MODELOVÁNÍ SCÉNÁŘŮ NKEP

Analytický podklad pro aktualizaci Vnitrostátního plánu v oblasti energetiky a klimatu

Projekt	SS04030013 Centrum socio-ekonomického výzkumu dopadů environmenta TK01010119: Integrované modely pro analýzu dopadů regulací a simulace scénářů vývoje energetiky
Autoři	xxxx
Datum	21. srpna 2023

Ministerstvo životního prostředí

Hlavním uživatelem výstupu tohoto projektu je Ministerstvo životního prostředí.
Vytvořeno se státní podporou Technologické agentury ČR v rámci Programu Prostředí pro život, projektů SS04030013 Centrum socio-ekonomického výzkumu dopadů environmentálních politik a TK01010119: Integrované modely pro analýzu dopadů regulací a simulace dlouhodobých scénářů vývoje energetiky.

T A
Č R

OBSAH

MODELOVÁNÍ SCÉNÁŘŮ NKEP 0
OBSAH 1
Manažerské shrnutí 3
1. Politika a popis scénářů 5
Scénář WEM 6
Scénáře WAM 6
Společné parametry scénářů WEM a WEM 6
Využití výnosů z prodeje emisních povolenek 7
Citlivostní analýza 7
2. Metody a modely 8
Validace výsledků modelu TIMES-CZ modelem PLEXOS 10
3. Předpoklady 10
4. Scénáře WAM 11
5. Výsledky 11
5.1. Energetická a emisní bilance 11
5.2. Makroekonomické dopady 12
5.3. Distibuční dopady dopady 12
5.4. Citlivostní analýza 12
5.5. WAM1 12
5.6. WAM2 12
Limity modelů/Aspekty nad rámec modelování 13
Faktory, které mohou ovlivnit spotřebu elektřiny 13
Přílohy 14
Použité zdroje 14
Popis modelu E3ME 14
Popis modelu TIMES-CZ 14
Popis modelu DASMOD 14
Předpoklady - vstupy do modelu TIMES-CZ 14
Tabelární výsledky 14

Zkratky

Scénáře

WEM	(=BAU)
WAM1	(dříve označovaný jako WAM_NKEP1_RES)
WAM2	(dříve označovaný jako WAM_NKEP2_Nuclear)

Citlivostní scénáře

WAM1_FVE	(citlivost na kapacitu FVE)
WAM1_VTE	(citlivost na kapacitu VTE)
WAM1_capex	(citlivost na CAPEX(jádro)=7000 EUR/MWe)
WAM1_wacc	(citlivost na WACC=7%)
WAM2_FVE	(citlivost na kapacitu FVE)
WAM2_VTE	(citlivost na kapacitu VTE)
WAM2_capex	(citlivost na CAPEX(jádro)=7000 EUR/MWe)
WAM2_wacc	(citlivost na WACC=7%)
WAM1_H2	(citlivost na +60 % dovozu vodíku)
WAM1_GHG8	(citlivost na residuálních 8 Mt GHG v roce 2050)

Endogenní ceny EUA (cíl snížení GHG emisí o 90 % v EU bez LULUCF v roce 2050)

WAM1_EUA
WAM2_EUA

CAPEX - kapitálové náklady (*capital expenditures*)
CCUS – technologie zachycování a skladování či využití uhlíku (resp. CO2)
CNG – stlačený zemní plyn
DPFO – daň z příjmů fyzických osob
DPH – daň z přidané hodnoty
DPPO – daň z příjmů právnických osob
EE – úspory energie („energy efficiency“)
EED – revidovaná směrnice 2012/27/EU o energetické účinnosti (schválená v trialogu)
EK – Evropská komise
ESR (sektory) – sektory pod sdíleným úsilím (spadající pod Nařízení (EU) 2018/842 o sdílení úsilí (Effort Sharing Regulation) ve vznění pozdějších změn)
EU ETS (též ETS1 a ETS2) – evropský systém emisního obchodování
EUA – emisní povolenka
FVE – fotovoltaická elektrárna
GW – gigawatt (10^9 wattů)
GHG – skleníkové plyny
HDP – hrubý domácí produkt
IEA – Mezinárodní energetická agentura
IO/IOT – input-output tabulky
JEDU – jaderná elektrárna Dukovany
KVET – kombinovaná výroba elektřiny a tepla
LOLE - norma spolehlivosti (*Loss of Load Expectation*)
LULUCF – odvětví využívání půdy, změn ve využívání půdy a lesnictví
MAF (CZ) – hodnocení zdrojové přiměřenosti elektrizační soustavy (ČEPS, 2023)
Mt – milion tun
NKEP – Vnitrostátní plán v oblasti energetiky a klimatu (MPO, 2019)
NZE – scénář/trajektorie „Net Zero Emissions“
OPEX - provozní náklady (*operating expenses*)
OZE – obnovitelné zdroje energie
PEZ – primární energetické zdroje
p.b. – procentní bod
PHEV – plug-in hybridní vozidlo
PJ – petajoule (1015 joulů)

RED3 – revidovaná směrnice (EU) 2018/2001 o podpoře využití obnovitelných zdrojů energie (schválená v trialogu)
RFNBO – obnovitelná paliva nebiologického původu
RR – redistribuce („recyklace“) výnosů
SEK – Státní energetická koncepce
SKF – Sociální fond pro klimatická opatření
SR – státní rozpočet
SZTE – soustava zásobování tepelnou energií
TČ – tepelná čerpadla
VTE – větrná elektrárna
WACC - vážený průměr nákladů kapitálu (*weighted average cost of capital*)
WAM – with additional measures
WEM – with existing measures
WEO – World Energy Outlook

Manažerské shrnutí

Cíle	Regulace	možnosti modelu	Hodnota	Poznámka
GHG				
GHG 2030 (Nař. 2021/1119)	-55 % (EU)	implicitně cenou EUA V E3ME, v TIMES lze stanovit emisní stropy	ČR (2030) -73 % až -78 %	výsledek modelu
GHG neutralita v 2050 (Nař. 2021/1119)	net zero	v maximální možné míře	ČR (2050) 5 Mt	EU v maximální možné míře / dle dopadu trajektorie EUA ČR 5 Mt v 2050[1] (Pozn. bude revidováno dle aktualizované predikce LULUCF od IFER)
Odvětví v ETS1 (směrnice 2023/959)	-62% (EU 2030)	implicitně cenou EUA a energií	ČR (2030) -77% až -92%	EU v maximální možné míře / dle dopadu trajektorie EUA ČR výsledek modelu
Odvětví v ETS2 (směrnice 2023/959)	-43% (EU 2030; silniční doprava a budovy) -42% (EU 2030; vč. dodatečných sektorů)	implicitně cenou EUA a energií	ČR (2030) -41%	EU v maximální možné míře / dle dopadu trajektorie EUA ČR výsledek modelu
ESR 2030 (Nař. 2023/857)	-40% (EU 2030) -26% (ČR 2030)	výsledek modelu	ČR -18 % (WEM) až -26% (významný vliv externího předpokladu poklesu emisí z odpadů a F-plynů: 2 Mt)	výsledek modelu
LULUCF (Nař. 2023/839)	-310 (EU) -1.228 Mt (ČR)	Externí předpoklad	+2.3 Mt	dle červeného scénáře (IFER)
Energie				
podíl OZE (čl. 3 RED3)	42.5 % do 2030 (trialog kompromis) (EU)	výsledek modelu	ČR 24 % až 26.5 %	výsledek modelu, nevynucovat
úspory konečné a primární spotřeby energie (čl. 4 EED)	-11.7 % vs. REF2020 do 2030 (trialog kompromis) (EU)	nevynucováno, cenový efekt zahrnut	ČR 2 % konečné spotřeby vs. 2005 15 % až 19 % primární spotřeby vs. 2005	výsledek modelu
kumulativní úspora konečné spotřeby energie (čl. 8 EED)	% roční snížení (2021-2023: 0.8%; 2024-2025: 1.3%; 2026-2027: 1.5%; 2028-2030: 1.9%)	Není modelováno, lze dopočítat	Není k dispozici	Není modelováno, bude dopočteno
minimální úrovně zdanění energetických produktů (návrh přepracování směrnice 2003/96/ES)	dle energetického obsahu, s environmentálním odstupňováním a indexací dle HICP	sazby spotřebních/energetických daní min. na úrovni dle návrhu (bez environ. odstupňování)	(není samostatně vyčísleno)	
Průmysl				
Podíl RFNBO na spotřebě vodíku v průmyslu (čl. 22a RED3)	42% (2030) 60% (2035) (mandatorní)	výsledek modelu	0 až 1% (ČR 2030) 0 až 1% (ČR 2035)	20 000t v průmyslu v 2030 (vynuceno)
Roční míra růstu podílu OZE v průmyslu (čl. 22a RED3)	1.6 p.b. (trialog) (indikativní)	výsledek modelu	Není k dispozici	Nelze vynutit
Doprava				
podíl OZE v dopravě / úpora emisí GHG z paliv (2030) (čl. 25 RED3)	29% (podíl OZE), 14.5 % (úspora GHG)	nevynucováno, cenový efekt zahrnut	ČR podíl OZE (2030) 17-18 %	vynuceno skrze úsporu emisí, dle modelu TRANSLPINEX prof. Pospíšila v TAČR MOSUMO)
Podíl RFNBO v dopravě (do roku 2030) (čl. 25 RED3)	5.5% (z toho min. 1% RFNBO) (s multiplikátory)	Vynucováno v rámci směrnice o čistých vozidlech (bus MHD), cenový efekt zahrnut	1 až 1.6 %	Bude vynuceno
Podíl pokročilých biopaliv v dopravě (do roku 2030) (čl. 25 RED3)		nevynucováno, cenový efekt zahrnut	ČR (2030): 3.2 %	Bude vynuceno
emise CO2 z nových lehkých vozidel (2035) (Nař. 2023/851)	100% snížení	ano	100% snížení	ano
Budovy				
Podíl energie z OZE v budovách (čl. 15a RED3)	49% (indikativní)	výsledek modelu (přibližně)	Není k dispozici	výsledek modelu
Roční míra poklesu konečné spotřeby energie ve veřejném sektoru (čl. 5 EED)	1.9% (trialog)	Není možné vyhodnotit – v modelu není možné oddělit veřejné budovy od komerčních.	Není možné vyhodnotit – v modelu není možné oddělit veřejné budovy od komerčních.	Není možné vyhodnotit – v modelu není možné oddělit veřejné budovy od komerčních.
Roční míra obnovy podlahové plochy veřejných budov (čl. 6 EED)	3% (mandatorní)	Není možné vyhodnotit – v modelu není možné oddělit veřejné budovy od komerčních.	Není možné vyhodnotit – v modelu není možné oddělit veřejné budovy od komerčních.	Není možné vyhodnotit – v modelu není možné oddělit veřejné budovy od komerčních.
Roční tempo růstu podílu OZE na vytápění a chlazení (čl. 23 RED)	0.8 p.b. (2021-2025) a 1.1 p.b. (2026-2030) (trialog; mandatorní) (EU) + indikativní navýšení odpovídající 1.8 p.b. v průměru za EU (ČR)	nevynucováno, cenový efekt zahrnut	Není k dispozici	Obtížně vynutitelné
Roční tempo růstu podílu OZE a odpadního tepla na vytápění a chlazení v SZTE (čl. 24 RED3)	2.2 p.b. (trialog; indikativní)	nevynucováno, cenový efekt zahrnut	Není k dispozici	Obtížně vynutitelné

[1] resp. 3 Mt v 2050 bez nemodelovaných emisí v modelu TIMES; bilance nemodelovaných emisí (odpady a zemědělství s odečtem negativních emisí LULUCF) přidává +2 Mt, dle aktualizované predikce IFER se bilance zhorší (predikuje se menší propad LULUCF)

Politika a popis scénářů

Cílem této studie je poskytnout modelově založený analytický podklad pro aktualizaci Vnitrostátního plánu v oblasti energetiky a klimatu (dále též "NKEP"), kterou jsou členské státy EU povinny předložit v souladu s čl. 14 nařízení (EU) 2018/1999 o správě energetické unie a opatření v oblasti klimatu. V tomto modelování je ve shodě se pokyny Komise pro členské státy k aktualizaci vnitrostátních plánů v oblasti energetiky a klimatu na období 2021–2030[1] kladen důraz na robustní analytický základ, použití doporučených klíčových parametrů a komplexní kvantitativní analýzu za využití nejmodernějších modelovacích nástrojů a přístupů.

Předkládaná studie se proto snaží v co největší míře naplnit doporučené zásady pro aktualizaci NKEP a cíle vytýčené mj. novou legislativou z balíčků Fit for 55[2] a REPowerEU[3] a zároveň bere v potaz, že společensky přijatelná dekarbonizace je otázkou kombinace cenového signálu zpoplatnění GHG emisí a recyklace výnosů pro podporu investic a mitigaci negativních sociálních dopadů na domácnosti. Konkrétně pak zahrnuje:

1. nastavení vyšší ambice pro urychlení tranzice ke klimatické neutralitě:
    a. naplnění cílů nařízení (EU) 2021/1119 o evropském klimatickém rámci, jmenovitě 55% snížení emisí skleníkových plynů do roku 2030 (oproti roku 1990) a dosažení neutrality do roku 2050;[4]
    b. naplnění cílů směrnice 2023/959, jmenovitě 62% snížení emisí v sektorech zahrnutých do ETS1 do roku 2030 (oproti roku 2005) a 43% snížení v sektorech silniční dopravy a budov zahrnutých do ETS2, resp. 42% snížení vč. dodatečných sektorů v ETS2;
    c. dosažení cíle propadů v sektorech využití půdy a lesnictví ve výši 310 Mt v EU a 1,228 Mt v ČR (nařízení (EU) 2023/839);
    d. cíle v sektoru energetiky - dosažení 42.5% podílu energie z obnovitelných zdrojů dle kompromisu z trialogu o návrhu revize směrnice o podpoře energie z obnovitelných zdrojů ("RED3", čl. 3); dosažení úspory nejméně -11.7 % konečné a primární spotřeby energie oproti scénáři REF2020 dle kompromisu z trialogu o návrhu revize směrnice o energetické účinnosti ("EED", čl. 4); dosažení kumulativní úspory konečné spotřeby energie v podobě ročního snížení o 0.8% v období 2021-2023, o 1.3% v období 2024-2025, o 1.5% v období 2026-2027 a o 1.9% v období 2028-2030 (EED čl. 8);
    e. cíle v sektoru průmyslu - dosažení podílu obnovitelných paliv nebiologického původu ("RFNBO") na spotřebě vodíku v průmyslu ve výši 42% do roku 2030 a 60% do roku 2035 (čl. 22a RED3); dosažení roční míry růstu podílu OZE v průmyslu o 1.6 p.b. (čl. 22a; RED3);
    f. cle v sektoru dopravy - dosažení 29% podílu OZE nebo 14,5% úspory emisí GHG z paliv v dopravě do roku 2030 (čl. 25 RED3), dosažení minimálního podílu pokročilých biopaliv a RFNBO v dopravě ve výši 5.5% (s multiplikátory; z toho min. 1% RFNBO) do roku 2030 (čl. 25 RED3); 100% snížení emisí CO2 z nových lehkých vozidel do roku 2035 (nařízení (EU) 2023/851);
    g. v sektoru budov - dosažení 49% podílu energie z OZE v budovách (čl. 15a RED3), dosažení 1.9% roční míry poklesu konečné spotřeby energie ve veřejném sektoru (čl. 5 EED) a minimální 3% roční míry obnovy podlahové plochy veřejných budov (čl. 6 EED); dosažení ročního nárůstu podílu OZE na vytápění a chlazení o 0.8 p.b. (2021-2025) a 1.1 p.b. (2026-2030) (čl. 23 RED) a indikativního navýšení stanoveného členským státem tak, aby v průměru za EU byla dosažena míra 1.8 p.b.; dosažení ročního tempo růstu podílu OZE a odpadního tepla na vytápění a chlazení v SZTE o 2.2 p.b. (čl. 24 RED3).
2. vyčíslení ekonomických dopadů, dopadů na zaměstnanost a konkurenceschopnost a hlavní sociální a environmentální efekty;
3. vyčíslení objemů investic potřebných pro dosažení stanovených cílů, plánovaných politik a opatření;
4. nastavení podpory spravedlivé tranzice a mitigace sociálních a environmentálních dopadů - zvl. prostředníctvním využití výnosů z prodeje emisních povolenek skrze Modernizační fond, Sociálně-klimatický fond, Inovační fond a další podpůrné mechanismy.

[1] Úř. věstník 2022/C 495/02
[2] COM/2021/550
[3] COM/2022/230
[4] Cíl uhlíkové eutrality na úrovni EU ("Net zero target") je stanoven na úrovni 233–366 MtCO2e v roce 2050 bez příspěvku LULUCF, co odpovídá 92–95% snížení oproti úrovni roku 1990 (91–94% snížení oproti úrovni roku 2010); viz https://climateactiontracker.org/countries/eu/targets/.

Scénář WEM

Základní (referenční) scénář popisuje politiku se stávajícími opatřeními, dále označeným jako **WEM** ("*With Existing Measures*"), tj. svět bez "Fit for 55". V tomto scénáři JE Dukovany ("JEDU") ukončí provoz v letech 2045-47, postaví se jeden nový jaderný zdroj ("NJZ"), případné další jaderné zdroje jsou výsledkem nákladové optimalizace v použitých modelech. Celková (kumulativní) instalovaná kapacita FVE a VTE do roku 2030 je 6 GWe a 0,7 GWe a do roku 2050 naroste na 21 GWe FVE a 3,5 GWe VTE. Nepředpokládá se dovoz vodíku, protože stávající politika (bez dalších opatření) nemotivuje významný technologický pokrok v tomto segmentu. Pro nový lehká vozidla (osobní automobily a lehká užitková vozidla) neplatí povinnost dosáhnout 100% snížení flotilových emisí do roku 2035; odklon od uhlí není vynucen. Potenciál úspor energií v budovách odpovídá Základnímu scénáři Strategie renovace budov (MPO, 2020). Ceny emisních povolenek ("EUA") odpovídají pro WEM doporučeným harmonizovaným centrálním trajektoriím DG Climate Action (EC 2022). Redukční emisní cíl pro skleníkové plyny není vynucen; budoucí emise skleníkových plynů jsou proto plně výsledkem modelu.

Scénáře WAM

Scénáře WAM ("*With Additional Measures*") reflektují cíle a opatření nové regulace - Fit for 55, REPowerEU, Evropský klimatický rámec a další. V roce 2050 je předpokládáno dosažení NZE.

Ceny EUA odpovídají centrální trajektorii pro WAM (EC 2023) s cenovým stropem v ETS2 na úrovni 50EUR/t CO2 během období 2027-2030, poté cena v ETS2 lineárně konverguje k ceně EUA v ETS1. Redukční emisní cíl pro skleníkové plyny je vynucen na úroveň 5 Mt CO2 v 2050, včetně LULUCF.

V modelu E3ME je zahrnutý také scénář, který naopak předpokládá určité snížení emisí skleníkových plynů na úrovni EU do roku 2050 a cena emisních povolenek je výsledkem modleu (tzv. ***"endogenní" scénář***, WAM1_EUA, WAM2_EUA). V těchto scénářích předpokládáme mírně nižší snížení emisí než předpokládá studie EU (92-95% oproti roku 1990, bez LULUCF) a to na 89,3%. Při tomto cíli je dosažena cena povolenek na úrovni 308€/tCO2eq.

Hlavní dva scénáře WAM1 a WAM2 se koncepčně liší zejména v rozvoji jaderné energetiky a obnovitelných zdrojů. Zatímco instalovaný výkon ***FVE*** a ***VTE*** uvedený níže v tabulce je maximálně možný, jaderné zdroje mohou být v modelování na základě nákladové optimalizace navýšeny bez omezení.

V oblasti ***jaderné energetiky*** zahrnují všechny scénáře instalaci EDU5 v roce 2036. S ohledem na nejistotu ohledně budoucí velikosti nových jaderných zdrojů (1000 – 1200 MW velké zdroje, 300 – 400 MW SMR) je v rámci modelování použit střed pro minimalizaci odchylky, tzn. 1100 MW pro velké zdroje a 350 MW pro SMR. U financování výstavby jádra je zohledněna úprava zákonem č. 367/2021 Sb. o opatřeních k přechodu České republiky k nízkouhlíkové energetice, kde je v intencích § 4 odst. 2 využit WACC 4 %, když se aktuálně náklady financování státního dluhu ze strany MF odhadují na 2,8 % až 3,3 % (tj. +1 p.b. dle zákona).

Scénář WAM2 předpokládá využití části elektřiny vyrobené v JEDU pro dodávku tepla do Brna, včetně výstavby horkovodu. Náklady na horkovod Dukovany-Brno byly převzaty z materiálů vlády ČR a činí 19 mld. $Kč_{2022}$. V modelu je rovněž zohledněna dotace z Modernizačního fondu ve výši 9,5 mld. $Kč_{2022}$. Horkovod má mít délku 42 km, přičemž je uvažováno, že s každým kilometrem délky klesá účinnost přenosu tepla horkovodem o 1 %. Při provozu dodávek tepla je uvažováno snížení elektrického výkonu elektrárny o 50 MW.

Snížení emisí CO2 z nových ***registrací lehkých vozidel*** dosahuje 100% k roku 2035. ***Odklon od uhlí*** je vynucen od roku 2033. Stejný předpoklad na nstaven v modely E3ME s tím, že toto omezení je vynuceno v celé EU (k odklonu od uhlí dochází v pozdějších letech v Bulharsku, Luxembursku, Německu a Polsku). K tomu endogenní scénář (WAM_EUA) obsahuje také zavedení CSR standardů v odvětvích regulované ETS1 a CO2 standardů v dalších odvětvích.

Potenciál ***úspor energií v budovách*** vychází z *Hypotetického scénáře* Strategie renovace budov (MPO, 2020)[5]. V modelu E3ME se úspory energií modelují přes snížení poptávky po jednoltivých typch energií v jednotlivých sektorech, s předpokladem klesajíích výnosů investic, které klesají k nule při dosažení 60% úrovně snížení. Simulace začíná na hodnotě 8000 GJ / mil. EUR a míra úspor je omezena na 2,5% ročně, viz více Příloha.

[5] To odpovídá Progresivnímu scénáři Šance pro budovy.

Tabulka: Klíčové parametry scénářů WEM, WAM1, WAM2

	WEM	**WAM1**	**WAM2**
Stávající JE Dukovany _ 2040MW	EDU1 (510MW do 2045) EDU2 (510MW do 2046) EDU3 (510MW do 2046) EDU4 (510MW do 2047)	EDU1 (510MW do 2037) EDU2 (510MW do 2046) EDU3 (510MW do 2046) EDU4 (510MW do 2047)	EDU1 (510MW do 2045) EDU2 (510MW do 2046) EDU3 (510MW do 2046) EDU4 (510MW do 2047)
Stávající JE Temelín_2200MW	ETE1 (1100MW do 2060) ETE2 (1100MW do 2062)	ETE1 (1100MW do 2060) ETE2 (1100MW do 2062)	ETE1 (1100MW do 2060) ETE2 (1100MW do 2062)
Nový jaderný zdroj_1100 MW	NJZ1 EDU5 COD 2040	NJZ1 EDU5 COD 2040	NJZ1 EDU5 COD 2036
SMR 350MW	výsledek modelu	výsledek modelu	SMR1 COD 2035 + další výsledek modelu
Další Nové jaderné zdroje_1100MW	výsledek modelu	NJZ2 ETE3 COD 2045 + další výsledek modelu	NJZ2 ETE3 COD 2039 NJZ3 ETE4 COD 2041 + další výsledek modelu
CAPEX 1100MWe (ceny 2015)	5400 €/kWe	5400 €/kWe	5400 €/kWe
WACC 1100MWe	4%	4%	4%
CAPEX SMR 350MW	5400 €/kWe	5400 €/kWe	5400 €/kWe
WACC SMR 350MW	5%	5%	5%
Horkovod JEDU - Brno	ne	ne	ano
FVE [PVs] 2030*	6 GWe	10 GWe	6 GWe
FVE [PVs] 2050*	21 GWe	26 GWe	21 GWe
VTE [WIND] 2030*	0,7 Gwe	1,7 GWe	1,0 GWe
VTE [WIND] 2050*	3,5 GWe	7,0 GWe	5,0 GWe
Úspory v budovách	konzervativní	progresivní	progresivní
Dozdrojování na max(LOLE)	ne	ano (v TIMES)	ano (v TIMES)
Dovoz vodíku	ne	ano	ano
Ceny EUA	HCT WEM	HCT WAM (E3ME: endogenní)	HCT WAM
Konec registrací nových lehkých vozidel s ICE	ne	2035	2035
Odklon od uhlí v energetice	ne	2033	2033
Zdanění energií (min. úrovně dle ETD)	současnost	dle recastu s indexací	dle recastu s indexací
Uhlíková neutralita 2050	ne	ano (5Mt)	ano (5Mt)

Vyrobní kapacity pro výrobu elektrické energie v modelu TIMES byly ***dozdrojovány*** na základě výsledku modelování zdrojové přiměřenosti ČEPS modelem PLEXOS. Nepřiměřenost je definována překročením normy spolehlivosti LOLE (*Loss of Load Expectation*). Velikost dozdrojování je poté navržena tak, aby LOLE nepřesahovalo hodnotu 15 hodin ročně (dle ČEPS, a.s.). Simulace modelem PLEXOS je prováděna na zakladě dat evropských operátorů přenosových sítí (TSO) z konce roku 2021. Komunitní energetika je implicitně předpokládána - solární elektrárny na střechách rodinných domů jsou osvobozeny od plateb za distribuci.

Na základě validace modelem PLEXOS bylo v modelu TIMES-CZ ve scénáři WAM1 dozdrojováno 920 MW plynových zdrojů pro vyrovnávání špiček v roce 2035 a dalších 1000 MW ve 2050. Validace modelem PLEXOS proběhla pro scénář WAM1 znovu po iteraci modelů TIMES-CZ a E3ME. Na základě této druhé validace modelem PLEXOS nebylo do roku 2035 nutné žádné další dozdrojování, do roku 2050 pak XXX. Ve scénáři WAM2 pak bylo dozdrojováno 700 MW plynových zdrojů pro vyrovnávání špiček, zejména v průběhy topné sezóny. (Validace scénáře WAM2 proběhla z časových důvodů jen před iterací modelů TIMES-CZ a E3ME, po které došlo k navýšení spotřeby elektřiny o XXX TWh v roce 2050.)

Technologie zachytávání, využívání a ukládání uhlíku (CCS, CCUS) je umožněna v modelu TIMES-CZ až od 2035 s omezením kapacity uložení na 8,1 Mt/rok (bez sektorového omezení).

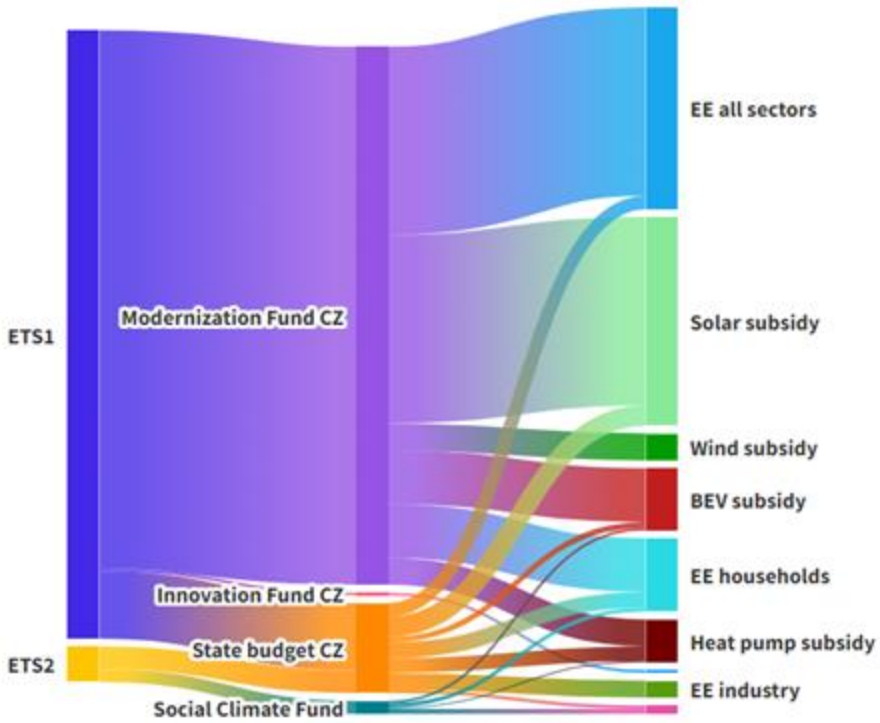
Scénáře WAM počítají s možností ***dovozu značného objemu vodíku***; od roku 2040 se předpokládá možnost přímého spalování vodíku v domácnostech, tj, že plynové kotle budou uzpůsobeny i pro přímé spalování vodíku. Předpoklady o dostupném množství vodíku pro dovoz do ČR a jeho ceně vycházejí z podkladů MPO. Předpokládáme postupný náběh dostupného množství vodíku pro dovoz do ČR počínaje rokem 2030 na úrovni až

1 PJ (8,33 kt). Od roku 2035 pak předpokládáme kapacitu všech 3 potrubních tras - ze západu (6 GW), severu (6 GW) a jihu (3 GW), s postupným náběhem dostupného vodíku pro dovoz v celkovém úhrnu od 24 PJ (200 kt) v roce 2035 až po 132 PJ (1100 kt) v roce 2050. Nad rámec vodíku dováženého potrubím, předpokládáme možnost dovozu vodíku ve formě amoniaku pouze pro spotřebu v průmyslu. Cena dováženého amoniaku je nižší než v případně potrubního vodíku a jeho množství je omezeno současnou spotřebou vodíku v průmyslu 11.6 PJ (96 kt) (Vodíková strategie ČR, MPO 2021).

Využití výnosů z prodeje emisních povolenek

Odhady výnosů z prodeje emisních povolenek jsou výsledkem globálního modelu E3ME; tyto výnosu jsou alokovány na základě alokačního klíče mezi jednotlivé členské země EU a dále mezi jednotlivé fondy (Modernizační fond, Inovační fond, Sociální klimatický fond). V případě, že část disponibilních zdrojů z výnosů není využita na investiční podporu projektů (např. FTT:POWER rozvíjí menší instalované kapacity FVE, než na kolik je k dispozici prostředků na veřejnou podporu), model umožní využití těchto prostředků v dalších letech, včetně možnosti je využít na jiná opatření (např. je možné alokovat nevyužité výnosy z prodeje povolenek původně alokované na podporu OZE na podporu úspor energií v domácnostech). Toky výnosů z prodeje emisních povolenek pro WAM ilustruje Obrázek DD, toky recyklace výnosů uvádí Příloha.

Obrázek DD. Tok využití výnosů z prodeje emisních povolenek ve WAM scénáři, rok 2030



Z objemu prostředků alokovaných pro ČR je ve WAM2 odečtena částka na investiční podporu výstavby horkovodu JEDU-Brno (50 % z 19 mld. Kč) a ve všech scénářích, včetně WEM, na podporu modernizace a rozšíření přenosových a distribučních soustav (40 % z 300 mld. Kč). Zbylé výnosy jsou alokovány na investiční podporu jednotlivých technologií, na sociální kompenzace domácnostem (40 mld. Kč do roku 2030 a poté 37,5 % (40 %) ze SKF plus 5 % z výnosů ETS1), část je příjmem státního rozpočtu, dle Tabulky X. Maximální míra investiční podpory je 50 % a klesá v čase, viz Tabulka X.

Výnosy, které jsou příjmem Inovačního fondu, jsou alokovány proporciálně na jednotlivé členské země na podporu vědy a výzkumu (bez explicitního určení technologie).

V modelu TIMES je předpokládaná stejná míra podpory jako v modelu E3ME, avšak bez zastropování objemu disponibilních prostředků na investiční podpory technologií.

Citlivostní analýza

K hlavním WAM scénářům jsou dále provedeny citlivostní analýzy pro kapacity OZE (VTE a FVE), investičních nákladů nových jaderných zdrojů, nákladů kapitálu pro financování výstavby nových jaderných zdrojů, kapacity CCUS, kapacit dovozu vodíku, zůstatek emisí GHG z modelovaných sektorů v roce 2050. Citlivostní analýza byla provedená zvlášť pro každý výše uvedený faktor:

- navýšení instalovaného výkonu fotovoltaiky:
  - WAM1_FVE: 12 GWe do roku 2030 a 30 GWe do konce roku 2050,
  - WAM2_FVE: 10 GWe do roku 2030 a 26 GWe do konce roku 2050;
- navýšení instalovaného výkonu větrné energie:
  - WAM1_VTE: 2,0 GWe do roku 2030 a 7,0 GWe do konce roku 2050 (stejně jako ve WAM1),
  - WAM2_VTE: 1,3 GWe do roku 2030 a 6,0 GWe do konce roku 2050;
- CAPEX NJZ, včetně SMR, na úrovni nákladů v současnosti realizovaných projektů:
  - WAM1_CAPEX: 7 000 EUR/kWe,
  - WAM2_CAPEX: 7 000 EUR/kWe;
- průměrné náklady financování kapitálu NJZ a SMR v případě méně než 100% krytí nákladů výstavby NJZ a SMR z vládního dluhu:
  - WAM1_WACC: 7 %,
  - WAM2_WACC: 7 %;
- maximální dostupnost vodíku pro dovozy do ČR navýšena o 60%:
  - WAM1_H2: navýšení dostupného vodíku k dodání potrubím do ČR od roku 2040 o 60 %, tj. na max. 211 PJ v roce 2050;
- uvolnění emisního cíle pro rok 2050 na 8Mt CO2eq
  - WAM1_GHG8 (sensitivity on GHG 8Mt in 2050)

Kromě scénářů, ve kterých cena emisních povolenek (EUA ETS1, EUA ETS2) vycházela z predikce Evropské komise (EC 2022), předpokládá další scénář analyzovaný globálním modelem E3ME dosažení emisního cíle na úrovni EU, přičemž cena emisních povolenek je výsledkem modelu, tzv. “endogenní scénář”.

Společné parametry a předpoklady scénářů WEM a WAM

Ceny fosilních paliv byly aktualizovány na základě doporučení Evropské komise „Recommended parameters for reporting on GHG projections in 2023“ (EC 2023).

Poptávka po energetických službách - poptávky po vytápění v domácnostech a terciárním sektrou jsou konstantní, poptávka po dopravě vychází z projekce obsažené v Dopravní politice ČR pro období 2021-2027 (MD, 2020), poptávka po energetických službách v energeticky náročných odvětví (výroba z nekovových nerostných surovin, železa a ocele, chemický průmysl) a dalších průmyslových odvtěvích odpovídá predikci produkce v modelu E3ME pro daný scénář.

Ve všech scénářích se předpokládá možný dovoz ***vysokopecní strusky*** pro vyrobu cementu (v případě odstavení vysokých pecí v ČR).

Čisté saldo dovozů elektrické energie je výsledkem modelu TIMES, vychází z nákladové optimalizace, ale je omezeno maximálním objemem z modelování scénářů modelem PLEXOS. Objemy čistého salda dovozů elektrické energie v modelu E3ME vychází z výsledků optimalizace v modelu TIMES pro příslušný scénář.

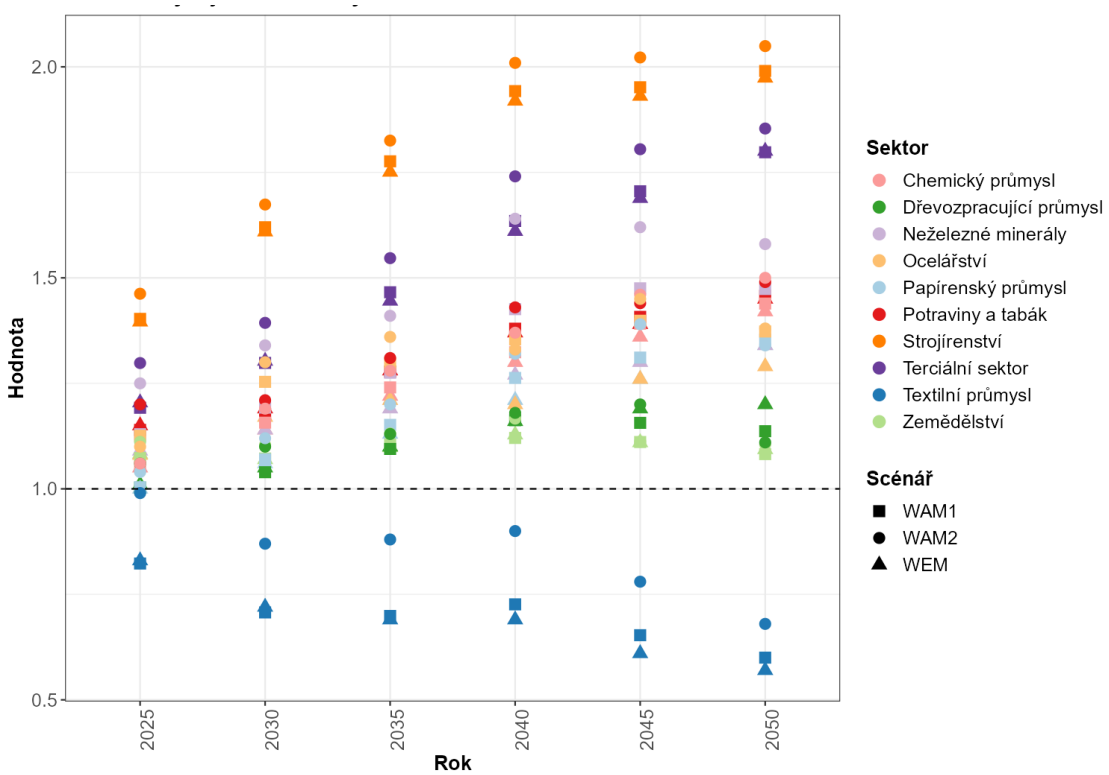
V modelu TIMES, ale zejména v modelu PLEXOS, se vychází ze ***současného profilu spotřeby elektřiny***, tj. bez řízení spotřeby na straně poptávky a potencionálního efektu dynamických cen.

Instalovaný ***výkon baterií*** je v každém z klíčových roků v modelu TIMES roven 15 % součtu instalovaných výkonů větrných a fotovoltaických elektráren, podobně jako v modelování zdrojové přiměřenosti modelem PLEXOS, dle metodiky ENTSO-E (10 % v roce 2025). Náklady ukládání elektřiny jsou součástí nákladové optimalizace systému.

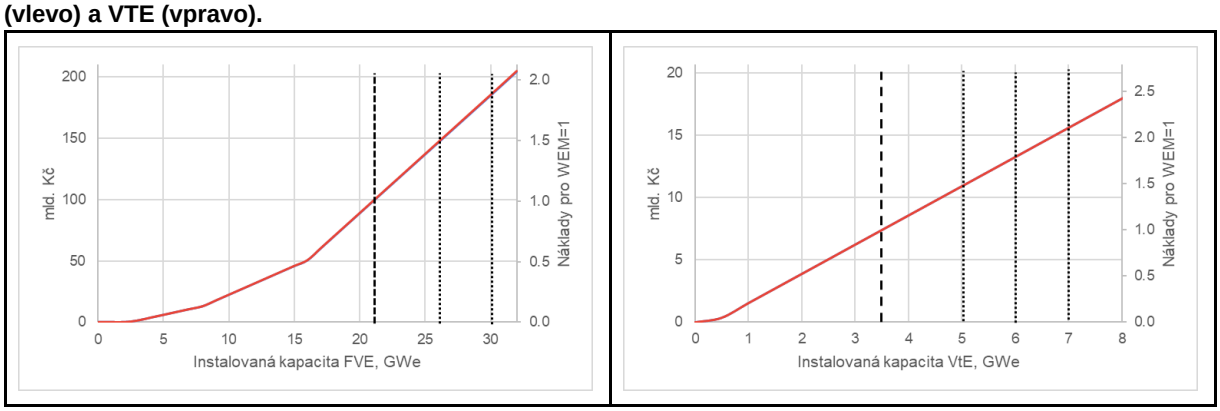
Podobně je v modelu E3ME, konkrétně v modulu FTT:Power, součástí simulace krátkodobé a dlouhodobé ukládání elektřiny, včetně implikovaných dodatečných nákladů spojených s ukládáním elektřiny vyrobené z OZE.

Model TIMES-CZ zahrnuje náklady ***rozvoje přenosových a distribučních sítí***, obdobně jako předchozí studii (Rečka a kol. 2022), prostřednictvím nelineárně rostoucí křivky nákladů vzhledem k objemu vyrobené elektřiny z FVE a VTE ve výši 0, 97.5, 195, 400, 405 a 410 EUR/kWe v pásmech výroby <2.7, <8.8, <17.6, <33.5, <53.9 a nad 53.9 TWh u FVE a <0.3, <11.3, <14.6, <18.3, <21.9 a nad 21.9 TWh u VTE, viz Obrázek CC. Pro WEM tato nákladová křivka implikuje náklady rozvoje sítí ve výši 105 mld. Kč do roku 2050, pro WAM1 to je 162 mld. Kč (53% vyšší oproti WEM) a pro WAM2 109 mld. Kč (3% více). Scénář s maximální kapacitou OZE (WAM1_FVE) představují dodatečné náklady rozvoje sítí 200 mld. Kč (89% vyšší oproti WEM). Tyto náklady jsou zahrnuté do nákladové optimalizace v modelu TIMES-CZ.

Obrázek: Poptávky v průmyslu a terciárním sektoru v modelu TIMES-CZ; relativní vývoj na základě výsledků modelu E3ME



Obrázek CC. Náklady rozvoje přenosové a distribuční dítě v TIMES-CZ vyvolané novými kapacitami FVE (vlevo) a VTE (vpravo).



Pozn.: kapacita FVE a VTE ve WEM je značena čárkovanou čárou, kapacity ve scénářích WAM a v citlivostní analýze je značena tečkovanými čárami.

Trajektorie ***emisí skleníkových plynů*** do roku 2050 vychází plně z optimalizace a simulace modelů TIMES (na úrovni ČR) a E3ME (na úrovni EU). Při predikci vývoje emisí skleníkových plynů nejsou předmětem modelování dva sektory, pro které objemy emisí skleníkových plynů přebíráme z jiných studií, a to následovně:

- zemědělství: projekce ze studie "Hodnocení ekonomických dopadů Fit For 55" (ÚZEI 2023) a studie "Přehled možností snižující emise skleníkových plynů ze zemědělství v České republice" zpracované ve spolupráci projektů SEEPIA a ARAMIS (UK COŽP, 2023),
- odpady, kromě emisí ze spaloven komunálního odpadu a F-plyny: Referenční scénář 2020 Evropské komise pro ČR (EC 2021),
- LULUCF-lesnictví: projekce IFER provedená v rámci projektu TAČR TL02000440, "Červený scénář" (Cienciala a Melichar, 2022).

Tabulka: Projekce emisí skleníkových plynů pro nemodelované sektory, Mt

Sektor	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Zemědělství, vč. LULUC-agri	7,38	7,38	7,07	6,82	6,64	6,42	6,27
Odpady	5,30	5,04	3,45	2,07	1,50	0,79	0,52
F-plyny	3,82	3,79	3,32	2,30	1,36	1,02	0,81
LULUCF-lesníctví	14,78	6,10	2,30	-4,40	-6,90	-6,50	-6,10
Celkem	31,28	22,31	16,14	6,79	2,60	1,73	1,50

Náklady technologií:

- Investiční náklady VTE a PV jsou stejné jako ve studii "Analýza Fit for 55" (Rečka a kol., 2022), jejímž podkladem jsou odhady Aliance pro energetickou soběstačnost, vlastní úpravy na základě https://www.pv-magazine.com/module-price-index/ a IEA World Energy Outlook - World Energy Model z října 2020;
- investiční náklady elektráren na biomasu kromě biomasy s CCS a IGCC a investiční náklady tepelných čerpadel vycházejí z projekce KOZE, provedené v rámci projektu SEEPIA;
- náklady ostatních technologí v energetice jsou převzaty ze studie *"Projected cost of generating electricity"* (IEA 2020).

Náklady technologií (CAPEX, OPEX), jejich životnost a účinnost byla sladěna mezi modely TIMES-CZ a E3ME (výjimku představuje investinčí náklady elektráren na biomasu). U FVE předpokládáme efektivní výkon kolem 1100 hod/rok, u VTE 2200-2450 hod/rok, po roce 2030 předpokládáme v souladu s ČEPS a modelem PLEXOS s vyšší úččinností vyšších větrných elektráren s průměrným výkonem 2850 hod./rok na konci roku 2050.

Další klíčové předpoklady jsou uvedené v Příloze.

1. Metody a modely

Níže prezentované modelování dopadů není predikcí budoucího vývoje světa, ale analýzou dopadů nové regulace (Fit for 55, REPowerEU, Evropský klimatický rámec a další) ve srovnání s referenčním scénářem ("business-as-usual" resp. WEM). Pomocí použitých modelů identifikujeme možné směry tranzice a ukazujeme možná úskalí, modelování ovšem nemá ambici poskytnout "jediné správné" řešení. V modelování tranzice má zásadní roli rozvoj obnovitelných zdrojů, ty však nebudou schopny uspokojit veškerou energetickou poptávku, a tak modelování do značné míry řeší otázky substituce mezi často nejednoznačně přijímanými alternativami - novými jadernými zdroji, dovozem vodíku, zachycováním a ukládáním příp. znovuvyužitím uhlíku ("CCUS") a zaváděním úspor energií v celém systému (nejen v energetice).

Prezentované výsledky modelování mají sloužit jako vstup do přípravy, transpozice a implementace unijních cílů a legislativy, resp. stanovení národních cílů a příspěvků, jsou přitom do velké míry optimistickým (idealizovaným) výhledem, který předpokládá efektivní (racionální) rozhodování (a to jak veřejných, tak soukromých subjektů). Implicitně také počítají s existujícími a funkčními povolovacími procesy nezbytnými pro významnou část (nejen) investičních aktivit, které budou potřebné pro klimatickou tranzici. To se může týkat jak realizace nových technologií (vodíkové technologie, CCUS, OZE, nové jaderné zdroje, atp.) ale třeba i řízení poptávky po energiích (demand side management), který se zpětně promítá jak do celkové spotřeby, tak i profilu spotřeby a může tak zprostředkově ovlivňovat i výrobu (krytí špiček atp.). Skutečnou realizaci investic do nových energetických zdrojů déle podstatně ovlivní forma jejich financování, ať už se jedná o zavedení mechanismů k zajištění dlouhodobé návratnosti investic (CfD, PPA), nebo opatření ovlivňujících výši samotných nákladů financování (WACC), vč. dopadů na míru zadlužení státu.

1.1. Modely

Pro tuto studii byly využity následující modely:

TIMES-CZ (verze v03) - technologicky orientovaný, dynamický model nákladové optimalizace energetického systému pokrývající celou energetickou bilanci ČR od těžby či dovozu energetických surovin přes jejich transformaci až po konečné užití energetických služeb. Klíčovým exogenním parametrem (vstupem) do modelu je agregátní poptávka po energetických službách (°C vytápění, počet spotřebičů, osobo-km, tuno-km, výroba produktů, atd.). Model umožnuje substituci mezi úsporami a spotřebou nosičů energie (TWh/GJ), substituce mezi domácí výrobou energií (TWh/GJ) a dovozy (TWh, vodík) a substituci mezi technologiemi transformujícími energie. Nákladová optimalizace zahrnuje všechny náklady spojené s transformací energií (CAPEX, OPEX, WACC, daně/dotace/EUA) při daných technologických nebo zdrojových omezeních a je počítána za celý energetický systém ČR. Nákladová optimalizace nezahrnuje náklady modernizace a rozšíření přenosových a distribučních sítí, které nejsou v současné době pro Českou republiku známy. Technologický mix, úspory energie, dovozy elektrické energie, dovozy vodíku a spotřeba energií (TWh, GJ) jsou výsledkem optimalizace v modelu.

PLEXOS - komerční nástroj pro modelování energetických systémů vyvinutý společností Energy Exemplar, který se používá pro simulace trhu s elektřinou. Jedná se o deterministický lineární optimalizační model, který minimalizuje očekávané náklady na distribuci elektřiny s ohledem na různé parametry. Na základě memoranda o spolupráci mezi Centrem pro otázky životního prostředí UK a společností ČEPS, a.s.,[6] validuje ČEPS výsledky navrženého optimálního mixu výroby elektřiny modelem TIMES-CZ z hlediska zdrojové přiměřenosti. Validace používá metodiku vycházející z Hodnocení zdrojové přiměřenosti (MAF CZ 2022; ČEPS 2023), kdy technologický mix a spotřeba elektřiny jsou vstupy modelu a dovoz vývoz elektřiny jsou výsledkem modelu; v zásadně nejsou uvažovány úspory elektrické energie.

E3ME - globální makro-ekonometrický model rozvíjený od 90. let společností Cambridge Econometrics, Ltd. Model vychází z post-keynesovské ekonomické teorie a umožňuje zachytit jak krátkodobé dynamické změny, tak konvergenci k dlouhodobému trendu. Difuze inovací a volba mezi technologiemi flexibilně reaguje na změnu cen a je zakomponována v samostatných modulech (Future Technology Transformations - Power, Heat, Transport, Steel, Agri), které umožňují lepší reprezentaci rozvoje nových technologií a volby mezi nimi. Požadavek na ukládání elektřiny vychází z modelování reziduální křivky trvání zatížení a nedodávek výrobené elektřiny z OZE (Ueckerdt et al., 2017) a implikovaných dodatečných nákladů OZE, dle Julch 2016.

[6] ČEPS, a.s., není součástí konsorcia SEEPIA.

DASMOD - statický mikrosimulační optimalizační model, který umožňuje odhadnout sociální dopady politik a opatření podle příjmových decilů českých domácností. Pomocí modelu lze pro různé scénáře predikovat dopady na příjmy a příjmovou distribuci, na výdaje domácností a z toho vyplývající fiskální efekty. Model je postaven na mikrodatech za cca 3000 domácností (referenční rok 2019) a je propojen skrze elasticity a změny cen s modelem E3ME.

Podrobnější popisy použitých modelů E3ME, TIMES-CZ a DASMOD jsou uvedeny v přílohách studie.

1.2. Propojení modelů

V analýze scénářů a jejich dopadů byly použity celkem čtyři modelovací nástroje. Modelovací nástroj se obvykle hodí na řešení konkrétního problému, pro který byl daný model sestaven. Omezení každého modelu je tak dáno části systému, která není předmetem modelování, a která musí být definována exogenně. Analýza předložená v této studii propojila modely tak jak ilustruje Obrázek XX a jak je dále popsáno:

Model TIMES

- *Charakteristika:* model detailně popisuje technologie pro transformaci energií, neumožňuje však modelovat zdrojovou přiměřenost (s cílem uspokojení spotřeby výrobou v detailním časovém rozlišení), nemodeluje poptávku po energetických službách a produkci energeticky náročných odvětví, ani nemodeluje disponibilní objem dovozů elektřiny, výrobků (např. vodík, struska) a technologií (FV panely, baterie, atp.);
- *Exogenní vstupy z jiných modelů:* produkce energeticky náročných odvětví (výroba nekovových nerostných surovin, železa a ocele, chemický průmysl) a ostatních průmyslových odvětví do 2050 predikované modelem E3ME; vývoz a dovoz elektřiny pro roční období a den-noc-1h.špičku z modelu PLEXOS; vážená cena vyvážené a dovážené elektřiny pro roční období a den-noc-1h.špičku z modelu PLEXOS; dozdrojovaní zdrojů (tak, aby LOLE nepřesahovalo hodnotu 15 hodin ročně) z PLEXOS;
- *Výstupy do jiných modelů: s*potřeba elektrické energie do modelu PLEXOS; technologický mix pro výrobu elektrické energie do modelu PLEXOS; požadavek na elektrolýzery do modelu PLEXOS; objem čistých dovozů elektřiny (strop stanoven dle PLEXOS) do modelu E3ME; instalované kapacity NJZ do modelu E3ME;

Model PLEXOS

- *Charakteristika:* simulace trhu s elektřinou s cílem vyhodnotit zdrojovou přiměřenost a kvantifikovat rizika nedodávek elektřiny v velice detailním časovém rozlišení. Simulace probíhá na úrovni celé sítě ENTSO-E, včetně odvození disponibilních objemů dovozů. Model nekvantifukuje celkovou spotřebu elektrické energie, doposud ani úspory energie;
- *Exogenní vstupy z jiných modelů: s*potřeba elektrické energie z TIMES; technologický mix pro výrobu elektrické energie a požadavek na elektrolýzery z modelu TIMES;
- *Výstupy do jiných modelů:* vývoz a dovoz elektřiny a vážená cena vyvážené a dovážené elektřiny do modelu TIMES; dozdrojovaní zdrojů (LOLE<15 hodin ročně) do TIMES;

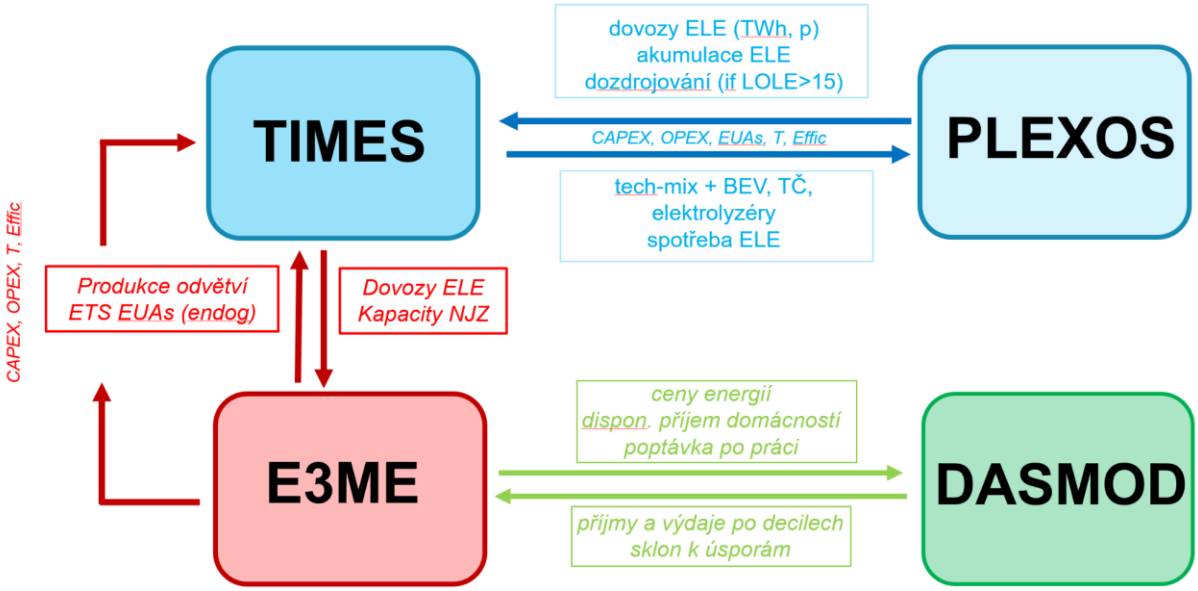
Model E3ME

- *Charakteristika:* globální dynamický makro-ekonometrický model s řadou technologických sub-modelů pro modelování inovací a adopce technologií (FTT:Power, FTT:Heat, FTT:Transport, FTT:Steel). Technologický mix je modelován podobně jako v modelu TIMES, avšak v mnohem menším detailu;
- *Exogenní vstupy z jiných modelů:* objem čistých dovozů elektřiny z modelu TIMES; instalované kapacity NJZ z modelu TIMES;
- *Výstupy do jiných modelů:* produkce energeticky náročných odvětví a ostatních průmyslových odvětví do modelu TIMES; (*potencionálně:* cena emisních povolenek EUA při zadaném emisním cíli do modelu TIMES); změna cen spotřebitelských produktů a disponibilního příjmu domácností do modelu DASMOD;

Model DASMOD

- *Charakteristika:* mikro-simulačný statický model příjmů a výdajů domácností zahrnující 3000 jednotek. Nemodeluje volbu nákupu technologií, ani úsporných opatření. Neobsahuje informaci o energeticky náročných spotřebičích a technologiích, včetně budov nebo bytů;
- *Exogenní vstupy z jiných modelů:* změna cen spotřebitelských produktů a disponibilního příjmu domácností z modelu E3ME;
- *Výstupy do jiných modelů: nejsou*

Obrázek XX. Schéma propojení modelů



Sled integrace modelů

WEM: TIMES → E3ME →*produkce*→ TIMES

WAM1: TIMES → PLEXOS →*dozdrojování*→ TIMES → E3ME*produkce* → TIMES → PLEXOS →*dozdrojování*→ TIMES → E3ME → TIMES

WAM2: TIMES → PLEXOS →*dozdrojování*→ TIMES → E3ME →*produkce*→ TIMES

1.3. Validace výsledků modelu TIMES-CZ modelem PLEXOS (ČEPS)

Společnost ČEPS, a.s., spolupracuje s konsorciem SEEPIA na validaci výsledků modelem TIMES-CZ navrženého optimálního mixu výroby elektřiny z hlediska zdrojové přiměřenosti.

Validace spočívá v ověření schopnosti navrženého výrobního portfolia zdrojů (včetně kapacity dovozu a vývozu) pokrýt očekávanou poptávku po elektřině. Pro validaci je používán modelovací software Plexos a datové zdroje z modelování ENTSO-E určené pro naplnění povinností plynoucí z evropské legislativy, především ERAA (European Resource Adequacy Assesment) a TYNDP (10-year network development plan). Data použitá při simulacích jsou z přelomu let 2021/2022. Validace používá metodiku vycházející z Metodiky pro hodnocení zdrojové přiměřenosti (MAF CZ 2022).

Další klíčové parametry vstupující do výpočtu:
- Kapacity baterií – 15 % instalovaného výkonu FVE a VTE (10 % v roce 2025)
- Dostupnost DSR – 100 MW

Výstupy provedených simulací na bázi Unit Commitment jsou:
- nasazení výkonu jednotlivých výrobních jednotek
- akumulace
- aktivace tržního řízení spotřeby (DSR)
- salda obchodních oblastí
- nedodávka
- marginální cena
- výpadky a odstávky
- zmařená energie
- emitované CO2 a další.

Nepřiměřenost je definována překročením normy spolehlivosti LOLE (Loss of Load Expectation). Velikost dozdrojování je poté navržena tak, aby LOLE nepřesahovalo hodnotu 15 hodin ročně.

2. Výsledky

2.1. Zvýšení ambicí pro rok 2030 a směrem ke klimatické neutralitě

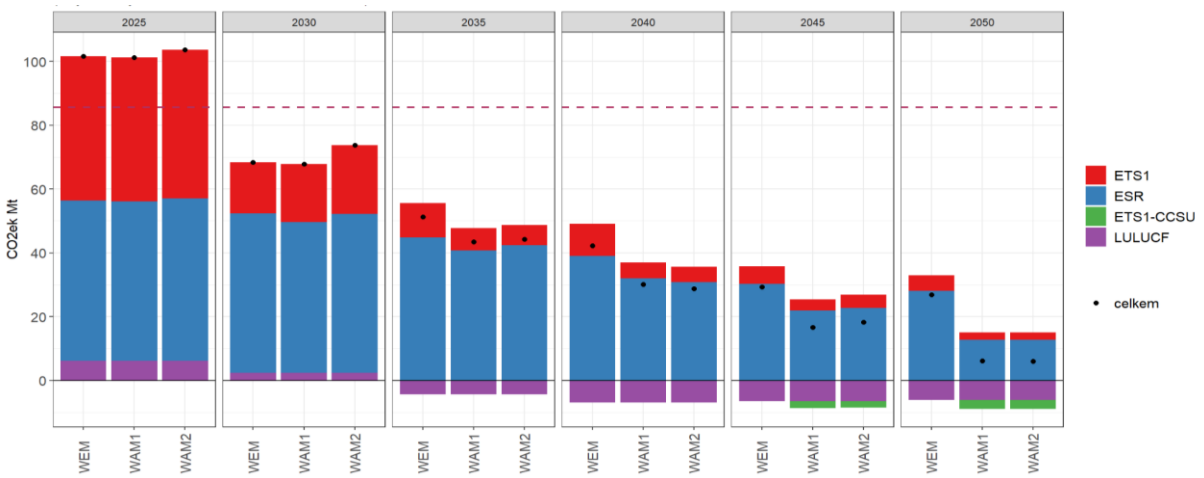
Emisní cíle GHG 2030:

- celkový EU cíl (-55 % vs. 1990) dosažen ve všech scénářích;
- EU cíl pro ETS1 (-62 % vs. 2005) dosažen ve všech scénářích;
- ČR cíl pro ESR (-26 % vs. 2005) za použitých předpokladů (poptávky, zastropovaná cena EUA v ETS2, vývoj emisí v nemodelovaných sektorech - zemědělství, odpady) je téměř dosažen v jediném scénáři, WAM1 (k cíli chybí snížit cca 0,6 Mt), ve WAM2 je nedosažen o 3,2 Mt a ve WEM o 3,4 Mt.

Emisní cíle GHG 2050:

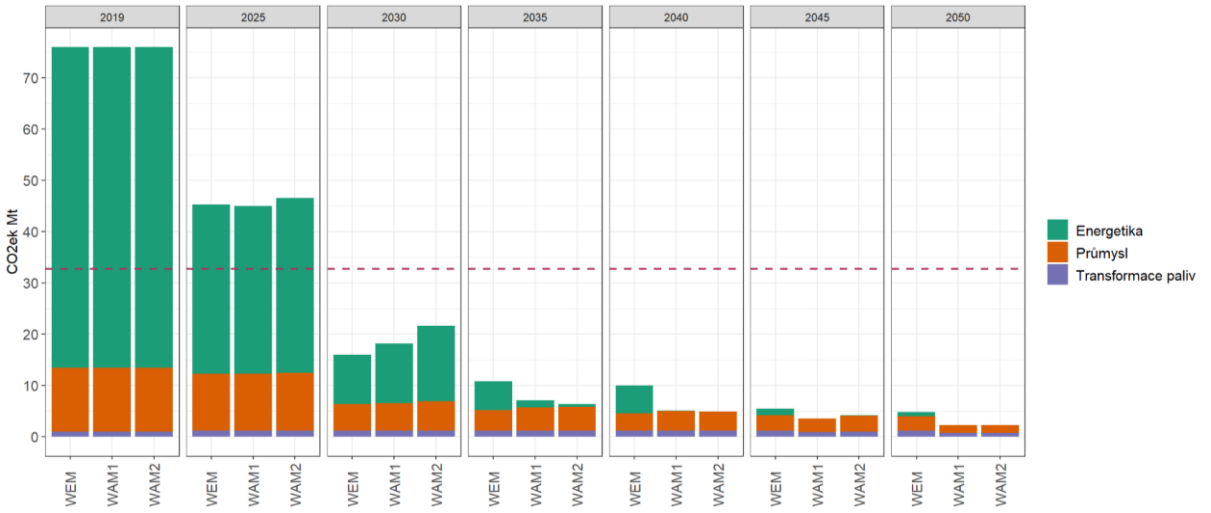
- čistá neutralita na úrovni ČR není s modelovanými opatřeními (zpoplatnění uhlíku v ETS1 a ETS2, veřejné podpory, atd.) dosažena, ve WAM scénářích z modelu TIMES zůstávají residuální emise GHG okolo 6 Mt (ve WEM scénáři však dosahují v roce 2050 cca 27 Mt);
- na residuálních emisích se podstatným dílem projevují emise z nemodelovaných sektorů:
  - v sektorech zemědělství, odpadů a F-plyny: předpoklad snížení z cca 8 Mt na 6.3 Mt (zemědělství) a z 10 Mt na 2 Mt (odpady a F-plyny);
  - propady v LULUCF dle Červeného scénáře IFER (+2,3 Mt v 2030, -6,1 Mt v 2050) efektivně vyrovnají emise v zemědělství, ale v případě vývoje sektoru lesnictví dle Zeleného scénáře IFER by vyšší těžba vedla k nižším propadům, a tedy ještě vyšším residuálním emisím.
- čistá neutralita na úrovni EU (model E3ME, bez LULUCF) je rovněž obtížně dosažitelná:
  - při exogenně stanovené ceně EUA (308 €/tCO2 na konci období) dochází ve 2050 ke snížení emisí o 90,4 % (vs. 1990)
  - při exogenně stanoveném emisním cíli -89,3 % v roce 2050 (vs. 1990) model konverguje na ceně EUA 308 €/tCO2; při emisním cíli -90,8 % konverguje na ceně EUA 820 €/tCO2 a při ještě vyšším cíli -93,0 % dokonverguje k ceně EUA 1400 €/tCO2.[7]

Celkové emise GHG (s vyznačeným cílem 55% snížení emisí do 2030)

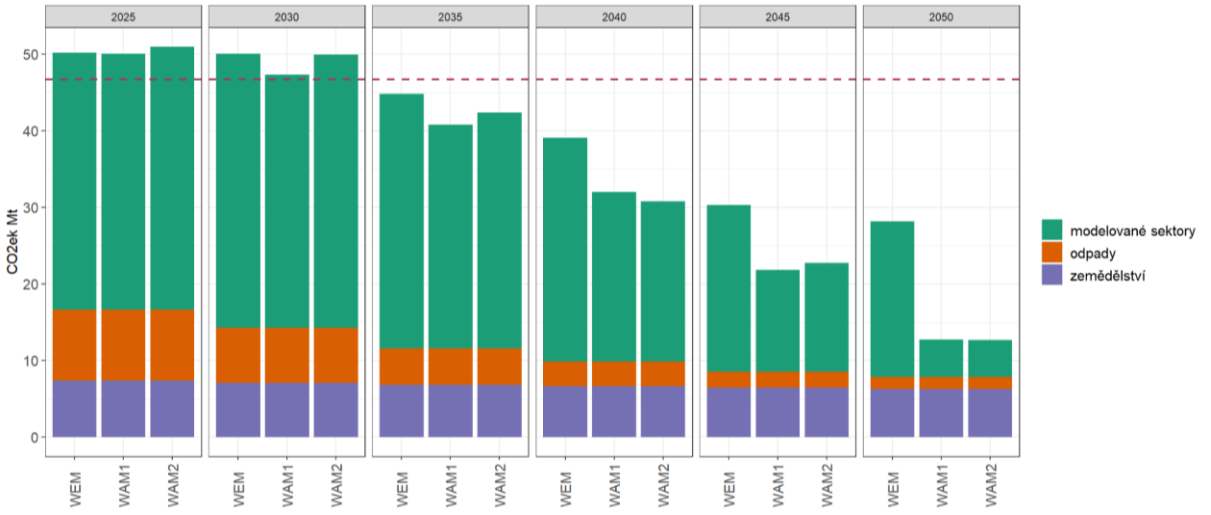


[7] Dlouhodobá strategie EU (EU LTS; COM/2018/773) ve své doprovodné analýze u scénářů s čistou neutralitou počítá se snížením emisí v ostatních sektorech mimo LULUCF o 91-94 %.

Emise GHG z ETS1 (s vyznačeným cílem 62% snížení emisí do 2030)



Emise GHG z ESR sektorů (s vyznačeným cílem 26% snížení emisí do 2030)

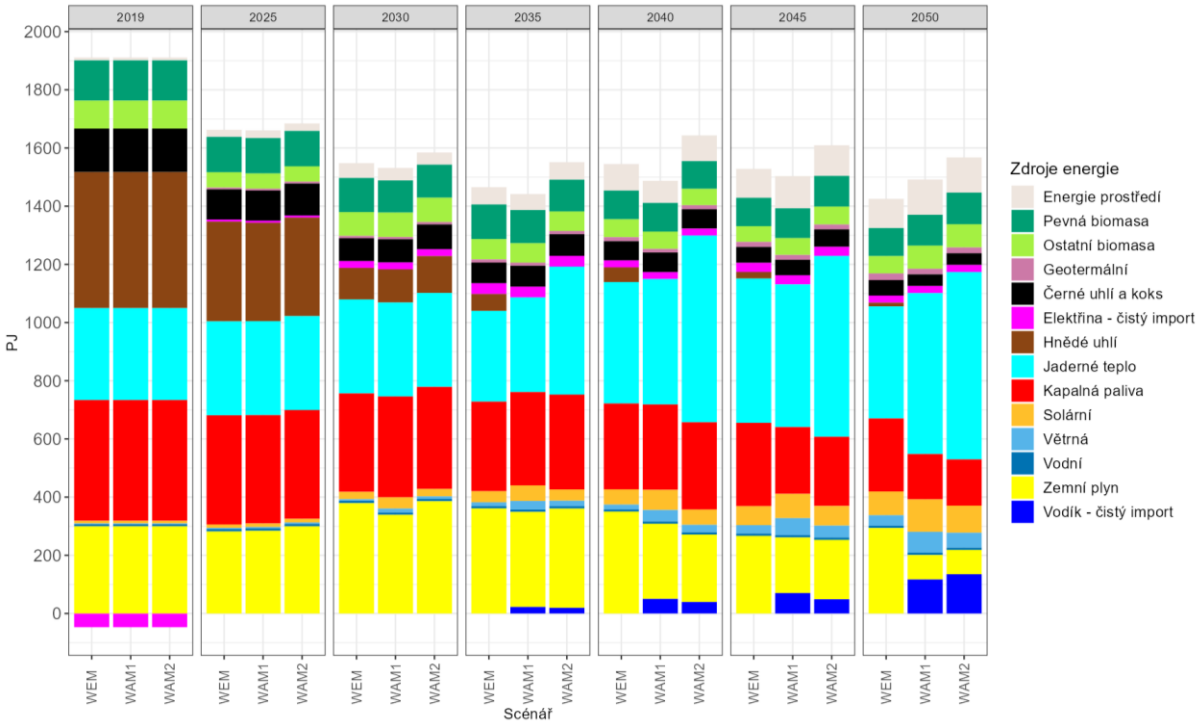


2.2. Zvýšení energetické bezpečnosti a cenové dostupnosti

Primární energetické zdroje (Total Energy Supply)

- dochází ke změně pozice ČR od čistého vývozce ELE na čistého dovozce elektřiny, zejm. v období let 2028-2037
- dochází k výraznému poklesu užití hnědého uhlí, vlivem ceny EUA, dovozní a vývozní ceny elektřiny, sníženého vývozu elektřiny a nasazování účinnějších/úspornějších technologií
- zbytkové užití černého uhlí je zachováno pro potřeby průmyslu
- ve všech scénářích dochází ke značnému nárůst obnovitelných zdrojů a energie prostředí (tepelná čerpadla)
- spotřeba a dovozy vodíku jsou do 2035 vynucené stanovenými cíli v průmyslu a dopravě.

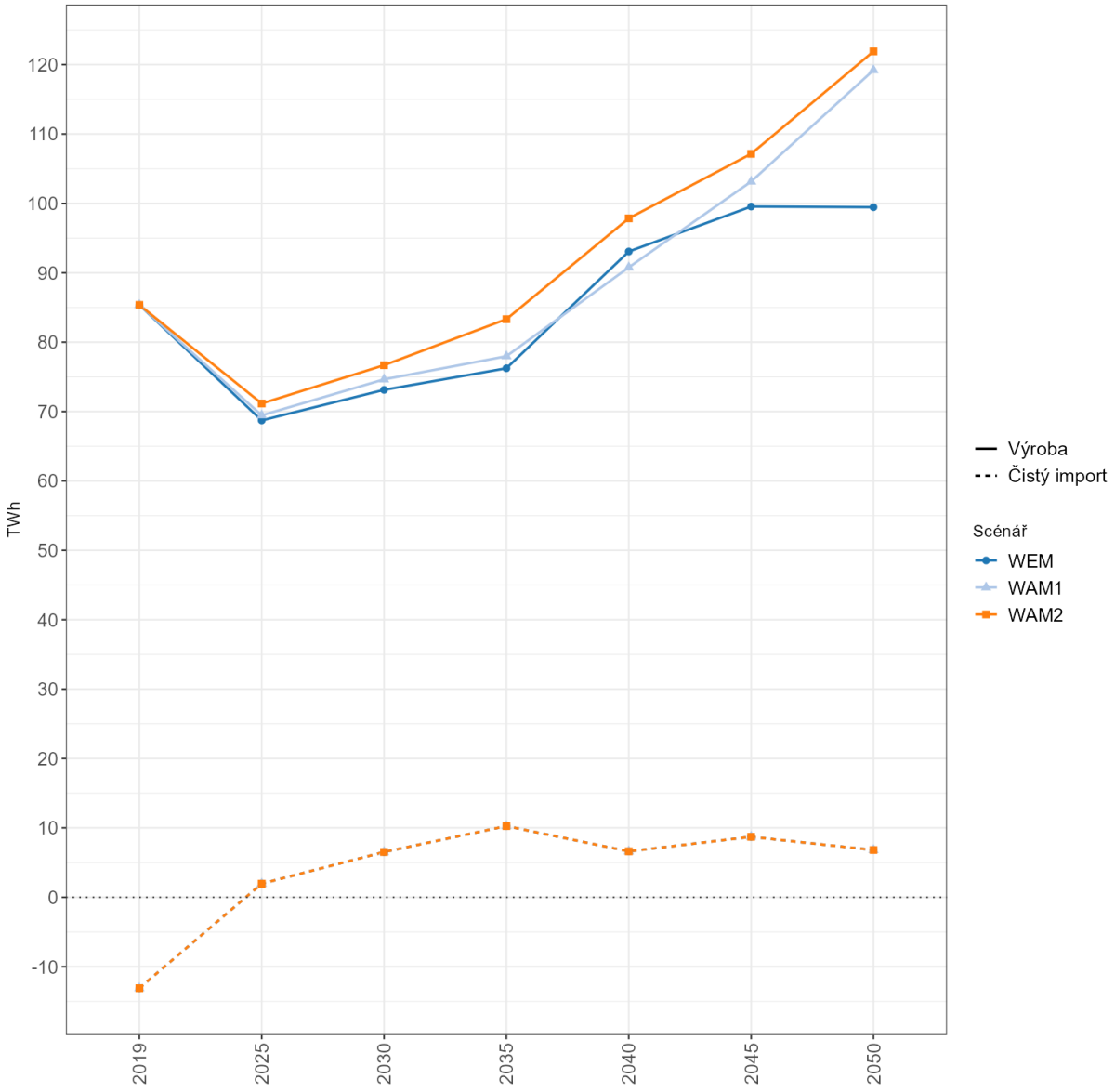
Primární energetické zdroje



Dopočítat procento dovozů na primáru

V modelu PLEXOS s hodinovým rozlišením dochází na ekonomické bázi (dovoz je v danou hodinu levnější než tuzemské zdroje) k vyšším dovozům elektřiny než v modelu TIMES-CZ, který má pracuje s průměrem za několik hodin.

Brutto výroba a čistý import elektřiny



- V modelu PLEXOS s hodinovým rozlišením dochází na ekonomické bázi (dovoz je v danou hodinu levnější než tuzemské zdroje) k vyšším dovozům elektřiny než v modelu TIMES-CZ, který má pracuje s průměr za několik hodin.

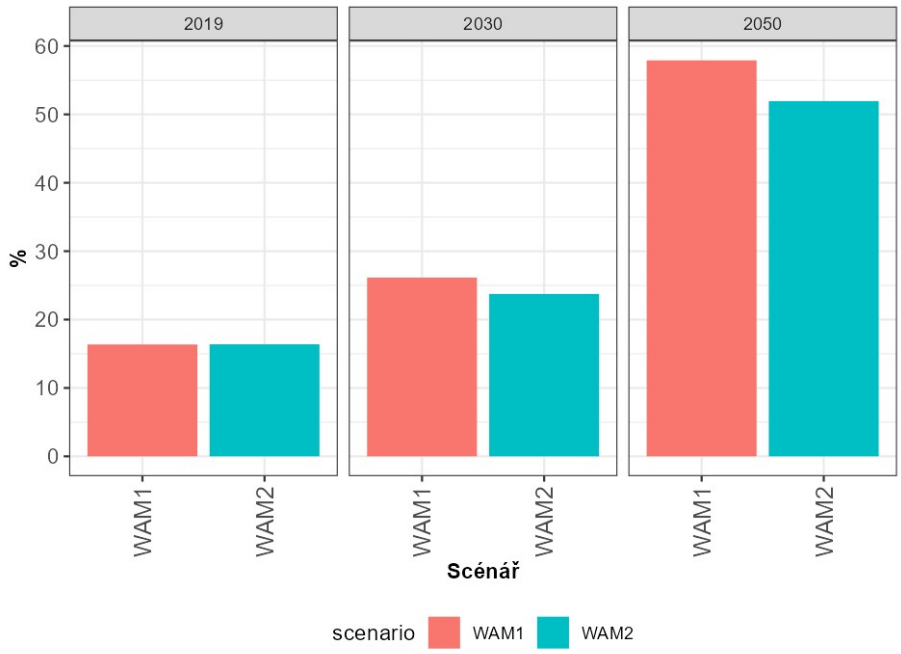
2.3. Zajištění spravedlivé tranzice = Distibuční dopady

2.4. Urychlení zavádění obnovitelných zdrojů energie a vodíku

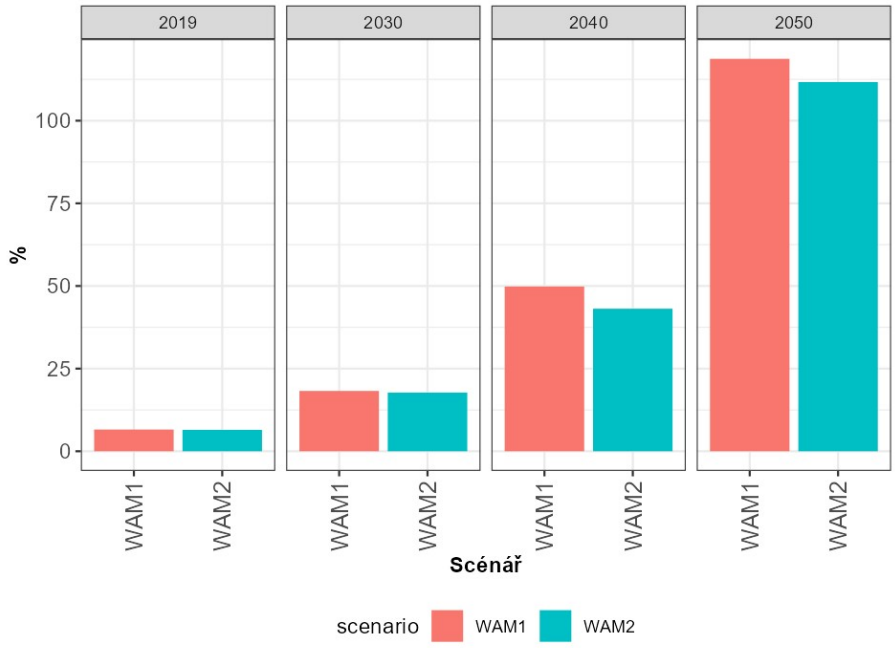
Podíly OZE

- na hrubé konečné spotřebě se v roce 2030 pohybuje okolo 24 % (WAM2) až 26.5 % (WAM1);
- na spotřebě energie v dopravě (vč. multiplikátorů) se v roce 2030 ve WAM scénářích pohybuje okolo 17-18 % (nicméně je nepřímo zajištěno naplnění cíle snížení emisí GHG z paliv);
- na hrubé konečné spotřebě elektřiny dosahuje v roce 2030 cca 33 % ve WAM1 scénáři a 25 % ve WAM2 scénáři.

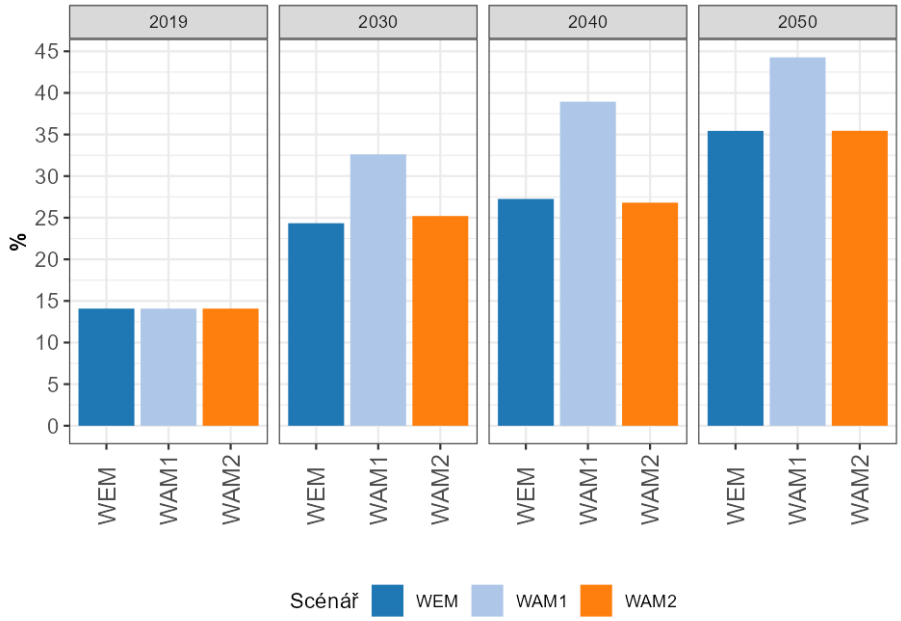
Podíl OZE na hrubé konečné spotřebě



Podíl OZE v dopravě (s multiplikatory)

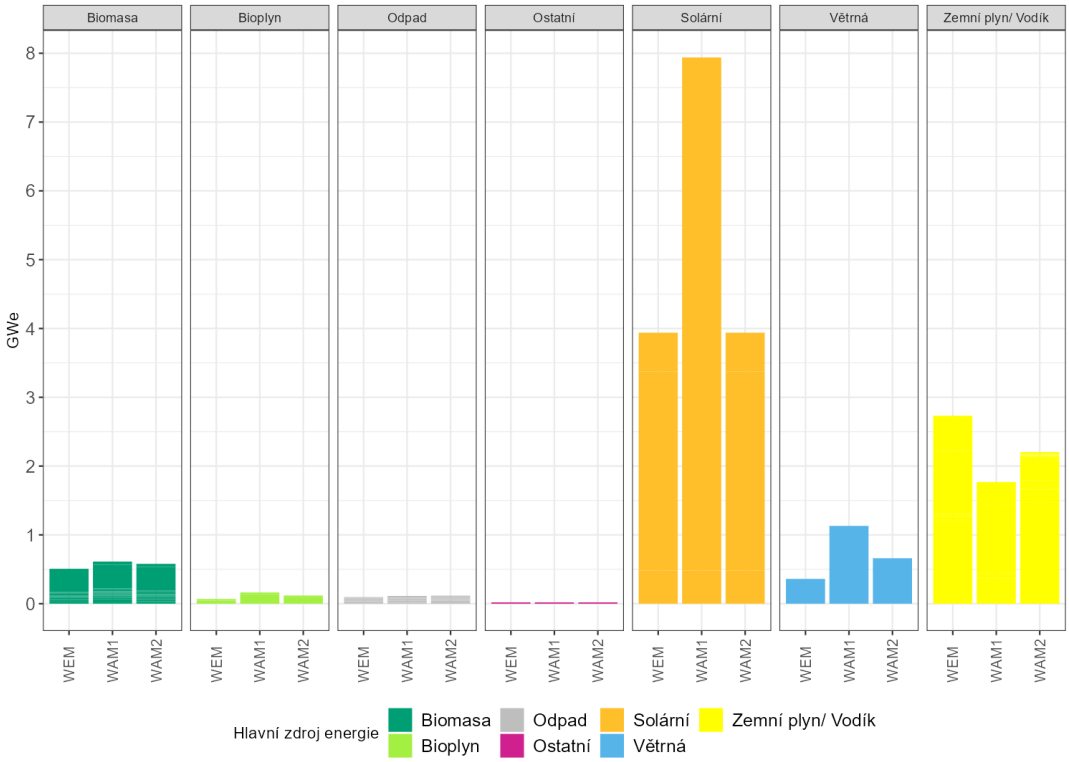


RES-E
Podíl OZE na hrubé konečné spotřebě elektřiny

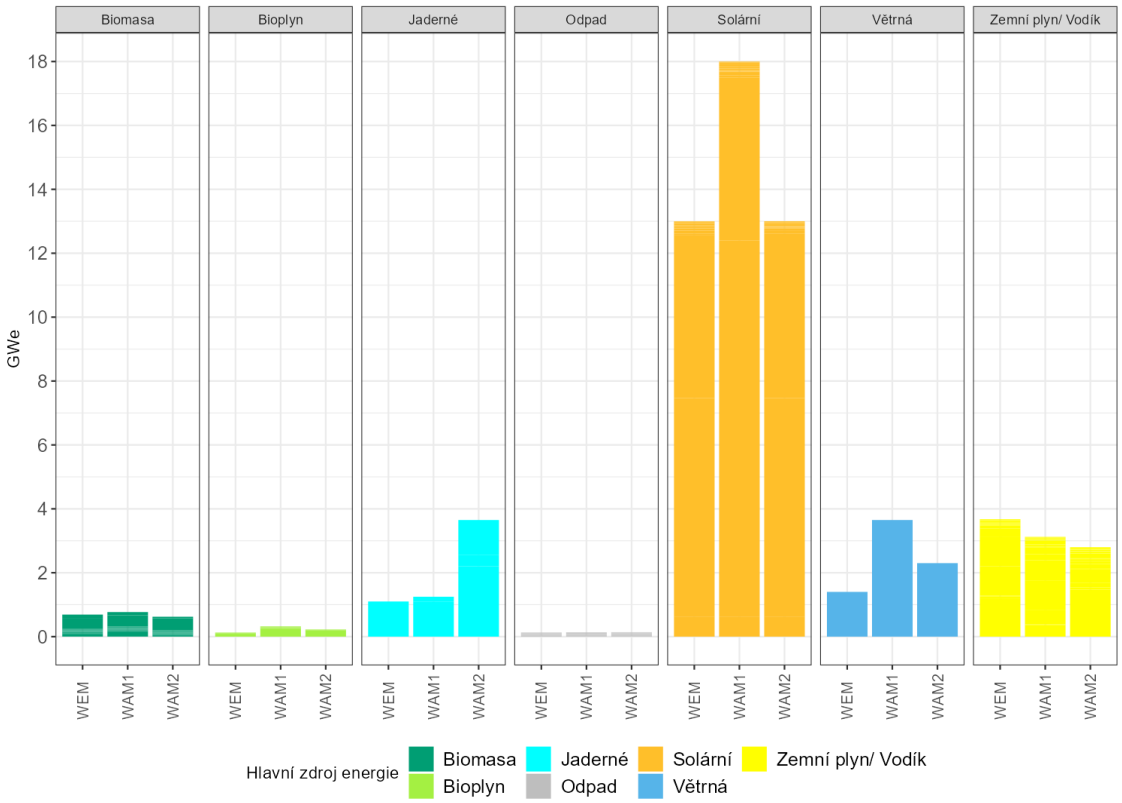


Následující tři grafy uvádějí nově instalované kapacity na výrobu elektřiny v časových řezech 2030, 2040 a 2050.

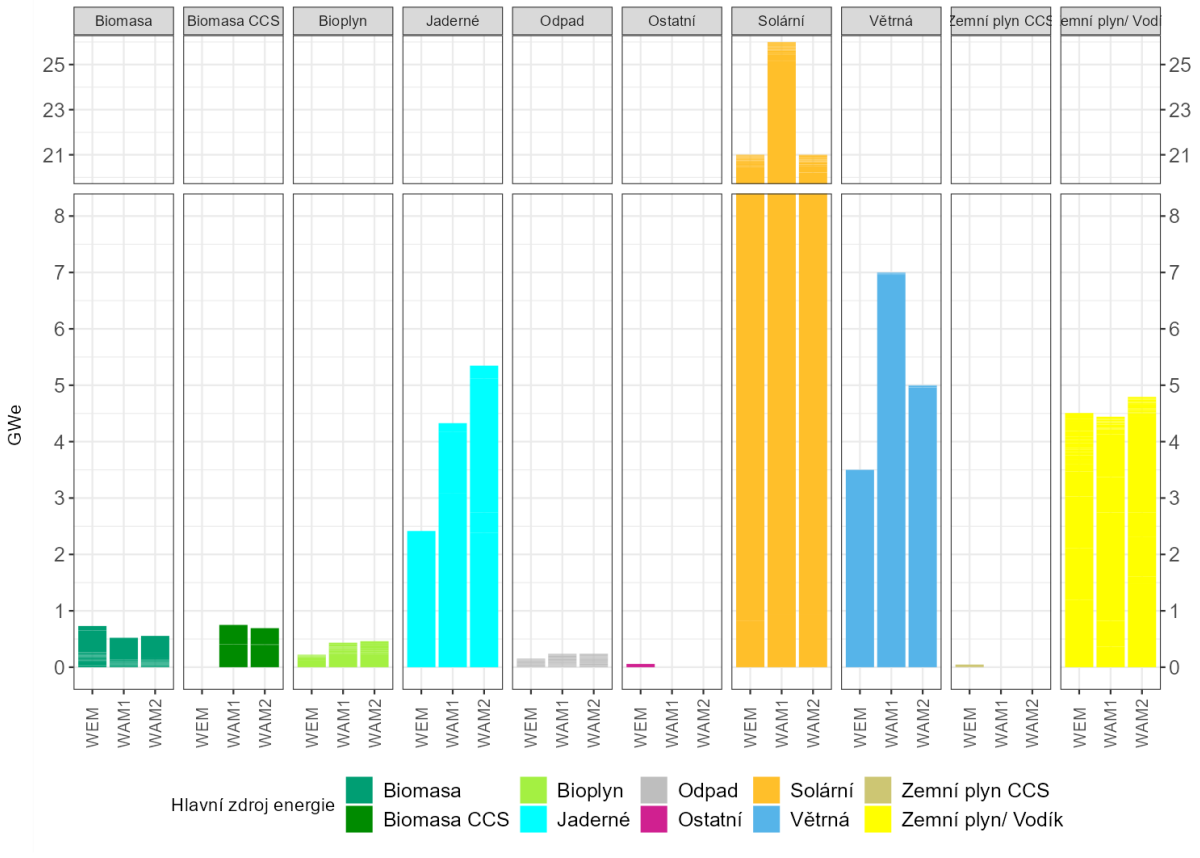
Instalované kapacity výroby elektřiny nových zdrojů v 2030



Instalované kapacity výroby elektřiny nových zdrojů v 2040



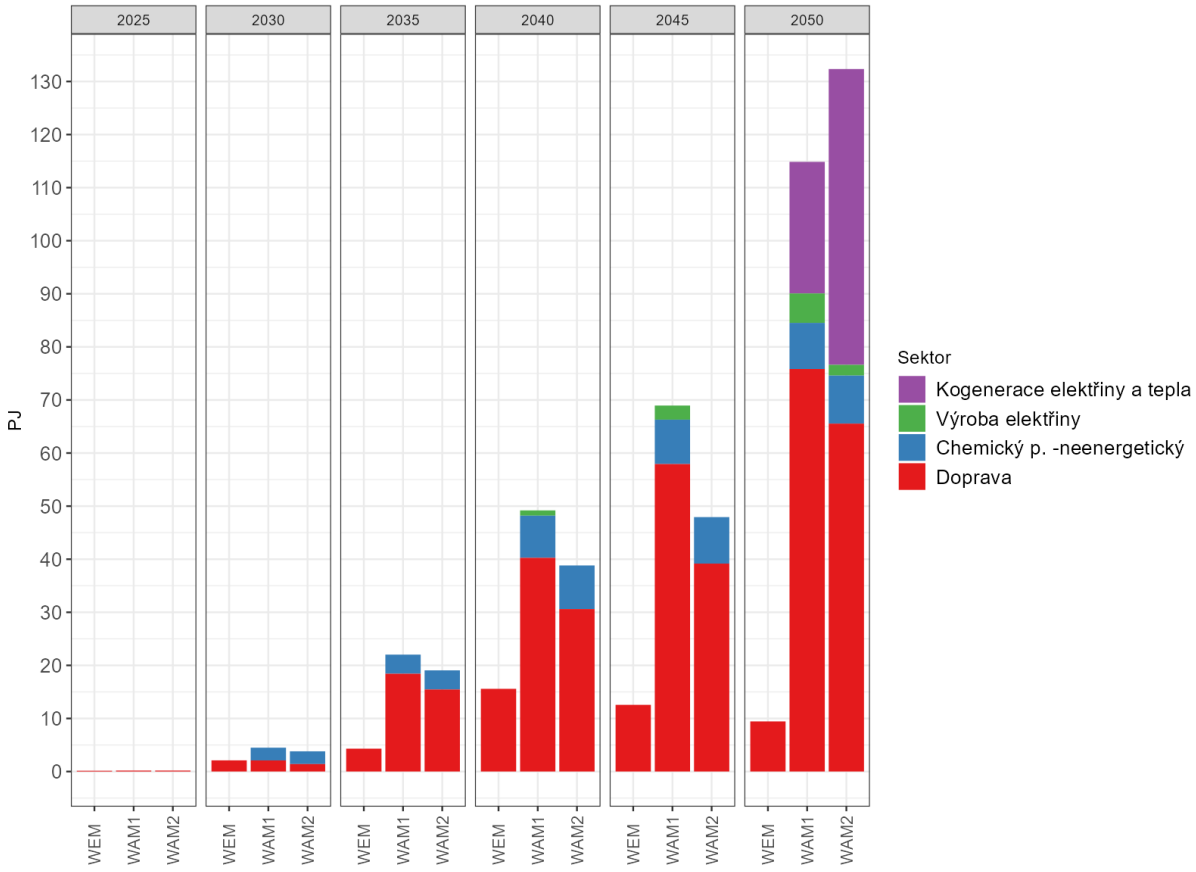
Instalované kapacity výroby elektřiny nových zdrojů v 2050



Vodík

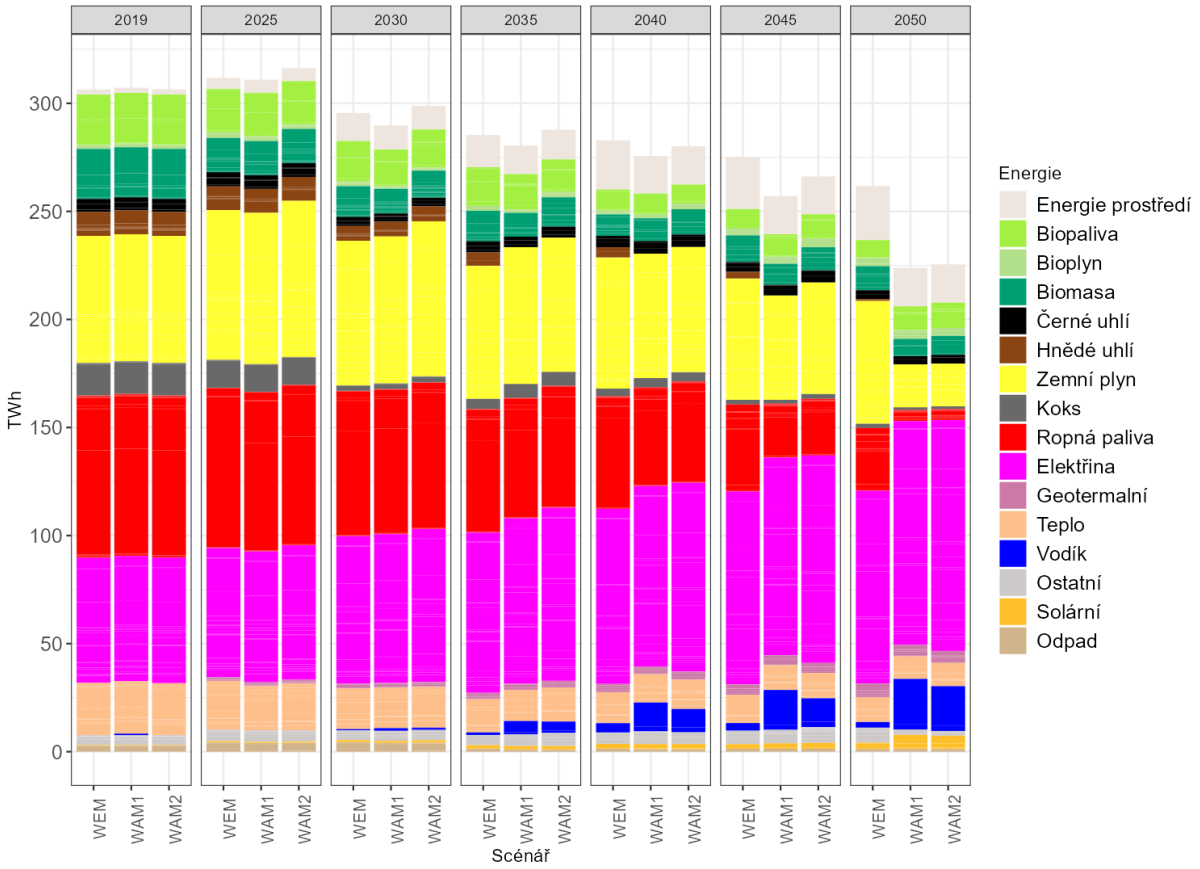
- při předpokládaných cenách nahrazuje vodík při výrobě elektřiny a tepla technologii CCUS;
- využití v průmysl je jen pro neenergetické potřeby (větší potenciál);
- využití v dopravě má efekt náhrady za elektřinu – systémově levnější, ne nutně z pohledu uživatele;
- nedochází k využití v domácnostech.

Spotřeba OZE / nízkoemisního vodíku dle sektoru



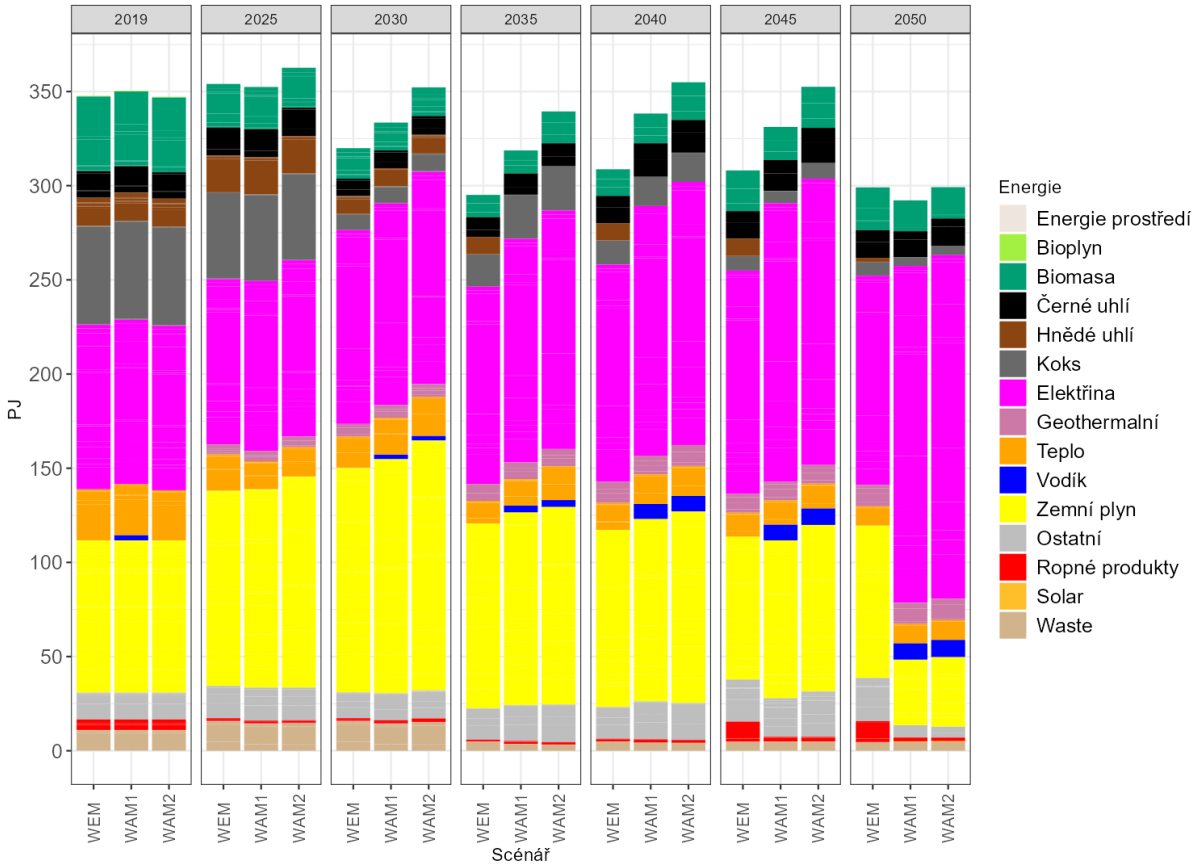
2.5. Akcelerace v oblasti energetické účinnosti

Celková konečná spotřeba energie

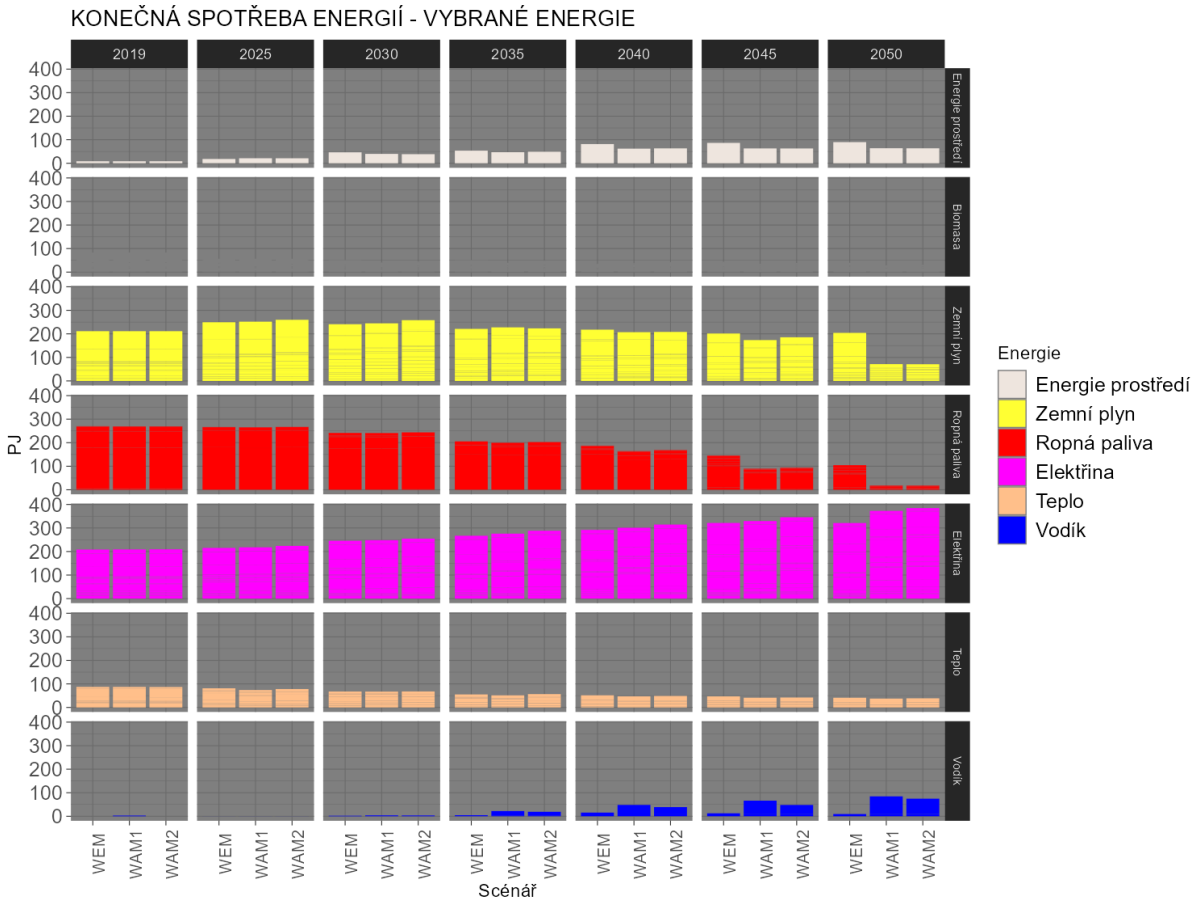


- Pokles spotřeby biomasy v domácnostech po roce 2025 je zhruba ze 65 % vyvolán výměnou kotlů 1. a 2. emisní třídy za zdroje s vyšší účinností.

Spotřeba energie v průmyslu



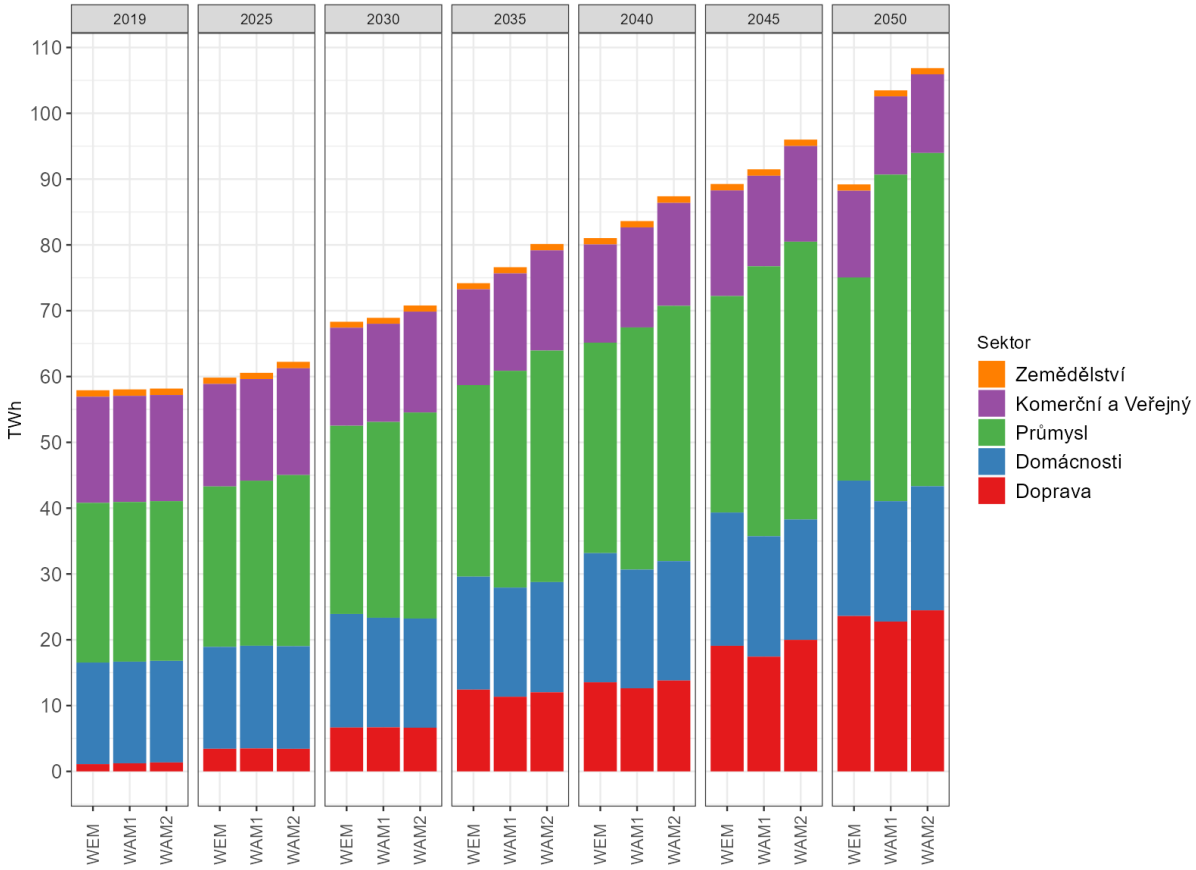
Konečná spotřeba energií - vybrané energie



Energetické úspory
Nad rámec zvyšování energetické účinnosti obnovou technologií v modelu TIMES-CZ

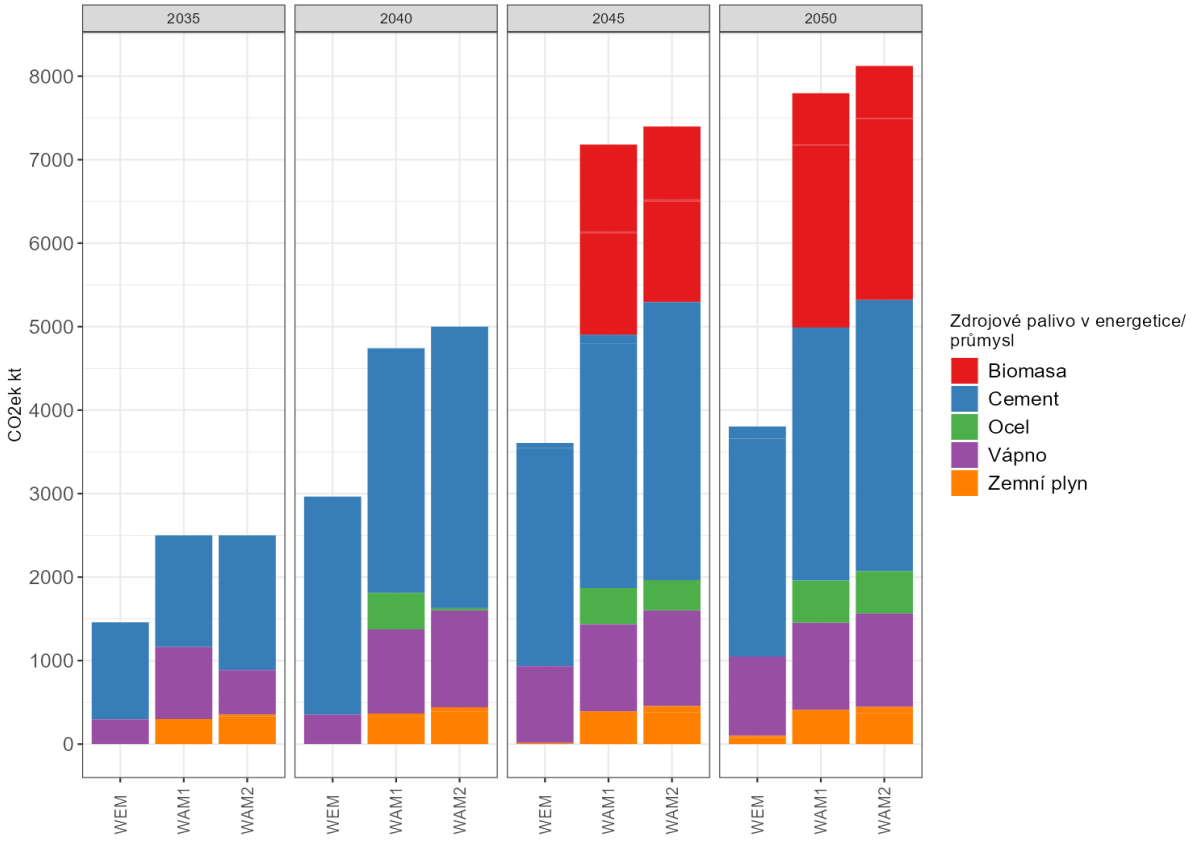
K části úspor v průmyslu jsou vázány provozní nikoli kapitálové náklady. Zároveň se jedná jen o dodatečné úspory, které neplynou z obnovy technologií v modelu TIMES-CZ. Obnova technologií v průmyslu je ve scénářích WAM rychlejší než ve scénáři WEM, proto jsou tyto dodatečné úspory až do období 2045 vyšší ve scénáři WEM než ve scénářích WAM.

Konečná spotřeba elektřiny dle sektoru

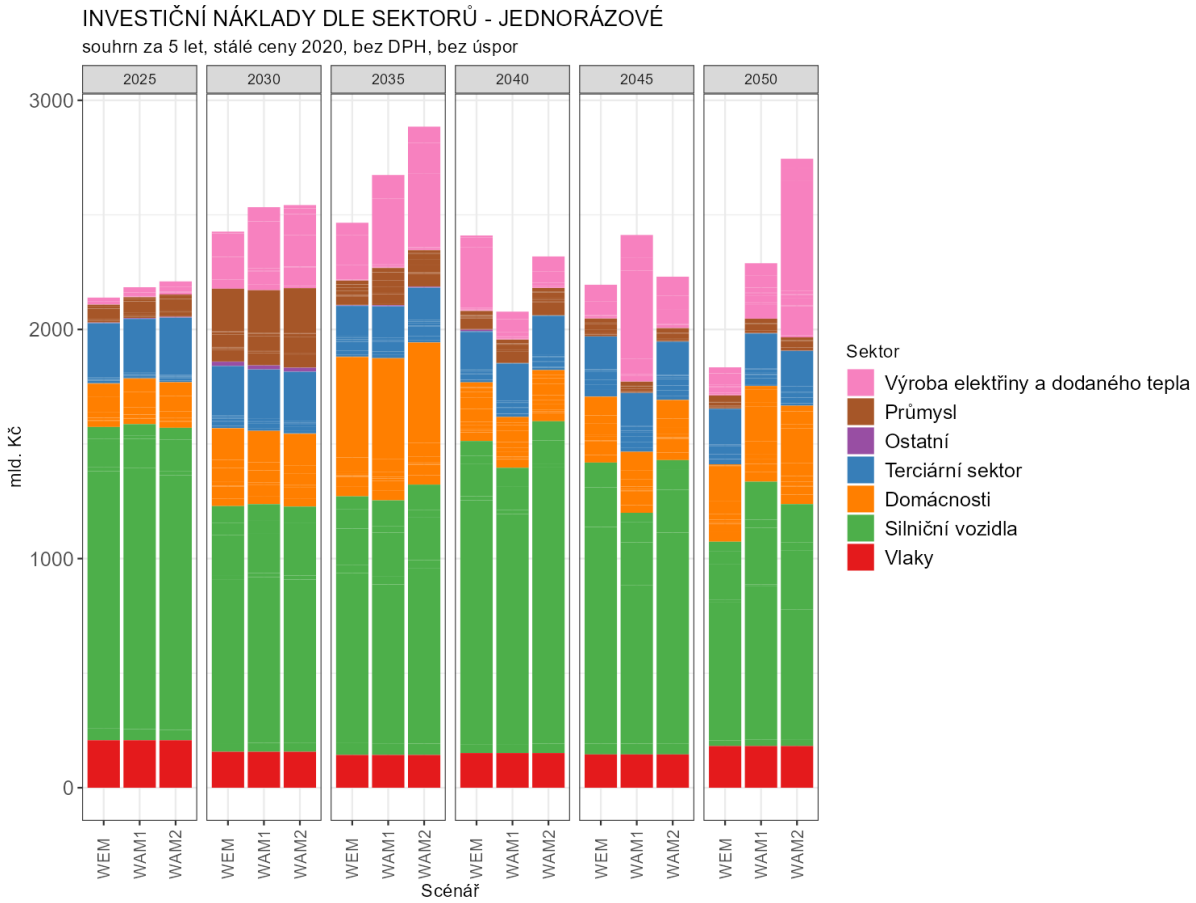


2.6. Integrace dlouhodobého geologického ukládání CO2

Zachytávání emisí CO2 (CCUS)

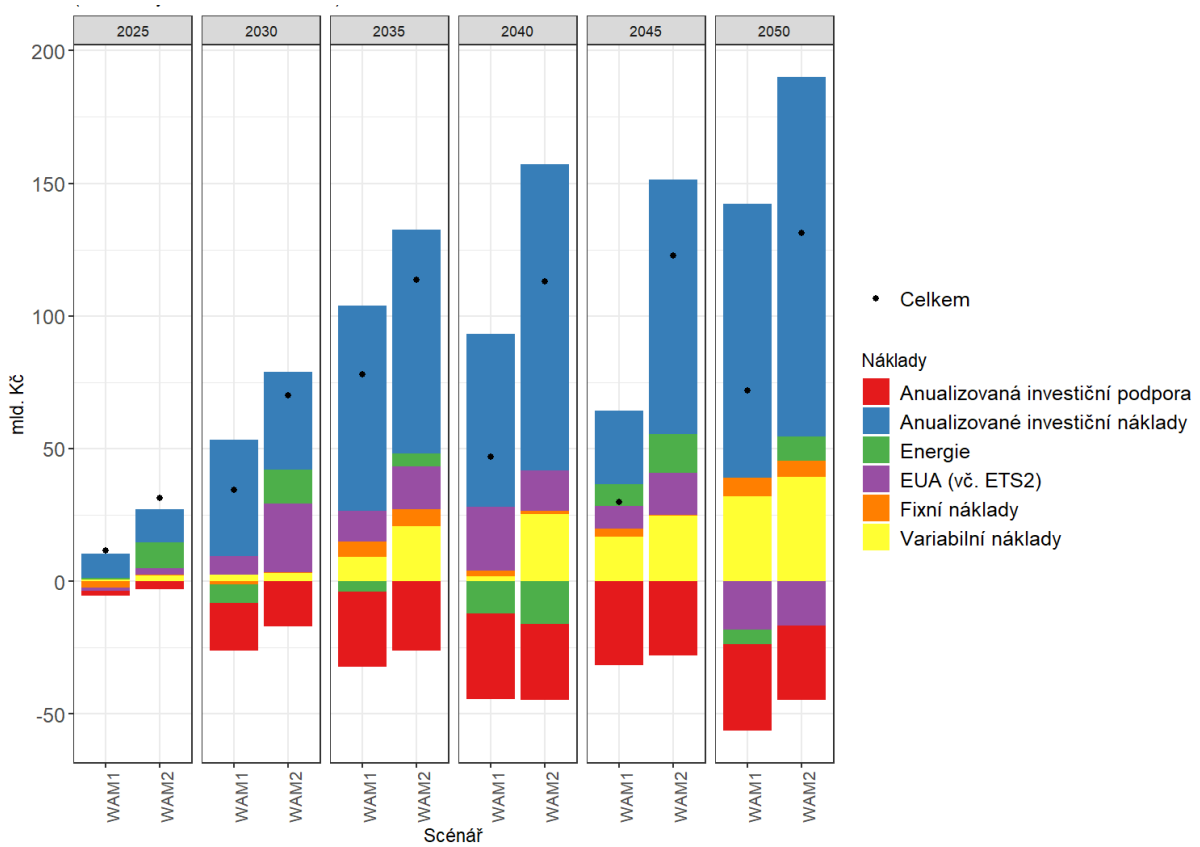


2.7. Náklady energetické bilance / Financování energeticko-klimatické tranzice



Anualizované náklady - rozdíl oproti WEM

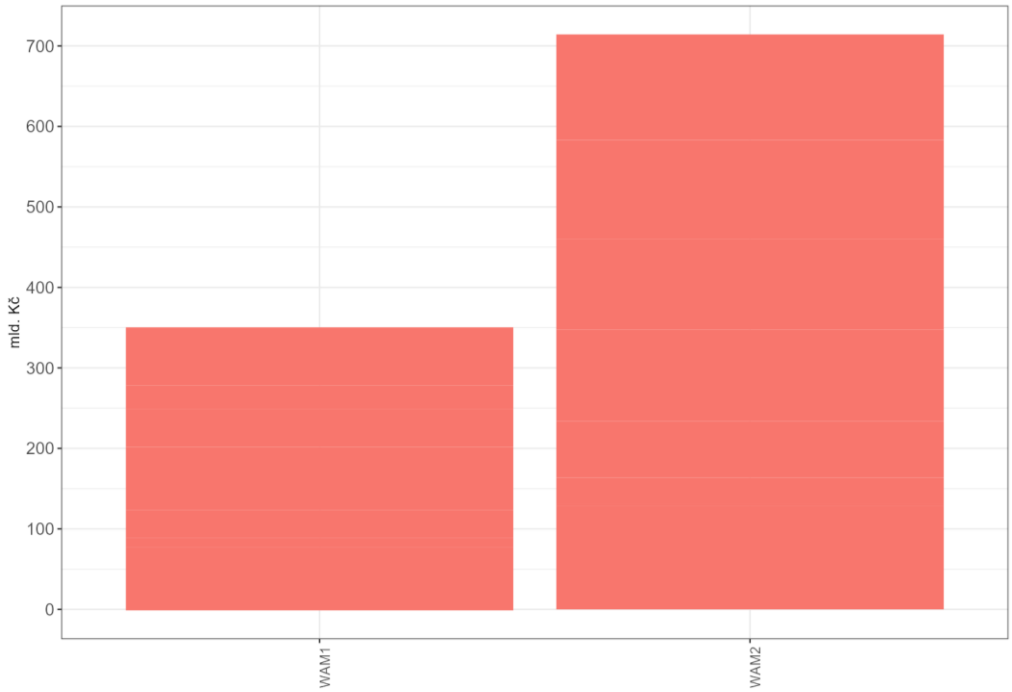
(Stálé ceny roku 2020, bez DPH)



Anualizovaná investiční podpora je zobrazená se zápornou hodnotou, protože z pohledu energetického systému snižuje celkové náklady. Záporné hodnoty rozdílu anualizovaných investičních podporu znamenají, že ve scénářích WAM je čerpáno více investičních podpor než ve scénáři WEM.

Kumulativní rozdíl anualizovaných nákladů a oproti WEM

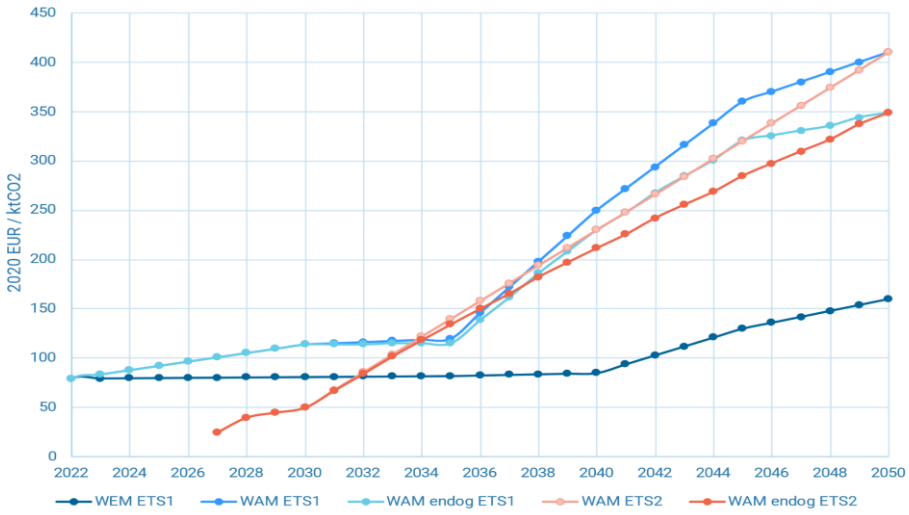
2025 - 2050, stálé ceny 2020, bez DPH

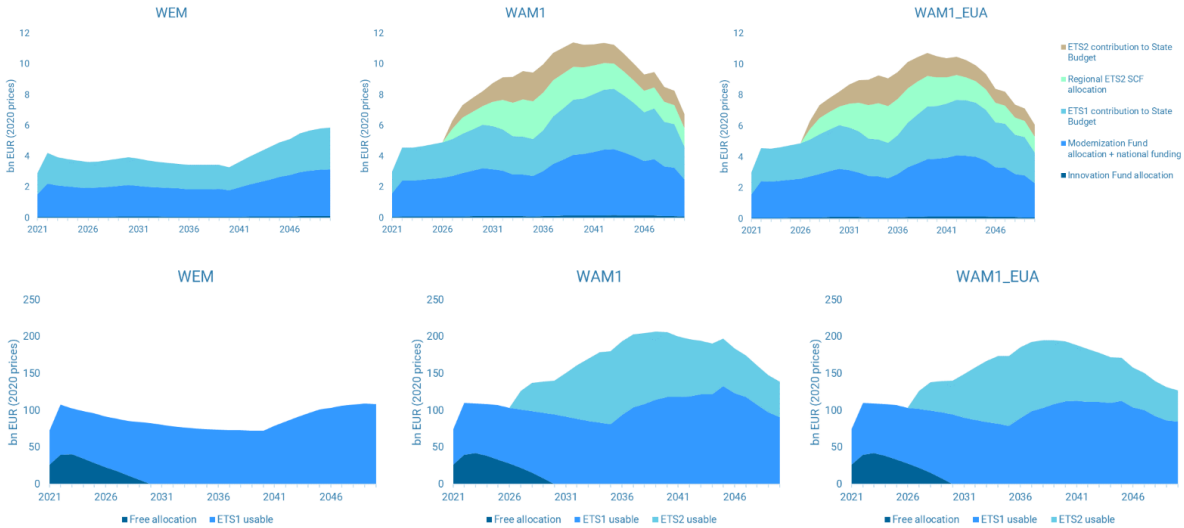


2.8. Makroekonomické dopady

ETS and ETS2 schemes

The key element of both the ETS and ETS2 schemes is level of the EU allowance price (EUA) in the scenarios we either have this set exogenously following the EC recommended projections (WEM or WAM) or following an endogenous pathway, determined by the final emission reduction targets that need to be reached (WEM endog or WAM endog). The below chart shows the prices assumed or calculated in the scenarios. Note that ETS2 price is constrained up until 2030 in all scenarios, while following 2030 it converges to the ETS1 price. Note too that the endogenous prices are somewhat lower than the exogenously assumed prices, but they also lead to a somewhat smaller reduction by 2050 (still reaching the 90% target though).



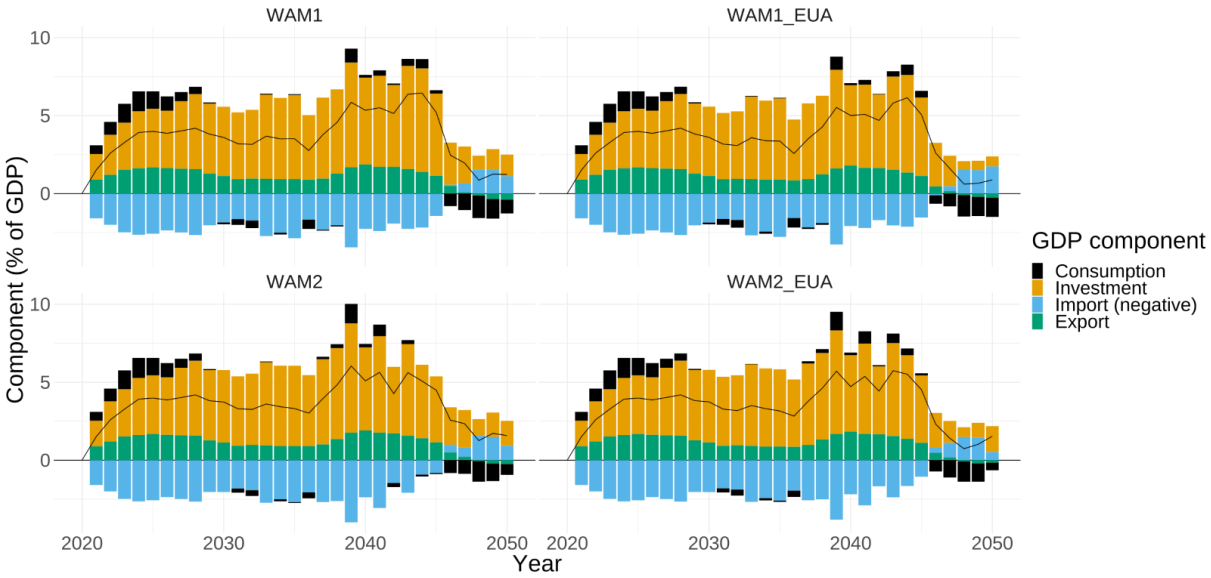


Estimated revenues from the ETS1 are on average 86 bn EUR after free allocations are phased-out in the WEM case, before that they amount to 46-78 bn EUR. The annual amount of the revenues is fairly constant in this case. Meanwhile, in the WAM cases the ETS1 revenue on average is higher, between 2030-2050 it averages to 98 bn EUR in the endogenous and 105 bn EUR in the exogenous case. ETS2 revenues add on average an annual 70 bn EUR to this in the endogenous price case and annual 74 bn EUR in the exogenous price case. In the ETS2 revenues, however there is more variation across the years than in the ETS1 revenues. Values in the exogenous case, for example, vary between 45-100 bn EUR, with a peak around 2036-2037.

Looking at revenues on the level of the Czech Republic: ETS1 revenues in the WEM are expected to be average 4 bn EUR annually, with about half of the revenues channeled through the Modernization Fund. In the case of the WAM, expected revenues average 6.5-8.4 bn EUR annually including revenues from ETS2. ETS2 revenues add, on average, 3 bn EUR annually to the allocatable funds.

As it was discussed earlier revenues are used with a pre-set share towards the available measures estimating their magnitude endogenously based on the available funds and absorption capacity. See Figure 1 for an overview of how the funds are distributed across measures.

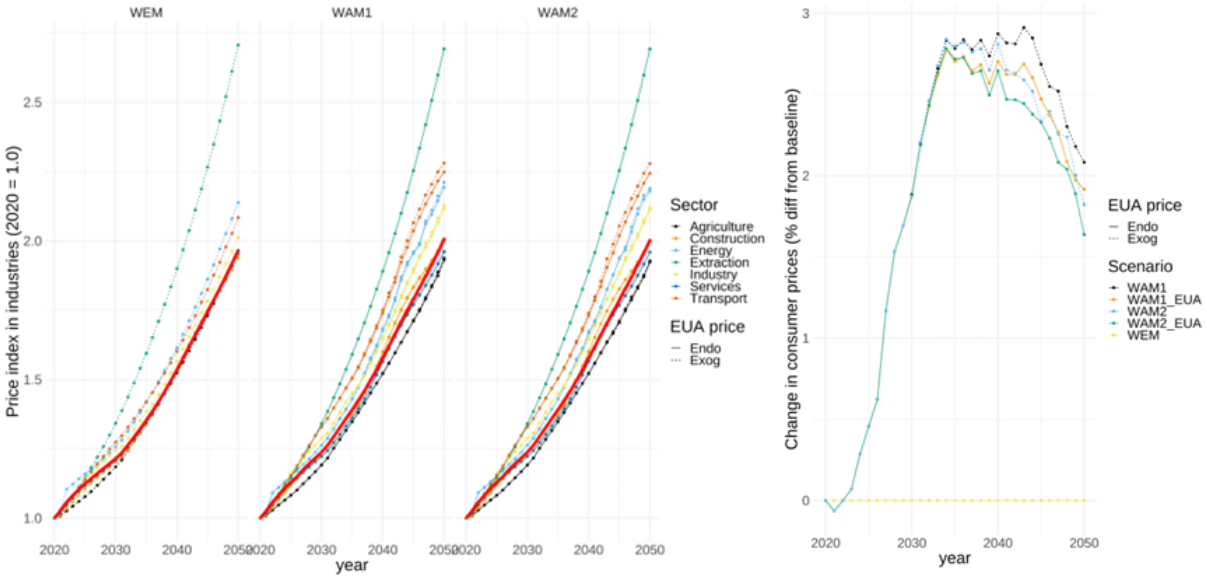
Economic activity



First, we look at high-level economic results of the scenarios. Results are presented compared to the baseline scenario (WEM). The overall GDP impact is an about 2.8% increase, driven by investments related to the transformation of the economy (e.g., power generation investments) as well as consumption driven by income effects due to the higher economic activity and investments. Note too that as GDP increases so as trade activity, which leads to increased exports and imports. But import growth outplace export growth, especially due to the higher import intensity of investments (i.e., power generation capacity building).

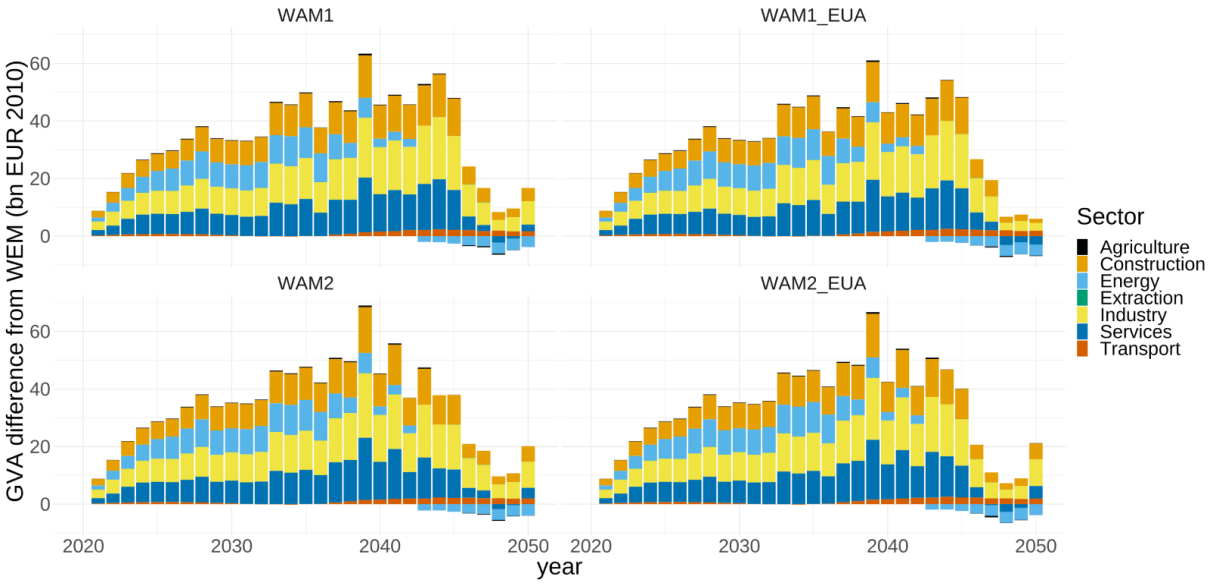
GDP gain peeks around 2040, when the estimated GDP effect is up to 5.7% of baseline GDP. This is largely driven by investments of which 15% is related to the power sector, while 40%-40% is to energy efficiency in buildings and households and electrification, CCS and efficiency in industry respectively.

After 2045, however, economic activity largely converges back to the baseline (difference from baseline is below 1%). This pattern largely follows the wider European pattern, but especially strong in the Czech Republic. The explanation of the overall European pattern is that high investments in the 2025-2045 period are driven by all those transformation related investments that are overtaken to reach the climate targets. These include energy efficiency investments, the transformation of the power generation sector, electrification or the installation of heat pumps. In the case of the Czech Republic the timing of investment in new nuclear capacity adds to this. Basically, by 2047 most investments related to the transformation have happened. Investments also induce higher prices as their financing needs to be sourced often with a temporal shift (e.g., through loans or bonds). This means that when the amount of transformation related investment shrinks while price effects (due to earlier investments) and loan payback dominates.



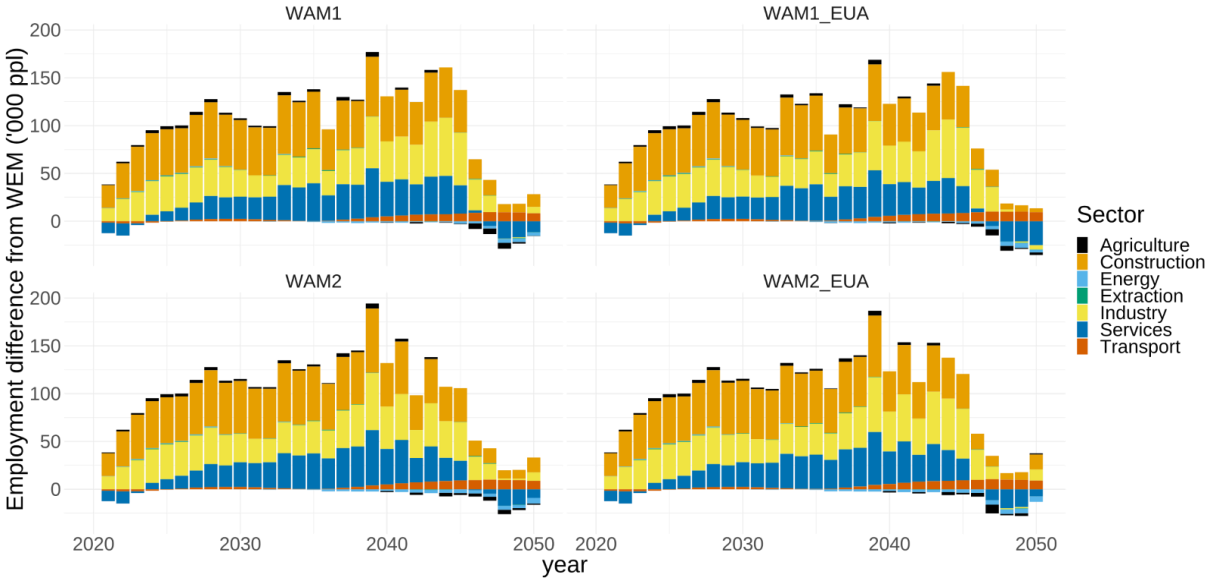
Price effects are built up over time, the below charts show price developments by industry sector (left) and overall consumer inflation across consumer goods (right). On the left chart it can be seen that price increases have much more variety in the case of the WAM1 and WAM2 scenarios, this is due to the targeted pricing policies that are introduced here (ETS1 and ETS2 prices). Costs of transport, energy and industry grow much more than other sectors and their counterfactuals in the WEM. How these prices are channeled to consumers drives overall consumer price inflation. This is shown on the right chart, compared to the WEM case, consumer prices are up to 3% higher than in the WEM scenario from 2030, then they converge back fast to WEM in the case of WAM2_EUA and WAM2 decreasing to about 1.5% difference by 2050. The process is somewhat lower in the case of WAM1 and WAM1_EUA, where consumer prices are still about 2% higher than WEM by 2050.

Sectoral impacts



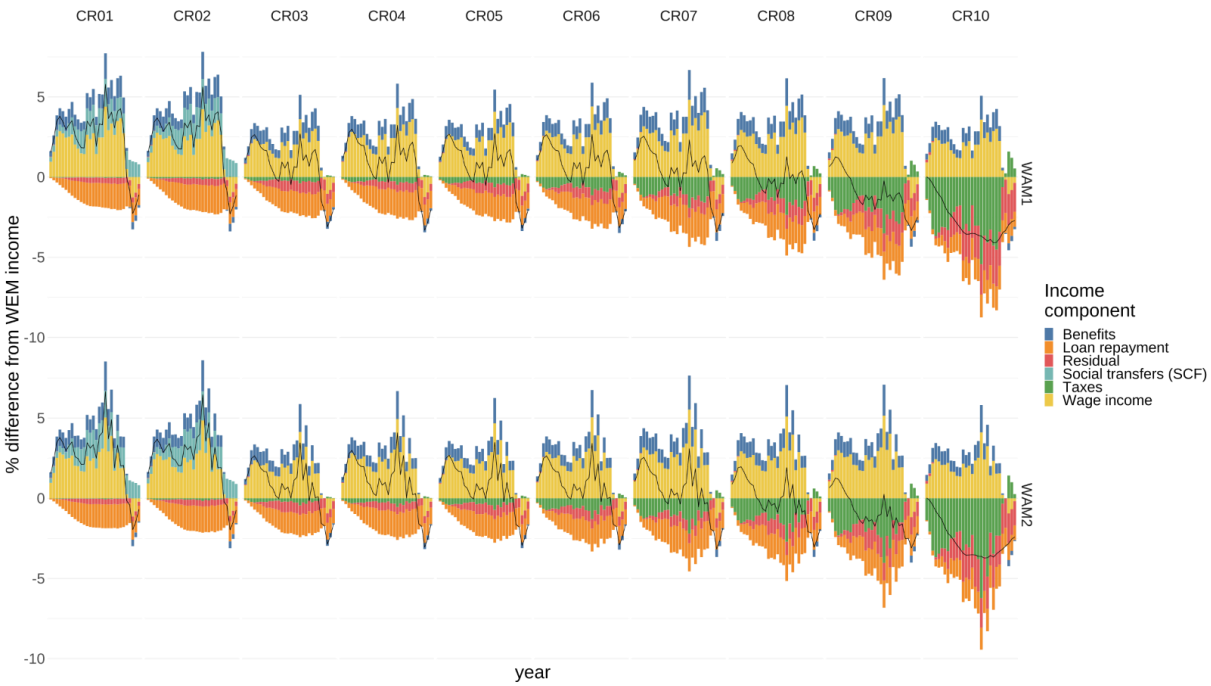
Investigating the impacts by economic sector shows varied results. The figure below presents sectoral production compared to the WEM scenario. Output is higher in most economic sectors, including positive impacts in construction, industry, energy, and services.

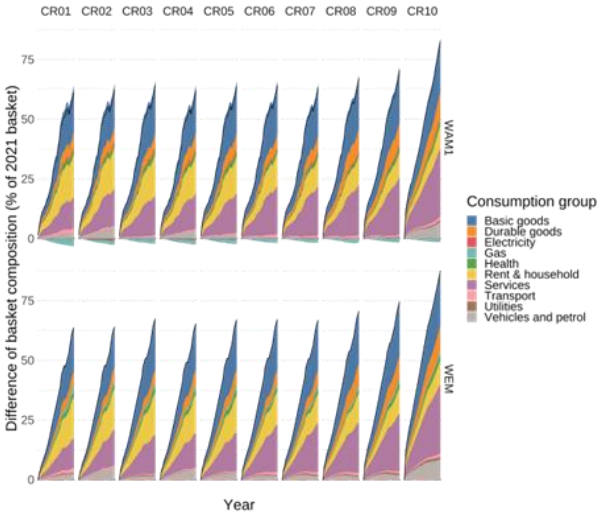
Nevertheless, it is lower than in the WEM in the case of energy and power production towards the end of the period. This is explained by an overall lower energy demand due to energy efficiency and a lower domestic production of energy by this part of the modelling timeframe.

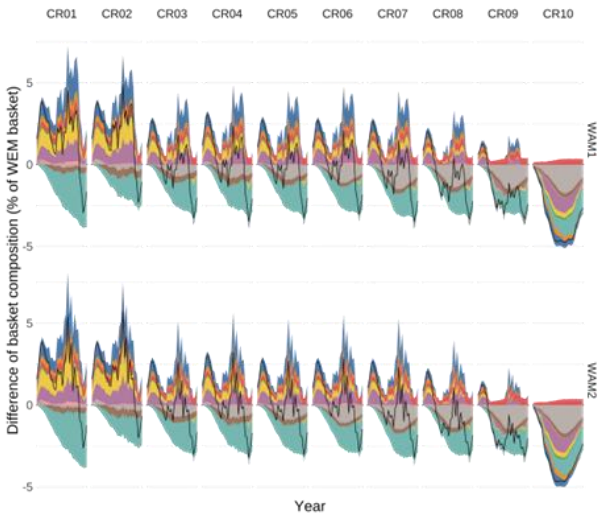


Employment impacts generally follow sectoral output, however they are stronger in more labour intensive industries. E.g., in the construction sector newly created labour demand could account to 45-60 thousand jobs during the modelling period, while in services, despite having a larger output impact, added jobs amount to 19 thousand on average. Notably, in the services sector there are less jobs than WEM in the beginning and the end of the period, in the beginning this is likely a result of job substitution (switching to more demanded sectors), while towards the end it is the result of a higher workforce availability and increased prices with limited added investments to outplace these effects. Note that this is set against the assumption that the necessary labour force will be available, either through the growth of the labour force or displacement from other sectors (i.e., due to automatization or other trends). In fact CEDEFOP forecasts, for example, estimate an annual 0.2% growth of the labour force in the Czech Republic [6], which would give enough capacity to satisfy labour demand given these scenario results.

Distributional impacts





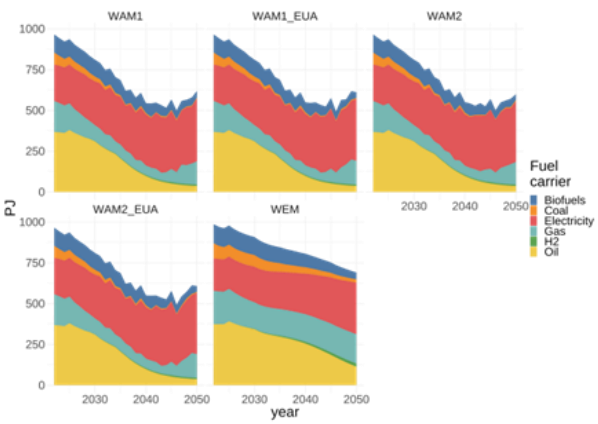


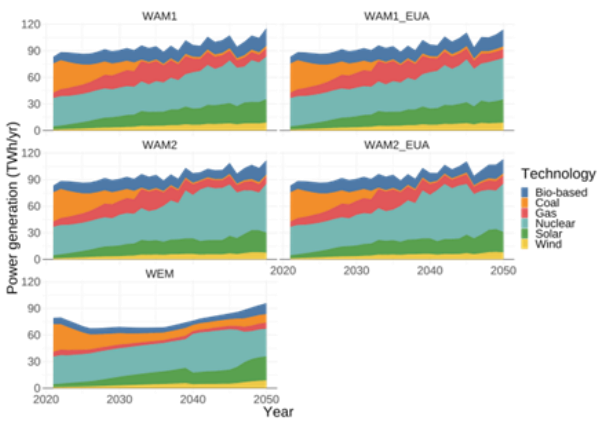
Labour impacts then translate to income effects: real income is increased compared to WEM in both WAM scenarios in most income deciles up until 2047. Real income in the first two deciles, aided by social transfers from SCF and ETS2 revenues, grow by over 5% in both cases, despite the energy efficiency related loan repayment[2] decreasing disposable income. In these deciles the impacts are positive most of the modelling period. Overall impact is mainly driven by wage increases, which follow from employment increases compared to WEM. Results from the 7th-8th decile, however, show minor decreases too (compared to WEM) as transition investments decrease and tax payments increase (compared to WEM). The tenth decile has slight negative impacts in both cases, with magnitudes around 2-3%. Note that this happens against a background of generally growing incomes: real incomes are expected to rise by about 60% compared to 2020 values by 2050 in the WEM.

These changes in income and income structure necessarily lead to consumption impacts as well. While compared to 2021 real consumption is assumed to grow by about 60-80% across the deciles in the WEM (in line with income growth). In the WAM scenarios, especially in the first two deciles an initial impact translates to about 4-7% higher real consumption that drops by the end of the decade to a negative 2%. In the higher deciles (2nd to 7th) impacts vary between a positive up to 2% and a negative up to 2%. Meanwhile in the highest deciles (8th to 10th) the real consumption impact is mostly negative.

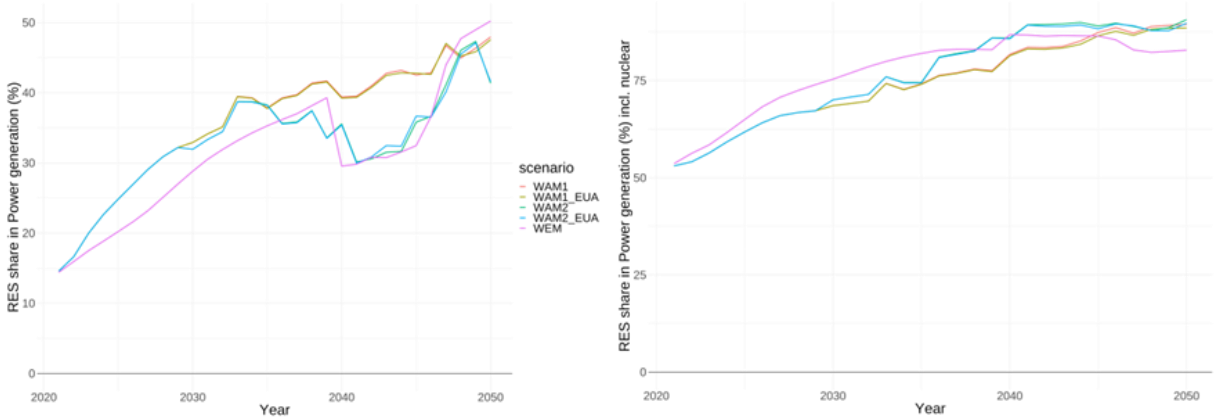
Structure of consumption also changed though, mostly the real consumption of gas, utilities and petrol decrease in all deciles, this is both a result of EUA prices and energy efficiency measures. In the first half of the modelling period, this, complemented with income changes leads to the “rebound” in real consumption (despite higher prices) in the lower deciles. This consumption mostly goes towards basic goods, services and household goods (including rent). Real consumption of electricity also increases in all deciles.

Energy use and production



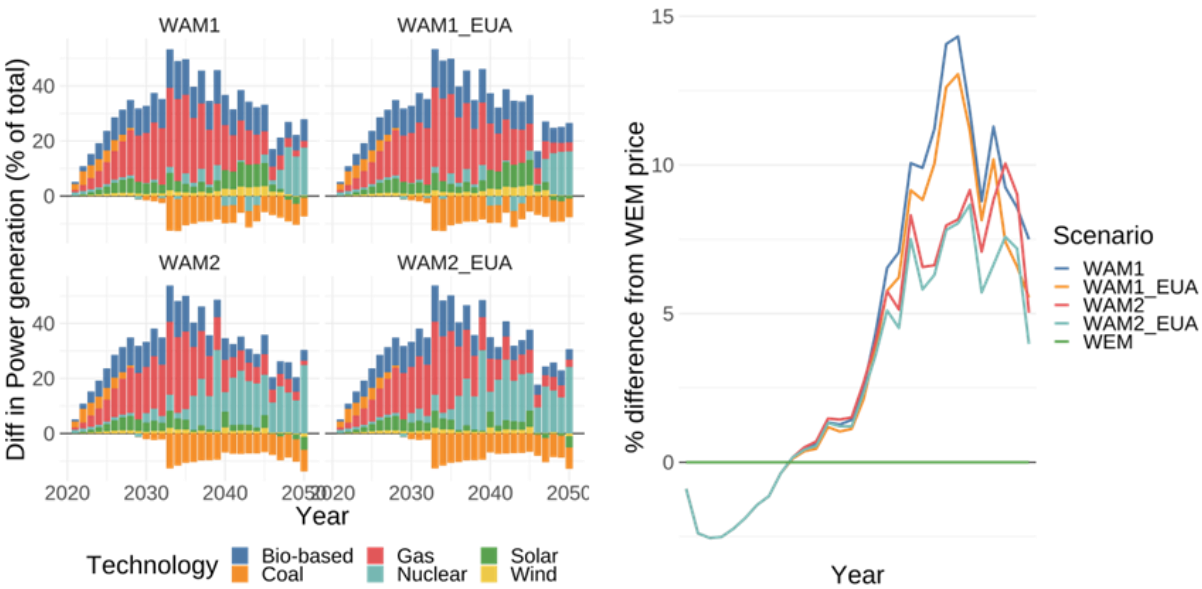


Most of the observed effects here are linked to the use and production of energy and power. This section looks at the results from this perspective, taking stock of how these systems are transformed.



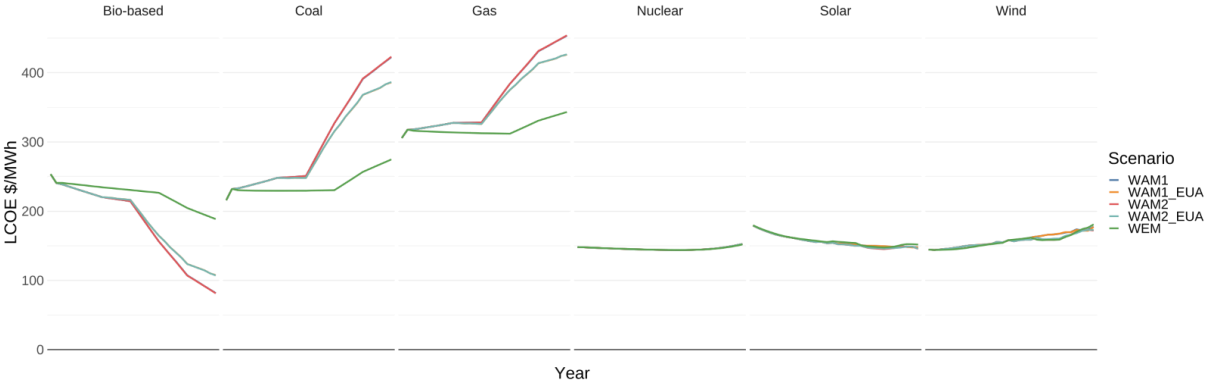
The figure above shows the transformation of energy consumption and the composition of power generation in the WEM and WAM scenarios. Final energy demand decreases by over 60% in the WAM scenarios, while the same decrease is about 25% in the WEM scenario. Electricity dominates in the WAM fuel-mix, as seen on the right mostly generated from nuclear, solar and bio-based technologies. Note that gas based power-generation is still in the mix, but CCS is deployed in most cases. In the WEM case there is coal in the power-mix too. Oil also largely disappears from the energy mix in the WAM scenarios as ICE vehicles are phased out.

The share of renewable energy in power generation (RES share) is steadily increasing, however, the final share vary between scenarios: in the WEM case about 50% is reached by 2050, meanwhile in the WAM1 case it is about 48% and about 41% in the WAM2 case. In both cases this is due to high ratio of nuclear based generation in the scenarios. Considering nuclear generation as RES too (right chart above) the final percentage of RES is 83%, 89% and 90% respectively in the WEM, WAM1 and WAM2 scenarios.



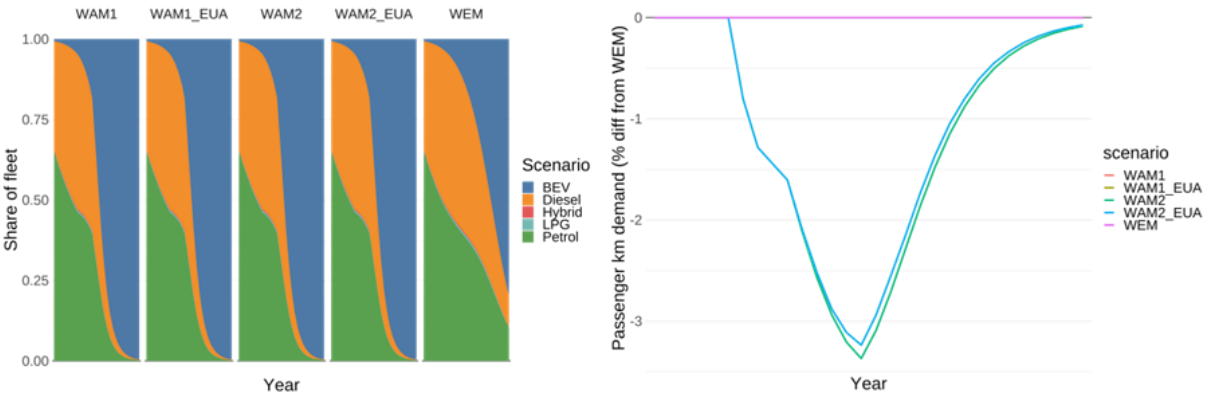
The above charts show how power generation differs in the WAM scenarios from WEM, giving differences in terms of total electricity generation. Total generation increase in the WAM scenarios up to 40% compared to the WEM due to electrification. Coal generation is absent from the WAM scenarios. It can also be noticed that the scenarios employ differing amounts of nuclear capacity (this is set based on assumptions and TIMES model results). The scenarios also increase solar and wind capacity, compared to the WEM, but, despite subsidies, the amount of this is rather small. This is due to the fact that the WEM scenario, based on market mechanics, already uses RES potentials, therefore there is limited capacity for further additions. This means that the remaining part of electricity demand is supplied through gas-based production. Importantly, this gas-based capacity is mostly complemented with CCS.

Investments and transformation, as well as EUA prices, lead to the price changes that can be seen on the above chart (right). The difference from the WEM peaks at 15% in WAM1 (around 2040), where gas-based CCS deployed production is needed. It is slightly lower, about 7% in the case WAM2, where nuclear-based production supplies much of the needed electricity. By 2050 the electricity price hike decreases, the difference from WEM drops to around 5% in all cases. The electricity price increase also explained by the LCOE differences across technologies. In the WEM LCOE does not increase as much as with the increasing ETS prices in WAM scenarios, see the figure below.



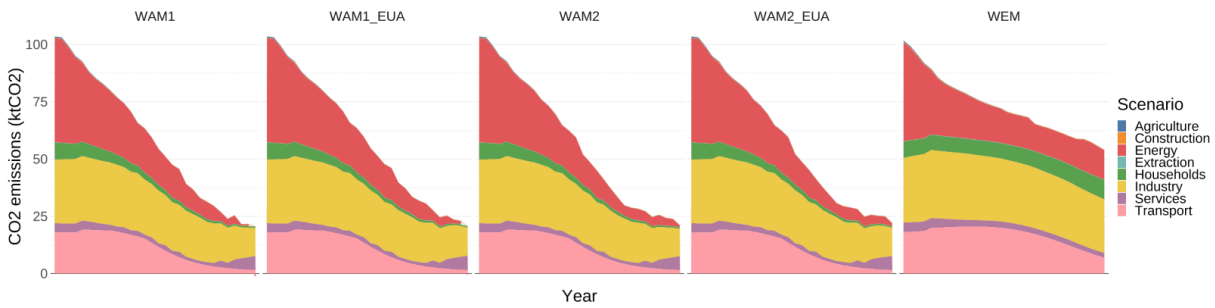
Private passenger transport

ETS2 pricing and regulation changes both the vehicle fleet and demand for passenger travel with private vehicles. The figures below show the fleet shares (left) and the impact to passenger km demand (right). Contrasting the WEM in the WAM scenarios petrol and diesel gradually disappears from the mix, although as usage is not restricted some vehicles remain behind. BEVs become more than 99% of the overall fleet by 2050. Demand for passenger KMs decrease as the ETS2 increase, however, once the ICE fleet is replaced by BEV and zero-emission vehicles, the demand impact disappears. At its peak the calculated impact is somewhat over 3%.



Emissions

WAM scenarios achieve a 90% decrease of emissions by 2050 on EU27 level, while they achieve the Fit-for-55 goal of 53% by 2030 [7]. Note that the WEM scenario achieves only 42% reduction by 2030 (compared to 1990) and 60% by 2050. Reduction the Czech Republic in the WEM scenario is over 54% by 2030, and close to 69% by 2050 (compared to 1990 levels). Meanwhile in the WAM scenarios it is over 55% by 2030 and increases to 89% by 2050.



Emissions from power generation are fully eliminated in the WAM scenario, and they converge to zero in households and in general buildings. They also decrease starkly in the transport sector; however a minor fraction of emissions is left due to ICE vehicles still being used without strict bans on their usage. Industry, and especially process emissions from industry present a remaining issue. Although they are substantially reduced and industrial CCS is deployed in the scenarios there are still a noticeable amount of emissions are left. About 1 MtCO2 of deployed process CCS capacity is assumed, while overall process emission remain about 6 MtCO2.

2.9. Distribuční dopady (mikrosimulace)

Tato část se zabývá analýzou dopadů scénářů WEM a WAM na různé typy domácností. Především simulujeme dopady na výdaje domácností dle produktové kategorie a jejich příjmy v letech 2025 a 2030. Pro tento typ analýzy využíváme statický mikro simulační *Distributional And Social Impact Model* (DASMOD), který vyvíjíme v rámci pracoviště COŽP. Výsledkem analýzy je simulace výdajů a příjmů v letech 2025 a 2030 relativně oproti roku 2019.[8] Základem pro tuto analýzu jsou data SILC a SRU z referenčního roku 2019, který neobsahuje idiosynkratické jevy v podobě pandemie covidu a války na Ukrajině. Všechny uvedené částky jsou v cenách roku 2019.

Pro simulování dopadů jsme zvolili následující předpoklady. Simulace využívá shodné vstupy cenových a důchodových elasticit jako makro simulační model E3ME. Aktuální verze modelu uvažuje neutrální křížové cenové elasticity. Vstupem do modelu jsou cenové změny 43 produktových kategorií vypočtené na základě použití modelu E3ME pro stanovené scénáře WEM a WAM. Koeficienty růstu reálných čistých příjmů také reflektují výstupy z modelu E3ME pro každý příjmový decil.

Obrázek 1 ukazuje relativní změnu výdajů dle produktových kategorií oproti roku 2019. Vezmeme-li například kategorii *Petrol etc*, pak dle scénáře WEM 2025 (s existujícími opatřeními s výsledky modelování v roce 2025) vzrostou domácnostem výdaje na tuto položku o 24,78 % oproti roku 2019. Scénář WAM 2025 (s přidanými opatřeními, které zejména zvyšují cenu uhlíkové škodlivým produktům) se od scénáře WEM 2025 výrazně neliší, a to zejména z důvodu blízkého časového období, kdy přidaná opatření ještě nebudou v platnosti. Jiný pohled je vidět v roce 2030, kdy se díky přidaným opatřením ve WAM zvyšují výdaje na nezbytné produkty, například položka *Petrol etc* nebo *Liquid Fuels*. Celkově se ve scénáři WAM zvýší výdaje domácností o 10,51 % a 18,73 % v letech 2025 a 2030.

Zvýšená spotřeba sebou přináší pozitivní vliv na růst HDP a tím i na růst mezd. Obrázek 2 přináší vlil obou scénářů na relativní nárůst čistých mezd dle příjmových decilů. Ve všech případech WEM i WAM 2025 a 2030 se domácnostem celkově zvýší čistý příjem více než výdaje. To má za následek relativní zlepšení welfare domácností, což ukazují následující Obrázky 3a až 3c. Hodnoty na těchto grafech ukazují příjmy očištěné od výdajů relativně k roku 2019. Vezmeme-li například 1. decil dle scénáře WEM 2025 (Obrázek 3a v horní části), pak si spotřebitelé v tomto decilu polepší (čisté příjmy převyšují výdaje) o 1,88 % oproti základnímu roku 2019. Zajímavé je, že až do 7. decilu se relativní polepšení od sebe výrazně neliší, což může indikovat poměrně nízkou příjmovou a výdajovou relativní nerovnost mezi spotřebiteli, tedy že spotřebitelům po všech výdajích zbývá relativně podobná částka. Avšak, zde je nutné podotknout, že kvalitu spotřebovávaných statků v modelu DASMOD není možné aktuálně brát v potaz, což může být jeden z důvodů této nízké nerovnosti v relativních výdajích.

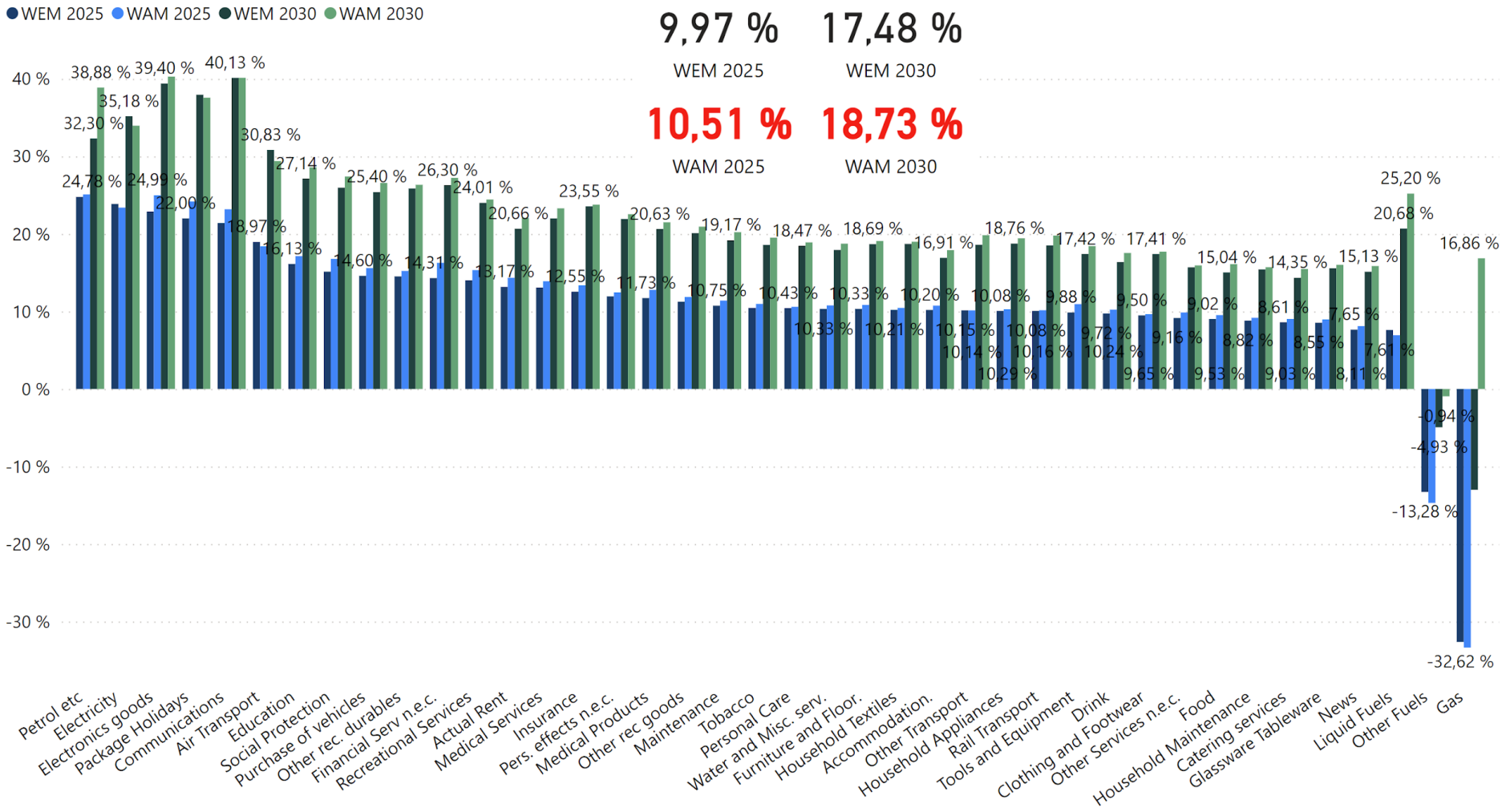
Obrázek 3a dále ukazuje, jak si relativně polepší různé typy domácností. Nejméně si polepší domácnosti jednotlivců, v této skupině je nejvíce spotřebitelů v důchodovém věku, kterým se čistá mzda zvyšuje nejpomaleji, avšak růst čisté mzdy stále převyšuje růst výdajů (kladná relativní změna). Domácnosti s topidlem pro jednotlivé místnosti si polepší nejméně, což je dáno vyšší spotřebou paliva pro tento typ vytápění.
Obrázek 3b ukazuje shodnou statistiku pro typ domácností dle vzdělání, druhu vlastnictví bytu a vytápění. Z výsledků vyplývá, že méně vzdělaní spotřebitelé si polepší méně než spotřebitelé s vyšším vzdělání. To vychází z tempa růstu čistých mezd, kdy se spotřebitelům s vyšším dosaženým vzděláním zvyšuje mzda rychleji než spotřebitelům s nižším dosaženým vzděláním. Stejně tak spotřebitelé, kteří nevlastní vlastní bytovou jednotku si polepší nejméně, to je jednak dáno tím, že v tomto druhu vlastnictví přebývají především nižší příjmové decily a druhak tím, že výdaje na nájemné se relativně zvyšují. Právě například kvůli nutnosti zateplení.

V poslední řadě, domácnosti, které vytápí méně šetrnými druhy paliv (plyn, uhelné palivo, dřevo, elektřina) si polepší nejméně, což je důsledek zvyšujících se cen na tento ty paliv. To je především viditelné ve scénáři WAM 2030, kde se výrazně „zdaní“ uhlíkově náročné produkty. Naopak domácnosti využívající solární termické systémy a tepelná čerpadla si polepší nejvíce.

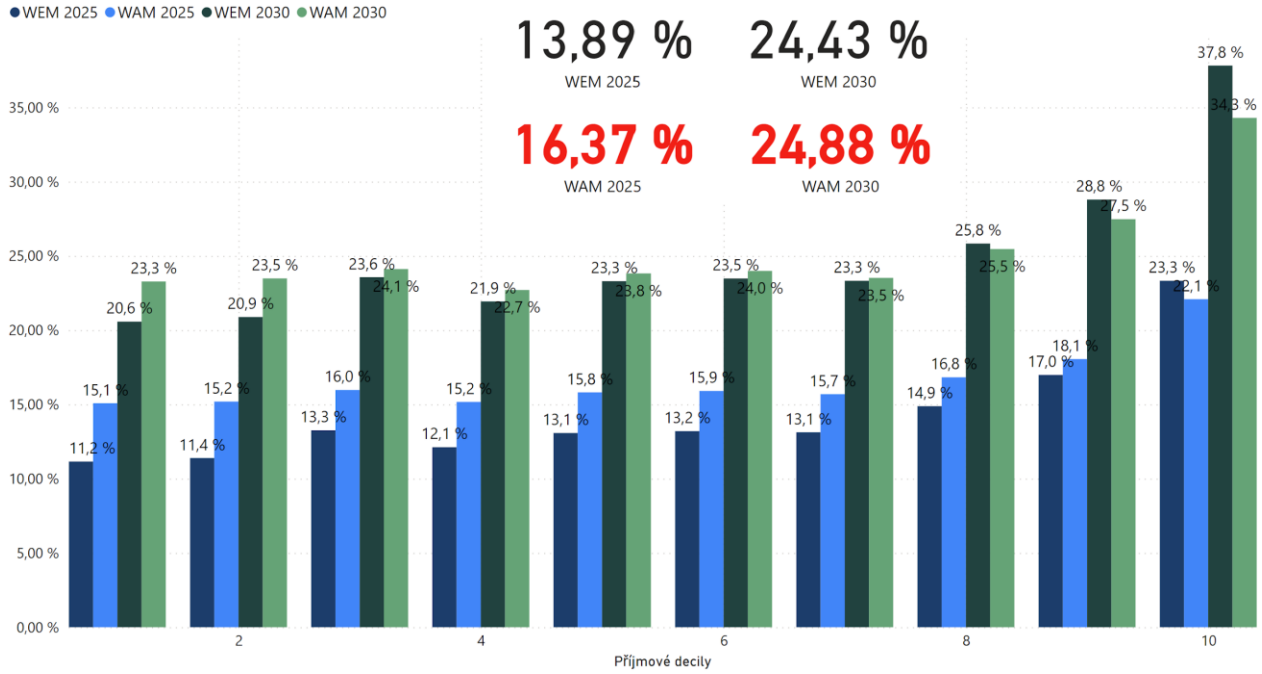
Poslední Obrázek 3c ukazuje relativní změnu příjmů oproti výdajům za jednotlivé kraje v České republice. Ve všech krajích si spotřebitelé polepší nejméně ve scénáři WEM 2025, naopak nejvíce si polepší ve scénáři WEM 2030. Avšak i v případě WAM 2030, kdy se projeví dodatečná opatření si spotřebitelé relativně polepší. Nejméně si ve všech scénářích polepší spotřebitelé v Karlovarském a Ústeckém kraji, což může být dáno vyšším osídlením těchto krajů nižšími příjmovými decily.

[8] V příloze ukazujeme absolutní částky pro celou ČR. Výsledky oproti roku 2019 jsme zvolili kvůli intuitivnější interpretaci výsledků, než kdybychom vzali například scénář WEM. Navíc, se v případě reference na scénář WEM typ získané informace výrazně neliší od námi zvolené reference roku 2019.

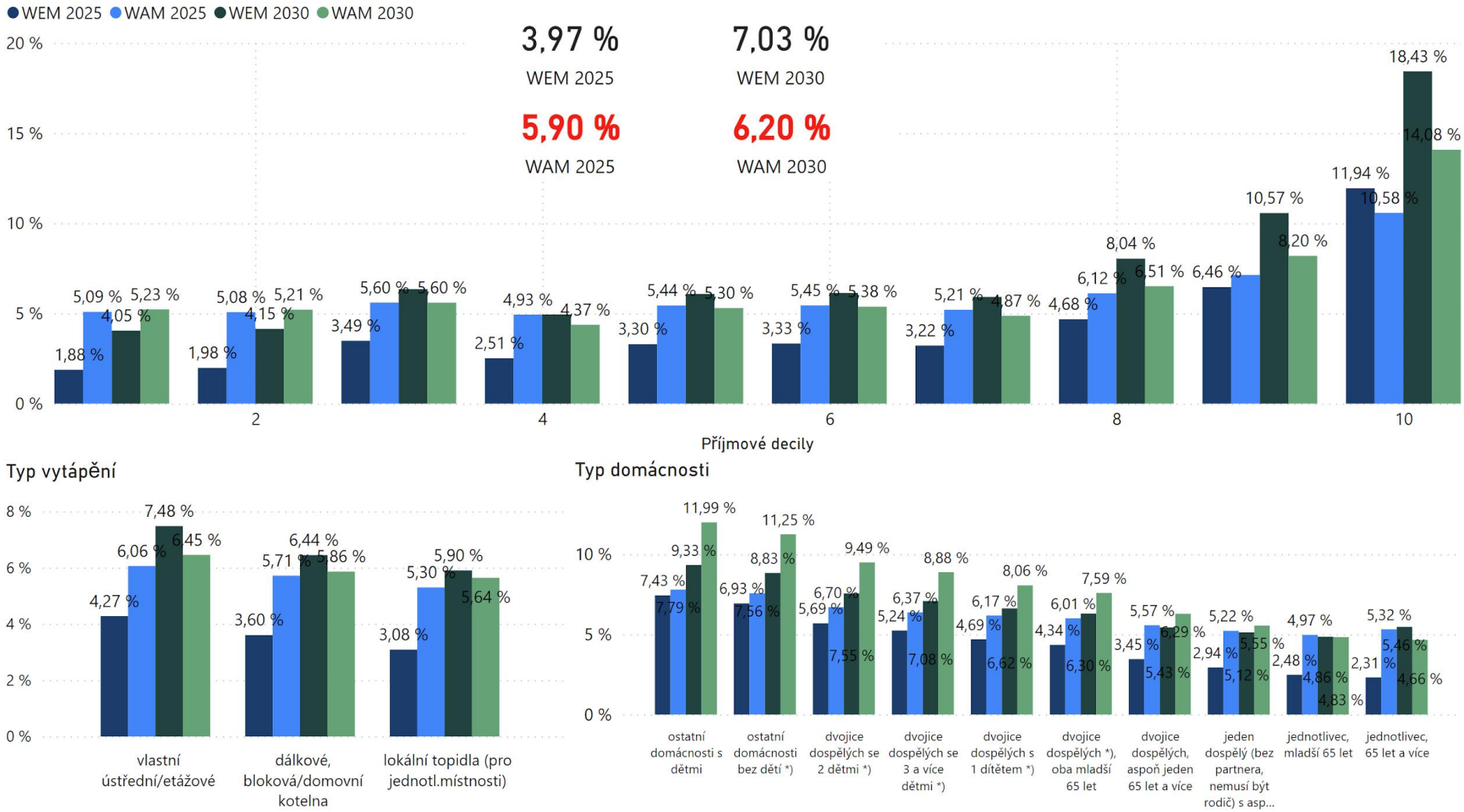
Obrázek 1: Relativní změna agregovaných výdajů za jednotlivé položky oproti roku 2019



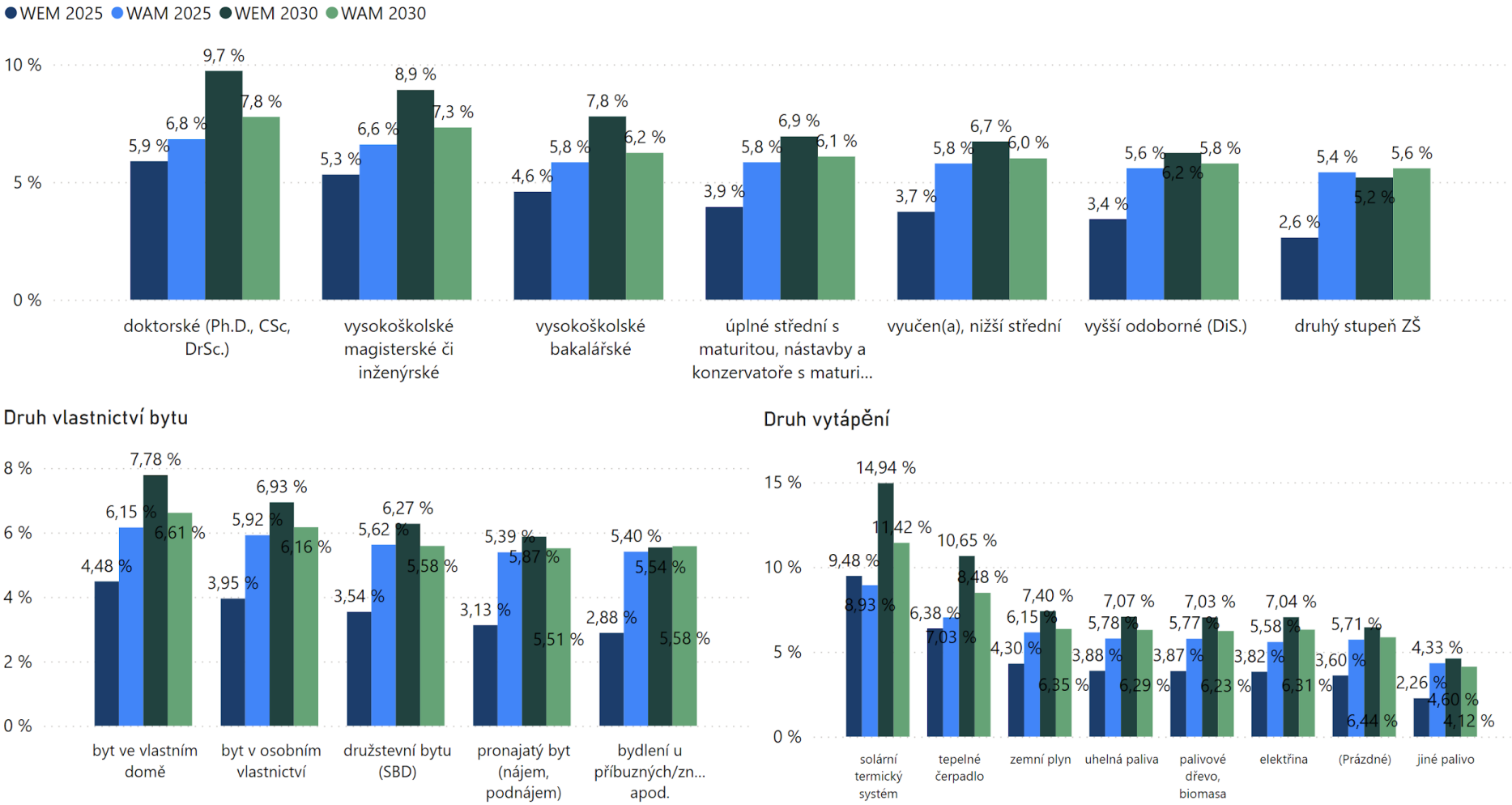
Obrázek 2: Změna relativních agregovaných čistých příjmů za decily oproti roku 2019



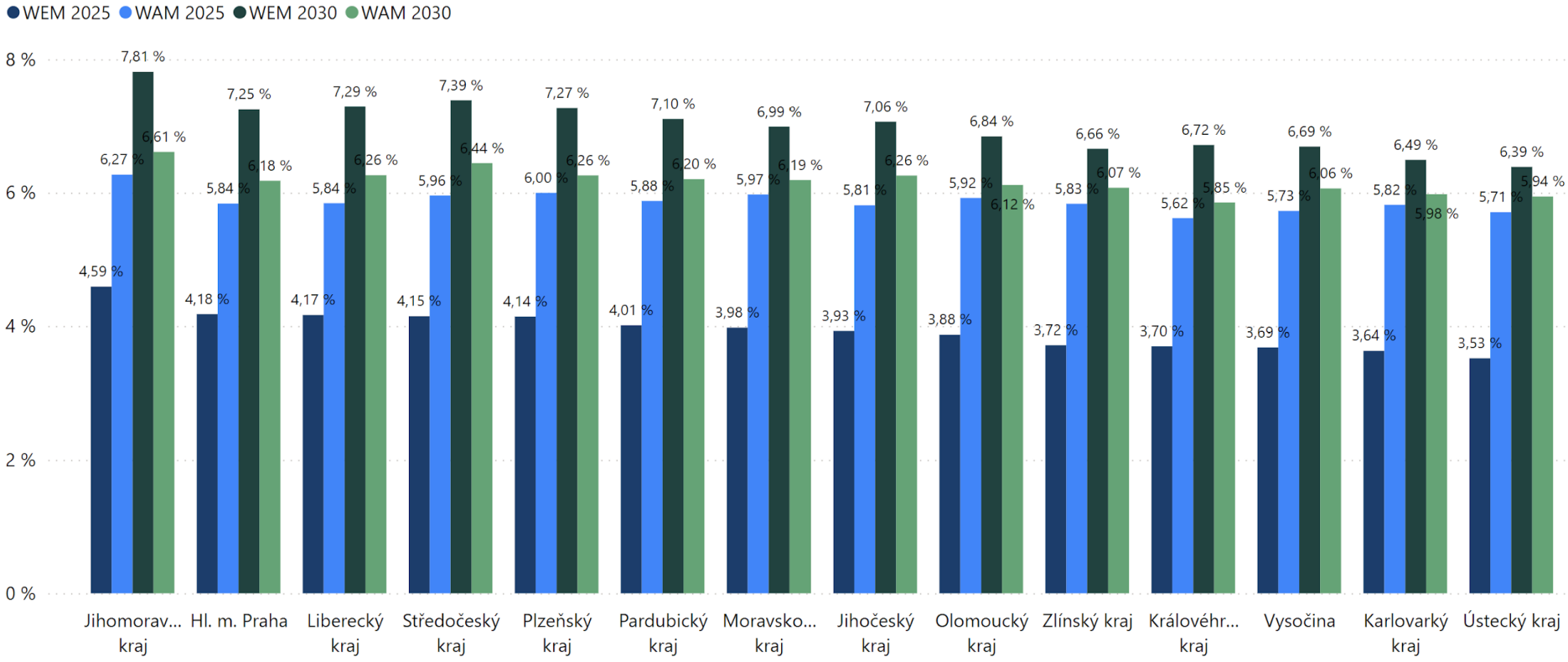
Obrázek 3a: Relativní rozdíl mezi příjmy a výdaji oproti roku 2019



Obrázek 3b: Relativní rozdíl mezi příjmy a výdaji oproti roku 2019

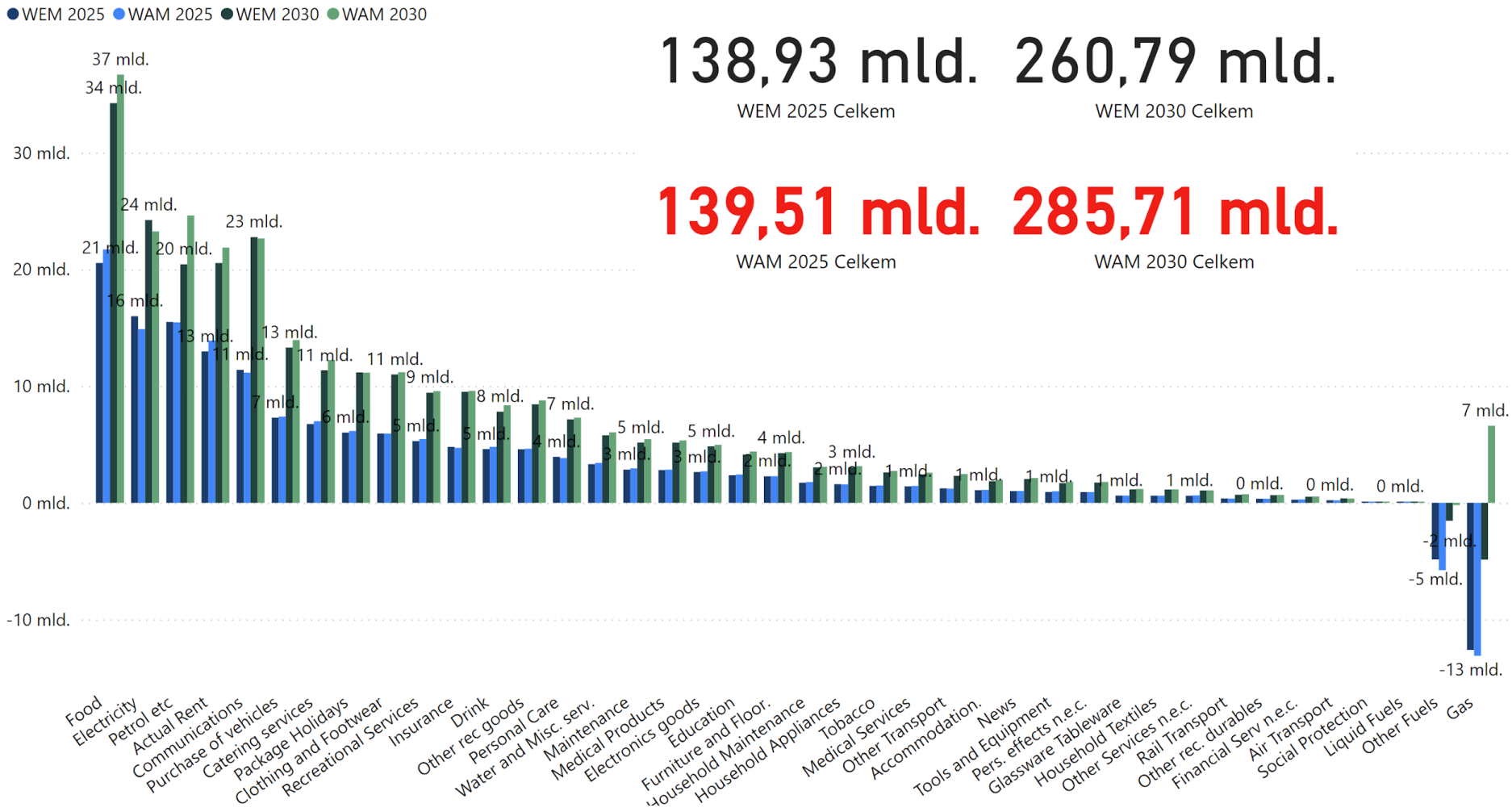


Obrázek 3c: Relativní rozdíl mezi příjmy a výdaji oproti roku 2019

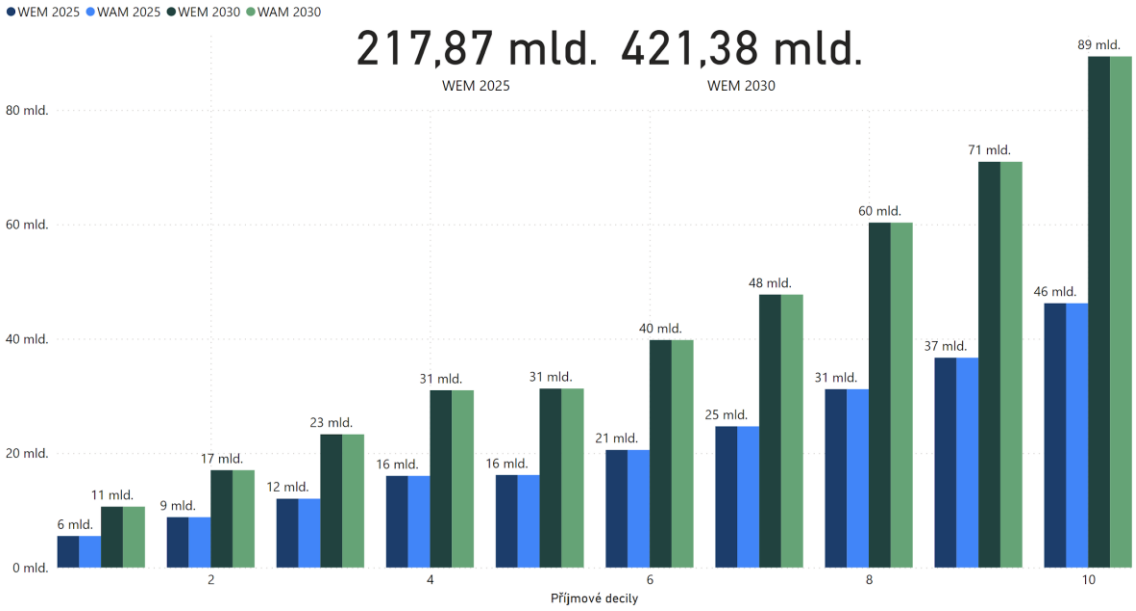


Příloha

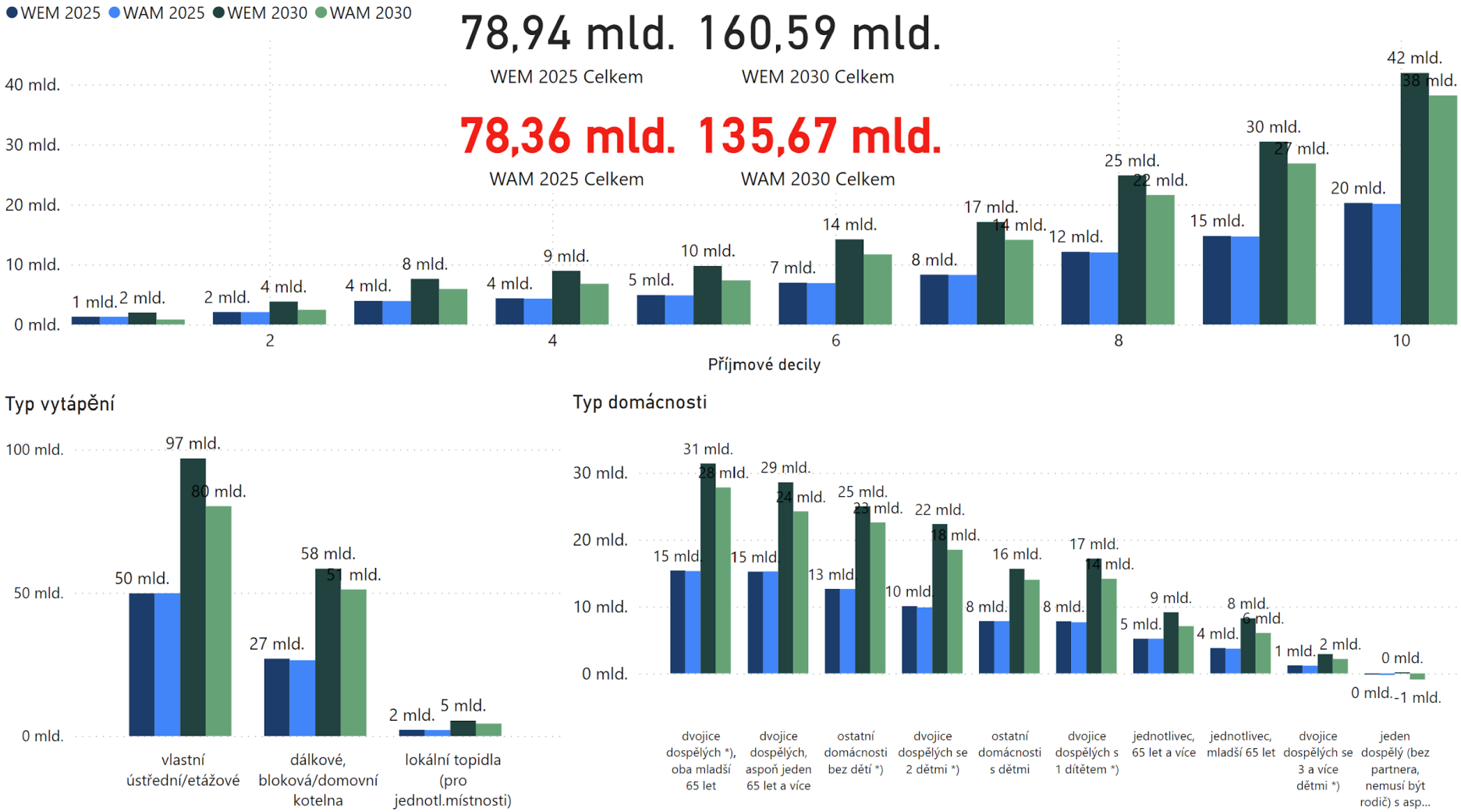
Obrázek A1: Absolutní změna agregovaných výdajů za jednotlivé položky oproti roku 2019



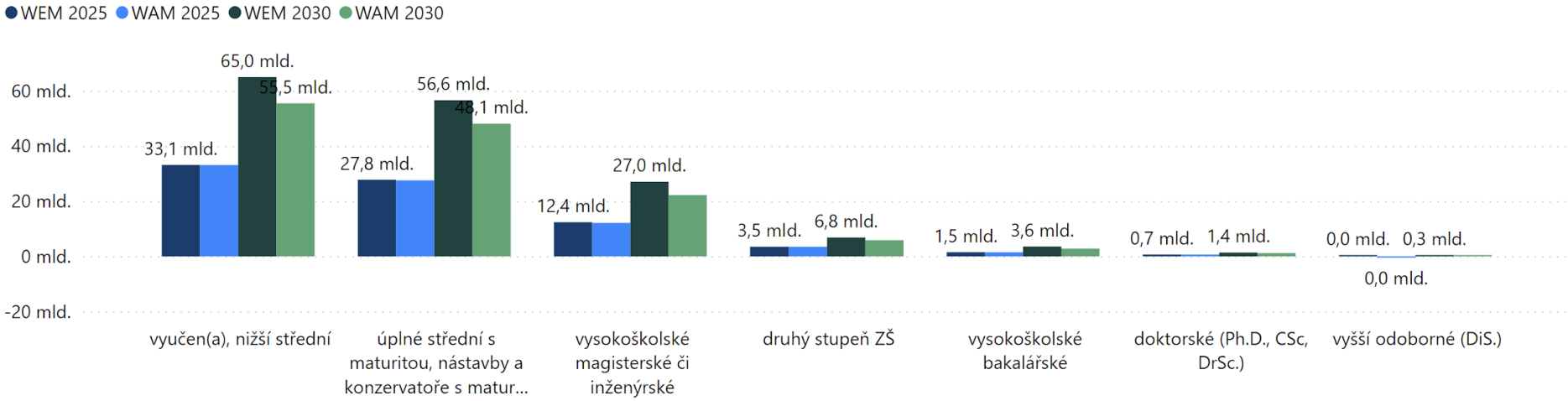
Obrázek A2: Změna agregovaných čistých příjmů za decily oproti roku 2019



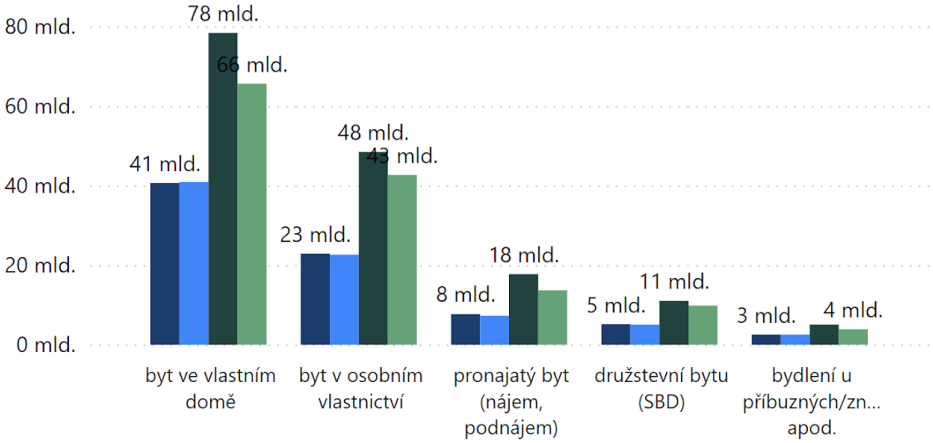
Obrázek A3a: *Rozdíl mezi příjmy a výdaji oproti roku 2019*



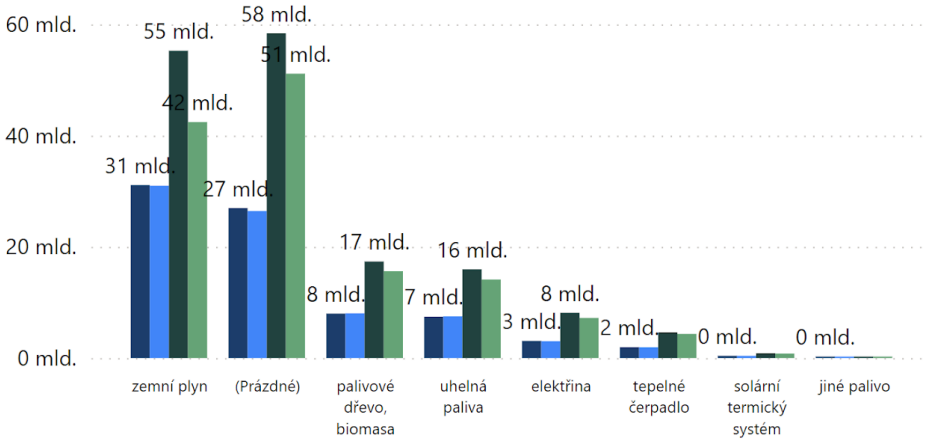
Obrázek A3b: Rozdíl mezi příjmy a výdaji oproti roku 2019



Druh vlastnictví bytu



Druh vytápění



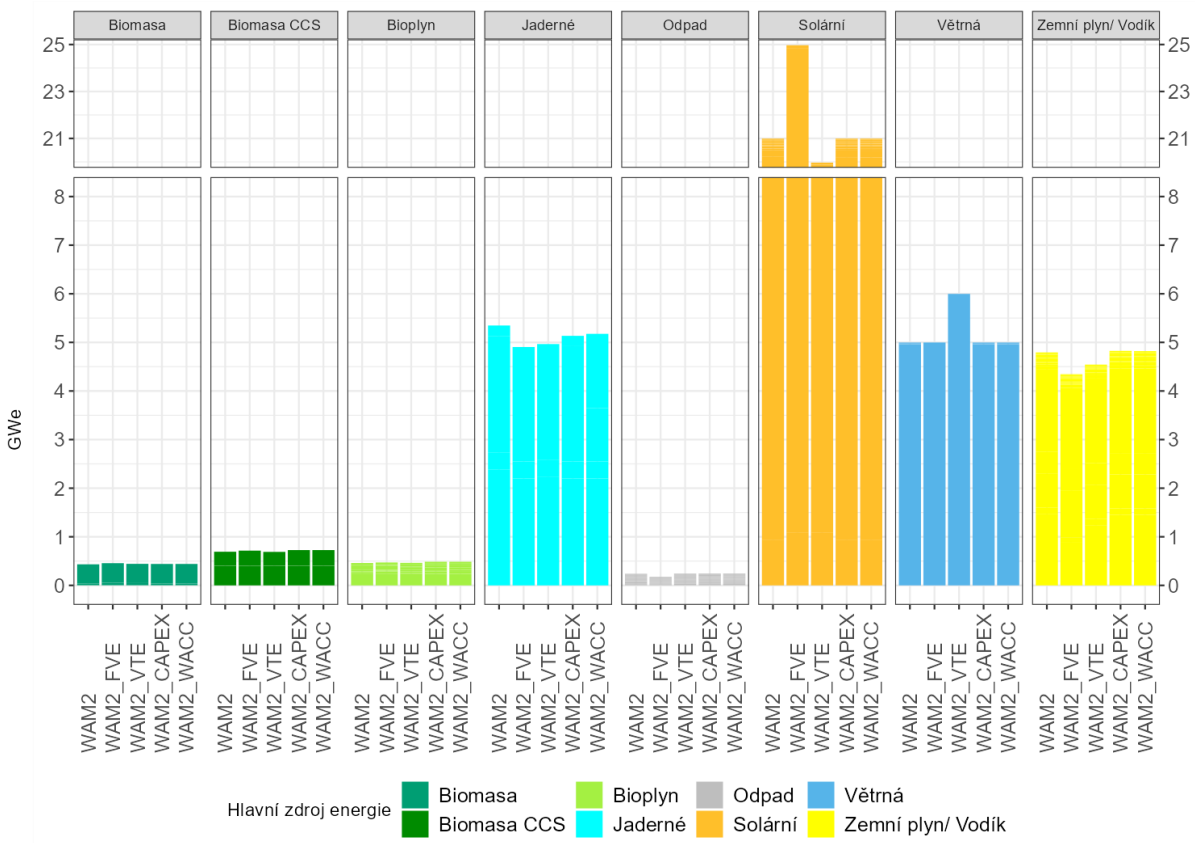
2.10. Citlivostní analýza

2.11. WAM1

2.12. WAM2

Při instalvoné kapacitě NZJ okolo 5 GW již dochází k substituci i mezi NZJ, FVE a VTE.

INSTALOVANÉ KAPACITY VÝROBY ELEKTŘINY NOVÝCH ZDROJŮ v 2050



Limity modelů/Aspekty nad rámec modelování

Uhlíková neutralita

WAM s exogenní cenou emisních povolenek (410 €/tCO2 v 2050) dosáhne snížení emisí o 90,4% do 2050 (ve srovnání s rokem 1990), zatímco scénář s endogenní cenou (WAM1_EUA) dosáhl snížení emisí skleníkových plynů na úrovni EU o 93% při ceně povolenek přes 1400 €/t CO2 ke onci období 2050. V rámci analýz byl proto emisní cíl nastaven na nižší hodnotu - při emisním snížení o 89,3% model dosáhl tohoto snížení při ceně povolenky na úrovni 308 €/t CO2, co je nižší cena než kterou předpokládá doporučení HTC pro predikce (EC 2023) a které předpokládáme ve scénářích WAM. Při emisním cíli stanoveném v modelu E3ME na vyšší úroveň, konkrétně 90,8 % k roku 2050, se cena emisních povolenek blížila 820 €/t CO2. Výsledkem simulací je zjištění, že snížení emisí nad 90% úroveň v rámci EU, při předpokladu míry investičních podpor v tomto modelování, vede k extrémně vysoké ceně emisních povolenk na konci obodbí 2050. Jinak řečeno, ETS není dostatečný nástroj na to, aby byly emise snížení na úroveň, kterou indikují analýzy Evropské komise, tj. 233–366 MtCO2e bez LULUCF, neboli 92–95 % pod úroveň roku 1990 (https://climateactiontracker.org/countries/eu/targets/).

K podobnému výsledku jsme dospěli v modelu TIMES-CZ. Citlivostní analýza provedena tímto modelem ukázala, že snížení objemu emisí skleníkových plynů (kromě sektorů odpadů F-plynů, zemědělství a LULUCF) na 2Mt a 1Mt v roce 2050 vede k výraznému zvýšení nákladů a výstavbě dalších zdrojů (další nový jaderný zdroj, při zachování předpokladu o maximálních kapacitách OZE a dovozech vodíku). Z tohoto důvodu bylo v modelu TIMES-CZ nastaveno snížení emisí skleníkových plynů na 5 Mt CO2eq v 2050. Citlivostní analýza na dosažení 7 Mt CO2eq v 2050 ukázala ….

Ukazuje se, že v modelované části systém vykazuje výrazné klesající výnosy zpoplatnění uhlíku, tj. mezní zvýšení ceny povolenek vede pouze k velice malému efektu (snížení emisí). Je proto důležité analyzovat potenciál snížení emisí skeníkových plynů v nemodelovaných částech ekonomiky, zejména v zemědělství, jehož produkci emisí předpokládáme v roce 2050 stále na úrovni 6,3 Mt. Další snížení emisí skleníkových plynů v sektoru zemědělství je možné při motivaci snížení spotřeby živočišných produktů. Snížení konzumace hovězího a skopového masa o 15 % do 2030 a 50 % do 2050 by mohlo vést ke snížení emisí na 5,66 Mt (o -0,61 Mt) do konce roku 2050. Přidáním snížení i u konzumace kravského mléka a sýrů o stejné množství by mohlo vést ke snížení na 5,22 Mt (o -1,05 Mt) a snížení konzumace i u vepřového a drůbežího masa na 5,0 Mt (o -1,27 Mt). Scénář s nějvětší změnou diet, který by vyžadoval snížení konzumace všech živočišných produktů o 15 % do 2030 a 50 % do 2050 by vedl k emisím na úrovni 4,73 Mt, tj ke snížení o 1,54 Mt ve srovnání s předpokladem této studie, dle studie UZEI (2023); Poore a Nemecek (2018); shrnuto v UK COŽP (2023).

Další potenciál představuje biomasa ze zemědělské půdy, které nejenže představuje další ne-emisní zdroj v mixu, který má potenciál vést při CCS k negativním emisím (tzv. BECCS), ale také povede ke snížení emisí v sektoru zemědělství z důvodu změny využívání zemědělské půdy.

Důležité je rovněž revidovat predikce druhové a věkové struktury vývoje lesa a tedy propadů v lesnictví, které bylo negativně ovlivněno kůrovcovou kalamitou a extrémními objemy nahodilé těžby dřeva v posledních pěti letech.

V neposlední řadě je potřebné zmínit efekt chování na poptávku po energetických službách zejména v domácnostech. Předkládané modelování vychází z poměrně konzervativního (růstového) předpokladu o vývoji této poptávky. Velikost vozového parku mírně stoupá, ačkoliv sdílení vozidel a autonomní vozidla mohou vést k opačnému trendu; efekt na poptávku po mobilitě (osobokilometrech) není ve studiích jednoznačný. Podobně poptávka po službě (osobokilometrech) v důsledku používání elektrických vozidel (BEV, vodíkových) může být ovlivněna oběma směry v důsledku změny užívání a změny mezních nákladů služby (v důsledku různého poměru fixních investičních nákladů a variabilních provozních nákladů). Poptávka po vytápění, počet a frekvence užívání elektrospotřebičů je předpokládána bez negativního efektu změny chování na spotřebu. Například meta-analýza Khanna et al. (2021) shnrující 360 efektů ze 122 studií z 25 zemí indikuje potenciál snížení spotřeby energie v domácnostech v důsledku behaviorální reakce na ne-investiční intervence (jako je například poskytnutí informací o vlastní spotřebě, spotřebě jiných nebo o dopadech spotřeby, peněžních pobídek) do 15 %. Úspory energie, zejména elektřiny v zimních měsících, mohou přispět k uspokojení poptávky po energii v sektorech, ve kterých je možné snížit spotřeby mnohem obtížněji, například v průmyslu, a může také přispět k řešení zdrojové nepřiměřenosti.

Zdrojová přiměřenost a nedodávky

Důležitém aspektem dekarbonizace bude zajištění dodávek elektrické energie. Analýze tohoto kritéria byla v modleování věnována velká pozornost. Zdrojová přiměřenost byla experty ČEPS modelována pomocí modelu PLEXOS na zakladě dat evropských operátorů přenosových sítí (TSO). Na základě tohoto modelování byla kvantifikována nepřiměřenost prvotních scénářů WAM, ty byly následně dozdrojovány tak, aby nebyla překročena norma spolehlivosti LOLE a tato úprava vstoupila do další verze scénáře modelovaného modelem TIMES-CZ. Tento postup byl následně zopakován. V obou scénářích WAM1 a WAM2 byly dozdrojovány kapacity plynovými zdroji pro vyrovnávání špiček, zejména v průběhy topné sezóny – ve WAM1 se jednalo zejména o dozdrojování plynovými zdroji v objemu 920 MW v roce 2035 a dalších 1000 MW ve 2050. Ve WAM2 bylo dozdrojováno 700 MW.
Jedná se o poměrně konzervativní, drahé, řešení nedodávek. Problém zdrojové nepřiměřenosti je možné částečně zmírnit využíváním energie z bioplynových stanic; tato možnost nebyla zatím v modelování scénářů plně reflektována a v další fázi analýz může přispět k řešení tohoto problému. Tento problém je však možné také řešit na straně spotřeby, konkrétně prostředníctvím akumulace tepla jak v teplárnách, tak v jednotlivých domech nebo díky časově omezenému snížení tepelného komfortu u spotřebitelů během topné sezóny. Tento potenciál by neměl být opomíjen, potože může vést k výrazným úsporám nákladů na plynové zdroje, které budou využívany velice časově omezenou dobu během roku a také ke snížení emisí z těchto zdrojů (v případě omezení objemu CCS pro zachytávání emisí z plynových zdrojů).

Rozvoj přenosových a distribučních sítí

Zvýšené instalované kapacity OZE budou nutně vést k požadavkům rozvoje (rozšíření, modernizace) přenosových, a zejména distribučních sítí.

Model TIMES-CZ zahrnuje tyto náklady ve zjednodušené formě, dle manuálu ETSAP pro modelování modelem TIMES. Náklady jsou závislé od instalované kapacity FVE a VTE a pro WEM činí 105 mld. Kč do roku 2050. Náklady rozvoje sítí jsou obdobné ve WAM2, protože instalované kapacity OZE jsou jenom mírně vyšší než ve WEM. WAM1 implikuje náklady rozvoje sítí 162 mld. Kč, tedy o 62 mld. Kč více než ve WEM. Scénář s maximální kapacitou VTE a FVE vede k nákladům rozvoje sítí ve výši 200 mld. Kč, tedy dvakrát tolik než implikuje WEM. Tyto náklady jsou již zahrnuty do nákladové optimalizace a jsou součástí celkových predikovaných nákladů v modelu TIMES-CZ.

Tyto náklady jsou nižší než predikují nejnovější odhady nákladů rozvoje sítí provedené ve studii SOZER z července 2023. Ty činí kolem 300 mld. Kč, což je o 140 mld Kč více než hodnota, s kterou počítá optimalizace modelem. Část těchto nákladů je spojena s vývojem ve WEM. Tyto více-náklady by mohly být připočteny nákladům obou scénářů WAM, přičemž z důvodu menších kapacit OZE ve WAM2 může tento scénář implikovat menší více-náklady než WAM1 (v současné době není celá studie SOZER k dispozici, aby bylo možné výsledky podrobněji diskutovat).

Ve srovnání s celkovými investičními náklady FVE a VTE do roku 2050 ve WAM1 (555 mld. Kč a 471 mld. Kč), představuje odhadovaná hodnota nákladů rozvoje sítí ve studii SOZER kolem 30 %. Odhad systémových nákladů FVE a VTE provedený IEA vede k větším hodnotám. LCOE včetně systémových nákladů (VALCOE) se odhadují pro FVE a VTE na úrovni 80 USD/MWh a 60 USD/MWh pro EU. Systémové náklady tak tvoří třetinu nákladů (LCOE) u VTE a jsou 1,6 krát vyšší než LCOE v případě FVE. Stále jsou však FVE a VTE i se systémovými náklady levnějšími zdroji výroby elektrické energie než jaderná energetika, a to o 33 % a 50 % levnější pro období kolem 2030 (měřeno LCOE).

Tabulka: LCOE a VALCOE OZE a NJZ, USD/MWh

	LCOE, NZE scénář			LCOE, Stated Policies Scenario			VALCOE, Stated Policies Scenario		
	2021	2030	2050	2021	2030	2050	2021	2030	2050
FVE	50	35	25	50	35	30	60	80	80
VTE	55	50	45	55	50	45	65	60	60
Jádro	140	115	115	140	120	105	140	120	105

Vyrovnávání rozdílu mezi výrobou a spotřebou

Součástí systémových nákladů OZE jsou obvykle i náklady spojené s vyrovnávaním rozdílu mezi výrobou a spotřebou elektrické energie. Předkládané modelování zahrnuje ukládání elektrické energie v bateriích – v modelu

TIMES-CZ je instalovaný ***výkon baterií*** roven 15 % součtu instalovaných výkonů větrných a fotovoltaických elektráren, podobně jako v modelování zdrojové přiměřenosti modelem PLEXOS, a v souladu s metodikou ENTSO-E (10 % v roce 2025). Podobně je v modelu E3ME je součástí simulací krátkodobé a dlouhodobé ukládání elektřiny, konkrétně v modulu FTT:Power. V obou modelech tak už jsou náklady ukládání elektřiny vyrobené z OZE součástí nákladů a optimalizace.

Rozdíl mezi výrobou a spotřebou bude ovlivněn změnou spotřeby, která může být vyvolaná regulací (například tarifní politikou). Předkládané modelování vychází ze ***současného profilu spotřeby elektřiny***, tj. bez řízení spotřeby na straně poptávky a potencionálního efektu dynamických cen a představuje tak konzervativní přístup vedoucí k vyšším nákladům. Dalším zdrojem vyrovnávání rozdílu mezi výrobou a spotřebou budou bateriová vozidla, která by se měla postupně stát součástí chytrých sítí; pozitivní efekt bateriových elektrických vozidel není v předkládané studii ještě reflektován.

Alternativou k ukládání vyrobené elektrické energie v bateriích jsou přečerpávací vodní elektrárny. Jejich potenciál nebyl také zahrnut mezi dostupné technologie. Další možností jsou bioplynové stanice.

Produkce průmyslových odvětví

Předkládané scénáře vychází z poměrne optimistického předpokladu o vývoji ekonomiky a tím i výroby v průmyslu. V modelu E3ME se předpokládá růst HDP v benchmarku v základním scénáři na úrovni 2,4 % ročně (2020-2030), 2,0 % (2031-2040) a 1,4 % (2041-2050), HDP ve scénářích roste v benchmarku 2,7 %, 2,5 % a 2,0 % ročně v daných desetiletích. To implikuje růst průmyslových odvětvích ve všech modelovaných scénářích, což vede k výrazně vyššímu nárustu výroby produktů, které jsou energeticky náročné (ve srovnání s modelováním prezentovaným v červnu t.r. a studií dopadů FF55 (Rečka a kol., 2022). Vyvolaný nárůst výroby v modelu TIMES-CZ vede k nárůstu poptávky po elektrické energie na úrovni 7-10 TWh ročně, což implikuje nárůst potřebných zdrojů vyrábějících elektřinu. To má za následek, že předkládané modelování scénářů vede k vyšším instalovaným kapacitám NJZ na konci obodbí 2050 ve srovnání s předchozími výsledky modelování. Jinými slovy, méně optimistický scénář o vývoji ekonomiky ve světě, například o 1 p.b. méně, by vedl k menší kapacitě jaderných zdrojů, a to přibližně o velikosti jednoho NJZ.

Faktory, které mohou ovlivnit spotřebu elektřiny

Výsledný růst ekonomiky (E3ME) je podmíněný významným růstem zaměstnanosti v ČR.

- technologický pokrok;
- nižší produkce energeticky náročných odvětví;
- zvýšení průměrné teploty v topné sezóně;
- změny ve spotřebním chování
- přechod k preciznímu zemědělství
+ nižší než předpokládané tempo úspor
+ nižšní podíl vodíkových vozidel
+ Gigafactory na výrobu baterií – zvýšení spotřeby elektřiny o XXX

Použité zdroje

Cienciala, E., Melichar, J. (2022) Dopady platných adaptačních opatření pro lesy v sektoru LULUCF – bilance skleníkových plynů podle možných scénářů vývoje hospodaření a stavu lesa, výstup V1 projektu TL02000440, Jílové u Prahy: IFER - Ústav pro výzkum lesních ekosystémů.

ČEPS (2023) Hodnocení zdrojové přiměřenosti ES ČR do roku 2040 (MAF CZ 2022). Praha: ČEPS, a.s.

European Commission, Directorate-General for Climate Action (2022) Recommended parameters for reporting on GHG projections in 2023, Brussels.

European Commission (2021) EU Reference Scenario 2020. Energy, transport and GHG emissions - Trends to 2050, Brussels: Directorate-General for Energy, Directorate-General for Climate Action, Directorate-General for Mobility and Transport.

European Commission (2018) In-depth analysis in support on the COM(2018) 773: A Clean Planet for all - A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy, Brusel, dostupné z https://ec.europa.eu/clima/system/files/2018-11/com_2018_733_analysis_in_support_en.pdf

IEA (2020) Projected Costs of Generating Electricity 2020, Paris: IEA/NEA, dostupné z https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020

IEA (2023) World Energy Outlook 2023, IEA, Paris.

Khanna T.M., Baiocchi G., Callaghan M., Creutzig F., Guias H., Haddaway N.R., Hirth L., Javaid A., Koch N., Laukemper S., Löschel A., Zamora Dominguez M.M., Minx J.C.(2021), A multi-country meta-analysis on the role of behavioural change in reducing energy consumption and CO2 emissions in residential buildings, Nature Energy, 6 (9), pp. 925-932. DOI: 10.1038/s41560-021-00866-x

MD (2020) Dopravní politika České republiky pro období 2021 – 2027 s výhledem do roku 2050, Praha: Ministerstvo dopravy ČR.

MPO (2021) Vodíková strategie ČR. Praha: Ministerstvo průmyslu a obchodu ČR.

MPO (2020) Dlouhodobá strategie renovací na podporu renovace vnitrostátního fondu obytných a jiných než obytných budov, veřejných i soukromých. Praha: Ministerstvo průmyslu a obchodu ČR.

Poore J., Nemecek T. (2018). Reducing food's environmental impacts through producers and consumers. Science 360, 987-992. DOI:10.1126/science.aaq0216

Rečka L., Ščasný, M., Kopečná, V., Máca, V., Kiss-Dobronyi, B., Fazekas, D., Gutzianas, I. (2022) Analýza Fit for 55. Hodnocení dopadů na ČR, Praha: Univerzita Karlova – Centrum pro otázky životního prostředí a Cambridge Economics, dostupné z https://seepia.cz/novinka/studie-o-dopadech-fit-for-55-na-cr-dokoncena/.

UK COŽP (2023), Přehled možností snižující emise skleníkových plynů ze zemědělství v České republice. Studie SEEPIA a ARAMIS, 27. červen 2023.

ÚZEI (2023) Hodnocení ekonomických dopadů Fit For 55, Praha: UZEI, IFER, CZ Biom.

Ueckerdt F., Pietzcker R., Scholz Y., Stetter D., Giannousakis A., Luderer G. (2017) Decarbonizing global power supply under region-specific consideration of challenges and options of integrating variable renewables in the REMIND model, Energy Economics, 64, pp. 665 - 684. DOI: 10.1016/j.eneco.2016.05.012

Jülch V. (2016) Comparison of electricity storage options using levelized cost of storage (LCOS) method, Applied Energy, 183, pp. 1594 - 1606. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.08.165

[1] https://energy.ec.europa.eu/topics/oil-gas-and-coal/eu-coal-regions/coal-regions-transition_en

[2] Jouvenot, Valentin, and Philipp Krueger. "Mandatory corporate carbon disclosure: Evidence from a natural experiment." Available at SSRN 3434490 (2019).

[3] Nässén, Jonas, and John Holmberg. "Quantifying the rebound effects of energy efficiency improvements and energy conserving behaviour in Sweden." Energy Efficiency 2 (2009): 221-231.

[4] Cardoso, Leonardo CB, et al. "Biofuels policies and fuel demand elasticities in Brazil." Energy policy 128 (2019): 296-305.

[5] ECF and Cambridge Econometrics. "Modelling the socioeconomic impacts of zero carbon housing in Europe." Available at https://www.camecon.com/what/our-work/european-climate-foundation-modelling-the-socioeconomic-impacts-of-zero-carbon-housing-in-europe/ (2022).

[6] CEDEFOP. "Skills Forecast". Available at https://www.cedefop.europa.eu/en/tools/skills-forecast (2023).

[7] Climate Action Tracker. "EU Targets". Available at https://climateactiontracker.org/countries/eu/targets/ (2023).

Přílohy

Popis modelu E3ME - předpoklady

For the Fir-for-55 (technically called S12) scenarios there were several assumptions made about the use of ETS revenues and about further regulatory measures. The full list of adapted measures is the following, the measures were adapted for all EU member states:

Regulatory

- Coal phase-out in power generation, based on dates announced [1]
- Ban on the sale of new cars with emissions over 0 gCO2 from 2035
- Regulation of both coal phase-out and vehicle ban is "foreseen", i.e., probability of buying these technologies is lower from 5-10 years before the actual measure (5 year cars, 10 year power)
- Expected regulation on fossil boilers decreases probability of buying these from 2030
- Oil based power generation is restricted to 2025 levels
- CSRD mandatory reporting introduced from 2029, leading to decreased energy use in listed companies [2]

Pricing

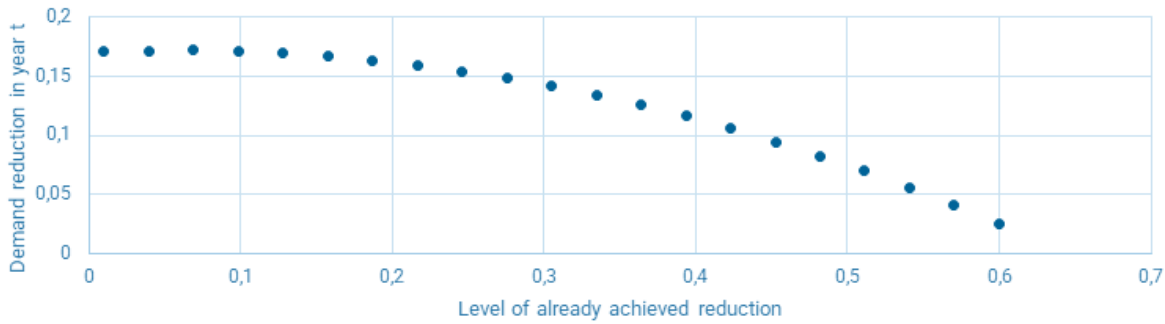
- ETS1 covering ETS sectors
- ETS2 introduced from 2027, covering transport and buildings (households, public, commercial)
- Revenues are used for a variety of measures, see below

Modelling of ETS1 and ETS2

- In the E3ME model ETS1 and ETS2 increase prices for fuels through taxation, endogenously this process leads to increased production prices and therefore decreasing demand for carbon-intensive goods, endogenous energy efficiency measure from industry (lowering their energy use) and some fuel switching (as the relative price of fossil fuels increase more than non-fossils)
- ETS1 and ETS2 prices also directly influence investor decisions in the FTT:Power, FTT:Steel, FTT:Transport and FTT:Heat submodules, by increasing the levelized cost of technologies with fossil fuel use
- However, the price increase induced by (especially) ETS2 does not, by default, impact biofuel use in transport and passenger KM demand (i.e., distance driven) while it should (e.g., through incentivized switching and elasticity of consumption), therefore, to capture these impacts, passenger KM demand (which is otherwise exogenous) is treated as decreasing with an elasticity of -0.22 given weighted[1] price increase (as in 0.22% decrease in demand for 1% of price increase) [3], while biofuel demand is treated with a cross-price elasticity of 0.3 [4] (this is applied on biofuel share in the economy rather than on absolute amounts
- Furthermore, CCS is deployed in power generation by the model endogenously, but in industries where there are significant process emission it is not, therefore to simulate the effect of ETS on reducing process emissions we use data from the Climact Net Zero EU technical scenario on CCS capacities deployed in industry by country; in the endogenous price cases the scale of industrial CCS deployment is scaled with the ETS price increase

Subsidy measures

- **Energy efficiency in all sectors**: energy efficiency is achieved by reducing energy demand in the relevant sectors, the reduction is distributed across fuel types according to their share in sectoral final energy demand (i.e., if a sector uses 50% gas for its energy needs 50% of energy efficiency effort in this sector will go towards gas demand). The level of efficiency achieved in a given year is based on monetary amount available for this measure. We calculate the total impact (which then shared out across fuel types) with the assumption of a diminishing return. The starting estimate (i.e., energy demand reduction possible when there has been limited before) is a conservative 8000 GJ / mEUR value. The diminishing factor is calculated such as the return from investments converges to zero around 60% already achieved energy efficiency. We further limit efficiency improvement that is possible in a single year to 2.5%. See the figure below:



- **Energy efficiency in industry:** the approach taken is the same as above, however, in this case energy efficiency is coupled with electrification. Electrification follows an approach similar to what described above, i.e., electrification investment has diminishing returns once it approaches 85%. Starting estimate for the return of investment is 15000 GJ / mEUR. Only a portion of total energy use can be electrified by sector however, so this is capped around 90% and does not apply to process emissions and heat demand. In both cases (this and the above) energy efficiency and electrification investment generates investment from the sector that is overtaking it (i.e., where energy demand reduction is realized) and in general endogenously increases the sector's debt and prices.
- **Energy efficiency in households**: a similar approach is taken for energy efficiency of households and public-commercial buildings. Returns on investment however here are calculated on a country level, mostly considering renovation impacts. The used parameters are derived from a building stock model covering the whole EU [5]. It is assumed that efficiency measures are partially covered by households, therefore investments of this type increase household debt. Household debt is paid back in the modelling over a 10 year period and decreases the disposable income of the household.
- **Capital subsidies for solar and wind power, battery electric vehicles (BEV) and heat pumps**: we consider capital subsidies for green technologies in transport, power generation and heating. These subsidies are channeled through the FTT submodules and induce lower levelized cost of electricity (LCOE), levelized cost of transport (LCOT) and levelized cost of heating (LCOH) for investor decisions. Therefore, it can induce higher deployment for these technologies. The ratio of subsidy however is constrained, see the table below:

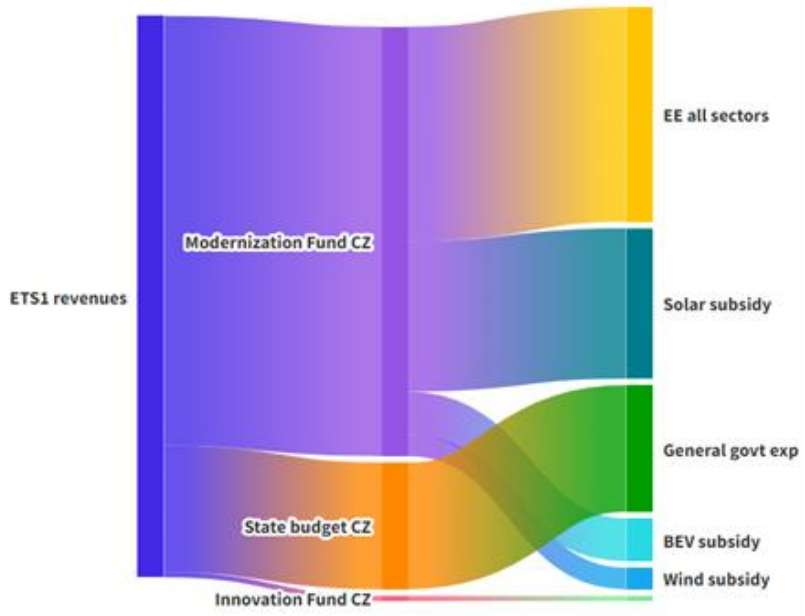
	2035	2040	2045	2050
Solar PV	Max 20%	Max 10%	Max 5%	0%
Wind	Max 40%	Max 35%	Max 30%	Max 25%
BEV	Max 20-50%, decreasing from 2020	0%	0%	0%
Heat pumps	Max 45%	Max 35%	Max 30%	Max 25%

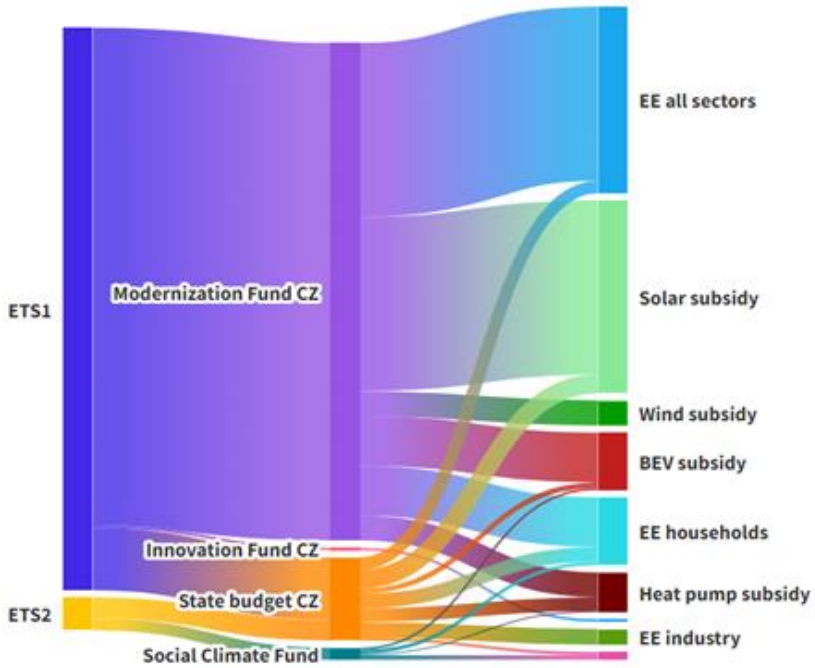
Revenue recycling

The revenue recycling process collects revenues EU-wide from ETS1 and ETS2 and redistributes them in line with fund structures and other agreements. Both ETS1 and ETS2 revenues are collected on the EU level and then redistributed using pre-specified allocations. Once the member state level funds are calculated these are share out across the available measures using defined percentages. As it could be the case that available funds are higher than what can be absorbed by the measure (e.g., more solar subsidy is available than what the model uses for deploying solar capacities) leakage is allowed between years (carrying on money for the same measure in the next year) and in some cases between measures (we allow RES subsidies to be used for EE in households; EE all sectors is allowed to be used for EE industry).

Flows in the revenue recycling structure are show below:

Figure 1 - Revenue recycling routes in WEM scenario (top) and WAM scenarios (bottom) in 2030





Popis modelu TIMES-CZ

TIMES-CZ is a technology-rich and bottom-up energy system optimizing model for Czechia. It was built under the generic and flexible TIMES (The Integrated MARKAL-EFOM System) model generator and is run by General Algebraic Modelling System (GAMS) code. The task of the complex systems of equations and constraints in the TIMES source code is to minimize the discounted total cost of the entire energy system and find corresponding optimal energy mix. The objective function is subject to the exogenously given energy service demand and relies on perfect foresight principle (Loulou et al., 2020).

TIMES-CZ is based on the Czech region of the Pan-European TIMES PanEu model developed by the Institute of Energy Economics and Rational Energy Use at the University of Stuttgart (Capros et al., 2014). Multiple extensions have been made to the original TIMES-CZ model to enhance its resolution. The most updated version is regionalized into 14 regions and is enriched by detailed properties of individual EU ETS facilities. The base year is updated to 2019 implying that the 2019 energy balance sheet is the initial condition for the model (the year 2019 was selected as the base year of the model to avoid bias by the pandemic year 2020). The modeling horizon spans from 2019 to 2050, split into two 2 and six five-year time steps. A year is divided into 12 monthly, 4-seasonal and 3-day (day, peak and night) time-slices. GHG emissions (CO_2, CH_4, N_2O) and other pollutants (SO_2, NOx, NMVOC, PM) are included in the model. GHG emissions from agriculture and Land Use and Land Use Change and Forestry Use (LULUCF) are not included in the model.

Popis modelu DASMOD

Předpoklady - vstupy do modelu TIMES-CZ

Tabelární výsledky

Tabelární výsledky scénářů WEM, WAM1 a WAM2

Citlivostní analýza scénáře WAM1

Tabulka 1. CELKOVÉ EMISE GHG (CO2ek Mt)

Scénář	Odvětví	2025	2030	2035	2040	2045	2050
wam1	ESR	16.6	14.3	11.6	9.9	8.5	7.9
	ETS1	45	18.2	7	5	3.6	2.3
	LULUCF	6.1	2.3	-4.4	-6.9	-6.5	-6.1
	non ETS1	33.4	33	29.2	22.1	13.3	4.8
	Celkem	101.2	67.8	43.4	30.1	18.9	8.9
wam1_capex	ESR	16.6	14.3	11.6	9.9	8.5	7.9
	ETS1	45	17.9	7.1	5.3	3.8	2.3
	LULUCF	6.1	2.3	-4.4	-6.9	-6.5	-6.1
	non ETS1	33.4	33.4	29.8	22.7	14	4.8
	Celkem	101.1	67.9	44.2	31	19.8	8.9
wam1_ccs	ESR	16.6	14.3	11.6	9.9	8.5	7.9
	ETS1	45	18.2	7	5	3.6	2.3
	LULUCF	6.1	2.3	-4.4	-6.9	-6.5	-6.1
	non ETS1	33.4	33	29.1	22.1	13.3	4.8
	Celkem	101.2	67.8	43.4	30.1	18.9	8.9

wam1_fve	ESR	16.6	14.3	11.6	9.9	8.5	7.9
	ETS1	44.9	18.5	6.9	5	3.6	2.3
	LULUCF	6.1	2.3	-4.4	-6.9	-6.5	-6.1
	non ETS1	33.4	32.6	28.9	21.8	13.8	4.8
	Celkem	101	67.7	43	29.8	19.5	8.9
wam1_ghg8	ESR	16.6	14.3	11.6	9.9	8.5	7.9
	ETS1	45	18.1	7	5	3.6	2.7
	LULUCF	6.1	2.3	-4.4	-6.9	-6.5	-6.1
	non ETS1	33.4	33.1	29.2	22.1	14.1	6.1
	Celkem	101.1	67.8	43.4	30.1	19.8	10.6
wam1_h2	ESR	16.6	14.3	11.6	9.9	8.5	7.9
	ETS1	45	18.2	7	5	3.6	2.3
	LULUCF	6.1	2.3	-4.4	-6.9	-6.5	-6.1
	non ETS1	33.4	33	29.2	22	13.3	4.8
	Celkem	101.2	67.8	43.4	30	18.9	8.9
wam1_vte	ESR	16.6	14.3	11.6	9.9	8.5	7.9
	ETS1	44.9	18.4	6.9	5	3.6	2.3
	LULUCF	6.1	2.3	-4.4	-6.9	-6.5	-6.1
	non ETS1	33.4	32.8	29.2	22.4	14	4.9
	Celkem	101	67.8	43.4	30.5	19.7	8.9

wam1_wacc	ESR	16.6	14.3	11.6	9.9	8.5	7.9
	ETS1	44.9	17.9	7.1	5.3	4	2.3
	LULUCF	6.1	2.3	-4.4	-6.9	-6.5	-6.1
	non ETS1	33.4	33.4	29.8	22.7	14.1	4.9
	Celkem	101.1	67.9	44.1	31	20.2	8.9

EMISE GHG Z ETS1 (CO2ek Mt)

Scénář	**Sektor**	**2019**	**2025**	**2030**	**2035**	**2040**	**2045**	**2050**
wam1	Energetika	62.5	32.7	11.7	1.3	0.1	0	0
	Průmysl	12.5	11.1	5.4	4.6	3.8	2.6	1.6
	Transformace paliv	0.9	1.1	1.1	1.1	1.1	0.9	0.7
wam1_fve	Energetika	62.5	32.6	12	1.2	0.1	0	0
	Průmysl	12.5	11.1	5.4	4.6	3.8	2.6	1.6
	Transformace paliv	0.9	1.1	1.1	1.1	1.1	1	0.7
wam1_vte	Energetika	62.5	32.6	11.9	1.3	0.1	0	0
	Průmysl	12.5	11.1	5.4	4.6	3.8	2.6	1.5
	Transformace paliv	0.9	1.1	1.1	1.1	1.1	1	0.7
wam1_capex	Energetika	62.5	32.7	11.4	1.4	0.1	0	0
	Průmysl	12.5	11.1	5.4	4.6	4.1	2.8	1.6
	Transformace paliv	0.9	1.1	1.1	1.1	1.1	1	0.7

wam1_wacc	Energetika	62.5	32.6	11.4	1.4	0.1	0	0
	Průmysl	12.5	11.1	5.4	4.6	4.1	3	1.6
	Transformace paliv	0.9	1.1	1.1	1.1	1.1	1	0.7
wam1_ccs	Energetika	62.5	32.7	11.6	1.3	0.1	0	0
	Průmysl	12.5	11.1	5.4	4.6	3.8	2.6	1.6
	Transformace paliv	0.9	1.1	1.1	1.1	1.1	0.9	0.7
wam1_h2	Energetika	62.5	32.7	11.6	1.3	0.1	0	0
	Průmysl	12.5	11.1	5.4	4.6	3.8	2.6	1.6
	Transformace paliv	0.9	1.1	1.1	1.1	1.1	0.9	0.7
wam1_ghg8	Energetika	62.5	32.7	11.6	1.3	0.1	0	0
	Průmysl	12.5	11.1	5.4	4.6	3.8	2.6	2
	Transformace paliv	0.9	1.1	1.1	1.1	1.1	0.9	0.7

EMISE GHG Z ESR sektorů (CO2ek Mt)

Scénář	**Sektor**	**2025**	**2030**	**2035**	**2040**	**2045**	**2050**
wam1	odpady	9.3	7.2	4.8	3.2	2.1	1.6
	zemědělství	7.4	7.1	6.8	6.6	6.4	6.3
wam1_capex	odpady	9.3	7.2	4.8	3.2	2.1	1.6
	zemědělství	7.4	7.1	6.8	6.6	6.4	6.3
wam1_ccs	odpady	9.3	7.2	4.8	3.2	2.1	1.6
	zemědělství	7.4	7.1	6.8	6.6	6.4	6.3

wam1_fve	odpady	9.3	7.2	4.8	3.2	2.1	1.6
	zemědělství	7.4	7.1	6.8	6.6	6.4	6.3
wam1_ghg8	odpady	9.3	7.2	4.8	3.2	2.1	1.6
	zemědělství	7.4	7.1	6.8	6.6	6.4	6.3
wam1_h2	odpady	9.3	7.2	4.8	3.2	2.1	1.6
	zemědělství	7.4	7.1	6.8	6.6	6.4	6.3
wam1_vte	odpady	9.3	7.2	4.8	3.2	2.1	1.6
	zemědělství	7.4	7.1	6.8	6.6	6.4	6.3
wam1_wacc	odpady	9.3	7.2	4.8	3.2	2.1	1.6
	zemědělství	7.4	7.1	6.8	6.6	6.4	6.3

Podíl OZE na hrubé konečné spotřebě (%)

Scénář	**2019**	**2030**	**2050**
wam1	16.4	26.1	57.9
wam1_fve	16.4	26.4	58.3
wam1_vte	16.4	26.2	57
wam1_capex	16.3	25.8	57.1
wam1_wacc	16.3	25.8	57.2
wam1_ccs	16.4	26.1	57.9
wam1_h2	16.4	26.2	57.9
wam1_ghg8	16.4	26.2	54.6

Podíl OZE v dopravě (s multiplikatory) (%)

Scénář	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050
wam1	6.7	9.8	18.5	31.5	50.6	78.5	119.2
wam1_fve	6.6	9.8	18	29.1	43.4	61.9	111
wam1_vte	6.6	9.8	18	29.1	43.4	63.9	112.6
wam1_capex	6.6	9.8	18	29.1	43.4	63.9	112.6
wam1_wacc	6.6	9.8	18	29.1	43.4	65.2	113.6
wam1_ccs	6.7	9.8	18.5	31.5	50.6	78.5	119.2
wam1_h2	6.7	9.8	18.5	31.5	50.6	78.6	119.2
wam1_ghg8	6.7	9.8	18.5	31.5	50.5	70.3	110.5

PRIMÁRNÍ ENERGETICKÉ ZDROJE (PJ)

Scénář	PEZ	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050
wam1	Energie prostředí	9.8	26.4	42.9	54.9	76	110.6	121.1
	Pevná biomasa	138.5	121.7	110.4	114.1	98.7	102.5	106.1
	Ostatní biomasa	96	52.2	83.8	66.7	59.3	57.9	79.5
	Černé uhlí a koks	149.6	103.9	79.7	72	67.5	53.3	39.9
	Elektřina - čistý import	-47.1	7	23.5	36.9	23.8	31.4	24.5
	Hnědé uhlí	467.5	338.3	114.3				
	Jaderné teplo	316	322.9	322.9	325.3	430.9	490.4	553.2
	Kapalná paliva	415	372.4	346.7	320.8	293.5	229.5	155.6

	Solární	9.2	12.2	38.7	53.5	69.3	83.6	111.7
	Větrná	2.5	4.9	13.6	29.6	39.3	58.2	71.8
	Vodní	7.2	8.1	7.9	8.1	7.9	8.1	7.9
	Zemní plyn	299.7	284.2	339.1	326.7	258.4	191.1	84
	Geotermální		6.3	7.9	10.7	12.5	16.5	19.3
	Vodík - čistý import				22.4	50.1	70.2	117
wam1_fve	Energie prostředí	9.8	27.1	42.4	55.5	79.9	111.3	121.2
	Pevná biomasa	138.5	121.7	110.4	113.9	98.5	102.5	105.9
	Ostatní biomasa	96	52.1	83.9	65	58.2	55.9	76.2
	Černé uhlí a koks	149.6	102.6	79.7	72	67.5	53.5	39.4
	Elektřina - čistý import	-47.1	7	23.5	36.9	23.8	31.4	24.5
	Hnědé uhlí	467.5	338.3	114.9				
	Jaderné teplo	316	322.9	322.9	324.9	430.5	481.5	552.8
	Kapalná paliva	415	373	348.4	325.6	298.9	237.6	156.4
	Solární	9.2	13.3	42.1	63	80.4	96	125.6
	Větrná	2.5	4.9	13.6	29.6	39.3	58.2	71.8
	Vodní	7.2	8.1	7.9	8.1	7.9	8.1	7.9
	Zemní plyn	299.7	283.1	331.9	315	246	190	83.2
	Geotermální		6.3	7.9	10.8	12.7	16.5	19.7
	Vodík - čistý import				19.4	42.8	48.2	104

wam1_vte	Energie prostředí	9.8	27.1	42.7	55.3	76.3	108.8	121.1
	Pevná biomasa	138.5	121.7	110.5	114.1	98.6	102.6	106.3
	Ostatní biomasa	96	52.2	83.9	66	58.1	59.5	77.1
	Černé uhlí a koks	149.6	102.6	79.6	72.1	67.5	54.4	39.1
	Elektřina - čistý import	-47.1	7	23.5	36.9	23.8	31.4	24.5
	Hnědé uhlí	467.5	338.3	114.9				
	Jaderné teplo	316	322.9	322.9	331.9	437.5	497	559.8
	Kapalná paliva	415	373	348.4	325.7	298.9	237.8	157.3
	Solární	9.2	12	38.7	54.5	70.2	84.8	111.7
	Větrná	2.5	6	15.1	31.9	40.8	59	71.8
	Vodní	7.2	8.1	7.9	8.1	7.9	8.1	7.9
	Zemní plyn	299.7	283.5	334.4	319.9	257.5	194	82.5
	Geotermální		6.3	7.9	10.7	12.5	16.5	19.3
	Vodík - čistý import				19.4	42	50.4	113.8
wam1_capex	Energie prostředí	9.8	26.4	42.7	54	74.5	110.3	120.9
	Pevná biomasa	138.5	121.7	110.2	114.4	98.4	102.5	106.3
	Ostatní biomasa	96	52.3	83.2	68.2	70.7	61.1	78.8
	Černé uhlí a koks	149.6	103.4	78.1	72.1	67.9	55.2	40
	Elektřina - čistý import	-47.1	7	23.5	36.9	23.8	31.4	24.5
	Hnědé uhlí	467.5	338.3	114.3				

	Jaderné teplo	316	322.9	322.9	311.8	417.4	490	552.8
	Kapalná paliva	415	373	348.4	325.7	298.9	237.7	157.7
	Solární	9.2	12.3	35.5	54.6	70.2	84.6	111
	Větrná	2.5	4.9	13.6	29.6	39.3	58.2	71.8
	Vodní	7.2	8.1	7.9	8.1	7.9	8.1	7.9
	Zemní plyn	299.7	284	344	332.7	262.3	193.7	81.2
	Geotermální		6.3	7.9	10.7	12.6	16.2	19.3
	Vodík - čistý import				19.4	42	50.4	114.8
wam1_wacc	Energie prostředí	9.8	26.3	42.8	54.4	74.9	108.1	120.9
	Pevná biomasa	138.5	121.7	110.3	114.5	98.5	102.8	106.3
	Ostatní biomasa	96	52.4	83.2	68.3	70.8	63.3	76.8
	Černé uhlí a koks	149.6	103.4	78.1	72.1	67.9	57.4	39.5
	Elektřina - čistý import	-47.1	7	23.5	36.9	23.8	31.4	24.5
	Hnědé uhlí	467.5	338.3	114.3				
	Jaderné teplo	316	322.9	322.9	311.8	417.4	476.9	539.7
	Kapalná paliva	415	373	348.4	325.7	298.9	237.8	157.7
	Solární	9.2	12.3	35.5	54.6	70.3	84.8	111.3
	Větrná	2.5	4.9	13.6	29.6	39.3	58.2	71.8
	Vodní	7.2	8.1	7.9	8.1	7.9	8.1	7.9
	Zemní plyn	299.7	284	344.3	332.3	262.1	194.9	81.7

	Geotermální		6.3	7.9	10.7	12.6	16.2	19.3
	Vodík - čistý import				19.4	42	52.2	122.9
wam1_ccs	Energie prostředí	9.8	26.4	42.9	54.9	76	110.6	121.1
	Pevná biomasa	138.5	121.7	110.4	114.1	98.7	102.5	106.1
	Ostatní biomasa	96	52.2	83.8	66.7	59.3	57.9	79.5
	Černé uhlí a koks	149.6	103.9	79.7	72	67.5	53.3	39.9
	Elektřina - čistý import	-47.1	7	23.5	36.9	23.8	31.4	24.5
	Hnědé uhlí	467.5	338.3	114.3				
	Jaderné teplo	316	322.9	322.9	325.3	430.9	490.4	553.2
	Kapalná paliva	415	372.4	346.7	320.8	293.5	229.5	155.6
	Solární	9.2	12.2	38.7	53.5	69.3	83.6	111.7
	Větrná	2.5	4.9	13.6	29.6	39.3	58.2	71.8
	Vodní	7.2	8.1	7.9	8.1	7.9	8.1	7.9
	Zemní plyn	299.7	284.2	339.1	326.6	258.4	191.1	84
	Geotermální		6.3	7.9	10.7	12.5	16.5	19.3
	Vodík - čistý import				22.4	50.1	70.2	117
wam1_h2	Energie prostředí	9.8	26.4	42.9	54.9	76	110.6	121.1
	Pevná biomasa	138.5	121.7	110.4	114.1	98.7	102.5	106.1
	Ostatní biomasa	96	52.2	83.8	66.8	59.3	58	79.5
	Černé uhlí a koks	149.6	103.9	79.6	72	67.5	53.3	39.9

	Elektřina - čistý import	-47.1	7	23.5	36.9	23.8	31.4	24.5
	Hnědé uhlí	467.5	338.3	114.3				
	Jaderné teplo	316	322.9	322.9	325.3	430.9	490.4	553.2
	Kapalná paliva	415	372.4	346.7	320.8	293.4	229.4	155.6
	Solární	9.2	12.2	38.7	53.5	69.3	83.7	111.7
	Větrná	2.5	4.9	13.6	29.6	39.3	58.2	71.8
	Vodní	7.2	8.1	7.9	8.1	7.9	8.1	7.9
	Zemní plyn	299.7	284.2	339.1	326.7	256.8	191.1	84
	Geotermální		6.3	7.9	10.7	12.5	16.5	19.3
	Vodík - čistý import				22.5	51.8	70.3	117
wam1_ghg8	Energie prostředí	9.8	26.2	42.8	55.1	76.2	111.1	120.7
	Pevná biomasa	138.5	121.7	110.4	114.3	98.6	100.3	106.6
	Ostatní biomasa	96	52.2	83.7	66.6	58.8	57.9	68.3
	Černé uhlí a koks	149.6	103.6	79.4	72.1	67.5	53.5	45.5
	Elektřina - čistý import	-47.1	7	23.5	36.9	23.8	31.4	24.5
	Hnědé uhlí	467.5	338.3	114.3				
	Jaderné teplo	316	322.9	322.9	324.9	430.5	482.4	552.8
	Kapalná paliva	415	372.3	346.7	320.7	293.5	231.9	164.7
	Solární	9.2	12.2	38.7	53.5	69.3	83.8	112.4
	Větrná	2.5	4.9	13.6	29.6	39.3	58.2	71.8

	Vodní	7.2	8.1	7.9	8.1	7.9	8.1	7.9
	Zemní plyn	299.7	284.5	339.4	326.8	259.4	202.6	121.2
	Geotermální		6.3	7.9	10.7	12.5	16.1	19.9
	Vodík - čistý import				22.4	50.1	63	87.2

BRUTTO VÝROBA A ČISTÝ IMPORT ELEKTŘINY (TWh)

Scénář	Tok	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050
wam1	Výroba	85.4	69.5	74.6	78	90.8	103.1	119.2
	Čistý import	-13.1	2	6.5	10.3	6.6	8.7	6.8
wam1_fve	Výroba	85.4	69.6	74.2	78.6	92.4	105.5	122.7
	Čistý import	-13.1	2	6.5	10.3	6.6	8.7	6.8
wam1_vte	Výroba	85.4	69.6	74.3	78.4	91.8	104.4	120.8
	Čistý import	-13.1	2	6.5	10.3	6.6	8.7	6.8
wam1_capex	Výroba	85.4	69.4	74.3	78	91.3	104	120.6
	Čistý import	-13.1	2	6.5	10.3	6.6	8.7	6.8
wam1_wacc	Výroba	85.4	69.4	74.3	78.1	91.4	103	119.9
	Čistý import	-13.1	2	6.5	10.3	6.6	8.7	6.8
wam1_ccs	Výroba	85.4	69.5	74.6	78	90.8	103.1	119.2
	Čistý import	-13.1	2	6.5	10.3	6.6	8.7	6.8
wam1_h2	Výroba	85.4	69.5	74.6	78	90.8	103.2	119.2
	Čistý import	-13.1	2	6.5	10.3	6.6	8.7	6.8

wam1_ghg8	Výroba	85.4	69.4	74.6	78	90.8	102.2	115.8
	Čistý import	-13.1	2	6.5	10.3	6.6	8.7	6.8

CELKOVÁ KONEČNÁ SPOTŘEBA ENERGIE (TWh)

Scénář	Energie	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050
wam1	Energie prostředí	2.4	5.9	11.1	13.1	17.3	17.5	17.8
	Biopaliva	23.5	20.2	16.9	16.5	9.8	10.4	11.1
	Bioplyn	1.7	2.2	1.4	1.5	1.8	3.3	4
	Pevná biomasa	23.2	15.8	11.4	11	10.5	9.7	8
	Černé uhlí	6.1	6.4	3.8	4.8	5.9	5	3.8
	Hnědé uhlí	11.1	11	6.8				
	Zemní plyn	58.7	70	68	63.2	57.5	48.2	19.8
	Koks	15.2	12.9	2.7	6.5	4.3	1.8	1.3
	Ropná paliva	74.9	73.8	67	55.6	45.6	24.9	5.1
	Elektřina	58	60.5	68.9	76.6	83.6	91.5	103.5
	Teplo	24.2	20.5	18.7	14.3	13.1	11.5	10.4
	Vodík	0.8	0	1.2	6.1	13.4	18.4	23.5
	Ostatní	4.3	5.1	4.6	5.4	5.9	6.3	2.4
	Solární	0.2	0.7	1.1	1.7	2.3	2.5	6.5
	Odpad	3.1	4	4	1	1.2	1.4	1.3
	Geotermální		1.8	2.2	3	3.5	4.6	5.4

wam1_fve	Energie prostředí	2.4	5.9	10.9	13	17.3	17.5	17.8
	Biopaliva	23.5	20.2	16.9	16.5	9.7	10.4	11
	Bioplyn	1.7	2.2	1.4	1.4	1.9	3.4	4.1
	Pevná biomasa	23.2	15.8	11.4	10.9	10.3	9.9	7.9
	Černé uhlí	6.1	6.3	3.8	4.8	5.9	5	3.8
	Hnědé uhlí	11.1	11	6.8				
	Zemní plyn	58.7	70	67.9	63.2	57.2	48	19.7
	Koks	15.2	12.9	2.7	6.5	4.3	1.8	1.3
	Ropná paliva	74.9	74	67.6	57	47.3	27.2	5.3
	Elektřina	58.2	60.5	68.8	77.1	84.6	93.9	106.8
	Teplo	24.2	20.7	19.1	14.8	13.1	11.5	10.4
	Ostatní	4.3	5.1	4.6	5.4	6.1	6.2	2.3
	Solární	0.2	0.7	1.1	1.7	2.3	2.5	6.5
	Odpad	3.1	4.1	4.1	1.1	1.2	1.4	1.3
	Geotermální		1.8	2.2	3	3.5	4.6	5.4
	Vodík		0	1.1	5.3	10.7	12.2	20.1
wam1_vte	Energie prostředí	2.4	5.9	11	13.1	17.3	17.5	17.7
	Biopaliva	23.5	20.2	16.9	16.5	9.7	10.5	11.1
	Bioplyn	1.7	2.2	1.4	1.5	1.7	3.8	4
	Pevná biomasa	23.2	15.8	11.4	11.1	10.6	9.2	8

	Černé uhlí	6.1	6.3	3.8	4.9	5.9	5	3.8
	Hnědé uhlí	11.1	11	6.8				
	Zemní plyn	58.7	69.9	67.9	63.1	58.3	49	19.4
	Koks	15.2	12.9	2.7	6.5	4.3	1.8	1.3
	Ropná paliva	74.9	74	67.6	57	47.3	27.2	5.6
	Elektřina	58.2	60.5	68.8	77	84.6	93.2	105.3
	Teplo	24.2	20.7	18.9	14.4	13.1	11.5	10.4
	Ostatní	4.3	5.1	4.6	5.4	5.8	6.5	2.2
	Solární	0.2	0.7	1.1	1.7	2.3	2.6	6.4
	Odpad	3.1	4	4	1	1.2	1.4	1.3
	Geotermální		1.8	2.2	3	3.5	4.6	5.4
	Vodík		0	1.1	5.3	10.7	13	20.7
wam1_capex	Energie prostředí	2.4	5.9	11.1	12.9	17.2	17.5	17.7
	Biopaliva	23.5	20.2	16.8	16.6	9.7	10.4	11.1
	Bioplyn	1.7	2.2	1.4	1.4	1.7	3.6	4
	Pevná biomasa	23.2	15.8	11.3	10.6	10	9	8
	Černé uhlí	6.1	6.4	3.8	4.9	6	5	3.8
	Hnědé uhlí	11.1	11	6.8				
	Zemní plyn	58.7	70	68.1	63.7	58.9	48.8	19.1
	Koks	15.2	12.9	2.7	6.5	4.6	2	1.3

	Ropná paliva	74.9	74	67.6	57	47.3	27.2	5.7
	Elektřina	58.2	60.5	68.9	77	84.5	92.9	105.2
	Teplo	24.2	20.5	18.5	14.3	13.1	11.5	10.5
	Vodík	0.8	0	1.1	5.3	10.7	13	20.7
	Ostatní	4.3	5.1	4.6	5.4	5.8	6.6	2.4
	Solární	0.2	0.7	1.1	1.7	2.3	2.6	6.2
	Odpad	3.1	4.1	4.1	1.1	1.2	1.4	1.3
	Geotermální		1.8	2.2	3	3.5	4.5	5.4
wam1_wacc	Energie prostředí	2.4	5.9	11.1	13	17.3	17.5	17.7
	Biopaliva	23.5	20.2	16.8	16.6	9.7	10.5	11.1
	Bioplyn	1.7	2.2	1.4	1.4	1.7	4	4
	Pevná biomasa	23.2	15.8	11.3	10.7	10	8.7	8
	Černé uhlí	6.1	6.4	3.8	4.9	6	5.2	3.8
	Hnědé uhlí	11.1	11	6.8				
	Zemní plyn	58.7	70.1	68.2	63.6	58.8	49.2	19.2
	Koks	15.2	12.9	2.7	6.5	4.6	2.2	1.3
	Ropná paliva	74.9	74	67.6	57	47.3	27.2	5.7
	Elektřina	58.2	60.5	68.9	77	84.5	92.3	104.8
	Teplo	24.2	20.5	18.5	14.3	13.1	11.5	10.5
	Vodík	0.8	0	1.1	5.3	10.7	13.5	21.1

	Ostatní	4.3	5.1	4.6	5.5	5.7	7.1	2.3
	Solární	0.2	0.7	1.1	1.7	2.3	2.6	6.3
	Odpad	3.1	4.1	4.1	1.1	1.2	1.4	1.3
	Geotermální		1.8	2.2	3	3.5	4.5	5.4
wam1_ccs	Energie prostředí	2.4	5.9	11.1	13.1	17.3	17.5	17.8
	Biopaliva	23.5	20.2	16.9	16.5	9.8	10.4	11.1
	Bioplyn	1.7	2.2	1.4	1.5	1.8	3.3	4
	Pevná biomasa	23.2	15.8	11.4	11	10.5	9.7	8
	Černé uhlí	6.1	6.4	3.8	4.8	5.9	5	3.8
	Hnědé uhlí	11.1	11	6.8				
	Zemní plyn	58.7	70	68	63.2	57.5	48.2	19.8
	Koks	15.2	12.9	2.7	6.5	4.3	1.8	1.3
	Ropná paliva	74.9	73.8	67	55.6	45.6	24.9	5.1
	Elektřina	58	60.5	68.9	76.6	83.6	91.5	103.5
	Teplo	24.2	20.5	18.7	14.3	13.1	11.5	10.4
	Ostatní	4.3	5.1	4.6	5.4	5.9	6.2	2.4
	Solární	0.2	0.7	1.1	1.7	2.3	2.5	6.5
	Odpad	3.1	4	4	1	1.2	1.4	1.3
	Geotermální		1.8	2.2	3	3.5	4.6	5.4
	Vodík		0	1.2	6.1	13.4	18.4	23.5

wam1_h2	Energie prostředí	2.4	5.9	11.1	13.1	17.3	17.5	17.8
	Biopaliva	23.5	20.2	16.9	16.5	9.8	10.4	11.1
	Bioplyn	1.7	2.2	1.4	1.5	1.8	3.3	4
	Pevná biomasa	23.2	15.9	11.4	11	10.5	9.7	8
	Černé uhlí	6.1	6.4	3.8	4.8	5.9	5	3.8
	Hnědé uhlí	11.1	11	6.8				
	Zemní plyn	58.7	70	68	63.2	57.5	48.2	19.8
	Koks	15.2	12.9	2.7	6.5	4.3	1.8	1.3
	Ropná paliva	74.9	73.8	67	55.6	45.6	24.9	5.1
	Elektřina	58	60.5	68.9	76.6	83.6	91.5	103.5
	Teplo	24.1	20.5	18.7	14.3	13.1	11.5	10.4
	Vodík	0.8	0	1.2	6.1	13.4	18.4	23.5
	Ostatní	4.3	5.1	4.6	5.4	5.9	6.3	2.4
	Solární	0.2	0.7	1.1	1.7	2.3	2.5	6.5
	Odpad	3.1	4	4	1	1.2	1.4	1.3
	Geotermální		1.8	2.2	3	3.5	4.6	5.4
wam1_ghg8	Energie prostředí	2.4	5.9	11.1	13.1	17.3	17.5	17.6
	Biopaliva	23.5	20.2	16.9	16.6	9.7	9.8	11.2
	Bioplyn	1.7	2.2	1.4	1.5	1.7	3.4	4.2
	Pevná biomasa	23.2	15.9	11.4	11	10.5	9.4	8

	Černé uhlí	6.1	6.4	3.8	4.9	5.9	5	4.4
	Hnědé uhlí	11.1	11	6.8				
	Zemní plyn	58.7	70	68	63.2	57.8	51.4	30
	Koks	15.2	12.9	2.7	6.5	4.3	1.8	1.4
	Ropná paliva	74.9	73.8	67	55.6	45.6	25.6	6.4
	Elektřina	58	60.5	68.9	76.6	83.6	90.5	99.7
	Teplo	24.2	20.5	18.6	14.3	13.1	11.5	10.2
	Ostatní	4.3	5.1	4.6	5.4	5.8	6.2	4.4
	Solární	0.2	0.7	1.1	1.7	2.3	2.6	6.7
	Odpad	3.1	4.1	4.1	1.1	1.2	1.4	1.2
	Geotermální		1.8	2.2	3	3.5	4.5	5.5
	Vodík		0	1.2	6.1	13.4	16.4	21.7

SPOTŘEBA ELEKTŘINY NA VÝROBU VODÍKU (TWh)

Scénář	**Elektřina**	**2025**	**2030**
wam1	OZE	0	1.9
	Nízkoesmisní	0.1	0
wam1_fve	OZE	0	1.6
	Nízkoesmisní	0.1	0
wam1_vte	OZE	0	1.6
	Nízkoesmisní	0.1	0

wam1_capex	OZE	0	1.6
	Nízkoesmisní	0.1	0
wam1_wacc	OZE	0	1.6
	Nízkoesmisní	0.1	0
wam1_ccs	OZE	0	1.9
	Nízkoesmisní	0.1	0
wam1_h2	OZE	0	1.9
	Nízkoesmisní	0.1	0
wam1_ghg8	OZE	0	1.9
	Nízkoesmisní	0.1	0

KONEČNÁ SPOTŘEBA ELEKTŘINY DLE SEKTORU (TWh)

Scénář	Sektor	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050
wam1	Zemědělství	1	0.9	0.9	0.9	1	1	0.9
	Komerční a Veřejný	16.1	15.4	14.9	14.8	15.2	13.8	11.9
	Průmysl	24.3	25.1	29.8	32.9	36.8	41	49.6
	Domácnosti	15.4	15.6	16.7	16.6	18	18.3	18.3
	Doprava	1.2	3.5	6.7	11.3	12.6	17.4	22.8
wam1_fve	Zemědělství	1	0.9	0.9	0.9	1	1	1.2
	Komerční a Veřejný	16.1	15.4	14.9	14.8	15.2	13.8	12.2

	Průmysl	24.3	25.1	29.8	33	36.8	40.8	50.5
	Domácnosti	15.4	15.6	16.6	16.6	18.1	18.3	18.3
	Doprava	1.4	3.4	6.6	11.7	13.6	20.1	24.5
wam1_vte	Zemědělství	1	0.9	0.9	0.9	1	1	1
	Komerční a Veřejný	16.1	15.4	14.9	14.8	15.2	13.8	11.9
	Průmysl	24.3	25.1	29.8	32.9	36.8	40.5	49.6
	Domácnosti	15.4	15.6	16.6	16.6	18	18.3	18.5
	Doprava	1.4	3.4	6.6	11.7	13.6	19.6	24.2
wam1_capex	Zemědělství	1	0.9	0.9	0.9	1	1	0.9
	Komerční a Veřejný	16.1	15.5	14.9	14.8	15.2	13.8	11.8
	Průmysl	24.3	25.1	29.8	32.9	36.6	40.2	49.5
	Domácnosti	15.4	15.6	16.6	16.5	18	18.3	18.8
	Doprava	1.4	3.4	6.6	11.7	13.6	19.6	24.2
wam1_wacc	Zemědělství	1	0.9	0.9	0.9	1	1	0.9
	Komerční a Veřejný	16.1	15.5	14.9	14.9	15.3	13.8	11.8
	Průmysl	24.3	25.1	29.8	32.9	36.6	39.7	49.4
	Domácnosti	15.4	15.6	16.7	16.6	18	18.3	18.7
	Doprava	1.4	3.4	6.6	11.7	13.6	19.4	24
wam1_ccs	Zemědělství	1	0.9	0.9	0.9	1	1	0.9
	Komerční a Veřejný	16.1	15.4	14.9	14.8	15.2	13.8	11.9

	Průmysl	24.3	25.1	29.8	32.9	36.8	41	49.6
	Domácnosti	15.4	15.6	16.7	16.6	18	18.3	18.3
	Doprava	1.2	3.5	6.7	11.3	12.6	17.4	22.8
wam1_h2	Zemědělství	1	0.9	0.9	0.9	1	1	0.9
	Komerční a Veřejný	16.1	15.4	14.9	14.8	15.2	13.8	11.9
	Průmysl	24.3	25.1	29.8	32.9	36.8	41	49.6
	Domácnosti	15.4	15.6	16.7	16.6	18	18.3	18.3
	Doprava	1.2	3.5	6.7	11.4	12.6	17.4	22.8
wam1_ghg8	Zemědělství	1	0.9	0.9	0.9	1	1	0.9
	Komerční a Veřejný	16.1	15.4	14.9	14.8	15.2	13.8	12.1
	Průmysl	24.3	25.1	29.8	32.9	36.8	40.7	46
	Domácnosti	15.4	15.6	16.7	16.6	18	18.3	18.3
	Doprava	1.2	3.5	6.7	11.4	12.6	16.7	22.4

SPOTŘEBA OZE / NÍZKOEMISNÍHO VODÍKU DLE SEKTORU (PJ)

Scénář	Sektor	2025	2030	2035	2040	2045	2050
wam1	Doprava	0.2	2.1	18.4	40.3	57.9	75.8
	Chemický p. - neenergetický		2.4	3.6	7.9	8.4	8.7
	Výroba elektřiny				1	2.7	5.6
	Kogenerace elektřiny a tepla						24.8

wam1_fve	Doprava	0.2	1.4	15.5	30.6	35.6	63.5
	Chemický p. - neenergetický		2.4	3.6	7.9	8.3	8.7
	Výroba elektřiny				3.4	3.4	7
	Kogenerace elektřiny a tepla						22.9
wam1_vte	Doprava	0.2	1.4	15.5	30.6	38.5	65.8
	Chemický p. - neenergetický		2.4	3.6	7.9	8.4	8.7
	Výroba elektřiny				2.7	2.7	5.6
	Kogenerace elektřiny a tepla						31.7
wam1_capex	Doprava	0.2	1.4	15.5	30.6	38.5	65.8
	Chemický p. - neenergetický		2.4	3.6	7.9	8.4	8.7
	Výroba elektřiny				2.7	2.7	5.6
	Kogenerace elektřiny a tepla						32.6
wam1_wacc	Doprava	0.2	1.4	15.5	30.6	40.3	67.3
	Chemický p. - neenergetický		2.4	3.6	7.9	8.4	8.7
	Výroba elektřiny				2.7	2.7	5.6
	Kogenerace elektřiny a tepla						39
wam1_ccs	Doprava	0.2	2.1	18.4	40.3	57.9	75.8

	Chemický p. - neenergetický		2.4	3.6	7.9	8.4	8.7
	Výroba elektřiny				1	2.7	5.6
	Kogenerace elektřiny a tepla						24.8
wam1_h2	Doprava	0.2	2.1	18.5	40.3	58	75.8
	Chemický p. - neenergetický		2.4	3.6	7.9	8.4	8.7
	Výroba elektřiny				2.7	2.7	5.6
	Kogenerace elektřiny a tepla						24.8
wam1_ghg8	Doprava	0.2	2.1	18.4	40.2	50.8	69.3
	Chemický p. - neenergetický		2.4	3.6	7.9	8.3	8.7
	Výroba elektřiny				1	2.7	7.6

INSTALOVANÉ KAPACITY VÝROBY ELEKTŘINY NOVÝCH ZDROJŮ v 2030 (GWe)

Scénář	**Hlavní zdroj energie**	**2030**
wam1	Biomasa	0.5
	Bioplyn	0.2
	Odpad	0.1
	Solární	7.9
	Větrná	1.1
	Zemní plyn/ Vodík	1.8

wam1_fve	Biomasa	0.5
	Bioplyn	0.2
	Odpad	0.1
	Solární	8.9
	Větrná	1.1
	Zemní plyn/ Vodík	1.3
wam1_vte	Biomasa	0.5
	Bioplyn	0.2
	Odpad	0.1
	Solární	7.9
	Větrná	1.3
	Zemní plyn/ Vodík	1.6
wam1_capex	Biomasa	0.5
	Bioplyn	0.2
	Odpad	0.1
	Solární	7.9
	Větrná	1.1
	Zemní plyn/ Vodík	1.9
wam1_wacc	Biomasa	0.5
	Bioplyn	0.2

	Odpad	0.1
	Solární	7.9
	Větrná	1.1
	Zemní plyn/ Vodík	1.9
wam1_ccs	Biomasa	0.5
	Bioplyn	0.2
	Odpad	0.1
	Solární	7.9
	Větrná	1.1
	Zemní plyn/ Vodík	1.8
wam1_h2	Biomasa	0.5
	Bioplyn	0.2
	Odpad	0.1
	Solární	7.9
	Větrná	1.1
	Zemní plyn/ Vodík	1.8
wam1_ghg8	Biomasa	0.5
	Bioplyn	0.2
	Odpad	0.1
	Solární	7.9

	Větrná	1.1
	Zemní plyn/ Vodík	1.8

INSTALOVANÉ KAPACITY VÝROBY ELEKTŘINY NOVÝCH ZDROJŮ v 2050 (GWe)

Scénář	Hlavní zdroj energie	2050
wam1	Biomasa	0.4
	Biomasa CCS	0.7
	Bioplyn	0.4
	Jaderné	4.3
	Odpad	0.2
	Solární	26
	Větrná	7
	Zemní plyn/ Vodík	4.4
wam1_fve	Biomasa	0.4
	Biomasa CCS	0.7
	Bioplyn	0.4
	Jaderné	4.3
	Odpad	0.2
	Solární	29
	Větrná	7
	Zemní plyn/ Vodík	4.6

wam1_vte	Biomasa	0.4
	Biomasa CCS	0.8
	Bioplyn	0.4
	Jaderné	4.4
	Odpad	0.2
	Solární	26
	Větrná	7
	Zemní plyn/ Vodík	4.5
wam1_capex	Biomasa	0.4
	Biomasa CCS	0.7
	Bioplyn	0.4
	Jaderné	4.3
	Odpad	0.2
	Solární	26
	Větrná	7
	Zemní plyn/ Vodík	4.8
wam1_wacc	Biomasa	0.4
	Biomasa CCS	0.7
	Bioplyn	0.4
	Jaderné	4.2

	Odpad	0.2
	Solární	26
	Větrná	7
	Zemní plyn/ Vodík	5
wam1_ccs	Biomasa	0.4
	Biomasa CCS	0.7
	Bioplyn	0.4
	Jaderné	4.3
	Odpad	0.2
	Solární	26
	Větrná	7
	Zemní plyn/ Vodík	4.4
wam1_h2	Biomasa	0.4
	Biomasa CCS	0.8
	Bioplyn	0.4
	Jaderné	4.3
	Odpad	0.2
	Solární	26
	Větrná	7
	Zemní plyn/ Vodík	4.4

wam1_ghg8	Biomasa	0.4
	Biomasa CCS	0.7
	Bioplyn	0.3
	Jaderné	4.3
	Odpad	0.2
	Solární	26
	Větrná	7
	Zemní plyn/ Vodík	4.4

Podíl OZE na hrubé konečné spotřebě elektřiny (%)

Scénář	2019	2030	2040	2050
wam1	14.1	32.6	38.9	44.3
wam1_fve	14.1	34.1	41.9	46
wam1_vte	14.1	33.4	40	43.8
wam1_capex	14.1	31.4	41.2	44
wam1_wacc	14.1	31.6	41.2	44.1
wam1_ccs	14.1	32.6	38.9	44.3
wam1_h2	14.1	32.6	38.9	44.3
wam1_ghg8	14.1	32.6	39	44.9

INVESTIČNÍ NÁKLADY DLE SEKTORŮ - JEDNORÁZOVÉ
souhrn za 5 let, stálé ceny 2020, bez DPH (mld. Kč)

Scénář	Sektor	2025	2030	2035	2040	2045	2050
wam1	Výroba elektřiny a dodaného tepla	43.5	362.3	405.7	122.2	640.1	242.1
	Průmysl	90.5	328.1	161.6	101.9	48.2	62.9
	Ostatní	44.5	373.3	198	54.4	0.5	1.5
	Terciární sektor	261.1	268.5	227.3	235.4	257.5	230.2
	Domácnosti	199.9	320.1	620.8	222	266.5	417.5
	Silniční vozidla	1379.3	1080.5	1111	1244.8	1054.4	1153.5
wam1	Vlaky	207.3	157	143.1	151.5	145.5	182.2
wam1_fve	Výroba elektřiny a dodaného tepla	54.9	360.3	397.5	146.4	647	255.7
	Průmysl	90.6	328	162	101.4	48.1	64.1
	Ostatní	44.5	373	197.2	54.4	0.5	1.5
	Terciární sektor	261.6	268.3	226	240.8	254.8	230.1
	Domácnosti	199.4	319.1	620.2	222.6	265.8	419.4
	Silniční vozidla	1363.5	1072.6	1158.9	1437.9	1284.2	1073.3
	Vlaky	207.3	157	143.1	151.5	145.5	182.2
wam1_vte	Výroba elektřiny a dodaného tepla	51.2	357.7	367.1	145	636.7	264.4
	Průmysl	90.5	328.1	161.6	101.8	47.7	63.5
	Ostatní	44.5	372.9	197.8	54.4	0.5	1.5
	Terciární sektor	261.4	268.4	227.5	234.3	258.8	230.6

	Domácnosti	199.5	319.6	621.6	221.6	266	421.6
	Silniční vozidla	1363.5	1072.6	1158.9	1437.9	1273.1	1078.6
	Vlaky	207.3	157	143.1	151.5	145.5	182.2
wam1_capex	Výroba elektřiny a dodaného tepla	44.8	339.5	401.4	167.7	753.3	263.5
	Průmysl	90.4	328.2	161.7	99.8	48.6	64.2
	Ostatní	44.6	377.8	198.5	54.4	0.5	1.5
	Terciární sektor	261	268.4	226.9	233.3	261.1	228.6
	Domácnosti	199.9	320	621.8	220.8	267.2	422.8
	Silniční vozidla	1363.5	1072.6	1158.9	1437.9	1273.1	1078.6
	Vlaky	207.3	157	143.1	151.5	145.5	182.2
wam1_wacc	Výroba elektřiny a dodaného tepla	44.7	339.5	454.8	130.8	865.6	278.5
	Průmysl	90.5	328.2	161.7	99.8	50.3	64.3
	Ostatní	44.6	373	198.5	54.4	0.5	1.5
	Terciární sektor	261	268.5	228.4	233.2	260.3	231.1
	Domácnosti	199.9	320.4	621.9	220.9	266.8	421.8
	Silniční vozidla	1363.5	1072.6	1158.9	1437.9	1270.5	1075.7
	Vlaky	207.3	157	143.1	151.5	145.5	182.2
wam1_ccs	Výroba elektřiny a dodaného tepla	43.5	362.3	405.7	122.2	640	242
	Průmysl	90.5	328.1	163.1	100.3	48.2	62.9

	Ostatní	44.5	373.3	198	54.4	0.5	1.5
	Terciární sektor	261.1	268.5	227.2	235.4	257.5	230.2
	Domácnosti	199.9	320.1	620.8	222	266.5	417.5
	Silniční vozidla	1379.3	1080.5	1111	1244.8	1054.4	1153.5
	Vlaky	207.3	157	143.1	151.5	145.5	182.2
wam1_h2	Výroba elektřiny a dodaného tepla	43.5	362.3	405.8	122.1	640.3	242
	Průmysl	90.5	328.1	161.6	101.9	48.2	62.9
	Ostatní	44.5	373.3	198	54.4	0.5	1.5
	Terciární sektor	261.1	268.5	227.3	235.3	257.5	230.2
	Domácnosti	199.9	320.2	620.8	221.9	266.5	417.6
	Silniční vozidla	1379.4	1080	1111.9	1244.6	1054.8	1152.7
	Vlaky	207.3	157	143.1	151.5	145.5	182.2
wam1_ghg8	Výroba elektřiny a dodaného tepla	43.4	362.6	407.4	119.2	638.3	186.8
	Průmysl	90.5	328.1	161.9	101.6	47.3	60.6
	Ostatní	44.5	373.4	194.8	54.7	0.6	1.2
	Terciární sektor	261.3	268.5	226.8	234.8	257.7	223.5
	Domácnosti	199.6	320.4	620.5	221.8	266.7	410.1
	Silniční vozidla	1383.4	1076.5	1112.1	1242.9	1026.1	1141.9
	Vlaky	207.3	157	143.1	151.5	145.5	182.2

ANUALIZOVANÉ NÁKLADY - ROZDÍL oproti WAM1
Stálé ceny roku 2020, bez DPH (mld. Kč)

Scénář	Náklady	2025	2030	2035	2040	2045	2050
wam1_capex	Variabilní náklady	0.7	1	1.4	1.2	-2.7	-2.3
	EUA (vč. ETS2)	-0.1	0.2	0.7	0.7	3.8	0.2
	Energie	0.3	1.9	2.9	4.2	-6	-0.1
	Fixní náklady	2	2.1	1.5	1.2	-2.5	-0.5
	Anualizované investiční náklady	-1.4	-4.4	-9.4	19.2	44.9	47.3
	Anualizovaná investiční podpora	-0.1	0	-0.1	0.1	0.4	0.4
	Celkem	1.7	1.6	-1.3	29.2	40.3	45.3
wam1_ccs	Variabilní náklady	0	0	0.1	0	0	0
	EUA (vč. ETS2)	0	0	-0.2	0	0	0
	Energie	0	0	0	0	0	0
	Fixní náklady	0	0	0	0	0	0
	Anualizované investiční náklady	0	0	0.1	0	0	0
	Anualizovaná investiční podpora	0	0	0	0	0	0
	Celkem	0	0	0	0	0	0
wam1_fve	Variabilní náklady	0.7	2.1	3.6	4	-3.2	-3
	EUA (vč. ETS2)	-0.3	-0.9	-2.6	-4	0.7	0.1

	Energie	-0.3	-0.8	-2.7	-5	-8.5	-7.7
	Fixní náklady	2.1	2.4	1.9	1.8	-1.3	0.2
	Anualizované investiční náklady	-0.5	-1.9	-5.2	24.3	47.1	39.9
	Anualizovaná investiční podpora	-0.3	-0.3	-0.4	-0.2	0	0
	Celkem	1.8	1.4	-3.7	23.6	37.1	29.8
wam1_ghg8	Variabilní náklady	-0.3	0	-0.1	-0.1	-3.7	-7.2
	EUA (vč. ETS2)	-0.1	0	0	0.1	0.7	2.3
	Energie	0.1	0	0.1	0.2	1	-16.8
	Fixní náklady	0.1	0	0.1	0.1	1.2	-0.3
	Anualizované investiční náklady	0.3	0	0.1	-0.4	-4.6	-8.5
	Anualizovaná investiční podpora	0	0	0	0	0.1	0
	Celkem	0	0	0.1	-0.1	-3	-28
wam1_h2	Variabilní náklady	0	0	0	0	0	0
	EUA (vč. ETS2)	0	0	0	-0.6	-0.1	0
	Energie	0	0	0	0.4	0.1	0
	Fixní náklady	0	0	0	0	0	0
	Anualizované investiční náklady	0	0	0.1	0	0	0

	Anualizovaná investiční podpora	0	0	0	0	0	0
	Celkem	0	0	0	-0.2	0	0
wam1_vte	Variabilní náklady	0.6	1.8	4.8	3.5	-2.3	-2
	EUA (vč. ETS2)	-0.2	-0.4	-1.2	-1.3	0.6	0
	Energie	-0.1	-0.1	-1.1	-1.3	-4.9	-1
	Fixní náklady	2	2.4	1	1	-2.3	-0.5
	Anualizované investiční náklady	-0.8	-2.6	-7.6	21.2	43.1	36.7
	Anualizovaná investiční podpora	-0.3	-0.3	0.2	-0.1	0.3	0.4
	Celkem	1.4	1.5	-2.3	25.5	36.8	34.1
wam1_wacc	Variabilní náklady	0.7	1	1.4	1.2	-3.9	-2.6
	EUA (vč. ETS2)	-0.1	0.2	0.8	0.7	4.7	0.1
	Energie	0.4	2	2.8	4.1	-4.1	2.5
	Fixní náklady	2	2.1	1.6	1.2	-2.8	-0.3
	Anualizované investiční náklady	-1.5	-4.7	-9.6	22.9	45.9	55.7
	Anualizovaná investiční podpora	-0.1	0.1	0	0.2	0.5	0.6
	Celkem	1.7	1.6	-1.3	33.1	42.8	56.4

KUMULATIVNÍ ROZDÍL INVESTIČNÍCH NÁKLADŮ A PODPOR OPROTI WAM1
2025–2050, stálé ceny 2020, bez DPH (mld. Kč)

Scénář	Celkem
wam1_capex	364.7
wam1_ccs	0.0
wam1_fve	372.7
wam1_ghg8	-49.9
wam1_h2	-0.1
wam1_vte	375.3
wam1_wacc	351.5

Citlivostní analýza scénáře WAM2