobené elektřiny, potažmo tepla. Tato analýza mohla být použita pouze u čistě veřejné energetiky a byla tedy zvolena jako kontrolní k výše zmíněnému postupu. Náklady též zahrnují investiční náklady včetně nákladů na předpokládanou re-certifikaci JEDU.

Graf č. 250 zahrnuje provozní a investiční náklady na zdroje na hnědé uhlí, černé uhlí, zemní plyn, jaderné palivo a biomasu. Odhad investičních nákladů na ostatní obnovitelné zdroje s výjimkou biomasy není v tomto grafu zahrnut.

Graf č. 250: Vývoj nákladů na palivový mix

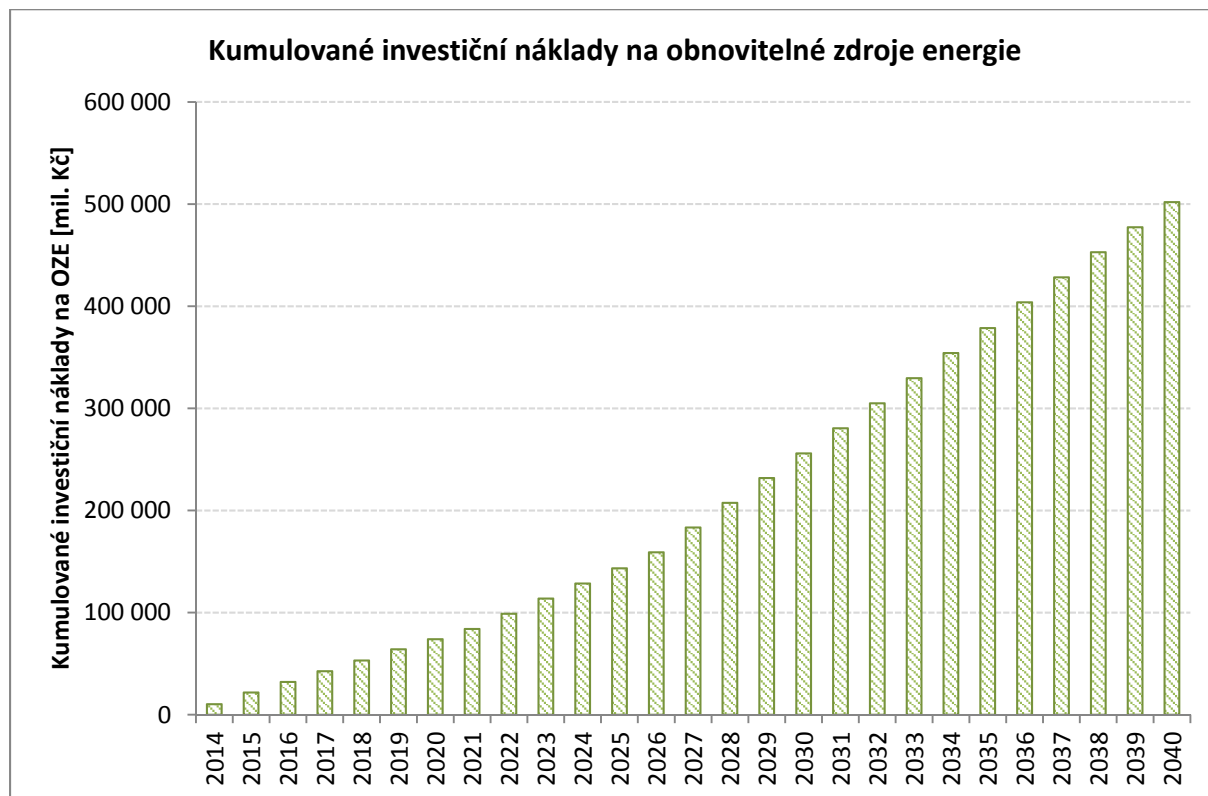


Zdroj: Expertní analýza MPO

Graf č. 251 zobrazuje investiční náklady spojené s investicemi do obnovitelných zdrojů energie vyjma biomasy, která je zahrnuta do výpočtů uvedených výše – pro větší přehlednost grafu jsou náklady uvedeny kumulativně. Výpočet tedy zahrnuje vodní zdroje, fotovoltaické panely, větrné zdroje, zdroje na geotermální energii, bioplyn a také spalovny komunálního odpadu.¹¹

¹¹ Spalovny komunálního odpadu spalují část obnovitelné a část neobnovitelné složky odpadu – investice do výstavby spaloven však byla uvedena, protože rozdělení investice by mohlo způsobit dezinterpretaci.

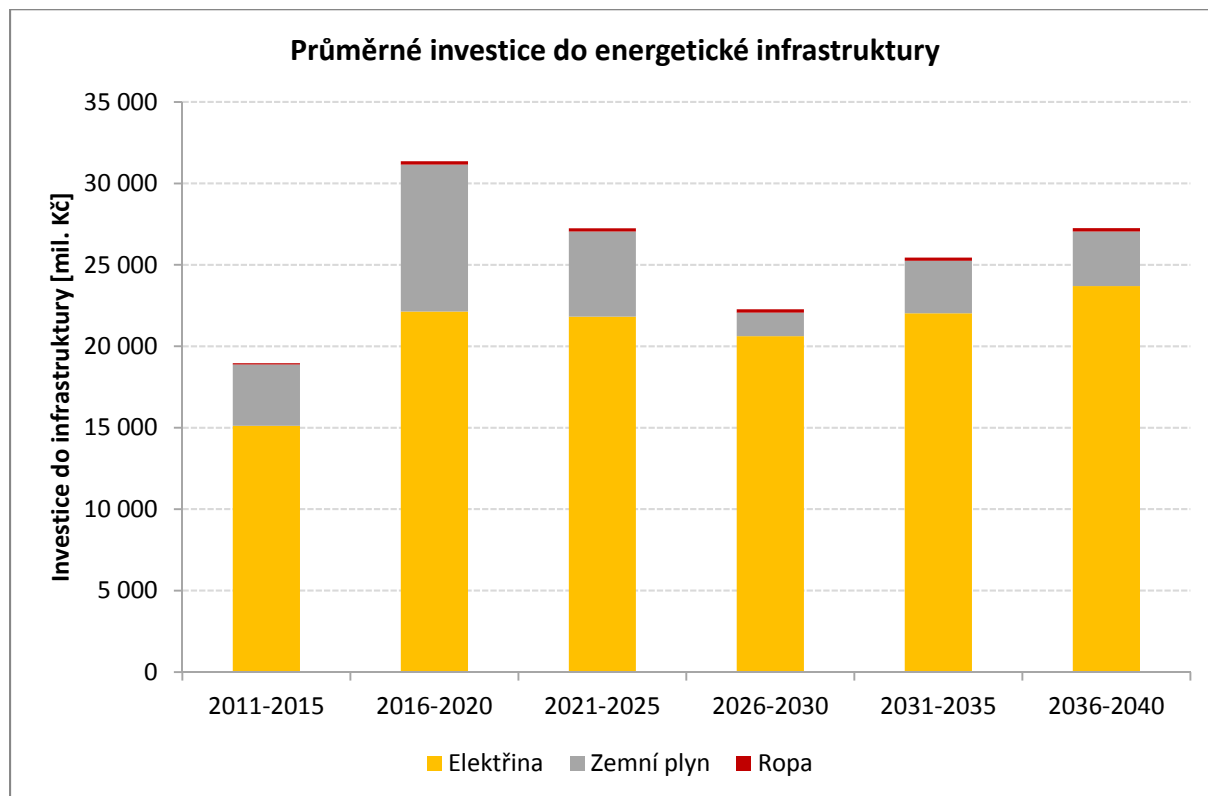
Graf č. 251: Kumulované investiční náklady na obnovitelné zdroje energie



Zdroj: Expertní analýza MPO

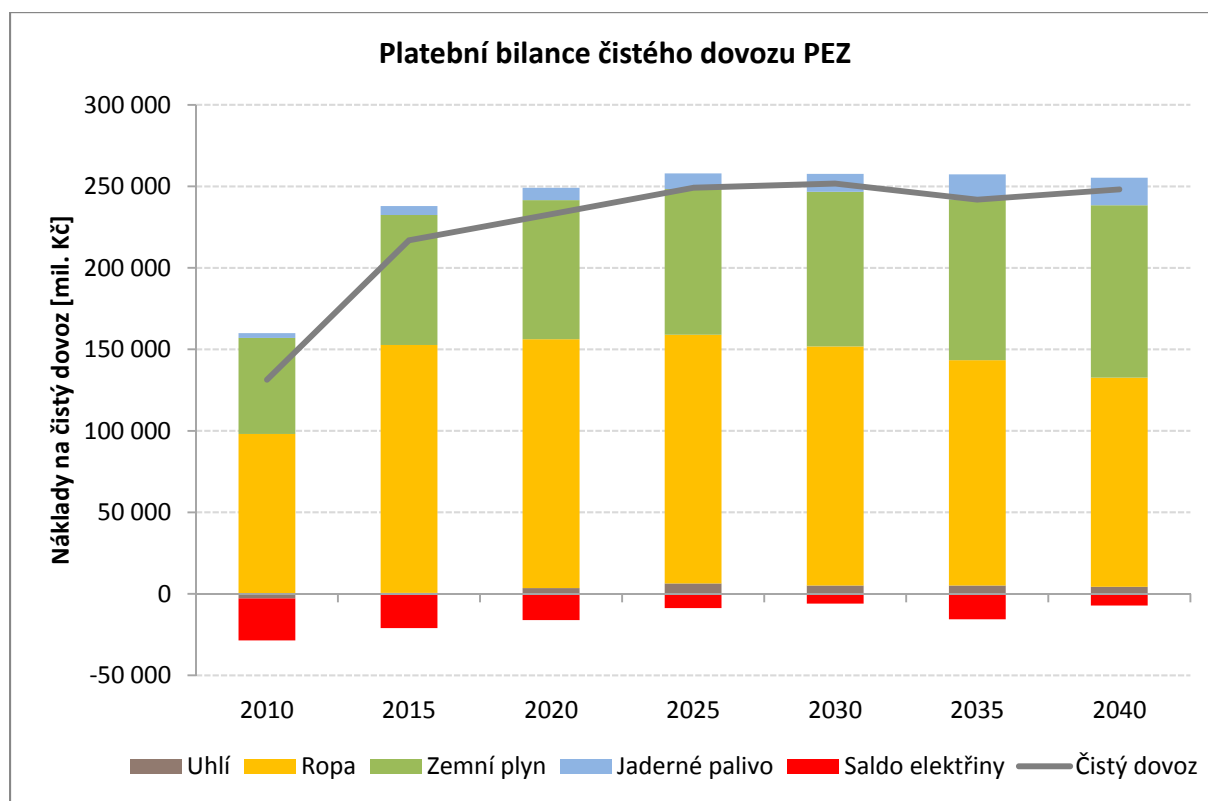
Graf č. 252 uvádí prognózané investiční náklady do energetické infrastruktury, a to vždy v průměru za 5 let. Dodatečné informace stranou těchto nákladů jsou detailněji rozebrány v kapitole 5.4. Zde jsou tyto náklady uvedeny pro úplnost a zahrnují investiční náklady spojené s provozem a obnovou elektrizační soustavy – tedy investice do přenosové a distribuční soustavy; dále náklady na udržování a případné rozšíření přepravní a distribučních sítí v případě zemního plynu a v neposlední řadě investice spojené s provozováním skladovacích kapacit a ropovodů. Informace o těchto nákladech byly získány přímo od provozovatelů. Jedná se však o zjednodušené odhady pro účely dlouhodobého výhledu.

Graf č. 252: Průměrné investice do energetické infrastruktury



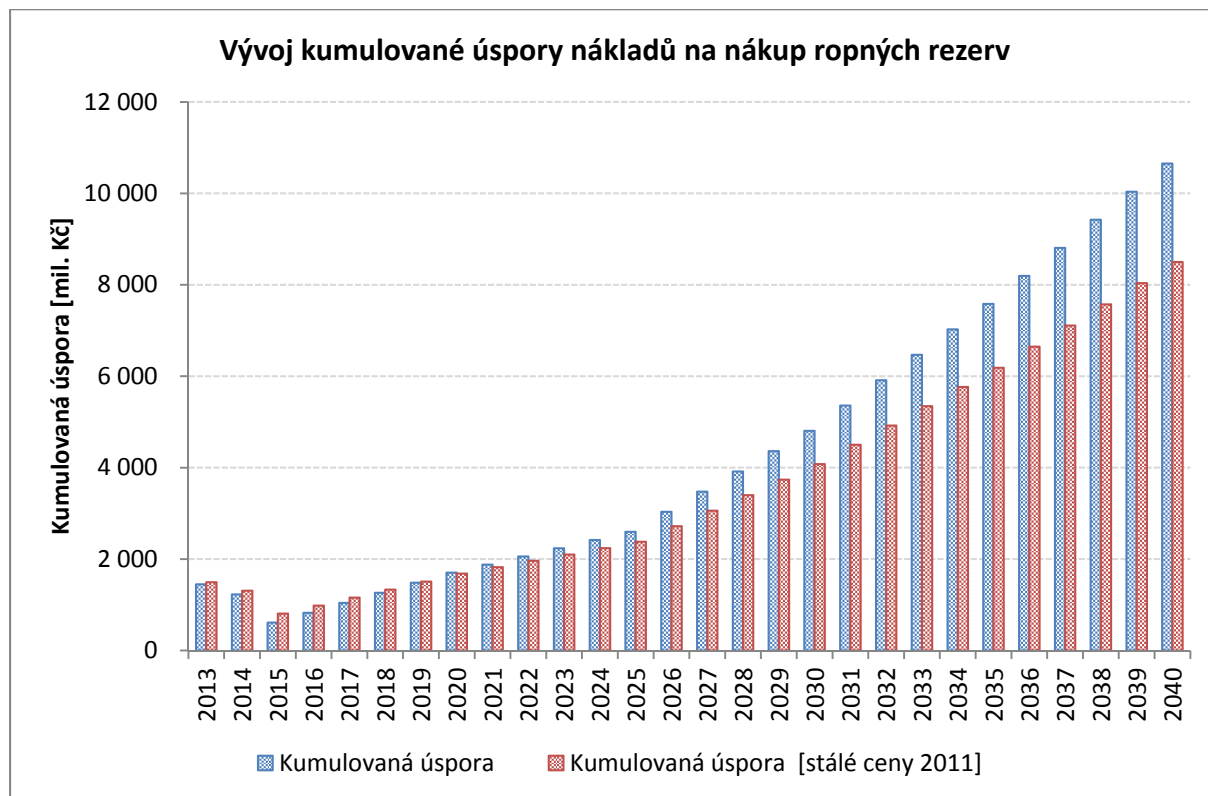
Zdroj: Expertní analýza MPO

Graf č. 253: Platební bilance dovozu PEZ



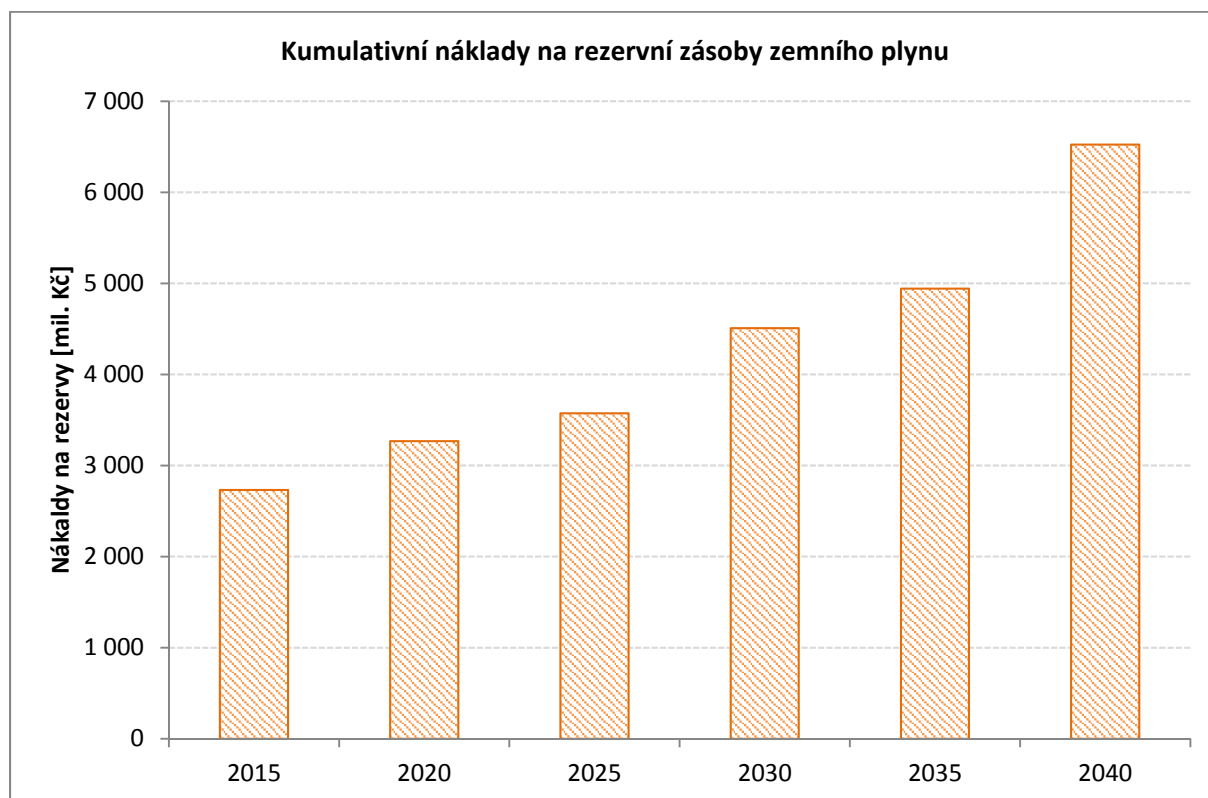
Zdroj: Expertní analýza MPO

Graf č. 254: Vývoj kumulované úspory nákladů na nákup ropných rezerv



Zdroj: Expertní analýza MPO

Graf č. 255: Kumulativní náklady na rezervní zásoby zemního plynu



Zdroj: Expertní analýza MPO

3.2.5 Externí náklady v důsledku výroby elektřiny

3.2.5.1 Externí náklady uhelných parních elektráren

Externími náklady vznikajícími následkem výroby elektřiny v parních uhelných elektrárnách se zabývá publikace *Měrné externí náklady výroby elektrické energie v uhelných parních elektrárnách v České republice (COŽP UK, 2012)*, která na základě technických údajů o jednotlivých zdrojích instalovaných v České republice a jejich produkce základních znečišťujících látek vyčísluje velikosti ročních externích nákladů vznikajících v důsledku výroby elektřiny a tepla v těchto zdrojích a na základě velikosti jejich výroby elektřiny potom také velikost měrných externích nákladů na 1 vyrobenou kWh. Kromě toho dále určuje velikost ročních externích nákladů spojených s provozem tří nových uhelných zdrojů, jejichž výstavba je v České republice v současné době projektována, či dokončována. Podle těchto hodnot byl proveden vlastní dopočet pro určení ročních externích nákladů a měrných nákladů bez započtení vlivu na změnu klimatu, která je spojena s emisemi oxidu uhličitého a je tak v rámci plných nákladů výroby elektřiny v uhelných elektrárnách zahrnuta formou ceny za emisní povolenky. Dále byl proveden také dopočet pro souhrn nákladů stávajících a nových zdrojů. Výsledky uvedené studie a těchto dopočtů v cenách roku 2011 jsou uvedeny v následujících tabulkách.

Tabulka č. 80: Roční externí náklady pro stávající zdroje v důsledku výroby elektřiny a tepla

Roční náklady [mil. Kč]	Lidské zdraví	Zemědělská produkce	Materiály budov	Biodiverzita	Změna klimatu	Celkem bez změny klimatu	Celkem
Dětmarovice	1 294	27	47	205	580	1 573	2 154
Hodonín	702	1	37	39	105	779	883
Chvaletice	2 056	59	66	214	566	2 395	2 960
Kladno	1 383	30	55	130	343	1 598	1 942
Komořany	1 132	0	69	99	189	1 300	1 489
Ledvice II	2 015	10	112	210	313	2 347	2 659
Ledvice III	406	4	21	46	136	477	613
Mělník	1 180	12	58	141	477	1 391	1 868
Mělník II	643	11	24	90	224	768	992
Mělník III	942	18	35	138	374	1 133	1 507
Opatovice	1 984	13	105	212	565	2 314	2 879
Počerady	4 726	94	186	732	1 432	5 738	7 169
Prunéřov I	1 021	15	46	135	495	1 217	1 712
Prunéřov II	5 712	85	246	774	1 380	6 817	8 197
Vřesová	4 215	73	166	349	570	4 803	5 372
Tisová	2 012	19	94	144	402	2 269	2 670
Tušimice	4 179	54	201	551	1 108	4 985	6 093
Celkem	35 602	525	1 568	4 209	9 259	41 904	51 159

Zdroj: Měrné externí náklady výroby elektrické energie v uhelných parních elektrárnách v České republice (COŽP UK, 2012) + vlastní dopočet MPO

Tabulka č. 81: Roční externí náklady pro nové zdroje v důsledku výroby elektřiny a tepla

Roční náklady [mil. Kč]	Lidské zdraví	Zemědělská produkce	Materiály budov	Biodiverzita	Změna klimatu	Celkem bez změny klimatu	Celkem
Ledvice 660	1 069	17	42	141	1 100	1 270	2 370
Prunéřov 750	1 173	20	49	163	1 258	1 405	2 663
Komořany 160	406	5	17	48	366	476	842
Celkem	2 648	42	108	352	2 724	3 151	5 875

Zdroj: Měrné externí náklady výroby elektrické energie v uhelných parních elektrárnách v České republice (COŽP UK, 2012) + vlastní dopočet MPO

Tabulka č. 82: Měrné externí náklady pro stávající zdroje na 1 kWh vyrobené elektřiny

Měrné náklady [Kč/kWh]	Lidské zdraví	Zemědělská produkce	Materiály budov	Biodiverzita	Změna klimatu	Celkem bez změny klimatu	Celkem
Dětmorovice	0,51	0,01	0,02	0,08	0,23	0,62	0,85
Hodonín	1,90	0,00	0,10	0,10	0,28	2,10	2,39
Chvaletice	0,86	0,02	0,03	0,09	0,24	1,00	1,24
Kladno	0,94	0,02	0,04	0,09	0,23	1,09	1,32
Komořany	2,19	0,00	0,13	0,19	0,37	2,51	2,89
Ledvice II	1,50	0,01	0,08	0,16	0,23	1,75	1,98
Ledvice III	0,66	0,01	0,03	0,08	0,22	0,78	1,00
Mělník	0,59	0,01	0,03	0,07	0,24	0,70	0,94
Mělník II	0,41	0,01	0,02	0,06	0,14	0,50	0,64
Mělník III	0,55	0,01	0,02	0,08	0,22	0,66	0,88
Opatovice	0,83	0,01	0,04	0,09	0,24	0,97	1,20
Počerady	0,76	0,02	0,03	0,12	0,23	0,93	1,16
Prunéřov I	0,52	0,01	0,02	0,07	0,25	0,62	0,87
Prunéřov II	0,95	0,01	0,04	0,13	0,23	1,13	1,36
Vřesová	2,13	0,04	0,08	0,18	0,29	2,43	2,72
Tisová	2,40	0,02	0,11	0,17	0,48	2,70	3,18
Tušimice	0,87	0,01	0,04	0,11	0,23	1,03	1,27
Celkem	0,92	0,01	0,04	0,11	0,24	1,09	1,33

Zdroj: Měrné externí náklady výroby elektrické energie v uhelných parních elektrárnách v České republice (COŽP UK, 2012) + vlastní dopočet MPO

Tabulka č. 83: Měrné externí náklady pro nové zdroje na 1 kWh vyrobené elektřiny

Měrné náklady [Kč/kWh]	Lidské zdraví	Zemědělská produkce	Materiály budov	Biodiverzita	Změna klimatu	Celkem bez změny klimatu	Celkem
Ledvice 660	0,247	0,004	0,010	0,033	0,254	0,294	0,547
Prunéřov 750	0,266	0,005	0,011	0,037	0,285	0,397	0,604
Komořany 160	0,339	0,004	0,014	0,040	0,305	0,319	0,702
Průměrně	0,273	0,004	0,011	0,036	0,281	0,325	0,607

Zdroj: Měrné externí náklady výroby elektrické energie v uhelných parních elektrárnách v České republice (COŽP UK, 2012) + vlastní dopočet MPO

3.2.5.2 Externí náklady prolomení územně ekologických limitů na lomech ČSA a Bílina

Externími náklady spojenými s případným prolomením územně ekologických limitů těžby na lomech ČSA a Bílina se podrobněji zabývá studie *Externí náklady prolomení limitů těžby na Mostecku: Případ velkolomů Československé armády a Bílina (COŽP UK, 2012)*, která vyčísluje celkovou velikost nákladů na výrobu elektřiny z veškerého objemu uhlí potenciálně vytěžitelného v těchto lomech pro čtyři scénáře, podle podílu velikostí zdrojů spalujících potenciálně toto uhlí a různých emisních limitů. Na základě předpokladu nezbytnosti dodržování tvrdších emisních limitů a spalování tohoto případně vytěženého uhlí pouze ve zdrojích s vysokou účinností na úrovni 40 % byl proveden vlastní dopočet pro scénář 4 této studie a byly vyčísleny měrné externí náklady na 1 vyrobenou kWh elektřiny z uhlí vytěženého za limity lomů ČSA a Bílina, přičemž znovu nebyl zahrnut vliv na změnu klimatu, která je spojena s emisemi oxidu uhličitého a je tak v plných nákladech na výrobu elektřiny zahrnuta již formou emisních povolenek. Uvedené hodnoty v cenách roku 2011 pak ukazují následující tabulky.

Tabulka č. 84: Množství uhlí a vyrobené elektřiny při prolomení těžby na lomech ČSA a Bílina

Prolomení těžby	Množství uhlí [mil. t]	Výhřevnost uhlí [MJ/kg]	Energie v palivu [PJ]	Výroba elektřiny [TWh]
ČSA II	287	17,5	5022,5	558,1
ČSA III-IV	486	15,0	7290,0	810,1
Bílina	100	14,5	1450,0	161,1
Celkem	874	-	13 762,5	1 529,3

Zdroj: *Externí náklady prolomení limitů těžby na Mostecku: Případ velkolomů Československé armády a Bílina (COŽP UK, 2012) + vlastní dopočet MPO*

Tabulka č. 85: Externí a měrné náklady při prolomení těžby na lomech ČSA a Bílina

Kategorie dopadu	Celkové náklady [mil. Kč]	Měrné náklady [Kč/kWh]
Lidské zdraví	223 636	0,146
Ztráta biodiverzity	21 952	0,014
Zemědělská produkce	3 901	0,003
Materiály budov	7 006	0,005
Mikropolutanty	12 038	0,008
Celkem	268 533	0,176

Zdroj: Externí náklady prolomení limitů těžby na Mostecku: Případ velkolomů Československé armády a Bílina (COŽP UK, 2012) + vlastní dopočet MPO

3.2.6 Srovnání plných nákladů jednotlivých technologií

i) Plné náklady na výrobu 1 MWh z jaderného zdroje

Určení nákladu na 1 MWh vyrobené elektřiny z jaderného zdroje bylo provedeno na příkladu dostavby dodatečných bloků o jmenovitém instalovaném výkonu na úrovni do 2 400 MW. Pro určení plných nákladů na 1 MWh vyrobené elektřiny jsou uvažovány tyto nákladové položky:

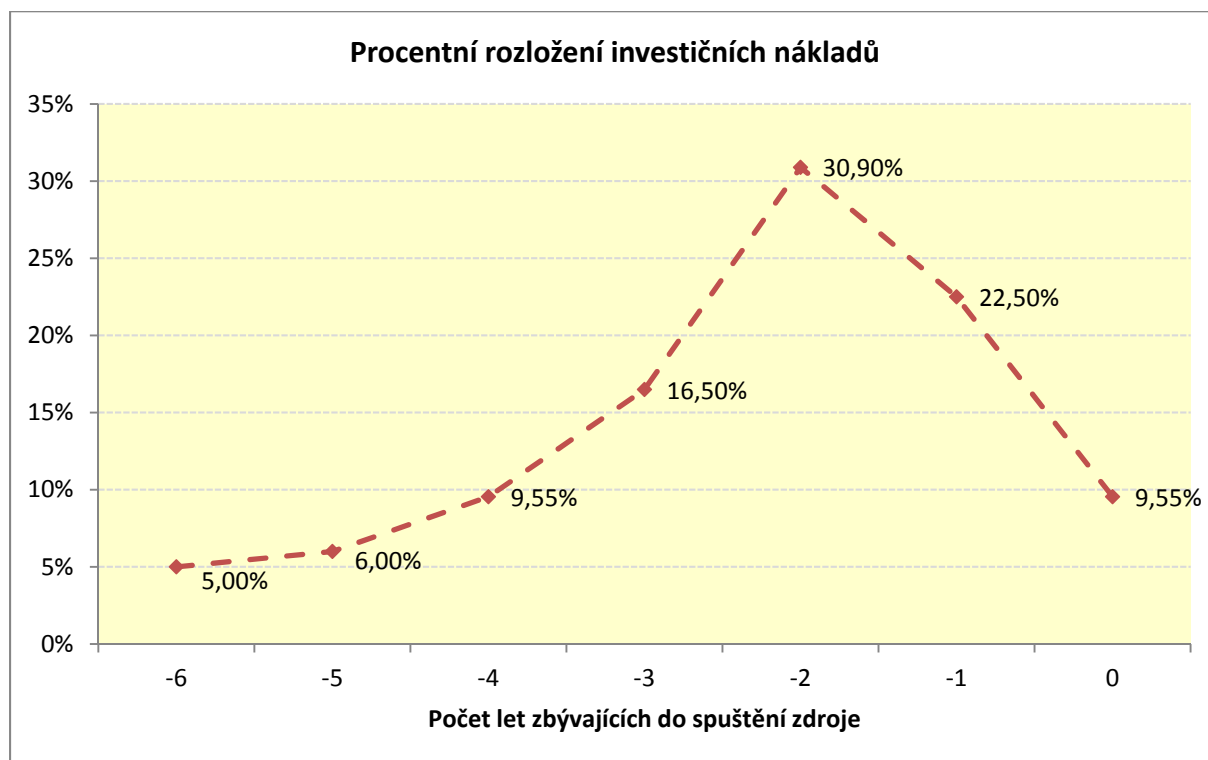
- I. Investiční náklady
- II. Náklady na uzavření zdroje (*Decommissioning costs*)
- III. Provozní náklady (*Operation & maintenance cost - O&M*)
 - Variabilní provozní náklady
 - Fixní provozní náklady
- IV. Palivové náklady
 - *Upstream/front-end* (příprava + instalace paliva)
 - *Downstream/back-end* (odstranění a uložení vyhořelého paliva)

Na základě materiálu [NEA/IEA, 2010] citovaném dále v publikaci Synthesis on the Economics of Nuclear Energy [November, 2013] jsou pro Českou republiku uvedeny kapitálové výdaje (investiční náklady v širším pojetí) typu *overnight construction costs* na úrovni 5 858 USD/kWe. *Overnight construction costs* (OCC) jsou hypotetické náklady za předpokladu, že by byla výstavba celého projektu uskutečněna v rámci jednoho časového okamžiku, tedy „přes noc“. Při rozložení výstavby bloku do 6 let (viz Graf č. 256) hodnotě *interest during construction* na úrovni 6,25 %¹² činí celkové kapitálové výdaje 306 542 085 tis. Kč, což odpovídá 6 386 USD/kWe (cca 127 726 Kč/kWe). Celkové investiční náklady¹³ jsou tedy o 9 % vyšší než vstupní úroveň OCC, což odpovídá řádově výpočtům [NEA/IEA, 2010] pro ČR na úrovni 6 392 USD/kWe.

¹² Je podkladem pro úročení overnight costs, které jsou rozloženy v čase – v tomto případě k roku 2026. Uvádí se (Synthesis on the Economics of Nuclear Energy [November, 2013]), že by měly být vyšší než diskontní sazba a reflektovat úrokovou míru v rámci dodavatelského úvěru, proto byla zvolena přírážka 0,5 % k WACC na úrovni 5,75 %, to znamená 6,25 %.

¹³ V případě, že je investiční výdaj vztažen k jednotce produkce vyrobené elektřiny, je označen jako investiční náklad, protože jde o část již vynaložených výdajů alokovaných k produkci v souladu s aktuálním principem.

Graf č. 256: Procentní rozložení investičních nákladů jaderného zdroje



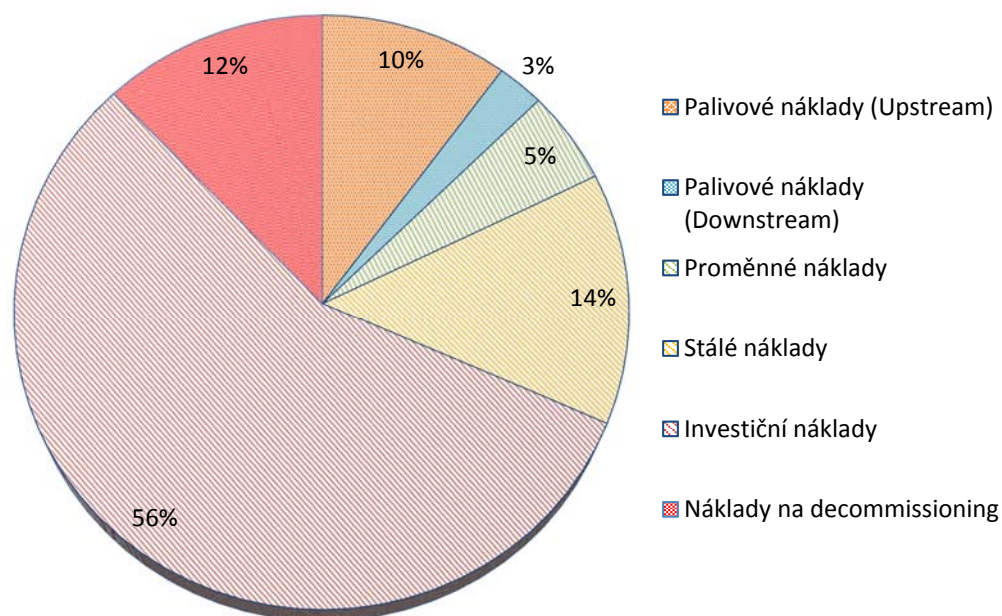
Zdroj: Expertní analýza MPO

Decommissioning construction costs jsou uvažovány na úrovni 60 % OCC, což při OCC na úrovni 281 184 000 tis. Kč odpovídá hodnotě 168 710 400 tis. Kč. Při zjednodušeném uvažování jejich vynaložení 10 let po ukončení výroby elektřiny a při použité diskontní sazbě vyšší než 5 % tvoří jejich podíl v rámci vyrobené jednotky elektrické energie řádově 223 Kč/MWh.

Co se týče provozních (nepalivových) nákladů, došlo k rozlišení na variabilní provozní náklady a fixní náklady. Fixní náklady byly použity v souladu s měrnými fixními náklady na jaderný blok s tlakovodním reaktorem o instalovaném výkonu 1 200 MW (PWR-1200) uvedenými v materiálu Očekávaná dlouhodobá rovnováha mezi nabídkou a poptávkou elektřiny [OTE, 2012]. Fixní část provozních nákladů (O&M) je uvedena ve výši 1 857 Kč/kWe. Při instalovaném výkonu 2 400 MW a při průměrné roční výrobě 17 760 GWh připadá na 1 MWh 251 Kč. Referenční materiál [Synthesis on the Economics of Nuclear Energy, November, 2013] pracuje s fixními O&M na úrovni 10,2 EUR/MWh, což odpovídá nákladům 255 Kč/MWh při kurzu 25 EUR/CZK a 275 Kč/MWh při kurzu 27 EUR/CZK. Oba zdroje si tedy rámcově odpovídají a je možné použít odhad podle OTE [OTE, 2012] na úrovni 251 Kč/MWh. Variabilní provozní náklady byly kalkulovány na úrovni 94 Kč/MWh, také v souladu s [OTE, 2012].

Medián celkových nákladů palivového cyklu (*fuel cycle cost*) je podle výpočtů na základě materiálu [NEA/IEA, 2010] vypočten na úrovni 9,33 USD/MWh, což odpovídá 187 Kč/MWh při kurzu 20 CZK/USD. Dále je uvažován eskalační faktor (*escalation factor*) palivových nákladů na úrovni 0,5 % p.a. [MIT, 2009], což je v souladu s konzervativními výhledy růstu ceny paliva. Materiál *Synthesis on the Economics of Nuclear Energy* [November, 2013] dále kvantifikuje, že *downstream costs* tvoří průměrně 20 % celkových nákladů palivového cyklu (*fuel cycle cost*). Průměrné celkové palivové náklady se zahrnutím *escalation faktoru* odpovídají úrovni 232 Kč/MWh, z toho *upstream* náklady činí v průměru 186 Kč/MWh (80 % celkových nákladů) a *downstream* 46 Kč/MWh, tedy řádově 20 % z celkových nákladů.

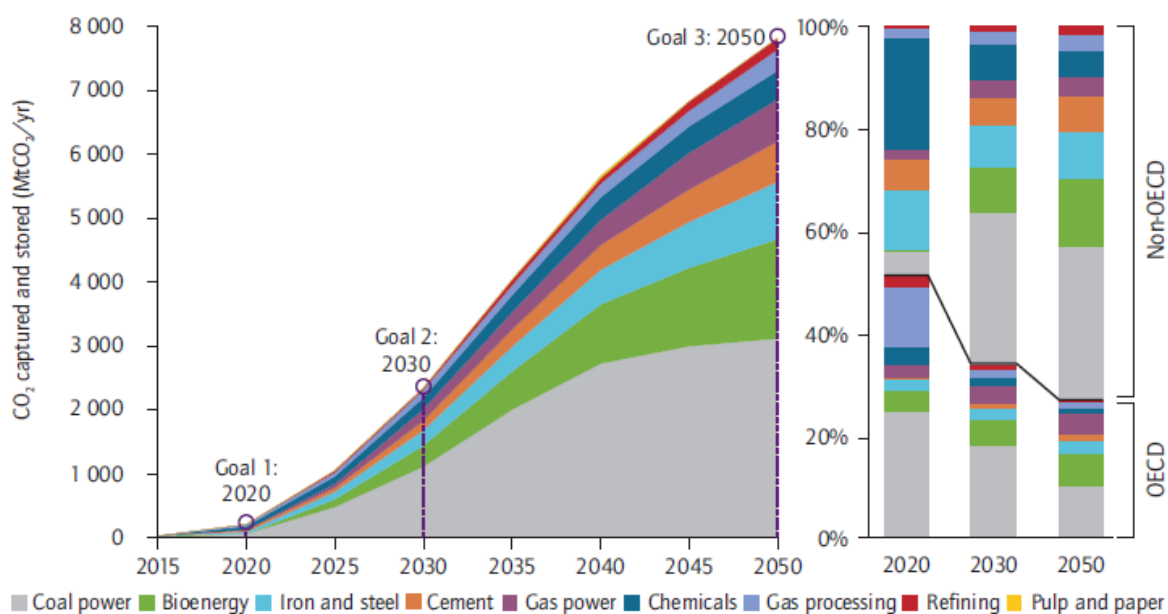
Graf č. 257: Složení nákladů na jaderný zdroj



ii) Vysokoučinná černouhelná elektrárna s CCS

Jako další technologii potenciálně určující dlouhodobou závěrnou cenu lze uvést vysokoučinnou elektrárnu s nadkritickými parametry použité spalovací technologie spalující černé uhlí, vybavenou technologií *Carbon Capture and Storage* (CCS) v souladu s prognózou postupného vyššího využití tohoto procesu (technologie) v sektoru energetiky dle v dokumentu *Technology Roadmap: Carbon capture and storage (2013)* – viz Graf č. 258. Tabulka č. 86 pak uvádí prognózované investiční náklady jednotlivých technologií v roce 2030 na základě dokumentu *Impact assessment (2014)*. Pro porovnání černouhelných a plynových zdrojů s technologií CCS jsou uvedeny nákladové a ostatní parametry dostupné v dokumentu *Technology Roadmap: Carbon capture and storage (2013)* - Tabulka č. 87.

Graf č. 258: Prognóza využití CCS zařízení v sektoru energetiky a průmyslu od roku 2050



Zdroj: Technology Roadmap: Carbon capture and storage (IEA, 2013)

Tabulka č. 86: Investiční náklady a dodatečné parametry zdrojů v roce 2030

	Investiční náklady (2030)		Koefficient využití hod/rok	Životnost roky
	EUR/kW	CZK/kW		
VTE (onshore)	1 300	32 500	1 800	30
PVE (Utility)	780	19 500	1 500	25
JE (Gen III)	4 000	100 000	7 400	60
VTE (Offshore)	2 650	66 250	4 500	25
Uhlí	1 720	43 000	6 000	40
CCGT	820	20 500	5 000	30
CCGT CCS	1 372	34 300	5 000	30
Uhlí CCS	2 420	60 500	6 000	40

Zdroj: Impact Assessment k rámci klimaticko-energetické politiky EU pro roky 2020-2030 (2014)

Tabulka č. 87: Průměrné náklady instalace zařízení CCS v zemích OECD

	Coal		Natural gas	
	Post-combustion	Pre-combustion	Oxy-combustion	Post-combustion
Reference plant without capture	PC	IGCC (PC)	PC	NGCC
Net efficiency with capture (LHV, %)	30.1	33,1	31,9	48,4
Net efficiency penalty (LHV, per. points)	10.1	7.1	9.1	8.1
Relative net efficiency penalty	25%	20%	23%	15%
Overnight cost with capture (USD/kW)	3 808	3 714	3 959	1 715
Overnight cost increase (USD/kW)	1 647	1 128 (0)	1 696	754
Relative overnight cost increase	75%	44% (0%)	74%	82%
LCOE with capture (USD/MWh)	107	104	102	102
LCOE increase (USD/MWh)	41	29 (0)	40	25
Relative LCOE increase	63%	39% (0%)	64%	33%
Cost of CO ₂ avoided (USD/tCO ₂)	58	43 (55)	52	80

Zdroj: *Technology Roadmap: Carbon capture and storage, Annex 2. (IEA, 2013)*

Tabulka č. 88: Investiční náklady a náklady na decommissioning uhelné elektrárny

	Bez CCS		S CCS	
	Investiční náklady	Decomm.	Investiční náklady	Decomm.
Celkové náklady tis. Kč	25 800 000	1 935 000	36 300 000	2 722 500
Anuita tis. Kč/rok	1 660 980	13 311	2 336 960	18 728
Na 1 MWh Kč/MWh	461	4	649	5

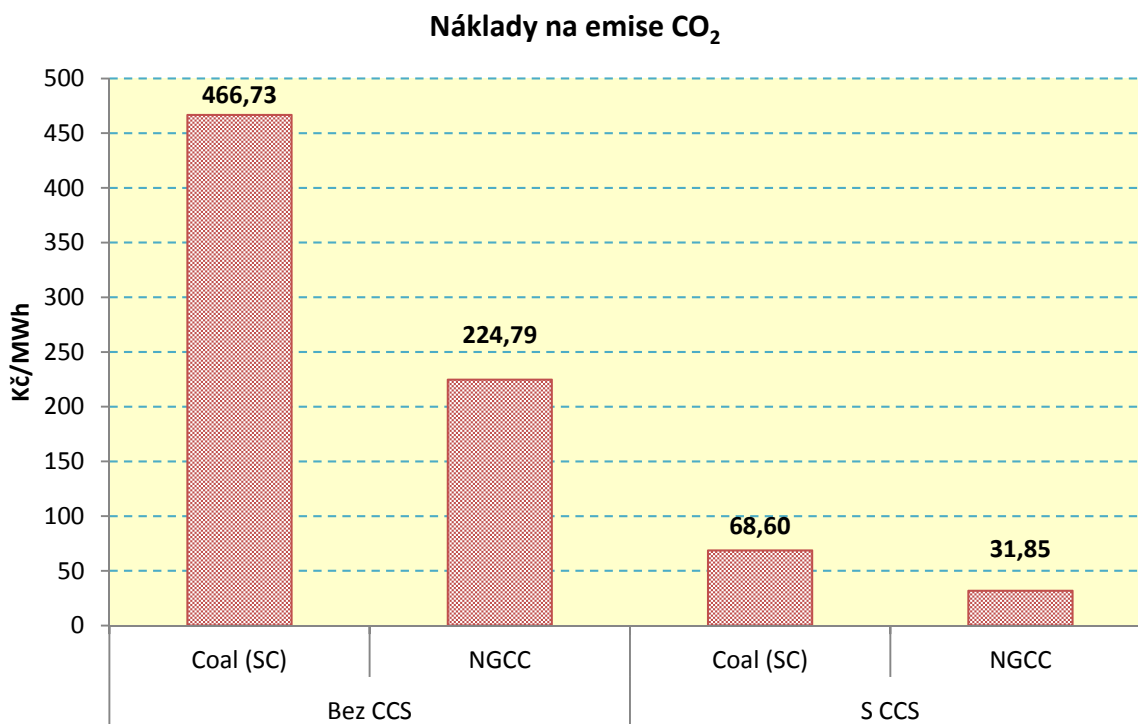
Zdroj: *Expertní analýza MPO*

Tabulka č. 89 uvádí strukturu plných nákladů na jednotku vyrobené elektřiny. Měrná spotřeba paliva na výrobu 1 MWh je uvažována na úrovni 8,7 GJ/MWh. Při ceně černého uhlí 75,8 Kč/GJ odpovídají měrné palivové náklady hodnotě 659,81 Kč/MWh. Pro uvažovaný zdroj s instalovaným výkonem 600 MW odpovídá výše uvedená měrná spotřeba paliva roční vsázce 31 320 TJ energetického černého uhlí (při výhřevnosti 23,4 GJ/t se jedná o cca 1 338,46 tis. tun/ročně), což při využití 6 000 hod/rok odpovídá výrobě elektřiny kolem 3 600 GWh ročně. Tyto parametry odpovídají celkové účinnosti zdroje řádově na úrovni 41 %. V případě využití procesu (technologie) CCS pak dojde podle technické specifikace ke zvýšení vlastní spotřeby elektřiny. Dokument *IPCC Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage* uvádí v tabulce 8.1 referenční zvýšení palivových nákladů o 31 % v souvislosti vlastní spotřebou (v souladu s dokumentem *Technology Roadmap: Carbon capture and storage (2013)* – viz Tabulka č. 87), což odpovídá měrné spotřebě 11,4 GJ/MWh. V tomto ohledu se jedná o „penalizaci“ účinnosti až o 10 procentních bodů oproti zařízení bez instalované CCS technologie. Nezanedbatelnou položkou jsou dále náklady spojené s emisemi CO₂. Výše uvedený dokument uvádí emisní faktor (*emission rate*) pro zdroj bez technologie CCS na úrovni 762 kg CO₂/MWh a pro zařízení s CCS 112 kg CO₂/MWh. Při uvažované ceně emisní povolenky 24,5 EUR/tunu CO₂ po roce 2020 budou roční náklady na pořízení emisní povolenky dosahovat úrovně 466,73 Kč/MWh, respektive 68,6 Kč/MWh (viz Graf č. 259) pro uvažovanou míru zamezení emisí o 85 % v důsledku provozu technologie CCS.

Ostatní proměnné náklady (tedy bez palivových nákladů) a stálé náklady byly uvažovány v souladu s materiálem OTE (2013). V tomto bodě nejsou dostupné odhady zvýšení stálých nákladů v souvislosti s instalací technologie CCS, proto byly uvažovány na stejné výši se zdrojem bez CCS, je však možné předpokládat, že tato technologie vyvolá další dodatečné stálé náklady. Celkové investiční náklady, přepočtené na roční anuitu a náklady na likvidaci (s předpokladem 40 leté životnosti) a za použití roční diskontní míry 5,75 % uvádí Tabulka č. 88.

Plné náklady vyšly na základě předpokladů téměř srovnatelné pro nadkritický černouhelný zdroj s technologií CCS a bez této technologie. Instalace CCS sice povede k úspoře nákladů na nákup emisních povolenek, ale zároveň příčinně souvisí s nárůstem palivových a investičních nákladů (a nákladů na *decommissioning*). Při těchto vstupních parametrech se budu plné výrobní náklady jednotky elektrické energie nového černouhelného zdroje pohybovat na úrovni 1 900 Kč/MWh, což odpovídá 75-80 EUR/MWh v závislosti na použitém měnovém kurzu, a to jak pro zdroj s CCS technologií tak bez této technologie.

Graf č. 259: Náklady na emise při ceně EUA na úrovni 24,5 EUR/t CO₂



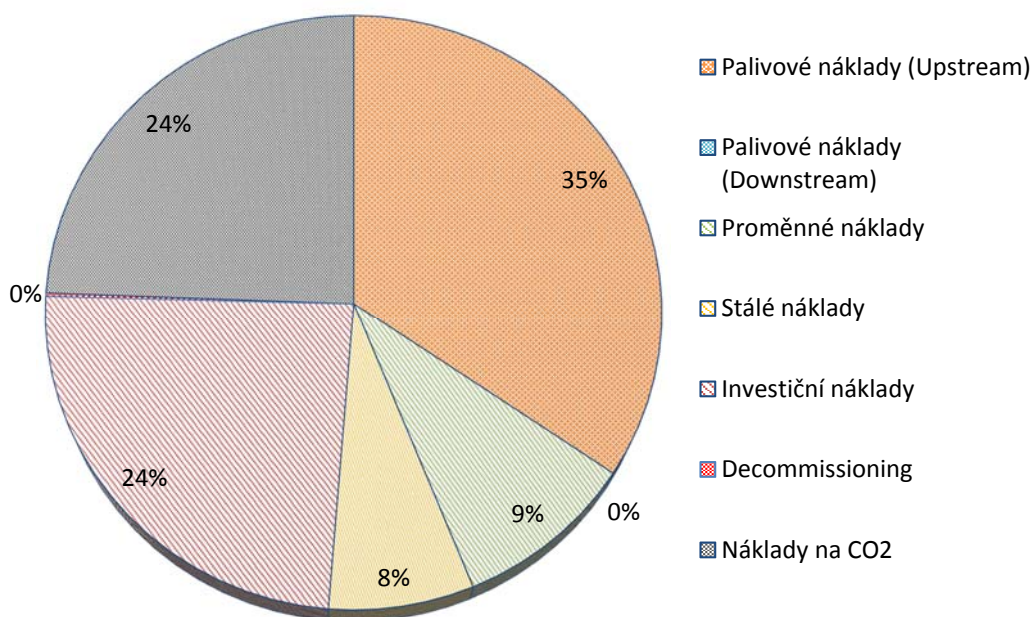
Zdroj: Expertní analýza MPO

Tabulka č. 89: Plné náklady moderní černouhelné elektrárny

		Bez CCS	S CCS
Palivové náklady (Upstream)	Kč/MWh	659,81	864,35
Náklady na CO ₂	Kč/MWh	466,73	68,60
Proměnné náklady	Kč/MWh	179,00	179,00
Stálé náklady	Kč/MWh	141,83	141,83
Plné náklady (bez investičních nákladů)	Kč/MWh	1 447,37	1 253,78
Investiční náklady	Kč/MWh	461,38	649,16
Plné náklady (včetně investičních nákladů)	Kč/MWh	1 908,75	1 902,94
Decommissioning	Kč/MWh	3,70	5,20
Plné náklady (včetně nák. na dec.)	Kč/MWh	1 912,45	1 908,14

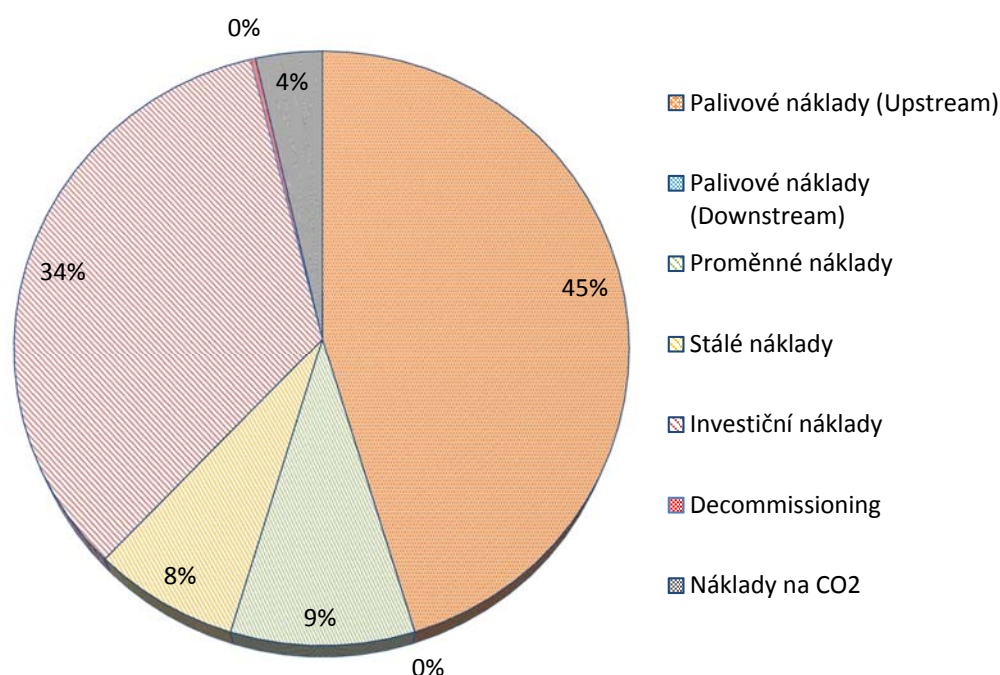
Zdroj: Expertní analýza MPO

Graf č. 260: Složení nákladů (černouhelný zdroj bez CCS)



Zdroj: Expertní analýza MPO

Graf č. 261: Složení nákladů (černouhelný zdroj s CCS)



Zdroj: Expertní analýza MPO

iii) CCGT s technologií CCS

Tabulka č. 90: Investiční náklady a náklady na decommissioning paroplynové elektrárny

		Bez CCS		S CCS	
		Investiční náklady	Decomm.	Investiční náklady	Decomm.
Celkové náklady	tis. Kč	17 220 000	688 800	28 812 000	1 152 480
Anuita	tis. Kč/rok	1 217 734	9 103	2 037 476	15 231
Na 1 MWh	Kč/MWh	290	2,17	485	3,63

Zdroj: Expertní analýza MPO

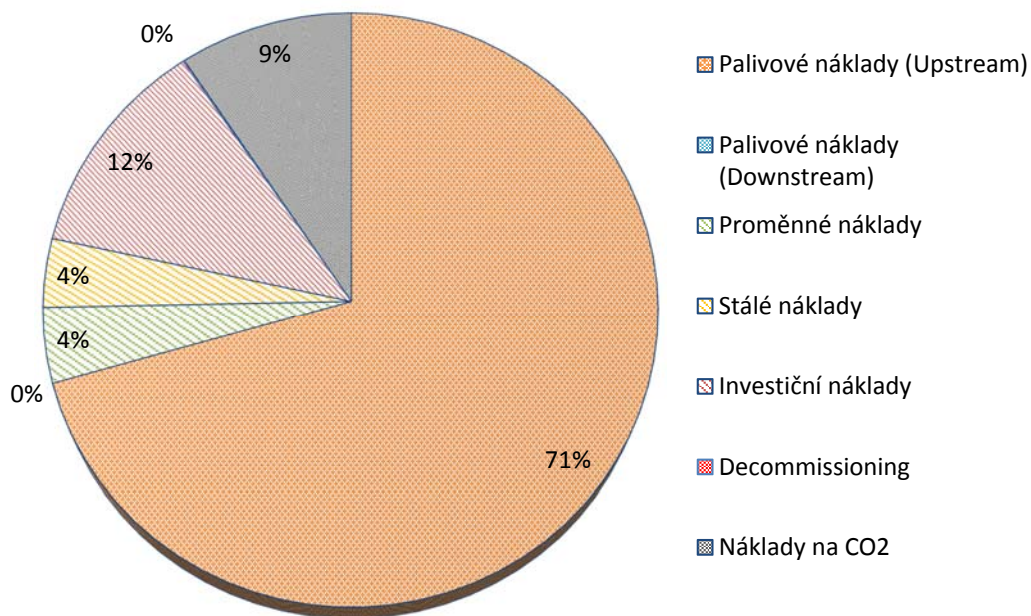
V případě paroplynové elektrárny spalující zemní plyn byla uvažována měrná spotřeba paliva na úrovni 6,5 GJ/MWh a cena zemního plynu 260 Kč/GJ v souladu s výhledem uvedeným v dokumentu *World Energy Outlook 2013* pro rok 2030. Zdroj s technologií CCS bude potřebovat o řádově 16 % více paliva při stejném množství vyrobené elektřiny, což odpovídá měrné spotřebě 7,54 GJ/MWh. Z uvedeného vyplývá snížení účinnosti z 55,38 % na 47,35 %, což je v souladu s dokumentem *Technology Roadmap: Carbon capture and storage (2013)* – viz Tabulka č. 87). Emisní faktor odpovídá 112 kg CO₂/MWh bez CCS a 52 kg CO₂/MWh s CCS, což je srovnatelné s 86% zamezením emisí pomocí technologie CCS. Investiční náklady pak odpovídají měrným nákladům, které uvádí Tabulka č. 86, a diskontní míře 5,75 % p.a. Hodnoty, které uvádí Tabulka č. 90, pak korespondují se zdrojem o instalovaném výkonu 840 MW, koeficientu využití 5000 hod./rok a roční výrobě elektřiny kolem 4 200 GWh. Paroplynové elektrárny aktuálně nevyrábějí v základním zatížení a jejich koeficient využití tedy nedosahuje hodnoty 5000 hod./rok. V případě nižšího využití by byly plné náklady vyšší.

Tabulka č. 91: Plné náklady moderní paroplynové elektrárny na zemní plyn

		Bez CCS	S CCS
Palivové náklady	Kč/MWh	1 690,00	1 960,40
Náklady na CO ₂	Kč/MWh	224,79	31,85
Proměnné náklady	Kč/MWh	99,00	99,00
Stálé náklady	Kč/MWh	89,80	89,80
Plné náklady (bez investičních nákladů)	Kč/MWh	2 103,59	2 181,05
Investiční náklady	Kč/MWh	289,94	485,11
Plné náklady (s investičními náklady)	Kč/MWh	2 393,52	2 666,16
Decommissioning	Kč/MWh	2,17	3,63
Plné náklady (včetně nákl. na dec.)	Kč/MWh	2 395,69	2 669,79

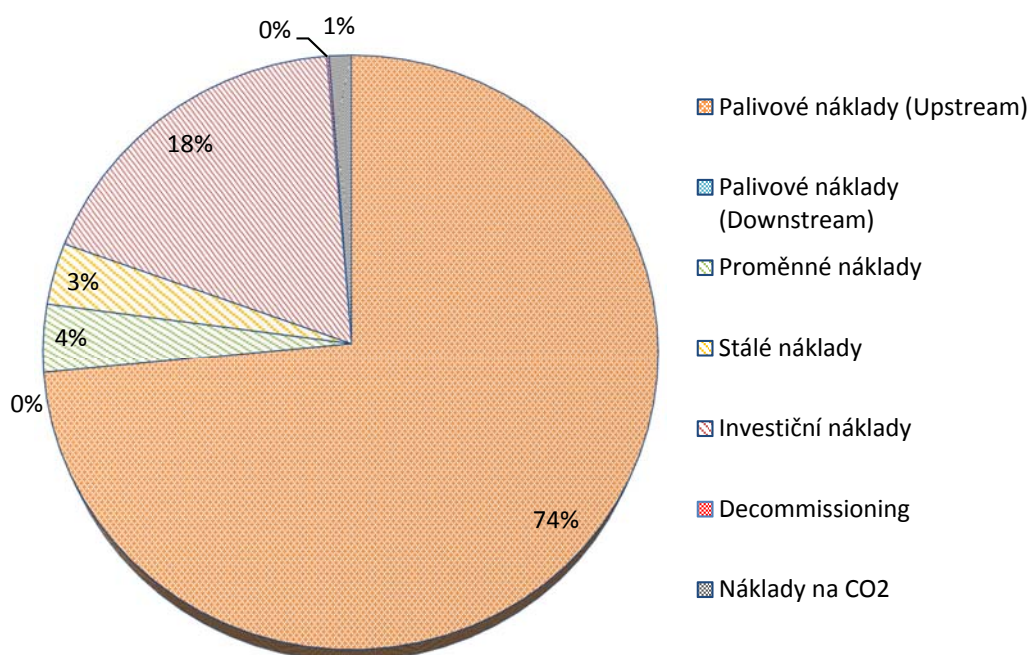
Zdroj: Expertní analýza MPO

Graf č. 262: Složení nákladů pro paroplynový zdroj (zemní plyn) bez CCS



Zdroj: Expertní analýza MPO

Graf č. 263: Složení nákladů pro paroplynový zdroj (zemní plyn) s CCS



Zdroj: Expertní analýza MPO

iv) Obnovitelné zdroje včetně akumulčních kapacit

Mezi relevantní obnovitelné zdroje, pro něž byly kalkulovány plné náklady na výrobu jednotky elektřiny, byly zahrnuty větrné elektrárny na pevnině (*onshore*), pobřežní větrné elektrárny (*offshore*) a dále pak fotovoltaické zdroje. Při zvýšeném počtu obnovitelných zdrojů bude pak v blízké budoucnosti pro říditelnost sítě nutné, aby tyto zdroje disponovaly jistým druhem akumulčních kapacit. Investiční a provozní náklady a technické parametry těchto zařízení je tedy též nutné brát v úvahu (viz Tabulka č. 92 a Tabulka č. 93).

Tabulka č. 92: Nákladové parametry akumulčních zařízení

Druh systému	Investiční náklady		Náklady na provoz a údržbu	Vybíjecí doba
	Na výkon	Na energii		
	USD/kW	USD/kWh	% capex/rok	Čas
Přečerpávací vodní elektrárna (PVE)	50 - 4 600	30 - 200	1	h
Tlakovzdušná akumulční elektrárna (CAES)	500 - 1 500	10 - 150	1,5 - 2	h
Lithium-iontový akumulátor (Li-Ion)	900 - 3 500	500 - 2 300	1 - 1,5	min. - h
Sodíkovo-sírový akumulátor (NAS)	300 - 2 500	275 - 550	1 - 1,5	h
Olověný akumulátor (LA)	250 - 840	60 - 300	2	h
Vanadová redoxní baterie (VRB)	1 000 - 4 000	350 - 800	2	h
Setrvačnick	150 - 500	1000 - 4 500	N/A	min.
Supravodivý akumulátor (SMES)	130 - 155	900 - 9 000	N/A	min.
Superkapacitor	130 - 515	380 - 5 200	N/A	s - min.

Zdroj: IEA (2013)

Tabulka č. 93: Technické parametry akumulčních zařízení

Druh systému	Typický výkon [MW]	Doba odezvy	Účinnost [%]	Životnost	
				roky	cykly
PVE	100 - 5 000	s - min.	70 - 85	30 - 50	20 000 - 50 000
Vodík					
CAES	100 - 300	min	50 - 75	30 - 40	10 000 - 25 000
Setrvačnick	0,001 - 20	< s - min.	85 - 95	20 - 30	> 50 000
Li-ion baterie	0,001 - 5	s - min.	80 - 90	10 - 15	5 000 - 10 000
NAS baterie	1 - 200	s - min.	75 - 85	10 - 15	2 000 - 5 000
LA baterie	0,001 - 20	s - min.	65 - 85	5 - 15	2 500 - 10 000
VRB	0,001 - 5	s - min.	65 - 85	5 - 20	> 10.000
SMES	< 10	< s	90 - 95	20	> 30 000
Superkapacitor	< 1	< s	85 - 98	20 - 30	> 1 000

Zdroj: Energy Technology Perspectives 2014: Harnessing Electricity's Potential (2014)

Důležitým vstupním údajem v případě obnovitelných zdrojů je využití jejich instalovaného výkonu. V případě *onshore* větrné elektrárny byl použit kapacitní faktor (*capacity factor*) na úrovni 17 %, což odpovídá ročnímu využití výkonu cca 1 483 hod/rok. V případě *offshore* elektrárny byl uvažován zjednodušeně srovnatelný faktor využití. U fotovoltaiky byl pak předpokládán faktor 10 % (900 hod/rok). V případě *offshore* větrných elektráren byly uvažovány stálé náklady o 50 % vyšší než pro *onshore* zařízení související s nákladnější údržbou a celkově provozem *offshore* zařízení. Náklady na likvidaci byly určeny na relativní bázi v závislosti na investičních nákladech. U investičně nákladnějších zdrojů *offshore* jsou tedy v souladu s tímto očekávány i vyšší náklady na jejich likvidaci.

Použitelných akumulčních technologií se nabízí celá řada s různými technickými a ekonomickými parametry. Jako referenční technologie pro výpočet plných výrobních nákladů zahrnujících akumulaci byl využit sodíkovo-sírový akumulátor (*Sodium-sulphur batteries - NAS*), který disponuje jak vysokou účinností, tak poměrně vysokou kapacitou. Investiční náklady byly uvažovány na úrovni 1 400 USD/kWh, což odpovídá řádově 28 tis. Kč/kWh. Provozní náklady pak odpovídají přibližně 1,5 % investičních nákladů ročně, což je kolem 21 USD/kWh ročně (cca 420 Kč kWh ročně). Tabulka č. 94 pak uvádí uvažované náklady na akumulaci. Pro FVE vychází náklady na akumulaci vyšší, což odpovídá nižšímu ročnímu využití v porovnání s větrnými elektrárnami. Tabulka č. 97 a Tabulka č. 98 pak uvádějí složení plných nákladů na diskutované výrobní zdroje.

Tabulka č. 94: Náklady na akumulční technologii

		Onshore	FVE	Offshore
Životnost	roky		15	
Investiční náklady	Kč/MWh	315,2	665	357,89
O&M	% z CAPEX	1,50%	1,50%	1,50%
	Kč/MWh	155	228	123
Akumulace celkem	Kč/MWh	470	893	481

Zdroj: Expertní analýza MPO

Tabulka č. 95: Investiční náklady VTE, PVE, JE

		VTE (onshore)	PVE (Utility)	JE (Gen III)	VTE (offshore)
Koeficient využití IV	hod/rok	1 483	900	7 400	1 483
Instalovaný výkon	MW	2	1	2 400	200
Investiční náklady	tis. Kč	65 000	19 500	306 542 085	13 250 000
Investiční náklady	Kč/kW	32 500	19 500	127 726	66 250

Zdroj: Expertní analýza MPO

Tabulka č. 96: Investiční náklady Uhlí, CCGT

		Uhlí	CCGT	CCGT CCS	Uhlí CCS
Koeficient využití IV	hod/rok	6 000	5 000	5 000	6 000
Instalovaný výkon	MW	600	840	840	600
Investiční náklady	tis. Kč	25 800 000	17 220 000	28 812 000	36 300 000
Investiční náklady	Kč/kW	43 000	20 500	34 300	60 500

Zdroj: Expertní analýza MPO

Tabulka č. 97: Plné náklady VTE, PVE, JE

[Kč/MWh]	VTE (onshore)	PVE (Utility)	JE (Gen III)	VTE (Offshore)
Palivové náklady (Upstream)	0,00	0,00	185,70	0,00
Palivové náklady (Downstream)	0,00	0,00	46,43	0,00
Náklady na CO ₂	0,00	0,00	0,00	0,00
Proměnné náklady	0,00	0,00	94,00	0,00
Stálé náklady	615,82	1 036,67	250,95	923,73
Plné náklady (bez inv. nákl.)	615,82	1 036,67	582,97	923,73
Investiční náklady	1 550,20	1 654,86	1 028,38	3 413,03
Akumulace	860,66	1 825,23		1 108,02
Plné náklady (s inv. nákl.)	3 026,69	4 516,76	1 605,46	5 444,78
Decommissioning	8,69	2,05	222,60	50,62
Plné náklady	3 035,38	4 518,81	1 828,06	5 495,39

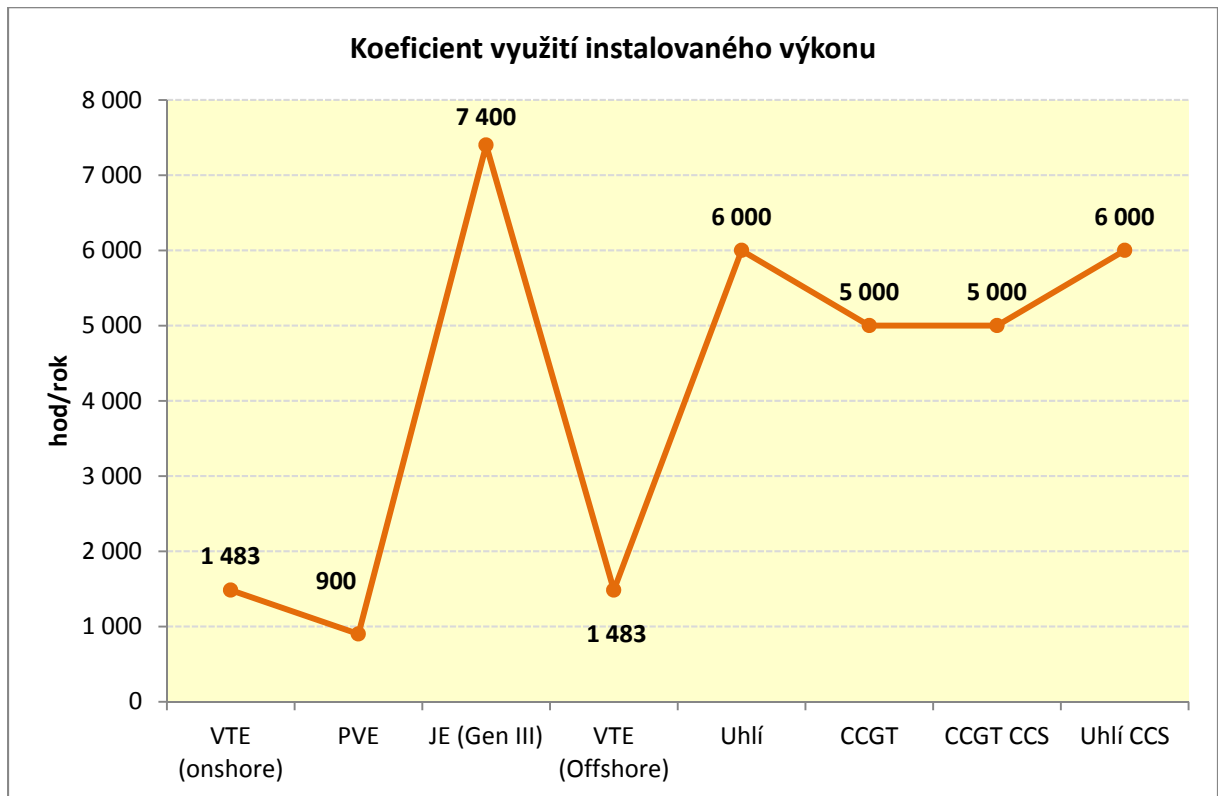
Zdroj: Expertní analýza MPO

Tabulka č. 98: Plné náklady Uhlí, CCGT

[Kč/MWh]	Uhlí	CCGT	CCGTCCS	Uhlí CCS
Palivové náklady (Upstream)	659,81	1 690,00	1 960,40	864,35
Palivové náklady (Downstream)	0,00	0,00	0,00	0,00
Náklady na CO ₂	466,73	224,79	31,85	68,60
Proměnné náklady	179,00	99,00	99,00	179,00
Stálé náklady	141,83	89,80	89,80	141,83
Plné náklady (bez inv. nákl.)	1 447,37	2 103,59	2 181,05	1 253,78
Investiční náklady	461,38	289,94	485,11	649,16
Akumulace	0,00	0,00	0,00	0,00
Plné náklady (s inv. nákl.)	1 908,75	2 393,52	2 666,16	1 902,94
Decommissioning	3,70	2,17	3,63	5,20
Plné náklady	1 912,45	2 395,69	2 669,79	1 908,14

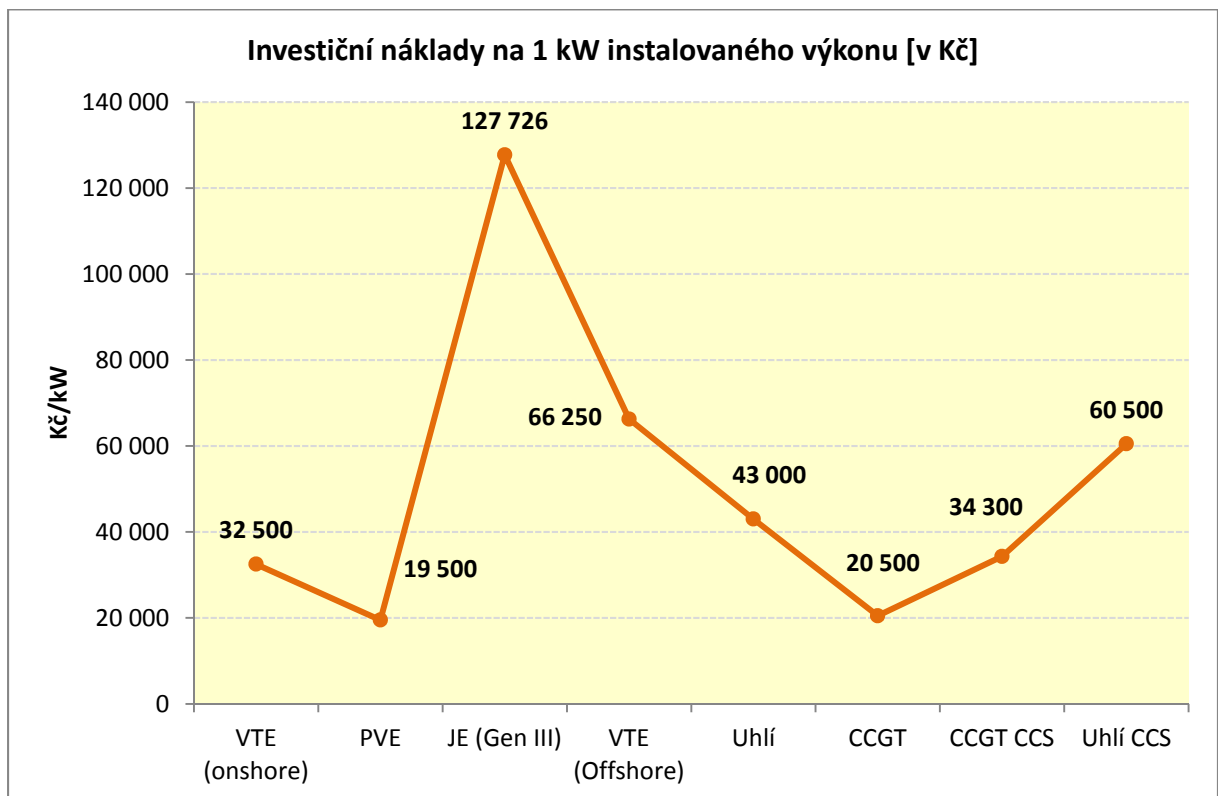
Zdroj: Expertní analýza MPO

Graf č. 264: *Koeficient využití instalovaného výkonu*



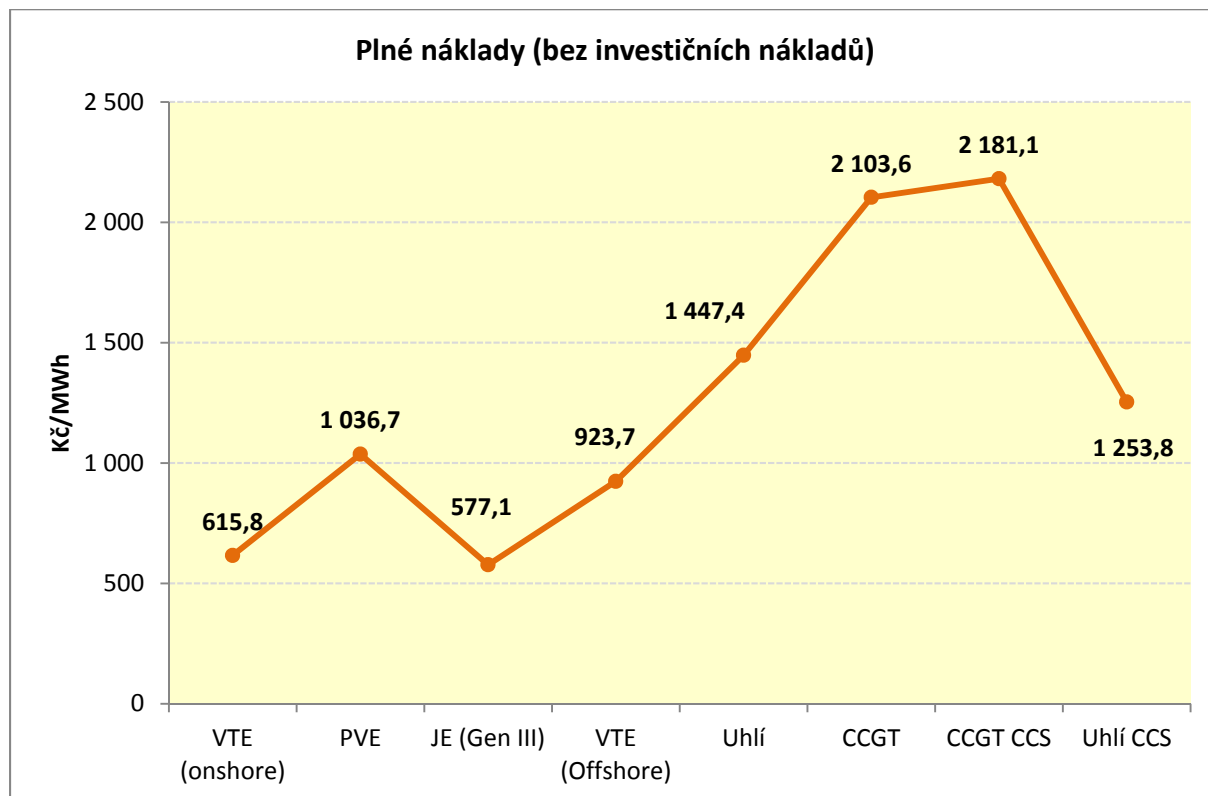
Zdroj: Expertní analýza MPO

Graf č. 265: *Investiční náklady na 1 kW instalovaného výkonu [v Kč]*



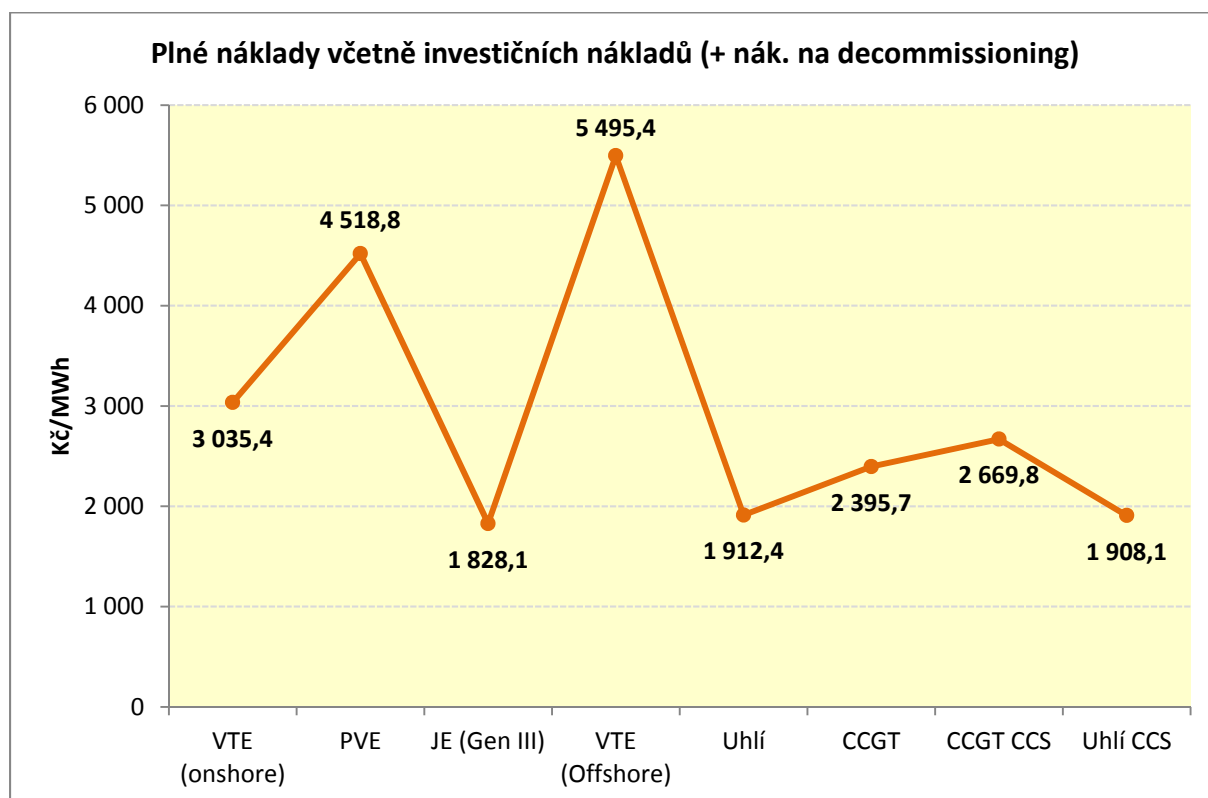
Zdroj: Expertní analýza MPO

Graf č. 266: Plné náklady (bez investičních nákladů)



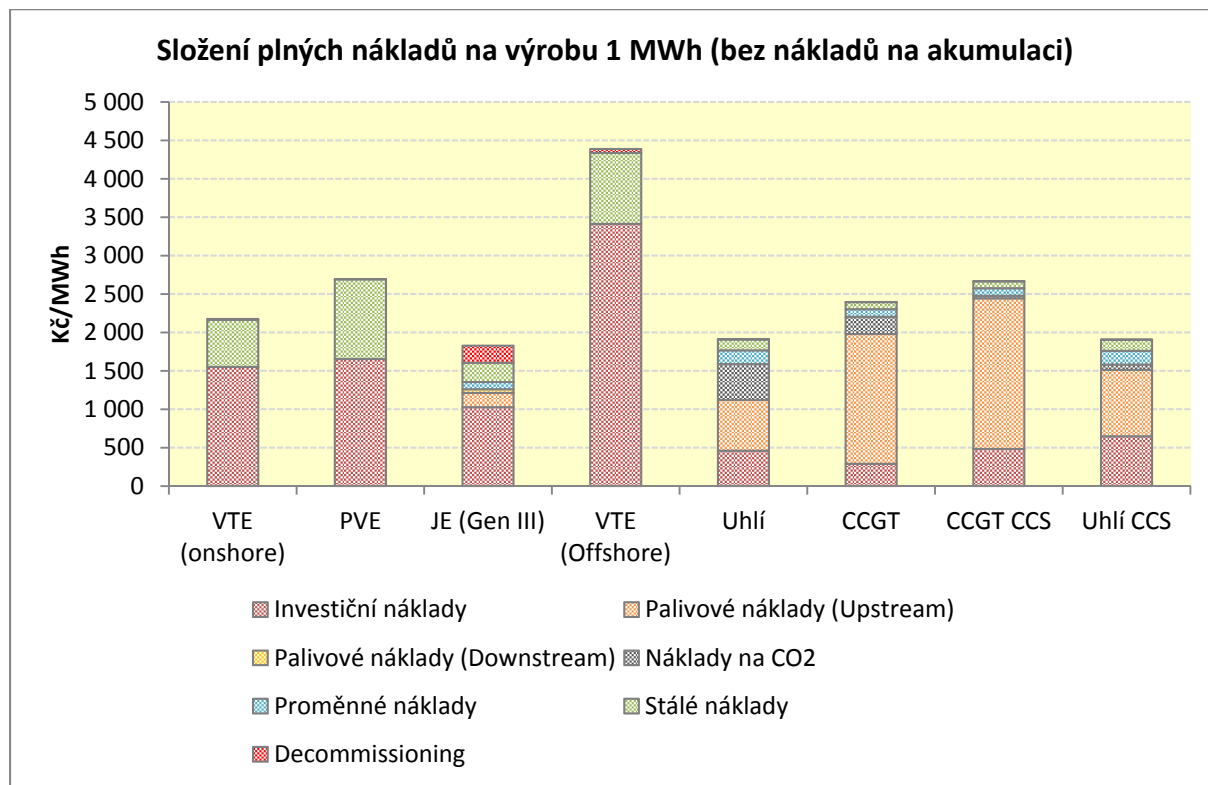
Zdroj: Expertní analýza MPO

Graf č. 267: Plné náklady včetně investičních nákladů (+ náklady na decommissioning)



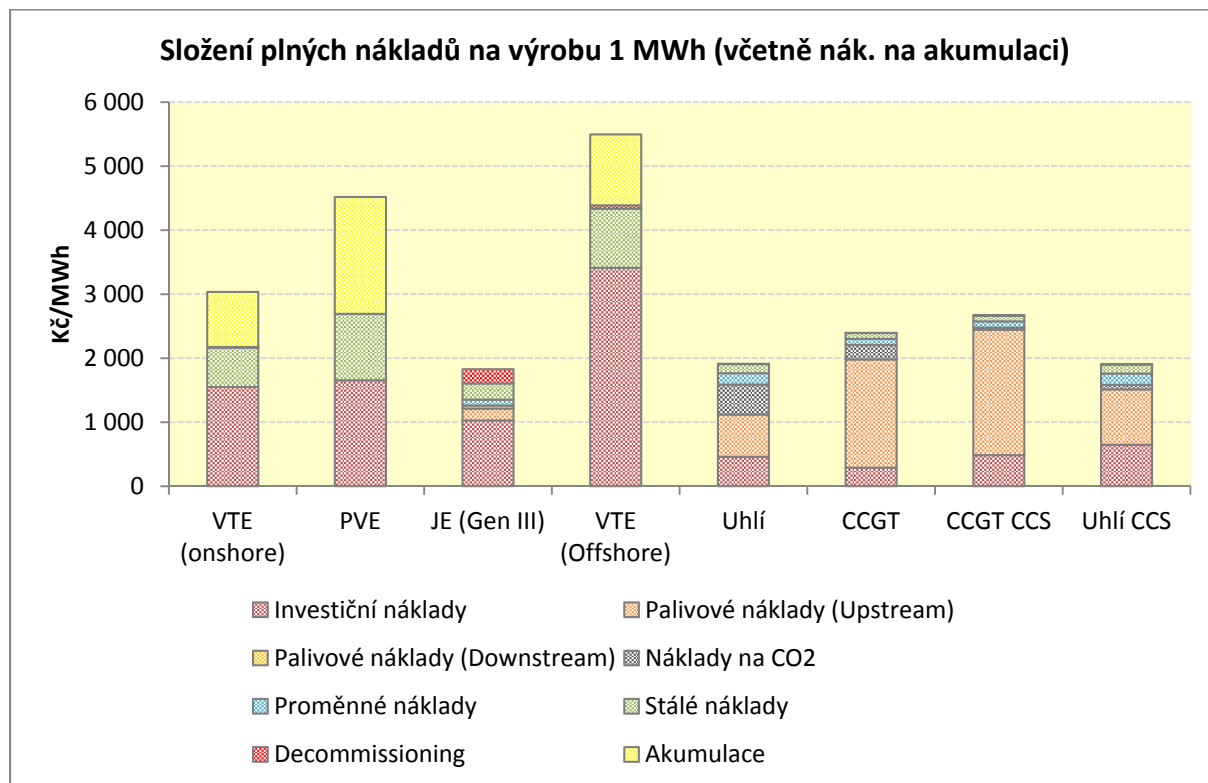
Zdroj: Expertní analýza MPO

Graf č. 268: Složení plných nákladů na výrobu 1 MWh (bez nákladů na akumulaci)



Zdroj: Expertní analýza MPO

Graf č. 269: Složení plných nákladů na výrobu 1 MWh (včetně nákladů na akumulaci)



Zdroj: Expertní analýza MPO

4 Ekonomický vývoj

4.1 Vývoj národního hospodářství a struktura tvorby HDP

Ekonomická vyspělost České republiky měřená ukazatelem HDP na osobu v paritě kupní síly dosahuje úrovně vyspělých států světa. Hrubý domácí produkt na úrovni 26 300 amerických dolarů (odhad roku 2013, CIA, *The World Factbook*) řadí ČR na 56. příčku ve světovém měřítku¹⁴, tudíž patří mezi nejrozvinutější ekonomiky na světě. V evropském kontextu pak ČR dosahuje kolem 80 % evropského průměru (EU27). V rámci Evropy se ČR ekonomicky přiřazuje k zemím, jako jsou Malta, Slovinsko, Slovensko, Řecko, Portugalsko, které se všechny pohybují spolu s ČR v intervalu 15 až 25 % pod úrovní průměru EU v HDP na obyvatele.¹⁵ Na tvorbě českého HDP se pak podílí zejména služby, následované průmyslem s poměrně velkým zastoupením zpracovatelského průmyslu, který se v roce 2012 podílel na tvorbě HPH 24,6 % a zaznamenal nárůst o 0,8 procentního bodu oproti roku 2011¹⁶. V malém rozsahu se na tvorbě HDP podílí rovněž sektor zemědělství (cca 2 %). Do budoucna je pak možné očekávat pokračující trend zvyšujícího se podílu služeb na tvorbě HDP na úkor průmyslu (především těžkého strojírenského a těžebního průmyslu), což je v souladu s rostoucí ekonomickou vyspělostí ČR jako celku. V kontextu ČR, kde je historicky významné zastoupení průmyslu na tvorbě HDP, je však možné očekávat spíše pozvolný trend des-industrializace, tak aby byl zachován spíše průmyslový charakter země jako celku, který také uvozuje výrobní kapacitu tuzemské ekonomiky. V tomto ohledu je pak možné očekávat snížení podílu těžkého průmyslu citlivého na vysokou kapitálovou vybavenost na úkor kupříkladu lehkého strojírenství s vyšším zastoupením kvalifikované pracovní síly.

Česká ekonomika překonala nejdelší recesi ve své porevoluční historii (8 čtvrtletí v řadě) s tím, že HDP je cca 3,8 % pod úrovní předkrizového období. Hospodářská krize zároveň zpomalila tempo přibližování se eurozóně, které prakticky stagnuje od roku 2008. Do budoucna lze očekávat postupné zotavování ekonomiky, a to především vlivem rostoucích vývozu, samozřejmě v případě, že nedojde k nepredikovatelným ekonomickým problémům souvisejícím s politickou situací v sousedních státech a státech, se kterými ČR aktivně obchoduje. Ekonomický růst ČR jako malé otevřené ekonomiky (významně proexportně orientované - v roce 2012 kupříkladu dosáhla obchodní bilance přebytku ve výši 148,633 mld. Kč)¹⁷ je totiž významně ovlivněn hospodářskou situací nejvýznamnějších obchodních partnerů, v kontextu ČR se pak jedná zejména o Spolkovou republiku Německo, jejíž dovozní potřeby jsou hlavní hnací silou českého průmyslu, spolu se Slovenskem, Polskem a Francií (mimo jiné).

Vysoký podíl přímých zahraničních investic a hospodářský růst tažený exportem jsou důvodem vysokého podílu průmyslu na tvorbě přidané hodnoty na úrovni cca 40 %, což je nejvíce mezi evropskými zeměmi OECD. Podíl sektoru průmyslu na přidané hodnotě a jeho příspěvek ke konvergenci příjmů vzhledem k vyspělým evropským státům je však podmíněn růstem produktivity v tomto sektoru.

Exportní potenciál ČR by měl nadále přispívat k růstu bohatství a životní úrovně v ČR, což je však závislé především na reálných veličinách jako jsou konkurenceschopnost tuzemských výrobků a služeb a produktivita práce a kapitálu.

¹⁴ <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/rankorder/2004rank.html>

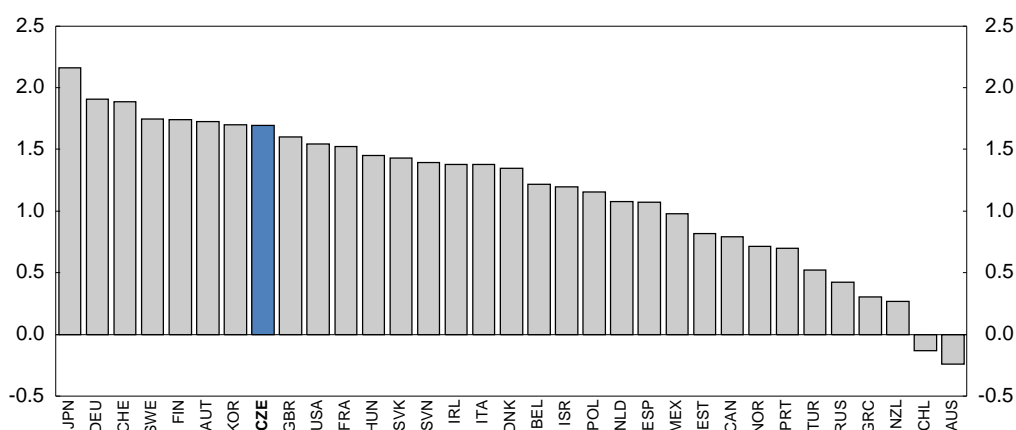
¹⁵ http://europa.eu/rapid/press-release_STAT-13-98_en.htm

¹⁶ Panorama zpracovatelského průmyslu 2012 (MPO, 2013)

¹⁷ http://www.cnb.cz/cs/statistika/platebni_bilance_stat/platebni_bilance_q/bop_czk_2012.htm

Podle dlouhodobých prognóz by měla ČR čerpat především z tzv. znalostní ekonomiky a vytváření lidského kapitálu, což by se mělo pozitivně projevovat v rostoucí produktivitě práce a v konkurenceschopnosti. Hrubá výnosnost kapitálu nefinančních podniků před zdaněním v ČR se v dlouhodobém trendu pohybuje nad průměrem EU, což se projevuje ve zvýšeném dovozu zahraničního kapitálu. „Atraktivita“ ČR pro zahraniční investory se projevuje jak na vysoké míře portfoliových investic, tak především na velkém množství přímých investic, které poskytují tuzemské ekonomice nejenom zahraniční kapitál, ale i know-how zahraničních investorů. Hausmannův ukazatel potenciálu¹⁸ pak ukazuje, že česká výroba je relativně sofistikovaná (s vysokým podílem kapitálu), jak znázorňuje Graf č. 270.

Graf č. 270: Hausmannův ukazatel potenciálu, r. 2010



Zdroj: OECD, *Issues for Discussion 2013*

Předpokládaný růst tuzemské ekonomiky měřený HDP by se v budoucnu neměl výrazněji lišit od průměru EU a především od sousedních zemí v čele s Německem. Tempo ekonomického růstu by pak mělo být v dlouhodobém horizontu vyšší v porovnání se zakládajícími zeměmi EU v souladu s předpokladem ekonomické konvergence, avšak pouze za předpokladu, že se České republice podaří postupně vyrovnávat s aktuálními strukturálními výzvami. Podle odhadů OECD by se měl potenciál hospodářského růstu pohybovat na úrovni kolem 1,5 %. Za předpokladu provedení strukturálních reforem na trhu práce a výrobních trhů přibližujících ČR k průměru OECD, by se potenciální hospodářský růst mohl pohybovat až na úrovni 2,75 % v období do roku 2030. Následně by se měl zpomalit vlivem stárnutí a ubývání pracovní síly na úroveň přibližně 1 % ročně do roku 2060. Ekonomická konvergence je pak také podmínkou splnění Maastrichtských kritérií, které opravňují v případě zájmu ke vstupu do Eurozóny. Vývoj HDP byl pro účely této zprávy připraven variantně a liší se zejména metodologicky. Ministerstvo průmyslu a obchodu připravilo predikci vývoje na základě interního Input-output modelu, v rámci kterého byla modelována jednotlivá odvětví. Druhý scénář je na základě výhledů Ministerstva financí, které zohledňuje konvergenční přístup. Prognóza HDP vytvořená ze strany MPO je v jistém smyslu konzervativnější, především z důvodu vysoké obtížnosti prognózy vzniku nových odvětví v rámci ekonomiky.

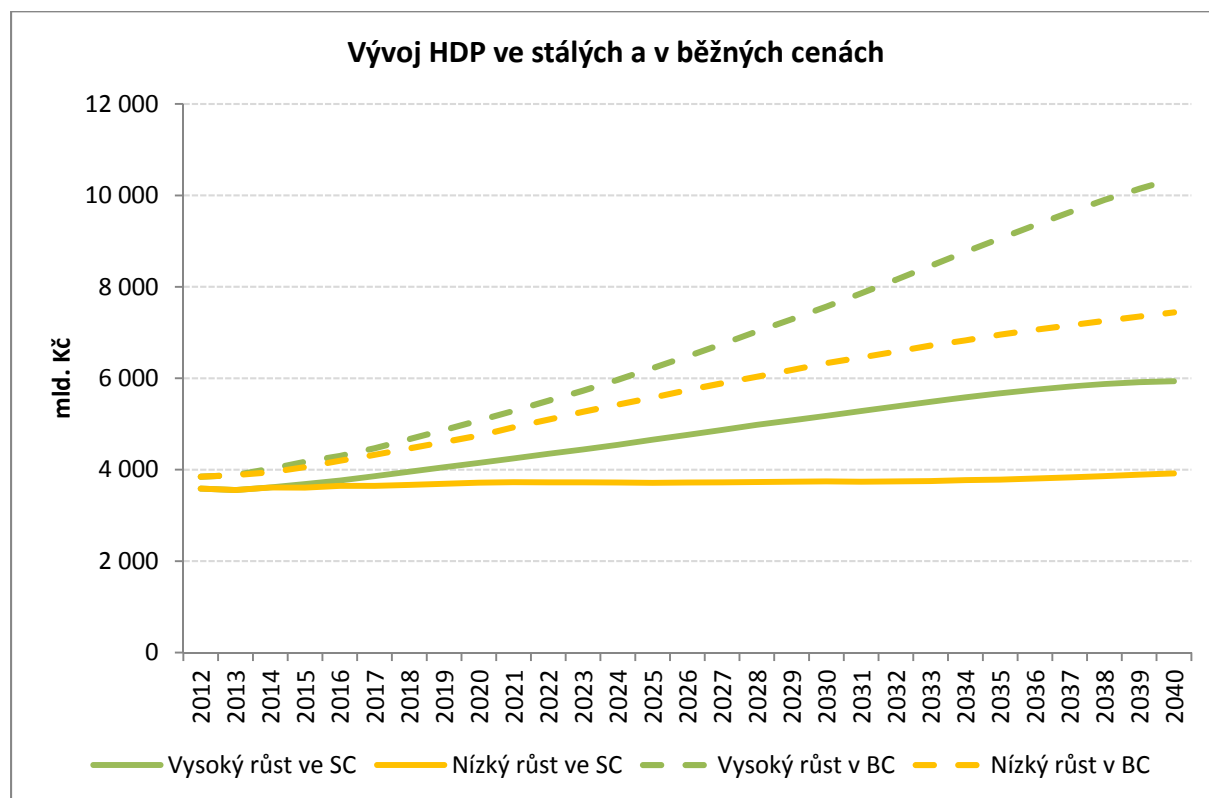
¹⁸ Ukazatel sleduje složenou schopnost země vyrábět zboží, které jiné země nevyrábí (všudypřítomnost) a míru diverzifikace její výrobní struktury v rámci vývozu. Obě dimenze jsou spojeny metodou reflexe a byly popsány Hausmannem v roce 2007.

Ekonomické přiblížení standardu Evropy pak bude velmi pravděpodobně doprovázeno posilováním české koruny vůči společné evropské měně a potažmo také proti americkému dolaru. I přes předpokládanou dlouhodobou *apreciaci* české koruny by měla česká ekonomika zůstat svým charakterem významně proexportní a zachovat si své historicky průmyslové založení výroby s mírou transformace směrem k vyššímu podílu terciární sféry s postupným snižováním podílu části průmyslu. V tomto ohledu lze očekávat postupný útlum především těžkého průmyslu kupříkladu těžebního odvětví, nebo odvětví hutního, což je v souladu s aktuálním trendem.

Výsledkem makroekonomického modelu jsou dva základní scénáře vývoje ekonomiky. První s nízkým růstem HDP do roku 2040, průměrně o velikosti 0,36 % ve SC, a druhý s vysokým růstem HDP do roku 2040, průměrně 1,92 % ve SC. Následující grafy ukazují porovnání obou scénářů nejprve podle vývoje velikosti HDP v běžných a ve stálých cenách, dále podle vývoje tempa růstu HDP ve stálých cenách a nakonec i podle vývoje tempa růstu produkce ve stálých cenách roku 2005. Další dva grafy potom ukazují historický a předpokládaný vývoj produkce, meziproducte a HPH v běžných a ve stálých cenách roku 2005 pro oba tyto scénáře, tedy pro nízký a vysoký růst.

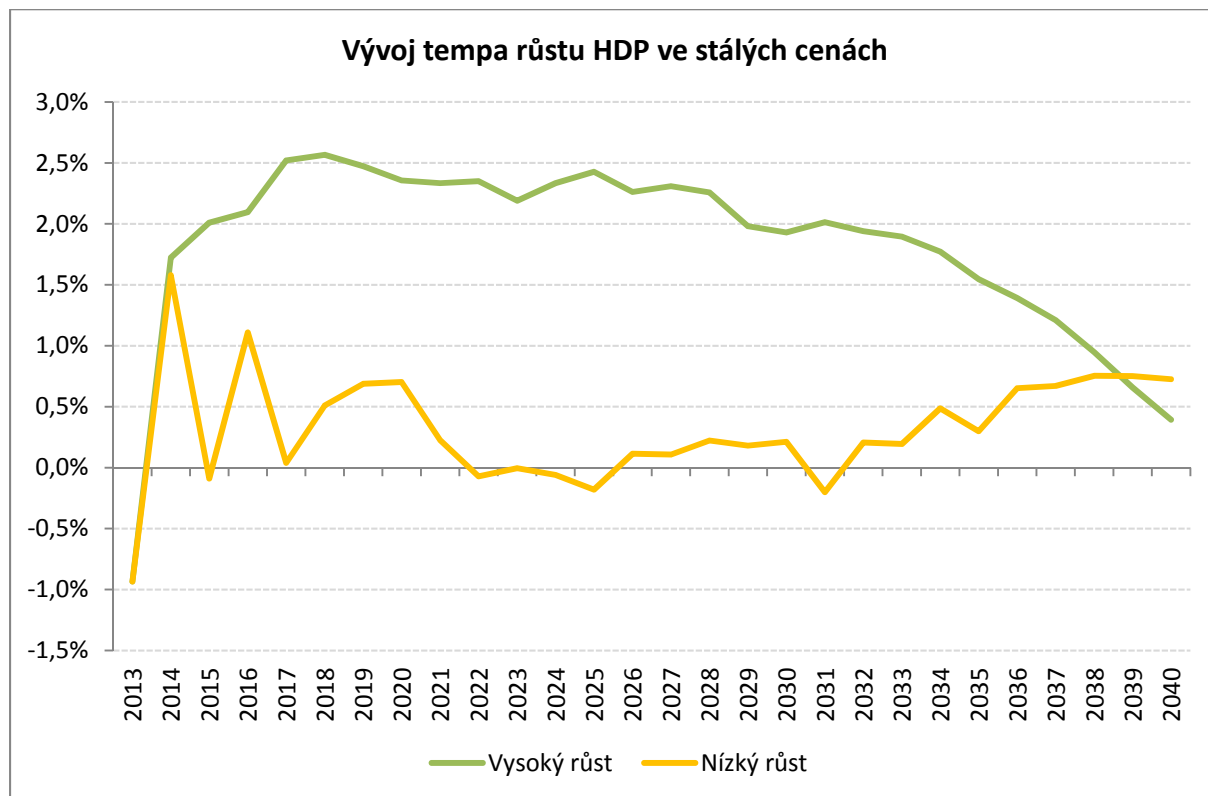
Celková produkce v běžných cenách se bude na základě sestaveného makroekonomického modelu zvyšovat, avšak s klesajícími mezními přírůstky. V návaznosti na to potom bude růst produkce statků vstupujících do výrobních procesů v podobě meziproducte. Klíčový makroekonomický ukazatel hrubé přidané hodnoty postihující odměny za poskytnutí kapitálu a pracovní síly bude růst nižším tempem než agregátní produkce v rámci ekonomiky. Tempo růstu však bude po roce 2030 dáno spíše růstem nominálních cen v rámci ekonomiky než zvýšením naturálně vyjádřené produkce. V období 2030 a 2040 bude již produkce vyjádřená ve stálých cenách roku 2005 podle předpokladů stagnovat.

Graf č. 271: Scénáře vývoje HDP ve SC roku 2005 a v BC



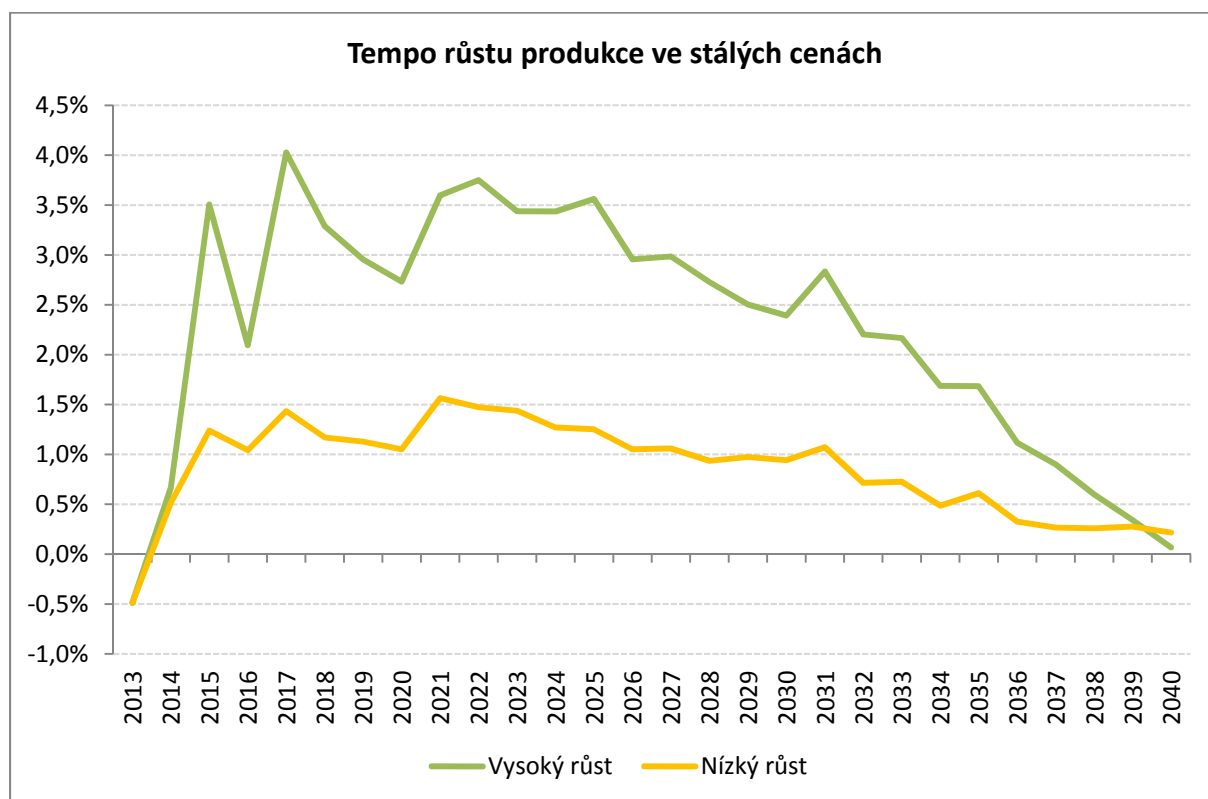
Zdroj: Expertní analýzy MPO a MF

Graf č. 272: Scénáře vývoje tempa růstu HDP ve SC roku 2005



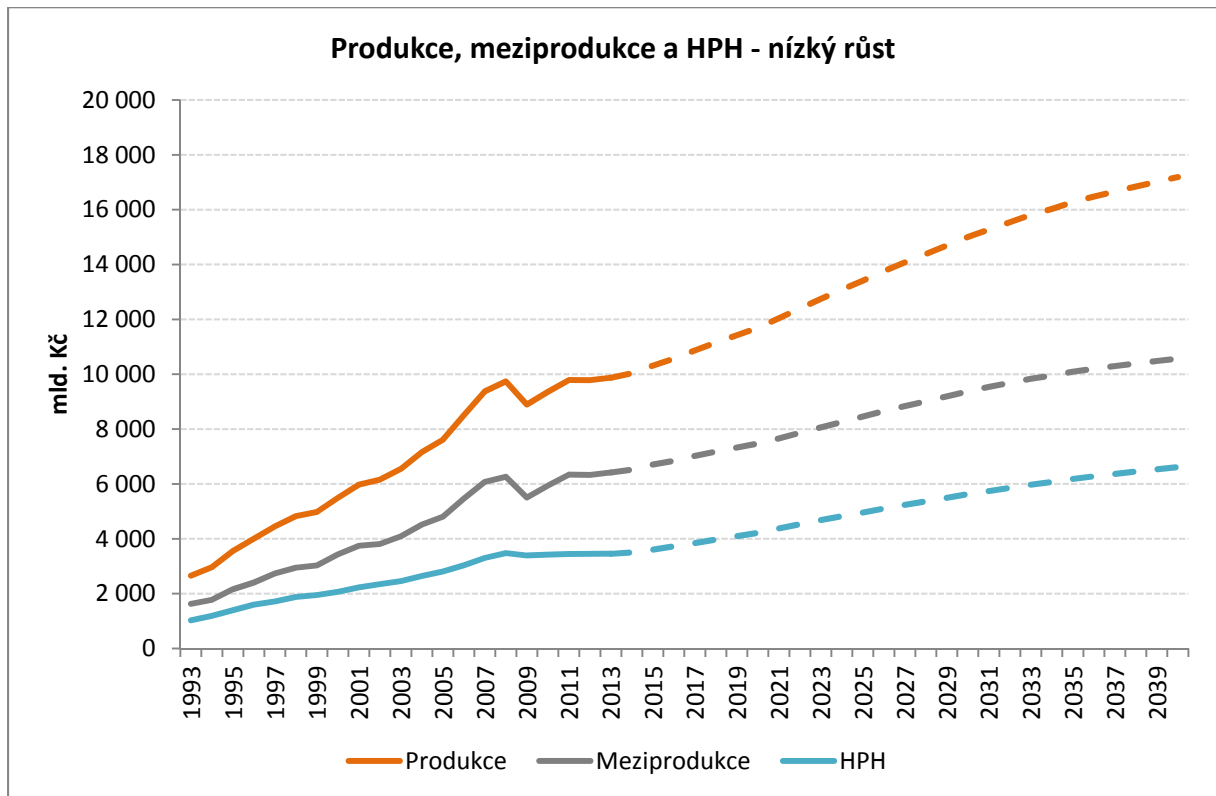
Zdroj: Expertní analýzy MPO a MF

Graf č. 273: Tempo růstu produkce ve stálých cenách roku 2005



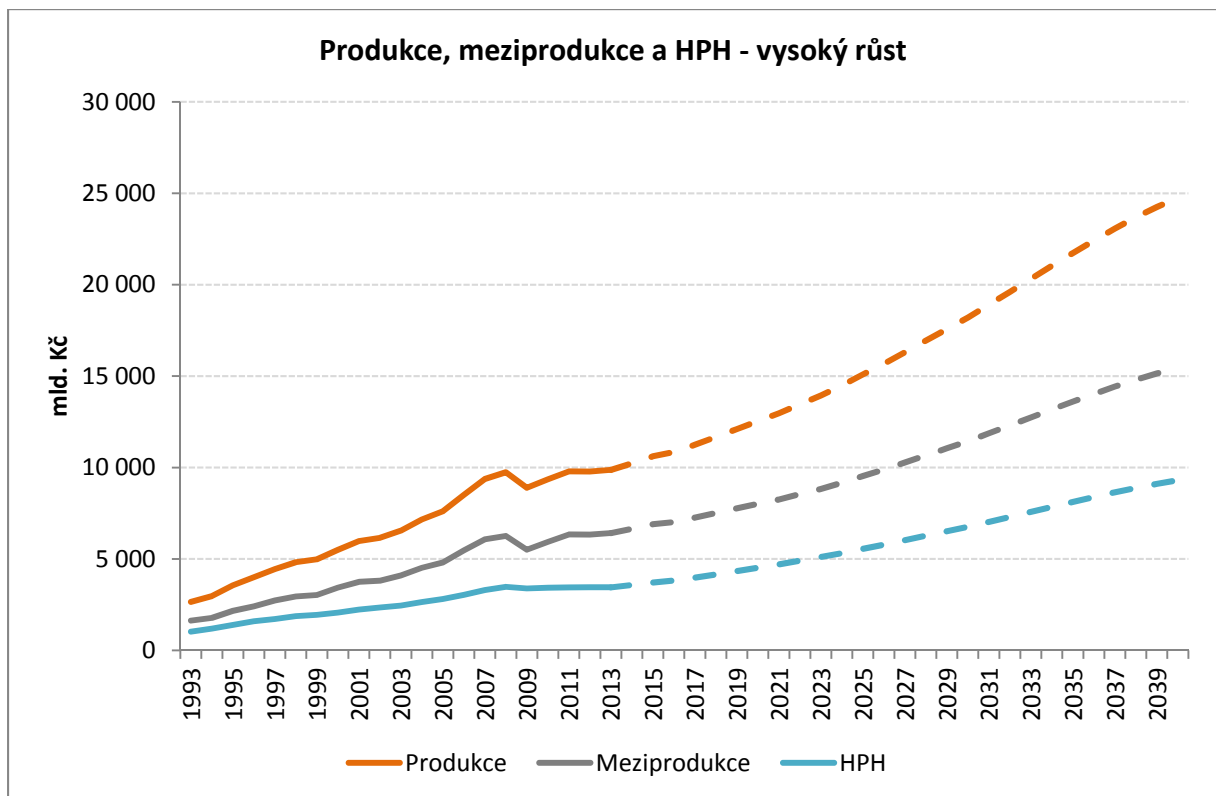
Zdroj: Expertní analýzy MPO a MF

Graf č. 274: *Produkce, meziprodukce a HPH v BC – nízký růst*



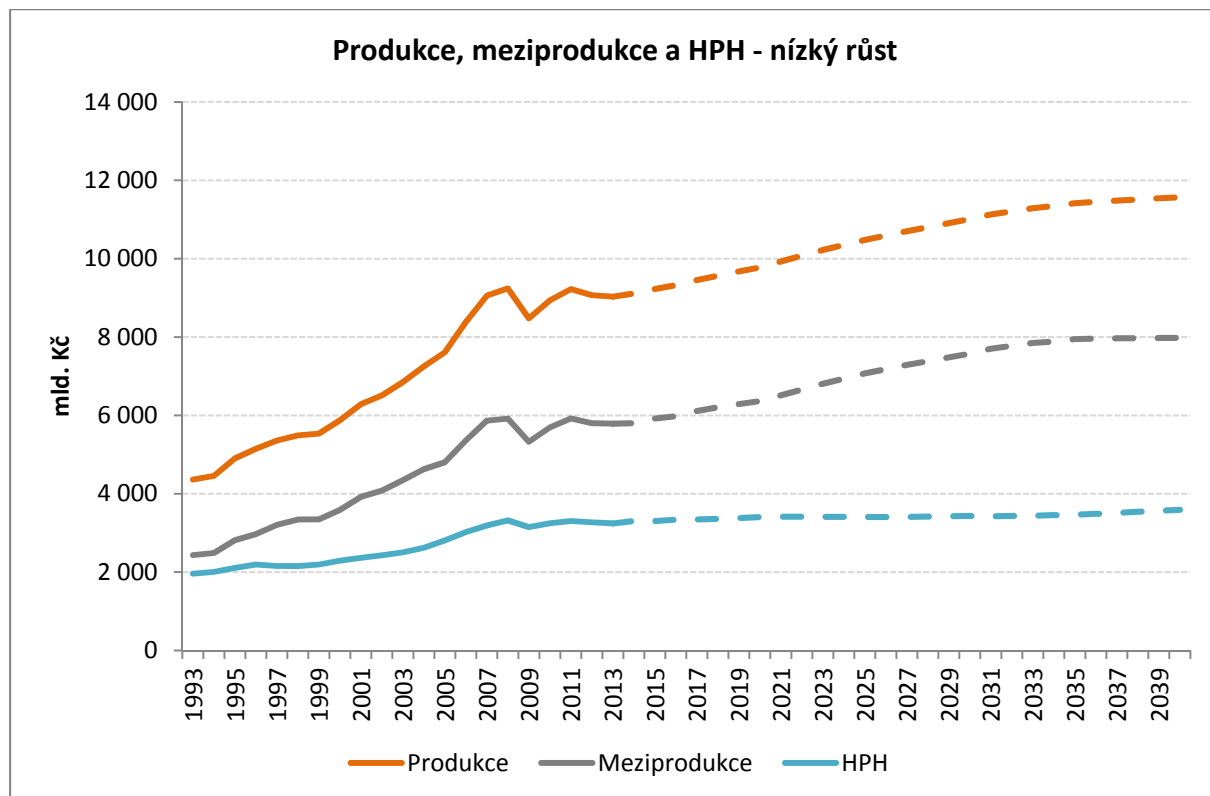
Zdroj: Expertní analýza MPO

Graf č. 275: *Produkce, meziprodukce a HPH v BC – vysoký růst*



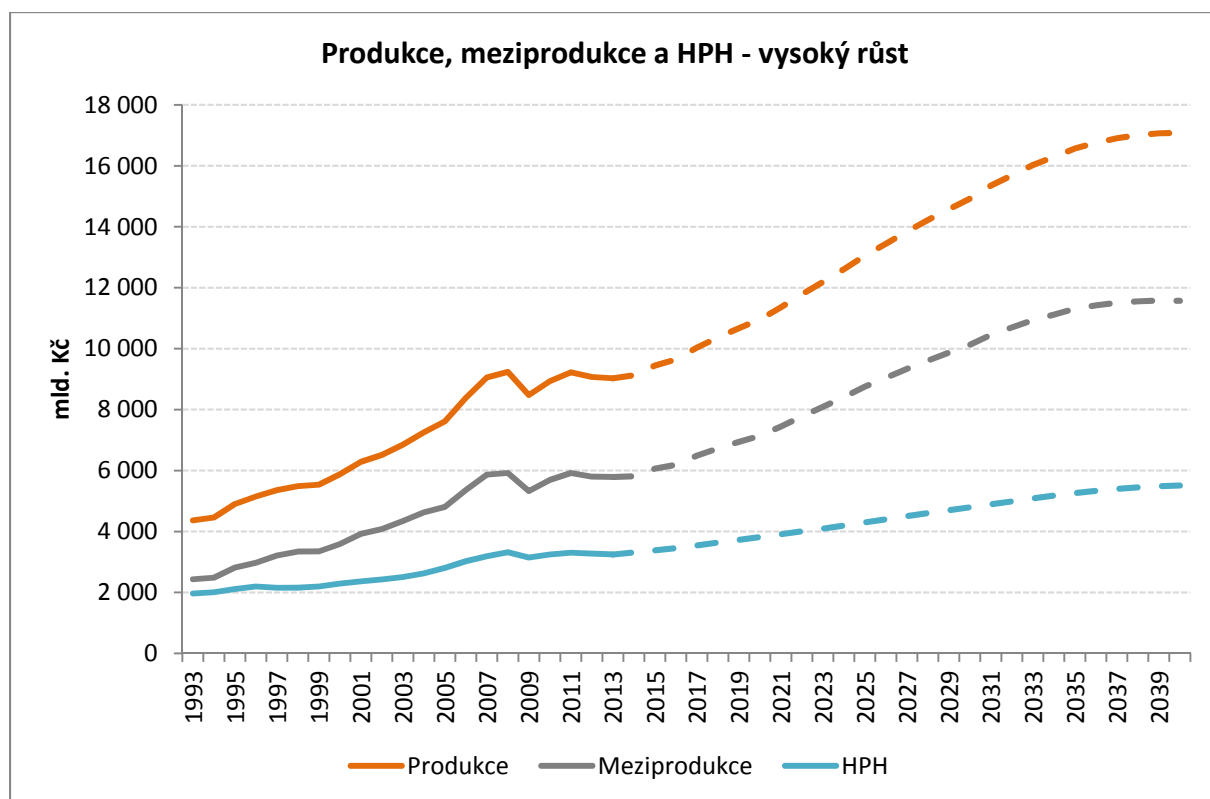
Zdroj: Expertní analýza MPO s využitím výhledu HDP MF

Graf č. 276: *Produkce, meziprodukce a HPH ve SC roku 2005 – nízký růst*



Zdroj: Expertní analýza MPO

Graf č. 277: *Produkce, meziprodukce a HPH ve SC roku 2005 – vysoký růst*

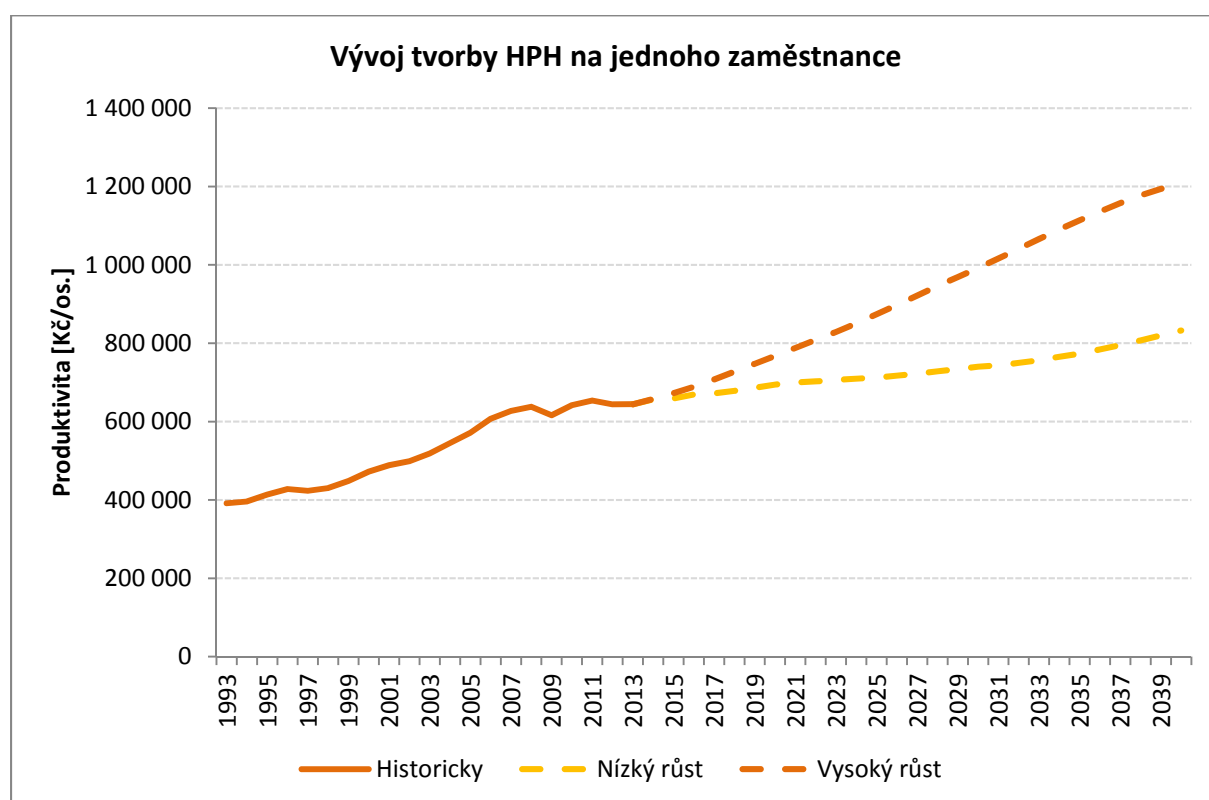


Zdroj: Expertní analýza MPO

4.2 Predikce vývoje a struktury HPH

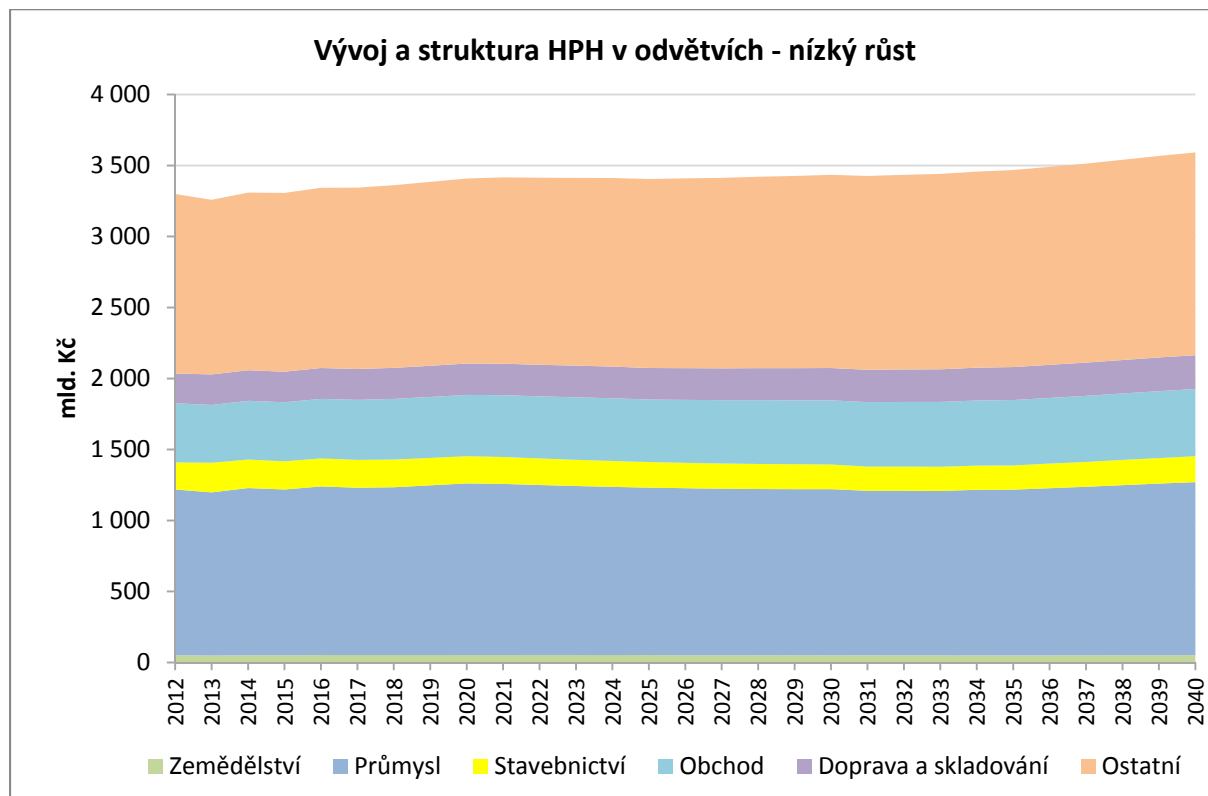
Predikce vývoje HPH v jednotlivých odvětvích respektuje předpoklady odvětvových odborníků a dále zohledňuje také zkušenosti ohledně transferu do zahraničí, který se v některých odvětvích může velmi výrazně projevit na tvaru křivky HPH, která pak nemusí zcela odpovídat křivce produkce. Vývoj HPH ve stálých cenách na jednoho zaměstnance ukazuje Graf č. 278. Předpokládaný vývoj struktury HPH ve stálých cenách roku 2005 v rámci vybraných sektorů ekonomiky, jednotlivých průmyslových odvětví a dále vybraných odvětví zpracovatelského průmyslu, a to vždy pro oba uvedené scénáře ekonomického růstu znázorňují následující grafy.

Graf č. 278: Vývoj tvorby HPH ve SC roku 2005 na jednoho zaměstnance



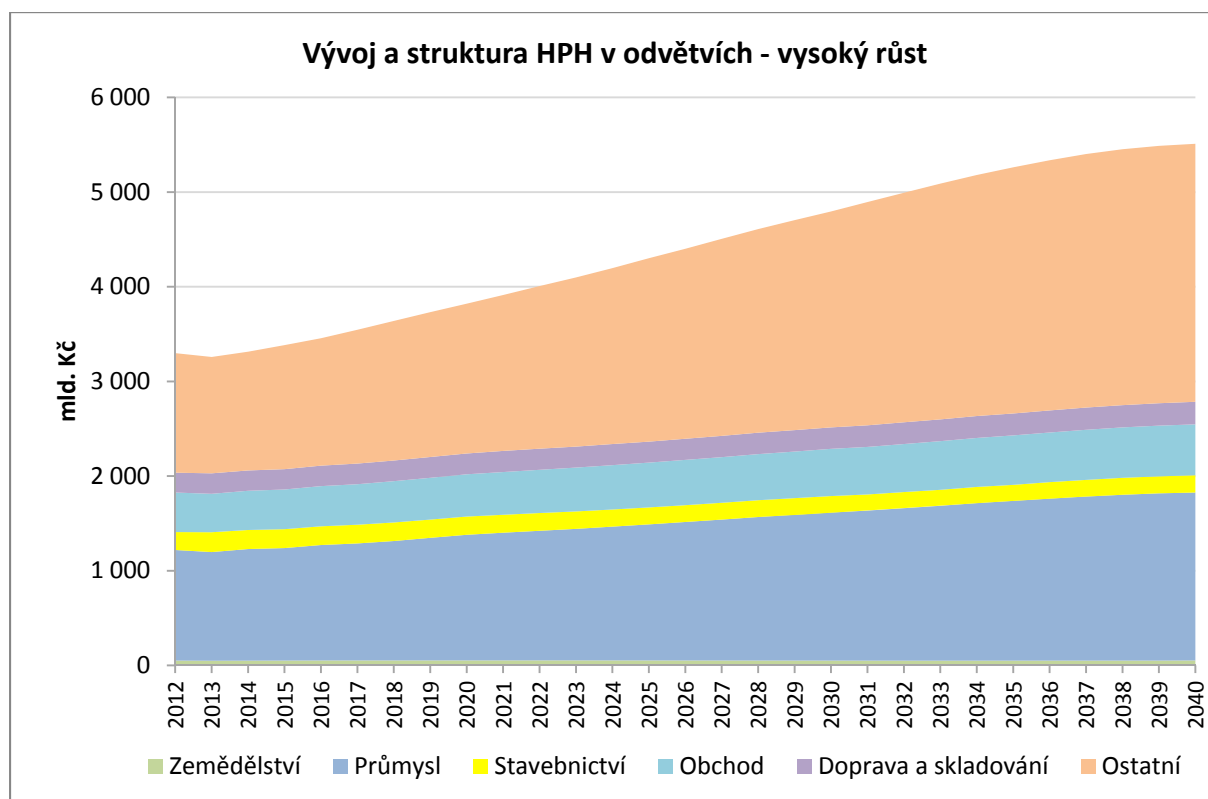
Zdroj: Expertní analýzy MPO a MF

Graf č. 279: Vývoj a struktura HPH v odvětvích ve SC roku 2005 – nízký růst



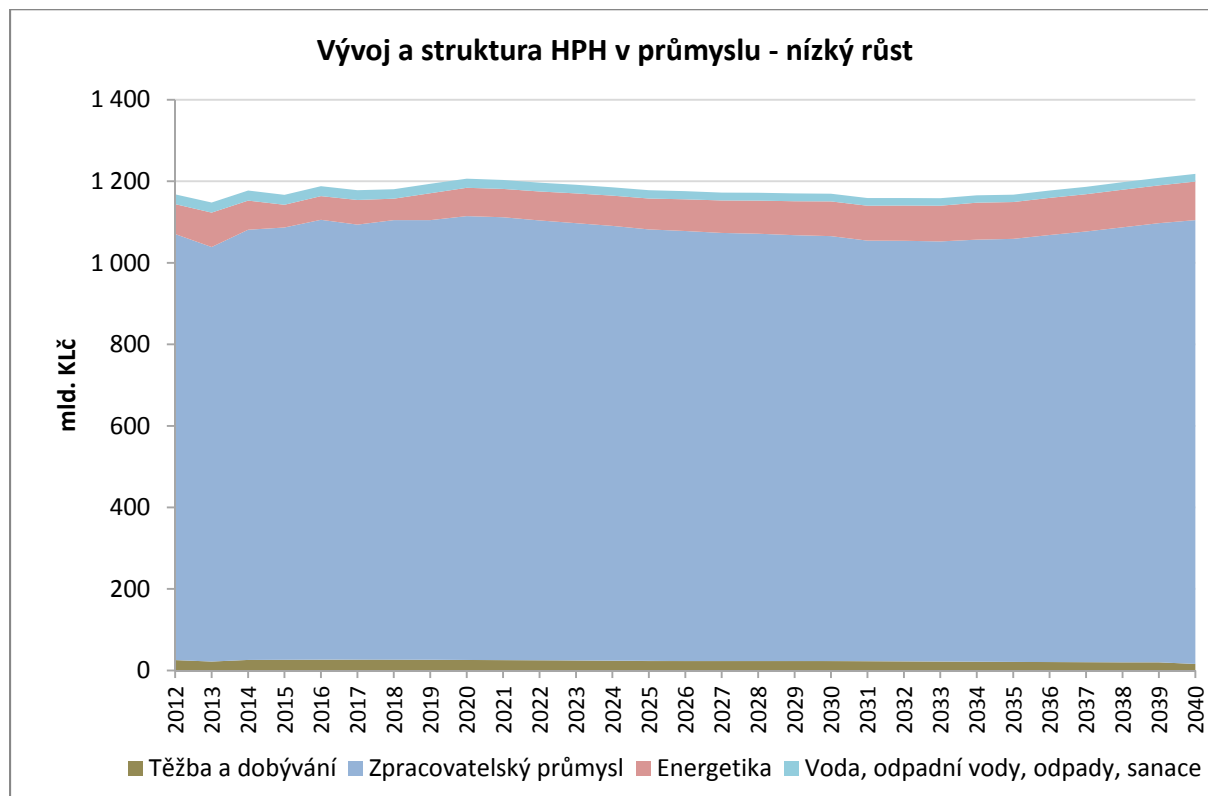
Zdroj: Expertní analýza MPO

Graf č. 280: Vývoj a struktura HPH v odvětvích ve SC roku 2005 – vysoký růst



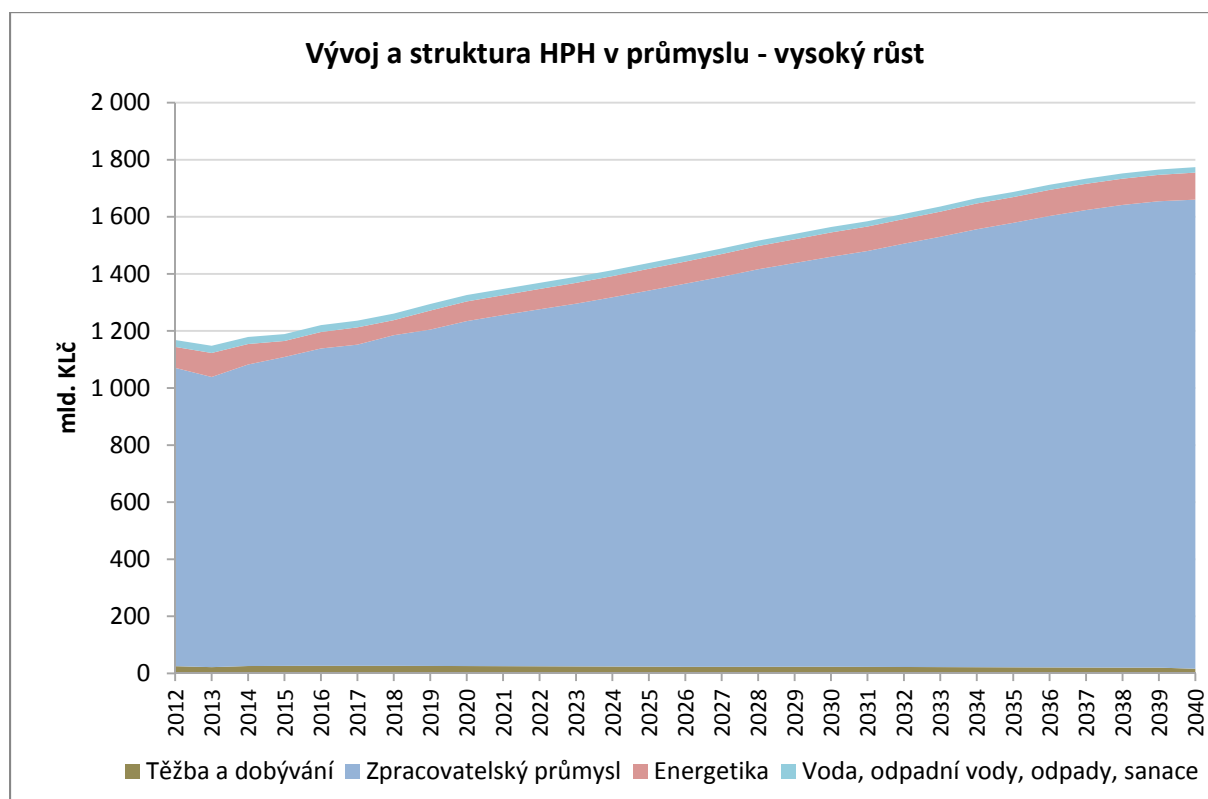
Zdroj: Expertní analýza MPO s využitím výhledu HDP MF

Graf č. 281: Vývoj a struktura HPH v průmyslu ve SC roku 2005 – nízký růst



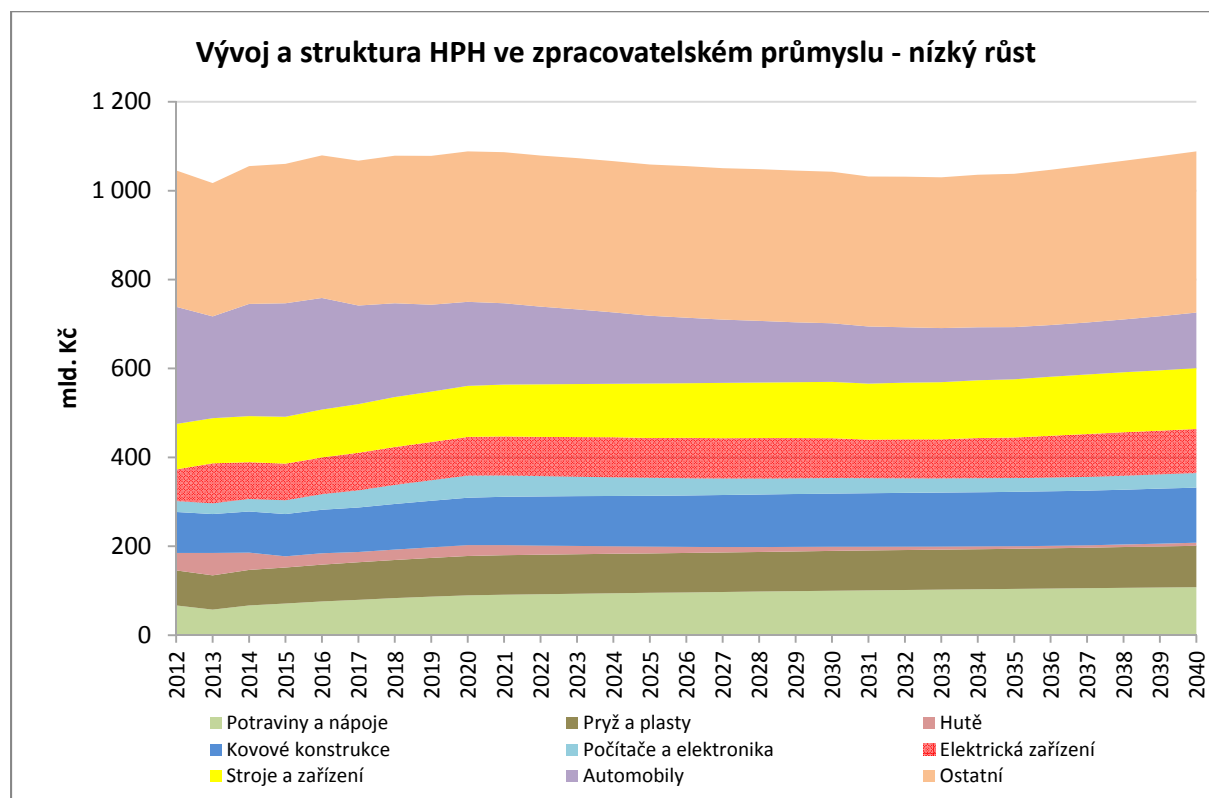
Zdroj: Expertní analýza MPO

Graf č. 282: Vývoj a struktura HPH v průmyslu ve SC roku 2005 – vysoký růst



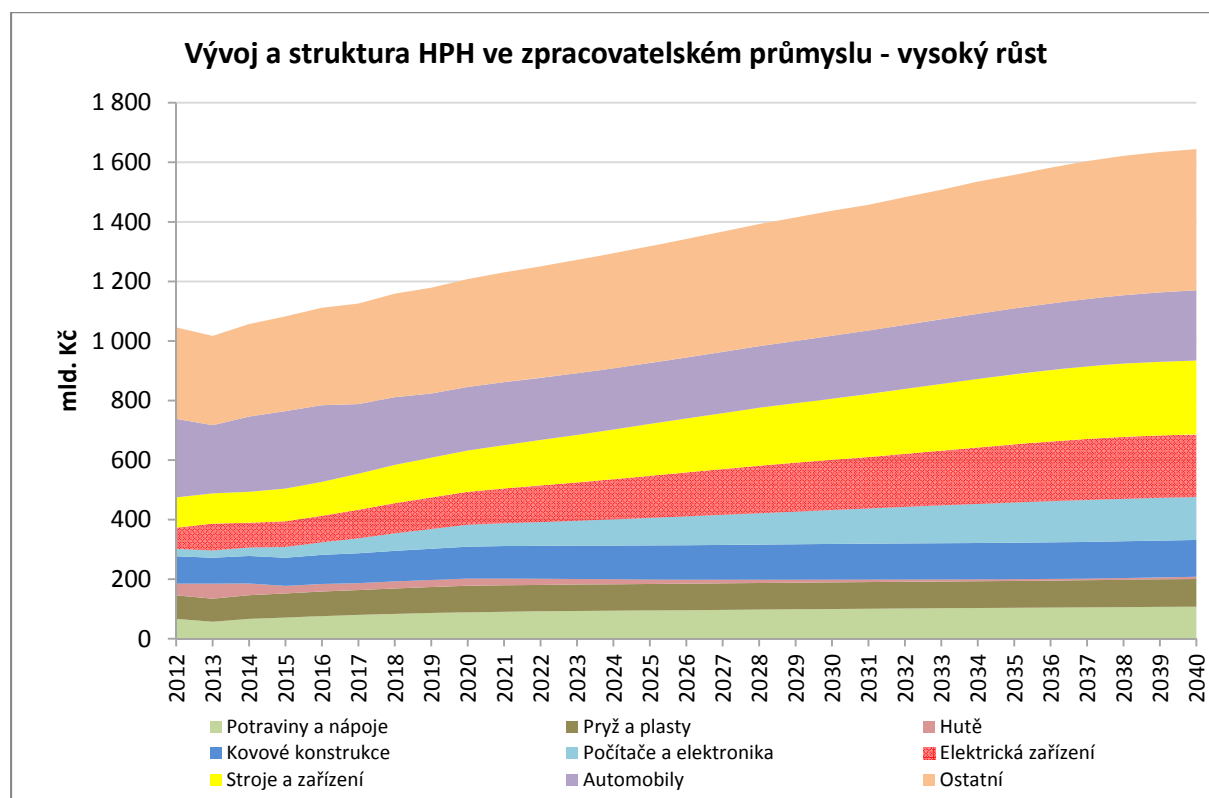
Zdroj: Expertní analýza MPO s využitím výhledu HDP MF

Graf č. 283: Vývoj a struktura HPH ve zpracovatelském průmyslu ve SC roku 2005 – nízký růst



Zdroj: Expertní analýza MPO

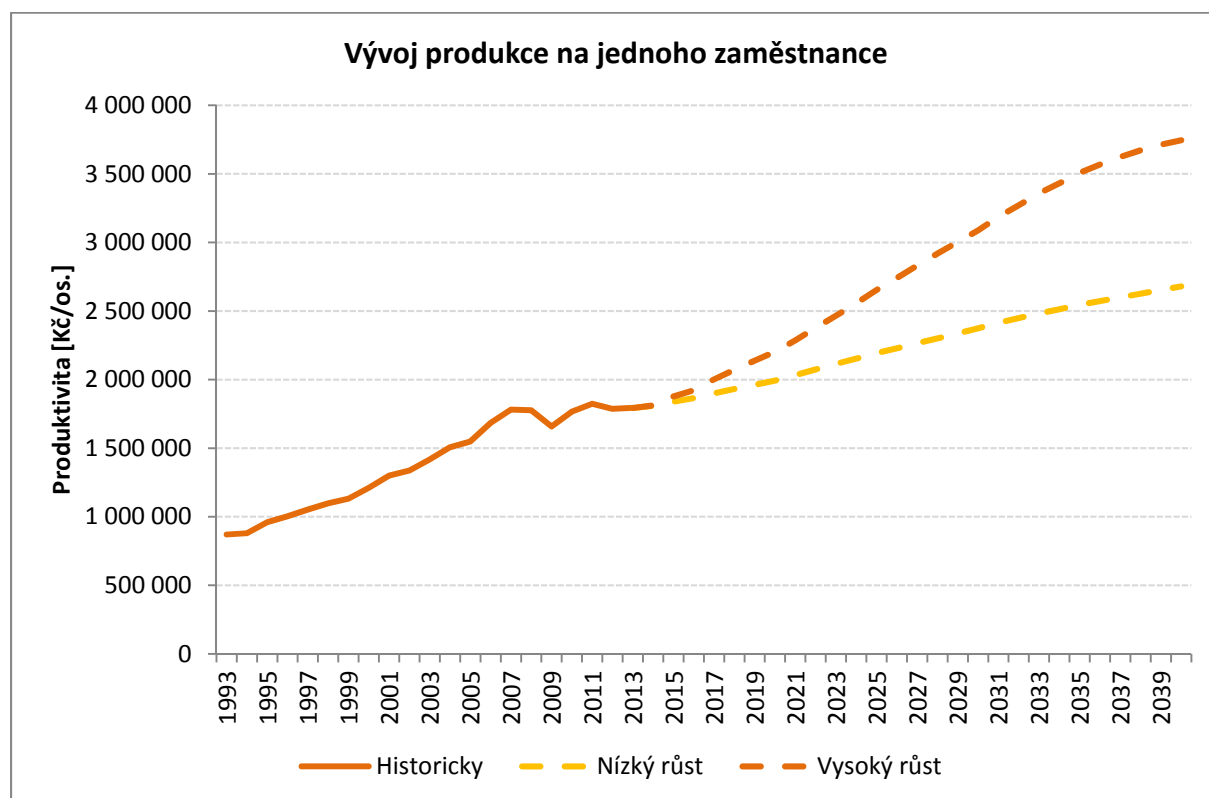
Graf č. 284: Vývoj a struktura HPH ve zpracovatelském průmyslu ve SC roku 2005 – vysoký růst



4.3 Predikce vývoje a struktury produkce

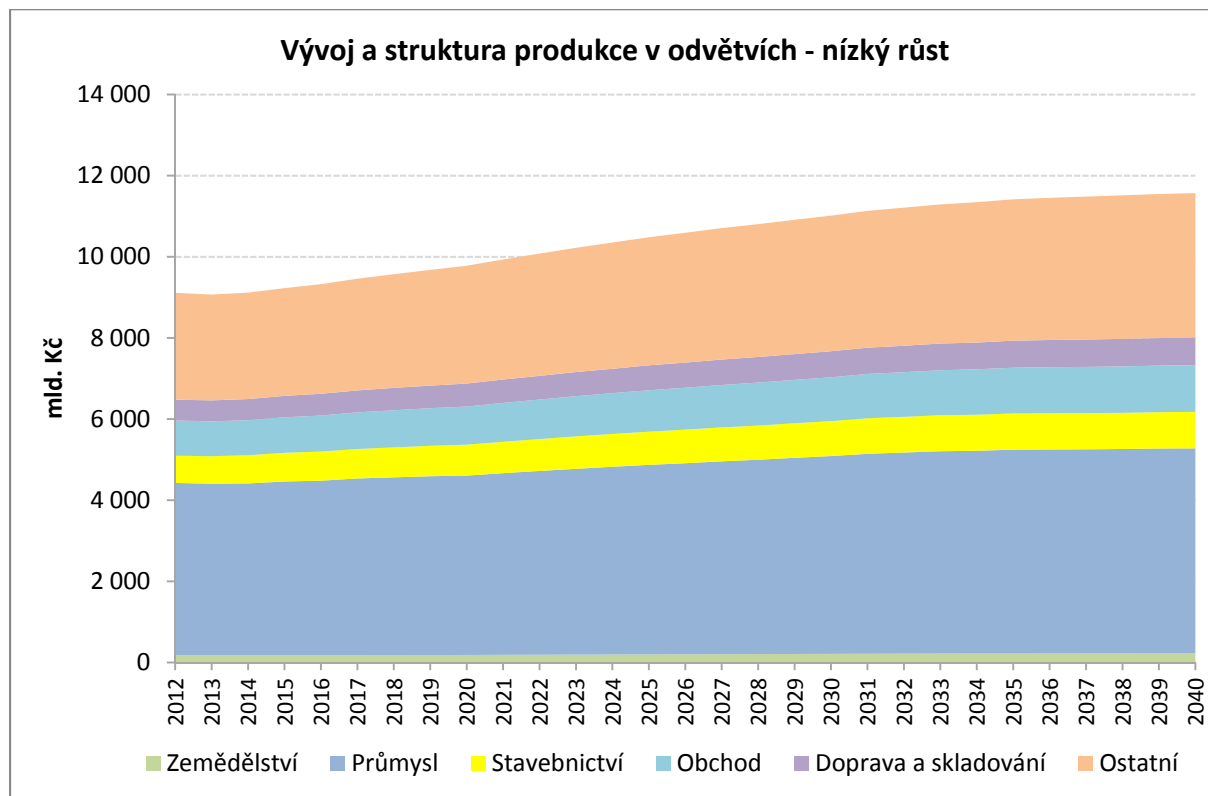
Více než velikost hrubé přidané hodnoty je však pro výpočet spotřeby elektřiny rozhodující hodnota produkce ve stálých cenách, protože je těsněji svázána s konkrétní výrobou. Oproti HPH ve stálých cenách totiž odpadá vliv transferu do zahraničí, který se právě u HPH významně projevuje. Graf č. 285 znázorňuje vývoj produkce ve stálých cenách na jednoho zaměstnance. Další grafy pak ukazují vývoj a strukturu produkce ve stálých cenách roku 2005 v rámci vybraných sektorů celé ekonomiky, jednotlivých průmyslových odvětví a nakonec i vybraných odvětví zpracovatelského průmyslu, a to vždy pro oba uvedené scénáře nízkého a vysokého růstu.

Graf č. 285: Vývoj produkce ve SC roku 2005 na jednoho zaměstnance



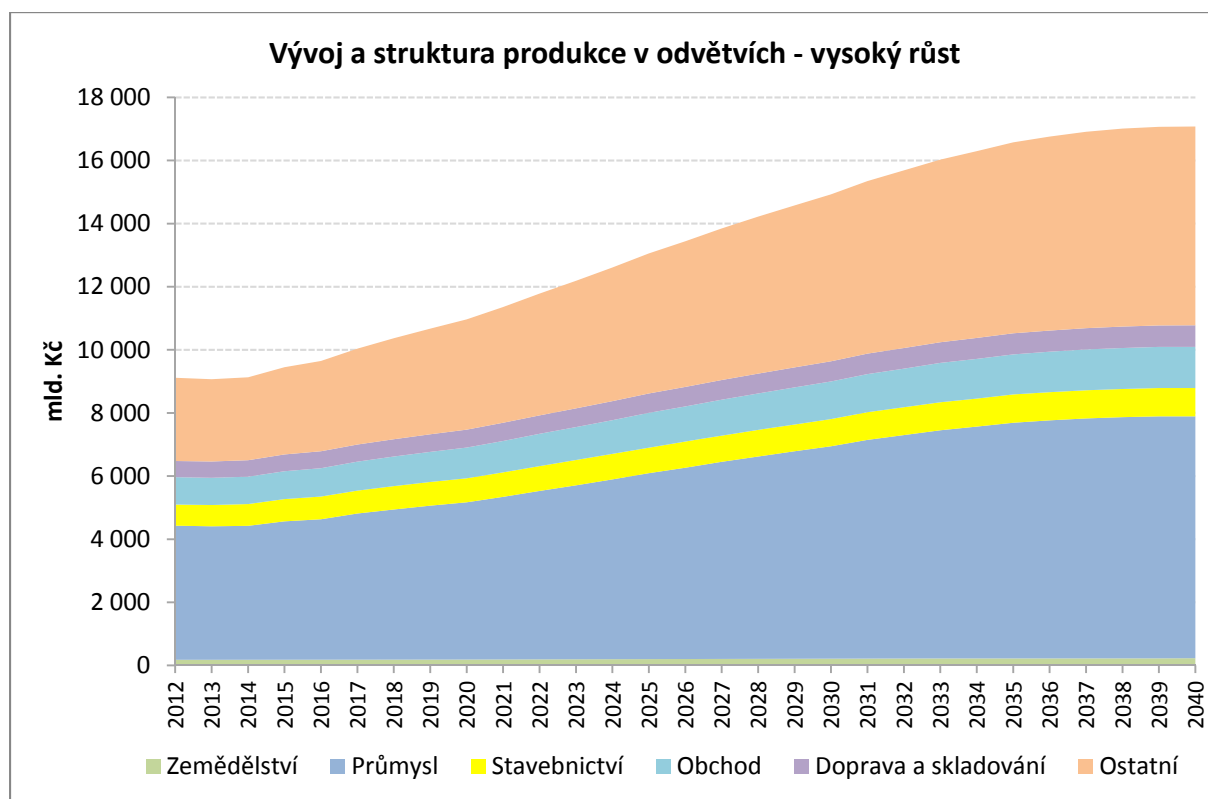
Zdroj: Expertní analýzy MPO a MF

Graf č. 286: Vývoj a struktura produkce v odvětvích ve SC roku 2005 – nízký růst



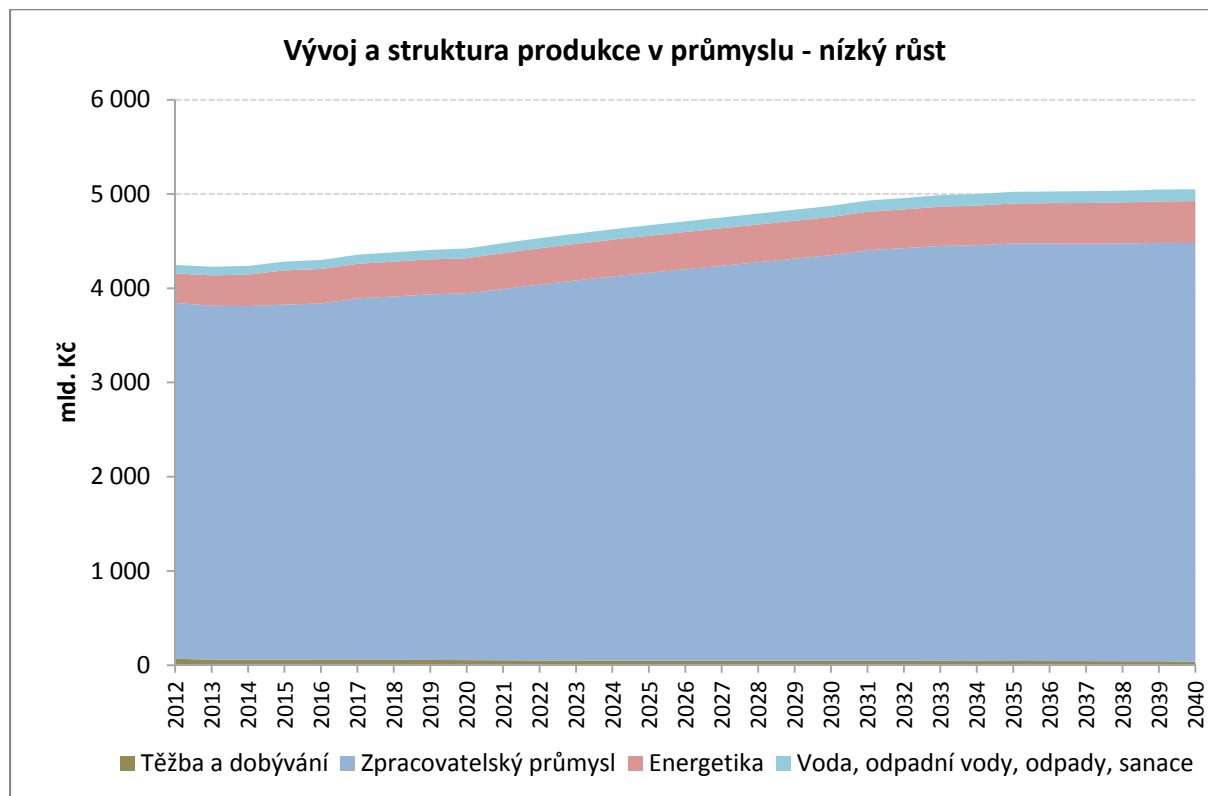
Zdroj: Expertní analýza MPO

Graf č. 287: Vývoj a struktura produkce v odvětvích ve SC roku 2005 – vysoký růst



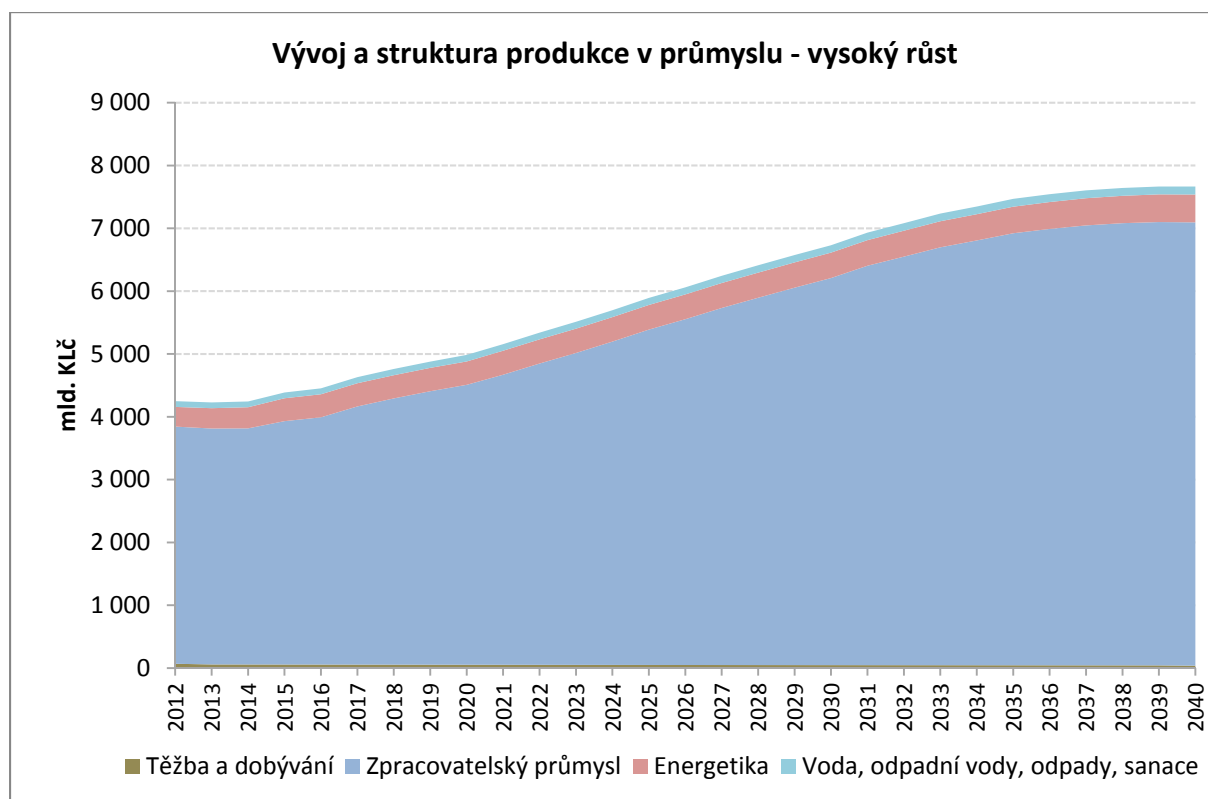
Zdroj: Expertní analýza MPO s využitím výhledu HDP MF

Graf č. 288: Vývoj a struktura produkce v průmyslu ve SC roku 2005 – nízký růst



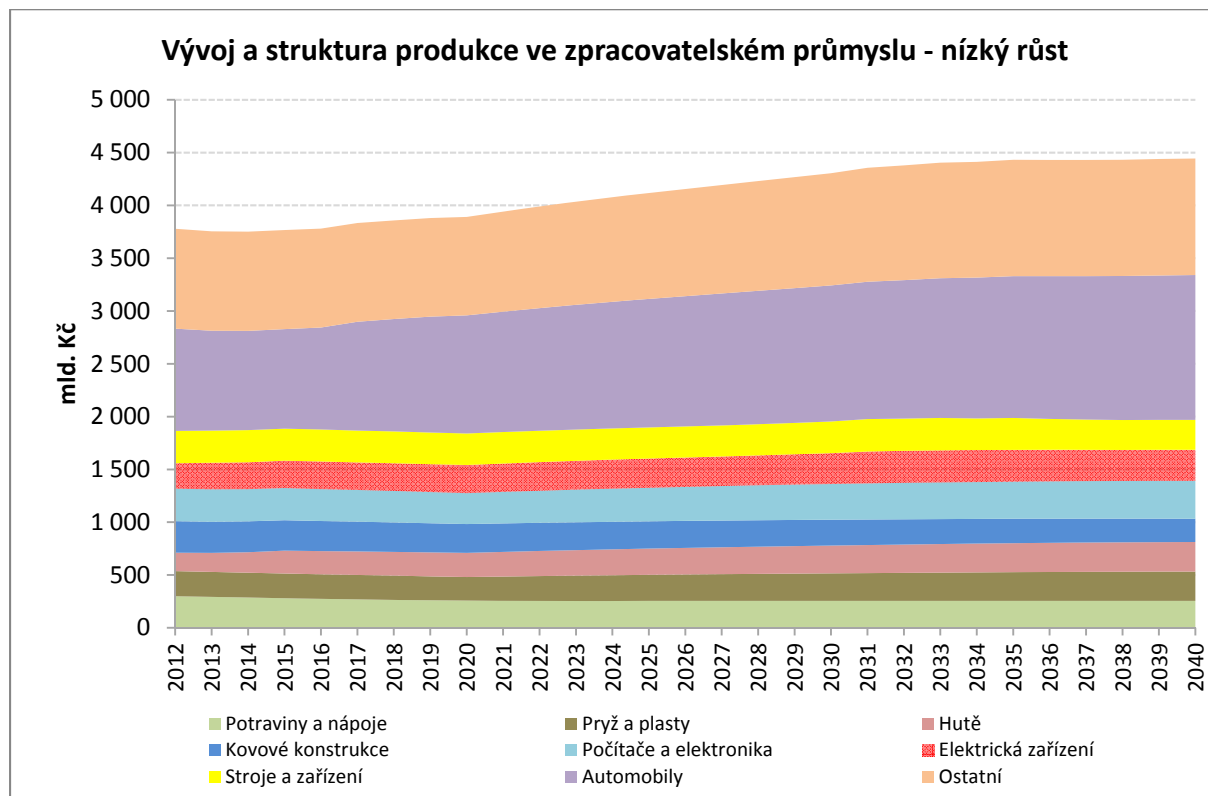
Zdroj: Expertní analýza MPO

Graf č. 289: Vývoj a struktura produkce v průmyslu ve SC roku 2005 – vysoký růst



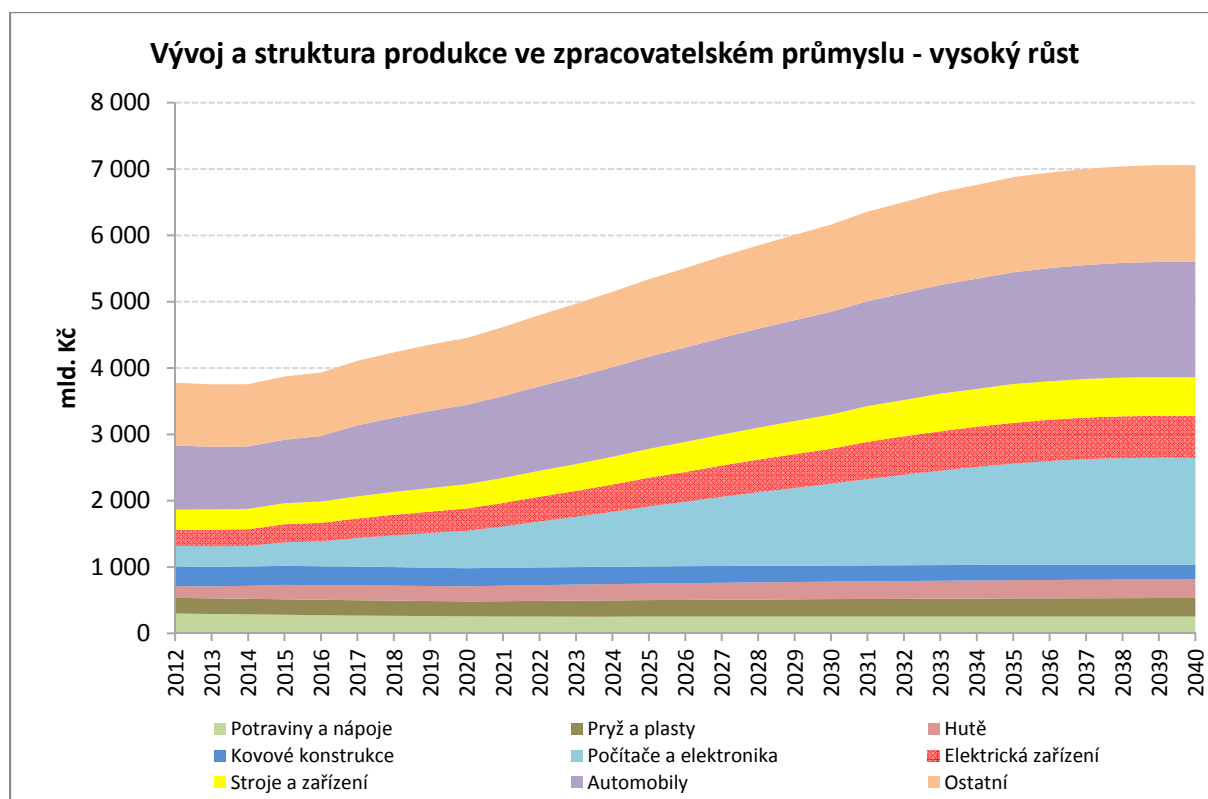
Zdroj: Expertní analýza MPO s využitím výhledu HDP MF

Graf č. 290: Vývoj a struktura produkce ve zprac. průmyslu ve SC roku 2005 – nízký růst



Zdroj: Expertní analýza MPO

Graf č. 291: Vývoj a struktura produkce ve zprac. průmyslu ve SC roku 2005 – vysoký růst



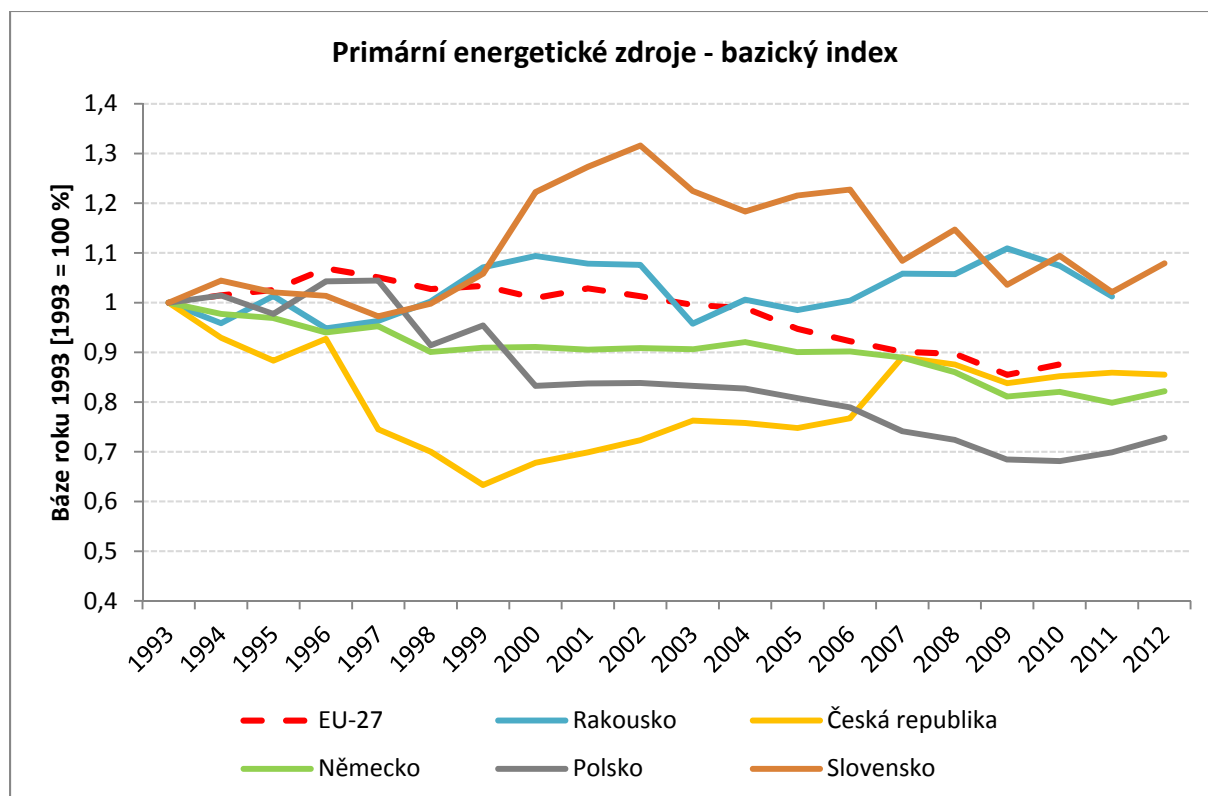
Zdroj: Expertní analýza MPO s využitím výhledu HDP MF

5 Nabídka a spotřeba energie

Následující kapitola analyzuje dostupnost primárních energetických zdrojů, především tuzemských, a z ní plynoucí potenciál výroby elektrické a tepelné energie pro uspokojení očekávané spotřeby.

5.1 Disponibilita PEZ a druhotných surovin

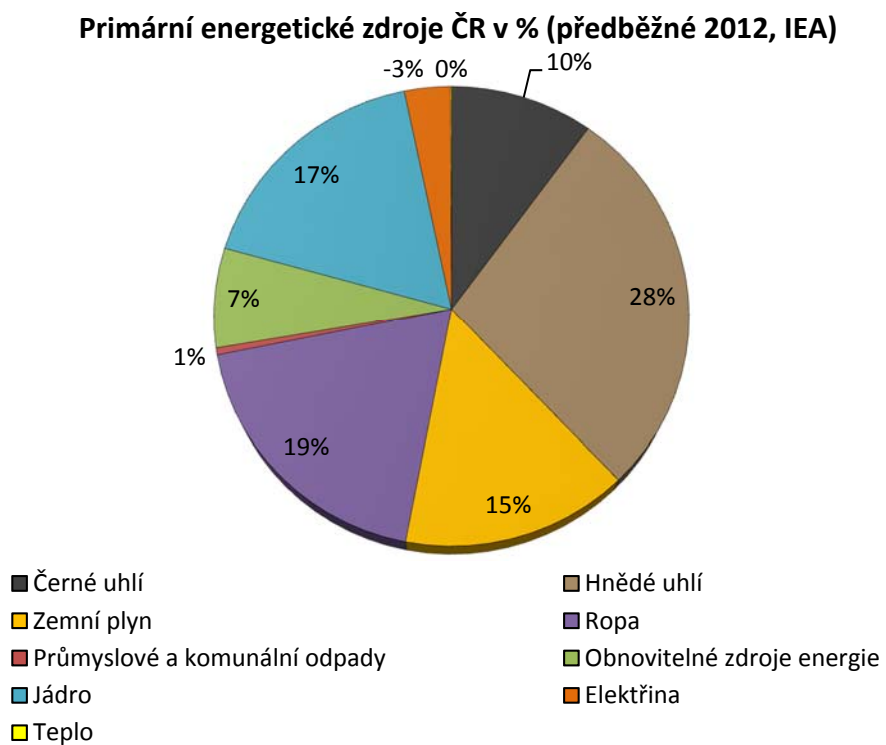
Graf č. 292: Primární energetické zdroje – bazický index



Zdroj: U. S. Energy Information Administration (EIA); International Energy Statistics

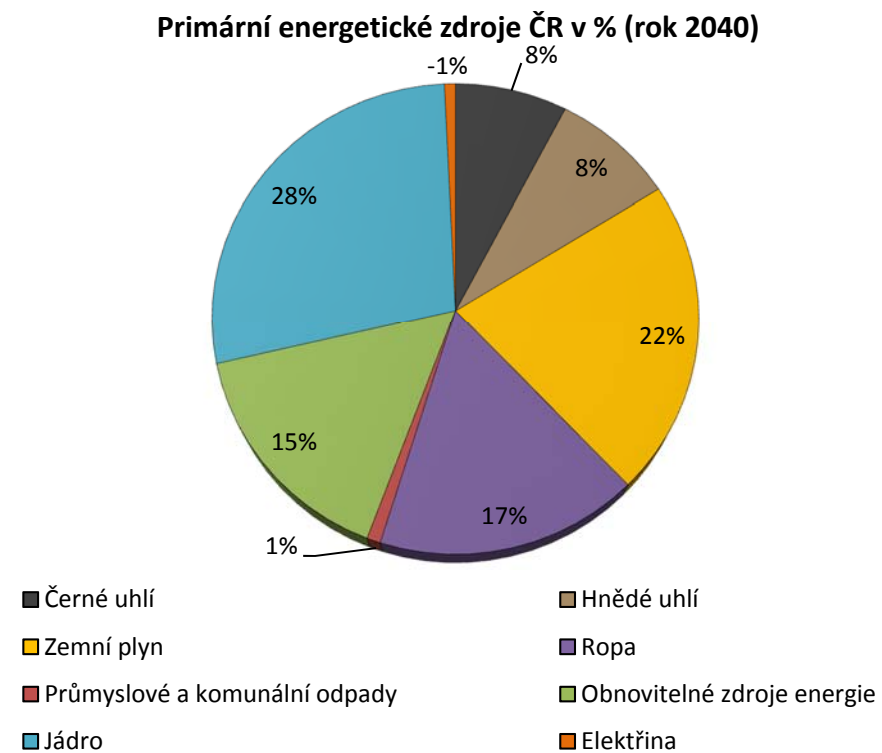
Graf č. 293 a Graf č. 294 ukazují předpokládanou změnu energetického mixu v ČR. Graf č. 293 uvádí strukturu primárních energetických zdrojů v roce 2012 podle metodiky Mezinárodní energetické agentury. Graf č. 294 pak uvádí předpokládaný palivový mix v roce 2040 v souladu s optimalizovaným scénářem dokumentu ASEK. Ze srovnání je patrné, že podle předpokladů bude ubývat uhlí a obecně tuhá paliva na úkor zemního plynu, obnovitelných zdrojů a energie získané z jaderného paliva.

Graf č. 293: Primární energetické zdroje ČR v % (předběžné 2012, IEA)



Zdroj: Bilance IEA (předběžná 2012)

Graf č. 294: Primární energetické zdroje ČR v % (výhled ASEK do roku 2040)



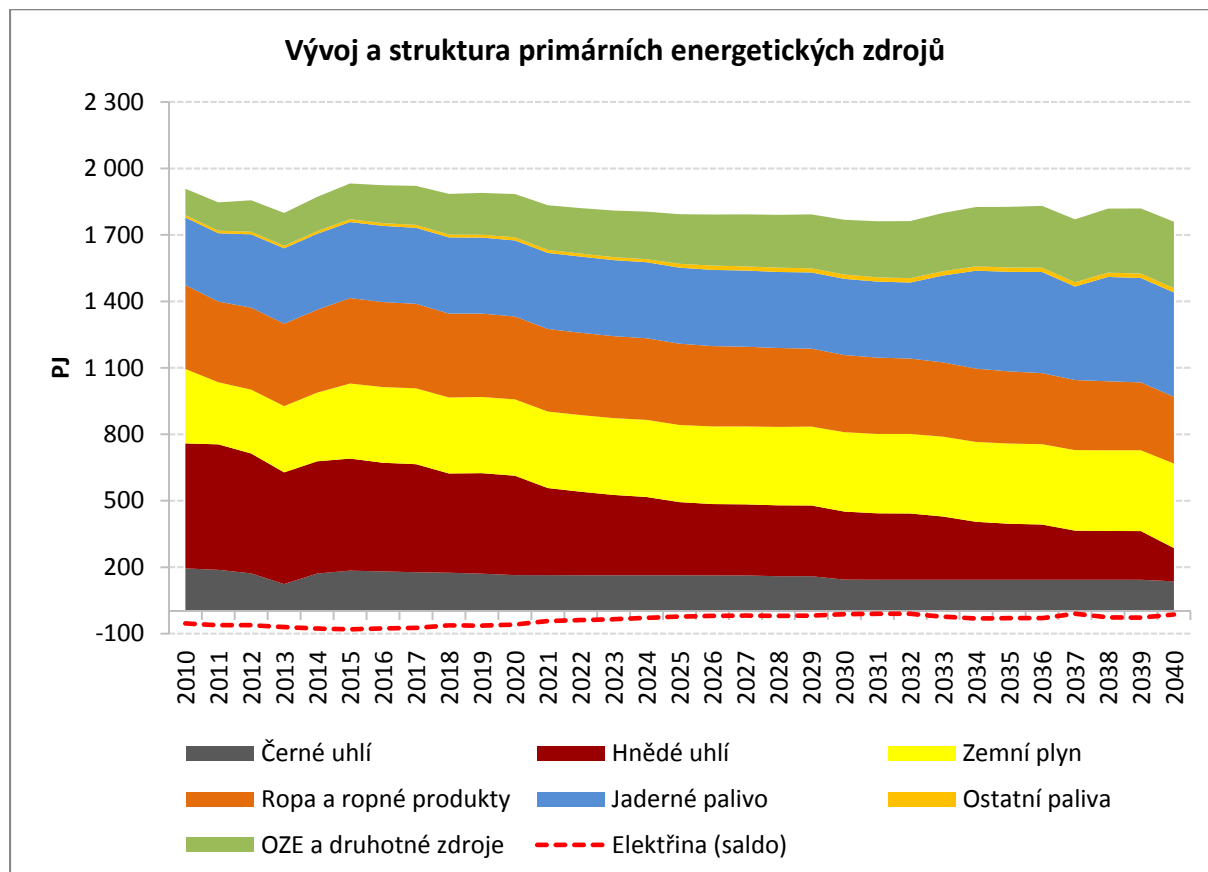
Zdroj: Expertní analýza MPO

Nejvýznamnější podíl na primárních energetických zdrojích v kontextu České republiky má historicky **hnědé uhlí**, které aktuálně tvoří kolem 28 % (2012, *balance IEA*) celkových primárních energetických zdrojů a podílí se na objemu hrubé výroby elektřiny z téměř 45 %. V současné době jde tedy neoddiskutovatelně o rozhodující primární zdroj energie, a to jak v rámci sektoru elektroenergetiky, tak zejména v kontextu tzv. velkého teplárenství. Ložiska hnědého uhlí se na území ČR nacházejí v severních Čechách, v lokalitách Severočeské hnědouhelné pánve a Sokolovské pánve. Hnědé uhlí se těží v povrchových lomech s pomocí rypadel. Jedinou výjimkou je pak hlubinný důl Centrum¹⁹, který vlastní firma Důl Kohinoor a.s. v likvidaci, jejímž majoritním akcionářem je společnost Severní energetická, a.s.

Budoucí disponibilita energetického hnědého uhlí je potom primárně dána poklesem ročních objemů těžby souvisejícími se zmenšujícími se vytěžitelnými (bilančními) zásobami (které tvoří jen relativně malou část tzv. geologických zásob) a obecně klesající kvalitou vytěženého uhlí, která se (ve výsledném celkovém mixu) projevuje především relativně nižší výhřevností. V souvislosti s hnědým uhlím též existuje pouze omezená zaměnitelnost daného paliva v rámci tuzemských elektráren a tepláren. V případě tuzemských tepláren je (při použití stávajících technologií spalování) kupříkladu jen velmi obtížně využitelné nízko-výhřevné uhlí z lomů Vršany, lomu DNT (Libouš) a případně dovozového německého uhlí, aktuálně především z lomu Mibrag. Většina velkých zdrojů v ČR je pak umístěna v blízkosti paty daného lomu tak, aby byly minimalizovány dopravní náklady. V návaznosti na to je také ve většině případů provoz technicky optimalizovaný na dodávky uhlí z konkrétního lomu. Specifikem českého hnědého uhlí je pak značná rozdílnost ve výhřevnosti uhlí z jednotlivých lomů, a to od hodnot nižších než 10 GJ/t (kupříkladu lom Vršany a lom Libouš) až po téměř 18 GJ/t (lom ČSA). Větší flexibilita zdrojů s ohledem na kvalitu vstupního paliva je dána především úpravami některých stávajících (nebo výstavbami nových) spalovacích kotlů na technologii fluidního spalování, která umožňuje spalování méně kvalitního uhlí (s menší výhřevností a větším podílem popela, případně obsahem síry) a případně vyšší míru spoluspalování biomasy, nebo spalování energetického černého uhlí.

¹⁹ Na hlubinném dole Centrum se aktuálně předpokládá těžba na úrovni asi 360 tis. tun ročně cca do roku 2016.

Graf č. 295: Vývoj a struktura primárních energetických zdrojů



Zdroj: Expertní analýza MPO

Pokles podílu hnědého uhlí na palivovém mixu ČR souvisí i s poměrně vysokým stářím hnědouhelné zdrojové základny (viz Graf č. 303 a Graf č. 304), kdy většina provozů čelí vysokým nárokům na čistotu provozu a povinnému přechodu na technologie na úrovni BAT (vycházející zejména ze směrnice 2008/1/ES o IPPC), což je nutná podmínka k dalšímu provozu zdroje. I přes modernizaci provedenou především v 90. letech je většina českých systémových elektráren s jednotkovými výkony 100/110 MW, později pak 200/210 MW a 500 MW na hranici své životnosti. Rozhodnutí o investici do obnovy technologie v souladu s referenčním dokumentem BREF, nebo případně rozhodnutí o výstavbě zcela nového hnědouhelného zdroje je problematické, protože dostupnost uhlí na 40 let (průměrná životnost hnědouhelné elektrárny) je v současné době prakticky vyloučena. Graf č. 296 pak ukazuje snižující se význam hnědého uhlí v palivovém mixu, daný postupným vyuhlováním těžených tuzemských lomů a platností územně-ekologických limitů těžby. V případně zachování platnosti územních těžebních limitů povede postupné snižování tuzemských zásob neoddiskutovatelně k významné nutnosti řešit otázku budoucí dostupnosti uhlí. Za zlomový je možné označit již rok 2013, kdy bylo již možné pozorovat snížení celkové těžby související s ukončenou těžbou na lomu Jan Šverma, a dále pak zejména omezení těžby na lomu ČSA z důvodu postupného přiblížení se k územně ekologickým limitům²⁰ (dále ÚEL).

²⁰ S ohledem na zachování stávajících objemů těžby se těžební společnost snaží najít, uvolnit a připravit zásoby uhlí nad jejich dosud prezentovaný stav; v této souvislosti se uvažuje i možnost využití dobývací metody chodbicování za použití razících kombajnů z dolu Centrum v bočních svazích lomu, která však musí být schválena Báňským úřadem.

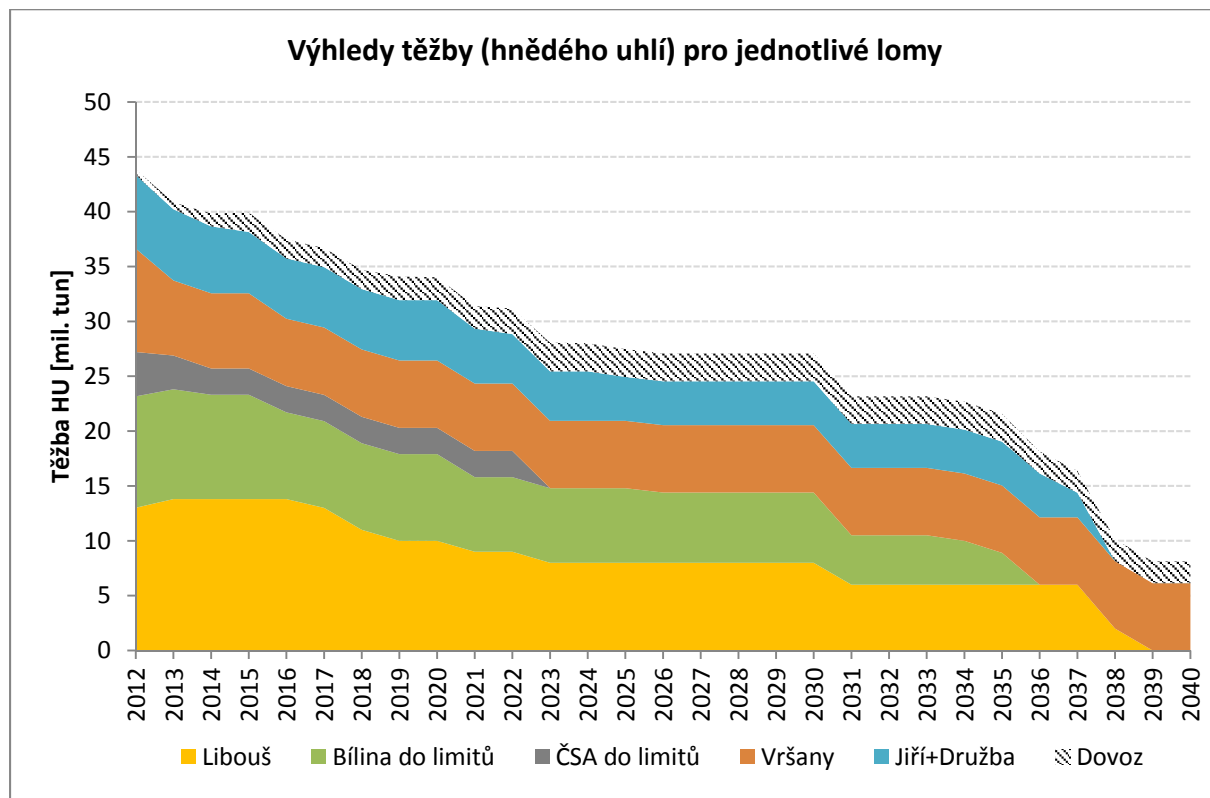
Oproti roku 2012 došlo také k patrnému snížení těžby na lomu Vršany. Další významnější milník lze očekávat v roce 2017, spojený především s významnějším omezením těžby společnosti Severočeské doly, a.s., zejména tedy na lomu Libouš (Doly Nástup Tušimice). V případě zachování ÚEL ve stávající podobě pak bude po roce 2020 postupně ukončována těžba na lomu ČSA (s úplným ukončením přibližně kolem roku 2023 v závislosti na reálném přepočtu zásob), který zásobuje množství lokálních tepláren s velmi omezenou substitucí méně výhřevného a více sirnatého uhlí z lomu Vršany. Právě míchání palivové směsi tzv. „teplého uhlí“ s využitím kvalitního uhlí z lomu ČSA o výsledné výhřevnosti cca 13 – 14 MJ/kg je pro teplárny akceptovatelné bez nutnosti významných investic. Do roku 2023 pak klesne podle předpokladů těžba na lomu DNT (Libouš) téměř na polovinu roku 2013. Neméně výrazně se projeví útlum těžby společnosti SUAS, a.s., která plánuje omezení těžby na lomu Jiří se současným použitím uhlí především pro své potřeby, tedy pro provoz teplárny a PPC zdroje s roční spotřebou kolem 3,7 mil. tun. Na konci roku 2038 pak bude v České republice za předpokladu zachování ÚEL ve stávající podobě v provozu pouze jediný hnědouhelný lom, a to lom Vršany, na kterém by měly zásoby uhlí vydržet - v závislosti na reálné výši roční těžby - přibližně do horizontu let 2054-2059.

Co se týče dovozu a vývozu hnědého uhlí, v současné době probíhá export především do Polska, Maďarska a na Slovensko. Do budoucna je však možné očekávat postupné omezení celkového českého exportu hnědého uhlí na naprosté minimum. Na straně dovozu pak majetková propojení na lomy v Německu umožňují import části hnědého uhlí, které má však do značné míry odlišné parametry od uhlí tuzemského. Dovošní potenciál je však uvažován maximálně na úrovni 2,5 Mt ročně. Dovoz hnědého uhlí též ovlivňuje fakt, že pro toto palivo neexistuje likvidní institucionalizovaný trh na nadnárodní úrovni, který funguje kupříkladu v případě černého uhlí. Cena hnědého uhlí je tedy významně určena majetkovými vztahy a dlouhodobými kontrakty, což platí i v případě nákupu uhlí ze zahraničí.

V tomto kontextu je též nutné uvést, že kromě uvedených těžných lokalit disponuje ČR i netěžnými, tzv. rezervními lokalitami hnědého uhlí s celkovými zásobami na úrovni cca 450 mil. tun hnědého uhlí.

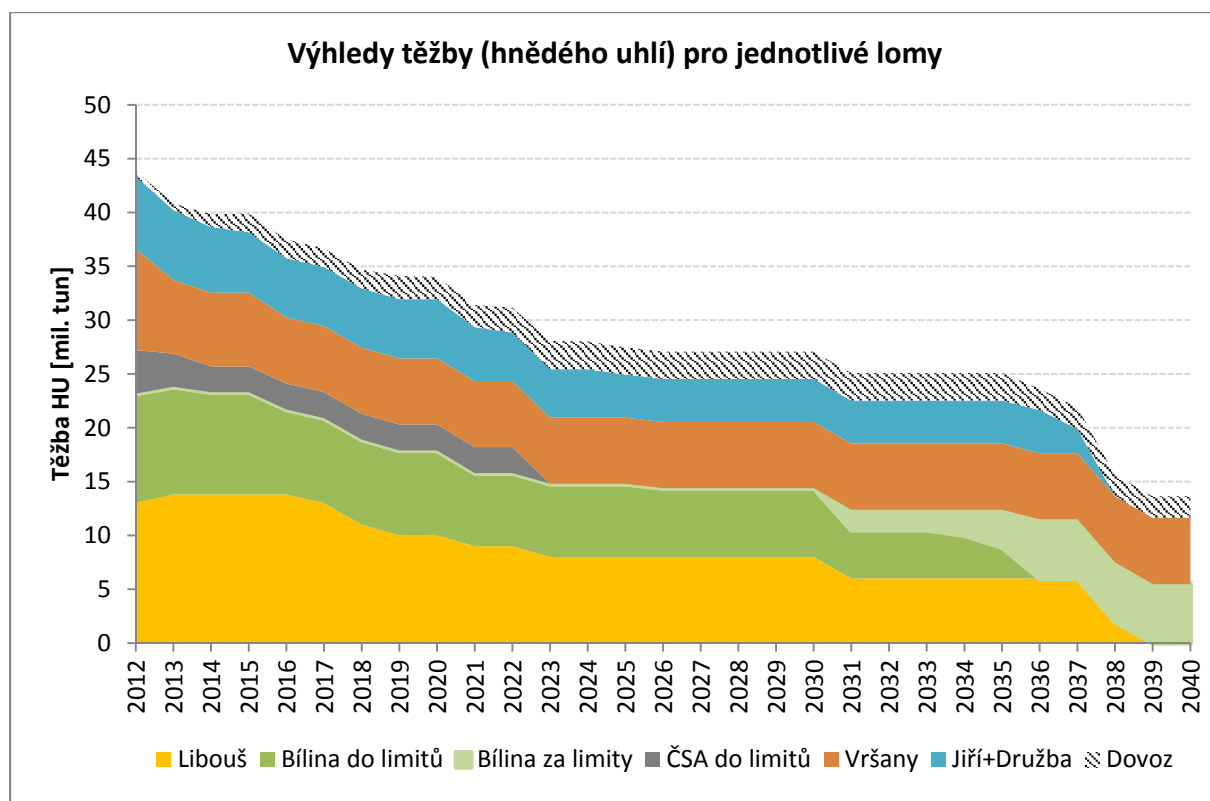
Graf č. 296; Graf č. 297 a Graf č. 298 uvádějí předpokládanou výši těžby hnědého uhlí na jednotlivých lomech pro různé varianty zachování, nebo prolomení ÚEL. I přes to, že dokument ASEK explicitně nepředjímá zachování, či prolomení ÚEL a v rámci koridorového vyjádření zohledňuje obě dvě (respektive všechny tři) varianty, optimalizovaný scénář ASEK předpokládá pokračování těžby na lomu Bílina za horizont roku 2040 (viz Graf č. 297).

Graf č. 296: *Výhled těžby (hnědého uhlí) pro jednotlivé lomy (bez prolomení ÚEL)*



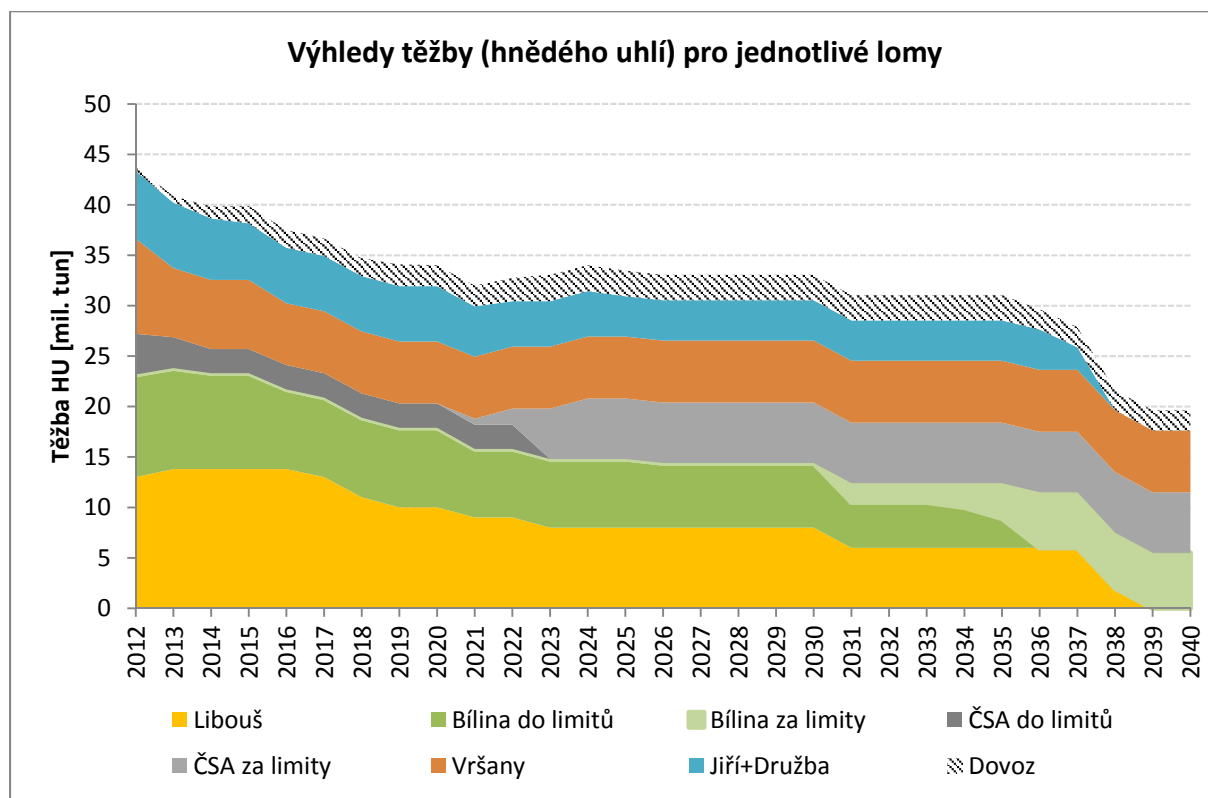
Zdroj: Expertní analýza MPO

Graf č. 297: *Výhled těžby (hnědého uhlí) pro jednotlivé lomy (prolomení ÚEL na lomu Bílina)*



Zdroj: Expertní analýza MPO

Graf č. 298: Výhled těžby (hnědého uhlí) pro jednotlivé lomy (prolomení ÚEL na Bílině i ČSA)



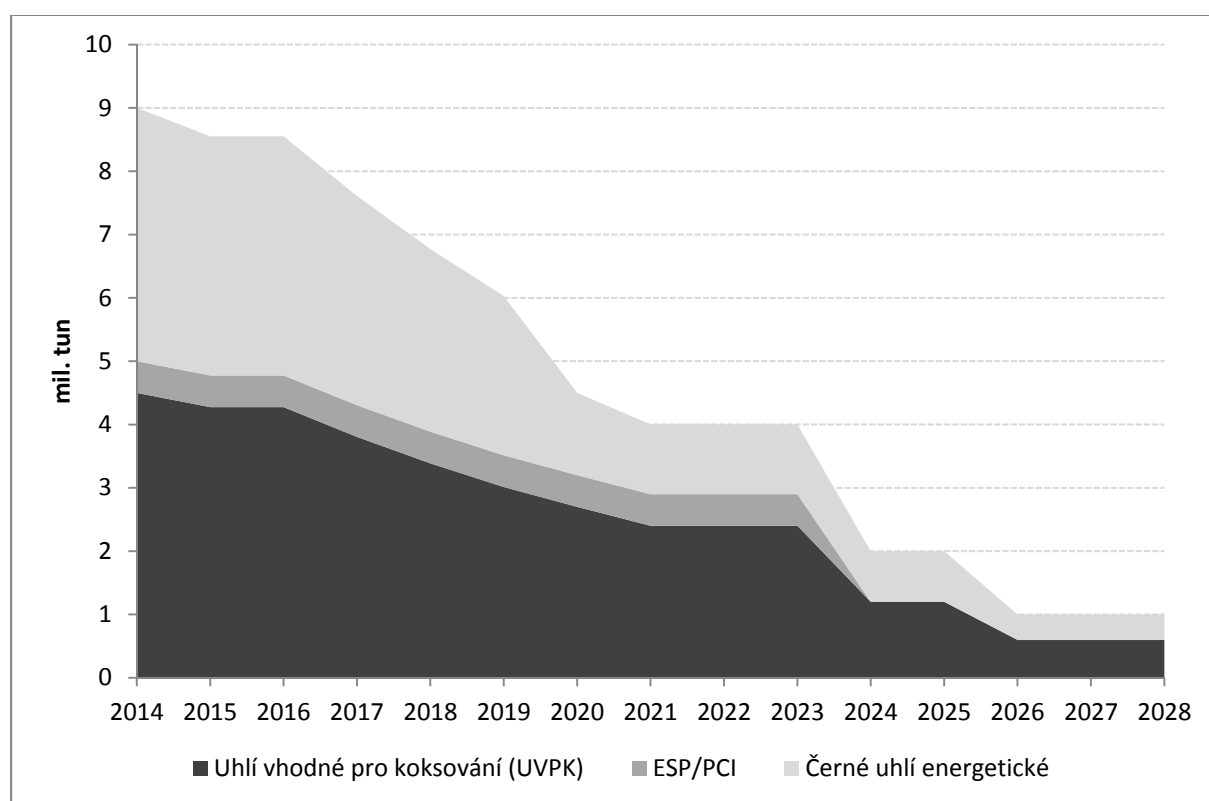
Zdroj: Expertní analýza MPO

Česká republika dále disponuje relativně velkými celkovými (geologickými) zásobami **černého uhlí** (dále ČU), které dosahují řádu mnoha miliard tun. Avšak zdaleka ne všechna ložiska a jejich zásoby jsou reálně (především ekonomicky) využitelná a aktuálně probíhá těžba jen na jejich malé části (tj. Karvinská část Ostravsko karvinského revíru a důl Paskov na jihu). Produkce energetického černého uhlí se dlouhodobě pohybuje na úrovni 5 až 6 milionů tun ročně. V řádově stejném objemu je produkováno uhlí vhodné pro koksování (tzv. UVPK).

Disponibilita ČU pro tuzemské zdroje je stejně jako v případě hnědého uhlí dána především budoucí úrovní těžby, ale samozřejmě také mírou dovozu a vývozu z a do okolních států. Ze strany společnosti OKD, a.s., aktuálně jediného producenta černého uhlí na území ČR, pak došlo v průběhu roku 2013 a 2014 k poměrně podstatným strategickým rozhodnutím ve věci plánované těžby a jejího útlumu, a to především v důsledku aktuální relativně nízké tržní ceny černého uhlí, která ovlivňuje ekonomickou efektivitu těžby černého uhlí v Moravskoslezském kraji. Dne 22. ledna 2014 společnost OKD, a.s., zveřejnila revizi svých nerostných zdrojů a vytěžitelných zásob. Následně došlo s ohledem na revidovaný Plán životnosti dolů k předběžnému přecenění českých aktiv (k 31. prosinci 2013) v držení společnosti OKD, a.s., firmou *John T. Boyd Company*, a to na hodnotu 64 milionů tun prodejních zásob kategorie JORC (ověřené a pravděpodobné zásoby). To znamená 65% pokles oproti stavu prodejních zásob kategorie JORC k 31. prosinci 2012, které byly odhadnuty na 184 milionů tun. Tento pokles zásadně souvisí se snížením dlouhodobé ceny, kterou společnost OKD ohodnocuje své koksovateľné a energetické uhlí, a to řádově na úroveň 108 EUR, resp. 57 EUR za tunu. V kontextu této revize OKD, a.s., aktualizovala svůj Plán životnosti dolů. Ten již nepočítá s dlouhodobým provozem Dolu Paskov a nepočítá s podstatnou částí projektu rozšíření Dolu Karviná. Revidovaný Plán životnosti dolů dále předpokládá postupný útlum roční těžby v průběhu příštích deseti let z produkčního cíle pro rok 2014 na úrovni 9–9,5 milionu tun ke zhruba 4 milionům tun v roce 2021.

Za předpokladu trvání stávajících dlouhodobých cen černého uhlí by těžba po roce 2023 podle očekávání společnosti OKD, a.s., neměla přesahovat 2 miliony tun ročně (s jistou reálnou možností celkového ukončení těžby). Významný růst cen černého uhlí, který by zaručil vyšší rentabilitu aktiv společnosti OKD, a s., a přispěl k přehodnocení a opětovnému navýšení těžby na území ČR, není aktuálně moc pravděpodobné předpokládat, zejména kvůli zlevnění hlavních substitutů, v tomto kontextu především zemního plynu na území Spojených států. Graf č. 299 zobrazuje poslední dostupné výhledy těžby černého uhlí v rozdělení na jednotlivé druhy. Je patrné, že podle vlastních výhledů společnosti OKD, a.s., by mělo do roku 2028 postupně dojít k výraznému omezení těžby černého uhlí na území ČR v porovnání se stávajícím stavem.

Graf č. 299: Odhady těžby černého uhlí společností OKD, a.s.²¹



Zdroj: OKD - Capital Restructuring Proposal (červen 2014)

Aktuálně pak panuje velká míra nejistoty, ze kterých aktuálně otevřených dolů s výjimkou Dolu Paskov bude vlastně prognózovaná těžba pokryta. V tomto ohledu se jedná o strategické rozhodnutí společnosti OKD, které bude záviset především na dalším vývoji tržních podmínek. Na Karvinsku pak jde v geologickém resp. genetickém smyslu o jediné (velké) ložisko, které bude „dotěžováno“ jedinou těžební firmou z několika těžebních míst – těžební lokality budou tedy pravděpodobně voleny operativně podle aktuálního nejenom tržního vývoje.

²¹ ESP – energetická směs praná – tj. produkt úpraven uhlí používaný ve velkých energetických zařízeních, cementárnách, resp. ve vysokopecních tzv. PCI (*pulvarized coal injection*) provozech.

Dokument ASEK pak předpokládá, že bude docházet v první řadě k útlumu produkce energetického černého uhlí ve prospěch kvalitnějšího koksovatelného uhlí, a to řádově na cílový poměr 40:60 – s převahou koksovatelného uhlí (viz Graf č. 299)²². Tento předpoklad je konzistentní s vyšší tržní cenou koksovatelného uhlí a potažmo vyšší prodejní marží, (s výjimkou Dolu Paskov, v rámci kterého je těžba z důvodu daných těžebních specifik relativně nákladná), a také záměru mateřského koncernu OKD, a.s., společnosti NWR, a.s., být významným evropským hráčem v těžbě a prodeji koksovatelného uhlí.

S ohledem na pokles tuzemské těžby energetického černého uhlí bude však nutné pokrýt nároky největší tuzemské černouhelné elektrárny Dětmarovice (ČEZ, a.s.), která již aktuálně dováží část uhlí pro svůj provoz ze zahraničí (konkrétně z Polska) a u které vlastník, společnost ČEZ, a.s., avizuje záměr dlouhodobého provozu. Obdobně do budoucna vznikne potřeba zabezpečit palivo pro černouhelné teplárny situované především na území Moravskoslezského kraje, které z velké většiny provozuje společnost Dalkia Česká republika. Tento „výpadek“ tuzemské produkce energetického (a v jisté míře i koksovatelného uhlí) bude muset být pokryt importem z Polska.

Dovozy černého uhlí se tedy budou v souladu s předpoklady postupně zvyšovat v závislosti na útlumu produkce společnosti OKD, a.s. a postupně budou v návaznosti na to omezovány vývozy energetického i koksovatelného uhlí do zahraničí s postupným útlumem exportu energetického uhlí na nulu po roce 2025. Po roce 2016 (2018) se tedy ČR podle předpokladů stane čistým dovozcem černého energetického uhlí (respektive uhlí koksovatelného). Nejvyšší míry dovozu černého uhlí (přes 6,3 milionů tun – cca 4,3 milionů tun čistého dovozu) by měla ČR dosáhnout v letech 2020-2030 s následným poklesem v důsledku dožívání zdrojové základny černého uhlí na úroveň 4 milionů tun (4 milionů tun čistého dovozu – v roce 2040 již nejsou uvažovány žádné vývozy černého uhlí do zahraničí) dovozu v roce 2040.

Rostoucí význam budou mít z pohledu primárních zdrojů energie **zdroje obnovitelné**, jejichž podíl na PEZ se bude podle předpokladů nadále zvyšovat. Tento nárůst lze přičíst zejména zvýšenému využití **biomasy**, jakožto jediného, ve větší míře dostupného neintermitentního obnovitelného zdroje, v účinných kogeneračních jednotkách při spalování spolu s ostatními tuhými palivy. Podle předpokladů by mělo dojít až ke zdvojnásobení využití biomasy ve spalovacích procesech oproti roku 2010, až na hodnotu kolem 160 PJ v roce 2040. Toto zvýšení je podmíněno vyšší produkcí biomasy směřované do sektoru energetiky do roku 2040 na úrovni cca. 8 mil. tun. Disponibilita biomasy je pak určena především potenciálem využitelné půdy při zachování 100% potravinové bezpečnosti ČR a rozšířením tzv. rychle rostoucích dřevin. Do roku 2020 je pak produkce biomasy a její spotřeba uvažována v souladu s Národním akčním plánem pro biomasu.

Další rozvoj je předpokládán také v oblasti **fotovoltaických elektráren (FVE)**, který je určován a omezován především prostorovými nároky, přičemž další instalace fotovoltaických článků je předpokládána pouze na střeších a tzv. *brownfieldech*, to znamená ne na úkor orné půdy. Zvýšení podílu FVE na PEZ je dáno zejména očekávaným zvýšením účinnosti fotovoltaických panelů spojených s jejich modernizací. Výměnu stávajících panelů lze ve významné míře očekávat v období let 2025 až 2030, kdy vyprší životnost velké většiny panelů instalovaných v letech 2009 až 2013. Instalace fotovoltaických panelů soukromými investory je také významně determinována mírou návratnosti investice. Klesající cena technologie by měla vést k ekonomické soběstačnosti zdrojů bez nutnosti dalších dotací.

²² Aktuálně OKD, a.s. těží řádově srovnatelné množství energetického a koksovatelného uhlí.

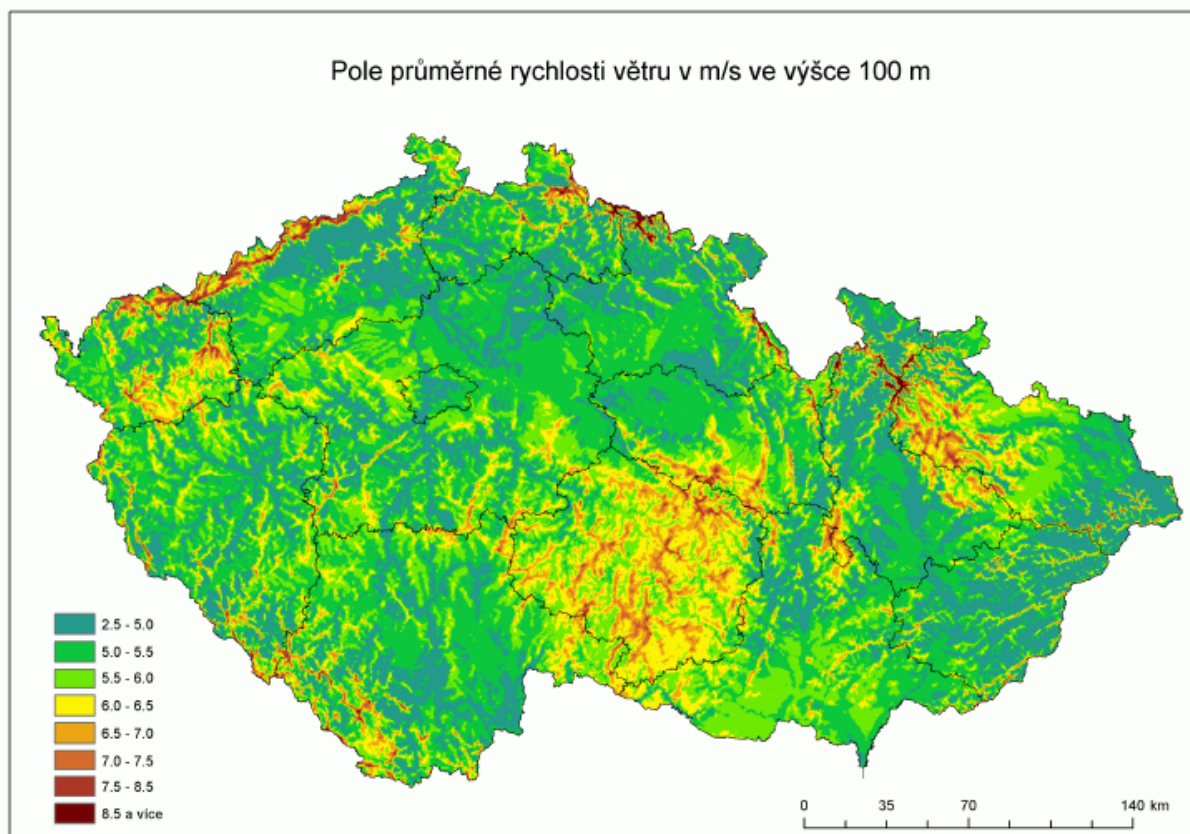
Výnosnost projektů však do velké míry ovlivňuje cena silové elektřiny, která by podle provedených analýz a na základě níže uvedených předpokladů neměla v horizontu do roku 2040 významněji klesat, i když není možné vyloučit její krátkodobé výkyvy.

Jednou z alternativ ke snižujícímu se využívání domácího energetického uhlí je pak využití **směsného komunálního odpadu a objemného odpadu**, kterému by předcházel proces recyklace. Tedy v souladu se směrnicí o odpadech 98/2008/ES, která definuje následující hierarchii nakládání s odpady: *i)* předcházení vzniku; *ii)* příprava k opětovnému použití; *iii)* recyklace; *iv)* jiné využití, například energetické využití; *v)* odstranění. Náklady na výstavbu kogeneračních jednotek spaloven jsou však v porovnání s paroplynovými zdroji poměrně vysoké a také doba povolování a výstavby je v případě spaloven znatelně delší. S ohledem na potenciál výstavby spaloven byly v modelu energetické bilance ČR zohledněny předpoklad ekonomického znevýhodnění skládkování odpadu, dále potom fakt, že cena poplatku za využití odpadu na bráně zařízení na energetické využití odpadů (ZEVO) nemůže být vyšší než v Německu a Rakousku (cca 40€ = 1000,- Kč), a předpoklad, že teplo ze ZEVO musí být cenově konkurenceschopné. ASEK tak předpokládá nárůst energetického využití vyříděného komunálního odpadu v řádu desítek PJ. Měl by tak být splněn závazek ČR vyplývající ze směrnice 1999/31/ES požadující odklonění 75 % biologicky rozložitelné složky komunálních odpadů od skládkování oproti sládkovanému množství z roku 1995, a to do 1. 1. 2020. S tím souvisí předpoklad ekonomického znevýhodnění skládkování odpadu, což znamená zavedení poplatku za skládkování v rámci novelizace zákona o odpadech.

Do roku 2020 je předpokládán provoz stávajících 3 spaloven, s následným zahájením provozu dalších 4 zařízení ZEVO do roku 2030 (provoz spalovny ZEVO v Chotíkově je předpokládán již od roku 2020) o různém objemu spáleného odpadu se zohledněním svozové oblasti a produkce odpadu v daném regionu. V roce 2040 by mělo být podle prognóz využito maximálně 2,5 Mt energeticky využitelného odpadu. Výstavba spaloven však významně závisí na konkurenceschopnosti v oblasti dodávek tepla v daném regionu a tedy na ceně ostatních paliv. Cena poplatku za využití odpadu na bráně ZEVO by též neměla být výrazně vyšší než v Německu a Rakousku, jinak by pravděpodobně docházelo k vývozu části tuzemské produkce do zahraničí.

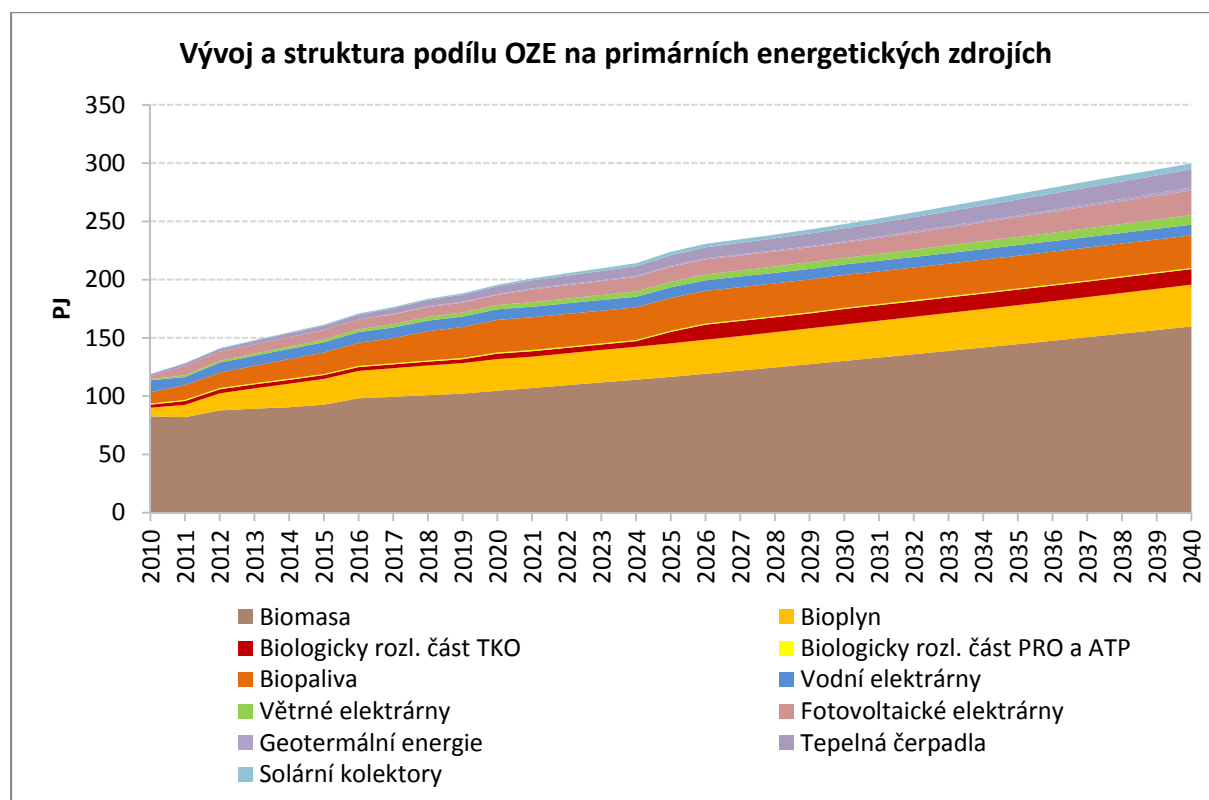
Jen při respektování větrných map, jakožto maximálního potenciálu České republiky se zohledněním dalších environmentálních (CHKO, Natura) a socio-kulturních omezení je potom možná výstavba nových **větrných elektráren**. S přihlédnutím ke specifickým ČR již nelze očekávat významný nárůst vodních elektráren a větrných elektráren na celkových primárních zdrojích. Podle předpokladů však lze očekávat další zvýšení lokálního využití bioplynu k výrobě elektřiny a tepla, viz Graf č. 300.

Obrázek č. 1: Větrná mapa České republiky ve výšce 100 m



Zdroj: Aktualizovaný odhad realizovatelného potenciálu větrné energie z perspektivy roku 2012

Graf č. 300: Vývoj a struktura podílu OZE na primárních energetických zdrojích



Zdroj: Expertní analýza MPO

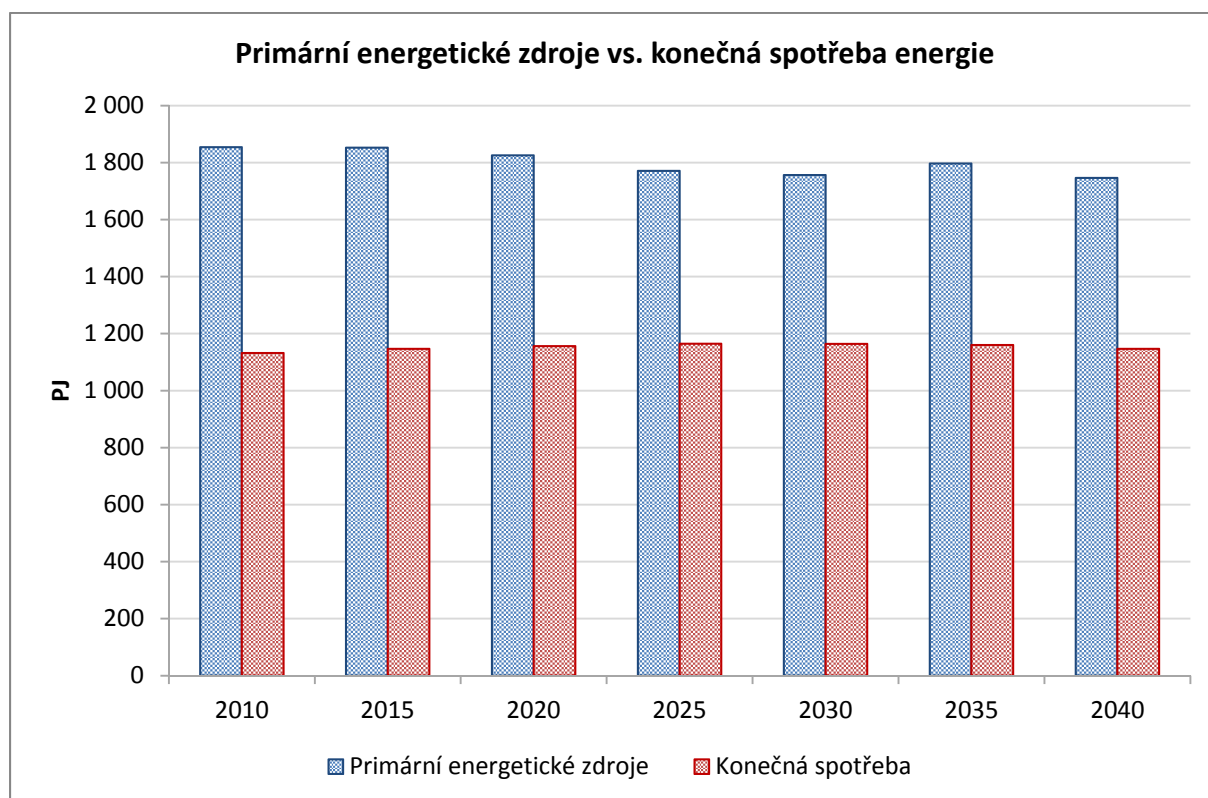
Pro zastoupení **ropných produktů** na primárních zdrojích energie je možné předpokládat postupné snižování jejich podílu, zejména v souvislosti s nižšími nároky sektoru dopravy, způsobenými změnou využívaných pohonných paliv, a také ve spojitosti s predikovaným vývojem výkonů a účinností spalovacích motorů, viz kapitola č. 5.3.3.

Na primárních zdrojích energie se naopak bude zvýšenou měrou podílet **zemní plyn**, který bude podle předpokladů nahrazovat některé uhelné zdroje při výrobě elektřiny, ale především potom tepla, a to zejména v podobě menších decentralizovaných zdrojů. Protože však Česká republika nedisponuje významnými ložisky zemního plynu, bude nezbytné dodatečný plyn dovést ze zahraničí, což bude samozřejmě, do jisté míry, zvyšovat dovozní závislost.

Ve výsledku by pak mělo do roku 2040 dojít k částečnému nahrazení primárních energetických zdrojů - hnědého a černého uhlí - především jadernými zdroji, u nichž se předpokládá podíl na PEZ na úrovni 19 % v roce 2020 a 27% podíl v roce 2040, v kombinaci se zemním plynem, a také v menší míře OZE, u nichž by podíl na PEZ měl dosáhnout 11 % do roku 2020 a 17 % do roku 2040.

Poměr mezi spotřebou primárních energetických zdrojů a konečnou spotřebou energie se bude na základě předpokladů ve sledovaném horizontu snižovat, zejména v souvislosti s výrazným poklesem spotřeby primárních energetických zdrojů, oproti mírnému nárůstu konečné spotřeby energie. Pokles celkové spotřeby PEZ by pak měl být spojen především s účinnějším využíváním jednotlivých paliv a energií oproti výchozímu roku 2010.

Graf č. 301: Primární energetické zdroje vs. konečná spotřeba energie

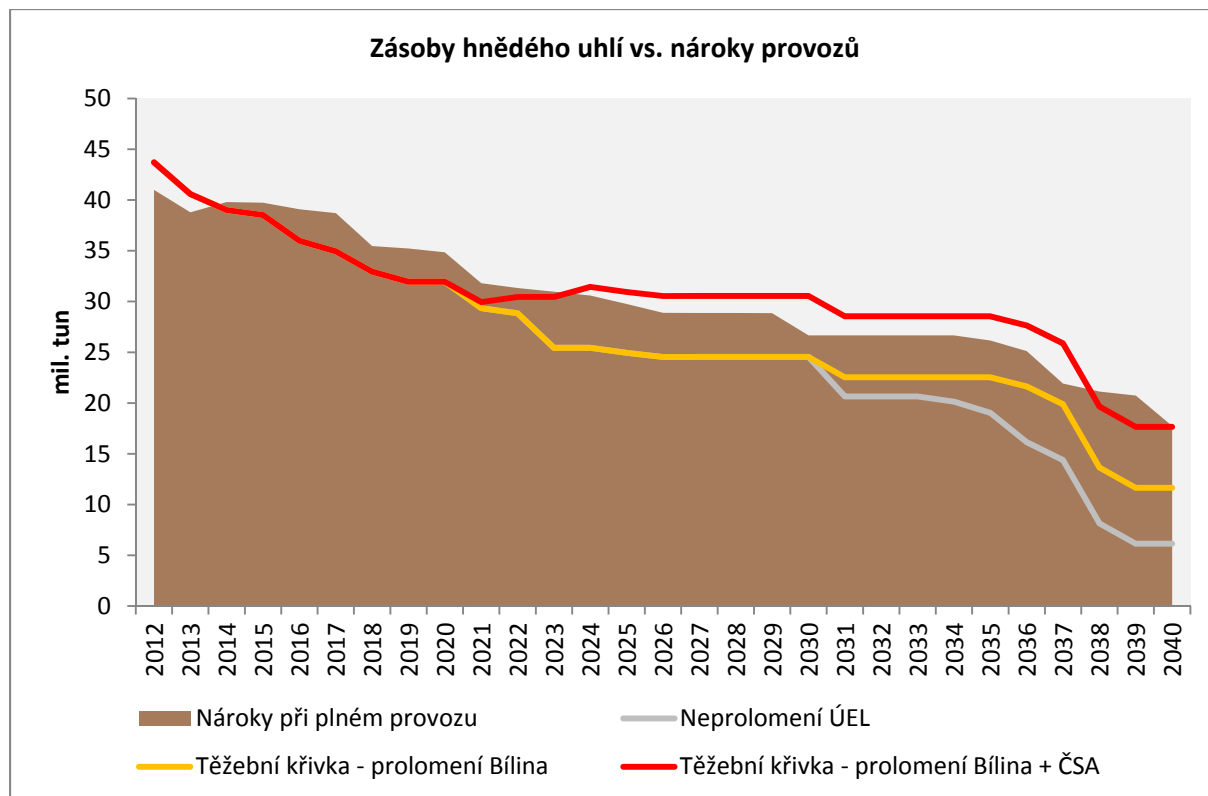


Zdroj: Expertní analýza MPO

5.2 Nabídka elektřiny a tepla

Mezi klíčové faktory, které budou v horizontu ASEK ovlivňovat výrobu (nabídku) elektrické a tepelné energie lze zařadit především disponibilitu těžitelných zásob hnědého uhlí. Vliv omezených zásob uhlí pro potřeby provozu elektrárenských i teplárenských zdrojů znázorňuje Graf č. 302.

Graf č. 302: Zásoby hnědého uhlí vs. nároky provozů

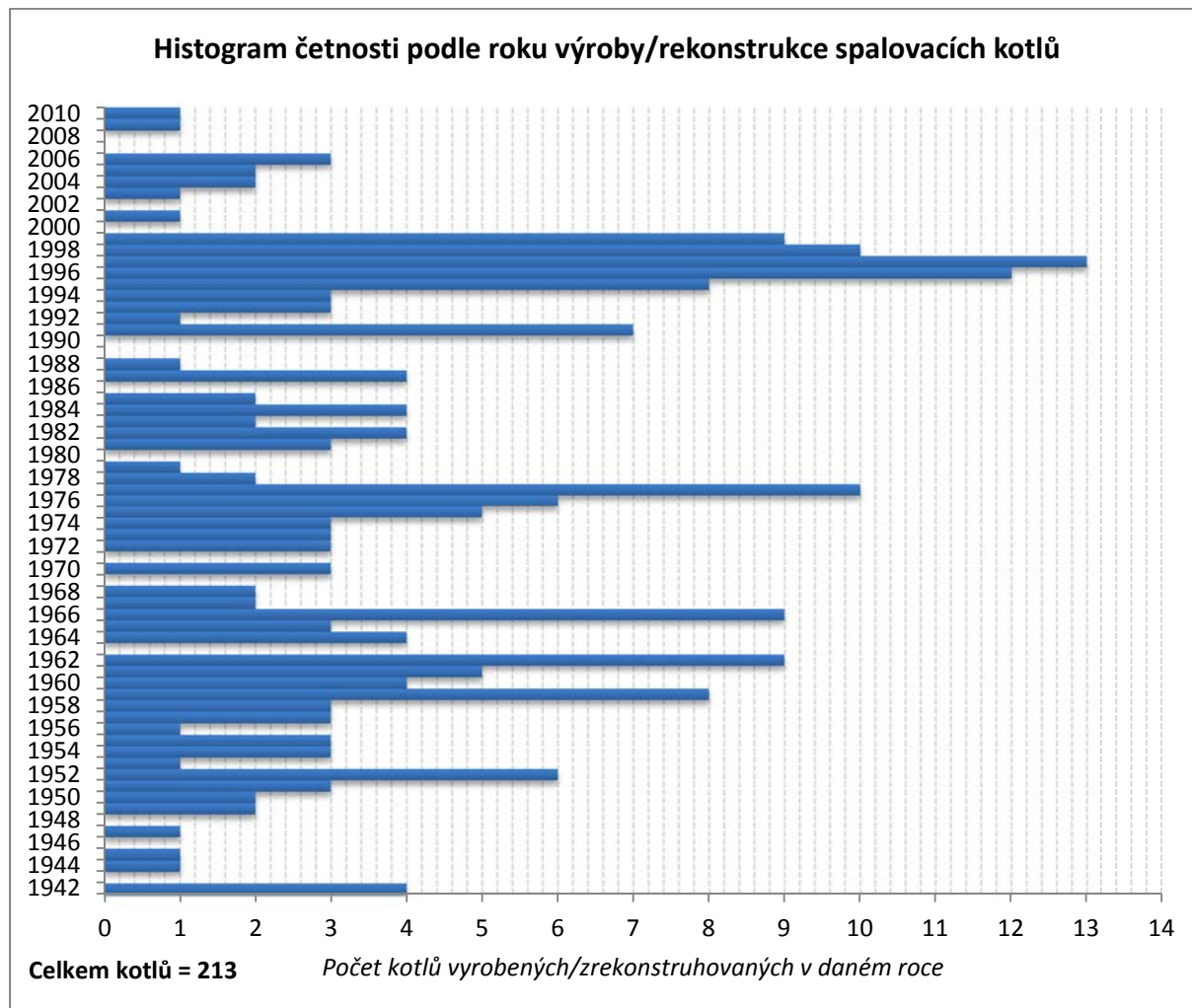


Zdroj: Expertní analýza MPO

Dalším významným faktorem je vliv směrnice o průmyslových emisích (IPPC) v kombinaci se zákonem č. 201/2012 Sb. o ochraně ovzduší. V souladu s ním je možné zdroje, které nebudou plnit emisní limity požadované legislativou od roku 2016, zařadit do několika tzv. přechodných režimů, které definuje zákon. Převážná většina provozovatelů velkých spalovacích zdrojů (s tepelným příkonem nad 50 MW) zařadila své zdroje právě do přechodného národního plánu. Tento režim značí, že po dobu jeho trvání musí zdroj omezovat výrobu dle stanovených emisních stropů pro jednotlivé znečišťující látky a během tohoto období je třeba provést ekologizaci zdroje tak, aby zdroj ke konci období (polovina roku 2020) plnil stanovené emisní limity. Z tohoto faktu je možné usuzovat, že provozovatelé zdrojů plánují provedení ekologizačních opatření a další provoz svých zdrojů i po období 2020. Dále je možné předpokládat, že správní orgány krajů budou při realizaci nových zdrojů, resp. retrofitů stávajících zdrojů, požadovat po provozovatelích zdrojů využití tzv. kompenzačních opatření, která jsou také definovaná zákonem. Předpokládá se provedení ekologizačních opatření zdrojů zařazených do přechodného národního plánu, přičemž dojde k prodloužení jejich životnosti o cca 10 až 15 let. Po vyčerpání životnosti ekologizačních opatření již zdroje pravděpodobně nebudou dále obnovovány. Odstavování bude probíhat v období mezi lety 2025 a 2030 a dále pak v letech 2030 až 2035.

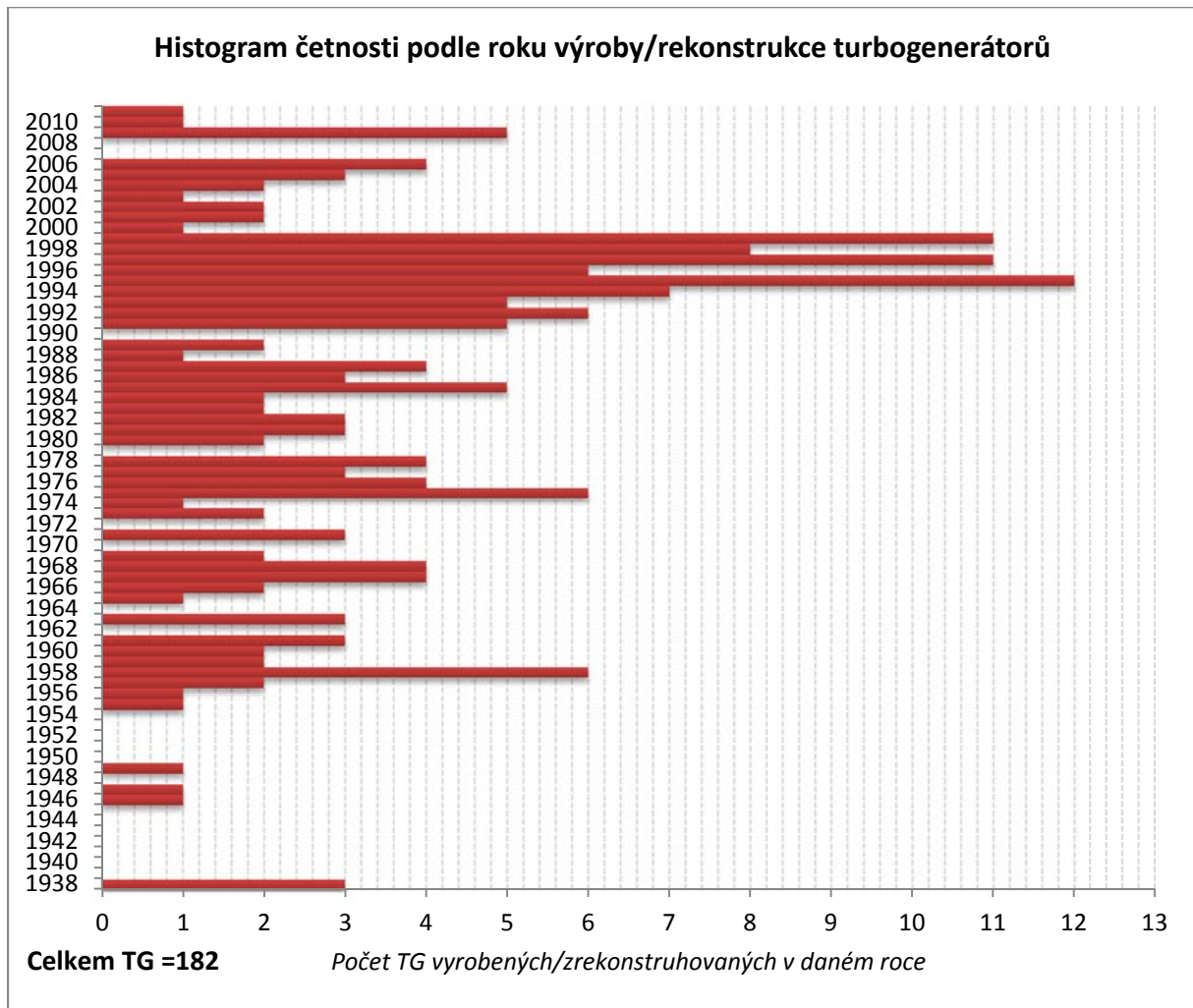
Třetím významným faktorem ovlivňujícím nabídku elektřiny a tepla je otázka celkového stáří zdrojové základny a potřeby investic jak do zdrojů, tak do samotné infrastruktury. Relativní strukturu stáří zdrojové základny zobrazuje Graf č. 303 a Graf č. 304.

Graf č. 303: Histogram četnosti podle roku výroby/rekonstrukce spalovacích kotlů



Zdroj: Kmenové listy VUPEK

Graf č. 304: Histogram četnosti podle roku výroby/rekonstrukce turbogenerátorů



Zdroj: Kmenové listy VUPEK

A čtvrtým stěžejním faktorem, který determinuje nabídku elektrické i tepelné energie, je otázka certifikace stávajících jaderných zdrojů elektrárny Dukovany i na další provozní období, tj. po roce 2015 a 2025. ASEK předpokládá bezproblémové naplnění požadavků na recertifikaci v roce 2015 (resp. 2016 a 2017), a poměrně výrazné investice pro naplnění požadavků v roce 2025 (resp. 2026, 2027). Během let 2024 až 2027 jsou pak brány v úvahu odstávky jednotlivých bloků JEDU v souvislosti s jejich recertifikací do období let 2035 až 2037. V letech 2033 až 2037 by pak mělo podle předpokladů dojít ke zprovoznění nových jaderných bloků o celkovém instalovaném výkonu řádově na úrovni 3 600 MW.

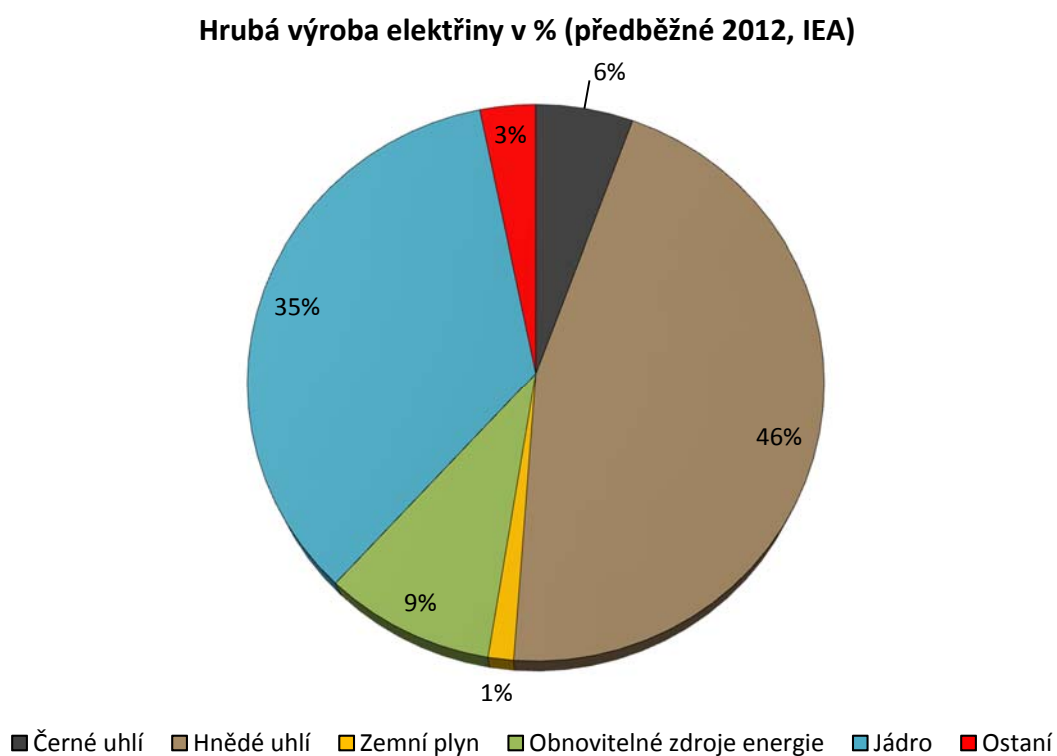
5.2.1 Výroba elektřiny

Množství vyrobené elektřiny závisí v kontextu liberalizovaného trhu s elektřinou na vývoji poptávky a nabídky, respektive na determinantách, které určují jejich vývoj. Nabídka elektřiny závisí kromě nominálních (cenových) jevů především na složení a velikosti zdrojové základny v ČR. V horizontu ASEK se předpokládá výstavba a spuštění několika velkých zdrojů vyrábějících elektřinu, případně elektřinu a teplo v kombinovaném procesu. Jsou to konkrétně tyto projekty: hnědouhelná elektrárna Ledvice vlastněná společností ČEZ o instalovaném výkonu na úrovni 660 MWe s nadkritickými parametry páry a fluidní technologií spalování s využitím především technologií dodávaných skupinou Alstom. Nový zdroj by měl být plánovaně spuštěn v průběhu roku 2015 a měl by následně nahradit zbývající bloky ELEII s výjimkou bloku s fluidním kotlem v rámci ELEIII (blok č. 4). Instalovaný výkon celého provozu elektrárny Ledvice by měl tedy již ke konci roku 2014 dosahovat úrovně 770 MWe (660 + 110 MW). Nový zdroj nacházející se na patě lomu Bílina by měl spotřebovávat kolem 2,5 miliónů tun hnědého uhlí ročně. Životnost tohoto zdroje by pak měla odpovídat životnosti lomu Bílina, na kterém těží společnost Severočeské doly, a.s. S dovozem uhlí z jiného lomu se pak na základě vyjádření vlastníka nepočítá. Dále se začátkem roku 2015 předpokládá spuštění retrofitované elektrárny Prunéřov II (ČEZ, a.s.), u které probíhá rekonstrukce 3 bloků s následným zvýšením výkonu z hodnoty 210 na 250 MWe na všech stávajících blocích. Provoz bloků elektrárny Prunéřov I bude postupně omezován s úplným odstavením pravděpodobně v roce 2019. Výstavba dalších uhelných zdrojů v ČR pak není příliš pravděpodobná především v návaznosti na postupné snižování tuzemských uhelných zásob. Dokument ASEK tedy nepočítá s výstavbou nových uhelných zdrojů s výjimkou těch, které byly zmíněny výše.

Dalším významným zdrojem, který je připojen přímo do přenosové soustavy, je paroplynová elektrárna Počerady (ČEZ a.s.) na zemní plyn o instalovaném výkonu 840 MWe, která již aktuálně běží ve zkušebním provozu, v rámci kterého se testuje dodržení klíčových technických parametrů ze strany dodavatelů. Přibližně do začátku roku 2015 se pak očekává plný provoz tohoto zdroje. Aktuálně se diskutuje o otázce ziskovosti provozu CCGT Počerady v souvislosti se současnou vysokou tržní cenou zemního plynu. Dokument ASEK však počítá s provozem tohoto zdroje v dlouhodobém horizontu, a to především v souvislosti s řízením přenosové soustavy a potřebou flexibilního zdroje tohoto formátu pro dodávky regulační energie. Elektrárna CCGT Počerady by měla fungovat zejména na bázi tzv. špičkového zdroje. Optimalizovaný scénář dokumentu ASEK nepočítá se zprovozněním dodatečného zdroje na zemní plyn využívajícího technologie CCGT, s výjimkou právě již dokončené elektrárny Počerady. Koridorové vymezení však reflektuje možnou potřebu dalšího špičkového zdroje s rychlým náběhem do sítě, případně také zdroje základního zatížení v případě zpoždění výstavby dodatečných jaderných bloků. Jednou z možných variant je výstavba paroplynového zdroje na zemní plyn v rozsahu elektrárny Počerady (840 MWe) ve stávajícím areálu elektráren Mělník (investor ČEZ, a.s.). Koridorové vymezení též reflektuje i další možnou potřebu paroplynového zdroje o nižším výkonu na hranici 430 MW na zatím blíže neurčené lokalitě v případě nutnosti udržení provozuschopnosti elektrizační soustavy. Dále je v souvislosti se zemním plynem předpokládáno významnější zvýšení počtu malých kogeneračních zařízení na decentralizované bázi, které by měly nahradit některé ukončené uhelné zdroje na vytápění. V souvislosti s požadavkem vysoké účinnosti přeměny energie budou tyto zdroje dodávat jak teplo na místní bázi, tak elektřinu.

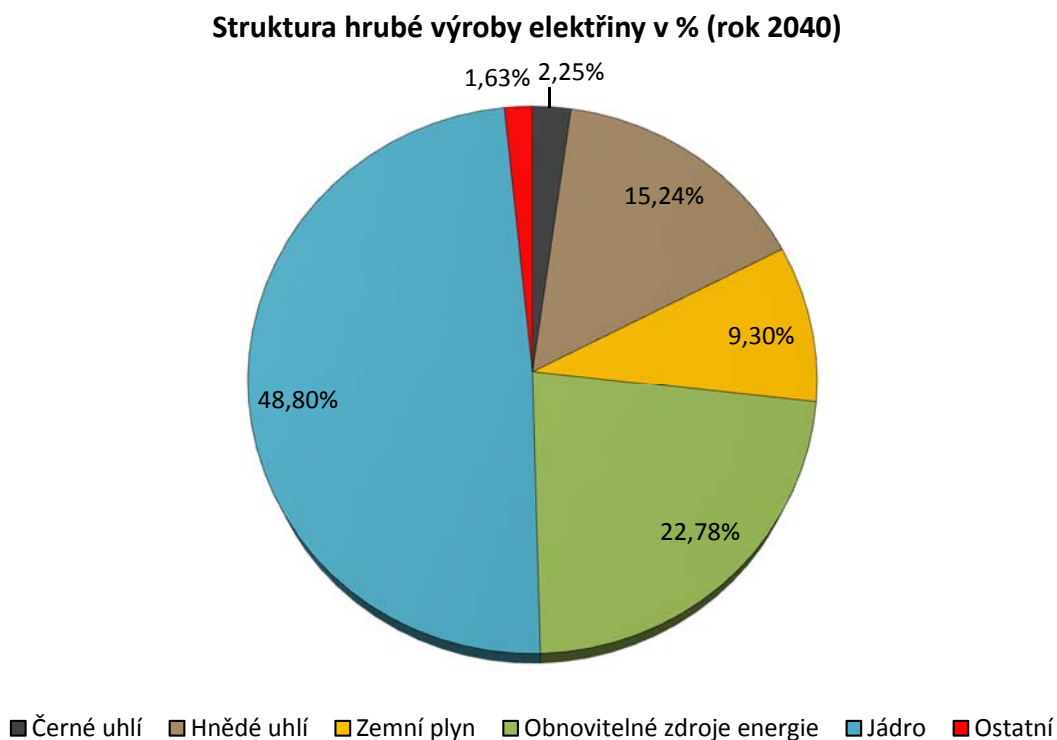
Za velmi významnou změnu v palivovém mixu, kterou jasně znázorňuje Graf č. 305 a Graf č. 306, pak lze označit předpokládané navýšení instalovaného výkonu v JE řádově o 1 600 MW, způsobené postupnou výstavbou a spuštěním nových bloků v letech 2033 až 2037 o celkovém výkonu 3 600 MW se současným odstavením stávajících bloků JEDU mezi lety 2035 až 2037.

Graf č. 305: Hrubá výroba elektřiny v % (předběžné 2012, IEA)



Zdroj: Bilance IEA (předběžná 2012)

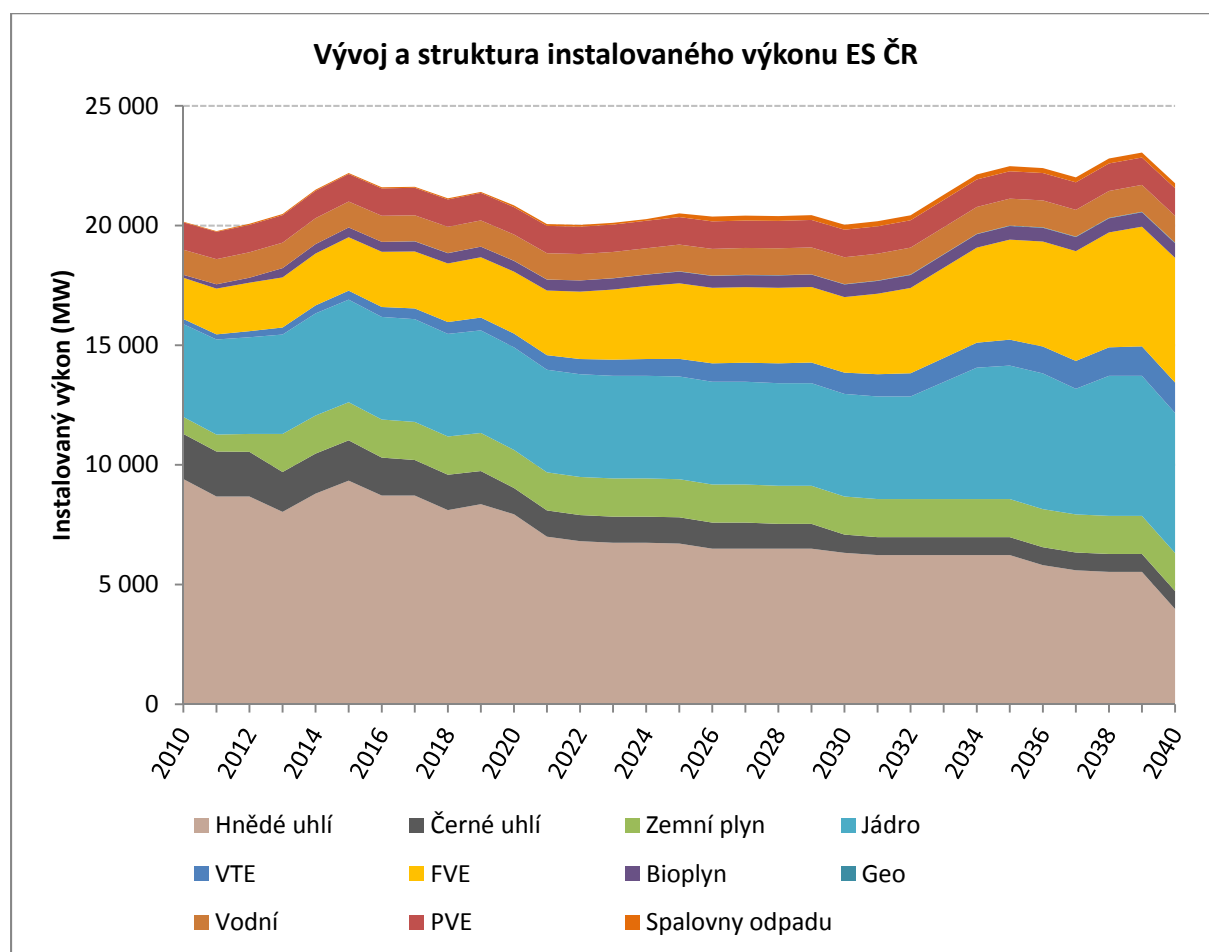
Graf č. 306: Struktura hrubé výroby elektřiny v % (výhled ASEK do roku 2040)



Zdroj: Expertní analýza MPO

I do budoucna by měl také pokračovat trend vyšší výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů. V horizontu do roku 2020 je předpokládána výroba elektřiny z OZE v souladu s dokumenty NAP ČR pro energii z obnovitelných zdrojů a NAP SG. Do roku 2040 je pak předpokládán nárůst instalovaného výkonu o řádově 4 600 MW ve vodních, větrných a fotovoltaických zdrojích v porovnání s rokem 2010. Hlavní podíl na nárůstu instalovaného výkonu přitom tvoří FVE, u kterých se předpokládá další nárůst, avšak již převážně na střechách obytných budov a podniků, tedy ne v podobě solárních parků vystavěných na volné půdě a omezeně na *brownfieldech*. Jen nepatrný nárůst z tohoto množství připadá na vodní elektrárny, konkrétně je předpokládáno zvýšení výkonu jen v malých vodních zdrojích řádově na úrovni 60 MWe, což je dáno zejména omezeným hydroenergetickým potenciálem ČR.

Graf č. 307: Vývoj a struktura instalovaného výkonu ES ČR



Zdroj: Expertní analýza MPO

Tabulka č. 99: Instalovaný výkon v roce 2013

2013 [MW]	
Nukleární	4 040
JE	4 040
Fosilní	11 586
Hnědé uhlí	8 416
Černé uhlí	1 660
Plyn	761
Olej/nafta	103
Smíšené	603
Odpad	43
OZE	2 710
VTE	261
FVE	2 081
Biomasa	368
Voda	2 215
VE akumulační	1 048,5
VE průtočné	19,5
PVE	1 147

Zdroj: ČEPS, a.s.

Tabulka č. 100: Prognózaný přírůstek instalovaného výkonu

Suma Nové Zdroje (MW)	2013	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Uran	0	46	46	46	46	2 446	3 646
Černé uhlí	0	15	15	15	15	15	15
Hnědé uhlí	0	887	1 137	1 137	1 137	1 137	1 017
Plyn	180	1 036	1 076	1 116	1 156	1 196	1 236
Nafta	0	0	0	0	0	0	0
Smíšené	4	19	29	42	56	74	121
Biomasa	3	8	92	131	262	392	523
Odpad	0	0	25	109	164	164	164
Voda	0	19	33	58	59	59	59
Slunce	71	213	568	1 135	1 135	2 160	3 185
Vítr	40	120	320	485	635	828	1 020
Celkem	298	2 362	3 340	4 273	4 665	8 471	10 985

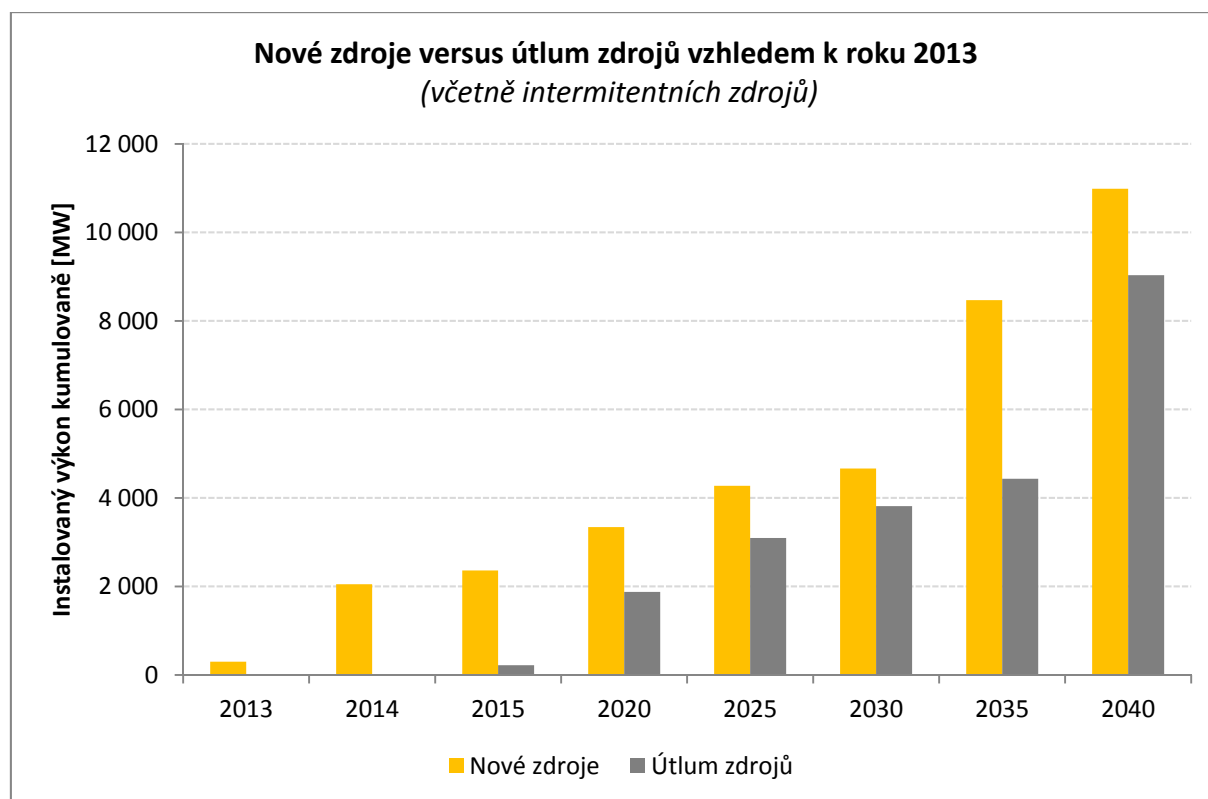
Zdroj: Expertní analýza MPO

Tabulka č. 101: Prognózaný útlum instalovaného výkonu

Suma útlumu (MW)	2013	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Uran	0	0	0	0	0	-510	-2 040
Černé uhlí	0	0	-589	-589	-922	-935	-935
Hnědé uhlí	0	-220	-1 285	-2 504	-2 894	-2 989	-5 661
Plyn	0	0	0	0	0	0	-398
Nafta	0	0	0	0	0	0	0
Smíšené	0	0	0	0	0	0	0
Biomasa	0	0	0	0	0	0	0
Odpad	0	0	0	0	0	0	0
Voda	0	0	0	0	0	0	0
Slunce	0	0	0	0	0	0	0
Vítr	0	0	0	0	0	0	0
Celkem	0	-220	-1 874	-3 093	-3 816	-4 434	-9 034

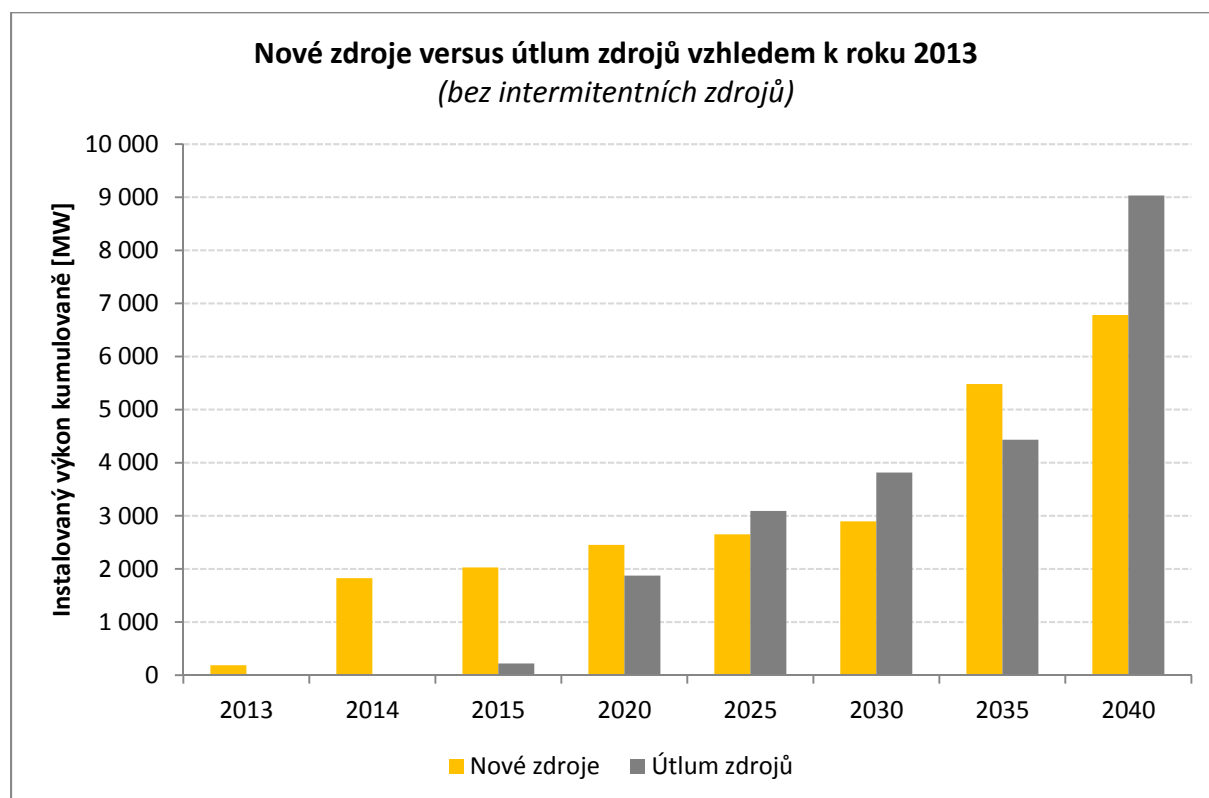
Zdroj: Expertní analýza MPO

Graf č. 308: Nové zdroje versus útlum zdrojů vzhledem k roku 2013 (včetně intermitentních zdrojů)



Zdroj: Expertní analýza MPO

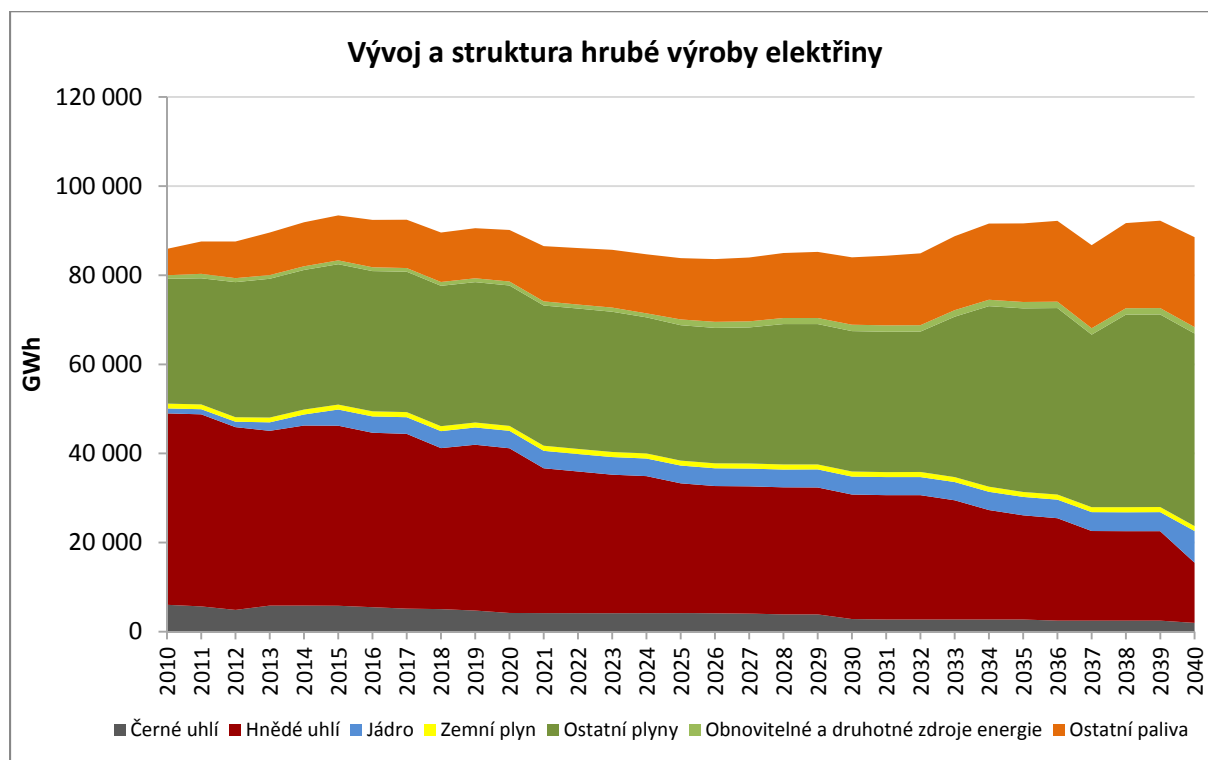
Graf č. 309: Nové zdroje versus útlum zdrojů vzhledem k roku 2013 (bez intermitentních zdrojů)



Zdroj: Expertní analýza MPO

Dále je možné předvídat i vyšší využití biomasy, a to především v malých decentralizovaných zdrojích na bázi kogenerace. U některých velkých zdrojů lze též očekávat vyšší míru využití tohoto paliva. V části velkých zdrojů bude pravděpodobně biomasa spalována spolu s jinými palivy; v kontextu ČR především s hnědým a případně černým uhlím v závislosti na dostupnosti těchto paliv. Poměr spoluspalování je pak určen technickými parametry daného provozu a významné zvýšení podílu biomasy musí ve většině případů předcházet také rekonstrukce stávající technologie. Navyšování využití spoluspalování je však možné předvídat, a to z důvodu náhrady části tuzemského uhlí. Do roku 2040 se dále předpokládá zvýšení výroby elektřiny z bioplynu, již však ne tak razantní jako v posledních letech, kdy došlo od roku 2010 ke čtyřnásobnému navýšení množství vyrobené elektřiny z tohoto zdroje. Do roku 2040 se předpokládá výroba elektřiny z bioplynu zhruba na úrovni 4,2 TWh. Celkový nárůst instalovaného výkonu u bioplynu je možné očekávat na úrovni řádově 250 MWe v porovnání s aktuální hodnotou na úrovni 400 MW. Bilanční model dále pracuje s předpokladem výstavby nových spaloven komunálního odpadu, tak aby byl splněn závazek na odklonění biologicky rozložitelné části komunálního odpadu vyplývající ze směrnice 1999/31/ES. Mezi obnovitelný zdroj energie je počítána pouze biologicky rozložitelná složka komunálního odpadu (tzv. BRKO). V kontextu ČR dále není možné očekávat významné zvýšení výroby elektřiny z geotermálních zdrojů. V současnosti pak není v provozu žádné zařízení tohoto typu.

Graf č. 310: Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny

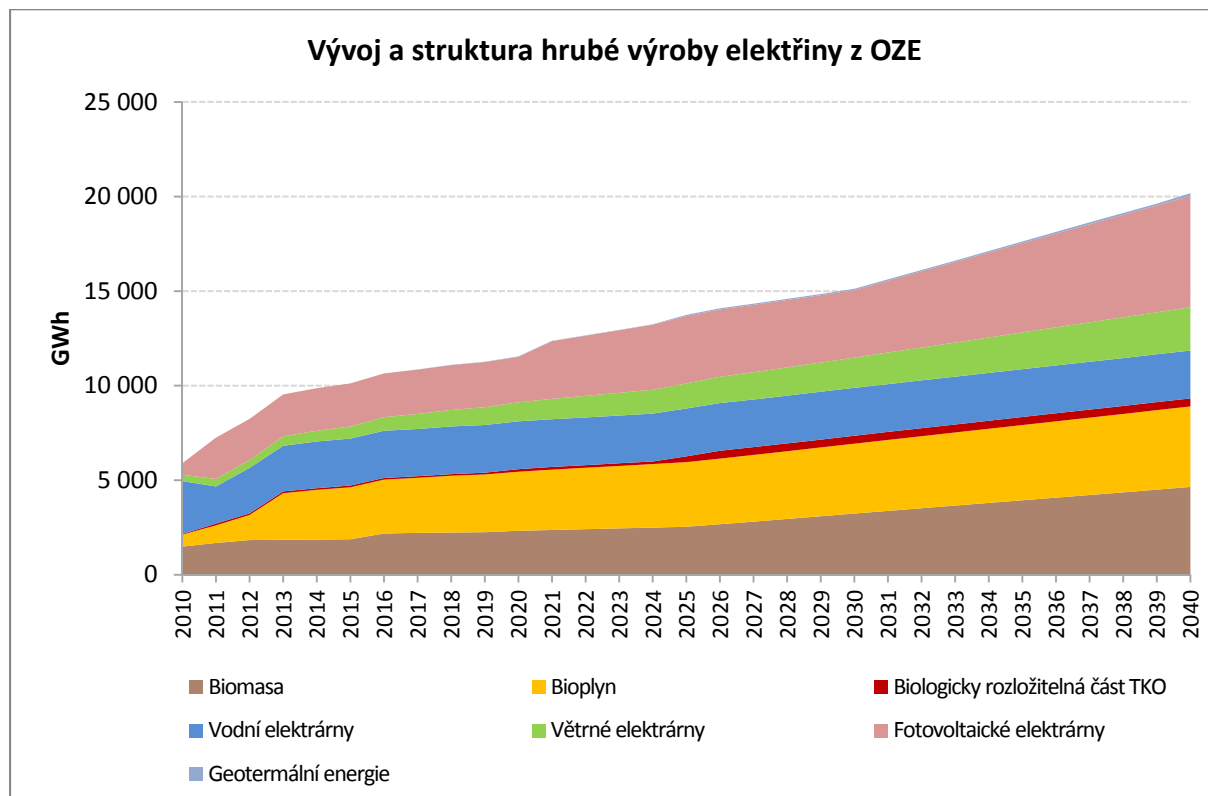


* Skok ve výrobě elektřiny patrný v roce 2037 je způsoben předpokladem, že nové jaderné zdroje budou mít jistou náběhovou křivku a nebudou spuštěny s plným výkonem. Při současném prognózovaném decommissioningu JEDU bude patrný jistý skok ve struktuře hrubé výroby elektřiny.

Zdroj: Expertní analýza MPO

Oproti trendu v podobě nárůstu instalovaného výkonu popsaného výše bude působit postupné uzavírání provozů z důvodu jejich technického stáří, nedostatečné emisní prevence a také zejména nedostatku tuzemských zásob používaného paliva. V kontextu ČR se bude jednat zejména o tuzemské hnědouhelné zdroje. V horizontu ASEK je možné předpokládat uzavření hnědo a černo uhelných zdrojů na úrovni kolem 6 600 MWe, přičemž více než 5 600 MWe připadá na hnědouhelné zdroje (viz Tabulka č. 101). Konkrétně je možné zmínit ukončení provozu EMĚIII v koordinaci s náběhem nového zdroje ELE. Provozní životnost dalších zdrojů je dána především dodávkami uhlí. Elektrárny EPR II a ETU II budou nuceny ukončit svůj provoz do roku 2040 po vyuhlení lomu Nástup – Tušimice (Libouš). Stejná situace panuje v případě zdrojů vlastněných Sokolovskou uhelnou, a.s. a lomů Družba a Jiří. Významnější změna výhledů provozu proběhla v případě ECHVA, která je nově provozována společností Severní energetická, která podle dostupných informací plánuje dlouhodobý provoz zdroje za horizont roku 2015, který byl uvažovaným rokem ukončení provozu minulým vlastníkem společností ČEZ, a.s. V souladu s legislativou na ochranu proti změně klimatu a odvozeného přísnějšího nastavení emisních parametrů a s ohledem na záměry vymezené v ASEK s ohledem na využívání tuzemských disponibilních zásob hnědého uhlí, lze však očekávat významný tlak na odstavení ECHVA výrazně před rokem 2040. Významnější nejistota panuje s ohledem na hnědouhelný zdroj Počerady (1000 MWe), který má nyní významněji omezenou životnost (přibližně do roku 2020), jejíž prodloužení je podmíněno provedením ekologizačních a rekonstrukčních opatření. Na základě existujících smluv s dodavatelem uhlí je však možné počítat s provedením rekonstrukcí a následným provozem za horizont roku 2020. V případě černého uhlí je předpokládán postupný útlum EDE až na úroveň dvou bloků s následným provozem minimálně do roku 2040, který je však podmíněný komplexnější rekonstrukcí.

Graf č. 311: Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny z OZE

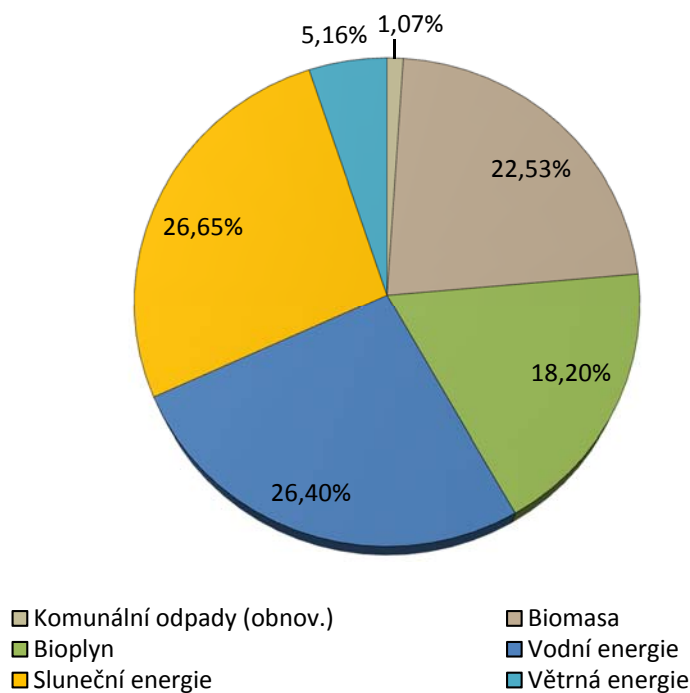


Zdroj: Expertní analýza MPO + NAP SG

Graf č. 312 a Graf č. 313 uvádí srovnání struktury hrubé výroby z obnovitelných zdrojů energie v roce 2012 v porovnání s předpokládanou strukturou v roce 2040.

Graf č. 312: *Struktura hrubé výroby elektřiny z OZE v % (předběžné 2012, IEA)*

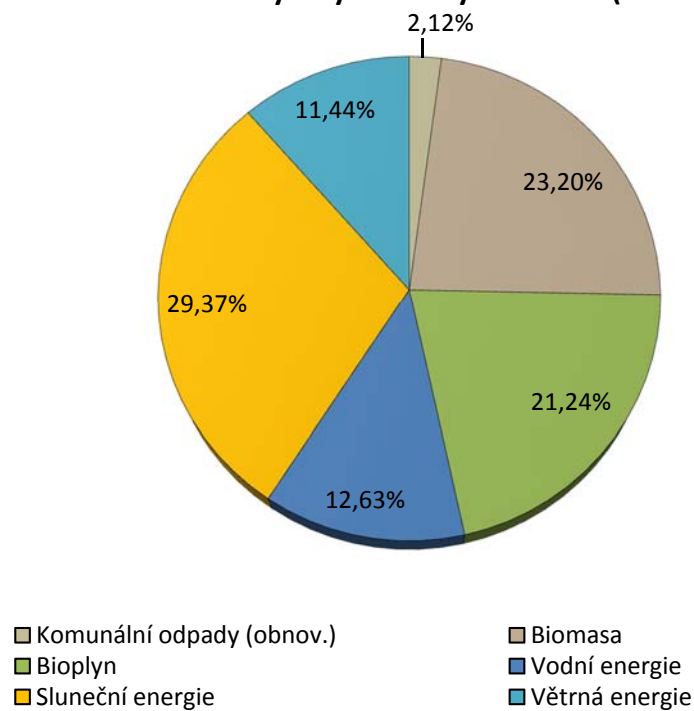
Struktura hrubé výroby elektřiny z OZE v % (předběžné 2012, IEA)



Zdroj: Bilance IEA (předběžná 2012)

Graf č. 313: *Struktura hrubé výroby elektřiny z OZE v % (výhled ASEK do roku 2040)*

Struktura hrubé výroby elektřiny z OZE v % (rok 2040)



Zdroj: Expertní analýza MPO

5.2.2 Výroba tepla

Česká republika disponuje v rámci Evropy poměrně rozvinutou soustavou centrálního zásobování teplem²³, která je využívána k dodávkám tepla jak domácnostem a veřejnému sektoru, tak sektoru průmyslu. Centrální výroba tepla je v kontextu ČR zajišťována teplárnami, výtopnami a částečně i elektrárnami v režimu mono-výroby tepla. Z hlediska velikosti dodávek tepla z SZT lze ČR zařadit k zemím se středně rozvinutou sítí centrálního zásobování spolu kupříkladu s Polskem, Rumunskem, Švédskem a Slovenskem. Teplárenství v ČR je doménou zejména privátního sektoru, což dokládá fakt, že spolu s Estonskem jsou centrální dodávky tepla zabezpečovány s nejvyšším využitím soukromého kapitálu v rámci zemí regionu Střední a východní Evropy. V rámci dodávek tepla, zajišťují systémy SZT zhruba polovinu celkových dodávek, zbylé teplo je vyráběno a dodáváno decentralizovanými soustavami zásobování teplem tzv. DZT²⁴. Výroba sektoru teplárenství²⁵ je pak zhruba z poloviny směřována do veřejného sektoru, sektoru služeb a domácností; druhá polovina výroby je pak využita v průmyslu především v podobě technologické páry, jejíž výroba byla historickým základem českého teplárenství. Teplo z SZT odebírá řádově 1,48 mil. domácností v ČR, což tvoří řádově 38,1 % celkové tuzemské populace. Dálkové rozvody tepla jsou v kontextu ČR realizovány převážně s pomocí horkovodních a teplovodních sítí; stále jsou však zastoupeny parní systémy. V rámci rozvodových sítí pak často figurují předávací stanice, na které navazují tzv. sekundární tepelné rozvody. Délka tepelných sítí na území ČR se odhaduje na téměř 10 tis. km. Velké teplárny v ČR vyrábějí v naprosté většině případů teplo s pomocí vysoce účinné přeměny energie v rámci kombinované výroby elektřiny a tepla, (energetická účinnost teplárenských soustav dosahuje úrovně 70 %, při započtení ztrát v kondenzaci při vynucené výrobě elektřiny v teplárnách je to pak kolem 60 %). Podíl tepla vyrobeného v rámci KVET na celkových dodávkách SZT se aktuálně pohybuje na úrovni řádově přes 60 %. Elektřina vyrobená v kogeneraci spolu s vynucenou kondenzační výrobou se nyní pohybuje asi na úrovni 20 % celkové tuzemské výroby elektrické energie. V tomto ohledu tedy teplárny²⁶ figurují i jako významní dodavatelé elektřiny a od roku 2001 hrají postupně jednu z nejvýznamnějších úloh na trhu s podpůrnými službami, který je organizován společností ČEPS, a.s.

Co se týče palivového mixu při výrobě tepla v ČR, je nutné rozlišit mezi soustavami typu SZT a DZT. V rámci centrálních soustav zásobování teplem hraje neoddiskutovatelně primární úlohu tuzemské hnědé a černé uhlí následované zemním plynem. Ostatní paliva, jako například biomasa, topné oleje či spalitelná složka komunálního odpadu jsou aktuálně k výrobě tepla využívány pouze v malém množství. Výsledkem vysokého podílu využití tuzemského uhlí v rámci centralizovaného systému výroby tepla je poměrně nízká závislost na dovážených palivech, i když existují i regiony, kde jsou majoritně využívána i dovážená paliva s nízkou možností substituce.

²³ Za systém centrálního zásobování teplem je terminologicky považován zdroj s výkonem převyšujícím 6 MWt. Zdroje o menším výkonu jsou pak považovány za blokové, či domovní kotelny. V tomto ohledu se také používá pojem „dálkové teplo“, který označuje v podstatě jakékoli teplo, které není vyráběno v místě spotřeby. Pojem dálkové teplo je tedy širším pojmem než systém centrálního zásobování teplem (SZT).

²⁴ Pojem DZT, tedy decentralizované zásobování teplem, není jasně definičně ukotven a používá se v odlišných významech. Pro účely tohoto dokumentu jsou jako zdroje DZT označovány blokové a domovní kotelny především bytových domů nevykazované v „licencovaných SZT“ (provozovatelé nedisponují licencemi ERÚ na výrobu a distribuci tepelné energie).

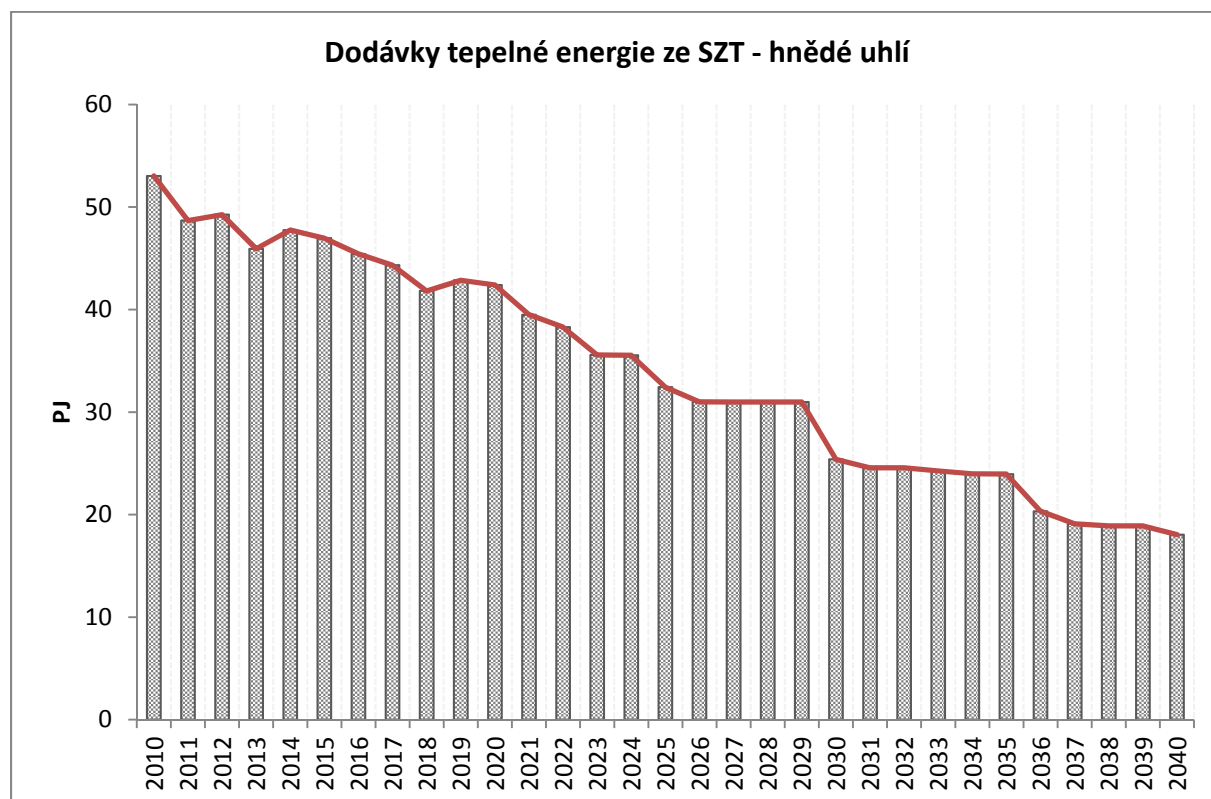
²⁵ Pojem teplárenství je používán ve stejném významu jako pojem SZT.

²⁶ V jistých případech je složité rozlišit, co je nazýváno pod pojmem elektrárna a co je myšleno slovem teplárna, protože v kontextu ČR většina „elektráren“ vyrábí v režimu kogenerace (snad jedinou významnou výjimkou je uhelná elektrárna Počerady, ČEZ, a.s., která do soustav SZT teplo nedodává). Označení teplárna je používáno pro zdroje s licenci na výrobu tepla.

V decentralizovaném zásobování teplem pak hraje primární roli zemní plyn. Stále dominantní využití relativně levného tuzemského uhlí se také přímo odráží v poměrně nízké ceně prodaného tepla.

Za nejvýznamnější výzvy sektoru teplárenství v nejbližší budoucnosti (respektive již aktuálně) je možné označit především: *i)* zajištění palivové základny pro dlouhodobý provoz výrobních zdrojů, ať již v režimu SZT nebo DZT, při současné ekonomické přiměřenosti koncové ceny tepla pro zákazníka v kontextu postupného útlumu těžby tuzemského hnědého uhlí (viz Graf č. 314) a případně související investice do změny technologie; *ii)* zvýšené využití OZE ve výrobě tepla; *iii)* rozhodnutí a průběh investic do ekologizace zdroje podmiňující jeho další provoz.

Graf č. 314: *Dodávky tepelné energie ze soustav zásobování teplem – hnědé uhlí*

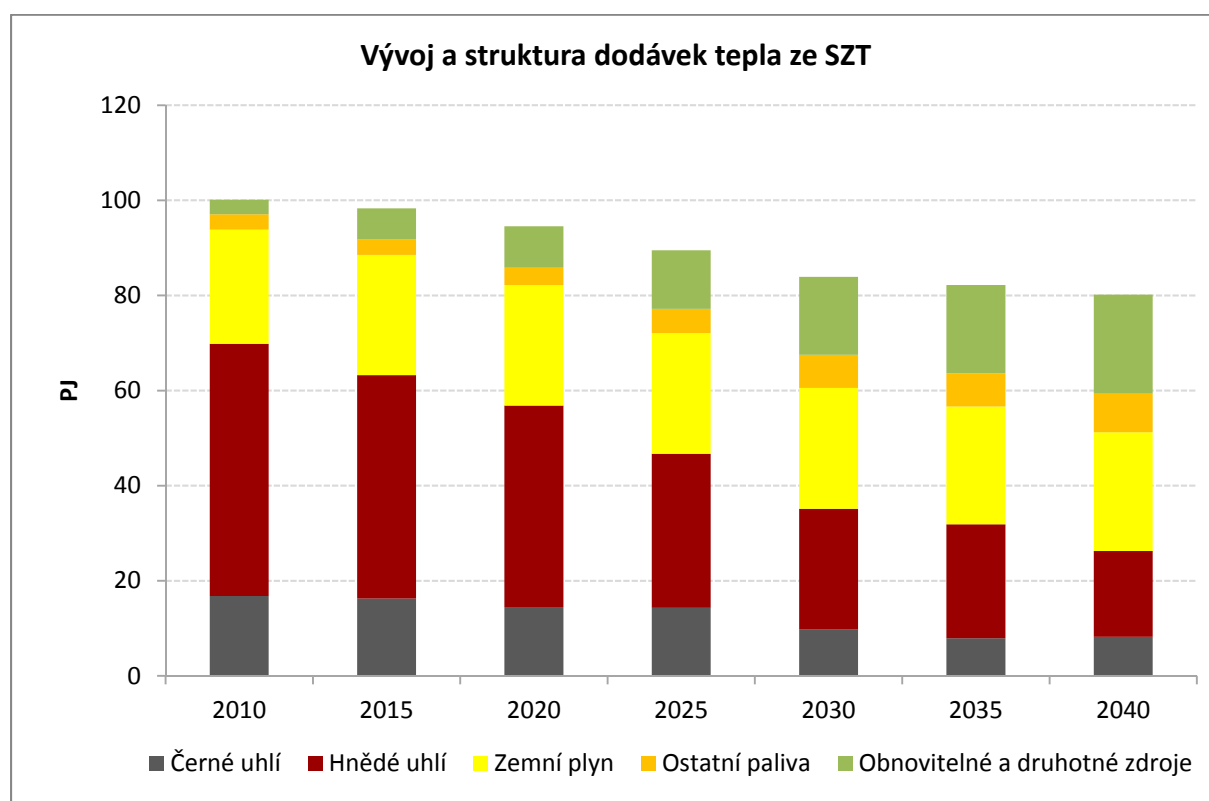


Zdroj: Expertní analýza MPO

Všechny výše zmíněné výzvy jsou samozřejmě vzájemně provázané a nelze je diskutovat odděleně. Z ekonomického hlediska existuje významné množství nejistot, které mohou významně ovlivňovat investiční rozhodnutí jednotlivých provozovatelů zdrojů a mít tak v budoucnosti negativní dopad na ekonomický provoz systémů zásobování teplem a potažmo na konečného zákazníka. Teplárny by aktuálně měly činit investiční rozhodnutí spojená s ekologizací svých zařízení, případně vstupem do Národního přechodného plánu, s instalací technologie umožňující spalování černého uhlí, nebo s investicí do technologie umožňující spalování hnědého uhlí s horší výhřevností a vyšším obsahem síry, bez které není vlastně reálně možné spalovat tzv. studené uhlí, to znamená zejména uhlí z lomů DNT a Vršany, případně německého lomu Mibrag. Přechod provozu na spalování méně výhřevného uhlí má však podstatný ekonomický charakter. Investice do úpravy či změny technologie se pohybují na úrovni stovek milionů až miliard Kč.

Zároveň je možné očekávat zvýšení provozních nákladů spojených s častějšími odstávkami a opravami především v důsledku tvorby nálepů ve spalovací komoře. Nízko-výhřevné uhlí potom v množství případů způsobuje pulsování až zhasínání kotlů. Souvisejícím nákladem je potenciální rozšíření skládky uhlí, které nemusí být v řadě případů vůbec proveditelné a které je spojeno s nutností nového stavebního řízení, případně procesu EIA, a má tedy nezanedbatelnou časovou dimenzi. Snížení výhřevnosti spalovaného paliva a jeho vyšší objem na jednotku vyrobeného tepla je také spojeno s vyššími dopravními náklady. Tato rozhodnutí pak musí být provedena v situaci, kdy zdroje nemají jistotu dlouhodobé dostupnosti ani hnědého uhlí nižší výhřevnosti. Naprostá většina tepláren pak nemá sjednány dlouhodobé kontrakty na odběr uhlí po roce 2020, což je způsobeno zejména významným útlumem „volného“²⁷ uhlí ze strany společnosti SUAS, přesměrování uhlí z lomu Bílina do nového zdroje v Ledvicích a zejména snižováním těžby na lomu ČSA. Podstatná investiční rozhodnutí se v naprosté většině případů v důsledku nejistoty odkládají. Pokud jde o zastoupení obnovitelných zdrojů při výrobě tepla - v tomto ohledu zejména biomasy, případně tepelných čerpadel, solárních kolektorů a panelů pro ohřev vody, BRKO složky TKO, či geotermálních zdrojů – je možné předpokládat, že i když lokálně mohou tyto zdroje nahradit uhlí, je téměř nemožné, aby byly zachovány stávající dodávky tepla pouze z těchto zdrojů. „Výpadek“ uhlí je tedy možné v kontextu ČR v plné míře nahradit pouze dováženým zemním plynem. Graf č. 315 následně zobrazuje dodávky tepla ze soustavy SZT, tedy již bez distribučních ztrát.

Graf č. 315: Vývoj a struktura dodávek tepla ze soustav zásobování teplem



Zdroj: Expertní analýza MPO

²⁷ Termínem volné uhlí je v tomto kontextu myšleno uhlí, které není dodáváno do zdrojů ve vlastnictví SUAS, to znamená teplárny a PPC Vřesová, a dále do zdrojů, které mají se SUAS dlouhodobé kontrakty na dodávky, což se týká elektrárny Tisová, Plzeňské teplárenské a teplárny v Českých Budějovicích.

Graf č. 315 demonstruje poměrně významný útlum využití uhlí v tzv. velkém teplárenství. Ačkoliv však lze do budoucna předpokládat odpojení určité části sektoru domácností a terciálního sektoru od centrálního zásobování teplem, především v případě energeticky a ekonomicky neefektivních systémů, a také pokračující trend úspor tepla připojených uživatelů, prioritou dokumentu Aktualizované státní energetické koncepce je udržení funkčnosti systému jako celku. V tomto ohledu by tedy mělo dojít v první řadě k substituci uhlí s využitím dodatečných paliv, a to zejména obnovitelných zdrojů (biologicky rozložitelné složky odpadu, bioplynu, a biomasy), jakož i alternativních paliv, v podobě kupříkladu vyššího využití prvotního tepla z jaderných reakcí. Substitutem je dále zemní plyn, samozřejmě s přihlédnutím k jeho aktuálně vyšší ceně v porovnání s tuzemským uhlím a závislosti na dovozu.

Zachování jisté funkčnosti systému SZT má vedle potřeby zajištění paliva i významný ekonomický rozměr. Velké zdroje dodávající teplo do soustavy SZT budou ochotné vyrábět teplo pouze v případě, že při zahrnutí investičních nákladů na ekologizaci a případně na transformaci na jiné palivo budou moci v rámci konečné ceny konkurovat technologickým systémům decentralizovaného zásobování teplem. V případě nekonkurenceschopnosti ceny tepla pro konečného zákazníka dojde k rozpadu systému SZT, a to i v případě, že budou pro jeho fungování zajištěny dostatečné palivové zdroje.

Průměrné ceny tepla pro konečné spotřebitele se významněji liší v závislosti na místě předání tepla a použitém palivu. K 1. lednu 2013 byl rozptyl ceny od hodnoty 225 Kč/GJ přímo z výroby za použití uhlí a 625 Kč/GJ při předávce z rozvodů blokové kotelny za použití zemního plynu. V průměru je pak výroba tepla z uhlí o 120 Kč/GJ levnější než výroba za použití zemního plynu. Průměrné ceny tepla z biomasy pak dosahují úrovně 379 Kč/GJ (2010), což je o 109 Kč/GJ méně než pro zemní plyn. Výroba GJ tepla z topných olejů je pak při ceně 699 Kč/GJ o 211 Kč/GJ dražší než teplo ze zemního plynu. Tabulka č. 103 demonstruje, že kraje s nejvyšším podílem uhlí na výrobě tepla mají v průměru nejnižší ceny tepla, zatímco kraje jako Jihomoravský a Liberecký s podílem uhlí pod 5 % hradí vyšší ceny na úrovni 600 Kč/GJ. Graf č. 317 a Graf č. 318 zobrazují, jak cena dodávkového tepla dále závisí na velikosti pásma cenové lokality. Za konkurenční cenu tepla vůči systému SZT je tedy možné považovat cenu tepla z domovních kotelen na zemní plyn na úrovni 559 Kč/GJ. Dodávka tepla ze systému SZT je ve srovnání s touto cenou ekonomicky efektivní; výrobní cena z uhlí a biomasy se v průměru nachází pod touto hranicí, a to na všech úrovních předání. Odpojování od soustavy SZT aktuálně probíhá pouze v případech, kdy cena významněji překračuje tuto hranici, kupříkladu z důvodu velké přepravní vzdálenosti nebo vyšších ztrát v rozvodu. Výše závěrné ceny (tedy ceny tepla z SZT, která nesmí být překročena, aby byla soustava centrálního zásobování konkurenceschopná vzhledem k DZT) na základě výpočtu Vysoké školy ekonomické odpovídá výše uvedené hodnotě blízké 556 Kč/GJ pro blokovou kotelnu na zemní plyn umožňující vytápět řádově 100 bytů s výrobou tepla na úrovni 5 000 GJ/rok a výkonem 1 000 kW, kterou je možné považovat za technologii vytápění určující výši závěrné ceny.

Tabulka č. 102: Závěrná cena systémů SZT pro rok 2011

	ZP byt	ZP DK	ZP BK	ZP BK kondenzační kotel	TČ
	Kč/GJ	Kč/GJ	Kč/GJ	Kč/GJ	Kč/GJ
Zemní plyn	478,16	433,32	347,40	322,73	-
Elektřina	15,10	14,93	14,93	13,85	344,24
Údržba	24,95	22,28	21,38	21,38	16,67
Investice	108,90	89,10	65,68	65,68	208,33
Obsluha kotelny	0	47,52	71,28	71,28	60,00
Náklady na odpojení	-	-	-	-	-
WACC 7,5%	60,04	49,12	36,21	36,21	114,86
Celkem	687,15	656,27	556,88	531,14	744,10

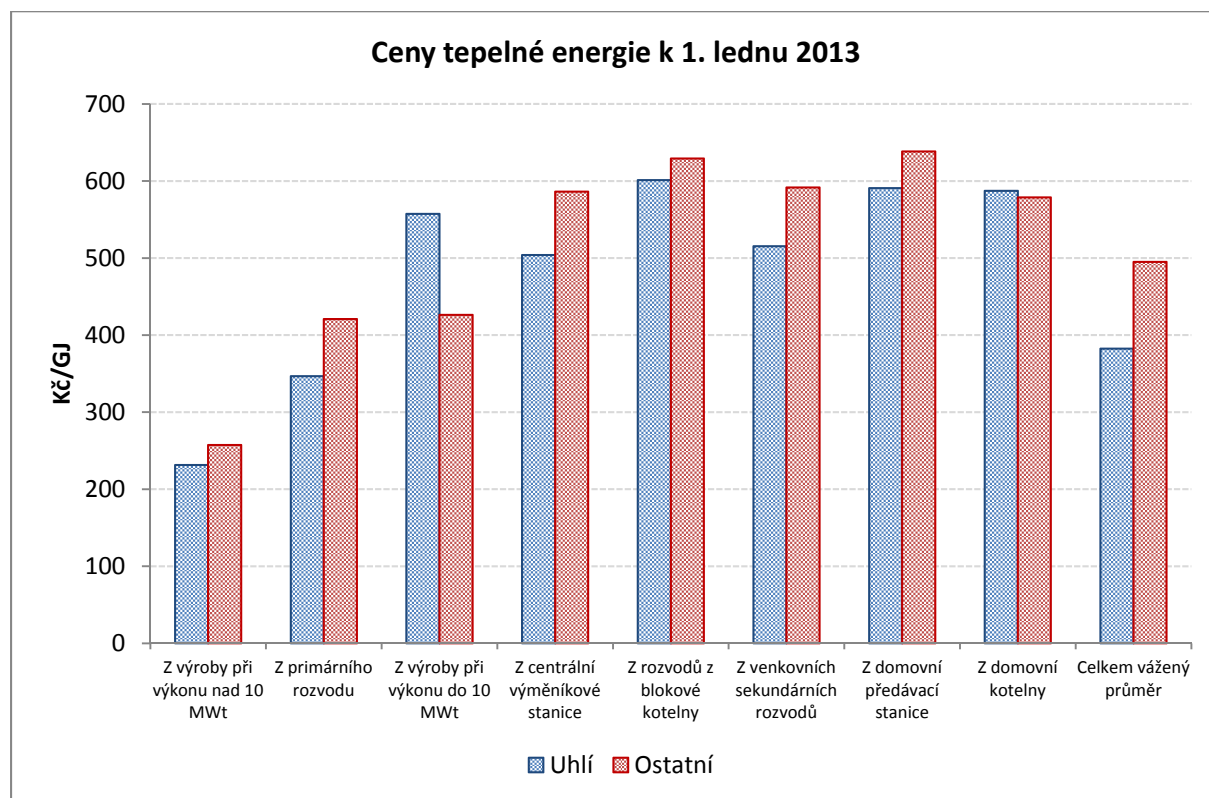
Zdroj: Studie stavu teplárenství (VŠE, 2011)

Tabulka č. 103: Průměrné ceny tepelné energie podle krajů

	Průměrná výsledná cena tepelné energie	Podíl uhlí	Podíl ostatních paliv	Průměrná předběžná cena tepelné energie	Podíl uhlí	Podíl ostatních paliv
	Kč/GJ	%	%	Kč/GJ	%	%
Pardubický	436,22	72,67	27,33	450,61	74,44	25,56
Královehradecký	465,47	74,04	25,96	497,54	72,84	27,16
Plzeňský	494,64	46,06	53,94	536,33	46,11	53,89
Moravskoslezský	515,94	67,44	32,56	533,87	63,01	36,99
Vysočina	514,52	10,04	89,96	537,98	8,56	91,44
Ústecký	542,96	73,06	26,94	564,79	72,68	27,32
Středočeský	557,90	55,20	44,80	567,64	51,52	48,48
Olomoucký	571,55	56,15	43,85	585,08	33,02	66,98
Jihočeský	575,70	63,93	36,07	594,12	64,58	35,42
Karlovarský	571,23	50,58	49,42	599,38	63,19	36,81
Praha	593,88	48,00	52,00	606,53	56,70	43,30
Zlínský	587,92	44,86	55,14	602,43	40,36	59,64
Jihomoravský	635,71	3,43	96,57	641,31	4,08	95,92
Liberecký	687,72	4,17	95,83	687,69	4,02	95,98

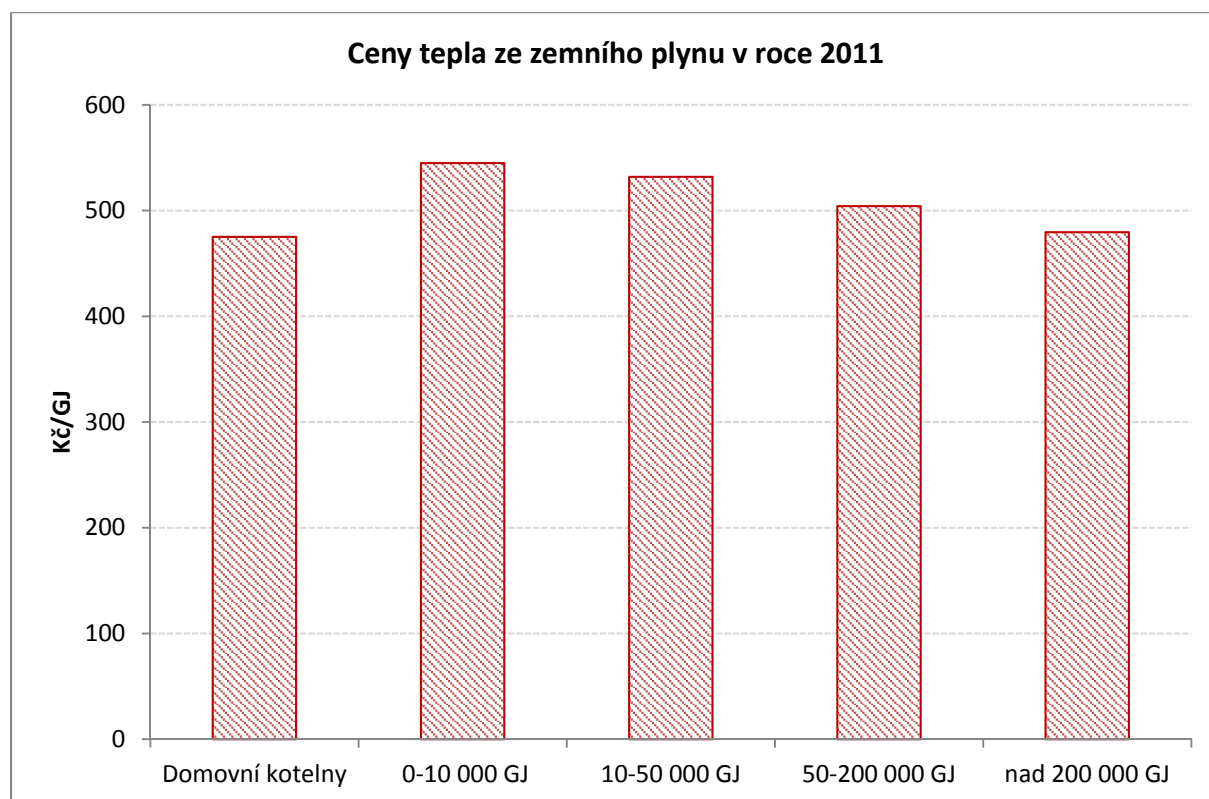
Zdroj: Vyhodnocení vývoje cen tepelné energie k 1. lednu 2013 (listopad 2013, ERÚ)

Graf č. 316: Ceny tepelné energie k 1. lednu 2013



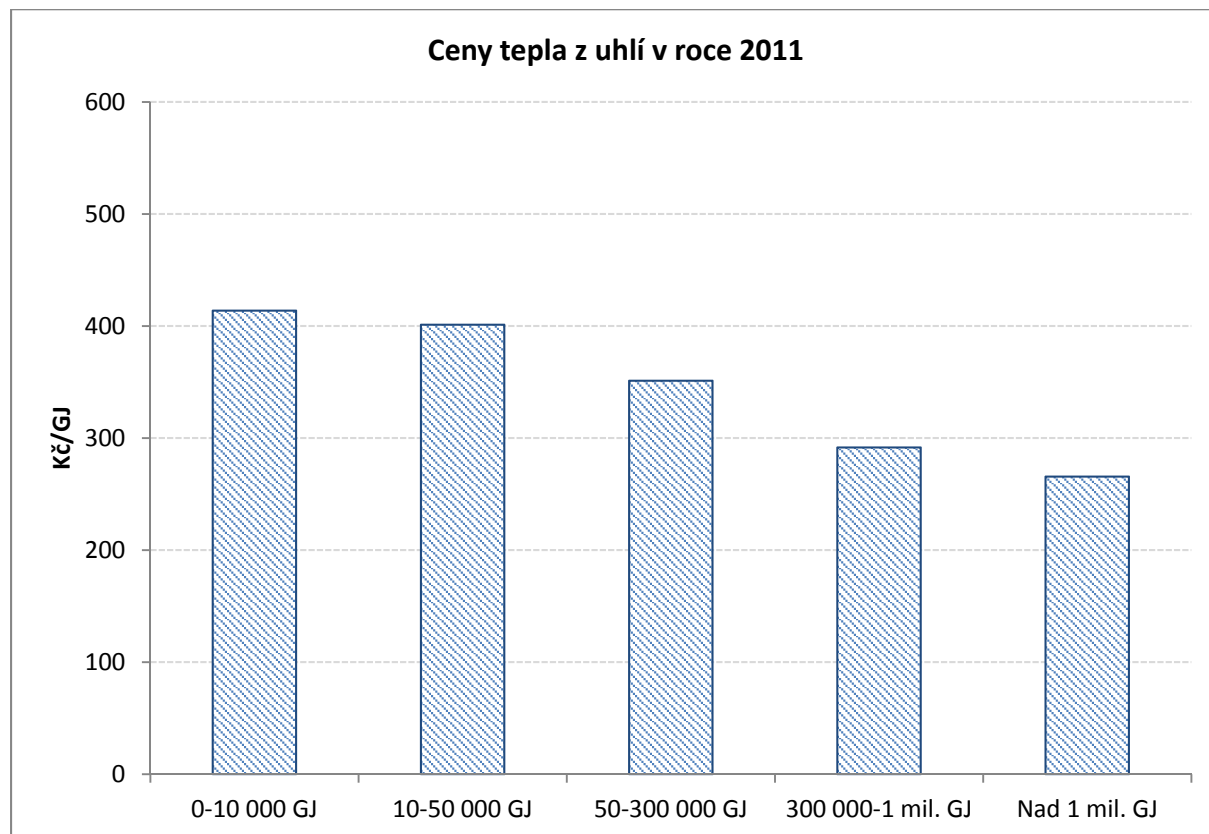
Zdroj: Vyhodnocení vývoje cen tepelné energie k 1. lednu 2013 (listopad 2013, ERÚ)

Graf č. 317: Ceny tepla ze zemního plynu v roce 2011 dle velikosti pásma cenové lokality



Zdroj: ERÚ

Graf č. 318: Ceny tepla z uhlí v roce 2011 dle velikosti pásma cenové lokality



Zdroj: ERÚ

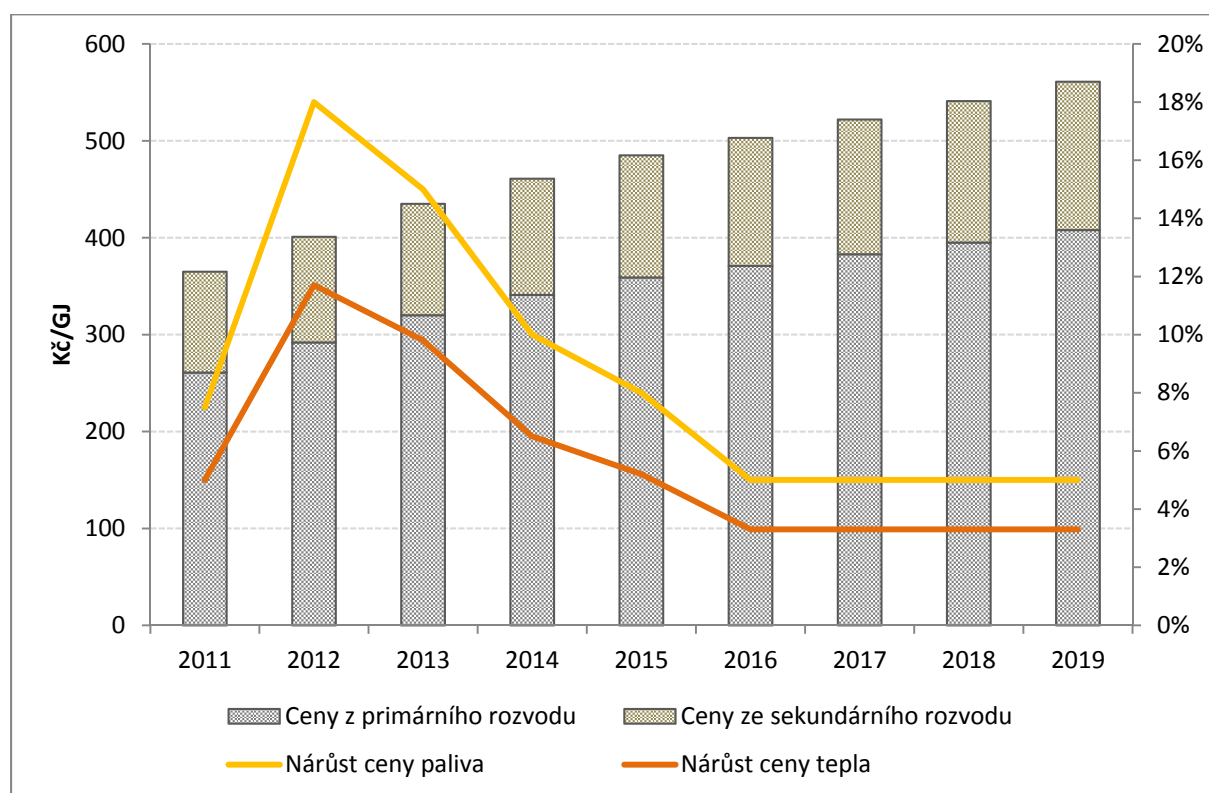
Graf č. 319, Graf č. 320 a Graf č. 321 demonstrují výpočty provedené Vysokou školou ekonomickou pro případ přestavby teplárny z uhlí na spalování biomasy, nebo zemního plynu k roku 2015 se zjednodušujícím předpokladem nepřerušené výroby zdroje při konverzi paliv. Bazické ceny tepla použité pro výpočet odpovídají pro rok 2010 z primárního rozvodu na úrovni 248,90 Kč/GJ a pro zákazníky s odběrem ze sekundárního rozvodu ve výši 347,80 Kč/GJ. Porovnáme-li predikované a skutečné ceny pro rok 2012 uvedené výše, je patrné, že výpočet počítá s lehce nižším růstem cen. Graf č. 320 a Graf č. 321 pak demonstrují, že přechod z výroby tepla z uhlí na biomasu nebo zemní plyn by byl v obou případech spojen s úrovní cen ze sekundárního rozvodu přes 1 000 Kč/GJ v roce uvedení do provozu, což je cena nekonkurenceschopná se systémem DZT. Za těchto okolností by vlastníci hnědo a černouhelných tepláren tuto investici neprovedli. V případě rozpadu SZT a jeho nahrazení decentralizovaným systémem vytápění, při uvažování jistého mixu použitých technologií, které uvádí Tabulka č. 102, a při průměrné výsledné ceně tepla na úrovni 635 Kč/GJ, by došlo v některých krajích s aktuálně vysokým podílem uhlí na výrobě k možnému zdražení až o 56 %. V případě, že přijmeme zjednodušující předpoklad vzrůstu ceny ve všech krajích na úroveň 635 Kč/GJ, dostáváme prostý průměr růstu ceny v rámci ČR na úrovni 24,2 %. Domácnosti v nejnižším decilu podle peněžních příjmů pak v roce 2013 vydávali ročně 8 418,84 Kč (701,57 Kč měsíčně krát počet měsíců v roce)²⁸ na výdaje za teplo a ohřev teplé vody na osobu. Celkové čisté příjmy domácností v nejnižším příjmovém decilu pak byly v roce 2013 na úrovni 67 694,76 Kč ročně.

²⁸ Příjmy a životní podmínky domácností; Tab. 2 d) Charakteristiky bydlení a vybavenost domácnosti (ČSÚ, 2011)

Výdaje na teplo a ohřev teplé vody tedy tvořily v daném roce 12,44 % čistých příjmů těchto domácností. Uvažujeme-li proporční zvýšení ceny tepla a teplé vody průměrně o 24,2 %, zvýšil by se podíl výdajů domácností v nejnižším příjmovém decilu o cca 3 procentní body z úrovně 12,44 % na 15,45 % z úrovně 8 418,84 Kč na 10 456,20 Kč. (Příjmy a životní podmínky domácností; ČSÚ 2013).

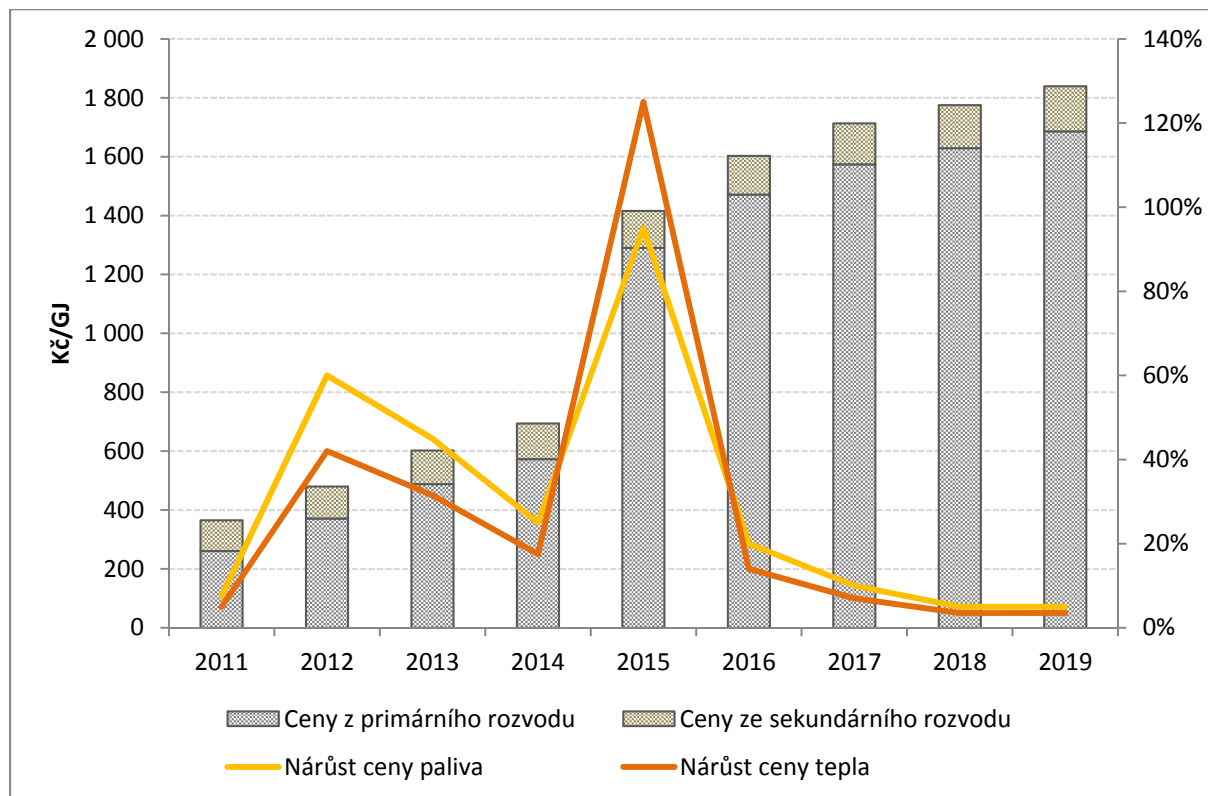
Prioritou by tedy mělo být směřovat kvalitní uhlí s akceptovatelnými parametry do vysoce účinné výroby tepla zejména v rámci kombinované výroby elektřiny a tepla, případně s vyšším poměrem spolu spalování biomasy, tak aby k odpojování odběratelů od SZT docházelo postupně s rostoucí cenou stále vzácnějšího uhlí a předejít „prudkému“ rozpadu soustavy SZT souvisejícímu se skokovým zvýšením tepla pro domácnosti. Rozpad soustavy SZT by též znamenal výpadek dodávek tzv. technologického tepla pro průmyslové podniky s investičně nákladnou nutností výstavby nových zdrojů tepla. Dále by se jednalo o nezanedbatelný výpadek výroby elektrické energie sloužící zejména pro účely regulace trhu. Dalším hlediskem je fakt, že i v případě konkurenceschopnosti zdroje vzniklého z přebudování uhelné teplárny na spalování zemního plynu a tedy zachování funkčnosti systému SZT panuje nejistota ohledně připojení o požadovaném tlaku a objemu dopravovaného zemního plynu. Investice na transformaci by sebou tedy nesly dodatečné náklady na posílení robustnosti přepravní infrastruktury s ohledem na dodávky zemního plynu.

Graf č. 319: Očekávaný růst cen tepla v případě dostatku paliva (uhlí)



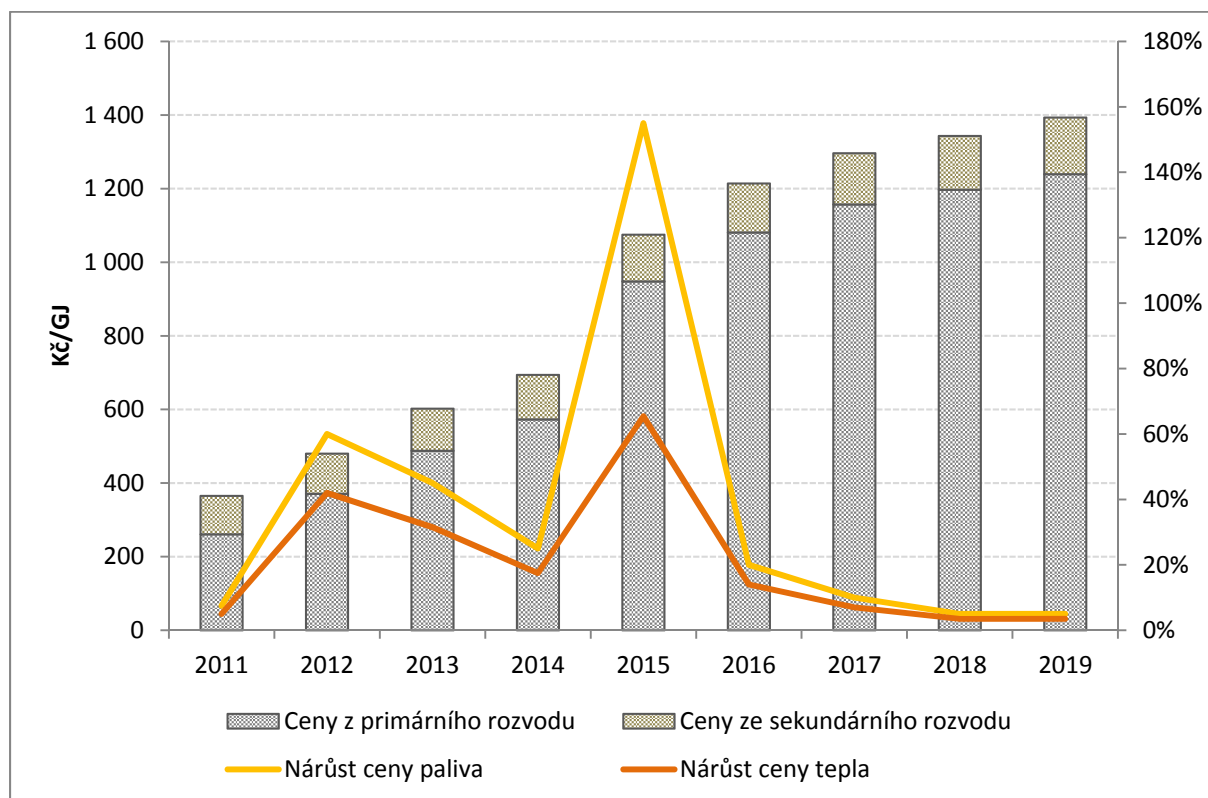
Zdroj: Studie stavu teplárenství (VŠE, 2011)

Graf č. 320: *Nárůst ceny tepla při náhradě hnědého uhlí biomasou – realizace 2015*



Zdroj: Studie stavu teplárenství (VŠE, 2011)

Graf č. 321: *Nárůst ceny tepla při náhradě hnědého uhlí zemním plynem - realizace 2015*



Zdroj: Studie stavu teplárenství (VŠE, 2011)

5.3 Spotřeba energie v sektorech národního hospodářství

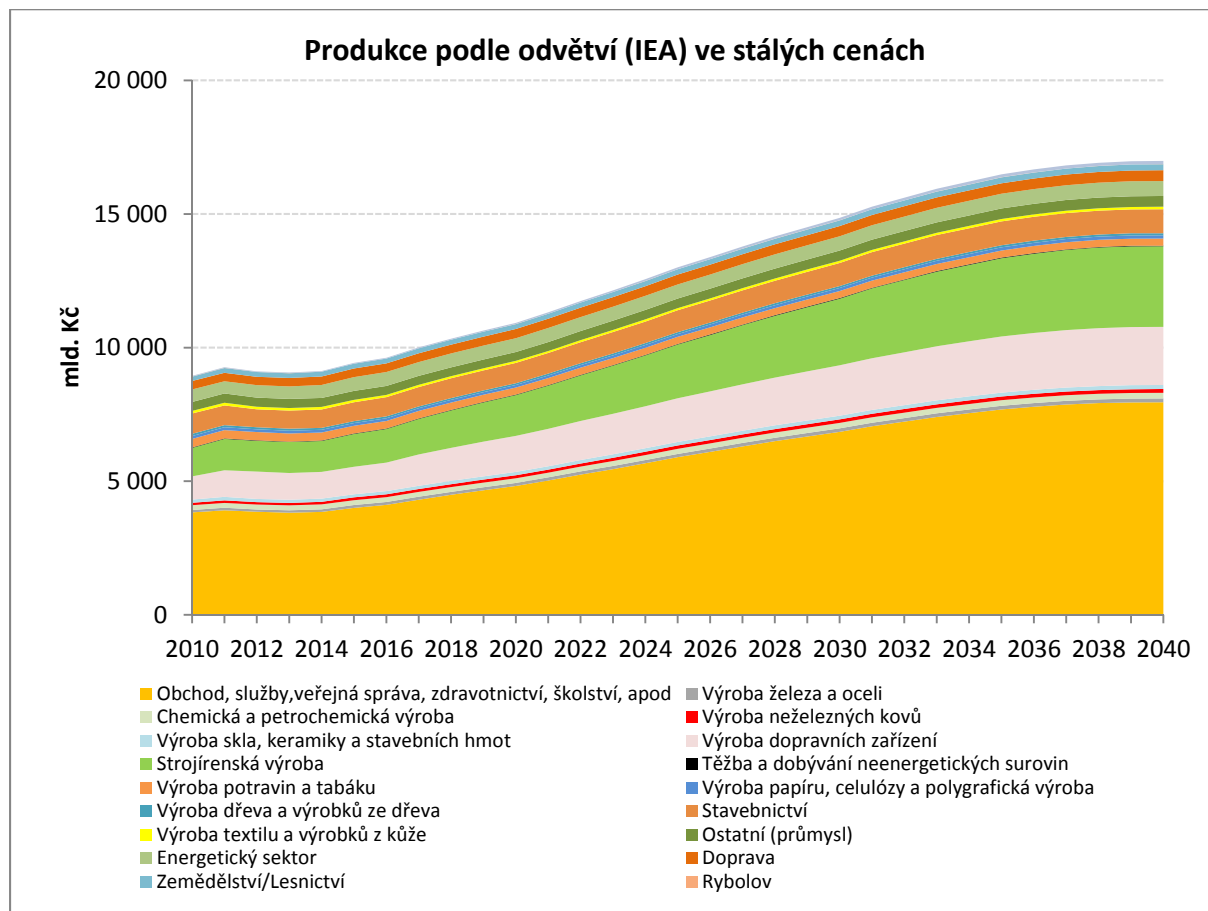
5.3.1 Spotřeba energie v odvětvích

Podkladem pro prognózu konečné spotřeby podle odvětví jsou data o spotřebě energií a paliv za jednotlivé podniky a energetické bilance, které sestavuje Ministerstvo průmyslu a obchodu a Český statistický úřad. V tomto ohledu pak bylo zvoleno použití odvětvové klasifikace podle Mezinárodní energetické agentury (IEA), a to z důvodu lepší srovnatelnosti s bilancemi na základě metodologie IEA.

Výhled konečné spotřeby v jednotlivých odvětvích je dále určen na základě prognózovaného vývoje produkce ve stálých cenách (viz Graf č. 322). V první řadě je pak za jednotlivá odvětví vypočtena měrná spotřeba jednotlivých paliv a energie na jednotku produkce v referenčním roce 2012. V „*base line*“ scénáři je následně uvažováno zachování této měrné spotřeby na jednotku produkce roku 2012 v horizontu do roku 2040. Na základě tohoto lineárního vztahu je následně možné provést predikci konečné spotřeby v rámci jednotlivých odvětví. V tomto ohledu je však nutné zdůraznit, že „*base line*“ scénář je „*base line*“ pouze v tom ohledu, že předpokládá stagnaci měrné konečné spotřeby paliv a energie na jednotku produkce, jsou v něm však již obsaženy implicitní předpoklady vývoje jednotlivých odvětví, tedy například zvýšení podílu sektoru služeb na celkové produkci. Výhled konečné spotřeby energie a paliv při zachování měrné spotřeby na jednotku produkce roku 2012 (tedy „*base line*“ scénář) zobrazuje Graf č. 323. V případě neenergetické spotřeby byla pro celý horizont do roku 2040 použita hodnota roku 2012, což konkrétně odpovídá spotřebě na úrovni 113 PJ. Použití historické hodnoty v celém sledovaném rozsahu je odůvodněno nedostatkem relevantních informací potřebných k predikci této složky.

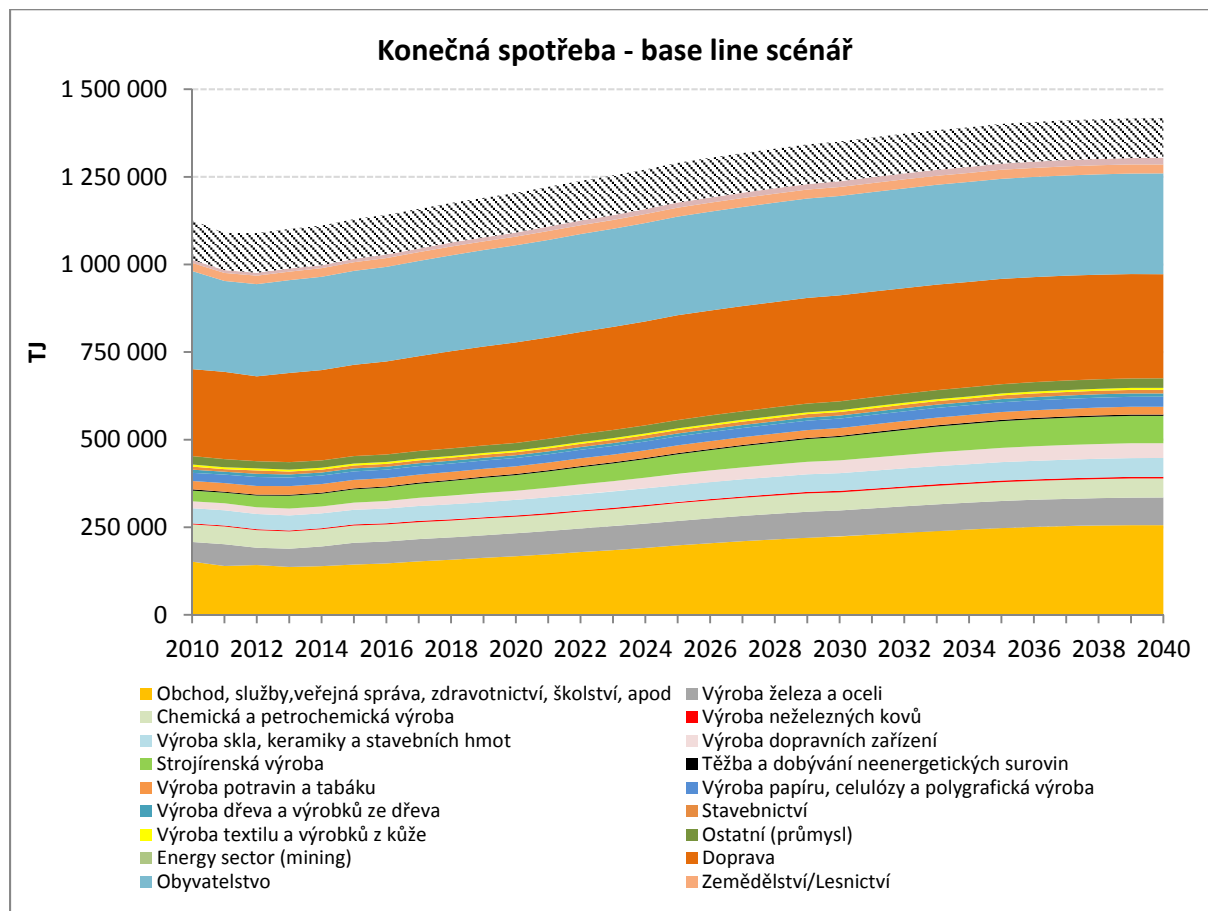
Je patrné, že při předpokládaném téměř 90% nárůstu celkové produkce ve stálých cenách v roce 2040 oproti roku 2010 by při zachování měrné spotřeby na produkci konečná spotřeba vzrostla až o 26 %, což znamená nárůst řádově o 292 PJ proti roku 2010.

Graf č. 322: *Produkce podle odvětví (IEA) ve stálých cenách*



Zdroj: *Expertní analýza MPO*

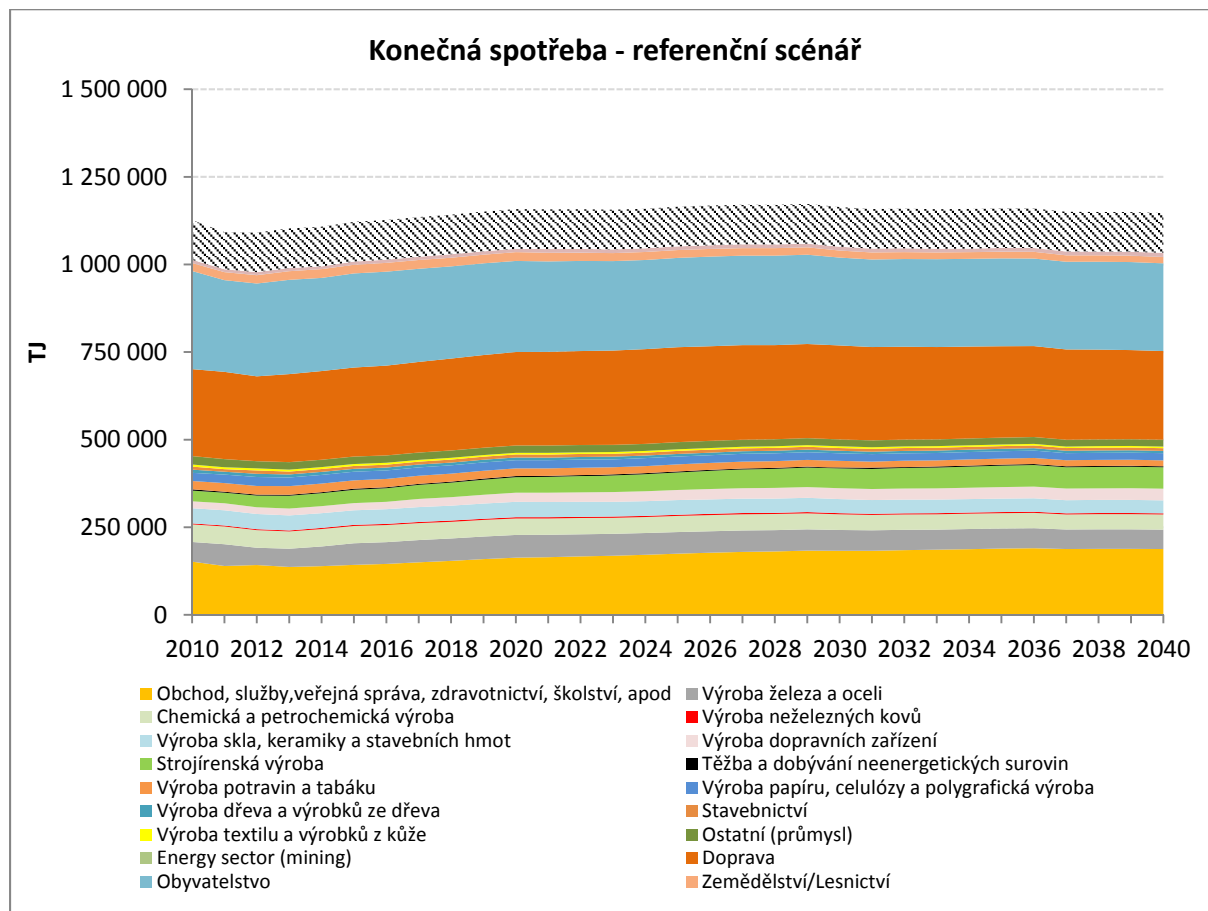
Graf č. 323: Konečná spotřeba - base line scénář



Zdroj: Expertní analýza MPO

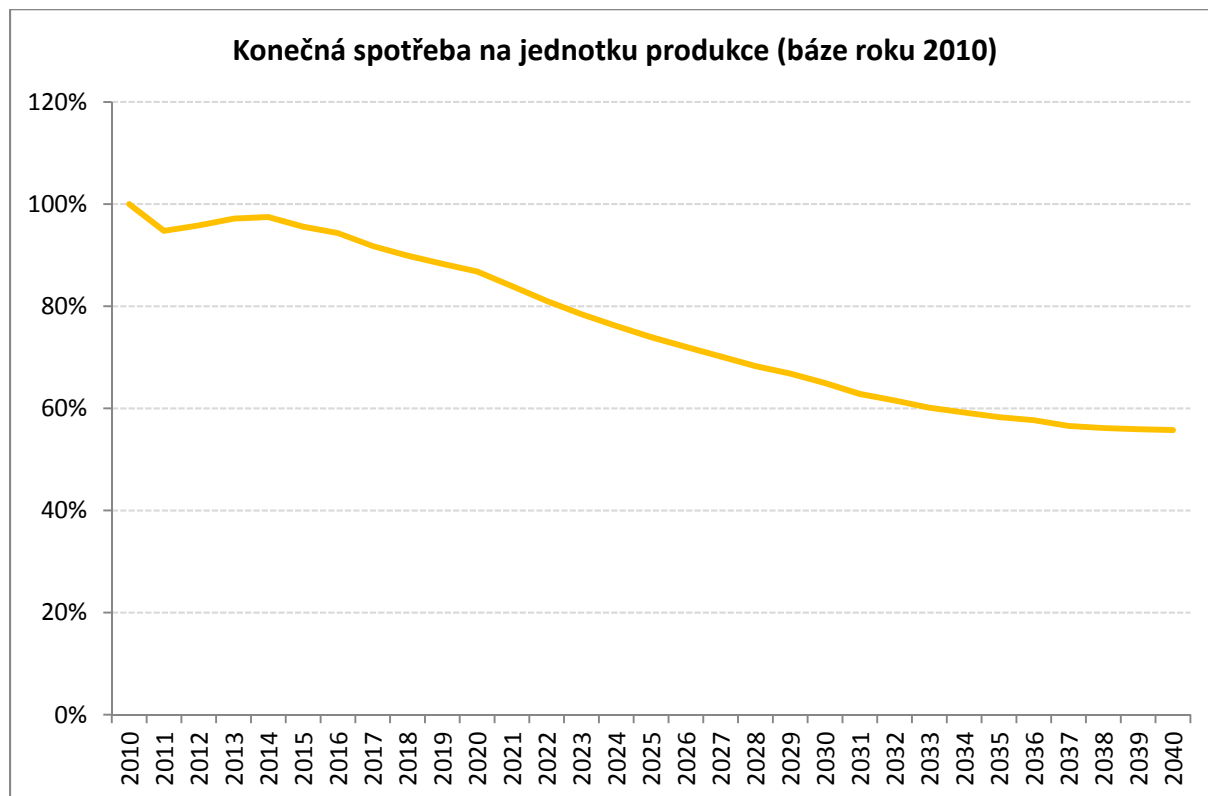
Graf č. 324 zobrazuje vývoj konečné spotřeby s promítnutím energetických úspor v rámci jednotlivých odvětví. Graf č. 325 pak uvádí konečnou spotřebu (bez domácností) na jednotku produkce jako bázi roku 2010. Z grafu je patrný pokles měrné spotřeby téměř na polovinu v porovnání s rokem 2010. Graf č. 326 kvantifikuje energetické úspory jako rozdíl „base line“ scénáře a referenčního scénáře a porovnává je s předpokládaným tempem explicitních úspor, které předpokládá dokument ASEK (viz podkapitola č. 5.3.2). Termínem implicitní úspora je myšlena kupříkladu přirozená obměna starých spotřebičů a průmyslových zařízení, jedná se o úsporu, která by musela být realizována za předpokladu stagnace konečné spotřeby na jednotku produkce. Termínem explicitní úspora je myšlena, do které bude muset být explicitně investováno s cílem snížení energetické náročnosti. Jak je patrné i z uvedeného grafu tak implicitní vlastně zahrnují jak explicitní, tak implicitní úspory, proto bylo označení uvedeno v závorkách.

Graf č. 324: Konečná spotřeba - referenční scénář



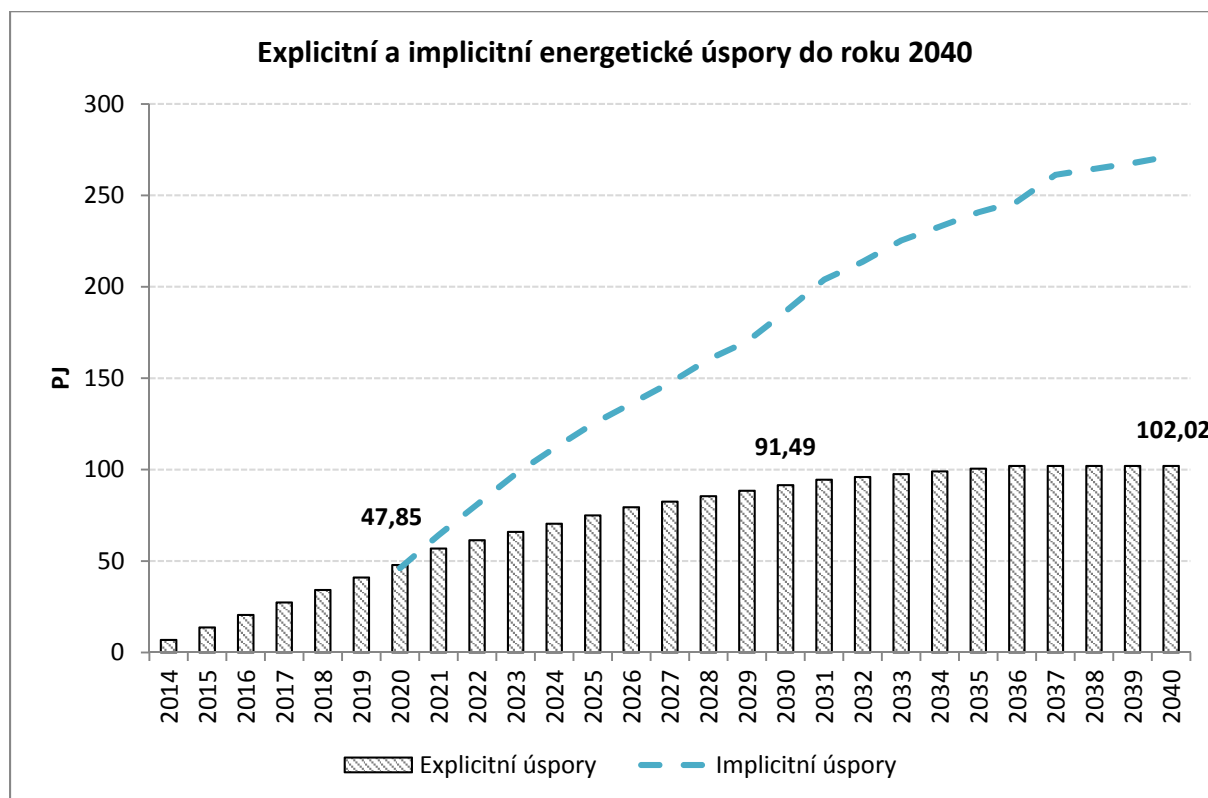
Zdroj: Expertní analýza MPO

Graf č. 325: Konečná spotřeba (bez domácností) na jednotku produkce (báze roku 2010)



Zdroj: Expertní analýza MPO

Graf č. 326: Explicitní a implicitní energetické úspory do roku 2040



Zdroj: Expertní analýza MPO

5.3.1.1 Spotřeba elektřiny

Na základě kombinace předpokládaných scénářů ekonomického vývoje a vývoje elektroenergetické náročnosti jednotlivých odvětví byly stanoveny tři možné scénáře vývoje spotřeby elektřiny v rámci odvětví, viz následující tabulka.

Tabulka č. 104: Scénáře vývoje spotřeby elektřiny

Scénář spotřeby elektřiny	Průměrný růst HDP ve stálých cenách [%]	Změna elektroenergetické náročnosti HDP ve SC v roce 2040 oproti roku 2012 [%]	Změna elektroenergetické náročnosti produkce ve SC v roce 2040 oproti roku 2012 [%]
Nízký	0,36	5,5	-9,2
Referenční	1,92	-22,7	-31,7
Vysoký	1,92	-12,9	-23,0

Zdroj: Expertní analýza MPO s využitím výhledu HDP MF

Celkové hodnoty elektroenergetické náročnosti celé ekonomiky budou negativně ovlivněny zejména předpokládaným rozvojem elektromobility, tedy vývojem v dopravě. Rozdíly mezi náročnostmi tvorby HDP a produkce jsou pak určeny zejména odváděním části HPH do zahraničí. Vývoj spotřeby elektřiny pro tyto tři scénáře do roku 2040 potom ukazuje Tabulka č. 105 a Graf č. 327.

Tabulka č. 105: Srovnání scénářů vývoje spotřeby elektřiny v odvětvích

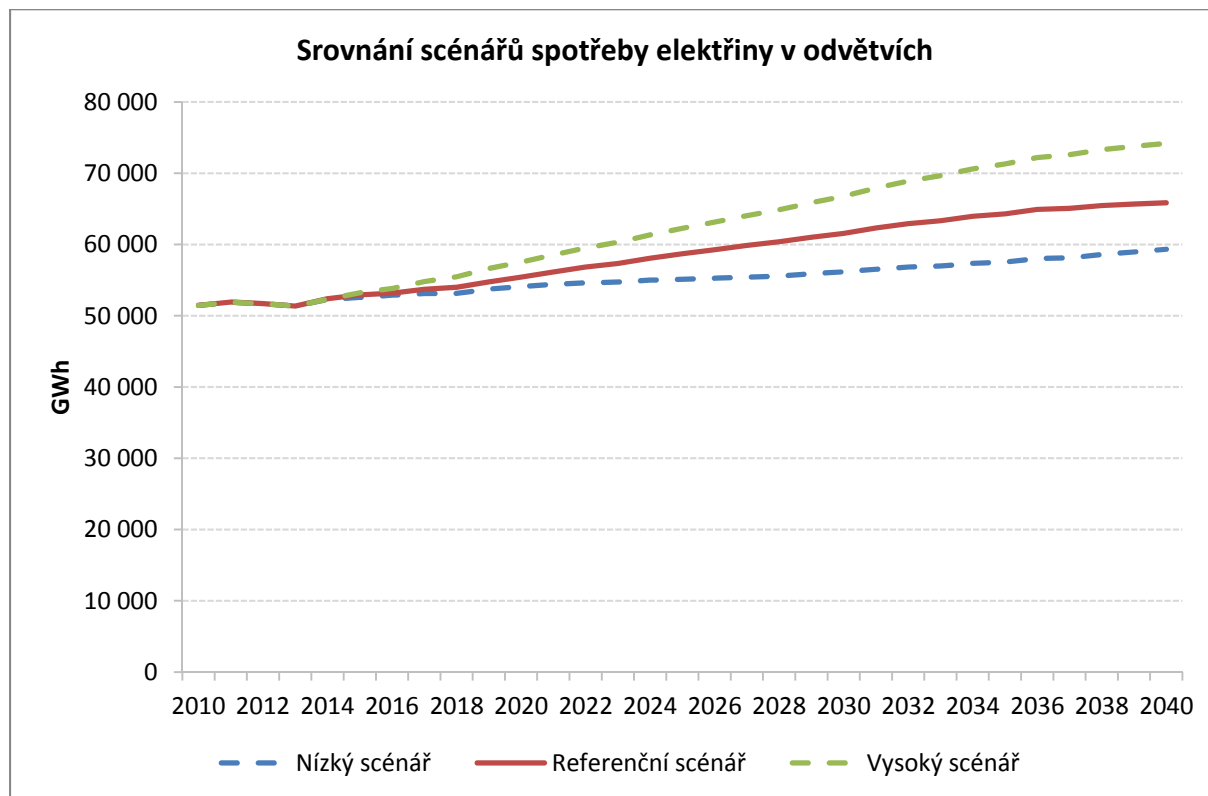
Scénář spotřeby elektřiny	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Nízký	51 468,1	52 584,5	54 100,4	55 110,5	56 185,8	57 555,1	59 336,5
Referenční	51 468,1	52 933,2	55 413,0	58 699,1	61 558,5	64 301,2	65 850,2
Vysoký	51 468,1	53 233,4	57 557,2	62 288,4	66 783,3	71 315,0	74 191,6

Zdroj: Expertní analýza MPO s využitím výhledu HDP MF

Uvedené hodnoty spotřeby elektřiny v odvětvích pro tyto tři scénáře potom zahrnují čistou spotřebu elektrické energie v rámci velkoodběru (VO), dále maloodběru podnikatelů (MOP), spotřebu v rámci elektromobility, vlastní spotřebu na výrobu elektřiny, ostatní spotřebu a spotřebu na přečerpávání v přečerpávacích vodních elektrárnách.

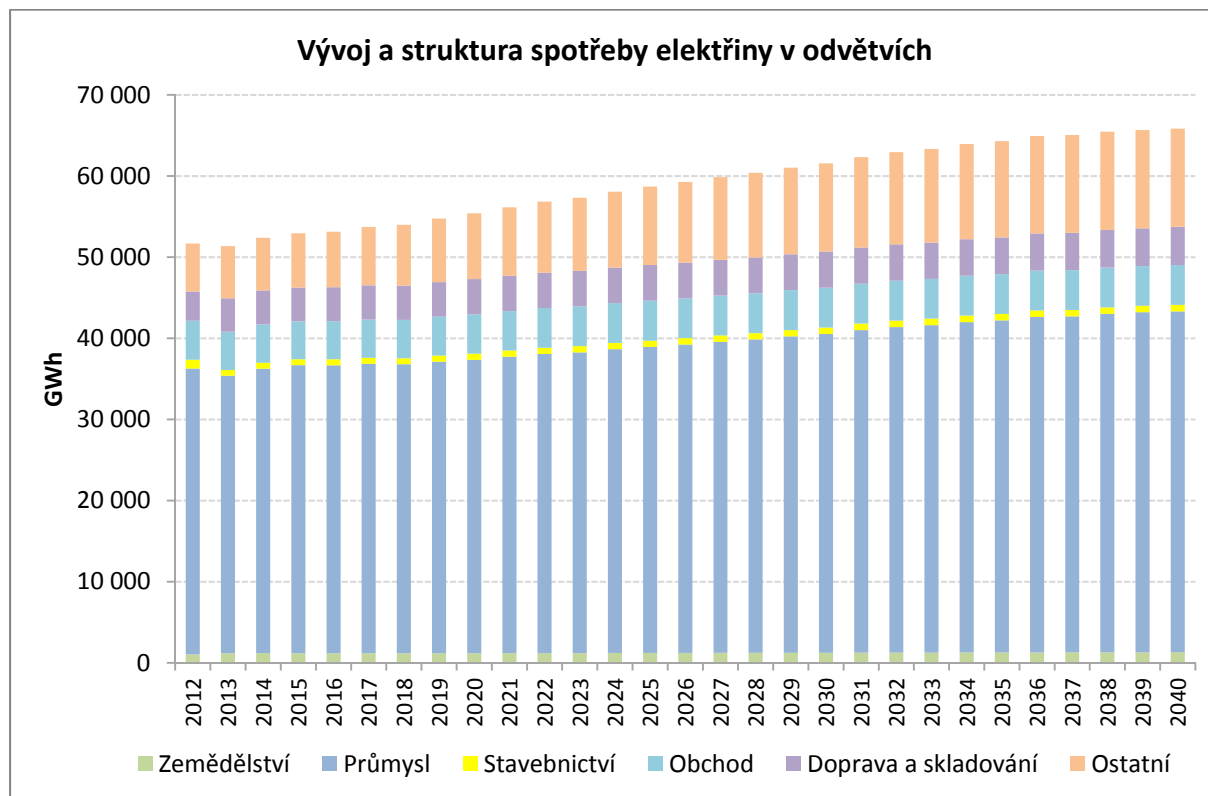
Předpokládaný vývoj a strukturu spotřeby elektřiny v odvětvích v rámci referenčního scénáře, který byl použit pro optimalizovaný scénář ASEK, do roku 2040 pak znázorňují následující grafy, nejprve pro agregovaná odvětví celé ekonomiky, poté pro jednotlivá agregovaná průmyslová odvětví a nakonec pro vybraná odvětví zpracovatelského průmyslu. Další grafy pak ukazují podobným způsobem vývoj elektroenergetické náročnosti tvorby HPH a produkce ve stálých cenách, znovu pro odvětví celé ekonomiky, jednotlivá průmyslová odvětví a vybraná odvětví zpracovatelského průmyslu.

Graf č. 327: Srovnání scénářů vývoje spotřeby elektřiny v odvětvích



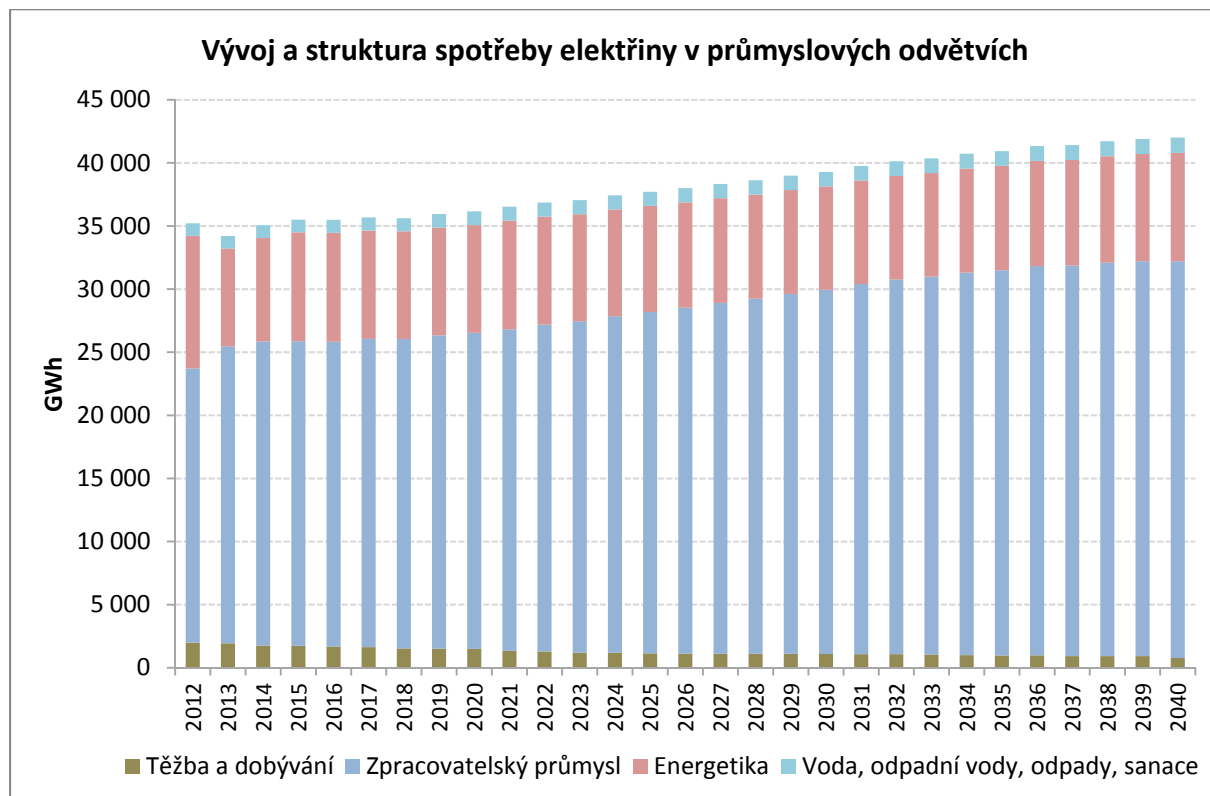
Zdroj: Expertní analýza MPO s využitím výhledu HDP MF

Graf č. 328: Vývoj a struktura spotřeby elektřiny v odvětvích – referenční



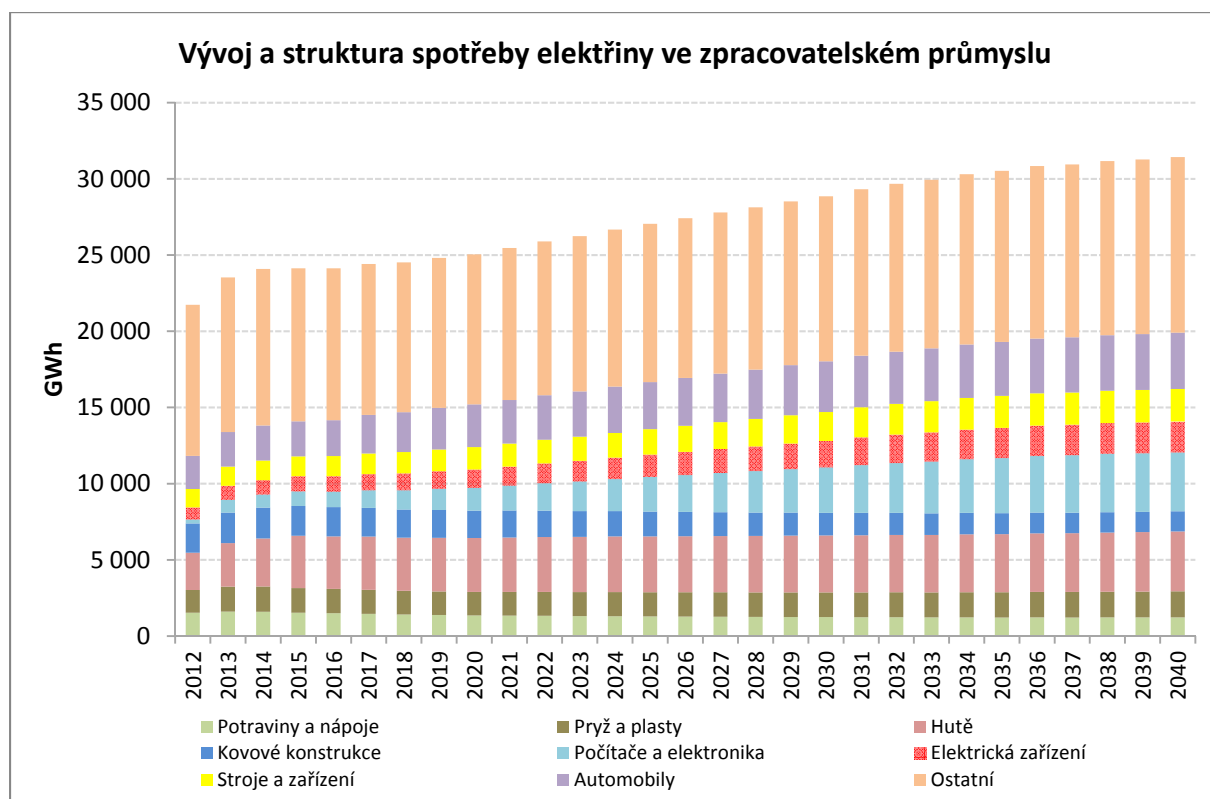
Zdroj: Expertní analýza MPO s využitím výhledu HDP MF

Graf č. 329: Vývoj a struktura spotřeby elektřiny v průmyslu – referenční



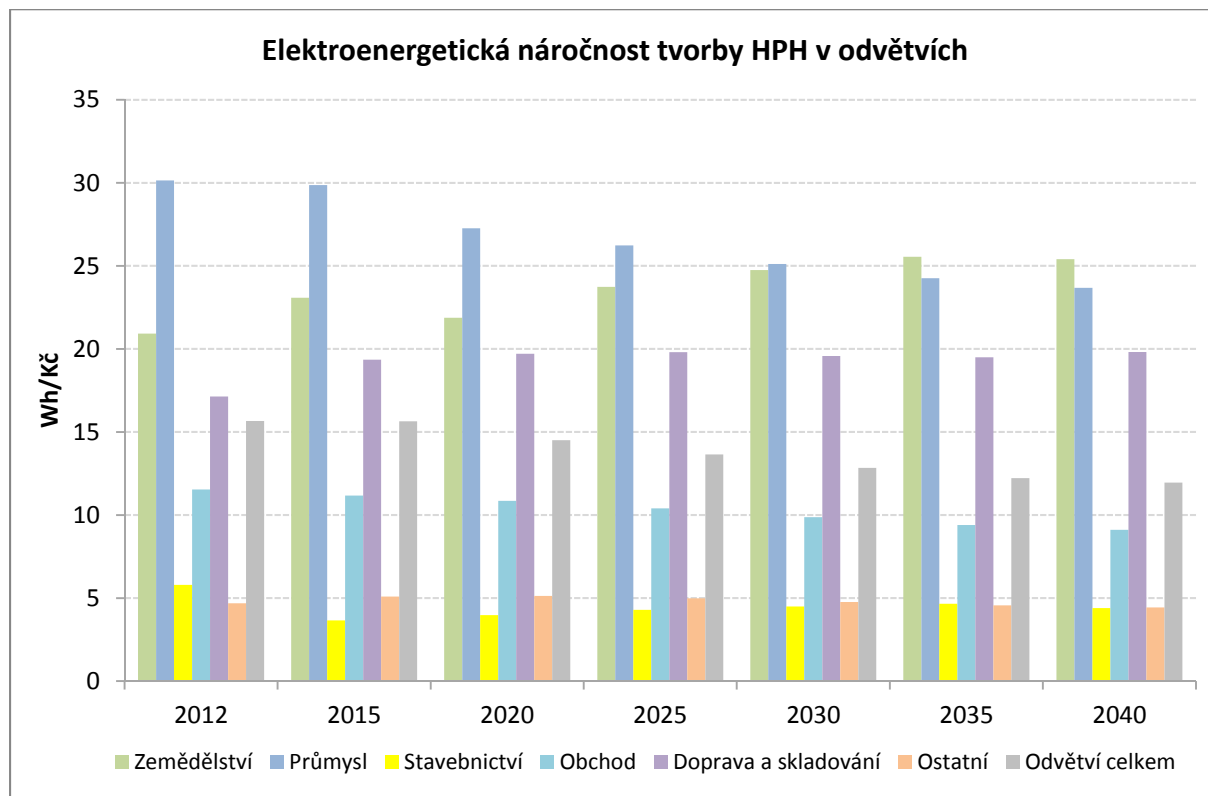
Zdroj: Expertní analýza MPO s využitím výhledu HDP MF

Graf č. 330: Vývoj a struktura spotřeby elektřiny ve zpracovatelském průmyslu – referenční



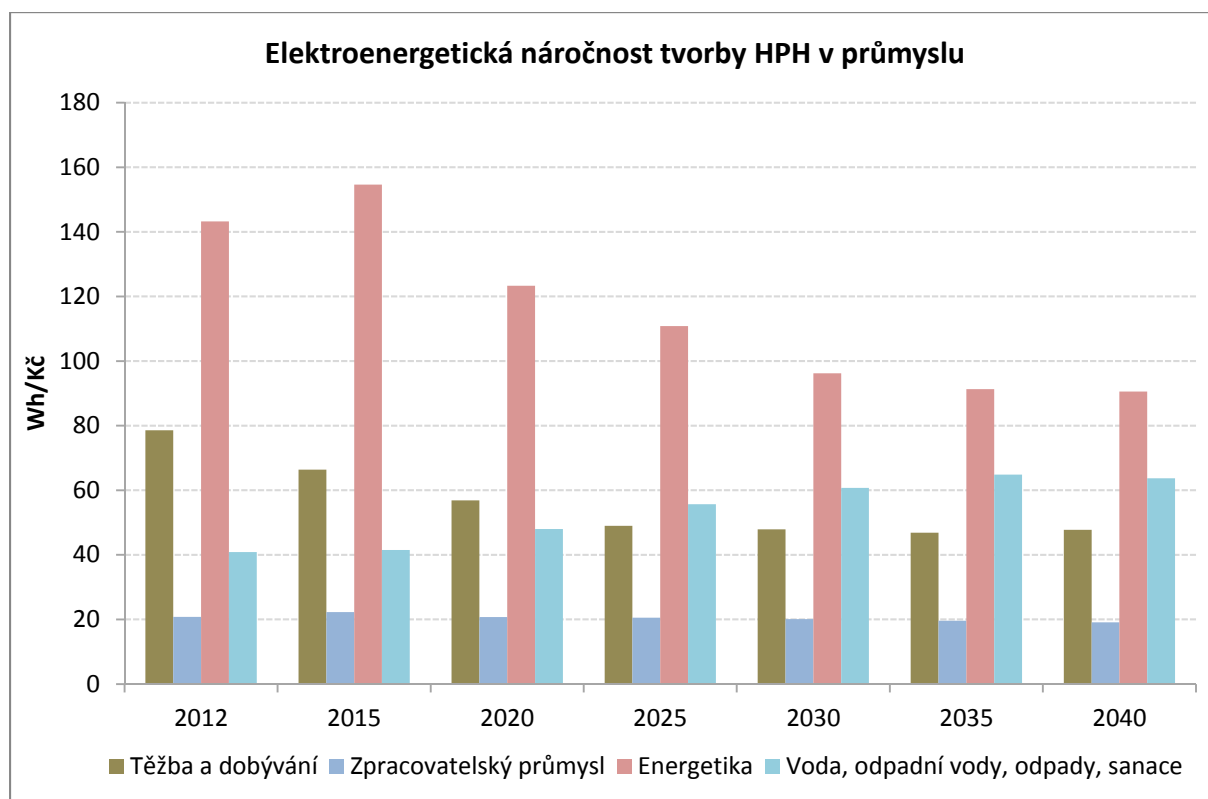
Zdroj: Expertní analýza MPO s využitím výhledu HDP MF

Graf č. 331: Vývoj elektroenergetické náročnosti HPH ve SC v odvětvích – referenční



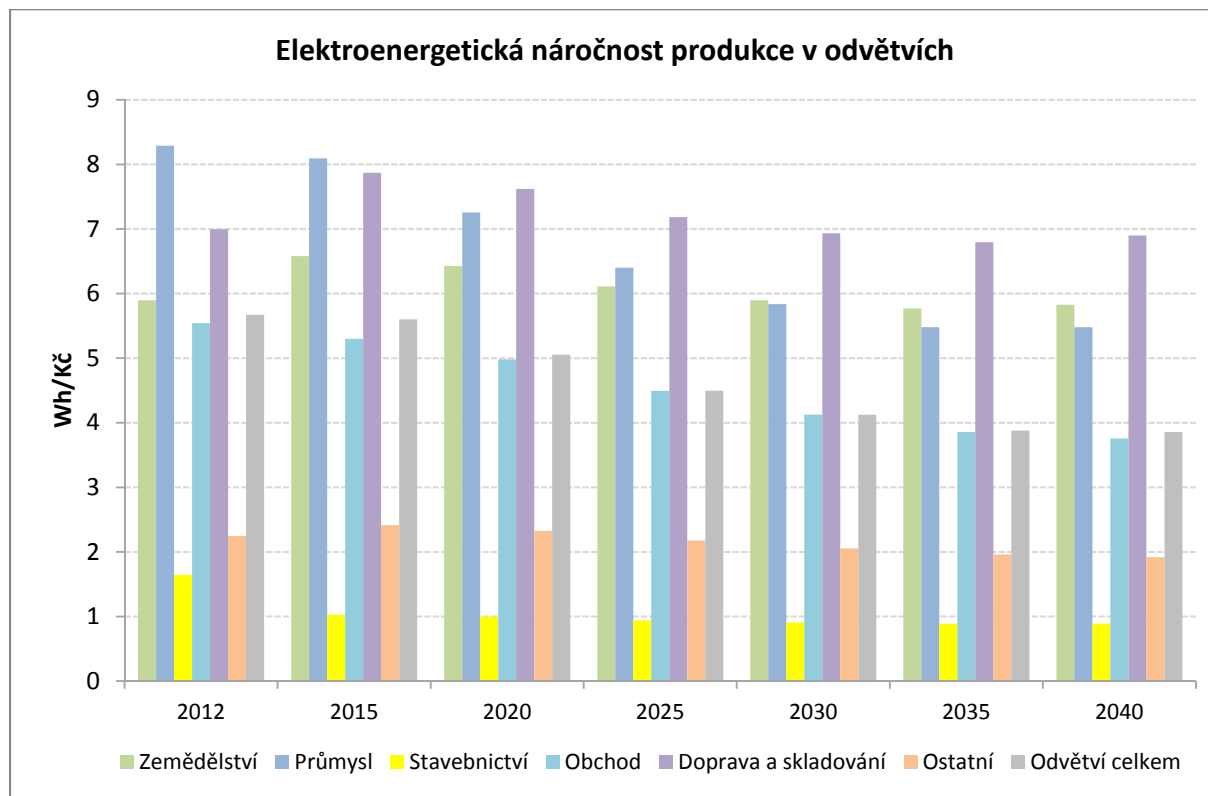
Zdroj: Expertní analýza MPO s využitím výhledu HDP MF

Graf č. 332: Vývoj elektroenergetické náročnosti HPH ve SC v průmyslu – referenční



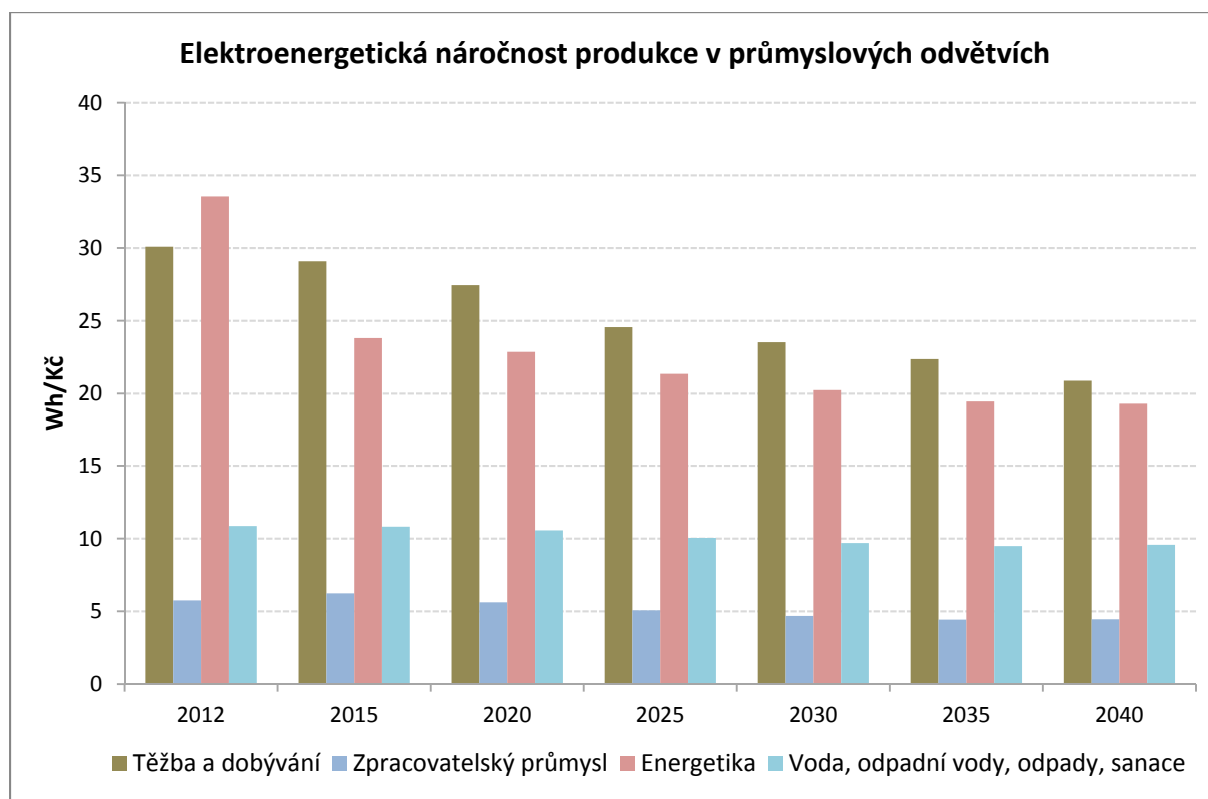
Zdroj: Expertní analýza MPO s využitím výhledu HDP MF

Graf č. 333: Vývoj elektroenergetické náročnosti produkce ve SC v odvětvích – referenční



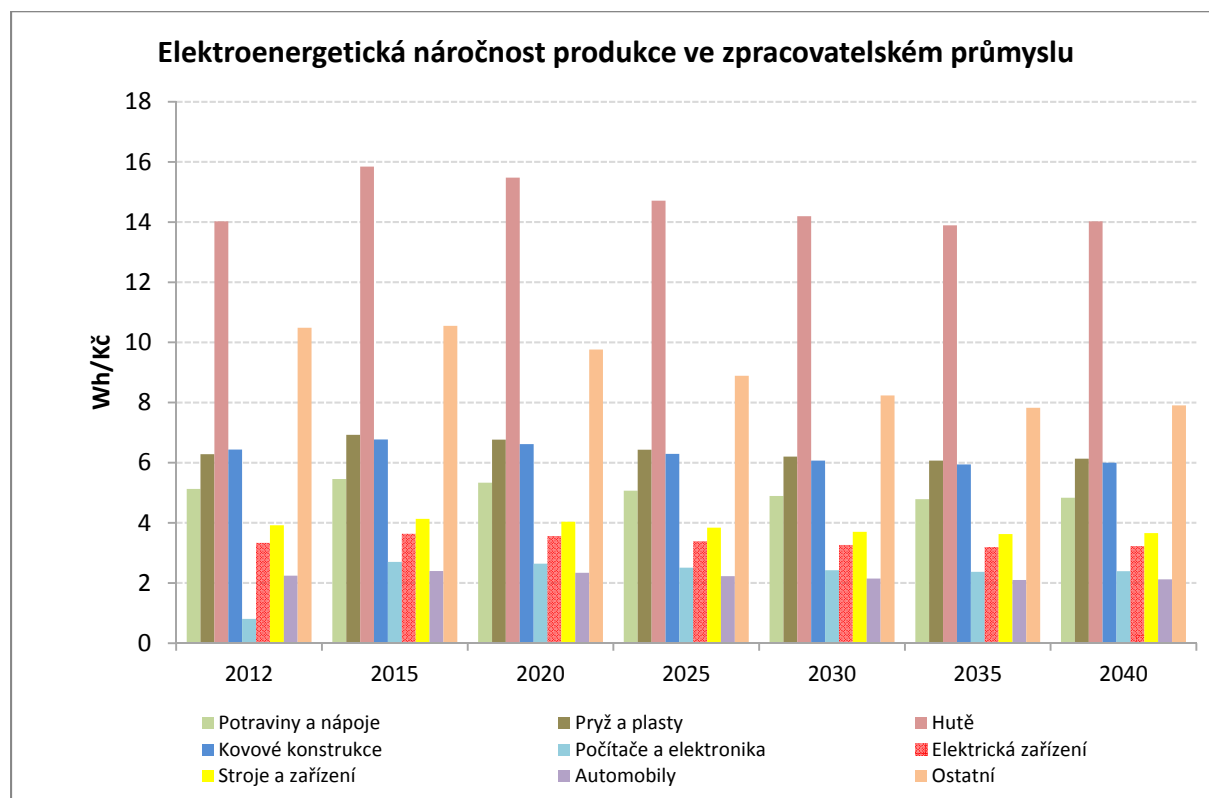
Zdroj: Expertní analýza MPO s využitím výhledu HDP MF

Graf č. 334: Vývoj elektroenergetické náročnosti produkce ve SC v průmyslových odvětvích



Zdroj: Expertní analýza MPO s využitím výhledu HDP MF

Graf č. 335: Vývoj elektroenergetické náročnosti produkce ve SC ve zprac. prům. – referenční



Zdroj: Expertní analýza MPO s využitím výhledu HDP MF

Detailní strukturu konečné spotřeby elektrické energie, v níž jsou hodnoty spotřeby elektřiny v odvětvích rozčleněny na jednotlivé složky, potom znázorňuje Tabulka č. 106, která tak ukazuje zároveň vývoj spotřeby elektřiny ze strany velkooběru a ze strany malooběru podnikatelů a také vývoj vlastní spotřeby na výrobu elektřiny a vývoj ztrát v přenosu a rozvodu.

Tabulka č. 106: Vývoj a struktura spotřeby elektřiny – referenční

Spotřeba elektřiny [GWh]	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Odvětví	51 468,1	52 933,2	55 413,0	58 699,1	61 558,5	64 301,2	65 850,2
VO	34 162,0	34 857,4	37 228,2	40 238,1	42 140,4	43 362,3	44 053,1
MOP	8 478,4	8 342,2	8 909,6	9 629,9	10 085,2	10 377,6	10 543,0
Ostatní spotřeba	1 586,7	1 600,0	1 620,0	1 620,0	1 620,0	1 620,0	1 620,0
Elektromobilita	0,9	6,8	50,9	438,1	1 189,6	2 328,5	3 442,2
Vlastní spotřeba	6 446,0	7 126,7	6 604,3	5 773,0	5 523,3	5 612,8	5 191,9
MOO	15,027,5	14 301,9	14 268,1	14 566,0	14 659,3	14 466,8	14 413,6
Akumulace PVE	795,0	1 000,0	1 000,0	1 000,0	1 000,0	1 000,0	1 000,0
Ztráty v sítích	4 467,0	3 960,4	4 120,4	4 358,5	4 490,2	4 547,8	4 572,2
Spotřeba brutto	70 962,6	71 195,4	73 801,5	77 623,6	80 708,0	83 315,8	84 836,0
Akumulace elektro	0,0	20,0	307,6	734,4	1 033,2	1 334,3	1 635,1

Zdroj: Expertní analýza MPO s využitím výhledu HDP MF

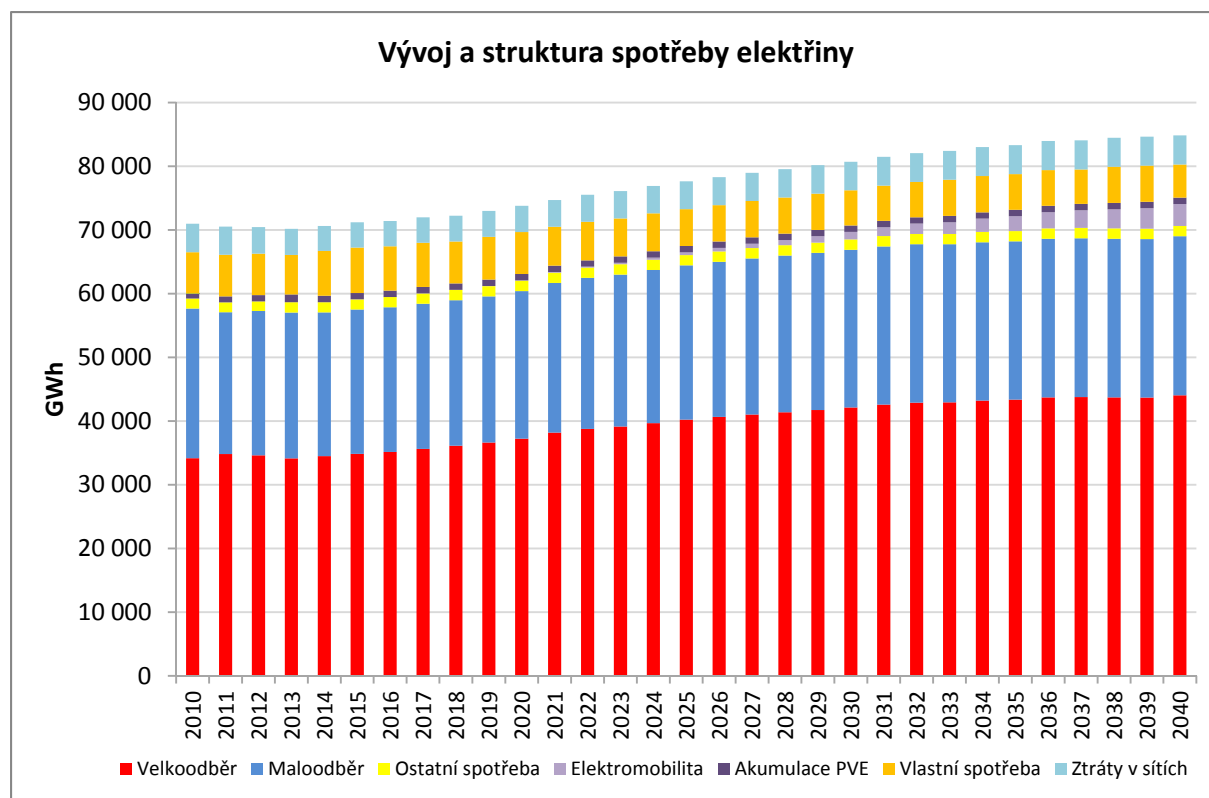
Strukturu spotřeby elektřiny v jiném uspořádání potom ukazuje Tabulka č. 107 a Graf č. 336, z nichž lze vyčíst také vývoj tuzemské spotřeby netto. Hodnoty akumulace elektro, uvedené prakticky mimo rámec spotřeby elektřiny brutto, značí kapacitu akumulace vázanou na množství elektřiny vyrobené z intermitentních zdrojů, tedy elektráren s velmi proměnlivou dodávkou, jejíž předpokládaný rozvoj se uvažuje do výše až 20 % velikosti jejich roční výroby elektřiny.

Tabulka č. 107: Vývoj a struktura spotřeby elektřiny – referenční

Spotřeba elektřiny [GWh]	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Velkoodběr	34 162,0	34 857,4	37 228,2	40 238,1	42 140,4	43 362,3	44 053,1
Maloodběr	23 505,9	22 644,1	23 177,7	24 195,9	24 744,5	24 844,4	24 956,6
Podnikatelé	8 478,4	8 342,2	8 909,6	9 629,9	10 085,2	10 377,6	10 543,0
Domácnosti	15,027,5	14 301,9	14 268,1	14 566,0	14 659,3	14 466,8	14 413,6
Ostatní spotřeba	1 586,7	1 600,0	1 620,0	1 620,0	1 620,0	1 620,0	1 620,0
Elektromobilita	0,0	6,8	50,9	438,1	1 189,6	2 328,5	3 442,2
Spotřeba netto	59 254,6	59 108,3	62 076,7	66 492,1	69 694,5	72 155,2	74 071,9
Akumulace PVE	795,0	1 000,0	1 000,0	1 000,0	1 000,0	1 000,0	1 000,0
Vlastní spotřeba	6 446,0	7 126,7	6 604,3	5 773,0	5 523,3	5 612,8	5 191,9
Ztráty v sítích	4 467,0	3 960,4	4 120,4	4 358,5	4 490,2	4 547,8	4 572,2
Spotřeba brutto	70 962,6	71 195,4	73 801,5	77 623,6	80 708,0	83 315,8	84 836,0
Akumulace elektro	0,0	20,0	307,6	734,4	1 033,2	1 334,3	1 635,1

Zdroj: Expertní analýza MPO s využitím výhledu HDP MF

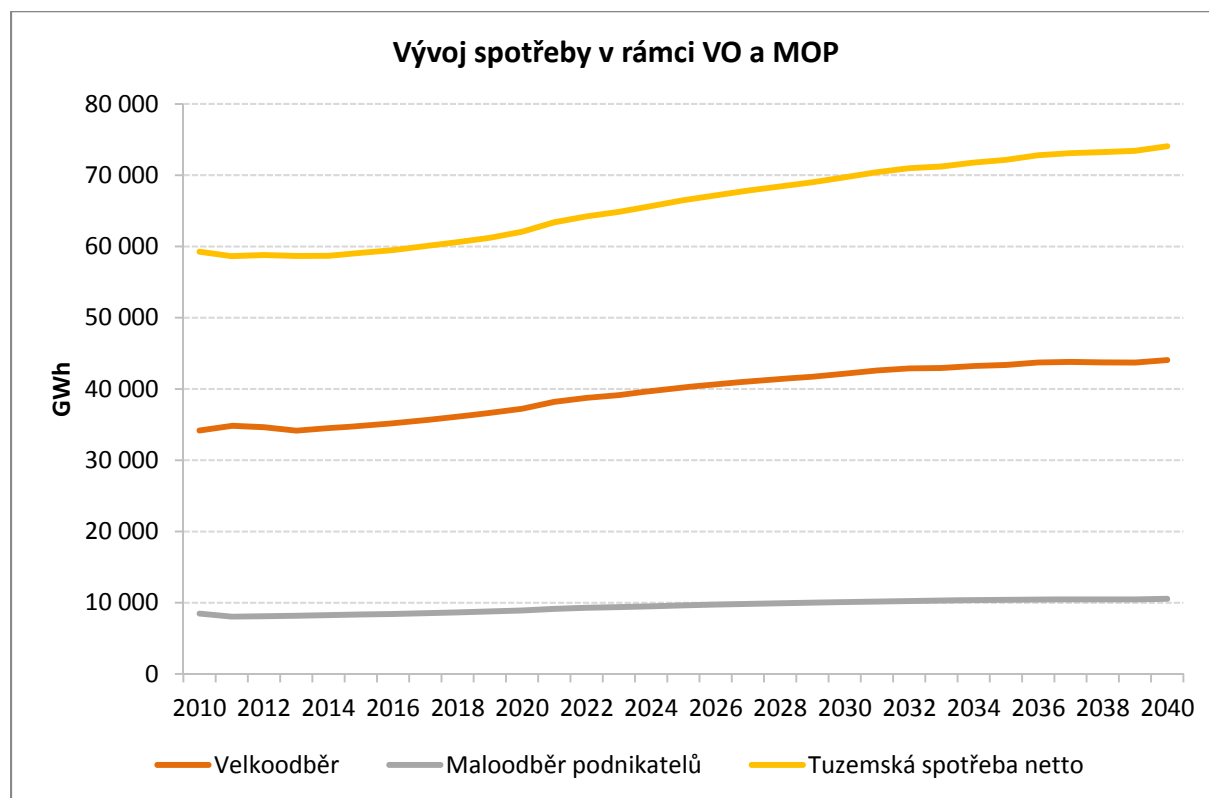
Graf č. 336: Vývoj a struktura spotřeby elektřiny – referenční



Zdroj: Expertní analýza MPO s využitím výhledu HDP MF

Spotřeba v rámci elektromobility se do současné doby samostatně nesleduje a její hodnoty jsou tak v historických datech zahrnuty přímo v rámci maloodběru nebo velkoodběru. Ve zpracovaných výhledech je potom elektromobilita vyčleněna zvlášť, přičemž zůstává součástí spotřeby elektřiny netto. Vývoj spotřeby elektřiny v rámci velkoodběru a maloodběru podnikatelů ve srovnání s vývojem spotřeby elektřiny netto znázorňuje Graf č. 337.

Graf č. 337: Vývoj spotřeby v rámci VO a MOP – referenční



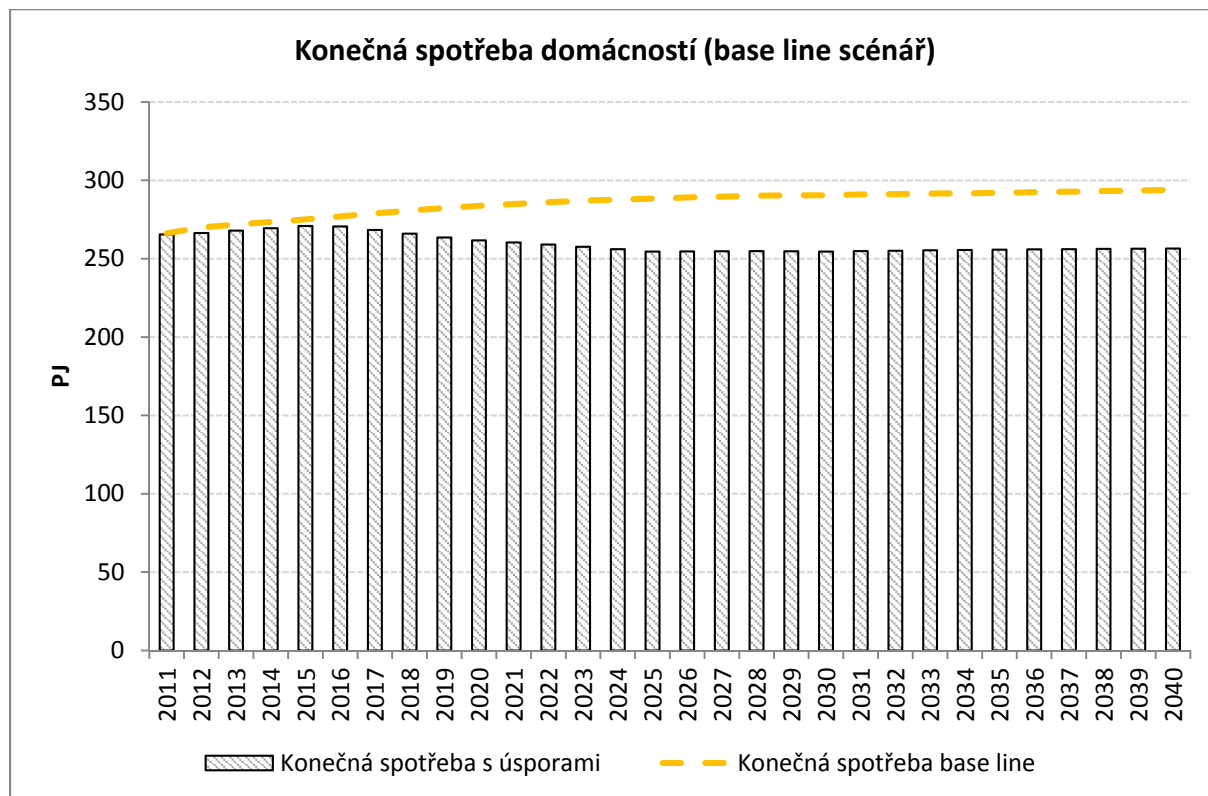
Zdroj: Expertní analýza MPO s využitím výhledu HDP MF

5.3.2 Úspory energie

Na základě bilančního modelu ČR byl připraven tzv. „base line“ scénář, do kterého byly následně promítnuty energetické úspory. Samotná definice „base line“ scénáře je poměrně složitá. Tento scénář by v podstatě znamenal zachování kompletně neměnné struktury paliv a více méně zdrojového mixu. Tento přístup by však nebyl významně vypovídající. Struktura paliv a zdrojový mix reflektují daná omezení, kupříkladu pokles těžby uhlí a nejedná se tedy striktně řečeno o „base line“ scénář. Kvantifikace tohoto scénáře se tedy týká především strany spotřeby s důrazem na kvantifikaci energetických úspor.

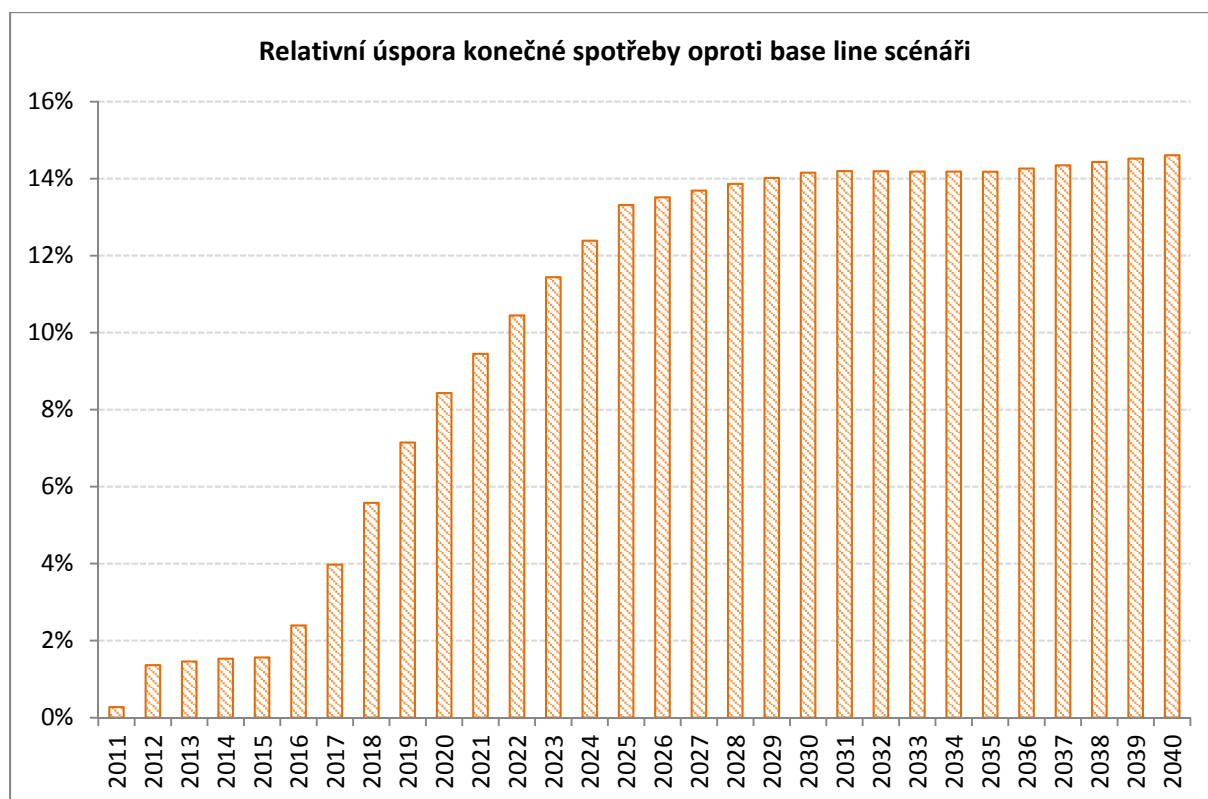
Graf č. 338 uvádí konečnou spotřebu domácností bez promítnutí snížení měrné spotřeby energie na domácnost z titulu přirozené výměny spotřebičů, energetických úspor na vytápění, svícení atd. Dokument ASEK počítá se snížením měrné spotřeby energie z titulu úspor v takové míře, že i navzdory předpokládanému většímu počtu domácností bude celková konečná spotřeba stagnovat. V případě „base line“ scénáře je však uvažována stejná elektrická spotřeba spotřebičů a stejné nároky na energii jako v referenčních letech. Růst počtu domácností by byl tedy v souladu s těmito předpoklady spojen s nárůstem celkové konečné spotřeby v domácnostech. Graf č. 339 uvádí relativní úsporu konečné spotřeby optimalizovaného scénáře oproti „base line“ scénáři.

Graf č. 338: Konečná spotřeba domácností (base line scénář)



Zdroj: Expertní analýza MPO

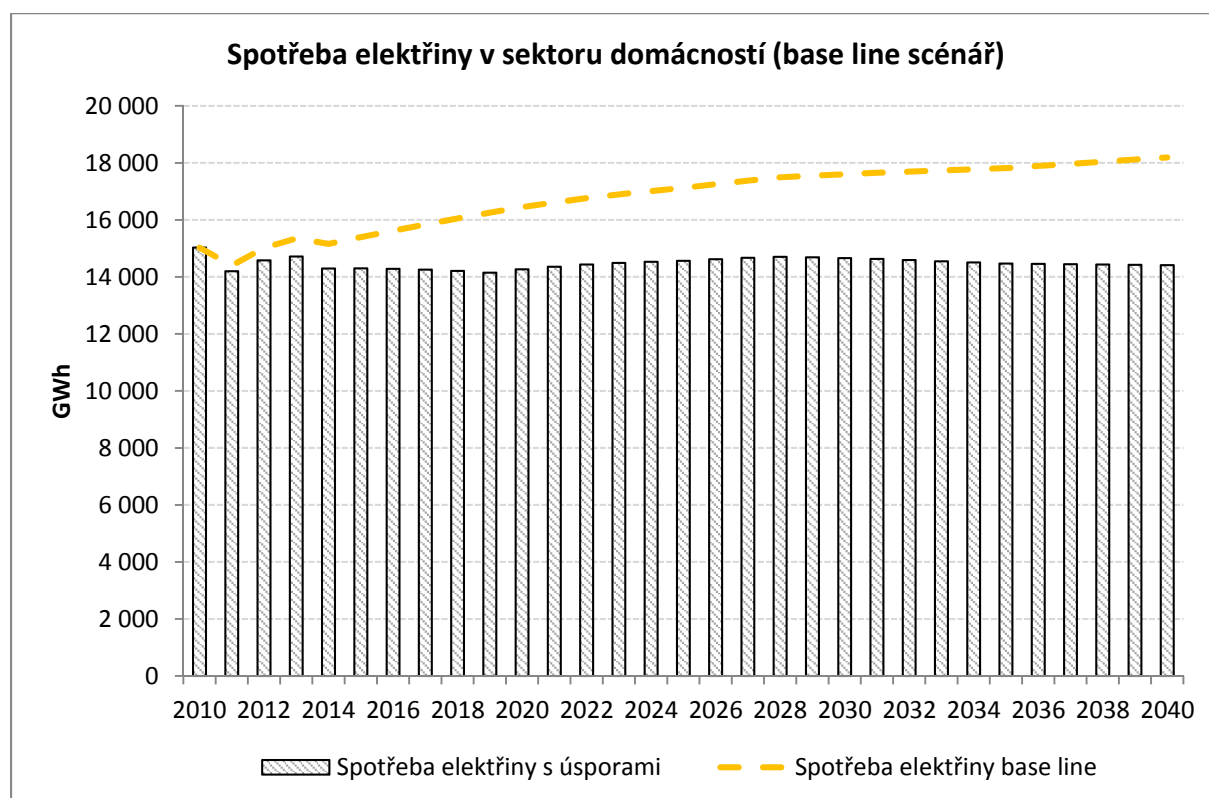
Graf č. 339: Relativní úspora konečné spotřeby oproti base line scénáři



Zdroj: Expertní analýza MPO

Graf č. 340 zobrazuje předpokládaný vývoj spotřeby elektřiny v domácnostech podle dokumentu ASEK a podle předpokladů „base line“ scénáře. „Base line“ scénář je vytvořen za předpokladu stagnace vybavenosti domácnosti elektrickými spotřebiči a neměnnosti jejich měrné spotřeby v porovnání s referenčními roky. Modelový „base line“ scénář též předpokládá, že by nedošlo k výměně žárovek a spotřeba elektřiny na svícení na domácnost by tedy stagnovala, což při prognózovaném růstu počtu domácností znamená celkový růst spotřeby elektřiny. „Base line“ scénář též modelově počítá se stagnací měrné spotřeby elektřiny na ohřev vody a na vaření v rámci jedné domácnosti. Zjednodušeně se tedy dá říct, že spotřeba elektřiny bez promítnutí energetických úspor významně koreluje s předpokládaným růstem počtu domácností v ČR do roku 2040 – viz Graf č. 360 uvedený v podkapitole 5.3.4.

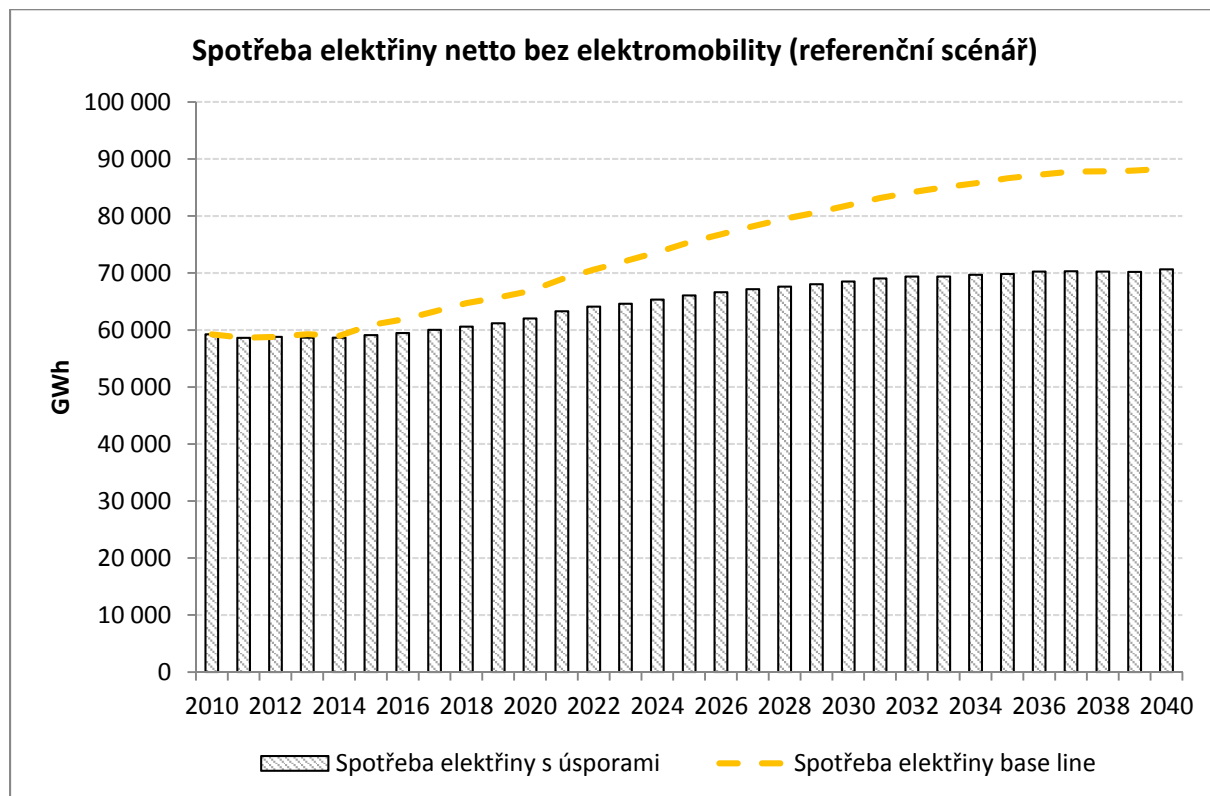
Graf č. 340: Spotřeba elektřiny v sektoru domácností (base line scénář)



Zdroj: Expertní analýza MPO

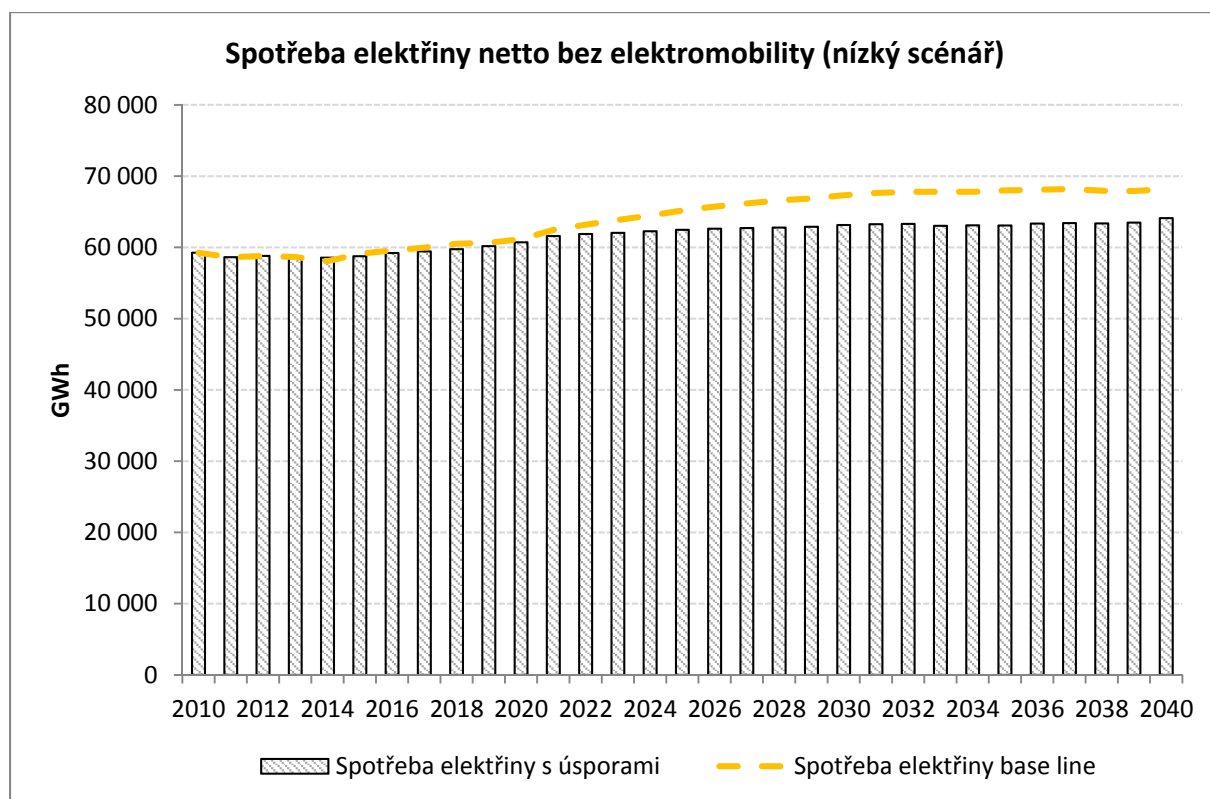
Makroekonomický model, od kterého je odvozena spotřeba elektřiny na úrovni velkooběru a malooběru podnikatelů, předpokládá pokles elektroenergetické náročnosti na jednotku produkce v souladu s předpoklady uvedenými v podkapitole 5.3.1.1. Pokud bychom modelově uvažovali stagnaci elektroenergetické náročnosti v daných odvětvích, odpovídala by tuzemská spotřeba elektřiny netto (malooběh domácností je uvažován v souladu s předpoklady výše) v „base line“ scénáři spotřebě, které uvádí Graf č. 341 a Graf č. 342. Graf č. 341 odpovídá spotřebě netto za předpokladu, že se bude HDP, potažmo tedy produkce vyvíjet podle předpokladu vysokého růstu HDP uvedeného v kapitole 4 (viz konkrétně Graf č. 277). Graf č. 342 odpovídá nízkému scénáři ekonomického vývoje (viz Graf č. 276).

Graf č. 341: *Spotřeba elektřiny netto bez elektromobility (referenční scénář)*



Zdroj: Expertní analýza MPO

Graf č. 342: *Spotřeba elektřiny netto bez elektromobility (nízký scénář)*



Zdroj: Expertní analýza MPO

Cíle České republiky v oblasti úspor

Česká republika má v oblasti dosažení úspory konečné spotřeby energie stanoven závazný cíl odpovídající dodatečným ročním úsporám na úrovni 1,5 % objemu ročního prodeje energie konečným zákazníkům. Tento závazek vyplývá z článku 7 směrnice 2012/27/EU o energetické účinnosti a jeho splnění je závazně stanoveno v horizontu do roku 2020. Východiskem pro výpočet kumulované úspory do roku 2020 je očištěná konečná spotřeba jako průměr roků 2010, 2011 a 2012. Očištěná konečná spotřeba je v tomto smyslu definována jako konečná spotřeba snížená o spotřebu energie v dopravě, neenergetické využití a vlastní spotřebu. Tříletý průměr očištěné konečné spotřeby je určen na úrovni 608,73 PJ a je brán jako východisko, na jehož základě jsou vypočteny kumulované úspory do roku 2020, od nichž je odečten potenciál úspor programu Zelená úsporám a III. výzvy Programu EKOENERGIE OPPI, a to do výše maximálně 25 %, což odpovídá hodnotě 6,85 PJ. Česká republika dále využila možnosti snížení závazku úspor pod úroveň 1,5 % v letech 2014-2017 umožněných v rámci směrnice (viz Tabulka č. 108). Závazný cíl úspory energie je vypočten na úrovni **47,94 PJ (13,32 TWh)** do roku 2020.

Tabulka č. 108: Výpočet potenciálu energetických úspor do roku 2020²⁹

	2010 PJ	2011 PJ	2012 PJ
Konečná spotřeba	1 132,82	1 087,24	1 074,26
Doprava	247,97	248,97	239,61
Neenergetické užití	112,80	105,97	114,76
Konečná spotřeba neprodaná. Vlastní spotřeba.	129,52	137,44	137,32
Očištěná konečná spotřeba prodaných paliv a energií	642,54	594,86	588,78
Tříletý průměr	608,73		

Rok	Tříletý průměr [PJ]	Závazné procento úspor	Kumulativní objem úspor [PJ]
2014	608,73	1%	6,09
2015		1%	12,17
2016		1,25%	19,78
2017		1,25%	27,39
2018		1,50%	36,52
2019		1,50%	45,65
2020		1,50%	54,79

²⁹ Data prezentovaná v uvedené tabulce odpovídají hodnotám, které byly aktuální při tvorbě cíle uvedeného v Národním akčním plánu pro energetickou účinnost.

Úspory odečtené programem Zelená úsporám a III. výzvou Programu EKOENERGIE OPPI do výše maximálně 25 %	6,85
--	-------------

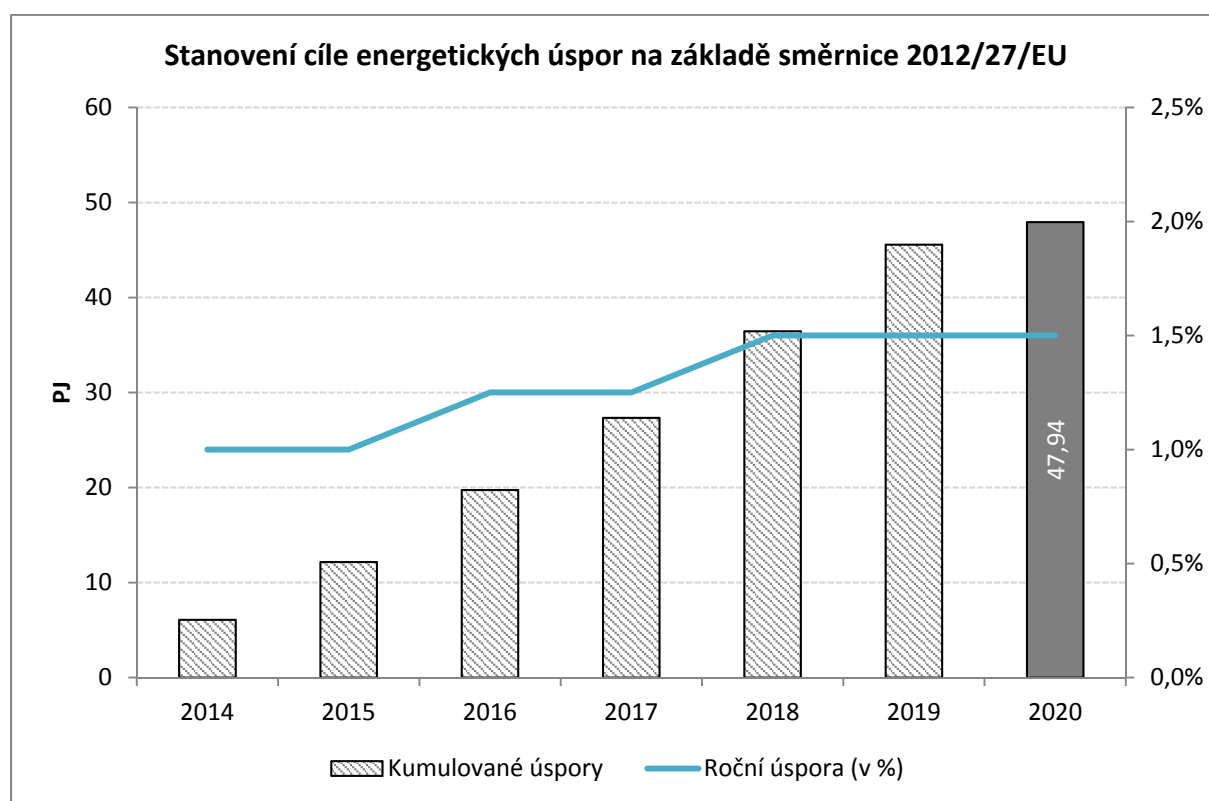
Cíl nových úspor	47,94 (54,79 – 6,85)
-------------------------	-----------------------------

Kumulativní cíl	191,80 PJ
------------------------	------------------

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Kumulativní cíl	6,8	20,5	41,1	68,5	102,72	143,81	191,7

Zdroj: Národní akční plán energetické účinnosti ČR (duben, 2014)

Graf č. 343: Stanovení cíle úspor na základě směrnice 2012/27/EU

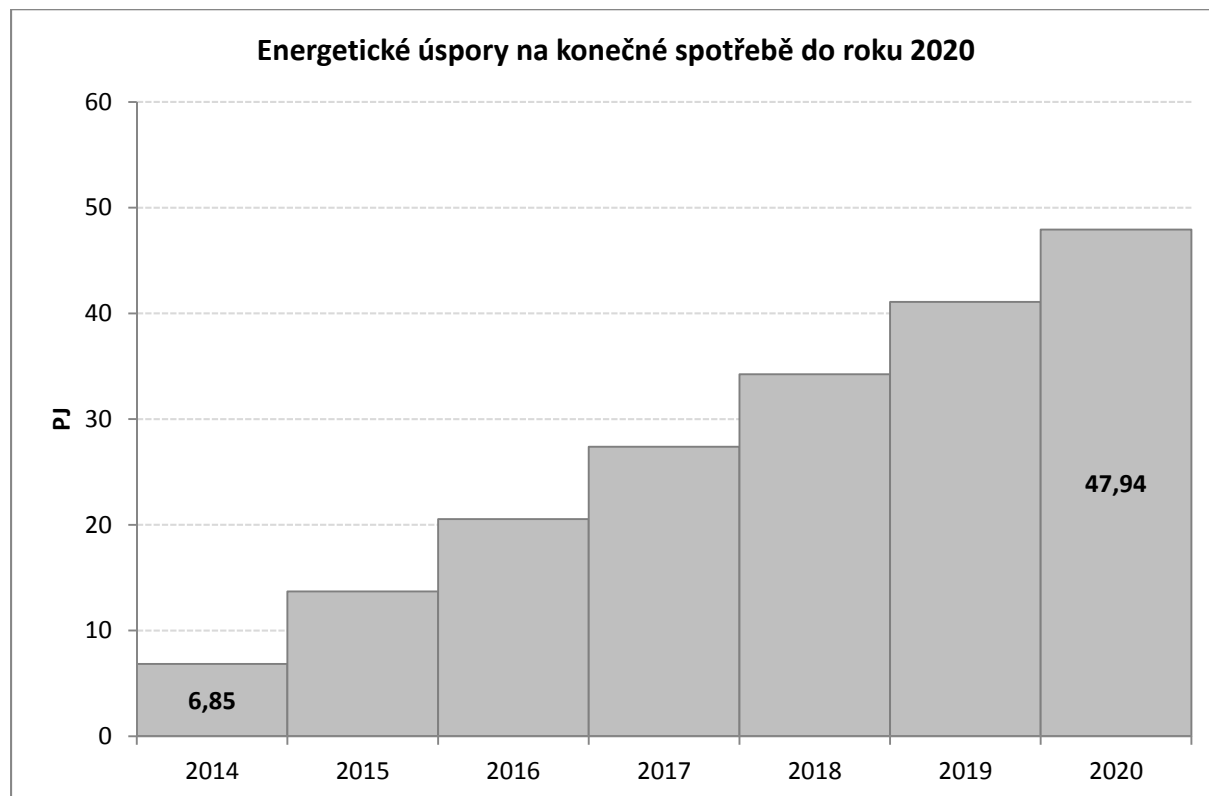


* Potenciál úspor programu Zelená úsporám a III. výzvy byl pro účely grafického zobrazení odečten až v roce 2020, odečtení však mohlo být provedeno i v jiném roce, cílová hodnota v roce 2020 by zůstala neovlivněna.

Zdroj: Expertní analýza MPO

V kontextu České republiky bylo zvoleno proporcionální rozložení daného cíle pro rok 2020 v rámci jednotlivých let, což znamená dosažení celkových (kumulativních) úspor ve výši 191,80 PJ mezi roky 2014-2020. Dodatečná roční úspora v jednotlivých letech dosahuje hodnoty 6,85 PJ a celkové roční úspory v roce 2020, oproti výchozímu stavu v roce 2014, potom úrovně 47,94 PJ, což odpovídá cíli energetických úspor na základě směrnice 2012/27/EU (viz Graf č. 344).

Graf č. 344: Energetické úspory na konečné spotřebě do roku 2020



Zdroj: Expertní analýza MPO

Odhady expertů ohledně nákladů souvisejících s touto úsporou jsou mezi 75-100 mld. Kč dotací a tedy 225-300 mld. Kč celkových investic. Tudiž roční úspora 1 PJ energie bude stát mezi 1,56-2,09 mld. Kč na dotacích, celkem 4,69-6,26 mld. Kč.³⁰ V tomto ohledu je nutné zdůraznit, že uvedená čísla jsou průměrem nákladů za jednotlivé sektory. V jednotlivých sektorech (kupříkladu v sektoru domácností) pak mohou být náklady na úsporu připadající na 1 PJ vyšší. Celková výše nákladů souvisejících s dosažením úspor vyplývá z rozdělení cíle mezi jednotlivé sektory a bude závislá na celkové efektivitě nastavení a realizace operačních programů MPO, resp. MŽP a MMR a také dalších národních programů, hlavně Nové zelené úsporám. Cílem je zefektivnit vynakládání veřejných prostředků vůči stávajícímu stavu, kdy bylo na roční úsporu 1 PJ konečné spotřeby energie vynaloženo v průměru 2,6 mld. Kč. Podle současné efektivnosti poskytování podpory se úspora 1 PJ energie pohybuje v sektoru průmyslu okolo 1 mld. Kč, v domácnostech 2,5 mld. Kč a v sektoru služeb 4,5 mld. Kč na dotacích, celkové investice pak v průmyslu vyjdou na 3,5 – 4 mld. Kč, v domácnostech 7,5 – 10 mld. Kč a ve veřejných službách 9 - 10 mld. Kč.

³⁰ V tomto ohledu se nabízí alternativní metoda výpočtu, která do jisté míry více akcentuje, že úspora provedená v daném roce je trvalá i pro období následující. V tomto ohledu se dá říct, že roční úspora v roce 2020 je na úrovni celkové roční úspory 47,94 PJ spíše než na úrovni přírůstku v podobě 6,85 PJ. Kumulovaná úspora by byla v tomto ohledu na úrovni 191,80 PJ s náklady na celkovou úsporu 1 PJ odpovídajícími hodnotě 391,03 – 521,38 mil. Kč ($75 \cdot 1000 / 191,8 - 100 \cdot 1000 / 191,8$), respektive 1 173,10 – 1 564,13 mil. Kč ($225 \cdot 1000 / 191,8 - 300 \cdot 1000 / 191,8$). V textu uvedený postup byl zvolen z důvodu vyššího důrazu na skutečnost jednorázového vydání peněžních prostředků na dosažení úspory, které již není opakovaně uskutečňováno po celou dobu „životnosti“ úspory. Alternativní metoda pak také záleží na rozdělení úspory v čase a je tedy do jisté míry zkreslující. Náklady na 1 PJ uvedené v textu by měly být interpretovány jako náklady na roční snížení upravené konečné spotřeby v daném horizontu.

Alokace do jednotlivých programů veřejné podpory³¹ souvisejících s dosažením cílů z EED se nyní pohybuje na úrovni přibližně 90 mld. Kč, což představuje průměrně 1,88 mld. Kč nákladů na dotace na uspoření 1 PJ na konečné spotřebě energie ročně. Cílem je nicméně maximalizovat efektivitu tak, aby se ve finále celková částka na dotacích na uspoření 1 PJ ročně pohybovala ve výši kolem 1,56 (=75/47,94) mld. Kč v rámci transpozice EED. **Náklady na dosažení závazků plynoucích z EED by za tohoto optimistického předpokladu dosáhly na dotacích cca 75 mld. Kč a cca 225 mld. Kč celkových nákladů soukromých i veřejných subjektů.**

Alternativní metodou odhadu nákladů na energetické úspory může být vyhodnocení historických výzev. V tomto ohledu je však nutné zdůraznit, že výpočty uvedené níže se týkají pouze úspor v podnikatelském sektoru a mohou tedy s vysokou relevantností vypovídat pouze o tomto sektoru. Je totiž možné předpokládat, že úspory v jiných sektorech budou spojeny s jinou strukturou a vyšší nákladů. Tabulka č. 109 a Graf č. 345 uvádí měrné způsobilé výdaje na roční úsporu. V tomto ohledu jsou patrné rozdíly závislé na složení opatření uskutečněných v rámci dané výzvy (viz Tabulka č. 109) a na skutečnosti, jestli se jednalo o energetické úspory v rámci primární spotřeby, nebo konečné spotřeby. Tabulka č. 111 uvádí rozložení energetických úspor mezi jednotlivá opatření s celkovými ročními úsporami na úrovni 6,85 PJ za předpokladu, že by rozložení bylo srovnatelné s historickými výzvami. Tabulka č. 113 uvádí náklady na investice (způsobilé výdaje) spojené s roční úsporou na úrovni 6,85 PJ, za předpokladu stejné ekonomické účinnosti a složení opatření jako v případě výzev I.-III. Tabulka č. 113 pak demonstruje, že úspora 47,94 PJ by na základě referenčních historických hodnot odpovídala 93,0 – 112,6 mld. Kč celkových způsobilých výdajů a 52,0 – 62,0 mld. Kč státních dotací za předpokladu, že uvažujeme pouze úspory konečné spotřeby a ne primární spotřeby. Celkové výdaje pak mohou být vyšší než výdaje způsobilé, jedná se tedy spíše o optimistický odhad, který je pod úrovní expertního odhadu uvedeného výše.

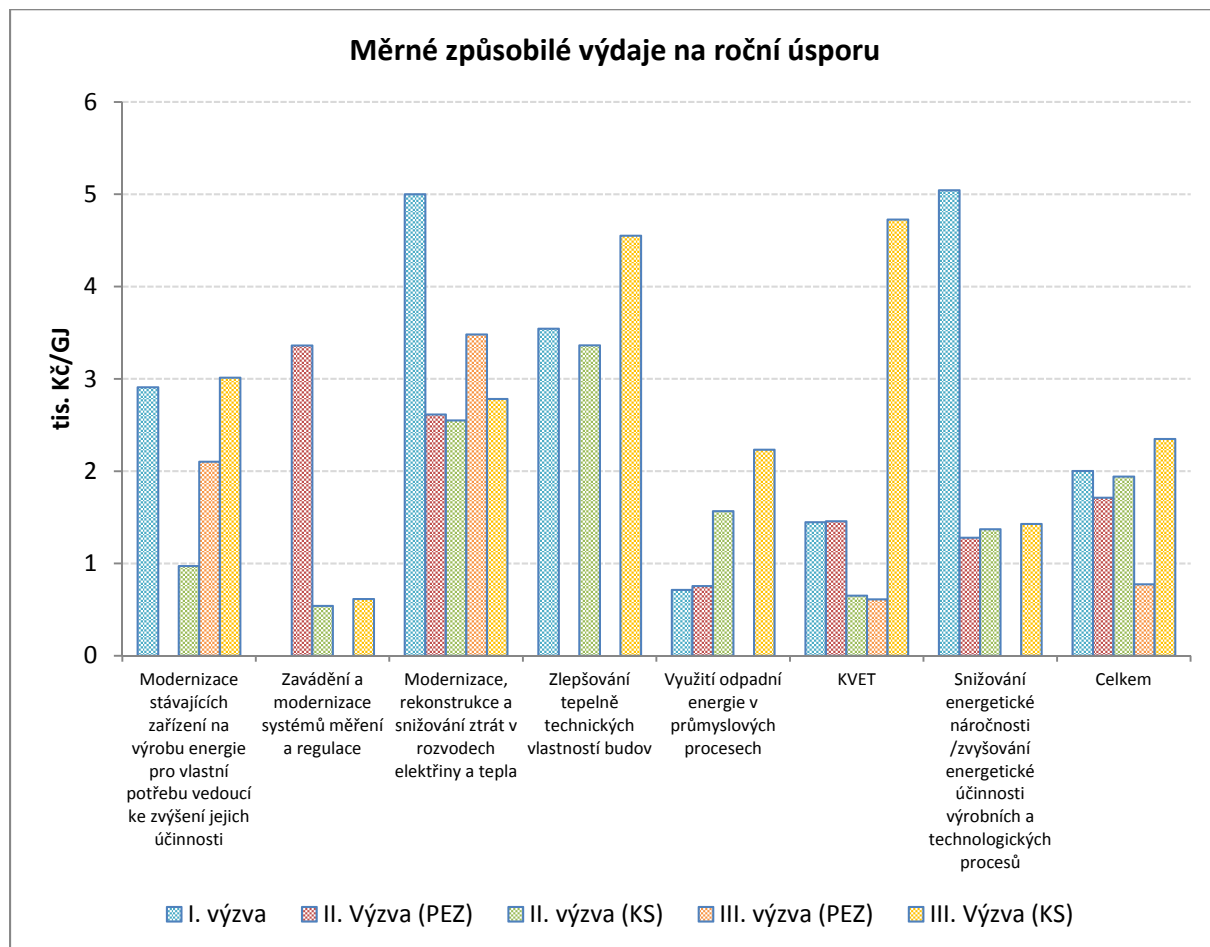
Tabulka č. 109: Měrné způsobilé výdaje na roční úsporu

Převažující opatření [tis. Kč/GJ]	I. Výzva	II. Výzva (PEZ)	II. Výzva (KS)	III. Výzva (PEZ)	III. Výzva (KS)
Modernizace stávajících zařízení	2,91	0,00	0,97	2,10	3,01
Zavádění a modernizace systémů měření a regulace	0,00	3,36	0,54	0,00	0,61
Modernizace, rekonstrukce a snižování ztrát v rozvodech	5,00	2,61	2,55	3,48	2,78
Zlepšování tepelně technických vlastností budov	3,54	0,00	3,36	0,00	4,55
Využití odpadní energie v průmyslových procesech	0,71	0,76	1,57	0,00	2,23
KVET	1,45	1,46	0,65	0,61	4,73
Snižování energetické náročnosti	5,04	1,28	1,37	0,00	1,43
Celkem	2,00	1,71	1,94	0,77	2,35

Zdroj: Expertní analýza MPO; Příprava podkladů pro akční plán energetické efektivity (SEVEN; 2013)

³¹ OP Podnikání a inovace pro konkurenceschopnost; OP Životní prostředí; Integrovaný regionální operační program; OP Praha Pól růstu, Nová zelená úsporám; Panel 2013+; Státní program na podporu úspor energie a využití obnovitelných zdrojů energie a Společný program pro výměnu kotlů

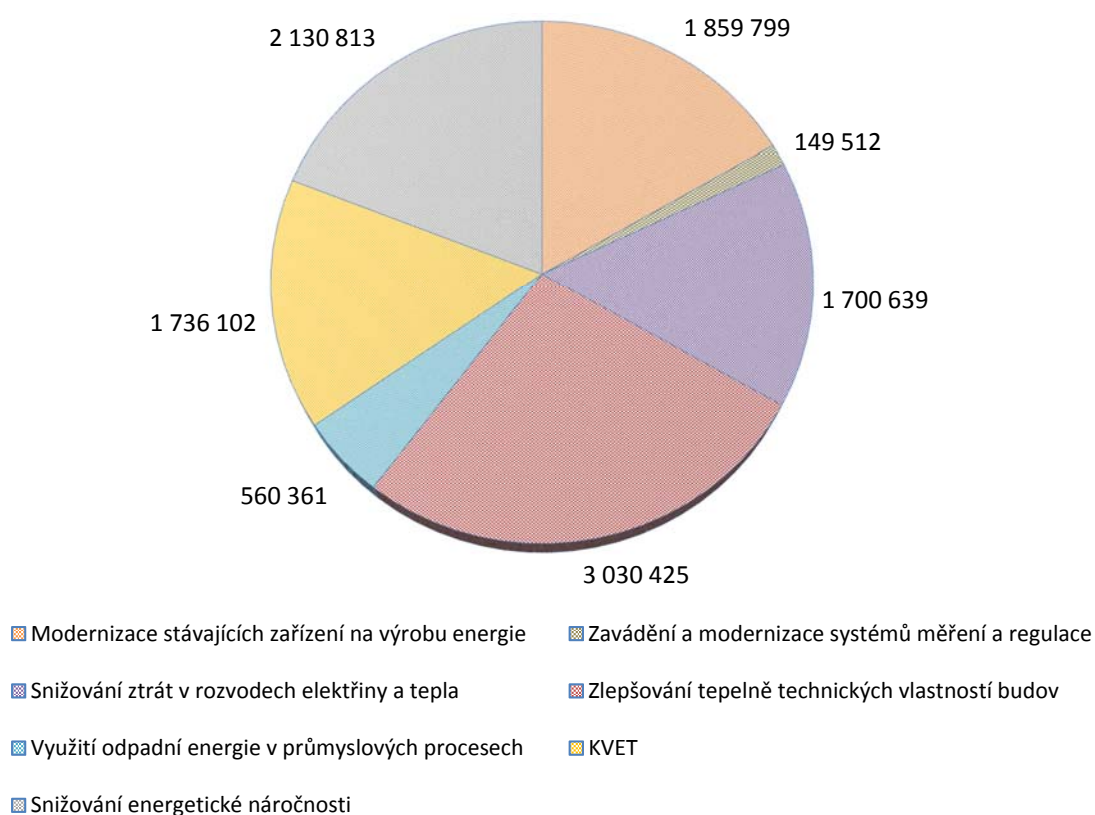
Graf č. 345: Měrné způsobilé výdaje na roční úsporu



Zdroj: Expertní analýza MPO; Příprava podkladů pro akční plán energetické efektivity (SEVEN; 2013)

Graf č. 346: Absolutní podíly jednotlivých nákladů - výzvy I.-III. celkem

Absolutní podíly jednotlivých nákladů - výzvy I.-III. celkem



Zdroj: *Expertní analýza MPO; Příprava podkladů pro akční plán energetické efektivity (SEVEN; 2013)*

Tabulka č. 110: Podíl opatření na celkových způsobilých výdajích (2007-2013)

Převažující opatření [v %]	I.	II.	II.	III.	III.
	Výzva	Výzva (PEZ)	Výzva (KS)	Výzva (PEZ)	Výzva (KS)
Modernizace stávajících zařízení	19,84	0,00	2,68	1,45	1,95
Zavádění a modernizace systémů měření a regulace	0,00	1,41	1,38	0,00	1,17
Modernizace, rekonstrukce a snižování ztrát v rozvodech	0,41	42,64	10,47	24,22	3,38
Zlepšování tepelně technických vlastností budov	31,09	0,00	50,67	0,00	43,33
Využití odpadní energie v průmyslových procesech	2,98	2,57	6,01	0,00	7,01
KVET	42,71	36,20	2,74	74,33	8,34
Snižování energetické náročnosti	2,96	17,17	26,05	0,00	34,82
Celkem	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

Zdroj: *Expertní analýza MPO; Příprava podkladů pro akční plán energetické efektivity (SEVEN; 2013)*

Tabulka č. 111: Dosažení roční úspory energie v konečné spotřebě energie (2007-2013)

Převažující opatření [TJ]	I. Výzva	II. Výzva (PEZ)	II. Výzva (KS)	III. Výzva (PEZ)	III. Výzva (KS)
Modernizace stávajících zařízení	935	0,0	367	37	104
Zavádění a modernizace systémů měření a regulace	0,0	49	339	0,0	307
Modernizace, rekonstrukce a snižování ztrát v rozvodech	11	1 914	546	369	196
Zlepšování tepelně technických vlastností budov	1 204	0,0	2 002	0,0	1 531
Využití odpadní energie v průmyslových procesech	571	400	510	0,0	505
KVET	4048	2 913	560	6 444	283
Snižování energetické náročnosti	80	1 573	2 525	0,0	3 923
Celkem	6 850	6 850	6 850	6 850	6 850

Zdroj: Expertní analýza MPO; Příprava podkladů pro akční plán energetické efektivity (SEVEN; 2013)

Tabulka č. 112: Alokace investice do jednotlivých opatření v novém programovém období (2007-2013)

Převažující opatření [mil. Kč]	I. Výzva	II. Výzva (PEZ)	II. Výzva (KS)	III. Výzva (PEZ)	III. Výzva (KS)
Modernizace stávajících zařízení	2 721	0,0	357	77	314
Zavádění a modernizace systémů měření a regulace	0,0	165	183	0,0	189
Modernizace, rekonstrukce a snižování ztrát v rozvodech	57	5 001	1 392	1 285	544
Zlepšování tepelně technických vlastností budov	4 264	0,0	6 735	0,0	6 969
Využití odpadní energie v průmyslových procesech	408	302	799	0,0	1 128
KVET	5 857	4 246	365	3 944	1 34
Snižování energetické náročnosti	406	2 014	3 462	0,0	5 600
Celkem	13 712	11 729	13 292	5 306	16 086

Zdroj: Expertní analýza MPO; Příprava podkladů pro akční plán energetické efektivity (SEVEN; 2013)

Tabulka č. 113: Cílové způsobilé výdaje a dotace

Cílové způsobilé výdaje a dotace [mil. Kč]	I. Výzva	II. Výzva (PEZ)	II. Výzva (KS)	III. Výzva (PEZ)	III. Výzva (KS)
Podíl dotací na způsobilých výdajích	35,37%	42,86%	44,15%	36,81%	45,54%
Celkové náklady na roční úspory ve výši 6,85 PJ	13 712,2	11 728,9	13 292,2	5 306,0	16 085,7
Celkové náklady na cílové úspory ve výši 47,94 PJ	95 985,7	82 102,6	93 045,5	37 142,3	112 599,6
Státní dotace	62 035,3	46 910,9	51 962,4	23 470,4	61 318,1

Zdroj: Expertní analýza MPO; Příprava podkladů pro akční plán energetické efektivity (SEVEN; 2013)

Co se týče potenciální výše energetických úspor po roce 2020, v současnosti nejsou pro ČR definovány žádné závazné mandatorní cíle. Následující údaje jsou tedy prognózou v souladu s předpoklady v rámci dokumentu Státní energetické koncepce. Dokument ASEK orientačně počítá s dodatečnou úsporou konečné spotřeby energie mezi lety 2020 – 2030 ve výši cca 43,64 PJ a následnou úsporou 10,53 PJ mezi roky 2030 – 2040 (viz Graf č. 347). Nižší tempo poklesu úspor v horizontu do roku 2040 je dáno především předpokladem postupného „vyčerpávání“ ekonomicky nepřijatelnějších (nejlevněji dosažitelných) úspor s postupným prodražováním dodatečných - technicky hůře dosažitelných - úspor. Graf č. 348 pak zobrazuje výhled konečné spotřeby v případě, že by nebylo plánovaných energetických úspor dosaženo. Pokud by pak byly náklady na úsporu 1 PJ energie na úrovni konečné spotřeby stejné jako v případě optimistického předpokladu použitého v případě transpozice EED (tedy cca 1,56 mld. Kč) lze odhadovat dodatečné **náklady na dotace na úrovni 68,27 (43,64*1,56) mld. Kč a cca 204,82 (43,64*4,69) mld. Kč celkových nákladů** v letech 2020-2030 a ekvivalentně **cca 16,47 (10,53*1,56) mld. Kč nákladů na dotace a 49,42 (10,53*4,69) mld. Kč celkových nákladů** v období 2030-2040. Lze však předpokládat, že po roce 2020 již nebude ČR moci čerpat evropské prostředky z ESIF fondů, proto bude potřeba zajistit jiné zdroje financování včetně prostředků státního rozpočtu.

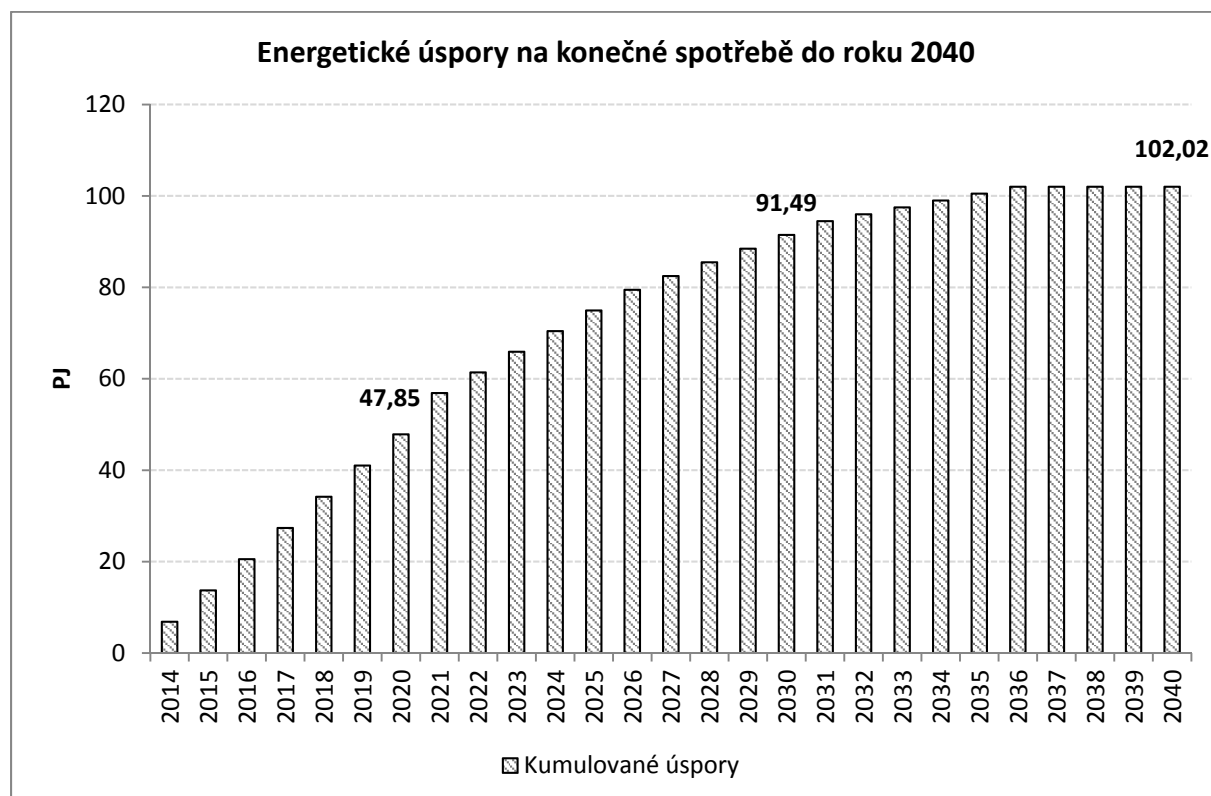
V případě snahy o dosažení dodatečných energetických úspor do roku 2030 (a potenciálně dále do roku 2040) na podobné bázi jako v období do roku 2020 v souladu s EED, tedy řádově 1,5 % meziroční úspory, by bylo možné očekávat revizi očištěné konečné spotřeby v roce 2020 na úrovni 560,78 PJ (608,73 – 47,94 PJ) a odvozený požadavek roční úspory ve výši 8,41 PJ (560,78*1,5 %) ročně za předpokladu nevyužití možných výjimek (viz Tabulka č. 114). V souladu s těmito předpoklady by byl stanoven cíl snížení konečné spotřeby o 84,13 PJ (132,07 – 47,94 PJ) mezi roky 2021-2030. Při aplikaci stejných nákladových předpokladů jako do roku 2020, tedy přibližně 1,56 mld. Kč na 1 PJ úspor z dotací by tak celkové **náklady pro scénář 1 byly cca 131,62 (84,13*1,56) mld. Kč na dotacích a přibližně 394,85 (84,13*4,69) mld. Kč celkových výdajů** veřejných a soukromých subjektů. V případě, že by bylo možné využít možných výjimek a snížit závazné procento úspor na průměrnou roční úroveň 1,125 %, jako je tomu v případě aktuálního horizontu (6,85/608,73 PJ), odpovídal by nový cíl úrovni 6,31 PJ ročních úspor.

Pokud by došlo k navýšení závazného ročního procenta úspor z úrovně 1,5 % na 2 % (scénář 2), představoval by celkový závazek ČR na úsporu za jinak stejných podmínek jako v předchozím scénáři 112,17 PJ (viz Tabulka č. 115). **Nákladové nároky na státní dotace by tudíž přesahovaly 175,48 (112,17*1,56) mld. Kč a celkové náklady by se blížily 526,45 (112,17*4,69) mld. Kč.** Navíc je vysoce pravděpodobné, že náklady na každý dodatečně uspořené PJ by se v čase zvyšovaly s ohledem na postupné vyčerpání relativně „levných“ úsporných opatření na začátku, takže je možné, že předpoklad stejných měrných nákladů na jednotku úspory v celém sledovaném období je do jisté míry zjednodušený.

Graf č. 348 uvádí předpokládanou konečnou spotřebu v případě, že by došlo k dosažení energetických úspor v souladu s dokumentem ASEK (viz Graf č. 347) a zároveň demonstuje výši konečné spotřeby bez zohlednění úspor. Je patrné, že konečná spotřeba bude podle předpokladu ASEK (konkrétně optimalizovaného scénáře) a dodatečných ekonomických předpokladů uvedených v této zprávě spíše stagnovat s ohledem na předpokládané tempo růstu HDP a odvozenou spotřebou energií a paliv. V případě, že by nebyly provedeny úspory, by však konečná spotřeba dále rostla, a to cca na úroveň 1 248 PJ v roce 2040. Tabulka č. 116 pak sumarizuje náklady spojené s jednotlivými scénáři úspor.

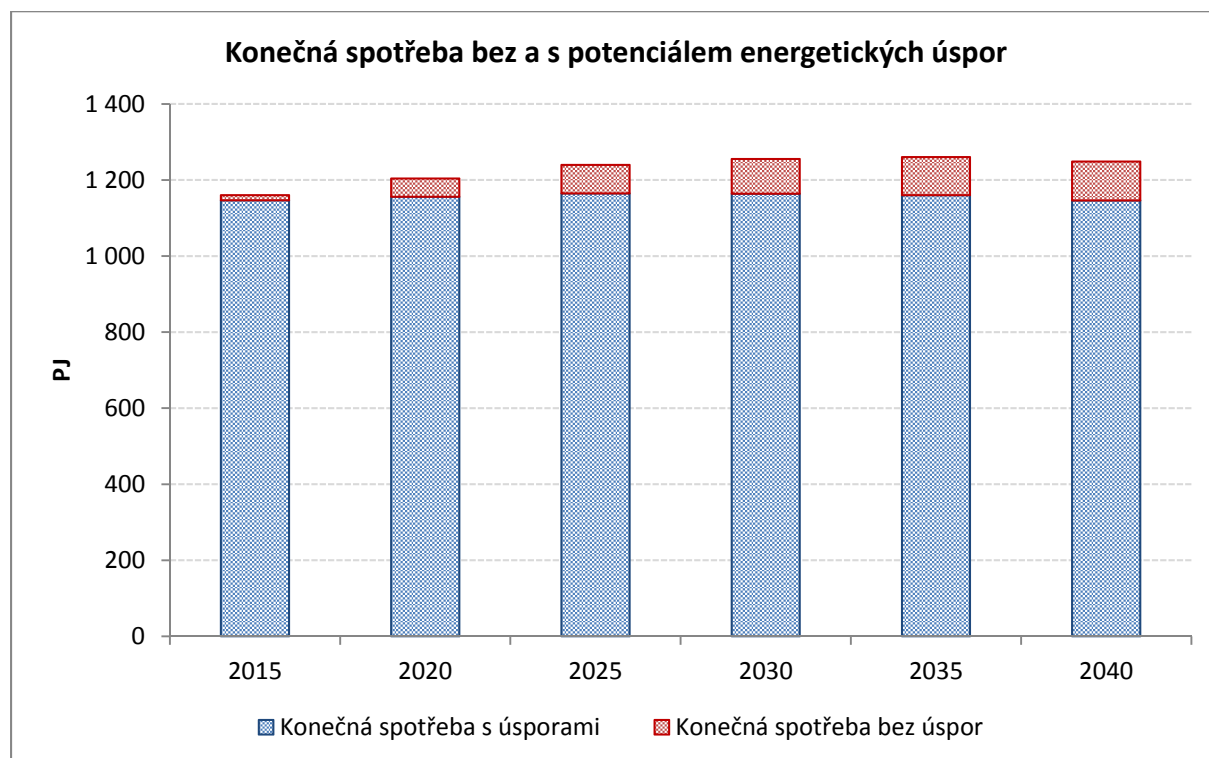
Ze strany některých členských států a Evropského parlamentu je pak předběžně komunikován cíl energetických úspor do roku 2030 na úrovni 27 % respektive 30 %. Mechanismus přesného „rozpadu“ tohoto cíle na jednotlivé členské státy však není v tomto bodě zcela znám a není jednoznačně určena ani referenční hodnota, od které by bylo procento úspor odvozeno. Pravděpodobně bude využito modelu PRIMES pro určení celkových cílových úspor a následně bude tento cíl stanovit jednotlivým členským státům, a to již referenčně v porovnání s danou očištěnou konečnou spotřebou. Z důvodu jisté komplexnosti určení tohoto cíle, není možné provést ani indikativní výpočet tempa úspor a budoucí konečné spotřeby, odpovídající tomuto cíli.

Graf č. 347: Energetické úspory na konečné spotřebě do roku 2040



Zdroj: Expertní analýza MPO

Graf č. 348: Konečná spotřeba bez a s potenciálem energetických úspor



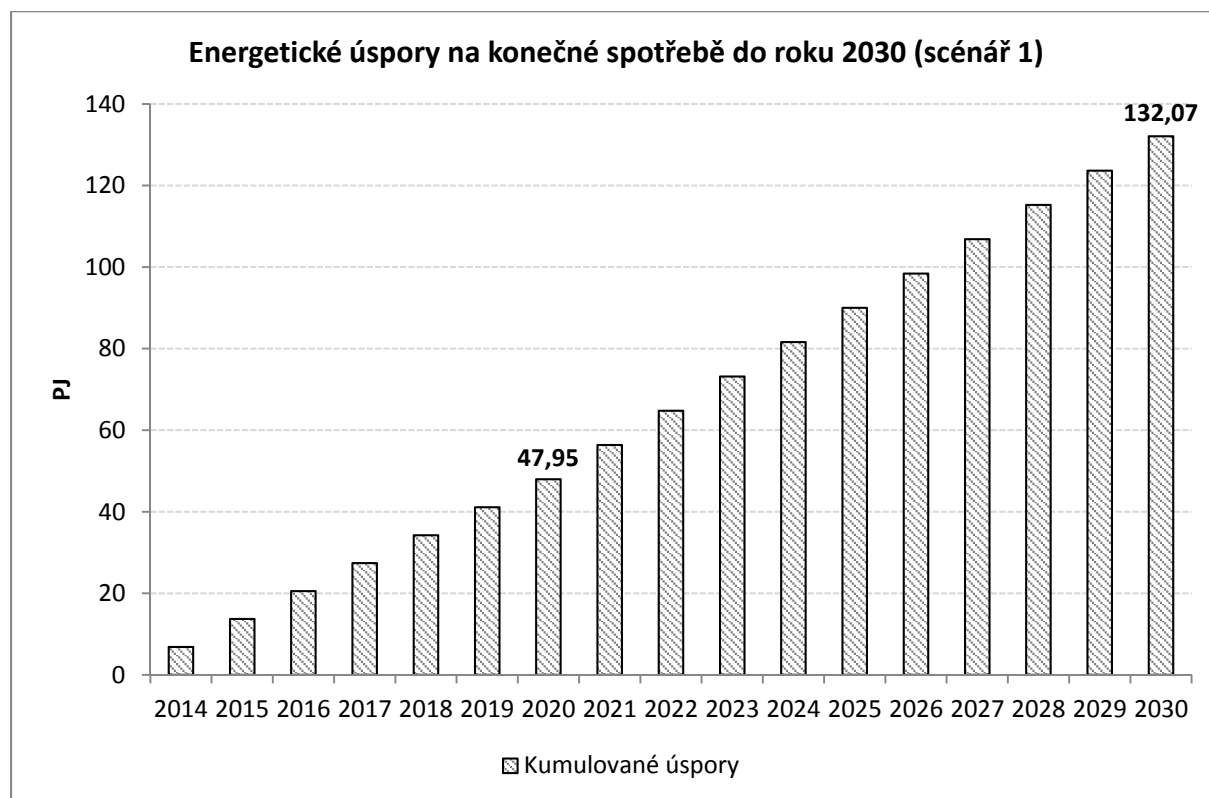
Zdroj: Expertní analýza MPO

Tabulka č. 114: Výhled energetických úspor do roku 2030 (scénář 1)

Rok	Konečná spotřeba	Závazné procento úspor	Kumulativní objem úspor
2014	608,73	6,85	6,85
2015		6,85	13,70
2016		6,85	20,55
2017		6,85	27,40
2018		6,85	34,25
2019		6,85	41,10
2020	560,78	6,85	47,94
2021		8,41	56,36
2022		8,41	64,77
2023		8,41	73,18
2024		8,41	81,60
2025		8,41	90,01
2026		8,41	98,42
2027		8,41	106,83
2028		8,41	115,24
2029		8,41	123,65
2030	476,66	8,41	132,07

Zdroj: Expertní analýza MPO

Graf č. 349: Energetické úspory na konečné spotřebě do roku 2030 (scénář 1)



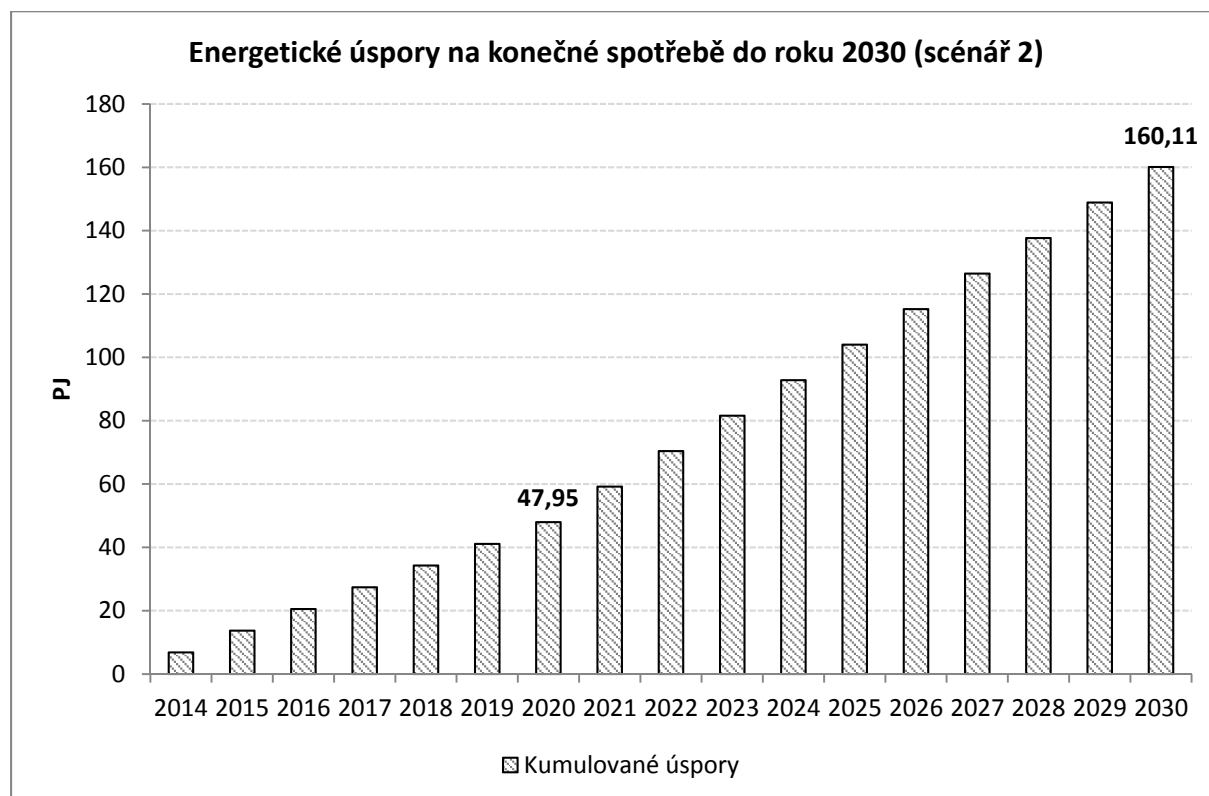
Zdroj: Expertní analýza MPO

Tabulka č. 115: Výhled energetických úspor do roku 2030 (scénář 2)

Rok	Konečná spotřeba	Závazné procento úspor	Kumulativní objem úspor
2014	608,73	6,85	6,85
2015		6,85	13,70
2016		6,85	20,55
2017		6,85	27,40
2018		6,85	34,25
2019		6,85	41,10
2020	560,78	6,85	47,95
2021		11,22	59,17
2022		11,22	70,38
2023		11,22	81,60
2024		11,22	92,81
2025		11,22	104,03
2026		11,22	115,24
2027		11,22	126,46
2028		11,22	137,67
2029		11,22	148,89
2030	448,62	11,22	160,11

Zdroj: Expertní analýza MPO

Graf č. 350: Energetické úspory na konečné spotřebě do roku 2030 (scénář 2)



Zdroj: Expertní analýza MPO

Tabulka č. 116: Náklady pro různé scénáře energetické úspory

		Energetická úspora	Náklady na dotace		Celkové náklady	
		PJ	min mld. Kč	max mld. Kč	min mld. Kč	max mld. Kč
ASEK (base case)	Úspora do roku 2020	47,94	75,00	100,00	225,00	300,00
	Úspora do roku 2020-2030	43,64	68,27	91,03	204,82	273,09
	Úspora do roku 2030-2040	10,53	16,47	21,96	49,42	65,89
Scénář 1	Úspora do roku 2020-2030	84,13	131,62	175,49	394,85	526,47
Scénář 2	Úspora do roku 2020-2030	112,17	175,48	233,98	526,45	701,94

Zdroj: Expertní analýza MPO

5.3.3 Doprava

Spotřeba energie v dopravě

Podkladem pro predikci vývoje spotřeby energie v dopravě v ČR pro účely této Zprávy jsou interní analýzy a predikce MPO, které byly návazně diskutovány a verifikovány dopravní fakultou ČVUT. Zároveň byly pro oblast elektromobility využity expertní znalosti společnosti EGÚ Brno. Referenční data pro prognózy vývoje výkonů v osobní a nákladní dopravě jsou čerpána z Ročenky dopravy z roku 2012 (*Ministerstvo dopravy, 2012*). Tyto informace shrnuje Tabulka č. 117 a Tabulka č. 118.

Tabulka č. 117: Mezioborové srovnání přepravních výkonů osobní dopravy

Přeprava cestujících (mil. os.)	2005	2008	2009	2010	2011	2012
Přeprava cestujících celkem	4 974,9	5 132,6	5 043,1	4 775,9	4 709,5	4 739,0
Železniční doprava	180,3	177,4	165,0	164,8	167,9	172,8
Autobusová doprava	388,3	373,4	367,6	372,5	364,6	345,0
Letecká doprava	6,3	7,2	7,4	7,5	7,5	6,4
Vnitrozemská vodní doprava ¹⁾	1,1	0,9	1,2	0,9	1,0	0,5
Městská hromadná doprava	2 268,9	2 323,8	2 262,0	2 260,3	2 138,5	2 224,2
Veřejná doprava celkem	2 844,9	2 882,6	2 803,1	2 805,9	2 679,5	2 749,0
IAD^{2) 3)}	2 130,0	2 250,0	2 240,0	1 970,0	2 030,0	1 990,0
Přepravní výkon (mil. oskm)	2005	2008	2009	2010	2011	2012
Přepravní výkon celkem	108 602,8	115 045,3	115 183,2	107 028,6	108 352,6	106 982,6
Železniční doprava	6 667,0	6 803,3	6 503,2	6 590,7	6 714,0	7 264,7
Autobusová doprava	8 607,3	9 215,2	9 493,6	10 335,7	9 266,7	9 015,4
Letecká doprava	9 735,7	10 749,0	11 330,9	10 902,0	11 585,6	10 611,6
Vnitrozemská vodní doprava ¹⁾	18,1	17,3	10,5	12,8	14,8	17,3
Městská hromadná doprava	14 934,8	15 880,5	15 555,1	15 617,4	15 281,5	15 813,7
Veřejná doprava celkem	39 962,8	42 665,3	42 893,2	43 458,6	42 862,6	42 722,6
IAD^{2) 3)}	68 640,0	72 380,0	72 290,0	63 570,0	65 490,0	64 260,0

1) Jedná se převážně o rekreační přepravu osob

2) Jedná se o odborný odhad

3) v roce 2010 změna metodiky sčítání silničního provozu

Zdroj: Ročenka dopravy 2012 (MD, 2012)

Tabulka č. 118: Mezioborové srovnání přepravních výkonů nákladní dopravy (přeprava věcí)

Přeprava věcí (tis. tun)	2005	2008	2009	2010	2011	2012
Přeprava věcí celkem	560 037	540 731	458 329	451 671	448 685	435 450
Železniční doprava	85 613	95 073	76 715	82 900	87 096	82 968
Silniční doprava	461 144	431 855	370 115	355 911	349 278	339 314
Vnitrozemská vodní doprava	1 956	1 905	1 647	1 642	1 895	1 767
Letecká doprava	20	20	15	14	12	9
Ropovody	11 305	11 877	9 837	11 205	10 404	11 392

Zdroj: Ročenka dopravy 2012 (MD, 2012)

Tabulka č. 119: Mezioborové srovnání přepravních výkonů nákladní dopravy (přepravní výkon)

Přepravní výkon (mil. tkm)	2005	2008	2009	2010	2011	2012
Přepravní výkon celkem	61 397	69 528	60 571	68 495	71 817	68 087
Železniční doprava	14 866	15 437	12 791	13 770	14 316	14 266
Silniční doprava	43 447	50 877	44 955	51 832	54 830	51 228
Vnitrozemská vodní doprava	781	863	641	679	695	669
Letecká doprava	45	37	29	22	22	17
Ropovody	2 259	2 315	2 156	2 191	1 954	1 907

Zdroj: Ročenka dopravy 2012 (MD, 2012)

Dalším zdrojem dat pro tuto Zprávu především v oblasti spotřeby elektrické energie v dopravě byl referenční scénář predikce tuzemské (ČR) netto spotřeby elektřiny uvedený v dokumentu OTE (OTE, 2012) a pravidelná aktualizace dat ze strany OTE. Ve výhledu spotřeby energie v oblasti dopravy jsou dále zakomponovány následující předpoklady:

Obecné předpoklady:

- Cena ropy na světových trzích nebude závažně růst, nýbrž bude se pohybovat v rozmezí 80 – 130 USD/barel (v reálných USD 2010).
- Zvyšování podílu zemního plynu ve veřejné, osobní a nákladní dopravě, kopírující pravidla EU.
- Zvyšování účinnosti spalovacích motorů a využívání trakce.
- Další elektrifikace železničních cest:
 - navýšení délky elektrifikovaných tratí cca 300 km (+ 10 %)
 - navýšení spotřeby bez rekuperace cca + 60 %
 - navýšení spotřeby cca + 55 %
- Průmysl zpracování ropy bude zachován v současné struktuře, tj. provoz obou rafinerií České rafinérské.
- Využití instalované kapacity rafinerií se bude držet kolem 85 %.
- Pro zpracování bude využívána současná skladba ropného mixu tj. ruská ropa pro rafinerii Litvínov (cca 4 – 5 mil tun/rok) a nízkosírné ropy z různých zemí původu pro rafinerii Kralupy (cca 3 mil tun/rok).
- Daňové zatížení alternativních paliv bude kompenzovat úbytek zdrojů pocházejících z poklesu výnosů zdanění fosilních paliv.
- S ohledem na stávající ekonomickou situaci a její dostupné prognózy se nepočítá s velmi rapidním tempem obnovy stávajícího vozového parku do roku 2020.
- V horizontu do roku 2040 je předpoklad zvýšení využití městské hromadné dopravy, a to konkrétně:
 - metro cca + 30 %
 - tramvajová doprava cca + 55 %
 - trolejbusová doprava cca + 55 %

Následující předpoklady se týkají prognózy výkonů v osobní i nákladní dopravě, účinnosti a složení spotřeby paliv v jednotlivých odvětvích dopravy.

Tabulka č. 120: Predikované výkony v osobní dopravě

Výkony v osobní dopravě (mld. oskm)	Skut.		Prognóza				
	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Železniční	6,59	7,10	7,84	8,65	8,65	8,65	8,65
Autobusová	10,34	11,13	12,29	13,57	13,57	13,57	13,57
Městská hromadná v rámci IDS	15,62	16,82	18,58	20,51	20,51	20,51	20,51
Letecká	10,90	11,74	12,97	14,32	14,32	14,32	14,32
Vnitrozemská vodní	0,0128	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Veřejná celkem	43,46	46,82	51,69	57,07	57,07	57,07	57,07
IAD ¹⁾ celkem	63,57	66,81	71,98	73,79	72,88	71,07	68,45
Přepravní výkon celkem	107,03	113,63	123,67	130,86	129,95	128,14	125,52

¹⁾ Individuální automobilová doprava

Zdroj: Expertní analýza MPO + Ročenka dopravy (2012)

Tabulka č. 121: Predikovaná přeprava cestujících v osobní dopravě

Přeprava cestujících (v mil. osob)	Skut.		Prognóza				
	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Železniční doprava	164,8	172,8	190,8	210,6	210,6	210,6	210,6
Autobusová doprava	372,5	345,0	380,9	420,6	420,6	420,6	420,6
Letecká doprava	7,5	6,4	7,1	7,8	7,8	7,8	7,8
Vnitrozemská vodní doprava	0,9	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Městská hromadná doprava	2 260,3	2 224,2	2 455,7	2 711,3	2 711,3	2 711,3	2 711,3
Veřejná doprava celkem	2 805,9	2 874,6	3 173,8	3 504,1	3 504,1	3 504,1	3 504,1
IAD celkem	1 970,0	2 050,3	2 208,8	2 264,5	2 236,4	2 181,0	2 100,4
Přeprava cestujících celkem	4 775,9	4 924,9	5 382,5	5 768,6	5 740,4	5 685,1	5 604,5

Zdroj: Expertní analýza MPO + Ročenka dopravy (2012)

Tabulka č. 120 shrnuje předpokládané meziroční změny výkonů ve veřejné individuální automobilové dopravě. Od roku 2025 je ve veřejné dopravě již uvažována stagnace výkonů. V automobilové dopravě je pak od roku 2030 již uvažován pokles s ohledem na očekávané zvýšení nákladů spojených s rostoucími cenami paliv.

Tabulka č. 122: Meziroční změny výkonů v osobní dopravě

Meziroční změny v %	2010-2015	2020	2025	2030	2035	2040
Veřejná doprava	1,50%	2,00%	2,00%	0%	0%	0%
IAD	1,00%	1,50%	0,50%	-0,25%	-0,50%	-0,75%

Zdroj: Expertní analýza MPO

V souvislosti s vývojem výkonů v nákladní dopravě je předpokládáno níže uvedené meziroční navýšení výkonů v období 2010-2040:

- Železniční nákladní doprava + 2 %
- Silniční nákladní + 1 % (od roku 2030 0,75 %)
- Vnitrozemská vodní + 2 %
- Letecká nákladní + 3 %

Tabulka č. 123: Predikované výkony v nákladní dopravě

Výkony v nákladní dopravě (mld. tkm)	Skut.		Prognóza				
	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Železniční	13,77	14,80	15,84	17,02	18,21	19,58	20,94
Silniční	51,83	54,42	57,02	59,87	62,72	65,07	67,42
Vnitrozemská vodní	0,68	0,75	0,81	0,90	0,98	1,08	1,17
Letecká	0,02	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,05
Přepavní výkon celkem	66,3	70,0	73,7	77,8	81,9	85,8	89,6

Zdroj: Expertní analýza MPO

Tabulka č. 124: Predikovaný vývoj přepravovaného nákladu

Přeprava věcí (tis. tun)	Skut.		Prognóza				
	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Železniční doprava	82 900	86 758	93 463	100 686	108 467	116 850	125 881
Silniční doprava	355 911	349 596	367 428	386 171	405 870	421 320	437 358
Vnitrozem. vodní doprava	1 642	1 875	2 070	2 286	2 524	2 786	3 076
Letecká doprava	14	10	11	13	15	18	21
Ropovody	11 205	11 392	11 392	11 392	11 392	11 392	11 392
Přeprava věcí celkem	451 671	449 630	474 365	500 548	528 268	552 366	577 728

Zdroj: Expertní analýza MPO

Dalším vstupním předpokladem je vývoj účinnosti spalovacích motorů do roku 2040. V tomto ohledu je předpokládán růst účinnosti na úroveň 15 % v roce 2035 v porovnání s referenčním rokem 2010 s následnou stagnací na této úrovni.

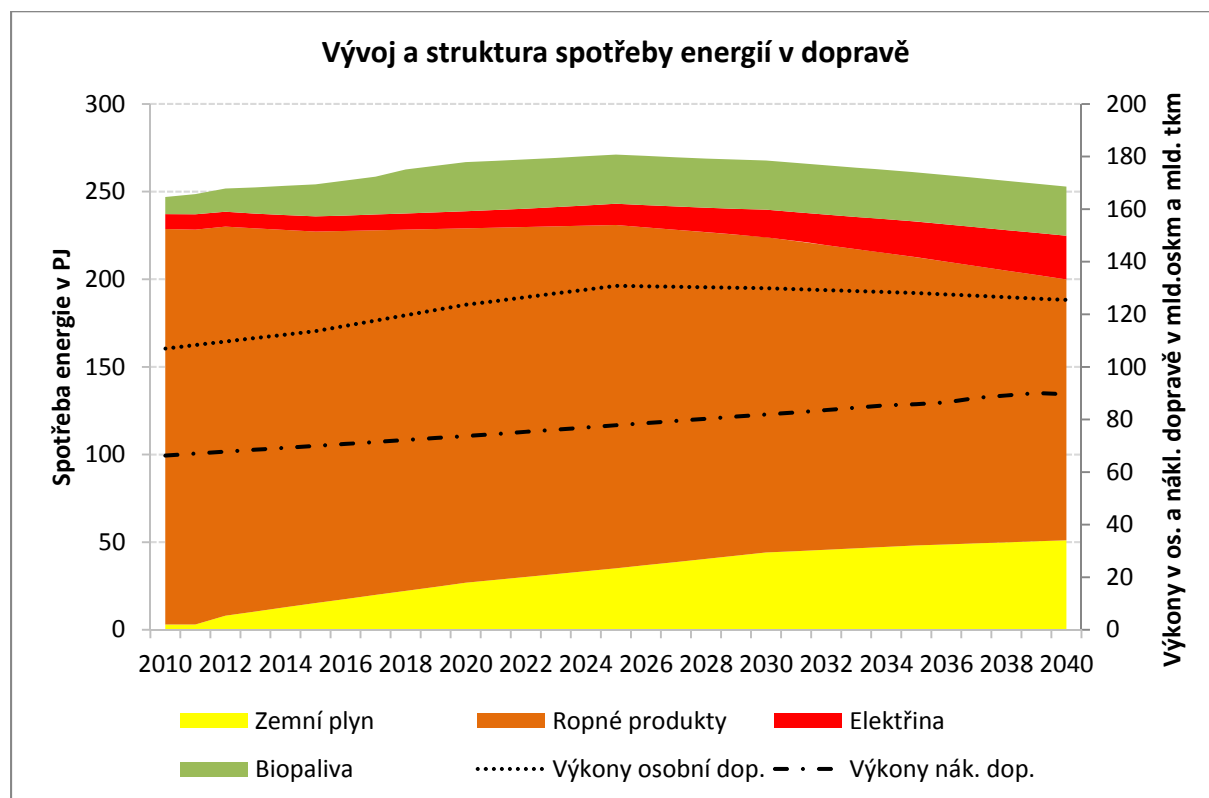
Tabulka č. 125: Vývoj účinnosti spalovacích motorů

Účinnost	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Vývoj účinnosti	2,5%	5,0%	7,5%	10,0%	12,5%	15,0%

Zdroj: Expertní analýza MPO

Graf č. 351 shrnuje prognózovaný vývoj a strukturu spotřeby paliv v dopravě do roku 2040. Využití paliv na bázi ropy (především tedy motorových benzínů a nafty) bude od roku 2020 postupně klesat. Tento druh paliv bude však stále tvořit nejvýznamnější podíl v rámci celkové spotřeby v dopravě, a to v souladu s předpoklady kolem 76 % v roce 2020 a 59 % v roce 2040. Ropné produkty budou zčásti nahrazeny ostatními palivy. Nejvýznamnější nárůst se dá předpokládat u paliv na bázi zemního plynu. Dále je patrný trend klesající potřeby paliv v rámci sektoru dopravy po roce 2020. Ten je v souladu s předpoklady dán vývojem efektivity spalovacích motorů v osobní a nákladní dopravě a stagnace výkonů v osobní dopravě.

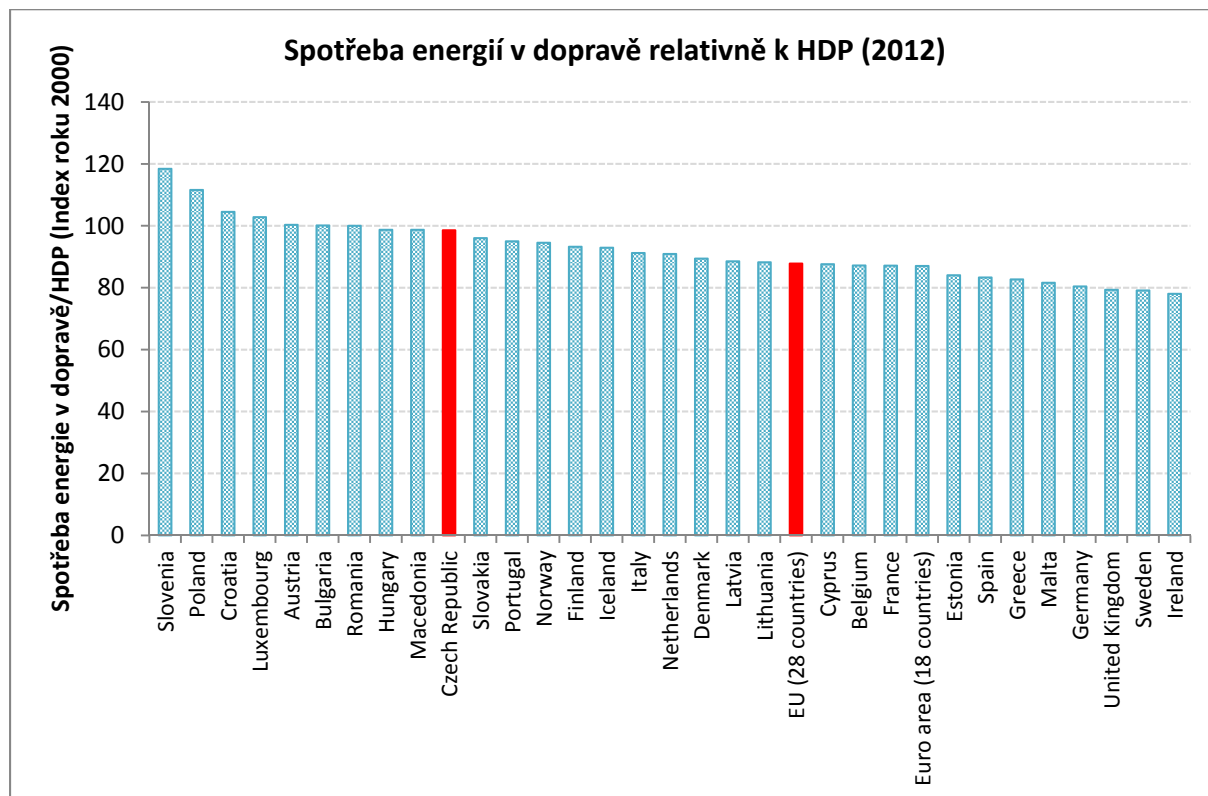
Graf č. 351: Vývoj a struktura spotřeby energie v dopravě



Zdroj: Expertní analýza MPO

Graf č. 352 zobrazuje srovnání spotřeby energie v dopravě v rámci EU 28 z roku 2012 měřených poměrovým ukazatelem spotřeby energie k HDP daného členského státu (měnový kurz roku 2000) relativně k roku 2000 (2000 = 100 %). Zahrnuty jsou všechny druhy osobní a nákladní dopravy s výjimkou pobřežní a potrubní dopravy. Česká republika spotřebovává relativně stejně energie v dopravě na jednotku HDP jako v roce 2000. Státy Evropské unie (28 států) pak byly celkově schopny tuto spotřebu snížit na cca 87,8 %.

Graf č. 352: Spotřeba energií v dopravě relativně k HDP (2012)

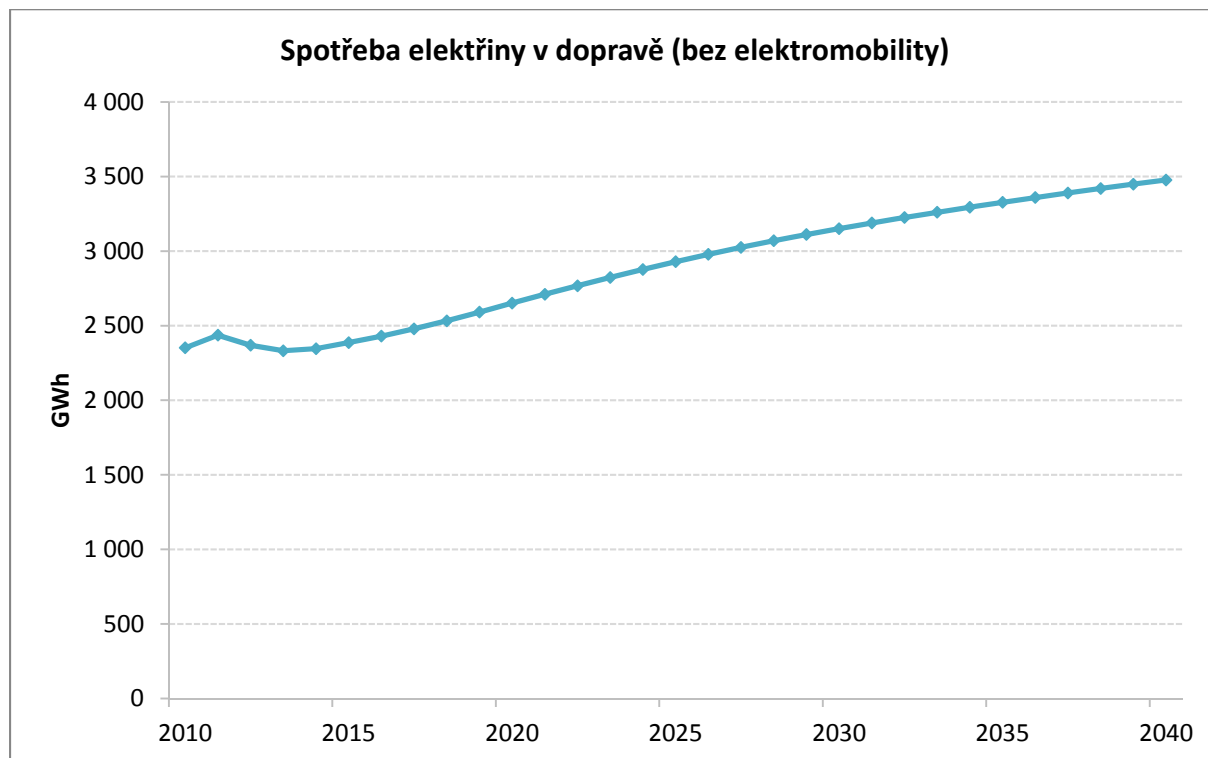


Zdroj: Eurostat

5.3.3.1 Spotřeba elektřiny

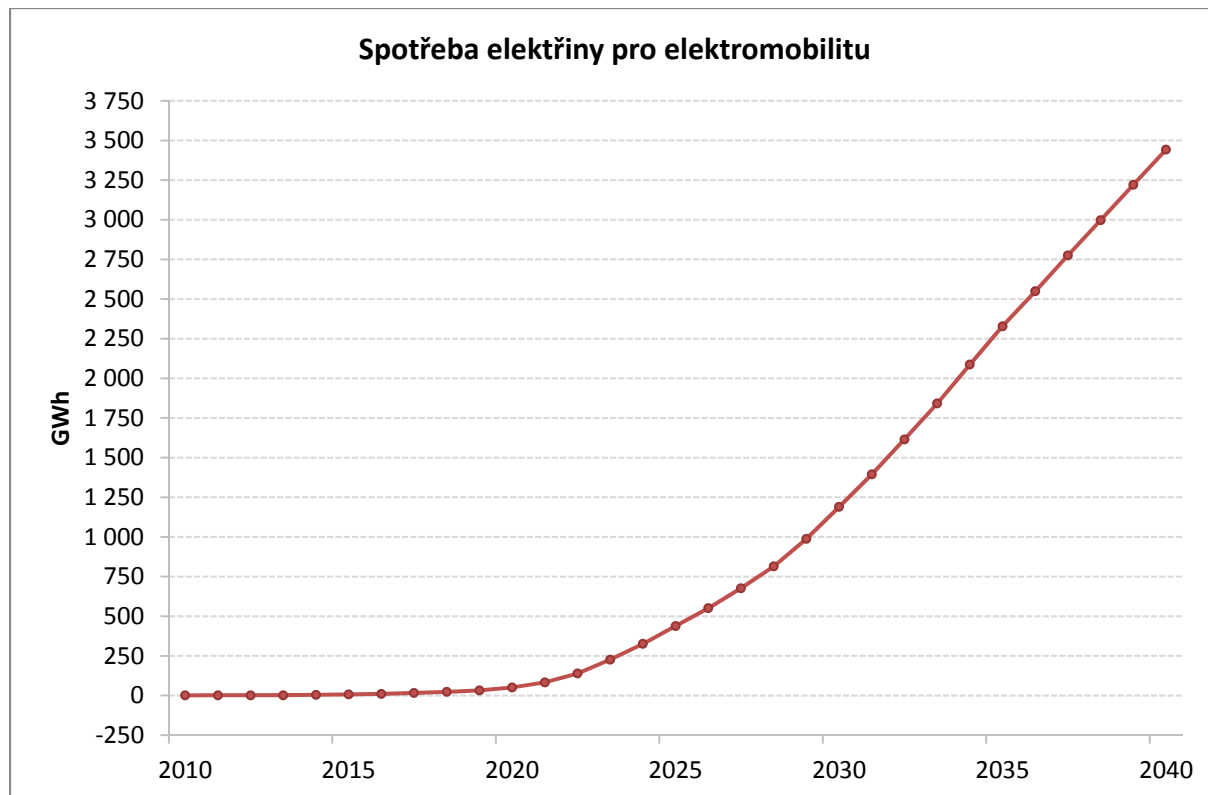
Využití elektrické energie v sektoru dopravy zůstane i nadále spíše na marginální úrovni a bude dosahovat hodnoty přibližně 2 686 GWh v roce 2020 a 3 525 GWh v roce 2040 bez zahrnutí spotřeby v rámci elektromobility. Využití elektrické energie v dopravě je pak soustředěno zejména v osobní a nákladní železniční dopravě. V osobní železniční dopravě je od roku 2020 předpokládána stagnace výkonů v osobokilometrech. V nákladní železniční dopravě bude spotřeba energie růst v závislosti na výkonech řádově mezi 1-2 % ročně do roku 2040. Vliv individuální přepravy na kratší vzdálenosti bude spíše marginální. Zpracovatel zprávy předpokládá v souladu s výhledy MD a zprávou OTE velmi pozvolný rozvoj elektromobilů minimálně do roku 2020. Jejich pomalé rozšiřování je dáno především dostupností technologie samotných elektromobilů, rozšířením infrastruktury pro jejich dobíjení, ekonomickou návratností investice a konkurenceschopností s benzínovými a naftovými vozidly na poli provozních nákladů. Přibližně od roku 2020 by měla spotřeba elektřiny v sektoru elektromobility postupně narůstat, jak ukazuje Graf č. 354, přičemž tento růst by se měl postupně zrychlovat, hlavně díky jejich zvyšující se dostupnosti a konkurenceschopnosti.

Graf č. 353: Spotřeba elektřiny v dopravě (bez elektromobility)



Zdroj: Ročenka dopravy (2012) + vlastní výpočty MPO

Graf č. 354: Spotřeba elektřiny pro elektromobilitu

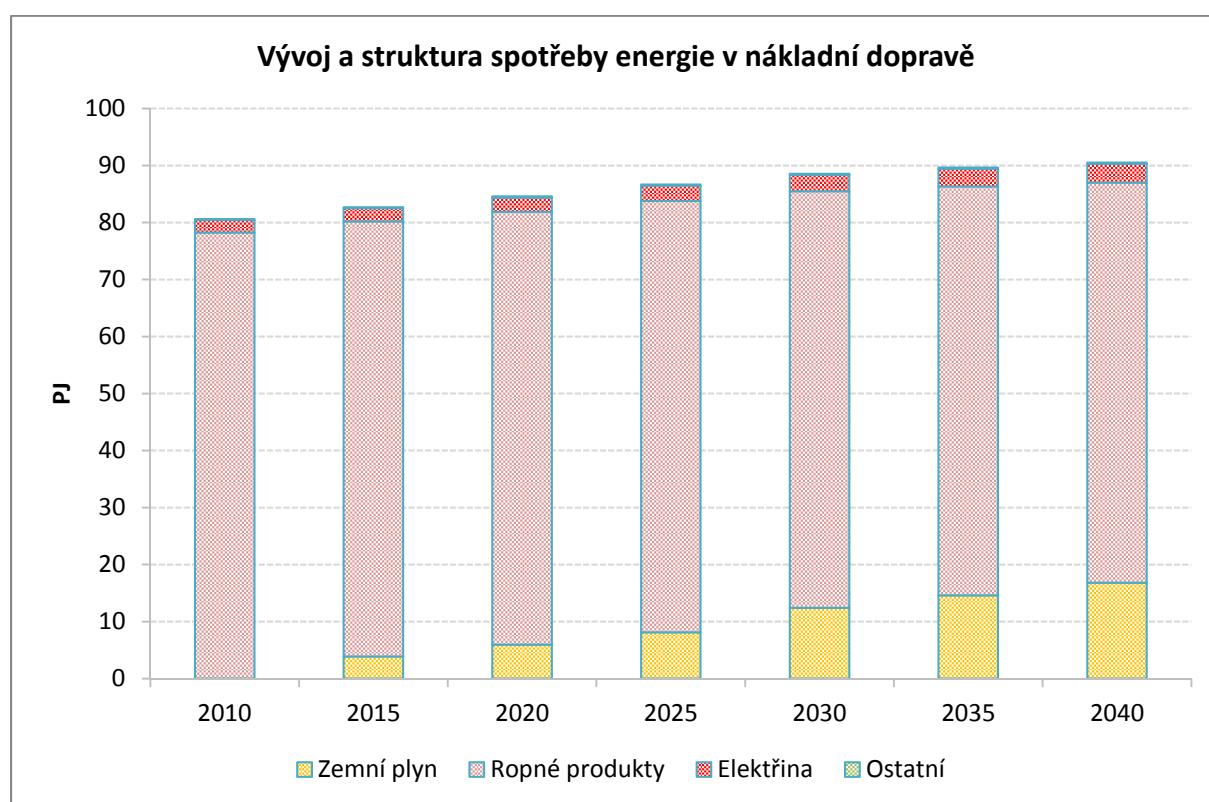


Zdroj: Očekávaná dlouhodobá rovnováha mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu (OTE, a.s.) + průběžné aktualizace ze strany EGÚ Brno

5.3.3.2 Spotřeba plyných a kapalných paliv

Fosilní paliva si udrží stále významné místo v energetickém mixu pro dopravu a to zejména vlivem dostupnosti nových ložisek ropy, zlepšováním těžebních technologií a také díky využívání nových, netradičních zdrojů, jako jsou ropné živice nebo písky. Jejich ekonomická výhodnost výroby proti alternativním zdrojům se nezmění. Očekávaný růst alternativních paliv se bude odehrávat zejména využitím zemního plynu (CNG, LNG, GTL). Využívání paliv z OZE, tedy biopaliv, nepřesáhne, ani přes postupný růst ze základu roku 2010, více než 10 %. Solární a vodíkový pohon se neuvažuje. Biopaliva dalších generací znamenají pouze změnu výrobních postupů, nikoli objemového využití. K tomu vede také fakt, že biomasa je zdrojem nejen pro dopravu, ale obecně také pro energetiku a teplárenství, přičemž možnosti její produkce nejsou neomezené.

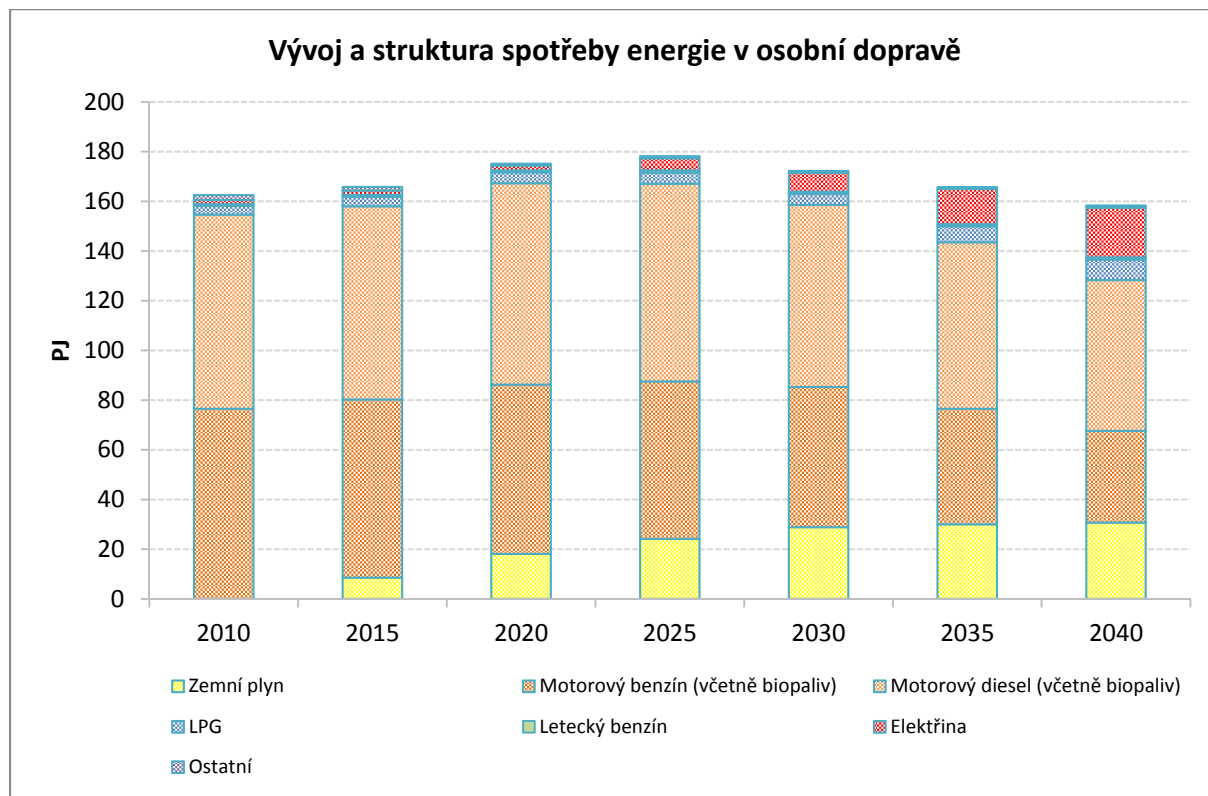
Graf č. 355: Vývoj a struktura spotřeby energie v nákladní dopravě



Zdroj: Ročenka dopravy (2012) + vlastní výpočty MPO

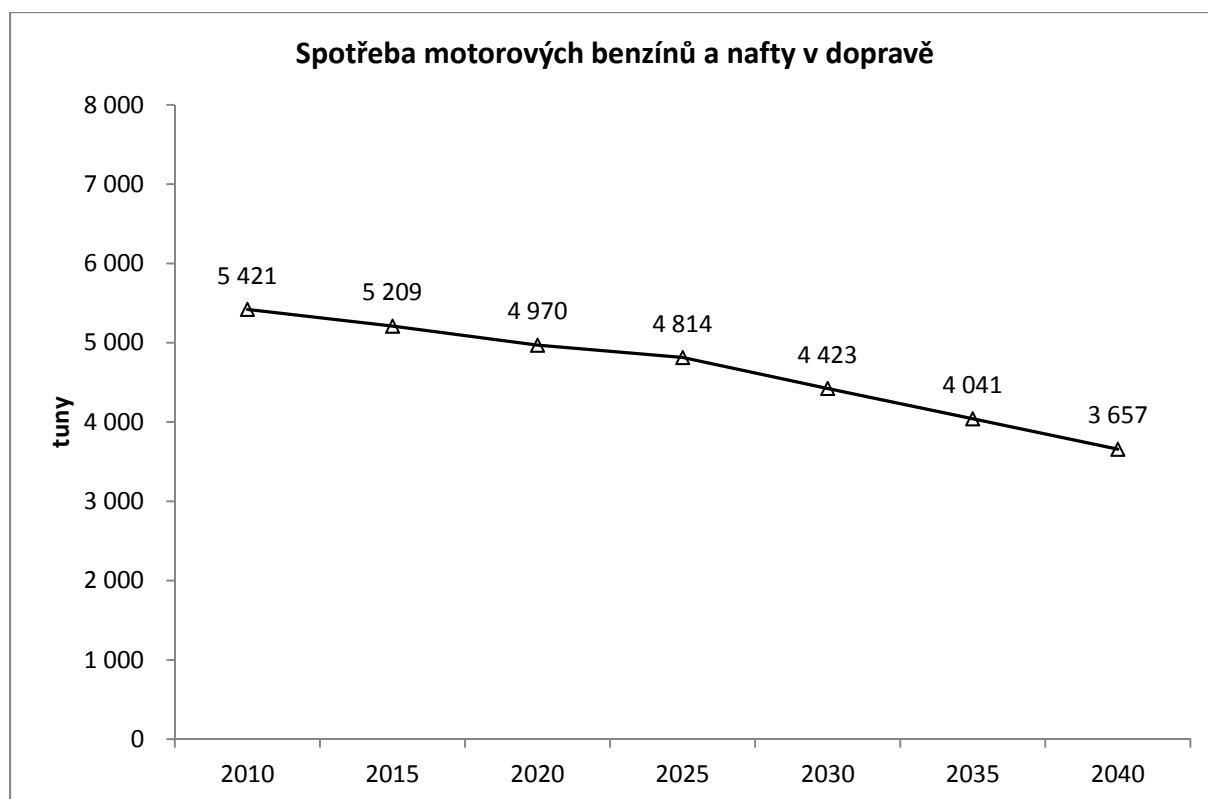
Vývoj a strukturu spotřeby paliv v nákladní a osobní dopravě potom ukazují Graf č. 355 a Graf č. 356, z nichž je patrný pokračující růst spotřeby energie v nákladní dopravě, který se bude přibližně od roku 2025 postupně zpomalovat a také pokračující růst spotřeby v osobní dopravě, který by se přibližně kolem roku 2025 měl zastavit a naopak začít postupně klesat. Podíl spotřeby jednotlivých paliv v rámci osobní dopravy potom znázorňuje Graf č. 351, ze kterého je patrný zejména výrazný pokles ve využívání ropných produktů a naopak postupný růst ve využívání zemního plynu v celém období do roku 2040 a v menší míře také růst ve využívání elektřiny pro osobní dopravu po roce 2020. Graf č. 357 následně ukazuje vývoj spotřeby motorových benzínů a nafty v dopravě jako celku.

Graf č. 356: Vývoj a struktura spotřeby energie v osobní dopravě



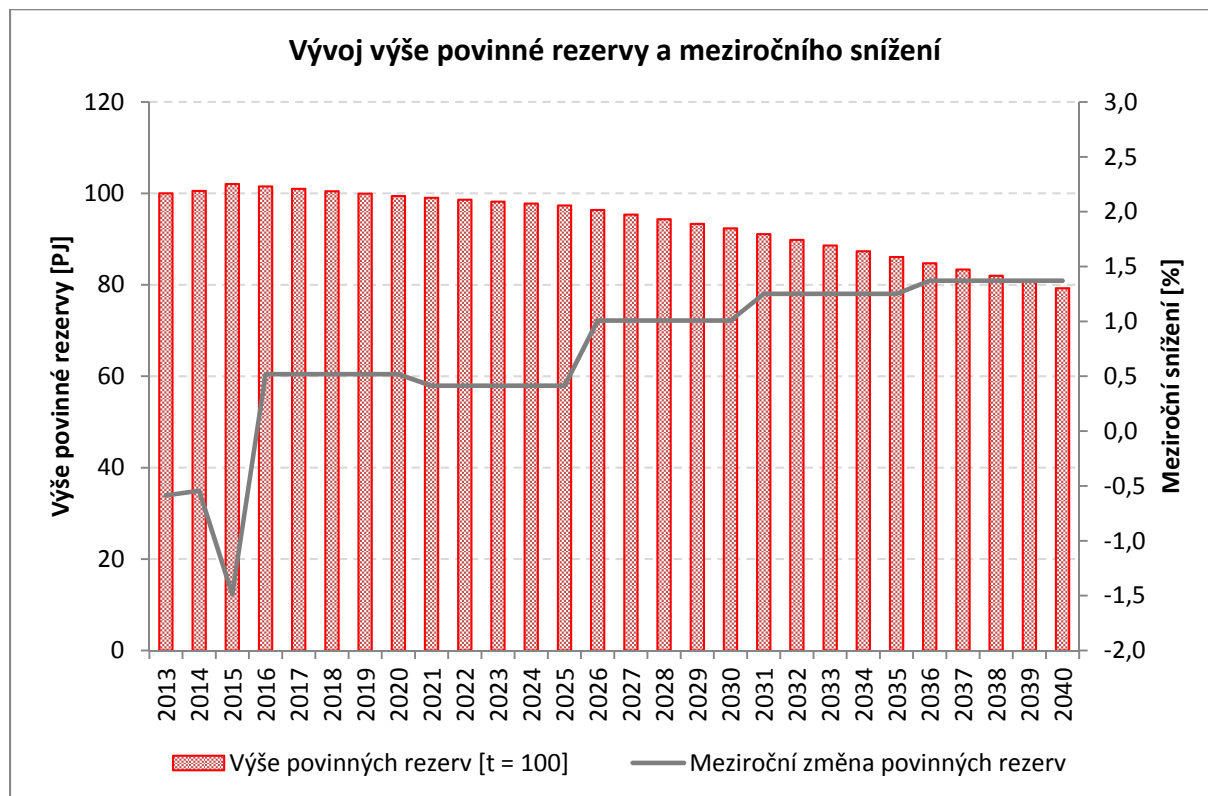
Zdroj: Ročenka dopravy (2012) + vlastní výpočty MPO

Graf č. 357: Spotřeba motorových benzínů a nafty v dopravě (bez biopaliv)



Zdroj: Expertní analýza MPO

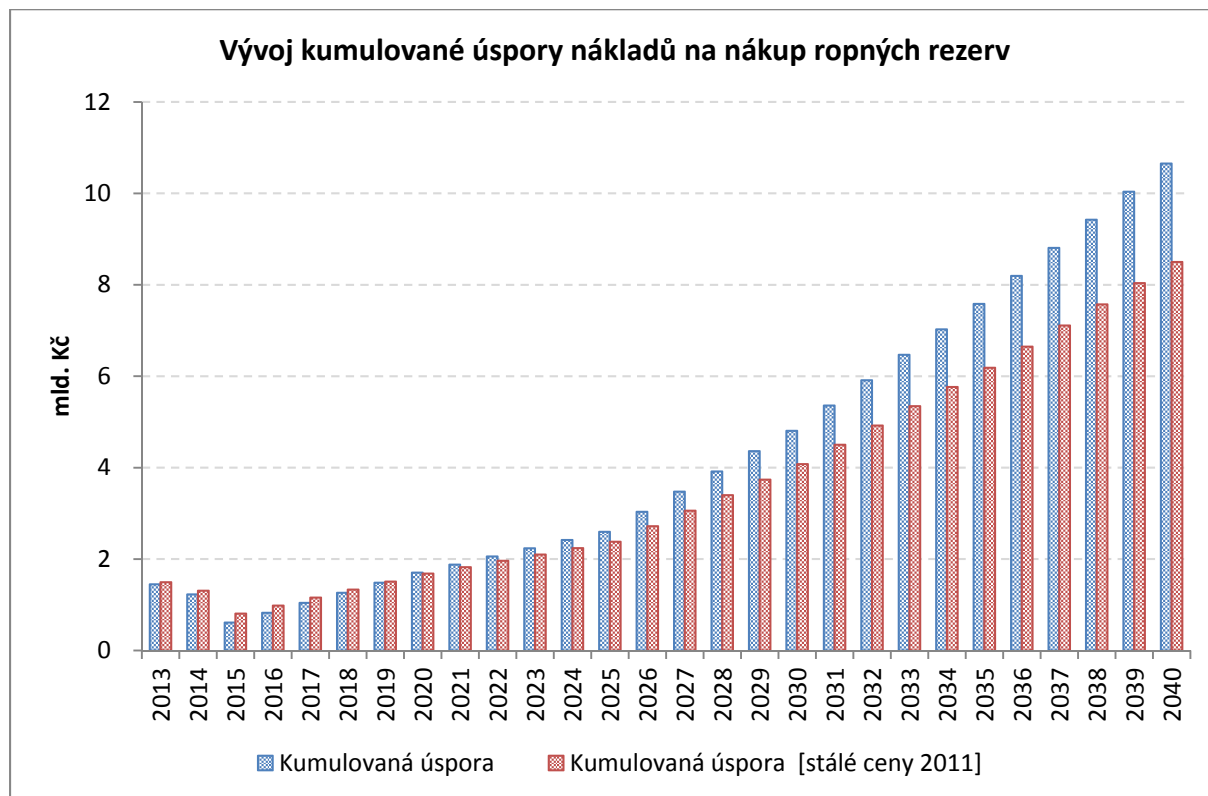
Graf č. 358: Vývoj výše povinných rezerv a meziročního snížení



Zdroj: Expertní analýza MPO

V souvislosti se spotřebou ropy v dopravě je dále účelné diskutovat náklady na nákup a udržování povinných rezervních zásob ropných produktů, které musí ČR držet v souladu s metodikou dle směrnice Rady 2009/119/ES. Na základě tohoto dokumentu musí ČR disponovat devadesáti denními zásobami ropy vzhledem k čistým importům v rámci roku. Novela zákona o nouzových zásobách ropy stanovuje povinnou zásobu na 100 dní čistého importu, což je o 10 dní více, než je požadováno směrnicí 2009/119/ES. Graf č. 358 pak demonstruje výši rezervy v rámci daného roku vypočtenou z ročního čistého importu ropných produktů. Z grafu je patrná snižující se potřeba ropných rezerv související s nižší spotřebou ropy především právě v sektoru dopravy. Vývoj kumulované roční úspory nákladů na nákup ropných rezerv ukazuje Graf č. 359, z něhož je patrný vliv snižující se velikosti spotřeby ropných produktů také v oblasti výdajů na pořizování povinných rezerv, které tak budou, zejména po roce 2025 velmi významně klesat.

Graf č. 359: Vývoj kumulované roční úspory nákladů na nákup ropných rezerv



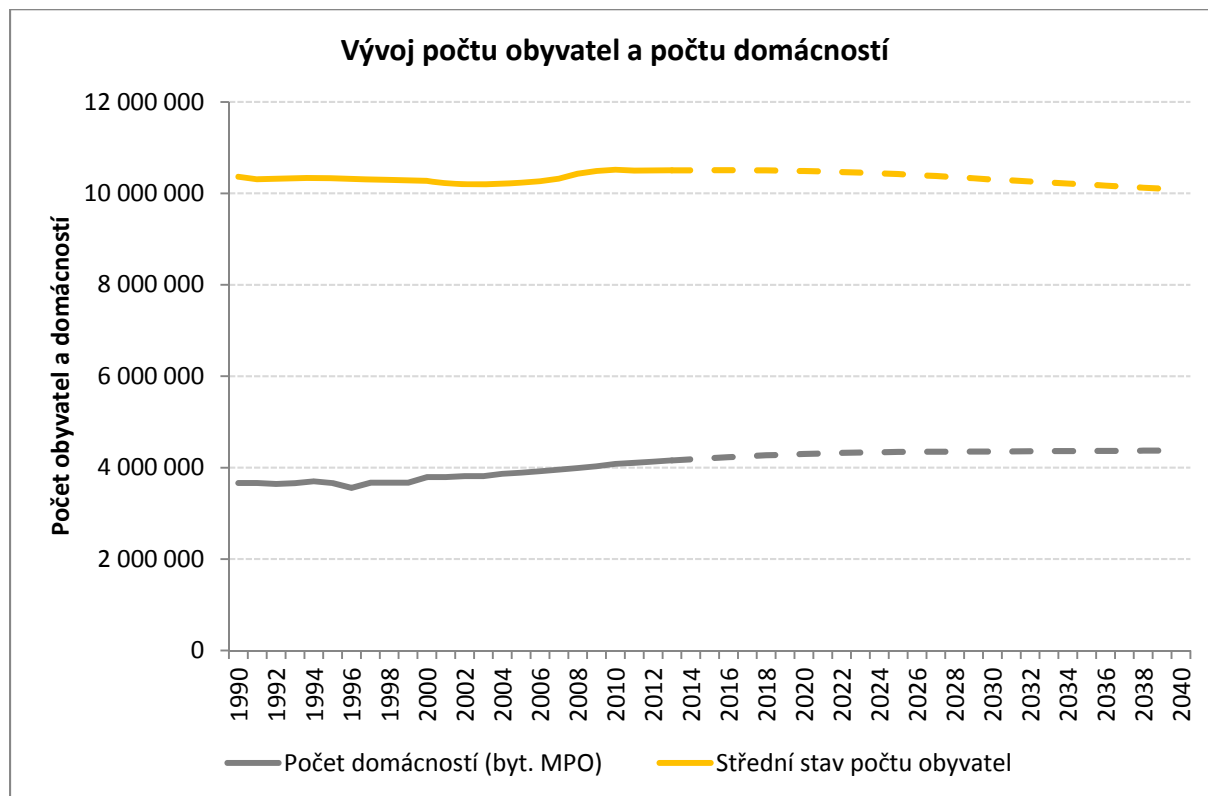
Zdroj: Expertní analýza MPO

5.3.4 Domácnosti

Celkový počet obyvatel se do roku 2040 mírně sníží. Vzhledem k tomu, že bude nadále klesat počet obyvatel na jednu domácnost, zvýší se počet bytových domácností a následkem toho vzroste také počet obydlených a vytápěných bytů. Proto je třeba dlouhodobě zachovat kupní sílu obyvatelstva, tj. vyšší růst čistých příjmů domácností než cenové inflace. V souladu s Ministerstvem práce a sociálních věcí je předpokládán meziroční růst příjmů v průměru 3 % a 2% růst cen. Předpokládané náklady domácností jsou pak uváděny i s nezbytnou státní podporou a je předpokládáno, že bude docházet k razantní výměně starých topidel ve smyslu platné legislativy.

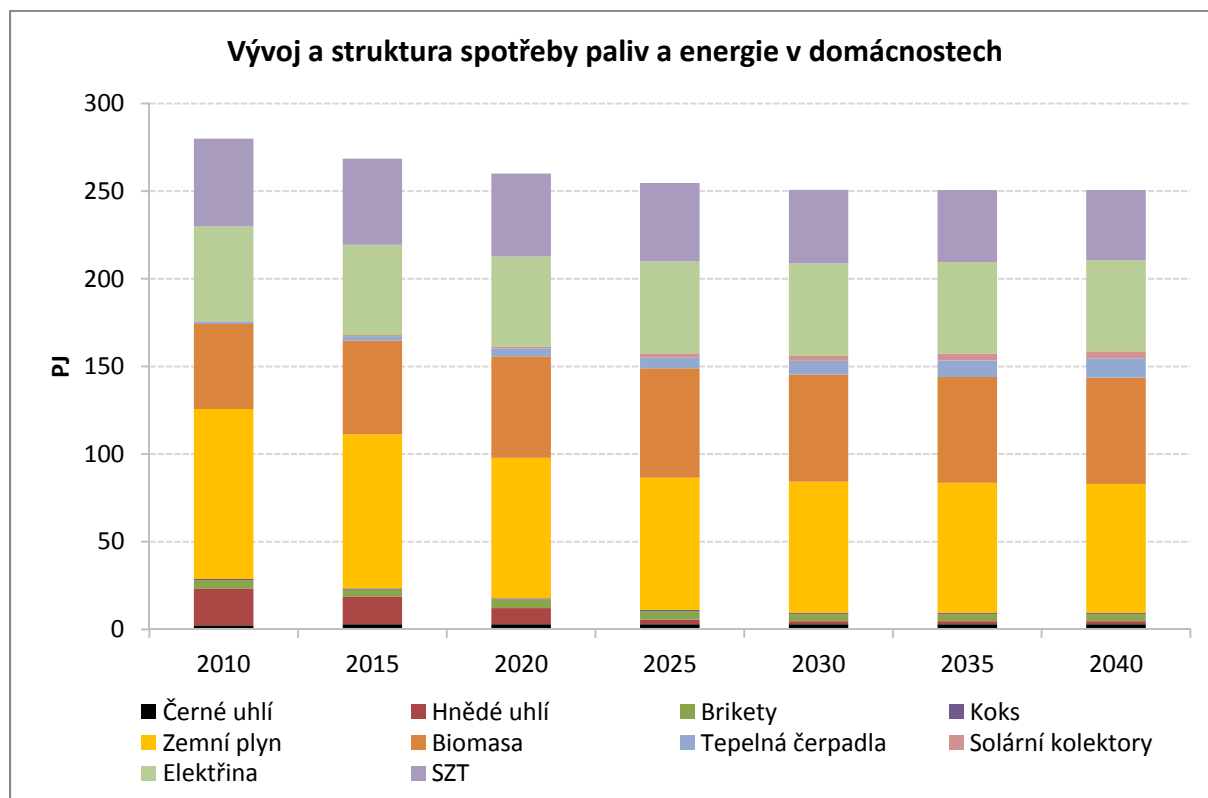
Pro účely predikce počtu obyvatel a domácností byla Zpracovatelem vytvořena vlastní kategorie domácnosti, která odpovídá zhruba počtu obydlených bytů (bytové domácnosti), a která je současně kompatibilní s výpočtovým počtem domácností ze *Statistiky rodinných účtů*. Pro léta 2013-2030 byla použita přepočtená „*Projekce počtu cenových domácností v České republice do roku 2030*“ (ČSÚ); základní varianta. Pro léta 2030-2040 byl použit materiál „*Projekce obyvatelstva České republiky do roku 2100*“ (ČSÚ).

Graf č. 360: Vývoj počtu obyvatel a počtu domácností



Zdroj: Expertní analýza MPO

Graf č. 361: Vývoj a struktura spotřeby paliv a energie v domácnostech

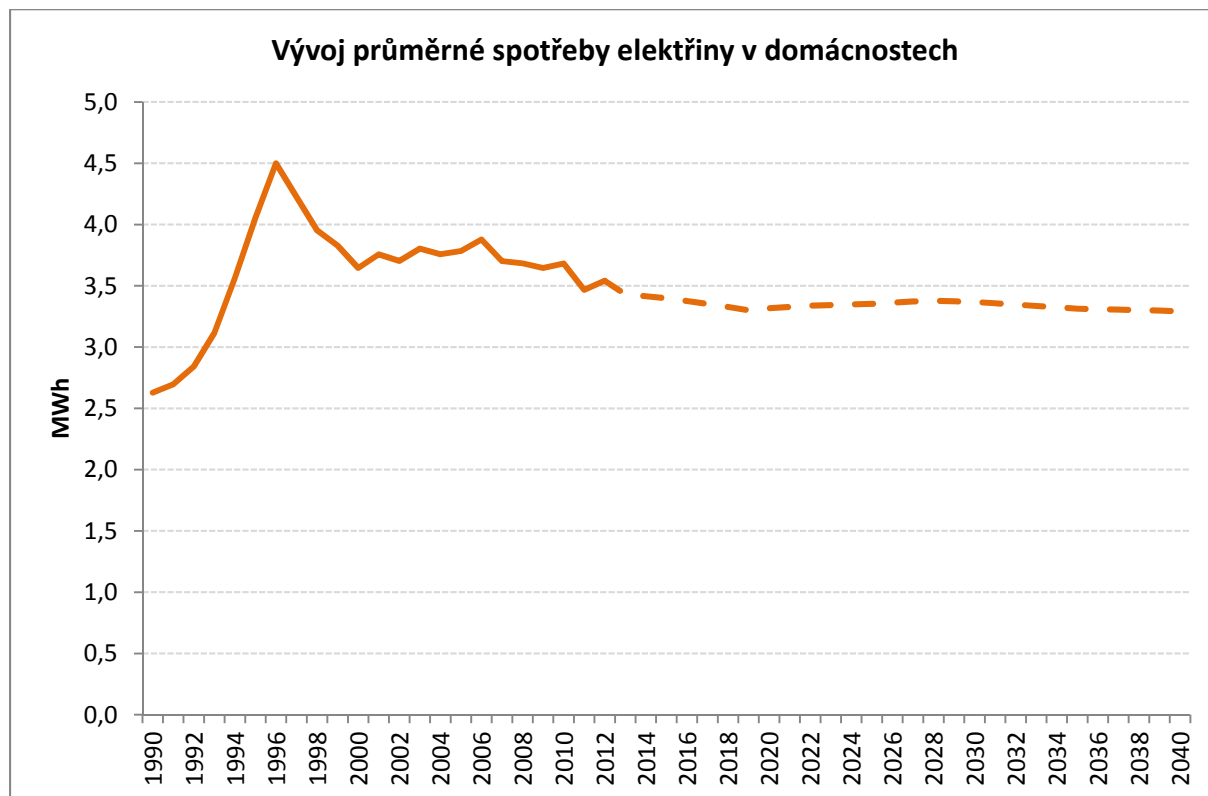


Zdroj: Expertní analýza MPO

5.3.4.1 Spotřeba elektřiny a tepla

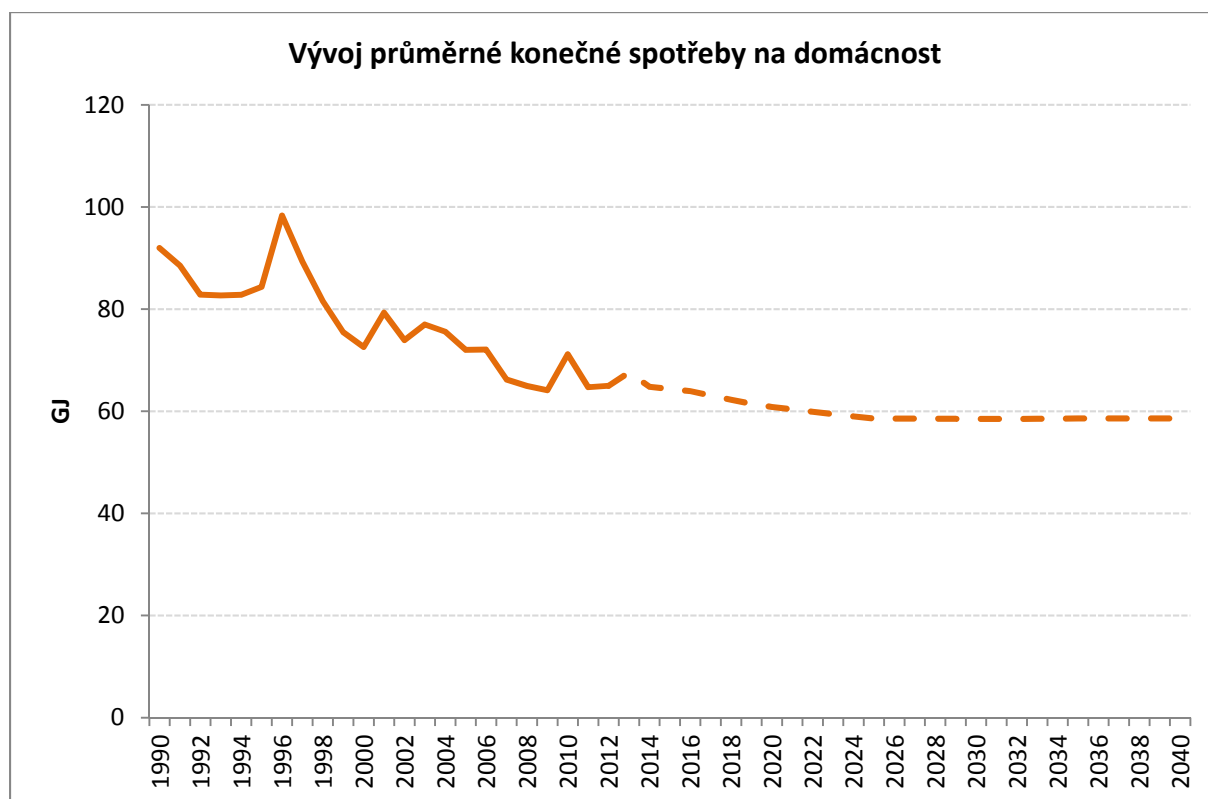
- **Elektřina:** Celková spotřeba mírně poroste. Bude docházet k záměně čistě elektrického vytápění a přípravy TUV za tepelná čerpadla. Projeví se vliv dalšího zateplování a současně poroste podíl novostaveb bez plynové přípojky ve prospěch nasazení elektřiny. Největší podíl ze spotřeby elektřiny zaujímají „velké spotřebiče“, kde bude docházet k dalšímu zvyšování jejich počtu na jednu domácnost až do úrovně saturace. Zároveň bude docházet ke snižování jejich měrné spotřeby. Bude klesat spotřeba elektřiny na svícení, poroste spotřeba v dosud méně často využívaných zařízeních, jakými jsou vzduchotechnika, klimatizace apod. Cena elektřiny také nadále poroste.
- **Fotovoltaika:** Předpokládá se postupné zvyšování podílu fotovoltaiky na spotřebě elektřiny, spojené s instalací mikro-fotovoltaických jednotek na střeších domácností
- **Nakupované teplo:** Nepředpokládá se dramatický rozpad SZT. Nadále však bude pokračovat odpojování bytů od velkých zdrojů a mírný přechod k využívání menších zdrojů (blokované a domovní kotelny na zemní plyn a TČ). Cena dálkového tepla SZT musí kopírovat vývoj ceny zemního plynu pro maloodběr, neboť by jinak došlo k masivnějšímu odlivu směrem k DZT. Celkově však bude docházet pouze k mírnému poklesu využívání nakupovaného tepla (jak dálkového, tak i z DZT) a to především z důvodu pokračujícího zateplování. Předpokládají se státní dotace na zateplování bytových domů.
- **Úspory energie:** Nadále bude pokračovat státní podpora zateplování a výměny topných zařízení za moderní s vyšší účinností. Bude pokračovat výměna elektrických spotřebičů za účinnější a bude postupně klesat měrná spotřeba energie na jednu domácnost, tedy jednu bytovou jednotku. Po saturaci bude tato spotřeba již stagnovat.
- **Solární kolektory a tepelná čerpadla:** Předpokládá se pokračování současného trendu masivního využívání těchto technologií. V případě solárních kolektorů je však nutná státní investiční podpora a v případě tepelných čerpadel pak také zachování výrazně výhodné sazby za spotřebu elektřiny.

Graf č. 362: Vývoj průměrné spotřeby elektřiny v domácnostech



Zdroj: Expertní analýza MPO

Graf č. 363: Vývoj průměrné konečné spotřeby na domácnost



Zdroj: Expertní analýza MPO

5.3.4.2 Spotřeba plyných a kapalných paliv

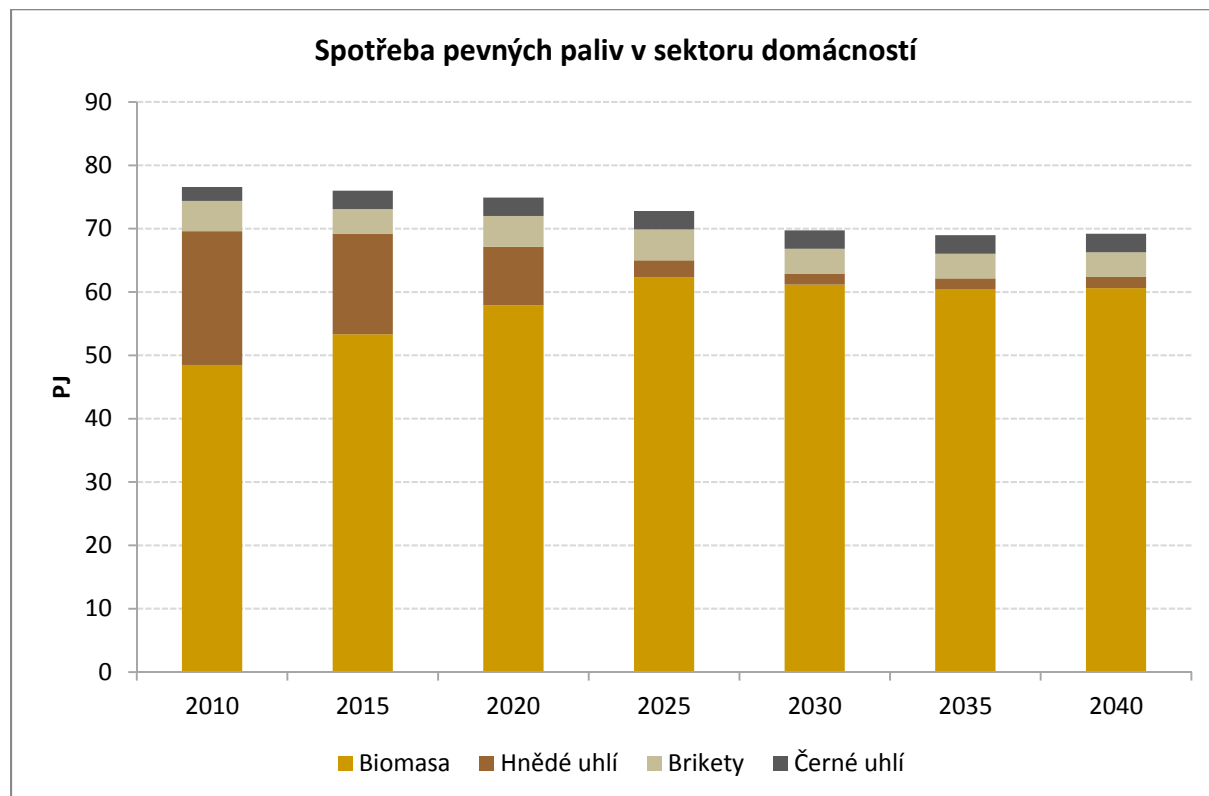
V případě zemního plynu se předpokládá mírný pokles spotřeby pro vytápění z důvodu pokračujícího zateplování a rozvoje nízkoenergetické a pasivní výstavby³². Cena zemního plynu pro domácnosti by se – na základě předpokladů a dostupných odhadů - neměla významně zvyšovat relativně ke kupní síle obyvatelstva. Mírný pokles je také předpokládán u spotřeby ropných produktů z důvodů zvyšování efektivity spalovacích motorů a mírného růstu cen (viz detailněji kapitola č. 5.3.3).

5.3.4.3 Spotřeba pevných paliv

- **Černé uhlí:** Spotřeba bude ve stejné výši jako doposud. Cena tříděného černého uhlí (ČUTR) poroste podle předpokladů pouze mírně. Kotle s ručním přikládáním budou postupně nahrazeny automatickými, přičemž se předpokládá existence státních dotací na tuto výměnu.
- **Hnědé uhlí:** Spotřeba bude postupně klesat a bude nahrazena především biomasou. Cena tříděného hnědého uhlí (HUTR) poroste jen mírně. Kotle s ručním přikládáním budou postupně nahrazeny automaty, přičemž se předpokládají státní dotace na tuto výměnu.
- **Hnědouhelné brikety:** Spotřeba bude ve stejné výši jako doposud, s použitím především pro kamna. Cena poroste jen mírně.
- **Palivové dřevo:** Spotřeba v následující dekádě mírně naroste a současně se bude nadále výrazně zvyšovat cena, tak jak bude narůstat podíl distribuce přes obchodní subjekty a budou omezovány zdroje palivového dřeva. Starší kotle budou postupně nahrazeny především kotly zplyňovacími, přičemž se předpokládají se státní dotace na tuto výměnu. Dále se předpokládá další nárůst využívání krbů a krbových kamen. Po nasycení trhu potom bude v následujících desetiletích docházet k postupné výměně kotlů na palivové dřevo za automaty na pelety.
- **Dřevěné pelety:** Spotřeba prudce poroste. Cena bude růst jen mírně. Značná část pelet bude pocházet z dovozu, a proto se předpokládá jejich dostatek a relativně příznivá cena. Dále se předpokládají státní dotace na výměnu za nevyhovující kotle s ručním přikládáním. Poroste význam krbových kamen na pelety.

³² Rozvoj využití CNG v osobní dopravě nebyl zahrnut do spotřeby zemního plynu v sektoru domácností, ale figuruje v sektoru dopravy (viz kapitola č. 5.3.3).

Graf č. 364: Spotřeba pevných paliv v sektoru domácností



Zdroj: Expertní analýza MPO

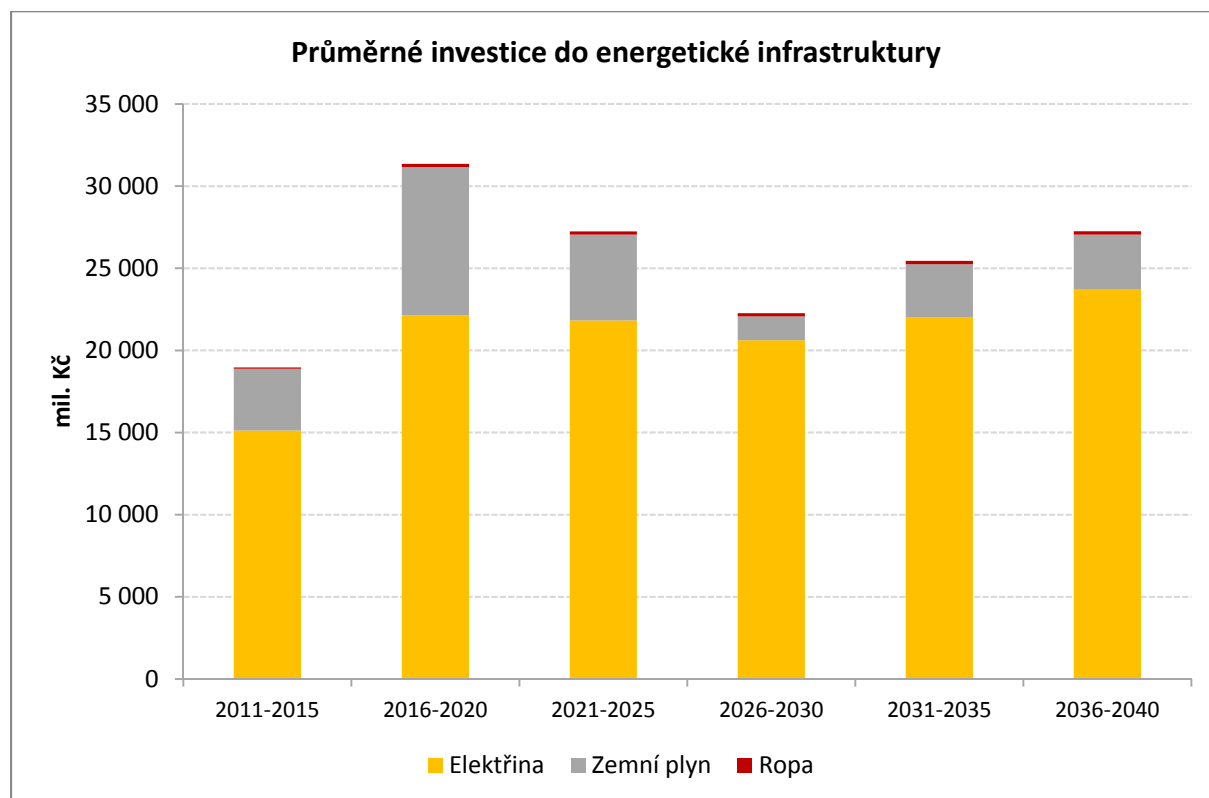
5.4 Energetická infrastruktura

Dopady Aktualizace státní energetické koncepce na energetickou infrastrukturu byly analyzovány v součinnosti s jednotlivými provozovateli energetické infrastruktury ČR v celém časovém horizontu ASEK. Analýza byla zaměřena především na identifikaci potřebných nákladů na obnovu a další rozvoj energetické infrastruktury tak, aby vyhovovala vymezeným požadavkům energetiky.

V rámci elektroenergetiky byly navíc zkoumány náklady, které budou spojené s otázkou zajištění bezpečného provozování ES ČR.

S ohledem na fakt, že tyto informace jsou pro jednotlivé obchodní firmy předmětem obchodního tajemství, následující graf představuje pouze agregovaný přehled potřebných investic do energetické infrastruktury v horizontu ASEK v pětiletých průměrech. Investice do elektroenergetiky byly zároveň použity při výpočtu distribučních a přenosových tarifů pro určení konečné ceny elektřiny na úrovni nn v kapitole 6.1.

Graf č. 365: Průměrné investice do energetické infrastruktury



Zdroj: Expertní analýza MPO

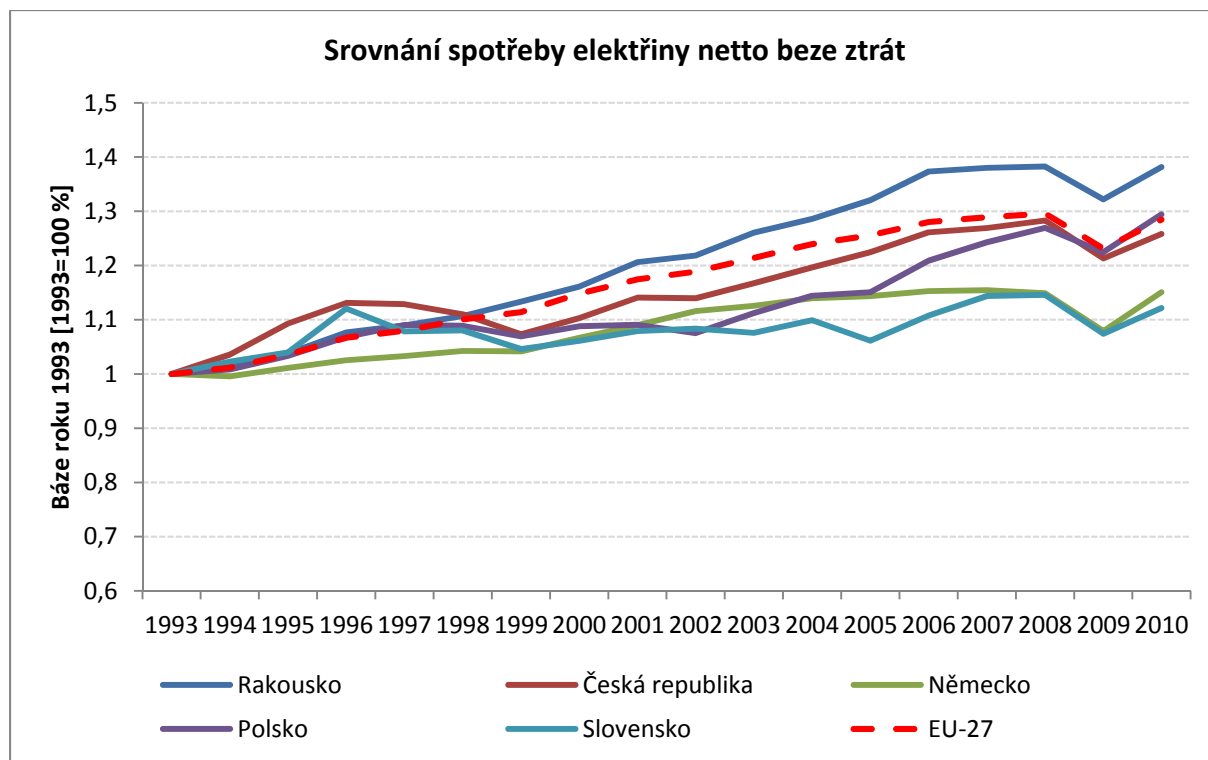
5.5 Proces vyrovnání nabídky a poptávky v kontextu ČR

Neregulovaná složka ceny elektřiny (tzv. silová elektřina) je v rámci liberalizovaného trhu s elektřinou tvořena na úrovni tzv. marginální ceny, při které je uzavřeno nejvyšší množství obchodů v daném okamžiku a která je tedy ekonomicky efektivní. Daná marginální cena je pak využita pro zúčtování všech uskutečněných obchodů, což platí jak v kontextu krátkodobých tak dlouhodobých trhů s elektřinou. Nabídka elektrické energie je pak určena variabilními náklady jednotlivých výrobců, kdy fixní náklady mají povahu tzv. utopených nákladů a v daném okamžiku, ve kterém již výrobce figuruje na trhu se zajištěnými výrobními kapacitami, nevstupují do jeho rozhodování. Zcela majoritní podíl v rámci variabilních nákladů v sektoru energetiky tvoří palivové náklady a případně náklady na nákup emisní povolenky. Tento jev zapříčiňuje fakt, že nabídková cena na úrovni variabilních nákladů je pro výrobce z daného paliva téměř srovnatelná. Marginální cena na trhu je pak určena variabilními náklady výrobce s nejvyššími náklady, který je v daném okamžiku ještě potřebný k pokrytí poptávky. Pro tento zdroj, nebo skupinu zdrojů se vžil pojem „Uzávěrková elektrárna“. Všichni výrobci s nižšími variabilními náklady v daném okamžiku dodávají vyrobenou elektřinu do sítě za účelem pokrytí spotřeby. Svůj dlouhodobý provoz pak hradí výrobci z tzv. přebytku výrobce, tedy výrobní marže, která je dána rozdílem mezi tržní cenou a celkovými variabilními náklady na jednotku energie vztáženou na celý vyrobený objem. Pro zachování kvality statku elektrické energie na úrovni vyspělých zemí je pak nesmírně důležité zachovat výrobní kapacitu k pokrytí nejvyšší možné spotřeby, tak aby nemuselo být za žádných okolností přikročeno k řízení na straně spotřeby.

Poptávka po elektřině je dále velmi neelastická, což znamená, že je téměř nemožné upozornit maloobchodatele na nedostatek na straně nabídky (nedostatek elektřiny) za pomoci cenové signálu. Spotřeba elektřiny je pak v různých obdobích roku, ale i v rámci kratších intervalů kupříkladu v rámci dne, proměnná a především malospotřebitelé nereagují flexibilně na změnu ceny, protože ji registrují až se zpožděním. Na straně nabídky též existují fluktuace, způsobené změnou palivového mixu a celkově výrobní základny, nebo změnou cen ovlivňujících výši variabilních nákladů. V tomto ohledu pak specifickou změnu energetického mixu v kontextu nabídky představují tzv. intermitentní zdroje, které jsou v rámci soustavy velmi obtížně říditelné, a které vyrábějí elektřinu s variabilními náklady blízkými nule, či nižšími, což je důvod, proč prioritně uspokojují spotřebu, mají-li v daný okamžik možnost vyrábět. Relativně vysoký podíl intermitentních zdrojů spolu s řekněme přirozenými fluktuacemi na straně spotřeby může zapříčinit rychlé změny marginální ceny, kdy cenu tvoří vždy postupně jiný druh (vyjádřený zdrojovým palivem) uzávěrkové elektrárny. Tato situace však přispívá k významné nejistotě na straně investorů v sektoru energetiky, specificky těch, kteří se část období pohybují na úrovni uzávěrkové elektrárny. Tržní cena v tomto případě neumožňuje dlouhodobou návratnost investovaného kapitálu na úrovni jimi požadované výnosnosti, zdroj však zároveň může být potenciálně potřebný v rámci řízení elektrizační soustavy, aby zabezpečil vyrovnání nabídky a poptávky v každém jednom časovém intervalu. V kontextu liberalizovaného trhu s elektřinou je však marginální cena tvořena na úrovni evropských trhů s elektřinou a ČR se nemůže v dlouhém období v důsledku ekonomické efektivity trhů významně odchylovat. Cena elektřiny na krátkodobých a dlouhodobých trzích je kupříkladu velmi významně korelována s vývojem ceny na Lipské burze (EEX). V situaci možné ekonomické nerentability některých zdrojů (jedná se kupříkladu o paroplynové elektrárny) potřebných k pokrytí očekávané spotřeby, která je zapříčiněna nízkou nebo významně proměnlivou cenou, která je navíc dlouhodobě tvořena zdroji a spotřebou mimo ČR, je tedy významně nutné mít k dispozici flexibilní nástroje na tržní bázi motivující soukromý sektor k jejich provozu.

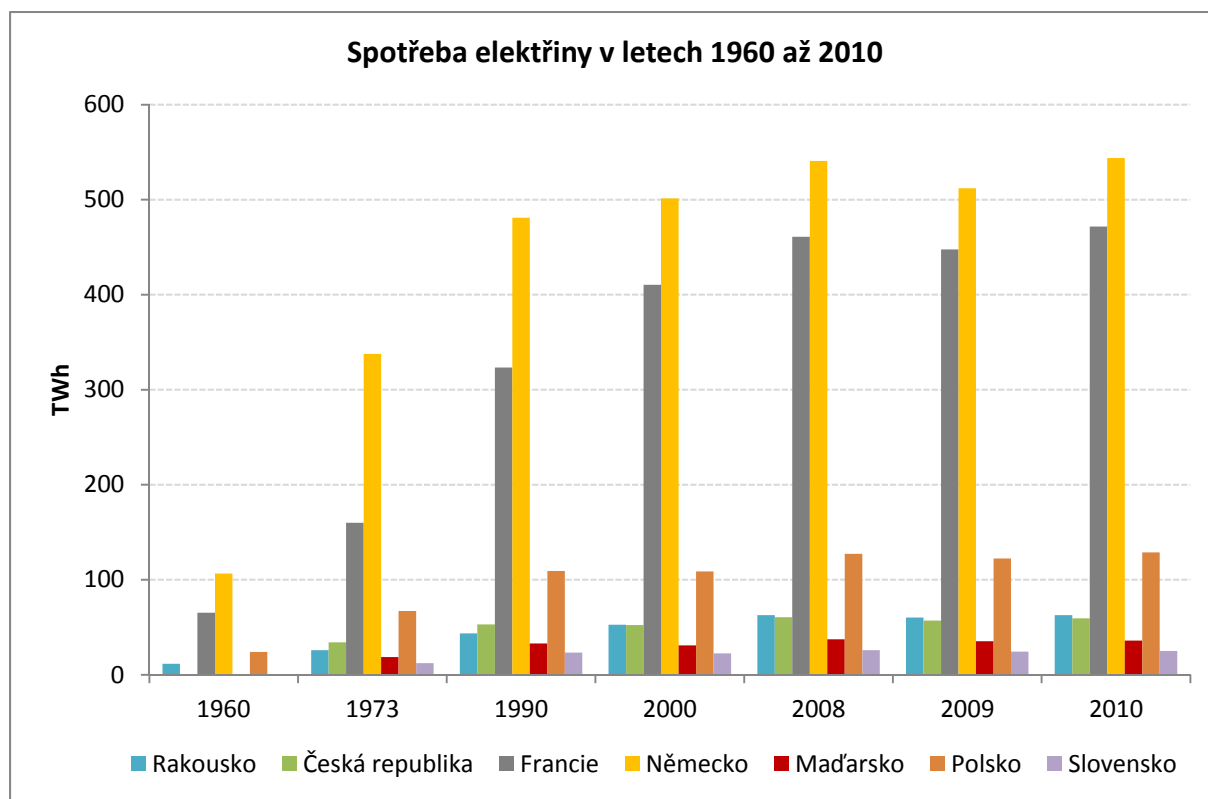
5.6 Mezinárodní srovnání spotřeby elektřiny

Graf č. 366: Srovnání vývoje spotřeby elektřiny netto beze ztrát



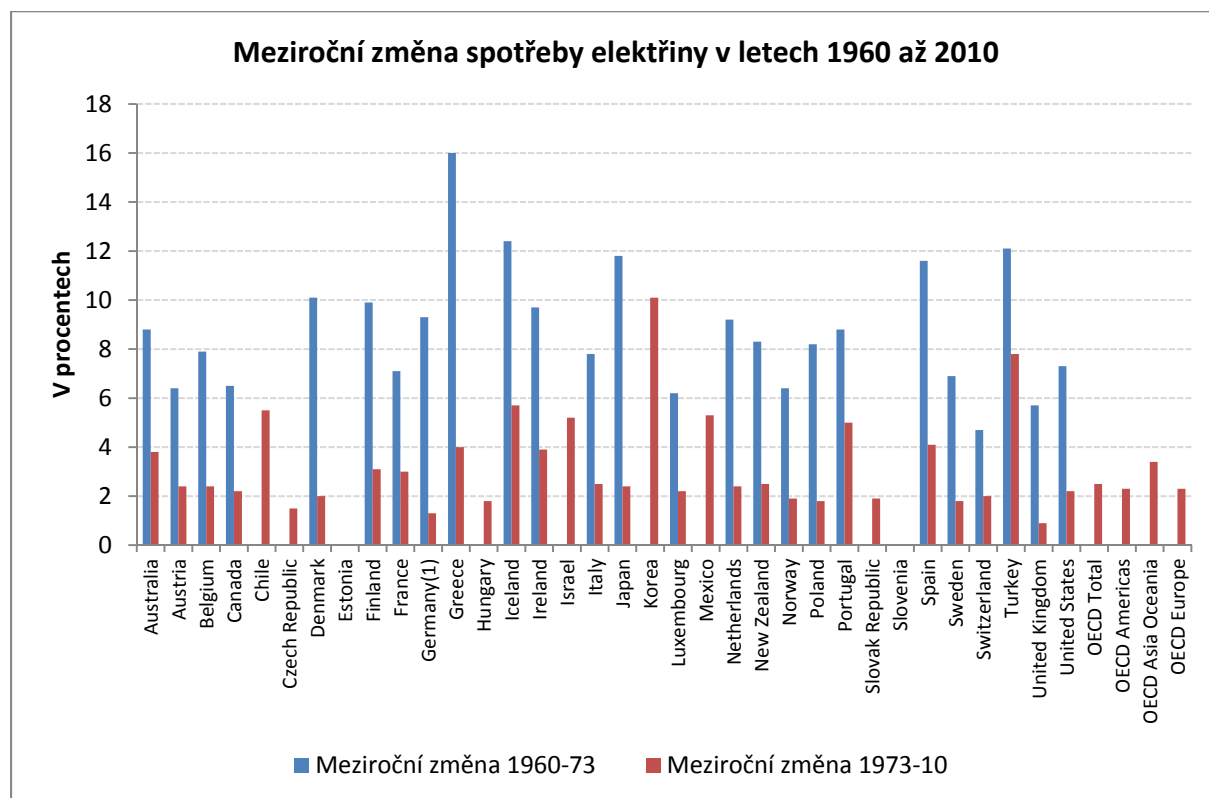
Zdroj: U. S. Energy Information Administration (EIA); International Energy Statistics

Graf č. 367: Spotřeba elektřiny netto beze ztrát v zemích OECD



Zdroj: Electricity Information (IEA, 2012)

Graf č. 368: Meziroční změna spotřeby elektřiny netto beze ztrát v zemích OECD



Zdroj: Electricity Information (IEA, 2012)

Tabulka č. 126: Světová poptávka po elektřině na základě WEO 2013

Poptávka po elektřině [TWh]			New Policies		Current Policies		450 Scenario	
	1990	2011	2035	211-2035	2035	2011-2035	2035	2011-2035
OECD	6 591	9 552	11 845	0,9%	12 369	1,1%	10 934	0,6%
Amerika	32 255	4 694	5 912	1,0%	6 103	1,1%	5 457	0,6%
USA	2 713	3 883	4 753	0,8%	4 883	1,0%	4 438	0,6%
Evropa	2 320	3 160	3 740	0,7%	4 040	1,0%	3 564	0,5%
Asie a Oceánie	1 016	1 698	2 093	0,9%	2 226	1,1%	1 912	0,5%
Japonsko	758	954	1 199	0,7%	1 195	0,9%	993	0,2%
Mimo OECD	3 493	9 453	20 405	3,3%	22 084	3,6%	17 323	2,6%
Východní Evropa	1 584	1 367	2 004	1,6%	2 171	1,9%	1 730	1,0%
Rusko	909	838	1 256	1,7%	1 375	2,1%	1 075	1,0%
Asie	1 049	5 888	13 913	3,6%	15 211	4,0%	11 758	2,9%
Čína	558	4 094	8 855	3,3%	10 023	3,8%	7 417	2,5%
Indie	212	774	2 523	5,0%	2 582	5,2%	2 198	4,4%
Střední východ	190	702	1 484	3,2%	1 587	3,5%	1 216	2,3%
Afrika	262	584	1 296	3,4%	1 304	3,4%	1 094	2,7%
Latinská Amerika	407	912	1 708	2,6%	1 811	2,9%	1 525	2,2%
Brazílie	214	471	939	2,9%	1 001	3,2%	834	2,4%
Celosvětově	10 085	19 004	32 150	2,2%	34 454	2,5%	28 256	1,7%
Evropská unie	2 241	2 852	3 246	0,5%	3 512	0,9%	3 120	0,4%

Zdroj: World Energy Outlook (IEA, 2013)

Všechny členské země EU s výjimkou **Německa** pak předpokládají nárůst spotřeby elektrické energie v souvislosti s náročnými požadavky na ekologizaci a dekarbonizaci svých především energetických sektorů a také s ohledem na pokračující hospodářský rozvoj.

Konkrétně v Německu celková spotřeba elektřiny rostla průměrným tempem 0,7% ročně v letech 2000-2011, i když vyšším tempem před recesí. Podle predikcí německé vlády by celková spotřeba elektrické energie mezi roky 2012-2030 měla klesnout celkem o 14,7 % (pokles spotřeby v sektoru průmyslu, služeb i domácností vlivem energetické účinnosti, naopak růst spotřeby v dopravě téměř o 100 %).

V roce 2010 byla hrubá výroba elektrické energie **Itálie** na úrovni 346 TWh. V roce 2020 by se pak měla podle prognóz pohybovat mezi 345-360 TWh. V tomto ohledu se předpokládá významně vyšší využití elektřiny v sektoru energetiky a zdvojnásobení dnešní spotřeby elektřiny do roku 2050.³³

Slovenská republika ve své Státní energetické koncepci podle referenčního scénáře předpokládá růst konečné energetické spotřeby do roku 2035. Spotřeba elektrické energie mezi roky 2014-2035 je zpracována ve 3 scénářích, kdy *i)* nízký scénář předpokládá značné zpomalení hospodářského rozvoje a růstu HDP + nízký meziroční růst spotřeby elektřiny ve výši 0,6%, *ii)* referenční scénář mírný růst dynamiky hospodářství a meziroční růst spotřeby na úrovni 1,2 % a *iii)* vysoký scénář zrychlení hospodářského růstu a meziroční růst spotřeby ve výši 1,4 %.

Podle posledních analýz *Department of Energy & Climate Change* by poptávka po elektrické energii ve **Velké Británii** měla vzrůst mezi 30 % až 100 % do roku 2050.³⁴

³³ Prezentace zástupce IT W. D'Innocenza na Standing Group on Long-Term Co-operation IEA, březen 2013

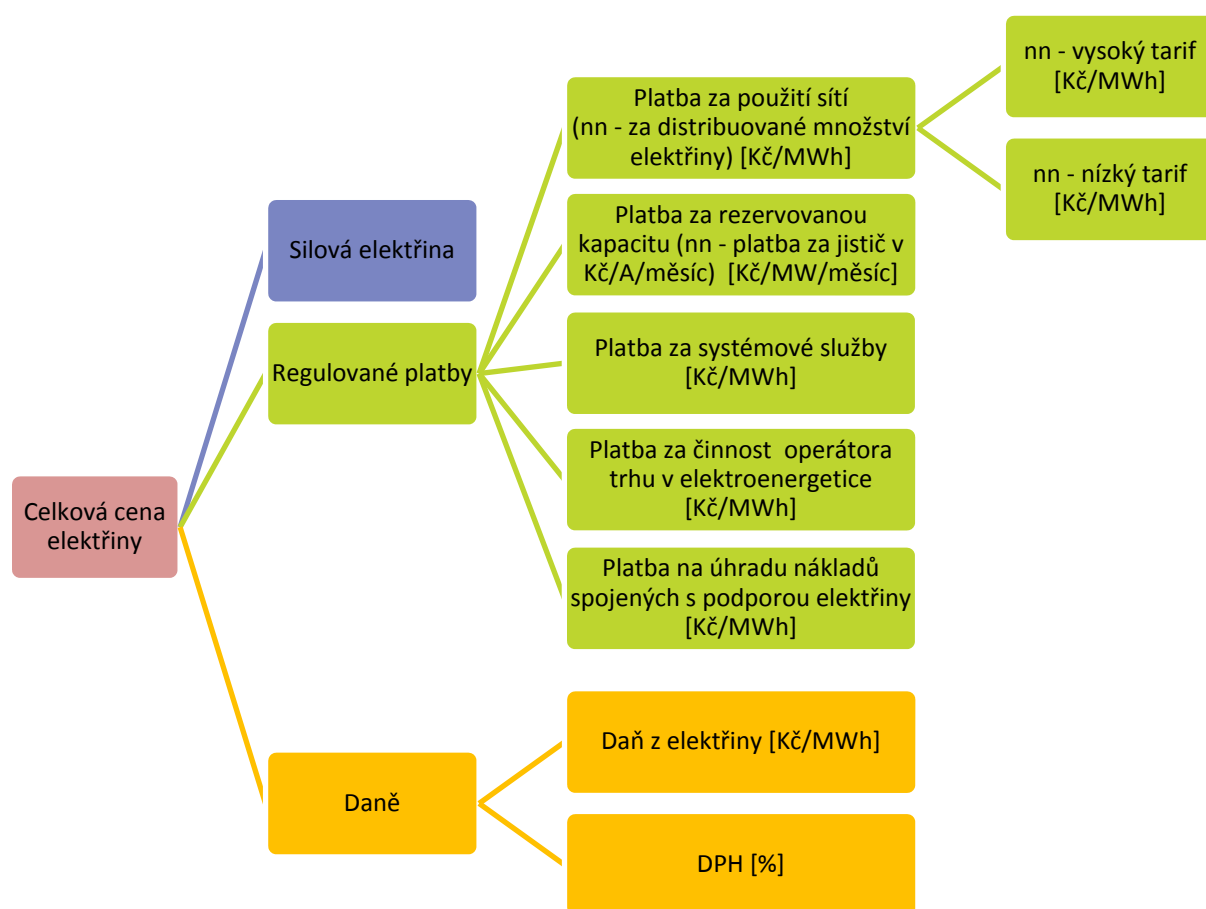
³⁴ Electricity Market Reform – listopad 2012

6 Analýza dopadů ASEK

6.1 Dopady ASEK na cenu elektřiny

Konečná cena pro spotřebitele se v ČR skládá z neregulované složky, tj. ceny silové elektřiny, a z regulované složky, do které spadají ceny distribuce, systémové služby, krytí vícenákladů spojených s podporou výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů, kombinované výroby elektřiny a tepla a z druhotných zdrojů a s činností operátora trhu. Jednotlivé složky ceny elektrické energie pro konečné zákazníky zobrazuje Obrázek č. 2.

Obrázek č. 2: Složky celkové ceny elektřiny



Zdroj: MPO (2013) Analýza cen elektřiny, jejich složek a jejich porovnání se srovnatelnými státy EU včetně návrhu na řešení možných opatření na snížení cen

6.1.1 Předpokládaný vývoj ceny silové elektřiny

Pro modelování ceny silové elektrické energie je klíčová řada předpokladů, především:

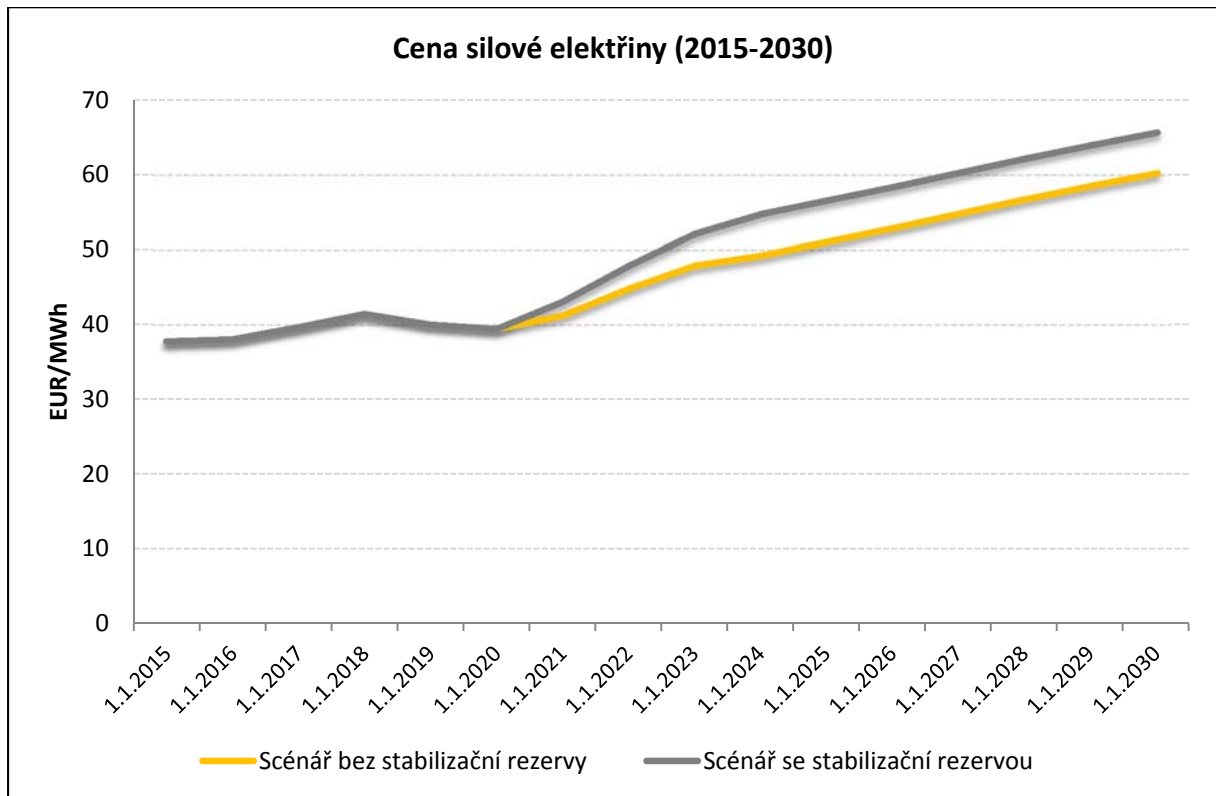
- předpoklad vývoje cen fundamentů, tj. cen paliv využívaných pro výrobu elektrické energie (viz kapitola č. 3.1.1 - 3.1.4);
- předpoklad dalšího vývoje ceny emisní povolenky, respektive ceny uhlíku (viz kapitola č. 3.2.3);
- předpoklad struktury výrobního mixu v ČR i okolních zemích (viz kapitola č. 5.2.1.);
- předpoklad disponibility přenosových kapacit, tj. případná existence síťových omezení pro přeshraniční obchod s elektrickou energií – zde předpokládáme v modelu ve střednědobém časovém horizontu odstranění úzkých míst v přenosové soustavě v regionu na přeshraničních profilech tak, aby byl umožněn volný obchod s elektrickou energií a plná integrace česko-slovensko-maďarského trhu se západoevropským trhem s elektřinou.

Predikce vývoje ceny silové elektřiny v kontextu ČR byla kalkulována na úrovni plných (výrobních) nákladů tzv. závěrkové elektrárny. K této fundamentální hodnotě by se měla cena silové elektřiny přibližovat, i když může v přechodných obdobích fluktuovat na základě vývoje ostatních faktorů neovlivňujících přímo závěrkovou cenu. Tuto fundamentální hodnotu (závěrkovou cenu) je v prostředí liberalizovaného trhu s elektřinou nutné stanovit v kontextu celoevropského trhu s detailním vyjádřením nabídkové strany (*merit order*), přeshraničních kapacit a jiných tržních omezení.

Pro výpočet ceny silové elektřiny v základním zatížení (*base load*) v horizontu do roku 2030 byl využit celoevropský tržní model PLEXOS[®] Integrated Energy Model se vstupními předpoklady uvedenými v tomto dokumentu (především se jedná o ceny klíčových paliv a cenu emisní povolenky, tj. kapitola č. 3.1 a 3.2.3.). Model v sobě zahrnuje výrobní portfolio elektráren v celé Evropě, včetně detailní charakteristiky jejich výrobních nákladů a případných síťových omezení. V horizontu 2015-2030 pak byla cena silové elektřiny vypočtena variantně v souladu s variantními scénáři ceny EUA (kapitola č. 3.2.3), přičemž klíčový pro ostatní kalkulace v této zprávě je právě referenční scénář vývoje EUA (tj. se zavedením strategické rezervy).

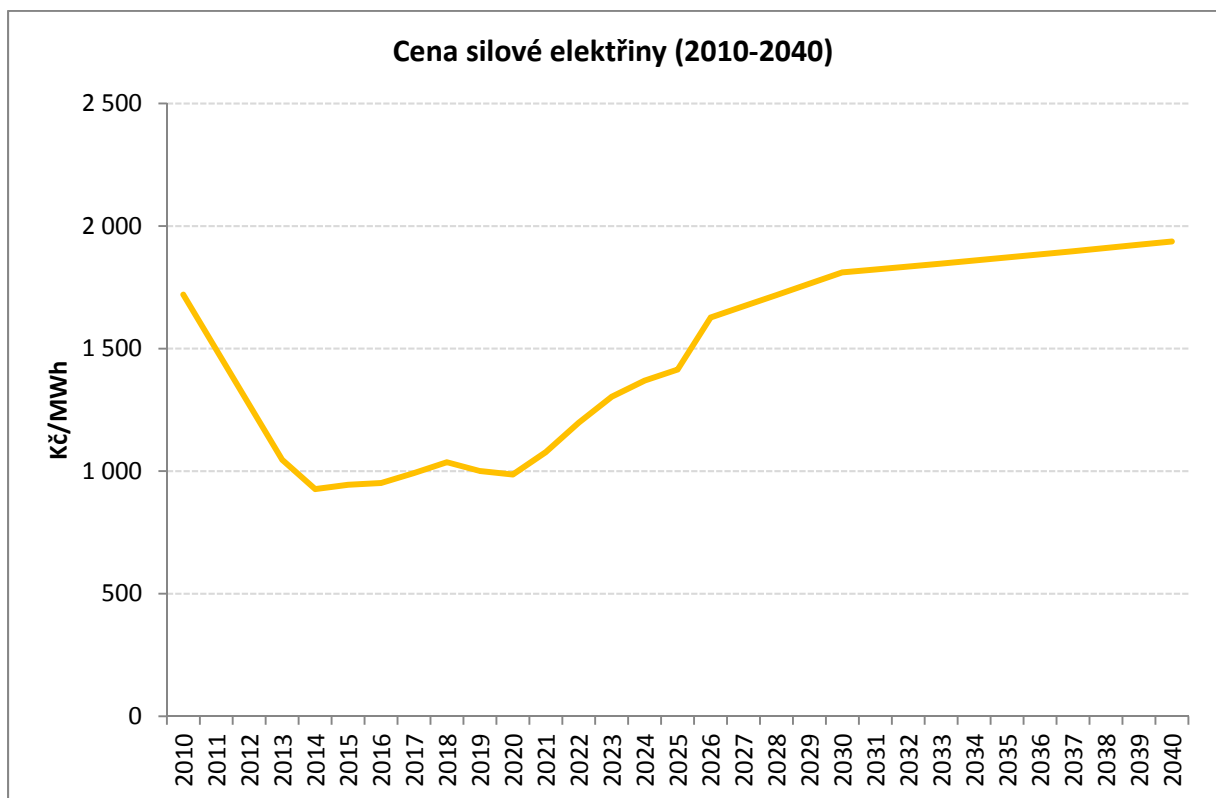
V horizontu let 2030 - 2040 již panuje významná nejistota ohledně budoucích hodnot relevantních vstupních parametrů, detailních údajů o výrobním mixu v Evropě i cenách fundamentů i uhlíku, která činí modelování ceny silové elektřiny významně problematickým. V tomto horizontu byla tedy predikce vývoje ceny silové elektřiny zpracována - bez využití modelu PLEXOS[®] Integrated Energy Model - na základě interní analýzy MPO v souladu s metodikou závěrkové elektrárny, a to pouze pro referenční scénář vývoje ceny povolenky. Základním předpokladem modelu je potřeba obnovy výrobního portfolia a tím i konvergence ceny silové elektřiny směrem k plným výrobním nákladům závěrkové elektrárny. Tato analýza má stále predikční schopnost, je však důležité zdůraznit vyšší míru volatility spojenou s vývojem vstupních parametrů. V souladu s cenou emisní povolenky je kvantifikovaná cena silové elektřiny uvedena ve stálých (reálných) cenách roku 2013 a tedy bez zohlednění inflace.

Graf č. 369: Predikce vývoje reálné ceny silové elektřiny v horizontu 2015-2030



Zdroj: Expertní analýza MPO

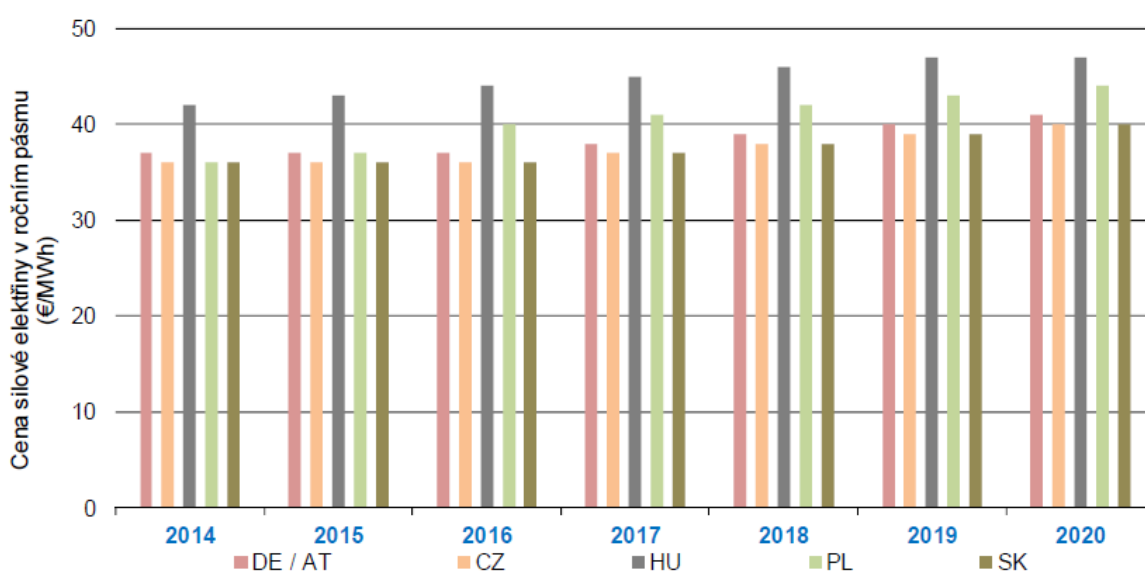
Graf č. 370: Predikce vývoje reálné ceny silové elektřiny v horizontu 2010-2040



Zdroj: Expertní analýza MPO

Graf č. 371 uvádí predikci vývoje cen ročního baseloadu ve vybraných zemích středoevropského regionu do roku 2020, který je uveden v dokumentu *Zpráva o očekávané rovnováze mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu (OTE, a.s., 2013)*. Kvůli silnému provázání původně izolovaných trhů je výhled do roku 2020 ze strany OTE, a.s., též modelován v rámci celého regionu s přihlédnutím k historickému vývoji cen v jednotlivých soustavách, k dosud uzavřeným dlouhodobým obchodům s elektřinou na budoucí období (futures), k nákladovým cenám elektřiny (výrobním nákladům) a k charakteristikám jednotlivých ES. Rakouský a německý trh s deriváty (DE/AT) je ilustrován jediným průběhem, neboť se odehrává společně na jednom tržním místě. Vývoj ceny silové elektřiny v základním zatížení v ČR do roku 2020, který uvádí Graf č. 371, pak koresponduje s vývojem, který uvádí Graf č. 370, když predikuje mírný růst ceny silové elektřiny řádově na 1 000 Kč/MWh (40 EUR/MWh).

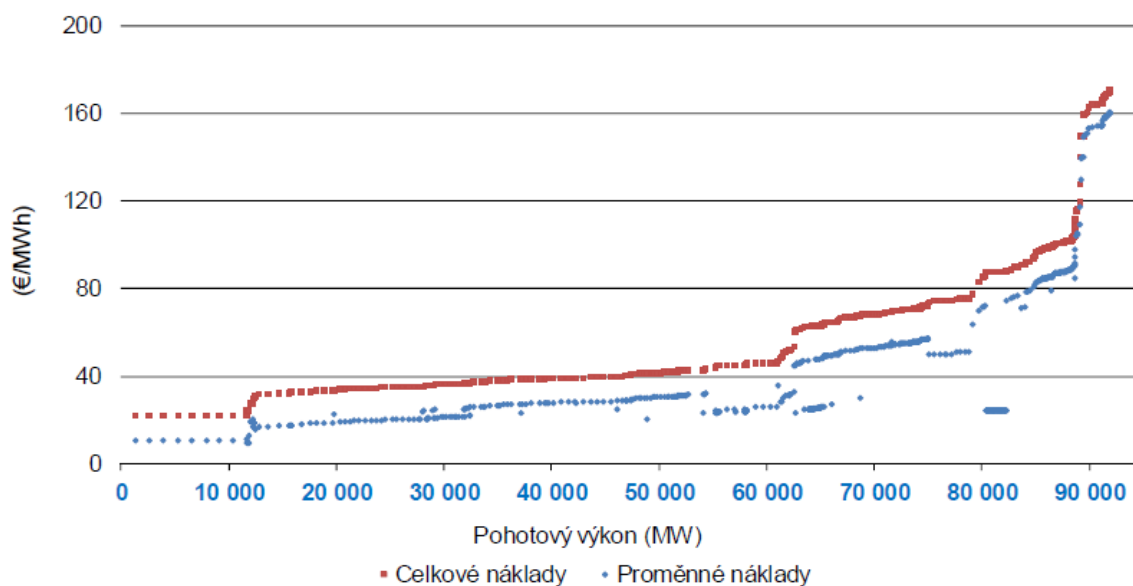
Graf č. 371: Porovnání předpokládaného vývoje cen ročního baseloadu ve vybraných zemích



Zdroj: *Zpráva o očekávané rovnováze mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu (2013)*

V Německu není možné - i přes očekávaný útlum jaderné energetiky a tedy snížení zdrojů na nabídkové stránce – očekávat do roku 2020 významný růst ceny ročního baseloadu. Důvodem je především skutečnost, že Německo nepočítá, jako jediná země regionu, s významným nárůstem spotřeby elektřiny. Dalším faktorem je samozřejmě rapidní nárůst obnovitelných zdrojů energie, které jsou schopny vyrábět na úrovni variabilních nákladů za nulové až záporné ceny, což jim dává prioritní místo v rámci *merit order* křivky a tedy výrobní posloupnosti. Kvůli vyššímu podílu OZE pak klesá objem ročního pásma obchodovaného na burze, což vytváří tlak na pokles ceny. Výhledy ceny elektřiny v krátkodobém horizontu jsou též primárně odvozeny od hodnoty finančních derivátů především futures obchodovaných na německé burze EEX. Cena tohoto derivátu pak nutně reflektuje aktuální cenu na spotovém trhu, která může být aktuálně „deformována“ vysokým podílem dotovaných především intermitentních zdrojů. Graf č. 372 demonstruje, že ani při zvýšení ročního pásma (aktuálně cca 25 GW po odečtení elektřiny OZE), nebude cena, která se tvoří na úrovni proměnných (variabilních) významně růst. Možný nárůst ceny může být hypoteticky očekáván spíše v souvislosti s poklesem (v rámci *merit order* křivky) dále nepodporovaných zdrojů OZE. Na základě křivky výrobních nákladů pak není možné očekávat ani výrazný pokles pod hranici 35 EUR/MWh.

Graf č. 372: Očekávané výrobní náklady elektřiny v německé ES (2014)



Zdroj: Zpráva o očekávané rovnováze mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu (2013)

Kombinace přebytku výrobních kapacit a nízké exportní schopnosti se projevovala do obecně nízké ceny na Polském trhu s elektřinou. V případě naplnění očekávání stranou postupného odstavování instalovaného výkonu v Polsku by mohlo v horizontu do roku 2020 dojít k zvýšení ceny až nad úroveň Německa (burzy EEX).

Slovenský trh je ovlivněn především úzkým propojením s trhem českým v rámci Market Couplingu a samozřejmě s ohledem na historické spojení obou zemí, které se projevuje i v robustnosti přeshraničních profilů. Exportní přebytek ČR ve spojení právě s úzkou spoluprací na úrovni trhu zapříčinil téměř nulový efekt importního charakteru Slovenska. Slovensko pak posílí svůj výrobní mix dostavbou 3. a 4. jaderné elektrárny Mochovce. V tomto ohledu je tedy možné říct, že není možné očekávat významný rozdíl cen elektřiny mezi Českou republikou a Slovenskem (viz Graf č. 371).

Cena baseloadu je nejvyšší v rámci srovnání v Maďarsku, a to přes *Market coupling* na úrovni CZ-SK-HU. I přes vytvoření jedné obchodní zóny je možné očekávat přetrvávající cenový diferenciál. Maďarsko má především kapacitou propojení „blíž“ k Rumunsku, které by se též mělo v rámci *Market couplingu* připojit. Rumunsko však aktuálně nedisponuje významnými výrobními přebytky, není tedy racionální předpokládat, že by svým připojením do společného trhu významně ovlivnilo pokles ceny v Maďarsku směrem dolů.

6.1.2 Regulované složky ceny elektrické energie

Modelování regulovaných (netržních) složek elektrické energie zahrnuje 3 oblasti. Zprvu se jedná o platby za regulované činnosti provozovatelů přenosové soustavy (systémové služby, poplatky za přenos a rezervaci kapacity) a distribučních soustav. Jejich vývoj je v rámci Zprávy predikován v souladu se stávající platnou metodikou regulace tak, jak je nastavena v rámci regulačního rámce pro III. regulační období (dále jen III.RO) s posilováním prvků *yard-stick* regulace především pro oblast poskytování systémových služeb. V predikcích byla využita celá řada zjednodušujících předpokladů z důvodu vysoké míry nejistoty a řady dílčích neznámých v rámci výpočetních vzorečků, které ovšem mají relativně marginální význam pro vypovídací schopnost o vývojových trendech.

Zadruhé se jedná o predikci vývoje nákladů na podporu obnovitelných zdrojů ČR plynoucí ze stávajících závazků ČR v rámci podpory OZE. A zatřetí obsahuje tato kapitola analýzu zavedení dodatečných podpůrných mechanismů pro podporu nízkoemisních zdrojů v ČR (především se jedná o tzv. *Contract for Difference*).

6.1.2.1 Poplatky za činnost provozovatele přenosové soustavy

Poplatky za systémové služby (SyS) vychází z předpokladu revenue-cap regulace uplatňované v rámci III.RO, kdy vycházíme z následujících vztahů.

$$\text{Tarif za SyS} = \frac{UPV}{\gamma}$$

$$UPV_{SS} = PV_{ssi} + PNC_{psi} - PNC_{sslsi} - PV_{zucti} + KF_{ssi} + F_{ssi}$$

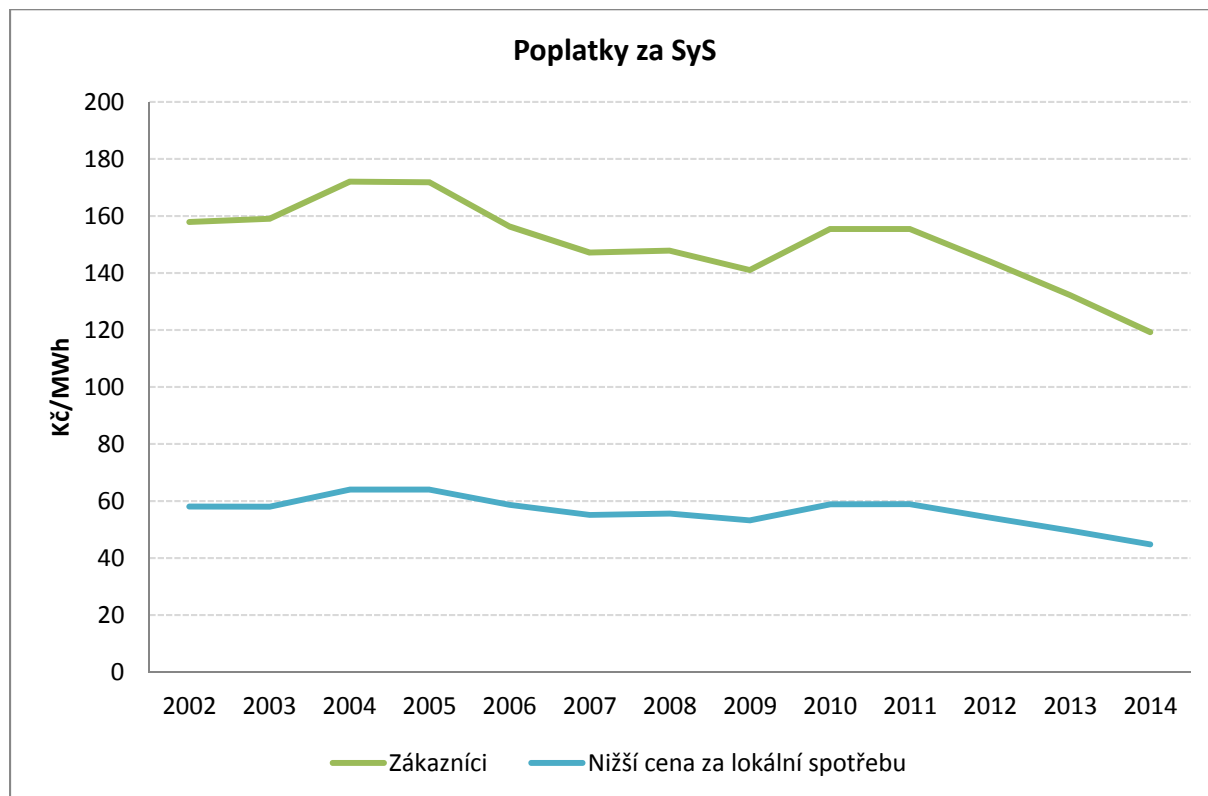
Kde:

UPV_{SS}	Hodnota upravených povolených výnosů pro činnost PPS za poskytování SyS pro regulovaný rok.
γ	(předpokládané množství elektřiny pro regulovaný rok dodané zákazníkům v ČR a exportované do ostrova v zahraničí a ostatní spotřeba PDS, bez lokální spotřeby výrobců a bez spotřeby v ostrovních provozech na území ČR prokazatelně oddělených od ES) ³⁵ .
PV_{ssi}	Povolené stálé náklady + odpisy + povolený zisk za poskytování SyS.
PNC_{psi}	Povolené náklady na nákup podpůrných služeb (základnou je průměr skutečných nákladů za roky 2007-2008 každoročně eskalovaný cenovým indexem, vypočítaným na základě výsledků výběrových řízení na PpS.
PV_{zucti}	Plánovaný součet rozdílů výnosů z vypořádání rozdílů plynoucích ze zúčtování nákladů na odchylky podle jiného právního předpisu a souvisejících nákladů a rozdílů výnosů a nákladů na regulační energii a redispečink.
KF_{ssi}	Korekční faktor k vyrovnání nad-/nedovýběru za SyS s dvouletým zpožděním.
F_{ssi}	Faktor zohledňující zásadní změny v parametrech regulačního vzorce zejména v důsledku legislativních změn nebo změn v organizaci trhu s elektřinou v jednotlivých letech regulačního období, mající vliv na činnost zajišťování SyS, a zohledňující rovněž vliv provozu výroben využívajících větrnou energii.

Historicky se výše ceny za systémové služby vyvíjela způsobem, který zachycuje Graf č. 373.

³⁵ Označení koeficientu řeckým písmenem gama bylo použito čistě pro účely rozlišení v rámci tohoto dokumentu a nejedná se o standardní označení.

Graf č. 373: Poplatky za SyS v letech 2002-2014



Zdroj: Expertní analýza MPO

Predikce MPO dalšího vývoje poplatků za SyS předpokládá nulovou výši korekčního faktoru KF_{SSI} i faktoru F_{SSI} , a to vzhledem k jejich relativně nízkému významu pro konečnou výši tarifu a nemožnost je predikovat v tak dlouhém časovém horizontu. U KF_{SSI} lze navíc předpokládat vzájemné se vyrovnávání protichůdných tendencí.

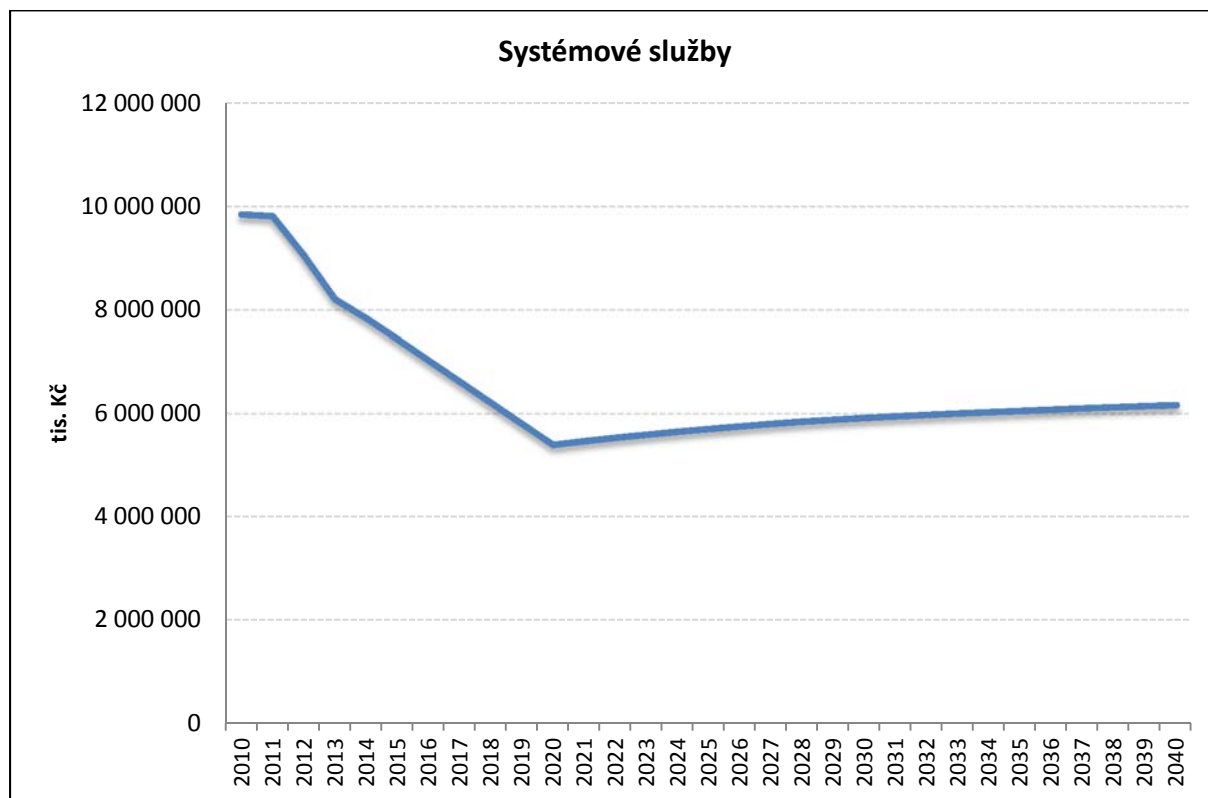
Do predikce jsou částečně promítnuty prvky *yard-stick* regulace, tj. uplatnění celoevropského (na úrovni ENTSO-E) srovnávání výkonnosti jednotlivých PPS a sílího regulatorního tlaku na PPS nevybočovat nad průměr evropských PPS v nákladech na SyS. Predikce abstrahuje od možných dílčích diferencí v metodice výpočtu tarifu za SyS v jednotlivých zemích ENTSO-E. Výchozím zdrojem jsou historické hodnoty vývoje tarifu za SyS v ČR a rovněž přehled evropských tarifů provozovatelů přenosových soustav vytvořený ENTSO-E³⁶. V současné době je český tarif za SyS (5,25 EUR/MWh) výrazně nad prostým průměrem EU (2,27 EUR/MWh), což je dáno mimo jiné velikostí české ES a charakterem jejich zdrojů. S ohledem na rostoucí tlak na efektivitu a postupné zavádění přeshraniční koordinace řízení systémové rovnováhy Zpráva předpokládá přibližování se nákladů na SyS mezi srovnatelnými ES. Z tohoto pohledu jsou pro českou ES klíčové náklady na SyS v zemích se srovnatelnou charakteristikou soustavy a skladby zdrojů, tj. Belgie, Maďarsko, Itálie, Německo, Bulharsko a Slovenská republika (průměrná hodnota tarifů za SyS je 3,22 EUR/MWh). S ohledem na stávající nižší úroveň velkoobchodních cen elektřiny, na přeshraniční integraci řízení sítí a postupné zavádění prvků chytrých sítí a řízení strany spotřeby nepředpokládá Zpracovatel další nárůst těchto tarifů do roku 2020. Na predikci tarifu za SyS je aplikován předpoklad postupného přibližování se tomuto *benchmarku* do roku 2020 a poté již udržování hladiny této platby.

³⁶ ENTSO-E (2013) *ENTSO-E Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2013*.

Udržování stabilní úrovně nákladů na SyS i při vyšší penetraci decentralizovaných zdrojů výroby a zdrojů s proměnlivou výrobou by mělo být umožněno rozvojem chytrých sítí s podporou řízení strany spotřeby (Demand Side Management), ale také větším uplatněním výhod plynoucích z přeshraničního sdílení regulační energie a z projektu *Grid Control Cooperation*, což by mělo bránit dramatickému nárůstu nákladů na zajištění SyS.

Očekávanou výši nákladů na systémové služby zobrazuje Graf č. 374.

Graf č. 374: Očekávané náklady na zajištění systémových služeb



Zdroj: Expertní analýza MPO

Tarif za SyS v predikci klesá postupně do roku 2020 (na téměř polovinu hodnoty roku 2010) a následně stagnuje. Celková výše prostředků vynakládaná na zajištění SyS bude se snižujícím se tarifem rovněž klesat z více než 9 mld. Kč v roce 2012 na přibližně 5,4 mld. Kč v roce 2020, tj. efekt snižování tarifu převáží nad mírným nárůstem spotřeby. Následně po roce 2020 převáží efekt mírného nárůstu spotřeby a celkový objem prostředků na zajišťování SyS bude mírně růst na přibližně 6,2 mld. Kč v roce 2040.

Rovněž modelování poplatků za přenos vycházelo z extrapolace předpokladů III. RO. **Tarif za rezervaci kapacity** vychází z metodiky III. RO.

$$Povolené\ výnosy\ (PV) = povolené\ náklady + odpisy + zisk$$

$$zisk = RAB \cdot WACC$$

kde:

<i>PV</i>	Povolené výnosy. Základem pro III. RO je průměr skutečných PN z let 2007 a 2008 eskalovaný inflačním faktorem a sníženým o faktor efektivity (pro III.RO byl ve výši 2,031 % ročně, od IV. RO předpokládá Zpracovatel nulový faktor efektivity).
<i>RAB</i>	Regulovaná báze aktiv. Kdy základnou pro III. RO je kalkulovaný RAB za rok 2009 navyšovaný každoročně o plánovanou hodnotu aktivovaných investic sníženou o plánované odpisy v daném roce; pokud dojde k odchylce skutečnosti od plánu, je tento rozdíl vyrovnáván korekčním faktorem s dvouletým zpožděním.
<i>Odpisy</i>	Využívané plánované odpisy odvozené od stávající výše RAB navýšené o plánované investice provozovatele přenosové soustavy s odepisováním nových investic do infrastruktury rovnoměrně po dobu 40 let (zjednodušující předpoklad zpracovatele). ³⁷
<i>WACC</i>	Vážené náklady kapitálu – <i>weighted average cost of capital</i> . WACC pro provozovatele přenosové soustavy je každoročně určován regulatorním rozhodnutím ERÚ pro rok následující ³⁸ . Do roku 2014 jsou v predikci použity hodnoty stanovené ERÚ, následně je ponechána fixní hodnota WACC ve výši 6,5 %.

$$UPV_{pei} = PV_{pei} + IF_{pei} - V_{peAi} - V_{peosti} - V_{peVYRi-2} \cdot \frac{CPI_{i-2}}{100} \cdot \frac{CPI_{i-1}}{100} + Q_{pei}$$

kde:

<i>UPV_{pei}</i>	Upravené povolené výnosy
<i>V_{peAi}</i>	Výnosy z aukcí kapacity na přeshraničních profilech – ve Zprávě jsou předpokládány snižující se výnosy z aukcí přeshraničních kapacit vlivem postupného přechodu na market coupling a posilování infrastruktury, tyto výnosy budou pokrývat náklady na ITC a jejich celkový dopad na tarif za rezervaci kapacity bude minimální, proto je od nich v modelu abstrahováno.
<i>V_{peosti}</i>	Výnosy z připojení – ve Zprávě zachován předpoklad stávajícího režimu, kde se 80 % z těchto výnosů promítá do tarifu po dobu 20 let.
<i>V_{peVYRi}</i>	Výnosy z plateb výrobců za RK v režimu spotřeby elektřiny při odstaveném výrobním zdroji.

³⁷ Pro stanovení výše odpisů i RAB byly využity předpokládané roční výše investic do přenosové soustavy podle expertního odhadu provozovatele přenosové soustavy.

³⁸ WACC (2010) = 7,65%, WACC(2011) = 6,968%, WACC(2012) = 6,66%, WACC(2013) = 6,392% WACC(2014) = 5,14%

Q_{pei} Faktor kvality zohledňující dosaženou úroveň kvality přenosu elektřiny (dosud se nepoužívá a abstrahuje se od něj i v predikci ve Zprávě).

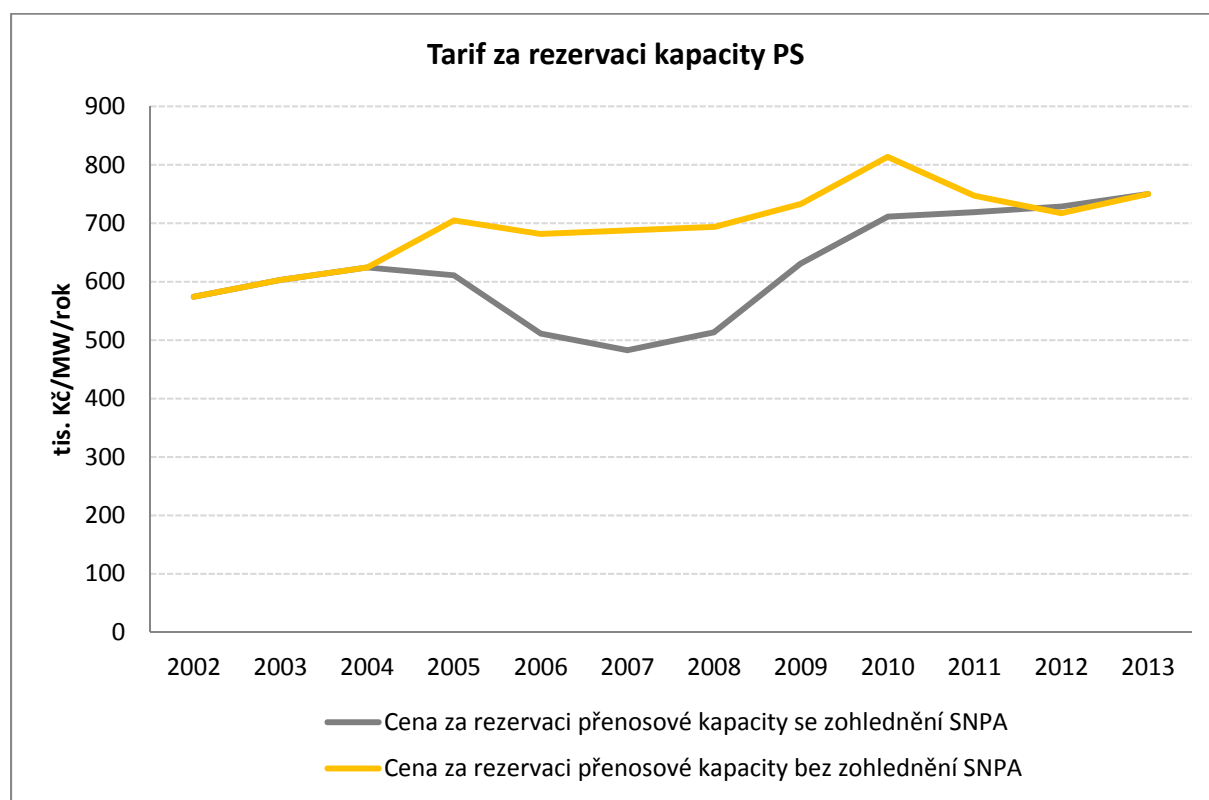
IF_{pei} Investiční faktor provozovatele přenosové soustavy stanovující výši finančních prostředků nezbytných k investicím do obnovy a rozvoje přenosové soustavy, které jsou pokryty vlastními a cizími zdroji. Je faktorem korigujícím míru zadlužení provozovatele přenosové soustavy tak, aby celková výše úročeného dluhu odpovídala max. trojnásobku EBITDA, tj. může nabývat kladných i záporných hodnot. Ve Zprávě není započítáván s ohledem na nedostatek informací o tom, kdy by teoreticky takovýto případ mohl nastat.

Tarif za rezervovanou kapacitu (RK) Kč/MW/rok je tak dán vztahem:

$$\text{Tarif za RK} = \frac{\text{UPV za RK}}{\text{roční rezervovaná kapacita}}$$

Historický vývoj tarifu za rezervovanou kapacitu je zobrazuje Graf č. 375.

Graf č. 375: Tarif za rezervaci kapacity 2002-2013



SNPA = saldo nákladů na přeshraniční aukce

Zdroj: Expertní analýza MPO

S ohledem na masivní obnovu a další rozvoj PS ČR s cílem pokrýt požadavky na přenos, bude v celém horizontu Zprávy docházet k postupnému odpovídajícímu nárůstu tarifu za RK, přičemž uvažujeme v celém horizontu s mírným 0,5% nárůstem rezervované kapacity.

Jednotková **cena za použití přenosové sítě** vychází z následujícího vztahu vymezeného pro metodiku regulace v III. RO, která je použita ve Zprávě pro celou predikci do roku 2040.

$$\text{Jednotková cena za použití PS} = \frac{\text{proměnné náklady} + \text{korekční faktor} + \text{bonus}}{\text{předpokládané množství přenesené elektřiny}}$$

Kdy:

$$\text{Proměnné náklady} = \text{cena elektřiny na krytí ztrát v PS} \cdot \text{povolené množství ztrát}$$

Cena elektřiny na krytí ztrát v PS pro rok x je dopočtena s ohledem na způsob průběhu aukcí jako součet od předpokládané ceny silové elektřiny v referenčním scénáři v roce (x-2) s 60% vahou, a v roce (x-1) se 40% vahou, vše navýšeno koeficientem 1,15, který je dovozen od historického trendu výsledků aukcí na nákup elektřiny na krytí ztrát v PS.

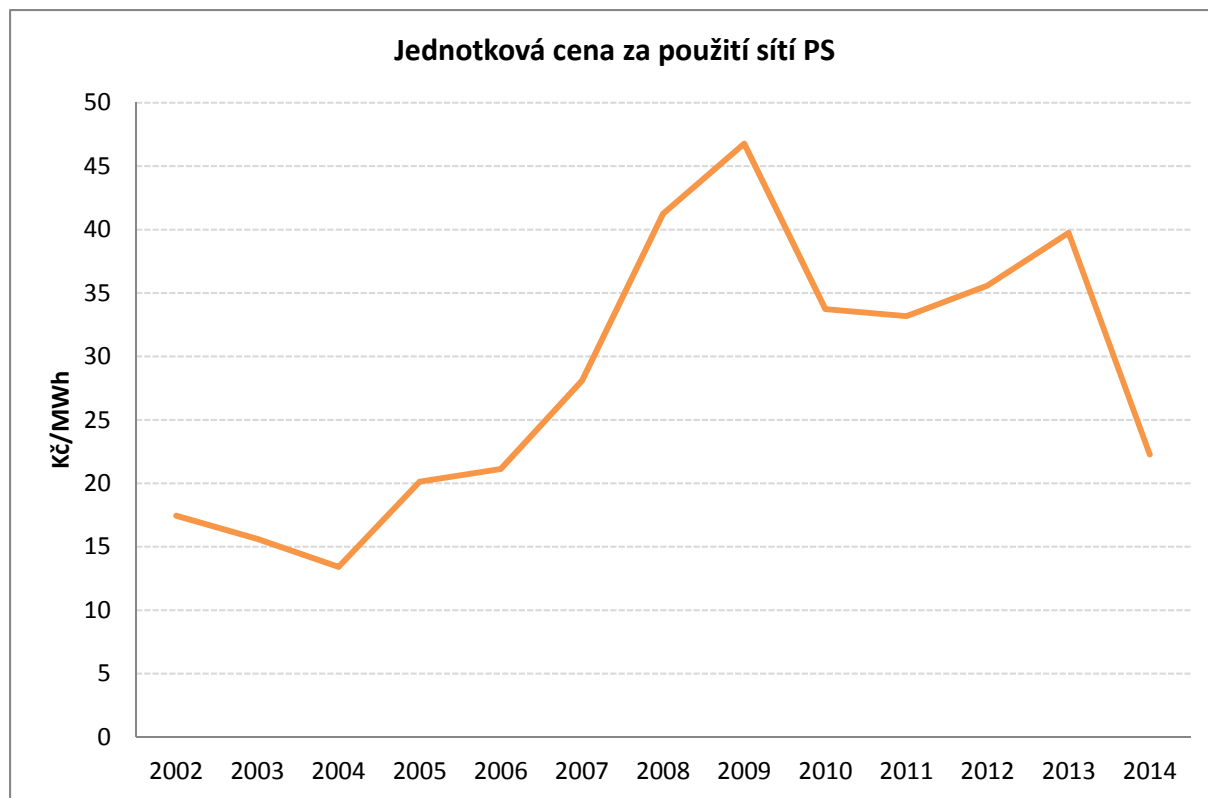
Povolené množství ztrát v PS je navázáno na historické hodnoty této veličiny dle regulačních rozhodnutí a je navyšováno ročně v souladu s predikcí referenčního scénáře MPO ohledně vývoje ztrát.

Bonus je vymezen jako fixní částka 5 mil. Kč/rok jako odměna za nákup elektřiny na ztráty na denním trhu v souladu se stávající metodikou regulace.

Předpokládané množství přenesené elektřiny je standardně dopočítáváno jako průměr maxim ze 4 zimních měsíců za poslední 3 roky. S ohledem na nemožnost dovést tyto hodnoty do roku 2040, je ve Zprávě použit zjednodušující předpoklad vycházející z historických dat této veličiny indexován o očekávané tempo nárůstu spotřeby elektrické energie v dle referenčního scénáře predikcí MPO.

Historický vývoj jednotkové ceny za použití sítě znázorňuje Graf č. 376.

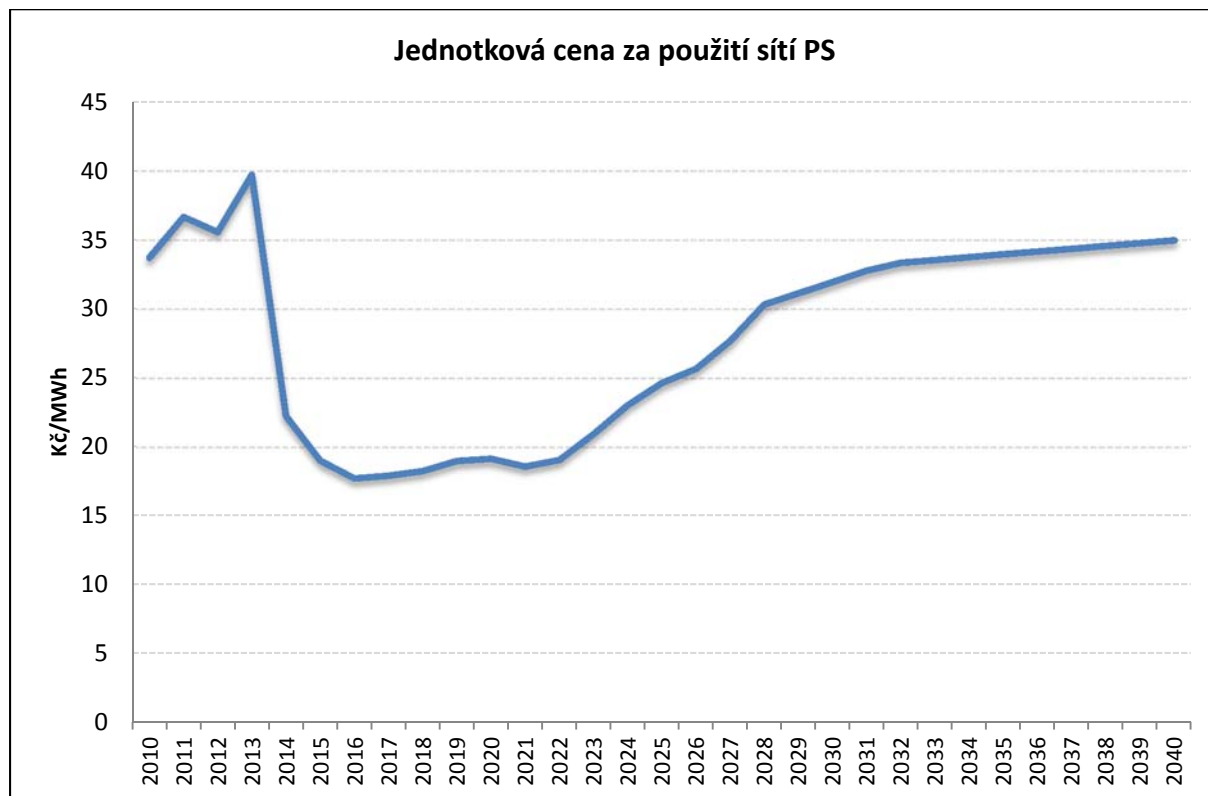
Graf č. 376: Jednotková cena za použití sítí PS



Zdroj: Expertní analýza MPO

Dramatický pokles jednotkové ceny za použití sítí PS mezi lety 2013 a 2014 je způsoben především očekávaným vyšším nárůstem ztrát v PS a také především poklesem ceny elektřiny na krytí ztrát v PS. Očekávaný vývoj jednotkové ceny za použití sítí PS v horizontu ASEK na základě výše popsaných předpokladů zachycuje Graf č. 377.

Graf č. 377: Predikce jednotkové ceny za použití sítí PS (Kč/MWh)



Zdroj: Expertní analýza MPO

Jednotková cena za použití sítí PS bude v uvedeném období ovlivňována především odhadovanou vyšší cenou elektrické energie na pokrytí ztrát v přenosové soustavě, která je navázána na cenu silové elektřiny. Proto předpokládáme výrazný pokles hodnoty této veličiny v následujících letech (vůči hodnotě pro rok 2013) s ohledem na výrazný pokles ceny silové elektřiny a postupné navyšování ceny (se zpožděním) v návaznosti na stabilizaci cen silové elektřiny.

6.1.2.2 Poplatky na činnost provozovatele distribuční soustavy

Tarif za distribuci byl rovněž modelován s využitím parametrů regulace pro III. RO a vycházel z výpočtů tarifů pro činnost provozovatele přenosové soustavy. Výpočet distribuční tarifů vychází z plánovaných investic do rozvoje a obnovy distribučních soustav poskytnutých provozovateli DS, předpokládaných ztrát v rámci DS a tuzemské netto spotřeby elektřiny v horizontu do roku 2040. Zároveň počítá s navýšením podílu decentrální výroby a relativním podílem intermitentních zdrojů na úrovni DS podle předpokladů SEK. Investiční náklady, normalizované náklady, ztráty a povolené výnosy vztahované k prognózovanému využití DS v závislosti na spotřebě elektřiny udávají výslednou hodnotu tarifu. Do roku 2040 je na základě provedené predikce možné předpokládat více jak 50% nárůst platby za provoz distribučních soustav oproti roku 2010 zapříčiněný především nárůstem spotřeby elektřiny ve sledovaných letech. Distribuční tarify budou mít také podle odhadů v horizontu do roku 2040 vyšší relativní podíl na konečné ceně elektřiny, a to řádově 50 % v závislosti na ceně silové elektřiny.

6.1.2.3 Poplatky za podporu obnovitelných zdrojů

Z důvodu potřeby transpozice evropské směrnice č. 2001/77/ES do českého právního řádu byl v roce 2005 přijat zákon č. 180/2005 Sb., o podpoře využívání obnovitelných zdrojů. Mezi podporované obnovitelné zdroje byly zařazeny vodní energie, sluneční energie, větrná energie, geotermální energie, biomasa a bioplyn.

Na základě přijetí výše uvedeného zákona došlo k tzv. solárnímu boomu. Tento boom byl způsoben především tím, že v zákoně nebyl žádným způsobem eliminován celkový instalovaný výkon a umístění solárních elektráren. Navíc se v zákoně uvedlo, že výkupní cena pro nově se připojující výroby elektrické energie nemůže klesnout o více než 5 %. K tomu se přidala vysoká výkupní cena elektřiny a nízké ceny fotovoltaických panelů a došlo ke zmiňovanému solárnímu boomu.

Zlomová změna přišla se zákonem č. 330/2010 Sb., kterým se mění zákon č. 180/2005 Sb., o podpoře výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie. V tomto zákoně bylo stanoveno, že v případě elektřiny vyrobené využitím energie slunečního záření se podpora vztahuje pouze na elektřinu vyrobenou ve výrobně elektřiny s instalovaným výkonem výroby do 30 kWp, která je umístěna na střešní konstrukci nebo na obvodové zdi jedné budovy spojené se zemí pevným základem evidované v katastru. Podpora solárních elektráren postavených na volném prostoru tímto zákonem skončila. Pouze pokud majitelé těchto solárních elektráren zahájili provoz před nabytím účinnosti navrhované novely, mohli do konce roku 2011 připojit své zařízení do distribuční soustavy.

Zákon č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie byl přijat především z důvodu potřeby transpozice evropské směrnice č. 2009/28/ES a v podstatě nahradil stávající zákon č. 180/2005 Sb. Lze říci, že tato legislativní změna danou problematiku více konkretizuje a zpřesňuje.

Podpora OZE je rozdělena mezi dotaci ze státního rozpočtu a poplatek na podporu OZE v ceně elektřiny pro koncové spotřebitele. Z důvodu vysoké finanční zátěže pro konečné zákazníky i na státní rozpočet, bylo rozhodnuto, že není vhodné dále nabízet princip provozní podpory elektřiny, daný původně zákonem č. 180/2005 Sb., a poté zákonem č. 165/2012 Sb. Mechanismus podpory naplnil svůj primární účel, tedy nastartování investic do OZE. Další fungování systému by bylo neúměrnou zátěží pro spotřebitele a státní rozpočet. Z tohoto důvodu došlo k přijetí zákona č. 310/2013 Sb., kterým byla zastavena podpora elektřiny vyrobené z OZE kromě výroby elektrické energie využívající energii vody ve výrobnách elektřiny do instalovaného výkonu 10 MW.

Co se dosavadních dopadů příspěvku na podporované zdroje na Státní rozpočet týče, v roce 2011 se o částku 11,7 mld. Kč zvýšily výdaje kapitoly MPO, resp. byl stanoven nový závazný ukazatel „Dotace na obnovitelné zdroje energie“. V návaznosti na výrazné navýšení kapacity fotovoltaických elektráren a z důvodu nutnosti zajištění dotace ve vládou schválené výši 11,7 mld. Kč byl s účinností ke dni 12. dubna 2011 přijat zákon č. 97/2011, kterým se mění zákon č. 433/2010 Sb., o státním rozpočtu České republiky na rok 2011. Zdrojem krytí těchto výdajů se stal odvod z elektřiny ze slunečního záření v roce 2011, výnosy ze zvýšené darovací daně, příjmy z podílu na odvodu za odnětí půdy ze zemědělského půdního fondu a zvýšený výnos DPH.

Celková výše finančních prostředků vynaložených na podporované zdroje pro rok 2012 činila 35,7 mld. Kč. Do schváleného rozpočtu kapitoly MPO na r. 2012 byly na POZE rozpočtovány (jako v r. 2011) prostředky v celkové výši 11,7 mld. Kč. Příspěvek na POZE pro koncové spotřebitele činil 419 Kč/MWh.

Celková výše finančních prostředků vynaložených na podporované zdroje pro rok 2013 činí 44,4 mld. Kč. Dotace ze státního rozpočtu v roce 2013 činí 11,7 mld. Kč. Usnesením vlády č. 778/2012 však původně narozpočtovaná částka na rok 2013 činila 9,7 mld. Kč, avšak z důvodu neúnosně vysokého příspěvku pro koncové spotřebitele v ceně elektřiny byla dotace ze státního rozpočtu navýšena na úroveň roku 2011 a 2012, tedy 11,7 mld. Kč. Toto navýšení bylo provedeno usnesením vlády č. 693/2012 (rozvázání 500 mil. Kč) a usnesením vlády č. 876/2012 (rozvázání 1,5 mld. Kč). Příspěvek na POZE pro koncové spotřebitele v roce 2013 činil 583 Kč/MWh.

V návrhu státního rozpočtu na rok 2014 byla původně rozpočtována částka 11,7 mld. Kč. Z důvodu přijetí zákona č. 310/2013 Sb., kde byla zastropována výše poplatku na POZE v ceně elektřiny na hodnotu max. 495 Kč/MWh, musela být rozpočtována částka navýšena o 4 mld. Kč a finální výše podpory ze státního rozpočtu pro rok 2014 tedy činí 15,7 mld. Kč.

Tabulka č. 127: Vývoj podpory OZE

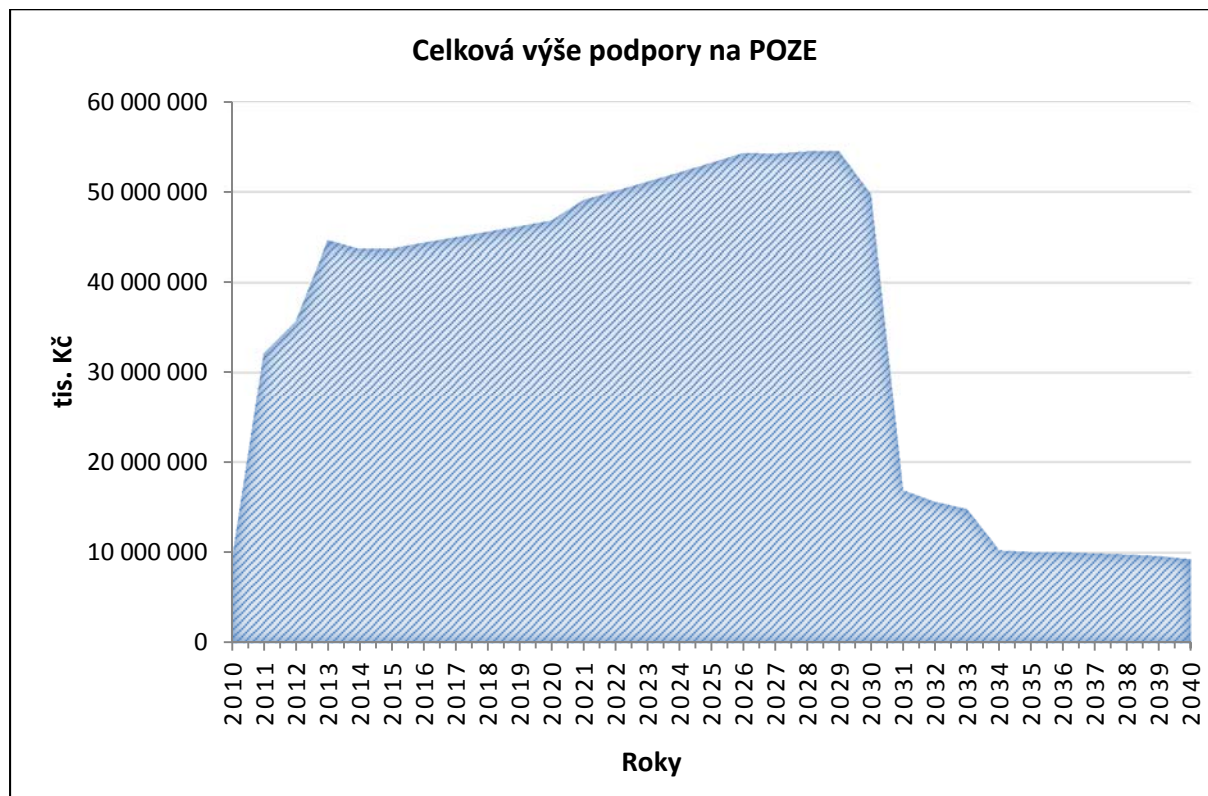
Rok	Podpora OZE celkem	Dotace ze SR	Poplatek v ceně elektřiny
2011	32,1 mld. Kč	11,7 mld. Kč	370 Kč/MWh
2012	35,7 mld. Kč	11,7 mld. Kč	419 Kč/MWh
2013	44,4 mld. Kč	11,7 mld. Kč	583 Kč/MWh
2014	43,6 mld. Kč	15,7 mld. Kč	495 Kč/MWh

Zdroj: Ministerstvo financí ČR

Pro rok 2015 je na podporované zdroje rozpočtována částka 15,7 mld. Kč. Již nyní však zaznívají názory, že MPO bude nárokovat částku vyšší, a to jednak z důvodu nutnosti dorovnat rozdíl mezi předběžnou a skutečnou hodnotou potřeby dotace v roce 2014 a dále z důvodu možného dalšího snižování poplatku na POZE v ceně elektřiny, neboť tento poplatek je natolik vysoký, že narušuje konkurenceschopnost našeho průmyslu a zaznívají tak další požadavky na jeho snížení.

Predikce celkových nákladů na podporované zdroje do budoucna vychází z předpokladu respektování stávajících závazků ČR k podpoře OZE souvisejících s naplněním akčního plánu pro energii z OZE a se „zastropováním“ maximální výše příspěvku na 495 Kč/MWh. Celkovou kumulativní výši poplatků znázorňuje Graf č. 378.

Graf č. 378: Celková výše podpory na POZE

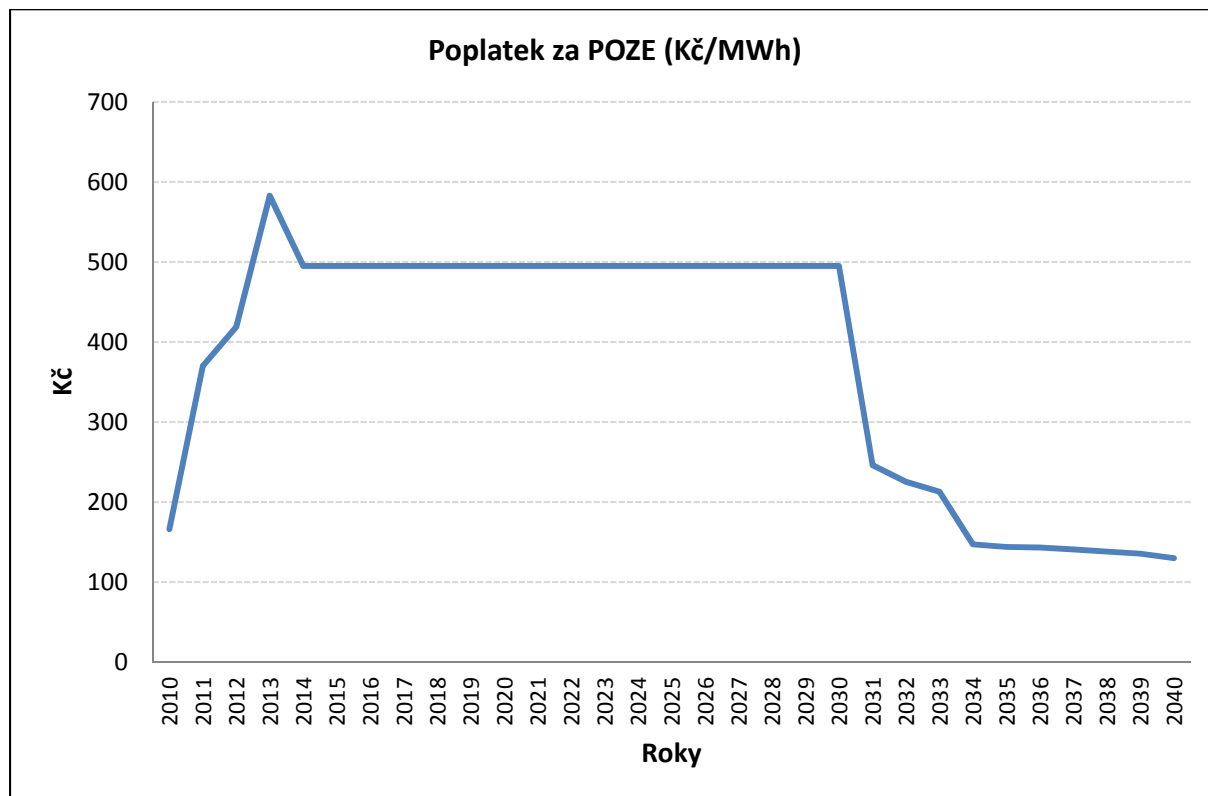


Zdroj: Expertní analýza MPO

Pokud se poplatek sníží např. o 100 Kč/MWh, tzn. z dnešních 495 Kč/MWh na 395 Kč/MWh, bude celkový výběr od spotřebitelů činit cca 22,7 mld. Kč, tzn. nutnost dotace ze SR ve výši cca 21 mld. Kč, tj. navýšení o 5,3 mld. Kč v roce 2015. V návrhu státního rozpočtu ve střednědobém výhledu na roky 2016 a 2017 je v kapitole MPO předběžně rozpočtována částka na POZE ve výši 15,7 mld. Kč.

Konkrétní vývoj ročního příspěvku na úrovni nízkého napětí (nn) za předpokladu neměnného způsobu výběru poplatku za POZE znázorňuje Graf č. 379.

Graf č. 379: Poplatek za POZE (Kč/MWh) na úrovni nn



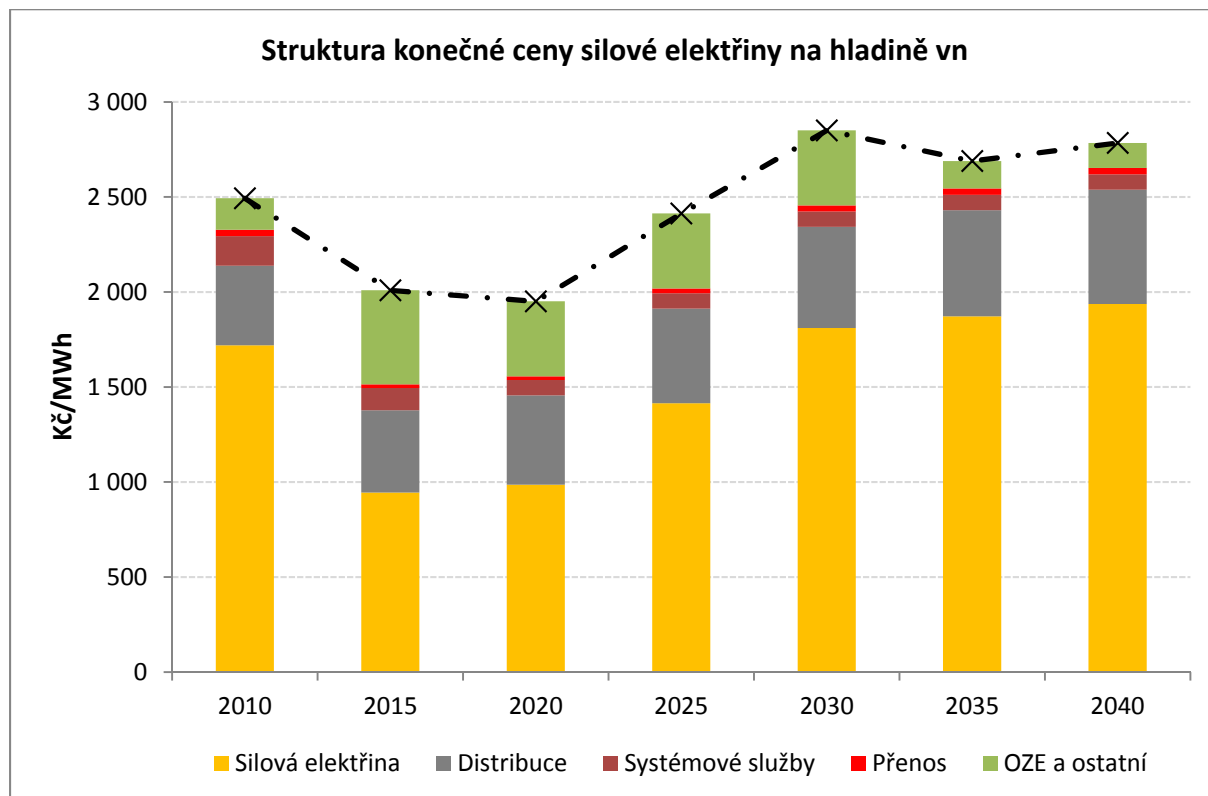
Zdroj: Expertní analýza MPO

6.1.3 Struktura konečné ceny elektrické energie na úrovni vn (průmysl)

Vývoj struktury konečné ceny elektrické energie na úrovni vysokého napětí (vn) ovlivňují výstupy dílčích analýz a predikcí z kapitol č. 6.1.1 a 6.1.2 s tím, že zpráva abstrahuje od daně z elektrické energie jako exogenního parametru neodvíjejícího se od vlastní realizace SEK.

Finální strukturu a výši jednotlivých položek konečné ceny elektrické energie na úrovni vn zobrazuje Graf č. 380:

Graf č. 380: Struktura konečné ceny elektřiny na hladině vn



Zdroj: Expertní analýza MPO

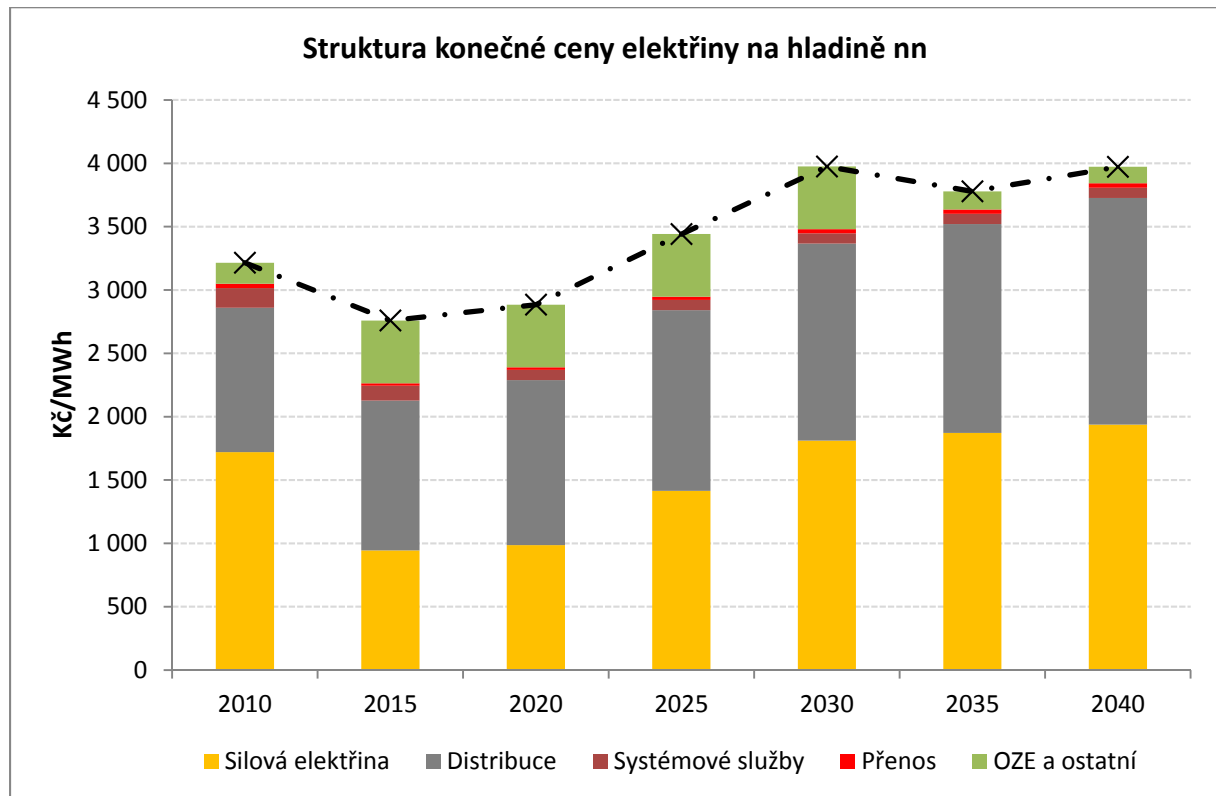
Nejvýraznější charakteristikou je výrazný pokles ceny silové elektřiny (a tím i části poplatku za přenos a distribuci) do roku 2020 vlivem ekonomické krize, stávajících tržních distorzí a vyšší penetrace OZE, a následný pozvolný nárůst vlivem potřeby obnovy výrobního portfolia. Dále je to „zastropování“ maximální výše poplatku za POZE hrazené přímo v účtu za elektrickou energii ve výši 495 Kč/MWh a od roku 2016 maximálně ve výši 395 Kč/MWh s dorovnáváním ze státního rozpočtu. I přes tento fakt se bude podle předpokladů konečná cena elektřiny po roce 2020 opět zvyšovat především v důsledku zvyšující se ceny silové elektřiny a růstu poplatku za provoz distribučních sítí, který bude kopírovat zvyšující se odběry elektřiny koncovým zákazníkem, změny v charakteru spotřeby a potřebných úprav DS.

6.1.4 Struktura konečné ceny elektrické energie na úrovni nn a pro domácnosti

V souhrnu se zahrnutím dílčích analýz a predikcí z kapitol č. 6.1.1 – 6.1.2 byly pro účely této Zprávy odvozeny ceny elektrické energie na úrovni nn a domácností s tím, že zpráva abstrahuje od daně z elektrické energie jako exogenního parametru neodvíjejícího se od vlastní realizace SEK.

Finální struktura a výše jednotlivých položek konečné ceny elektrické energie na úrovni nn je zobrazuje Graf č. 381.

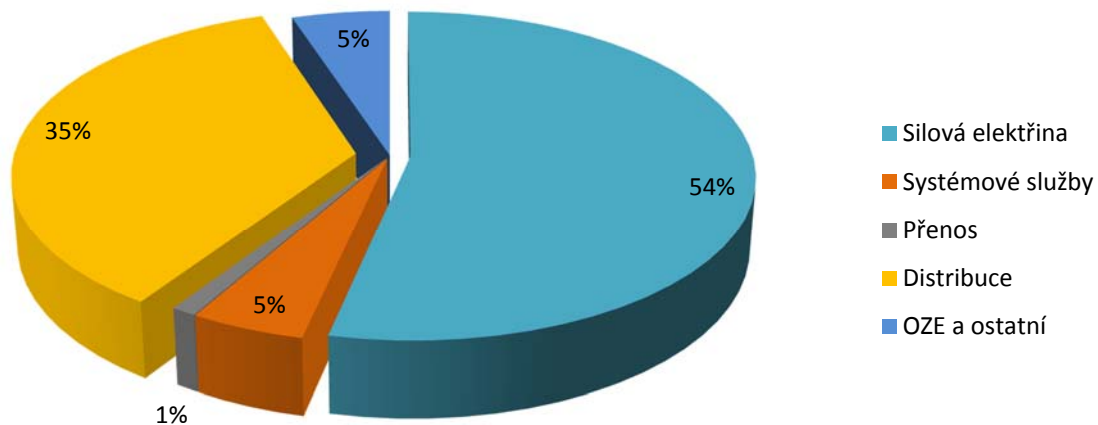
Graf č. 381: *Struktura konečné ceny elektřiny na hladině nn*



Zdroj: Expertní analýza MPO

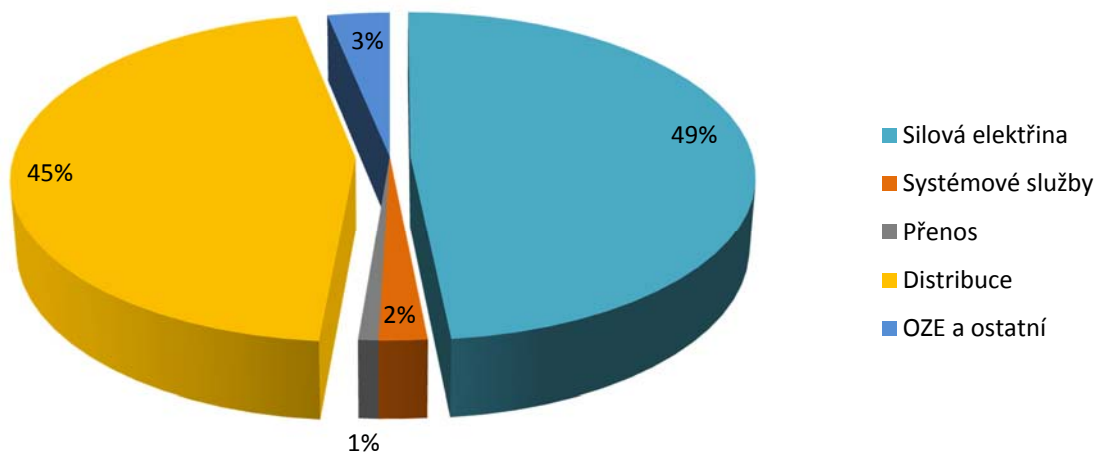
Nejvýraznější charakteristikou je výrazný pokles ceny silové elektřiny (a tím i části poplatku za přenos a distribuci) do roku 2020 vlivem ekonomické krize, stávajících tržních distorzí a vyšší penetrace OZE, a následný pozvolný nárůst vlivem potřeby obnovy výrobního portfolia. Dále je to „zastropování“ maximální výše poplatku za POZE hrazené přímo v účtu za elektrickou energii ve výši 495 Kč/MWh s dorovnáváním ze státního rozpočtu a celkové omezení vyplácení provozní podpory OZE. I přes tento fakt se bude podle předpokladů konečná cena elektřiny po roce 2020 opět zvyšovat především v důsledku zvyšující se ceny silové elektřiny a růstu poplatku za provoz distribučních sítí, který bude kopírovat zvyšující se odběry elektřiny koncovým zákazníkem, změny v charakteru spotřeby a potřebných úprav DS.

Graf č. 382: *Struktura konečné ceny v roce 2010 (úroveň nn)*



Zdroj: Expertní analýza MPO

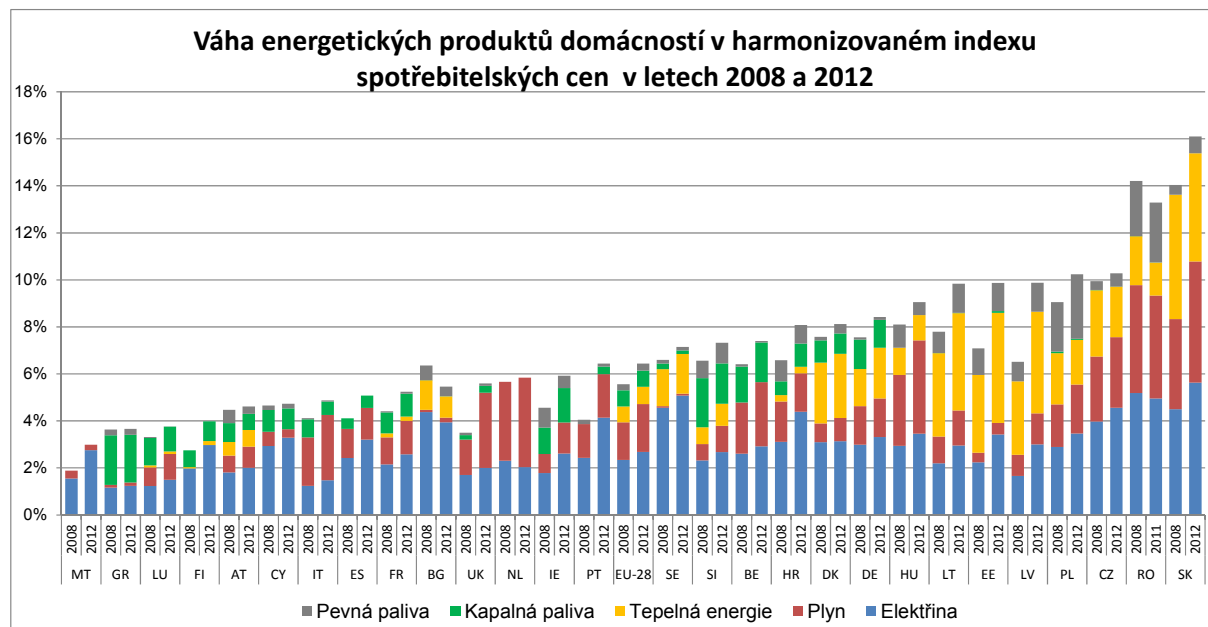
Graf č. 383: *Struktura konečné ceny v roce 2040 (úroveň nn)*



Zdroj: Expertní analýza MPO

Už v současné době je podíl nákladů na energie v rozpočtech domácností necelých 11 % a převyšuje téměř dvojnásobně průměr EU28 - viz Graf č. 384 (Zdroj: *Impact assessment EK*). Podle statistického šetření prováděného ČSÚ tento podíl dosahuje dokonce až 12,3 %.

Graf č. 384: Podíl výdajů domácností na energii v HICP



Zdroj: Eurostat

Jakékoliv další zatížení obyvatel již ohrožuje dostupnost dodávek energie zejména pro sociálně slabší obyvatele. ČR uplatňuje nediskriminační přístup k rozdělení nákladů na jednotlivé skupiny spotřebitelů v souladu s pravidly EU. Důsledkem toho je ale významné zatížení průmyslu rostoucími cenami elektřiny, jejichž významným původcem je právě podpora OZE. Nové členské země jsou obecně zatíženy náklady klimatické politiky významně víc než země EU12 (viz Tabulka č. 128).

Tabulka č. 128: Vývoj cen elektřiny v EU pro domácnosti a průmysl

Skupina zemí EU	HDP na obyvatele 2011	Podíl odvětví na HDP 2011	Ceny elektřiny v roce 2012		Dynamika cen elektřiny 2008-2012		Vztah cen elektřiny pro průmysl a pro domácnosti 2012
			Pro průmysl	Pro domácnosti	Pro průmysl	Pro domácnosti	
	EUR/osobu	%	EUR/MWh		2008 = 1,00		Cena pro prům. = 100%
Staré státy EU (EU-15)	27,731	17,6	99,9	204,5	1,11	1,16	49%
Nové státy EU (EU-12)	9,425	23,5	108,8	156	1,24	1,28	70%

Zdroj: Eurostat

6.2 Dopady ASEK na energetickou bezpečnost

6.2.1 Pohotovostní zásoby primárních energetických zdrojů

Pohotovostní zásoby primárních energetických zdrojů (PEZ) v daném roce jsou stanoveny jako součet okamžitě dostupných zásob PEZ z kapalných paliv a zemního plynu v zásobnících, z tuhých paliv na skládkách těžebních společností a výrobců, z jaderného paliva a z intermitentních i neintermitentních obnovitelných zdrojů energie (OZE) v odpovídajícím roce:

$$AZ_{PEZ} = (Im_{KP} - Ex_{KP}) \cdot k_{KP} + PEZ_{ZP} \cdot k_{ZP} + PEZ_{TP} \cdot k_{TP} + PEZ_{JP} \cdot k_{JP} + PEZ_{iOZE} \cdot k_{iOZE} + PEZ_{noZE} \cdot k_{noZE}$$

$$RZ_{PEZ} = \frac{AZ_{PEZ}}{PEZ} \cdot 100\%$$

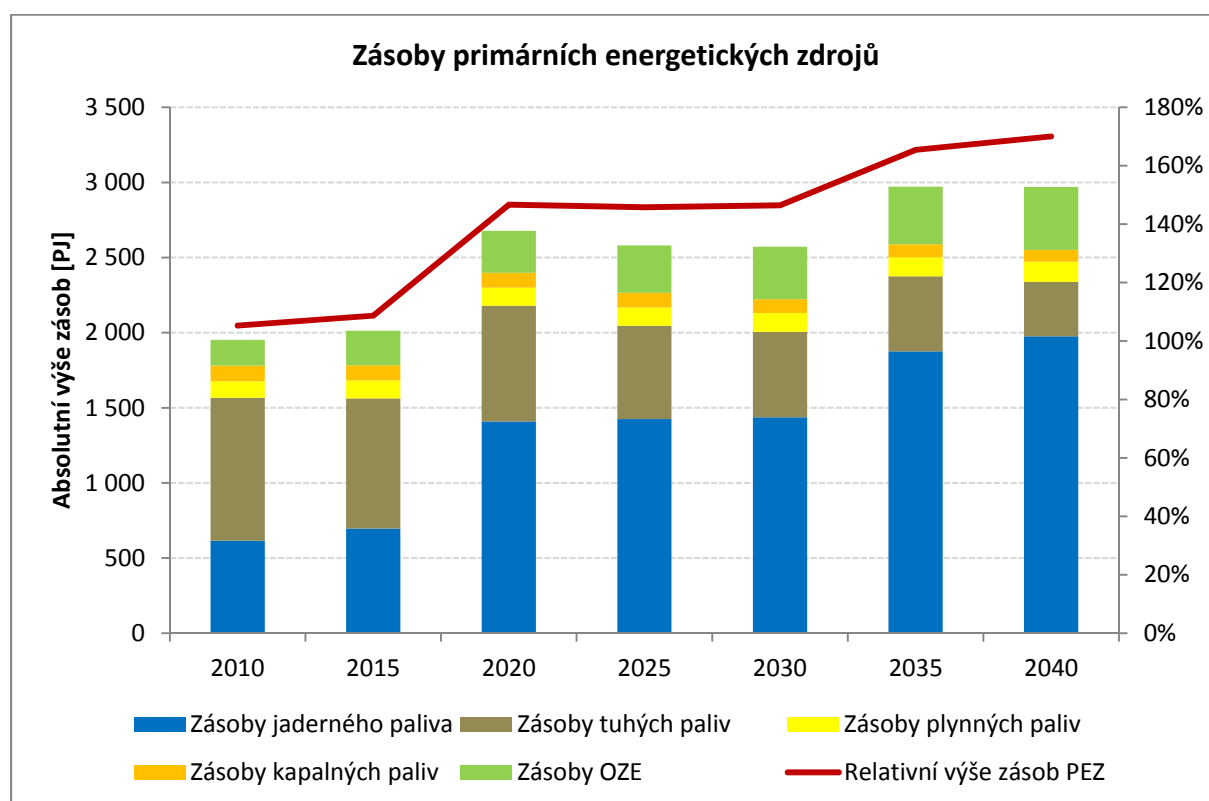
kde:

AZ_{PEZ}	Absolutní výše pohotovostní zásoby PEZ [PJ].
RZ_{PEZ}	Relativní výše pohotovostní zásoby PEZ [%].
Im_{KP}	Roční dovoz PEZ z kapalných paliv zahrnující ropu a ropné produkty [PJ].
Ex_{KP}	Roční vývoz PEZ z kapalných paliv zahrnující ropu a ropné produkty [PJ].
k_{KP}	Koeficient podílu zásob PEZ z kapalných paliv na čistém ročním dovozu [-].
PEZ_{ZP}	Roční spotřeba PEZ ze zemního plynu [PJ].
k_{ZP}	Koeficient podílu zásob PEZ ze zemního plynu na tuzemské roční spotřebě [-].
PEZ_{TP}	Roční spotřeba PEZ z tuhých paliv zahrnujících uhlí a uhelné deriváty [PJ].
k_{TP}	Koeficient podílu zásob PEZ z tuhých paliv na roční spotřebě [-].
PEZ_{JP}	Roční spotřeba PEZ z jaderného paliva [PJ].
k_{JP}	Koeficient podílu zásob PEZ z jaderného paliva na roční spotřebě [-].
PEZ_{iOZE}	Roční spotřeba PEZ z intermitentních obnovitelných zdrojů [PJ].
k_{iOZE}	Koeficient podílu zásob PEZ z intermitentních obnovitelných zdrojů [-].
PEZ_{noZE}	Roční spotřeba PEZ z neintermitentních obnovitelných zdrojů [PJ].
k_{noZE}	Koeficient podílu zásob PEZ z neintermitentních obnovitelných zdrojů [-].
PEZ	Celková roční spotřeba PEZ [PJ].

Intermitentní zdroje jsou zdroje s výrazně proměnlivou dodávkou energie závislou na okamžitých přírodních podmínkách, v případě OZE zejména zdroje využívající přímou přeměnu energie větru a slunečního záření na energii elektrickou. Neintermitentní zdroje jsou zdroje se stabilní dodávkou energie nezávislou na okamžitých přírodních podmínkách, v případě OZE zejména zdroje využívající biomasu, bioplyn a biologicky rozložitelnou část komunálního odpadu.

Zásoby PEZ jsou tedy kvantifikovány jako roční spotřeba daných primárních energetických zdrojů vynásobené délkou období, po které by měla být pokryta, v letech. Pro zásoby kapalných paliv je tak uvažován koeficient k_{KP} o velikosti 100/360, tedy jakožto 100 dní čistého ročního dovozu na základě zákonných požadavků, pro zásoby zemního plynu potom koeficient k_{ZP} s hodnotou 0,35, tedy jakožto 35 % roční tuzemské spotřeby, pro zásoby tuhých paliv koeficient k_{TP} o velikosti 1,25, což zohledňuje množství uhlí a uhelných derivátů na skládkách těžebních společností a výrobců v předpokládané výši vzhledem k roční tuzemské spotřebě, pro zásobu jaderného paliva dále koeficient k_{JP} s hodnotou 2 do roku 2020 a dále pak, v návaznosti na realizaci všech potřebných opatření k zajištění vyšších zásob s hodnotou 4, což představuje zásobu na pokrytí jednoho čtyřletého palivového cyklu jaderných elektráren, a pro zásoby obnovitelných zdrojů energie také koeficient k_{iOZE} o velikosti 1 a koeficient k_{nOZE} o velikosti 1,5. Předpokladem tedy je, že ČR má k dispozici zásoby jaderného paliva na dodatečné 4 roky provozu všech tuzemských jaderných zdrojů. Pokud jde o zásoby tuhých paliv (vyjma majoritně zastoupeného hnědého a černého uhlí se jedná dále kupříkladu o uhelné brikety a koks), je jako zásoba uvažováno uhlí, které se nachází na skládkách těžebních společností, nebo samotných elektráren. Na základě expertní analýzy je odhadnuto, že na uhelných skládkách se v průměru nachází uhlí na rok a čtvrt spotřeby tuzemských zdrojů a je uvažováno, že podíl zásob na celkové spotřebě bude řádově dále udržován i v horizontu do roku 2040.

Graf č. 385: Zásoby primárních energetických zdrojů



Zdroj: Expertní analýza MPO

Předpokládaný vývoj ukazatele zásob PEZ, a to jak v absolutní výši, tak i ve výši relativní jako podíl na celkovém množství PEZ demonstruje Graf č. 385. V horizontu do roku 2040 je možné očekávat pokles zásob uhelných derivátů a ropných produktů v souvislosti s jejich klesající spotřebou. Na druhou stranu však bude tento pokles více než vykompenzován zvyšujícími se zásobami zemního plynu, neintermitentních obnovitelných zdrojů a především jaderného paliva. Z důvodu poměrně logisticky snadné a levné skladovatelnosti jaderného paliva by totiž mělo být pro provozovatele tuzemských jaderných zdrojů možné akomodovat vyšší palivové nároky po dostavbě dodatečného instalovaného výkonu po roce 2033 a udržet i do budoucna zásoby na minimální výši jednoho čtyřletého palivového cyklu. Znatelný nárůst zásob primárních zdrojů, z hodnoty 105 % na 170 % v relativním vyjádření, je tedy dán především zvýšenou spotřebou jaderného paliva v souvislosti se zvýšením celkové kapacity tuzemských jaderných elektráren a zvýšením kapacit skladovacích prostorů pro jaderné palivo.

6.2.2 Diverzifikace PEZ, hrubé výroby elektřiny a importu

Pro účely Ekonomické analýzy byly kvantifikovány tři ukazatele diverzifikace, a sice i) *diverzifikace primárních energetických zdrojů*; ii) *diverzifikace hrubé výroby elektřiny* a iii) *diverzifikace importu*, přičemž všechny ukazatele byly kvantifikovány na bázi Herfindahl-Hirschmanova Indexu (HHI), který se obvykle používá v ekonomii ke stanovení míry konkurence v daném odvětví. Ukazatel diverzifikace PEZ v daném roce je pak stanoven jako součet druhých mocnin podílů dílčích druhů PEZ, přičemž je uvažováno rozdělení do pěti kategorií (tuhá paliva, kapalná paliva, plynná paliva, jaderné palivo, OZE), a celkové spotřeby PEZ v odpovídajícím roce:

$$H_{PEZ} = \sum_{i=1}^N \left(\frac{PEZ_i}{PEZ} \right)^2$$

kde:

H_{PEZ}	Diverzifikace primárních energetických zdrojů [-].
PEZ_i	Spotřeba dílčího druhu PEZ [PJ].
PEZ	Celková roční spotřeba PEZ [PJ].
N	Počet dílčích druhů PEZ [-].

Ukazatel diverzifikace hrubé výroby elektřiny v daném roce je stanoven jako součet druhých mocnin podílů výroby elektřiny z dílčích druhů PEZ, přičemž je uvažováno rozdělení do sedmi kategorií (černé uhlí, hnědé uhlí, zemní plyn, ostatní plyny, obnovitelné a druhotné zdroje, jaderné palivo, ostatní paliva), a celkové hodnoty hrubé výroby elektřiny v odpovídajícím roce:

$$H_{TBV} = \sum_{i=1}^N \left(\frac{TBV_i}{TBV} \right)^2$$

kde:

H_{TBV}	Diverzifikace hrubé výroby elektřiny [-].
TBV_i	Tuzemská brutto výroba elektřiny z dílčího druhu PEZ [GWh].
TBV	Tuzemská brutto výroba elektřiny [GWh].
N	Počet dílčích druhů PEZ [-].

Ukazatel diverzifikace importu v daném roce je stanoven jako součet druhých mocnin podílů dovozu dílčích druhů PEZ, přičemž je uvažováno rozdělení do čtyř kategorií (uhlí a uhelné deriváty, zemní plyn, ropa a ropné produkty, jaderné palivo), a celkové spotřeby PEZ v odpovídajícím roce:

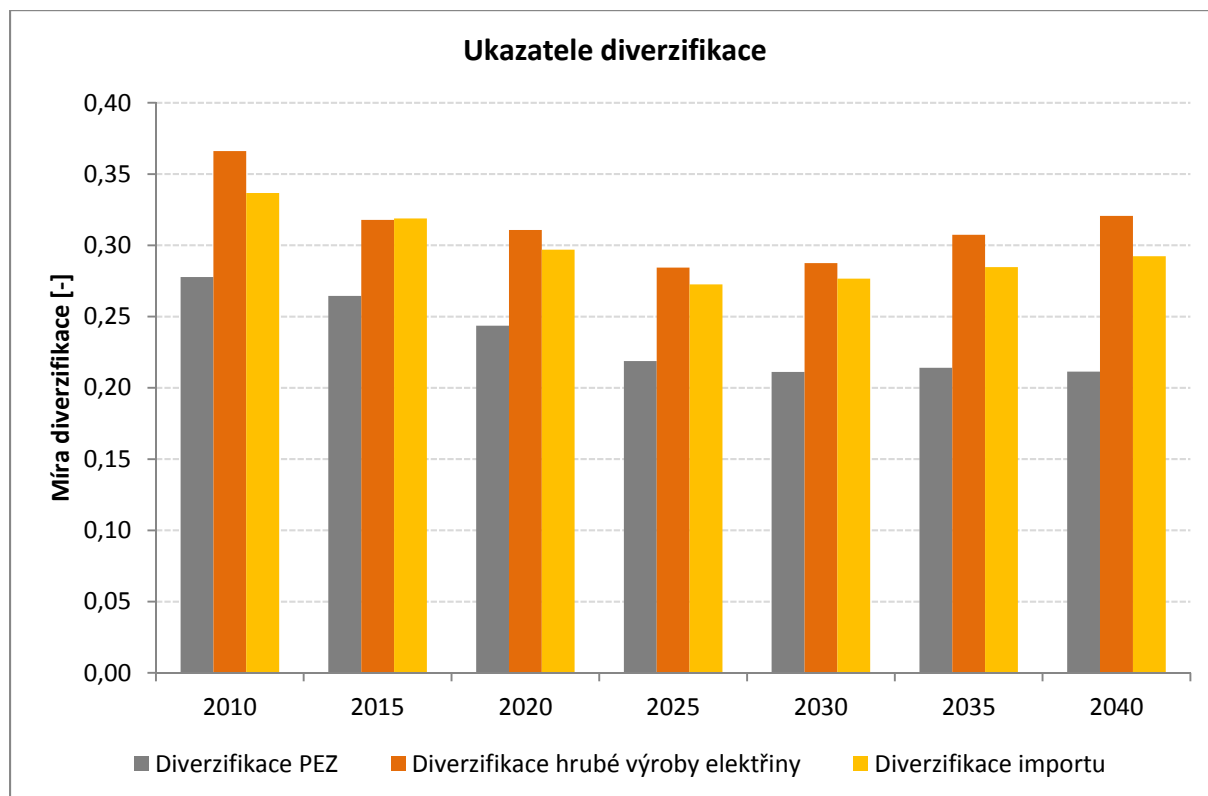
$$H_{Im} = \sum_{i=1}^N \left(\frac{Im_i}{PEZ} \right)^2$$

kde:

H_{Im}	Diverzifikace importu [-].
Im_i	Velikost dovozu dílčího druhu PEZ [PJ].
PEZ	Celková roční spotřeba PEZ [PJ].
N	Počet dílčích druhů PEZ [-].

V případě všech zmíněných ukazatelů diverzifikace přitom platí nepřímá úměrnost, což znamená, že vyšší míra/stupeň diverzifikace se projevuje nižší hodnotou ukazatele diverzifikace. Spodní mez intervalu, ve kterém se mohou hodnoty ukazatele pohybovat, a která značí maximální možnou míru diverzifikace, je určena výrazem $1/N$, kde N označuje počet sčítanců v rámci dané sumy. Horní mez je pak vždy na úrovni jedné a indikuje minimální možnou diverzifikaci, kupříkladu výrobu elektřiny pouze z jednoho určitého paliva v případě diverzifikace hrubé výroby elektřiny.

Graf č. 386: Ukazatele diverzifikace



Zdroj: Expertní analýza MPO

Vývoj hodnot ukazatelů diverzifikace v pětiletých řezech pak znázorňuje Graf č. 386. Vyšší vypovídací schopnost má pravděpodobně tzv. normalizovaný ukazatel diverzifikace, který nabývá hodnot od nuly do jedné. Normalizovaný ukazatel diverzifikace lze potom obecně kvantifikovat takto:

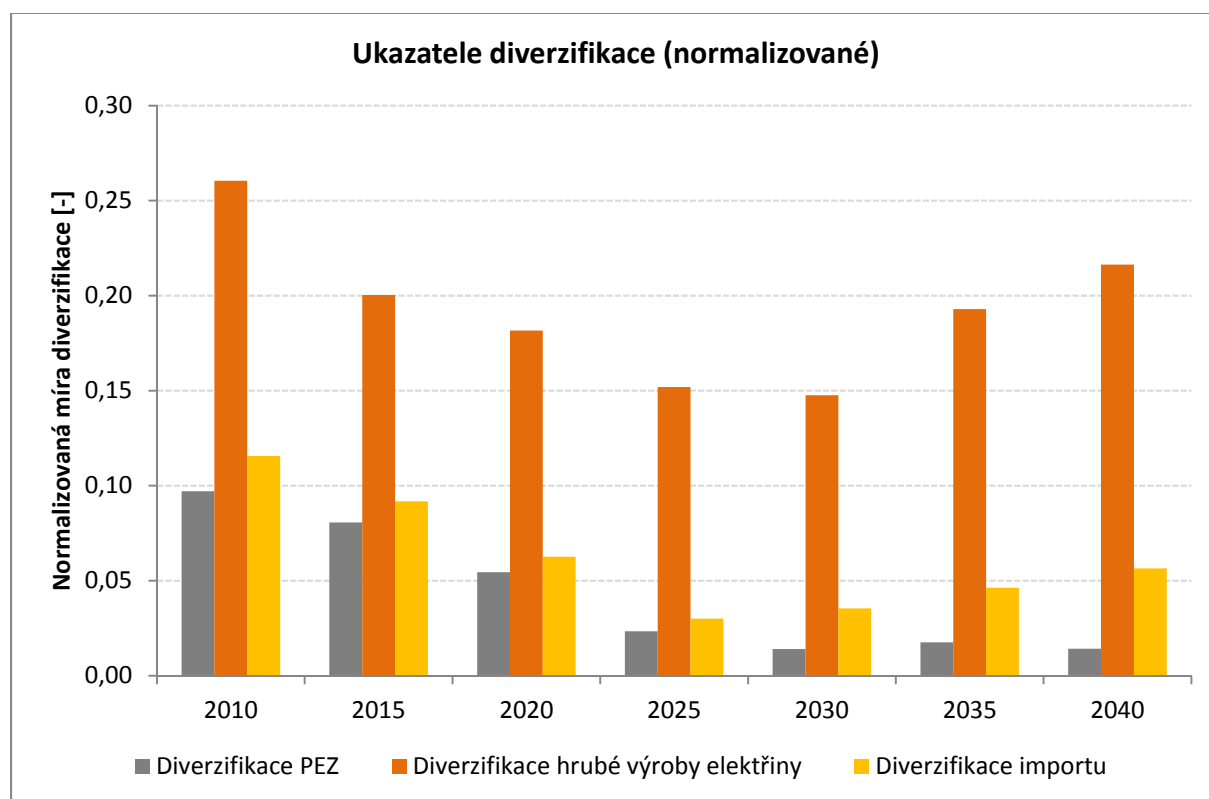
$$H^* = \frac{(H - 1/N)}{1 - 1/N}$$

kde

H^*	Normalizovaná hodnota diverzifikace [-].
H	Původní (nenormalizovaná) hodnota diverzifikace [-].
N	Počet dílčích druhů PEZ [-].

Pro účely výpočtu ukazatele jsou jednotlivé druhy PEZ vždy agregovány do skupin, jak je u všech příslušných diverzifikací uvedeno (kupříkladu černé uhlí, hnědé uhlí, koks a brikety jsou v případě výpočtu diverzifikace PEZ agregovány pod souhrnnou položku tuhá paliva). Velikost N z uvedených vzorců potom pro diverzifikaci primárních energetických zdrojů odpovídá hodnotě 5, pro diverzifikaci hrubé výroby elektřiny $N = 7$ a pro diverzifikaci importu $N = 4$. Vývoj hodnot normalizovaných ukazatelů diverzifikace v pětiletých řezech ukazuje Graf č. 387.

Graf č. 387: Ukazatele diverzifikace (normalizované)



Zdroj: Expertní analýza MPO

Z uvedených grafů je vidět, že postupný úbytek majoritně zastoupeného paliva, tj. hnědého uhlí, bude zlepšovat diverzifikaci palivového mixu, jejíž hodnota se bude cca od roku 2025 pohybovat již jen lehce nad minimální hodnotou a v cílovém roce 2040 dokonce této hodnoty, značící nejlepší možnou diverzifikaci, dosáhne. Z prognózy vývoje diverzifikace hrubé výroby elektřiny je pak vidět, že na její velikost má největší vliv podíl zastoupení stabilních zdrojů, tedy uhelných a jaderných elektráren. V tomto smyslu tak dojde nejprve k postupnému zlepšování hodnoty ukazatele, vlivem ztráty dominantní úlohy tuzemského uhlí, a po roce 2030 k jeho dočasnému zhoršení v důsledku převzetí tohoto dominantního postavení jaderným palivem. Přesto však bude hodnota diverzifikace hrubé výroby elektřiny v cílovém roce 2040 oproti výchozímu roku 2010 příznivější. Na diverzifikaci importu se podle předpokladů, stejně jako na diverzifikaci PEZ, také nejvýrazněji projevuje klesající poptávka po hnědém uhlí, přičemž její velikost klesne do roku 2025 na hodnotu jen mírně převyšující její teoretické minimum ve výši 0,25 a následně vlivem posilujícího využití jaderného paliva roste na úroveň, která je stále výrazně nižší, a tedy příznivější, než ve výchozím roce 2010.

6.2.3 Dovozní závislost

V souvislosti s dovozní závislostí je v podstatě možné rozlišit dovozní závislost se zohledněním pouze dovozu primárních zdrojů energie a dovozní závislost reflektující i vývoz primárních energetických zdrojů a uvažuje tak pouze čistý dovoz PEZ. V tomto ohledu se v oficiálních statistikách (Eurostat nebo Mezinárodní energetická agentura) pod pojmem dovozní závislost (*Energy dependency rate*) uvádí druhý zmíněný ukazatel. Dovozní závislost v daném roce je tedy stanovena podle metodiky Mezinárodní energetické agentury (IEA) jakožto podíl čistého dovozu PEZ a celkové spotřeby PEZ v odpovídajícím roce podle rovnice:

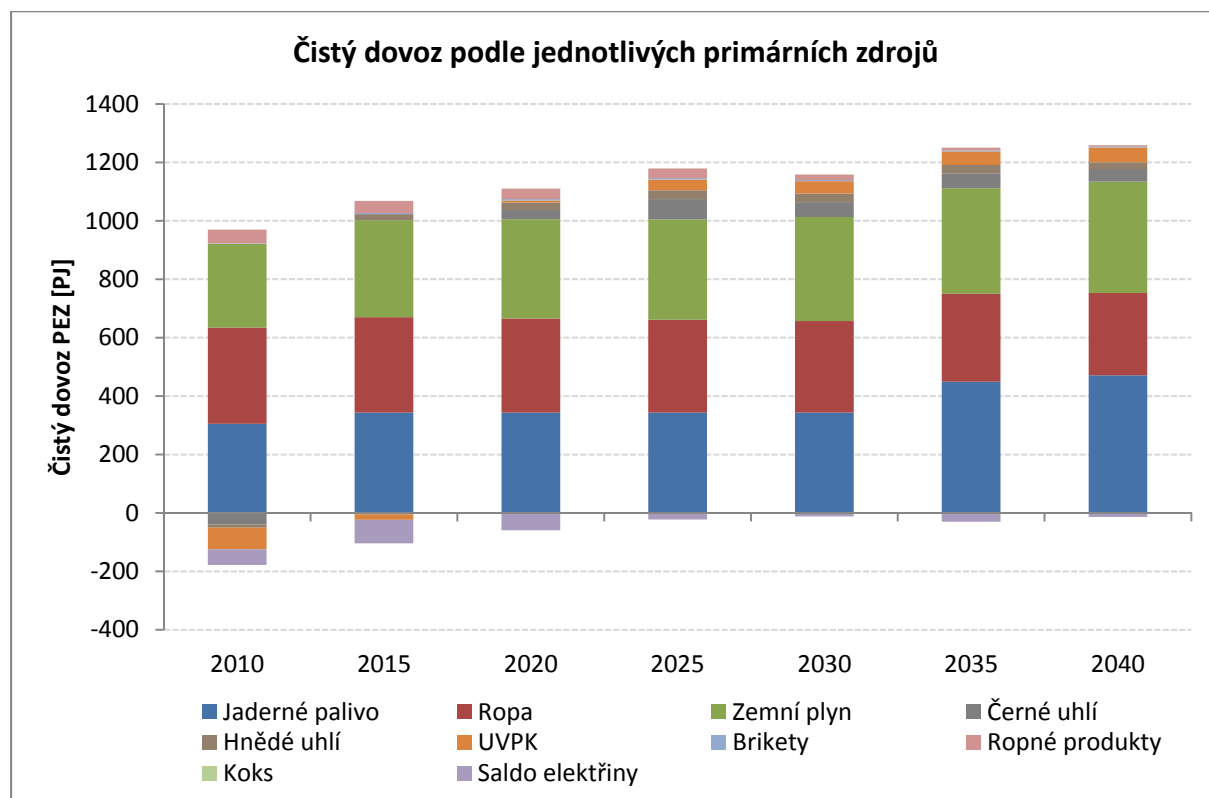
$$DoZ = \frac{\sum_{i=1}^N (Im_i - Ex_i)}{PEZ} \cdot 100\%$$

kde:

<i>DoZ</i>	Dovozní závislost [%].
<i>Im_i</i>	Velikost dovozu dílčího druhu PEZ [PJ].
<i>Ex_i</i>	Velikost vývozu dílčího druhu PEZ [PJ].
<i>N</i>	Počet dílčích druhů PEZ [-].

Jedná se tedy o součet čistého dovozu pro jednotlivé dílčí druhy PEZ, které se aktivně přeshraničně obchodují vztažený relativně k celkové výši primárních energetických zdrojů. Ukazatel dovozní závislosti může nabývat hodnot mezi -100 % až 100 %, kdy záporné hodnoty indikují čistého vývozce energie a kladné naopak čistého dovozce. Česká republika je z tohoto pohledu neoddiskutovatelně čistým dovozcem primárních energetických zdrojů, na což ukazuje i Graf č. 388 se znázorněnými čistými dovozy jednotlivých primárních zdrojů energie.

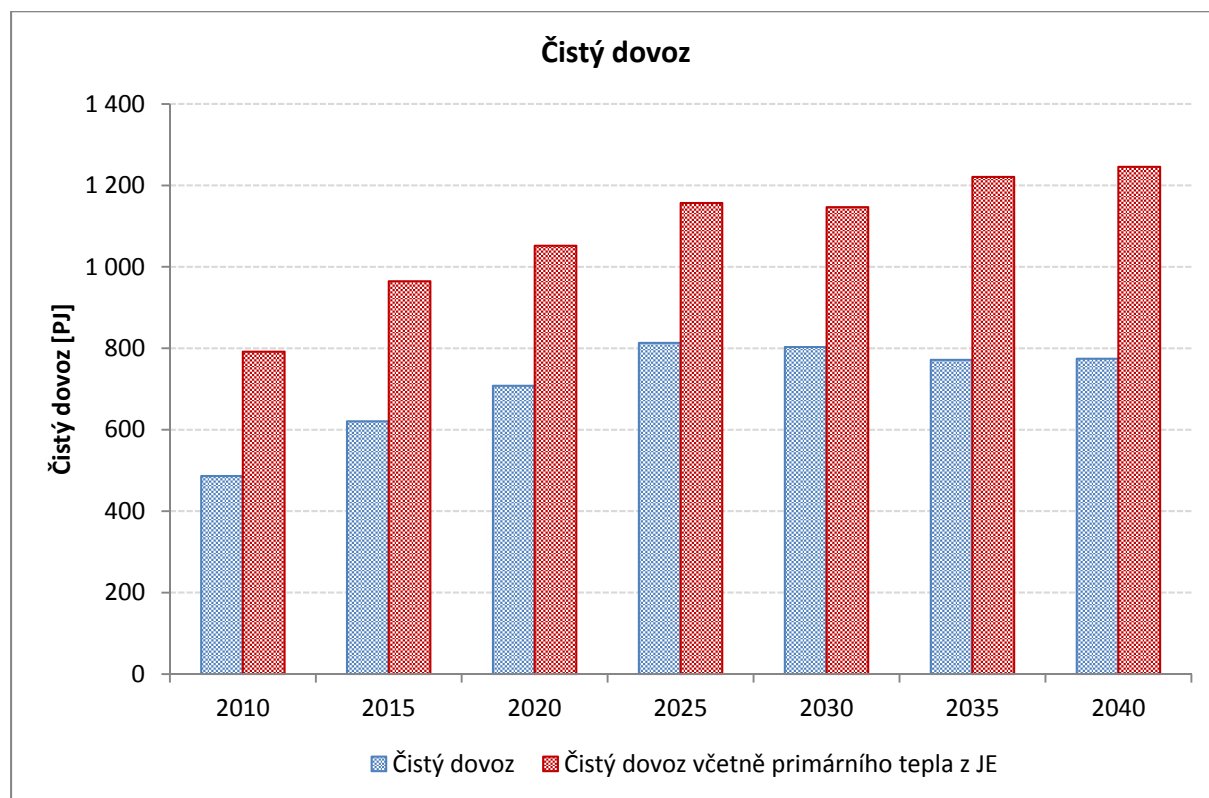
Graf č. 388: Čistý dovoz podle jednotlivých primárních zdrojů



Zdroj: Expertní analýza MPO

V souladu s metodikou IEA se do ukazatele dovozní závislosti nezahrnuje primární teplo z jaderných elektráren. I přes stále aktivní těžbu uranové rudy na území ČR, konkrétně v dole Rožná v Dolní Rožince na Žďársku, ale aktuálně neexistuje na území ČR možnost úpravy uranové rudy do podoby využitelného jaderného paliva. S ohledem na tuto skutečnost je tak palivo pro provoz tuzemských jaderných elektráren ze 100 % importováno. Ukazatel dovozní závislosti byl tedy určen variantně, a to bez zahrnutí primárního tepla z JE (což je možné ztotožnit s dovozní závislostí na fosilních zdrojích energie včetně salda elektřiny) a včetně primárního tepla z jaderných elektráren. Vývoj objemu čistého dovozu v pětiletých řezech následně ukazuje Graf č. 389.

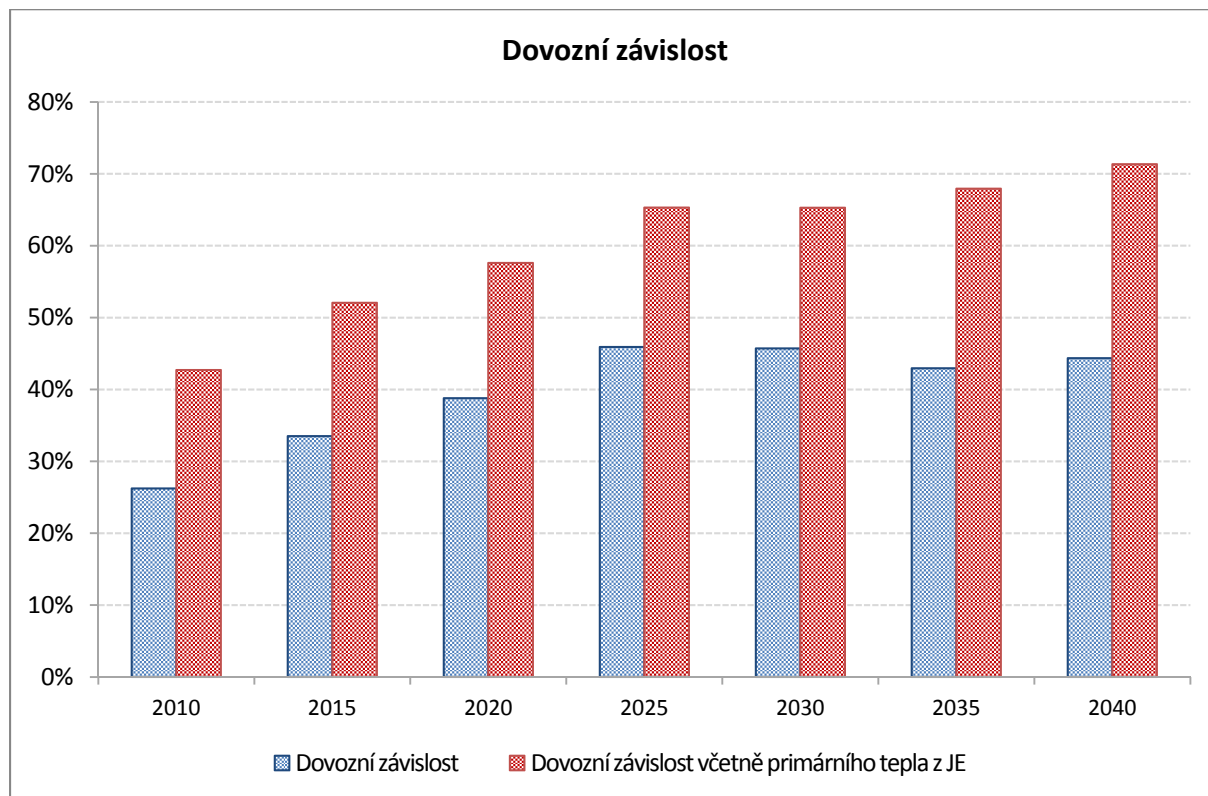
Graf č. 389: Čistý dovoz



Zdroj: *Expertní analýza MPO*

I přes významný důraz na využívání tuzemských zdrojů energie je možné očekávat postupné zvyšování dovozu energie, a s tím spojený růst ukazatele dovozní závislosti vyjádřeného jako poměr mezi dováženými a celkovými primárními energetickými zdroji. Tato skutečnost je dána především předpokladem zvyšujícího se dovozu uhlí, díky postupnému nedostatku tuzemského uhlí, a také jaderného paliva, jakožto zdroje, kterým Česká republika na svém území nedisponuje. Vývoj dovozní závislosti bez zahrnutí hodnot primárního tepla z jaderných elektráren, která indikuje podíl dovozu fosilních paliv, je dán hlavně kombinací klesajícího trendu spotřeby ropných produktů, především v dopravě, protichůdný trend dovozu uhlí a v neposlední řadě také velikostí celkové spotřeby primárních energetických zdrojů v daném roce. Výsledkem je tedy pokles dovozní závislosti z fosilních zdrojů energie v období mezi roky 2025 a 2035 s růstem v ostatních letech, jak demonstruje Graf č. 390. V případě ukazatele dovozní závislosti se zahrnutím dovozu jaderného paliva pak dochází k postupnému nárůstu až nad hodnotu 70 % v horizontu roku 2040, se stagnací mezi roky 2025 a 2030. Z rozdílného průběhu mezi oběma zobrazovanými vývoji je dále vidět zvyšující se podíl dovozu jaderného paliva na celkovém čistém dovozu následkem rozšíření celkové kapacity jaderných energetických zdrojů v České republice.

Graf č. 390: Dovožní závislost

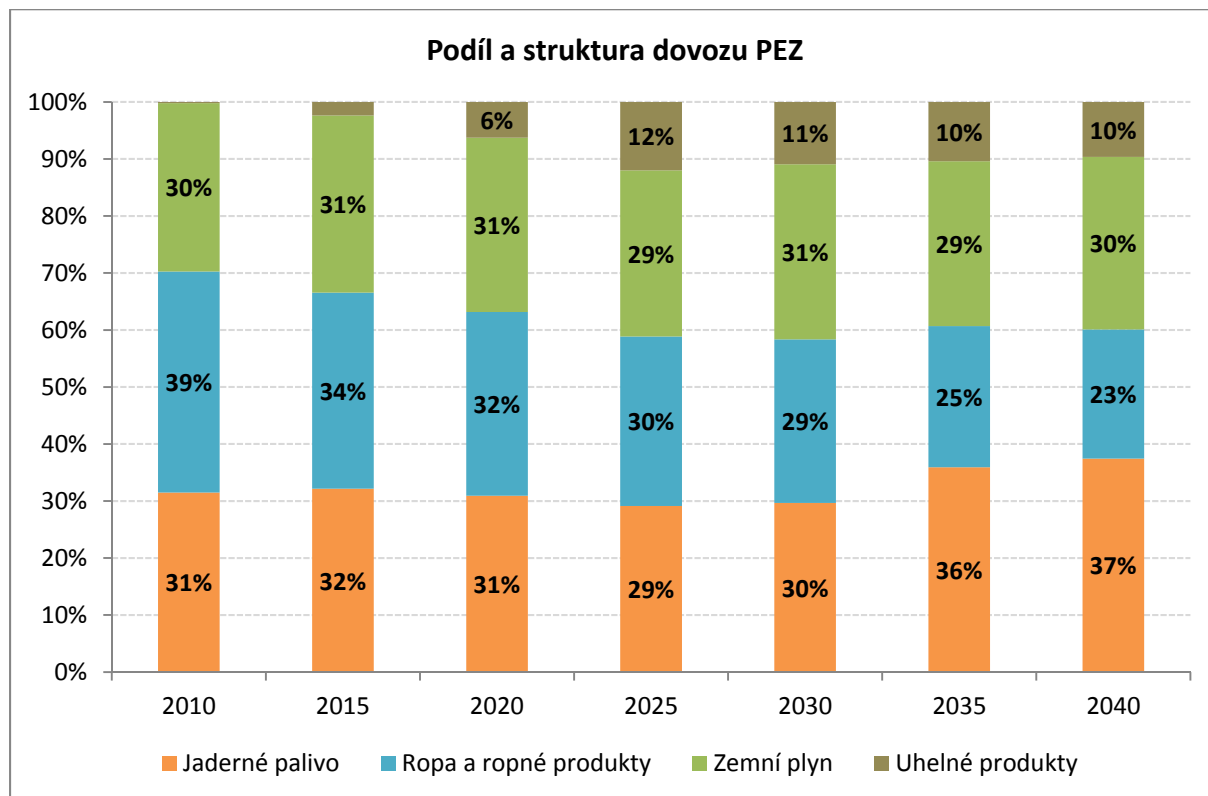


Zdroj: Expertní analýza MPO

Procentní vyjádření podílu jednotlivých primárních paliv znázorňuje Graf č. 391. Podíl dovozu primárních paliv je zde vypočten jako poměr dovozu primární energie z daného paliva vzhledem k celkovému dovozu na úrovni primárních energetických zdrojů. Mezi roky 2030 a 2035 je zřetelný nárůst dovozu primární energie obsažené v importovaném jaderném palivu, a to řádově na úroveň 36 % s následnou stagnací daného podílu do roku 2040. Podíl dovozu zemního plynu na úrovni primárních energetických zdrojů se bude dále pohybovat kolem hodnoty 30 %, přičemž v absolutním vyjádření se bude dovoz zemního plynu během celého období postupně zvyšovat. Spotřeba ropných produktů bude v závislosti hlavně na změnách v sektoru dopravy trvale klesat, a to jak v absolutním vyjádření, tak jako podíl na celkovém dovozu primárních paliv. Česká republika se také postupně stane čistým dovozcem černého uhlí, a to jak uhlí energetického, tak koksovatelného. Nejvyšší dovozy uhlí nastanou podle odhadů kolem roku 2025 s postupným mírným snížením způsobeným odstavením některých tuzemských černouhelných zdrojů. Složení dovozu zejména po roce 2025 bude přispívat k jistému zhoršení diverzifikace importu.

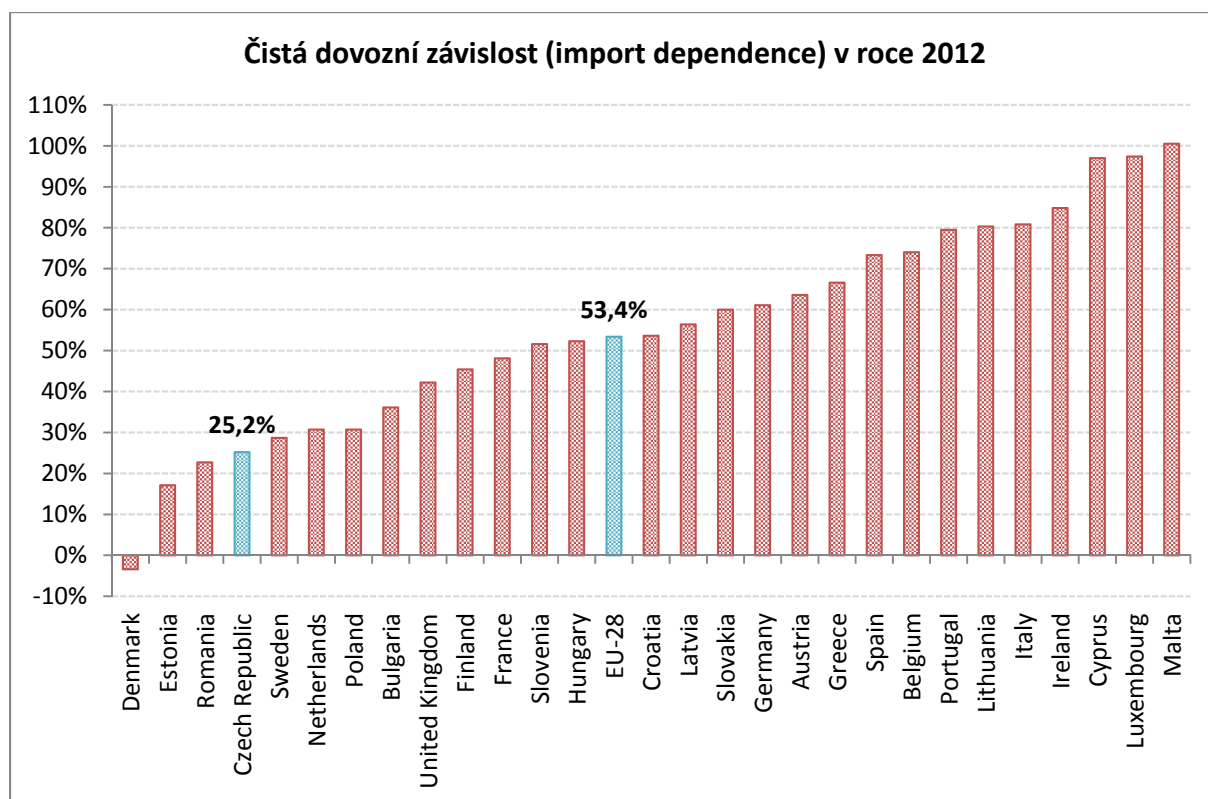
Graf č. 392 uvádí srovnání dovožní závislosti, zahrnující i dovoz do zásobníků v rámci členských států EU-28 v roce 2012. Je patrné, že v rámci EU-28 byla čistě vývozní pouze jediná země, a to Dánsko, ostatní členské země byly čistými dovozci primárních energetických zdrojů. Česká republika je pak se svými 25,2 % zemí se čtvrtou nejnižší čistou dovožní závislostí v rámci EU-28 a nachází se tak výrazně pod průměrem zemí EU-28, který v roce 2012 činil 53,4 %.

Graf č. 391: Podíl dovozu jednotlivých primárních paliv



Zdroj: Expertní analýza MPO

Graf č. 392: Čistá dovozní závislost (import dependence) v roce 2012



Zdroj: Statistika Eurostat

6.2.4 Soběstačnost v dodávkách elektřiny

Ve vztahu k zabezpečení dostatečného zásobování státu energiemi je jedním z nejdůležitějších ukazatelů soběstačnost v dodávkách elektřiny, jejíž hodnota v daném roce je stanovena jako podíl hrubé výroby elektřiny a hrubé domácí spotřeby elektřiny v odpovídajícím roce:

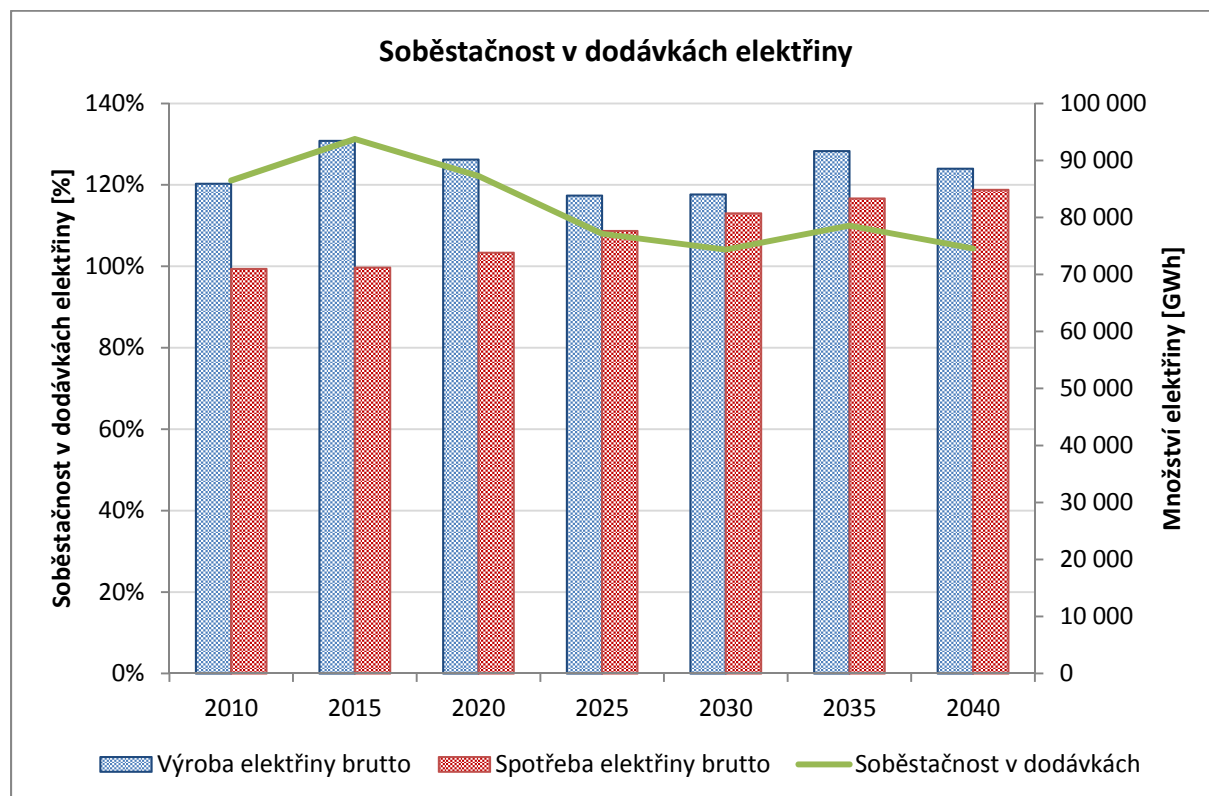
$$SEE = \frac{TBV}{TBS} \cdot 100\%$$

kde:

<i>SEE</i>	Soběstačnost v dodávkách elektřiny [%].
<i>TBV</i>	Tuzemská brutto výroba elektřiny [GWh].
<i>TBS</i>	Tuzemská brutto spotřeba elektřiny [GWh].

Jak ukazuje Graf č. 393, velikost přebytku výroby elektrické energie nad spotřebou mezi lety 2015 až 2030 se bude, vlivem postupně rostoucí spotřeby elektřiny, zejména na straně velkoodběru a v oblasti elektromobility, postupně snižovat až na prakticky vyrovnanou bilanci a poté bude jeho vývoj v podstatě kopírovat vývoj tuzemské výroby elektřiny, přičemž hodnota míry soběstačnosti v zajištění dodávek elektřiny tuzemskými zdroji se bude, zejména díky předpokládanému a spouštění nových jaderných bloků, pohybovat poměrně těsně nad hranicí 100 % až do roku 2040.

Graf č. 393: Soběstačnost v dodávkách elektřiny



Zdroj: Expertní analýza MPO

6.2.5 Výkonová přiměřenost

S ohledem na zajištění energetické bezpečnosti státu je klíčové, aby zdrojová základna odpovídala za všech okolností bezpečnostním požadavkům představovaným mezinárodními standardy ENTSO-E systémové a výkonové přiměřenosti. Výkonová přiměřenost je stanovena jako zbývající kapacita v elektrizační soustavě, která je určena rozdílem mezi spolehlivě dostupnou kapacitou v elektrizační soustavě (ES) v daném roce a zatížením v referenčním bodě podle vztahu:

$$RC = RAC - (P_{Load} - P_{LoadM}) = NGC - UC - (P_{Load} - P_{LoadM})$$

kde:

RC	Zbývající kapacita [MW].
RAC	Spolehlivě dostupná kapacita [MW].
P_{Load}	Zatížení [MW].
P_{LoadM}	Potenciál pro snížení zatížení [MW].
NGC	Čistá výrobní kapacita [MW].
UC	Nedostupná kapacita [MW].

Ukazatel je tedy vyhodnocován na základě platné metodiky ENTSO-E definované pro zpracovávání zprávy *Scenario Outlook and Adequacy Forecast (SOAF)*, která požaduje pravidelné vyhodnocování výkonové a výrobní přiměřenosti pro různé scénáře a vize vývoje elektroenergetiky na základě výhledů pro spotřebu elektrické energie a její výrobu z jednotlivých typů zdrojů stanovených v rámci příslušných národních referenčních dokumentů.

Podrobné výsledky analýzy výkonové přiměřenosti provedené na základě předpokládaného scénáře vývoje výroby elektřiny a tří scénářů spotřeby elektrické energie v ČR pro období do roku 2040 uvádí Tabulka č. 129. V souladu s metodikou ENTSO-E jsou znázorněny vždy tři hodnoty pro každý uvedený rok vždy pro třetí středu měsíce ledna a časy 11:00 dopoledne a 7:00 večer a pro třetí středu měsíce července a čas 11:00 dopoledne. Z uvedených hodnot je vidět hlavně postupný nárůst zatížení, největší samozřejmě v případě vysokého scénáře spotřeby elektřiny, a dále pak postupný nárůst velikosti nedostupné kapacity, zapříčiněný zejména nárůstem instalovaného výkonu ve zdrojích s nestabilní dodávkou, který v kombinaci s přibližně stejnou hodnotou celkového instalovaného výkonu ve sledovaných letech určuje klesající trend spolehlivě dostupné kapacity v elektrizační soustavě. Vlivem snižování podílu zdrojů základního zatížení na celkovém instalovaném výkonu, daného především odstavením starých vysoce emisních zdrojů a nedostatkem hnědého uhlí, zejména vlivem ukončení těžby na lomu ČSA, v kombinaci s pozdější výstavbou nových nízko emisních zdrojů v rámci základního zatížení představovaných novými jadernými zdroji, tedy dochází k výraznému poklesu zbývající kapacity, která by mohla být využita pro vyrovnávání neočekávaných výpadků v soustavě na úrovni ČR, kolem roku 2030. Její hodnoty pro jednotlivé scénáře spotřeby elektřiny potom uvádí také Graf č. 394, Graf č. 395 a Graf č. 396. Ty také indikují skutečnost, že na konci sledovaného horizontu by již volná zbývající kapacita, především v průběhu měsíců na počátku jednotlivých let, tedy v době s nejméně příznivými podmínkami z hlediska vysoké spotřeby elektrické energie, nemusela být dostatečně vysoká k pokrytí systémového zatížení v těchto obdobích.

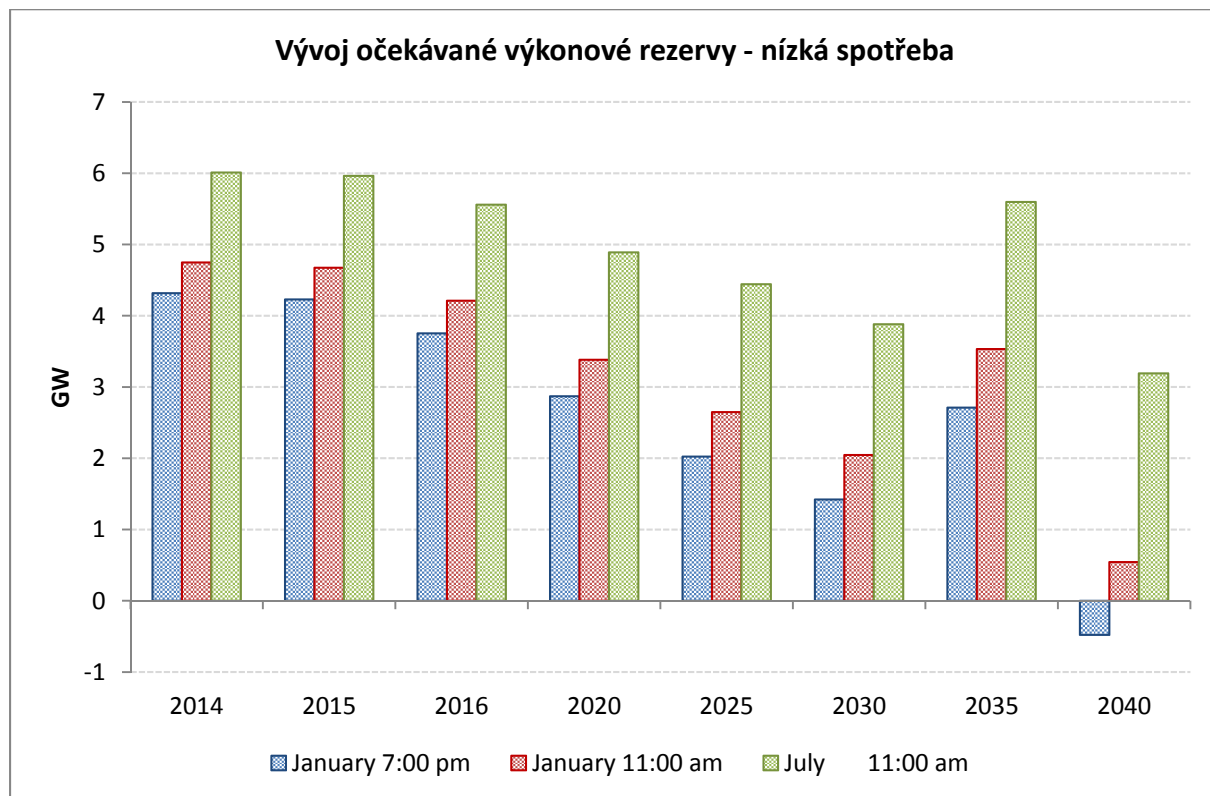
Tabulka č. 129: Vývoj hodnot výkonových kapacit

Výkonová kapacita [GW]	2014	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Čistá výrobní kapacita							
3. středa - leden 11:00 dopoledne	20,83	20,88	20,32	20,12	19,83	20,83	21,01
3. středa - leden 7:00 večer	20,83	20,88	20,32	20,12	19,83	20,83	21,01
3. středa - červenec 11:00 dopoledne	20,83	20,88	20,32	20,12	19,83	20,83	21,01
Nedostupná kapacita							
3. středa - leden 11:00 dopoledne	6,21	6,30	6,70	6,81	6,97	8,30	9,13
3. středa - leden 7:00 večer	6,64	6,75	7,21	7,58	7,59	9,13	10,16
3. středa - červenec 11:00 dopoledne	6,75	6,82	7,06	7,02	7,11	8,25	8,56
Spolehlivě dostupná kapacita							
3. středa - leden 11:00 dopoledne	14,62	14,58	13,62	13,23	12,86	14,52	11,88
3. středa - leden 7:00 večer	14,19	14,14	13,11	12,61	12,24	13,70	10,86
3. středa - červenec 11:00 dopoledne	14,08	14,06	13,26	13,10	12,72	14,58	12,46
Zatížení - nízká spotřeba							
3. středa - leden 11:00 dopoledne	9,88	9,91	10,24	10,59	10,82	10,99	11,34
3. středa - leden 7:00 večer	9,88	9,91	10,24	10,59	10,82	10,99	11,34
3. středa - červenec 11:00 dopoledne	8,07	8,10	8,37	8,65	8,84	8,98	9,26
Zatížení - referenční spotřeba							
3. středa - leden 11:00 dopoledne	9,89	9,97	10,46	11,18	11,70	12,10	12,40
3. středa - leden 7:00 večer	9,89	9,97	10,46	11,18	11,70	12,10	12,40
3. středa - červenec 11:00 dopoledne	8,09	8,15	8,55	9,14	9,56	9,89	10,13
Zatížení - vysoká spotřeba							
3. středa - leden 11:00 dopoledne	9,88	10,02	10,81	11,78	12,57	13,25	13,77
3. středa - leden 7:00 večer	9,88	10,02	8,84	11,78	12,57	13,25	13,77
3. středa - červenec 11:00 dopoledne	8,08	8,19	8,84	9,63	10,27	10,83	11,25
Zbývající kapacita - nízká spotřeba							
3. středa - leden 11:00 dopoledne	4,75	4,67	3,38	2,65	2,05	3,53	0,54
3. středa - leden 7:00 večer	4,32	4,23	2,87	2,02	1,42	2,71	-0,48
3. středa - červenec 11:00 dopoledne	6,01	5,96	4,89	4,44	3,88	5,60	3,19
Zbývající kapacita - referenční spotřeba							
3. středa - leden 11:00 dopoledne	4,73	4,62	3,16	2,05	1,16	2,42	-0,52
3. středa - leden 7:00 večer	4,30	4,17	2,65	1,43	0,53	1,60	-1,54
3. středa - červenec 11:00 dopoledne	5,99	5,92	4,71	3,96	3,16	4,69	2,32
Zbývající kapacita - vysoká spotřeba							
3. středa - leden 11:00 dopoledne	4,74	4,57	2,81	1,46	0,29	1,27	-1,89
3. středa - leden 7:00 večer	4,31	4,12	2,29	0,83	-0,33	0,45	-2,91
3. středa - červenec 11:00 dopoledne	6,00	5,88	4,42	3,47	2,45	3,75	1,20

Zdroj: Podkladová data (MPO); ČEPS a.s.

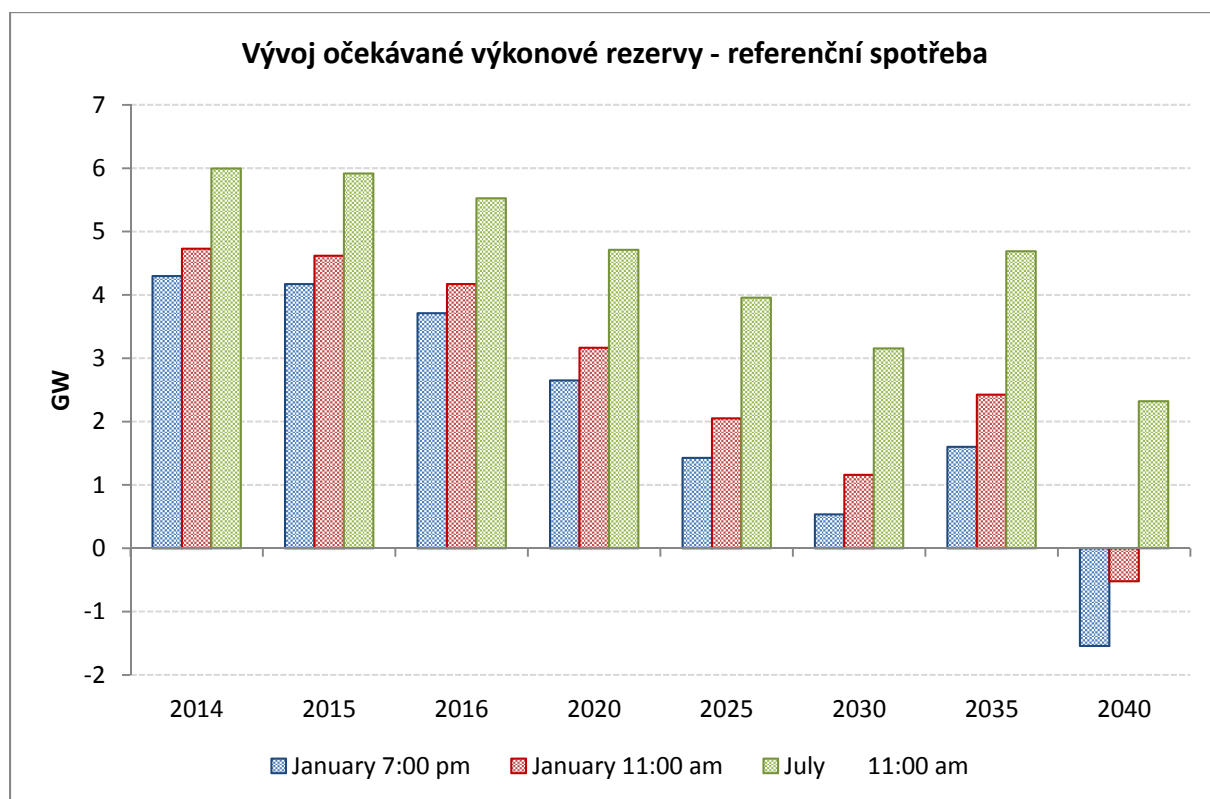
Z krátkodobého hlediska lze tento problém vyřešit dovozem elektrické energie ze zahraničí. Větší komplikace však mohou nastat v případě realizace scénáře EU2020, mezi jehož základní předpoklady patří zejména naplnění cílů EU pro výrobu elektrické energie z obnovitelných zdrojů do roku 2020, naplnění cílů Národních akčních plánů pro využití OZE v jednotlivých členských státech či podobných vládních dokumentů nebo národních politik pro utlumování podílu výroby z fosilních paliv. V tomto případě totiž celý středoevropský region vychází v zimních obdobích z hlediska výroby elektrické energie simultánně jako deficitní a mohla by tedy nastat situace, že dodatečnou kapacitu chybějící v tuzemské elektrizační soustavě nebude možné kapacitou ze zahraničí nahradit.

Graf č. 394: Výkonová přiměřenost – nízká spotřeba



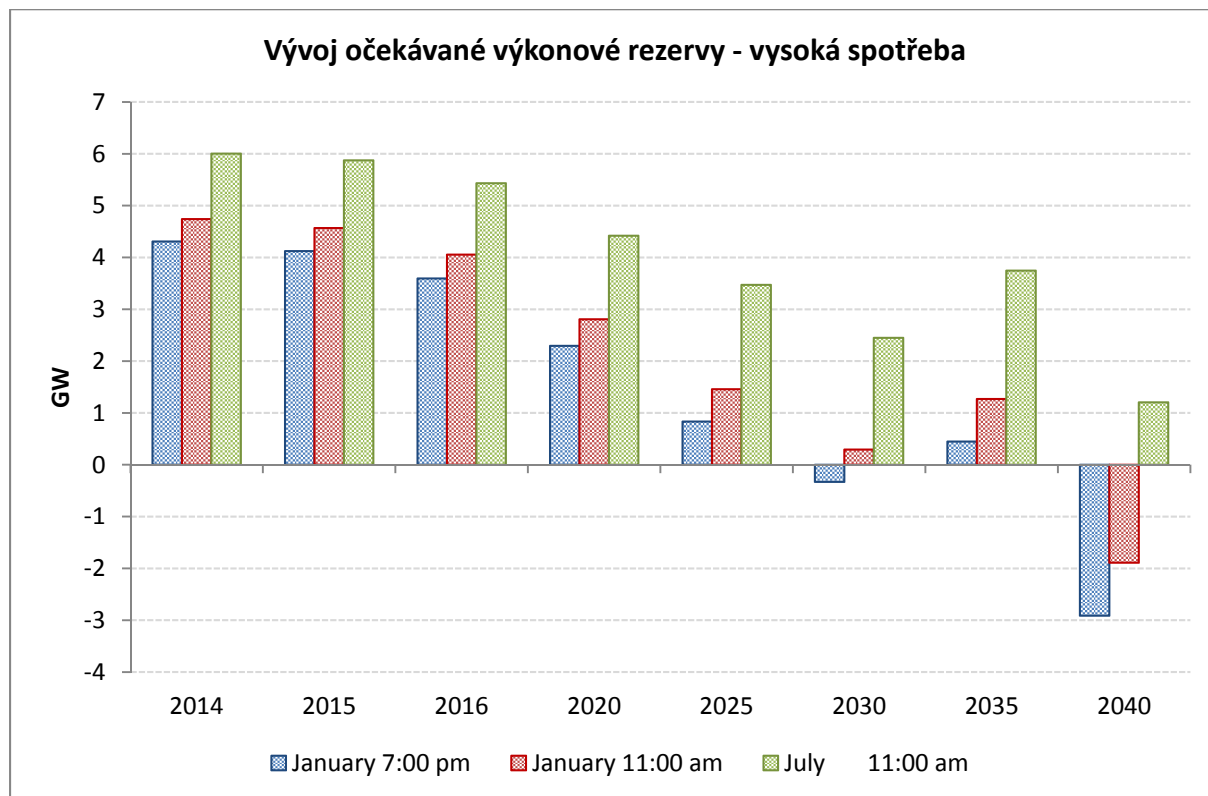
Zdroj: Podkladová data (MPO); ČEPS a.s.

Graf č. 395: Výkonová přiměřenost – referenční spotřeba



Zdroj: Podkladová data (MPO); ČEPS a.s.

Graf č. 396: Výkonová přiměřenost – vysoká spotřeba



Zdroj: Podkladová data (MPO); ČEPS a.s.

Zpráva ENTSO-E upozorňuje, že jedině ve scénáři, který reflektuje narovnání energetického trhu a ekonomickou smysluplnost výstavby nových zdrojů elektřiny, je dosaženo přebytkové výkonové bilance v souladu s požadavky na SOAF. V případě, že by již nedošlo k výstavbě žádných nových systémových zdrojů základního zatížení nad rámec těch, které jsou již nyní ve výstavbě, došlo by v ČR po roce 2030 ke ztrátě schopnosti tuzemské výroby pokrýt domácí spotřebu. Pro referenční velikost spotřeby elektřiny použitou v optimalizovaném scénáři se bude bilance výroby a spotřeby elektřiny, za předpokladu výstavby nových jaderných bloků po roce 2030, udržovat po celé sledované období v přebytkovém stavu, přičemž vývozní saldo by se mělo pohybovat stabilně nad hodnotou 2 500 GWh a po roce 2025 by měla jeho velikost nabývat hodnot řádově mezi 3 až 11 % tuzemské spotřeby elektřiny brutto. V případě, že by se spotřeba elektrické energie vyvíjela podle vysokého scénáře, byla by tato bilance nedostatková již mezi lety 2029 až 2033 a následně po roce 2037, přičemž na konci sledovaného horizontu, tedy v roce 2040, by dovozní saldo činilo více než 5 % tuzemské spotřeby elektřiny brutto dané vysokým scénářem.

Obdobný problém by, s ohledem na zajištění spolehlivosti a vysoké kvality dodávek elektřiny, mohl nastat i v případě, že by z jakéhokoliv důvodu musely být před rokem 2030 odstaveny bloky jaderné elektrárny Dukovany. V takovém případě by bylo nutné zajistit jejich nahrazení dřívější výstavbou nových jaderných, případně jiných systémových, zdrojů odpovídajícího výkonu, než je předpokládáno v optimalizovaném scénáři ASEK.

6.3 Dopady ASEK na konkurenceschopnost

6.3.1 Diskontované náklady na zajištění energie

Náklady na zajištění energie v daném roce jsou stanoveny jako součet prostředků vynaložených v souvislosti se zabezpečením dodávek energie v odpovídajícím roce, tedy palivových nákladů na výrobu elektřiny a tepla, stálých a ostatních proměnných nákladů na provoz všech zdrojů elektřiny a tepla, investičních nákladů do zdrojů a infrastruktury, nákladů na realizaci úspor a nákladů na dovoz PEZ. Výše diskontovaných nákladů na zajištění energie se následně určí takto:

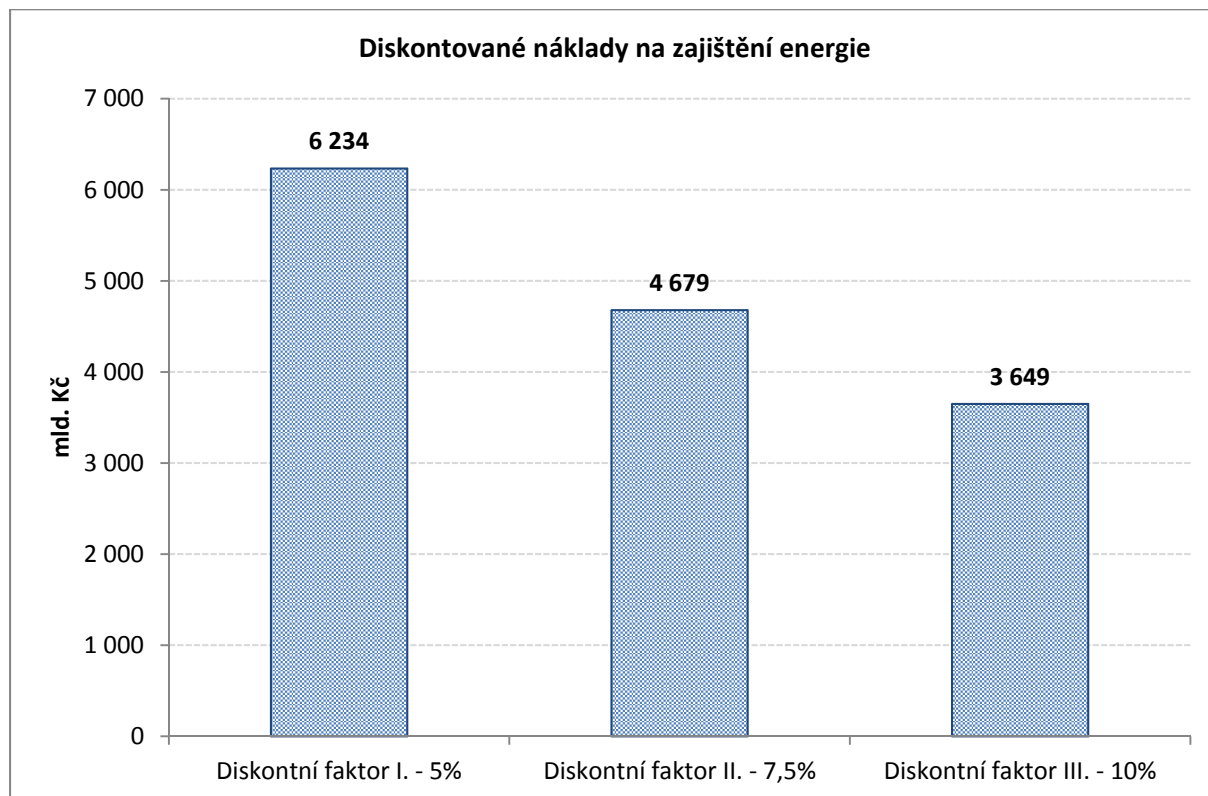
$$DCF = \sum_{j=1}^N \frac{CF_j}{(1 + DF)^j}$$

kde:

DCF	Diskontované náklady k danému roku (<i>discounted cash flow</i>) [mil. Kč].
DF	Diskontní faktor odpovídající bezrizikové výnos. míře a rizikové přírážce [%].
CF_j	Náklady (<i>cash flow</i>) v daném roce j [mil. Kč].
N	Celkový počet let, na který jsou diskontované náklady kvantifikovány [-].

Diskontované náklady zahrnují náklady na provoz palivového mixu, a to jak variabilní náklady (zejména palivové a ostatní provozní), tak fixní provozní náklady a investiční náklady. Dále jsou zahrnuty investice do infrastruktury přenosových a distribučních sítí, náklady na energetické úspory a v neposlední řadě náklady na dovoz PEZ. Z důvodu velké citlivosti na použitý diskontní faktor byly zvoleny tři scénáře vývoje diskontovaných nákladů v závislosti na zvolené velikosti diskontního faktoru. Náklady vztažené (diskontované) k referenčnímu roku 2010 ukazuje Graf č. 397.

Graf č. 397: *Diskontované náklady na zajištění energie*



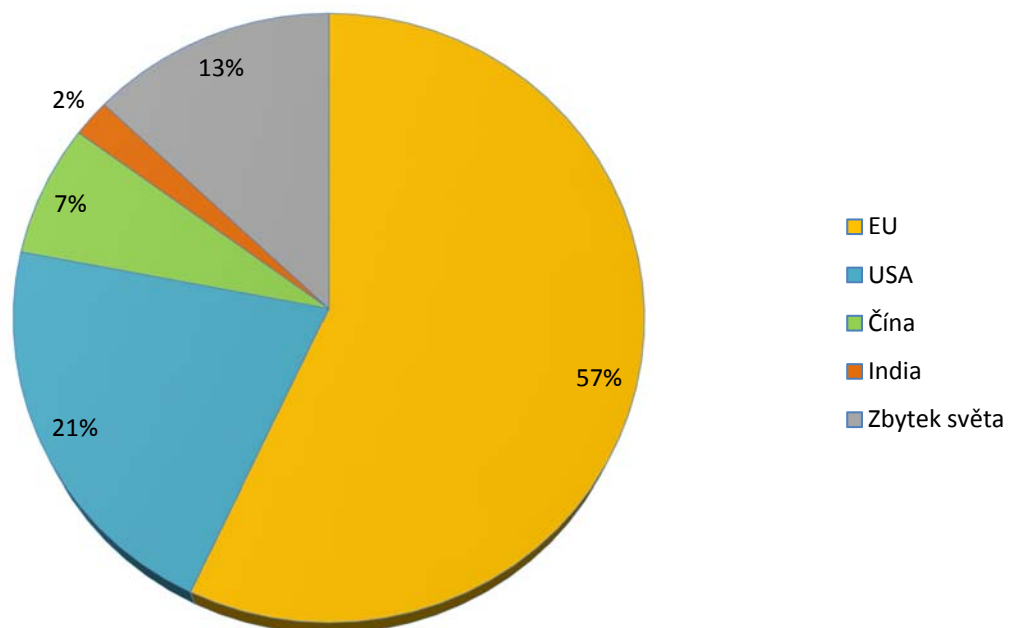
Zdroj: Expertní analýza MPO

6.3.2 Ceny energií ve srovnání s globálními konkurenty

Ceny energií jsou v současné době jedním z hlavních determinantů růstu průmyslové základny státu. Vlastní energetické zdroje a regulace konečných cen ze strany vlády vedou k přílivu domácích i zahraničních investic. Pro Evropu jsou vysoké ceny energie v porovnání s globálními ekonomickými konkurenty obzvláště rizikové. Zatímco v dnešní době se Evropa podílí na vývozu energeticky náročného zboží 36 %, do roku 2035 podle WEO 2013 tento podíl za předpokladu současných evropských politik (jednostranný boj s klimatickými změnami, masivní podpora OZE, nezájem na těžbě uhlovodíků nekonvenčními způsoby) klesne až o 10 % - viz Graf č. 400.

Graf č. 398 uvádí podporu na obnovitelné zdroje dle regionů v roce 2012. Dotace na OZE se v roce 2012 zvýšily na 101 mld. USD, více než polovinu z toho tvoří EU, za stávajících podmínek by se do roku 2035 měly více než zdvojnásobit.

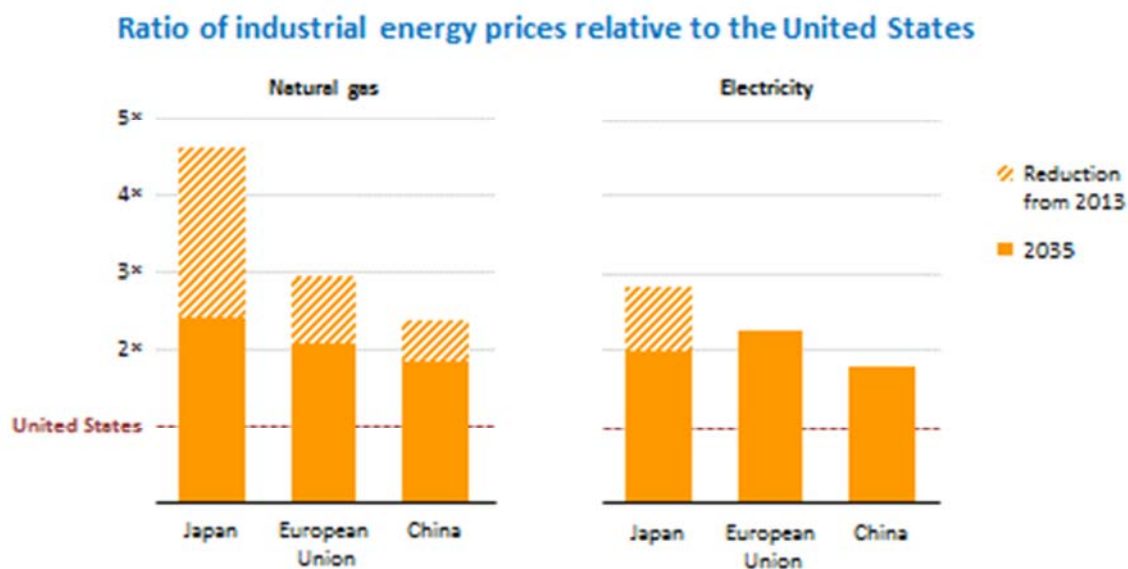
Graf č. 398: Podpora OZE dle regionů v roce 2012



Zdroj: F. Birol (2014) Prezentace WEO 2013 v Praze, 7. 1. 2014

Graf č. 399 demonstruje, že vlivem těžby plynu z břidlic došlo k výraznému *spreadu* cen zemního plynu v neprospěch EU. Jak upozorňují ale analytici IEA, vlivem vysokých nákladů na zkapalnění, přepravu a následnou plynofikaci, ani větší liberalizace a integrace trhu s plynem zcela cenový *spread* mezi EU a USA neodstraní.

Graf č. 399: Srovnání cen ropy a elektřiny pro průmysl

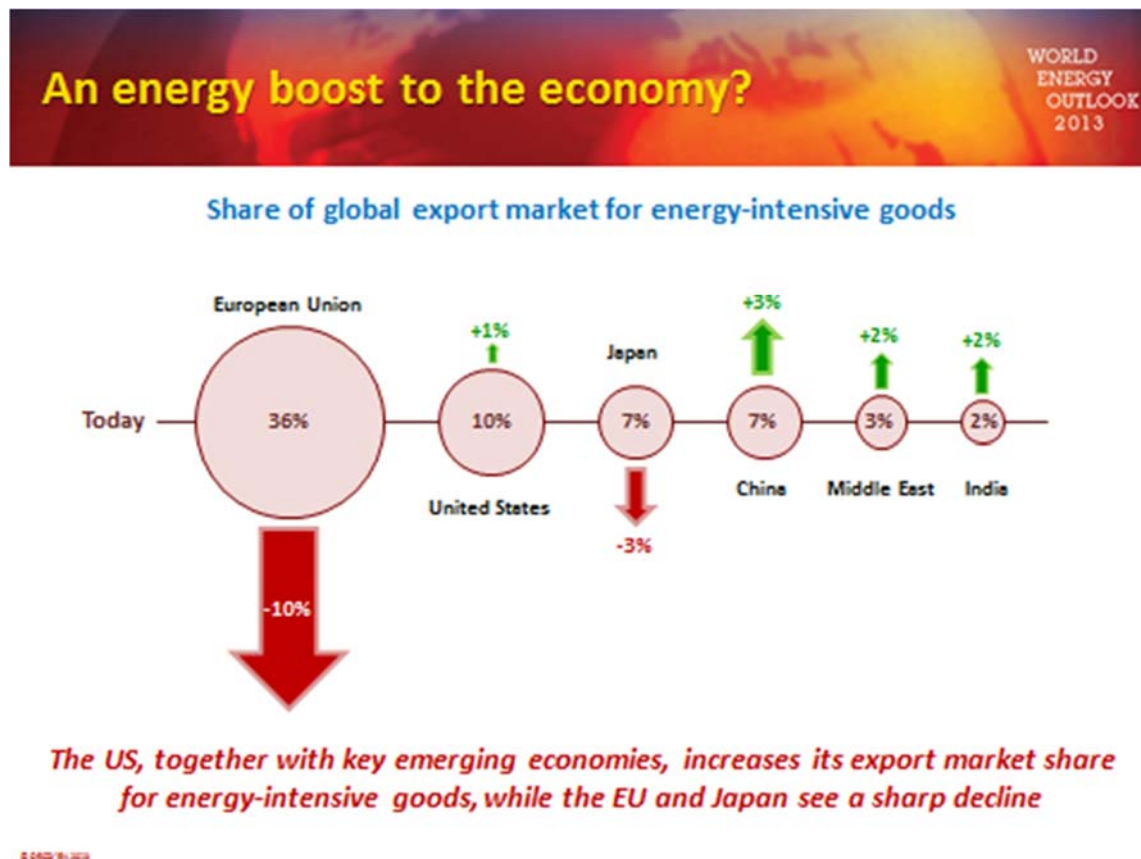


Regional differences in natural gas prices narrow from today's very high levels but remain large through to 2035; electricity price differentials also persist

© IAEA/IEA 2013

Zdroj: F. Birol (2014) Prezentace WEO 2013 v Praze, 7. 1. 2014

Graf č. 400: Podíly světového exportního trhu pro energeticky intenzivní výrobu



Zdroj: F. Birol (2014) Prezentace WEO 2013 v Praze, 7. 1. 2014

6.3.2.1 Zemní plyn

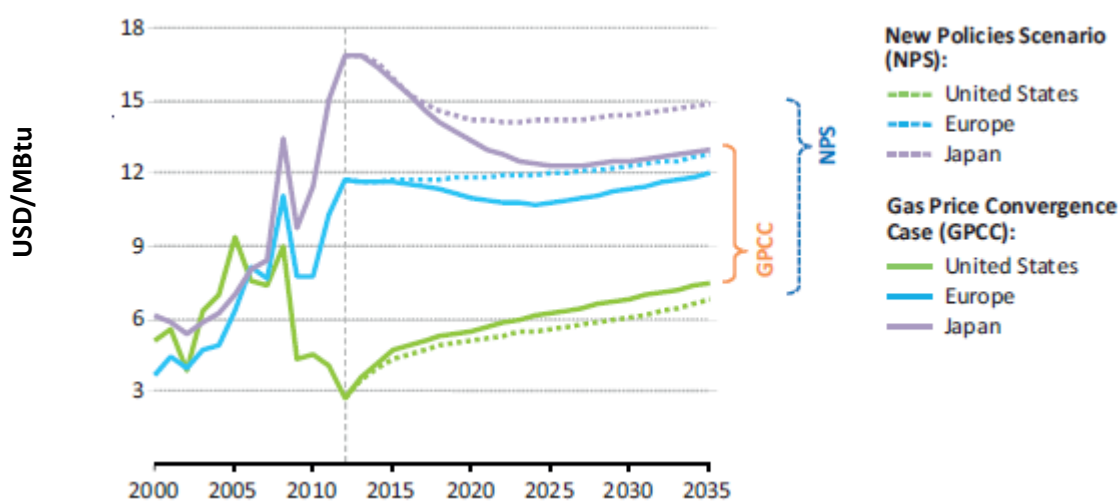
IEA ve WEO 2013 předpokládá do roku 2035 razantní proměnu trhu s plynem. Ceny zemního plynu by se do budoucna neměly regionálně tak dramaticky lišit. Přesto základem pro příznivé ceny energií pro průmysl zůstanou dostatečné zásoby domácích energetických zdrojů. Typickým případem jsou Spojené státy. Bohaté zásoby břidličného plynu dokázaly razantně snížit náklady průmyslových podniků a jeho cena se víceméně ustálila okolo 5 dolarů za tisíc kubických stop. Do roku 2035 má být cena plynu na evropském trhu dvojnásobná (v současnosti cca trojnásobná), v Číně se dostat pod dvojnásobek oproti USA (v současnosti téměř 2,25 násobná) a nejdramatičtější změna se očekává u Japonska, kde má poměr cen plynu klesnout ze 4,5 násobku na 2,3 násobek. Předpokladem pro vyrovnávání cen na regionálních trzích s plynem je příslušný rozvoj LNG infrastruktury a využívání nekonvenčních zásob plynu v jednotlivých oblastech.

Tabulka č. 130: Náklady na dopravu a konverzi LNG v roce 2020

Náklady na dopravu a konverzi LNG [Kč/GJ]	Z USA do Evropy		Z USA do Japonska	
	Nízké	Vysoké	Nízké	Vysoké
Zkapalnění	63,3	95,0	63,3	95,0
Lodní doprava	21,1	52,8	42,2	73,9
Zplynění	6,3	10,6	6,3	10,6
Celkem	90,7	158,3	111,8	179,4

Zdroj: World Energy Outlook (IEA, 2013)

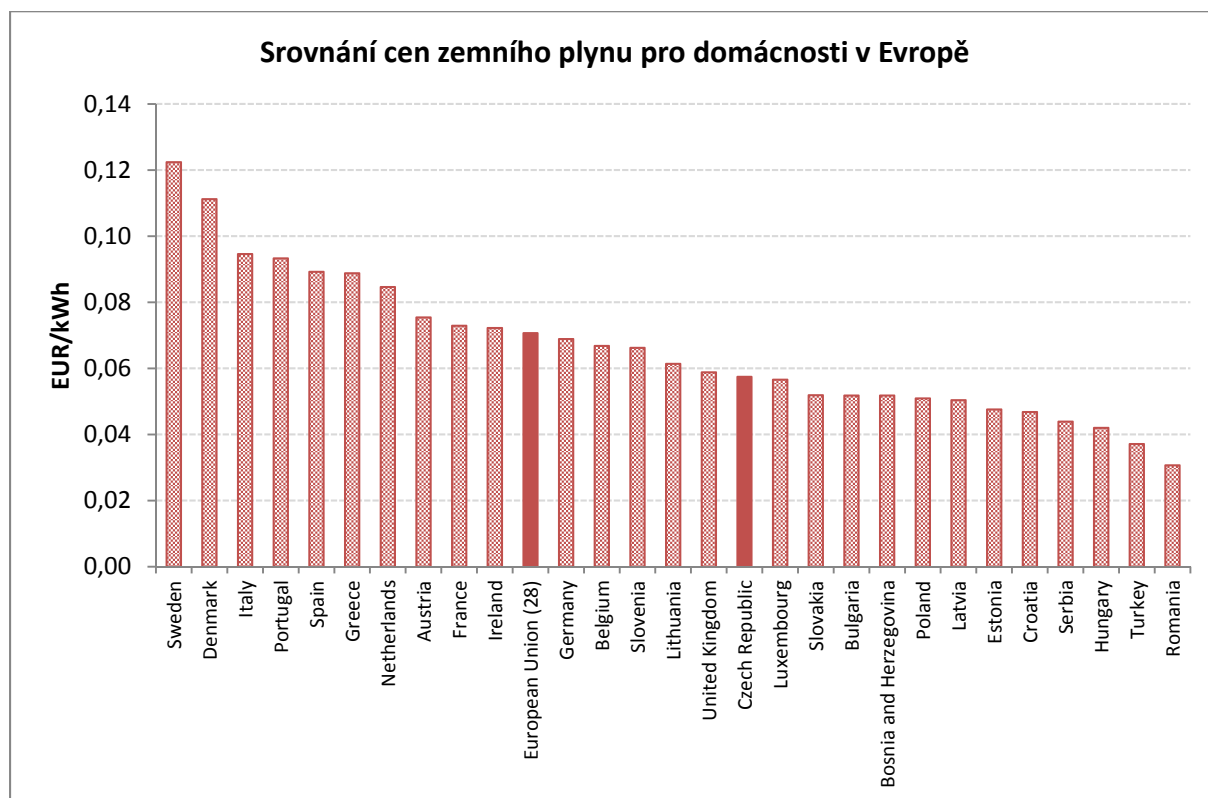
Graf č. 401: Konvergence cen zemního plynu na základě New Policies Scenario



Zdroj: World energy outlook (IEA, 2013)

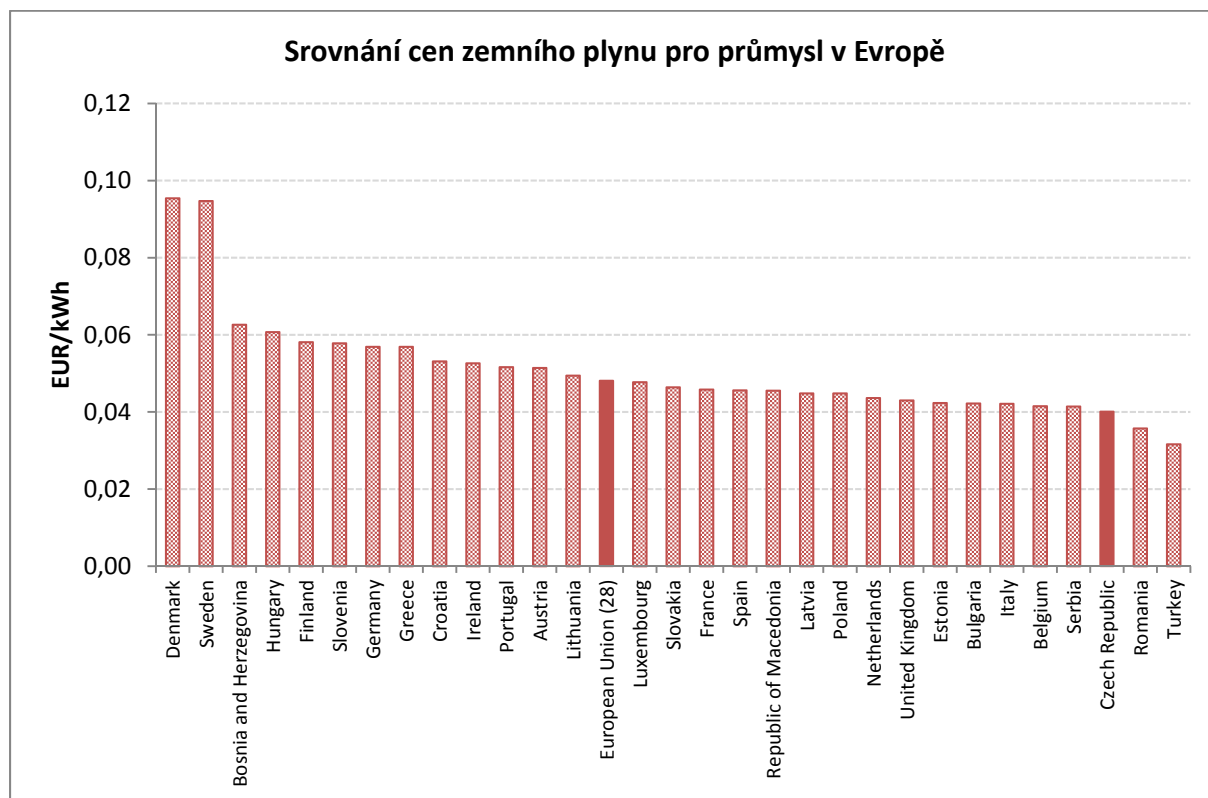
Graf č. 402 - Graf č. 405 uvádějí srovnání ceny zemního plynu v Evropě pro domácnosti a průmysl. V tomto ohledu je však nutné upozornit, že se jedná o srovnání nezohledňující paritu kupní síly.

Graf č. 402: Srovnání cen zemního plynu pro domácnosti v Evropě v roce 2013 včetně daní



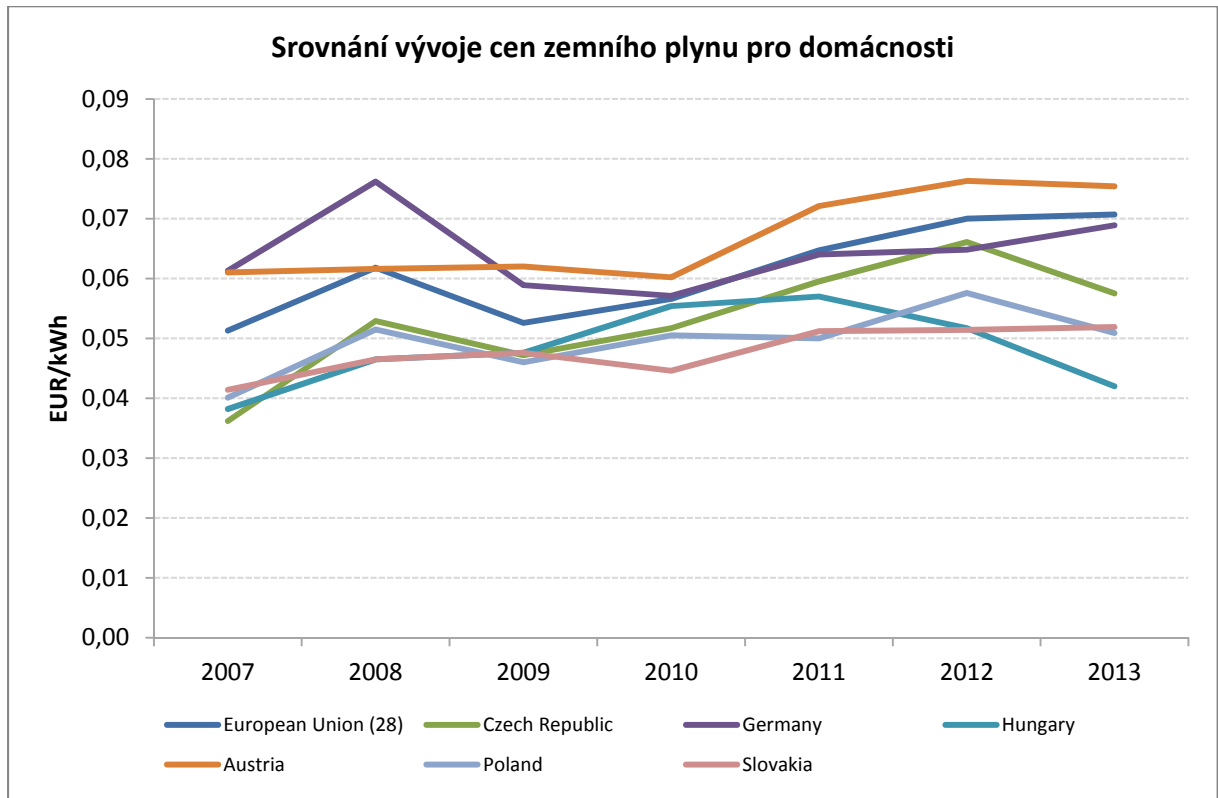
Zdroj: Statistika Eurostat

Graf č. 403: Srovnání cen zemního plynu pro průmysl v Evropě v roce 2013 včetně daní



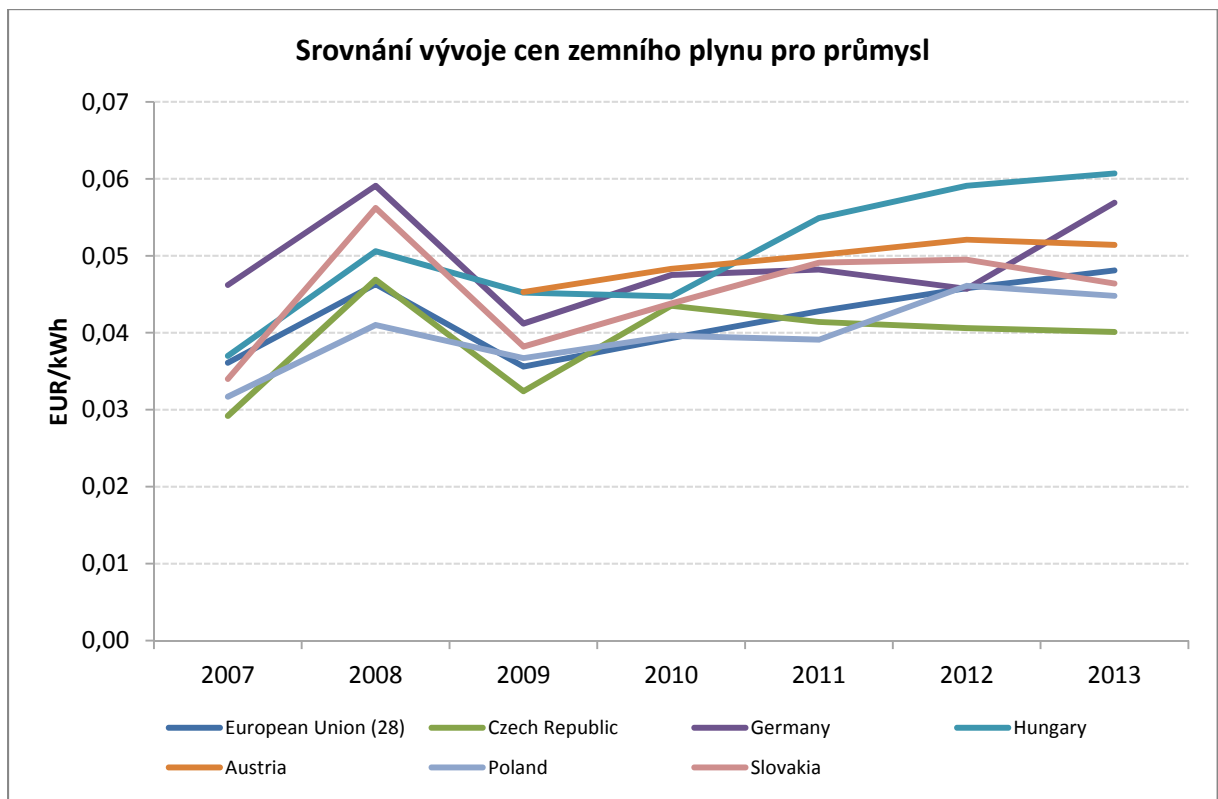
Zdroj: Statistika Eurostat

Graf č. 404: Srovnání vývoje cen zemního plynu pro domácnosti v Evropě včetně daní



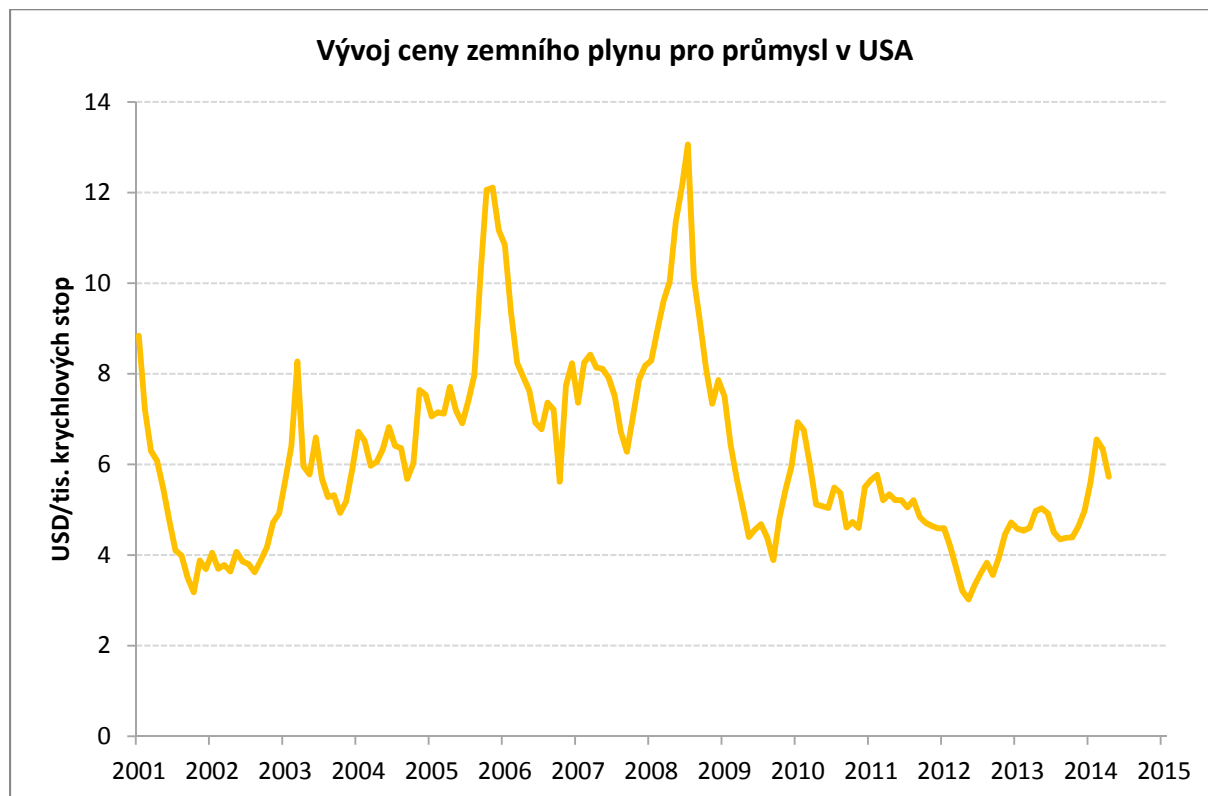
Zdroj: Statistika Eurostat

Graf č. 405: Srovnání vývoje cen zemního plynu pro průmysl v Evropě včetně daní



Zdroj: Statistika Eurostat

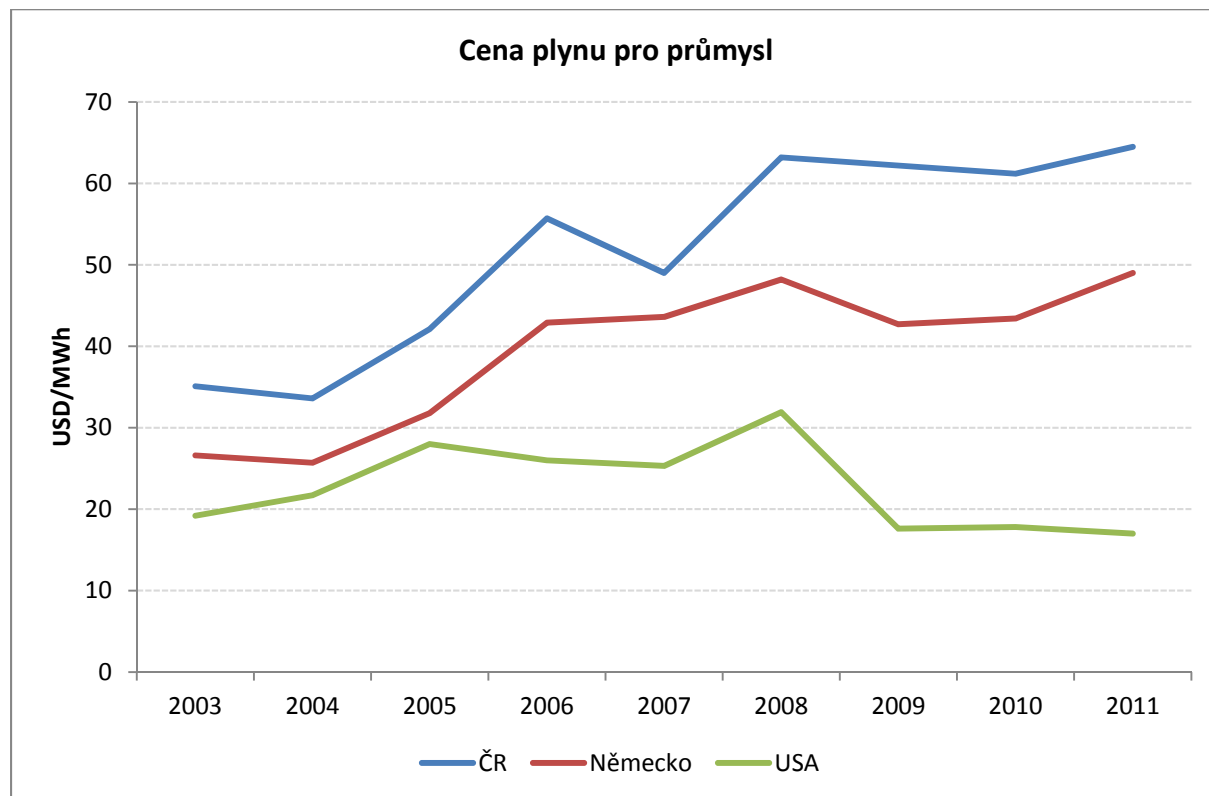
Graf č. 406: Vývoj ceny zemního plynu pro průmysl v USA



Zdroj: Statistika EIA (2014)

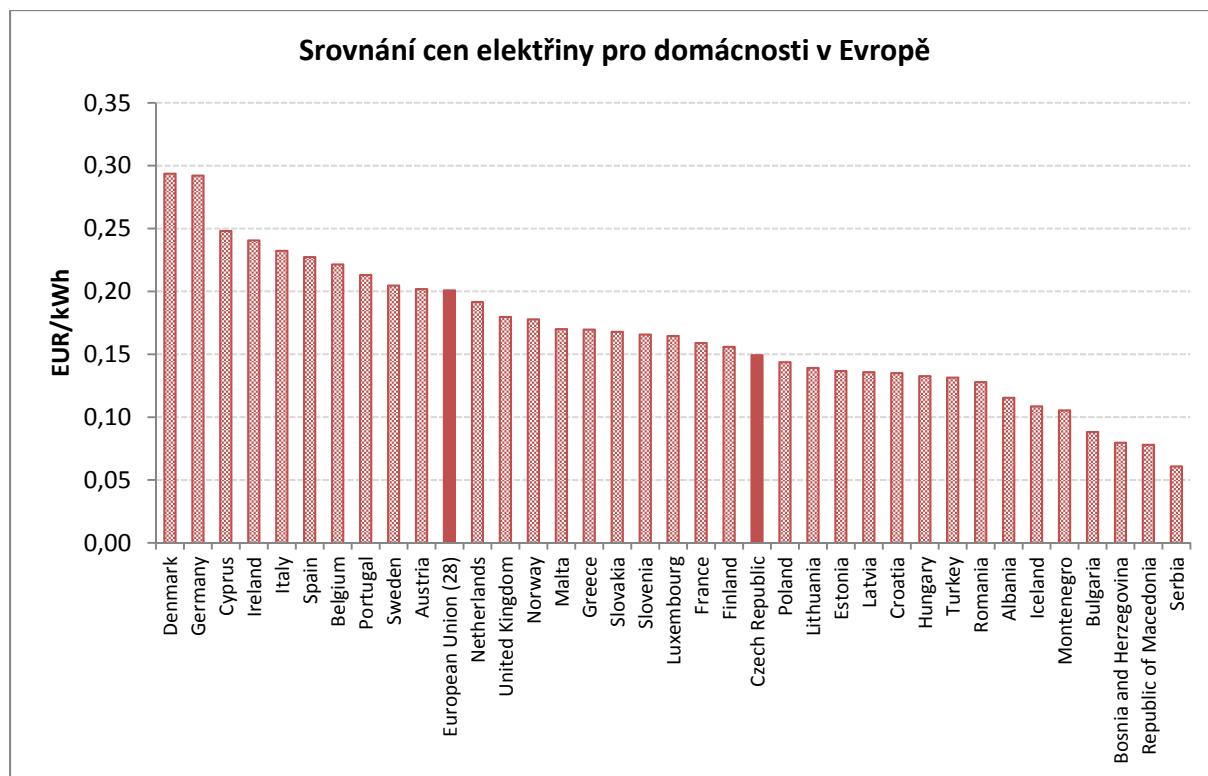
Podle statistik IEA (*Energy Prices and Taxes, Volume 2012 Issue 4: Fourth Quarter 2012*) je ve srovnání s ČR cena plynu v USA méně než třetinová. Zatímco v USA se v roce 2011 průměrně pohybovala okolo 17 USD za MWh, v ČR přesahovala 62 USD za MWh. Důvodem je rozmach domácí těžby břidličného plynu, větší likvidita amerického trhu a naopak mechanismus cenotvorby zemního plynu v EU (dlouhodobé kontrakty a neexistence většího hubu).

Graf č. 407: Srovnání cen zemního plynu pro průmysl (se zohledněním parity kupní síly)

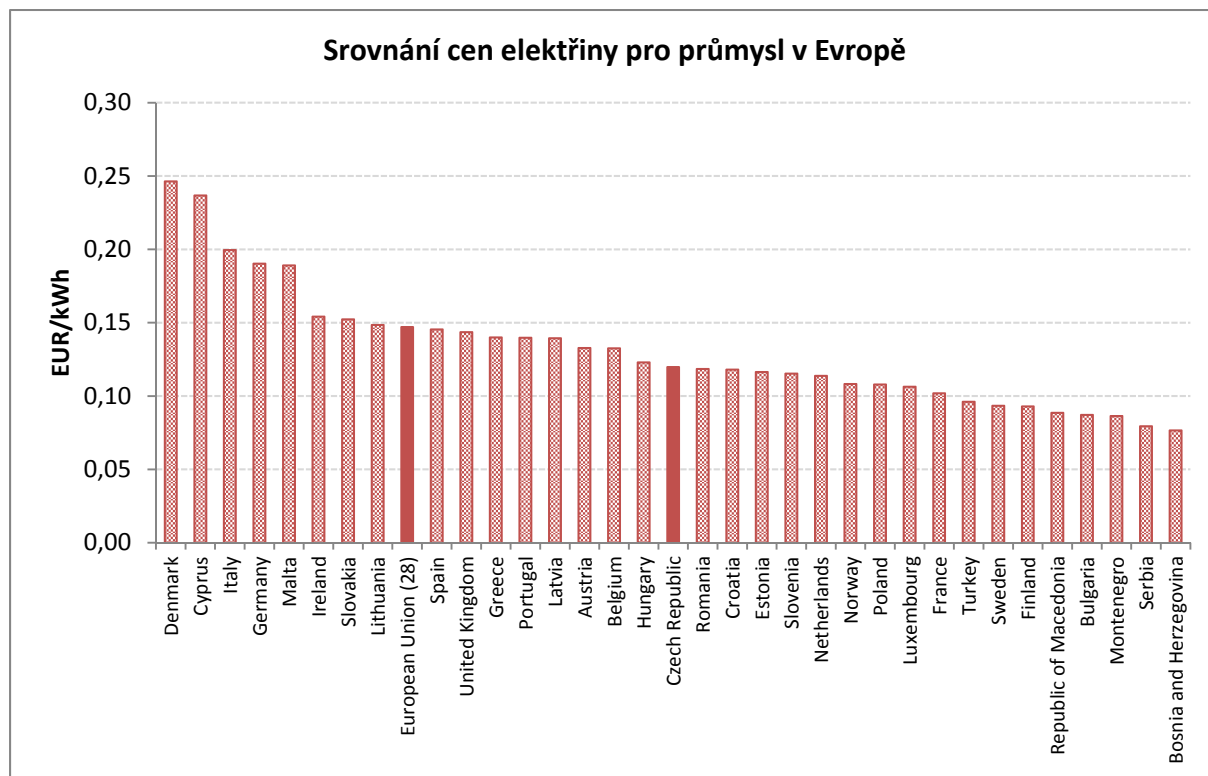


Zdroj: *Energy Prices and Taxes, Volume 2012 Issue 4: Fourth Quarter 2012 (2013)*

Cena zemního plynu pro čínské průmyslové závody je závislá na zdroji dodávek v konkrétním regionu. Zatímco ceny v regionech s dodávkami turkmenského plynu či domácích nalezišť začínají na 30 USD za MWh, na jihu země, kde je hlavním zdrojem australské a katarské LNG, mohou dosahovat až 85 USD za MWh (dokument *Gas Pricing and Regulation: China's Challenges and IEA Experience*). Čínský silně regulovaný trh s plynem čeká zásadní cenová reforma, která by měla přinést v první řadě liberalizaci obchodu s plynem a následně i nižší ceny pro koncové zákazníky. Nicméně její realizaci a následnou implementaci musí obstarat ústřední vláda v Pekingu a je pravděpodobné, že v některých případech může narazit na silný odpor regionálních vlád.

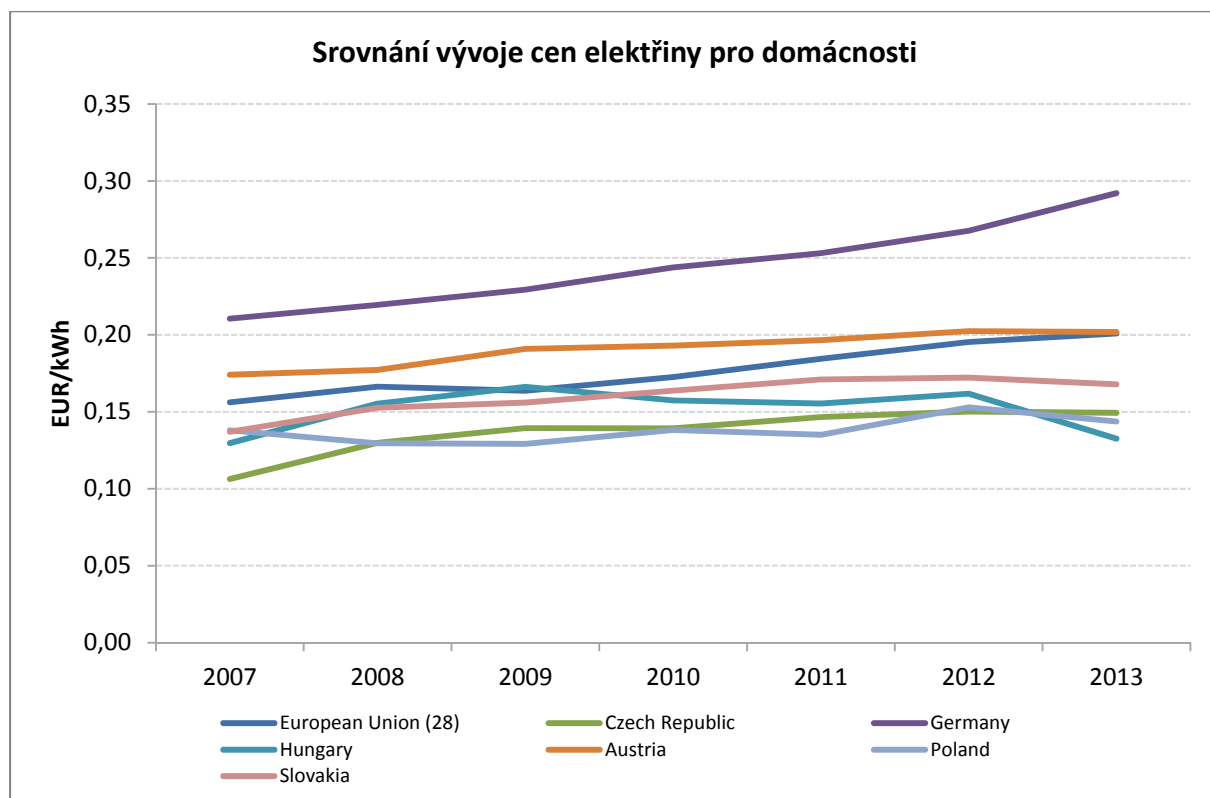
Graf ř. 408: Srovnání cen elektřiny pro domácnosti v Evropě v roce 2013 včetně daní

Zdroj: Statistika Eurostat

Graf ř. 409: Srovnání cen elektřiny pro průmysl v Evropě v roce 2013 včetně daní

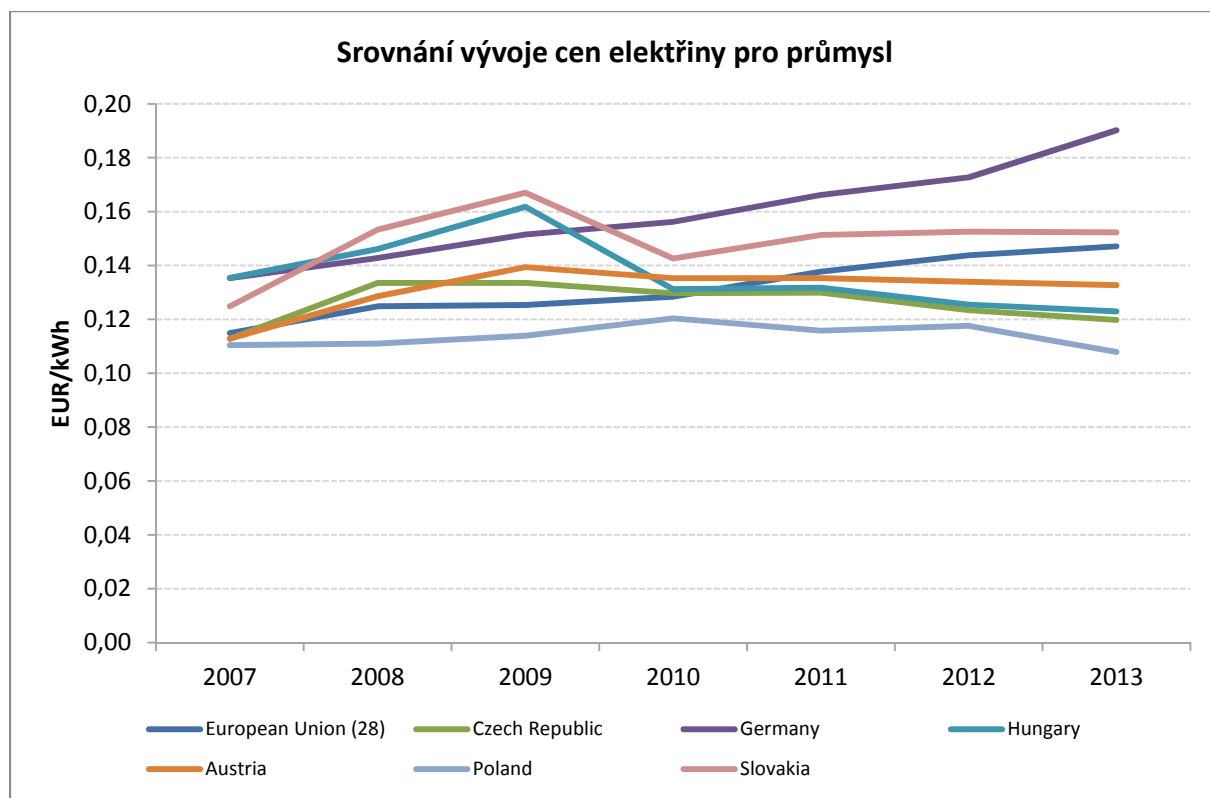
Zdroj: Statistika Eurostat

Graf č. 410: Srovnání vývoje cen elektřiny pro domácnosti v Evropě včetně daní



Zdroj: Statistika Eurostat

Graf č. 411: Srovnání vývoje cen elektřiny pro průmysl v Evropě včetně daní

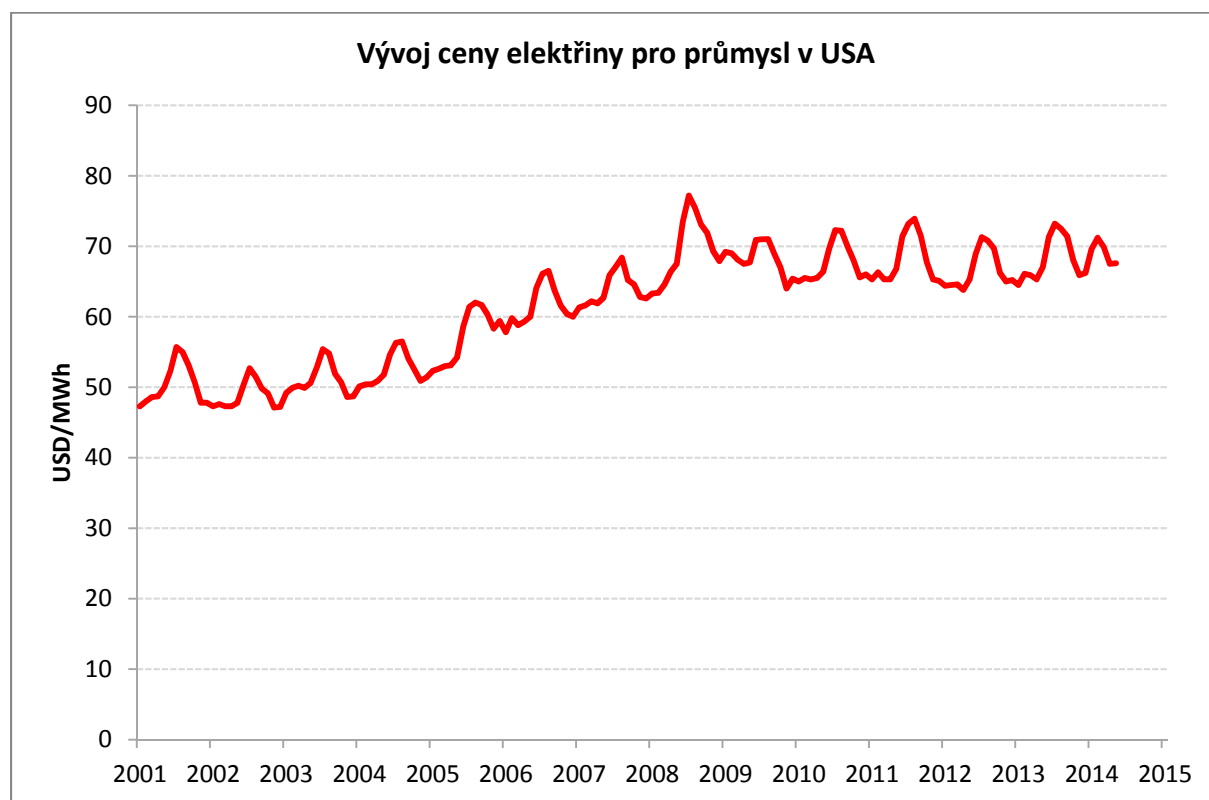


Zdroj: Statistika Eurostat

Graf č. 408 - Graf č. 411 uvádí srovnání cen elektřiny pro průmysl a domácnosti. Opět je však nutné zdůraznit, že ceny nezohledňují kupní sílu obyvatelstva a nejsou tedy přepočteny na paritu kupní síly. V případě, že by byla zohledněna kupní síla obyvatelstva, přepočtené ceny by pravděpodobně byly vyšší, než jak jsou uvedeny v grafech výše.

Oproti ceně plynu je vývoj cen elektrické energie pro průmysl v USA takřka konstantní. Nepatrně se zvedaly mezi lety 2004 – 2008 a od té doby se drží na takřka konstantní ceně mezi 6 a 7,5 centy za kWh. Stejně jako u zemního plynu je cena elektřiny oproti ČR téměř trojnásobně nižší.

Graf č. 412: Vývoj ceny elektřiny pro průmysl v USA

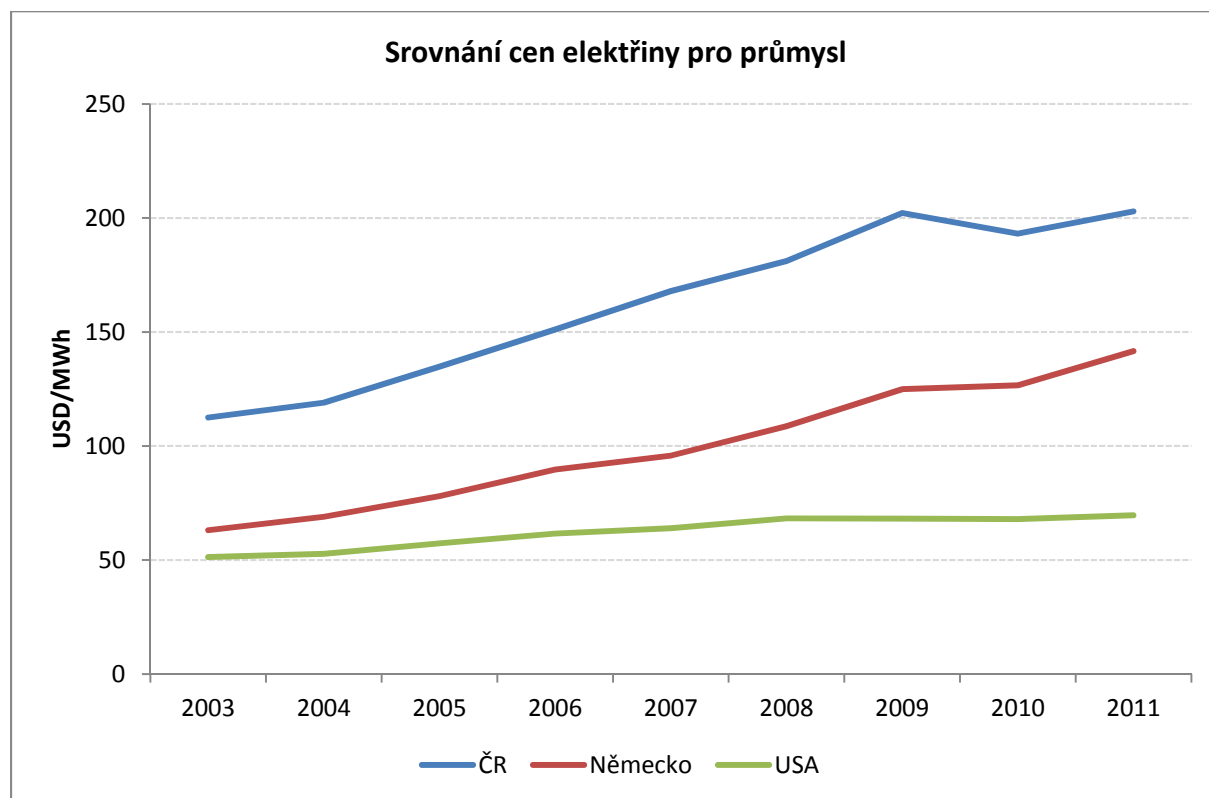


Zdroj: Statistika EIA (2014)

Cenu elektrické energie v Německu zásadně ovlivnila formulace nové energetické politiky SRN – Energiewende v roce 2011 a s tím spojené strategické rozhodnutí německé vlády odstavit všechny jaderné elektrárny bezprostředně po havárii v japonské elektrárně Fukušima – Daiči. Velkoobchodní cena elektrické energie klesá a konečná cena, naopak, díky dotacím na obnovitelné zdroje stoupá. Náklady na dotování OZE, které mají stávající jaderné reaktory nahradit, však nesou domácnosti³⁹. Německé energeticky náročné průmyslové podniky jsou od zvláštních poplatků za OZE částečně nebo úplně osvobozeny. Nová reforma zákona o obnovitelných zdrojích energie z července 2014 tyto výjimky i nadále zachovává. Z důvodu tohoto osvobození je cena elektřiny pro průmysl až o třetinu nižší než v případě ČR.

³⁹ Příspěvek na obnovitelné zdroje tvoří až 14 % ceny elektřiny pro domácnosti v SRN (dokument *Energy Policies of IEA Countries: Germany 2013 Review*)

Graf č. 413: Srovnání cen elektřiny pro průmysl (se zohledněním parity kupní síly)



Zdroj: IEA 2013b: 375

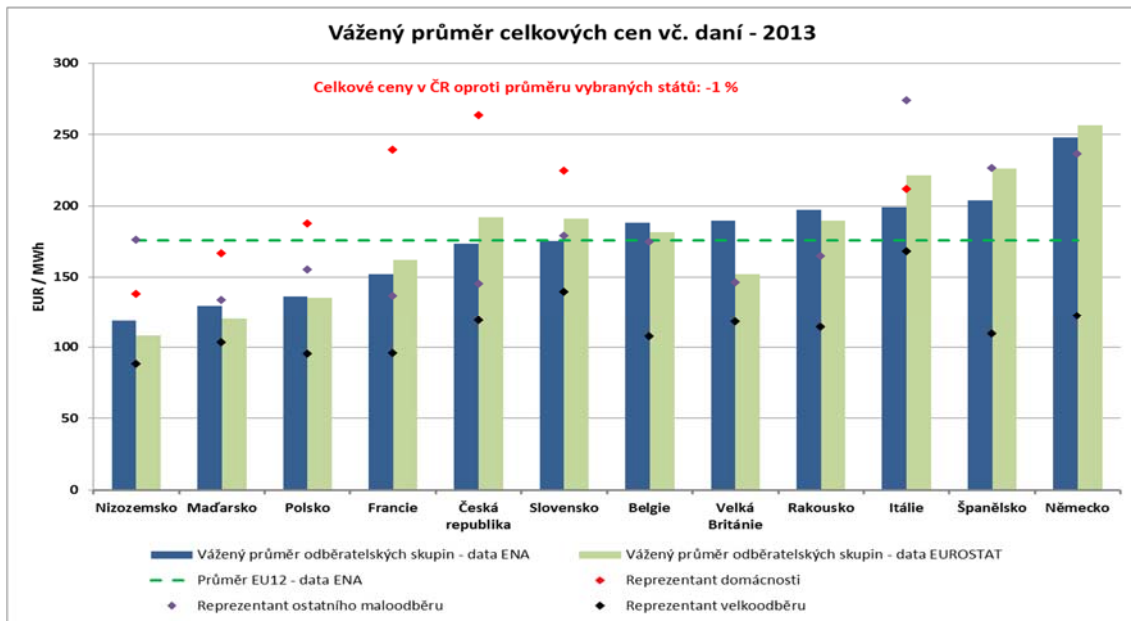
Podobně jako u zemního plynu je trh s elektřinou v Číně silně regulovaný. Přesná data pro určení ceny elektřiny jsou velmi těžko dohledatelná. Jako srovnání může posloužit statistika velkoobchodní ceny elektřiny z WEO 2013. Podle těchto dat je nejnižší sledovaná cena v USA (64 USD/MWh), následuje Čína (108 USD/MWh) a nejvyšší velkoobchodní cena ze sledovaných je průměr EU (122 USD/MWh).

Následující část textu vychází z expertní studie MPO z roku 2013 s názvem „Analýza cen elektřiny, jejich složek a jejich porovnání se srovnatelnými státy EU včetně návrhu na řešení možných opatření na snížení cen“ (MPO, prosinec 2013).

Srovnání celkových cen elektřiny včetně daní v následujících grafech vychází ze tří typů spotřebitelů – domácnosti, podnikatelský maloobchěr (obojí na hladině nn) a velkoobchěr (na hladinách vn nebo vvn). Česká republika se nachází pod průměrem vybraných zemí ve všech případech spotřeb a se zvyšováním spotřeby se nepřímě úměrně dostává hlouběji pod tento průměr (u nízké spotřeby činí rozdíl -1%, u vysoké již -9%).

Graf č. 414 ukazuje **nízké spotřeby** typových skupin: spotřeba domácností 0,6 MWh/rok, spotřeba podnikatelů 8 MWh/rok, velkoobchodní spotřeba na hladině vn se spotřebou 1 250 MWh/rok.

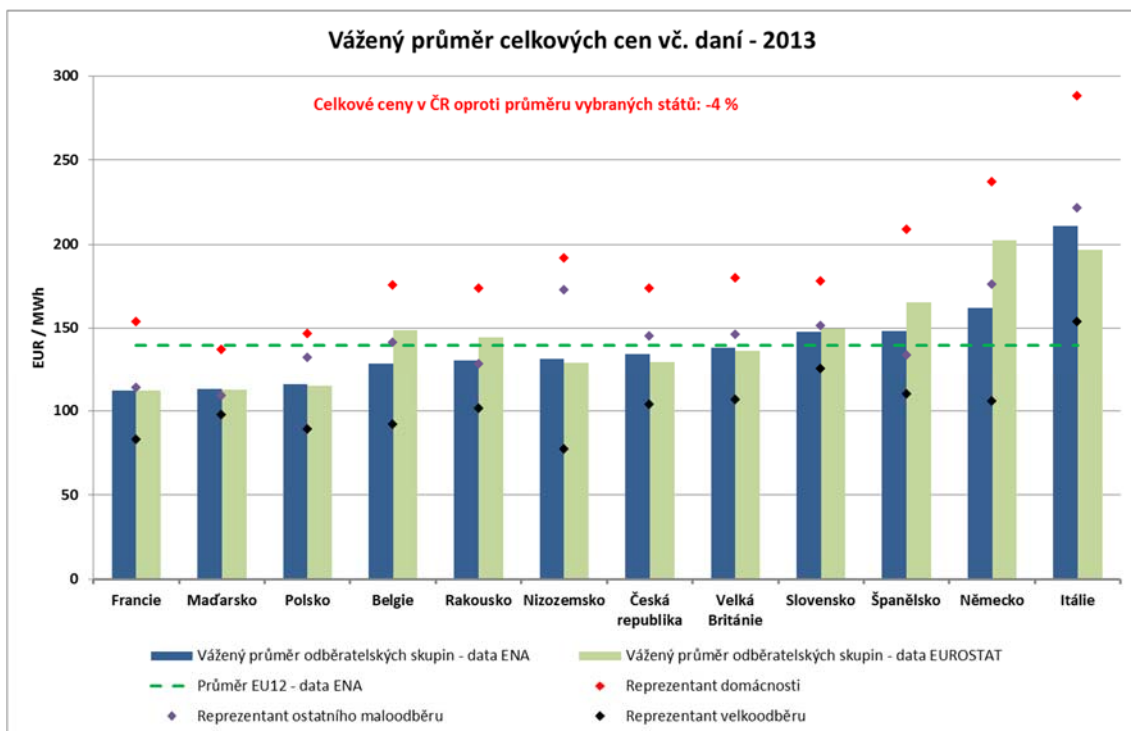
Graf č. 414: Vážený průměr celkových cen vč. daní – 2013 (-1 %)



Zdroj: MPO (2013)

Graf č. 415 ukazuje **střední spotřeby** typových skupin: spotřeba domácností 3,5 MWh/rok, dvoutarifní sazba, spotřeba podnikatelů 20 MWh/rok, dvoutarifní sazba, velkooběratelé na hladině vn se spotřebou 10 000 MWh/rok.

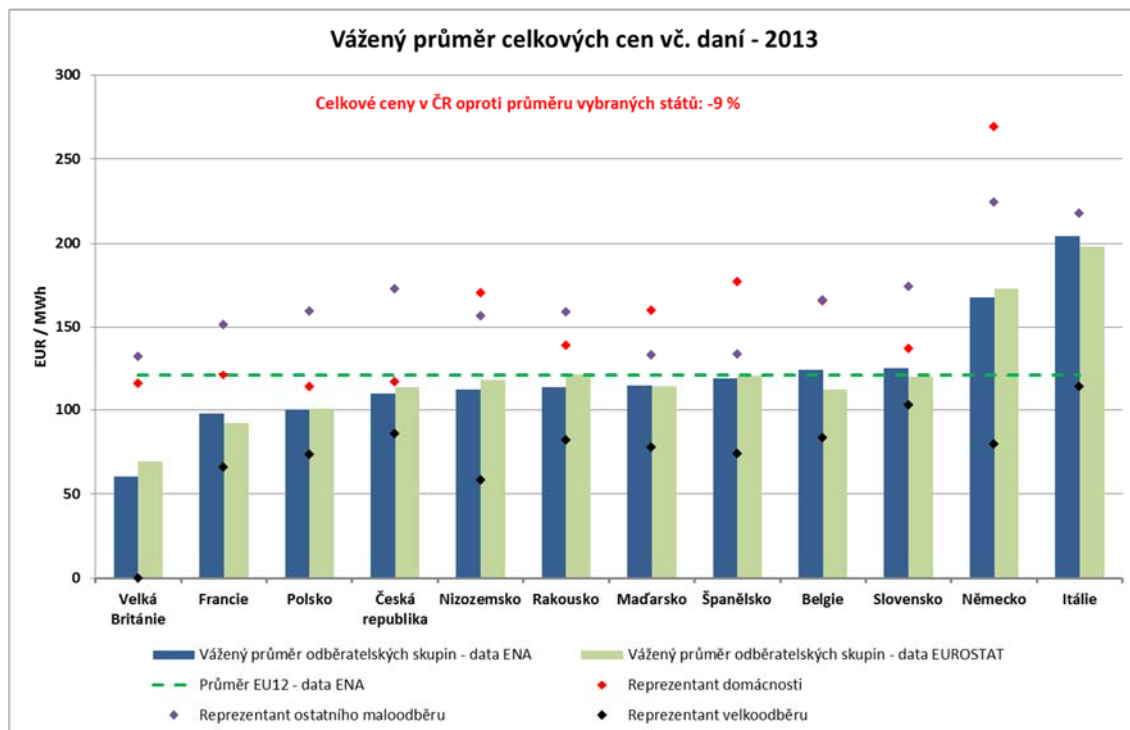
Graf č. 415: Vážený průměr celkových cen vč. daní – 2013 (-4 %)



Zdroj: MPO (2013)

Graf č. 416 dále ukazuje **vysoké spotřeby** typových skupin: spotřeba domácností 20 MWh/rok, dvoutarifní sazba, spotřeba podnikatelů 50 MWh/rok, jednotarifní sazba, velkoobdobatelé na hladině vvn se spotřebou 70 000 MWh/rok.

Graf č. 416: Vážený průměr celkových cen vč. daní – 2013 (-9 %)

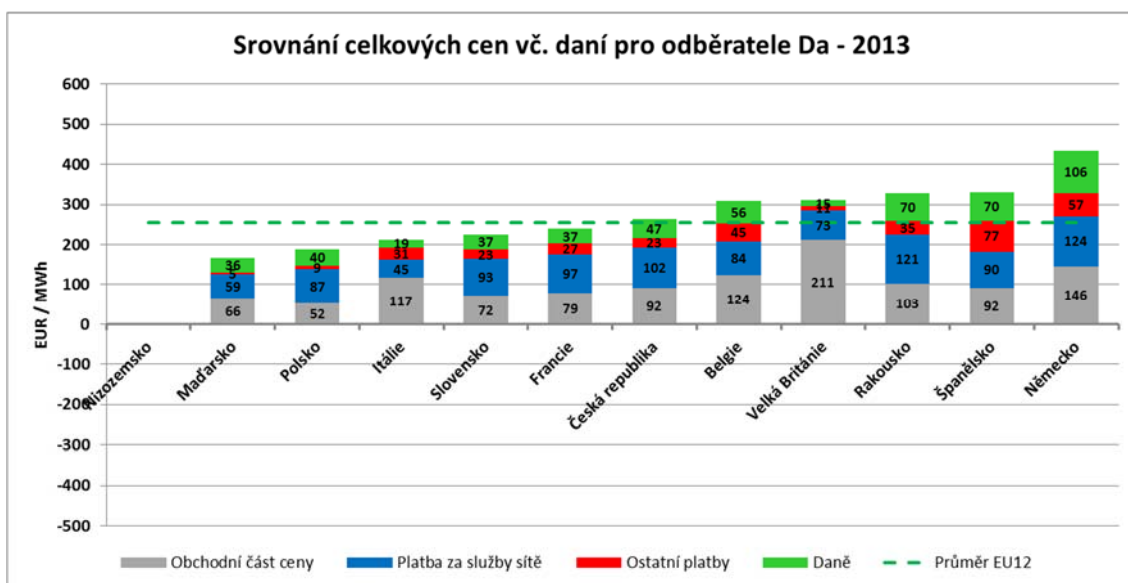


Zdroj: MPO (2013)

Skladba jednotlivých složek cen v mezinárodním porovnání je vidět na následujících grafech a ukazuje ceny pro jednotlivé typy spotřebitelů. Ve většině případů leží celková cena elektřiny v České republice pod průměrem EU-12 a nejpříznivější je situace v domácnostech, mírně nadprůměrnou cenu vidíme naopak v případě velkoobdoběru.

Graf č. 417 porovnává **domácnosti** se spotřebou 0,6 MWh/rok pro jednotarifní sazbu. Ceny uvedené v následujících grafech (Graf č. 417 - Graf č. 425) jsou pak uvedeny včetně daní. V případě daňových poplatníků, kteří nejsou plátcí (sektor domácností), je do koncové ceny elektřiny zahrnuta daň z přidané hodnoty společně s daní z elektřiny (spotřební daň). V případě podnikatelských subjektů, které jsou plátcí DPH, ale nefigurují jako poplatníci, je do ceny elektřiny zahrnuta pouze daň z elektřiny.

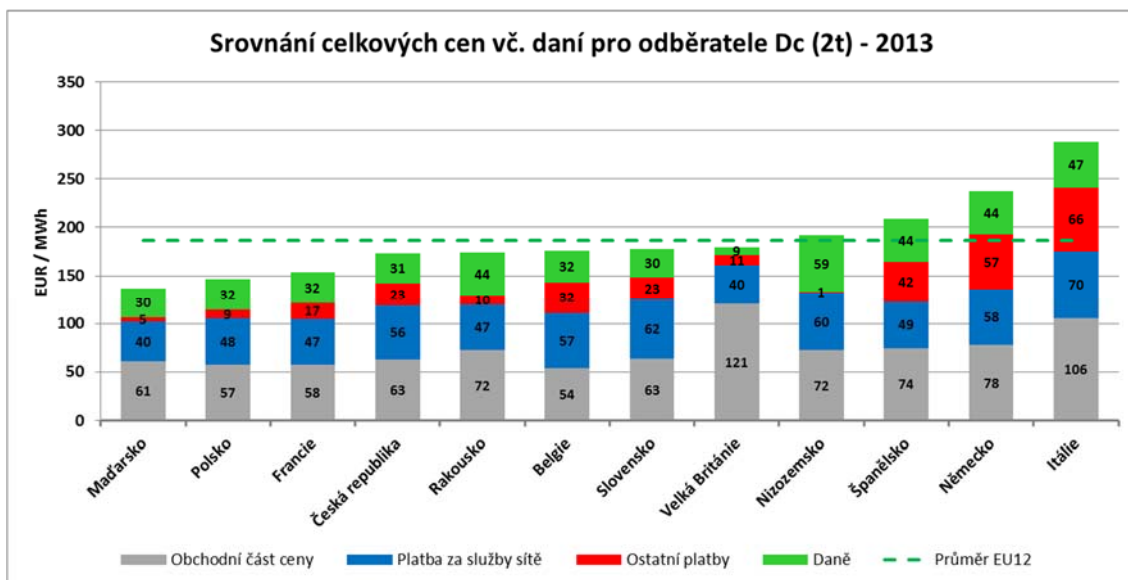
Graf č. 417: Srovnání celkových cen vč. daní pro odběratele (0,6 MWh/rok , jednotarifní sazba) - 2013



Zdroj: MPO (2013)

Graf č. 418 porovnává domácnosti se spotřebou 3,5 MWh/rok, dvoutarifní sazba:

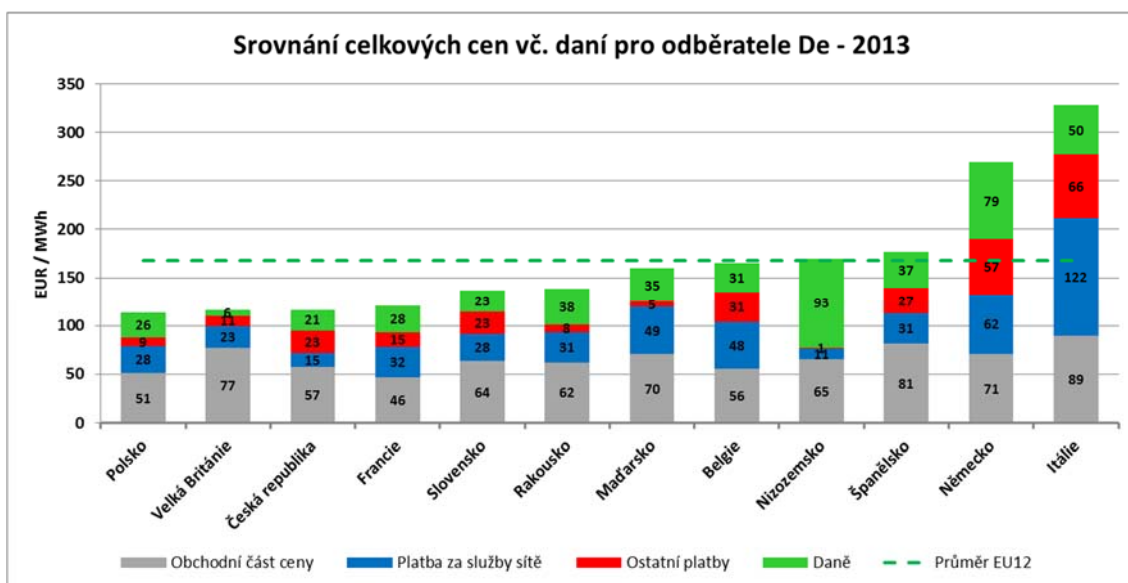
Graf č. 418: Srovnání celkových cen vč. daní pro odběratele (3,5 MWh/rok, dvoutarifní sazba) - 2013



Zdroj: MPO (2013)

Graf č. 419 porovnává domácnosti se spotřebou 20 MWh/rok, dvoutarifní sazba:

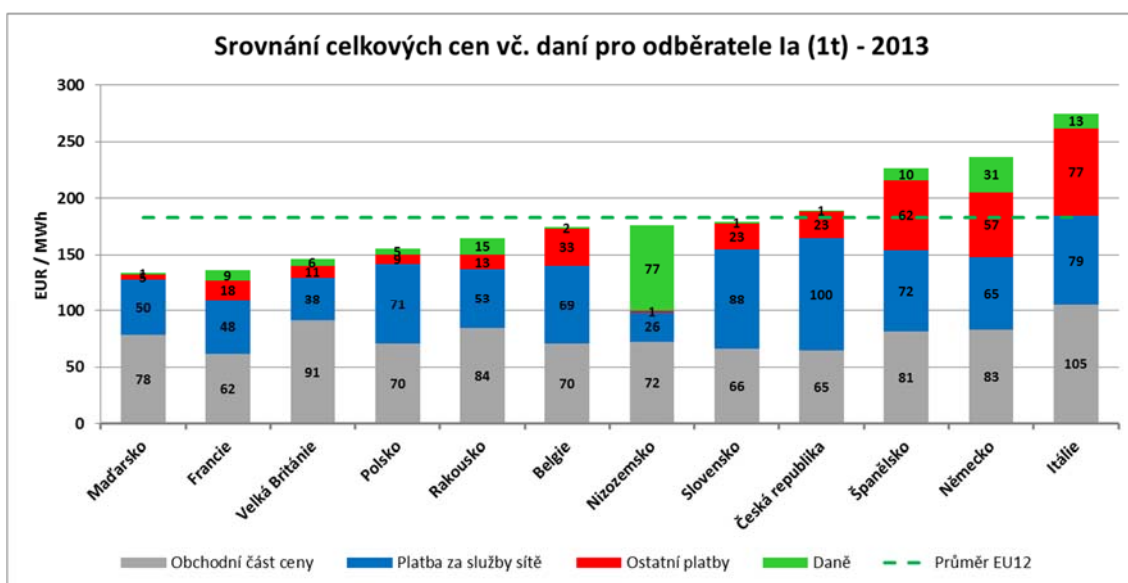
Graf č. 419: Srovnání celkových cen vč. daní pro odběratele (20 MWh/rok, dvoutarifní sazba) - 2013



Zdroj: MPO (2013)

Graf č. 420 porovnává podnikatele se spotřebou 8 MWh/rok, jednotarifní sazba:

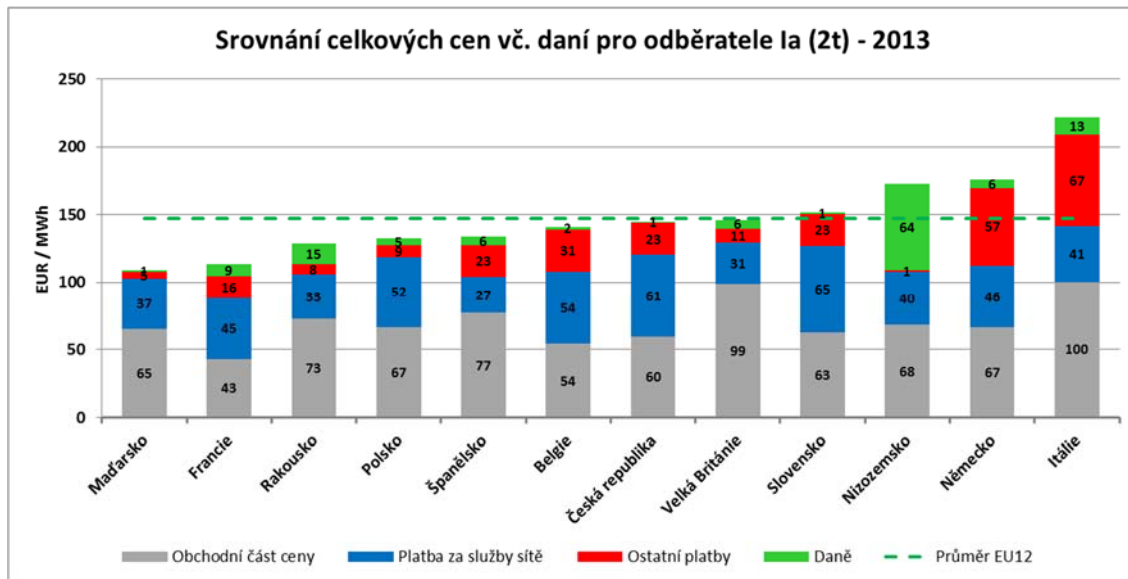
Graf č. 420: Srovnání celkových cen vč. daní pro odběratele (8 MWh/rok, jednotarifní sazba)



Zdroj: MPO (2013)

Graf č. 421 porovnává podnikatele se spotřebou 20 MWh/rok, dvoutarifní sazba:

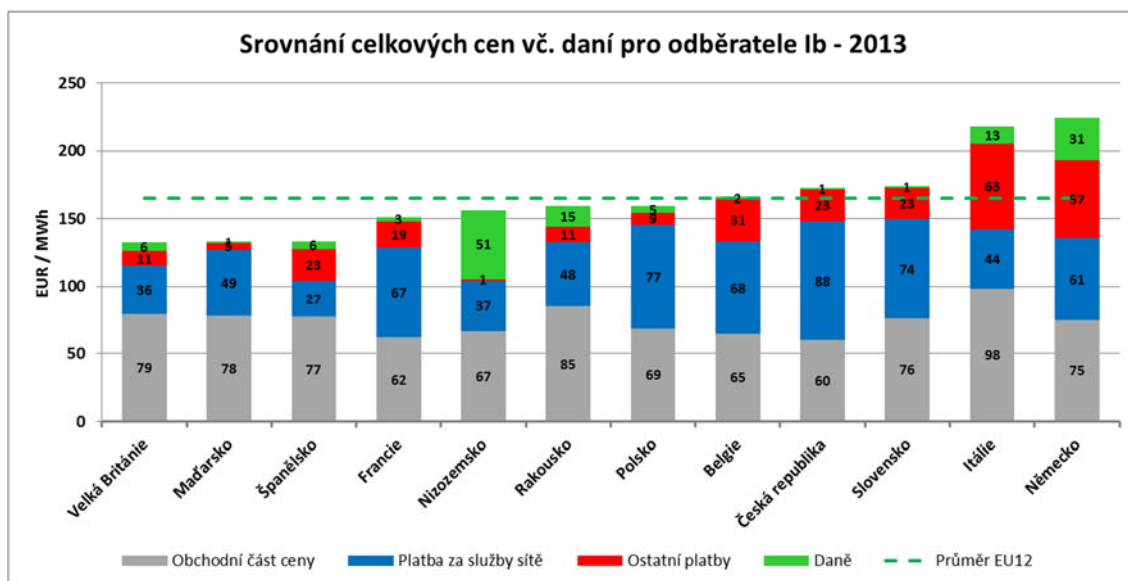
Graf č. 421: Srovnání celkových cen vč. daní pro odběratele (20 MWh/rok, dvoutarifní sazba)



Zdroj: MPO (2013)

Graf č. 422 porovnává podnikatele se spotřebou 50 MWh/rok, jednotarifní sazba:

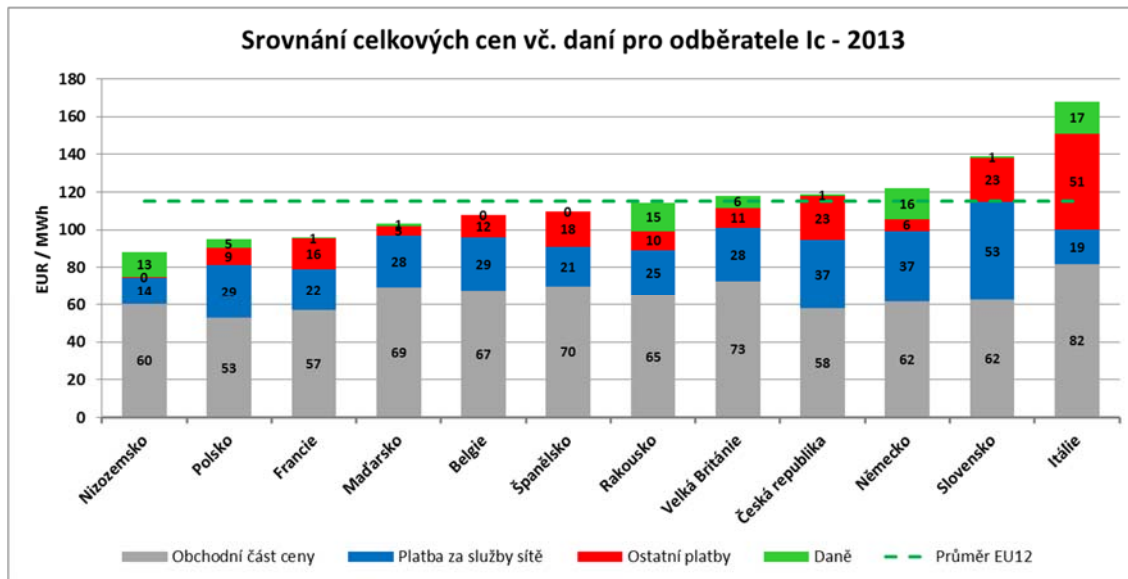
Graf č. 422: Srovnání celkových cen vč. daní pro podnikatele (50 MWh/rok, jednotarifní sazba)



Zdroj: MPO (2013)

Graf č. 423 porovnává velkoodběratele se spotřebou 1 250 MWh/rok na hladině vn:

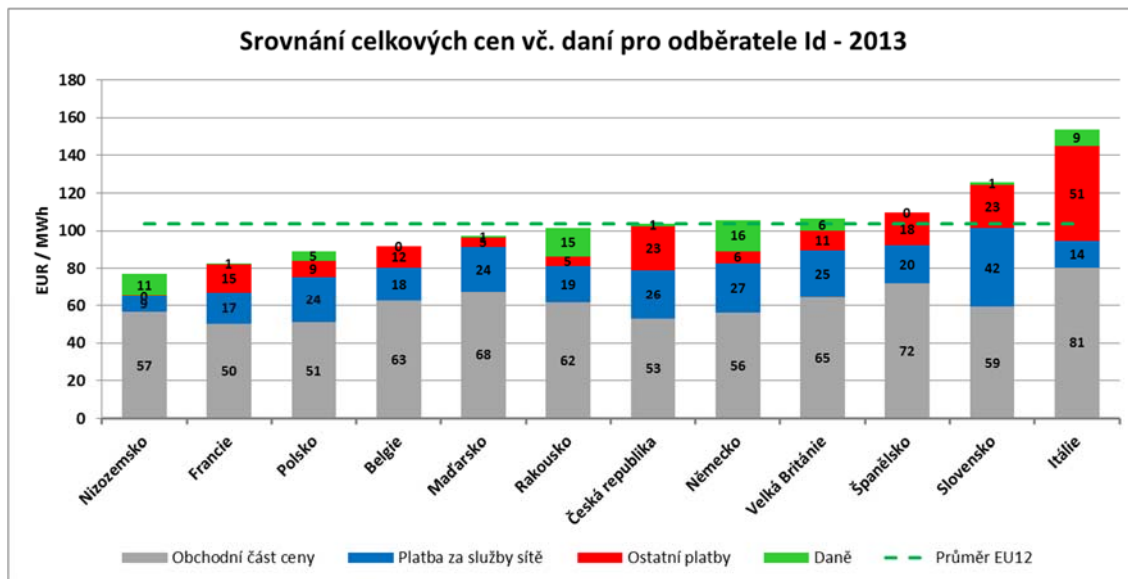
Graf č. 423: Srovnání celkových cen vč. daní pro odběratele (1 250 MWh/rok)



Zdroj: MPO (2013)

Graf č. 424 porovnává **velko**odběratele se spotřebou 10 000 MWh/rok na hladině vn:

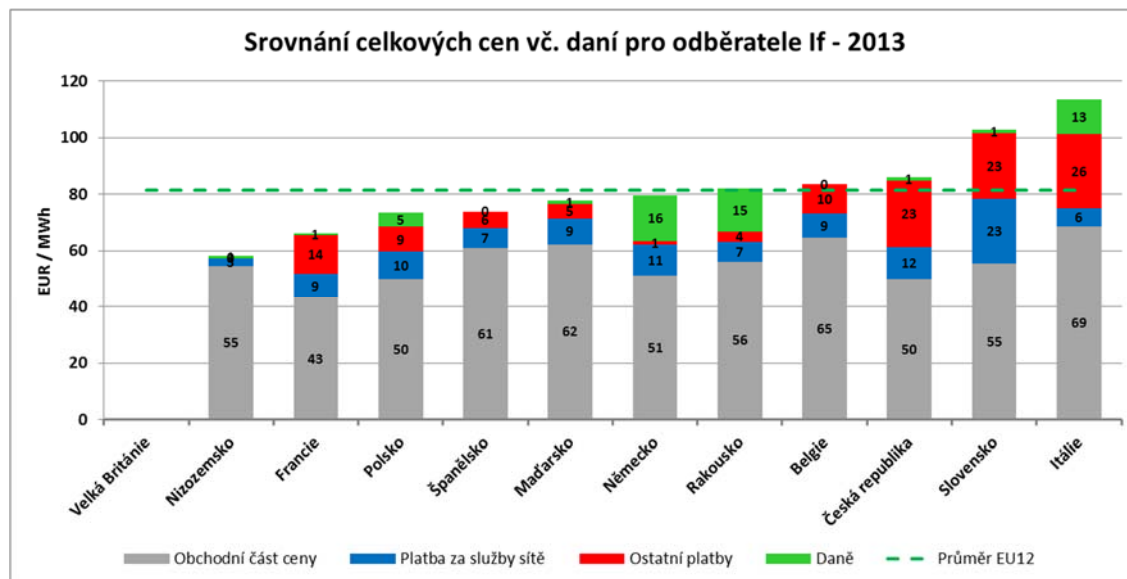
Graf č. 424: Srovnání celkových cen vč. daní pro odběratele (10 000 MWh/rok)



Zdroj: MPO (2013)

Graf č. 425 porovnává **velko**odběratele se spotřebou 70 000 MWh/rok na hladině vn:

Graf č. 425: Srovnání celkových cen vč. daní pro odběratele (70 000 MWh/rok)



Zdroj: MPO (2013)

Z hlediska obchodní části ceny (cena silové elektřiny, marže obchodníka, fixní poplatky obchodníka) je možno konstatovat, že v ČR můžeme pozorovat příznivé dopady liberalizace na cenu pro konečného odběratele. Jak je patrné z následujícího grafu, patří obchodní část ceny pro české zákazníky mezi nejnižší v Evropě, což souvisí nejen s propady cen komodity na středoevropských burzách, ale také s tlakem konkurenčního prostředí na minimalizaci marže obchodníka. Z hlediska meziročního vývoje lze pozorovat další snížení podílu silové elektřiny na celkové ceně elektřiny (MPO, 2013).

Při detailnější analýze zemí, které kromě ČR vykazují takto nízké úrovně obchodní části ceny pro domácnosti (Francie, Polsko, Slovensko, Belgie), jsou ČR a Belgie v této oblasti srovnání jediné, které neuplatňují regulaci celkové ceny pro domácnosti. Na základě tohoto poznatku je zcela oprávněné označení České republiky jako jednoho z nejliberalizovanějších států v rámci srovnávaných států EU.

6.3.2.3 Kapalná paliva

Na rozdíl od zemního plynu lze v případě ropného sektoru hovořit o funkčním globálním trhu. Ropa je běžně obchodována na nejvýznamnějších světových komoditních burzách. Pro konečné spotřebitele tak představuje zásadní rozdíl regulovatelná složka ropných produktů.

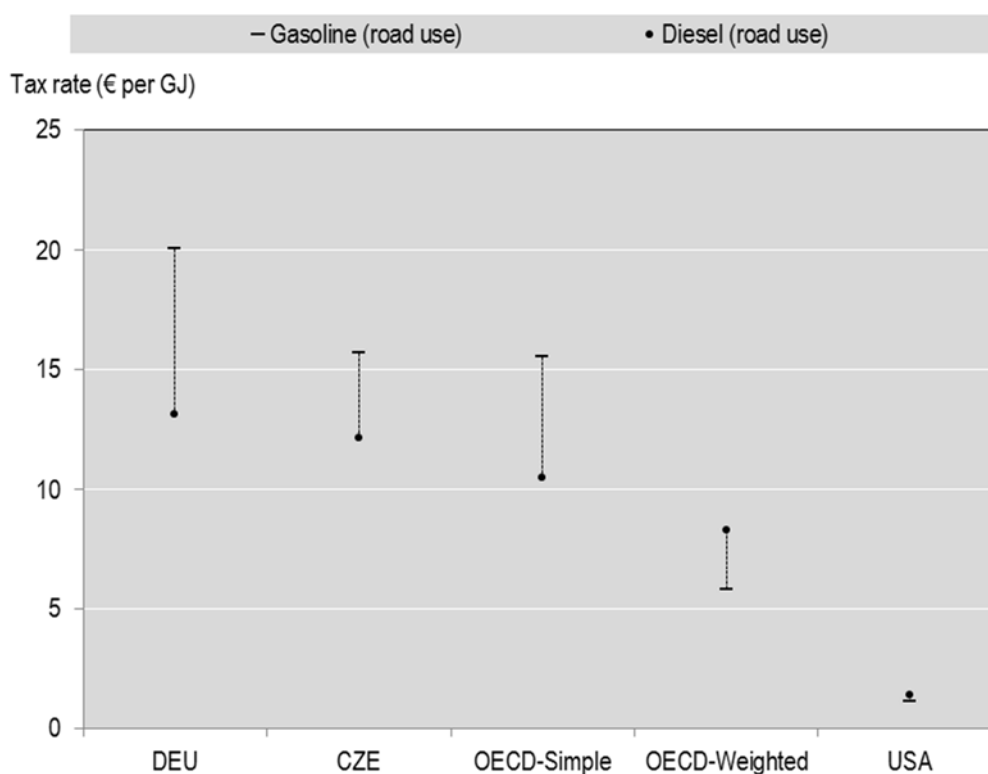
Regulovaná složka je hlavním faktorem rozdílné ceny kapalných paliv v ČR v porovnání s globálními konkurenty. Zatímco cena motorového benzínu v ČR a USA je před zdaněním téměř identická, cca 0,80 USD / litr⁴⁰, po zdanění se v USA dostane na úroveň 0,97 USD / litr, kdežto v ČR stoupá až na 1,73 USD / litr⁴¹. Rozdílný je i povinný podíl biosložek v kapalných palivech, který konečnou cenu ovlivňuje. Oproti Německu má ČR kapalná paliva zatížena nižší spotřební daní, což činí hlavní rozdíl v ceně pro konečné spotřebitele.

⁴⁰ Zdroj: Interní analýza MPO

⁴¹ Zdroj: <http://www.eia.gov/petroleum/gasdiesel/>

Z důvodu rychle se zvyšující spotřeby ropných produktů se Čína v roce 2009 rozhodla zvýšit jejich daňové zatížení. Ceny pohonných hmot jsou na silně regulovaném čínském trhu nástrojem vlády k řízení hospodářství. Vyšší ceny pohonných hmot by se totiž negativně odrazily na výkonu sektoru zemědělství, který je pro čínskou ekonomiku jedním z nejdůležitějších. Ceny na koncovém čínském trhu jsou tak dotovány přímo i nepřímo (masivní vládní podporou pro státní ropné a rafinérské koncerny).

Graf č. 426: Srovnání daňového zatížení kapalných paliv pro motorová vozidla v zemích OECD



Zdroj: OECD (2013), Effective tax rates on energy: Gasoline vs. diesel (road use), in *Taxing Energy Use*, OECD Publishing.

6.3.3 Podíl sektoru energetiky na hrubé přidané hodnotě

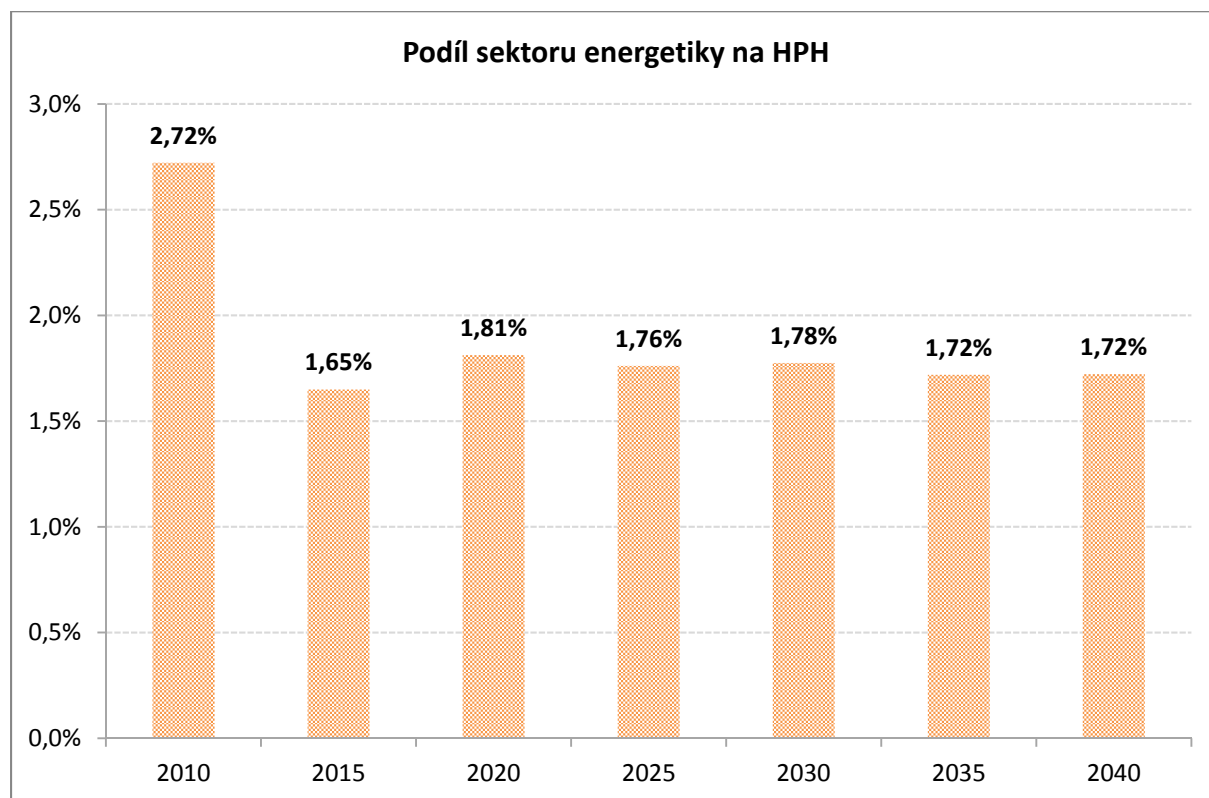
Podíl sektoru energetiky na HPH v daném roce je stanoven jako podíl HPH energetického sektoru (vyjádřeného jako CZ-NACE 35 Výroba a rozvod elektřiny, plynu, tepla a klimatizovaného vzduchu) na celkové velikosti HPH v odpovídajícím roce takto:

$$p_{SE} = \frac{HPH_{SE}}{HPH} \cdot 100\%$$

kde:

- p_{SE} Podíl sektoru energetiky na HPH [%].
- HPH_{SE} Velikost HPH sektoru energetiky [mld. Kč].
- HPH Celková velikost HPH [mld. Kč].

Graf č. 427: Podíl sektoru energetiky na HPH ve SC



Zdroj: Expertní analýza MPO s využitím výhledu HDP MF

6.3.4 Podíl dovozu energie na hrubé přidané hodnotě

Podíl dovozu energie na HPH v daném roce je stanoven jako poměr prostředků vynaložených na dovoz energie na úrovni PEZ k velikosti HPH v odpovídajícím roce podle rovnice:

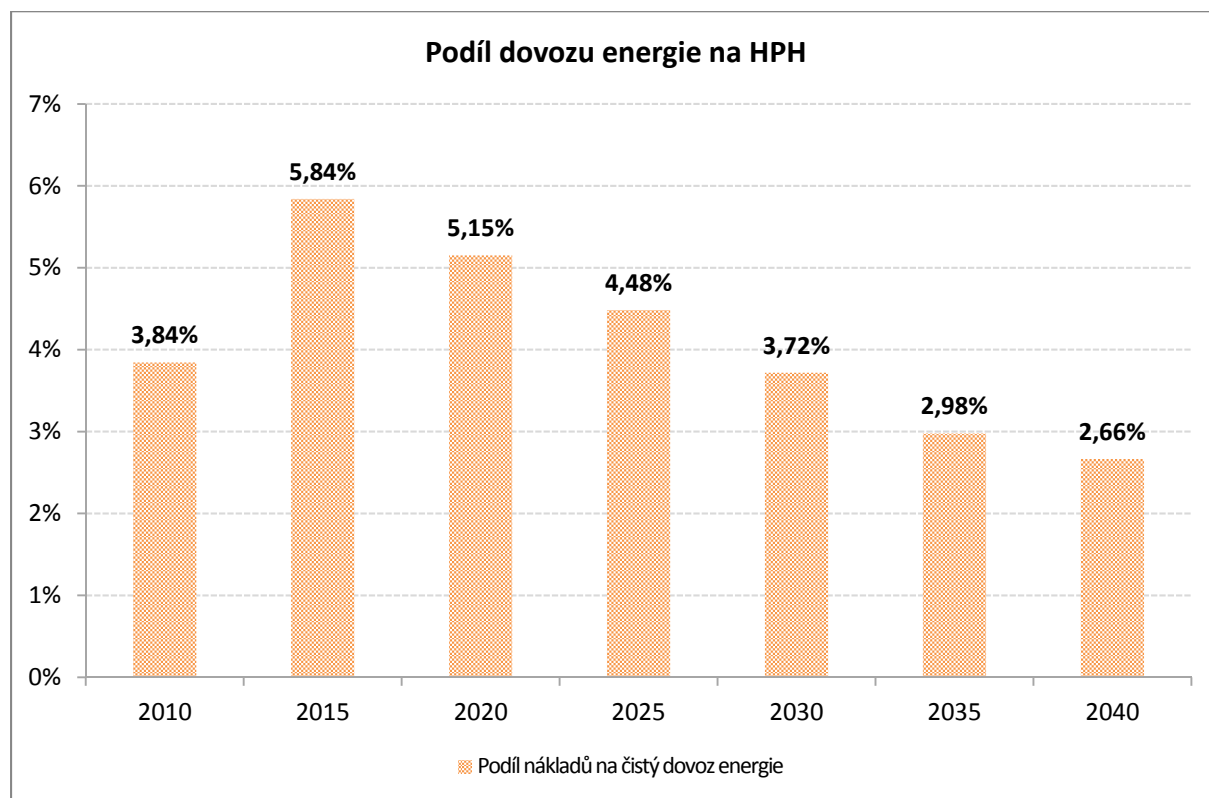
$$p_{Im} = \frac{N_{Im}}{HPH} \cdot 100\%$$

kde:

p_{Im}	Podíl dovozu energie na HPH [%].
N_{Im}	Náklady na dovoz energie [mld. Kč].
HPH	Celková velikost HPH [mld. Kč].

Jak znázorňuje Graf č. 428, podíl nákladů na čistý dovoz energie na hrubé přidané hodnotě v běžných cenách prudce roste přibližně do roku 2015, a to především díky větší dynamice cen uhlovodíkových paliv oproti dynamice tvorby HPH. Následně se bude podle předpokladů, vlivem rostoucí HPH, podíl dovozu energie na HPH postupně snižovat řádově na úroveň roku 2010 v roce 2030 a jeho cílová hodnota pro rok 2040 by měla být řádově lehce nad 2,5 %.

Graf č. 428: Podíl dovozu energie na HPH v BC



Zdroj: Expertní analýza MPO s využitím výhledu HDP MF

6.3.5 Obchodní bilance dovozu a vývozu energie

Obchodní bilance dovozu a vývozu energie v daném roce je stanovena jako součet obchodních bilancí zahraničního obchodu jednotlivých dovážených a vyvážených druhů primárních energetických zdrojů v odpovídajícím roce následovně:

$$OB_{PEZ} = \sum_{i=1}^N (Im_i - Ex_i) \cdot c_i$$

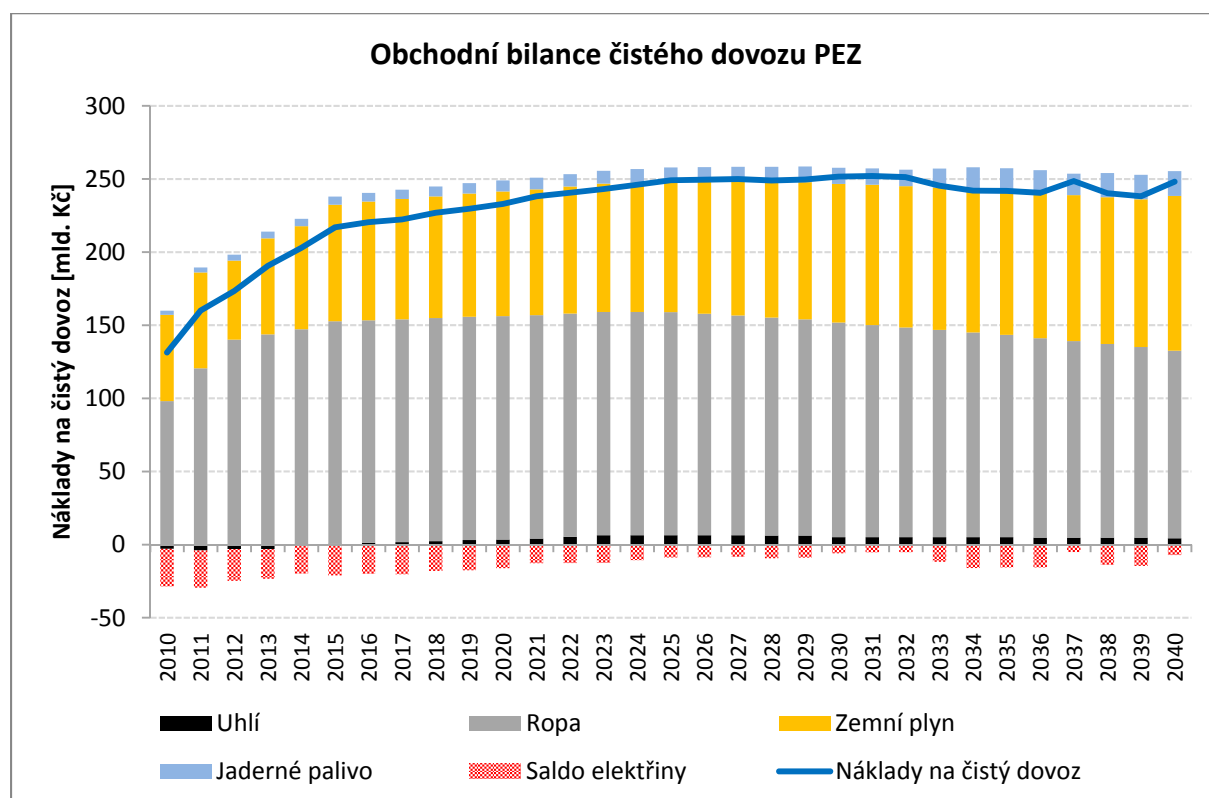
kde:

OB_{PEZ}	Obchodní bilance dovozu a vývozu energie [mld. Kč].
Im_i	Velikost dovozu dílčího druhu PEZ [PJ].
Ex_i	Velikost vývozu dílčího druhu PEZ [PJ].
c_i	Cena dílčího druhu PEZ [Kč/MJ].
N	Počet dílčích druhů PEZ [-].

Očekávané náklady na čistý dovoz primárních zdrojů energie v peněžním vyjádření pak demonstruje Graf č. 429. V kontextu České republiky se jedná především o dovoz ropy, zemního plynu a jaderného paliva. U všech zmíněných paliv je ČR dovozně závislá téměř ze 100 %. Náklady na dovoz jsou pak vypočteny jako součin čistého dovozu primárních zdrojů v naturálním vyjádření (konkrétně GJ) a ceny daného paliva (komodity) v Kč/GJ.

Zvyšující se náklady na dovoz jsou pak výsledkem zvyšující se dovozní závislosti (s výjimkou ropných produktů, u kterých se předpokládá snížení dovozů v horizontu do roku 2040) související se změnou palivového mixu a vývoje cen daných paliv (komodit), u kterých je v dlouhodobém horizontu předpokládán postupný nárůst. U ropných produktů je pak možné předpokládat zvýšení nákladů na jejich čistý dovoz vyplývající ze zvýšené ceny, i když naturálně bude docházet k nižším importům. Pozitivní vliv na hodnotu tohoto ukazatele má saldo elektřiny, které bude hrát významnou roli zejména do roku 2020 a poté kolem roku 2035, v závislosti na vývoji výroby elektřiny ve vztahu ke spotřebě. Na základě předpokladů je následně možné očekávat řádově dvojnásobné zvýšení nákladů na čistý dovoz primárních zdrojů ze zahraničí mezi roky 2010 až 2040, což odpovídá nárůstu plateb za čistý dovoz energie řádově na 250 mld. Kč v roce 2040 (vůči cca 59 mld. Kč v roce 2010).

Graf č. 429: Obchodní bilance čistého dovozu PEZ



Zdroj: Expertní analýza MPO

6.4 Dopady ASEK na udržitelnost zásobování energií

6.4.1 Energetická a elektroenergetická náročnost tvorby hrubé přidané hodnoty

Jedněmi z nejvýznamnějších ukazatelů pro hodnocení udržitelnosti zásobování státu energiemi jsou energetická a elektroenergetická náročnost národního hospodářství. Energetická náročnost tvorby HPH v daném roce je stanovena jako podíl celkové roční spotřeby primárních energetických zdrojů a velikosti HPH v odpovídajícím roce:

$$EN = \frac{PEZ}{HPH}$$

kde:

EN Energetická náročnost tvorby HPH [MJ/Kč].

PEZ Celková roční spotřeba PEZ [PJ].

HPH Hrubá přidaná hodnota [mld. Kč].

Elektroenergetická náročnost tvorby hrubé přidané hodnoty v daném roce je potom obdobným způsobem stanovena jako podíl čisté tuzemské spotřeby elektřiny a velikosti HPH v odpovídajícím roce podle následujícího vztahu:

$$EEN = \frac{TNS}{HPH}$$

kde:

EEN Elektroenergetická náročnost tvorby HPH [Wh/Kč].

TNS Tuzemská netto spotřeba elektřiny [GWh].

HPH Hrubá přidaná hodnota [mld. Kč].

Dokument Aktualizované státní energetické koncepce počítá se snižováním energetické náročnosti tvorby hrubé přidané hodnoty ČR. Historický vývoj energetické náročnosti HDP ukazuje Tabulka č. 131.

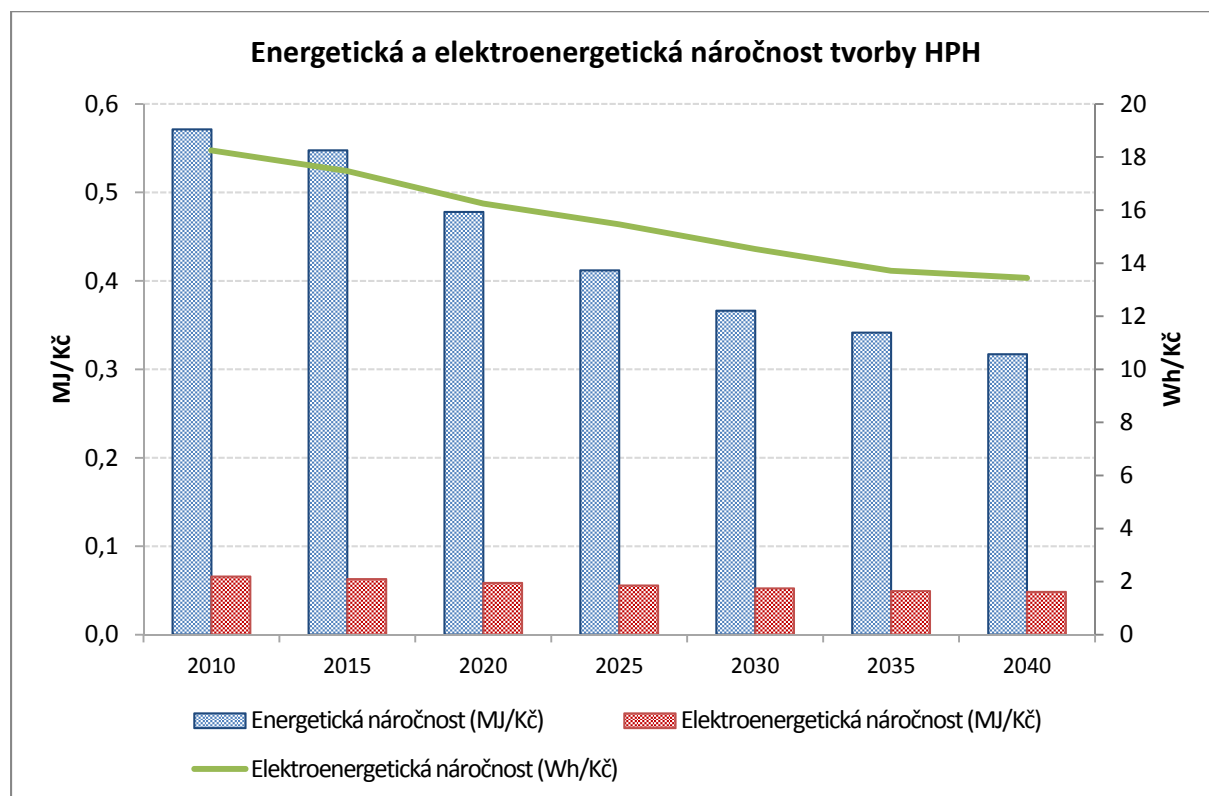
Tabulka č. 131: Energetická náročnost tvorby HDP ve SC roku 2005 (1995-2012)

Rok	HDP ve SC roku 2005 [mil. Kč]	Primární zdroje energie [PJ]	Energetická náročnost HDP [GJ/tis. Kč]	Index 1995 = 100
1995	2 328 028	1 749,40	0,751	100,00
1996	2 433 713	1 823,30	0,749	99,70
1997	2 412 965	1 744,70	0,723	96,22
1998	2 407 271	1 658,80	0,689	91,70
1999	2 447 696	1 621,00	0,662	88,13
2000	2 550 148	1 656,66	0,650	86,45
2001	2 629 135	1 693,09	0,644	85,70
2002	2 685 643	1 703,33	0,634	84,40
2003	2 786 789	1 815,85	0,652	86,71
2004	2 918 955	1 849,52	0,634	84,32
2005	3 116 056	1 855,74	0,596	79,25
2006	3 334 815	1 879,33	0,564	74,99
2007	3 526 071	1 883,31	0,534	71,08
2008	3 635 344	1 826,26	0,502	66,85
2009	3 471 494	1 746,09	0,503	66,93
2010	3 557 216	1 852,37	0,521	69,30
2011	3 621 908	1 768,03	0,488	64,96

Zdroj: Energetická bilance 2012, Tabulka č. 9, ČSÚ

Z prognóz vývoje spotřeby energie a spotřeby elektřiny a na základě odhadu vývoje hrubé přidané hodnoty je vidět, že energetická náročnost tvorby HPH ve SC do roku 2040 postupně klesá až na cca 56 % stavu výchozího roku 2010, zatímco elektroenergetická náročnost tvorby HPH ve SC vykazuje, hlavně díky strukturálním změnám v mixu spotřeby energie, poněkud pomalejší pokles jen na cca 74 % stavu výchozího roku, zejména kvůli nárůstu konečné spotřeby obyvatel.

Graf č. 430: Energetická a elektroenergetická náročnost tvorby HPH ve SC



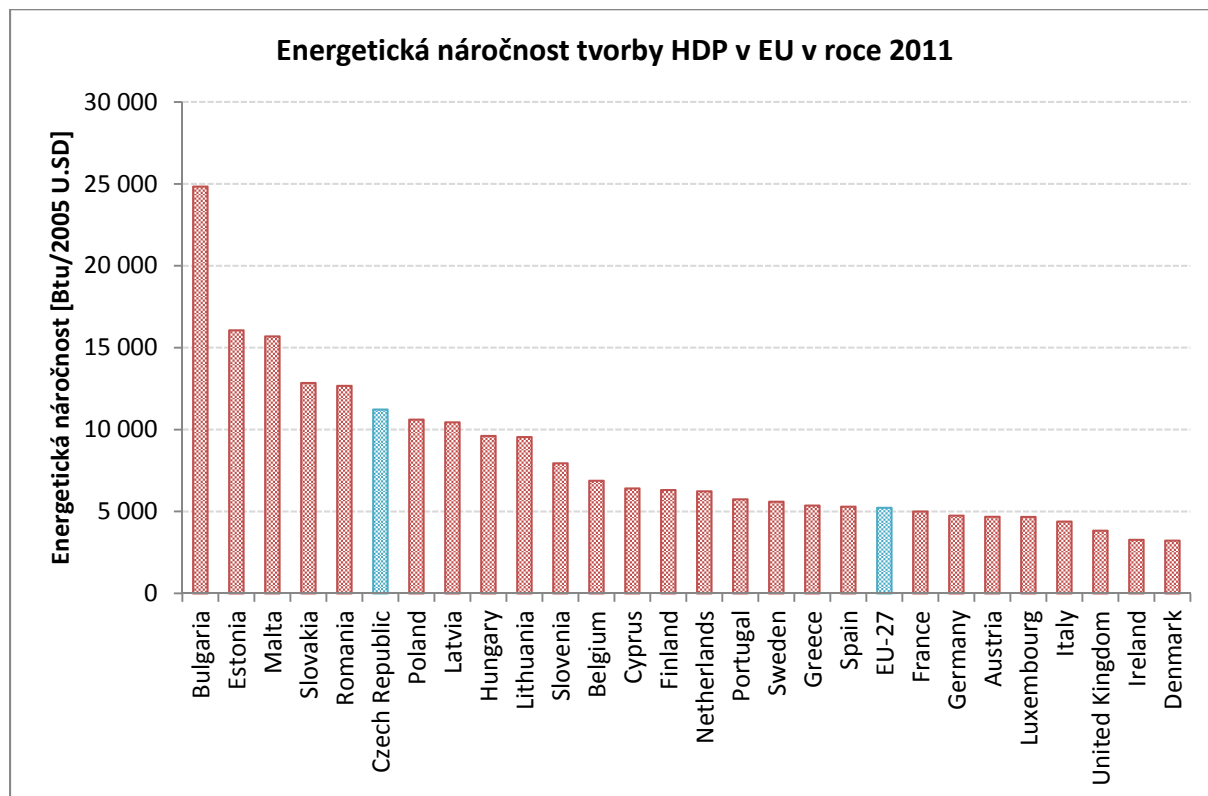
Zdroj: *Expertní analýza MPO s využitím výhledu HDP MF*

Z mezinárodního srovnání energetické náročnosti, viz Graf č. 431, je vidět, že ČR patří, zejména kvůli pokračující tradici některých energeticky náročných průmyslových odvětví, mezi země s vysokými hodnotami energetické náročnosti tvorby HDP⁴², pohybující se kolem dvojnásobku průměru Evropské unie. Evropský průmysl je pak v důsledku neustále se zvyšujících cen energií stále více energeticky efektivní. Zatímco v letech 2001 až 2011 se zvýšila energetická účinnost evropského průmyslu o 19 %, ve stejném období klesla energetická účinnost průmyslu USA o 9 %. Jen pro ilustraci je například v evropském chemickém a papírenském průmyslu hodnota energetické účinnosti o polovinu vyšší než u amerických firem. V tomto kontextu pak ČR za tímto globálním konkurentem nijak nezaostává. Při porovnání elektroenergetické náročnosti českého průmyslu a služeb, viz Graf č. 432 a Graf č. 433⁴³, lze říct, že v tomto směru patří ČR spíše k zemím s nižší spotřebou elektrické energie na tvorbu HDP, a to zejména v sektoru průmyslové výroby.

⁴² Graf č. 431 je uveden v Britských termálních jednotkách (Btu) na jednotku HDP v dolarech a stálých cenách roku 2005.

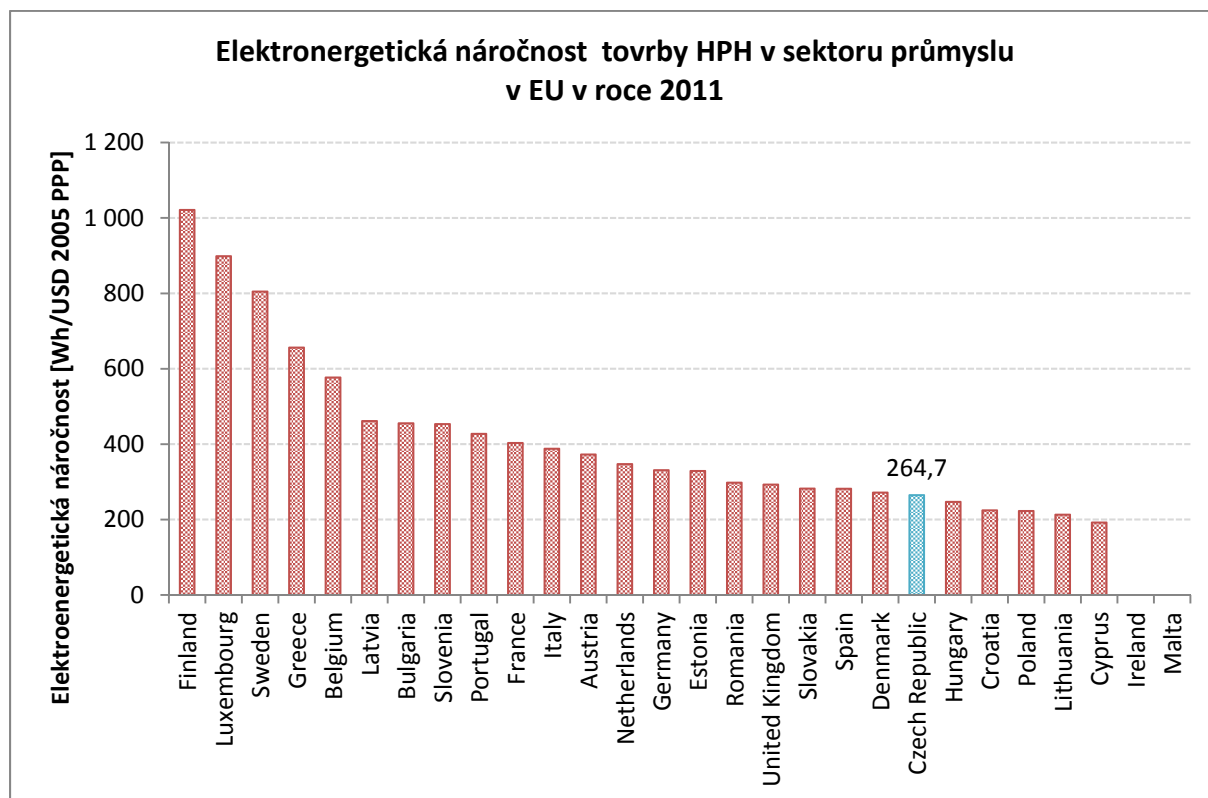
⁴³ Grafy jsou uvedeny ve Watt hodinách na jednotku HPH v dolarech a stálých cenách roku 2005.

Graf č. 431: Energetická náročnost tvorby HDP v EU v roce 2011



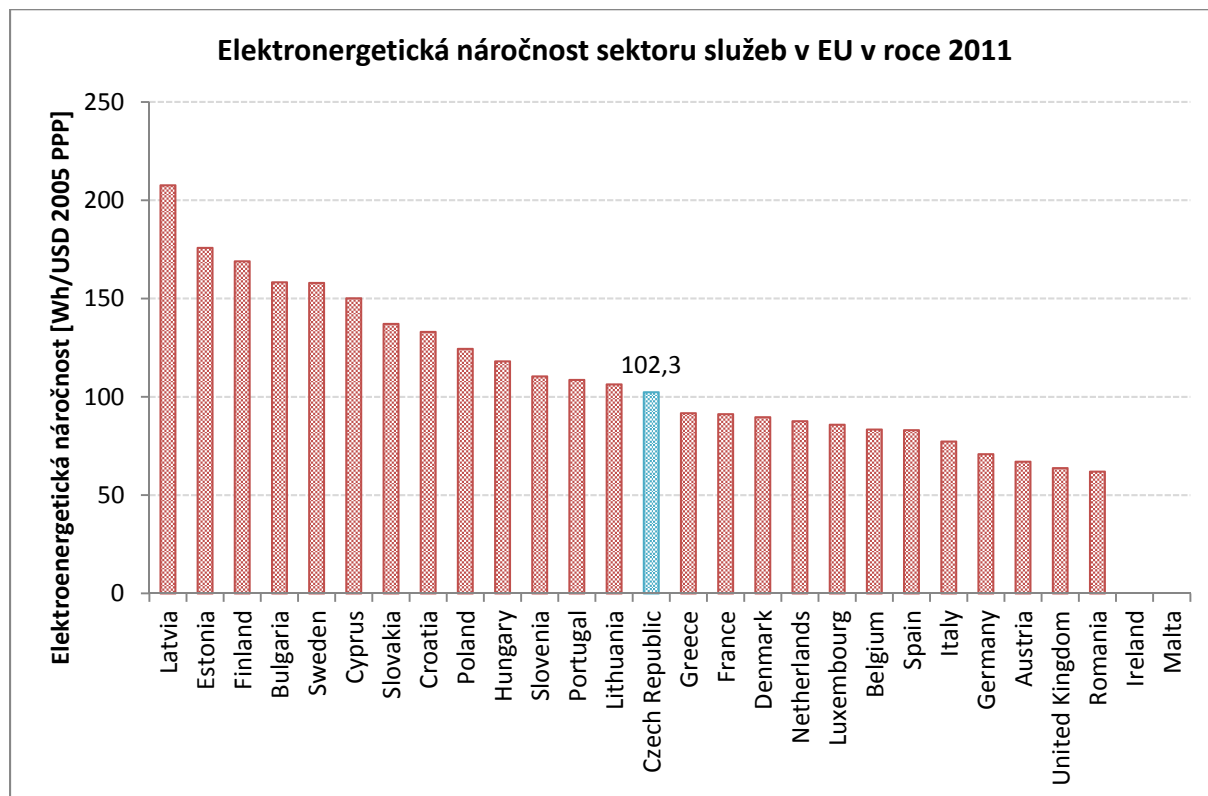
Zdroj: Statistika EIA (pro Irsko a Maltu nejsou dostupné údaje)

Graf č. 432: Elektroenergetická náročnost sektoru průmyslu v EU v roce 2011



Zdroj: Statistika IEA (pro Irsko a Maltu nejsou dostupné údaje)

Graf č. 433: Elektroenergetická náročnost sektoru služeb v EU v roce 2011



Zdroj: Statistika IEA (pro Irsko a Maltu nejsou dostupné údaje)

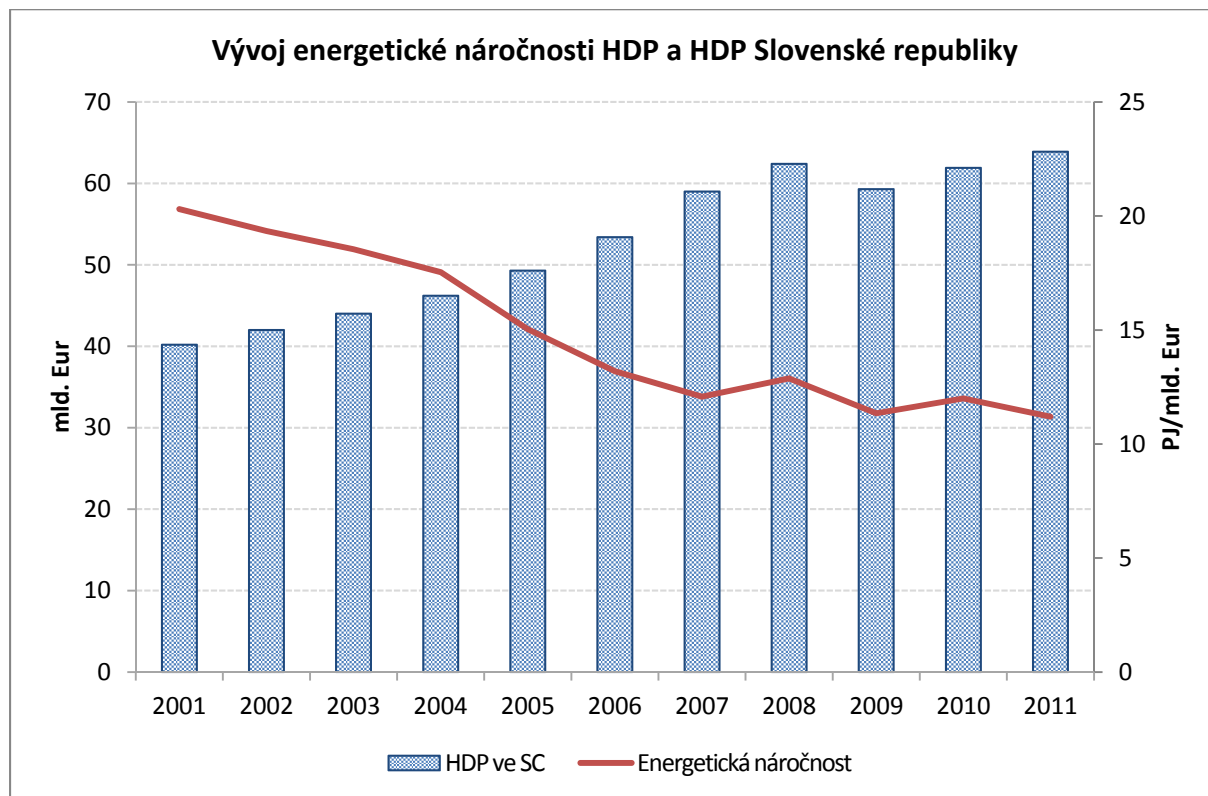
6.4.2 Energetická efektivita a energetická náročnost vybraných států

Slovenská republika:

Návrh energetické politiky Slovenské republiky z května 2013 stanovuje pro zvyšování energetické účinnosti priority *i)* snižování energetické náročnosti na úroveň průměru EU, *ii)* stanovení národního cíle a zabezpečení financování jednotlivých opatření, *iii)* plná transpozice směrnic o energetické účinnosti, *iv)* zřízení finančního schématu pro podporu opatření na zvyšování energetické účinnosti, *v)* zabezpečení kvalitního měření, monitorování a vyhodnocování dat v oblasti energetické efektivity a *vi)* zabezpečení kvalitního vzdělávání v oblasti energetické účinnosti.

Energetická náročnost má na Slovensku v posledních deseti letech klesající tendenci. Přesto však v žebříčku energeticky nejnáročnějších zemí EU obsazuje 5. místo. V letech 2002 až 2009 se hodnota tohoto ukazatele snížila o 38 %, což představuje procentuálně nejvyšší snížení v porovnání s ostatními zeměmi OECD a EU. V období od roku 2001 do roku 2011 pak pokles představoval 45 %. Graf č. 434 ukazuje pozitivní vývoj energetické náročnosti a HDP, způsobený mimo jiné také restrukturalizací průmyslu, zavedením nízkoenergetických výrobních procesů a používáním účinnějších domácích spotřebičů.

Graf č. 434: Vývoj energetické náročnosti HDP a HDP ve SC roku 2005 Slovenské republiky



Zdroj: Návrh energetické politiky Slovenské republiky

Pro porovnání energetické náročnosti Slovenska a ostatních států EU, případně EU jako celku je možné využít náročnost vyjádřenou jako parita kupní síly, kdy je hodnota HDP upravena do podoby zohledňující rozdílné cenové hladiny jednotlivých zemí. V roce 2011 byla takto vyjádřená energetická náročnost Slovenska jen o 20% vyšší než průměr EU-27. Do roku 2020 by se potom její hodnota pro SR měla přiblížit právě tomuto průměru.

Cíle energetické účinnosti Slovenska, podobně jako u ostatních zemí EU, musí být v souladu s Akčním plánem energetické účinnosti EU z 8. března 2011 a Směrnicí o energetické účinnosti 2012/27/EU. Na základě strategie Evropa 2020 přijalo Slovensko pro rok 2020 národní indikativní cíl úspor energie v hodnotě 11 % z průměrné konečné spotřeby v letech 2001 až 2005. Střednědobý cíl, jenž byl stanoven Akčním plánem energetické účinnosti pro roky 2008 až 2010, byl splněn. Slovenská republika dosáhla úspory téměř 9 % oproti referenční hodnotě v letech 2001 až 2005.

V roce 2011 byl na Slovensku uveden do provozu nový monitorovací systém účinnosti využívání energie, přičemž odpovědnost za monitorování nese Slovenská inovační a energetická agentura. Pokud jde o financování, v současnosti jsou hlavními nástroji strukturální fondy a kohezní fond EU, díky nimž se podařilo zabezpečit více než 50 % objemu celkových finančních prostředků použitých na projekty a opatření pro zvyšování energetické účinnosti. Monitorování úspor v projektech financovaných z těchto fondů bylo na Slovensku zavedeno jako ve vůbec první zemi EU. Tyto prostředky ale stejně nebyly dostatečné a byly rychle vyčerpány. Doplňkovými programy pro snižování spotřeby energie v domácnostech jsou pak projekty Státního fondu rozvoje bydlení, Vládního programu zateplování, programu SLOVSEFF (Úvěrová linka pro podporu rozvoje energetické efektivity na Slovensku), Norského finančního mechanismu a dalších mezinárodních podpůrných programů.

Jelikož objem vymezených prostředků na roky 2011 až 2013 nebyl dostatečný, bylo v Akčním plánu na období 2011 – 2013 možné stanovit cíl jen na úrovni 2,7 %. Pro budoucnost se očekává zřízení finančního mechanismu, který by umožnil v letech 2014 až 2020 roční úsporu v hodnotě 1,5 %.

V letech 2008 až 2010 se na snížení konečné energetické spotřeby podíleli hlavní měrou sektory domácnosti a průmyslu. Jediným sektorem s rostoucí spotřebou je i nadále doprava (kvůli nárůstu automobilové dopravy).

V sektoru budov se očekává, že do roku 2020 bude zateplena asi polovina a do roku 2030 pak převážná většina existujících budov. V souladu s požadavky Směrnice 2010/31/EU o energetické hospodárnosti budov by do roku 2019 všechny nově postavené veřejné budovy a do roku 2021 pak všechny budovy měly naplňovat požadavky budov s téměř nulovou spotřebou energie. Významné úspory až 70 % se dosáhlo výměnou spotřebičů v domácnostech, primárně potom výměnou lednic a mrazicích boxů. Od roku 2017 by měla mít každá domácnost vlastní měřiče všech druhů energie.

V sektoru energetiky Slovenska budou, na základě analýzy potenciálu, úspory energie v roce 2015 přijaty konkrétní opatření pro zvýšení účinnosti přeměny energie a snížení ztrát v distribuci. V sektoru průmyslu by snížení spotřeby energie mělo významně ovlivnit využívání systému energetických auditů. Naproti tomu se očekává, že spotřebu bude zvyšovat přijímání nových opatření na ochranu životního prostředí (energeticky náročná technická zařízení). Proto je nutné zvýšit podíl využívání environmentálních poplatků přímo na opatření pro zvyšování energetické účinnosti.

V sektoru dopravy Slovenské republiky byl v posledním období zaznamenán výrazný pokles podílu veřejné dopravy, což má negativní dopad na snižování energetické náročnosti. V budoucnu se proto počítá s podporou využívání alternativních paliv v dopravě, podporou elektromobility a se zvýšením počtu autobusů poháněných stlačeným zemním plynem (CNG).

V rámci veřejného sektoru se uvádí nutnost zahrnout opatření o energetické účinnosti také do koncepčních, strategických a legislativních dokumentů všech ústředních orgánů státní správy a dále potom zahrnout kritérium energetické účinnosti do veřejných zakázek.

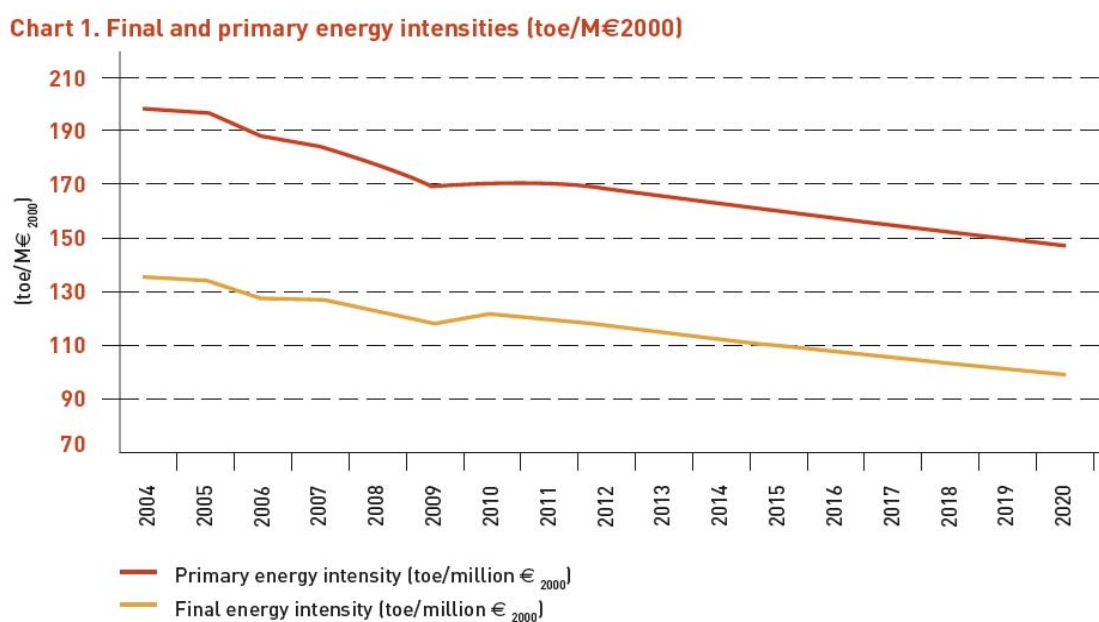
Opatření v oblasti energetické účinnosti SR zahrnují následující body: *i)* plná implementace směrnice 2012/27/EU o energetické účinnosti – aby došlo k naplnění národního indikativního cíle 2020, *ii)* zabezpečení funkčního modelu financování na národní úrovni, ve formě státního programu pro podporu energetické účinnosti nebo jako povinného schématu pro dodavatele energie, *iii)* zvýšení alokace finančních prostředků z fondů EU tak, aby bylo možné je čerpat celých 7 let, *iv)* uplatňovat princip energetické účinnosti ve státních zakázkách, *v)* zabezpečit každoroční obnovu 3 % podlahové plochy budov ústředních orgánů státní správy, *vi)* upravení a rozšíření systému energetického auditu, *vi)* zavedení povinného vypracovávání analýz nákladů a výnosů pro nové a rekonstruované zdroje tepla a tepelné elektrárny s výkonem vyšším než 20 MW pro posouzení možnosti využití vysokoúčinné KVET a efektivního SZT, *vii)* zvýšení vzdělanosti a povědomí o účinnosti, *viii)* implementace principů a opatření energetické účinnosti a přispět k naplnění cílů Globálního efektivního scénáře Mezinárodní energetické agentury (Efficient World Scenario IEA) a *ix)* využití synergie mezi opatřeními energetické účinnosti a systémem obchodování s emisními povolenkami za účelem jejich vzájemného posílení a optimalizace jejich vlivu.

Španělsko:

Pro účely zvyšování energetické účinnosti ve Španělsku existují dva základní druhy strategických dokumentů. Krátkodobé akční plány (obvykle na dobu 4 let, např. 2005 až 2007 a 2008 až 2012) a střednědobé strategie (až na 10 let, např. Strategie energetických úspor a účinnosti pro Španělsko 2004 – 2012). Akční plán na roky 2011 – 2020 schválila španělská vláda jako implementaci článku 14 směrnice 2006/32/ES o konečné spotřebě energie a energetických službách a v souvislosti se strategií Evropa 2020, ve které přijalo Španělsko pro rok 2020 národní indikativní cíl úspor energie v hodnotě 20 % průměrné konečné spotřeby. Podle Národního akčního plánu pro energetickou účinnost (NEEAP) by v roce 2020 mělo Španělsko dosáhnout úspor ve výši 13,7 % na spotřebě primárních energetických zdrojů a 15,8 % na průměrné konečné spotřebě. Akční plán pro energetické úspory a účinnost je zároveň v souladu se španělskými závazky, vyplývajícími ze směrnice 2009/28/EC o podpoře obnovitelných zdrojů energie, kde se Španělsko zavázalo ke snížení energetické náročnosti o 2 % ročně.

Pro sledování stavu snižování energetické náročnosti Španělska byla stanovena suma energetických indikátorů v následujících sektorech: *i)* průmysl – pobídky pro snižování energetické náročnosti, *ii)* doprava – plány pro rozvoj udržitelné městské mobility a podpora cyklo dopravy, *iii)* budovy – standardy energetické náročnosti rezidenčních budov, *iv)* přístrojové vybavení – implementace směrnic o Ekodesignu a energetickém štítkování, *v)* veřejné služby – veřejné osvětlení, vodní zdroje a odsolování pitné vody a *vi)* rybářství a zemědělství.

Graf č. 435: Předpokládaný vývoj energetické náročnosti Španělska



Zdroj: Národní akční plán pro energetickou účinnost Španělska na roky 2011 – 2020, 2011.

V období prvního španělského NEEAP (2004 až 2010) se snížila konečná spotřeba energetických zdrojů o 9,2 %, tedy o 6,5 Mtoe/rok. Do roku 2020 má podle nového NEEAP Španělsko ročně ušetřit průměrně 17,8 Mtoe/rok na konečné spotřebě a celkem 35,5 Mtoe primárních energetických zdrojů.

V případě Španělska zatím chybí dlouhodobější vize postupu ve zvyšování energetické účinnosti po roce 2020. V souvislosti s nynější revizí evropské směrnice o energetické účinnosti se dá předpokládat nová sada politik, která bude na další tlak na zvyšování energetické účinnosti reagovat. Španělská politika ke zvyšování energetické účinnosti se dá nazvat mírně ambiciózní. A to i přes to, že jí v NEEAP chybí konkrétnější návrhy opatření.

Itálie:

Energetická účinnost je hlavní ze 7 priorit italské vlády, přičemž by měla přispět ke snížení nákladů a hlavně pak environmentální stopy. Podle italské energetické politiky je to nejlepší způsob pro redukci emisí a současně také pro zvýšení energetické bezpečnosti a snížení závislosti na dovozu energetických zdrojů. Itálie současně s důrazem na energetickou účinnost prosazuje i flexibilitu nástrojů k jejímu dosažení. V budoucích cílech evropské energetické politiky tak vyjadřuje podporu jenom jednomu závaznému cíli na úrovni EU – snížení emisí, za cíl pro zvyšování účinnosti se nestaví.

Itálie je jednou ze zemí s nejnižší energetickou náročností – v roce 2010 byla náročnost 14 % pod průměrem EU. V současnosti je o 5 % nižší než v roce 2005 díky klesající spotřebě, ale také dopadům hospodářské krize. Do roku 2020 je předpokládáno snížení hrubé konečné spotřeby o 24 %. Itálie by tak překročila své závazky EU 2020 (indikativní cíl pro Itálii byl rovněž na celoevropské úrovni 20 %). Do roku 2050 by měla spotřeba oproti roku 2010 klesnout o 17 až 26 %. Ročně by měla Itálie ušetřit 20 Mtoe hrubé konečné spotřeby energie a 15 Mtoe konečné spotřeby, čímž by se ročně mělo dosáhnout úspory 55 milionů tun emisí CO₂ a 8 miliard Eur na importním účtu.

Z celkové italské spotřeby energie tvoří až 45 % tepelné hospodářství (topení a klimatizace), doprava se pohybuje kolem 30 %, následuje elektrická energie. Sektorově je největším spotřebitelem energie doprava (32 %), následována průmyslem (26 %), domácnostmi (23 %) a službami (12 až 13 %). Státní správa spotřebovává jen kolem 3 % ročně. Vzhledem k vysokému podílu průmyslu v porovnání s celoevropskou úrovní je na tom Itálie s účinností dobře, přičemž zde ale existuje stále potenciál pro zlepšení.

Od zavedení Akčního plánu pro energetickou účinnost v roce 2007 se situace výrazně zlepšila. Byly zavedeny tzv. bílé certifikáty, sleva na daních, minimální ukazatele výkonnosti. Cíl v podobě 3,5 Mtoe ročně byl překonán – ročně se konečná spotřeba snižovala o 4 Mtoe (6 Mtoe hrubé konečné spotřeby). Potenciál nadále existuje v nízkoenergetických budovách s menší spotřebou energie až o 70 %. Problémem jsou vysoké vstupní náklady a nedostatečné kalkulace a analýzy možných úspor. Státní sektor se potýká s problematikou sdílení rizika a nákladů. Průmyslu chybí dostatečná interní expertíza, hlavně v malých a středních podnicích. K rychlejšímu postupu nepřispívá ani fakt, že projekty mají často dlouhou dobu návratnosti investice.

Hlavní opatření dle italské koncepce jsou: *i)* posílení legislativních a právních opatření ustanovujících standardy a vymahatelnost ohledně cílů pro energetickou účinnost (hlavně v rezidenčním sektoru), zlepšení systému monitorování, reálného plnění cílů, *ii)* nová regulace energetických odvětví přímo regulátorem, *iii)* prodloužení časového rámce pro uplatnění slev na dani, *iv)* zavedení přímých pobídek pro státní správu (nemůže využívat slev na dani) – tzv. *Heating Account*, *v)* posílení tzv. bílých certifikátů (dokazujících, že bylo skutečně ušetřeno určité množství energie) – použití hlavně pro průmysl, jelikož domácnosti mají možnost využívat slev na daních, a státní správu *Heating Account*, *vi)* rychle prosadit Směrnicí 2010/31/EC – zesílit podmínky energetické náročnosti pro nové budovy, na celoevropské úrovni by to mělo přinést úsporu až 5 až 6 %, *vii)* podpora vysokoúčinné kogenerace – nejenom nových projektů, ale taky přestavby stávajících, *viii)* úsporu v sektoru dopravy přinesla transpozice Nařízení 443/2009/EC o spotřebě emisí automobily,

ix) trend směřovat spotřebu k většímu využívání elektřiny – tepelná čerpadla pro chlazení a topení, elektromobily, elektrické vlaky, využití *smart grids* atd.) zvýšení povědomí o energetické účinnosti a náročnosti, o potenciálu úspor, podpora.

V závěru italské energetické koncepce jsou uvedeny možné scénáře vývoje do budoucna. Jedním z nich je i Scénář vysoké energetické účinnosti (*High Energy Efficiency Scenario*). Vyznačuje se vysokými standardy pro nové zařízení, pro stavbu nových budov, výraznou rekonstrukcí stávajících obydlí a důrazem na výzkum nových technologií. Ve všech scénářích se objevuje potřeba zvýšit energetickou účinnost. Do roku 2050 má být náročnost snížena o 17 až 26 % tak, aby byl splněn cíl ušetřit 45 Mtoe v porovnání s rokem 2010. Ekonomický růst nebude spojen se snížením spotřeby. Tento trend se již objevuje, ale po roce 2020 bude ještě více akcelarovat. Trendem je také zvýšená elektrifikace v sektorech vytápění, chlazení a dopravy. To by mělo vést k dekarbonizaci ekonomiky, a je zde proto nutné zdůrazňovat účinné technologie ve výrobě elektrické energie. Co se týče výzkumu v energetice, Itálie se soustředí na rozvoj *smart grids*, přičemž zaujímá jedno z předních míst v EU. Vytvořila totiž celosvětovou výzkumnou síť *International Smart Grids Action Network*.

Maďarsko:

V maďarské energetické strategii do roku 2030 jsou úspory energie zmiňovány jako neefektivnější metoda zvyšování bezpečnosti dodávek v krátkodobém horizontu. Při neustále se transformující ekonomice je maďarská energetická intenzita na jednotku HDP jednou z nejvyšších v EU. Politika směřující ke zvyšování energetické účinnosti je proto spíše konzervativní, ale zato zde existuje velký potenciál pro energetické úspory.

Maďarským cílem je snižovat spotřebu primárních energetických zdrojů oproti roku 2010 (1 085 PJ), nebo ji do roku 2030 alespoň nezvyšovat nad 1150 PJ. Sektory s největším potenciálem pro úspory energie jsou podle strategie: *i*) budovy – až 40 % energie spotřebované v maďarsku připadá na budovy, z toho dvě třetiny na jejich vytápění a chlazení; až 70 % maďarských domácností nespĺňuje moderní standardy na snižování energetické náročnosti bydlení; podobný poměr lze najít u veřejných budov, *ii*) průmysl, *iii*) doprava a *iv*) zemědělství.

Do roku 2030 Maďarsko plánuje zvýšit energetickou účinnost vytápění budov o 30 %, což podle kalkulací povede k 10 % úspoře primárních energetických zdrojů. Obnova starých, nízkoúčinných elektráren a snižování ztrát při přenosu energie by měla přinést další úspory na úrovni 6 až 9 %. Zbylé úspory by pak podle maďarské strategie měly poskytovat sektory průmyslu a dopravy. Při snižování energetické náročnosti maďarská strategie zmiňuje tři hlavní iniciativy pro zvyšování energetické účinnosti: *i*) Národní akční plán pro energetickou účinnost (NEEAP), *ii*) Energetická strategie pro sektor budov a *iii*) Akční plán rozvoje výroby energie.

Belgie:

V Belgii je vzhledem k rozdělení pravomocí mezi federální a lokální úrovní problematické hodnotit konkrétní opatření pro zvyšování energetické účinnosti, jelikož ta je v gesci regionálních vlád a jednotlivé kroky se od sebe liší ve všech třech regionech. V dubnu 2014 byl přijat Belgický akční plán pro energetickou účinnost, který vymezuje pravomoci na federální úrovni a nechává široký prostor pro regionální opatření. Národní indikativní cíl v souladu s transpozicí směrnice o energetické účinnosti byl pro Belgii stanoven na úrovni 18 % pro rok 2020. To představuje úsporu 9,6 Mtoe hrubé konečné spotřeby a 7,1 Mtoe konečné spotřeby energie v letech 2008 až 2020.

Celonárodní sektorové cíle chybí, místo toho se však objevují podíly na konečné úspoře: Vlámsko by se mělo podílet 60 %, Valonsko 30 % a hlavní město Brusel 10 %.

V roce 2009 byla průměrná spotřeba energie na obyvatele na úrovni 155 % průměru EU (5,2 toe na obyvatele, přičemž celo-unijní průměr činil 3,3 toe). Když se ale vezme v úvahu spotřeba na jednotku HDP (měřeno paritou kupní síly), úroveň klesne na přibližně 70 % průměru EU. Od roku 1990 klesá energetická náročnost v Belgii tempem 1 % ročně (průměr EU je 1,7 %), v roce 2009 klesla spotřeba díky nastupující ekonomické krizi o celých 5 %. Důvodem pro vyšší náročnost je velká průmyslová základna Belgie, průmysl spotřebovává až 45 % celkové spotřeby energie. Sektor služeb a domácností se podílí 35 %, doprava 20 %. Nejvyšší vzestup energetické účinnosti byl zaznamenán v sektoru výroby elektrické energie. Díky posunu od produkce elektrické energie z uhlí směrem k zemnímu plynu se mezi lety 1990 a 2009 zlepšila o 38 %.

Opatření na národní úrovni se omezují na produkci a transport energie, včetně skladovacích kapacit, a na větrné elektrárny na moři. Ostatní legislativu a kroky mají na starosti regionální orgány. Od roku 2013 bylo na federální úrovni zrušeno daňové zvýhodnění pro podniky, které dosáhli výrazných úspor, majoritně kvůli tomu, aby se předešlo duplikacím s lokální úrovní. Státní správa má prioritně sloužit jako příklad role modelu *a best practice*, například bylo rozhodnuto, že do roku 2012 musí mít všechny federální orgány certifikaci Eco-Management and Audit Scheme. Do roku 2016 se plánuje vytvoření celostátní entity, která bude schopna financovat opatření jak pro státní tak pro soukromou sféru. Ještě dřív, do ledna 2015, by měli síťoví operátoři předložit regulátorům seznam opatření pro snížení ztrát při vedení energie, zvýšení efektivnosti provozu soustavy a pro podporu změny chování zákazníků.

Všechny tři regiony mají energetická poradenská centra, která slouží jako informační zdroje pro veřejnost a soukromý sektor. Nejlepší opatření a příklady *best practice* existují ve Vlámsku. Je zde zavedený systém certifikátů pro podíl kogenerace, závazky pro oblast energetické účinnosti, kritéria a požadavky pro audit energeticky náročného průmyslu, který nespadá pod schéma EU ETS. Příkladem konkrétních kroků pro zvýšení informovanosti veřejnosti je například Program pro snížení spotřeby energie v státních školách a pro zvyšování uvědomělosti studentů o potřebě šetřit energií. Valonsko má svůj vlastní energetický fond. Brusel se pak soustředí hlavně na oblast veřejného sektoru (demonstrativní projekty hlavně v oblasti energeticky náročných budov).

Co se týče jednotlivých sektorů, v obytném sektoru existují minimální standardy energetické účinnosti a k tomu se pojí ekonomické pobídky – není ale zřejmé, jestli je úroveň podpory přímo úměrná konkrétní úspoře – a veřejná podpora tak ztrácí svou transparentnost. Oblast domácích spotřebičů je řešená hlavně aplikováním směrnice o ekodesignu, existuje zde samozřejmě štítkování spotřebičů na základě energetické účinnosti. Politika v sektoru dopravy je relativně slabá, soustředí se hlavně na individuální mobilitu, větší využívání veřejné dopravy a zlepšení její efektivnosti. Politika v oblasti průmyslu je značně rozštěpená. Na celostátní úrovni zde existují jenom částečné standardy pro zařízení, majoritně řešené směrnicí o ekodesignu. Ve Vlámsku existují rámcové hodnoty pro zařízení a procesy a bílé certifikáty, Valonsko a Brusel nabízí asistenci a poradenství a taky možnost dotací pro jednotlivé projekty.

6.4.3 Podíl fosilních paliv na spotřebě primární energie

Podíl fosilních paliv na spotřebě primární energie v daném roce je stanoven jako poměr spotřeby PEZ z fosilních paliv k celkové spotřebě PEZ v odpovídajícím roce:

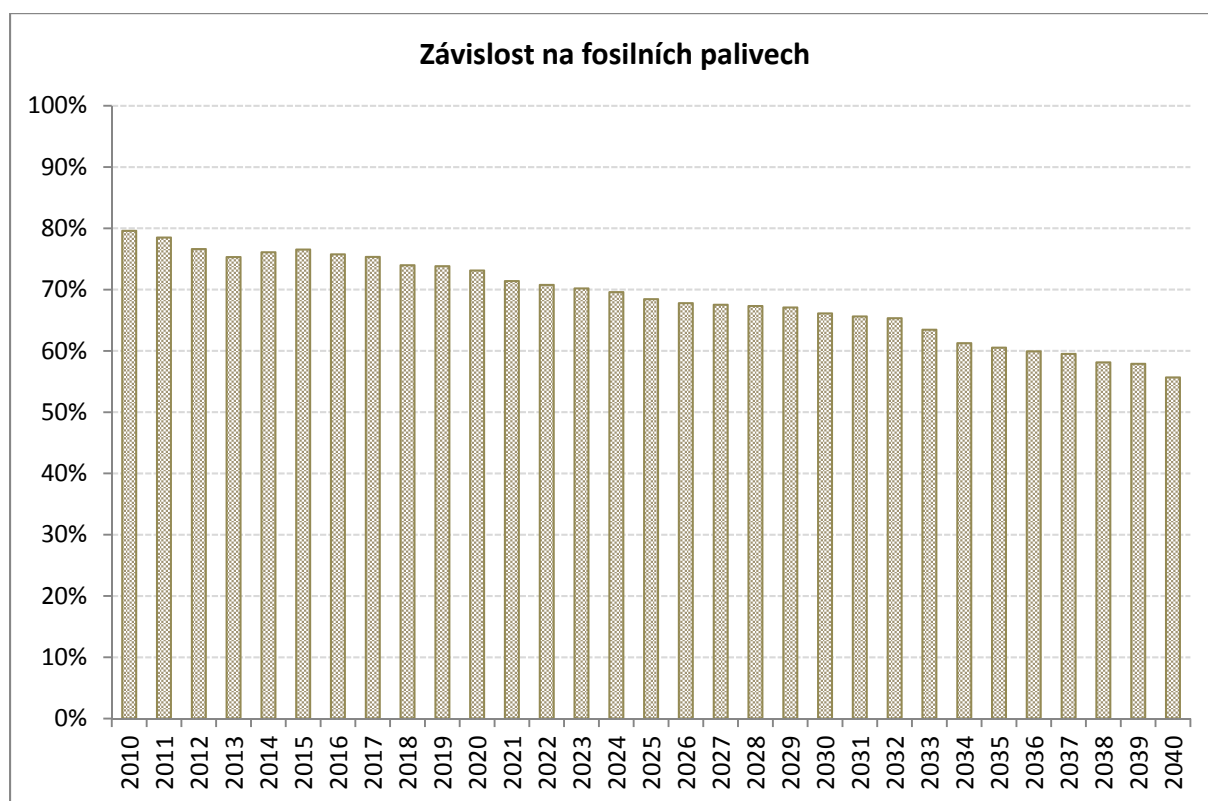
$$p_{FP} = \frac{PEZ_{FP}}{PEZ} \cdot 100\%$$

kde:

p_{FP}	Podíl fosilních paliv na spotřebě primární energie [%].
PEZ_{FP}	Roční spotřeba PEZ z fosilních paliv [PJ].
PEZ	Celková roční spotřeba PEZ [PJ]

Hodnota závislosti na fosilních palivech může dosahovat velikosti v intervalu 0 % až 100 % a pro ČR bude podle předpokladů postupně klesat. Jak demonstruje Graf č. 436, bude průměrný meziroční pokles závislosti na fosilních palivech během sledovaného období dosahovat velikosti přibližně 0,83 procentního bodu. V porovnání s rokem 2010 se pak bude jednat o pokles o 25 procentních bodů na úroveň kolem 55 % v horizontu roku 2040.

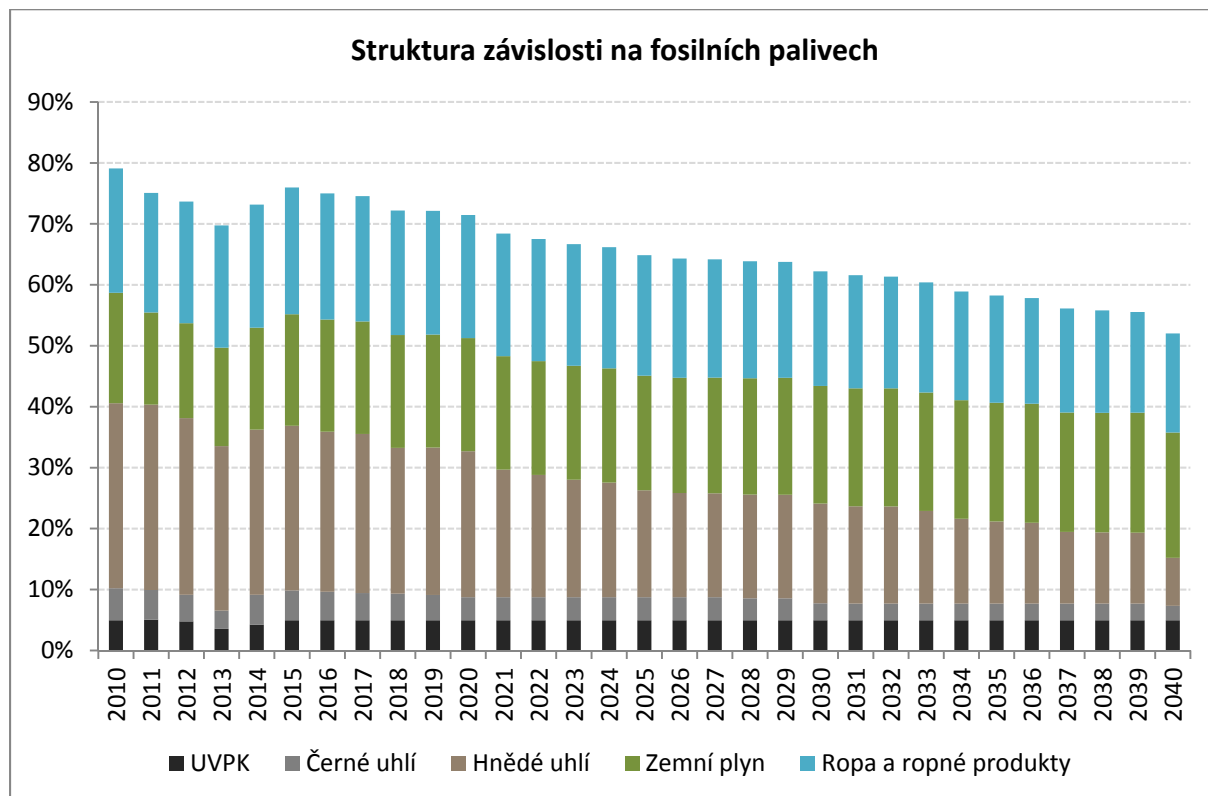
Graf č. 436: Závislost na fosilních palivech



Zdroj: Expertní analýza MPO

Tento trend je způsoben především snižující se spotřebou hnědého uhlí, která je rapidnější než očekávaný růst spotřeby dalšího fosilního paliva, totiž zemního plynu. Spotřeba fosilních paliv bude v palivovém mixu postupně nahrazována obnovitelnými zdroji energie a z malé části také jadernými zdroji. Graf č. 437 následně uvádí strukturu závislosti na fosilních palivech, přičemž pro přehlednost jsou zde uvedena pouze fosilní paliva s větším než 1% podílem na primárních zdrojích energie.

Graf č. 437: Struktura závislosti na fosilních palivech



Zdroj: Expertní analýza MPO

6.4.4 Podíl obnovitelných zdrojů energie na hrubé konečné spotřebě

Podíl obnovitelných zdrojů energie na hrubé konečné spotřebě v daném roce je potom stanoven jako poměr konečné spotřeby obnovitelných zdrojů k celkové hrubé konečné spotřebě energie v odpovídajícím roce následovně:

$$p_{OZE} = \frac{KS_{OZE}}{HKS} \cdot 100\%$$

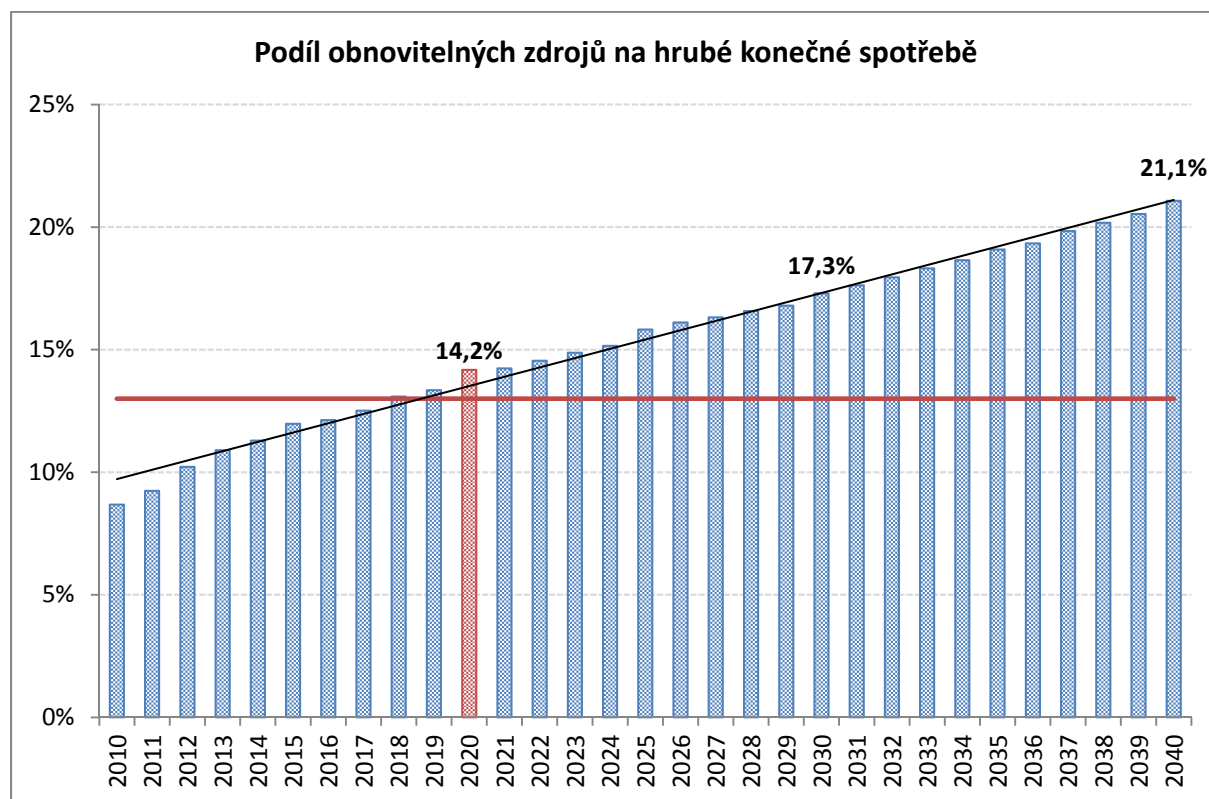
kde:

p_{OZE}	Podíl OZE v konečné spotřebě [%].
KS_{OZE}	Konečná spotřeba OZE [PJ].
HKS	Hrubá konečná spotřeba [PJ].

Předložený návrh Státní energetické koncepce vychází v souvislosti s podílem obnovitelných zdrojů energie do roku 2020 z Národního akčního plánu pro energii z obnovitelných zdrojů (Srpen, 2012), který respektuje směrnici Evropského parlamentu a Rady č. 2009/28/ES ze dne 23. dubna 2009 o podpoře využívání energie z obnovitelných zdrojů. Pro Evropskou unii jako celek je pro rok 2020 stanoven cíl 20% podílu energie z obnovitelných zdrojů a cíl 10% podílu energie z obnovitelných zdrojů v dopravě. Pro Českou republiku byl Evropskou Komisí stanoven minimálně 13% podíl energie z obnovitelných zdrojů na hrubé konečné spotřebě energie. Splnění tohoto cíle musí zároveň zajistit také minimálně 10% podíl energie z OZE v dopravě.

Národní akční plán České republiky pro energii z obnovitelných zdrojů navrhuje v roce 2020 dosažení 14,0% podílu energie z obnovitelných zdrojů na hrubé konečné spotřebě energie a 10,8% podílu energie z obnovitelných zdrojů na hrubé konečné spotřebě v dopravě.

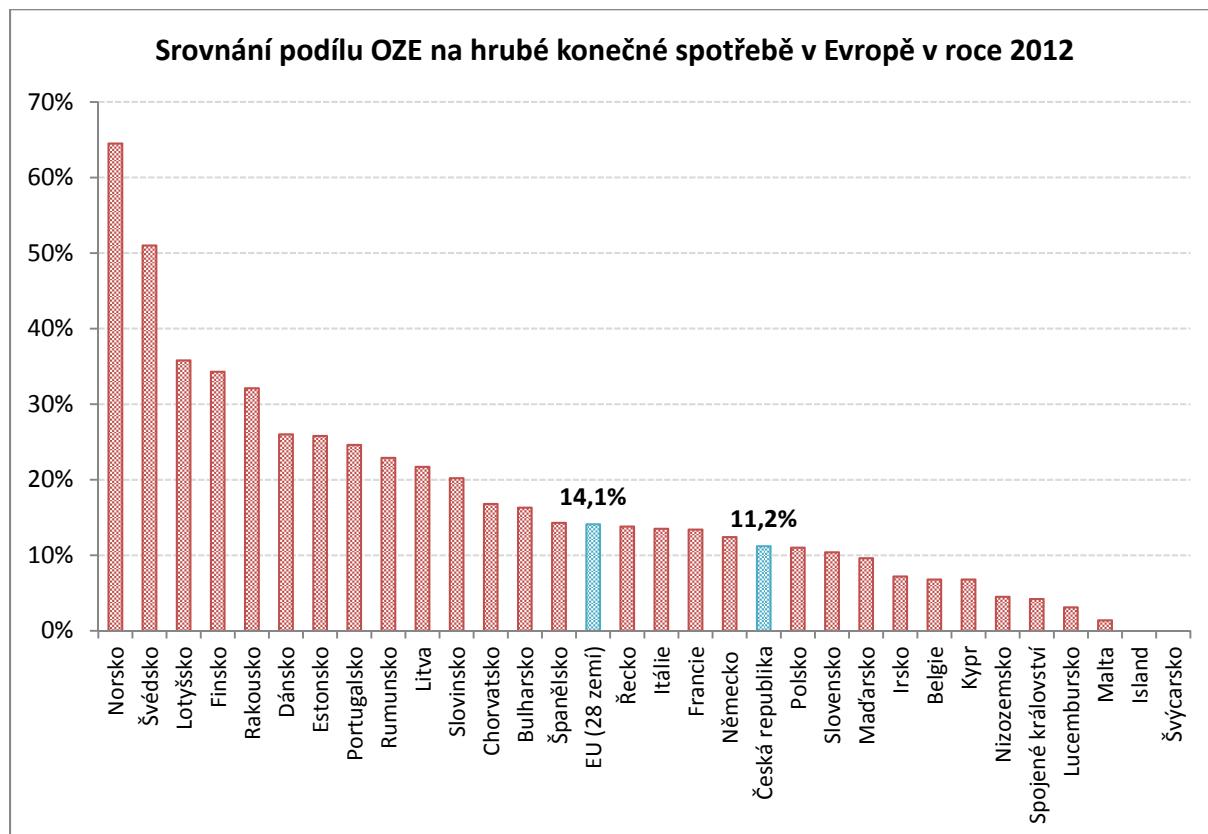
Graf č. 438: Podíl obnovitelných zdrojů na hrubé konečné spotřebě



Zdroj: Expertní analýza MPO

Při naplnění předpokladů optimalizovaného scénáře bude v roce 2020, viz Graf č. 438, cíl stanovený Evropskou komisí splněn a bude splněn i cíl navržený Národním akčním plánem České republiky. Trend rostoucího podílu OZE na hrubé konečné spotřebě bude podle předpokladů nadále pokračovat s cílovými hodnotami na úrovni 17,3 % v roce 2030 a více než 21 % v roce 2040.

Graf č. 439: Podíl OZE na hrubé konečné spotřebě v Evropě v roce 2012



Zdroj: Statistika ČSÚ (pro Island a Švýcarsko nejsou dostupné údaje)

Z mezinárodního srovnání pro rok 2012, které zobrazuje Graf č. 439, následně vyplývá, že z pohledu podílu obnovitelných zdrojů energie na hrubé konečné spotřebě se Česká republika nachází pod průměrem Evropské unie, což však do jisté míry koresponduje s omezenými možnostmi pro využití těchto zdrojů energie na území ČR, které je dáno přírodními a klimatickými podmínkami.

6.4.5 Spotřeba elektřiny na obyvatele

Jedním ze sledovaných měřítek udržitelnosti je také velikost spotřeby elektřiny na jednoho obyvatele, která je v daném roce stanovena jako podíl čisté tuzemské spotřeby elektřiny a počtu obyvatel v odpovídajícím roce takto:

$$SEO = \frac{TNS}{PO}$$

kde:

SEO Spotřeba elektřiny na obyvatele [kWh/obyv.].

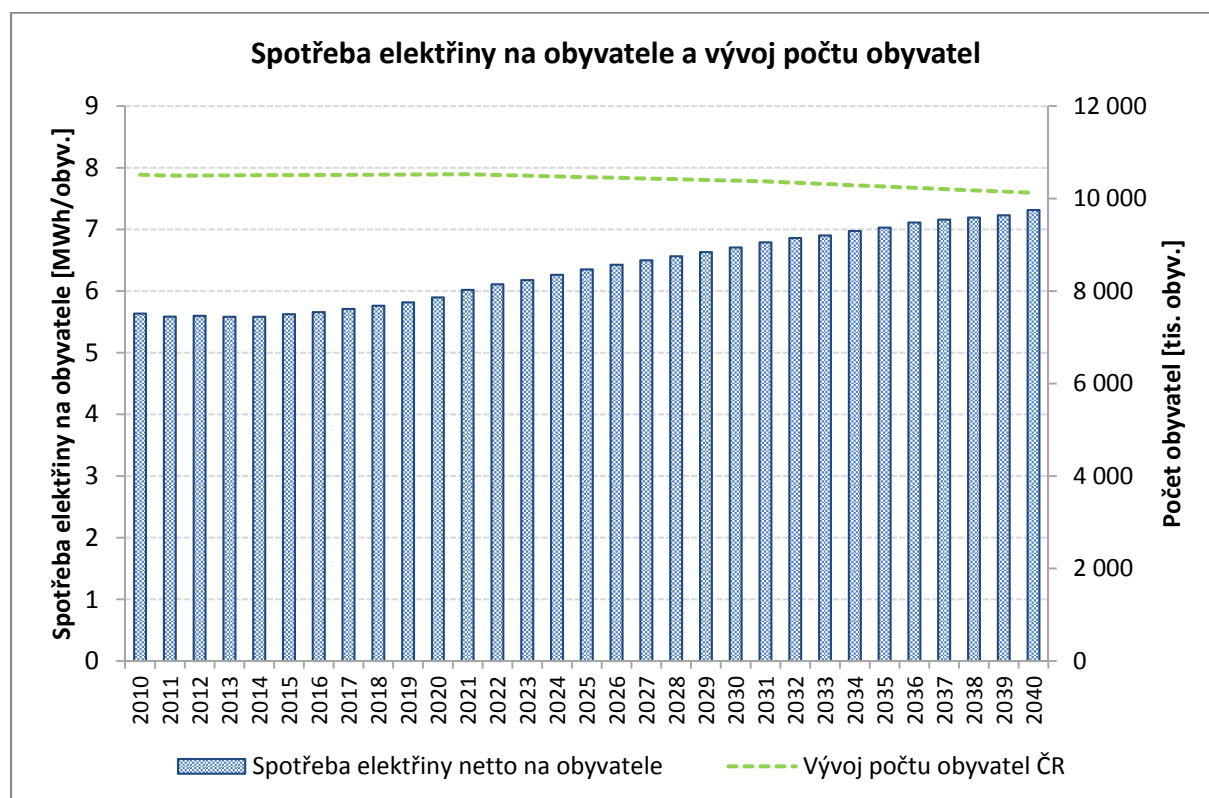
TNS Tuzemská netto spotřeba elektřiny [GWh].

PO Počet obyvatel [mil. obyv.].

Pro odhad vývoje počtu obyvatel sloužily relevantní studie ČSÚ – „Projekce počtu cenových domácností v České republice do roku 2030“, „Projekce obyvatelstva ČR 2013“ a „Projekce obyvatelstva České republiky do roku 2100“ v souladu s kapitolou č. 2.1.

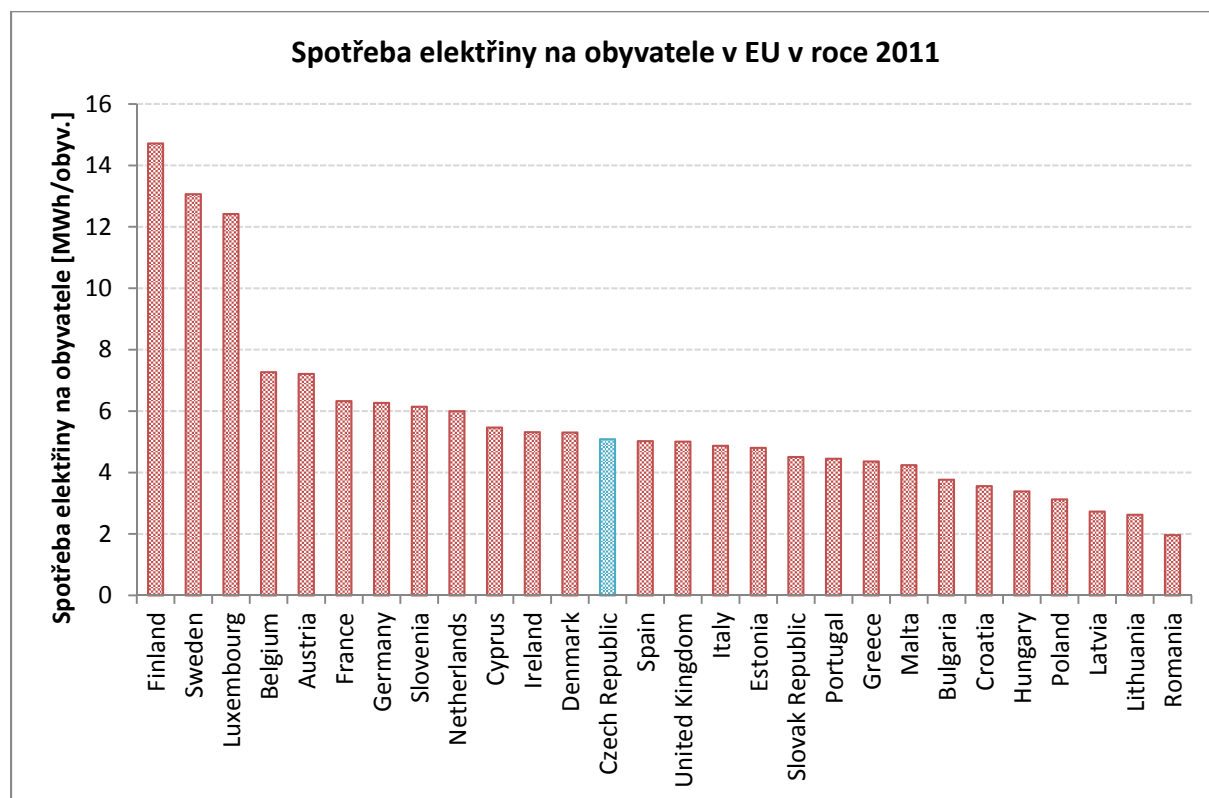
Podílem celkové spotřeby elektrické energie (bez vlastní spotřeby na výrobu, ztrát v sítích a spotřeby na akumulaci) a celkového počtu obyvatel bylo dále možné kvantifikovat roční spotřebu elektřiny na jednoho obyvatele ČR v jednotlivých letech, viz Graf č. 440. Z uvedeného vývoje pak vyplývá, že spotřeba elektřiny na obyvatele, navzdory předpokládané stagnující spotřebě domácností a snižujícímu se počtu obyvatel, do roku 2040 poroste, a to především z důvodu vývoje spotřeby elektřiny na úrovni velkooběru a malooběru ze strany podnikatelů, které se budou podle aktuálně dostupných prognóz zvyšovat.

Graf č. 440: Spotřeba elektřiny na obyvatele a vývoj počtu obyvatel



Zdroj: Expertní analýza MPO, Projekce obyvatelstva České republiky do roku 2100

Graf č. 441: Spotřeba elektřiny na obyvatele v EU v roce 2011



Zdroj: Statistika IEA (údaj pro ČR se úplně neshoduje s ověřenými daty MPO)

6.4.6 Podíl obnovitelných zdrojů energie na dodávkách tepla ze SZT

Podíl OZE na dodávkách tepelné energie ze SZT v daném roce je stanoven jako poměr dodávek tepelné energie ze SZT vyrobené z obnovitelných zdrojů k celkové hodnotě dodávek tepelné energie ze SZT v odpovídajícím roce následovně:

$$p_{OZE} = \frac{SZT_{OZE}}{SZT} \cdot 100\%$$

kde:

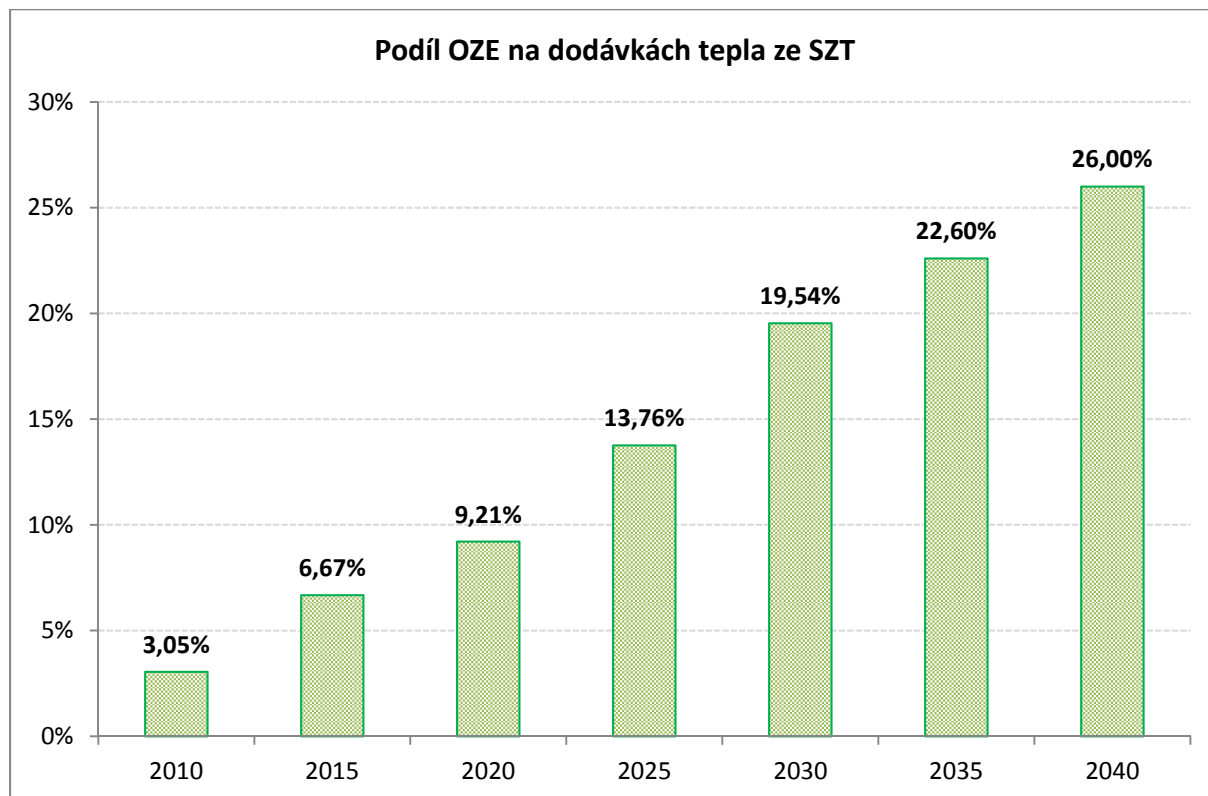
p_{OZE} Podíl OZE na dodávkách tepelné energie ze SZT [%].

SZT_{OZE} Dodávka tepelné energie ze SZT vyrobené z OZE [PJ].

SZT Celková dodávka tepelné energie ze SZT [PJ].

Vlivem postupného snižování významu uhlí v palivovém mixu pro potřeby výroby tepelné energie a jeho částečného nahrazování biomasou a biologicky rozložitelnou částí TKO při současném mírném poklesu dodávek tepla ze soustav zásobování tepelnou energií do roku 2040 lze očekávat rostoucí podíl obnovitelných zdrojů energie na těchto dodávkách až na úroveň přesahující 25 %. Vývoj tohoto ukazatele na základě předpokládaného vývoje v rámci SZT ukazuje Graf č. 442.

Graf č. 442: Podíl OZE na dodávkách tepla ze SZT



Zdroj: Expertní analýza MPO

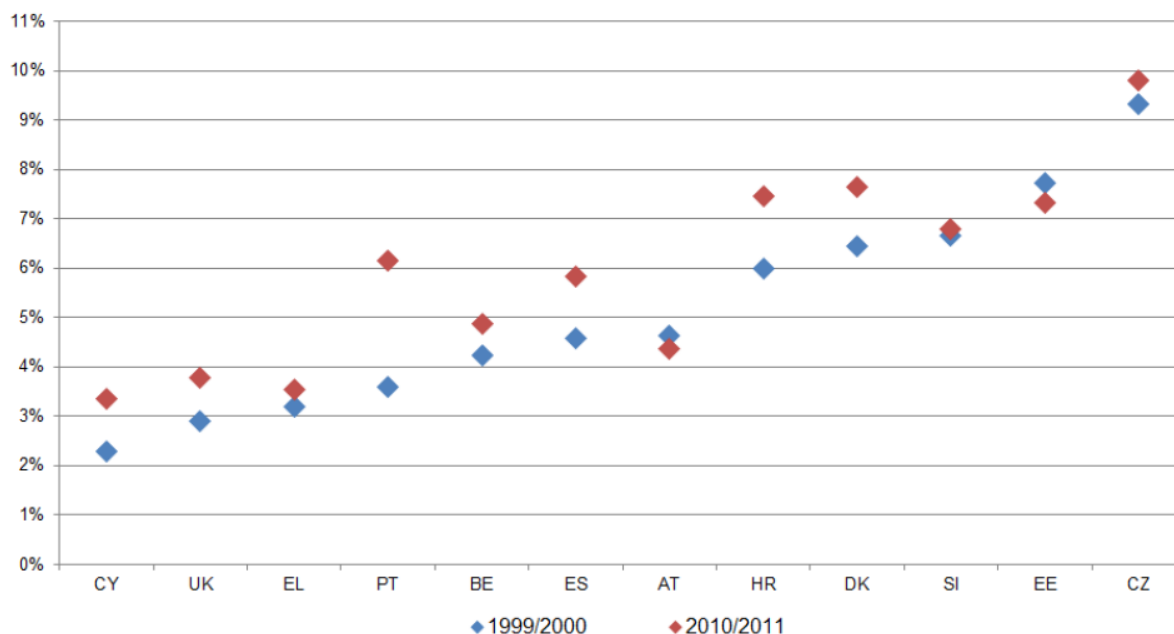
6.5 Dopady ASEK na domácnosti

6.5.1 Dostupnost cen energií pro domácnosti

Výdaje domácností na paliva a provoz elektrických spotřebičů, případně vytápěcích zařízení, se budou v uvažovaném horizontu absolutně zvyšovat. Relativně v poměru k celkovým výdajům domácností však budou tyto výdaje stagnovat mezi 10 % a 12 %. Graf č. 443 a Graf č. 444 demonstují srovnání s vybranými členskými zeměmi EU. Je patrné, že výdaje na elektřinu, vytápění a nákup paliv tvoří v rámci výdajů českých domácností poměrně významnou položku na úrovni 10 % celkových výdajů. Přičemž v desetiletí od roku 2000 do roku 2010 se podíl výdajů na energie v domácnostech dále zvýšil, což byl však trend i ve většině ostatních srovnávaných zemí.

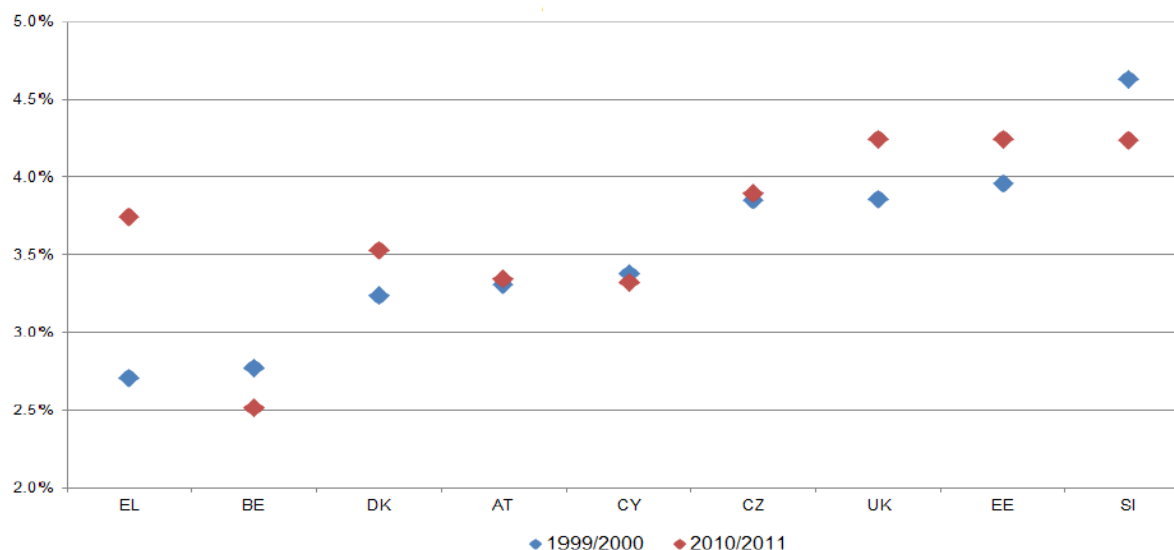
Mírné navýšení ceny elektřiny a primárních paliv pro konečné spotřebitele bude kompenzováno růstem kupní síly obyvatelstva. Ani zvyšování energetické efektivity domácích spotřebičů, větší využívání tepelných čerpadel a další pokrok v zateplování nezvrátí celkový trend celkového nárůstu spotřeby elektrické energie. Předpokládá se růst celkové vybavenosti domácími spotřebiči. Proto se ceny elektřiny jeví jako klíčový faktor pro budoucí náklady domácností.

Graf č. 443: Podíl výdajů na elektřinu, zemní plyn a ostatní paliva na disponibilním důchodu - srovnání s vybranými členskými státy EU



Zdroj: Náklady na energii (2014) - Eurostat, Household Budget Surveys (HBS) statistika

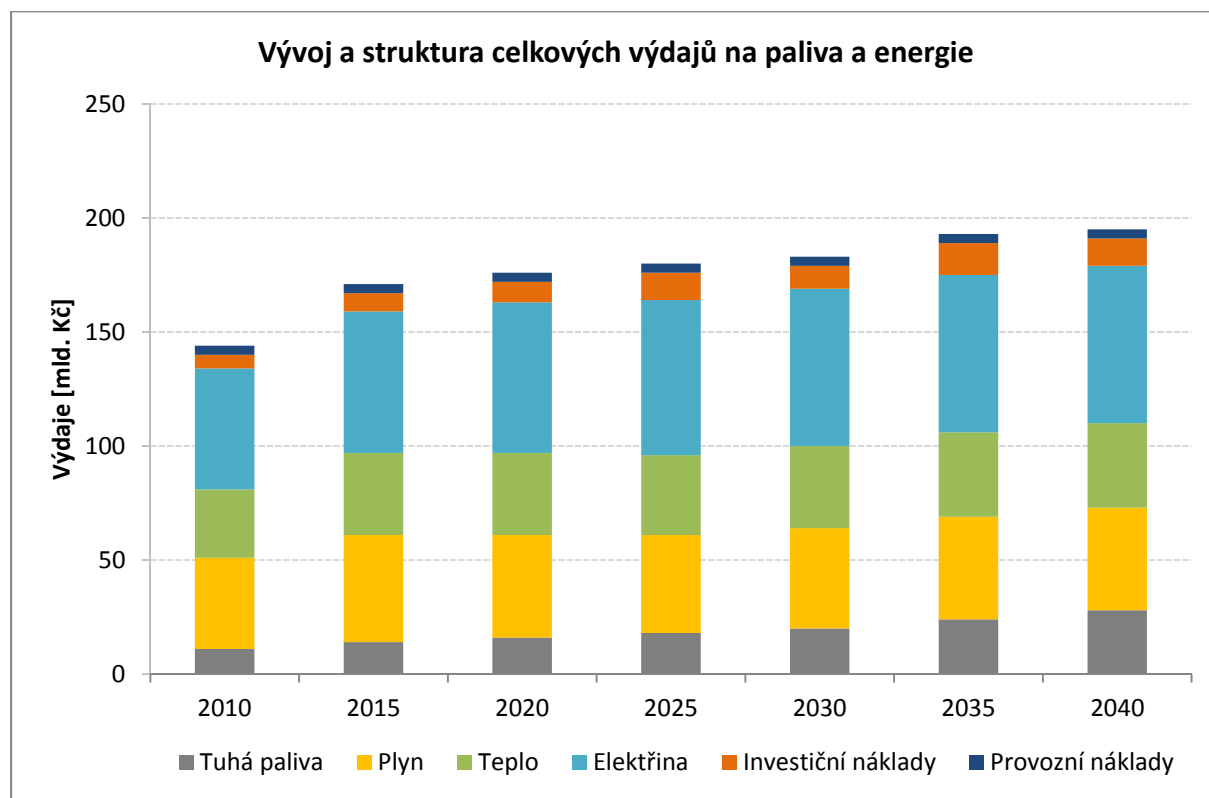
Graf č. 444: Podíl výdajů na kapalná paliva na disponibilním důchodu domácností - srovnání s vybranými členskými státy EU



Zdroj: Náklady na energii (2014) - Eurostat, Household Budget Surveys (HBS) statistika

Vývoj a struktura celkových výdajů českých domácností na paliva a energie potom ve sledovaném vykazuje mírně rostoucí trend, viz Graf č. 445, přičemž zvětšovat se bude zejména podíl tuhých paliv, hlavně vlivem jejich postupně rostoucích cen, dále pak elektřiny a také investic při stagnaci podílů ostatních druhů paliv a energií na těchto výdajích.

Graf č. 445: Vývoj a struktura celkových výdajů na paliva a energie



Zdroj: Expertní analýza MPO

6.5.2 Podíl výdajů na energii na celkových výdajích domácností

Podíl výdajů na energii na celkových výdajích domácností v daném roce je stanoven jako poměr výdajů domácností na veškerou spotřebu energií k jejich celkovým výdajům v odpovídajícím roce podle následujícího vztahu:

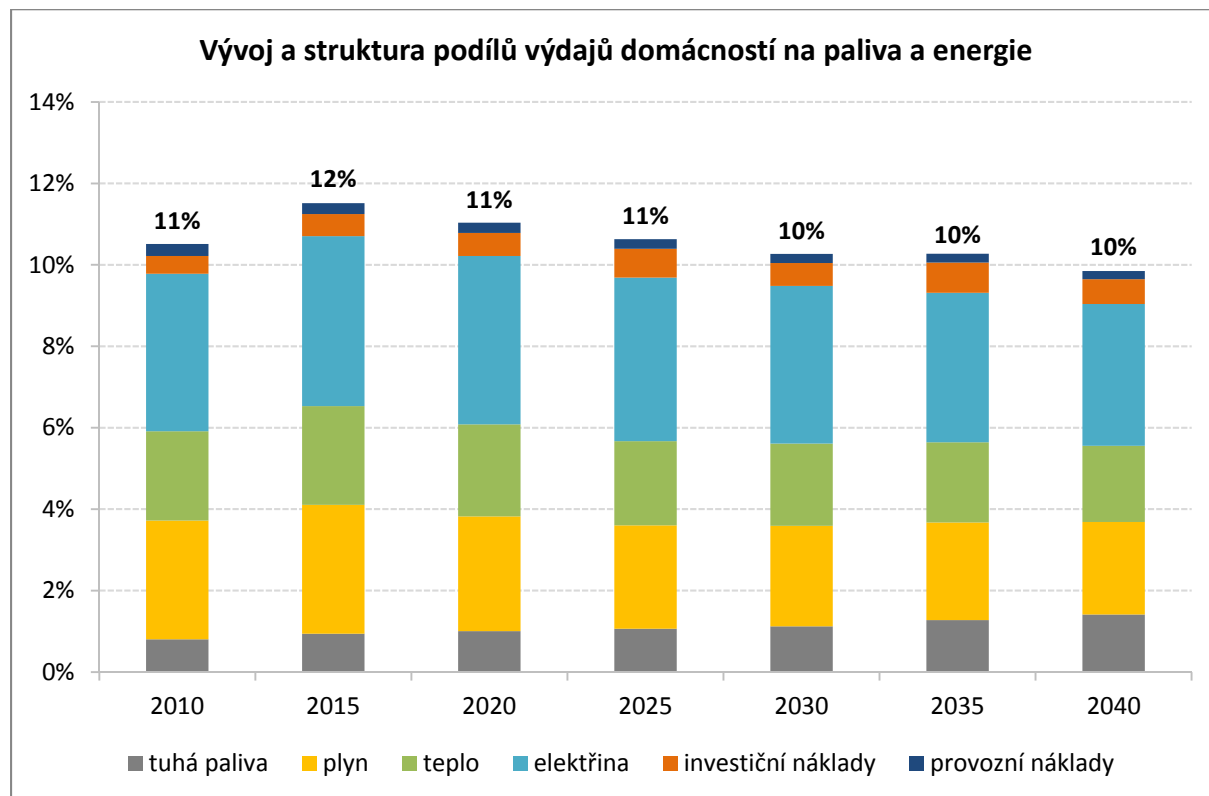
$$p_{VDE} = \frac{VD_E}{VD} \cdot 100\%$$

kde:

p_{VDE}	Podíl výdajů na energii na výdajích domácností [%].
VD_E	Výdaje domácností na energie [mld. Kč].
VD	Celkové výdaje domácností [mld. Kč].

Vývoj podílů výdajů na paliva a energie na celkových výdajích domácností v České republice ukazuje Graf č. 446. V současné době tvoří výdaje domácností na paliva a energie asi 10 % z jejich celkových výdajů, což by se s ohledem na předpokládaný vývoj nemělo výrazně změnit ani v horizontu roku 2040. Dalších asi 5 % výdajů domácností potom tvoří výdaje na nákup pohonných hmot.

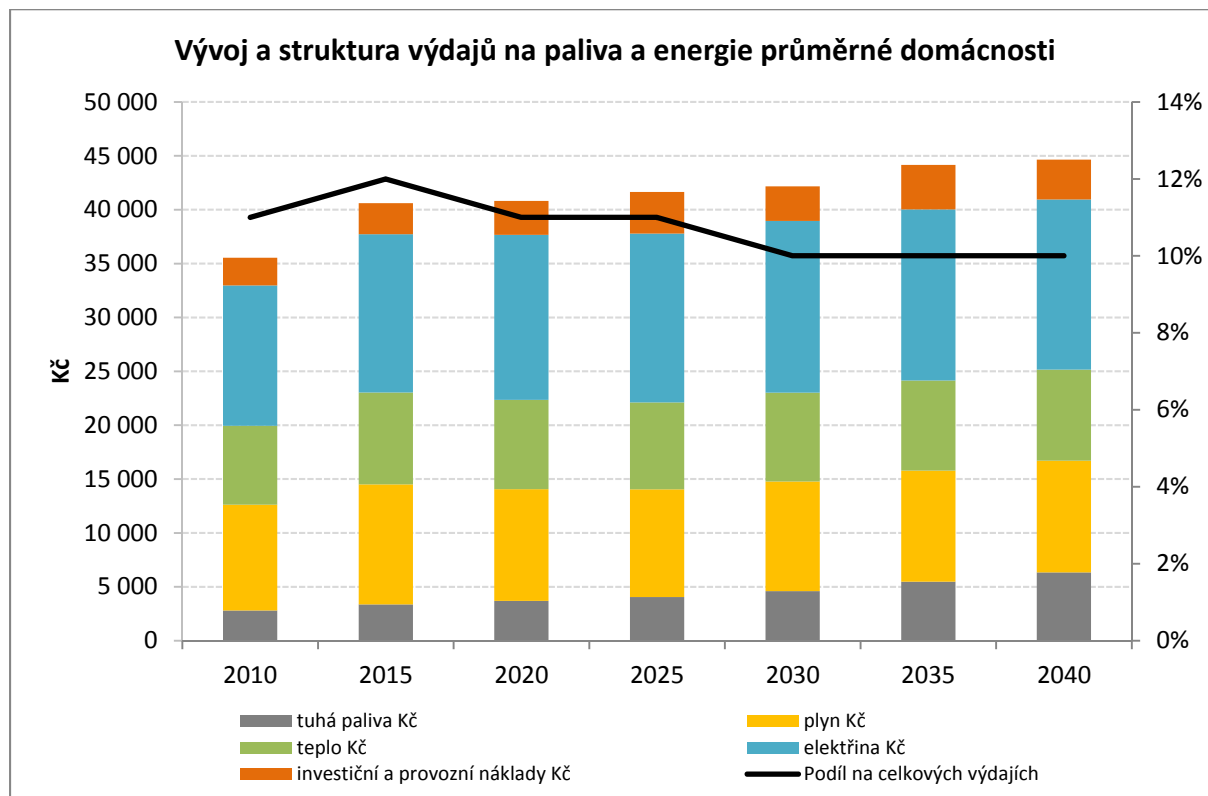
Graf č. 446: Vývoj a struktura podílů výdajů domácností na paliva a energie



Zdroj: Expertní analýza MPO

Graf č. 447 dále ukazuje vývoj a strukturu výdajů na paliva a energie průměrné české domácnosti. V uvedených výdajích však nejsou započteny náklady na zateplování, výměnu oken apod., a to vzhledem k jejich obtížnému vyčíslení. Dále není znám podíl svépomocné práce, a z tohoto důvodu se mohou náklady na zateplení rodinného domu výrazně lišit. Nicméně, lze předpokládat, že průměrně na jednu domácnost v ČR se náklady budou pohybovat v řádu několika desítek tisíc Kč za rok. Největší podíl nákladů domácnosti na paliva a energie budou i nadále zaujímat elektrina, zemní plyn a teplo.

Graf č. 447: Vývoj a struktura výdajů na paliva a energie průměrné domácnosti



Zdroj: Expertní analýza MPO

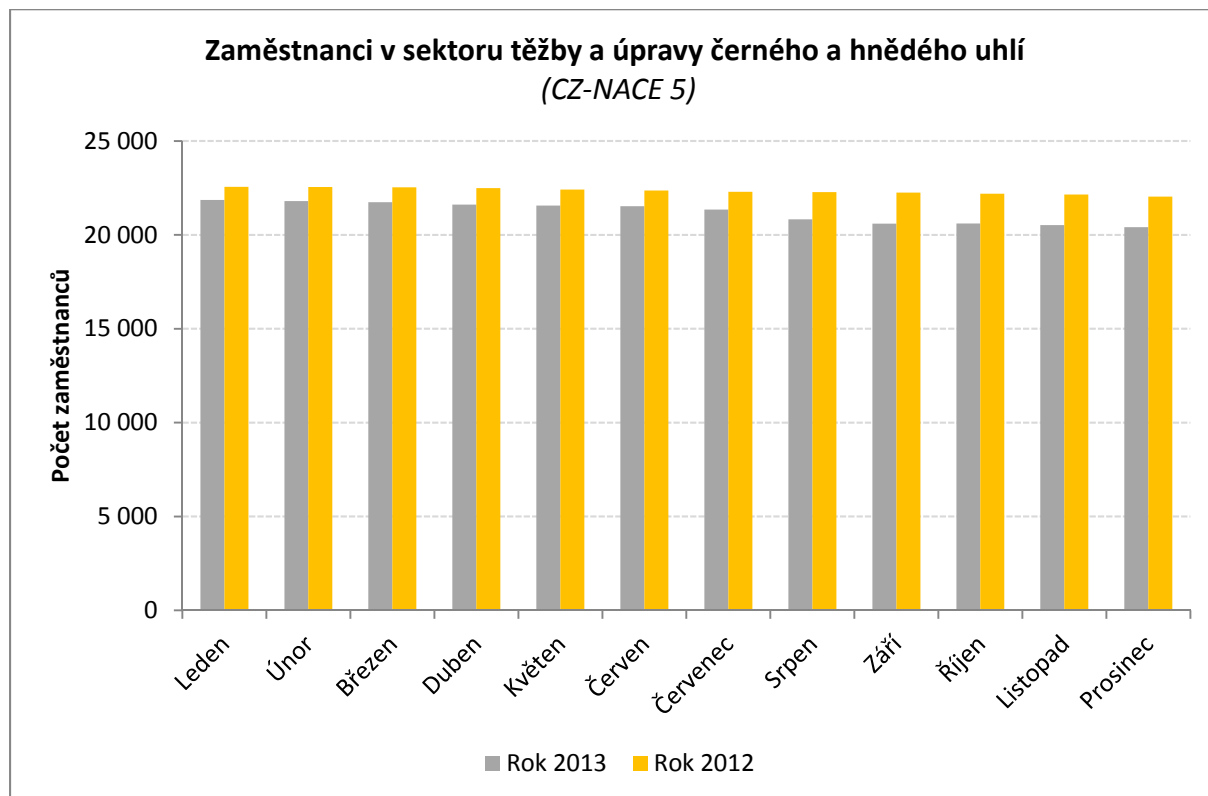
6.6 Dopady ASEK na zaměstnanost

6.6.1 Vývoj zaměstnanosti v sektoru těžby a dobývání

Aktuální zaměstnanost v sektoru těžby hnědého a černého uhlí:

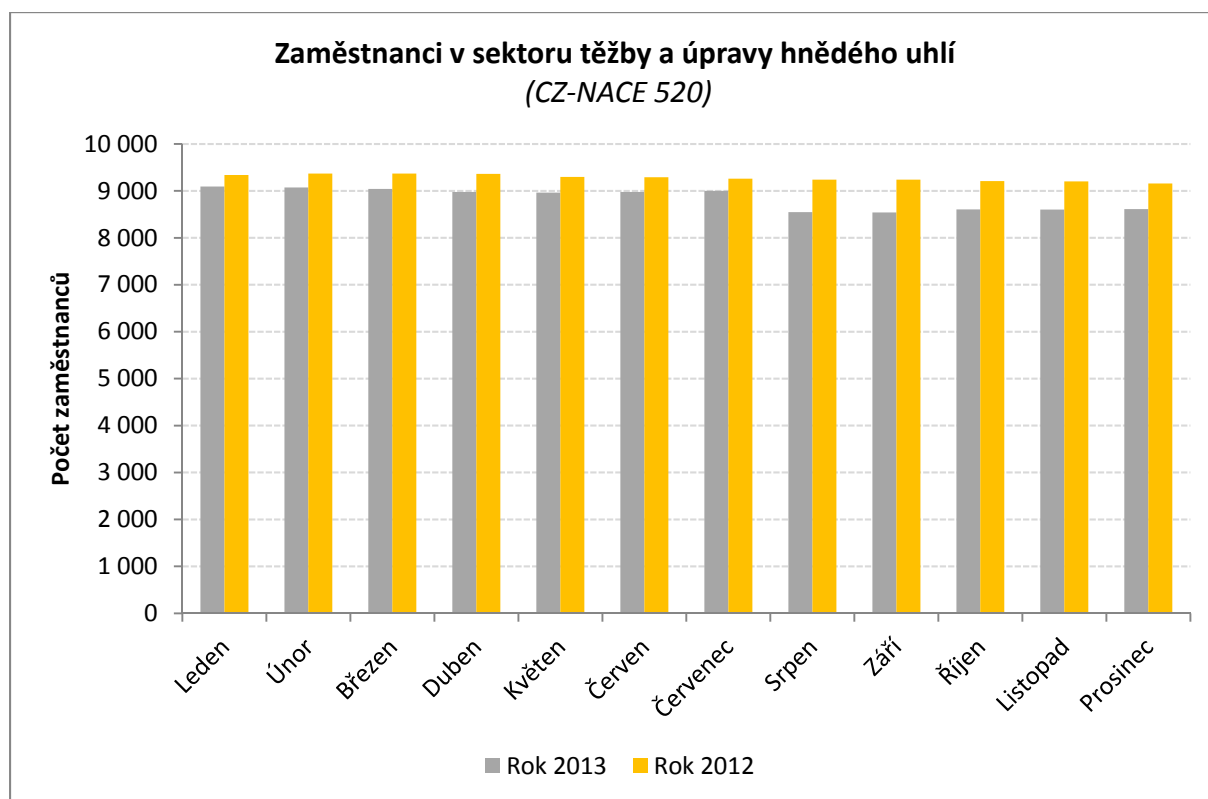
Graf č. 448 uvádí počet zaměstnanců v sektoru těžby a úpravy černého a hnědého uhlí (CZ-NACE 5) v jednotlivých měsících roku 2013. Graf č. 449 uvádí počet zaměstnanců pouze při těžbě hnědého uhlí (sektor těžby a úpravy hnědého uhlí – CZ-NACE 520). V roce 2013 bylo v odvětví těžby a úpravy černého a hnědého uhlí zaměstnáno 21 204 zaměstnanců a z toho 8 836 zaměstnanců pracovalo v sektoru těžby hnědého uhlí. V roce 2012 pracovalo při těžbě uhlí celkově 22 347 zaměstnanců, přičemž na těžbu hnědého uhlí připadalo 9 278 zaměstnanců. Aktuálně (v roce 2013) je v ČR zaměstnáno při těžbě hnědého uhlí cca 42 % a při těžbě černého uhlí 58 % celkových zaměstnanců sektoru těžby uhlí. Tabulka č. 132 uvádí detailněji počet zaměstnanců v jednotlivých společnostech (potažmo na jednotlivých dolech) v letech 2011 – 2013 na základě Hornické ročenky (březen 2013). V tabulce uvedená data neodpovídají údajům o zaměstnancích v kategorii CZ-NACE 5. Důvodem je, že někteří subdodavatelé nemusí spadat do odvětví těžby černého a hnědého uhlí a naopak mohou existovat budovatelé, kteří nespádají majetkově pod uvedené společnosti, ale podnikají v odvětví CZ-NACE 5.

Graf č. 448: Zaměstnanci v sektoru těžby a úpravy černého a hnědého uhlí (CZ-NACE 5)



Zdroj: Expertní analýza MPO

Graf č. 449: Zaměstnanci v sektoru těžby a úpravy hnědého uhlí (CZ-NACE 520)



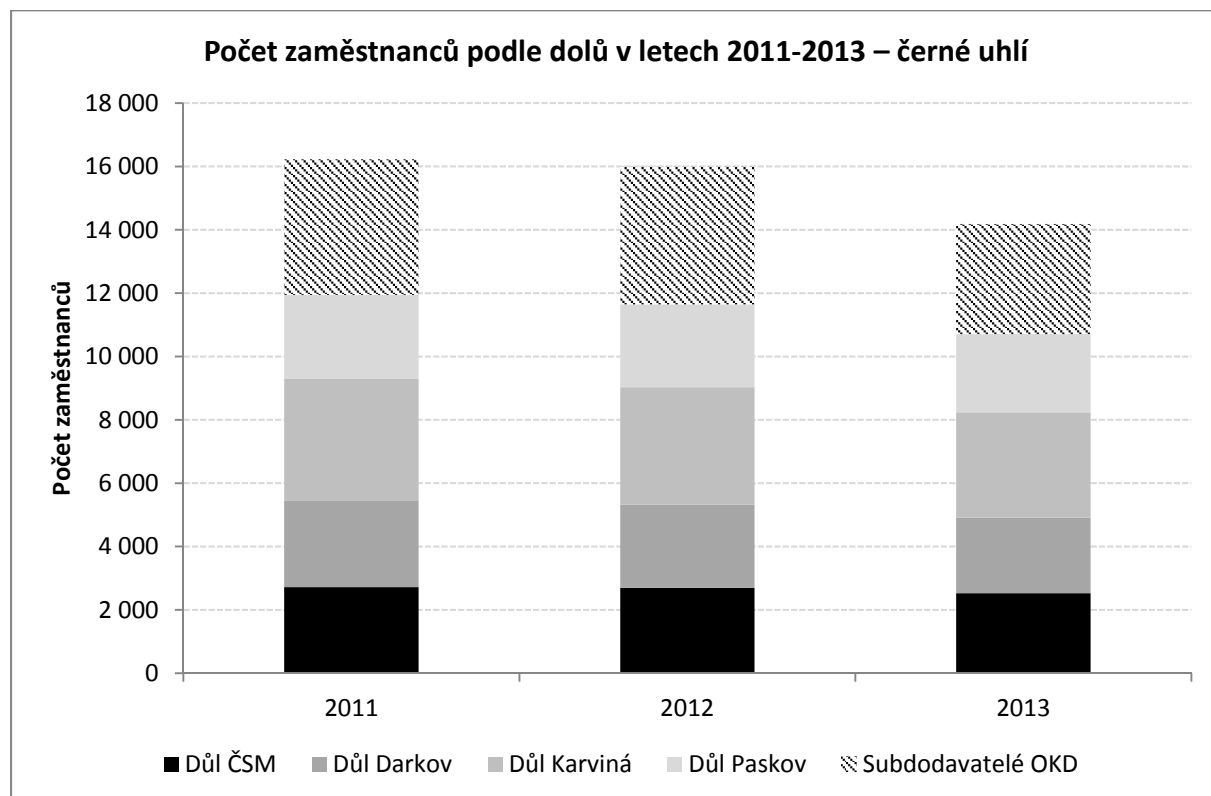
Zdroj: Expertní analýza MPO

Tabulka č. 132: Počty zaměstnanců při těžbě uhlí

Těžební celky	V podzemí			Na povrchu			Celkem		
	2011	2012	2013	2011	2012	2013	2011	2012	2013
Důl ČSM	2 346	2 326	2 250	372	369	275	2 718	2 695	2 525
Důl Darkov	2 242	2 131	2 010	495	498	381	2 737	2 629	2 391
Důl Karviná	3 217	3 096	2 886	637	611	433	3 854	3 707	3 319
Důl Paskov	2 284	2 279	2 147	352	339	326	2 636	2 618	2 473
Subdodavatelé OKD	4 281	4 339	3 475				4 281	4 339	3 475
Černé uhlí celkem	14 370	14 171	12 768	1 856	1 817	1 415	16 226	15 988	14 183
Severní energetická				913	850	928	913	850	928
Vršanská uhelná				579	595	587	597	595	587
KOHINOOR	209	212	193	126	109	100	335	321	293
SD Chomutov				3 463	3 454	3 257	3 463	3 454	3 257
SU Sokolov				1 777	1 701	1 673	1 777	1 701	1 673
Celkem hnědé uhlí	209	212	193	6 858	6 709	6 545	7 085	6 921	6 738
Celkem ČR	14 579	14 383	12 961	8 714	8 526	7 960	23 311	22 909	20 921

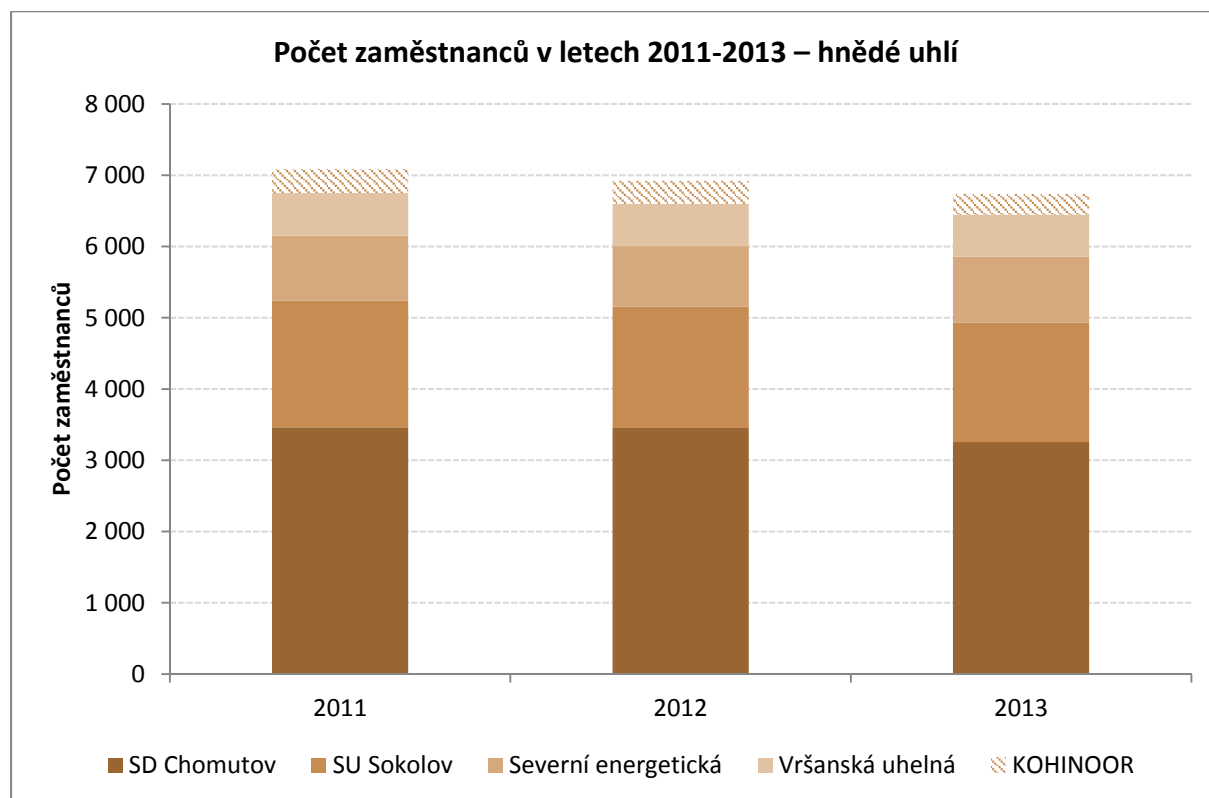
Zdroj: Hornická ročenka (březen 2013)

Graf č. 450: Počet zaměstnanců v letech 2011-2013 – černé uhlí



Zdroj: Hornická ročenka (březen 2013)

Graf č. 451: Počet zaměstnanců v letech 2011-2013 - hnědé uhlí



Zdroj: Hornická ročenka (březen 2013)

Tabulka č. 133 a Tabulka č. 134 uvádějí společnosti podílející se na doprovodné činnosti při těžbě, které jsou majetkově odděleny od samotných těžebních společností a charakterem své hlavní výtěžné činnosti mohou spadat do jiné kategorie CZ-NACE než je CZ-NACE 5. Tabulka č. 133 uvádí počet zaměstnanců v rámci skupiny Severočeské doly, a.s. na základě výročních zpráv dané společnosti. Tabulka č. 134 pak uvádí počet zaměstnanců v roce 2011 v rámci Czech Coal Group na základě výroční zprávy.

Tabulka č. 133: Počet zaměstnanců v rámci skupiny SD

Počet zaměstnanců v rámci skupiny SD		2011	2012
Severočeské doly, a.s.	Těžba	3 467	3 432
SD - 1. strojírenská, a.s.	Strojírenství	601	619
SD - Kolejová doprava, a.s.	Těžba	413	539
PRODECO, a.s.	Strojírenství	69	96
SD - Autodoprava, a.s.	Doprava	434	443
SD - Rekultivace, a.s.	Rekultivace	59	58
SD - KOMES, a.s.	Obchod	25	15
Celkem zaměstnanců		5 068	5 202

Zdroj: Výroční zprávy společnosti Severočeské doly, a.s. (2011,2012)

Tabulka č. 134: Počet zaměstnanců v rámci skupiny CCG k 31. 12. 2011

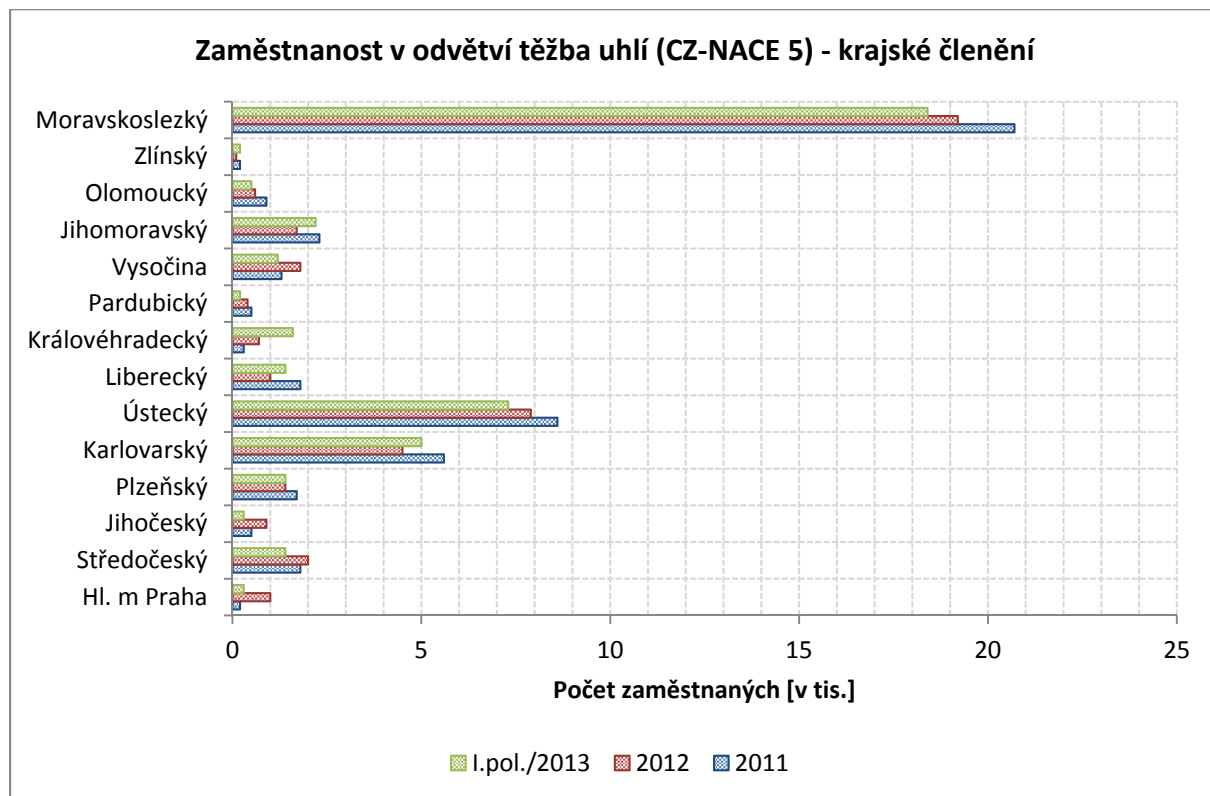
Počet zaměstnanců v rámci skupiny CCG		2011
Czech Coal a.s.	Správa	208
Vršanská uhelná a.s.	Těžba	572
Litvínovská uhelná a.s.	Těžba	913
Coal Services a.s.	Dop. čin. těž.	848
DTS Vrbenský, a.s.	Stavebnictví	114
Czech Coal POWER s.r.o.	Dop. čin. těž.	349
Krušnohorské strojírný, Komořany a.s.	Strojírenství	692
Důl Kohinoor a.s.	Těžba	335
RENOGUM a.s.	Gumárenství	155
HUMECO , a.s.	Odvodňování	89
RE KULTIVACE a.s.	Rekultivace	119
Infotea s.r.o.	IT	50
HIPODROM MOST a.s.	Provoz záv.	13
Celkem zaměstnanců		4 457

Zdroj: Výroční zpráva společnosti Czech Coal Group (2011)

Prognóza zaměstnanosti v sektoru těžby hnědého a černého uhlí:

V souvislosti se zaměstnaností v sektoru energetiky je nutné uvažovat i vývoj zaměstnanosti v ostatních příčinně souvisejících odvětvích. V tomto ohledu se jedná především o sektor *Těžby a dobývání nerostných surovin*. V horizontu ASEK je možné předpokládat především postupný útlum zaměstnanosti v sektorech těžby hnědého uhlí. Zaměstnavateli v sektoru těžby hnědého uhlí v ČR jsou Czech Coal Group, Severočeské doly, a.s., Severní energetická, a.s. a Sokolovská uhelná, a.s. Výše zmíněné společnosti podnikají v Ústeckém kraji s výjimkou poslední z nich, která provádí těžbu v Karlovarském kraji. Statistiky ČSÚ uvádějí počet zaměstnaných v sektoru *Těžby a dobývání* pro rok 2011 na úrovni 8,6 tis. v rámci Ústeckého kraje a 5,6 tis. v Karlovarském kraji. Celková zaměstnanost v sektoru Těžby a dobývání v ČR je na základě statistik 46,4 tis. pracovníků. Zmíněné hnědouhelné společnosti tedy tvoří až 30,6 % zaměstnanosti tohoto sektoru. V Ústeckém kraji se pak těžební průmysl podílel na celkové zaměstnanosti 2,35 % a Karlovarském kraji 3,91 %. Graf č. 452 demonstruje již probíhající graduální pokles zaměstnanosti v sektoru těžby v důsledku klesající těžby hnědého uhlí (vyjma 2. pololetí roku 2013 v Karlovarském kraji).

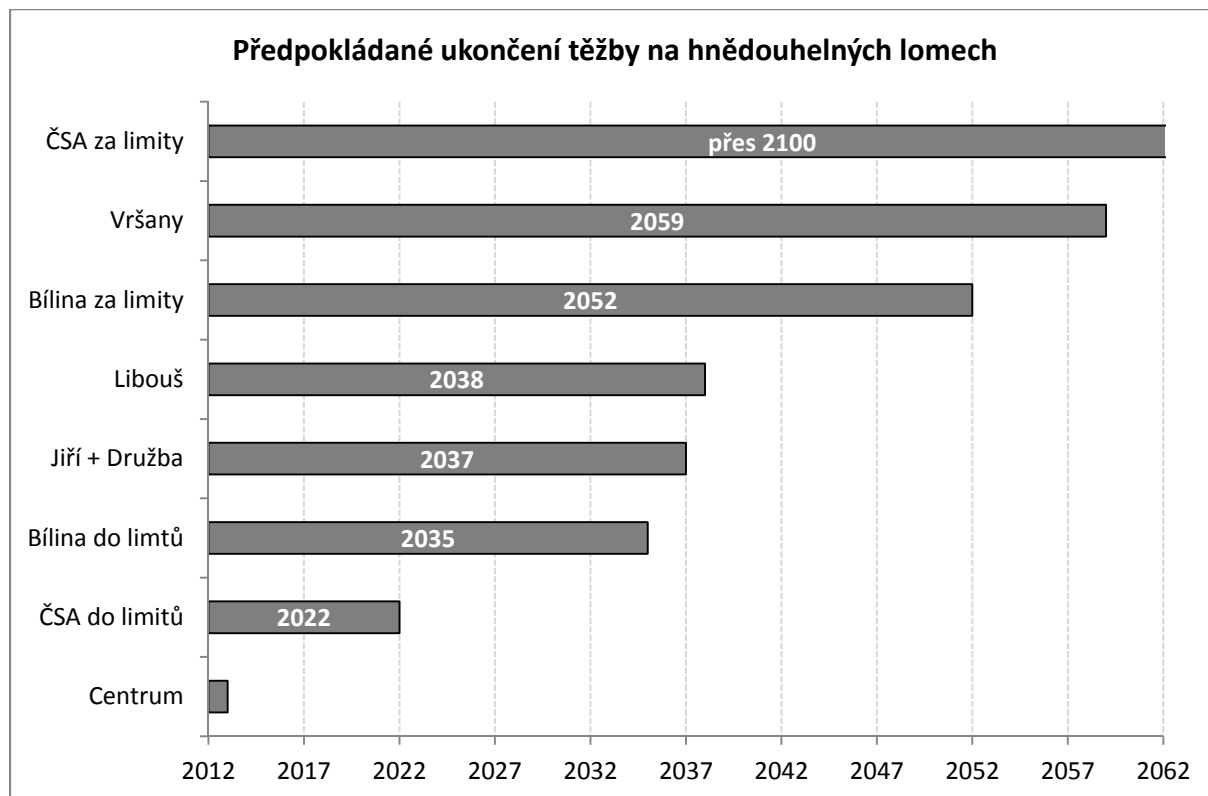
Graf č. 452: Zaměstnanost v odvětví těžba uhlí (CZ-NACE 5) - krajské členění



Zdroj: Integrovaný portál MPSV; Analýza situace na trhu práce pro roky 2011 - 2013; příloha č. 2

Jak bylo demonstrováno výše, těžební společnosti provozují v rámci některé skupiny doprovodné činnosti bezprostředně související s hlavní výdělečnou činností. Rozhodnutí o začlenění některých činností do vnitropodnikové struktury, nebo jejich nákup z externích zdrojů, je čistě záležitostí společnosti samotné a může se významněji lišit v závislosti na množství především tržních jevů. V souvislosti s tím je důležité kvantifikovat multiplikační efekt pracovních míst v sektoru těžby hnědého uhlí, který vyjadřuje, kolik externích dodavatelů připadá na jednoho zaměstnance v těžební společnosti. Jedná se tedy o nepřímo vyvolaná pracovní místa díky ekonomické aktivitě těžbařského průmyslu v daném regionu. Na základě empirických studií zpracovaných pro různá odvětví ČR je patrné, že multiplikační koeficient se poměrně významně liší v závislosti na odvětví, regionu a zkoumaném roce. Studie Vysoké školy ekonomické (VŠE, 2011) uvádí interval v rozmezí od 0,28 do 4 a následně kalkuluje s konzervativní hodnotou 0,75. Studie s názvem *Dopady státní energetické koncepce na zaměstnanost v těžebním průmyslu* používá na základě doporučení MPSV multiplikační koeficient na úrovni 2,5, přičemž multiplikační efekt v rámci regionu je roven 1,5 a mimo region pak 1, stejně jako studie VUHU (srpen 2012): *Rozvojová studie: Specifické oblasti SOB 5 - Mostecko*.

Graf č. 453: Předpokládané ukončení těžby na hnědouhelných lomech



Zdroj: Expertní analýza MPO

K 31. 12. 2013 odpovídal počet ekonomicky aktivních obyvatel v okresech Teplice a Chomutov 173 960 obyvatelům, z čehož se 11,1 % ucházelo o práci (konkrétně 11,9 % v okrese Chomutov a 10,2 % v okrese Teplice). V případě útlumu těžby na lomu Nástup – Tušimice (Libouš) a lomu Bílina, na kterých těží společnost Severočeské doly, by se zvýšil počet nezaměstnaných o 3 257 lidí, což by odpovídalo zvýšení míry nezaměstnanosti v okresech Teplice a Chomutov za jinak stejných okolností na úroveň 12,9 %. V případě zohlednění koeficientu multiplikace by se však jednalo o nárůst na úroveň 16,2 % (koeficient multiplikace = 0,75) případně na 20,9 % (koeficient multiplikace = 1,5).

V případě skupiny Czech Coal Group došlo v roce 2013 k přejmenování společnosti Litvínovská uhelná, a.s., na společnost Severní energetická, a.s. Počet zaměstnanců provádějící těžbu na lomu ČSA a dolu Centrum (tedy počet zaměstnanců v rámci společností Severní energetická a Kohinoor) odpovídal podle Hornické ročenky v roce 2013 1 221 zaměstnancům (viz Tabulka č. 135). Ke konci roku 2013 odpovídala nezaměstnanost v okrese Most 13,5 %; z počtu 78 733 ekonomicky aktivních obyvatel se o práci ucházelo 10 638 obyvatel. Ukončení těžby na lomu v roce 2023 (v případě zachování platnosti ÚEL) by mohlo vést až k 16,2 % - 17,4 % nezaměstnanosti v okrese Most v závislosti na zvolené míře multiplikačního koeficientu (0,75 nebo 1,5) a za předpokladu, že firmy provádějící doprovodné činnosti sídlí v okrese Most. Úplné zastavení báňské činnosti v okrese Most, které je však možné očekávat až po vyuhlení lomu Vršany kolem roku 2054, by sebou přineslo ztrátu zaměstnání pro cca 1 808 zaměstnanců, což by zvýšilo míru nezaměstnanosti v okrese Most za jinak stejných okolností na 17,5 % (koeficient multiplikace = 0,75), případně 19,3 % (koeficient multiplikace = 1,5).

V případě společnosti Sokolovská uhelná, a.s., která je nejvýznamnějším zaměstnavatelem v okrese Sokolov, by snížení počtu zaměstnanců v důsledku ukončení těžby na lomech Jiří a Družba vedlo též k podstatnému zvýšení nezaměstnanosti v daném okrese. K 31. 12. 2012 byl evidovaný počet uchazečů v okrese Sokolov 6 493 z celkového počtu 46 970 ekonomicky aktivních obyvatel, což odpovídalo 13,8% míře nezaměstnanosti. Zvýšením počtu uchazečů na 8 166 (6 493 + 1 673 - průměrný počet zaměstnanců SU Sokolov v roce 2013 podle Hornické ročenky), by se při jinak stejných podmínkách zvýšila míra nezaměstnanosti na 17,4 % (8 166/46 970), a to bez zohlednění koeficientu multiplikace. Započtení koeficientu multiplikace by mělo být provedeno na krajské úrovni, protože je účelné předpokládat, že dodavatelské společnosti jsou rozmístěny i mimo okres Sokolov. V případě, že by se počet uchazečů v Karlovarském kraji zvýšil o 4 183 (1 673 + 1,5*1 673) a počet ekonomicky aktivních obyvatel zůstal řádově na rovní 165 142 obyvatel, došlo by ke zvýšení míry nezaměstnanosti v Karlovarském kraji z 10,8 % na cca 13,4 %. V případě koeficientu multiplikace na úrovni 0,75 by se jednalo o zvýšení nezaměstnanosti v kraji „pouze“ o 1,8 procentních bodů (na úroveň 12,6 % oproti 10,8 % v roce 2012).

Tabulka č. 135: Těžba hnědého uhlí a multiplikace pracovních míst v rámci regionu⁴⁴

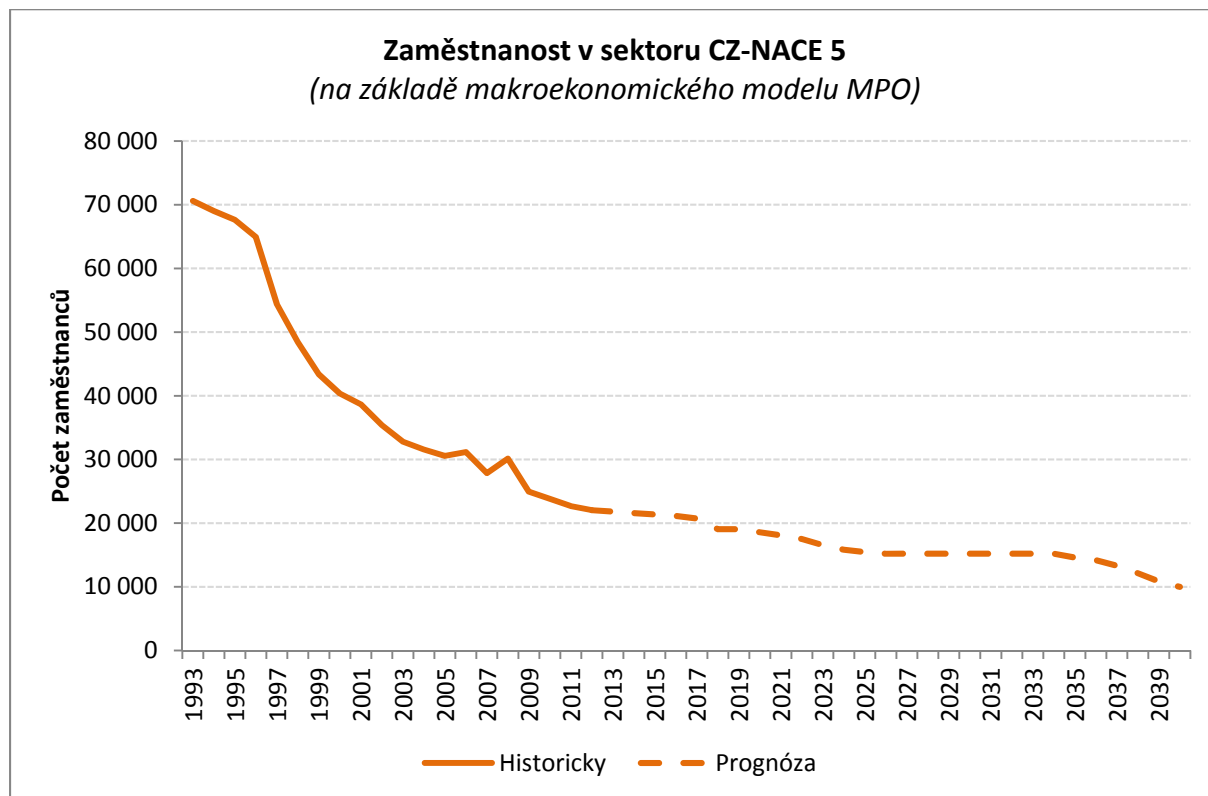
	Koef. multiplikace=0,75			Koef. multiplikace=1,5			Koef. multiplikace=2,5		
	2011	2012	2013	2011	2012	2013	2011	2012	2013
Severní energetická	1 598	1 488	1 624	2 283	2 125	2 320	3 196	2 975	3 248
Vršanská uhelná	1 045	1 041	1 027	1 493	1 488	1 468	2 090	2 083	2 055
KOHINOOR	586	562	513	838	803	733	1 173	1 124	1 026
SD Chomutov	6 060	6 045	5 700	8 658	8 635	8 143	12 121	12 089	11 400
SU Sokolov	3 110	2 977	2 928	4 443	4 253	4 183	6 220	5 954	5 856
Celkem	12 399	12 112	11 792	17 713	17 303	16 845	24 798	24 224	23 583

Zdroj: Hornická ročenka (březen 2013) + Expertní analýza MPO

Graf č. 454 zobrazuje prognózovaný vývoj zaměstnanosti v sektoru těžby hnědého a černého uhlí. V tomto ohledu je nutné zdůraznit, že výhled je generován na základě makroekonomického modelu, který nemá za cíl prognózovat zaměstnanost v jednotlivých společnostech v každém jednom odvětví, ale odvozuje zaměstnanost od vývoje agregátních makroekonomických veličin v daném odvětví. Prognóza generovaná čistě na základě input-output modelu má za ambice prognózovat zaměstnanost v daných odvětvích trendově, aby bylo dosaženo predikčně robustního výhledu celkové zaměstnanosti. Z důvodu značné specifičnosti tohoto odvětví však byly do výstupů modelu promítnuty i externí prognózy a předpoklady. Z důvodu velké komplexnosti však musely být do prognózy zahrnuty také některé zjednodušující předpoklady. Jedná se zejména o rozložení poklesu zaměstnanosti v čase – kupříkladu kolik pracovníků zůstane zaměstnáváno po vyuhlení daného lomu/dolu a na kolik let. Při tvorbě tohoto dokumentu též panuje v současnosti vysoká nejistota o dlouhodobém rozsahu provozu společnosti OKD, a.s. Zaměstnanost v této společnosti byla modelována v souladu s předpoklady v rámci bilančního modelu a strukturou paliv. Graf č. 454 tedy nepředjímá budoucí vývoj, pouze se snaží konzistentně modelovat možný vývoj s přihlédnutím k dané míře nejistoty.

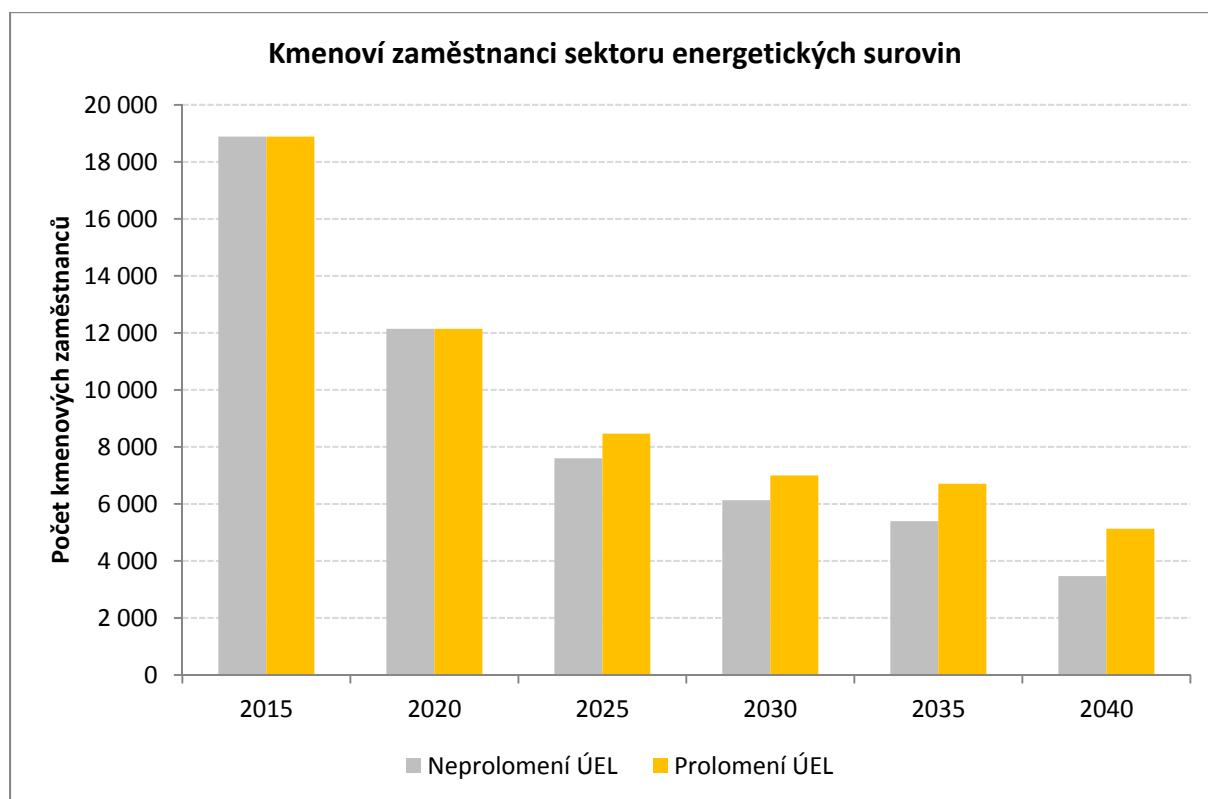
⁴⁴ Výchozí hodnoty jsou převzaty z Hornické ročenky (březen 2013) – viz výše. Koeficient multiplikace na úrovni 2,5 odpovídá multiplikaci na úrovni 1,5 v daném regionu a multiplikaci na úrovni 1 mimo region.

Graf č. 454: Zaměstnanost v sektoru CZ NACE 5



Zdroj: Expertní analýza MPO

Graf č. 455: Kmenoví zaměstnanci sektoru energetických surovin



Zdroj: Expertní analýza MPO

Zaměstnanost v sektorech těžby ropy a zemního plynu a těžby uranových rud:

Součástí sektoru těžby a dobývání je také oblast těžby ropy a zemního plynu a dále pak oblast těžby uranových rud, které v České republice v určité omezené míře také stále existují. Počty zaměstnanců v těchto sektorech, jak je pro jednotlivé společnosti uvádí *Hornická ročenka (2013)*, jsou znázorněny v následujících dvou tabulkách.

Tabulka č. 136: Počty zaměstnanců při těžbě ropy a zemního plynu

Těžební společnosti	Ropa a zemní plyn			Podzemní zásobníky plynu		
	2011	2012	2013	2011	2012	2013
RWE Gas Storage				224	223	214
MND Hodonín	143	206	206			
Green Gas DPB	95	103	108			
UNIGEO	58	69	80			
LAMA GAS & OIL	61	70	70			
Celkem ČR	357	448	464	224	223	214

Zdroj: Hornická ročenka (březen 2013)

Tabulka č. 137: Počty zaměstnanců při těžbě uranových rud

Těžební společnost	V podzemí			Na povrchu			Celkem		
	2011	2012	2013	2011	2012	2013	2011	2012	2013
DIAMO	409	403	393	102	111	104	511	514	497

Zdroj: Hornická ročenka (březen 2013)

6.6.2 Vývoj zaměstnanosti v sektoru energetiky včetně dodavatelských sektorů

Prognóza zaměstnanosti v oblasti s rozvoje obnovitelných zdrojů:

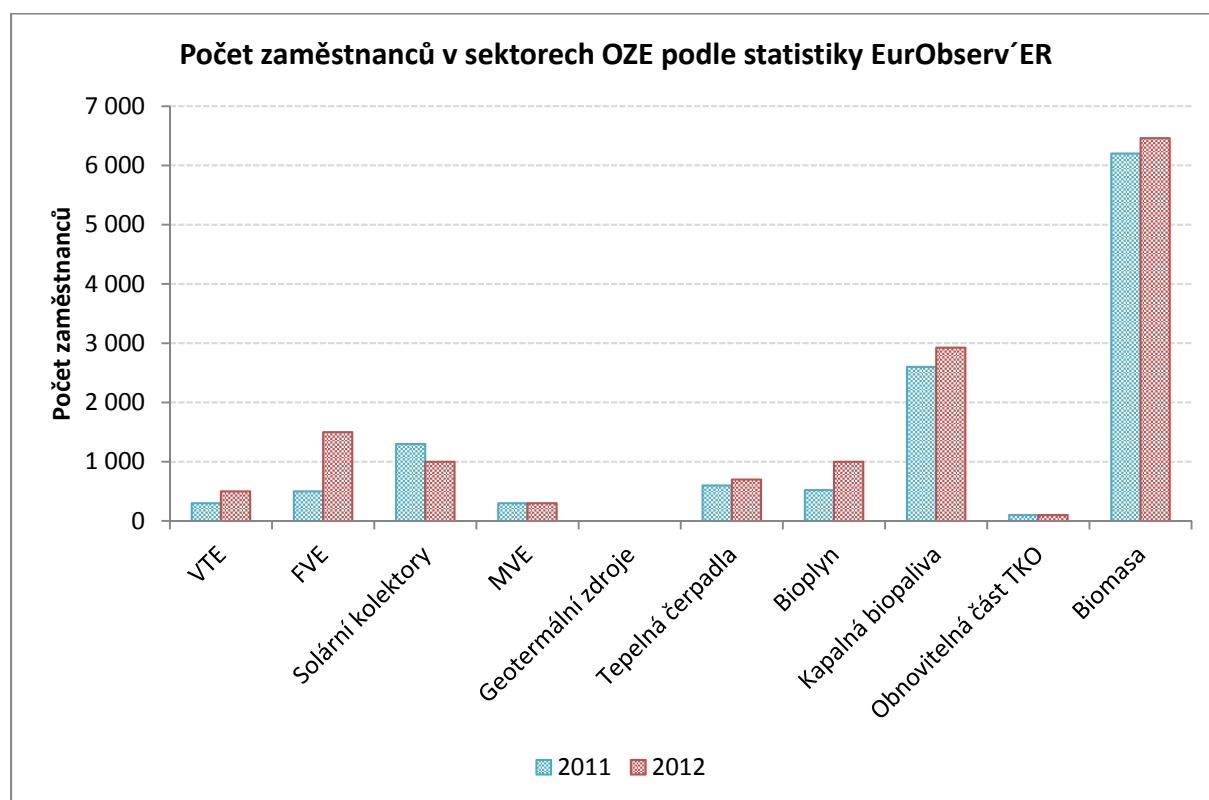
Jako podklad pro prognózu zaměstnanosti do roku 2040 byla použita data o zaměstnanosti v sektoru výroby elektřiny a tepla z obnovitelných zdrojů v ČR pro roky 2011 a 2012 na základě materiálu EurObserv'ER report (2013), z níž byly získány referenční hodnoty vztažené k dané jednotce a skutečná zaměstnanost v daném roce. Počty zaměstnanců, které uvádí Tabulka č. 138, pak obsahují jak přímou zaměstnanost, tak nepřímou zaměstnanost v ostatních sektorech mimo energetiku. Vývoj podkladových veličin (ve fyzických, případně finančních jednotkách, k nimž je vztažena zaměstnanost na základě databáze EurObserv'ER) byl převzat z bilančního modelu ASEK. Prognóza zjednodušeně předpokládá, že se zaměstnanost bude vyvíjet proporcionálně k daným podkladovým veličinám (k instalovanému výkonu označenému jako IV, nebo k hodnotě PEZ, spotřebě či tržbám označeným jako ost.). V sektoru výroby elektřiny a tepla z geotermálních zdrojů je podle databáze EurObserv'ER zaměstnáno méně než 50 lidí. Aktuálně v tomto sektoru nepracuje podle dostupných informací žádný zaměstnanec. V horizontu ASEK je sice předpokládán jistý rozvoj, ale protože aktuálně neexistují referenční parametry je dále předpokládáno, že i do roku 2040 bude v sektoru výroby energie z geotermálních zdrojů zaměstnáváno méně než 50 zaměstnanců.

Tabulka č. 138: Zaměstnanost v souvislosti s rozvojem OZE podle statistiky EurObserv'ER

Zaměstnanost v souvislosti s OZE		2011			2012		
	Jednotka	IV/ost.	Zam.	Zam./IV	IV/ost.	Zam.	Zam./IV
VTE	IV[MWe]	213	300	1,41	258	500	1,94
FVE	IV[MWe]	1 913	500	0,26	2 024	1 500	0,74
Solární kolektory	Kumulovaný IV [MWt]	555	1 300	2,34	625	1 000	1,60
MVE	IV [MWe]	297	300	1,01	311	300	0,96
Geotermální zdroje	Kumulovaný IV [MWt]	0	0	0,00	0	0	0,00
Tepelná čerpadla	Celkové tržby	6 992	600	0,09	7 657	700	0,09
Bioplyn	PEZ [ktoe]	250	520	2,08	375	1 000	2,67
Kapalná biopaliva	Spot. v dopravě [ktoe]	299 847	2 600	0,01	281 134	2 925	0,01
Obnovitelná část TKO	PEZ [ktoe]	80	100	1,25	84	100	1,19
Biomasa	PEZ [ktoe]	2,08	6 200	2 982,20	2,15	6 460	3 000,46
Celkem			12 420			14 485	

Zdroj: EurObserv'ER + analýza MPO

Graf č. 456: Počet zaměstnanců v souvislosti s rozvojem OZE podle statistiky EurObserv'ER



Zdroj: EurObserv'ER

Výsledky prognózy zaměstnanců v souvislosti s výrobou elektřiny a tepla z obnovitelných zdrojů uvádí Tabulka č. 139. Pokud budou naplněny výše uvedené předpoklady, je možné očekávat zvýšení zaměstnanosti v sektoru výroby elektřiny a tepla z obnovitelných zdrojů energie a v souvisejících technologických sektorech až na úroveň 34 017 zaměstnanců v roce 2040. Jedná se o zvýšení o cca 21 597 zaměstnanců mezi roky 2011 a 2040, respektive o 18 977 mezi roky 2013 a 2040.

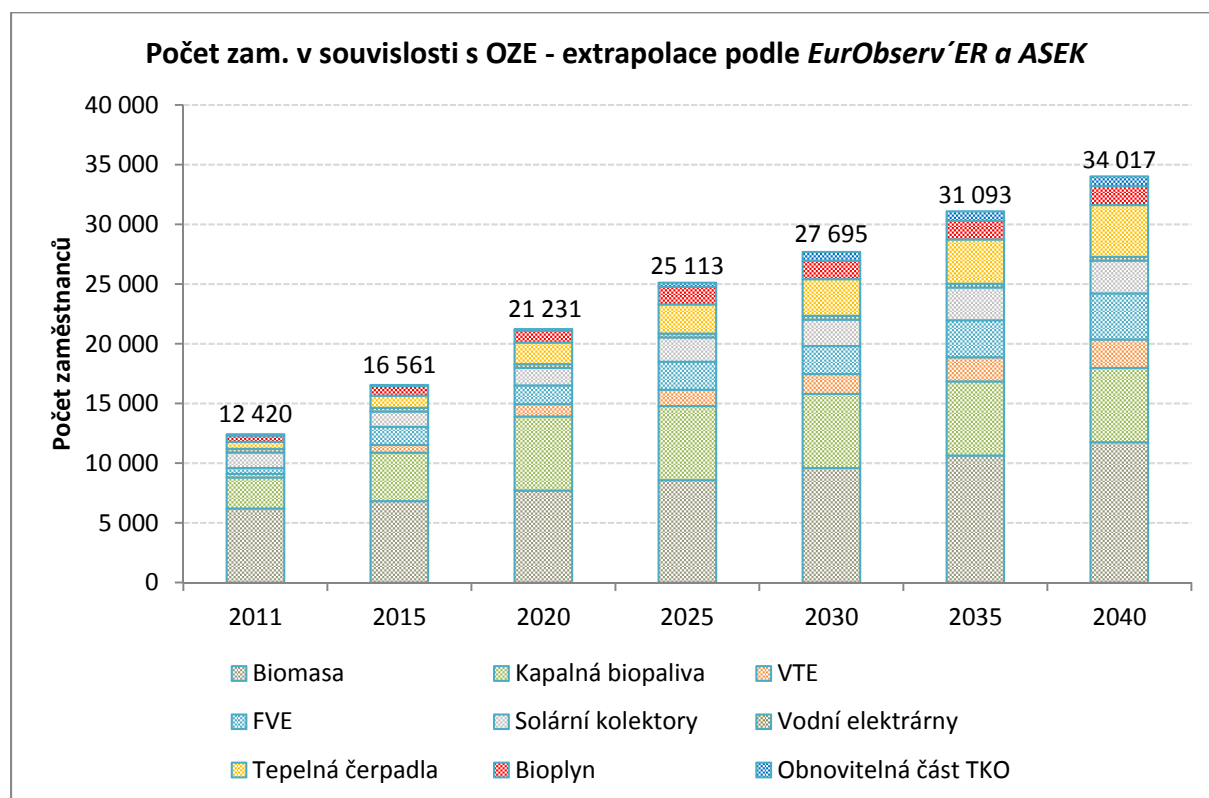
V tomto ohledu prognózovaná zaměstnanost zahrnuje přímou i nepřímou zaměstnanost, a nevztahuje se tak pouze k sektoru energetiky, ale zasahuje i do jiných sektorů souvisejících s výrobou jednotlivých technologií a výstavbou jednotlivých zdrojů.

Tabulka č. 139: Extrapolace podle EurObserv'ER a ASEK do roku 2030

	2011	2015	2020	2025	2030	2035	2040
VTE	300	645	1 033	1 366	1 663	2 020	2 393
FVE	500	1 525	1 569	2 339	2 339	3 099	3 858
Solární kolektory	1 300	1 279	1 470	2 046	2 220	2 743	2 743
Vodní elektrárny	300	306	310	317	317	317	317
Geotermální zdroje	< 50	< 50	< 50	< 50	< 50	< 50	< 50
Tepelná čerpadla	600	1 017	1 808	2 438	3 070	3 702	4 333
Bioplyn	520	811	971	1 478	1 531	1 571	1 611
Kapalná biopaliva	2 600	4 057	6 210	6 210	6 210	6 210	6 210
Obnovitelná část TKO	100	100	155	340	751	790	790
Biomasa	6 200	6 821	7 705	8 579	9 594	10 641	11 761
Celkem	12 420	16 561	21 231	25 113	27 695	31 093	34 017

Zdroj: EurObserv'ER + analýza MPO

Graf č. 457: Extrapolace podle EurObserv'ER a ASEK



Zdroj: EurObserv'ER + analýza MPO

Prognóza zaměstnanosti v oblasti provozu, výstavby a vyřazování JE:

Zaměstnanost v souvislosti s případnou výstavbou nových bloků a *decommissioningem* stávajících kapacit na konci životnosti byla modelována v souladu s celkovou logikou makroekonomického modelu. To znamená, že za vstupní údaje byly použity plánované investice na výstavbu a *decommissioning*, a to v členění na jednotlivá dílčí odvětví. Vývoj zaměstnanosti byl dále predikován v návaznosti na produkci daných odvětví. Tento způsob výpočtu je koncepční v souladu s logikou modelu a měl by do velké míry postihovat i synergické efekty, to znamená nepřímou zaměstnanost v návazných odvětvích. Je však jednoznačné, že model je v tomto ohledu jistým zjednodušením reality a nepostihuje zcela přesně rozložení zaměstnanosti v čase a kupříkladu míru zapojení zahraničních expertů. V tomto ohledu však nebylo do modelu explicitně zasáhuto, aby nebyla narušena jeho logika a vnitřní konzistence. Expertní prognózy zaměstnanosti spojené s výstavbou a trvalou odstávkou JE jsou pak uvedeny na následujících řádcích.

Aktuálně pracuje na provozech JEDU a JETE v daných lokalitách celkově cca 2 400 zaměstnanců společnosti ČEZ, a.s. V souvislosti s výstavbou nového zdroje je možné předpokládat řádové zapojení pracovníků v tomto rozsahu (viz Tabulka č. 140):

Tabulka č. 140: Počet pracovníků v souvislosti s výstavbou nového jaderného zdroje

Charakteristika pracovníků	Počet pracovníků
Interní tým - během přípravy	200
Interní tým - během výstavby (cca 7 let)	500
Externí dodavatelé - během výstavby (cca 7 let)	4 000
Provozní personál na 1 blok	250
Ostatní zaměstnanci	400
Celkem v době výstavby	5 150

Zdroj: Expertní analýza MPO + výhledy ČEZ, a.s.

Celkový počet zaměstnanců při výstavbě jednoho bloku jaderné elektrárny ve smyslu přímé zaměstnanosti tedy odpovídá zapojení řádově 5 150 zaměstnanců. Je však nutné upozornit, že toto číslo neodpovídá zvýšení zaměstnanosti, ale především transferu pracovníků. Část externích dodavatelů též nebude spadat pod tuzemskou zaměstnanost. Významně přesnější odhad podílu tuzemských pracovníků na výstavbě bude možné získat až po identifikaci dodavatele hlavních technologických celků.

Co se týče nepřímé zaměstnanosti v návazných odvětvích a tedy synergického efektu výstavby a následného provozu JE, běží v současné době projekt Energetického Třebíčska na zmapování socioekonomických dopadů vývoje JEDU, jehož výstupy by měly být známé v roce 2015. Odhady Okresní hospodářské komory Třebíče pak uvádějí řádově 4 000 pracovních míst v synergii s provozem JEDU. V souvislosti s novými bloky lze tedy zjednodušeně odhadovat vytvoření pracovních míst v návazných odvětvích na úrovni 4 000 zaměstnanců, a to z velké části v terciérním sektoru. Dle předpokladů ASEK se očekává, že výstavba nových bloků bude probíhat ve stejné dekádě jako odstavení části stávajících zdrojů. Pokud by byl tento předpoklad naplněn, nemělo by dojít k významnému snížení zaměstnanosti v návazných odvětvích z titulu trvalé odstávky zdroje, ale naopak k časově omezenému nárůstu synergických pracovních míst v období výstavby nových zdrojů

Vývoj počtu zaměstnanců v provozu a výstavbě jaderných elektráren, při splnění předpokladů ASEK a při výstavbě nových bloků v lokalitách stávajících jaderných zdrojů, dvou bloků v lokalitě JE Temelín a jednoho v lokalitě JE Dukovany, ukazuje následující tabulka. V ohledu dostavby nových jaderných zdrojů i odstavování stávajících bloků jaderné elektrárny Dukovany však existují značné nejistoty v oblasti možných postupů, technologií řešení a také přesnějším časovém vymezení uvažovaných kroků, které nejsou v současnosti vyjasněny, a uvedené údaje jsou tak spíše indikativní. Je třeba zdůraznit, že tyto hodnoty se v jednotlivých letech mohou měnit a že zahrnují nejen zaměstnance v sektoru energetika, ale i v dalších návazných sektorech, zejména pak v období výstavby nových jaderných zdrojů, na nichž se kromě sektorů dodávajících a instalujících jednotlivé technologie bude významně podílet například sektor stavebnictví.

Tabulka č. 141: Vývoj počtu zaměstnanců v oblasti provozu, výstavby a vyřazování JE

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
JE Temelín	1 200	1 200	1 200	1 200	1 200	1 400	1 600
JE Temelín - návazní	4 000	4 000	4 000	4 000	4 000	4 000	4 000
JE Temelín - výstavba	0	0	0	200	5 400	5 400	0
JE Dukovany	1 200	1 200	1 200	1 200	1 200	1 000	1 000
JE Dukovany - návazní	4 000	4 000	4 000	4 000	4 000	4 000	4 000
JE Dukovany - vyřazování	0	0	0	0	0	100	100
JE Dukovany - výstavba	0	0	0	5 150	5 150	0	0
Celkem	10 400	10 400	10 400	15 750	20 950	15 900	10 700

Zdroj: Expertní analýza MPO + výhledy ČEZ, a.s.

Prognóza zaměstnanosti v oblasti provozu elektrizační soustavy:

V souvislosti se zaměstnaností v oblasti provozu elektrizační soustavy se předpokládá stagnace. Podle výroční zprávy provozovatele přenosové soustavy ČR, společnosti ČEPS, a.s., která uvádí současný počet zaměstnanců na hodnotu 495 pracovníků, a podle výroční zprávy společnosti ČEPS Invest, a.s., která uvádí počet zaměstnanců o velikosti 100, se tedy celkový počet zaměstnanců v oblasti provozu přenosové soustavy bude nadále pohybovat na hranici 600 pracovníků.

Počet zaměstnanců v oblasti provozu distribučních sítí je také možné odhadnout na základě údajů z výročních zpráv příslušných provozovatelů a jejich webových stránek. V tomto směru uvádí výroční zpráva společnosti ČEZ Distribuce, a.s. počet svých zaměstnanců ke konci roku 2013 o velikosti 1 208 pracovníků a výroční zpráva společnosti PREdistribuce, a.s., průměrný přepočtený počet zaměstnanců v roce 2013 o hodnotě 515 pracovníků. V rámci skupiny ČEZ působí v oblasti distribuce elektřiny dále zejména společnost ČEZ Distribuční služby, s.r.o., která však počty svých zaměstnanců nikde neuvádí. V rámci skupiny E.ON Czech pracovalo v prvním pololetí 2014 v souvislosti se zajištěním provozu distribučních sítí jak pro elektrickou energii tak pro zemní plyn celkem 1 526 zaměstnanců, z nichž je možné většinu počítat do provozu elektrických sítí. V souvislosti s provozem těchto soustav je dále nutné uvažovat ještě dodavatele některých prací, jako je například měření nebo instalace některých zařízení. Na základě počtu odběrných míst lze souhrnný počet zaměstnanců v oblasti distribučních elektrických soustav zjednodušeně odhadnout, za uvedeného předpokladu stagnace v tomto sektoru, v horizontu do roku 2040 na hodnoty někde kolem 9 000 osob. Celkový počet zaměstnanců v oblasti přenosu a rozvodu elektrické energie by se tedy měl pohybovat pod úrovní 10 000 pracovníků.

Prognóza zaměstnanosti v oblasti provozu plynárenské soustavy:

Mírný nárůst je z hlediska zvyšování spotřeby zemního plynu možné předpokládat v oblasti provozu plynárenské soustavy. Výroční zpráva společnosti Net4Gas, s.r.o., která je provozovatelem přepravní soustavy ČR, uvádí počet zaměstnanců této firmy na hodnotu 516 pracovníků ke konci 2013.

V oblasti provozování distribučních soustav zemního plynu jsou k dispozici následující údaje. Podle výročních zpráv byl průměrný přepočtený počet zaměstnanců společnosti RWE GasNet, s.r.o., 191 v roce 2012 a počet zaměstnanců ve společnosti Pražská plynárenská Distribuce, a.s. 143 ke konci roku 2013. V rámci skupiny Pražská plynárenská je třeba zahrnout také pracovníky společnosti Měření dodávek plynu, která však počet svých zaměstnanců nikde neuvádí. V rámci skupiny E.ON Czech pracovalo v prvním pololetí 2014 v souvislosti se zajištěním provozu distribučních soustav jak pro elektrickou energii tak pro zemní plyn celkem 1 526 zaměstnanců, z nichž lze k provozu plynárenské soustavy počítat menší část. Do souhrnného počtu zaměstnanců v distribuci zemního plynu je také nutné uvažovat poměrně velké množství lokálních distribucí a zohlednit dodavatele některých prací, jako jsou outsourcing výkonu pohotovostní a poruchové služby či plynoměrové služby. Zjednodušeně se dá říct, že počet zaměstnanců v rámci distribuce zemního plynu by se měl stabilně pohybovat kolem hodnoty 1 200 pracovníků s možným mírným růstem ve sledovaném horizontu.

Jednoduchá není situace ani v oblasti provozování zásobníků se zemním plynem. Výroční zpráva společnosti RWE Gas Storage, s.r.o. uvádí průměrný přepočtený počet zaměstnanců o velikosti 214 v roce 2013. Společnosti MND Gas Storage, a.s., ani SPP CZ, a.s., ale počet svých zaměstnanců neuvádí. Z porovnání počtu provozovaných zásobníků lze přibližně určit, že souhrnný počet zaměstnanců v oblasti skladování zemního plynu se bude nadále pohybovat nad hodnotou 400 s možným růstem v souvislosti se zvyšováním nutné rezervy v zásobnících. Pro celkový počet zaměstnanců v oblasti plynárenské soustavy je tedy zjednodušeně možné odhadnout, že se bude pohybovat někde nad úroveň 2 100 pracovníků s možným mírným růstem do roku 2040.

Prognóza zaměstnanosti v oblasti provozu spalovacích zdrojů elektřiny a tepla:

Značně složitě je také stanovení počtu zaměstnanců pracujících v provozu zdrojů elektrické a tepelné energie, protože jednotlivé společnosti provozující tyto zdroje vykazují celkové počty zaměstnanců za celou firmu, což je problematické zejména v případě velkých energetických společností, jako jsou ČEZ, a.s. nebo Dalkia Česká republika, a.s., a také u podniků provozujících zdroje elektrické energie či tepla. Proto je možné počty zaměstnanců na těchto zdrojích jen odhadovat, na základě jejich velikosti při porovnání s ostatními společnostmi provozujícími elektrárny nebo teplárny, které počty svých zaměstnanců vykazují samostatně, přičemž ani pro některé malé firmy nejsou tato data k dispozici. Podle předpokládané životnosti a vývoje v oblasti těžeb hnědého uhlí je potom možné vytvořit přibližný vývoj zaměstnanosti v provozech zdrojů elektrické a tepelné energie, který znázorňuje následující tabulka, z níž je vidět zejména vývoj odhadovaného počtu zaměstnanců v pracujících na provozech velkých uhelných elektráren v souvislosti s úbytkem dostupného tuzemského uhlí.

Tabulka č. 142: Vývoj počtu zaměstnanců v oblasti provozu spalovacích zdrojů elektřiny a tepla

	2014	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Elektrárny na tuhá paliva ⁴⁵	4 888	4 658	4 028	3 347	3 127	3 059	2 057
Teplárny na tuhá paliva	4 565	4 565	4 365	4 122	3 861	3 801	3 356
Zdroje na zemní plyn	543	543	543	543	543	543	543
Spalovny odpadů	188	188	268	748	748	748	748
Podnikové zdroje	1 684	1 684	1 684	1 621	1 333	1 277	1 277
Velké zdroje	11 868	11 638	10 888	10 381	9 612	9 428	7 981
Ostatní malé zdroje	4 639	4 639	4 639	4 639	4 639	4 639	4 639
Celkem	16 507	16 277	15 527	15 020	14 251	14 067	12 620

Zdroj: Expertní analýza MPO

Vzhledem k uvedeným nejistotám jsou počty znázorněné v tabulce spíše indikativní. Většina zdrojů využívá pro výrobu elektřiny a tepla více různých druhů paliv a není tedy možné provést zcela detailní rozdělení počtu pracovníků v tomto ohledu. V případě některých zdrojů s převahou spalování uhlí je uvažována jejich částečná náhrada zdroji spalujícími biomasu, které jsou uvedeny zvlášť. Znázorněné počty se týkají pouze již existujících zdrojů nebo zdrojů, jejichž výstavba se ve sledovaném horizontu předpokládá a odhady se tak mohou s časem dále měnit, zejména pak ve vztahu k rozvoji malých zdrojů v oblasti kogeneračních jednotek spalujících převážně zemní plyn, kde však na druhou stranu nelze předpokládat, že tyto zdroje budou přímo zaměstnávat velké množství osob.

6.6.3 Souhrnný výhled počtu zaměstnanců v sektorech těžby a energetiky

Na základě analýz a výhledů pro jednotlivé oblasti sektorů těžby a energetiky uvedených výše je možné sestavit souhrnný výhled zaměstnanosti, který ukazuje následující tabulka, přičemž je však třeba si uvědomit, že jednotlivé její položky nejsou zcela v souladu z hlediska metodologie, což je způsobeno zejména nutností využití různých zdrojů dat a informací, které mají rozdílnou vypovídací hodnotu a jsou zpracovány rozdílnými postupy. Pro správnou interpretaci údajů uvedených v této tabulce je proto nezbytné připomenout existenci všech složitostí a nejistot, které jsou vysvětleny v příslušných odstavcích výše.

⁴⁵ Tuhými palivy je myšleno uhlí a biomasa. V tomto ohledu je složité oddělit zaměstnance příslušející zmíněným palivům, a to z důvodu spolu spalování na některých zdrojích, nebo kotlů na obě paliva v rámci určitého zdroje. Spalovny odpadu byly uvedeny zvlášť, i přes to, že odpad patří též pod tuhá paliva.

Tabulka č. 143: Souhrnný výhled počtu zaměstnanců v sektorech těžby a energetiky

	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Těžba černého a hnědého uhlí	21 364	18 567	15 450	15 207	14 606	10 000
Těžba ropy, zemního plynu, uranu ⁴⁶	961	961	961	961	961	961
Provoz, výstavba, výroba OZE	16 561	21 231	25 113	27 695	31 093	34 017
Provoz, výstavba, vyřazování JE	10 400	10 400	15 750	20 950	15 900	10 700
Provoz elektrizační soustavy	9 600	9 600	9 600	9 600	9 600	9 600
Provoz plynárenské soustavy	2 150	2 150	2 200	2 250	2 300	2 350
Provoz spalovacích zdrojů	16 277	15 166	14 489	13 430	13 246	11 799
Celkem	77 313	78 075	83 563	90 093	87 706	79 427

Zdroj: Expertní analýza MPO

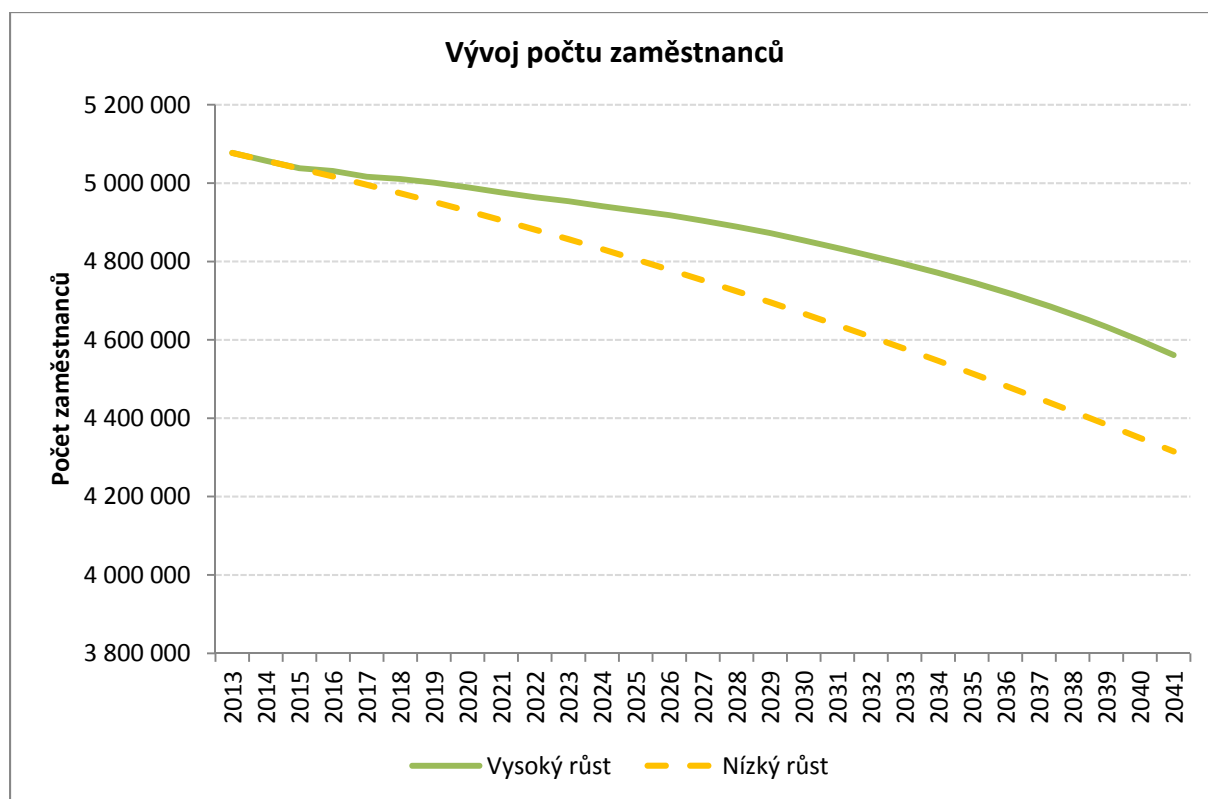
Při predikci zaměstnanců v sektoru těžby byla východiskem kombinace údajů zveřejňovaných ve výročních zprávách těžebních společností, v publikaci *Hornická ročenka (2013)*, a ve studii *Analýza socioekonomických dopadů zpracovaných variant předpokládaného vývoje energetiky pro aktualizaci Státní energetické koncepce (VICONTE spol. s r.o.)*, přičemž v případě těžby uhlí byl použit výhled vytvořený na základě makroekonomického modelu, do něž byl následně promítnut předpokládaný útlum jednotlivých lokalit, a v případě těžby ropy, zemního plynu a uranové rudy byla předpokládána stagnace na úrovni současného stavu. Při predikci zaměstnanosti v souvislosti s obnovitelnými zdroji energie byly jako základ vzaty údaje z databáze EurObserv'ER, na jejichž základě byl podle předpokládaného vývoje instalovaného výkonu, nebo jiné podkladové veličiny, extrapolován výhled zahrnující v sobě přímou zaměstnanost související s provozem jednotlivých OZE i nepřímou zaměstnanost související s jejich výstavbou a výrobou. Při predikci počtu zaměstnanců v souvislosti s JE byli do výpočtů zahrnuti zaměstnanci pracující přímo v daných lokalitách a dále pak osoby pracující v návazných činnostech, přičemž byli dále zahrnuti i zaměstnanci podílející se na výstavbě nových zdrojů a vyřazování zdrojů stávajících v předpokládaných letech. Při stanovování výhledu zaměstnanosti v oblastech provozu elektrizační soustavy a provozu plynárenské soustavy byly podkladovými daty údaje zveřejněné ve výročních zprávách jednotlivých společností a také údaje z databáze ČSÚ, přičemž do predikcí byl zahrnut i odhad počtu zaměstnanců v některých souvisejících činnostech a u provozu plynárenské soustavy byl předpokládán mírný růst v souvislosti s rostoucí spotřebou zemního plynu. Základem pro predikci zaměstnanosti v oblasti provozu spalovacích zdrojů elektřiny a tepla byly zejména údaje z databází ČSÚ a MPO, přičemž pro zdroje provozované v rámci některých společností musel být počet osob pracujících na jednotlivých zdrojích odhadnut podle jejich velikosti. V případě spalovacích zdrojů je také třeba si uvědomit, že pro potřeby tohoto souhrnu by měli být odečtení zaměstnanci v rámci zdrojů spalujících biomasu, což však nebylo zcela možné vzhledem k nemožnosti identifikovat všechny tyto zaměstnance u zdrojů při spolu-spalování s jinými palivy. Vlivem odečtení pouze osob pracujících na zdrojích spalujících výhradně biomasu tak dochází zároveň k částečnému překryvu položky uvádějící počty zaměstnanců na spalovacích zdrojích s položkou uvádějící zaměstnance v souvislosti s provozem obnovitelných zdrojů.

⁴⁶ Bez těžby z podzemních zásobníků, která zahrnuta v položce provoz plynárenské soustavy.

6.6.4 Predikce vývoje počtu zaměstnanců na základě makroekonomického modelu

Vývoj počtu zaměstnanců a strukturu rozložení po jednotlivých sektorech národního hospodářství je znázorněna v následujících grafech. Nejprve je uveden vývoj celkového počtu zaměstnanců pro oba uvažované scénáře ekonomického vývoje a následně je znázorněn vývoj počtu zaměstnanců pro scénář vysokého růstu postupně pro jednotlivá vybraná odvětví národního hospodářství, a to včetně jejich vývoje historického.

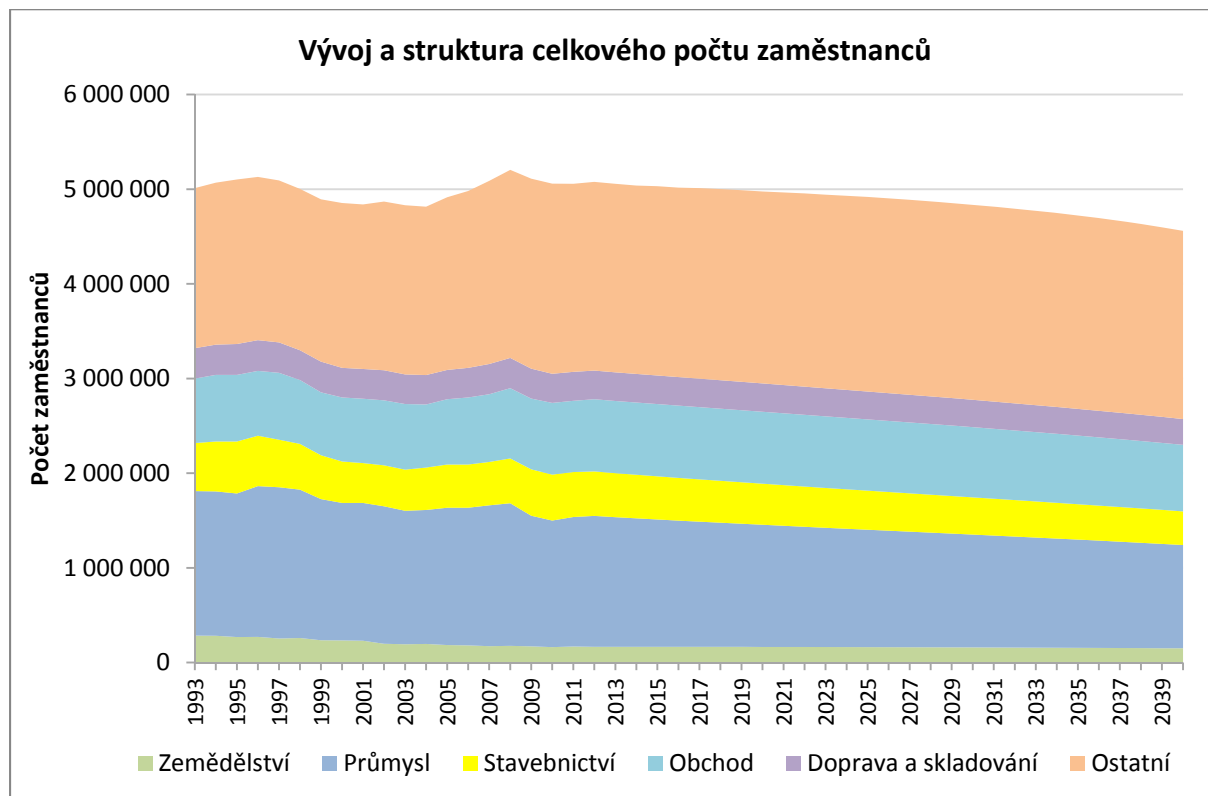
Graf č. 458: Vývoj celkového počtu zaměstnanců pro vysoký a nízký růst



Zdroj: Expertní analýzy MPO a MF

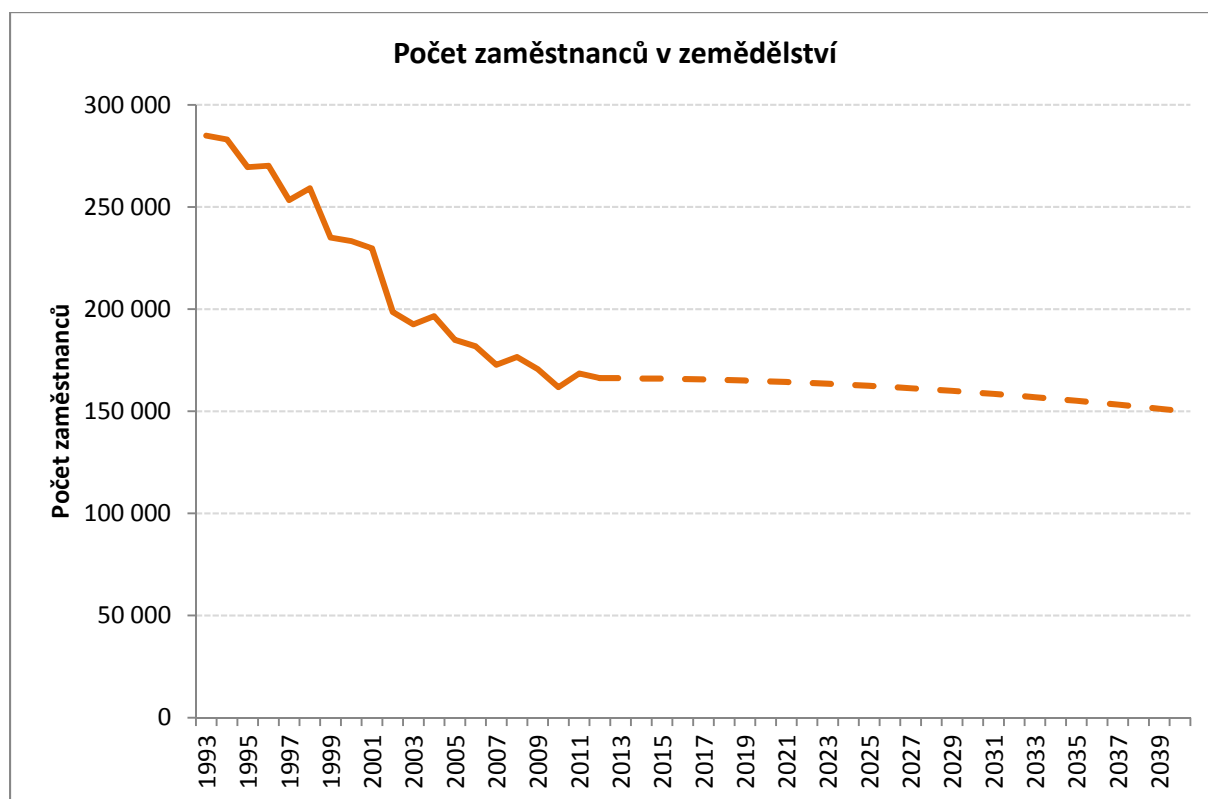
Z hlediska interpretace těchto grafů je třeba poznamenat, že historicky vychází ze souhrnných údajů Českého statistického úřadu pro celky jednotlivých odvětví, přičemž tato data jsou tvořena na základě údajů vykazovaných za celé firmy, zabývající se mnohdy více než jedním druhem činnosti a spadající tak do několika různých odvětví. S ohledem na tuto skutečnost tak není možné přesněji určit, kolik zaměstnanců skutečně patří do kterého sektoru a údaje použité makroekonomickým modelem tedy nemusí zcela odpovídat hodnotám uvedeným výše, které byly odhadnuty na základě jednotlivých sub-sektorů a firem v nich působících.

Graf č. 459: Vývoj a struktura celkového počtu zaměstnanců – vysoký růst



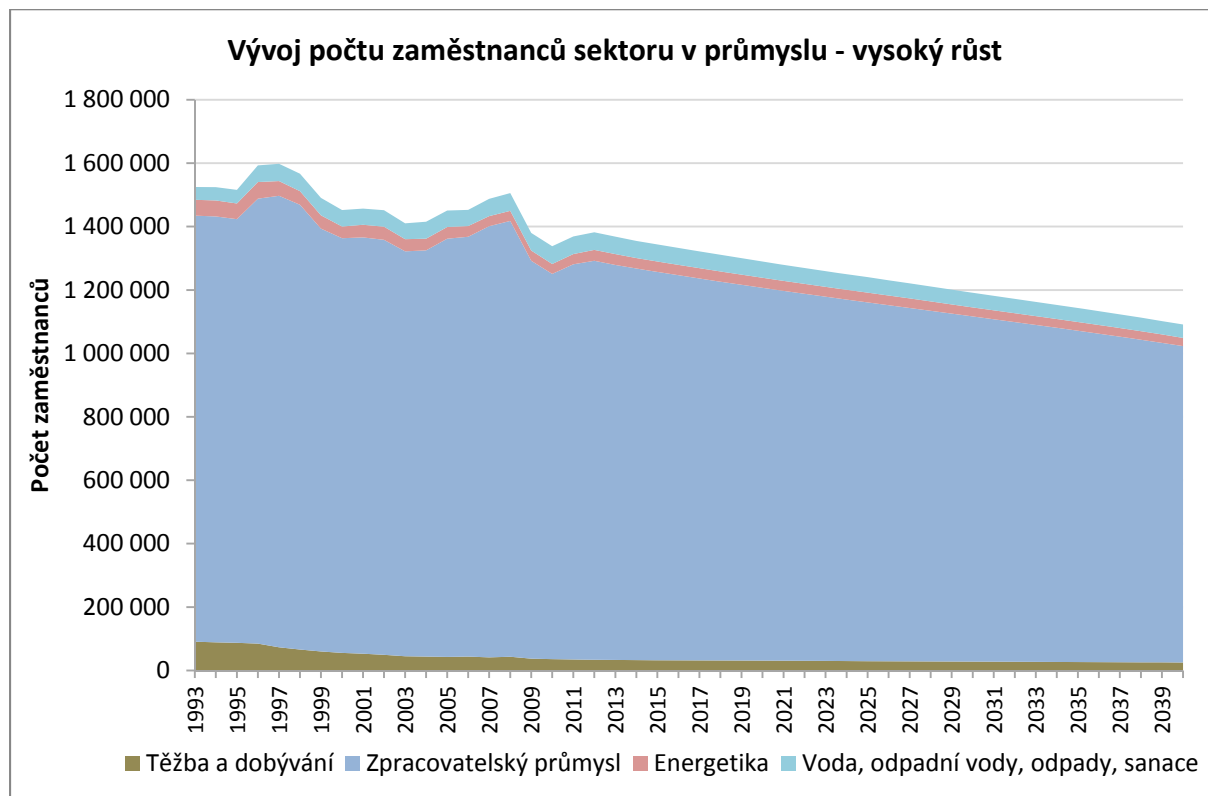
Zdroj: Expertní analýza MPO s využitím výhledu HDP MF

Graf č. 460: Vývoj počtu zaměstnanců v zemědělství – vysoký růst



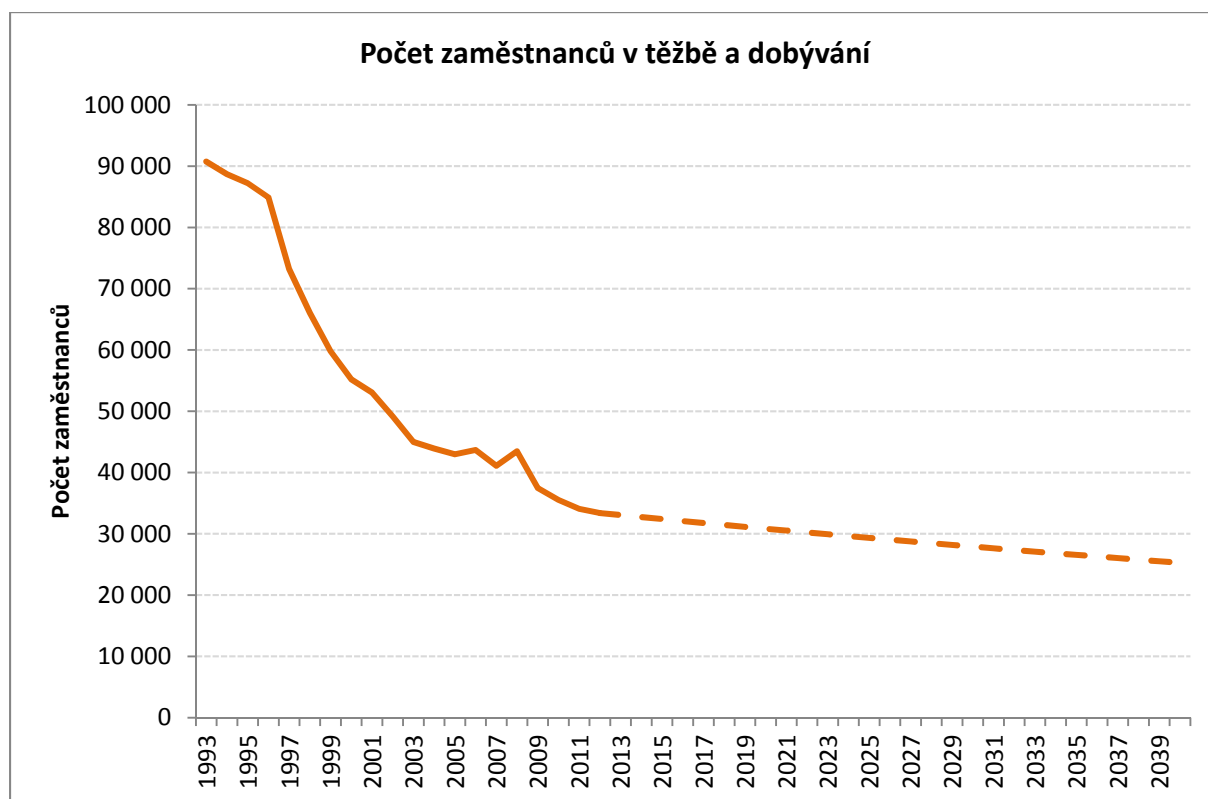
Zdroj: Expertní analýza MPO s využitím výhledu HDP MF

Graf č. 461: Vývoj a struktura počtu zaměstnanců v průmyslu – vysoký růst



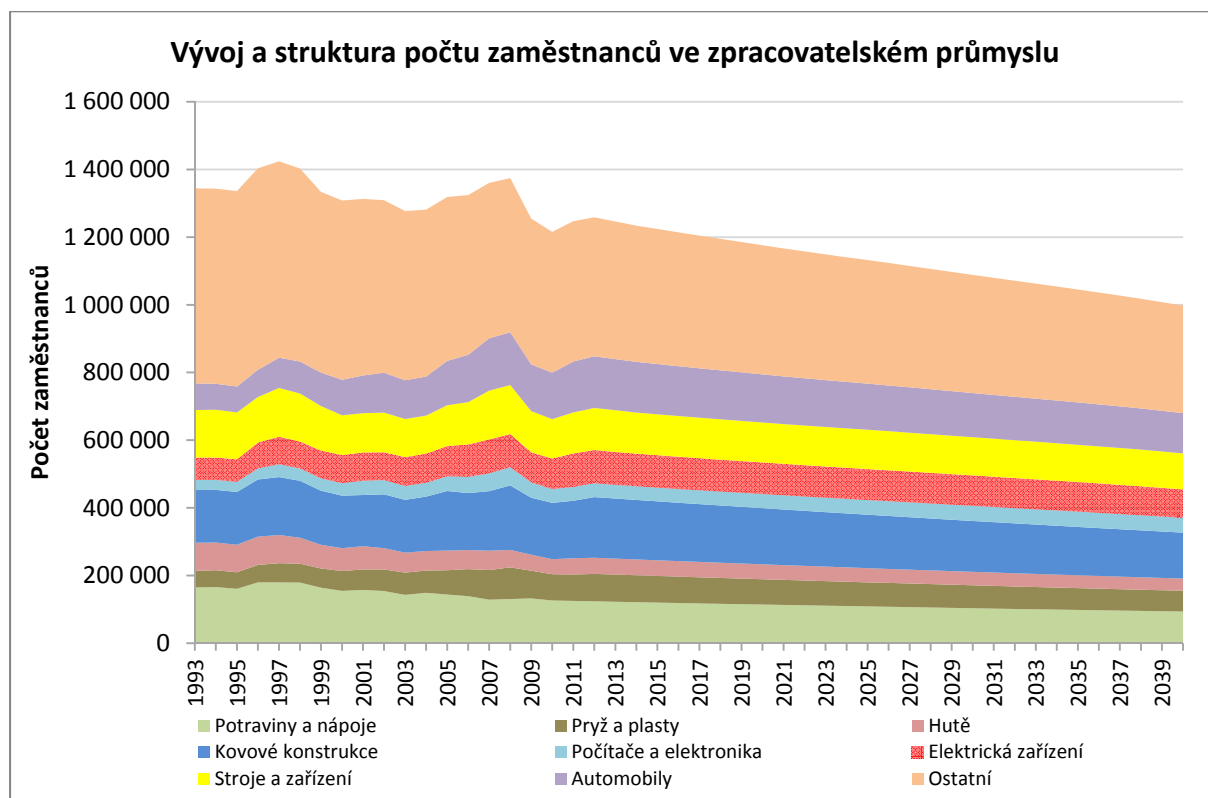
Zdroj: Expertní analýza MPO s využitím výhledu HDP MF

Graf č. 462: Vývoj počtu zaměstnanců v těžbě a dobývání – vysoký růst



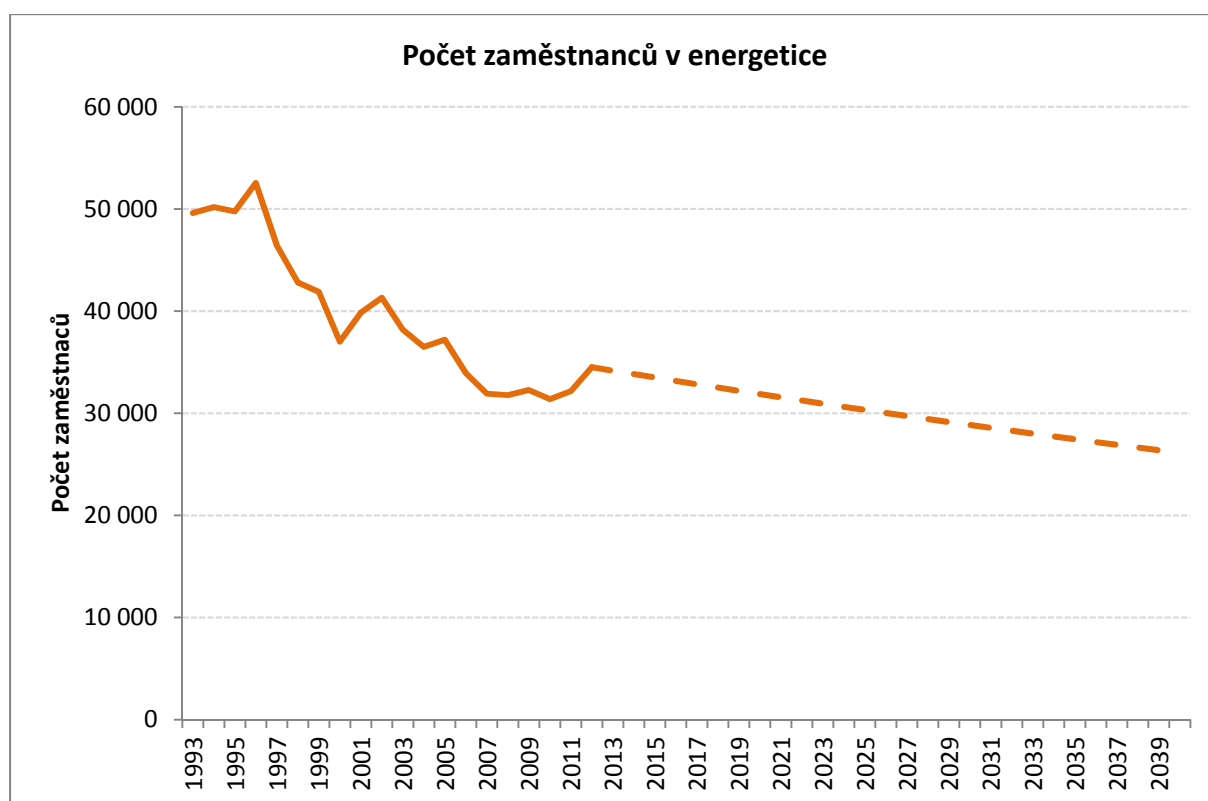
Zdroj: Expertní analýza MPO s využitím výhledu HDP MF

Graf č. 463: Vývoj a struktura počtu zaměstnanců ve zpracovatelském průmyslu – vysoký růst



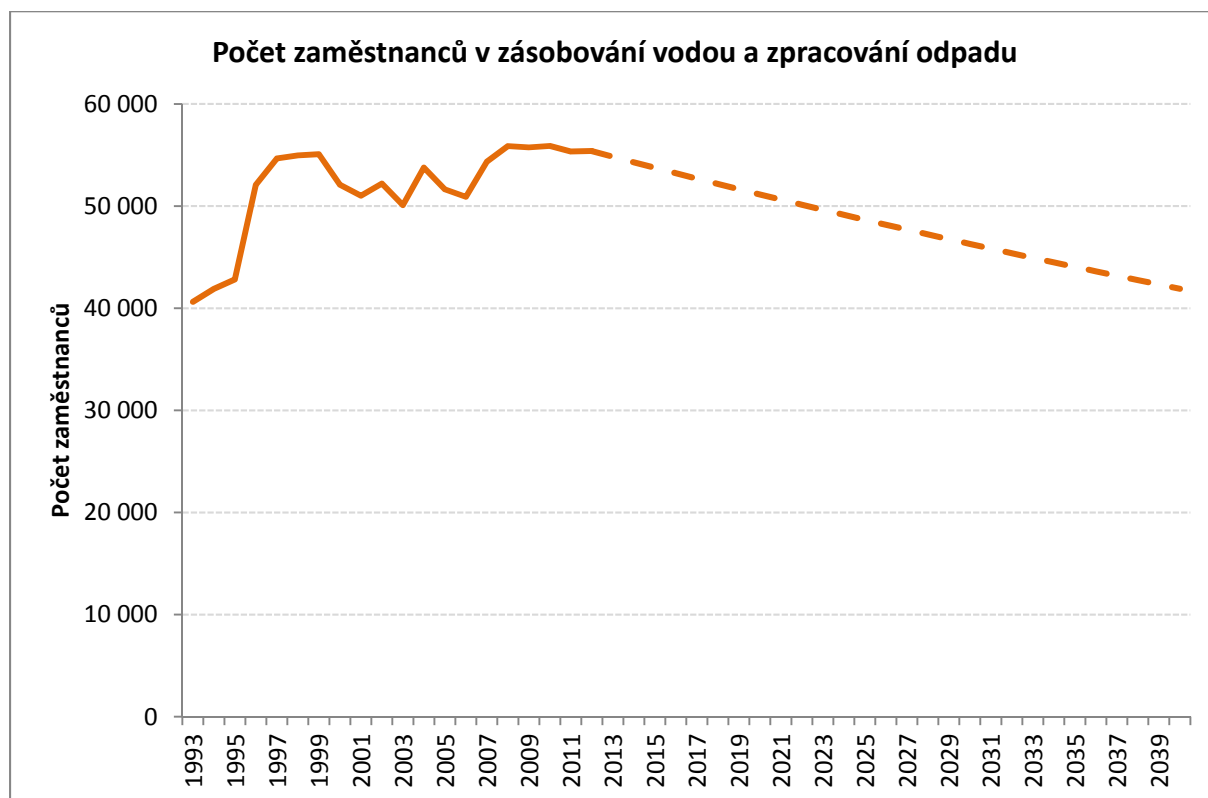
Zdroj: Expertní analýza MPO s využitím výhledu HDP MF

Graf č. 464: Vývoj počtu zaměstnanců v energetice – vysoký růst



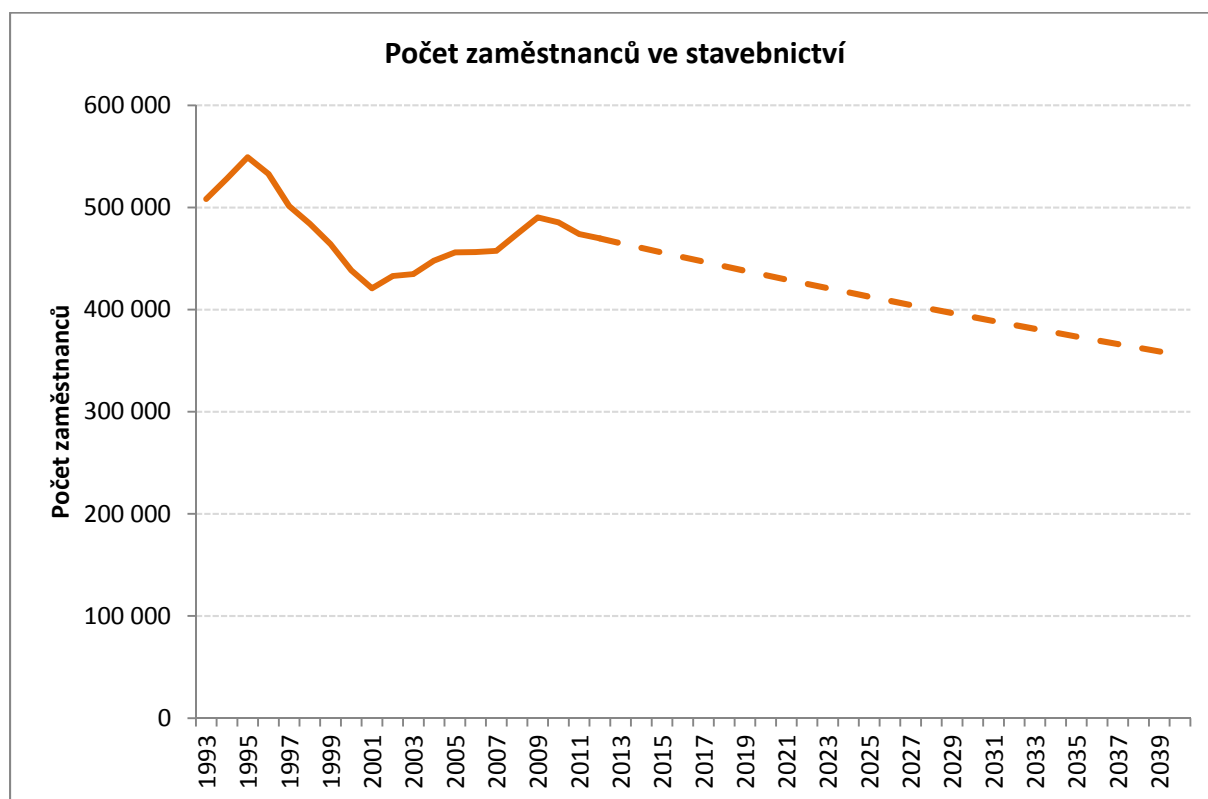
Zdroj: Expertní analýza MPO s využitím výhledu HDP MF

Graf č. 465: Vývoj počtu zaměstnanců v zásobování vodou a zprac. odpadu – vysoký růst



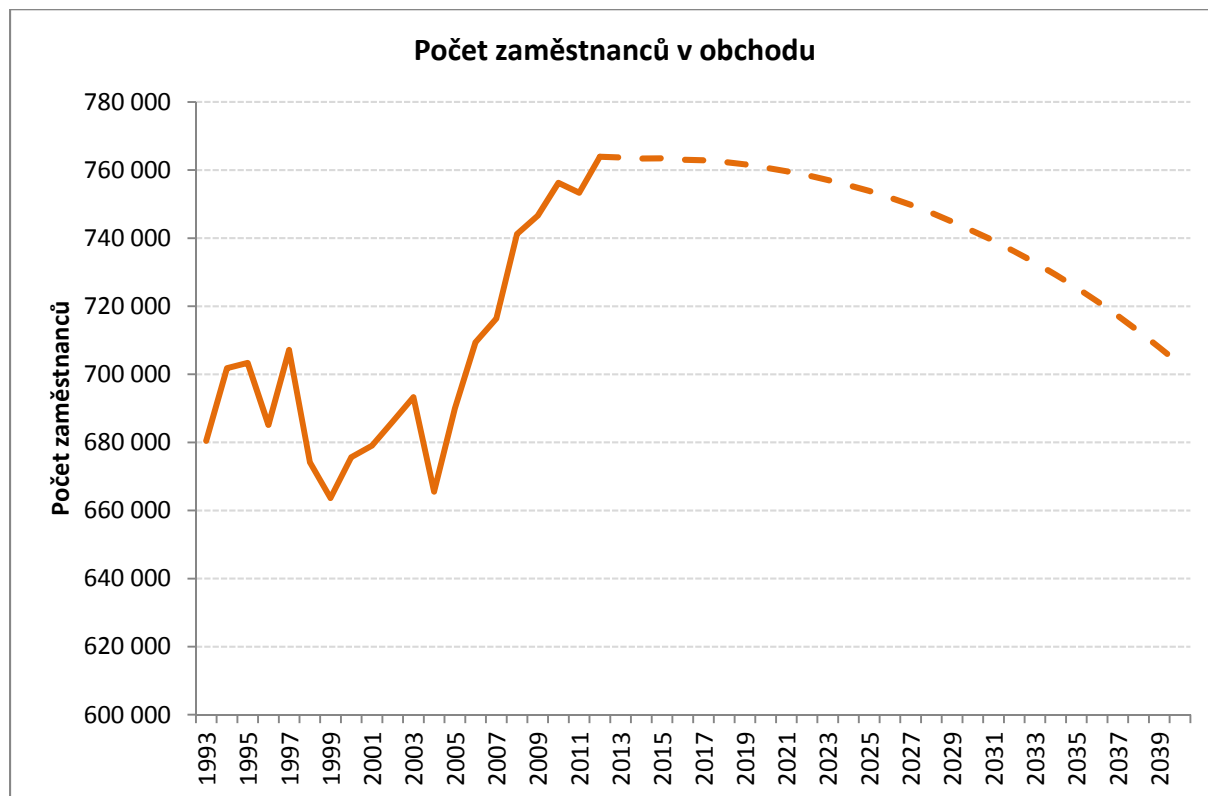
Zdroj: Expertní analýza MPO s využitím výhledu HDP MF

Graf č. 466: Vývoj počtu zaměstnanců ve stavebnictví – vysoký růst



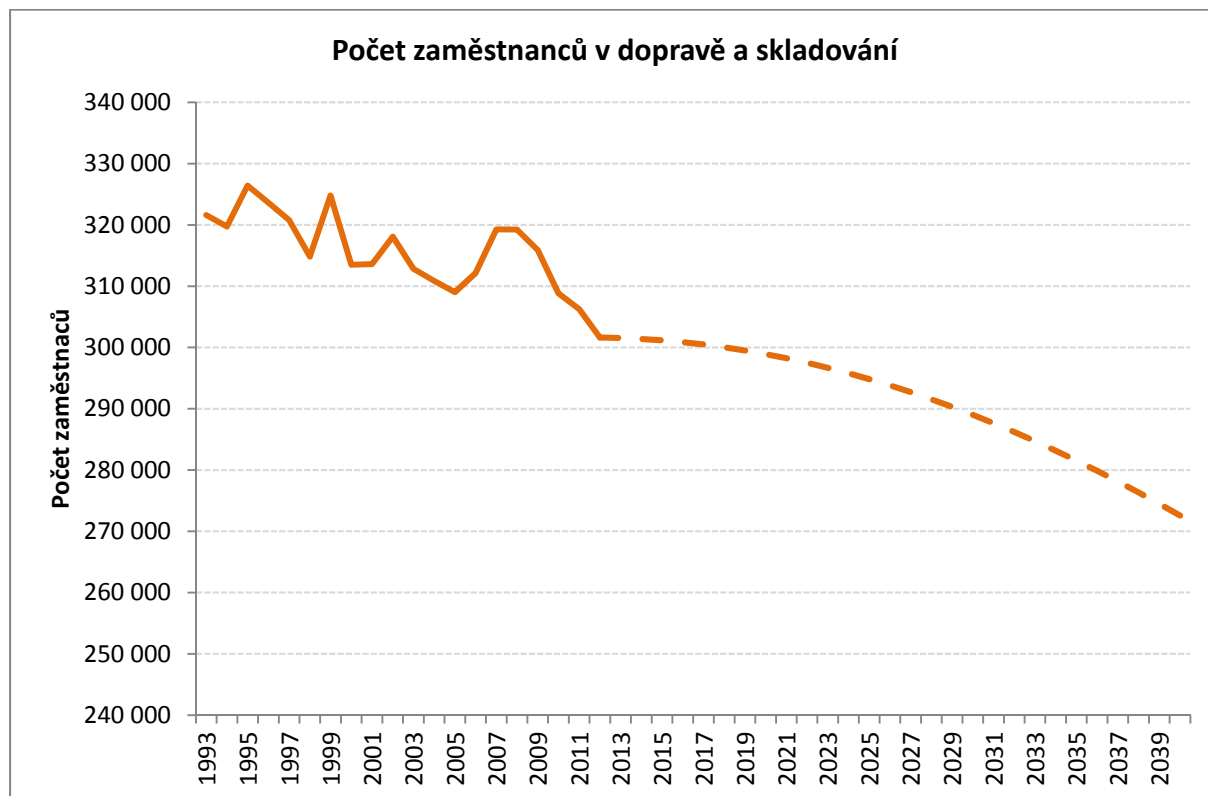
Zdroj: Expertní analýza MPO s využitím výhledu HDP MF

Graf č. 467: Vývoj počtu zaměstnanců v obchodu – vysoký růst



Zdroj: Expertní analýza MPO s využitím výhledu HDP MF

Graf č. 468: Vývoj počtu zaměstnanců v dopravě a skladování – vysoký růst



Zdroj: Expertní analýza MPO s využitím výhledu HDP MF

6.7 Dopady ASEK na životní prostředí

6.7.1 Emise skleníkových plynů

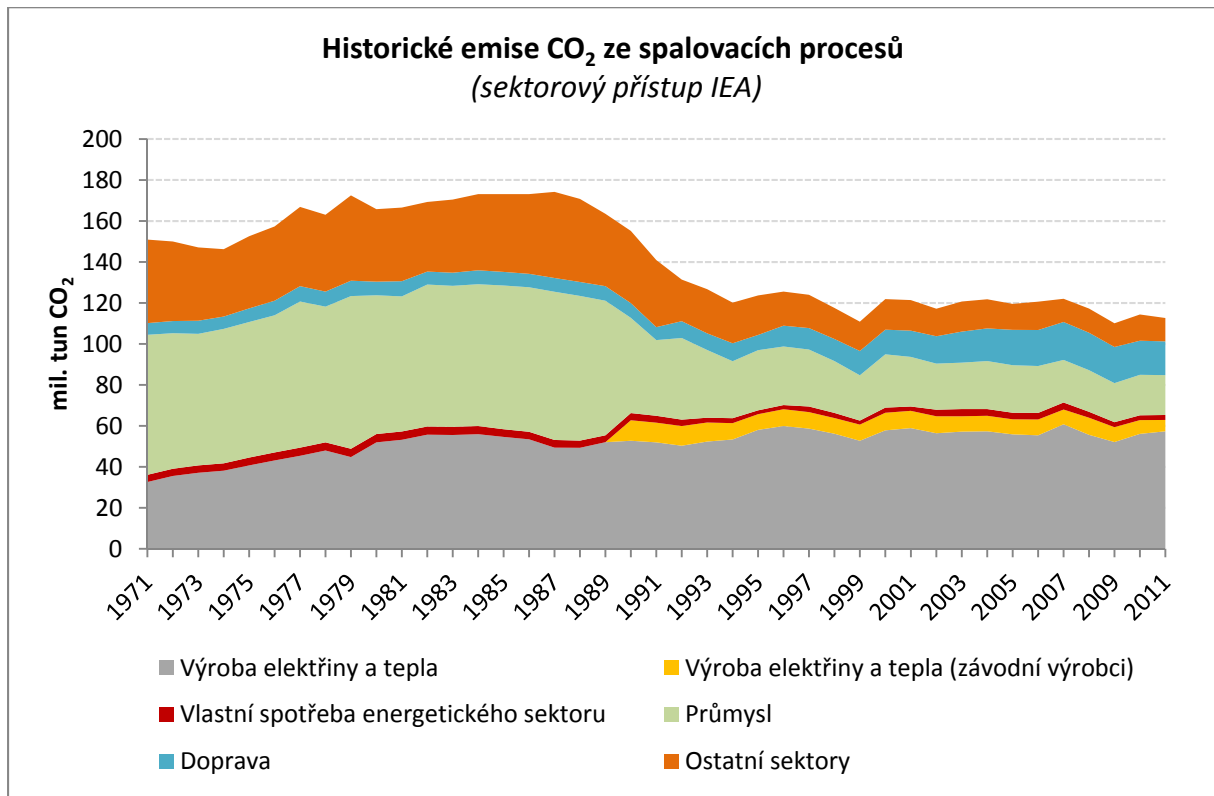
Snížení množství emisí oxidu uhličitého v níže uvedených grafech odpovídá předpokládanému vývoji palivového mixu v rámci optimalizovaného scénáře ASEK. Prognóza emisí v případě CO₂ odpovídá přístupu Mezinárodní energetické agentury a měla by být plně porovnatelná s historickými údaji publikovanými v rámci materiálu *CO₂ Emissions from Fuel Combustion: Beyond 2020 Documentation* (IEA, ed. 2013).

Graf č. 469 uvádí historické emise na základě sektorového přístupu IEA. Tento přístup zohledňuje pouze emise vznikající při přímém spalování paliv, což odpovídá IPPC kategorii 1 A. Graf č. 470 uvádí prognózu emisí CO₂ v souladu s optimalizovaným scénářem ASEK v kontextu časové řady od roku 1971. Prognóza dále nezohledňuje sektorový přístup, ale rozděluje emise podle příslušných paliv. Graf č. 471 a Graf č. 472 umožňuje porovnat aktuální strukturu emisí CO₂ podle paliv v roce 2012 s prognózovanou strukturou v roce 2040. Graf č. 473 uvádí prognózu emisí CO₂ ve spalovacích procesech do roku 2040 spolu s historickými emisemi od roku 1971. Graf č. 474 dále demonstruje relativní snížení emisí oproti roku 1990.

Z grafů je patrné, že v případě naplnění předpokladů optimalizovaného scénáře by měl být splněn cíl 40 % snížení emisí CO₂ do roku 2030 oproti roku 1990. Zdrojový mix v optimalizovaném scénáři odpovídá snížení emisí o 43 % v roce 2030. Cíl pak bude samozřejmě splněn, pouze pokud se podaří udržet trend snižování emisí i v ostatních než pouze ve spalovacích procesech a v případě ostatních skleníkových plynů. Studie *Cost and Benefits to EU Member States of 2030 Climate and Energy Targets* (Enerdata, únor 2014) uvádí, že splnění cíle 40% snížení skleníkových plynů bude spojeno s náklady ve výši 300 milionů euro, což odpovídá řádově 7,5 mld. Kč (při předpokladu měnového kurzu na úrovni 25 CZK/EUR). Tato částka je ekvivalentní snížení růstu HDP v horizontu 2014-2030 o cca 0,01 procentního bodu ročně.

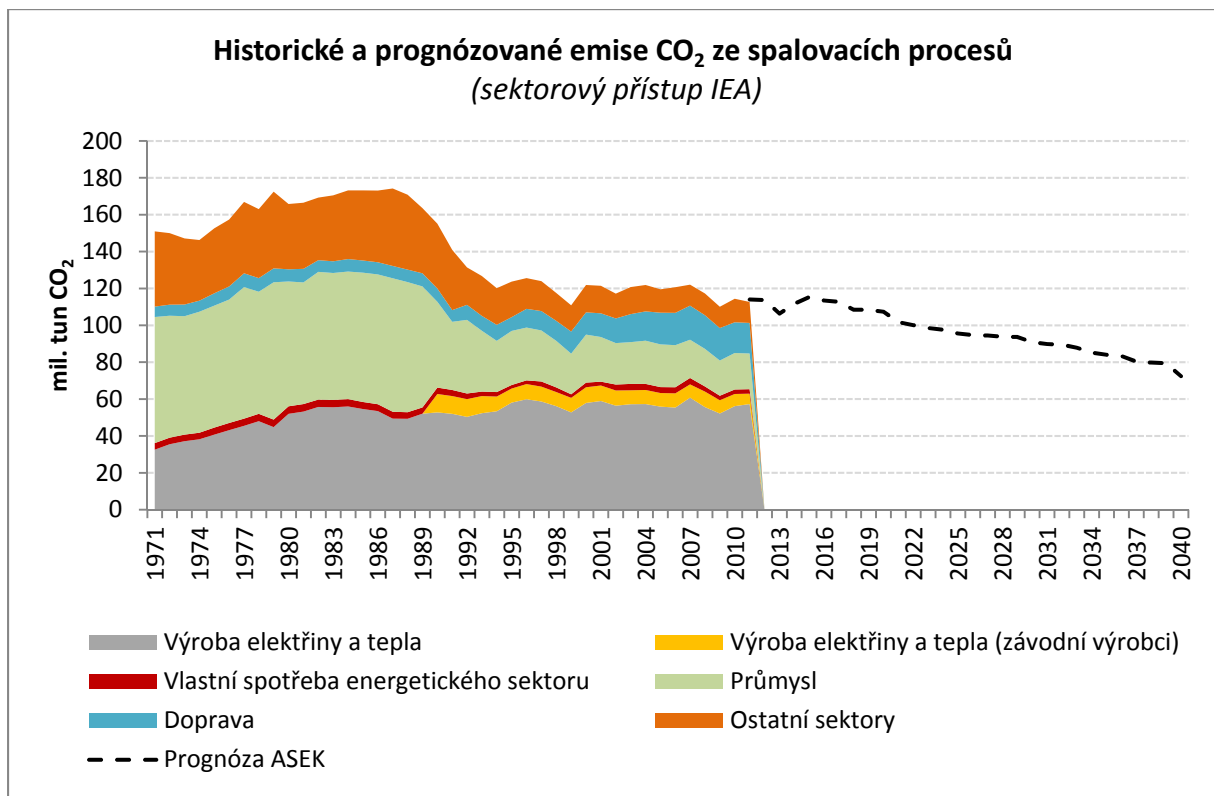
V návaznosti na mezinárodní závazky EU v ochraně klimatu může po roce 2040 dojít k razantnímu snižování emisí z důvodu útlumu využívání uhlí, zaváděním technologií CCS a rozsáhlejším přechodem na elektromobilitu doplněnou z části o pohon motorových vozidel s využitím CNG. Rychlejší přechod, než naznačuje Graf č. 473, je ale možný pouze za cenu výrazně vyšších nákladů a dopadů na HDP.

Graf č. 469: Historické emise CO₂ ze spalovacích procesů (sektorový přístup IEA)



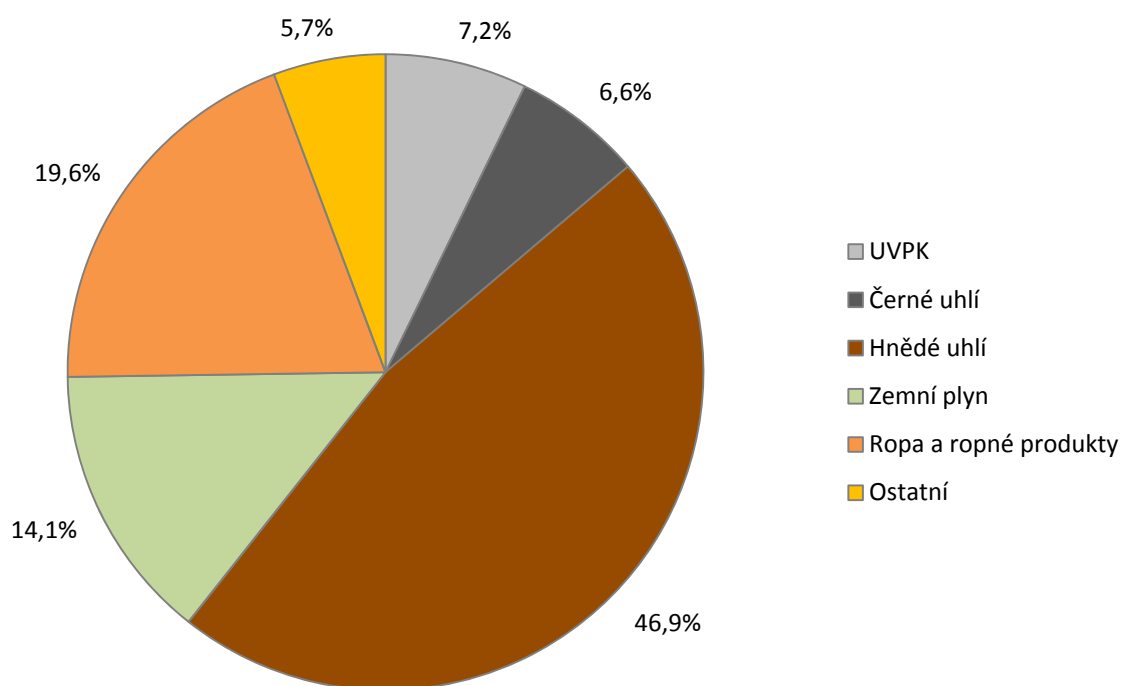
Zdroj: CO₂ Emissions from Fuel Combustion (IEA)

Graf č. 470: Historické a prognózané emise CO₂ ze spalovacích procesů (sekt. přístup IEA)



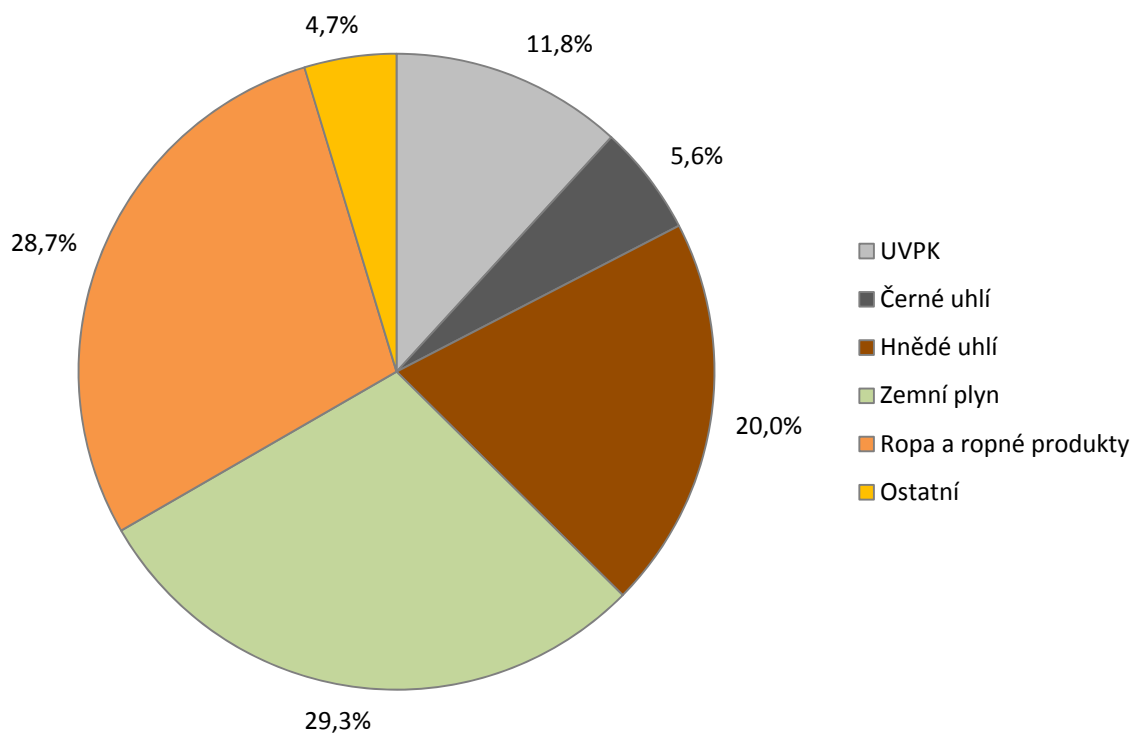
Zdroj: CO₂ Emissions from Fuel Combustion (IEA) + Expertní analýza MPO

Graf č. 471: *Struktura emisí CO₂ podle druhu paliva v roce 2012*



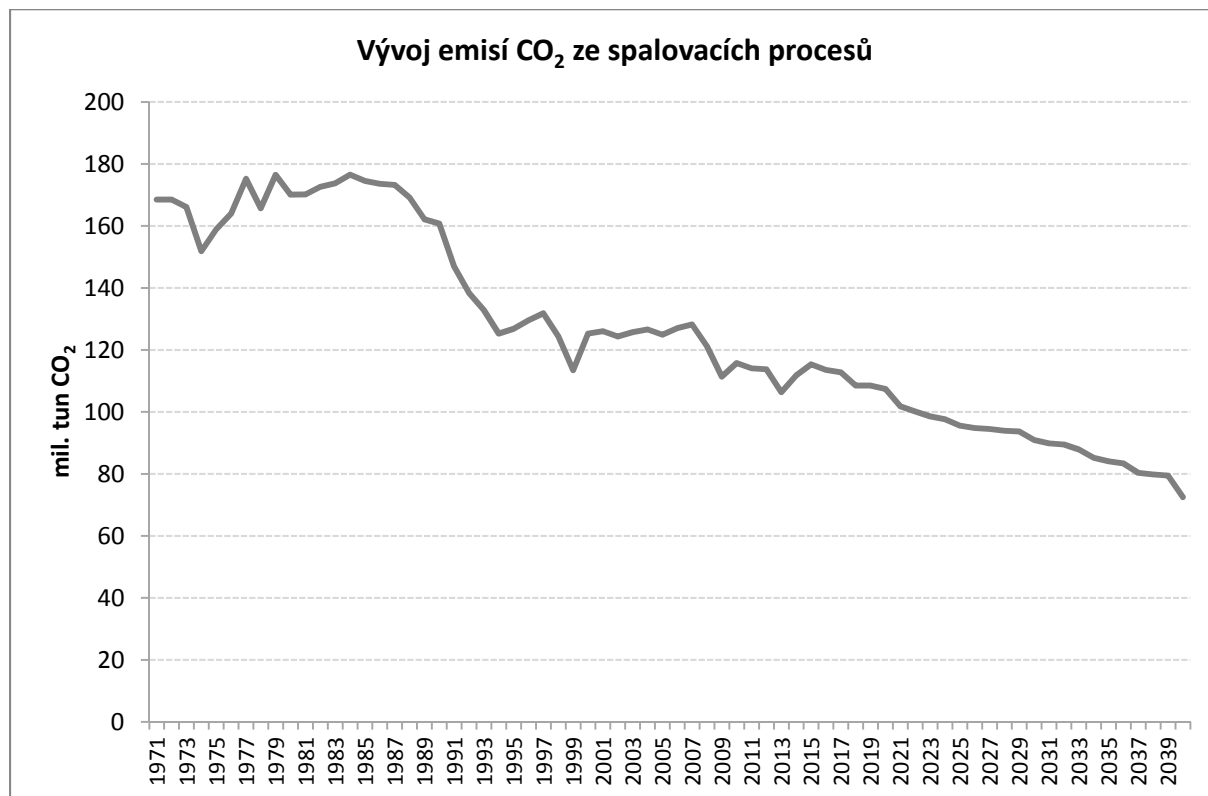
Zdroj: CO₂ Emissions from Fuel Combustion (IEA)

Graf č. 472: *Struktura emisí CO₂ podle druhu paliva v roce 2040*



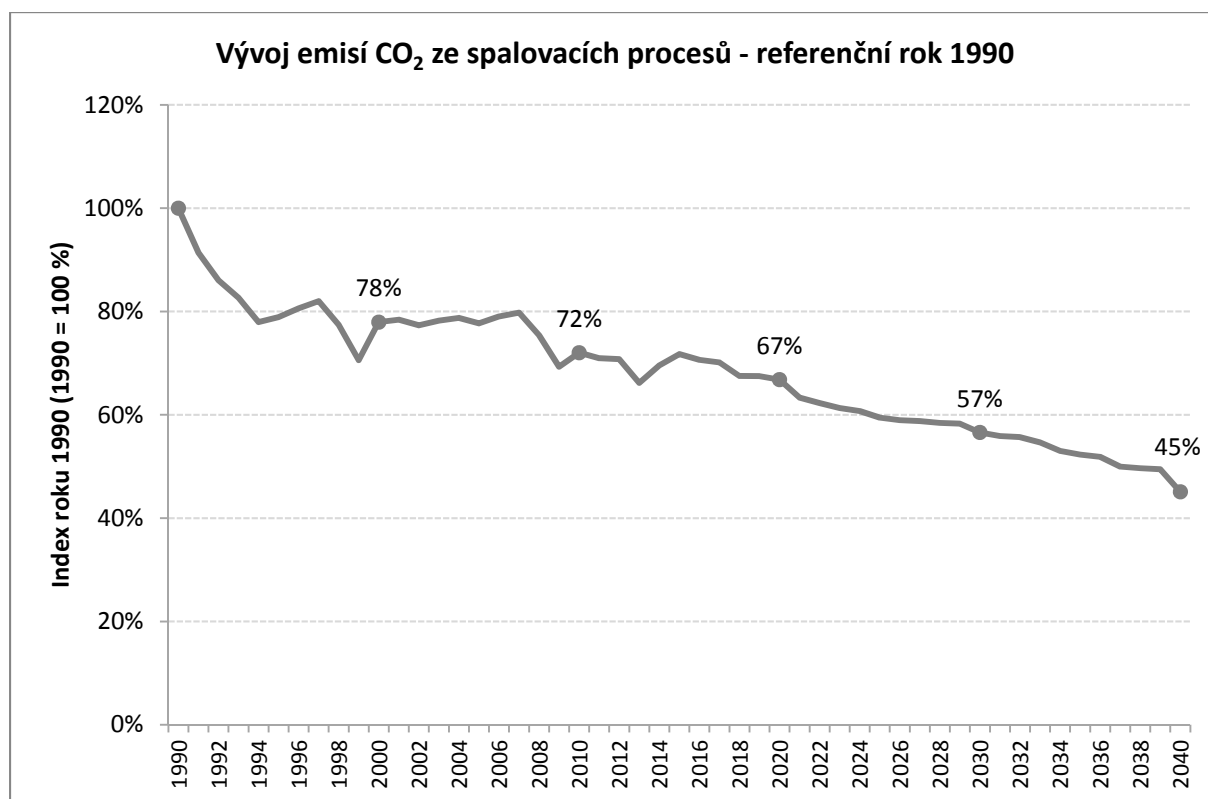
Zdroj: Expertní analýza MPO

Graf č. 473: Vývoj emisí CO₂ ze spalovacích procesů



Zdroj: Expertní analýza MPO

Graf č. 474: Vývoj emisí CO₂ ze spalovacích procesů - referenční rok 1990



Zdroj: Expertní analýza MPO

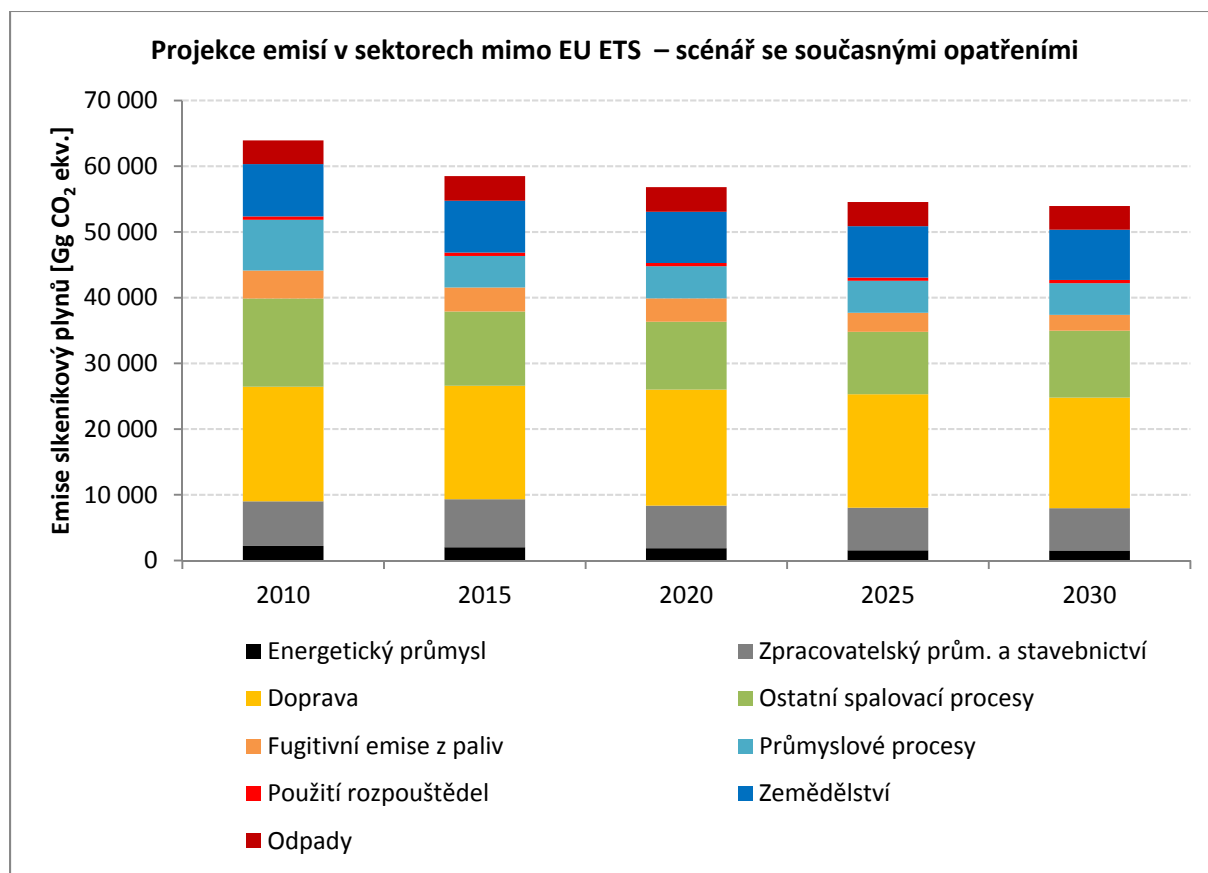
Tabulka č. 144 uvádí odhad vývoje emisí skleníkových plynů v sektorech nespádajících do EU ETS na základě emisních projekcí, které ČR zaslala v rámci svých reportingových povinností Evropské komisi v roce 2013. V souladu s rozhodnutím EP a Rady č. 406/2009/ES, o úsilí členských států snížit emise skleníkových plynů, aby byly splněny závazky Společenství v oblasti snížení emisí skleníkových plynů v horizontu roku 2020, jsou emise rozděleny do kategorií vykazovaných pro potřeby UNFCCC a Kjótského protokolu.

Tabulka č. 144: *Projekce emisí v sektorech mimo EU ETS v období 2010 – 2030 – scénář se současnými opatřeními*

Emise skleníkových plynů [Gg CO ₂ ekv.]	2010	2015	2020	2025	2030
Energetický průmysl (1A1)	2 218,7	2 024,4	1 864,1	1 560,5	1 526,6
Zpracovatelský prům. a stavebnictví (1A2)	6 783,5	7 306,7	6 482,8	6 487,2	6 445,4
Doprava (1A3)	17 438,9	17 261,5	17 675,0	17 257,2	16 822,1
Ostatní spalovací procesy (1A4 + 1 A5)	13 433,9	11 293,2	10 319,1	9 502,7	10 184,6
Fugitivní emise z paliv (1B)	4 249,0	3 671,8	3 556,4	2 905,0	2 406,7
Průmyslové procesy (2)	7 731,1	4 793,9	4 879,5	4 866,4	4 821,3
Použití rozpouštědel a dalších látek (3 + 7)	502,7	497,0	491,2	490,1	488,9
Zemědělství (4)	7 964,5	7 892,8	7 809,5	7 806,6	7 648,6
Odpady (6)	3 611,8	3 760,0	3 738,8	3 672,4	3 608,3
Celkem bez LULUCF	63 934,2	58 501,3	56 816,4	54 548,0	53 952,4

Zdroj: Reporting ČR pro Evropskou komisi, ČHMÚ, březen 2013

Graf č. 475: Projekce emisí v sektorech mimo EU ETS v období 2010 – 2030 – scénář se současnými opatřeními



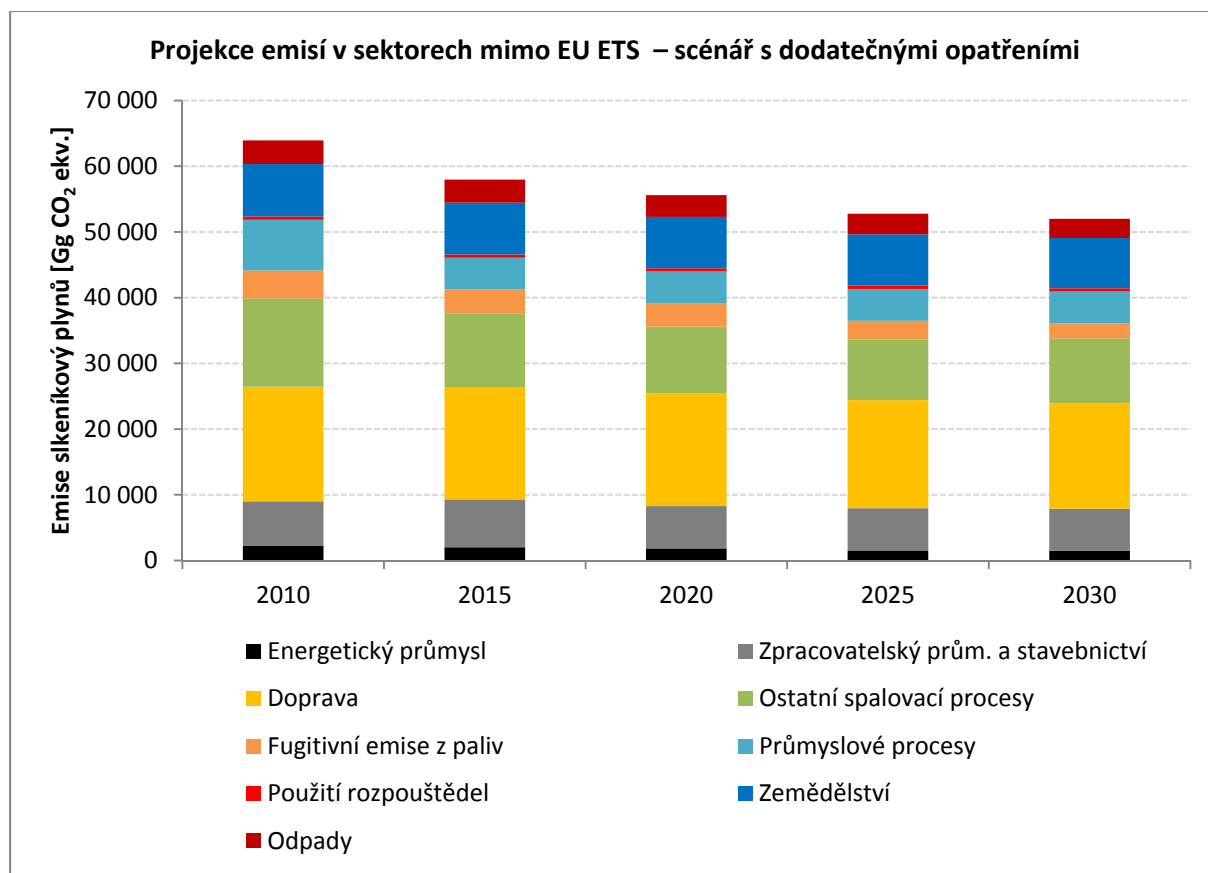
Zdroj: Reporting ČR pro Evropskou komisi, ČHMÚ, březen 2013

Tabulka č. 145: Projekce emisí v sektorech mimo EU ETS v období 2010 – 2030 – scénář s dodatečnými opatřeními

Emise skleníkových plynů [Gg CO ₂ ekv.]	2010	2015	2020	2025	2030
Energetický průmysl (1A1)	2 218,7	2 017,8	1 848,5	1 539,1	1 504,3
Zpracovatelský prům. a stavebnictví (1A2)	6 783,5	7 284,4	6 429,3	6 422,4	6 383,9
Doprava (1A3)	17 438,9	17 109,1	17 165,3	16 430,1	15 999,0
Ostatní spalovací procesy (1A4 + 1A5)	13 433,9	11 223,9	10 155,4	9 256,1	9 910,6
Fugitivní emise z paliv (1B)	4 249,0	3 650,5	3 499,9	2 825,8	2 321,1
Průmyslové procesy (2)	7 731,1	4 793,9	4 879,5	4 866,4	4 821,3
Použití rozpouštědel a dalších látek (3 + 7)	502,7	497,0	491,2	490,1	488,9
Zemědělství (4)	7 964,5	7 892,8	7 809,5	7 806,6	7 648,6
Odpady (6)	3 611,8	3 505,0	3 327,6	3 134,2	2 908,7
Celkem bez LULUCF	63 934,2	57 974,5	55 606,1	52 770,8	51 986,4

Zdroj: Reporting ČR pro Evropskou komisi, ČHMÚ, březen 2013

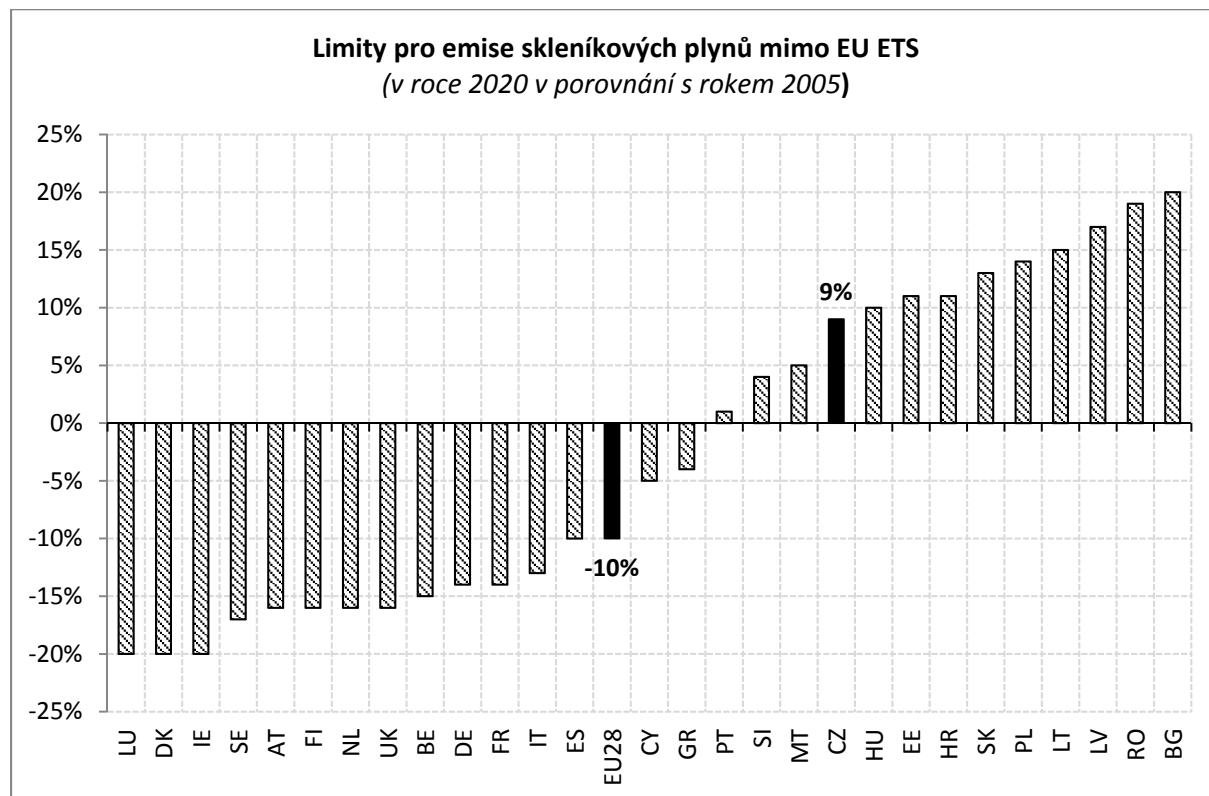
Graf č. 476: Projekce emisí v sektorech mimo EU ETS v období 2010 – 2030 – scénář s dodatečnými opatřeními



Zdroj: Reporting ČR pro Evropskou komisi, ČHMÚ, březen 2013

V případě kategorií 1A1 až 1A5, které uvádí Tabulka č. 144 a Tabulka č. 145, se jedná o emise ze spalovacích procesů zahrnuté v převážné míře rovněž v emisích ze spalovacích procesů podle ASEK. Tyto kategorie celkem představují přibližně 60 % emisí z odvětví mimo systém EU ETS. Rozhodnutí č. 406/2009/ES však umožňuje ČR v období 2013 – 2020 navýšení emisí v odvětvích mimo EU ETS o 9 % (odpovídá emisím 68 327 Gg CO₂ekv. v roce 2020) – viz Graf č. 477. V současné době tak existuje předpoklad významného přebytku emisních práv mimo EU ETS, se kterými by mohla ČR obchodovat. Dosud nebylo rozhodnuto, jestli bude možné tento přebytek převést do období po roce 2020, což by mohlo výrazně snížit náklady v případě přijetí ambiciózního cíle do roku 2030. Náklady na opatření dosud nebyly v rámci emisních projekcí odhadovány, scénář se stávajícími opatřeními však obsahuje pouze opatření, která byla již realizována nebo implementována.

Graf č. 477: Limity pro emise skleníkových plynů mimo EU ETS



Zdroj: European Environment Agency

V sektoru využívání území, změn ve využívání území a lesnictví (LULUCF) lze v horizontu roku 2030 očekávat dočasně významné snížení propadů emisí, a to především na základě změn v zásobách uhlíku v klíčové kategorii lesní půda. Scénář s dodatečnými opatřeními se liší zejména rychlejším přechodem k vyššímu podílu listnatých dřevin, který vede krátkodobě k dalšímu snížení propadů, ale v dlouhodobém horizontu by měl vést k vyšší stabilitě a odolnosti lesů a tedy i dlouhodobé zásobě uhlíku. V tomto období by se měly rovněž začít započítávat kategorie obhospodařování orné půdy a obhospodařování pastvin, příslušná metodika pro povinné započítávání po roce 2020 však bude teprve připravena. Projekce navíc nepočítá s výraznější změnou těžby v souvislosti s poptávkou po dřevu pro energetické účely a výrobcích ze dřeva.

Tabulka č. 146: Historické emise a propady a projekce pro sektor LULUCF

Emise [Gg CO ₂ ekv.]	1990	2000	2010	2020	2030	2010 - 2020	2010 - 2030
Scénář se současnými opatřeními	-3 620	-7 520	-5 520	-540	-2 130	-90,2 %	-61,4 %
Scénář s dodatečnými opatřeními	-3 620	-7 520	-5 520	-240	-1 600	-95,7 %	-70,9 %

Zdroj: Reporting ČR pro Evropskou komisi, ČHMÚ, březen 2013

Sektor LULUCF není v současné době součástí závazků přijatých v rámci klimaticko-energetického balíčku do roku 2020. Evropská komise v rámci hodnocení dopadů pouze uvádí, že do cílů k roku 2030 může být zahrnut buď jako jeden ze sektorů spadajících pod rozhodnutí č. 406/2009/ES, prostřednictvím samostatného rámce nebo společně se sektorem zemědělství. Pokud by byl cíl vztažen k propadům určitého referenčního roku, lze na základě výše uvedené projekce snižování propadů počítat s tím, že zahrnutí sektoru by znamenalo potřebu vyvinutí dodatečného úsilí a nákladů. Pokud by byly pouze započítány čisté propady, mohlo by to znamenat snížení břemene pro ostatní sektory.

Vzhledem k související debatě o snížení emisí do roku 2030 mimo sektory EU ETS je vhodné na závěr konstatovat, že by se dle odhadů MŽP snížení o více než 12 % (oproti roku 2005) v této oblasti jevilo jako obtížně dosažitelné bez zcela nových politik a opatření, jejichž realizace by však vyžadovala i dodatečné náklady na straně regulovaných subjektů a popř. i státu. Celkovou výši těchto nákladů však není v tuto chvíli možné přesněji kvantifikovat.

6.7.2 Emise dalších znečišťujících látek

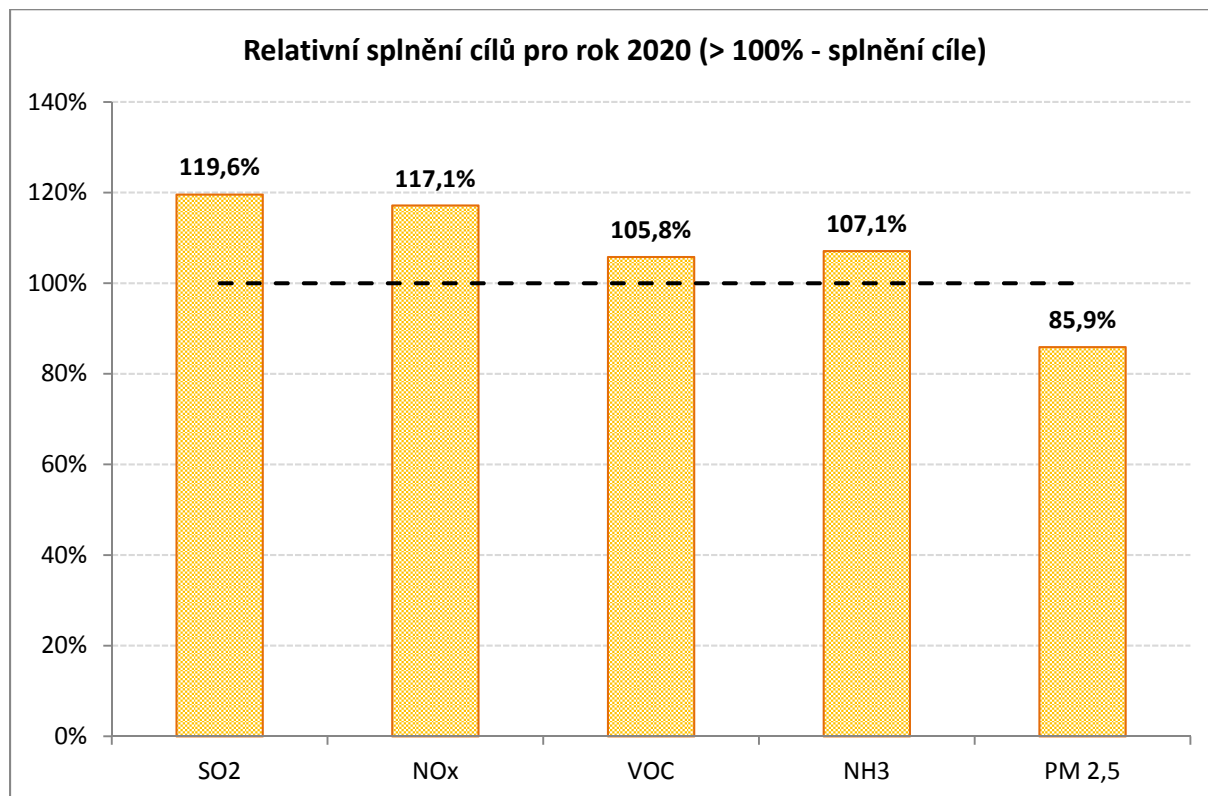
Predikce emisí ostatních znečišťujících látek, tedy konkrétně emisí SO₂, NO_x, VOC, NH₃ a PM_{2,5}, byly vypočteny na základě modelu s názvem *The Greenhouse Gas and Air Pollution Interactions and Synergies (GAINS)*, kterým disponuje Český hydrometeorologický ústav. Vstupní data pro výpočet emisí pak odpovídají optimalizovanému scénáři ASEK a predikovanému vývoji využití paliv a změně zdrojové základny. Tabulka č. 147 uvádí cíle snížení emisí výše uvedených znečišťujících látek. Cíle pro rok 2030 jsou zatím pouze indikativní. Graf č. 478 a Graf č. 479 zobrazují relativní splnění emisních cílů – hodnoty vyšší než 100 % odpovídají splnění daného cíle, hodnoty nižší než 100 % indikují nesplnění daného závazku. Graf č. 480 až Graf č. 485 pak již zobrazují výhledy emisí individuálních znečišťujících látek v horizontu do roku 2030. Graf č. 486 a Graf č. 487 pak uvádějí předpokládaný vývoj jednotlivých emisí v sektoru veřejné výroby elektřiny a tepla, tedy v sektoru energetiky.

Tabulka č. 147: Emisní indikátory (emise kt/rok, u CH₄ Mt/rok v ekvivalentu CO₂)

	Výchozí 2005	Cíl 2020	Cíl 2030
SO ₂	211	116	59
NO _x	280	182	95
VOC	202	165	87
NH ₃	82	76	53
PM _{2,5}	35	29	17
CH ₄	502		347

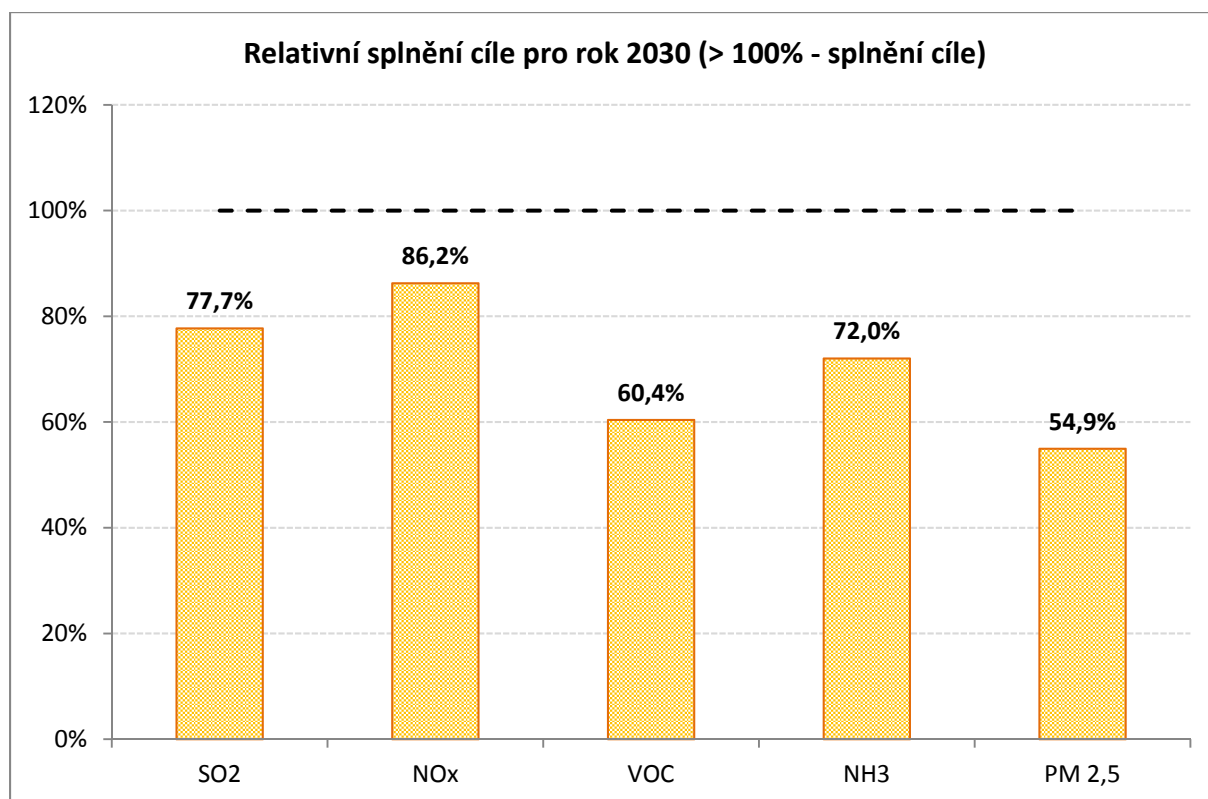
Zdroj: MŽP

Graf č. 478: Relativní splnění cílů pro rok 2020



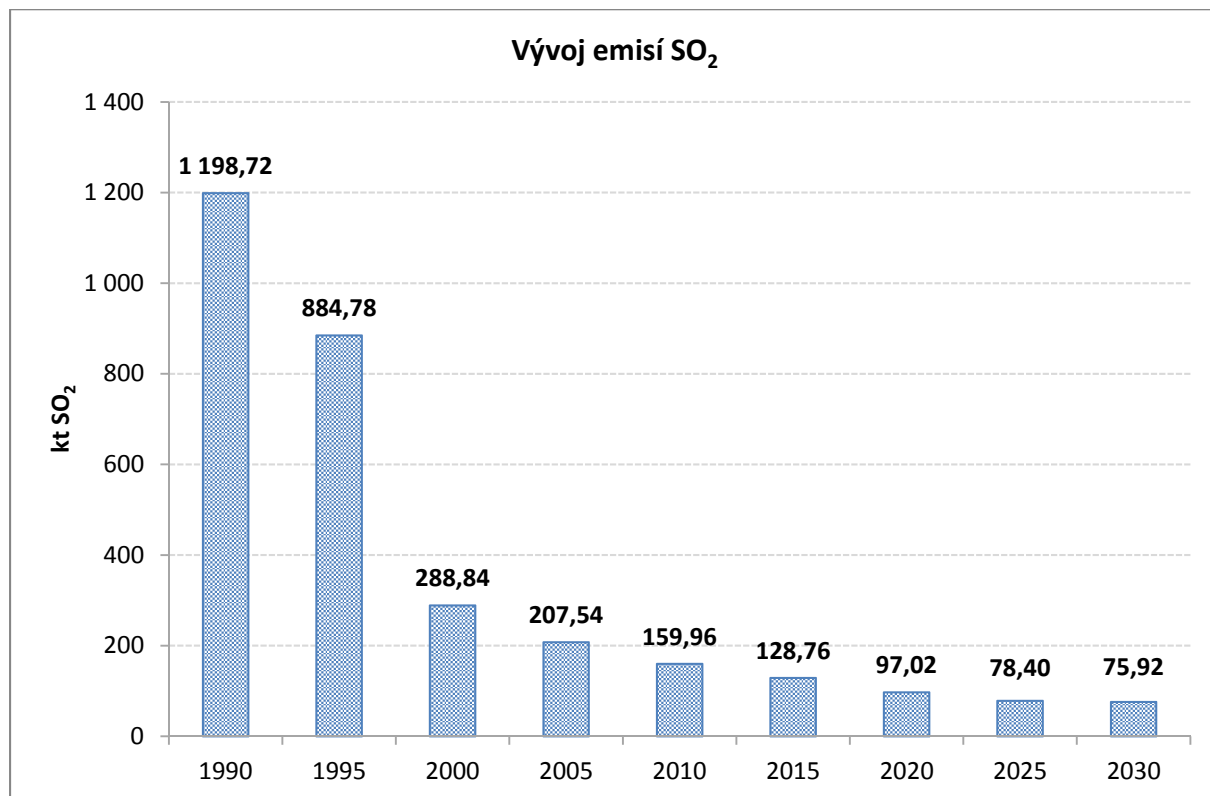
Zdroj: Model GAINS (ČHMÚ) na základě dat MPO

Graf č. 479: Relativní splnění cílů pro rok 2030



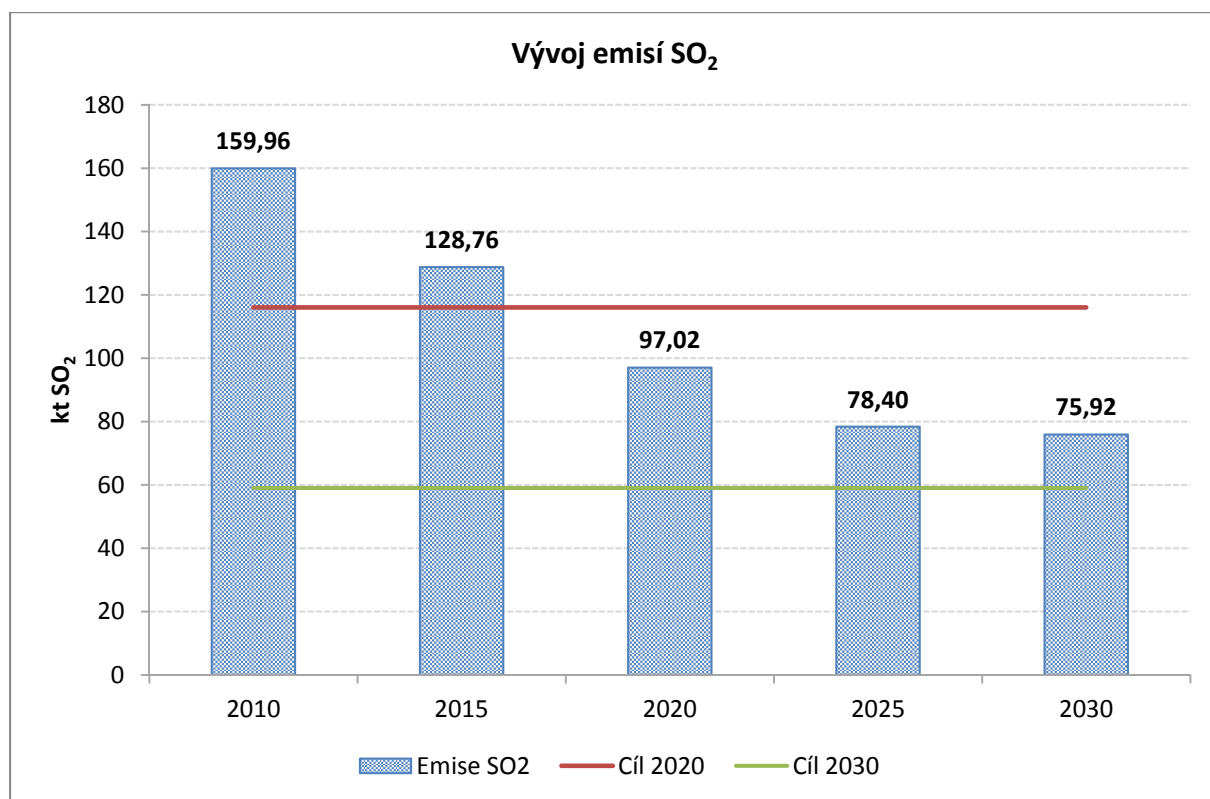
Zdroj: Model GAINS (ČHMÚ) na základě dat MPO

Graf č. 480: Vývoj emisí SO₂



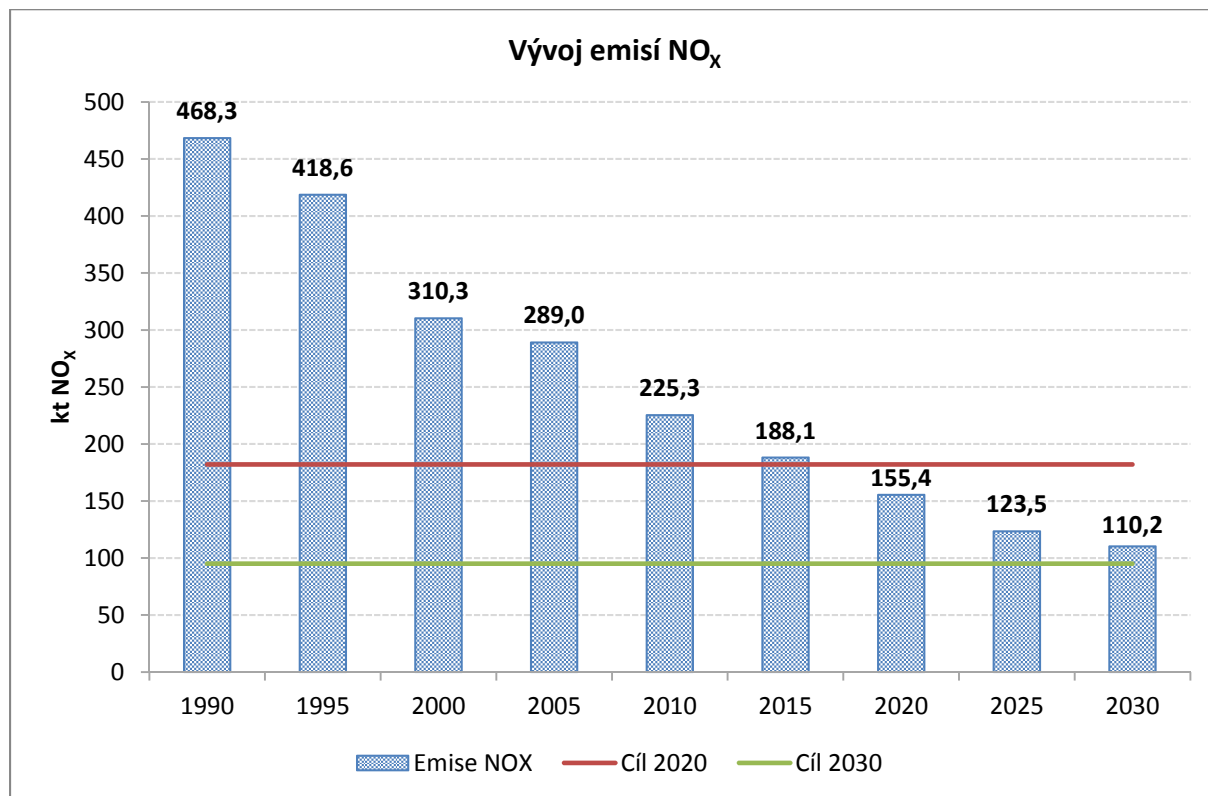
Zdroj: Model GAINS (ČHMÚ) na základě dat MPO

Graf č. 481: Vývoj emisí SO₂ včetně emisních cílů



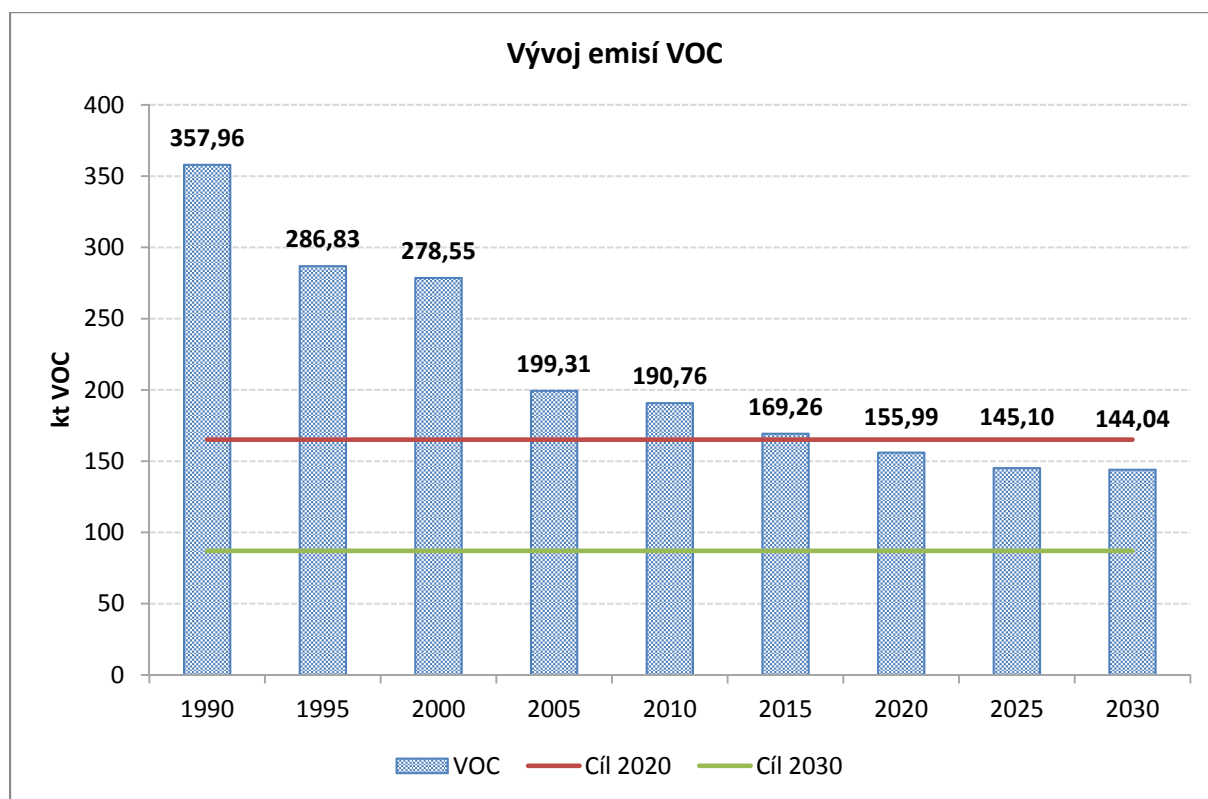
Zdroj: Model GAINS (ČHMÚ) na základě dat MPO

Graf č. 482: Vývoj emisí NO_x včetně emisních cílů



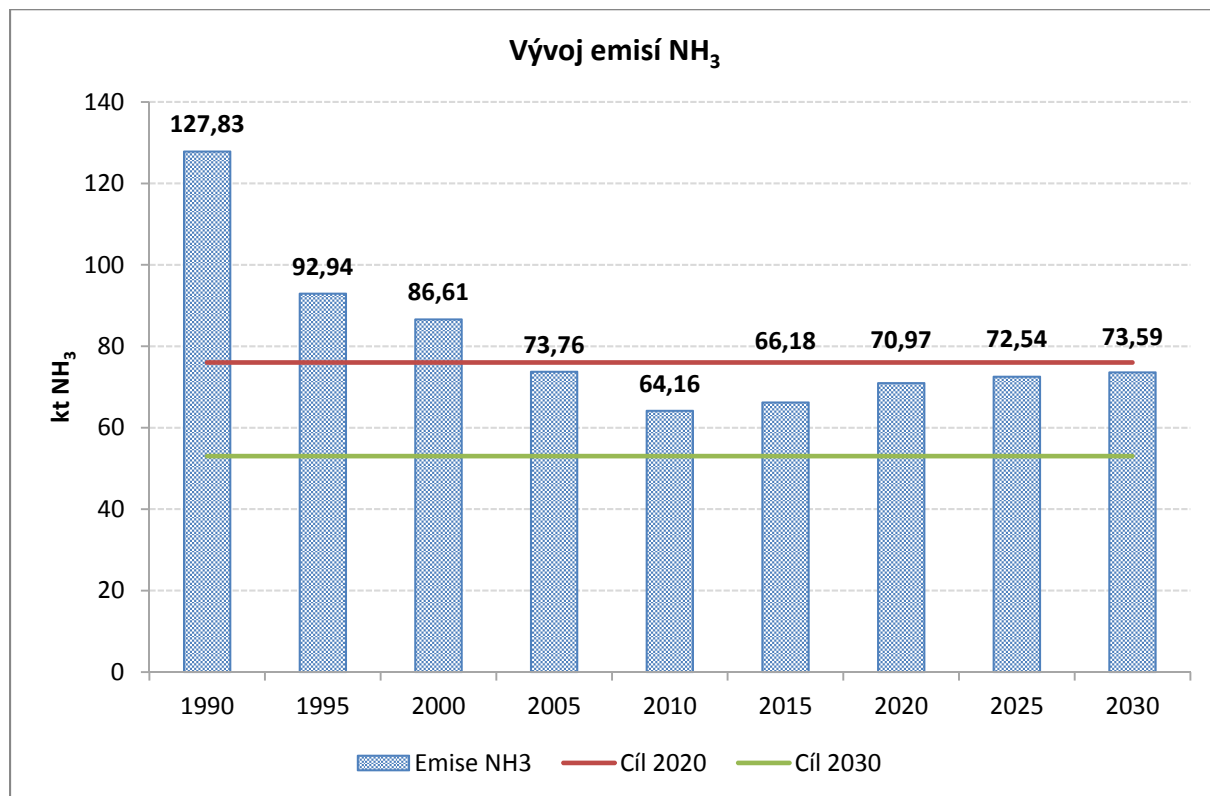
Zdroj: Model GAINS (ČHMÚ) na základě dat MPO

Graf č. 483: Vývoj emisí VOC včetně emisních cílů



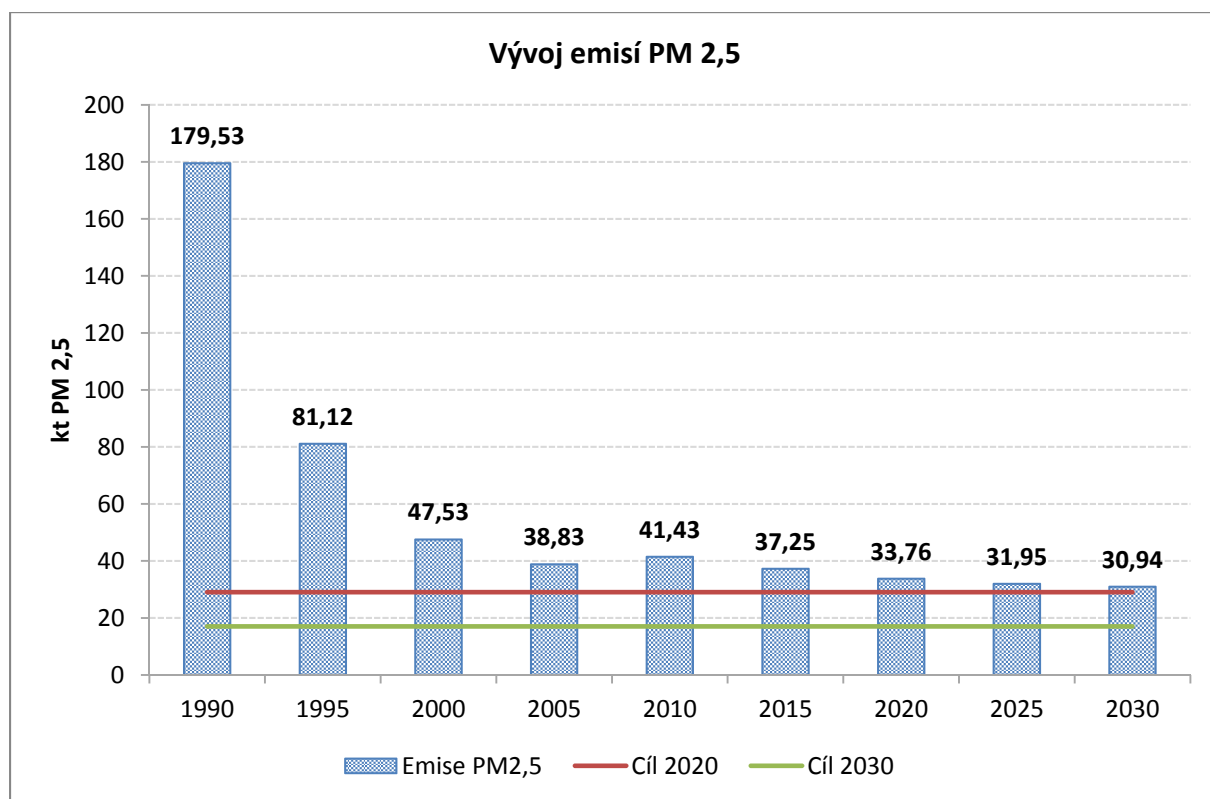
Zdroj: Model GAINS (ČHMÚ) na základě dat MPO

Graf č. 484: Vývoj emisí NH₃ včetně emisních cílů



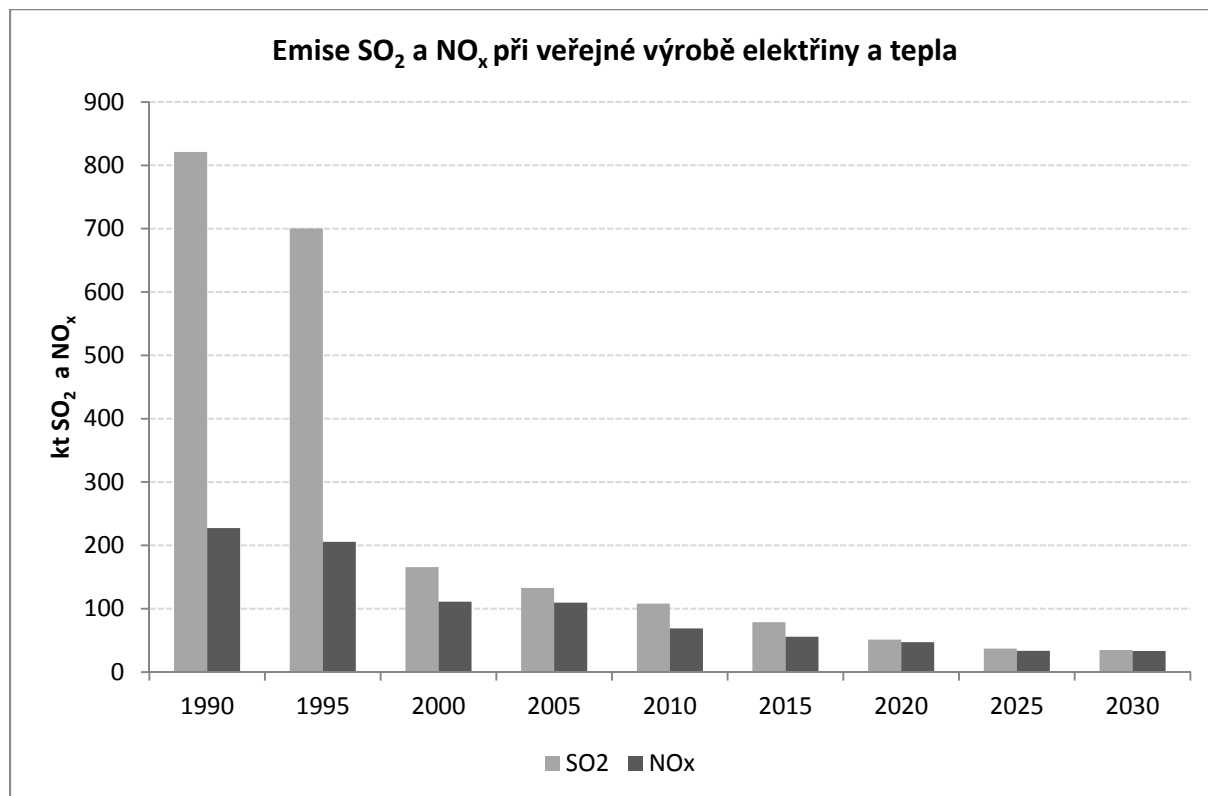
Zdroj: Model GAINS (ČHMÚ) na základě dat MPO

Graf č. 485: Vývoj emisí PM_{2,5} včetně emisních cílů



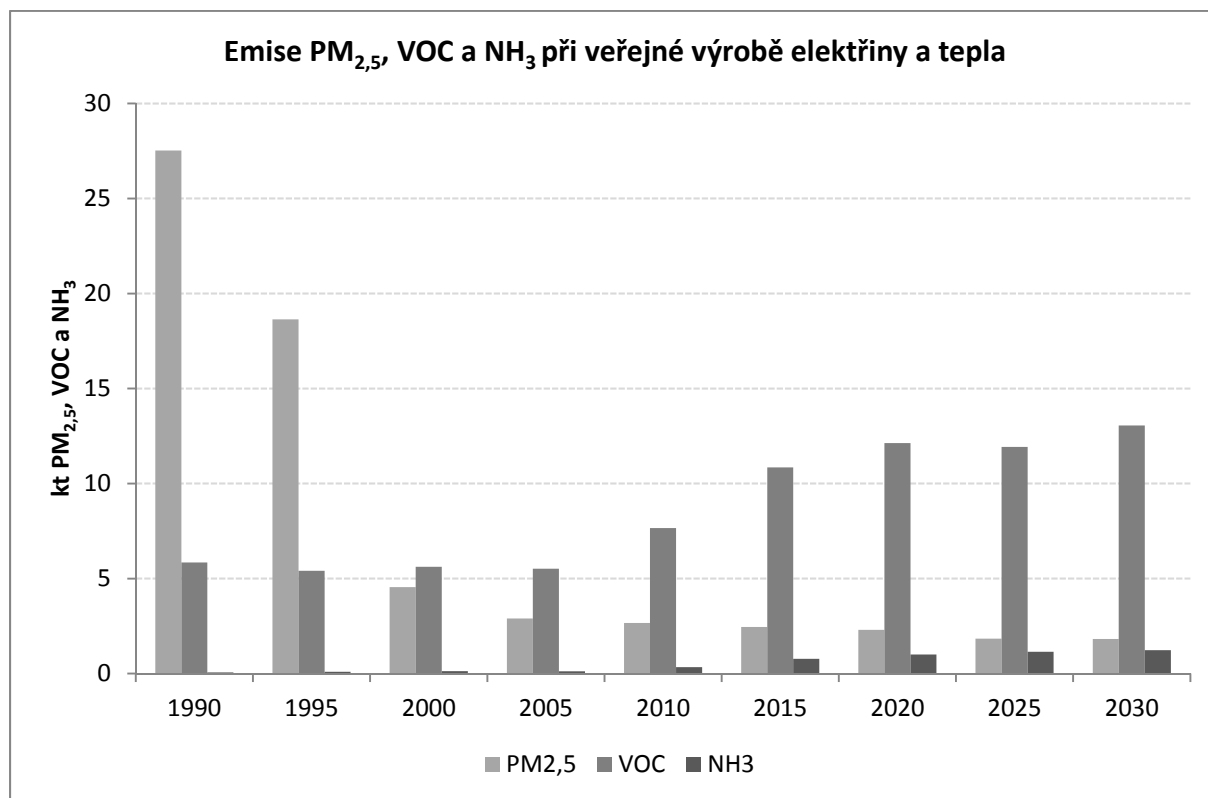
Zdroj: Model GAINS (ČHMÚ) na základě dat MPO

Graf č. 486: Emise SO_2 a NO_x při veřejné výrobě elektřiny a tepla



Zdroj: Model GAINS (ČHMÚ) na základě dat MPO

Graf č. 487: Emise $PM_{2,5}$, VOC a NH_3 při veřejné výrobě elektřiny a tepla



Zdroj: Model GAINS (ČHMÚ) na základě dat MPO

7 Závěr

Mezi hlavní zjištění zprávy patří:

- Co se disponibility PEZ týče, dle předpokladů budou ubývat uhlí a obecně tuhá paliva na úkor zemního plynu, obnovitelných zdrojů a energie získané z jaderného paliva. Bude docházet k postupnému poklesu exportu hnědého uhlí a naopak se předpokládá jeho omezený dovoz především z majetkově spřízněných lomů v blízkém zahraničí. Vlivem změny mixu a omezení tuzemské těžby hnědého uhlí lze očekávat zdvojnásobení nákladů na čistý dovoz PEZ ze zahraničí mezi roky 2010 – 2040, což odpovídá nárůstu plateb za čistý dovoz energie řádově na 250 mld. Kč (tj. z necelých 59 mld. Kč v roce 2010 na necelých 250 mld. Kč v roce 2040).
- Růst cen všech fundamentů (ropa, plyn, uran, uhlí) a relativně vyšší ceny plynu a ropy ve srovnání s hlavními globálními ekonomickými konkurenty, především USA.
- Změna struktury energetického mixu se projeví ve změně výrobních (fixních i variabilních provozních) nákladů na výrobu elektřiny a tepla.
- Zvýšení celkových palivových nákladů na jednotku vyrobené energie, řádově o 40 % do roku 2040 ve srovnání s rokem 2013, především vlivem útlumu relativně levných zdrojů na hnědé uhlí a růstem cen fundamentů.
- Růst celkových palivových nákladů na výrobu elektrické energie, především od roku 2024.
- Nárůst palivových nákladů v rámci velkých zdrojů na jednotku dodaného tepla až o cca 44 % do roku 2040 (vlivem růstu využití zemního plynu a růstu reálných cen paliv), průměrná hodnota palivových nákladů za všechny výrobce však neměla překročit 220 Kč na GJ prodaného tepla.
- Nárůst palivových nákladů na hrubou výrobu tepla ze zemního plynu v rámci malých, převážně kogeneračních zařízení na zemní plyn, cca o 22 % v porovnání s rokem 2013 na úroveň 339 Kč/GJ v roce 2040.
- V případě rozpadu SZT a jeho nahrazení decentralizovaným systémem vytápění, by došlo v některých krajích s aktuálně vysokým podílem uhlí na výrobě k možnému zdražení až o 56 % a prostý průměr růstu ceny v rámci ČR by se pohyboval na úrovni 24,2 %. Prioritou by tedy mělo být směřovat kvalitní uhlí s akceptovatelnými parametry do vysoce účinné výroby tepla zejména v rámci kombinované výroby elektřiny a tepla, tak aby k odpojování odběratelů od SZT docházelo postupně s rostoucí cenou stále vzácnějšího uhlí a předejít „prudkému“ rozpadu soustavy SZT souvisejícímu se skokovým zvýšením tepla pro domácnosti. Rozpad soustavy SZT by též znamenal výpadek dodávek tzv. technologického tepla pro průmyslové podniky s investičně nákladnou nutností výstavby nových zdrojů tepla. Dále by se jednalo o nezanedbatelný výpadek výroby elektrické energie sloužící zejména pro účely regulace trhu.
- Vlivem vyššího využívání zemního plynu na energetickém mixu budou dodatečné kumulativní náklady na rezervní zásoby zemního plynu za roky 2015 – 2040 představovat cca 6,5 mld. Kč; naopak kumulované úspory za nákup ropných rezerv mezi lety 2013 – 2040 budou představovat cca 10,65 mld. Kč, respektive 8,5 mld. Kč ve stálých cenách roku 2011. Pokles lze očekávat především po roce 2025.
- Předpoklad nákladů spojených s roční úsporou 1 PJ energie pro naplnění cílů EED je 1,56 mld. Kč, tj. celkem cca 75 mld. Kč na dotacích do roku 2020. Mezi lety 202 – 2030 se očekává vynaložení dodatečných 68,27 mld. Kč na dotacích, respektive 205 mld. Kč celkem. Mezi lety 2030 – 2040 je to pak 16,47 mld. Kč na dotacích, respektive cca 50 mld. Kč celkem.

- Celkové investice za účelem naplnění cílů ASEK se v letech 2011 – 2040 dle odhadů provozovatelů energetické infrastruktury do elektrizační infrastruktury odhadují na minimálně 125,5 mld. Kč, do plynárenské infrastruktury na 26 mld. Kč a do ropné infrastruktury na cca 1 mld. Kč.
- S ohledem na vysoké propojení českého trhu s německo-rakouskou obchodní zónou v případě zachování stávajícího velkoobchodního modelu trhu s elektřinou se nebude cena silové elektřiny na těchto trzích výrazněji lišit. Spread mezi ČR a polským trhem přetrvá i nadále vlivem omezeného propojení obou trhů, cenový diferenciál bude rovněž minimálně střednědobě s maďarským trhem.
- Zpráva očekává postupné přibližování se nákladů na systémové služby v ČR průměru srovnatelných soustav (BE, HU, IT, DE, BG, SR) s postupným poklesem na tuto úroveň a následně setrvalý stav.
- Cenový spread v oblasti zemního plynu a elektřiny s globálními konkurenty potrvá, míra jeho snižování je dána jednak stávajícími legislativně-smluvními závazky EU (např. vůči podpoře OZE), tak vlivem dopravních nákladů v případě přepravy zkapalněného plynu.
- V souladu s předpoklady se očekává absolutní růst výdajů domácností na paliva a energii, ale relativní stagnace na úrovni 10-12 % v poměru k jiným výdajům domácností.
- Celková zaměstnanost v sektoru těžby se v ČR nyní pohybuje na cca 46 tisíc pracovnících, z toho v rámci samotné těžby uhlí bylo v roce 2013 cca 21 tisíc zaměstnanců. Zaměstnanost v sektoru CZ-NACE 5 by na základě výstupů z makroekonomického modelu MPO měla klesnout z 22 042 zaměstnanců v roce 2012 na cca 10 tisíc v roce 2040. Počet kmenových zaměstnanců v sektoru energetických surovin by za předpokladu neprolomení ÚEL v roce 2040 byl 3,5 tisíc a cca 5,1 tisíc za předpokladu prolomení ÚEL.
- Lze dále očekávat zvýšení zaměstnanosti v sektoru výroby elektřiny a tepla z OZE a v souvisejících technologických sektorech až na úroveň cca 34 tisíc zaměstnanců v roce 2040 (zvýšení o cca 19 tisíc vůči roku 2013).
- V rámci počtu zaměstnanců v oblasti provozu zdrojů elektřiny a tepla se dále předpokládá pokles o cca 4 tisíc (z 16 500 v roce 2014 na cca 12 600 v roce 2040).
- V sektoru provozu a rozvoje síťové energetické infrastruktury se neočekávají výraznější změny v počtu zaměstnanců.

Seznam používaných zkratk

APWR	<i>Advanced Pressurized Water Reactor</i> (Pokročilý tlakovodní reaktor)
ASEK	Aktualizace státní energetické koncepce
BAT	<i>Best Available Technology</i> (Nejlepší dostupná technologie)
BC	Běžné ceny
BD	Bytový dům
BREF	<i>BAT Reference Documents</i> (Referenční dokument BAT)
BRKO	Biologicky rozložitelná složka komunálního odpadu
CAES	<i>Compressed Air Energy Storage</i> (Tlakovzdušná akumulární elektrárna)
CCGT	<i>Combined Cycle Gas Turbine</i> (Paroplynový cyklus)
CCS	<i>Carbon Capture and Storage</i> (Systém zachycování a ukládání uhlíku)
CIF	<i>Cost Insurance and Freight</i>
CNG	<i>Compressed Natural Gas</i> (Stlačený zemní plyn)
COŽP	Centrum pro otázky životního prostředí
CZ-NACE	Klasifikace ekonomických činností
ČR	Česká republika
ČSA	Lom Československé armády
ČSÚ	Český statistický úřad
ČU	Černé uhlí
ČUE	Černé uhlí energetické
ČUTR	Černé uhlí tříděné
DNT	Doly Nástup Tušimice
DPH	Daň z přidané hodnoty
DS	Distribuční soustava
DZT	Decentralizované zásobování tepelnou energií
EBITDA	<i>Earnings before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization</i> (Zisk před započtením úroků, daní a odpisů)
EED	Směrnice o energetické účinnosti
EEN	Elektroenergetická náročnost tvorby HDP či HPH
EEX	<i>European Energy Exchange</i> (Evropská energetická burza)
ECHVA	Elektrárna Chvaletice
EK	Evropská komise
ELE	Elektrárny Ledvice
ENTSO-E	<i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i> (Evropská síť provozovatelů elektroenergetických přenosových soustav)
EP	Evropský parlament
EPS	<i>Emission Performance Standards</i>
ER	Evropská rada
ES	Elektrizační soustava
ESIF	Evropský strukturální a investiční fond
ESP	Energetická směs praná
EU ETS	<i>EU Emissions Trading System</i> (Systém EU pro obchodování s emisemi)
EU	Evropská unie
EUA	<i>European Emission Allowance</i>

FOB	<i>Free on Board</i>
FVE	Fotovoltaická elektrárna
GTL	<i>Gas-to-liquids</i>
HDP	Hrubý domácí produkt
HICP	<i>Harmonized Index of Consumer Prices</i> (Harmonizovaný index spotřebitelských cen)
HPH	Hrubá přidaná hodnota
HU	Hnědé uhlí
HUTR	Hnědé uhlí tříděné
CHKO	Chráněná krajinná oblast
IAD	Individuální automobilová doprava
IEA	<i>International Energy Agency</i> (Mezinárodní energetická agentura)
IGCC	<i>Integrated Gasification Combined Cycle</i> (Paroplynový cyklus se zplyňováním uhlí)
IPE	<i>International Petroleum Exchange</i> (Mezinárodní ropná burza)
IPPC	Směrnice o integrované prevenci a omezování znečištění
IRR	<i>Internal Rate of Return</i> (Vnitřní výnosové procento)
IV	Instalovaný výkon
JE	Jaderná elektrárna
JEDU	Jaderná elektrárna Dukovany
JETE	Jaderná elektrárna Temelín
JORC	<i>Joint Ore Reserve Committee</i>
KS	Konečná spotřeba
KVET	Kombinovaná výroba elektřiny a tepla
LA	<i>Lead-acid</i> (Olověný)
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i>
Li-Ion	Lithium-iontový
LNG	<i>Liquefied Natural Gas</i> (Zkapalněný zemní plyn)
LULUCF	<i>Land Use, Land-Use Change and Forestry</i> (Sektor využívání území, změn ve využívání území a lesnictví)
MCIS	<i>McCloskey Coal Information Services</i> (Informační služby agentury McCloskey v oblasti uhlí)
MF	Ministerstvo financí
MMR	Ministerstvo pro místní rozvoj
MO	Maloodběr
MOO	Maloodběr - domácnosti
MOP	Maloodběr - podnikatelé
MPO	Ministerstvo průmyslu a obchodu
MPSV	Ministerstvo práce a sociálních věcí
MSR	<i>Market Stability Reserve</i> (Stabilizační rezerva trhu)
MŽP	Ministerstvo životního prostředí
NAP SG	Národní akční plán <i>Smart Grids</i>
NAP	Národní akční plán
NAS	Sodíkovo-sírový
NEA	<i>Nuclear Energy Agency</i> (Agentura pro jadernou energii)
NER	<i>New Entrants Reserve</i> (Rezerva pro nové účastníky)
nn	Nízké napětí
NPV	<i>Net Present Value</i> (Čistá současná hodnota)

NWE	<i>North-Western European Price Coupling</i>
NYMEX	<i>New York Mercantile Exchange</i> (Obchodí burza v New Yorku)
O&M	<i>Operation and Maintenance</i> (Provoz a údržba)
OCC	<i>Overnight Construction Costs</i>
OECD	<i>Organisation for Economic Co-operation and Development</i> (Organizace pro hospodářskou spolupráci a rozvoj)
OP	Operační program
OPPI	Operační program Podnikání a Inovace
OTE	Operátor trhu s elektřinou
OZE	Obnovitelné zdroje energie
PCB-C	<i>Pulverized Coal-fired Block - hard coal</i>
PCB-L	<i>Pulverized Coal-fired Block - lignite</i>
PCI	<i>Pulvarized coal injection</i>
PDS	Provozovatel distribuční soustavy
PEZ	Primární energetické zdroje
PPC	Paroplynový cyklus
PPP	<i>Purchasing Power Parity</i> (Parita kupní síly)
PpS	Podpůrné služby
PPS	Provozovatel přenosové soustavy
PS	Přenosová soustava
PVE	Přečerpávací vodní elektrárna
PWR	<i>Pressurized Water Reactor</i> (Tlakovodní reaktor)
RAB	Regulovaná báze aktiv
RD	Rodinný dům
REZZO	Registr emisí a zdrojů znečištění ovzduší
RK	Rezervovaná kapacita
RO	Regulační období
SC	Stálé ceny
SCGT	<i>Simple Cycle Gas Turbine</i> (Jednoduchý plynový cyklus)
SEK	Státní energetická koncepce
SLDB	Sčítání lidu, domů a bytů
SMES	<i>Superconducting Magnetic Energy Storage</i> (Supravodivý akumulátor)
SNPA	Saldo nákladů za přeshraniční aukce
SPD	Svaz průmyslu a dopravy
SR	Státní rozpočet
SyS	Systémové služby
SZT	Soustava zásobování tepelnou energií
SZT	Soustava zásobování tepelnou energií
TČ	Tepelné čerpadlo
TKO	Tuhý komunální odpad
TUV	Teplá užitková voda
TZB	Technické zabezpečení budov
ÚEL	Územně ekologické limity
UNFCCC	<i>United Nations Framework Convention on Climate Change</i>
UVPK	Uhlí vhodné pro koksování
VE	Vodní elektrárna

vn	Vysoké napětí
VO	Velkoodběr
VRB	<i>Vanadium Redox Battery</i> (Vanadová redoxní baterie)
VTE	Větrná elektrárna
vvn	Velmi vysoké napětí
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i>
WEO	<i>World Energy Outlook</i>
ZEVO	Zařízení pro energetické využití odpadu

Definice odborných pojmů

Apreciace	Zhodnocení měnového kurzu oproti zahraničním měnám, k němuž dochází samovolně pouze vlivem působení tržních sil nabídky a poptávky.
Blackout	Situace, při níž dochází v celé elektrizační soustavě nebo její části, k přerušení napájení uživatelů a beznapětovému stavu.
Brownfield	Lokalita, která byla v minulosti využívána k zemědělským či průmyslovým účelům a která již dále neslouží k vykonávání své původní funkce.
Cenová lokalita	Lokalita, která je určena dodavatelem tepelné energie pro jeho vlastní provozovaná zařízení a pro niž je prováděna jedna kalkulace ceny v souladu s cenovými předpisy.
Centrální zásobování tepelnou energií	Zásobování více objektů teplem jen z jednoho společného zdroje tepelné energie a rozvod tepla s využitím tepelné sítě, která alespoň z části prochází volným prostorem mezi objekty, zahrnující dálkovou dodávku tepla pro vytápění a přípravu teplé vody.
Cenzová domácnost	Nejmenší kolektivita osob, která je vzájemně spojena společným bydlením, společným hospodařením a většinou také příbuzenskými vztahy.
Contract for Difference	Dohoda mezi kupujícím a prodávajícím, která prodávajícího zavazuje zaplatit kupujícímu rozdíl mezi současnou cenou podkladového aktiva a jeho cenou v době uzavření smlouvy, pokud je jeho současná hodnota vyšší, případně kupujícího zaplatit prodávajícímu tento rozdíl, pokud je jeho současná hodnota nižší.
Cost Insurance and Freight	Mezinárodní obchodní doložka, která stanoví takový vztah mezi prodávajícím a kupujícím, kdy povinností prodávajícího je zajistit osvědčení o původu zboží, povolení k vývozu zboží a také zaplatit námořní přepravu, přičemž za rizika spojená se zbožím ručí až do doby, než je naloděno v ujednaném přístavu a musí také zajistit převoditelnou námořní pojistku proti nebezpečím námořní dopravy.
Decentralizované zásobování teplem	Pro účely tohoto dokumentu jsou jako zdroje DZT označovány blokové a domovní kotelny především bytových domů nevykazované v „licencovaných SZT“ (provozovatelé nedisponují licencemi ERÚ na výrobu a distribuci tepelné energie).

Distribuční soustava	Vzájemně propojený soubor vedení a zařízení 110 kV, kromě vybraných vedení a zařízení, která jsou součástí přenosové soustavy, a dále pak vedení a zařízení o napětí 0,4/0,23 kV, 1,5 kV, 3 kV, 6 kV, 10 kV, 22 kV, 25 kV nebo 35 kV, sloužící k zajištění distribuce elektřiny ke konečnému spotřebiteli na vymezeném území, včetně systémů měřicí, ochranné, řídicí, zabezpečovací, informační, telekomunikační techniky a také elektrických přípojek ve vlastnictví jejího provozovatele.
Ekonomická přidaná hodnota	Finanční ukazatel, který lze definovat jako rozdíl mezi čistým provozním ziskem a kapitálovými náklady, jenž bere v úvahu náklady na vlastní kapitál a slouží především k posouzení hodnoty majetku vlastníků, přičemž do nákladů na kapitál se započítávají také náklady obětované příležitosti.
Elektrizační soustava	Vzájemně propojený soubor zařízení pro výrobu, přenos, transformaci a distribuci elektřiny, s to včetně elektrických přípojek, přímých vedení a systémů měřicí, ochranné, řídicí, zabezpečovací, informační a telekomunikační techniky.
Emission Performance Standards	Požadavky, které určují limity pro množství znečišťujících látek vypouštěných do ovzduší.
European Emission Allowance	Druh emisních povolenek, se kterými se obchoduje pouze v rámci evropského systému emisního obchodování, přičemž s nimi obchodují jednotliví znečišťovatelé, tedy podniky.
Free on Board	Mezinárodní obchodní doložka, která stanoví, že náklady a rizika přecházejí na kupujícího v okamžiku nalodění zboží (tedy dodáním zboží na palubu lodi) v ujednaném přístavu, přičemž prodávající hradí veškeré náklady na zboží až do jeho dosažení paluby lodi a musí obstarat doklad o doručení zboží a osvědčení o jeho původu, a kupující je povinen loď najmout, zajistit na ní prostor a informovat prodávajícího o lodi, přístavu a době, kdy bude moci zboží naložit.
Gas-to-liquids	Rafinérský proces pro transformaci zemního plynu a jiných plynných uhlovodíků na uhlovodíky s delším řetězcem, jako jsou benzín nebo motorová nafta.
Grandfathering	Alokace založená na historickém přístupu, v kontextu EU ETS povolenek potom přidělování emisních práv na základě emisí konkrétního zdroje znečištění v minulosti, například za určité historické období.

Hrubá konečná spotřeba	Celkové množství energetických komodit, které jsou dodány k energetickým účelům pro průmysl, dopravu, domácnosti, služby včetně veřejných služeb, zemědělství, lesnictví a rybolov, včetně spotřeby elektřiny a tepla spotřebovaných odvětvím energetiky při výrobě elektřiny a tepla a včetně ztrát elektřiny a tepla v distribuci a přenosu.
Hrubá přidaná hodnota	Rozdíl hodnoty všech nově vytvořených výrobků a služeb a hodnoty všech výrobků a služeb spotřebovaných formou mezi-spotřeby.
Intermitentní zdroje energie	Zdroje energie s výrazně proměnlivou dodávkou závislou na okamžitých přírodních podmínkách, zejména pak zdroje využívající přímou přeměnu energie větru a slunečního záření na energii elektrickou.
Kombinovaná výroba elektřiny a tepla	Společná výroba elektrické a tepelné energie v jediném výrobním zařízení.
Konečná spotřeba	Hrubá konečná spotřeba snižena o velikost ztrát v přenosu a rozvodu elektřiny, velikost tepelných ztrát v přenosu tepla koncovým zákazníkům, ztráty při rozvodu plynu, dále potom o velikost vlastní spotřeby zdrojů elektřiny a tepla, provozní spotřebu při těžbě a zušlechťování paliv, zejména fosilních, a o vlastní spotřebu ostatních subjektů při zušlechťování paliv, především pak při výrobě koksu a rafinaci ropy.
Kritérium N-1	Základní kritérium pro hodnocení spolehlivosti provozu elektrizační soustavy udávající schopnost udržet normální parametry chodu i po výpadku libovolného prvku (např. vedení, transformátoru, bloku apod.), přičemž může dojít ke krátkodobému lokálnímu omezení spotřeby.
Levelized Cost of Energy	Jednotkové náklady platebního toku (vztahené na jednotku vyrobené energie), jejichž současná hodnota má stejnou velikost jako celkové náklady na výstavbu a provoz zdroje energie vynaložené za celou dobu jeho životnosti.
Market coupling	Metoda používaná pro integraci trhů s energiemi v různých geografických oblastech.
Obnovitelné zdroje energie	Využitelné přírodní nefosilní zdroje energie, ze kterých je možné procesem přeměn získávat elektřinu nebo teplo, přičemž se jejich energetický potenciál trvale a samovolně obnovuje díky přírodním procesům.
Overnight Construction Costs	Celkové náklady na výstavbu daného projektu diskontovaná k jednomu roku, jakoby výstavba proběhla přes noc.

Podpůrné služby	Činnosti fyzických nebo právnických osob, jejichž zařízení jsou připojena k elektrizační soustavě, které jsou určeny pro zajištění systémových služeb, jako je konkrétně rezervace regulačního výkonu na elektrárenských blocích.
Primární energetické zdroje	Tuzemské nebo dovezené energetické zdroje vyjádřené v energetických jednotkách zahrnující všechna tuhá, kapalná a plynná paliva, spalitelné odpady, primární elektřinu, která je součtem produkce obnovitelných zdrojů a salda elektřiny, a primární teplo, jež je součtem produkce z obnovitelných zdrojů a tepla z jaderných a chemických reakcí.
Přenosová soustava	Vzájemně propojený soubor vedení a zařízení 400 kV, 220 kV a také vybraných vedení a zařízení 110 kV sloužící pro zajištění přenosu elektřiny v rámci území ČR a pro propojení s elektrizačními soustavami sousedních států, a to včetně měřicích, ochranných, řídicích, zabezpečovacích, telekomunikačních a informačních technik.
Pulvarized coal injection	Označuje metodu spalování jemně rozemletého uhlí injektáží zejména ve vysokopevních procesech. Termín se též používá k označení uhlí vhodného pro tuto metodu.
Regulační energie	Množství elektřiny nutné pro vyregulování odchylky vzniklé v důsledku nerovnováhy mezi výrobou a spotřebou.
Revenue-cap regulace	Metoda regulace cen, při níž regulátor stanovuje na začátku období jednotlivé parametry, které každoročně reviduje a z nichž potom vypočítává maximální povolené výnosy pro energetické společnosti, přičemž z těchto výnosů je dále stanoven cenový strop na základě spotřeby.
Rezervovaná kapacita	U velkoodběratele sjednaná hodnota elektrického výkonu, kterou se zavázal svým odběrem nepřekročit v příslušném období, přičemž odběratel tuto hodnotu může sjednat jako roční, měsíční nebo jako kombinaci roční a měsíční kapacity, u maloodběratele hodnota jmenovitého proudu hlavního jističe před elektroměrem.
Smart Grids	Elektrické a komunikační sítě, které umožňují měřit a řídit výrobu a spotřebu elektrické energie v reálném čase, a to jak v lokálním, tak v globálním měřítku.
Soustava zásobování teplem	Soustava tvořená vzájemně propojeným zdrojem nebo zdroji tepelné energie a rozvodným tepelným zařízením sloužící pro dodávky tepelné energie pro vytápění, chlazení, ohřev teplé vody a technologické procesy.

Systémové služby	Činnosti provozovatele přenosové nebo distribuční soustavy sloužící pro zajištění kvality, spolehlivosti a bezpečnosti dodávky elektřiny, konkrétně k zajištění rovnováhy mezi výrobou a spotřebou v každém okamžiku a dále k zajištění mezinárodní spolupráce v oblasti vzájemně propojených elektrizačních soustav.
Uzávěrková elektrárna	Zdroj, případně skupina zdrojů, s nejvyššími náklady, který je v daném okamžiku ještě potřebný k pokrytí poptávky na trhu, přičemž všichni výrobci s nižšími variabilními náklady v daném okamžiku dodávají vyrobenou energii do sítě.
Úzké místo	Situace, při níž propojovací mezistátní vedení nemohou přenést veškeré fyzikální toky, které mají svůj původ v mezinárodních obchodních transakcích účastníků trhu, z důvodu nedostatku kapacity na propojovacích vedeních nebo ve vnitřním národním přenosovém systému.
Výkupní cena	Forma podpory produkce elektřiny z obnovitelných zdrojů, druhotných zdrojů a z kombinované výroby elektřiny a tepla poskytovaná na principu pevné ceny, jejíž výši pro každý typ zdroje každoročně upravuje a také zveřejňuje Energetický regulační úřad v cenovém rozhodnutí a za níž distributor od výrobce nakupuje veškerou vyrobenou elektřinu.
Weighted Average Cost of Capital	Náklady vyjádřené jako průměrná cena, kterou musí firma zaplatit za využívání svého kapitálu.
Yard-stick regulace	Metoda regulace v síťových odvětvích pracující na základě povolených výnosů založená na principu porovnávání firem s konkurencí, kdy jsou tyto motivovány snižovat své náklady pod průměr daného odvětví a zvyšovat svou efektivitu, což má pozitivní přínos i pro zákazníky.
Závěrná cena	Nejvyšší cena energie v daném okamžiku ještě potřebné pro pokrytí poptávky na trhu, tedy cena energie z nejdražšího, ale stále ještě konkurenceschopného zdroje.
Zelený bonus	Forma podpory produkce elektřiny z obnovitelných zdrojů, druhotných zdrojů a z kombinované výroby elektřiny a tepla poskytovaná v ročním nebo hodinovém režimu fungující na principu příplatku, jehož výši pro každý typ zdroje elektřiny každoročně upravuje a zveřejňuje Energetický regulační úřad v cenovém rozhodnutí, k tržní ceně elektřiny, která je výrobcem prodána za smlouvenou tržní cenu, nebo účelně využita v rámci lokální spotřeby výrobce.

Seznam použitých informačních zdrojů

Seznam publikací a prezentací:

ALLANITE, spol. s.r.o.; SEVEROČESKÁ HOSPODÁŘSKÁ UNIE; VÝZKUMNÝ ÚSTAV PRO HNĚDÉ UHLÍ, a.s. *Rozvojová studie: Specifické oblasti 5 - Mostecko.* 2012.

BIROL, Fatih. *Prezentace WEO 2013 v Praze, 7. 1. 2014*

BRUSSELS INSTITUTE FOR ENVIRONMENTAL MANAGEMENT; WALLOON GOVERNMENT; FLEMISH GOVERNMENT. *Belgian Energy Efficiency Action Plan.* 2014

Czech Coal Group. *Výroční zprávy za roky 2010 – 2011.*

ČEPS Invest, a.s. *Výroční zpráva za rok 2013.*

ČEPS, a.s. *Plán rozvoje přenosové soustavy České republiky 2014 - 2023.* 2013.

ČEPS, a.s. *Výroční zpráva za rok 2013.*

ČESKÝ BÁŇSKÝ ÚŘAD; ZAMĚSTNAVATELSKÝ SVAZ DŮLNÍHO A NAFTOVÉHO PRŮMYSLU. *Hornická ročenka 2013.* Ostrava, 2014. ISBN 978-80-7225-395-1.

ČEZ Distribuce, a.s. *Výroční zpráva za rok 2013.*

ČHMÚ. *Reporting ČR pro Evropskou komisi. Březen 2013.*

D'INNOCENZO W. *Prezentace v rámci Standing Group on Long-Term Co-operation IEA,* březen 2013.

D'HAESELEER, William. EUROPEAN COMMISSION, Directorate-General for Energy. *Synthesis on the Economics of Nuclear Energy.* 2012.

ENERDATA. *Cost and Benefits to EU Member States of 2030 Climate and Energy Targets.* 2014

ENERGETICKÝ REGULAČNÍ ÚŘAD. *Vyhodnocení vývoje cen tepelné energie k 1. lednu 2013.* Praha, 2013. Dostupné z: <http://www.eru.cz/cs/teplo/statistika/vyhodnoceni-cen-tepelne-energie>

ENERGY EFFICIENCY WATCH. *Energy Efficiency in Europe: Assessment of Energy Efficiency Action Plans and Policies in EU Member States 2013 - Country report Belgium.* 2013.

ENTSO-E, Working Group Economic Framework. *Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2013.* Brussels, 2013.

ENTSO-E. *Methodology for Scenario Outlook and Adequacy Forecast: WG System Adequacy and Market modeling.* Brussels, 2013

EUROSERV'ER. *The state of renewable energies in Europe.* ed. 2013. Paris, 2014.

EUROENERGY, spol. s.r.o. *Potenciál stávající zdrojové základny v oblasti elektroenergetiky a teplárenství.* Praha, 2012.

EUROPEAN COMMISSION, Directorate-General for Energy. *EU energy trends to 2030: update 2009.* Manuscript completed on 4 august 2010. Luxembourg: Publ. Office of the European Union, 2010. ISBN 978-927-9161-919.

EUROPEAN COMMISSION. *Impact Assessment. Accompanying the Communication A policy framework for climate and energy in the period from 2020 up to 2030.* 2014.

- EUROPEAN COMMISSION.** *Quarterly Report on European Gas Markets: 2013 Q2.* 2013. Dostupné z: http://ec.europa.eu/energy/observatory/gas/doc/20130814_q2_quarterly_report_on_european_gas_markets.pdf
- INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE LA ENERGÍA.** *Energy efficiency policies and measures in Spain: ODYSSEE-MURE 2010.* Madrid, 2012
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY.** *CO₂ Emissions from Fuel Combustion: Beyond 2020 Documentation.* ed. 2013. Paris, 2014.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY.** *Electricity Information.* S.l.: OECD, 2012. ISBN 978-926-4174-689.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY.** *Energy Policies of IEA Countries: Germany 2013 Review.* S.l.: OECD/IEA, 2013. ISBN 978-926-4190-757.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY.** *Energy Prices and Taxes, Volume 2012 Issue 4: Fourth Quarter 2012.* Paris: IEA, 2013.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY.** *Energy Technology Perspectives 2014: Harnessing Electricity's Potential.* Paris, 2014, 382 p. ISBN 978-92-64-20800-1.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY.** *Gas Pricing and Regulation: China's Challenges and IEA Experience.* 2012.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY.** *Technology Roadmap: Carbon capture and storage.* 2013 ed. Paris. 2013.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY.** *World energy outlook 2013.* Paris: OECD/IEA, 2013. ISBN 978-926-4201-309.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY; NUCLEAR ENERGY AGENCY; ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT.** *Projected Costs of Generating Electricity.* 2010 ed. Paris: OECD Publishing and Nuclear Energy Agency, 2010. ISBN 978-926-4084-308.
- MELICHAR, Jan, Vojtěch MÁČA a Milan ŠČASNÝ.** CENTRUM PRO OTÁZKY ŽIVOTNÍHO PROSTŘEDÍ UK V PRAZE. *Měrné externí náklady výroby elektrické energie v uhelných parních elektrárnách v České republice.* CUEC Working Paper. 2012
- MELICHAR, Jan, Vojtěch MÁČA a Milan ŠČASNÝ.** CENTRUM PRO OTÁZKY ŽIVOTNÍHO PROSTŘEDÍ UK V PRAZE. *Externí náklady prolomení limitů těžby na Mostecku: Příklad velkolomů Československé armády a Bílina.* 2012.
- METZ, Bert.** *IPCC special report on carbon dioxide capture and storage.* Cambridge: Cambridge University Press, for the Intergovernmental Panel on Climate Change, 2005, x, 431 p. ISBN 978-052-1685-511.
- MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO.** *Energy savings and Efficiency Action Plan 2011 – 2020.* Madrid, 2011.
- MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO.** *Italy's National Energy Strategy: For a more competitive and sustainable energy.* 2013
- MINISTERSTVO DOPRAVY.** *Ročenka dopravy 2012.* Praha, 2012
- MINISTERSTVO HOSPODÁRSTVA SLOVENSKEJ REPUBLIKY.** *Návrh energetickej politiky Slovenskej republiky.* 2013.

- MINISTERSTVO PRŮMYSLU A OBCHODU.** *Analýza cen elektřiny, jejich složek a jejich porovnání se srovnatelnými státy EU včetně návrhu na řešení možných opatření na snížení cen.* Praha, prosinec 2013. Materiál je zpracovaný na základě povinnosti vyplývající z bodu 4 usnesení vlády č. 732 ze dne 25. září 2013
- MINISTERSTVO PRŮMYSLU A OBCHODU.** *Národní akční plán České republiky pro energii z obnovitelných zdrojů.* Praha, 2012.
- MINISTERSTVO PRŮMYSLU A OBCHODU.** *Národní akční plán energetické účinnosti ČR.* 2014.
- MINISTERSTVO PRŮMYSLU A OBCHODU.** *Národní akční plán Smart Grids, Projekt Ministerstva průmyslu a obchodu, zatím v řešení.*
- MINISTERSTVO PRŮMYSLU A OBCHODU.** *Panorama zpracovatelského průmyslu 2012.* Praha, 2013.
- MINISTERSTVO PRŮMYSLU A OBCHODU; CONTE, spol. s.r.o.** *Mezinárodní energetická ročenka 2012.* Praha, 2013.
- NEMZETI FEJLESZTÉSI MINISZTERIUM.** *National Energy Strategy 2030.* 2012.
- NET4GAS, spol. s.r.o.** *Výroční zpráva za rok 2013.*
- NEW WORLD RESOURCES, a.s.** *Capital Restructuring Proposal.* 2014.
- OECD.** *Issues for Discussion.* 2013.
- OKD, a.s.** *Výroční zprávy za roky 2005 – 2013.*
- ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT.** *Effective tax rates on energy: Gasoline vs. diesel (road use).* In Taxing Energy Use. OECD Publishing, 2013.
- OTE, a.s.** *Očekávaná dlouhodobá rovnováha mezi nabídkou a poptávkou elektřiny: Výhled do roku 2040 - Kompletní zpracování.* Praha, 2012.
- OTE, a.s.** *Zpráva o očekávané rovnováze mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu.* Praha, 2013.
- PORSENNA, o.p.s.** *Studie Potenciál úspor energie v budovách v ČR.* Praha, 2013.
- Pražská plynárenská Distribuce, a.s.** *Výroční zpráva za rok 2013.*
- PREdistribuce, a.s.** *Výroční zpráva za rok 2013.*
- RWE GAS STORAGE, spol. s.r.o.** *Výroční zpráva za rok 2013.*
- RWE GASNET, spol. s.r.o.** *Výroční zpráva za rok 2012.*
- SEVEn, o.p.s.** *Příprava podkladů pro akční plán energetické efektivity.* Praha, 2013.
- SEVEROČESKÉ DOLY, a.s.** *Výroční zprávy za roky 2010 – 2013.*
- SLIVKA, Vladimír.** **VYSOKÁ ŠKOLA BÁŇSKÁ - TU OSTRAVA.** *Studie stavu teplotnosti.* 2011.
- SOKOLOVSKÁ UHELNÁ a.s.** *Výroční zprávy za roky 2010 – 2012.*
- SVAZ PRŮMYSLU A DOPRAVY ČR.** *Ekonomická analýza environmentálně energetické legislativy a regulativy ve vztahu ke konkurenceschopnosti českého průmyslu s doporučeními pro další postup.* 2013. Dostupné z: http://www.socialnidialog.cz/images/stories/Analzy/Analzya_Enviro.pdf
- UX CONSULTING COMPANY.** *Uranium Market Outlook: Q3 2013.* 2013

VICONTE, spol. s.r.o. Analýza socioekonomických dopadů zpracovaných variant předpokládaného vývoje energetiky pro aktualizaci Státní energetické koncepce. Praha, 2011.

VUHU, *Rozvojová studie Specifické oblasti SOB 5 – Mostecko*. Most, srpen 2012

VUPEK – ECONOMY, spol. s.r.o. *Kmenové listy výroben energie - 2013*. Praha, 2013.

ZAJÍČEK, Miroslav. VYSOKÁ ŠKOLA EKONOMICKÁ V PRAZE. *Studie stavu teplárenství*. 2011.

ZAMĚSTNAVATELSKÝ SVAZ DŮLNÍHO A NAFTOVÉHO PRŮMYSLU SPOLEČENSTVO TĚŽAŘŮ ČR.
Dopady státní energetické koncepce na zaměstnanost v těžebním průmyslu. 2012.

ZAMĚSTNAVATELSKÝ SVAZ DŮLNÍHO A NAFTOVÉHO PRŮMYSLU SPOLEČENSTVO TĚŽAŘŮ ČR.
Dopady státní energetické koncepce na zaměstnanost v těžebním průmyslu II. 2013.

Seznam legislativy:

Rozhodnutí Evropského parlamentu a Rady č. 406/2009/ES ze dne 23. dubna 2009 o úsilí členských států snížit emise skleníkových plynů.

Směrnice Evropského parlamentu a Rady 2012/27/EU ze dne 25. října 2012 o energetické účinnosti, o změně směrnic 2009/125/ES a 2010/30/EU a o zrušení směrnic 2004/8/ES a 2006/32/ES.

Směrnice Evropského parlamentu a Rady č. 2001/77/ES ze dne 27. září 2001 o podpoře elektrické energie z obnovitelných zdrojů na vnitřním trhu s elektrickou energií.

Směrnice Evropského parlamentu a Rady č. 2006/12/ES ze dne 5. dubna 2006 o odpadech.

Směrnice Evropského parlamentu a rady č. 2006/32/ES ze dne 5. dubna 2006 o energetické účinnosti u konečného uživatele a o energetických službách a o zrušení směrnice Rady 93/76/EHS.

Směrnice Evropského parlamentu a Rady č. 2009/28/ES ze dne 23. dubna 2009 o podpoře využívání energie z obnovitelných zdrojů a o změně a následném zrušení směrnic 2001/77/ES a 2003/30/ES.

Směrnice Evropského parlamentu a Rady č. 2009/28/ES ze dne 23. dubna 2009 o podpoře využívání energie z obnovitelných zdrojů a o změně a následném zrušení směrnic 2001/77/ES a 2003/30/ES.

Směrnice Evropského parlamentu a rady č. 2010/31/EU ze dne 19. května 2010 o energetické náročnosti budov.

Směrnice Rady č. 2009/119/ES ze dne 14. září 2009, kterou se členským státům ukládá povinnost udržovat minimální zásoby ropy nebo ropných produktů

Usnesení vlády České republiky č. 693/2012 k návrhu zákona o státním rozpočtu České republiky na rok 2013 a k návrhům střednědobého výhledu státního rozpočtu České republiky na léta 2014 a 2015 a střednědobých výdajových rámců na léta 2014 a 2015.

Usnesení vlády České republiky č. 778/2012 o nařízení vlády o stanovení limitu prostředků státního rozpočtu pro poskytnutí dotace na úhradu více nákladů spojených s podporou elektřiny z obnovitelných zdrojů pro rok 2013.

Vyhláška Ministerstva průmyslu a obchodu č. 78/2013 o energetické náročnosti budov.

Zákon č. 165/2012 Sb. o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů.

Zákon č. 180/2005 Sb. o podpoře výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie.

Zákon č. 201/2012 Sb. o ochraně ovzduší.

Zákon č. 310/2013 Sb., kterým se mění zákon č. 165/2012 Sb. o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů, ve znění zákona č. 407/2012 Sb., a další související zákony.

Zákon č. 330/2010 Sb., kterým se mění zákon č. 180/2005 Sb. o podpoře výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie a o změně některých zákonů.

Zákon č. 406/2000 Sb. o hospodaření energií.

Zákon č. 97/2011 Sb., kterým se mění zákon č. 433/2010 Sb. o státním rozpočtu České republiky na rok 2011.

Seznam on-line zdrojů:

- Energetická bilance 2012.** ČESKÝ STATISTICKÝ ÚŘAD. *Český statistický úřad* [online]. 2014 [cit. 2014-08-18]. Dostupné z: <http://www.czso.cz/csu/2014edicniplan.nsf/p/150145-14>
- Eurostat Statistics Database.** EUROSTAT. *Eurostat* [online]. 2014 [cit. 2014-08-18]. Dostupné z: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/statistics/search_database
- Household Budget Surveys.** EUROSTAT. *Eurostat* [online]. 2014 [cit. 2014-08-18]. Dostupné z: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/household_budget_surveys/introduction
- Integrovaný portál Ministerstva práce a sociálních věcí.** MINISTERSTVO PRÁCE A SOCIÁLNÍCH VĚCÍ [online]. 2014 [cit. 2014-08-18]. Dostupné z: <https://portal.mpsv.cz/>
- International Energy Statistics.** U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. *U.S. Energy Information Administration* [online]. 2014 [cit. 2014-08-18]. Dostupné z: <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm>
- Press Release Database.** EUROPEAN UNION. *European Union* [online]. 2014 [cit. 2014-08-18]. Dostupné z: http://europa.eu/rapid/press-release_STAT-13-98_en.htm
- Projekce obyvatelstva České republiky do roku 2100.** ČESKÝ STATISTICKÝ ÚŘAD. *Český statistický úřad* [online]. 2013 [cit. 2014-08-18]. Dostupné z: <http://www.scitani.cz/csu/2013edicniplan.nsf/p/4020-13>
- Projekce počtu cenзовých domácností v České republice do roku 2030.** ČESKÝ STATISTICKÝ ÚŘAD. *Český statistický úřad* [online]. 2005 [cit. 2014-08-18]. Dostupné z: <http://www.scitani.cz/csu/2005edicniplan.nsf/p/4033-05>
- Příjmy a životní podmínky domácností 2013.** ČESKÝ STATISTICKÝ ÚŘAD. *Český statistický úřad* [online]. 2014 [cit. 2014-08-18]. Dostupné z: <http://www.czso.cz/csu/2014edicniplan.nsf/p/160021-14>
- Sčítání lidu, domů a bytů 2001.** ČESKÝ STATISTICKÝ ÚŘAD. *Český statistický úřad* [online]. 2005 [cit. 2014-08-18]. Dostupné z: <http://www.czso.cz/slodb/slodb2001.nsf/index>
- Sčítání lidu, domů a bytů 2011.** ČESKÝ STATISTICKÝ ÚŘAD. *Český statistický úřad* [online]. 2013 [cit. 2014-08-18]. Dostupné z: <http://vdb.czso.cz/slodbvo/>
- Spotřeba energie v domácnostech za rok 2003.** ČESKÝ STATISTICKÝ ÚŘAD. *Český statistický úřad* [online]. 2005 [cit. 2014-08-18]. Dostupné z: <http://www.czso.cz/csu/2005edicniplan.nsf/p/8109-05>
- Statistika platební bilance.** ČESKÁ NÁRODNÍ BANKA, *Česká národní banka* [online]. 2014 [cit. 2014-08-18]. Dostupné z: http://www.cnb.cz/cs/statistika/platebni_bilance_stat/
- Statistika rodinných účtů.** ČESKÝ STATISTICKÝ ÚŘAD. *Český statistický úřad* [online]. 2014 [cit. 2014-08-18]. Dostupné z: http://www.czso.cz/vykazy/vykazy.nsf/i/rodinne_ucty
- The World Factbook.** CENTRAL INTELLIGENCE AGENCY. *Central Intelligence Agency* [online]. 2014 [cit. 2014-08-18]. Dostupné z: <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/rankorder/2004rank.html>

Seznam použitých tabulek a grafů

Seznam použitých tabulek:

Tabulka č. 1: Metodické schéma makroekonomického modelu.....	10
Tabulka č. 2: Ceny energetických komodit podle WEO (New Policies Scenario)	13
Tabulka č. 3: Srovnání cen podle dokumentu Evropské komise: Impact Assessment	13
Tabulka č. 4: Ekonomické parametry referenčních bloků tepelných elektráren (výňatek).....	25
Tabulka č. 5: Členění provozních nákladů (výroba elektřiny)	26
Tabulka č. 6: Emisní obsah jednotlivých paliv.....	26
Tabulka č. 7: Členění provozních nákladů (výroba tepla)	27
Tabulka č. 8: Měrné náklady výroby tepelné energie	27
Tabulka č. 9: Odhad nákladů a výnosů z aukcí v rámci na EU ETS v letech 2014-2020.....	31
Tabulka č. 10: Odhad nákladů souvisejících s EU ETS v letech 2020-2030	32
Tabulka č. 11: Plánované ekologizace zdrojů (část 1)	34
Tabulka č. 12: Plánované ekologizace zdrojů (část 2)	35
Tabulka č. 13: Roční externí náklady pro stávající zdroje v důsledku výroby elektřiny a tepla	41
Tabulka č. 14: Roční externí náklady pro nové zdroje v důsledku výroby elektřiny a tepla.....	42
Tabulka č. 15: Měrné externí náklady pro stávající zdroje na 1 kWh vyrobené elektřiny	42
Tabulka č. 16: Měrné externí náklady pro nové zdroje na 1 kWh vyrobené elektřiny.....	43
Tabulka č. 17: Množství uhlí a vyrobené elektřiny při prolomení těžby na lomech ČSA a Bílina	43
Tabulka č. 18: Externí a měrné náklady při prolomení těžby na lomech ČSA a Bílina	44
Tabulka č. 19: Investiční náklady a dodatečné parametry zdrojů v roce 2030.....	47
Tabulka č. 20: Průměrné náklady instalace zařízení CCS v zemích OECD.....	48
Tabulka č. 21: Investiční náklady a náklady na decommissioning uhelné elektrárny	48
Tabulka č. 22: Plné náklady moderní černouhelné elektrárny.....	50
Tabulka č. 23: Investiční náklady a náklady na decommissioning paroplynové elektrárny	51
Tabulka č. 24: Plné náklady moderní paroplynové elektrárny na zemní plyn	52
Tabulka č. 25: Nákladové parametry akumulčních zařízení	53
Tabulka č. 26: Technické parametry akumulčních zařízení	54
Tabulka č. 27: Náklady na akumulční technologie	54
Tabulka č. 28: Investiční náklady VTE, PVE, JE.....	55
Tabulka č. 29: Investiční náklady Uhlí, CCGT	55
Tabulka č. 30: Plné náklady VTE, PVE, JE.....	55
Tabulka č. 31: Plné náklady Uhlí, CCGT	55
Tabulka č. 32: Instalovaný výkon v roce 2013	91
Tabulka č. 33: Prognózovaný přírůstek instalovaného výkonu	91
Tabulka č. 34: Prognózovaný útlum instalovaného výkonu	92
Tabulka č. 35: Závěrná cena systémů SZT pro rok 2011.....	101
Tabulka č. 36: Průměrné ceny tepelné energie podle krajů.....	101
Tabulka č. 37: Scénáře vývoje spotřeby elektřiny	111
Tabulka č. 38: Srovnání scénářů vývoje spotřeby elektřiny v odvětvích	111
Tabulka č. 39: Vývoj a struktura spotřeby elektřiny – referenční	116
Tabulka č. 40: Vývoj a struktura spotřeby elektřiny – referenční	117
Tabulka č. 41: Výpočet potenciálu energetických úspor do roku 2020	122
Tabulka č. 42: Měrné způsobilé výdaje na roční úsporu.....	125
Tabulka č. 43: Podíl opatření na celkových způsobilých výdajích (2007-2013)	127
Tabulka č. 44: Dosažení roční úspory energie v konečné spotřebě energie (2007-2013).....	128
Tabulka č. 45: Alokace investice do jednotlivých opatření v novém programovém období (2007-2013)	128
Tabulka č. 46: Cílové způsobilé výdaje a dotace.....	128
Tabulka č. 47: Výhled energetických úspor do roku 2030 (scénář 1)	131

Tabulka č. 48: <i>Výhled energetických úspor do roku 2030 (scénář 2)</i>	132
Tabulka č. 49: <i>Náklady pro různé scénáře energetické úspory</i>	133
Tabulka č. 50: <i>Mezioborové srovnání přepravních výkonů osobní dopravy</i>	134
Tabulka č. 51: <i>Mezioborové srovnání přepravních výkonů nákladní dopravy (přeprava věcí)</i>	134
Tabulka č. 52: <i>Mezioborové srovnání přepravních výkonů nákladní dopravy (přepravní výkon)</i>	135
Tabulka č. 53: <i>Predikované výkony v osobní dopravě</i>	136
Tabulka č. 54: <i>Predikovaná přeprava cestujících v osobní dopravě</i>	136
Tabulka č. 55: <i>Meziroční změny výkonů v osobní dopravě</i>	136
Tabulka č. 56: <i>Predikované výkony v nákladní dopravě</i>	137
Tabulka č. 57: <i>Predikovaný vývoj přepravovaného nákladu</i>	137
Tabulka č. 58: <i>Vývoj účinnosti spalovacích motorů</i>	137
Tabulka č. 59: <i>Světová poptávka po elektřině na základě WEO 2013</i>	153
Tabulka č. 60: <i>Vývoj podpory OZE</i>	169
Tabulka č. 61: <i>Vývoj cen elektřiny v EU pro domácnosti a průmysl</i>	175
Tabulka č. 62: <i>Vývoj hodnot výkonových kapacit</i>	188
Tabulka č. 63: <i>Náklady na dopravu a konverzi LNG v roce 2020</i>	196
Tabulka č. 64: <i>Energetická náročnost tvorby HDP ve SC roku 2005 (1995-2012)</i>	216
Tabulka č. 65: <i>Počty zaměstnanců při těžbě uhlí</i>	238
Tabulka č. 66: <i>Počet zaměstnanců v rámci skupiny SD</i>	239
Tabulka č. 67: <i>Počet zaměstnanců v rámci skupiny CCG k 31. 12. 2011</i>	240
Tabulka č. 68: <i>Těžba hnědého uhlí a multiplikace pracovních míst v rámci regionu</i>	243
Tabulka č. 69: <i>Počty zaměstnanců při těžbě ropy a zemního plynu</i>	245
Tabulka č. 70: <i>Počty zaměstnanců při těžbě uranových rud</i>	245
Tabulka č. 71: <i>Zaměstnanost v souvislosti s rozvojem OZE podle statistiky EurObserv'ER</i>	246
Tabulka č. 72: <i>Extrapolace podle EurObserv'ER a ASEK do roku 2030</i>	247
Tabulka č. 73: <i>Počet pracovníků v souvislosti s výstavbou nového jaderného zdroje</i>	248
Tabulka č. 74: <i>Vývoj počtu zaměstnanců v oblasti provozu, výstavby a vyřazování JE</i>	249
Tabulka č. 75: <i>Vývoj počtu zaměstnanců v oblasti provozu spalovacích zdrojů elektřiny a tepla</i>	251
Tabulka č. 76: <i>Souhrnný výhled počtu zaměstnanců v sektorech těžby a energetiky</i>	252
Tabulka č. 77: <i>Projekce emisí v sektorech mimo EU ETS v období 2010 – 2030 – scénář se současnými opatřeními</i>	263
Tabulka č. 78: <i>Projekce emisí v sektorech mimo EU ETS v období 2010 – 2030 – scénář s dodatečnými opatřeními</i>	264
Tabulka č. 79: <i>Historické emise a propady a projekce pro sektor LULUCF</i>	266
Tabulka č. 80: <i>Emisní indikátory (emise kt/rok, u CH₄ Mt/rok v ekvivalentu CO₂)</i>	267

Seznam použitých grafů:

Graf č. 1: Vývoj ceny ropy Brent v letech 1976 až 2014 na IPE.....	14
Graf č. 2: Predikce vývoje ceny ropy	14
Graf č. 3: Vývoj ceny zemního plynu v letech 1989 až 2014 na NYMEX	15
Graf č. 4: Vývoj ceny zemního plynu v EU	16
Graf č. 5: Predikce vývoje ceny zemního plynu v Evropě	17
Graf č. 6: Podíly na výrobě zemního plynu	18
Graf č. 7: Vývoj ceny černého uhlí v Evropě.....	19
Graf č. 8: Vývoj ceny černého energetického uhlí z OKD	20
Graf č. 9: Vývoj cen černého uhlí v Číně	21
Graf č. 10: Predikce vývoje ceny černého uhlí v Evropě.....	22
Graf č. 11: Predikce vývoje ceny hnědého uhlí v ČR.....	23
Graf č. 12: Vývoj ceny uranu (U_3O_8).....	24
Graf č. 13: Vývoj palivových nákladů na výrobu elektřiny pro jednotlivá paliva	29
Graf č. 14: Vývoj palivových nákladů na výrobu tepla pro jednotlivá paliva.....	29
Graf č. 15: Palivový náklad na jednotku vyrobené elektřiny/tepla.....	30
Graf č. 16: Palivový náklad decentralizovaných zdrojů na zemní plyn	30
Graf č. 17: Scénáře vývoje ceny povolenky.....	33
Graf č. 18: Náklady podnikové sféry na nákup EUA	34
Graf č. 19: Histogram četností plánovaných ekologizačních opatření	35
Graf č. 20: Náklady na ekologická opatření	36
Graf č. 21: Vývoj nákladů na palivový mix.....	37
Graf č. 22: Kumulované investiční náklady na obnovitelné zdroje energie	38
Graf č. 23: Průměrné investice do energetické infrastruktury.....	39
Graf č. 24: Platební bilance dovozu PEZ	39
Graf č. 25: Vývoj kumulované úspory nákladů na nákup ropných rezerv.....	40
Graf č. 26: Kumulativní náklady na rezervní zásoby zemního plynu	40
Graf č. 27: Procentní rozložení investičních nákladů jaderného zdroje	45
Graf č. 28: Složení nákladů na jaderný zdroj	46
Graf č. 29: Prognóza využití CCS zařízení v sektoru energetiky a průmyslu od roku 2050	47
Graf č. 30: Náklady na emise při ceně EUA na úrovni 24,5 EUR/t CO_2	49
Graf č. 31: Složení nákladů (černouhelný zdroj bez CCS)	50
Graf č. 32: Složení nákladů (černouhelný zdroj s CCS).....	51
Graf č. 33: Složení nákladů pro paroplynový zdroj (zemní plyn) bez CCS	52
Graf č. 34: Složení nákladů pro paroplynový zdroj (zemní plyn) s CCS	53
Graf č. 35: Koefficient využití instalovaného výkonu	56
Graf č. 36: Investiční náklady na 1 kW instalovaného výkonu [v Kč].....	56
Graf č. 37: Plné náklady (bez investičních nákladů)	57
Graf č. 38: Plné náklady včetně investičních nákladů (+ náklady na decommissioning).....	57
Graf č. 39: Složení plných nákladů na výrobu 1 MWh (bez nákladů na akumulaci).....	58
Graf č. 40: Složení plných nákladů na výrobu 1 MWh (včetně nákladů na akumulaci).....	58
Graf č. 41: Hausmannův ukazatel potenciálu, r. 2010	60
Graf č. 42: Scénáře vývoje HDP ve SC roku 2005 a v BC	61
Graf č. 43: Scénáře vývoje tempa růstu HDP ve SC roku 2005	62
Graf č. 44: Tempo růstu produkce ve stálých cenách roku 2005.....	62
Graf č. 45: Produkce, meziprodukce a HPH v BC – nízký růst	63
Graf č. 46: Produkce, meziprodukce a HPH v BC – vysoký růst.....	63
Graf č. 47: Produkce, meziprodukce a HPH ve SC roku 2005 – nízký růst	64
Graf č. 48: Produkce, meziprodukce a HPH ve SC roku 2005 – vysoký růst.....	64
Graf č. 49: Vývoj tvorby HPH ve SC roku 2005 na jednoho zaměstnance.....	65
Graf č. 50: Vývoj a struktura HPH v odvětvích ve SC roku 2005 – nízký růst	66
Graf č. 51: Vývoj a struktura HPH v odvětvích ve SC roku 2005 – vysoký růst	66

Graf č. 52: Vývoj a struktura HPH v průmyslu ve SC roku 2005 – nízký růst.....	67
Graf č. 53: Vývoj a struktura HPH v průmyslu ve SC roku 2005 – vysoký růst	67
Graf č. 54: Vývoj a struktura HPH ve zpracovatelském průmyslu ve SC roku 2005 – nízký růst.....	68
Graf č. 55: Vývoj a struktura HPH ve zpracovatelském průmyslu ve SC roku 2005 – vysoký růst	68
Graf č. 56: Vývoj produkce ve SC roku 2005 na jednoho zaměstnance	69
Graf č. 57: Vývoj a struktura produkce v odvětvích ve SC roku 2005 – nízký růst	70
Graf č. 58: Vývoj a struktura produkce v odvětvích ve SC roku 2005 – vysoký růst.....	70
Graf č. 59: Vývoj a struktura produkce v průmyslu ve SC roku 2005 – nízký růst.....	71
Graf č. 60: Vývoj a struktura produkce v průmyslu ve SC roku 2005 – vysoký růst	71
Graf č. 61: Vývoj a struktura produkce ve zprac. průmyslu ve SC roku 2005 – nízký růst	72
Graf č. 62: Vývoj a struktura produkce ve zprac. průmyslu ve SC roku 2005 – vysoký růst.....	72
Graf č. 63: Primární energetické zdroje – bazický index.....	73
Graf č. 64: Primární energetické zdroje ČR v % (předběžné 2012, IEA)	74
Graf č. 65: Primární energetické zdroje ČR v % (výhled ASEK do roku 2040)	74
Graf č. 66: Vývoj a struktura primárních energetických zdrojů	76
Graf č. 67: Výhled těžby (hnědé uhlí) pro jednotlivé lomy (bez prolomení ÚEL)	78
Graf č. 68: Výhled těžby (hnědé uhlí) pro jednotlivé lomy (prolomení ÚEL na lomu Bílina)	78
Graf č. 69: Výhled těžby (hnědé uhlí) pro jednotlivé lomy (prolomení ÚEL na Bílině i ČSA)	79
Graf č. 70: Odhady těžby černého uhlí společností OKD, a.s.	80
Graf č. 71: Vývoj a struktura podílu OZE na primárních energetických zdrojích	83
Graf č. 72: Primární energetické zdroje vs. konečná spotřeba energie	84
Graf č. 73: Zásoby hnědé uhlí vs. nároky provozů	85
Graf č. 74: Histogram četnosti podle roku výroby/rekonstrukce spalovacích kotlů	86
Graf č. 75: Histogram četnosti podle roku výroby/rekonstrukce turbogenerátorů.....	87
Graf č. 76: Hrubá výroba elektřiny v % (předběžné 2012, IEA).....	89
Graf č. 77: Struktura hrubé výroby elektřiny v % (výhled ASEK do roku 2040).....	89
Graf č. 78: Vývoj a struktura instalovaného výkonu ES ČR.....	90
Graf č. 79: Nové zdroje versus útlum zdrojů vzhledem k roku 2013 (včetně intermitentních zdrojů) ...	92
Graf č. 80: Nové zdroje versus útlum zdrojů vzhledem k roku 2013 (bez intermitentních zdrojů)	93
Graf č. 81: Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny	94
Graf č. 82: Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny z OZE	95
Graf č. 83: Struktura hrubé výroby elektřiny z OZE v % (předběžné 2012, IEA).....	96
Graf č. 84: Struktura hrubé výroby elektřiny z OZE v % (výhled ASEK do roku 2040)	96
Graf č. 85: Dodávky tepelné energie ze soustav zásobování teplem – hnědé uhlí	98
Graf č. 86: Vývoj a struktura dodávek tepla ze soustav zásobování teplem	99
Graf č. 87: Ceny tepelné energie k 1. lednu 2013	102
Graf č. 88: Ceny tepla ze zemního plynu v roce 2011 dle velikosti pásma cenové lokality.....	102
Graf č. 89: Ceny tepla z uhlí v roce 2011 dle velikosti pásma cenové lokality	103
Graf č. 90: Očekávaný růst cen tepla v případě dostatku paliva (uhlí).....	104
Graf č. 91: Nárůst ceny tepla při náhradě hnědé uhlí biomasou – realizace 2015.....	105
Graf č. 92: Nárůst ceny tepla při náhradě hnědé uhlí zemním plynem - realizace 2015.....	105
Graf č. 93: Produkce podle odvětví (IEA) ve stálých cenách	107
Graf č. 94: Konečná spotřeba - base line scénář	108
Graf č. 95: Konečná spotřeba - referenční scénář	109
Graf č. 96: Konečná spotřeba (bez domácností) na jednotku produkce (báze roku 2010).....	110
Graf č. 97: Explicitní a implicitní energetické úspory do roku 2040.....	110
Graf č. 98: Srovnání scénářů vývoje spotřeby elektřiny v odvětvích.....	112
Graf č. 99: Vývoj a struktura spotřeby elektřiny v odvětvích – referenční.....	112
Graf č. 100: Vývoj a struktura spotřeby elektřiny v průmyslu – referenční	113
Graf č. 101: Vývoj a struktura spotřeby elektřiny ve zpracovatelském průmyslu – referenční	113
Graf č. 102: Vývoj elektroenergetické náročnosti HPH ve SC v odvětvích – referenční	114
Graf č. 103: Vývoj elektroenergetické náročnosti HPH ve SC v průmyslu – referenční.....	114

Graf č. 104: Vývoj elektroenergetické náročnosti produkce ve SC v odvětvích – referenční	115
Graf č. 105: Vývoj elektroenergetické náročnosti produkce ve SC v průmyslových odvětvích	115
Graf č. 106: Vývoj elektroenergetické náročnosti produkce ve SC ve zprac. prům. – referenční.....	116
Graf č. 107: Vývoj a struktura spotřeby elektřiny – referenční.....	117
Graf č. 108: Vývoj spotřeby v rámci VO a MOP – referenční.....	118
Graf č. 109: Konečná spotřeba domácností (base line scénář)	119
Graf č. 110: Relativní úspora konečné spotřeby oproti base line scénáři.....	119
Graf č. 111: Spotřeba elektřiny v sektoru domácností (base line scénář)	120
Graf č. 112: Spotřeba elektřiny netto bez elektromobility (referenční scénář)	121
Graf č. 113: Spotřeba elektřiny netto bez elektromobility (nízký scénář).....	121
Graf č. 114: Stanovení cíle úspor na základě směrnice 2012/27/EU	123
Graf č. 115: Energetické úspory na konečné spotřebě do roku 2020	124
Graf č. 116: Měrné způsobilé výdaje na roční úsporu	126
Graf č. 117: Absolutní podíly jednotlivých nákladů - výzvy I.-III. celkem	127
Graf č. 118: Energetické úspory na konečné spotřebě do roku 2040	130
Graf č. 119: Konečná spotřeba bez a s potenciálem energetických úspor	131
Graf č. 120: Energetické úspory na konečné spotřebě do roku 2030 (scénář 1)	132
Graf č. 121: Energetické úspory na konečné spotřebě do roku 2030 (scénář 2)	133
Graf č. 122: Vývoj a struktura spotřeby energie v dopravě.....	138
Graf č. 123: Spotřeba energií v dopravě relativně k HDP (2012).....	139
Graf č. 124: Spotřeba elektřiny v dopravě (bez elektromobility).....	140
Graf č. 125: Spotřeba elektřiny pro elektromobilitu	140
Graf č. 126: Vývoj a struktura spotřeby energie v nákladní dopravě	141
Graf č. 127: Vývoj a struktura spotřeby energie v osobní dopravě	142
Graf č. 128: Spotřeba motorových benzínů a nafty v dopravě (bez biopaliv)	142
Graf č. 129: Vývoj výše povinných rezerv a meziročního snížení	143
Graf č. 130: Vývoj kumulované roční úspory nákladů na nákup ropných rezerv.....	144
Graf č. 131: Vývoj počtu obyvatel a počtu domácností	145
Graf č. 132: Vývoj a struktura spotřeby paliv a energie v domácnostech	145
Graf č. 133: Vývoj průměrné spotřeby elektřiny v domácnostech.....	147
Graf č. 134: Vývoj průměrné konečné spotřeby na domácnost.....	147
Graf č. 135: Spotřeba pevných paliv v sektoru domácností.....	149
Graf č. 136: Průměrné investice do energetické infrastruktury.....	150
Graf č. 137: Srovnání vývoje spotřeby elektřiny netto beze ztrát	152
Graf č. 138: Spotřeba elektřiny netto beze ztrát v zemích OECD.....	152
Graf č. 139: Meziroční změna spotřeby elektřiny netto beze ztrát v zemích OECD.....	153
Graf č. 140: Predikce vývoje reálné ceny silové elektřiny v horizontu 2015-2030	157
Graf č. 141: Predikce vývoje reálné ceny silové elektřiny v horizontu 2010-2040	157
Graf č. 142: Porovnání předpokládaného vývoje cen ročního baseloadu ve vybraných zemích	158
Graf č. 143: Očekávané výrobní náklady elektřiny v německé ES (2014)	159
Graf č. 144: Poplatky za SyS v letech 2002-2014	161
Graf č. 145: Očekávané náklady na zajištění systémových služeb	162
Graf č. 146: Tarif za rezervaci kapacity 2002-2013	164
Graf č. 147: Jednotková cena za použití sítí PS.....	166
Graf č. 148: Predikce jednotkové ceny za použití sítí PS (Kč/MWh)	167
Graf č. 149: Celková výše podpory OZE	170
Graf č. 150: Poplatek za OZE (Kč/MWh) na úrovni nn.....	171
Graf č. 151: Struktura konečné ceny elektřiny na hladině vn	172
Graf č. 152: Struktura konečné ceny elektřiny na hladině nn	173
Graf č. 153: Struktura konečné ceny v roce 2010 (úroveň nn)	174
Graf č. 154: Struktura konečné ceny v roce 2040 (úroveň nn)	174
Graf č. 155: Podíl výdajů domácností na energii v HICP.....	175

Graf č. 156: Zásoby primárních energetických zdrojů	177
Graf č. 157: Ukazatele diverzifikace	179
Graf č. 158: Ukazatele diverzifikace (normalizované)	180
Graf č. 159: Čistý dovoz podle jednotlivých primárních zdrojů.....	182
Graf č. 160: Čistý dovoz	183
Graf č. 161: Dovošní závislost	184
Graf č. 162: Podíl dovozu jednotlivých primárních paliv	185
Graf č. 163: Čistá dovošní závislost (import dependence) v roce 2012	185
Graf č. 164: Soběstačnost v dodávkách elektřiny	186
Graf č. 165: Výkonová přiměřenost – nízká spotřeba	189
Graf č. 166: Výkonová přiměřenost – referenční spotřeba.....	189
Graf č. 167: Výkonová přiměřenost – vysoká spotřeba	190
Graf č. 168: Diskontované náklady na zajištění energie.....	192
Graf č. 169: Podpora OZE dle regionů v roce 2012.....	193
Graf č. 170: Srovnání cen ropy a elektřiny pro průmysl.....	194
Graf č. 171: Podíly světového exportního trhu pro energeticky intenzivní výrobu	195
Graf č. 172: Konvergence cen zemního plynu na základě New Policies Scenario.....	196
Graf č. 173: Srovnání cen zemního plynu pro domácnosti v Evropě v roce 2013 včetně daní.....	197
Graf č. 174: Srovnání cen zemního plynu pro průmysl v Evropě v roce 2013 včetně daní.....	197
Graf č. 175: Srovnání vývoje cen zemního plynu pro domácnosti v Evropě včetně daní	198
Graf č. 176: Srovnání vývoje cen zemního plynu pro průmysl v Evropě včetně daní	198
Graf č. 177: Vývoj ceny zemního plynu pro průmysl v USA	199
Graf č. 178: Srovnání cen zemního plynu pro průmysl (se zohledněním parity kupní síly).....	200
Graf č. 179: Srovnání cen elektřiny pro domácnosti v Evropě v roce 2013 včetně daní	201
Graf č. 180: Srovnání cen elektřiny pro průmysl v Evropě v roce 2013 včetně daní	201
Graf č. 181: Srovnání vývoje cen elektřiny pro domácnosti v Evropě včetně daní	202
Graf č. 182: Srovnání vývoje cen elektřiny pro průmysl v Evropě včetně daní	202
Graf č. 183: Vývoj ceny elektřiny pro průmysl v USA	203
Graf č. 184: Srovnání cen elektřiny pro průmysl (se zohledněním parity kupní síly)	204
Graf č. 185: Vážený průměr celkových cen vč. daní – 2013 (-1 %)	205
Graf č. 186: Vážený průměr celkových cen vč. daní – 2013 (-4 %)	205
Graf č. 187: Vážený průměr celkových cen vč. daní – 2013 (-9 %)	206
Graf č. 188: Srovnání celkových cen vč. daní pro odběratele (0,6 MWh/rok , jednotarifní sazba) - 2013	207
Graf č. 189: Srovnání celkových cen vč. daní pro odběratele (3,5 MWh/rok, dvoutarifní sazba) - 2013	207
Graf č. 190: Srovnání celkových cen vč. daní pro odběratele (20 MWh/rok, dvoutarifní sazba) - 2013	208
Graf č. 191: Srovnání celkových cen vč. daní pro odběratele (8 MWh/rok, jednotarifní sazba)	208
Graf č. 192: Srovnání celkových cen vč. daní pro odběratele (20 MWh/rok, dvoutarifní sazba)	209
Graf č. 193: Srovnání celkových cen vč. daní pro podnikatele (50 MWh/rok, jednotarifní sazba).....	209
Graf č. 194: Srovnání celkových cen vč. daní pro odběratele (1 250 MWh/rok)	210
Graf č. 195: Srovnání celkových cen vč. daní pro odběratele (10 000 MWh/rok)	210
Graf č. 196: Srovnání celkových cen vč. daní pro odběratele (70 000 MWh/rok)	211
Graf č. 197: Srovnání daňového zatížení kapalných paliv pro motorová vozidla v zemích OECD	212
Graf č. 198: Podíl sektoru energetiky na HPH ve SC	213
Graf č. 199: Podíl dovozu energie na HPH v BC	214
Graf č. 200: Obchodní bilance čistého dovozu PEZ.....	215
Graf č. 201: Energetická a elektroenergetická náročnost tvorby HPH ve SC.....	217
Graf č. 202: Energetická náročnost tvorby HDP v EU v roce 2011	218
Graf č. 203: Elektroenergetická náročnost sektoru průmyslu v EU v roce 2011.....	218
Graf č. 204: Elektroenergetická náročnost sektoru služeb v EU v roce 2011	219

Graf č. 205: Vývoj energetické náročnosti HDP a HDP ve SC roku 2005 Slovenské republiky	220
Graf č. 206: Předpokládaný vývoj energetické náročnosti Španělska	222
Graf č. 207: Závislost na fosilních palivech	226
Graf č. 208: Struktura závislosti na fosilních palivech	227
Graf č. 209: Podíl obnovitelných zdrojů na hrubé konečné spotřebě	228
Graf č. 210: Podíl OZE na hrubé konečné spotřebě v Evropě v roce 2012	229
Graf č. 211: Spotřeba elektřiny na obyvatele a vývoj počtu obyvatel	230
Graf č. 212: Spotřeba elektřiny na obyvatele v EU v roce 2011.....	231
Graf č. 213: Podíl OZE na dodávkách tepla ze SZT	232
Graf č. 214: Podíl výdajů na elektřinu, zemní plyn a ostatní paliva na disponibilním důchodu - srovnání s vybranými členskými státy EU	233
Graf č. 215: Podíl výdajů na kapalná paliva na disponibilním důchodu domácností - srovnání s vybranými členskými státy EU	233
Graf č. 216: Vývoj a struktura celkových výdajů na paliva a energie	234
Graf č. 217: Vývoj a struktura podílů výdajů domácností na paliva a energie	235
Graf č. 218: Vývoj a struktura výdajů na paliva a energie průměrné domácnosti	236
Graf č. 219: Zaměstnanci v sektoru těžby a úpravy černého a hnědého uhlí (CZ-NACE 5).....	237
Graf č. 220: Zaměstnanci v sektoru těžby a úpravy hnědého uhlí (CZ-NACE 520)	237
Graf č. 221: Počet zaměstnanců v letech 2011-2013 – černé uhlí.....	238
Graf č. 222: Počet zaměstnanců v letech 2011-2013 - hnědé uhlí.....	239
Graf č. 223: Zaměstnanost v odvětví těžba uhlí (CZ-NACE 5) - krajské členění	241
Graf č. 224: Předpokládané ukončení těžby na hnědouhelných lomech	242
Graf č. 225: Zaměstnanost v sektoru CZ NACE 5	244
Graf č. 226: Kmenoví zaměstnanci sektoru energetických surovin	244
Graf č. 227: Počet zaměstnanců v souvislosti s rozvojem OZE podle statistiky EurObserv'ER	246
Graf č. 228: Extrapolace podle EurObserv'ER a ASEK.....	247
Graf č. 229: Vývoj celkového počtu zaměstnanců pro vysoký a nízký růst	253
Graf č. 230: Vývoj a struktura celkového počtu zaměstnanců – vysoký růst.....	254
Graf č. 231: Vývoj počtu zaměstnanců v zemědělství – vysoký růst	254
Graf č. 232: Vývoj a struktura počtu zaměstnanců v průmyslu – vysoký růst	255
Graf č. 233: Vývoj počtu zaměstnanců v těžbě a dobývání – vysoký růst	255
Graf č. 234: Vývoj a struktura počtu zaměstnanců ve zpracovatelském průmyslu – vysoký růst	256
Graf č. 235: Vývoj počtu zaměstnanců v energetice – vysoký růst	256
Graf č. 236: Vývoj počtu zaměstnanců v zásobování vodou a zprac. odpadu – vysoký růst	257
Graf č. 237: Vývoj počtu zaměstnanců ve stavebnictví – vysoký růst.....	257
Graf č. 238: Vývoj počtu zaměstnanců v obchodu – vysoký růst	258
Graf č. 239: Vývoj počtu zaměstnanců v dopravě a skladování – vysoký růst	258
Graf č. 240: Historické emise CO ₂ ze spalovacích procesů (sektorový přístup IEA)	260
Graf č. 241: Historické a prognózané emise CO ₂ ze spalovacích procesů (sekt. přístup IEA)	260
Graf č. 242: Struktura emisí CO ₂ podle druhu paliva v roce 2012	261
Graf č. 243: Struktura emisí CO ₂ podle druhu paliva v roce 2040	261
Graf č. 244: Vývoj emisí CO ₂ ze spalovacích procesů	262
Graf č. 245: Vývoj emisí CO ₂ ze spalovacích procesů - referenční rok 1990.....	262
Graf č. 246: Projekce emisí v sektorech mimo EU ETS v období 2010 – 2030 – scénář se současnými opatřeními	264
Graf č. 247: Projekce emisí v sektorech mimo EU ETS v období 2010 – 2030 – scénář s dodatečnými opatřeními	265
Graf č. 248: Limity pro emise skleníkových plynů mimo EU ETS.....	266
Graf č. 249: Relativní splnění cílů pro rok 2020	268
Graf č. 250: Relativní splnění cílů pro rok 2030	268
Graf č. 251: Vývoj emisí SO ₂	269
Graf č. 252: Vývoj emisí SO ₂ včetně emisních cílů	269

Graf č. 253: Vývoj emisí NO_x včetně emisních cílů.....	270
Graf č. 254: Vývoj emisí VOC včetně emisních cílů	270
Graf č. 255: Vývoj emisí NH_3 včetně emisních cílů	271
Graf č. 256: Vývoj emisí $PM_{2,5}$ včetně emisních cílů.....	271
Graf č. 257: Emise SO_2 a NO_x při veřejné výrobě elektřiny a tepla	272
Graf č. 258: Emise $PM_{2,5}$, VOC a NH_3 při veřejné výrobě elektřiny a tepla	272

Seznam použitých obrázků:

Obrázek č. 1: Větrná mapa České republiky ve výšce 100 m.....	83
Obrázek č. 2: Složky celkové ceny elektřiny	155