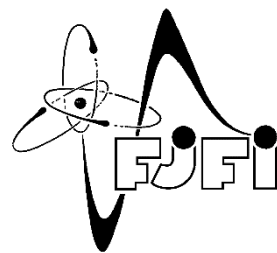




ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ
Fakulta jaderná a fyzikálně inženýrská



Katedra jaderných reaktorů

Obor: Jaderné inženýrství

Malé modulární reaktory v českém energetickém systému

Small Modular Reactors in Czech Energy System

Bakalářská práce

Autor: Lukáš Novák

Vedoucí práce: Mgr. Lukáš Rečka, Ph.D.

Konzultant: Ing. Miloš Tichý, CSc.

Akademický rok: 2021/2022



ZADÁNÍ BAKALÁŘSKÉ PRÁCE

Student: **Lukáš Novák**

Studijní program: Aplikace přírodních věd

Obor: Jaderné inženýrství

Název práce česky: **Malé modulární jaderné reaktory v českém energetickém systému**

Název práce anglicky: Small Modular Reactors in Czech Energy System

Pokyny pro vypracování:

1. Seznamte se malými modulární reaktory (Small Modular Reactors - SMR) jako zvláštním typem energetického zdroje.
2. Seznamte se s problematikou energo-ekonomických modelů a soustřeďte se na typ bottom-up. Zjednodušeně popište jejich metodiku a soustřeďte se na možnosti, které skýtají a zejména na jejich omezení z hlediska politických rozhodnutí v energetice.
3. Seznamte se s modelem TIMES a při jeho popisu se soustřeďte na jeho možnosti a limity zejména týkající se doplňování energetiky malými zdroji.
4. Seznamte se s nároky týkajícími se vstupních údajů modelu TIMES a identifikujte chybějící údaje týkající se SMR. Vyhledejte tyto údaje využívaje nejširších zdrojů od literatury přes energo-ekonomické veřejné zdroje až po odhady expertů. Cílem je získat robustní podklady technických a ekonomických parametrů SMR.
5. Vytipujte ve spolupráci s vedoucím a konzultantem několik scénářů vývoje energetiky s a bez SMR; scénáře realizujte a vyhodnoťte.

Doporučená literatura:

- [1] Mignacca B., Locatelli G.: Economics and finance of Small Modular Reactors: A systematic review and research agenda. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 118, 109519, 2020
- [2] Vaillancourt K., Labriet M., Loulou R., Waub J. P.: The role of nuclear energy in long-term climate scenarios: An analysis with the World-TIMES model. Energy Policy, 36(7), 2296-2307, 2008
- [3] Vujić J., Bergmann R. M., Škoda R., Miletić M.: Small modular reactors: Simpler, safer, cheaper?. Energy, 45(1), 288-295, 2012
- [4] Pannier C. P., Skoda R.: Comparison of small modular reactor and large nuclear reactor fuel cost. Energy and Power Engineering, 2014
- [5] Boldon L. M., Sabharwall P.: Small modular reactor: First-of-a-Kind (FOAK) and Nth-of-a-Kind (NOAK) Economic Analysis (No. INL/EXT-14-32616), Idaho National Lab.(INL), Idaho Falls, ID (United States), 2014

Jméno a pracoviště vedoucího práce: **Mgr. Lukáš Rečka, Ph.D.**
COŽP UK

Jméno a pracoviště konzultanta: **Ing. Miloš Tichý, CSc.**
KJR FJFI ČVUT v Praze

Datum zadání bakalářské práce: 19.10. 2020

Datum odevzdání bakalářské práce: 7.7. 2021

Doba platnosti zadání je dva roky od data zadání.

V Praze dne 19.10. 2020

doc. Ing. Martin Kropík, CSc.



Garant oboru

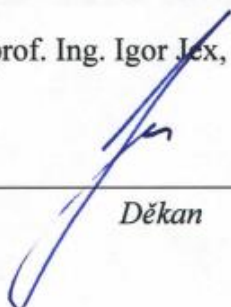
Ing. Jan Rataj, Ph.D.



Vedoucí katedry



prof. Ing. Igor Jex, DrSc.



Děkan

Poděkování:

Tímto bych chtěl poděkovat svému vedoucímu práce, panu doktoru Lukáši Rečkovi, za umožnění vytvoření této práce, pomoc při opravě použitého modelu a za cenné rady při tvorbě práce.

Dále bych chtěl poděkovat svému konzultantovi, panu inženýru Miloši Tichému, za vytrvalou odbornou pomoc napříč všemi kapitolami bakalářské práce, která pro mě byla zároveň velkou motivací.

Velký dík patří také mé rodině za bezmeznou podporu nejen při tvorbě bakalářské práce, ale během celého studia.

Čestné prohlášení:

Prohlašuji, že jsem tuto práci vypracoval samostatně a uvedl jsem všechnu použitou literaturu.

V Praze dne:

.....

Lukáš Novák

Název práce:

Malé modulární reaktory v českém energetickém systému

Autor: Lukáš Novák

Obor: Jaderné inženýrství

Druh práce: Bakalářská práce

Vedoucí práce: Mgr. Lukáš Rečka, Ph.D, Centrum pro otázky životního prostředí Univerzity Karlovy

Konzultant: Ing. Miloš Tichý CSc., Katedra jaderných reaktorů Fakulty jaderné a fyzikálně inženýrské ČVUT v Praze

Abstrakt:

Bakalářská práce je zaměřena na modelování vlivu malých modulárních reaktorů na českou energetiku s důrazem na ekonomiku SMR. Cílem práce je prezentovat možnosti modelovacího nástroje vyhodnocovat různé scénáře vývoje české energetiky bez i s využitím malých modulárních reaktorů a určit, zda je z ekonomického pohledu výhodné technologii SMR využívat. Práce je započata popisem české energetiky. Jeho účelem je charakterizovat výchozí stav, na němž budou dále vystavěny modelované vývojové scénáře. Následuje teorie energeticko-ekonomického modelování, popis modelovacího nástroje a použitého modelu a charakteristika malých modulárních reaktorů. Jako energeticko-ekonomický modelovací nástroj byl využit TIMES. Jeho prostřednictvím byly vytvořeny a vyhodnoceny vybrané scénáře vývoje české energetiky. Výsledky naznačují, že malé SMR by mohly být schopné ekonomicky konkurovat jiným technologiím výroby elektřiny.

Klíčová slova:

Česká energetika, energetické modelování, malé modulární reaktory, modelovací nástroj TIMES, model TIMES, SMR.

Title:

Small Modular Reactors in Czech Energy System

Author: Lukáš Novák

Abstract:

The bachelor thesis is aimed at modelling of impact of Small Modular Reactors on the Czech energy system with focus on economics of the SMR. An objective of the thesis is to present capabilities of a modelling instrument of evaluating different scenarios of the Czech energy development with or without the use of the Small Modular Reactors and to determine if their operation could be profitable. The first section is dedicated to description of the Czech energy system. It's purpose is to characterize the default state which will be further developed by modelled scenarios. The following text is focused on theory of energy-economic modeling instruments, description of the modeling instrument and the model used and characteristics of the Small Modular Reactors. The TIMES modeling instrument was used for simulation of future development of the Czech energy system. The results obtained indicate that SMR could be able to compete with other technologies of electricity production in terms of economy.

Key words: Czech Energy, Energy Modeling, Model TIMES, Model Generator TIMES, Small Modular Reactors, SMR

Obsah:

Úvod	10
1. Energetika České republiky	11
1.1 Popis současné situace české energetiky	11
1.1.1 Elektrárny a teplárny v České republice	11
1.1.2 Spotřeba elektřiny a tepla v České republice	15
1.2 Výhledy české energetiky	16
2. Energeticko-ekonomické modelování	17
2.1 „Top-down“ modely	18
2.2 „Bottom-up“ modely	18
2.3 Hybridní modely	20
3. Modelovací nástroj TIMES	20
3.1 Prototyp modelu TIMES-CZ	20
3.2 Rozhraní pro práci s modelem	23
3.3 Zavedení malých modulárních reaktorů do modelu	24
3.4 Tvorba scénářů	25
4. Malé modulární reaktory	25
4.1 Obecné vlastnosti malých modulárních reaktorů	25
4.1.1 Velikost	25
4.1.2 Modularita	26
4.1.3 Bezpečnost a ekologičnost	27
4.1.4 Další vlastnosti	27
4.2 Technicko-ekonomické parametry malých modulárních reaktorů ...	28
5. Scénáře rozvoje SMR	29
5.1 Obecné předpoklady scénářů	29
5.1.1 Společné předpoklady	29
5.1.2 Individuální předpoklady	30
5.1.3 Vstupní data pro malé modulární reaktory	31
5.2 Scénář bez SMR	32
5.2.1 Charakteristika scénáře	32
5.2.2 Výsledky	32
5.3 Zavádění SMR	34

5.3.1 Použité vstupní parametry	34
5.3.2 Výsledky	35
5.4 Nízkonákladový scénář	36
5.4.1 Charakteristika scénáře	36
5.4.2 Výsledky	36
5.5 Vysokonákladový scénář.....	38
5.5.1 Charakteristika scénáře	38
5.5.2 Výsledky	39
5.6 Scénář NuScale	41
5.6.1 Charakteristika scénáře	41
5.6.2 Výsledky	42
5.6 Srovnání ostatních výsledků modelovaných scénářů	45
5.7 Shrnutí	46
6. Závěr	48
Seznam zkratk	50
Seznam grafů	51
Seznam obrázků	51
Seznam tabulek	52
Reference	53

Úvod

Malé modulární reaktory jsou v současnosti velmi probíranou alternativou vývoje jaderné energetiky. Aktuálně narůstá množství studií, které se snaží pokrýt jednotlivé aspekty životního cyklu malých modulárních reaktorů a připravit tak půdu pro jejich budoucí rozvoj. Velmi zásadním tématem, na něž jsou některé ze studií zaměřeny, je ekonomika provozu malých modulárních reaktorů. Ta má být jednou ze zásadních předností malých modulárních reaktorů, neboť elektrárny se SMR požadují nižší počáteční investici a váží na sebe nižší míru rizika neočekávaného navýšení nákladů na stavbu elektrárny. Zároveň však může být pro drahou výrobu elektřiny, vyplývající z absence úspor z rozsahu, jejich největším nedostatkem. Na problematiku ekonomiky malých modulárních reaktorů je zaměřena také tato práce, jež malé modulární reaktory rozděluje nejprve obecně, bez zaměření na konkrétní model, na nejlevnější a nejdražší, jaké lze na základě údajů z literatury uvažovat, a poté vyhodnocuje dopad konkrétního modelu SMR. Tím je model tlakovodního reaktoru společnosti NuScale.

Užitečnými nástroji, které umožňují simulovat dopad malých modulárních reaktorů na energetiku státu, jsou energeticko-ekonomické modelovací nástroje. Ty lze rozlišovat podle přístupu, jímž popisují daný celek na „top-down“ a „bottom-up“ modelovací nástroje. „Top-down“ modelovací nástroje pracují se značně agregovanými daty, konkrétní modely popisují obecně zpravidla jednotlivé sektory rozsáhlých ekonomických celků. „Bottom-up“ modelovací nástroje jsou naopak velmi detailní, mají technologicky explicitní povahu a zachycují vztahy mezi sektory energetiky. Jedním z „bottom-up“ modelovacích nástrojů je TIMES, který je v této práci využit k analýze vlivu malých modulárních reaktorů na energetiku ČR. Jeho popisu se spolu s teorií energetických modelovacích nástrojů a charakteristikou současné podoby české energetiky věnuje rešeršní část práce.

V praktické části práce je v souladu s možnostmi využití modelu, prototypu TIMES-CZ, reálná podoba energetiky zaměřena zejména na popis sektorů zabývajících se výrobou, distribucí a spotřebou elektřiny. Model nemůže absolutně přesně reflektovat skutečnou podobu energetiky, omezuje se na určitou úroveň detailnosti, která je popsána níže. Přesto však popis energetiky strukturálně odpovídá skutečným procesům, které současnou energetiku vytvářejí. Mezi tyto procesy byly dále zařazeny technologie malých modulárních reaktorů a byly vytvořeny modelové scénáře respektující vybrané směry vývoje energetiky s využitím SMR i bez SMR. S využitím technologie SMR jsou rozlišeny nízkonákladový a vysokonákladový scénář a scénář NuScale. Na závěr jsou představeny jejich výsledky popisující vývoj energetiky do roku 2050. Popis se týká primárních energetických zdrojů, výroby elektřiny podle paliv, vývoje emisí oxidu uhličitého z výroby elektřiny, nově instalované kapacity podle typu elektráren, investice na ně vynaložené a také hodnotu LCOE, která charakterizuje náklady na jednotkové množství elektřiny vyrobené konkrétní elektrárnou. Výsledky práce přinášejí odpověď na otázku zda, případně při jakých technicko-ekonomických parametrech malých modulárních reaktorů, je jejich využití v energetice ekonomicky výhodné.

1. Energetika České republiky

Pojem energetiky zahrnuje veškeré technické, ekonomické či politické aspekty spojené s produkcí, distribucí a spotřebou energie. Klíčovými oblastmi české energetiky jsou elektroenergetika a teplárenství. Tyto oblasti lze chápat jako součásti průmyslového sektoru ekonomiky, realizované celou řadou organizací, které zprostředkovávají obstarání paliv, transformaci energie dostupné v těchto palivech na využitelnou energii nebo distribuci elektrické a tepelné energie prostřednictvím přenosové sítě ke spotřebitelům.

1.1 Popis současné situace české energetiky

Největšími producenty elektřiny v České republice jsou uhelné a jaderné elektrárny, jejichž rozvoj byl v minulosti významně podpořen těžbou uhlí či uranu. Dnes je produkce uranu ukončena a těžba uhlí významně omezena. Trend poklesu využívání uhlí má v budoucnu pokračovat. Aktuální doporučení Uhlé komise stanovuje ukončení využívání hnědého uhlí na rok 2038. ^[50]

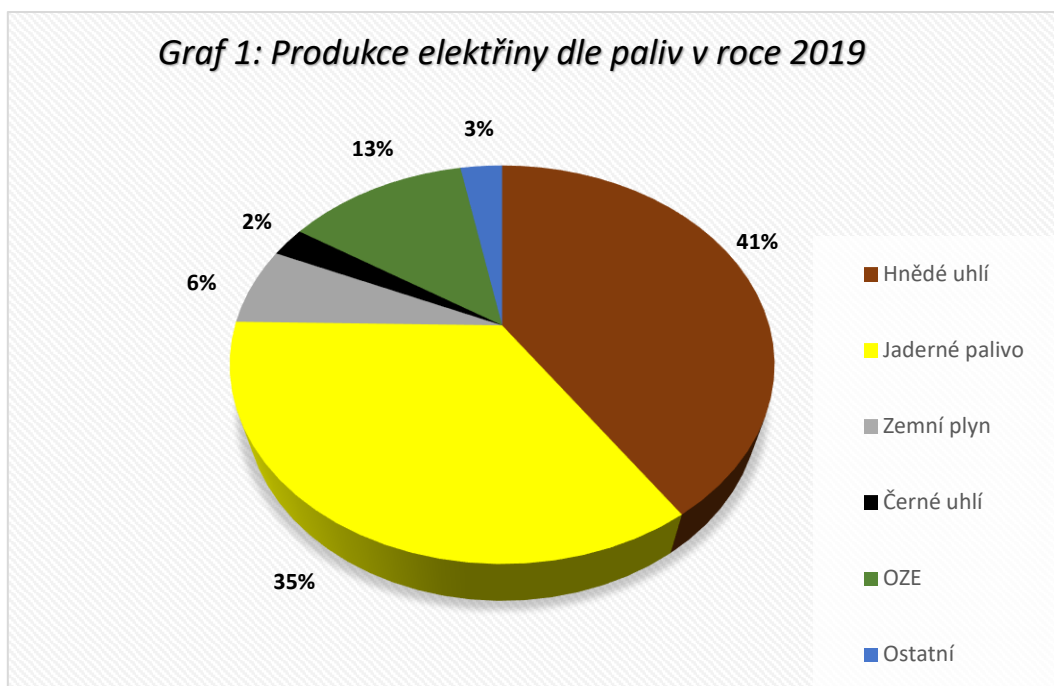
Poptávka po elektřině stoupá, průměrný nárůst hrubé spotřeby energie mezi lety 2010 a 2019 činil 0,46%. Spotřeba tepelné energie vykazuje opačný trend. Ve stejném sledovaném období poklesla meziročně v průměru o 2,40%. Největší propad spotřeby tepla lze vysledovat v rezidenčním sektoru, který následuje snížení spotřeby v průmyslu. ^{[2], [3]}

Česká republika přinejmenším od roku 2004 ^[51] produkuje přebytek elektřiny, který exportuje do zahraničí. Nejvyšších hodnot vývozu elektřiny dosahuje export do Rakouska a Slovenska, kam v roce 2017 přesáhl 10TWh. Ve stejném roce byl vývoz do Německa přibližně poloviční a export do Polska dosahoval pouze necelých 0,4TWh. Saldu elektřiny do Německa a Polska dominuje import. ^[1] Trend vývoje salda elektřiny ukazuje v souvislosti s očekávaným poklesem výkonové rezervy na omezení exportu. Vývojové scénáře vypracované v rámci aktualizace Státní energetické koncepce dále uvažují jak udržení soběstačnosti v dodávkách elektřiny, tak převážení importu v saldu elektřiny. ^[7]

1.1.1 Elektrárny a teplárny v České republice

Produkce elektrické energie

V posledním desetiletí fluktovala hrubá výroba elektřiny okolo hodnoty 86TWh elektřiny ročně. ^[2]



[2]

Graf 1 popisuje výrobu elektřiny v České republice rozdělenou podle paliv. V současnosti většinu elektřiny vyrábějí elektrárny využívající hnědé uhlí. V roce 2019 stály za 41 procenty celkové výroby elektřiny. Hnědé uhlí je doprovázeno jádrem, ze kterého bylo v roce 2019 vyrobeno 35% celkového množství elektrické energie. Výroba z obnovitelných zdrojů dosáhla v témže roce 13% celkové výroby elektřiny.

Česká republika v roce 2019 disponovala bezmála 22GWe instalovaného výkonu. Téměř polovinu této hodnoty tvořily uhelné elektrárny, jejichž výkon spolu s elektrárnami spalujícími biomasu dosahoval 10,73GWe. Za uhelnými elektrárnami stály elektrárny jaderné, tvořící přibližně jednu pětinu disponibilního instalovaného výkonu ČR. Paroplynové a plynové spalovací elektrárny, jejichž hlavním palivem je zemní plyn, poskytovaly přibližně desetinu celkového instalovaného výkonu. Mezi elektrárnami využívajícími obnovitelné zdroje měly nejvyšší celkový instalovaný výkon elektrárny fotovoltaické, rovněž vytvářející přibližně jednu desetinu celkového výkonu. Vodní a přečerpávací vodní elektrárny měly celkový instalovaný výkon přibližně 5% instalovaného výkonu ČR, jejich výroba elektřiny je však limitována kolísáním průtoku vodních toků, na kterých jsou zbudovány. Nejméně významné pak byly větrné elektrárny. Hodnoty instalovaného výkonu dle elektráren jsou shrnuty v tabulce 1. [2]

Tabulka 1: Instalovaný výkon elektráren v České republice v roce 2019

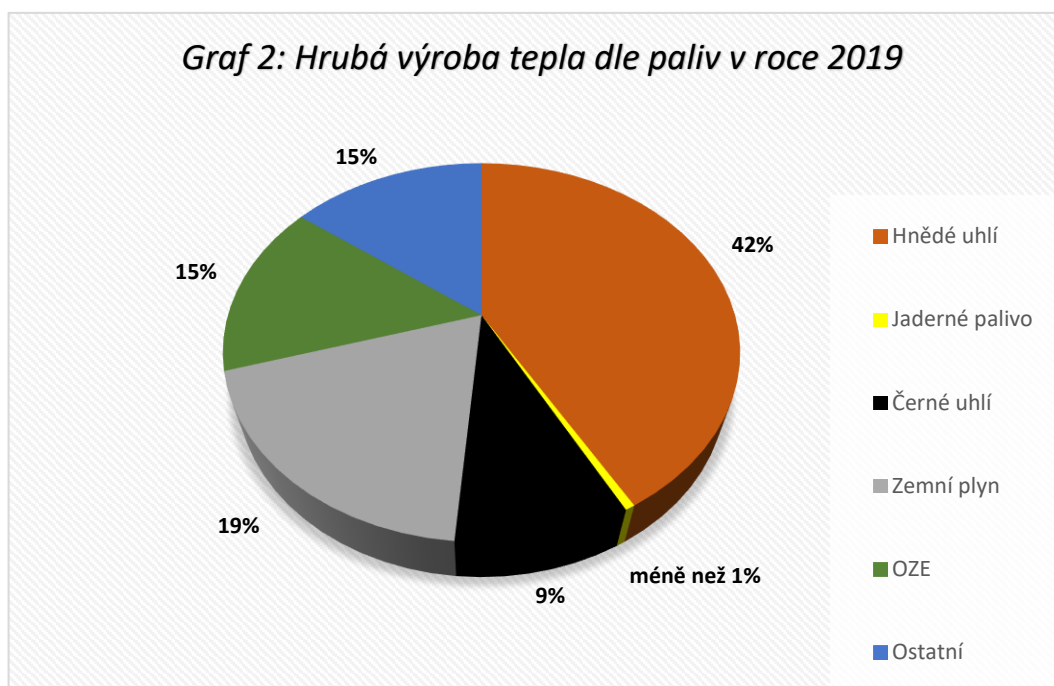
Elektrárny	Uhlé a na biomasu	Jaderné	Na zemní plyn a bioplyn	Vodní	Přečerpávací vodní	Větrné	Fotovoltaické	Celkem
Celkový instal. výkon v roce 2019 [GWe]	10,73	4,29	2,30	1,09	1,18	0,34	2,06	21,99

[2]

Produkce tepelné energie

Výroba tepla poklesla mezi lety 2010 a 2018 přibližně o jednu čtvrtinu. V roce 2018 činila čistá výroba tepla 27,27TWh. [4]

Nejvýznamnější energetickou surovinou, která se uplatňuje při výrobě tepla, je hnědé uhlí. Následuje výroba tepla ze zemního plynu, bioplynu, který tvoří přibližně pětinu výroby z OZE, nebo dalších plynů. Spalování biomasy produkuje většinu tepelné energie z obnovitelných zdrojů. Oproti výrobě elektřiny zde na významu nabývá černé uhlí a ubývá jaderné teplo. Konkrétní rozložení výroby tepla z daných paliv v roce 2019 ukazuje graf 2.



[2]

Kombinovaná výroba elektřiny a tepla (KVET)

Princip kombinované výroby elektřiny a tepla spočívá ve zefektivnění využití tepla, které vzniká v elektrárně při transformaci energie. Vyrobené teplo je v případě KVET využito nejen pro vlastní výrobu elektřiny, ale také slouží k různým druhotným účelům, jakými je například k vytápění objektů elektrárenského komplexu nebo je dodáváno do soustavy zásobování teplem [34].

V případě elektráren, které využívají technologie KVET, dochází ke snížení množství odpadního tepla, které je bez užitku vypouštěno do okolního prostředí, oproti elektrárnám, které kogeneraci využívají zanedbatelně. Tím v důsledku roste účinnost transformace energie paliva na energii využitelnou. Některé moderní kogenerační technologie mohou přesahovat 90% celkové účinnosti transformace energie. [5]

Tabulka 2: Podíl KVET na výrobě tepla v ČR

Palivo	Čistá výroba tepla [TWh]	Výroba tepla z KVET [TWh]	Podíl KVET a čisté výroby [%]
Hnědé uhlí	18.10	15.15	83.7
Jaderné palivo	0.24	0.00	0.0
Černé uhlí	3.83	3.09	80.5
Zemní plyn	8.30	3.19	38.4
Biomasa a bioplyn	5.87	4.10	69.8
Ostatní	5.95	2.06	34.7
Celkem	42.29	27.58	65.2

[2]

Tabulka 2 výše ukazuje výrobu tepla podle energetických zdrojů v roce 2019. Z údajů vyplývá, že technologii KVET využívají fosilní elektrárny a elektrárny na biomasu a dále paroplynové a plynové spalovací elektrárny. Jaderné elektrárny technologii kombinované výroby elektřiny a tepla nevyužívají. Podíl KVET a čisté výroby ukazuje, že většina tepelné energie z uhlí byla vyprodukována kombinovanou výrobou. Téměř veškeré teplo z bioplynu vyrobeno technologií KVET, biomasa je takto transformována z 66%.

Ekonomické aspekty provozu elektráren

Ekonomika života elektrárny začíná investičními náklady. Jedná se o celkový náklad, který je potřeba vynaložit na uvedení elektrárny do provozu. Ten obsahuje náklady na pozemky, povolení a samotnou výstavbu elektrárny, zahrnující materiál, vybavení a výplaty pracovníkům. Aby bylo možné porovnávat náklady napříč různými technologiemi, bývají investiční náklady vztahovány ke kapacitě elektráren ^[35].

Aktivní období elektrárny charakterizují provozní náklady. Ty sestávají z nákladů na palivo, personál a údržbu. Po ukončení provozů je třeba vynaložit náklady na vyřazení zařízení z provozu nebo nakládání s odpadem. Poměr nákladů na palivo, personál a údržbu se liší v závislosti na typu elektrárny. Náklady na palivo dominují v případě elektráren spalujících fosilní paliva. Oproti tomu náklady na jaderné palivo jsou relativně nízké a při provozu jaderných elektráren převažují náklady na údržbu a personál. Obdobná situace nastává při hodnocení elektráren využívající obnovitelné zdroje. Obnovitelné zdroje energie, jsou, s výjimkou biomasy a bioplynu, bezplatné, a tedy zde také celkové provozní náklady tvoří náklady na údržbu a personál. Provozní náklady bývají taktéž obvykle vztahovány k jednotce aktivity případně kapacity ^[35], ^[36]. Během provozu elektrárny se objevují také některé další náklady, jež vycházejí z plateb emisních povolenek, náklady v případě havárií, které přesahují možnosti pojištění a další ^[36].

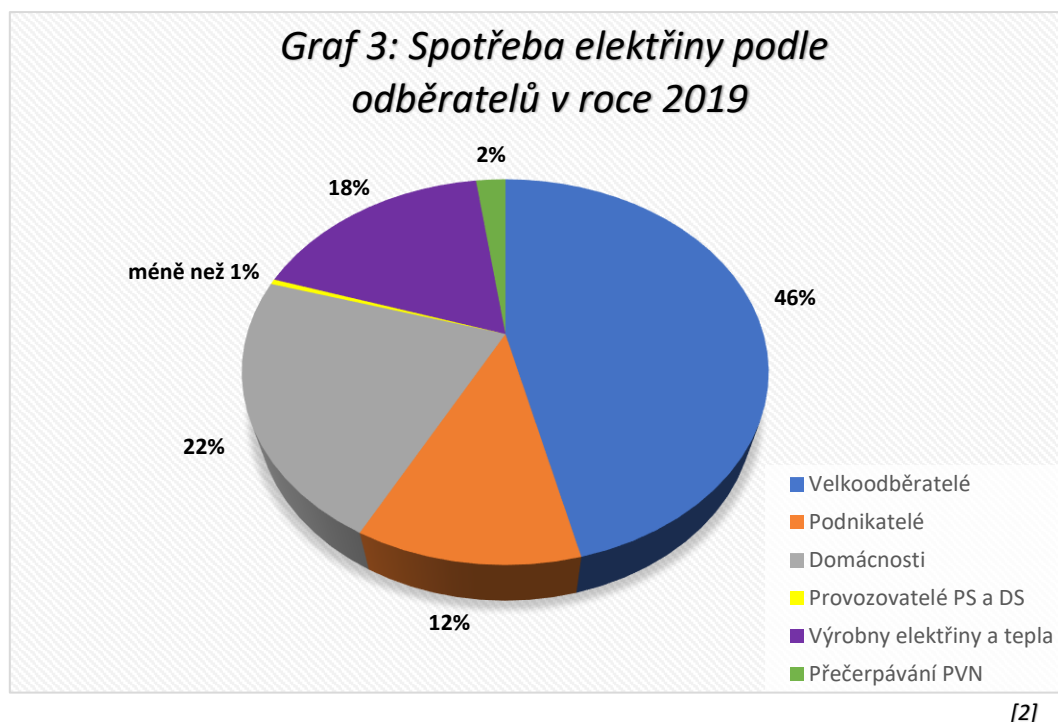
Často využívaným parametrem, který vyjadřuje nákladnost výroby elektřiny v konkrétní elektrárně, je LCOE (Levelized Cost of Electricity). Jedná se o podíl všech nákladů

vynaložených na konstrukci, provoz a vyřazení elektrárny ku celkovému množství vyrobené elektřiny ^[36]. Veličina tedy udává minimální cenu elektřiny, která by právě zajistila pokrytí všech nákladů spojených s elektrárnou v průběhu její existence. Při výpočtu celkového množství nákladů i produkované energie během životnosti elektrárny je zohledněna také diskontní míra (Discount Rate). Jedná se o úrokovou sazbu, o kterou je v průběhu let životnosti navýšena hodnota současného finančního toku. ^[37] Protože hodnota diskontní míry není explicitně udána a zároveň ovlivňuje výsledky analýz LCOE, je vhodné ji vnímat jako proměnný parametr a příslušné analýzy provádět s využitím různých hodnot diskontní míry.

Hodnotu LCOE lze odhadnout na základě očekávaných parametrů elektrárny a k takovémuto přiblížení není nutné použít modelovací nástroj. Modelovací nástroj však při řešení scénářů konkrétně vyhodnotí využití elektrárny, absolutní výše jejich nákladů a množství vyrobené elektřiny. Proto dále modelovací nástroj TIMES poskytuje hodnotu LCOE jako výstup pro každou nově zbudovanou elektrárnu.

1.1.2 Spotřeba elektřiny a tepla v České republice

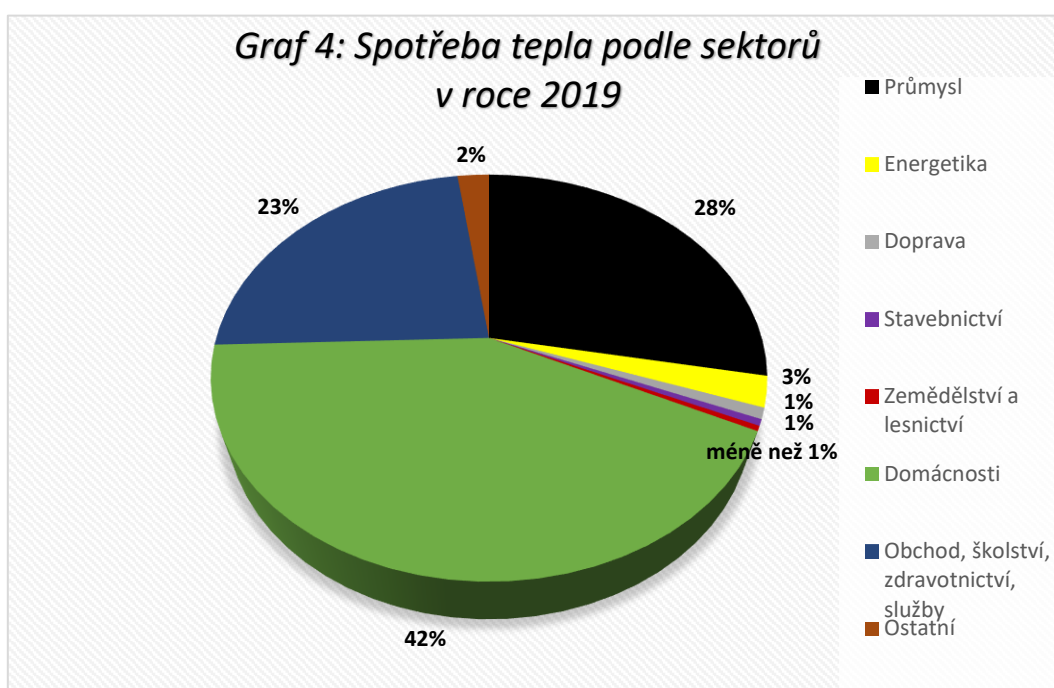
Spotřeba elektrické energie dosahuje svých maximálních hodnot v zimních měsících, těch nejnižších pak v období léta. Zejména v prosinci, lednu a únoru dochází k nejvyšším zatížením českých elektrických sítí. Tento fakt naznačuje, že část dodávané elektřiny spotřebitelé využívají k vytápění. Celkově bylo v roce 2019 v ČR spotřebováno 73,9TWh elektrické energie. ^[2]



Nejvýznamnější podíl na spotřebě elektřiny (46 %) mají velkoodběratelé, ať už z hladiny velmi vysokého nebo vysokého napětí. V tomto případě se zejména jedná o průmyslové

podniky odebírající velká množství elektřiny a zároveň se nacházejí mimo energetický sektor. 22% spotřeby připadá na rezidenční sektor. Samotné elektrárny a teplárny navíc spotřebují téměř jednu pětinu celkového množství dodávané elektrické energie. Přečerpávací vodní nádrže pojmuly v roce 2019 2% z celkové spotřeby elektřiny, která, snížená o ztráty, poté navrátily zpět do sítě. Podíl odběratelů na spotřebě elektřiny v roce 2019 je zobrazen grafem 3.

Spotřeba tepla v dlouhodobém horizontu klesá. Výkyvy v průběhu roku jsou výraznější než v případě dodávek elektřiny, například v roce 2019 dosáhl minimální odběr v měsíci srpnu pouze bezmála jedné pětiny spotřeby v měsíci zimní špičky, lednu. Tento fakt je opět spojený s potřebou vytápění v zimních měsících, která se zde na rozdíl od spotřeby elektřiny projevuje výrazněji. Podle ERÚ bylo v roce 2019 spotřebováno 22,11TWh tepelné energie. [3]



[3]

Výrazný pokles dodávek tepla v průběhu léta je spojený také s tím, že nejvíce tepelné energie odebírají domácnosti (42 %). Dodávky tepla domácnostem předčí pouze společná spotřeba ekonomických sektorů, z nichž pouhá dvě procenta spotřeby připadají na terciér. Zde na rozdíl od odběrů elektřiny připadá na vlastní spotřebu elektráren a tepláren pouze procento celku. Podíl sektorů na odběru tepla v roce 2019 je zobrazen grafem 4.

1.2 Výhledy české energetiky

Vývoj české energetiky musí být podle SEK směřován k řešení aktuálních problémů, jakými jsou mimo jiné nadměrné emise oxidu uhličitého nebo nízká energetická účinnost, za současného dosažení bezpečnosti, udržitelnosti a konkurenceschopnosti energetiky.

Tedy má být zajištěna spolehlivost dodávek energie, pokud možno nezávisle na případných negativních vnějších okolnostech, ekologičnost a ekonomičnost energetiky při co nejnižší závislosti na dovozu paliv, a to vše za produkce srovnatelně drahé energie s okolními státy.

Takto definované podmínky omezují množství scénářů, kterými se může energetika ubírat. Předně se jedná o většinové nahrazení fosilních elektráren jadernými, nebo elektrárnami využívajícími OZE, z nichž nejvýznamnějšími budou fotovoltaické a větrné elektrárny. V obou případech je cílem co nejvíce snížit spotřebu zejména hnědého uhlí, čehož má být dosaženo také tím, že maximum z jeho celkové spotřeby bude využito v účinné kombinované výrobě elektřiny a tepla. [7]

2. Energeticko-ekonomické modelování

Pojem *model* s sebou v rámci ekonomického modelování nese řadu významů. Dále v textu bude označení *model* využito pro konkrétní popis daného systému, například energetiky České republiky. Dále je rozlišován termín *modelovací nástroj*, kterým je rozuměn software, který definuje sadu rovnic, popisující daný systém a jeho vývoj, a který obstarává řešení těchto rovnic a poskytuje jejich výsledky.

Energeticko-ekonomicky orientované modelovací nástroje slouží k vyhodnocování dopadů uvažovaných vývojových scénářů energetiky. Jejich výstupy jsou klíčové pro nejrůznější subjekty na poli energetiky, protože jim umožňují odhadnout vývojové trendy veličin spojených s energetikou a na jejich základě činit potřebná rozhodnutí. Konkrétně lze například zmínit scénáře Evropské unie o vývoji koncentrace oxidu uhličitého v atmosféře a s nimi spojené dekarbonizační závazky členských států, vývojové scénáře české energetiky produkované Ministerstvem průmyslu a obchodu, které by byly realizovány na základě různých politických rozhodnutí a jejichž výstupy mají podobu konkrétních hodnot výroby, distribuce a spotřeby energie a energetických surovin až do roku 2045 [7]. Značný význam mají modely také pro soukromé energetické společnosti, jimž umožňují zachytit trendy krátkodobého i dlouhodobého vývoje energetiky a činit tak rozhodnutí posilující jejich konkurenceschopnost [38].

Princip energeticko-ekonomických modelovacích nástrojů spočívá v tom, že jejich teoretickou bází tvoří principy ekonomiky, na jejichž základě jsou vystavěny vztahy mezi použitými energetickými vstupy, transformacemi a výstupy. Klíčovou roli hraje teorie spotřebitele a přiblížení, že spotřebitel utrácí za zboží, které mu přinese největší užitek, teorie producenta, který v optimálním případě vyrobí právě tolik zboží, aby uspokojil poptávku a maximalizoval svůj profit, a tržní rovnováha, jež obě teorie propojuje zavedením tzv. rovnovážné ceny, při které se produkované množství komodity rovná množství dodávanému. Energetické veličiny bývají dále doplňovány charakteristikami, které se přímo netýkají energetických toků, ale s energetikou významně souvisí, jako například emise, vývoj populace, rozvoj technologií, průmyslových odvětví, vliv počasí a

podobně. ^[10] Energeticko-ekonomické modelovací nástroje lze dle přístupu, jakým popisují daný systém, rozdělit na „top-down“ a „bottom-up“ modelovací nástroje.

2.1 „Top-down“ modelovací nástroje

Cílem „Top-down“ modelovacích nástrojů je zachytit souvislosti a zpětné vazby na obecné úrovni mezi jednotlivými sektory ekonomiky, jež nemohou postihnout „bottom-up“ modelovací nástroje. Jejich schopnost analyzovat širší systémy se zohledněním jejich vzájemných propojení je činí vhodnými pro uplatnění při řešení nadstátních celků, analyzování dopadů daňových nebo klimatických politik.

Výstup „top-down“ modelovacích nástrojů má podobu malého počtu produkčních funkcí pro každý ekonomický sektor. Produkční funkce charakterizuje závislost výstupní veličiny na vysoce agregovaných vstupech obvykle v podobě energie, kapitálu a práce, případně dalších. Její konkrétní podoba vychází z předpokladu, že vstupní a výstupní hodnoty jsou v rovnováze v daném základním roce (Base Year). Aby mohla být do produkční funkce vnesena závislost na konkrétních politikách, je zavedena tzv. elasticita záměny (Substitution Elasticity), která kvantifikuje míru obtížnosti náhrady jednoho vstupního zdroje za jiný. Jako jeden ze základních parametrů zůstává během průběhu predikce neměnná, což působí potíže při hodnocení dynamických faktorů. ^{[20],[10]}

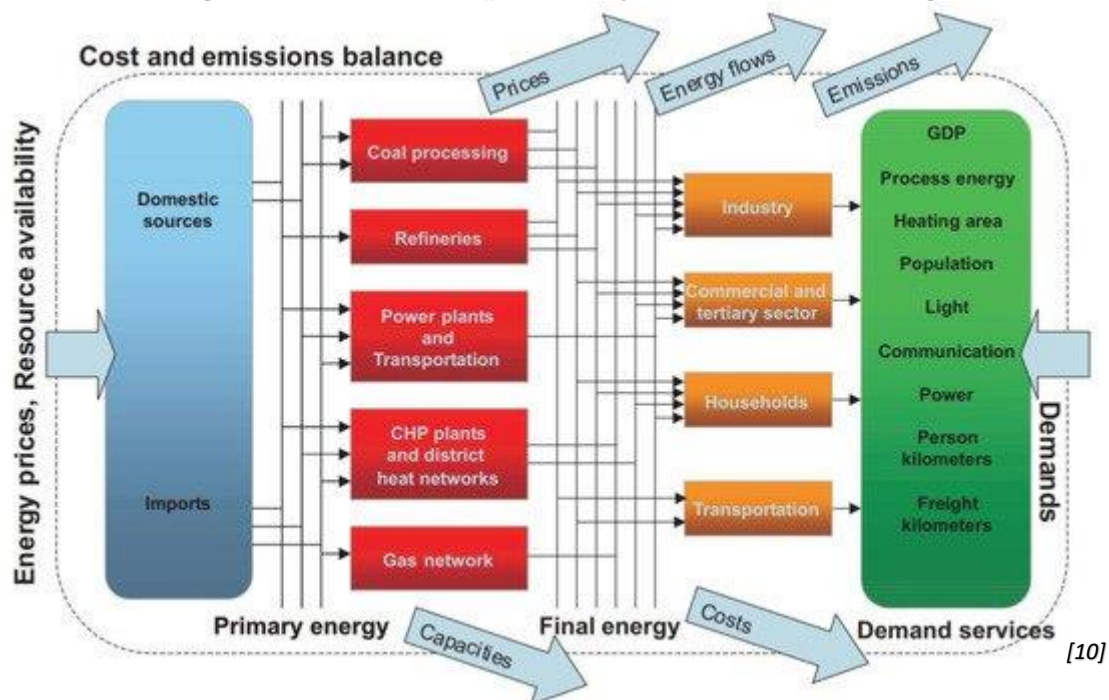
Výhoda „top-down“ modelovacích nástrojů spočívá v jejich schopnosti modelovat celou ekonomiku a popisovat ji relativně nízkým počtem rovnic. Z tohoto přístupu však vyplývá nedetailní charakter jejich výsledků. V případě statických modelovacích nástrojů představuje nevýhodu také nepřesnost vznikající v důsledku zanedbání vlivů dynamicky se měnících podmínek, jako například vývoj populace, technologický pokrok nebo vliv počasí.

2.2 „Bottom-up“ modelovací nástroje

„Bottom-up“ modelovací nástroje využívají velké množství vstupních hodnot a na jejich základě utvářejí obraz energetiky. Na jejich výstupu je velké množství sektorových produkčních funkcí, které pro nutnost zohlednit velké množství proměnných obvykle nemají jednoduché explicitní vyjádření, ale jsou konstruovány implicitně až při numerickém zpracování řešičem. ^[20] Výhodnost použití „bottom-up“ modelovacích nástrojů stoupá s potřebou popisovat detailněji zpravidla menší systémy na úrovni státu nebo jeho regionů. Navíc jsou lépe adaptovány na vyhodnocování důsledků politik zaměřených na konkrétní technologie nebo komodity. Kromě žádaných detailů navíc umožňují zjišťovat, proč se na jejich výstupu vyskytují dané výsledky. Tvoří tak užitečnou součást informativních zdrojů, které mohou být respektovány právě při tvorbě energetických politik. Protože změny energetických politik často představují významný zásah do energetiky, je nezbytné pro taková politická rozhodnutí vytvářet a vyhodnocovat samostatné scénáře. Omezením pro zohlednění politických rozhodnutí v konkrétním „bottom-up“ modelu je úroveň agregace modelových dat. Týká-li se

politické rozhodnutí například nějaké komodity v sektoru, který je v modelu popsán jediným procesem, pak takové rozhodnutí nemůže být adekvátně zhodnoceno.

Obr. 1: Zjednodušené schéma „bottom-up“ modelovacího nástroje



Obr.1 zobrazuje jednotlivé moduly vystupující v konkrétních „bottom-up“ modelovacích nástrojích a představuje jejich zjednodušenou strukturu a princip. V tomto případě se jedná o technologicky explicitní modelovací nástroj, založený na tržní rovnováze mezi energetickými vstupy a poptávkou. Na jeho vstupu stojí výčet veškerých energetických zdrojů, které jsou využity v energetické transformaci, ať jde o suroviny z domácí produkce nebo dovezené, včetně jejich cen, a obdobně z druhé strany vyčísluje všechny sektory, které energii spotřebovávají. Dále má takový „bottom-up“ modelovací nástroj připojení databázi ekonomických charakteristik spojených s konverzí energetických surovin včetně pomocných procesů jako jsou logistika, rafinace, investiční, provozní či údržbové náklady a další, a tedy zohledňuje také energetickou transformaci. Výstupem pak jsou výrobní kapacity, toky energií, náklady nebo emise. Navíc je možné v takových modelovacích nástrojích definovat nové technologie a studovat jejich vliv na energetiku.

Technologicky explicitní detailní povaha „bottom-up“ modelovacích nástrojů přináší také nevýhody. I přes jejich snahu postihnout co nejvíce parametrů pro všechny procesy i komodity, nemůže konkrétní model přesně kopírovat rozsáhlý systém. I v „bottom-up“ modelech je přítomna určitá úroveň agregace dat, která se souvisí s účelem modelu a požadovanou detailností výsledků. Velké množství matematických rovnic vyžaduje obrovské množství dat, se kterými modelovací nástroje pracují a která mají často podobu odhadů, a řešení takových soustav je značně výpočetně a také časově náročné. Dále existují vlivy, které ani takto detailními modelovacími nástroji není možné postihnout. Mezi ty nejzásadnější patří nepředvídatelnost lidského chování nebo vývoj produkčních,

transportních i spotřebních technologií. Tyto vlivy potom dále znehodnocují přesnost modelovaných výsledků. [8],[9],[10],[11]

2.3 Hybridní modelovací nástroje

Výše zmíněné přístupy jsou krajními mezemi na škále energeticko-ekonomických modelovacích nástrojů. Takovéto dělení postupně ztrácí na relevanci s tím, jak dochází k vývoji v oblasti energetického modelování. V současnosti jsou „top-down“ modelovací nástroje s obecnou rovnováhou vstupů a výstupů obohacovány o vlivy konkrétních paliv nebo technologií. Naopak původní technologicky explicitně zaměřené „bottom-up“ modelovací nástroje jsou doplňovány prvky, které jim umožňují spojit detaily energetického sektoru s ekonomikou jako celkem. Například model GTEM-C je globální „top-down“ modelovací nástroj obecné rovnováhy, jehož účelem je posuzovat různé vlivy na produkci emisí oxidu uhličitého. Za tímto účelem však byl doplněn detailním technologickým popisem procesů, které emise CO₂ produkují, a tímto oba přístupy kombinuje [49], [20].

3. Modelovací nástroj TIMES

Jedním z typů energeticko-ekonomických modelovacích nástrojů založených na „bottom-up“ přístupu je TIMES (The Integrated MARKAL-EFOM System). Označení MARKAL (Market Allocation model) a EFOM (Energy Flow Optimisation Model) nesou jeho předchůdci, kteří k popisu energetiky přistupují stejným technologicky explicitním přístupem a tvoří jeho základní konstrukci. [18] Modelovací nástroj TIMES byl vyvinut agenturou IEA-ETSAP jako systém pro detailní energetické a environmentální analýzy.

Modely vycházející z modelovacího nástroje TIMES popisují celou energetiku tím podrobněji, pro čím menší celek jsou určeny. Existuje verze World-TIMES [52], vyhodnocující energetiku vybraných světových regionů se zaměřením na koncentraci CO₂ nebo TIMES-PanEU [53], zahrnující země EU-28 navíc s Norskem a Švýcarskem. Na základě TIMES-PanEU jsou pak odvozeny modely pro jednotlivé země, jako například TIMES-CZ [54] [19].

3.1 Prototyp modelu TIMES-CZ

Model využitý v této práci nese označení TIMES-CZ_V00. Jedná se o nultou verzi modelu TIMES-CZ, vycházející z popisu českého regionu uvnitř modelu TIMES-PanEU. Evoluce modelu TIMES-CZ v současnosti pokročila již na verzi třetí, s označením V02+, a verze čtvrtá je aktuálně připravována. Nultá verze využívá na rozdíl od svých nástupců zejména definice technologií agregované podle typů paliv. Struktura popisu české energetiky vychází z bilančních listů Eurostatu pro rok 2010 (Energy Balance Sheets [55]), kde je rovněž situován základní rok (Base Year) modelu. Vývoj energetiky je pak popisován po

pěti letech až do roku 2050. Novější verze jsou pak tvořeny také individuálními daty, čímž narůstá jejich velikost a složitost. V01 již individuálně rozlišuje významné české elektrárny, V02 využívá konkrétní technologie zahrnuté v systému EU ETS. Do V02+ byl navíc přidán podrobný modul popisující sektor dopravy spolu s výrobou biopaliv. [56], [57], [58], [59]

Z hlediska provedení se TIMES-CZ_V00 se pro svůj relativně jednoduchý, avšak kompletní popis české energetiky jeví jako vhodná verze pro využití při bakalářské práci. Následující text je zaměřen na popis modulů tvořících model TIMES-CZ_V00, dále v textu označován pouze jako *model*.

Technologie základního roku

Modul základního roku je rozdělen na pět oblastí, které jsou respektovány soubory rozlišenými zkratkami ELC, IND, RCA, SUP a TRA. Soubor ELC obsahuje definice procesů a komodit spojených s produkcí elektřiny a tepla. Procesy palivových technologií zahrnují produkci uhlí a lignitu, ropy a jejích derivátů, zemního plynu, bioplynu, zásobování jaderným palivem, potenciály obnovitelných zdrojů a produkci průmyslového a komunálního odpadu. Těmto procesům odpovídají příslušné komodity, které poté slouží jako vstupy pro definované procesy elektráren a tepláren, které byly v roce 2010, základním roce modelu, v ČR provozovány. Na produkci elektrické a tepelné energie navazují komodity, které rozlišují elektřinu na hladinách vysokého, středního a nízkého napětí, vysokoteplotní a nízkoteplotní teplo a emise. Soubor IND má podobnou strukturu. Obsahuje data spojená se spotřebou energie a paliv průmyslovými odvětvími a jejich procesy, a také s vlastní produkcí tepla a elektřiny některými subjekty, výrobou železných a neželezných kovů, chemikálií, stavebních materiálů, papíru, textilu a dalších. Navíc zahrnuje také produkci emisí. Soubor RCA se týká požadavků na spotřebu energie různými technologiemi rezidenčního a komerčního sektoru a zemědělství. V případě rezidencí jsou rozlišeny procesy vytápění a chlazení obytných prostor, ohřev vody, osvětlení, vaření, uchovávání potravin, mytí nádobí a praní prádla. Model tyto procesy dále rozlišuje na úrovni městských a venkovních sídel. Komerční sektor disponuje procesy vytápění a chlazení vzduchu, ohřevem vody, osvětlení a uchovávání potravin. Zemědělství má potom podobu spotřební technologie, v níž jsou agregovány reálné procesy. Zkratka SUP označuje sektor zásobování. Soubor obsahuje primární produkci palivoenergetických surovin se zahrnutím příslušných nákladů, výčet potenciálů obnovitelných zdrojů a rezervy neobnovitelných zdrojů. Jsou zde definovány také procesy importu a exportu těchto surovin a také elektřiny. Konečně ve složce TRA jsou definovány parametry transportních technologií. Dopravní prostředky jsou rozlišeny na osobní automobily, které překonávají krátkou a dlouhou vzdálenost, autobusy městské a meziměstské, silniční motocykly, nákladní vozidla a vlaky osobní, nákladní i vozy metra. Dále model zahrnuje leteckou dopravu rozdělenou na domácí a dopravu uvnitř i vně Evropské unie. Obsažena je i lodní doprava. Technologie dopravních prostředků využívají benzinové, naftové nebo LPG palivo. Také v sektoru dopravy je vyhodnocena produkce emisí.

Vývoj koncové spotřeby a objektivní funkce

Vývoj koncové spotřeby charakterizuje spotřebu každé poptávané komodity v modelovaném období. V modelu je po každých pěti letech od roku 2010 udána odhadovaná hodnota koncové spotřeby. Tato data byla převzata z modelů Ministerstva průmyslu a obchodu. Vývoj koncové spotřeby se modelovací nástroj snaží pokrýt pomocí stávajících a také nových technologií tak, aby bylo výsledné řešení co nejvíce ekonomicky výhodné. Za tímto účelem je zavedena tzv. objektivní funkce (Objective Function), jejíž hodnota je rovna celkovým diskontovaným nákladům energetického systému sníženým o modelované výnosy. Objektivní funkci navyšují investiční náklady nových technologií, provozní náklady či další náklady, které se vyskytnou během provozu technologie, náklady na vyřazení z provozu, primární produkci palivoenergetických surovin, import, transfer komodit do míst spotřeby, a daně. Naopak snížena je o výnosy z exportu, dotací, materiálu po vyřazení technologie z provozu, a zbytek financí, který nebyl v modelovaném období využit. Během numerického zpracování modelovaného scénáře je objektivní funkce iterativně minimalizována. ^[20]

Ostatní komponenty modelu

Součástí modulu nových technologií byl původně jediný soubor obsahující charakteristiky některých stávajících a zejména všech uvažovaných nových procesů výroby, distribuce i spotřeby energetických komodit. Tento modul byl dále využit pro připojení nových souborů, které charakterizovaly vstupní parametry malých modulárních reaktorů.

Model dále využívá modul pro doplňkové scénáře. Zde jsou rozšířeny údaje o emisích a doplněny omezující podmínky. Účelem těchto podmínek je přizpůsobit údaje v souborech základního roku konkrétním možnostem vývoje energetiky. V tomto případě se jedná například o dva scénáře ukončení životnosti některých bloků JE Temelín a JE Dukovany, dále omezení maximální i minimální produkce elektřiny z různých zdrojů nebo tepla pro rezidenční sektor a řadu dalších podmínek pro ostatní sektory

Problémy modelu

Kromě omezení vyplývajících z povahy modelovacího nástroje lze problémy modelu rozdělit do dvou kategorií. Jedná se o problémy plynoucí z data vytvoření modelu spolu s umístěním základního roku modelu a o ty, které jsou zapříčiněny nesprávným sestavením modelu.

V modelu je využit jako základní rok 2010, při kterém byl autory vytvořen popis tehdejšího stavu české energetiky, a tím byl model kalibrován. Každé další pětiletí je pak popsáno určitým vývojovým scénářem, vzniklým na základě nastavení jeho předpokladů. Je-li modelován vývoj energetiky nyní, v roce 2021, pak není správně kalibrován, neboť není vystavěn na reálném stavu energetiky. Současně jsou v modelu využita tehdy dostupná data týkající se parametrů nových technologií nebo jiných hodnot spojených s budoucím vývojem energetiky. Tato data mohou být od těch současných značně odlišná a zanášet tak výrazné nepřesnosti do modelových výsledků. Nejdůležitější část takových hodnot, spojená s technicko-ekonomickými parametry nových elektráren byla

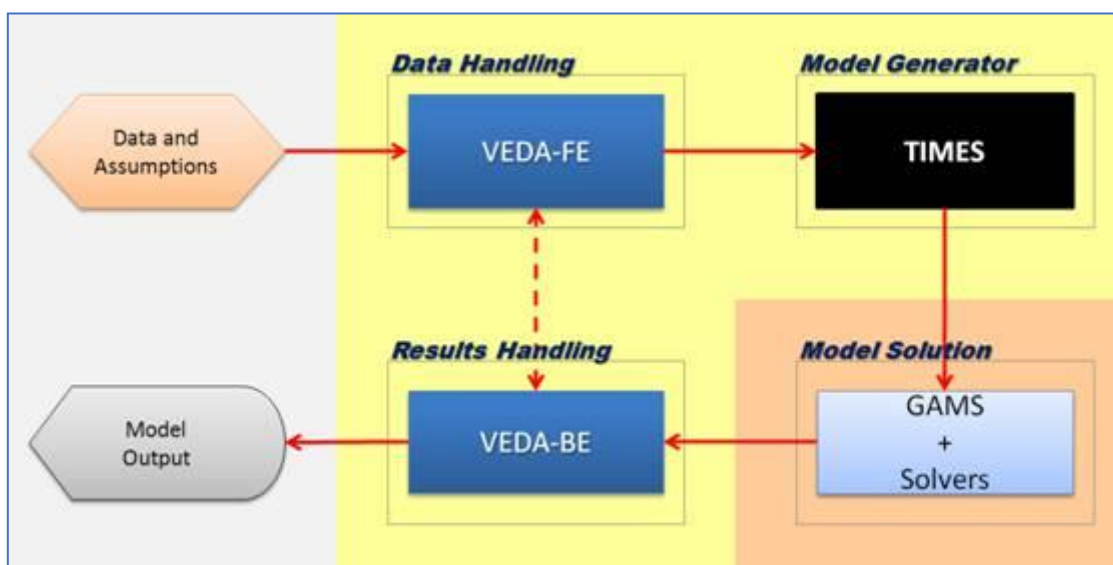
aktualizována, zdaleka však nemohly být v rámci bakalářské práce aktualizovány veškeré hodnoty.

Nesprávné sestavení modelu se týká především nesprávně zachycených energetických toků a špatných formulací uživatelských omezení (User Constraints). Model musel být podroben relativně rozsáhlé opravě zaměřené na reformulaci chybných či zastaralých definic a aktivaci uživatelských omezení tak, aby mohly přispět k formulaci scénářů. Pro značnou velikost a komplexnost modelu však nelze vyloučit přítomnost problémů, které opravě, jež nebyla předmětem této práce, unikly. Současně existují problémy, které se opravit nepodařilo a které také snižují přesnost získaných výsledků. Mezi nimi lze jmenovat chybně sestavenou energetickou bilanci v základním roce, ve kterém přebývá přibližně 30TWh elektřiny, nebo neschopnost modelovacího nástroje plně pokrýt vývoj koncové spotřeby.

3.2 Rozhraní pro práci s modelovacím nástrojem

Pro složitost modelovacích nástrojů je vhodné používat uživatelské prostředí, které zpřehledňuje interakce s používanými daty. Současné uživatelské prostředí je zprostředkováno programem VEDA 2.0.

Obr. 2: Rozhraní pro práci s modelovacím nástrojem TIMES



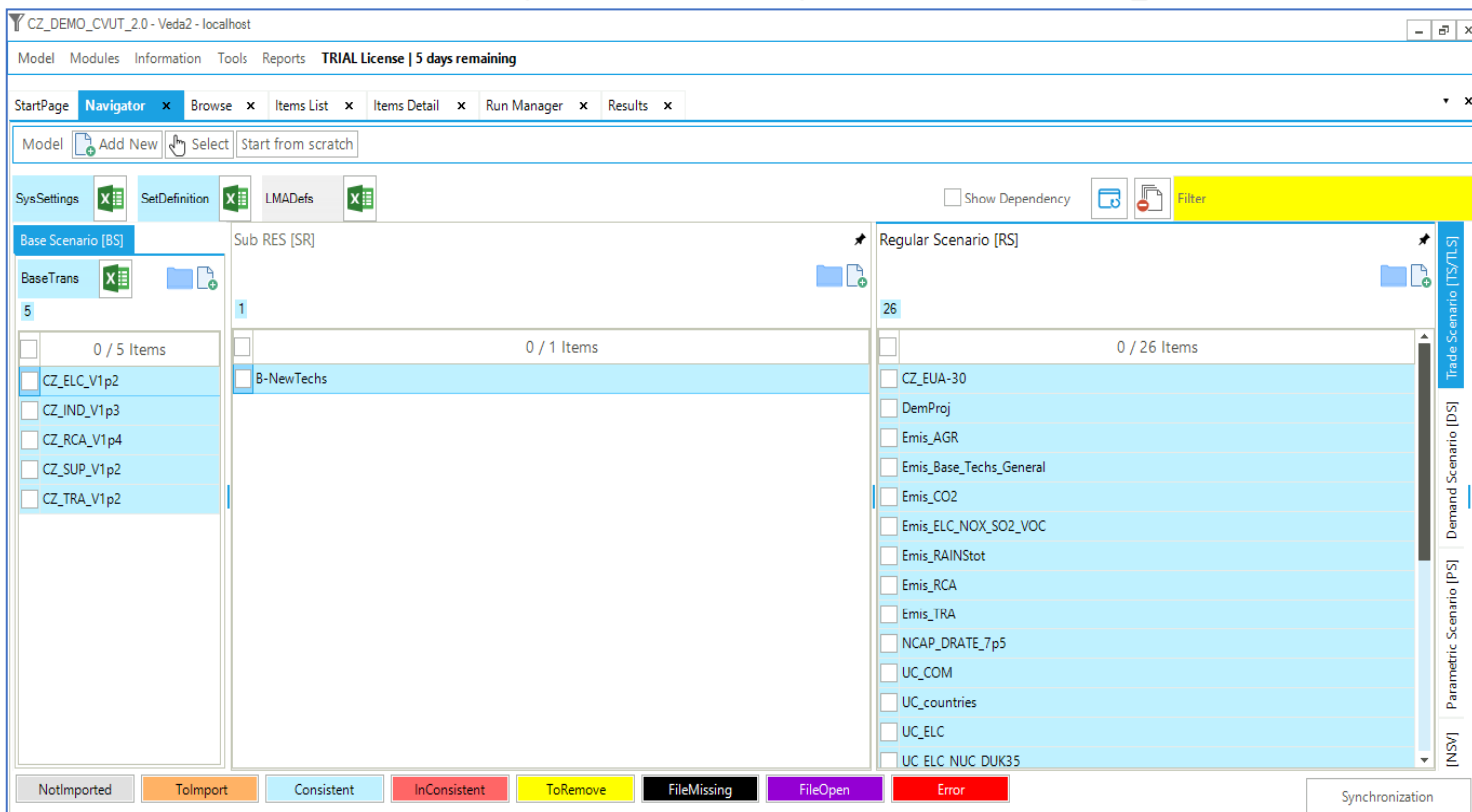
[40]

Ten umožňuje importovat libovolný model TIMES. VEDA 2.0 po synchronizaci dat zobrazí strukturu modelu a jednotlivé soubory, tvořící model, formálně seřadí do příslušných modulů. Kromě tohoto disponuje program VEDA 2.0 dalšími pěti sekcemi. Sekce *Browse* seřazuje veškeré definice podle skupin, do kterých náleží. To jest odlišuje dané scénáře, regiony, pro které mohou platit, definované procesy, komodity nebo jejich vlastnosti a vytvořené omezující podmínky. Sekce *Items List* a *Items Detail* rozlišují všechny definice procesů, komodit a jejich skupin či omezujících podmínek podle scénářů a ukazují jim přiřazené vlastnosti (popis, region, sektor, jednotky, aj.) a vztahy mezi nimi. *Run Manager* je kompilátorem, který umožňuje skládat konkrétní scénáře k vyhodnocení pomocí

kombinace modelových souborů. Zobrazení výsledků vytvořených scénářů je zprostředkováno sekci *Results*. Sekce umožňuje také analýzu dat.

Součástí modelovacího nástroje pak je software označený jako GAMS. Ten obsahuje řadu řešičů (Solvers), které na iterační bázi umožňují vyhodnocovat vytvořené scénáře. Pro vyhodnocení scénářů v praktické části práce byl využit řešič s označením CPLEX.

Obr. 3: Uživatelské prostředí VEDA 2.0 a podoba modelu TIMES-CZ_V00



Zjednodušené schéma modelovacího nástroje je naznačeno na obr. 2 a podobu modelu po načtení do uživatelského prostředí VEDA 2.0 demonstruje obr. 3.

3.3 Zavedení malých modulárních reaktorů do modelu

Manipulace s daty probíhá v prostředí MS Excel. Program VEDA 2.0 umožňuje vytvořit nový excelový sešit a současně jej zařadit do příslušné komponenty modelu.

V komponentě pro nové technologie tak vznikly nové soubory, přičemž každý sloužil samostatně pro jeden scénář s malými modulárními reaktory.

Nově vytvořené soubory obsahovaly předdefinované tabulky, jejichž prostřednictvím bylo možné technologii definovat a přidat její parametry. Tabulky pak vyžadovaly z externích zdrojů vyhledat a doplnit hodnoty následujících veličin:

- Účinnost elektrárny
- Pohotovost elektrárny
- Životnost elektrárny
- Investiční náklady
- Fixní náklady na provoz a údržbu
- Proměnné náklady na provoz a údržbu

3.4 Tvorba scénářů

Finální scénáře, které byly vyhodnocovány prostřednictvím GAMS, byly sestavovány jako kombinace vstupních údajů pro jednotlivé skupiny procesů a komodit. Úkolem tedy bylo tyto scénáře projít a některé z nich, zejména uživatelská omezení, přizpůsobit aktuálním potřebám modelu. Tímto způsobem byla například povolena výstavba fotovoltaických elektráren, aktivována možnost výstavby větrných parků nebo aktualizována hodnota instalovaného výkonu JE Temelín a Dukovany. Dále byly přidány hodnoty potenciálů obnovitelných zdrojů, fixována předpokládaná konečná spotřeba elektřiny, aktualizovány hodnoty cen emisních povolení a pokles instalovaného výkonu hnědouhelných elektráren. Nově byly do modelu přidány také atributy respektující vliv diskontní míry současně s dobou výstavby nových elektráren.

4. Malé modulární reaktory

4.1 Obecné vlastnosti malých modulárních reaktorů

4.1.1 Velikost

Menší rozměry malých modulárních reaktorů oproti konvenčním jaderným reaktorům snižují nároky na transport SMR. Primární okruh tlakovodních SMR je uzavřen v tlakové nádobě, která je natolik kompaktní, že reaktor může být celý, případně po větších částech dopraven na místo výstavby elektrárny kamionem, po železnici nebo lodí. ^[14] Relativně méně obtížný transport umožňuje dopravit reaktor do míst, která nejsou snadno přístupná. Kromě toho mohou SMR sloužit jako pohonné jednotky lodí nebo ponorek. Je-li tlaková nádoba na konci své doby životnosti, je možné ji vyzvednout a nahradit novou jednotkou. ^[13]

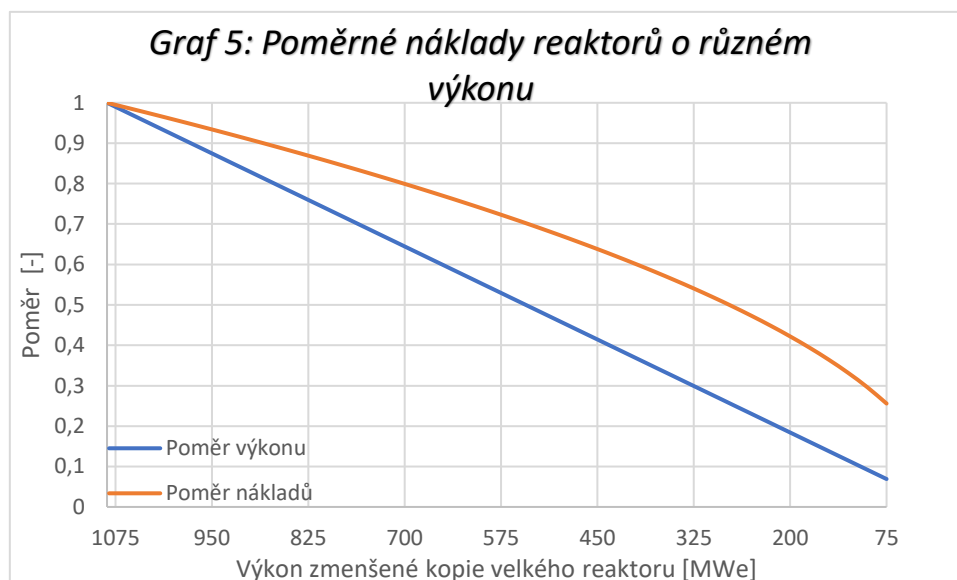
Podle definice malých modulárních reaktorů dle agentury IAEA se do kategorie SMR řadí každý takový reaktor, jehož výkon nepřesahuje 300MWe. ^{[12], [13]} Provoz SMR na relativně nízkém výkonu v porovnání s konvenčními reaktory je spojen s delšími intervaly výměny paliva ^[15]. Například NuScale postuluje interval výměny paliva s délkou až dva roky. Nižší výkon pak také podporuje inherentní bezpečnost reaktorů.

Malá velikost a výkon s sebou přinášejí také ekonomické nevýhody. Literatura zpravidla udává, že malým reaktorům chybí tzv. úspory z rozsahu (Economies of Scale), které velké

reaktory činí oproti těm malým výhodnějšími ve smyslu nákladů na vyráběnou elektřinu [39], [13]. Přímé porovnání investičních nákladů malých a velkých reaktorů, vztažených k jednotce instalovaného výkonu, lze potom provést na základě vztahu (1). Ten nabízí možnost, jak ze známých parametrů velkého reaktoru odhadnout náklady malého reaktoru o totožném designu.

$$\frac{\text{Náklady}_{\text{malý reaktor}}}{\text{Náklady}_{\text{velký reaktor}}} = \left(\frac{\text{Výkon}_{\text{malý reaktor}}}{\text{Výkon}_{\text{velký reaktor}}} \right)^n \quad (1)$$

Vztah respektuje předpokládaný efekt úspor z rozsahu velkého reaktoru. Ten je vyjádřen škálovacím faktorem (Scaling Factor) n , jehož hodnota se odvíjí od konkrétního provedení či designu malého reaktoru. Podle Nuclear Energy Agency dosahuje jeho průměr pro malé modulární reaktory hodnoty 0,51. NEA dále uvádí, že rovnice se typicky používají v rozsahu výkonu mezi 300 a 1300MWe. [16]



Graf 5 zobrazuje srovnání nákladů a výkonu malých reaktorů při škálovacím faktoru 0,51 a zvoleném výkonu velkého reaktoru o hodnotě 1086MWe, která odpovídá VVER-1000, jaký je nainstalován v Temelíně. Pokud by například byl konstruován malý modulární reaktor o stejném designu jako temelínský VVER-1000 a o výkonu 325MWe, tedy výkonu přibližně 0,3krát nižším, pak by náklady poklesly v důsledku absence úspor z rozsahu pouze na asi 0,55 násobek nákladů na velký reaktor.

4.1.2 Modularita

Modulární konstrukce představuje rozčlenění elektrárny do menších částí (modulů), které mohou být relativně rychle smontovány dohromady v plně funkční celek. Modularita

předpokládá spojení se standardizovanou sériovou výrobou, čímž má být dosaženo zvýšení kvality komponent, modulů, a tedy celé elektrárny a tím i snížení nákladů na opravu. Takovýmto postupem má dojít k usnadnění celého konstrukčního procesu a tím ke snížení pravděpodobnosti, že se při něm vyskytnou neočekávané výdaje a odklady dostavby. Standardizace konstrukce elektráren by také měla po určité době, resp. po určitém počtu vystavěných elektráren, vést k optimalizaci procesů spojených s výstavbou, což by mělo být dosaženo úspor jak na čase, tak na financích. Dále také totožná konstrukce všech elektráren daného modelu umožňuje jejich snazší údržbu a vyřazování z provozu a snižuje nároky na personál, neboť dovoluje orientovat se v konstrukci všech elektráren daného modelu současně. ^[13]

Mezi nevýhody modularity se pak řadí počáteční náklady na započítání sériové výroby, které jsou očekávány velmi vysoké. Je také nutné věnovat zvýšené úsilí při plánování a managementu tak, aby výroba, transport a konstrukce tvořila funkčně propojený celek. ^[13]

4.1.3 Bezpečnost a ekologičnost

Malé modulární reaktory se řadí mezi zdroje energie, při jejichž provozu nejsou do ovzduší vypouštěny prachové částice, oxidy síry a dusíku ani oxid uhličitý, což je činí vhodnými pro nahrazení elektráren využívajících uhlí. Specifikem provozu jaderného reaktoru je fakt, že z hlediska radiační ochrany se jedná o velmi významný zdroj ionizujícího záření, což vyžaduje odpovídající technická a organizační opatření. Legislativní rámec v České republice přitom v současnosti požaduje stejné nároky na bezpečnostní opatření, jaká musejí být zavedena v případě velkých reaktorů. Projekty, které počítají s instalací jednotlivých SMR nebo nedosahují výkonu konvenčních elektráren však oproti konvenčním elektrárnám vyžadují plochu o menší rozloze, méně ovlivňují lokální mikroklima a okolní ekosystémy.

SMR pro svůj relativně nízký výkon v porovnání s konvenčními reaktory nepředstavují takové riziko v případě nehod, protože případná havárie nemůže dosáhnout obdobných rozměrů. V případě dochlazování je třeba odvádět méně zbytkového tepla v reaktoru, což snižuje nároky na bezpečnostní systémy elektrárny. Ty mají navíc být velmi pokročilé. Různé modely SMR kladou důraz zejména na inherentní a pasivní bezpečnostní prvky, jejichž společným jmenovatelem je fakt, že operátoři nemusejí v případě poruchy nijak zasáhnout přinejmenším v řádu dnů. ^[17]

4.1.4 Další vlastnosti

Společné umístění SMR

Společné umístění více SMR v rámci jedné elektrárny umožňuje pokles nákladů pro druhou a každou následující jednotku, která je v elektrárně instalována. Oproti samostatné instalaci reaktorů lze v takovém případě dosáhnout úspor z rozsahu. Navíc je

možné uvádět jednotlivé SMR do provozu již před kompletním dokončením elektrárny, čímž započnou produkce energie a finanční výnosy dříve než ve velkých elektrárnách. Podobně pak lze nastavit odstávky reaktorů tak, aby proběhly postupně a nedošlo k výraznému poklesu celkového výkonu elektrárny. ^[13]

Kombinovaná výroba elektřiny a tepla

SMR mohou být vhodné pro uplatnění technologie kombinované výroby elektřiny a tepla, pokud dojde k jejich umístování blíže spotřebním celkům.

Licencování a legislativa

Pokud je předpokládáno, že licencování konvenční jaderné elektrárny trvá stejně dlouho jako udělení licence pro SMR první svého druhu, pak licencování dalších SMR téhož modelu bude kratší právě z důvodu standardizované konstrukce. Naproti tomu však stojí potřeba úpravy legislativního rámce pro SMR, neboť jde o novou technologii. ^[13]

4.2 Technicko-ekonomické parametry malých modulárních reaktorů

Pro potřeby modelu je nutné se zaměřit především na investiční náklady, fixní nebo proměnné náklady na provoz a údržbu elektrárny a cenu paliva. Cena paliva v modelu nevystupuje samostatně, nýbrž bývá, vztažena k produkované energii, zahrnuta v proměnných nákladech na provoz a údržbu. Tak tomu je i v následujícím textu.

V současnosti jsou dostupná data k dispozici ve formě odhadů. Studie zpravidla kombinují různé technologie a reaktory o různých výkonových kapacitách. Jejich výstupy pak jsou intervalové i bodové odhady uvedených veličin. Pouze v některých dokumentech je explicitně rozlišeno, zda se jedná o náklady pro první konstruovanou elektrárnu daného typu (FOAK – First of a Kind) nebo n-tou takovou jednotku (NOAK – N-th of a Kind). V případech ostatních je nárůst nákladů první budované elektrárny respektován použitím horní meze intervalového odhadu. Společnost NuScale používá pro FOAK jednotku 1,5násobek investičních nákladů elektrárny NOAK. ^[28]

Získaná data zobrazuje tabulka 3. V její levé části vystupují obecné odhady pro různé modely reaktorů o různých výkonech. Data publikování studií, ze kterých byly údaje čerpány, se pohybují v rozmezí let 2010 a 2020, přičemž novější hodnoty poukazují na pokles původně předpokládaných nákladů. Obdobný trend lze sledovat také v případě americké společnosti NuScale, která v současnosti předpokládá konstrukci elektrárny sestávající ze čtyř, šesti nebo dvanácti reaktorů o elektrickém výkonu 77MW. Navýšení výkonu reaktorů, které proběhlo v roce 2020, znamenalo pokles investičních nákladů, jenž byl odhadnut na 2394€/kWe z původních 3024€/kWe v případě n-té jednotky. ^[28], ^[29], ^[30] Program NuScale v současnosti nabývá nejjasnějších kontur. V srpnu 2020 prošel

model SMR společnosti NuScale jako první licenčním procesem amerického dozorního orgánu Nuclear Regulatory Commission. ^[30] Pro tento model byla vytvořena řada studií, které vyčíslují jeho parametry s nižší nejistotou a rozptylem. ^[30] Data uvažovaná pro elektrárny společnosti NuScale obsahuje pravá část tabulky.

Tabulka 3: Vstupní data pro tvorbu scénářů

Zdroj	[21]	[22]	[23]	[24]	[25]	[26]	[27]	[28]	[29]	FOAK/NOAK
Investiční náklady [€/kWe]	7959	7014	5880-9660	4200	4284	5964	5200	4536	-	FOAK
	4063	4200	3948	3216	-	2688	-	3024	2394	NOAK
Fix. p. náklady [€/kWe]	185	-	-	-	-	-	-	-	-	FOAK
	92	-	-	-	-	-	80	97	-	NOAK
Prom. p. náklady [€/MWh]	-	14	21-28,5		28	-	2,5	8	-	FOAK
	-	10	17	15	14	-	-	-	-	NOAK

5. Scénáře rozvoje SMR

Podoba scénářů, které byly vyhodnoceny pomocí modelu, respektovala charakter získaných dat. V obecném případě se jednalo o odhadované hodnoty, které měly navíc značný rozptyl, takže nemělo smysl z nich usuzovat na konkrétní technologii. Namísto toho z obecných dat vznikly dva rámcové scénáře, nízkonákladový a vysokonákladový. Nízkonákladový scénář obsahuje nejvýhodnější hodnoty pro instalaci a provoz malých modulárních reaktorů, tedy spodní meze intervalových odhadů v případě cen a horní meze v případě účinnosti a pohotovosti elektrárny. Vysokonákladový scénář představuje nejméně výhodný provoz elektráren a je vytvořen pomocí horních mezí odhadů cen a spodních mezí účinnosti a pohotovosti.

Z tohoto dělení jsou vyčleněna data o malých modulárních reaktorech společnosti NuScale. Jako jedna z nejrozvinutějších alternativ je tedy zavedení reaktorů NuScale vyhodnoceno samostatně ve třetím scénáři a příslušná data nejsou kombinována s obecnými odhady.

Před zavedením malých modulárních reaktorů byl však vyhodnocen scénář bez SMR, pouze za využití ostatních předdefinovaných nových technologií. Také byla provedena citlivostní analýza hodnoty LCOE pro malé modulární reaktory v závislosti na jejich investičních nákladech a bylo stanoveno, při jakých investičních nákladech bude provoz SMR výhodnější než provoz ostatních elektráren.

5.1 Obecné předpoklady scénářů

5.1.1 Společné předpoklady

Mezi společné předpoklady se řadí takové předpoklady, které pro každý scénář zůstanou nezměněny. Ke společným předpokladům patří:

- **Potenciály obnovitelných zdrojů**

Potenciály OZE vycházejí ze zeleného scénáře Státní energetické koncepce. Odhad hodnoty potenciálů v roce 2050 zobrazuje tabulka 4.

Tabulka 4: Odhad potenciálů OZE v roce 2050 [TWh]

Energie	Vodní	Větrná	Geotermální	Solární	Bioplyn
Potenciál	2,53	4,53	0,14	7,6	4,5

[6]

- **Vývoj celkové spotřeby elektřiny**

Fixace celkové spotřeby elektřiny v modelovaném období využívá projekci Optimalizovaného scénáře Státní energetické koncepce. Vývoj celkové spotřeby elektřiny demonstruje tabulka 5.

Tabulka 5: Projekce spotřeby elektřiny v modelovaném období [TWh]

Rok	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Spotřeba energie	80.35	83.57	86.13	87.59	88.34	88.95

[6]

- **Úbytek instalovaného výkonu uhelných elektráren**

Tabulka 6 uvádí vývoj elektrických kapacit uhelných elektráren využitý v modelu.

Tabulka 6: Vývoj instalovaného výkonu uhelných elektráren v modelovaném období [GWe]

Rok	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Černé uhlí	0,8	0	0	0	0	0	0
Hnědé uhlí	9,26	7,92	5,59	3,57	3,57	3,57	3,57

[6]

- **Doba výstavby nových elektráren**

Zavedení doby výstavby umožňuje zhodnotit vliv diskontní míry. Pro typy elektráren, které model využívá jako nové technologie, jsou průměrné doby výstavby zaznamenány v tabulce 7. Rozdíly mezi instalovanými výkony jsou zanedbány.

Tabulka 7: Doba výstavby daných typů elektráren dle jejich paliv

Typ elektrárny	Jádro (SMR)	Jádro (velké JE)	Vítr	Slunce	Voda	Geotermální	Odpad	Plyn	Biomasa
Roky	3	10	3,5	1	4	8	2,5	2,3	2

[33], [42], [43], [44], [45], [46], [47], [48]

5.1.2 Individuální předpoklady

Mezi předpoklady, které jsou mezi scénáři měněny, jsou zařazeny:

- **Diskontní míra SMR**

Celková diskontní míra je v modelu nastavena na 7% a pro velké jaderné elektrárny na 13%. Pro malé modulární reaktory bude navíc rozlišena na 9, 11 a 13 procent.

- **Cena emisních povolenek**

Cena emisních povolenek je na základě aktuálního vývoje rozlišena na střední a vysokou projekci. Projekce využívají odhadu britské instituce Department of Energy & Climate Change. Vysokou projekci cen emisních povolenek využívá vysokonákladový scénář, ostatní scénáře využívají střední projekci cen emisních povolenek. Konkrétní hodnoty přináší tabulka 8.

Tabulka 8: Projekce ceny emisních povolenek v modelovaném období [€/tCO₂]

Cena	Střední	Vysoká
2025	51	96
2030	87	135
2035	87	135
2040	87	135
2045	87	135
2050	87	135

[41]

- **Ukončení provozu elektrárny Dukovany**

Při modelování budou vyhodnoceny roky 2035, 2040 a 2045 jako léta ukončení provozu EDU.

5.1.3 Vstupní data pro malé modulární reaktory

Technicko-ekonomické parametry SMR pro vytvořené scénáře představuje tabulka 9.

Tabulka 9: Vstupní data pro jednotlivé scénáře se SMR

Scénář	Účinnost	Pohotovost	Start	Investiční náklady* [€/kWe]	Investiční náklady** [€/kWe]	Fixní náklady*,** [€/kWe]	Proměnné náklady* [€/MWh]	Proměnné náklady** [€/MWh]
Nízko nákladový	0,40	0,96	2035	4200	2688	-	13,89	10,12
Vysoko nákladový	0,33	0,90	2045	9660	6300	-	28,56	21,84
NuScale	0,33	0,95	2035	4536	2856	100,80	5,71	5,71

*Náklady na začátku modelovaného období

**Náklady na konci modelovaného období

Pro všechny scénáře vyžaduje model použití jednotek M€/GW v případě investičních nákladů a fixních nákladů na provoz a údržbu a M€/PJ v případě proměnných nákladů na provoz a údržbu, zatímco literatura udává tyto veličiny vztahované k americkým dolarům. Za tímto účelem je použit měnový kurz 1USD = 0,84EUR (k 5. srpnu 2021) a jeho změny v průběhu let jsou zanedbány.

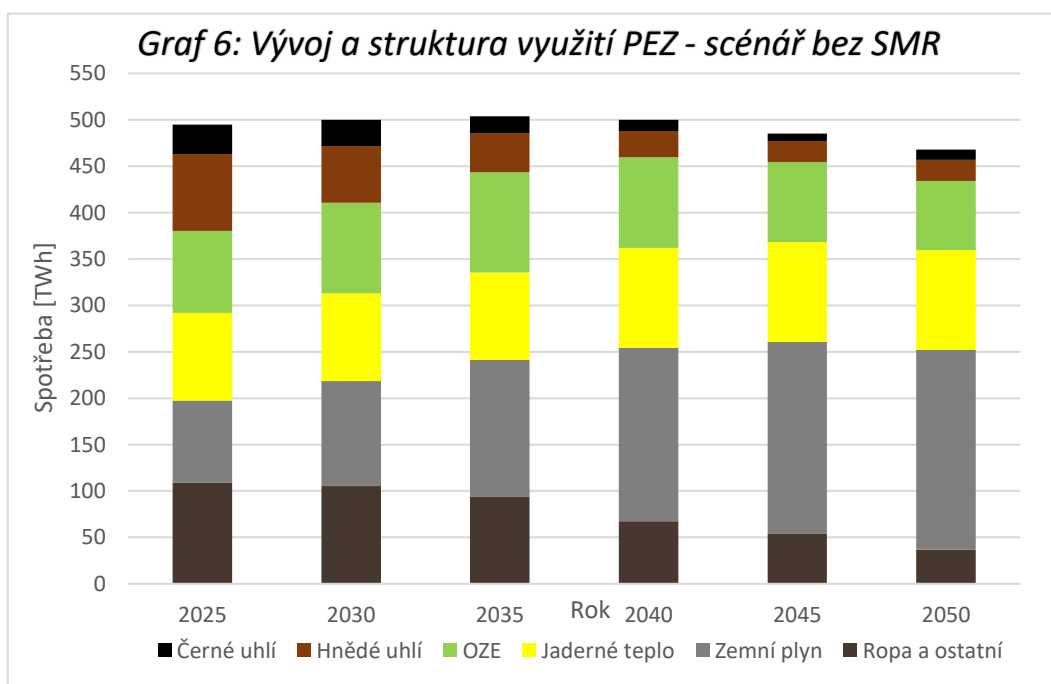
5.2 Scénář bez SMR

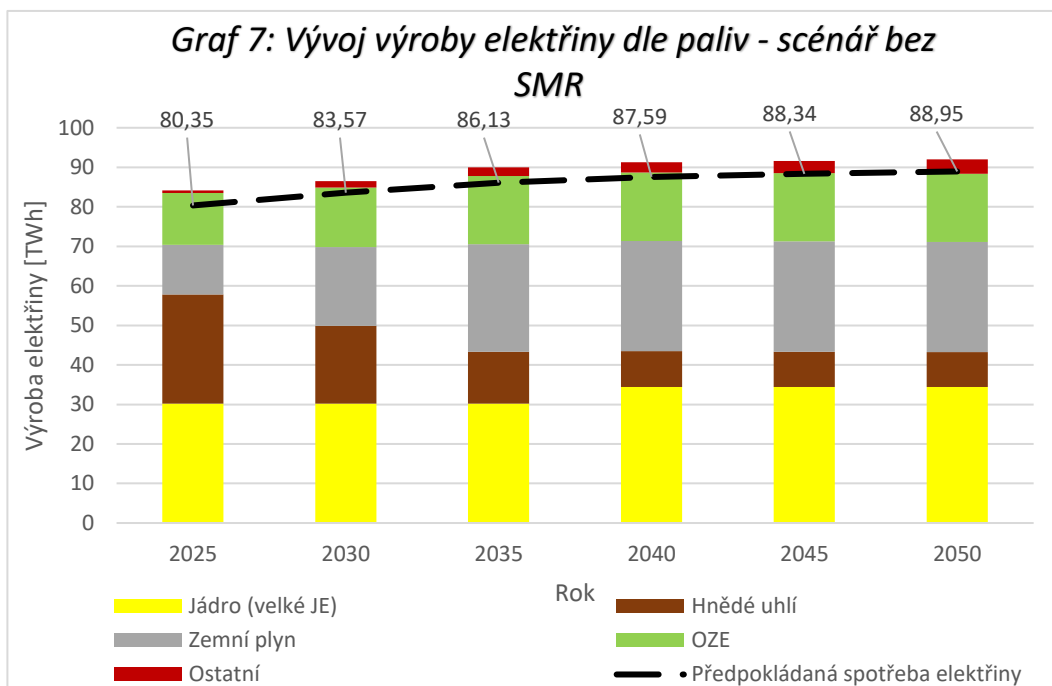
5.2.1 Charakteristika scénáře

Nejprve byl vyhodnocen scénář bez zavedení malých modulárních reaktorů jako nových technologií do modelu. Tento scénář předpokládá střední vývoj ceny emisních povolenek a ukončení provozu stávajících bloků elektrárny Dukovany v roce 2040.

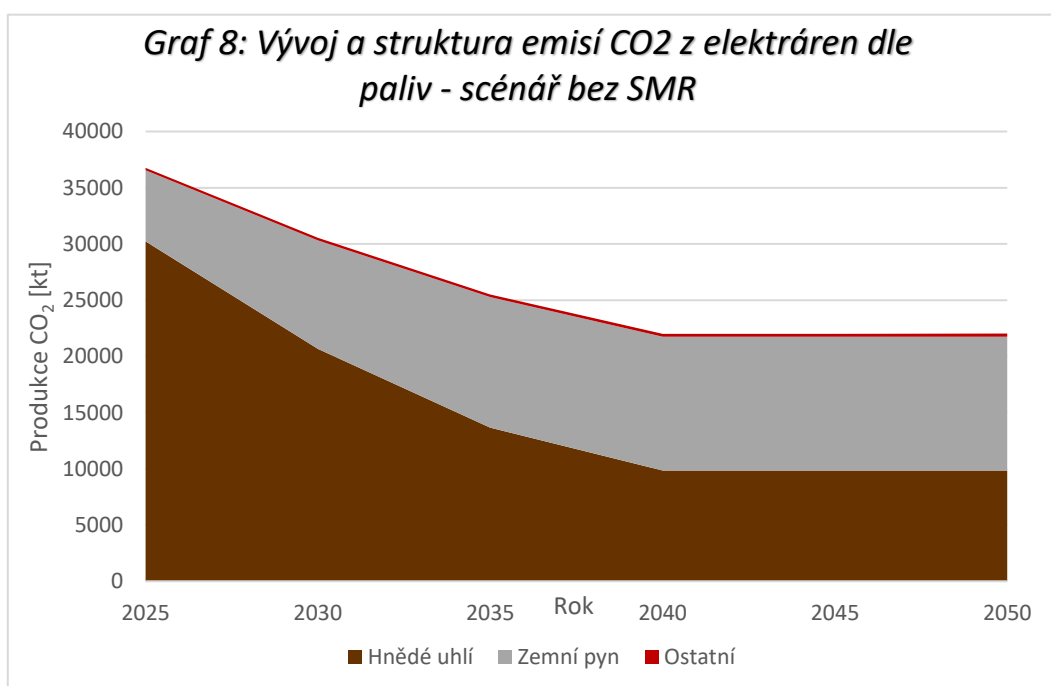
5.2.2 Výsledky

Energetika jako celek je charakterizována strukturou využití primárních energetických zdrojů. Pro scénář bez SMR je struktura PEZ a jejich vývoj zobrazen grafem 6. Celkové množství spotřebovaných PEZ se v modelovaném horizontu snižuje následkem snížení výroby tepla a zvýšením účinnosti jejich přeměny na využitelnou energii. Ve skladbě PEZ je patrný nárůst zemního plynu související s jeho rozvojem v elektroenergetice mezi lety 2025 a 2040 a také v dopravě ke konci modelovaného horizontu. Mezi lety 2040 a 2050 jsou podle modelových výsledků zemním plynem nahrazovány ropné pohonné hmoty. Využití jaderného tepla v tomto scénáři stagnuje. Mírné navýšení podílu jaderného tepla nastává v roce 2040, kdy jsou dukovanské bloky nahrazeny novými bloky o vyšším instalovaném výkonu. Obnovitelné zdroje také vykazují spíše stabilní trend vývoje. Mezi lety 2025 a 2035 je patrný mírný nárůst OZE související se zvýšením jejich podílu na výrobě elektřiny. Dále v modelovaném období dochází k uplynutí doby životnosti některých elektráren využívajících OZE, což současně s poklesem výroby biopaliv vede k mírnému snížení podílu OZE na primárních energetických zdrojích. Mezi OZE dominuje biomasa, která je využívána ve většině energetických sektorů. Většina biomasy je zužitkována při výrobě biopaliv, jako topivo v rezidenčním sektoru a v elektroenergetice. Podíl uhlí se v průběhu modelovaného horizontu snižuje pro pokles jeho využití při výrobě elektřiny a tepla.

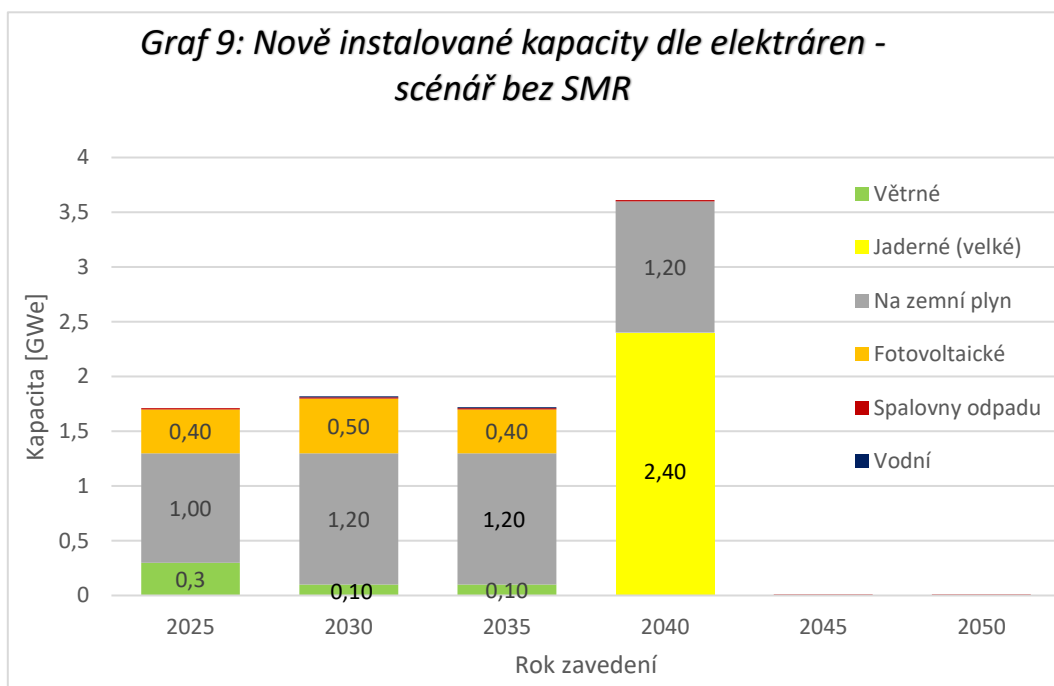




Vývoj a strukturu výroby elektřiny podle paliv demonstruje graf 7. Postupné ukončování životnosti stávajících, zejména hnědouhelných, elektráren vede spolu s nárůstem poptávky po elektřině k potřebě nahrazovat tyto kapacity novými. V důsledku ceny emisních povolenek není zbudování a provoz nových hnědouhelných elektráren modelem vyhodnoceno jako výhodné. Úbytek kapacit má být namísto toho pokryt výstavbou elektráren spalujících zemní plyn a navýšením instalovaného výkonu elektráren využívajících obnovitelné zdroje energie. Ukončení provozu elektrárny Dukovany je v tomto scénáři kompenzováno uvedením dvou bloků nové jaderné elektrárny do provozu v roce 2040.



Pokles výroby elektřiny z hnědého uhlí vede i přes instalaci elektráren na zemní plyn ke snížení množství produkovaného oxidu uhličitého. Ve sledovaném období se zmenší množství vypouštěného CO₂ o bezmála 43 procent. Elektrárny na zemní plyn se stanou největším producentem CO₂ z výroby elektřiny. Vývoj emise oxidu uhličitého zobrazuje graf 8.



Scénář dále ukazuje na potřebu zbudovat většinu nových kapacit mezi lety 2025 a 2040, jak lze pozorovat ve grafu 9. Většinu nových elektráren představují elektrárny na zemní plyn, jichž má být zbudován 1, resp. 1,2GWe v každém pětiletí. Tyto kapacity jsou doplněny výstavbou větrných a solárních parků, nakolik bude z ekologických i ekonomických důvodů možná. Výsledky taktéž indikují výhodnost výstavby spaloven odpadu (Waste-to-Power), respektive malých či středních vodních elektráren. Jejich nová výstavba je však omezena produkcí exhalátů, respektive hydrologickým potenciálem České republiky.

5.3 Zavádění SMR

5.3.1 Použité vstupní parametry

Cílem je také určit, při jakých hodnotách investičních nákladů malých modulárních reaktorů již modelovací nástroj vyhodnotí zavedení SMR jako ekonomicky výhodné, a zjistit, jak se mění hodnota jejich LCOE v závislosti na dále se snižujících nákladech.

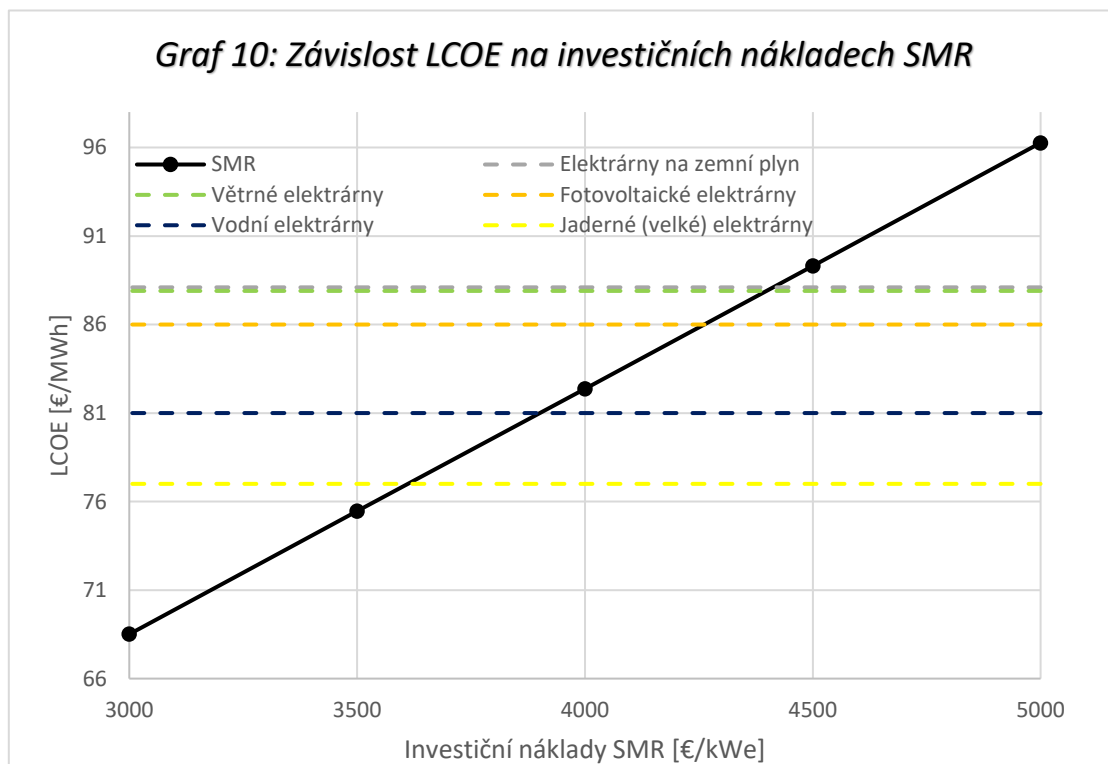
Za účelem citlivostní analýzy byly předpokládány možnosti zavedení nové velké jaderné elektrárny od roku 2040, malých modulárních reaktorů od roku 2035 a ostatních kapacit od roku 2025. Za ekonomické parametry SMR byly voleny hodnoty z tabulky 8, sekce

NuScale, a jedenáctiprocentní diskontní míra, přičemž jediným variabilním parametrem zůstaly investiční náklady. Ty byly ponechány konstantní v celém modelovaném časovém období. Ostatní předpoklady jsou shodné se scénářem bez SMR. Investiční náklady byly postupně měněny od 3000 do 5000€/kWe skokem 500€/kWe a pro každou z hodnot proběhlo vyhodnocení LCOE.

5.3.2 Výsledky

Získané výsledky představuje graf 10, který ukazuje lineární závislost hodnoty LCOE na rostoucích investičních nákladech malých modulárních reaktorů.

Malé modulární reaktory byly poprvé využity již při investičních nákladech 4500€/kWe, při kterých se jejich LCOE blíží průměrným hodnotám LCOE elektráren na zemní plyn a větrných elektráren.



Je-li hodnota investičních nákladů SMR nižší než 4275€/kWe, pak jsou náklady na jednotku elektřiny nižší než v případě fotovoltaických elektráren, pod úrovní 3900€/kWe je jejich zbudování a provoz výhodnější než zbudování a provoz vodních elektráren a konečně pod hranicí investičních nákladů přibližně 3600€/kWe produkují SMR elektřinu s nižší LCOE než velké jaderné elektrárny.

5.4 Nízkonákladový scénář

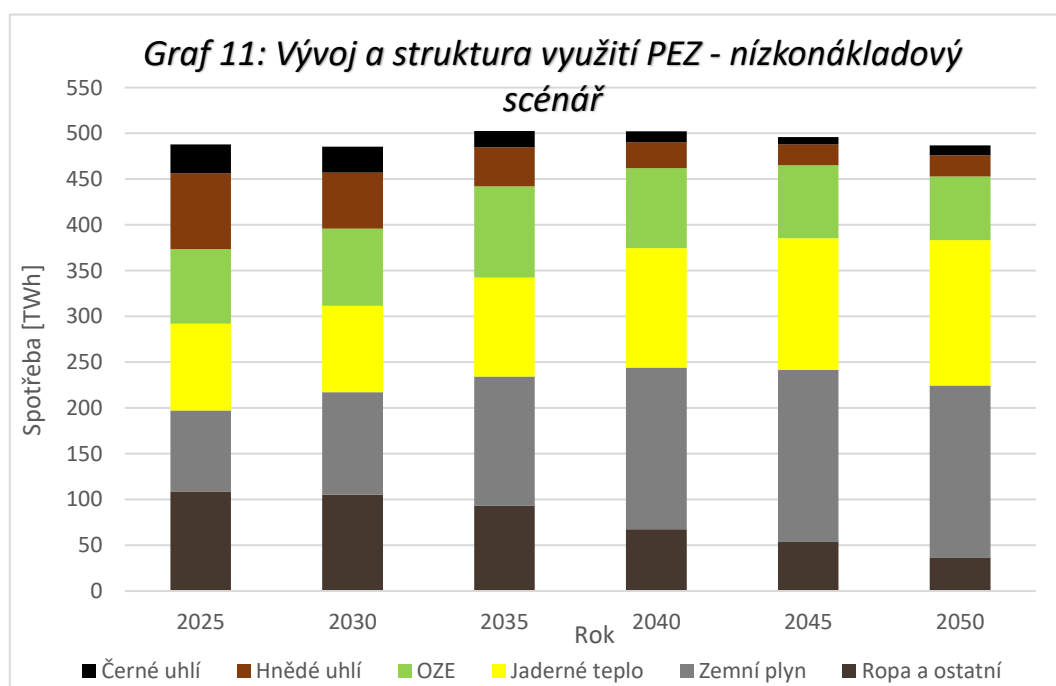
5.4.1 Charakteristika scénáře

Nízkonákladový scénář využívá nejnižší hodnoty investičních nákladů a nákladů na provoz a údržbu, které jsou zaznamenány v tabulce 2. Tyto náklady jsou rozlišeny po pěti letech v průběhu modelovaného období. První zbudovaná elektrárna, která je v modelu zavedena v roce 2035, je typu FOAK s odpovídajícími náklady. Scénář předpokládá, že charakteristikám NOAK se přiblíží již elektrárna zkonstruovaná v roce 2050. Pohotovost elektrárny je zvolena jako 96% [46] a účinnost 40% [45], přičemž tyto parametry jsou ponechány konstantní v celém sledovaném časovém intervalu. Scénář dále předpokládá devítiprocentní diskontní míru pro SMR, střední ceny emisních povolenek a ukončení provozu elektrárny Dukovany v roce 2045. Cílem tohoto scénáře je popsat zavedení SMR při co nejvýhodnějších podmínkách.

5.4.2 Výsledky

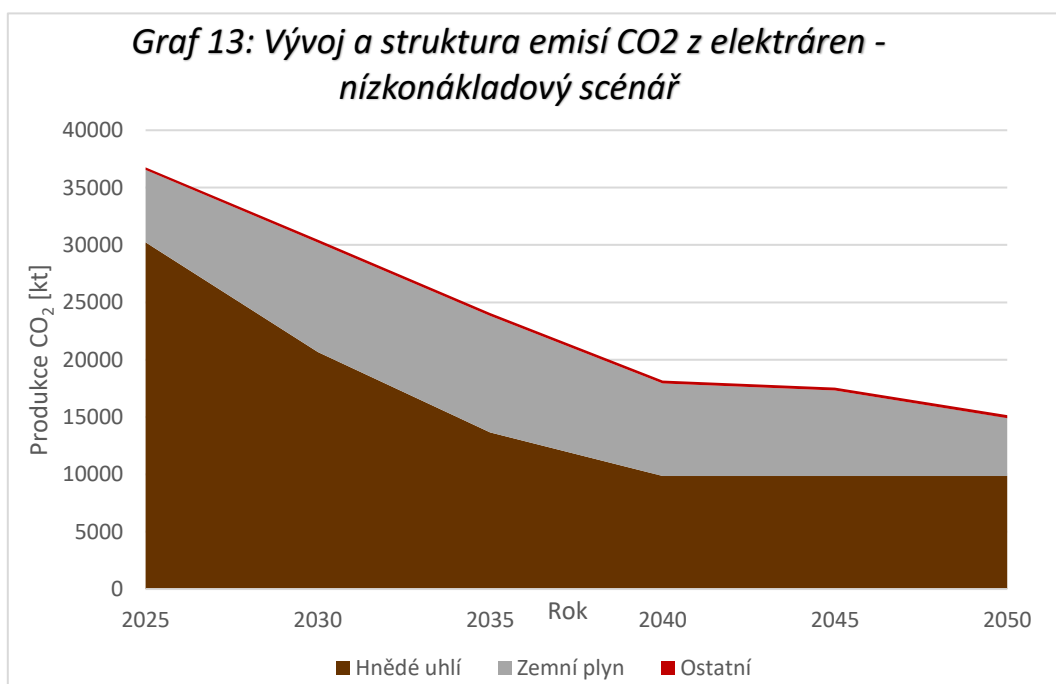
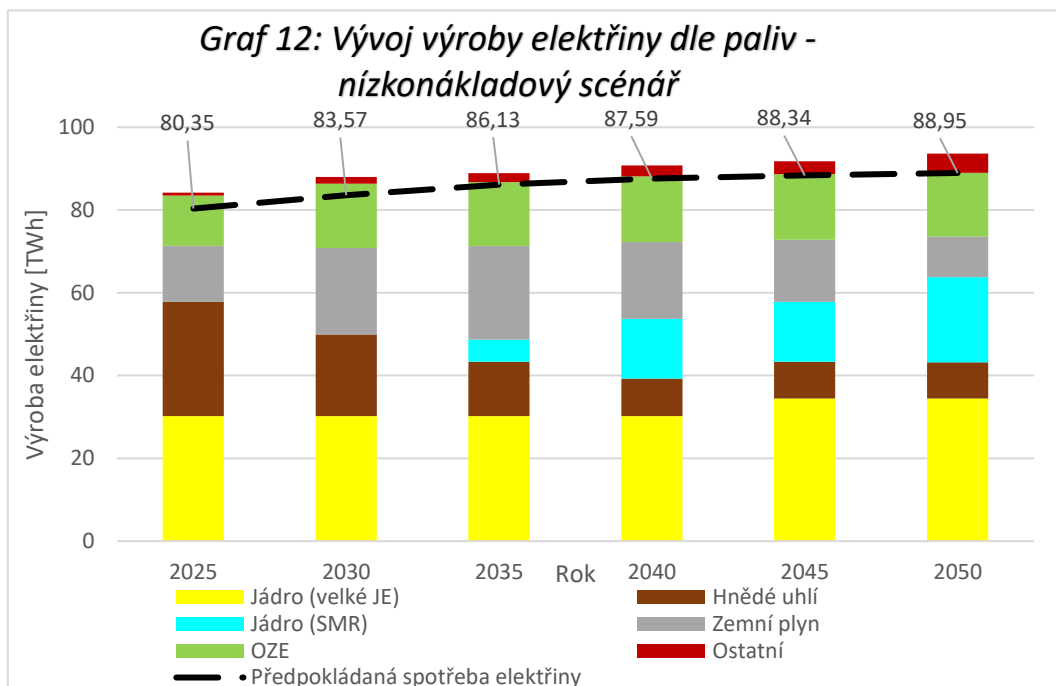
Výsledky nízkonákladového scénáře zahrnují technologii malých modulárních reaktorů, které byly modelem využity samovolně, tedy bez uživatelského zásahu, díky jejich ekonomické výhodnosti. Uživatelsky byla omezena maximální nová kapacita SMR na 0,92GWe za pět let, kromě roku 2045, kdy je dle modelu dokončena výstavba dvou velkých jaderných bloků. To odpovídá instalaci jedné největší elektrárny v portfoliu společnosti NuScale během jednoho pětiletí.

Struktura PEZ, jež zobrazuje graf 11, dominuje v průběhu modelovaného horizontu zemní plyn, jenž je spotřebováván zejména v elektroenergetice, teplárenství a dopravním sektoru. V tomto scénáři dochází v souladu s provozem SMR ke zvýšení spotřeby jaderného tepla.

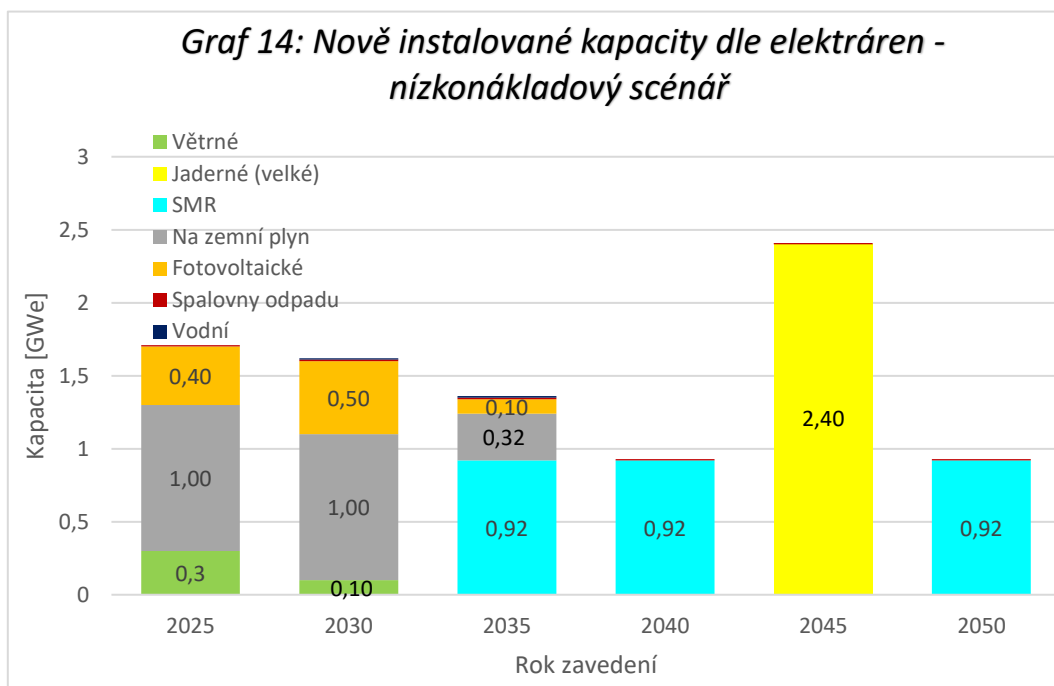


Provoz malých modulárních reaktorů je modelován pouze k produkci elektřiny, což vede k relativně nízké účinnosti transformace energie. V porovnání se scénářem bez SMR tak dochází k navýšení celkové spotřeby PEZ na konci modelovaného období.

Vývoj struktury výroby elektrické energie dle paliv při nízkonákladovém scénáři demonstruje graf 12. Úbytek kapacity hnědouhelných elektráren je zprvu, mezi lety 2025 a 2035, kompenzován zemním plynem a z menší části také obnovitelnými zdroji. Od roku 2035 dochází k rozvoji jádra prostřednictvím malých modulárních reaktorů, které postupně nahrazují kapacity využívající zemní plyn. Ukončení provozu JE Dukovany je zde podobně jako ve scénáři bez SMR plynule nahrazeno novou velkou jadernou elektrárnou. Jádro mezi ostatními palivy tvoří na konci modelovaného období páteř výroby elektřiny, v roce 2050 se na celkové výrobě podílí z téměř 59%.



Graf 13 zobrazuje vývoj emisí CO₂ pro nízkonákladový scénář. Výrazný pokles emitovaného oxidu uhličitého mezi lety 2025 a 2040, kdy dochází ke snížení vypouštěné hmotnosti CO₂ o 52%, je způsoben ukončováním provozu stávajících hnědouhelných elektráren a relativně nízkým nárůstem emisí z elektráren na zemní plyn. Tento pokles je od roku 2040 následován méně strmým úbytkem emisí CO₂, který je zapříčiněn nahrazováním elektráren na zemní plyn elektrárnami se SMR. Emitovaná hmotnost oxidu uhličitého na konci modelovaného období z procesů výroby elektřiny se pohybuje na 41 procentech množství v roce 2025.



Grafem 14 je popsána výstavba nových kapacit ve sledovaném období nízkonákladového scénáře. Nízkonákladovému scénáři dominuje od roku 2035 výstavba jaderných elektráren, které tvoří bezmála 60% nově instalovaných kapacit. Největší zastoupení přitom mají malé modulární reaktory s 32 procenty celkové nové kapacity.

5.5 Vysokonákladový scénář

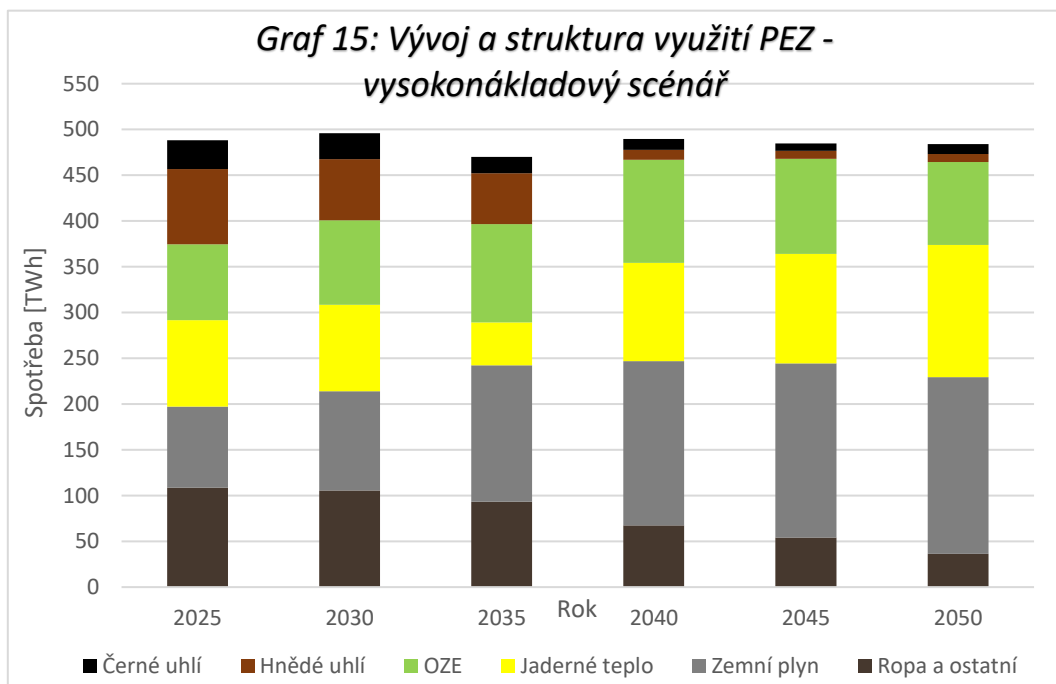
5.5.1 Charakteristika scénáře

Nejméně příznivý scénář využívá nejvyšších odhadů nákladů při dosažení nejnižší účinnosti a pohotovosti elektráren se SMR ^{[45],[46]}. Poslední vybudovaná elektrárna zdaleka nedosahuje parametrů NOAK, její investice je navýšena o 50% oproti nákladům na NOAK elektrárnu. Scénář předpokládá třináctiprocentní diskontní míru pro SMR, vysoké ceny emisních povolenek a ukončení provozu elektrárny Dukovany v roce 2035. Cílem tohoto scénáře je modelovat zavedení SMR při nejméně výhodných podmínkách a spolu s nízkonákladovým scénářem vytvořit krajní meze pomyslného intervalového odhadu vlivu SMR na českou energetiku.

V tomto scénáři tedy nedisponují malé modulární reaktory výhodnou ekonomikou a proto by při vyhodnocení nebyly modelem zavedeny. Model však umožňuje zavést technologii uživatelským zásahem, tato funkce byla v tomto případě využita. Scénář tak reprezentuje politiku prosazení výstavby malých modulárních reaktorů i v případě nejhorších myslitelných ekonomických parametrů. V roce 2045 je podmíněna stavba elektrárny o instalovaném výkonu 0,46GWe, což odpovídá středně výkonné elektrárně NuScale se šesti reaktory, a v roce 2050 je vystavěna 0,92 gigawattová elektrárna s dvanácti SMR.

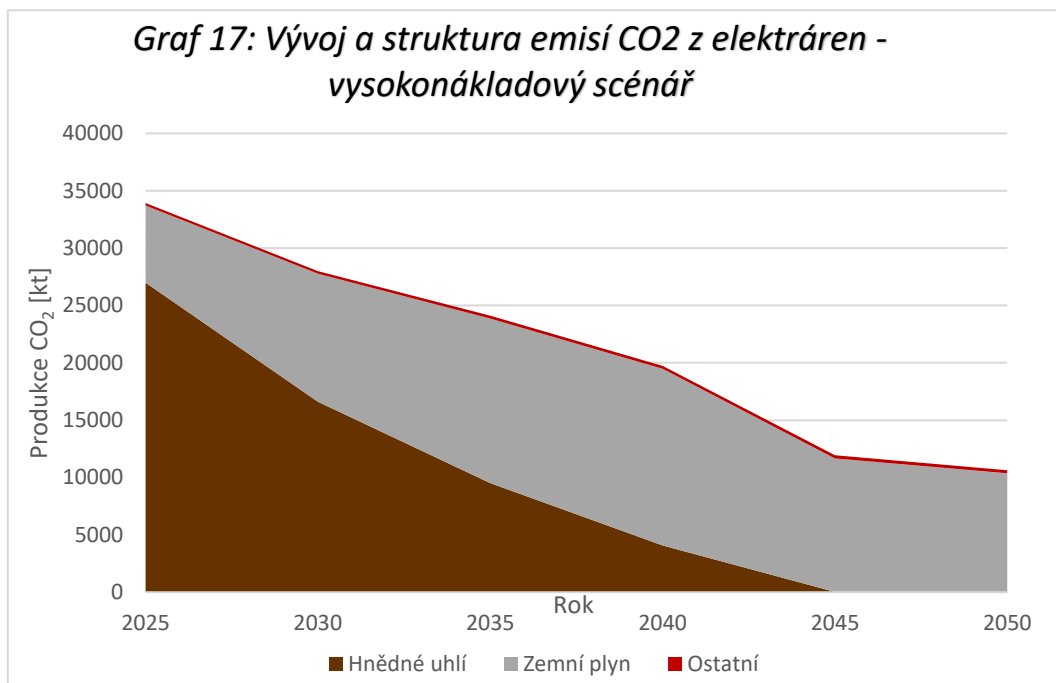
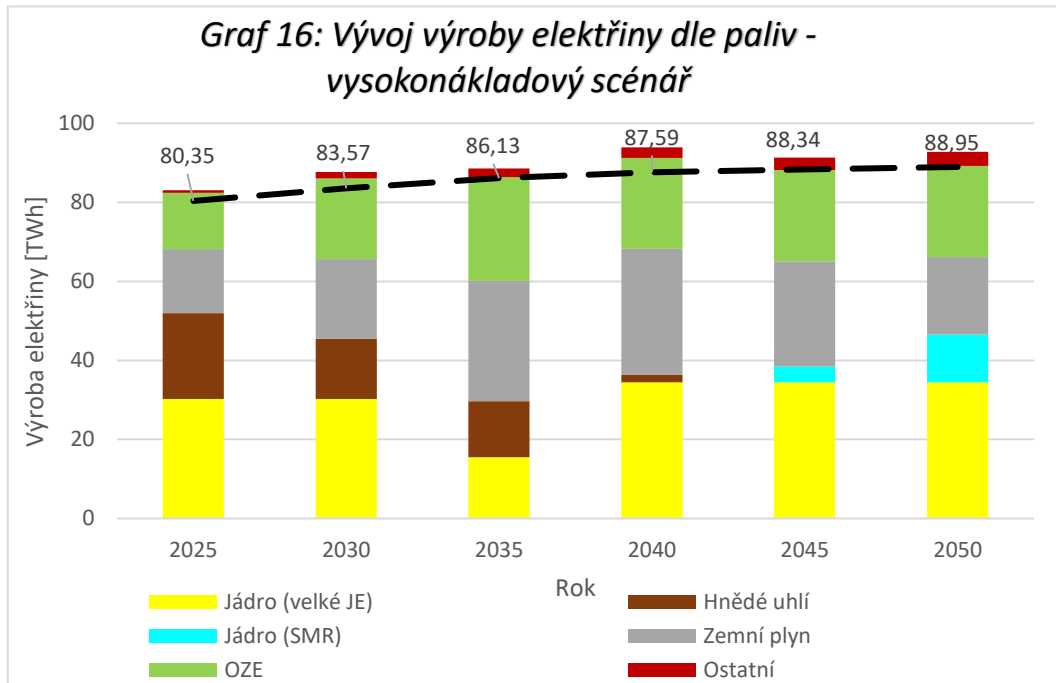
5.5.2 Výsledky

Graf 15 ukazuje vývoj a strukturu využití PEZ pro vysokonákladový scénář. Oproti předchozím scénářům dochází ke zvýšení spotřeby energie OZE za účelem výroby elektřiny. Dále dochází k poklesu využívání hnědého uhlí tak, jak je ukončován provoz hnědouhelných elektráren. Vývoj hnědého uhlí reprezentovaný vysokonákladovým scénářem nejpřesněji odpovídá aktuálnímu doporučení Uhelné komise. V roce 2035 dochází k propadu spotřeby PEZ, způsobenému odstavením dukovanských jaderných bloků o relativně nízké účinnosti transformace energie.



Vývoj a strukturu produkce elektřiny dle paliv ukazuje graf 16. Vysoká projekce cen emisních povolenek vede k natolik neekonomickému provozu hnědouhelných elektráren, že provoz veškerých kapacit využívajících hnědé uhlí k výrobě elektřiny je ukončen v roce 2040. Ukončení doby životnosti hnědouhelných elektráren spolu s vyřazením JE Dukovany z provozu v roce 2035 vede k rapidnímu poklesu instalovaného výkonu, který musí být vyrovnán stavbou elektráren využívajících zemní plyn, a zde ve větší míře také elektráren využívajících OZE.

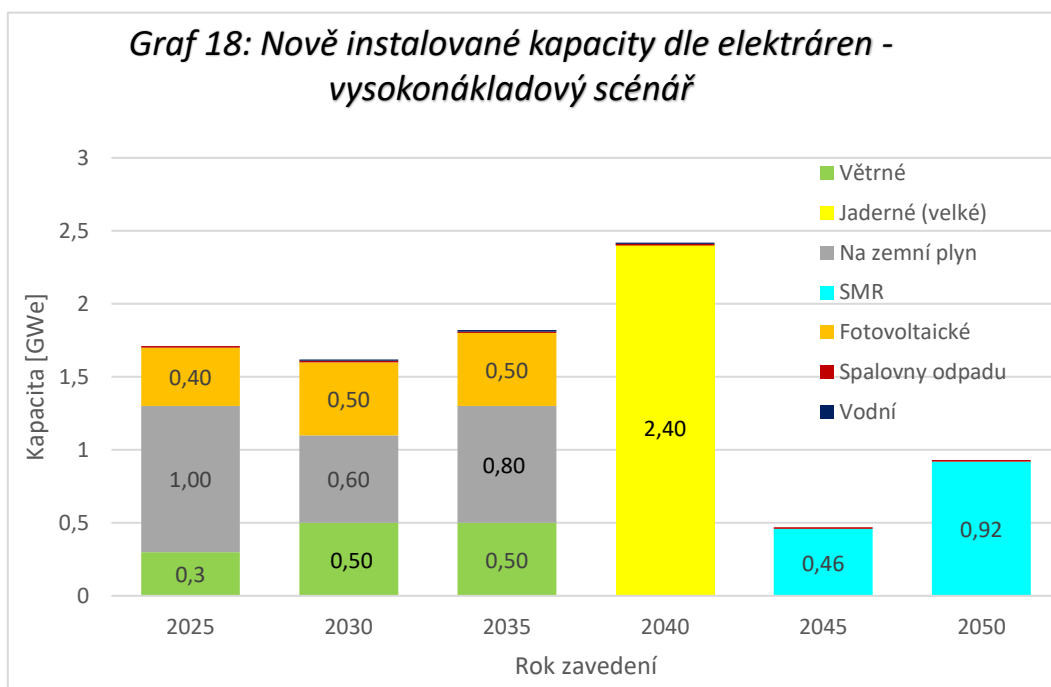
Protože uvedení nové velké jaderné elektrárny do provozu je předpokládáno až o pět let později, vede tento scénář na pozdržení plnění ekologických cílů. Z tohoto pohledu by tak bylo vhodné, aby byl provoz JE Dukovany ukončen v době, kdy již bude nová JE v provozu. Uvádění nových kapacit, využívajících jádro, od roku 2045 vede ke kompenzaci dosluhujících elektráren na zemní plyn.



Jak lze pozorovat v grafu 17, nárůst výroby elektřiny ze zemního plynu má za následek zpomalení poklesu množství vypouštěného CO₂ do atmosféry. Přesto má podle získaných dat dojít k jeho omezení o více než 70% napříč modelovaným obdobím, což je

v porovnání s předchozími scénáři způsobeno dřívějším ukončením provozu stávajících uhelných elektráren.

Rozvoj jádra při vysokonákladovém scénáři je oproti nízkonákladovému scénáři posunut o pět let dále a celkové zastoupení jaderných kapacit dosahuje jen 42%. Malé modulární reaktory mají kvůli své nevýhodnosti pouze doplňkový charakter. Celkovou výstavbu nových kapacit lze vyčíst z grafu 18.



5.6 Scénář NuScale

5.6.1 Charakteristika scénáře

Společnost NuScale pokročila dosud nejdále ve vývoji malých modulárních reaktorů. Data vycházející z jí iniciovaných studií v současnosti ukazují investiční náklady na NOAK elektrárnu v hodnotě 2394€/kWe. Před postulovaným poklesem investičních nákladů v roce 2020 byla cena FOAK elektrárny odhadována na 4536€/kWe, přičemž poté nebyla nastavena nová. Z tohoto důvodu je pro účely modelování tato cena ponechána. NuScale dále uvádí, že náklady na provoz a údržbu budou nižší než 25% nejnákladnějších elektráren s velkými reaktory v USA.^[44] Proto jsou použity průměrné hodnoty nákladů amerických elektráren^[41] a jsou uvažovány konstantní. Scénář dále předpokládá střední ceny emisních povolení, jedenáctiprocentní diskontní míru a ukončení provozu JE Dukovany v roce 2040.

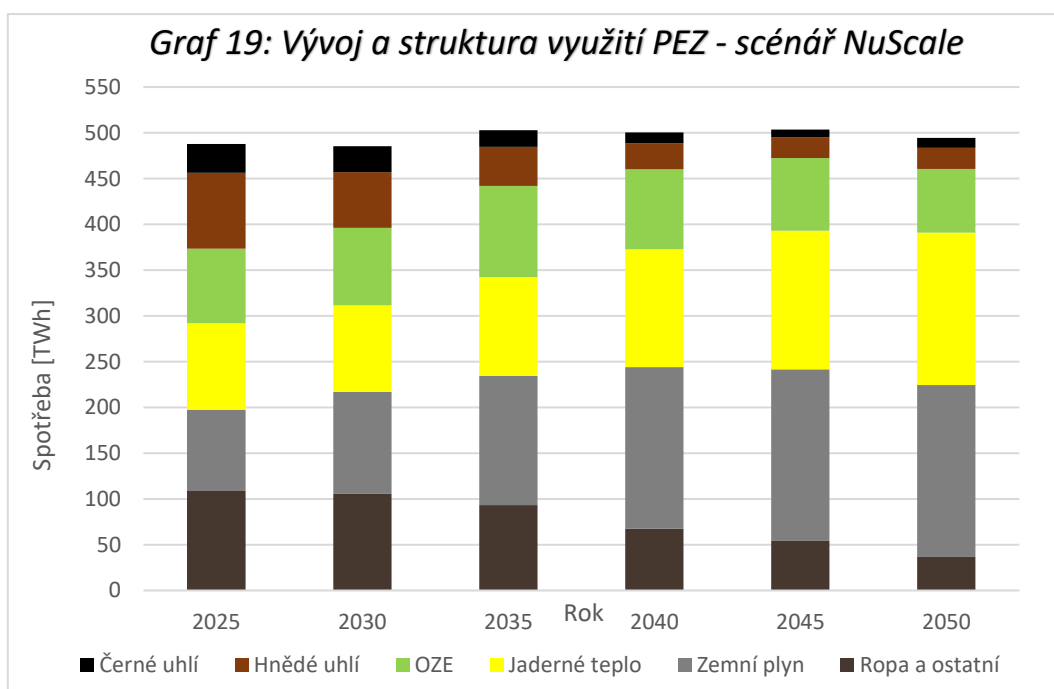
Dále byla při stejných ekonomických parametrech NuScale elektráren měněna diskontní míra současně s navýšováním investičních nákladů v roce 2050 oproti nákladům na NOAK elektrárnu. Vznikly tak tři scénáře, které uvažovaly (1) diskontní míru pro SMR 9% a navýšení investičních nákladů o 10%, (2) diskontní míru 11% a navýšení investičních

nákladů o 20% a (3) diskontní míru pro malé modulární reaktory 13% a navýšení investice o 30%. Účelem bylo stanovit vliv těchto parametrů na velikost celkové investice a hodnotu LCOE, neboť zejména diskontní míra, přítomná při výstavbě elektrárny, lze jen obtížně kvantifikovat, a navíc může mít výrazný dopad na ekonomiku výstavby. Všechny výsledky kromě citlivostní analýzy dopadu diskontní míry a navýšení investičních nákladů proti NOAK elektrárně byly získány za použití parametrů scénáře (2).

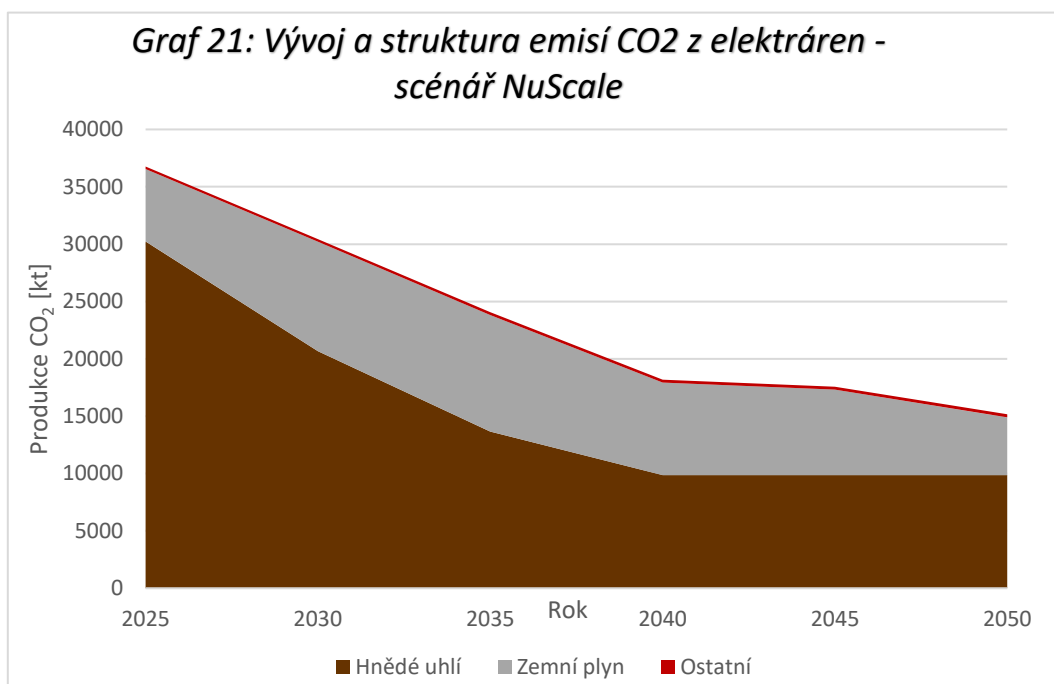
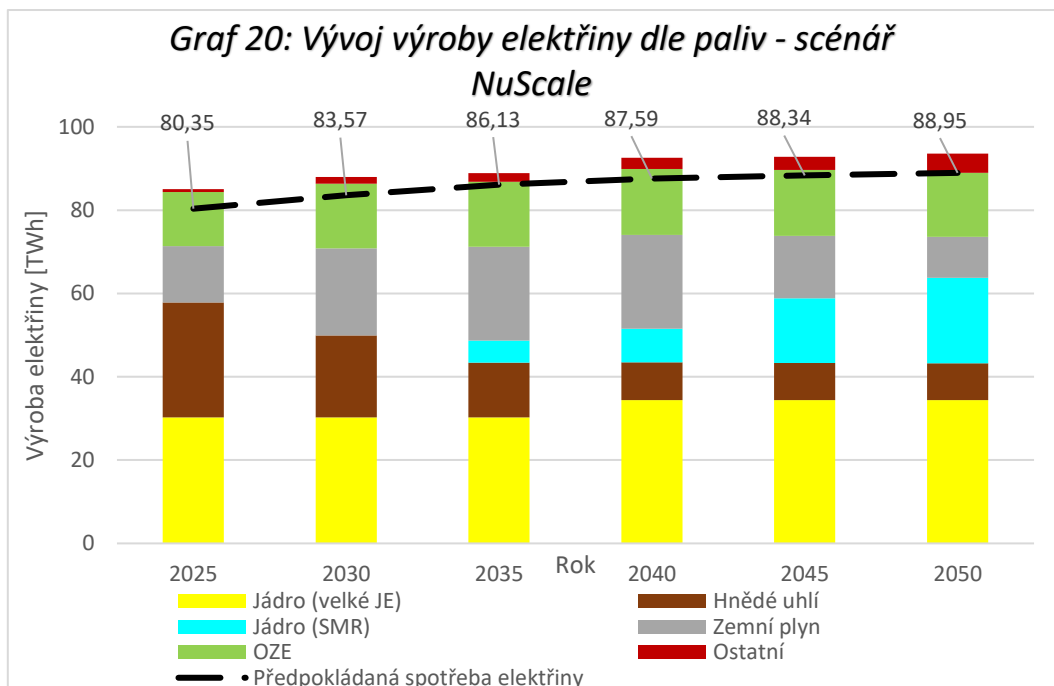
5.6.2 Výsledky

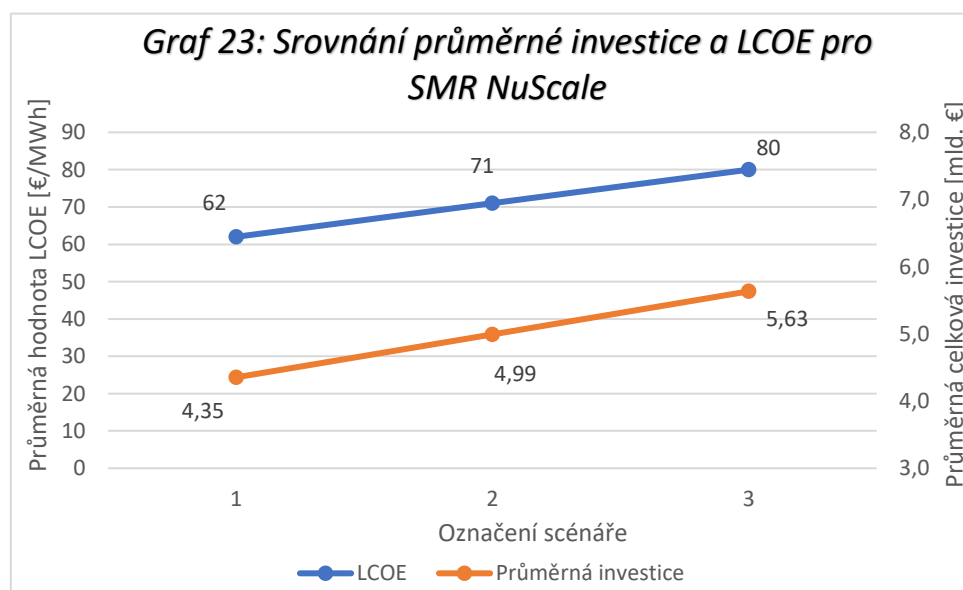
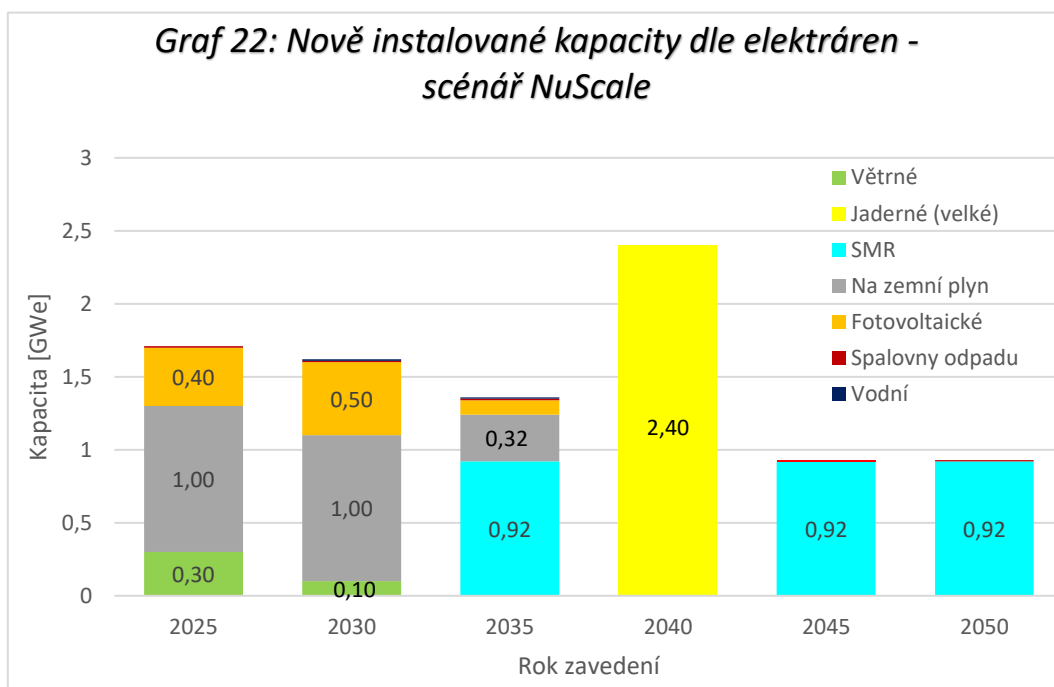
Zatímco výsledky nízkonákladového a vysokonákladového scénáře představovaly krajní meze intervalového odhadu parametrů, které jsou se zavedením SMR spojené (vývoj emisí CO₂, investice, LCOE), scénář NuScale lze chápat jako bodový odhad vlivu konkrétní technologie na energetiku.

Vývoj a struktura primárních zdrojů, zobrazená grafem 19, je obdobou nízkonákladového scénáře, neboť scénáře mají podobné parametry. Rozdílná je spotřeba jaderného tepla, která je v NuScale scénáři mírně navýšena kvůli nižší postulované účinnosti NuScale elektrárny oproti předpokládané elektrárně nízkonákladového scénáře.



Vývoj a struktura výroby elektřiny dle paliv jsou také analogické nízkonákladovému scénáři. Jedinou změnu lze sledovat v posunutí dokončení výstavby nové jaderné elektrárny do roku 2040 a vynechání uvedení NuScale elektrárny do provozu v témže roce. Kromě tohoto je stejný výsledek způsoben stejnou cenou emisních povolenek a srovnatelnou ekonomickou výhodností SMR, přičemž model opět zavádí elektrárny se SMR samovolně. Podobný vývoj výroby elektřiny je doprovázen analogickým vývojem emisí CO₂. Grafy 20, 21 a 22 níže popisují vývoj a strukturu výroby elektřiny, vývoj emise CO₂ a dokončení výstavby nových elektráren.





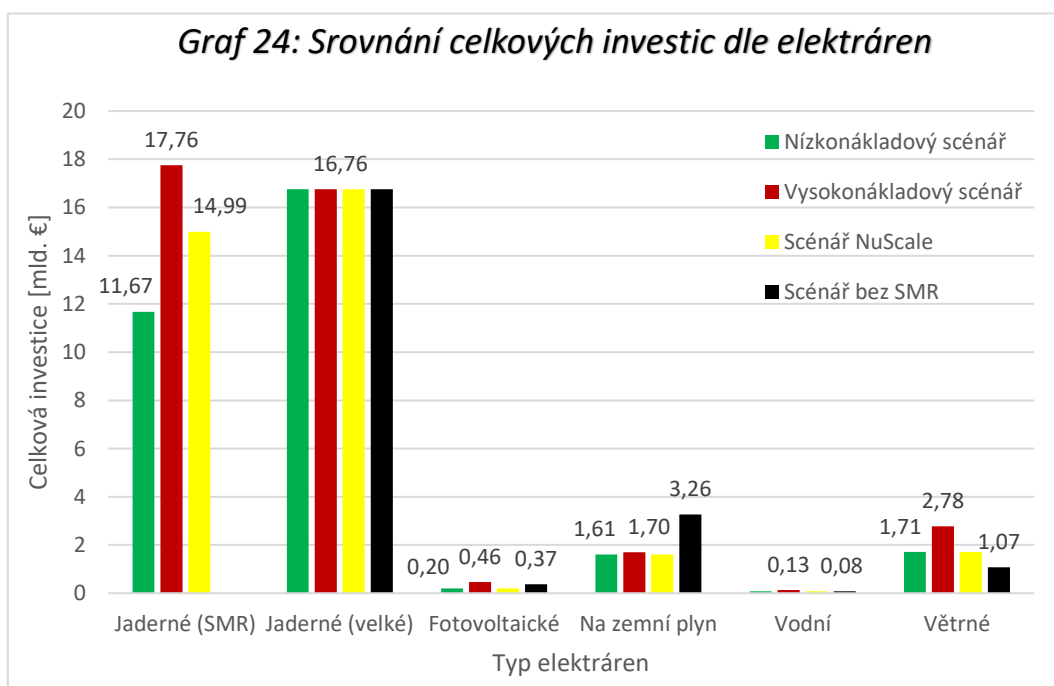
Graf 23 popisuje průměrnou hodnotu investice na 0,92 gigawattovou elektrárnu NuScale mezi lety 2035 a 2050 a současně průměrné hodnoty LCOE elektráren ve stejném období, mezi scénáři 1, 2 a 3, popsanými na začátku kapitoly. V grafu si lze povšimnout lineárních závislostí těchto veličin na měněných parametrech. Průměrná investice, kterou je třeba vynaložit na výstavbu jedné elektrárny se pohybuje mezi 4,35 a 5,63 miliardami eur. Mezi nejvýhodnějším a nejméně výhodným scénářem se tak jedná o rozdíl téměř 30%. Hodnota LCOE se nachází v intervalu mezi 62 a 80€/MWh. Ve všech případech se tak jedná přinejmenším o ekonomicky konkurenceschopnou alternativu. V případě prvního a

druhého scénáře vyrábějí elektrárny NuScale elektřinu dokonce absolutně nejlevněji. při třetím scénáři je hodnota LCOE pro elektrárny NuScale druhá nejnižší, o 3€/MWh vyšší než u velkých jaderných elektráren.

5.7 Srovnání ostatních výsledků modelovaných scénářů

Investice spojené s výstavbou nových kapacit scénáře bez SMR přesáhnou dle získaných dat v modelovaném období 21,5 miliard eur. Jak ukazuje graf 24, nejdražší investice je spojena s výstavbou nové jaderné elektrárny v roce 2040, jejíž hodnota přesahuje 16,7 miliard eur. Elektrárny na zemní plyn požadují investici dosahující 3,26 miliardy eur, což je spojeno především s potřebou zbudovat 4,6GWe jejich kapacity. Oproti tomu konstrukce větrných elektráren je spojena s vysokými investičními náklady, proto celková investice na zbudování 0,5GWe větrných elektráren přesahuje jednu miliardu eur. Velmi nízkou počáteční investici pak vyžadují elektrárny fotovoltaické.

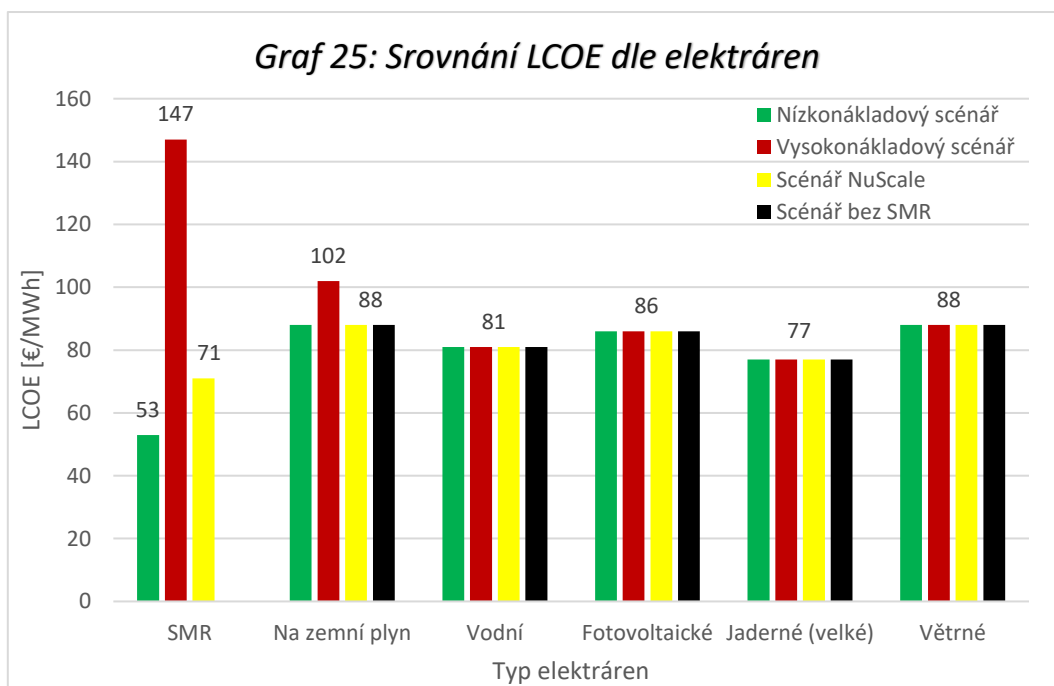
Nízkonákladový scénář počítá s investicí dosahující 32 mld. eur, naplnění vysokonákladového scénáře vyžaduje ještě o téměř než 8mld. eur více. Nejvýznamnější investice je v případě nízkonákladového scénáře spojena s výstavbou velké jaderné elektrárny, kdežto při vysokonákladovém scénáři je tato investice převýšena sumou investic do elektráren s malými modulárními reaktory o 1 miliardu eur. Rozdíl mezi nízkonákladovou a vysokonákladovou elektrárnou se SMR o instalovaném výkonu 0,92GWe na konci modelovaného období činí na investicích 8,4 miliardy eur ve prospěch nízkonákladové elektrárny. Investice do nízkonákladové elektrárny se SMR se v průměru mezi lety 2035 a 2050 pohybuje relativně nízkou okolo hodnoty 3,9mld. eur, avšak stále jde o výraznější investici než do jakékoliv nejaderné kapacity.



Scénář NuScale odlišuje od nízkonákladového scénáře pouze vyšší investice do SMR. Navýšení celkové investice je způsobeno vyššími investičními náklady na NuScale elektrárny a také vyšší diskontní mírou pro technologii SMR.

Ze získaných dat lze dále vyčíst hodnoty LCOE pro každou novou elektrárnu vystavenou v příslušném klíčovém roce. Srovnání těchto hodnot mezi jednotlivými scénáři přináší graf 25. Podle modelových dat produkují ve scénáři bez SMR elektřinu o nejnižší ceně velké jaderné elektrárny, jejichž LCOE se pohybuje nad hranicí 77€/MWh. Následovány jsou elektrárnami vodními, s LCOE nad 80€/MWh, fotovoltaickými, jejichž LCOE přesahuje 85€/MWh, a elektrárnami na zemní plyn, s jejich LCOE přibližně 88€/MWh.

Z grafu je dále patrný výrazný rozdíl mezi náklady na elektřinu produkovanou SMR při nízkonákladovém a vysokonákladovém scénáři. Zatímco při nízkonákladovém scénáři produkují SMR nejlevnější elektřinu a například oproti velkým jaderným elektrárnám jsou zvýhodněny prostřednictvím nižší diskontní míry a kratší dobou výstavby, vysokonákladové SMR produkují elektřinu dalece nejdražší, s hodnotou LCOE téměř trojnásobnou oproti nízkonákladovému scénáři. Vysokonákladové elektrárny na zemní plyn jsou oproti nízkonákladovým ekonomicky znevýhodněny zvýšenými cenami emisních povolenek. Ty se projevily nárůstem hodnoty LCOE o 14€/MWh a při vysokonákladovém scénáři tak elektrárny na zemní plyn vyrábějí druhou nejdražší elektřinu. Ostatní elektrárny vyrábějí stejně drahou elektřinu napříč scénáři, včetně scénáře bez SMR.



5.8 Shrnutí

Podle scénáře bez SMR nedochází k významnému rozvoji jaderných technologií a většina elektrické energie je vyrobena kombinací jádra, zemního plynu a obnovitelných zdrojů. Pokles emisí CO₂ je do určité míry limitován využíváním elektráren na zemní plyn, což je v rozporu se strategickými cíli SEK. Nízké investiční i provozní náklady však elektrárny na zemní plyn činí ekonomicky přijatelnými navzdory platbám za emisní povolenky. Zvýšení ceny povolenek nad úroveň předpokládaného středního vývoje by tuto přijatelnost ukončilo, neboť elektrárny na zemní plyn ve vytvořeném energetickém mixu produkují mezi novými kapacitami nejdražší elektřinu. Naopak nejlevnější výroba probíhá v nové velké jaderné elektrárně, jejíž nevýhodou je dalece nejvyšší počáteční investice.

Rozvoj jaderné energetiky nejen v případě nízkonákladového, ale i vysokonákladového scénáře, při kterém dochází k nahrazení zejména elektráren na zemní plyn malými modulárními reaktory, vede ke snížení množství oxidu uhličitého emitovaného do atmosféry. Zatímco při scénáři bez SMR stagnuje hmotnost vypouštěného CO₂ z elektráren mezi lety 2040 a 2050 slabě pod úrovní 57% množství v roce 2010, při vysokonákladovém scénáři klesá v roce 2050 na 41% a při scénáři nízkonákladovém až na 30% hmotnosti vypouštěného CO₂ na počátku modelovaného období. Ekologický přínos je však vykoupen výrazným nárůstem počátečních investic do nových elektráren. Scénář bez SMR vyžaduje proinvestovat v modelovaném období 21,5 miliard eur, kdežto v případě nízkonákladového, resp. vysokonákladového scénáře je to o přibližně 10,5 miliardy resp. 18 miliard eur více. Výsledné hodnoty LCOE ukazují, že v případě vysokého nárůstu cen emisních povolení je vhodné co nejvíce omezit provoz elektráren na hnědé uhlí a zemní plyn. Taktéž se ukázal široký interval hodnot LCOE pro malé modulární reaktory, které jsou třeba na základě dostupných dat uvažovat.

Zvýšení podílu jádra jako zdroje pro výrobu elektřiny má při scénáři NuScale stejně jako při nízkonákladovém scénáři pozitivní efekt na snížení celkového množství emisí oxidu uhličitého. Vysoké investiční náklady jaderných elektráren mají za následek výrazné zvýšení celkové investice v modelovaném období, která dosahuje 35,4 mld. eur, tedy o více než 13,8 mld. eur více v porovnání se scénářem bez SMR. Technologie NuScale byla modelem vyhodnocena při každém ze scénářů jako ekonomicky přijatelná. Omezením zůstává relativně vysoká počáteční investice do zbudování elektrárny se SMR NuScale, avšak pohybuje se čtyřikrát až pětkrát níže, než jaké dosahuje velká jaderná elektrárna.

Tabulka 10: Shrnutí výsledků vytvořených scénářů

Scénář	Úbytek emise CO ₂ oproti roku 2025 [%]	Celková investice [mld. €]	LCOE pro SMR [€/MWh]	Vážený průměr LCOE [€/MWh]
Bez SMR	43	21.5	---	85.1
Nízkonákladový	59	32.0	53.0	76.9
Vysokonákladový	70	39.6	147.0	97.3
NuScale	59	35.4	71.2	81.6

Tabulka 10 porovnává dříve uvedené výsledky poklesu emisí oxidu uhličitého a celkové investice pro jednotlivé scénáře a představuje vážený průměr hodnoty LCOE. Ten byl získán vážením průměrných hodnot LCOE jednotlivých typů nových elektráren v modelovaném období příslušným množstvím elektřiny, které vyrobí. Vážený průměr LCOE tak charakterizuje ekonomickou výhodnost realizace daného scénáře. Je-li brán scénář bez SMR jako referenční, pak zavádění malých modulárních reaktorů o parametrech nízkonákladového nebo NuScale scénáře vede k nižší průměrné hodnotě LCOE a tedy možné nižší prodejní ceně elektřiny. Výsledek vysokonákladového scénáře je do značné míry ovlivněn předpokladem vysokých cen emisních povolení, který vede ke zvýšení hodnoty LCOE pro elektrárny na zemní plyn. Přesto však lze na základě tohoto výsledku pozorovat značné ekonomické riziko které je se zaváděním malých modulárních reaktorů spojeno a které může vyústit v nárůst cen elektřiny.

6. Závěr

Rozvoj malých modulárních reaktorů je často skloňovanou alternativou budoucího vývoje jaderné energetiky. Malé modulární reaktory disponují oproti konvenčním jaderným elektrárnám řadou výhod, mezi které se řadí například kratší doba výstavby spojená s nižší počáteční investicí a nižší mírou rizika jejího neočekávaného navýšení, delší interval výměny paliva nebo možnost efektivního využití kombinované výroby elektřiny a tepla. Jednou z výzev, které však musejí malé modulární reaktory čelit, je vyrovnat se konvenčním jaderným elektrárnám z pohledu ekonomického. V současnosti totiž naprostá většina studií indikuje navýšení investičních nákladů, nezohledňujících vliv diskontní míry a doby výstavby, na jednotku instalovaného výkonu elektrárny s malými modulárními reaktory oproti konvenčním jaderným elektrárnám.

Česká energetika vstupuje do transformace spojené s plněním ekologických a klimatických závazků. Dekarbonizace české energetiky povede v následujících letech k výraznému poklesu celkového instalovaného výkonu uhelných elektráren. Protože je očekáván nárůst spotřeby elektrické energie, bude nezbytné tento deficit pokrýt novými zdroji.

Cílem práce bylo zjistit, zdali by bylo možné, respektive nakolik by bylo výhodné založit transformaci energetiky na malých modulárních reaktorech. Výsledky ukazují, že může být reálně dosaženo kombinace vstupních technicko-ekonomických parametrů malých modulárních reaktorů, která by vedla k jejich konkurenceschopnosti mezi jinými elektrárnami. Při scénářích, jejichž parametry jsou podobné parametrům nízkonákladového scénáře či scénáře NuScale vyhodnoceným v této práci, mohou malé modulární reaktory vyrábět elektřinu dokonce levněji než ostatní elektrárny. Tohoto výsledku dosáhla také technologie firmy NuScale, přičemž tato společnost směřuje k uvedení první elektrárny ve Spojených státech do provozu již do konce tohoto desetiletí. Scénáře s malými modulárními reaktory však také poukazují na značné riziko vysokých nákladů na výrobu elektřiny. Většina hodnot technicko-ekonomických

parametrů SMR dostupných v externích zdrojích totiž dle výsledků vyústí v zavedení drahé technologie.

Otázka výhodnosti malých modulárních reaktorů je velmi aktuální. Výsledky této práce nemohou být interpretovány jako konkrétní směrodatné hodnoty, jakých energetika se zavedením malých modulárních reaktorů bude nabývat. Nejen kvůli zjednodušenému popisu české energetiky použitým modelem nebo vstupním údajům v podobě předpokladů, ale také pro nedostatky v kvalitě modelu jsou totiž výsledky zatíženy výraznou nepřesností, která jim dovoluje mít pouze orientační charakter. Lze však na jejich základě říci, že malé modulární reaktory není možné ve všech případech odsoudit jako ekonomicky nevýhodnou technologii. Při benefitech, které nabízejí, by bylo velmi přínosné vypracovat detailní studie jejich vlivu na energetiku za použití aktuálních, rozsáhlejších a kvalitněji sestavených energeticko-ekonomických modelů.

Seznam zkratk

EFOM – Energy Flow Optimisation Model

ERÚ – Energetický regulační úřad

ETSAP – The Energy Technology Systems Analysis Program

EU ETS – European Union Emissions Trading System

FOAK – First-of-a-Kind

GAMS – General Algebraic Modeling System

GTEM – Global Trade and Environmental Model

GWP – Global Warming Potential

IAEA – International Atomic Energy Agency

IEA – International Energy Agency

JE – Jaderná elektrárna

KVET – Kombinovaná výroba elektřiny a tepla

LCOE – Levelized Cost of Electricity

MARKAL – Market Allocation Model

NEA – Nuclear Energy Agency

NOAK – N-th-of-a-Kind

OZE – Obnovitelné zdroje energie

PEZ – Primární energetické zdroje

SEK – Státní energetická koncepce

SMR – Small Modular Reactor

TIMES – The Integrated MARKAL – EFOM System

UK – Uhelná komise

VEDA – Versatile Data Analyst

Seznam grafů

<i>Graf 1: Produkce elektřiny dle paliv v roce 2019</i>	12
<i>Graf 2: Hrubá výroba tepla dle paliv v roce 2019</i>	13
<i>Graf 3: Spotřeba elektřiny podle odběratelů v roce 2019</i>	15
<i>Graf 4: Spotřeba tepla podle sektorů v roce 2019</i>	16
<i>Graf 5: Poměrné náklady reaktorů o různém výkonu</i>	26
<i>Graf 6: Vývoj a struktura využití PEZ - scénář bez SMR</i>	32
<i>Graf 7: Vývoj výroby elektřiny dle paliv - scénář bez SMR</i>	33
<i>Graf 8: Vývoj a struktura emisí CO₂ z elektráren dle paliv - scénář bez SMR</i>	33
<i>Graf 9: Nově instalované kapacity dle elektráren - scénář bez SMR</i>	34
<i>Graf 10: Závislost LCOE na investičních nákladech SMR</i>	35
<i>Graf 11: Vývoj a struktura využití PEZ - nízkonákladový scénář</i>	36
<i>Graf 12: Vývoj výroby elektřiny dle paliv - nízkonákladový scénář</i>	37
<i>Graf 13: Vývoj a struktura emisí CO₂ z elektráren - nízkonákladový scénář</i>	37
<i>Graf 14: Nově instalované kapacity dle elektráren - nízkonákladový scénář</i>	38
<i>Graf 15: Vývoj a struktura využití PEZ - vysokonákladový scénář</i>	39
<i>Graf 16: Vývoj výroby elektřiny dle paliv - vysokonákladový scénář</i>	40
<i>Graf 17: Vývoj a struktura emisí CO₂ z elektráren - vysokonákladový scénář</i>	40
<i>Graf 18: Nově instalované kapacity dle elektráren - vysokonákladový scénář</i>	41
<i>Graf 19: Vývoj a struktura využití PEZ - scénář NuScale</i>	42
<i>Graf 20: Vývoj výroby elektřiny dle paliv - scénář NuScale</i>	43
<i>Graf 21: Vývoj a struktura emisí CO₂ z elektráren - scénář NuScale</i>	43
<i>Graf 22: Nově instalované kapacity dle elektráren - scénář NuScale</i>	44
<i>Graf 23: Srovnání průměrné investice a LCOE pro SMR NuScale</i>	44
<i>Graf 24: Srovnání celkových investic dle elektráren</i>	45
<i>Graf 25: Srovnání LCOE dle elektráren</i>	46

Seznam obrázků

<i>Obr. 1: Zjednodušené schéma „bottom-up“ modelovacího nástroje</i>	19
<i>Obr. 2: Rozhraní pro práci s modelovacím nástrojem TIMES</i>	23
<i>Obr. 3: Uživatelské prostředí VEDA 2.0 a podoba modelu TIMES-CZ_V00</i>	24

Seznam tabulek

<i>Tabulka 1: Instalovaný výkon elektráren v České republice v roce 2019</i>	<i>12</i>
<i>Tabulka 2: Podíl KVET na výrobě tepla v ČR</i>	<i>14</i>
<i>Tabulka 3: Vstupní data pro tvorbu scénářů</i>	<i>29</i>
<i>Tabulka 4: Odhad potenciálů OZE v roce 2050 [TWh]</i>	<i>30</i>
<i>Tabulka 5: Projekce spotřeby elektřiny v modelovaném období [TWh]</i>	<i>30</i>
<i>Tabulka 6: Vývoj instalovaného výkonu uhelných elektráren v modelovaném období [GWe]</i>	<i>30</i>
<i>Tabulka 7: Doba výstavby daných typů elektráren dle jejich paliv</i>	<i>30</i>
<i>Tabulka 8: Projekce ceny emisních povolenek v modelovaném období [€/tCO₂]</i>	<i>31</i>
<i>Tabulka 9: Vstupní data pro jednotlivé scénáře se SMR</i>	<i>31</i>
<i>Tabulka 10: Shrnutí výsledků vytvořených scénářů</i>	<i>47</i>

Reference

- [1] Oddělení statistiky a sledování kvality ERÚ: Roční zpráva o provozu ES ČR 2017 [online]; 2018; Energetický regulační úřad; [cit. 2021-3-23]. Dostupné z http://www.eru.cz/documents/10540/462820/Rocni_zprava_provoz_ES_2017.pdf/521bf99-fdcf-4c86-8922-3a346af0bb88
- [2] Oddělení statistiky a sledování kvality ERÚ: Roční zpráva o provozu ES ČR 2019 [online]; 2020; Energetický regulační úřad; [cit. 2021-3-23]. Dostupné z http://www.eru.cz/documents/10540/5381883/Rocni_zprava_provoz_ES_2019.pdf/debe8a88-e780-4c44-8336-a0b7bbd189bc
- [3] Oddělení statistiky a sledování kvality ERÚ: Roční zpráva o provozu teplárenských soustav ČR 2019 [online]; 2020; Energetický regulační úřad; [cit. 2021-3-23]. Dostupné z http://www.eru.cz/documents/10540/5391332/Rocni_zprava_provoz_TS_2019.pdf/a4d8e72d-4f7b-4d02-b464-201bf1648479
- [4] Oddělení analýz a datové podpory koncepcí: Souhrnná energetická bilance České republiky [online]; únor 2021; Ministerstvo průmyslu a obchodu; [cit. 2021-3-25]. Dostupné z <https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/statistika/energeticke-bilance/2021/1/SEB-2010-2019.pdf>
- [5] Jan Budín: Kombinovaná výroba elektřiny a tepla (kogenerace) v České republice [online]; 26.8. 2017; Teplárenství; [cit. 2021-3-26]. Dostupné z <https://oenergetice.cz/teplarenstvi/kogenerace-v-ceske-republice>
- [6] Ministerstvo průmyslu a obchodu: Státní energetická koncepce [online]; prosinec 2014; [cit. 2021-3-27]. Dostupné z <https://www.mpo.cz/assets/dokumenty/52841/60959/636207/priloha006.pdf>
- [7] Ministerstvo průmyslu a obchodu: Možné scénáře vývoje české energetiky [online]; 9.12. 2014; [cit. 2021-3-27]. Dostupné z <https://www.mpo.cz/assets/dokumenty/52841/60959/636209/priloha004.pdf>
- [8] Tomáš Molek: Predikce v energetice 4: Úskalí modelování [online]; O energetice; [cit. 2021-4-15]. Dostupné z <https://oenergetice.cz/ostatni/predikce-energetice-4-uskali-modelovani>
- [9] Christoph Böhringer, Thomas F. Rutherford: Combining Top-Down and Bottom-up in Energy Policy Analysis: A Decomposition Approach [online]; 2008; Centre for European Economic Research; [cit. 2021-4-15]. Dostupné z <ftp://ftp.zew.de/pub/zew-docs/dp/dp06007.pdf>
- [10] Avinash Shankar Rammohan Subramanian, Truls Gundersen, Thomas Alan Adams II; Modeling and Simulation of Energy Systems: A Review [online]; 23. 11. 2018; Processes 6; [cit. 2021-4-15]. Dostupné z <https://www.mdpi.com/2227-9717/6/12/238/htm>

- [11] Matteo Giacomo Prina, Giampaolo Manzolini, David Moser, Bendetto Nastasi, Wolfram Sparber: Classification and challenges of bottom-up energy system models - A review [online]; srpen 2020; Renewable and Sustainable Energy Reviews; [cit. 2021-4-17]. Dostupné z <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032120302082>
- [12] World Nuclear Association: Small Modular Reactors [online]; únor 2021; Nuclear Power Reactors; [cit. 2021-4-21]. Dostupné z <https://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/nuclear-power-reactors/small-nuclear-power-reactors.aspx>
- [13] Mignacca, B., & Locatelli, G.: Economics and finance of Small Modular Reactors: A systematic review and research agenda; 2020; Renewable and Sustainable Energy Reviews, 118, 109519; [cit. 2021-4-21].
- [14] Vincent Zabielski: The Advantages of Small Modular Reactors [online]; 29. 10. 2018; World Nuclear News; [cit. 2021-4-22]. Dostupné z <https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Viewpoint-The-advantages-of-Small-Modular-Reactors>
- [15] Redakce Proelektrotechniky.cz: Rozhodující přednost malých modulárních reaktorů: jsou malé a modulární (online); 5.11. 2018; [cit. 2021-4-22]. Dostupné z <http://www.proelektrotechniky.cz/vyroba-a-prenos/156.php>
- [16] Boldon, L. M., & Sabharwall, P. (2014). Small modular reactor: First-of-a-Kind (FOAK) and Nth-of-a-Kind (NOAK) Economic Analysis (No. INL/EXT-14-32616). Idaho National Lab. (INL), Idaho Falls, ID (United States); [cit. 2021-4-23]
- [17] Konsta Värri, Petra Seppälä: Small Modular Reactors [online]; 25. 6. 2019; Nuclear Power – Outlook and Energy Development; [cit. 2021-4-23]; Dostupné z <https://energiforsk.se/media/27298/small-modular-reactors-energiforskrappport-2019-625.pdf>
- [18] IEA-ETSAP: A Comparison of the TIMES and MARKAL Models [online]; datum a místo neuvedeny. [cit. 2021-4-23]. Dostupné z <https://iea-etsap.org/tools/TIMESVsMARKAL.pdf>
- [19] Poul Erik Grohnheit: Economic Interpretation of the EFOM Model [online]; 5. 3. 2002; Energy Economics; [cit. 2021-5-2]. Dostupné z <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0140988391900474>
- [20] Richard Loulou, Gary Goldstein, Amit Kanudia, Antti Lettila, Uwe Remme: Documentation for the TIMES Model Part I [online]; červen 2016; Technology Collaboration Programme by IEA; [cit. 2021-5-2]. Dostupné z <https://iea-etsap.org/index.php/documentation>
- [21] Economic and Finance Working Group; SMR Roadmap [online], 2019; [cit. 2021-5-3]. Dostupné z <https://smrroadmap.ca/wp-content/uploads/2018/12/Economics-Finance-WG.pdf?x64773>
- [22] G. Locatelli, C. Bingham, M. Mancini: Small modular reactors: A comprehensive overview of their economics and strategic aspects [online]; 2014; Progress in Nuclear Energy; [cit. 2021-5-3]. Dostupné z

<https://international.anl.gov/training/materials/BL/Literature/Giorgio%20Locatelli%20Papers/Small%20modular%20reactors%20A%20comprehensive%20overview.pdf>

[23] R. Rosner, S. Goldberg: Small Modular Reactors – Key to Future Nuclear Power Generation in the U.S. [online]; listopad 2011; Energy Policy Institute at Chicago The Harris School of Public Policy Studies; [cit. 2021-5-3]. Dostupné z

<https://www.semanticscholar.org/paper/Small-Modular-Reactors-%E2%80%93-Key-to-Future-Nuclear-in-Rosner-Goldberg/e5e919d0ee934237475a8c089a56f8620a7efb36>

[24] S. Boarin, G. Locatelli, M. Mancini, M. E. Ricotti: Financial Case Studies on Small and Medium-Size Modular Reactors [online]; květen 2012; Nuclear Technology vol. 178; [cit. 2021-5-3]. Dostupné z

https://www.researchgate.net/publication/250309396_Financial_Case_Studies_on_Small_and_Medium-Size_Modular_Reactors

[25] OECD-NEA (2016): Small Modular Reactors: Nuclear Energy Market Potential for Near-term Deployment [online]; 2016; Nuclear Development, OECD Publishing, Paris; [cit. 2021-5-3]. Dostupné z https://www.oecd-nea.org/jcms/pl_14924

[26] J. Green: SMR cost estimates, and costs of SMRs under construction [online]; 3.7. 2019; Nuclear monitor 872-873; [cit. 2021-5-10]. Dostupné z

<https://wiseinternational.org/nuclear-monitor/872-873/smr-cost-estimates-and-costs-smrs-under-construction>

[27] EIA: Electricity Market Module [online]; 2021; [cit. 2021-5-10]. Dostupné z

<https://www.eia.gov/outlooks/aeo/assumptions/pdf/electricity.pdf>

[28] LAZARD: LAZARD'S LEVELIZED COST OF ENERGY ANALYSIS—VERSION 13.0

[online]; 2019; Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis; [cit. 2021-5-10]. Dostupné z

<https://www.lazard.com/media/451086/lazards-levelized-cost-of-energy-version-130-vf.pdf>

[29] NuScale: 2020 in Review [online]; 2021; [cit. 2021-5-17]. Dostupné z

https://s24.q4cdn.com/104943030/files/doc_downloads/yearinreview/2020-year-in-review.pdf

[30] NuScale Power: A Cost Competitive Nuclear Power Solution [online]; 2021; Benefits;

[cit. 2021-5-17]. Dostupné z <https://www.nuscalepower.com/>

[31] NuScale Power, LLC: NuScale SMR Technology: An Ideal Solution for Repurposing U.S. Coal Plant Infrastructure and Revitalizing Communities [online]; 2021; [cit. 2021-5-17]. Dostupné z <https://www.nuscalepower.com/technology/technical-publications>

[32] Giorgio Simbolotti: Nuclear Power; duben 2010; IEA ETSAP; [cit. 2021-5-19].

Dostupné z <https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/E03-Nuclear-Power-GS-AD-gct.pdf>

[33] IAEA: ADVANCES IN SMALL MODULAR REACTOR TECHNOLOGY DEVELOPMENTS

[online]; září 2014; [cit. 2021-5-21]. Dostupné z

https://aris.iaea.org/Publications/IAEA_SMR_Booklet_2014.pdf

- [34] Ministerstvo průmyslu a obchodu: Kombinovaná výroba elektřiny a tepla v České republice [online]; 1.7.2021; [cit. 2021-9-5]. Dostupné z <https://www.mpo.cz/cz/energetika/energeticka-ucinnost/strategicke-dokumenty/kombinovana-vyroba-elektřiny-a-tepla-v-ceske-republice-10372/>
- [35] Seth Blumsack: Basic economics of power generation, transmission and distribution [online]; 2019; The Pennsylvania State University; [cit. 2021-9-5]. Dostupné z <https://www.e-education.psu.edu/eme801/node/530>
- [36] World Nuclear Association: Economics of Nuclear Power [online]; březen 2020; [cit. 2021-9-5]. Dostupné z <https://world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx>
- [37] Lyndon G., Jason Donev: Discount rate [online]; 29. srpna 2017; Energy Education; [cit. 2021-9-6]. Dostupné z https://energyeducation.ca/encyclopedia/Discount_rate
- [38] Tomáš Molek: Proč jsou predikce v energetice důležité a proč nemusí vyjít? [online]; 4. 6. 2018; O energetice; [cit. 2021-9-6]. Dostupné z <https://oenergetice.cz/ostatni/predikce-energetice-2-proc-jsou-predikce-energetice-dulezite-proc-nemusi-vyjit>
- [39] Rod Adams: Economy of Scale?: Is Bigger Better? [online]; 14. srpen 2020; Atomic Insights; [cit. 2021-9-6]. Dostupné z <https://atomicinsights.com/economy-of-scale-bigger-better/>
- [40] KanORS-EMR: VEDA (Versatile Data Analyst) [online]; 2017; Software; [cit. 2021-9-6]. Dostupné z <https://www.kanors-emr.org/software>
- [41] DEPARTMENT OF ENERGY & CLIMATE CHANGE. Updated short-term traded carbon values used for UK policy appraisal [online]. 2014 [vid. 14. září 2015]. Carbon valuation and Energy and climate change: evidence and analysis. [cit. 2021-9-8]. Dostupné z: <https://www.gov.uk/government/publications/updated-short-term-traded-carbon-values-used-for-uk-policy-appraisal-2014>
- [42] Paul Lako, Giorgio Simbolotti, Giancarlo Tosato: Biomass for Heat and Power [online]; květen 2010; IEA-ETSAP; [cit. 2021-9-11]. Dostupné z https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/E05-Biomass%20for%20HP-GS-AD-gct_FINAL.pdf
- [43] A.J.Seebregts, Giorgio Simbolotti, Giancarlo Tosato: Gas-Fired Power [online]; duben 2010; IEA-ETSAP; [cit. 2021-9-11]. Dostupné z https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/E02-gas_fired_power-GS-AD-gct.pdf
- [44] Waste to Energy International: Waste to Energy Plant Development [online]; 2021; [cit. 2021-9-11]. Dostupné z <https://wteinternational.com/services/development/development-of-waste-to-energy-plant/>
- [45] A. F. N. Parada: Phases of Geothermal Development [online]; 4. 10. 2016; La Geo S. A. de C. V.; [cit. 2021-9-15]; Dostupné z <https://orkustofnun.is/gogn/unu-gtp-sc/UNU-GTP-SC-22-05.pdf>;

- [46] Ólafur G. Flóvenz: Phases of geothermal development [online]; 2020; ISOR; [cit. 2021-9-15]. Dostupné z <https://esmap.org/sites/default/files/esmap-files/Flovenz%20Day%201%20-WB-2-phases-final.pdf>
- [47] Gerard Wynn: Solar is fastest power plant to install; 19. 1. 2015; DECC; [cit. 2021-9-15] Dostupné z <https://energyandcarbon.com/solar-pv-fastest-power-plant-install/>
- [48] Kevin A. Martin: Appendix A - Lifecycle of a Wind Energy Facility; březen 2009; The Lifecycle of a Project – A Brief Synopsis; [cit. 2021-9-15]. Dostupné z https://www.fws.gov/midwest/endangered/permits/hcp/r3wind/pdf/DraftHCPandEIS/M SHCPDraftAppA_WindProjectLifecycle.pdf
- [49] Yiyong Cai, David Newth, John Finnigan, Don Gunasekera: A hybrid energy-economy model for global integrated assessment of climate change, carbon mitigation and energy transformation [online]; 15 June 2015; Applied Energy Volume 148, Pages 381-395; [cit. 2021-10-1]. Dostupné z <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0306261915004080>
- [50] Ministerstvo průmyslu a obchodu: Zápis z jednání UK (20.7.2021) [online]; 20.7.2021; [cit. 2021-10-21]. Dostupné z https://www.mpo.cz/assets/cz/rozcestnik/ministerstvo/kalendar-akci-vse/2021/8/Zapis-z-jednani-UK-_20-7-2021_.pdf
- [51] Ministerstvo průmyslu a obchodu: Vyhodnocení statistických údajů z energetiky [online]; září 2006; [cit. 2021-10-21]. Dostupné z <https://www.mpo.cz/assets/dokumenty/29244/38130/438074/priloha001.pdf>
- [52] ORDECSYS, KanORS, HALOA, KUL: EFDA World TIMES Model, Final Report [online]; 14. 10. 2004; [cit. 2021-10-22]. Dostupné z https://www.euro-fusion.org/fileadmin/user_upload/Archive/wp-content/uploads/2014/12/R37EFDA-final-report_oct_14.pdf
- [53] KanORS-EMR: PET36 [online]; 2017; [cit. 2021-11-2]. Dostupné z <https://www.kanors-emr.org/models/pet36>
- [54] Mgr. Lukáš Rečka, PhD.: Energetické modelování pomocí modelu TIMES-CZ [online]; 20.6.2016; Centrum pro otázky životního prostředí; [cit. 2021-11-2]. Dostupné z <https://energetika.tzb-info.cz/14363-energeticke-modelovani-pomoci-modelu-times-cz>
- [55] Eurostat: Energy Balance Sheets 2010-2011 [online]; 30.4.2013; Environment and Energy, KS-EN-13-001, 1830-7558; [cit. 2021-11-2]. Dostupné z <https://ec.europa.eu/eurostat/documents/3217494/5776405/KS-EN-13-001-EN.PDF/dda45f01-c4c1-4b5c-9cac-70fe10122956?t=1414777417000>
- [56] Rečka, L., & Ščasný, M. (2016). Impacts of carbon pricing, brown coal availability and gas cost on Czech energy system up to 2050. *Energy*, 108, 19–33. [cit. 2021-11-21]. Dostupné z <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.12.003>

[57] Rečka, L., & Ščasný, M. (2017). Impacts of Reclassified Brown Coal Reserves on the Energy System and Deep Decarbonisation Target in the Czech Republic. *Energies*, 10(Energy Market Transitions), 1–27. [cit. 2021-11-21]. Dostupné z <https://doi.org/10.3390/en10121947>

[58] Rečka, L., & Ščasný, M. (2018). Brown coal and nuclear energy deployment: Effects on fuel-mix, carbon targets, and external costs in the Czech Republic up to 2050. *Fuel*, 216, 494–502. [cit. 2021-11-21]. Dostupné z <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.12.034>

[59] Rečka, L., Ščasný, M., Máca, V., & Kopečná, Vědunka. (2021). *Rozvoj obnovitelných zdrojů v ČR do roku 2030*. [cit. 2021-11-21]. Dostupné z https://www.alies.cz/wp-content/uploads/2021/07/COZP-2021-Rozvoj-OZE-2030_final2.pdf