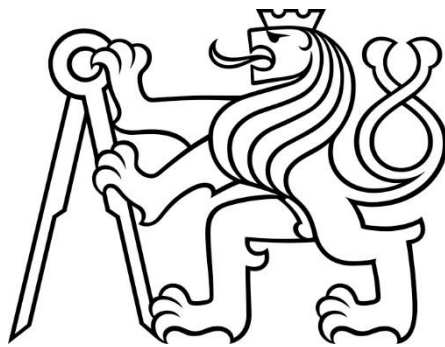


**ČESKÉ VYSOKÉ  
UČENÍ TECHNICKÉ  
V PRAZE**

**FAKULTA  
STROJNÍ**

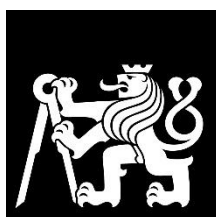


**DIPLOMOVÁ  
PRÁCE**

**2023**

**ALEŠ  
BAŠTA**

BAŠTA, ALEŠ. *Perspektivy systémů střednědobé akumulace elektřiny v souvislosti s Carnotovými bateriemi*. Praha: ČVUT 2023. Diplomová práce. České vysoké učení technické v Praze, Fakulta strojní.



**FAKULTA  
STROJNÍ  
ČVUT V PRAZE**

## I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: **Bašta** Jméno: **Aleš** Osobní číslo: **483205**  
Fakulta/ústav: **Fakulta strojní**  
Zadávající katedra/ústav: **Ústav energetiky**  
Studijní program: **Energetika a procesní inženýrství**  
Specializace: **Energetika**

## II. ÚDAJE K DIPLOMOVÉ PRÁCI

Název diplomové práce:

**Perspektivy systémů střednědobé akumulace elektřiny v souvislosti s Carnotovými bateriemi**

Název diplomové práce anglicky:

**Prospects of medium duration electricity storage systems related to Carnot batteries**

Pokyny pro vypracování:

Rostoucí neřízená výroba elektřiny v obnovitelných zdrojích vyžaduje zapojení více skladování do možností přenosové soustavy. Současně začíná být akcentována problematika doby skladování, kdy např. elektrochemické baterie jsou pro období delší, než několik málo hodin, příliš nákladné, obdobně systémy konverze do paliv jsou neefektivní naopak v kratších obdobích. Tzv. střednědobá akumulace je poté potenciální mezerou, kterou je možné vyplnit primárně elektro-mechanickými systémy, mj. tzv. Carnotovými bateriemi. Tato práce se proto zaměří na několik aspektů a bude obsahovat:

- Úvod do potřeby akumulace elektřiny a možných technologií pro tento účel
- Analýzu potřebné skladovací kapacity elektřiny v závislosti na vybraných scénářích zdrojové základny výroby elektřiny
- Techno-ekonomickou analýzu konverze stávající energetické infrastruktury na Carnotovu baterii (např. teplárny)
- Nastínění perspektivy vybraných systémů střednědobé akumulace, vycházející z výsledných parametrů techno-ekonomické analýzy
- Závěrečná shrnutí a doporučení

Seznam doporučené literatury:

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) diplomové práce:

**Ing. Václav Novotný, Ph.D. ústav energetiky FS**

Jméno a pracoviště druhé(ho) vedoucí(ho) nebo konzultanta(ky) diplomové práce:

Datum zadání diplomové práce: **18.04.2023**

Termín odevzdání diplomové práce: **02.06.2023**

Platnost zadání diplomové práce: **31.12.2024**

Ing. Václav Novotný, Ph.D.  
podpis vedoucí(ho) práce

prof. Ing. Michal Kolovratník, CSc.  
podpis vedoucí(ho) ústavu/katedry

doc. Ing. Miroslav Španiel, CSc.  
podpis děkana(ky)

## III. PŘEVZETÍ ZADÁNÍ

Diplomant bere na vědomí, že je povinen vypracovat diplomovou práci samostatně, bez cizí pomoci, s výjimkou poskytnutých konzultací. Seznam použité literatury, jiných pramenů a jmen konzultantů je třeba uvést v diplomové práci.

\_\_\_\_\_  
Datum převzetí zadání

\_\_\_\_\_  
Podpis studenta



## Prohlášení

Prohlašuji, že jsem svou diplomovou práci vypracoval samostatně. Dále prohlašuji, že jsem všechny použité zdroje správně a úplně citoval a uvádím je v příloženém seznamu použité literatury.

Nemám závažný důvod proti zpřístupnění této závěrečné práce v souladu se zákonem č. 121/2000 Sb., o právu autorském, o právech souvisejících s právem autorským a o změně některých zákonů (autorský zákon) v platném znění.

V Praze dne 2.6.2023

---

Aleš Bašta



## Anotační list

---

<b>Jméno autora:</b>	Aleš Bašta
<b>Název DP:</b>	Perspektivy systémů střednědobé akumulace elektřiny v souvislosti s Carnotovými bateriemi
<b>Anglický název:</b>	Prospects of medium duration electricity storage systems related to Carnot batteries
<b>Akademický rok:</b>	2022/2023
<b>Ústav/Odbor:</b>	Ústav energetiky
<b>Vedoucí DP:</b>	Ing. Václav Novotný, Ph.D.
<b>Bibliografické údaje:</b>	Počet stran: 115 Počet obrázků: 63 Počet tabulek: 24 Počet příloh: 2
<b>Klíčová slova:</b>	akumulace elektřiny, podíl obnovitelných zdrojů, potřebná akumulací kapacita, Carnotovy baterie, střednědobé skladování, teploty v ČR
<b>Keywords:</b>	electricity storage, share of renewable sources, required storage capacity, Carnot batteries, medium-duration storage, CHP and district heating in the Czech Republic
<b>Anotace:</b>	Úvodní část práce se věnuje představení hlavních důvodů a aspektů potřeby akumulace elektřiny. Současně s tím je přestaveno hlavní rozdělení akumulací zařízení a je ukázáno hlavní pole působení jednotlivých skladovacích zařízení se zvláštním důrazem na technologii Carnotových baterií a její potenciální uplatnění v oblasti teploty. Navazující část nejprve analyzuje potřebnou velikost skladovacích kapacit a jejich parametry pro různé scénáře vývoje zdrojového portfolia České republiky a Německa, načež je představena techno-ekonomická analýza konverze současné teploty na Carnotovu baterii. V posledním bodě je analyzován ekonomický efekt v případě řešení akumulace pomocí uvažovaného perspektivního systémů střednědobého skladování pomocí Carnotových baterií a je demonstrováno porovnání s jinými skladovacími technologiemi.
<b>Abstract:</b>	The introductory part of the work is devoted to presenting the main reasons and aspects of the need for electricity storage. Simultaneously the main division of storage devices and the main field of action of individual

storage devices are presented with special emphasis on Carnot battery technology and its potential application in the field of district heating. The subsequent part first analyses the required size of storage capacities and their parameters for various scenarios of the development of the resource portfolio of the Czech Republic and Germany, after which a techno-economic analysis of the conversion of the current CHP plant to a Carnot battery is presented. In the last point, the economic effect is analysed in the case of solving the accumulation by the considered perspective medium-term storage system using Carnot battery and a comparison with other storage technologies is demonstrated.



## Poděkování

Tímto bych chtěl poděkovat vedoucímu diplomové práce Ing. Václavu Novotnému, Ph.D. za cenné rady, připomínky a čas věnovaný mé práci. Současně bych chtěl vyjádřit své díky Dr. Brunovi Cárdenasovi, který mi poskytl cenné informace a rady při tvorbě modelu pro výpočet potřebné skladovací kapacity.

Velké díky patří také mým nejbližším, kteří mi byli oporou po celou dobu mého studia a hlavně díky jejich podpoře mohla tato práce vzniknout.



# Obsah

Seznam zkratk.....	13
1 Motivace.....	15
2 Rešerše .....	20
2.1 Současný stav elektroenergetiky.....	20
2.1.1 Globální .....	20
2.1.2 Česko .....	20
2.1.3 Německo.....	21
2.2 Výhledy budoucího rozvoje elektroenergetiky .....	23
2.2.1 Česko .....	23
2.2.2 Německo.....	27
2.3 Teplárenství v ČR .....	29
2.4 Akumulace elektrické energie .....	31
2.4.1 Motivace.....	31
2.4.2 Rozdělení akumulace elektřiny .....	32
2.4.3 Carnotovy baterie.....	34
3 Metodologie a popis vstupních dat.....	37
3.1 Výpočtový model pro výpočet potřebné skladovací kapacity.....	37
3.1.1 Historická data zatížení elektrizační soustavy a výkony FVE a VTE v ČR a Německu ....	38
3.1.2 Normalizace datových řad.....	45
3.1.3 Důvody analýzy několikaletého časového úseku .....	49
3.1.4 Výpočet potřebné skladovací kapacity.....	51
3.2 Přestavba teplárny na CB .....	57
3.2.1 Návrh velikosti komponent .....	58
3.2.2 Odhad cen komponent.....	60
3.2.3 Techno-ekonomické hodnocení .....	62
4 Výsledky a diskuze .....	65
4.1 Výsledky výpočtu potřebné skladovací kapacity.....	65
4.1.1 Česko .....	65
4.1.2 Německo.....	81
4.1.3 Odhad potřebné skladovací kapacity ČR v roce 2040 .....	91
4.2 Přestavba teplárny na CB .....	97
4.3 Perspektiva střednědobé akumulace .....	105
5 Závěr.....	107
Zdroje .....	109

Příloha I.....	116
Příloha II.....	128

## Seznam zkratek

BMC	Bare module cost
BRKO	Biologicky rozložitelné komunální odpady
CAES	Compressed-air energy storag
CB	Carnotovy baterie
COP	Conference of the Parties
CZT	Centrální zásobování teplem
DSM	Demand side management
EEG	Erzeugungsanlagen beschleunigen & ges
ES	Elektrizační soustava
ETS	Emissions Trading System
EU	Evropská unie
FV	Fotovoltaický
FVE	Fotovoltaické elektrárny
GCF	Green climate fund
IEA	International energy agency
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
KVET	Kombinovaná výroba elektřiny a tepla
LCOE	Levelised cost of electricity
LCOS	Levelised cost of storage
LNG	Zkapalněný zemní plyn
NDCs	Nationally determined contributions
NECP	National energy and climate plans
NOZE	Neregulovatelný obnovitelný zdroj energie
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
OPEC	Organization of the Petroleum Exporting Countries
OSN	Organizace spojených národů
OZE	Obnovitelný zdroj energie
PVE	Přečerpávací vodní elektrárna
RL	Roztavené soli
SCZT	Soustavy centralizovaného zásobování teplem
SMES	Superconducting magnetic energy storage
SoC	State of charge
ŠL	Štěrkové lože
TBS	Tuzemské brutto spotřeba
TCoE	Total cost of electricity
TNS	Tuzemská netto spotřeba
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
VTE	Větrné elektrárny



# 1 Motivace

V současné době jsme svědky významného rozvoje obnovitelných zdrojů energie (OZE). Obnovitelné zdroje energie lze definovat jako zdroje, které jsou schopny přírodní samovolné obnovy. Jedná se především o formy energie pocházejících buď přímo ze Slunce, jako je tepelná, fotochemická či foto-elektrická energie, anebo nepřímo energie větrná, vodní, fotosyntetická energie uložená ve formě biomasy. Dále také geotermální energie pocházející z energie zemského jádra či energie přílivu a odlivu způsobená gravitačním působením soustavy Země-Měsíc a rotace Země.[1] V českém právním řádu není pojem obnovitelný zdroj energie definovaný jednotně. Zákon o životním prostředí (novela 183/2017 Sb. zákona č. 17/1992 Sb. § 7 ods.2) hovoří o obnovitelných zdrojích energie jako o obnovitelných přírodních zdrojích, které mají schopnost se při postupném spotřebování částečně nebo úplně obnovovat, a to samy nebo za přispění člověka, zatím co neobnovitelné přírodní zdroje spotřebováním zanikají. V Zákoně o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů (novela 382/2021 Sb. zákona č. 165/2012 Sb.) jsou nicméně zdroje energie považované za obnovitelné explicitně vyjmenovány.

Hlavními příčinami rozvoje OZE jsou problémy zhoršujícího stavu životního prostředí a s ním přijímané legislativní kroky, energetická bezpečnost a být konkurenceschopný v nově vznikající ekonomice energetiky.[2]

Je předpokládáno, že jedním z nejvýznamnějších vlivů na změnu stavu životního prostředí je těžba, doprava a provoz zařízení využívajících fosilní paliva. Negativním projevem těchto činností je fenomén označovaný jako globální oteplování.[3] Za účelem ochrany klimatu se začaly pořádat konference, summity, panely, kterých se účastní nejrůznější aktéři z řad politiků, zástupců nevládních organizací a byznysu, kteří utvářejí klimatickou politiku. V roce 1972 proběhla v Ženevě První klimatická konference, které se účastnila vědecká komunita, na které byl domluven vznik Světového klimatického programu, mezi jehož činnosti patří informování o stavu klimatu a predikce jeho budoucího vývoje. Byl zde také předjednáno vznik mezivládního panelu pro změny klimatu (IPCC). K samotnému vzniku IPCC došlo v roce 1988. Jedná se o apolitický orgán sjednocující odbornou veřejnost, který každých pět let vydává souhrnnou hodnotící zprávu o klimatu, která je podkladem pro politické rozhodování a tvorbu nové legislativy v otázce ochrany klimatu. [4] V roce 1992 se konala konference OSN o životním prostředí a rozvoji, v rámci něhož vznikla Rámcová úmluva OSN o změně klimatu (UNFCCC). UNFCCC je mnohostrannou dohodou 197 států o omezení globálního oteplování a ochraně klimatického systému Země, která vešla v platnost v roce 1994. Dohoda ukládá účastníkům povinnost vyhodnocování svých emisí a účast na konferencích smluvních stran (COP), které se pořádají každoročně. Na třetí konferenci (COP3) v roce 1997 byl přijat Kjótský protokol, ve kterém se účastníci úmluvy zavázali ke snížení emise skleníkových plynů nejméně o 5,2 % do konce prvního období (2008-2012). V roce 2012 byl schválen dodatek o pokračování dohody do roku 2020. Státy evropské unie se v rámci tzv. klimaticko-energetického balíčku z roku 2009 zavázaly ke snížení emise skleníkových plynů až o 20 % v porovnání s rokem 1990, což odpovídá cílům stanovených v rámci Kjótského protokolu. Tento cíl se EU podařilo naplnit již v roce 2016, kdy došlo k redukci emise skleníkových plynů o 22 %. K dodatku se však připojila pouze část zemí úmluvy, jelikož Protokol nebyl závazný pro rozvíjející se ekonomiky, jako například Čínu. [5], [6] V roce 2015 byla v rámci konference COP21 přijata Pařížská dohoda, která nahradila Kjótský protokol, podepsaná doposud 195 zeměmi, jejímž dlouhodobým cílem je přispět k udržení nárůstu průměrné globální teploty výrazně pod hranicí 2°C v porovnání s obdobím před průmyslovou revolucí a usilovat o to, aby nárůst teploty nepřekročil hranici 1,5°C. Na rozdíl od Kjótského protokolu ukládá povinnost, všem členským státům bez rozdílu, nastavení a dodržení tzv. národních závazků (NDCs) ke snížení emisí skleníkových plynů a zároveň stanovuje procesy, jak budou tyto závazky sledovány a vyhodnocovány. [7], [8] Legislativními

opatřeními a nástroji, jak jsou závazky plynoucí z mezinárodních smluv plněny, jsou tzv. politiky. V kontextu evropské unie se jedná například o systém EU obchodování s emisními povolenkami (EU ETS), který byl v roce 2015 prvním zavedeným systémem obchodování s emisemi na světě. V principu se jedná o povinnost velkých emitentů nákupu tzv. emisních povolenek, přičemž množství emisních povolenek je určeno vládou a účastníci systému mají možnost s nimi volně obchodovat. Celkový objem povolenek se neustále snižuje, což by mělo vést k celkovému snižování emise skleníkových plynů. Je uváděno, že EU ETS se účastní přibližně 11 000 zařízení, jako jsou elektrárny nebo velké průmyslové podniky a díky tomu by mělo být pokryto přibližně 45 % všech emisí oxidu uhličitého v Evropě.[9] V roce 2010 vznikl Zelený klimatický fond (GCF) do něhož průmyslově rozvinuté země přispívají na klimatická opatření v průmyslově méně rozvinutých zemích světa. V roce 2020 činil objem finančních prostředků ve fondu přibližně 100 miliard dolarů.[10] Jednou z posledních politik představitelů EU v oblasti transformace ekonomiky na dlouhodobě ekologicky udržitelnou je Zelená dohoda pro Evropu neboli European Green Deal. Ta byla představena na konci roku 2019 a jedná se o balíček opatření, v rámci něhož by se EU měla stát do konce roku 2050 klimaticky neutrálním územím.[11] Iniciativa, která je v Zelené dohodě zahrnuta se nazývá balíček „Fit for 55“, jehož cílem je převést ambice dohody do podoby právních předpisů. Jedná se o soubor návrhů revize současných právních předpisů ohledně klimatu, energetiky a dopravy a návrhu nových legislativních iniciativ s cílem sjednocení právních předpisů EU s jejími cíli v oblasti klimatu. Název balíčku vychází z cíle snížení emise skleníkových plynů alespoň o 55 % ve srovnání s úrovněmi v roce 1990. Prostřednictvím balíčku „Fit for 55“ plánuje EU do roku 2030 zvýšit podíl energie z obnovitelných zdrojů nad rámec cíle 32 % z celkové spotřeby energie z roku 2018 na 40 %. Každý z členských států má povinnost přispět k tomuto cíli a musí ho zahrnout do svého národního energeticko-klimatického plánu (NECP), který se v případě České republiky nazývá Vnitrostátní plán České republiky v oblasti energetiky a klimatu.[12]

Další příčinou rozvoje obnovitelných zdrojů energie je energetická bezpečnost, kterou lze rozdělit do dvou rovin. První, související s omezeným množstvím dnes stále majoritně využívaných fosilních paliv a druhou na ní navázanou, spjatou s energetickou soběstačností území, která nedisponují žádným nebo pouze zanedbatelným množstvím těchto zdrojů a jsou tak závislá na dovozu energetických surovin.

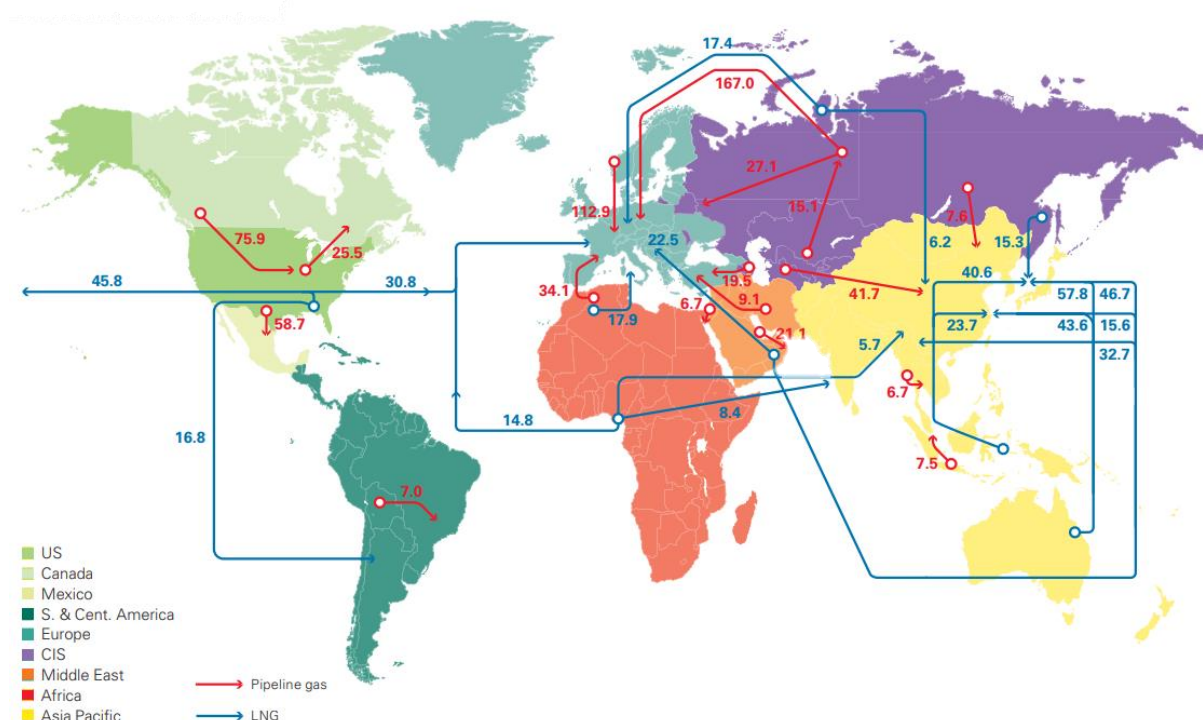
Tab. 1-1 ukazuje vývoj stavu prokazatelných světových zásob klíčových fosilních paliv až do roku 2020. V tabulce je zároveň uvedena celková roční produkce daného typu paliva v roce 2020 společně s poměrem Z/P, tedy stavu prokazatelných zásob ku celkové roční produkci v roce 2020. Poměr Z/P reprezentuje orientační dobu do vyčerpání stavu zásob, pokud by produkce v následujících letech byla konstantní a zároveň by nedošlo k jakékoliv změně objemu v případě prokazatelných zásob. Pojem prokazatelných zásob je obecně definován jako množství dané komodity, které podle dostupných geologických a inženýrských informací lze s určitou jistotou považovat za vytěžitelná za stávajících podmínek ze známých ložisek. [13] Dle kritéria Z/P je k roku 2020 odhadovaná doba životnosti celosvětových ložisek uhlí, ropy a zemního plynu přibližně 139, 54 a 49 let. Shafie a Topal publikovali v roce 2019 článek, ve kterém odhadovali životnost zdrojů dle modifikovaného Klassova modelu. Z výpočtů vzešla předpokládaná doba čerpání zdrojů uhlí, ropy a zemního plynu k roku 2005 jako 107, 35 a 37 let.



Tab. 1-1 Prokazatelné stavy zásob fosilních paliv a jejich předpokládaná životnost, zdroj dat [14]

	konec r. 2000	konec r. 2010	konec r. 2019	konec r. 2020	Podíl z celku	Produkce 2020	Poměr Z/P
<b>Uhlí</b>							
	mil. t						let
<b>Svět celkem</b>				<b>1 074 108,0</b>	<b>100,0 %</b>	<b>7 732,0</b>	<b>138,9</b>
OECD				508 433,0	47,3 %	1 416,2	359,0
mimo-OECD				565 675,0	52,7 %	6 315,8	89,6
EU				78 590,0	7,3 %	311,0	252,7
<b>Ropa</b>							
	mld. barelů						let
<b>Svět celkem</b>	<b>1 300,9</b>	<b>1 636,9</b>	<b>1 734,8</b>	<b>1 732,4</b>	<b>100,0 %</b>	<b>32,4</b>	<b>53,5</b>
OECD	262,7	238,5	261,5	260,0	15,0 %	10,3	25,2
mimo OECD	1 038,2	1 398,3	1 473,3	1 472,4	85,0 %	22,1	66,7
OPEC	833,0	1 137,7	1 214,7	1 214,7	70,1 %	11,3	107,6
mimo OPEC	468,0	499,1	520,1	517,7	29,9 %	21,1	24,5
EU	3,9	3,2	2,4	2,4	0,1 %	0,1	16,8
<b>Zemní plyn</b>							
	bil. m <sup>3</sup>						let
<b>Svět celkem</b>	<b>138,0</b>	<b>179,9</b>	<b>190,3</b>	<b>188,1</b>	<b>100,0 %</b>	<b>3,9</b>	<b>48,7</b>
OECD	13,6	17,6	20,0	20,3	10,8 %	1,5	13,7
mimo-OECD	124,4	162,4	170,3	167,8	89,2 %	2,4	70,6
EU	2,5	1,6	0,4	0,4	0,2 %	0,0	9,2

Z Tab. 1-1 je možné si povšimnout, že Evropská unie jako celek disponuje jen velmi omezeným množstvím veškerých primárních zdrojů energie v podobě fosilních paliv. V případě uhlí činí podíl zásob zemí EU přibližně 7 % z celkových světových zásob. Zásoby ropy a zemního plynu jsou na úrovni přibližně 0,1 a 0,2 % světových zásob. Tato skutečnost předurčuje Evropu k dovozu těchto strategických surovin z jiných regionů.



Obr. 1-1 Hlavní světové obchodní pohyby se zemním plynem v roce 2021 v miliardě kubických metrů [13]

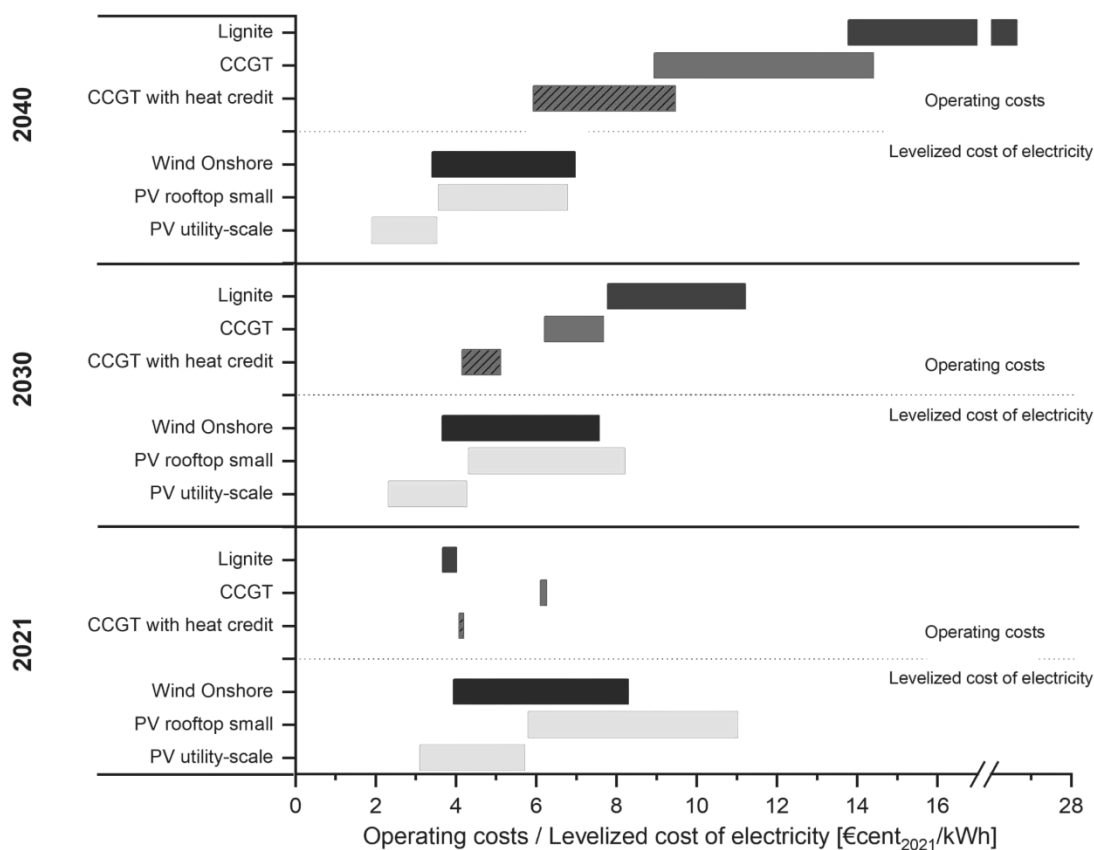
Obr. 1-1 ukazuje hlavní světové obchodní pohyby se zemním plynem v roce 2021. Červené šipky představují dopravu zemního plynu skrze plynovody a modré šipky mají význam transportu zkapalněného zemního plynu neboli LNG. Největším světovým exportérem LNG byla Austrálie se 108,1 mld. m<sup>3</sup>, těsně následovaná Katarom se 106,8 mld. m<sup>3</sup>. Největším importérem LNG jsou státy

Asijsko-pacifického regionu, hlavně Čína se 109,5 mld. m<sup>3</sup> a Japonsko se 101,3 mld. m<sup>3</sup>, kam je souhrnně importováno více jak 72 % veškerého zkapalněného zemního plynu. Plyn, dopravovaný plynovody, představoval téměř 58 % veškerého obchodovaného objemu se zemním plynem, přičemž hlavním exportérem v této oblasti je Ruská federace s 201,7 mld. m<sup>3</sup> následovaná s odstupem Norskem se 112,9 mld. m<sup>3</sup>. Největším importérem potrubního plynu je Evropa s 369,1 mld. m<sup>3</sup>, které odpovídají více jak 30% podílu na světové dopravě zemního plynu skrze plynovody. Při detailním pohledu na Evropu je patrné, že z celkové spotřeby 571,1 mld. m<sup>3</sup> zemního plynu bylo plynovody přivezeno z Ruské federace 167 mld. m<sup>3</sup> (29,3 %), severní Afriky 37,2 mld. m<sup>3</sup> (6,5 %), ostatních zemí SNS 19,5 mld. m<sup>3</sup> (3,4 %), zemí Blízkého východu 9,1 mld. m<sup>3</sup> (1,6 %). Dovoz zemního plynu v podobě LNG činil 108,2 mld. m<sup>3</sup> (19 %), přičemž hlavními importéry do Evropy v této oblasti byli USA, Rusko, Katar, Alžírsko a Nigerie. Celkový import zemního plynu do evropských zemí tak činil 341 mld. m<sup>3</sup>, což je téměř 60 % z celkové spotřeby zemního plynu v Evropě. Zbýlých 40 % pokryly evropské země z vlastních zdrojů nebo zásob, přičemž hlavním producentem zemního plynu v Evropě je Norsko, které dodalo 113 mld. m<sup>3</sup> (20 %).

Do kategorie uhlí jsou zahrnuta veškerá komerční tuhá paliva, tj. antracit, černé uhlí, hnědé uhlí a lignit. Největším světovým exportérem byla v roce 2021 Austrálie s 9,63 EJ, což představovalo téměř 29 % celkového světového exportu uhlí. Největšími importéry jsou země Asijského Pacifiku v čele s Čínou, Indií, Japonskem a dalšími státy, které importovaly více jak 77 % obchodovaného objemu uhlí v roce 2021. Celková spotřeba uhlí v Evropě byla 10,01 EJ, přičemž 5,78 EJ si státy Evropy vyprodukovaly samy a 4,38 EJ dovezly, a to majoritně z Ruské federace, ze které bylo do Evropy importováno téměř 50 %.

I v případě ropy a ropných produktů byla Evropa čistým importérem. Celkové saldo surové ropy činilo -431,3 mil. tun a ropných produktů -87 mil. tun. Hlavním importérem surové ropy a zároveň i ropných produktů byla Ruská federace s 138,7 mil. tun a 75,9 mil. tun. Zdrojem veškerých dat ohledně obchodu s fosilními palivy je [13].

Třetím aspektem zvyšujícího se rozvoje OZE, souvisejícím přímo s energetickými zařízeními, je nižší investiční náročnost společně s nižšími provozními náklady některých OZE v porovnání s konvenčními fosilními zdroji. [2] Vhodným kritériem pro zhodnocení ekonomické náročnosti jednotlivých energetických zdrojů z pohledu jak investičních, tak provozních nákladů, je Levelized Cost of Electricity (LCOE) často překládané jako diskontované náklady na elektřinu. Kritérium vyjadřuje čisté současné náklady na výrobu jednotky elektrické energie za dobu životnosti zařízení a je vypočteno jako kumulované diskontované náklady za dobu životnosti dělené diskontovaným množstvím vyrobené elektřiny ze zdroje.[15] Ve své studii z roku 2021 se německý Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE věnuje výpočtu LCOE různých energetických zařízení v podmínkách Německa, které jsou s těmi českými velmi podobné, díky provázanosti obou ekonomik a geografické blízkosti obou sousedních zemí. Vzhledem k tomu, že budoucí výstavba nových uhelných elektráren v Německu a Česku je dosti nepravděpodobná, jsou LCOE fotovoltaických a pobřežních větrných elektráren srovnávány s provozními náklady stávajících hnědouhelných a paroplynových (CCGT) elektráren pro roky 2030 a 2040, jak je možné si všimnout z Obr. 1-2. Z grafu je patrné, že provozní náklady konvenčních fosilních zdrojů dnes jsou na nižších úrovních LCOE, než většina rozsahů hodnot pro obnovitelné zdroje. Tento fakt by se měl změnit nejpozději do roku 2030, přičemž majoritními důvody jsou zvyšování ceny emisních povolenek pro fosilní zdroje a současné snižování investičních nákladů na výstavbu nových OZE. Do roku 2040 by měl být tento fenomén ještě umocňován, což v konečném důsledku bude znamenat, že LCOE obnovitelných zdrojů bude násobně nižší než provozní náklady konvenčních zdrojů na fosilní paliva. [16]



Obr. 1-2 LCOE OZE v porovnání s provozními náklady konvenčních fosilních zdrojů, upraveno z [16]

Všechny výše zmíněné důvody velmi pravděpodobně povedou k výraznému zvýšení podílu obnovitelných zdrojů v energetických mixech všech zemí. Nevýhodou oproti zdrojům na fosilní paliva je nemožnost jejich regulace podle aktuální potřeby, kromě regulace omezením výroby (odpojení od elektrizační soustavy provozovatelem přenosové/distribuční soustavy) a tím ztrátou produkčního potenciálu, tzv. curtailment neboli „maření“ přebytečné energie. Přeneseně však může mít pojem maření význam také přeměny přebytečné elektřiny na jinou formu energie, která následně nebude využita pro zpětnou konverzi na elektřinu, nikoliv však ve smyslu přesunutí plánované spotřeby v čase, tzv. Demand Side Management (DSM), které bude vysvětleno v kapitole 2.4.1. Většina obnovitelných zdrojů energie, kromě energie z biomasy, jsou tzv. intermitentními zdroji, které jsou charakteristické svou časovou a prostorovou volatilitou primárního zdroje energie, který je transformován na daný typ užitečné formy energie. Jedním ze způsobů, jak se vypořádat s touto skutečností, je možnost přesouvání nadměrných výrob z OZE v čase. To je možné realizovat za pomoci skladovacích zařízení, která umožňují přebytečnou energii, primárně elektřinu, uskladnit. V obdobích, kdy je výroba z OZE naopak nedostatečná, lze naakumulovanou energii uplatnit pro pokrytí poptávky.[17]

## 2 Rešerše

### 2.1 Současný stav elektroenergetiky

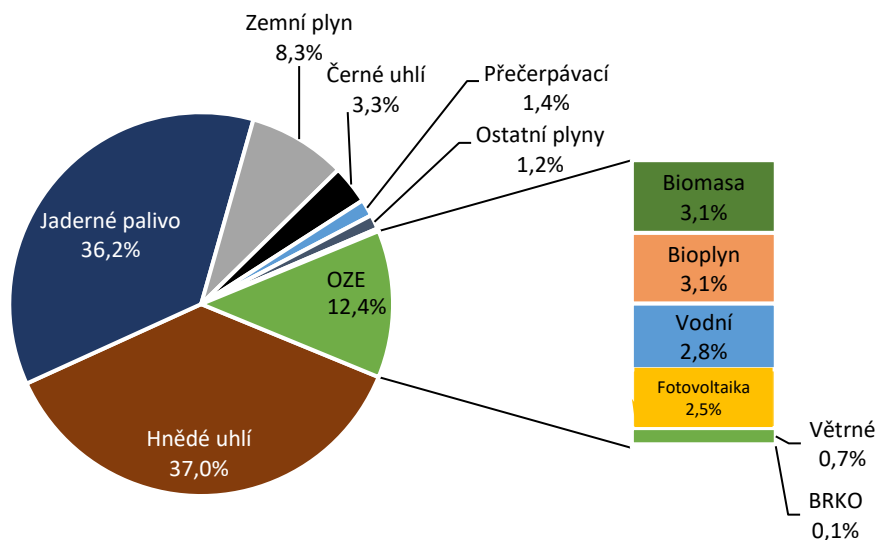
#### 2.1.1 Globální

Tato kapitola je zaměřena pouze na elektřinu, jejíž světová konečná spotřeba v roce 2019 byla 22 848 TWh, přičemž téměř z 58 % bylo spotřebováno v zemích mimo OECD. Meziroční spotřeba oproti roku 2018 v zemích mimo OECD vzrostla o 3,4 %, zatímco v zemích v OECD klesla o 1,1 %. Zemí s největší světovou spotřebou byla Čína (6 523 TWh), následovaná Spojenými státy americkými (3 830 TWh) a evropskými zeměmi (3 493 TWh).[18], [19]

V roce 2021 činila celková světová hrubá výroba elektřiny 28 466 TWh, přičemž téměř 36 % bylo vyrobeno z uhelných zdrojů, 22,9 % ze zemního plynu, 15 % ve vodních elektrárnách, 12,9 % jinými obnovitelnými zdroji, 9,8 % v jaderných elektrárnách, 2,5 % z ropy a zbylých 0,9 % připadají na jiné zdroje a statistickou chybu. V zemích OECD byla elektřina převážně vyráběna ze zemního plynu (více jak 30 %) a výroba z obnovitelných zdrojů, včetně vodní energetiky, představovala v úhrnu téměř 30 %. V zemích mimo OECD jasně dominují ve výrobě zdroje na uhlí, které z celkové hrubé výroby v těchto zemích vyrobily dokonce více jak 46,3 %, zatímco všechny obnovitelné zdroje přibližně 26,5 %. V zemích Evropské unie bylo za rok 2021 vyrobeno 2 895,3 TWh elektřiny, přičemž nejvíce elektřiny bylo vyrobeno z OZE (37,1 %), 25,29 % v jaderných zdrojích, 18,93 % ze zemního plynu, 15,17 % z uhlí, 1,5 % z ropy a přibližně 2 % z ostatních zdrojů.[13]

#### 2.1.2 Česko

V roce 2021 byla celková hrubá výroba elektřiny v České republice 84,9 TWh. Hlavními palivy využívanými k výrobě elektřiny bylo hnědé uhlí (37 %) a jaderné palivo (36 %). Třetím nejvýznamnějším zdrojem byly obnovitelné zdroje energie (12,4 %), přičemž 3,1 % bylo vyrobeno z biomasy, 3,1 % z bioplynu, 2,8 % ve vodních elektrárnách, 2,5 % z fotovoltaických elektráren, 0,7 % ve větrných elektrárnách a 0,1 % z biologicky rozložitelné části komunálního odpadu (BRKO). Obr. 2-1 ukazuje podíl nejvýznamnějších paliv a technologií na hrubé výrobě elektřiny v roce 2021 v České republice. V grafu nejsou zahrnuty kategorie ostatní pevných paliv (mimo BRKO), odpadního tepla, topných olejů, ostatních kapalných paliv ani kategorie ostatní, jelikož hodnoty výroby těchto zdrojů jsou v podmínkách ČR na úrovni nízkých desítek GWh<sub>e</sub> za rok, což je pod rozlišovací schopností samotného grafu. Důležitým doplňujícím údajem k samotné výrobě z dané technologie či paliva je instalovaný výkon. V případě jaderných elektráren, je od roku 2013 konstantní a je roven 4 290 MW<sub>e</sub>. Při pohledu na OZE, konkrétně na intermitentní, tak v případě vodních elektráren se instalovaný výkon za posledních deset let zvětšil jen nepatrně a v roce 2021 byl 1 113,4 MW<sub>e</sub>. Instalovaný výkon větrných elektráren byl 339,4 MW<sub>e</sub> a ve fotovoltaických elektrárnách bylo instalováno 2 083,4 MW<sub>e</sub>. [20] Podíl obnovitelných zdrojů energie na konečné spotřebě elektřiny v roce 2021 podle mezinárodní metodiky výpočtu Eurostat – shares činil 15 %.[21] V rámci výpočtové části této práce je pracováno s parametrem podílu FVE a VTE na konečné spotřebě, který byl stanoven na základě zmiňované výpočtové metodiky.[22] Dle výpočtu byl v roce 2021 podíl FVE na konečné spotřebě 3 % a VTE 0,9 %.



Obr. 2-1 Podíl paliv a technologií na hrubé výrobě elektřiny v roce 2021 v ČR, upraveno z [20]

Poměr mezi roční výrobou zdroje a jeho instalovaným výkonem udává tzv. roční využití instalovaného výkonu, což je důležitý parametr pro zhodnocení potřebného instalovaného výkonu daného zdroje při požadavku na krytí určitého množství energie. V Tab. 2-1 je prezentována celková výroba a instalovaný výkon jaderných elektráren a intermitentních OZE v roce 2021. Dupočítané využití instalovaného výkonu představuje průměrnou hodnotu využití instalovaného výkonu daného zdroje na území České republiky. Nejvyšší využití instalovaného výkonu měly jaderné elektrárny s 7 163 h/r. Důvodem je skutečnost, že se jedná o tzv. baseloadový zdroj nebo také zdroj základního zatížení. Na druhé straně nejnižší průměrné roční využití instalovaného výkonu měly fotovoltaické elektrárny s 1 036 h/r, což je přibližně osmina roku. Větrné elektrárny měly průměrné roční využití instalovaného výkonu 1 772 h/r a vodní 2 163 h/r.[20]

Tab. 2-1 Výroba, Instalovaný výkon a průměrná doba využití instalovaného výkonu vybraných zdrojů v České republice v roce 2021, zdroj dat [20]

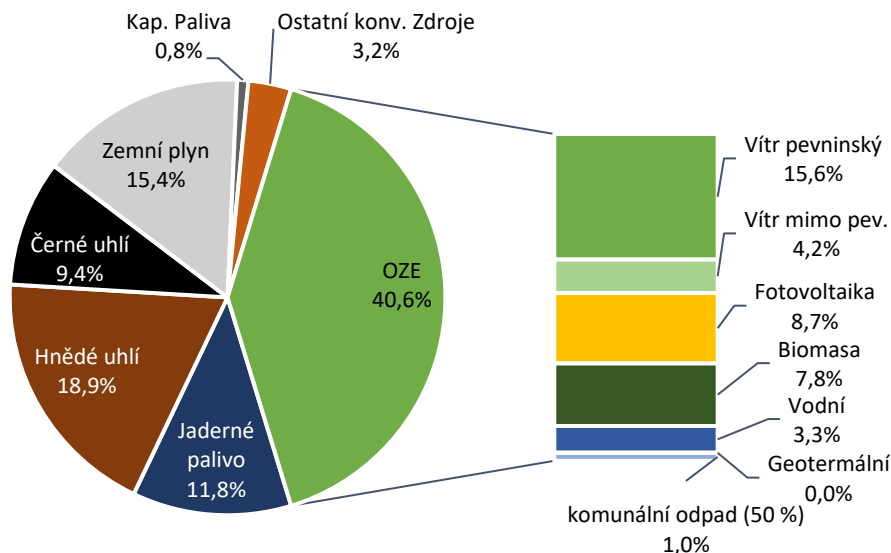
Zdroj	Brutto výroba [MWh]	Podíl na výrobě	Brutto Inst. výkon [MW]	Podíl z inst. výkonu	Využití inst. výkonu [h/r]
Jaderné	30 731 180	36,2 %	4 290,0	20,6 %	7 163
Vodní	2 408 520	2,8 %	1 113,4	5,3 %	2 163
Větrné	601 534	0,7 %	339,4	1,6 %	1 772
Fotovoltaické	2 153 280	2,5 %	2 083,4	10,0 %	1 034

V roce 2021 byla tuzemská brutto spotřeba (TBS) elektřiny 73,7 TWh, přičemž téměř třetina elektřiny byla spotřebována velkoodběry z hladiny vysokého napětí, které typicky představují velké průmyslové podniky a více jak 23 % spotřeby připadalo na maloodběr domácností. Stejně jako v předchozích letech, bylo i v roce 2021 trvale záporné saldo importu a exportu elektřiny, které za celý rok činilo přibližně -11,1 TWh.[20]

### 2.1.3 Německo

V Německu byla za rok 2021 celková brutto výroba přibližně 585,5 TWh. Nejvíce vyrobily OZE, s téměř 41 % celkové vyrobené energie v Německu. Nejvýznamnějším obnovitelným zdrojem byly větrné elektrárny s téměř 20 % veškeré vyrobené elektřiny. Konkrétně pevninské vyrobily 15,6 % a

mimo pevninské 4,2 %. Dále pak fotovoltaické elektrárny s 8,7 %, zdroje využívající biomasu se 7,8 % a ostatní OZE, jak je patrné z Obr. 2-2. Nezanedbatelnou roli měly však i konvenční zdroje, kterým vévodily zdroje na uhlí, které vyrobily více jak 28 %, dále pak zdroje na zemní plyn s 15,4 %, jaderné palivo s 11,8 % a další. [23] Dle výpočtové metodiky Eurostat – shares činil v roce 2021 podíl FVE na konečné spotřebě 9,1 % a VTE 20,5 %.



Obr. 2-2 Podíl paliv a technologií na hrubé výrobě elektřiny v roce 2021 v Německu, zdroj dat [23]

V Tab. 2-2 je ukázána výroba, instalovaný výkon a z nich dopočítané průměrné roční využití instalovaného výkonu v Německu za rok 2021. Největší instalovaný výkon v Německu měly větrné elektrárny s téměř 64 GW<sub>e</sub>, přičemž přibližně 88 % z toho byl instalovaný výkon v pevninských větrných elektrárnách. Druhým zdrojem z pohledu instalovaného výkonu byly fotovoltaické elektrárny s téměř 59 GW<sub>e</sub>. Největší průměrné roční využití instalovaného výkonu měly, podobně jako v případě České republiky, jaderné elektrárny, které dosáhly až na hodnotu 8 517 h/r. Naopak nejnižší využití instalovaného výkonu měly fotovoltaické elektrárny s 872 h/r. Téměř dvojnásobné bylo využití instalovaného výkonu v případě mimo-pevninských větrných elektráren (v angličtině označované jako off-shore) v porovnání s pevninskými (on-shore). Vodní elektrárny, zahrnující přehradní, jezové i přečerpávací elektrárny dosáhly průměrného ročního využití instalovaného výkonu 3 456 h/r, což je o více jak 50 % vyšší hodnota v porovnání s českými elektrárnami ten samý rok.[23]

Tab. 2-2 Výroba, Instalovaný výkon a průměrná doba využití instalovaného výkonu vybraných zdrojů v Německu v roce 2021, zdroj dat [23]

	<b>Brutto výroba</b> [TWh]	<b>Podíl na výrobě</b>	<b>Brutto inst. výkon</b> [MW]	<b>Podíl z inst. výkonu</b>	<b>Využití inst. výkonu</b> [h/r]
Jaderné palivo	69,1	11,8 %	8 113	3,6 %	8 517
Hnědé uhlí	110,4	18,9 %	19 740	8,8 %	5 593
Černé uhlí	54,9	9,4 %	18 488	8,2 %	2 969
Zemní plyn	90	15,4 %	30 160	13,4 %	2 984
Kap. Paliva	4,9	0,8 %	4 684	2,1 %	1 046
Vítr pevninský	91,2	15,6 %	56 091	24,9 %	1 626
Vítr mimo pevninský	24,3	4,2%	7 774	3,5 %	3 126
Fotovoltaika	51,2	8,7 %	58 728	26,1 %	872
Biomasa	45,4	7,8 %	9 422	4,2 %	4 819
Vodní	19,4	3,3 %	5 614	2,5 %	3 456
Geotermální	0,2	0,0 %	47	0,0 %	4 255
Ostatní konvenční zdroje	5,7	3,2 %	6 340	2,8 %	2 934

V roce 2021 byla německá hrubá domácí spotřeba elektřiny 564,7 TWh. Stejně jako Česká republika bylo Německo v roce 2021 čistým exportérem s celkovým saldem -20,8 TWh.[23] Data z [24] ukazují, že Německo bylo čistým exportérem všechny měsíce s výjimkou května, června a července, kdy bylo celkové saldo ve všech zmíněných měsících kladné.

## 2.2 Výhledy budoucího rozvoje elektroenergetiky

### 2.2.1 Česko

V úvodu je nutné podotknout, že hlavními strategickými dokumenty České republiky v oblasti budoucího rozvoje energetiky státu jsou Aktualizovaná státní energetická koncepce (ASEK), která však byla aktualizována naposledy v roce 2015, a Vnitrostátní plán České republiky v oblasti energetiky a klimatu vydaný v listopadu roku 2019. V rámci ASEK bylo zpracováno šest různých scénářů možného budoucího vývoje české energetiky do roku 2040, které vyhovují strategickým cílům České republiky. Těmi jsou bezpečnost, konkurenceschopnost a udržitelnost. Ze zmíněných šesti scénářů byl vybrán jeden tzv. Optimalizovaný scénář, který je obsažen v samotné ASEK. [25] Díky stáří samotného dokumentu je však řada předpokladů v něm použitých již neplatná nebo se velmi významně změnila, a proto není se scénáři budoucího vývoje české energetiky podle ASEK v dalších částech práce uvažováno. Vnitrostátní plán České republiky v oblasti energetiky a klimatu byl zpracován na základě požadavku nařízení Evropského parlamentu, ale vychází ze Státní energetické koncepce a Politiky ochrany klimatu v ČR. Dokument je zpracován pro období 2021-2030 s výhledem do roku 2050. Vnitrostátní plán má za cíl definovat příspěvek ČR k tzv. evropským klimaticko-energetickým cílům EU v oblasti snižování emisí, zvyšování podílu obnovitelných zdrojů energie a zvyšování energetické účinnosti. [26] Má však spíše ideový charakter než že by konkrétně definoval, jaká by měla být struktura energetického mixu nebo budoucí spotřeba primárních zdrojů energie či elektřiny na rozdíl od ASEK.

V současnosti nejaktuálnějším dokumentem, který se zabývá budoucím rozvojem elektroenergetiky v České republice je Hodnocení zdrojové přiměřenosti ES ČR do roku 2040 (MAF CZ 2022) zpracovaný společností ČEPS a.s. Analýzu zpracovává společnost ČEPS, jakožto provozovatel elektroenergetické přenosové soustavy v Čechách, každoročně v souladu s Nařízením Evropského

parlamentu a Rady (EU) 2019/943 o vnitřním trhu s elektřinou. Ve čtyřech scénářích, Respondentním, Konzervativním, Progresivním a Dekarbonizačním, má za cíl stanovit, zda bude česká elektrizační soustava, podle jednotlivých scénářů, zdrojově přiměřená či nikoliv s výhledem do roku 2040. Zdrojová přiměřenost znamená dodržení parametrů spolehlivosti dodávek elektřiny v České republice. Studie proto pracuje s predikcemi budoucího vývoje energetického mixu, výší spotřeby, importní a exportní kapacity a socioekonomickým vývojem.[27]

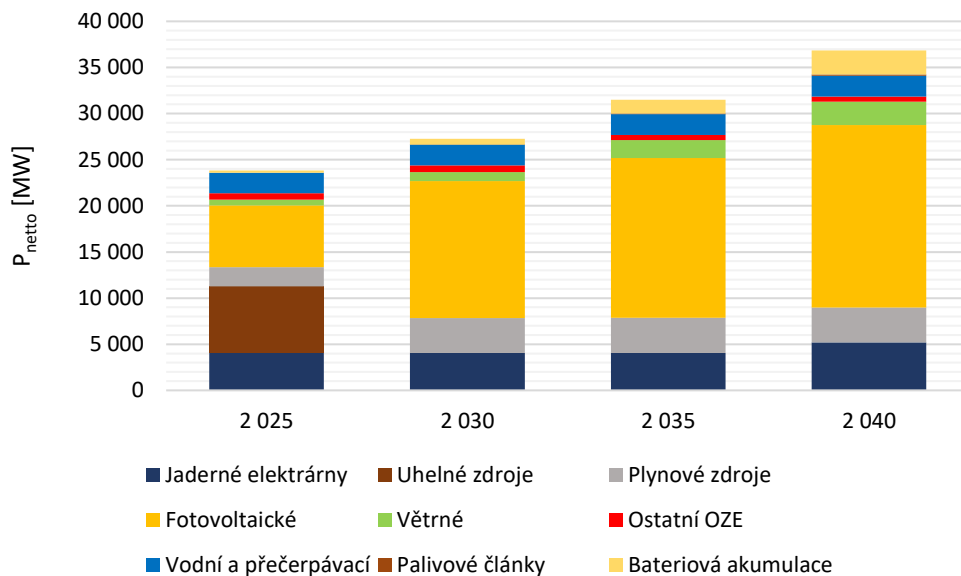
Pro budoucí účel práce byl vybrán Dekarbonizační scénář, který uvažuje s největším budoucím rozvojem obnovitelných zdrojů, a to hlavně intermitentních. Je vhodné však zmínit, na jakých základech jednotlivé scénáře stojí. Respondentní scénář vychází z dotazníkového šetření, ve kterém byli osloveni největší provozovatelé energetických zdrojů v ČR. Konzervativní scénář vychází z předpokladu odchodu ČR od uhlí k roku 2038 a slouží také jako základ pro dokument Očekávaná dlouhodobá rovnováha (ODDR) do roku 2050.[28] S předpokladem rychlejšího útlumu výroby elektřiny z uhlí, vyšším instalovaným výkonem OZE a zároveň zvýšením spotřeby je uvažováno v Progresivním scénáři. V Dekarbonizačním scénáři je silně akcentována snaha o co nejkomplexnější dekarbonizaci české energetiky, jejímž primárním cílem je dosažení bezuhelné energetiky po roce 2030.[27]

Z pohledu zdrojové základny je společným předpokladem všech scénářů zprovoznění nového jaderného zdroje v Dukovanech k roku 2036 a stejné parametry vodních a přečerpávacích elektráren. Výstavba nového jaderného zdroje by měla započít kolem roku 2027 a netto instalovaný výkon by měl být 1140 MW<sub>e</sub>. Zároveň je počítáno s investičními aktivitami v Dukovanech v první půli 30. let, což by mělo prodloužit životnost až na 60 let, tj. do období 2045-2047. V roce 2036 by tak mělo dojít k souběhu současných jaderných zdrojů s nově vybudovaným, takže celkový netto výkon jaderných zdrojů by měl dosáhnout 5187 MW<sub>e</sub>. Scénář pracuje s velmi masivním rozvojem instalovaného výkonu fotovoltaických elektráren, jejichž instalovaný výkon by měl být do roku 2040 až desetinásobný v porovnání se současností. V případě větrných elektráren se jedná o více jak osminásobný nárůst. Dekarbonizační scénář dále předpokládá mírný nárůst instalovaného výkonu plynových zdrojů a již zmíněné odstavení zdrojů na uhlí do roku 2030. Z důvodu zásadního zvýšení podílu OZE v energetickém mixu je kalkulováno s nasazením bateriových uložišť a pro dlouhodobé skladování také s rozvojem technologie výroby zeleného vodíku pomocí elektrolýzy vody, která by byla zajištěna díky přebytečné obnovitelné elektřině a zpětné konverze v palivových článcích nebo v upravených spalovacích turbínách.[27] Budoucí vývoj struktury instalovaného výkonu podle Dekarbonizačního scénáře zobrazuje Obr. 2-3.

Predikovaný vývoj spotřeby elektřiny vychází z makroekonomických a demografických ukazatelů, kterými jsou například hrubý domácí produkt (HDP), elektroenergetická náročnost (EEN) nebo počet obyvatel v domácnosti, projekcích vybavenosti domácností a přechodu na úspornější spotřebiče, tepelná čerpadla a elektromobilitu. Následkem velmi progresivního útlumu fosilních paliv v Dekarbonizačním scénáři je intenzivní elektrifikace, která v konečném důsledku povede zároveň ke zvýšení konečné spotřeby. Hlavní podíl na tom budou mít rozvoj elektromobility, tepelných čerpadel a dodatečné navýšení elektrifikace různých odvětví ekonomiky. Tuzemská netto spotřeba (TNS) by pak mohla v roce 2040 dosáhnout hodnoty přibližně 112 TWh, což je téměř dvojnásobek v porovnání s odhadovanou TNS pro rok 2023.

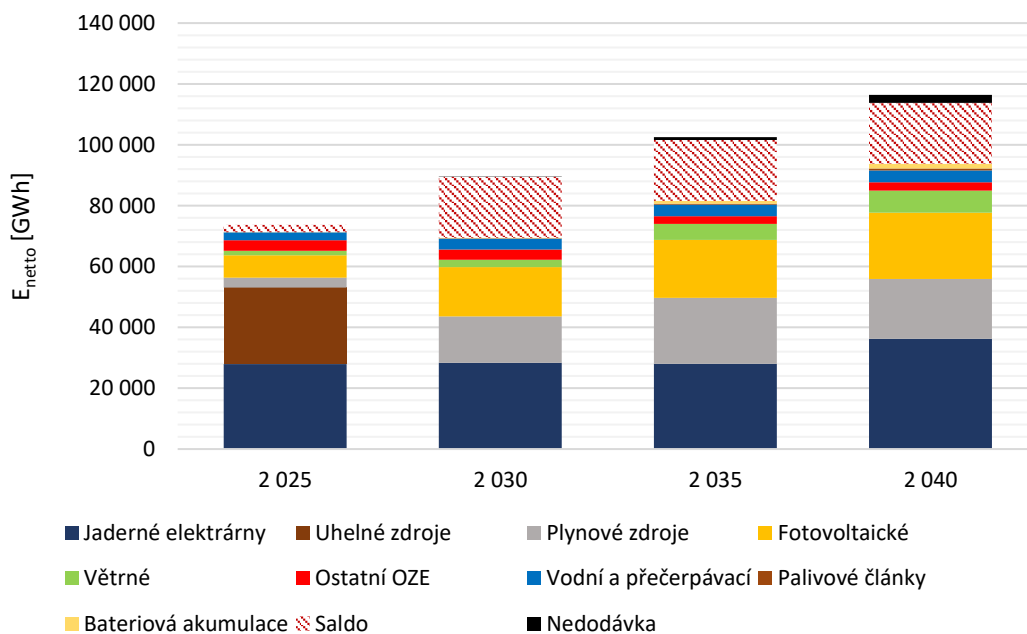
Přiřazením odhadované doby využití daného zdroje k predikci instalovaného výkonu je možné dopočítat celkovou roční výrobu. Výroby z jednotlivých zdrojů jsou následně v každém roce nakumulovány a zkonfrontovány s odhadovanou spotřebou.





Obr. 2-3 Budoucí vývoj netto instalovaného výkonu v ČR dle Dekarbonizačního scénáře, upraveno z [27]

V případě nedostatku je uvažováno krytí dovozem elektřiny ze sousedních zemí. V predikcích je však nastaven maximální strop výše kladného ročního salda, a to 20 TWh, který respektuje bezpečnou a maximální technickou importní schopnost přenosové soustavy České republiky pro zajištění pokrytí spotřeby České republiky. Tento limit by mohl zapříčinit, že už od roku 2030 by podle Dekarbonizačního scénáře mohlo dojít k významnému deficitu v soustavě, v Obr. 2-4 znázorněném jako nedodávka, což by mohlo vést ke vzniku tzv. blackoutu.[27]



Obr. 2-4 Výhled roční bilance elektřiny v ČR do roku 2040, upraveno z [27]

V Tab. 2-3 je zobrazen očekávaný vývoj instalovaného netto výkonu, průměrné roční doby využití maximálního výkonu, výroby z jednotlivých zdrojů a celková bilance elektřiny na území ČR dle Dekarbonizačního scénáře.

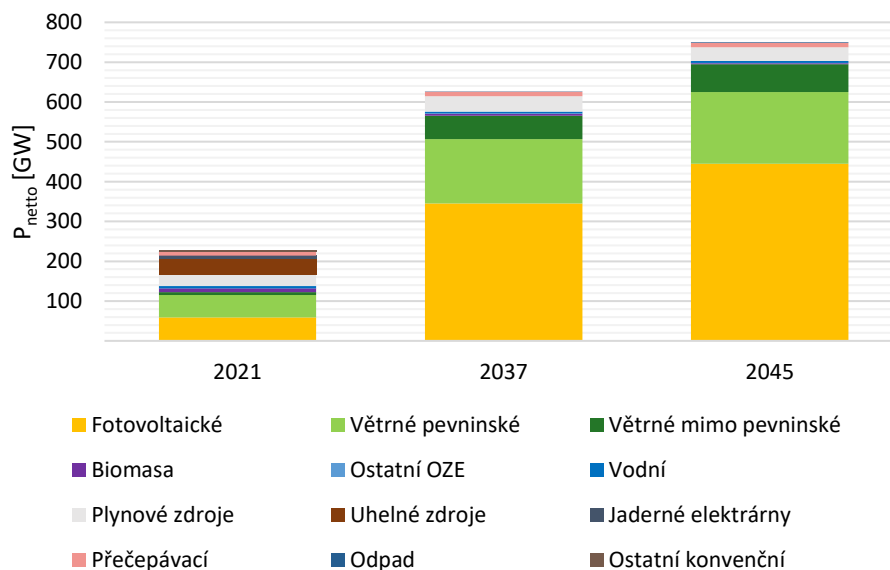
Tab. 2-3 Očekávaný vývoj instalovaného netto výkonu, roční doby využití, výroby z jednotlivých zdrojů a celková bilance na území ČR dle Dekarbonizačního scénáře, zdroj dat [27]

		<b>Instalovaný netto výkon</b> [MW]	<b>Průměrná doba využití</b> [h / r]	<b>Netto Výroba</b> [GWh]	
Fotovoltaické	2025	6 717	1 097	7 366	
	2030	14 850	1 096	16 274	
	2035	17 325	1 097	19 000	
	2040	19 800	1 097	21 715	
Větrné	2025	617	2 405	1 484	
	2030	958	2 457	2 354	
	2035	1 959	2 684	5 258	
	2040	2 500	2 912	7 280	
Ostatní OZE	2025	688	4 904	3 374	
	2030	746	4 599	3 431	
	2035	558	4 668	2 605	
	2040	583	4 774	2 783	
Vodní a přečerpávací	2025	2 241	1 183	2 652	
	2030	2 241	1 606	3 598	
	2035	2 241	1 668	3 737	
	2040	2 241	1 743	3 905	
Plynové zdroje	2025	2 071	1 598	3 310	
	2030	3 797	4 001	15 190	
	2035	3 811	5 675	21 627	
	2040	3 790	5 191	19 673	
Uhelné zdroje	2025	7 222	3 486	25 179	
	2030	-	-	-	
	2035	-	-	-	
	2040	-	-	-	
Jaderné elektrárny	2025	4 047	6 890	27 883	
	2030	4 047	7 010	28 370	
	2035	4 047	6 936	28 071	
	2040	5 187	6 992	36 265	
Palivové články	2025	-	-	-	
	2030	8	2 500	20	
	2035	54	7 093	383	
	2040	144	4 063	585	
Bateriová akumulace	2025	220	191	42	
	2030	637	444	283	
	2035	1 491	577	861	
	2040	2 585	609	1 575	
		<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>	<b>2040</b>
Netto instalovaný výkon [MW]		23 823	27 284	31 486	36 830
<b>Bilance elektřiny [GWh]</b>					
Tuzemská brutto spotřeba		73 667	89 592	102 535	116 447
Netto výroba		71 290	69 520	81 542	93 781
Saldo		2 377	19 989	20 008	19 990
Nedodávka		-	83	985	2 676
Podíl OZE na TBS		20,2%	28,6%	29,8%	30,6%

## 2.2.2 Německo

Spolková agentura pro sítě (Bundes-netz-agentur) schválila 8.7.2022 Plán rozvoje elektroenergetické sítě (Netzentwicklungsplan Strom-NEP) [29], který je vyvíjen a navržen čtyřmi německými provozovateli přenosových soustav 50Hertz, Amprion, TenneT a TransnetBW. Tento dokument je v současnosti pravděpodobně nejaktuálnějším oficiálním dokumentem, který se věnuje predikci rozvoje německé elektroenergetiky do roku 2045. Ve zprávě jsou tři možné scénáře vývoje, jak dekarbonizovat německou ekonomiku, přičemž charakteristickým znakem scénáře A je masivní rozvoj vodíkových technologií, a to hlavně domácí výroby vodíku elektrolýzou vody. Scénáře B a C se vyznačují významnou elektrifikací, takže je zvyšována spotřeba, ale ve scénáři B je společně s tím akcentována vyšší účinnost napříč sektory výroby i spotřeby. Nižší efektivita ve scénáři C je vykoupena vyšším instalovaným výkonem OZE. Právě scénář C byl vybrán pro účely této práce.

V žádném ze třech scénářů NEP není výhledově po roce 2037 počítáno s jakýmkoliv zdrojem na uhlí, jaderné palivo či jinými konvenčními technologiemi výroby elektřiny. Jedinými konvenčními zdroji, které mají v německém elektroenergetickém mixu zůstat jsou zdroje na zemní plyn, které jsou jakožto flexibilní zdroje nepostradatelným doplňkem k neregulovatelným obnovitelným zdrojům. Po roce 2045 by tyto zdroje měly být kompletně přestavěny na čistě vodíkové. Majoritními zdroji tak budou OZE. Scénář C počítá s navýšením instalovaného výkonu fotovoltaických elektráren do roku 2045 o více jak sedminásobek oproti současným hodnotám na 445 GW<sub>e</sub>. Více jak 300% nárůst instalovaného výkonu by měly zaznamenat pevninské větrné elektrárny, tak aby jejich instalovaný výkon činil 180 GW<sub>e</sub> a větrné elektrárny mimo pevninu, převážně v Severním moři, by měly dosáhnout téměř desetinásobného navýšení instalovaného výkonu, a to konkrétně na 70 GW<sub>e</sub>.



Obr. 2-5 Predikovaný vývoj instalovaného výkonu jednotlivých výrobních technologií v Německu dle scénáře C v NEP, zdroj dat [29]

Podle studie je z dnešního pohledu budoucí role biomasy v klimaticky neutrálním energetickém systému stále velmi nejistá. Biomasa je jediným obnovitelným zdrojem energie s mnohostrannou konkurencí potravinářství. Argument, který převážil při rozhodování o budoucí výrobě elektřiny z biomasy v rámci NEP nad skutečností, že zdroje na biomasu jsou flexibilní a mohou doplňovat výrobu z neregulovatelných OZE byl, že další provoz stávajících zdrojů po skončení dotace EEG není pro mnoho z nich ekonomicky rentabilní. EEG je obdobou českého poplatku Podpory obnovitelných zdrojů energie (POZE), který je jednou ze složek kalkulace ceny elektřiny pro

konečného spotřebitele. EEG příplatek byl v Německu zaveden v roce 2000 a je často označován jako „poplatek za zelenou elektřinu“. Vybrané finanční prostředky sloužily k financování rozšíření zastoupení solárních, větrných, biomasových a vodních elektráren, přičemž vybrané prostředky putovaly na tzv. EEG účet, který spravují němečtí provozovatelé přenosové soustavy. Původně měl být poplatek zrušen k lednu roku 2023, ale v souvislosti s válkou na Ukrajině a zvyšujícími se cenami energie, byl zrušen již k červenci roku 2022. Ztrátu, která tímto krokem vznikla provozovatelům přenosové soustavy, chce federální vláda kompenzovat pomocí speciálního fondu „Energy and Climate Fund“ (ECF), který by do jisté míry měl nahradit právě EEG příplatek.[30]Vystává tak otázka, zda by vzhledem ke konkurenčnímu využití a omezenému množství biomasy, nedávalo větší smysl využívat tento obnovitelný zdroj energie k dekarbonizaci jiných sektorů, jejichž dekarbonizace je obtížnější než sektor výroby elektřiny. Proto je uvažováno s poklesem instalovaného výkonu zdrojů na biomasu z 9,5 GW<sub>e</sub> v současnosti na 2 GW<sub>e</sub> v roce 2045. Instalovaný výkon vodních elektráren, přehradních a jezových, by se měl oproti současnému stavu pouze lehce navýšit na hodnotu 5,3 GW<sub>e</sub>. Celkový instalovaný výkon by tak podle scénáře C dle NEP měl dosáhnout 750,3 GW<sub>e</sub>, což je více jak trojnásobek současného instalovaného výkonu v Německu. Výhled rozložení instalovaného výkonu mezi jednotlivé výrobní technologie prezentuje Obr. 2-5.[29]

NEP se věnuje pouze predikci výroby z OZE, a proto v Tab. 2-4 není zaznamenána výroba z konvenčních zdrojů, a to především z plynových. Nelze tak provést bilanci elektřiny, ze které by jasně vyplynulo, zda bude Německo dle scénáře C energeticky soběstačné či nikoliv. Z tabulky je patrné, že v roce 2045 by téměř 80 % elektřiny vyrobené z OZE mělo pocházet buď z pevninských větrných nebo z fotovoltaických elektráren. Celková výroba z OZE by pak měla odpovídat přibližně 1122 TWh, což je více než čtyřnásobek současné výroby OZE v Německu.

Tab. 2-4 Predikovaný vývoj instalovaného výkonu, průměrné roční doby využití jednotlivých zdrojů a výroby z jednotlivých zdrojů dle scénáře C z NEP, zdroj dat [29]

Rok	Instalovaný netto výkon [GW]		Průměrná doba využití [h/r]		Netto Výroba [TWh]	
	2037	2045	2037	2045	2037	2045
Fotovoltaické	345,4	445,0	936	936	323,2	416,4
Větrné pevninské	161,6	180,0	2 364	2 463	382,0	443,3
Větrné mimo pevninské	58,5	70,0	3 315	3 291	193,9	230,4
Biomasa	4,5	2,0	2 978	3 000	13,4	6,0
Ostatní OZE	1,0	1,0	5 000	5 000	5,0	5,0
Vodní	5,3	5,3	3 981	3 981	21,1	21,1
Plynové	>38,4	>34,6	N/A	N/A	N/A	N/A
Uhelné	-	-	-	-	-	-
Jaderné	-	-	-	-	-	-
Přečerpávací	11,1	11,1	N/A	N/A	N/A	N/A
Odpad	1,0	1,0	N/A	N/A	N/A	N/A
Ostatní konvenční	-	-	-	-	-	-
<b>Celkem</b>	<b>626,8</b>	<b>750,0</b>			<b>938,6</b>	<b>1 122,2</b>

Součástí studie je i predikce budoucí spotřeby elektřiny. Vzhledem k tomu, že scénář C chce cíle dekarbonizace dosáhnout skrze významnou elektrifikaci téměř veškerých odvětví bez zásadního zvyšování energetické efektivity, je spotřeba elektřiny v tomto scénáři nejvyšší. Německá hrubá spotřeba elektřiny by tak měla v roce 2037 dosáhnout přibližně 1053 TWh a v roce 2045 dokonce 1303 TWh, což je téměř dvou a půl násobek současné hrubé spotřeby Německa. Predikovaná výroba z OZE by pak měla v roce 2037 představovat více jak 89,1 % celkové brutto spotřeby a v roce 2045 více jak 86,1 %. [29]

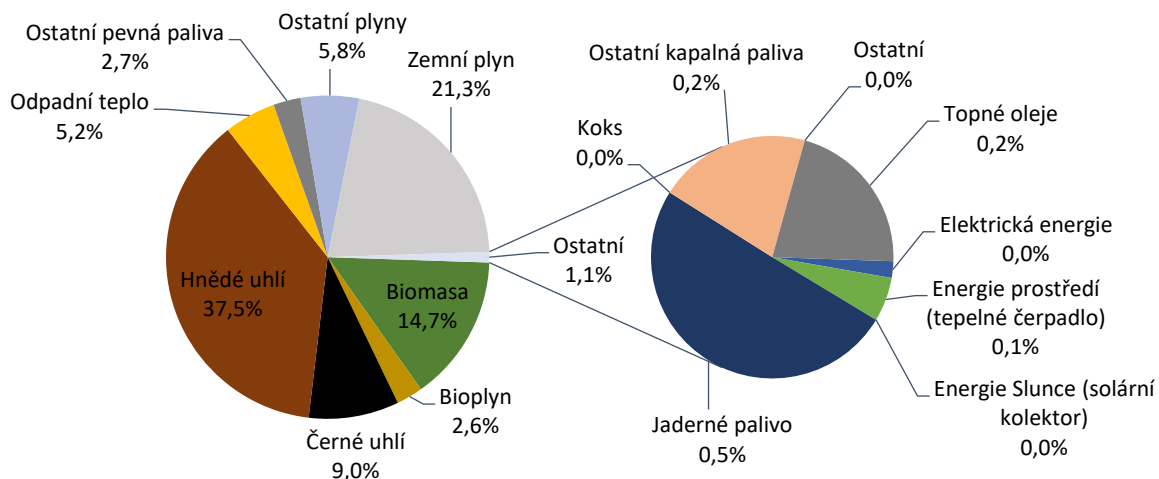
## 2.3 Teplárenství v ČR

Pojem teplárenství byl dříve chápán jako kombinovaná výroba elektřiny a tepla, ale s nástupem nových technologií a s nimi spjatou terminologií (např. kogenerace, kombinovaný cyklus, aj.) zevšeobecnil. V energetické politice státu má význam kompletního systému zásobování teplem, takže jako teplárenské jsou označovány i společnosti vyrábějící a distribuující výhradně teplo. V běžné praxi je pojem teplárenství spojen s krytím tepelných potřeb bytových domů, objektů občanské vybavenosti a průmyslových podniků prostřednictvím soustav centralizovaného zásobování teplem (SCZT).[31]

Teplárenství, respektive centralizované zásobování teplem (CZT), se na území dnešní České republiky začalo rozvíjet od počátku třicátých let dvacátého století. Největší rozvoj velkých teplárenských soustav byl v poválečné éře 50. a 60. let 20. století, kdy se masivně začaly rozvíjet velké elektrárny a velké městské teplárny, které byly zároveň významným zdrojem tepla pro SCZT. V průběhu 70. a 80. let došlo k útlumu výstavby elektráren a tepláren, spíše byly budovány sídlištní výtopny. V 90. letech dvacátého století a v 1. desetiletí 21. století došlo k postupné liberalizaci trhu s palivy a energií a byly přijímány nové ekologické a energetické zákony v rámci EU. V důsledku toho došlo sice ke stagnaci ve výstavbě nových zdrojů SCZT, ale stávající zdroje byly zásadně zmodernizovány.[31]

Pro dokreslení robustnosti a dlouholeté tradice SCZT na území ČR je uváděno, že jenom firmy sdružené v Teplárenském sdružení zásobují asi 60 lokalit nad 10 tis. obyvatel.[32] Celková délka tepelných sítí spadajících pod licenci pro rozvod tepla činí 7,5 tis. km. Tyto hodnoty reprezentují 655 firem s licenci na výrobu tepelné energie a 644 firem s licenci na rozvod tepelné energie s 2 300 lokalitami rozvodu. Mimo to má 575 firem koncesi na výrobu tepelné energie a rozvod tepelné energie nepodléhající licenci realizované ze zdrojů tepelné energie s instalovaným výkonem jednoho zdroje nad 50 kW. Celkově tak ve výrobě a rozvodu tepelné energie podniká více jak 1 100 subjektů. [33] Podle MPO je k soustavám CZT připojeno přibližně 1,6 milionu domácností, tedy přibližně 4 miliony obyvatel ČR.[34]

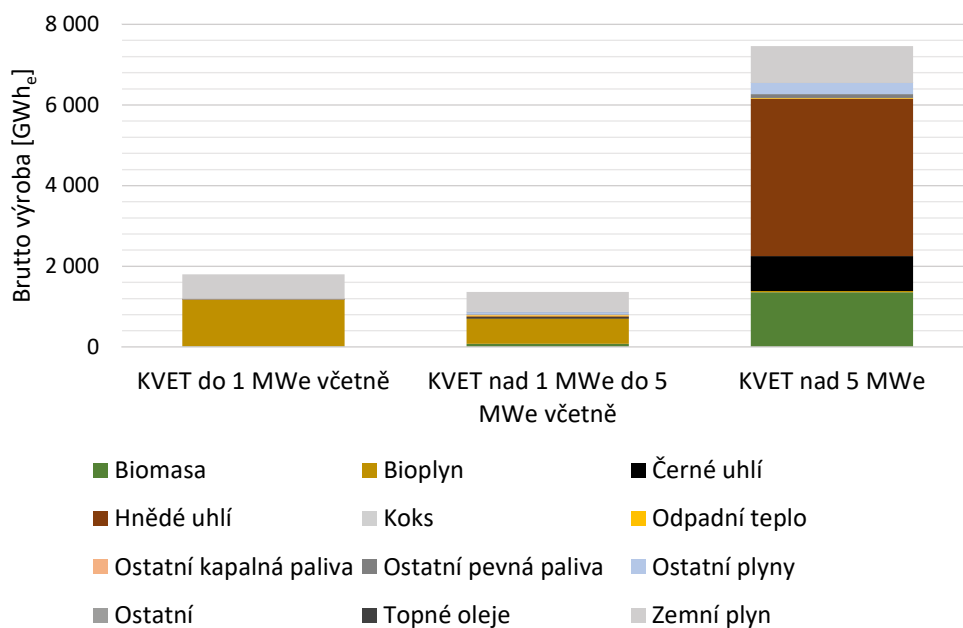
V roce 2021 byla celková brutto výroba tepla v ČR 161 657,7 TJ. Dodávky tepla činily 92 429,4 TJ (57 %) technologická vlastní spotřeba 6 %, ztráty 8 % a zhruba 29 % z brutto výroby bylo spotřebováno ve vlastním podniku nebo zařízení, kde se jedná převážně o závodní teplárny, které nejsou klasifikovány jako výroby tepla. Nejvíce tepla bylo vyrobeno z hnědého uhlí (38 %), zemního plynu (21 %) a biomasy (15 %). Detailní přehled jednotlivých paliv, sloužících pro výrobu tepla a jejich podíl na hrubé výrobě ukazuje **Chyba! Nenalezen zdroj odkazů.** Z dostupných dat vyplývá, že od roku 2017 došlo k poklesu výroby z hnědého uhlí o 14 %. Naproti tomu se o 35 % zvětšila výroba tepla z biomasy. Při detailním pohledu na dodávky tepla zjistíme, že struktura palivové základny je velmi podobná jako u hrubé výroby tepla, konkrétně 43 % z hnědého uhlí, 28 % ze zemního plynu, 11 % z černého uhlí. Nejvíce tepla z celkové spotřeby spotřebovaly domácnosti (44 %), průmysl (26 %) a sektor obchodu, služeb, školství, zdravotnictví (24 %). Ke konci roku 2021 činil celkový instalovaný výkon všech zdrojů dodávajících teplo do SCZT 39 043 MW<sub>t</sub>. [35]



Obr. 2-6 Podíl jednotlivých paliv na brutto výrobě tepla v ČR v roce 2021, zdroj dat [35]

Celkem 99 015 TJ (65 % z netto výroby tepla) užitečného tepla a 10 626 GWh elektřiny (12,5 % z hrubé výroby) pocházelo z kombinované výroby elektřiny a tepla (KVET). Nejvíce užitečného tepla z KVET bylo vyrobeno ve zdrojích na hnědé uhlí (49 %), biomasu (16 %), zemní plyn (13%) a černé uhlí (11 %). Největší využití tepla pro dodávku tepla z KVET, tedy poměr vyrobeného tepla z KVET a celkové netto výroby pro dané palivo, mají zdroje spalující bioplyn (95%), které následuje hnědé a černé uhlí (83 a 81%) a biomasa (72 %). Naopak v případě výroby tepla ze zemního plynu pocházelo pouze 39 % z KVET.[35]

Zdroje KVET se rozdělují do tří kategorií podle elektrického výkonu, přičemž na konci roku 2021 celkový instalovaný elektrický výkon činil 9 917 MW<sub>e</sub> a tepelný 19 777 MW<sub>t</sub>. První, do 1 MW<sub>e</sub> včetně, jejichž souhrnný instalovaný elektrický výkon ze všech zařízení KVET tvořil 5 %. Druhá kategorie je omezena instalovaným výkonem 1-5 MW<sub>e</sub>, která se podílela 4 % a konečně největší podíl (91 %) mají zdroje s instalovaným výkonem větším jak 5 MW<sub>e</sub>. V prvních dvou kategoriích byly dominantními palivy bioplyn a zemní plyn, z čehož lze dovodit, že se jedná převážně o kogenerační jednotky se spalovacími pístovými motory. Celková brutto výroba elektřiny z prvních dvou kategorií byla 3164 GWh<sub>e</sub> (30 % z celkové brutto výroby z KVET) a užitečná dodávka tepla byla 12 812 TJ ( 13 % z celkové užitečné dodávky z KVET). Struktura paliv na brutto výrobě elektřiny KVET u zdrojů nad 5 MW<sub>e</sub> je poněkud odlišná. Dominantním palivem bylo hnědé uhlí (52 %), následované biomasou (18 %) a černým uhlím se zemním plynem (obě paliva po 12 %). [20] Brutto výroba elektřiny v KVET z jednotlivých paliv ve všech třech kategoriích je zobrazena v **Chyba! Nenalezen zdroj odkazů..**



Obr. 2-7 Brutto výroba elektřiny z jednotlivých paliv v KVET, upraveno z [20]

## 2.4 Akumulace elektrické energie

### 2.4.1 Motivace

Elektrizační soustava (ES) funguje na principu rovnováhy mezi dodávkou a poptávkou po elektřině, tzn. že výroba musí probíhat v době, kdy se uskutečňuje spotřeba. V každý časový okamžik tak musí být v ES udržována rovnováha mezi výrobou a spotřebou elektřiny. Bilanční rovnice má pak tvar rovnice (2.1), kde  $P_V(t)$  je činný výkon výroby (+) v okamžiku  $t$ ,  $P_Z(t)$  je činný výkon zatížení (-) v okamžiku  $t$ ,  $P_S(t)$  je činný výkon salda přeshraničních toků (+ nebo -) v okamžiku  $t$  a  $P_A(t)$  je činný výkon akumulace v okamžiku  $t$ .

$$0 = P_V(t) + P_S(t) + P_Z(t) + P_A(t) \quad (2.1)$$

Ovšem jak výroba, tak hlavně spotřeba jsou v čase značně proměnlivé a špatně predikovatelné. Elektrizační soustava je proto postavena tak, aby byla schopna zmiňované rovnováhy dosáhnout skrze její flexibilitu, která může být jak na straně nabídky, tak poptávky. Nástrojem, kterým je flexibility dosaženo, jsou tzv. podpůrné služby (PpS), které v případě České republiky zajišťuje provozovatel energetické soustavy, kterým je společnost ČEPS a.s. [36]

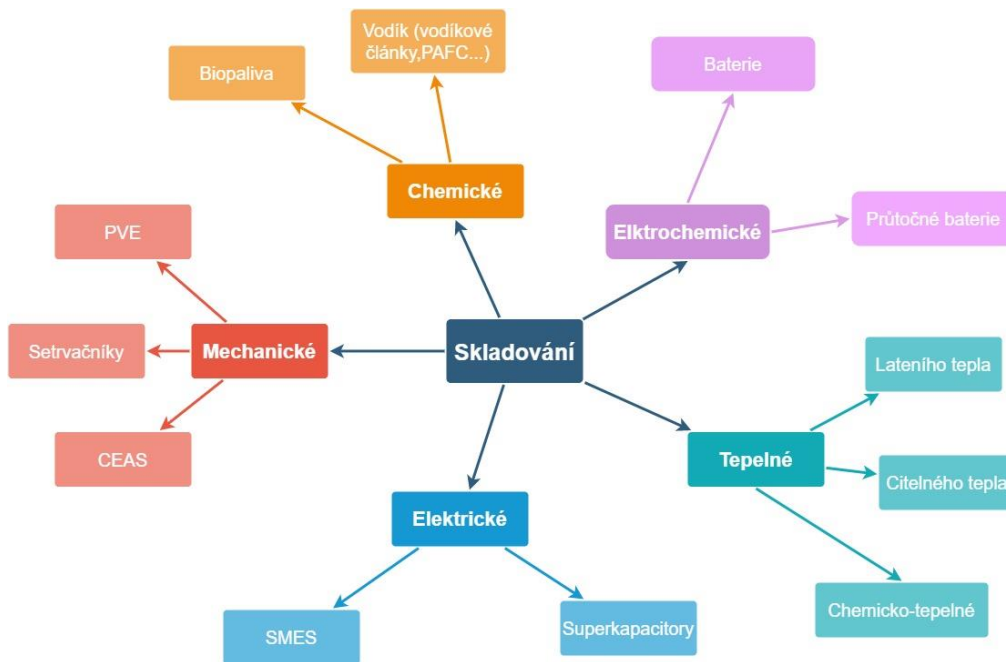
Jak bylo zmíněno v úvodní motivaci této práce, existuje řada racionálních důvodů, proč se v současné době, a s velkou pravděpodobností i v budoucnu, bude významně rozvíjet instalovaný výkon, potažmo výroba elektřiny z neregulovatelných obnovitelných zdrojů energie (NOZE). Hlavními představiteli těchto technologií jsou fotovoltaické a větrné elektrárny. Jak již z názvu této skupiny vyplývá, nelze jejich výrobu regulovat podle aktuálního požadavku sítě, jako je tomu v případě konvenčních zdrojů na fosilní paliva. Výroba z těchto OZE je totiž závislá na aktuálních klimatických podmínkách v dané lokalitě a v daný čas. Tyto podmínky jsme navíc schopni jen s omezenou přesností predikovat. Rostoucí podíl NOZE připojených v soustavě tak způsobuje zvýšení potřeby flexibility energetického systému, čehož lze dosáhnout pomocí dodatečných opatření na straně nabídky a/nebo poptávky. Z hlediska elektrizační soustavy se flexibilita úzce vztahuje k řízení frekvence a napětí sítě, nejistotě a variabilitě dodávky a rychlosti nárůstu výkonu. [37], [38]

Principiálně jsou k dispozici čtyři způsoby, jak flexibilitu navyšovat. Prvním je řízení regulovatelných zařízení na straně nabídky. Elektrárny základního zatížení (baseloadové) mají pouze omezenou schopnost regulace, a proto by bylo zapotřebí k elektrizační soustavě připojovat nové tzv. špičkové zdroje, typicky plynové a vodní turbíny v různých provedeních, které jsou schopny za krátký časový úsek jak najíždět, tak sjíždět svůj výkon. Hlavními nevýhodami tohoto stávajícího přístupu k nerovnováze jsou vysoké kapitálové náklady na výrobní kapacitu a neschopnost těžit z přebytků elektřiny z obnovitelných zdrojů v době nízké poptávky. Opačný problém přebytku elektřiny z NOZE je možné na straně dodávky elektřiny řešit mařením vyrobené elektřiny, resp. snížení výkonu OZE oproti dostupnému potenciálu, tzv. curtailment, což je ale značně neefektivní způsob nakládání, avšak může mít své ekonomické opodstatnění, jak bude ukázáno v kapitole 4. Druhou možností je posílení přenosové a distribuční sítě napříč kontinentem. Tato strategie umožňuje zvýšením kapacity sítě větší pohyb elektřiny v prostoru, takže nabídka a poptávka jsou zprůměrovány na větších oblastech, což pravděpodobně povede k nižším nerovnováhám. Třetí perspektivní variantou je řízení poptávky, v angličtině označované jako Demand Side Management (DSM). Do kategorie DSM patří několik typů opatření, kterými se mění velikost konečné spotřeby. Opatřením pro snižování spotřeby jsou buď tzv. peak shaving, spočívající v omezení spotřeby během špičkových odběrů v síti, a nebo celkové snížení potřebného výkonu během určitého časového úseku. DSM lze ale také provozovat v opačném smyslu, tedy v dobách přebytků z NOZE realizovat spotřebu a to buď ve formě tzv. valley fillingu, tedy v dobách nadměrné výroby z NOZE či dlouhodobě zvýšit svou spotřebu. Třetím konceptem zapadajícím do kategorie DSM je přesouvání spotřeby tzv. load shifting, spočívající ve schopnosti přesouvání spotřeby některých zařízení díky jisté formě meziskladu energie. Typicky se může jednat o systémy vnitřního klimatu budov, velká chladicí zařízení v potravinářství, a nebo v konečném důsledku, i domácí spotřebiče například pračky, sušičky, myčky schopné naplánovat svůj provoz podle potřeby sítě. DSM je schopné poskytnout různé výhody jak pro elektroenergetiku, tak pro trh s elektřinou. Příklady mohou být snížení cenových výkyvů a průměrné okamžité ceny, přesun tržní síly od výrobců ke spotřebitelům, snížení potřeby využívání nákladného špičkového výkonu, obecné snížení potřeby instalovaného výkonu ve zdrojích základního zatížení, snížení přenosových a distribučních ztrát a v neposlední řadě také může usnadnit navýšení efektu opatření energetické účinnosti. Zmiňovaný load shifting je ve srovnání s ostatními kategoriemi DSM nejvýhodnějším řešením navýšení flexibility poptávky, jelikož tak není ohrožena kontinuita procesu nebo kvalita konečné služby, které provozovatel load shiftingu nabízí. Load shifting je svým principem velmi podobný čtvrtému opatření pro zvýšení flexibility sítě, a tím je akumulace přebytečné energie a následné uplatnění v období nedostatku elektřiny. Na rozdíl od akumulace má však load shifting potenciál 100% účinnosti, jelikož není zapotřebí žádné energetické konverze mezi fázemi nabíjení, skladování a vybíjení.[38], [39]

#### 2.4.2 Rozdělení akumulace elektřiny

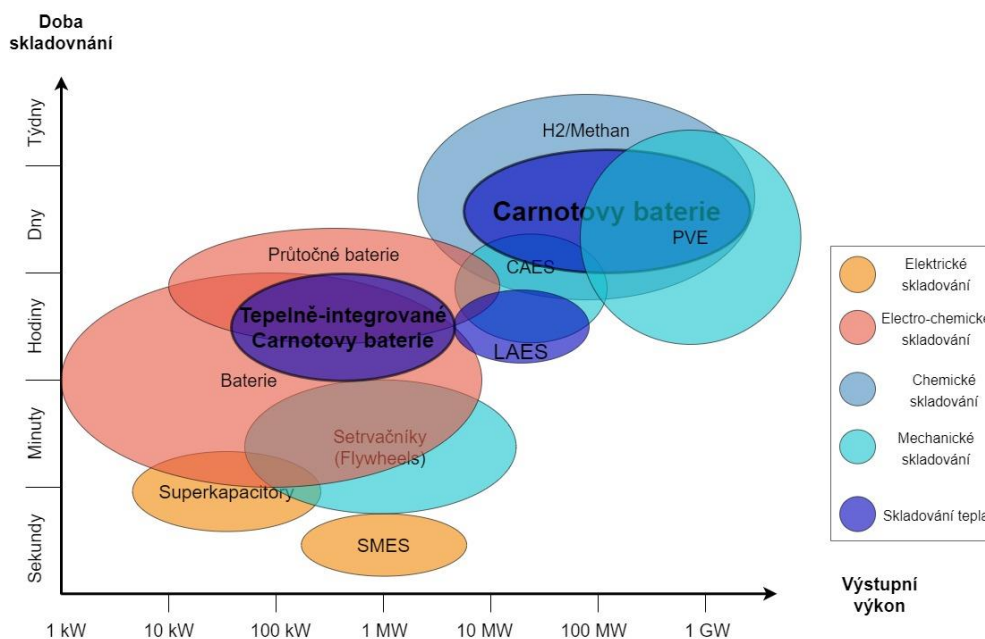
Dočasný časový nesoulad mezi nabídkou a poptávkou po elektřině lze řešit časovým posunem dodávek za pomoci akumulace. Akumulační zařízení lze rozdělit podle několika kritérií, přičemž jedním ze základních je podle formy energie, na kterou je elektřina přeměněna a skladována. V současnosti jsou běžně využívány akumulaciční zařízení skladující energii ve formě tepelné, elektrochemické, chemické, mechanické, a nebo přímo elektřinu jako elektrický náboj. Schematicky toto rozdělení zobrazuje Obr. 2-8, přičemž jsou zde zároveň zobrazeny konkrétní technologie skladování příslušející dané kategorii. Teoretické informace ohledně jednotlivých typů skladovacích zařízení byly zpracovány v rámci předcházející bakalářské práce.[40]





Obr. 2-8 Rozdělení skladovacích technologií podle skladované formy energie [40]

Akumulační zařízení mají několik charakteristických vlastností. První je energetická kapacita, tedy množství energie, které je zařízení schopno pojmout a s tím blízce souvisí pojem energetické hustoty, který je nejčastěji uváděn v jednotkách kWh/m<sup>3</sup> nebo kWh/kg, který dává společně s energetickou kapacitou bližší informaci o prostorové a hmotnostní náročnosti daného skladovacího zařízení. Druhým aspektem je výkonová kapacita vypovídající o schopnosti daného zařízení dodat či odebrat určité množství energie za určitý čas a s tou souvisí pojem výkonové hustoty vyjadřovaný v kW/m<sup>3</sup>. Další důležitou vlastností je také doba skladování, během které je možno uskladněnou energii s přiměřenými ztrátami skladovat. Dalším podstatným parametrem je celková účinnost zařízení vyjádřená jako poměr elektřiny na výstupu ku elektřině na vstupu do skladovacího zařízení. [38] Schématický Obr. 2-9 ukazuje pole působení jednotlivých technologií skladování elektřiny z pohledu doby skladování a výkonové kapacity.



Obr. 2-9 Oblast působení jednotlivých technologií skladování elektriny v závislosti na vybíjecím výkonu a době skladování, [41]

V plánované budoucí energetice, s výrazným snížením produkce emisí, bude potřeba skladování energie v širokém rozsahu vybíjecích a nabíjecích dob. To je další z charakteristickou vlastností akumulačních zařízení, která souvisí s energetickou a výkonovou kapacitou dané skladovací technologie. Vybíjecí doby se mohou pohybovat od zlomků sekund až po několik měsíců. Neexistuje však jediná technologie, která by si dokázala poradit s celým spektrem. Rozsah vybíjecích dob lze rozdělit do čtyř hlavních kategorií. První, skladování s velmi krátkou dobou trvání (<5 min), typicky technologie využívané pro zlepšení kvality parametrů elektrizační soustavy, přičemž nejlépe zvládnutými technologiemi v této oblasti jsou setrvačníky a dále je uvažováno se superkondenzátory nebo supravodivými magnetickými akumulačními systémy (SMES). Druhá kategorie s ohraničením 5 min–4 h nazývaná jako krátkodobé skladování, jejíž hlavním představitelem jsou elektrochemické baterie. Třetí, střednědobé skladování (4–200 h), kterému dominují termo/mechanická řešení typu Carnotových baterií nebo skladování stlačeného vzduchu (CAES) nebo přečerpávací vodní elektrárny (PVE). Čtvrté, dlouhodobé skladování (>200 h), které musí zajistit zdaleka největší energetickou kapacitu, přičemž nejperspektivnějšími technologiemi v této kategorii se jeví technologie chemického skladování, a to hlavně skladování vodíku, metanu či biopaliv.[42] Dlouhodobé skladování je potřeba k řešení sezónních výkyvů obnovitelných zdrojů. Avšak vhodným mixem obnovitelných zdrojů lze výrobu „vyladit“ tak, aby se minimalizoval vliv celkové sezónní variability. Potřeba dlouhodobého skladování však přetrvává, jelikož OZE vykazují i značné meziroční rozdíly ve výrobě, což je detailně diskutováno v kapitolách 3 a 4. Je potřeba zmínit, že přiřazení jednotlivých technologií k daným kategoriím je spíše orientační, jelikož každá z technologií může být rozkročena přes více zmiňovaných kategorií.

### 2.4.3 Carnotovy baterie

Carnotovy baterie (CB) je souhrnné označení technologií, které během nabíjecího cyklu přeměňují elektřinu na teplo, které je skladováno a vybíjení se odehrává prostřednictvím přeměny tepla zpět na elektřinu. Z důvodu, že existuje široká paleta způsobů, jak zmiňované přeměny realizovat, v jaké podobě teplo skladovat a vzájemně kombinovat, je možné se setkat s řadou ekvivalentních názvů jako např. electric thermal energy storage (ETES), do češtiny překládané jako elektro-termální systémy skladování nebo power to heat to power (P2H2P) neboli elektřina na teplo

na elektřinu. Dále je možné setkat se i s označením compressed heat energy storage (CHEST), nebo pumped thermal storage (PTES), které už jasně definuje způsob přeměny elektřiny na teplo pomocí levotočivého tepelného cyklu. [43]

Rozdělení Carnotových baterií podle příslušných dějů a skladovacích možností bylo detailně popsáno např. v rámci bakalářské práce [40] nebo dále v [44], [45]. [40]V současné době je celosvětově technologie Carnotových baterií intenzivně zkoumána z pohledu potenciálního budoucího nasazení, jakožto středně a dlouhodobé skladovací zařízení, která budou pro budoucí transformaci energetiky na bezemisní naprosto zásadní. [42]. V důsledku zvýšeného zájmu o téma CB vznikla v rámci IEA pracovní skupina, tzv. Task 36, jehož cílem je poskytnout a sjednotit definice, ukázat klíčové ukazatele výkonnosti dle zavedené konvence pro CB a přinést přehled systémů. Projektu se účastní zástupci průmyslu a akademici z celého světa. [46] Velmi obsáhlý popis problematiky CB v souladu s konvencí v rámci Task 36 společně s přehledem komerčně vyvíjených CB poskytuje [43].

Carnotovy baterie typicky nedosahují příliš vysokých účinností (30-70 %). [43] Je to dáno tím, že CB jsou poměrně komplexní zařízení s řadou komponent a hlavně během vybíjení dochází k přeměně tepla na elektřinu za pomoci určitého tepelného motoru. Zde jsme však na straně účinnosti této přeměny omezeni Carnotovou účinností teoretického Carnotova oběhu, který ještě navíc nejsme reálně schopni sestavit, z čehož vyplývá hlavní příčina poměrně nízkých účinností CB. Je však nutné podotknout, že pro koncepci PTES (systémy které využívají levotočivý cyklus pro nabíjení a pravotočivý cyklus pro vybíjení) je teoreticky možné dosáhnout 100% účinnosti. Reálná účinnost systému je však dále ovlivněna účinností komponent jako jsou expandéry, kompresory, ale také dosahované parametry, jakými jsou teplota, maximální teplotní rozdíl na výměnících, tlakové ztráty a v neposlední řadě také technologií tepelného skladování. [43]

Ukazuje se, že pro velkokapacitní uložení, je důležitějším parametrem z pohledu ekonomiky provozu cena skladovacího média oproti vysoké účinnosti, které jsou schopny dosáhnout například bateriová uložení. Toto kritérium splňují vesměs pouze termomechanické systémy skladování, a to především PVE, CAES a Carnotovy baterie, případně průtočné baterie.. Pro technologie PVE a CAES je však investičně téměř nezbytné využít přírodní rezervoáry v podobě jezer či snadno vybudovatelných přehrad v případě PVE nebo solných kaveren či jeskyní pro CAES, takže jejich vybudování je značně geograficky omezené. Z tohoto důvodu mohou být CB alternativou k PVE a CAES. CB mohou mít sice nižší účinnost, ale jsou naprosto geograficky nezávislé, jelikož skladovací zásobníky zpravidla nemusejí být tlakové, jako u CAES a už vůbec nejsou závislé na dostupnosti vody a vhodných geografických podmínkách jako PVE, takže je lze vybudovat téměř kdekoliv. [44]

Velice zajímavé uplatnění technologie CB se naskýtá v souvislosti s odklonem evropských zemí od energetických zdrojů na uhelná paliva, a to hned z několika pohledů. Nabízí se totiž uplatnění tepelných termodynamických cyklů, Rankine-Clausiových, v budoucnu jinak odstavovaných tepláren nebo elektráren. Stávající Rankine-Clausiovy oběhy by tak mohly sloužit jako systémy pro zpětnou konverzi uskladněné tepelné energie na elektřinu. V kontextu Tasku 36 by se tak jednalo o tzv. Rankinovy baterie. Hlavní výhoda spočívá ve využití infrastruktury stávajících zdrojů, které jsou obvykle již ekonomicky odepsané. V podstatě je tak zapotřebí pouze vynaložit kapitálové investice do dané skladovací technologie a do zařízení na transformaci elektřiny na teplo společně s výměníkem pro produkci páry. Zjednodušeně řečeno jde tedy o pouhou výměnu stávajících kotlů za tyto dvě technologie. Jako nejjednodušší a nejlevnější řešení přeměny elektřiny na teplo, splňující požadavky parametrů topného média pro přípravu páry v Rankine-Clausiově cyklu (teploty nad 500°C), se jeví Jouleův ohřev, tedy ohřev odporovým prvkem, a to buď přímo skladovacího nebo teplotnosného média, v závislosti na koncepci skladování. V porovnání s technologiemi tepelných motorů jsou výše

zmíněné investice podstatně méně náročné, což celkovou investici pro vytvoření CB na místech bývalých parních tepláren nebo elektráren racionalizuje. [47] Techno-ekonomickým zhodnocením takovéto koncepce Carnotovy baterie se zabývá kapitola 4.2.

Další výhodou, v porovnání s jinými technologiemi skladování elektřiny, je kromě krytí poptávky po elektřině i možnost využití skladované tepelné energie přímo pro účely zásobování teplem, případně chladem. Právě tato schopnost může být s výhodou využita v oblasti teplárenství. Díky využití obou výstupních užitečných forem energie z CB, tedy jak elektřiny, tak tepla se podle rovnice (2.2) navýší i celková účinnost CB. [43]

$$\eta_{Užit} = \frac{W_{e,vybíjení} + Q_{užitečné}}{W_{e,nabíjení}} \quad (2.2)$$

$W_{e,vybíjení}$  má význam elektřiny dodané během vybíjecího cyklu,  $Q_{užitečné}$  teplo dodané pro technologické potřeby nebo do systému centrální zásobování teplem CZT a  $W_{e,nabíjení}$  elektřiny dodané do systému CB během nabíjecího procesu.

### 3 Metodologie a popis vstupních dat

Z kapitol 1 a 2 vyplývá, že s ohledem na budoucí rozvoj obnovitelných zdrojů energie bude s velkou pravděpodobností zapotřebí navyšovat kapacitu akumulčních zařízení, tak aby bylo možné kompenzovat zvýšený nesoulad mezi výrobou a spotřebou elektřiny. Následující obsah práce je proto rozdělen do dvou pomyslných úrovní.

První, která se zabývá výpočtem potřebné skladovací kapacity, na ní navázaný odhad investičních nákladů na akumulční zařízení a komplexní zhodnocení celkových nákladů na jednotku dodané elektřiny ( $\text{€}\cdot\text{MWh}_e^{-1}$ ), ve kterých jsou zahrnuty jak samotné náklady spojené s výrobou elektřiny, tak také náklady související s její akumulací. Výpočty jsou provedeny pro řadu vstupních parametrů a jejich kombinací, přičemž nevýznamnějšími jsou různá celková zastoupení intermitentních obnovitelných zdrojů v energetickém mixu a jejich vzájemná kombinace nebo vliv velikosti curtailmentu. Takováto analýza umožňuje nalezení optimální kombinace všech těchto vstupních parametrů, která může sloužit jako doporučení budoucího směřování energetiky jako celku. Zároveň výsledky výpočtu mají cíl poskytnutí indikativní velikost dílčích parametrů vhodného typu skladovacího zařízení, a to hlavně ve smyslu trvání doby vybíjení, účinnosti nebo měrných investičních nákladů. Výše popsané výpočty budou zhotoveny pro dva státy, a to pro Česko a Německo. V případě Česka budou navíc prezentovány výsledky výpočtu, pro konkrétní sadu vstupních parametrů, které jsou definovány v rámci Dekarbonizačního scénáře (viz kapitola 2.2.1).

Druhá úroveň se zaměřuje na techno-ekonomický návrh již konkrétního střednědobého akumulčního zařízení, kterým je Carnotova baterie integrovaná do teplárny. Možnost uplatnění technologie CB v teplárnách je již poměrně známá, ale po stránce ekonomického zhodnocení relativně málo zmapovaná. Tato část proto nabídne klíčové ekonomické parametry této varianty CB, a to hlavně výši měrných investičních nákladů, které budou zároveň uplatněny ve výpočtech potřebné skladovací kapacity. V závěru bude vyhodnoceno techno-ekonomické kritérium diskontovaných nákladů na jednotku dodané energie z akumulčního zařízení za celou dobu životnosti zařízení (LCOS). Výsledky budou porovnány s jinými skladovacími technologiemi.

#### 3.1 Výpočtový model pro výpočet potřebné skladovací kapacity

V úvodu je nutné zmínit, že zvolená metodologie výpočtu potřebné skladovací kapacity je založena na metodologii popsané B. Cárdenasem a kol. v [48]. Ve své práci se zabývají návrhem potřebné skladovací kapacity a techno-ekonomickou optimalizací ideální kombinace zastoupení větrné a solární energie v energetickém mixu Velké Británie společně doporučením výše curtailmentu, pro případ 100% zastoupení obou zdrojů v britském energetickém mixu, za účelem dekarbonizace energetického sektoru. Z výsledků, ke kterým autoři došli, je zřejmé, že by Spojené království potřebovalo skladovací kapacitu přibližně 43 TWh, pro optimální případ 84% zastoupení větrné energie, 16% zastoupení solární energie a 15% curtailment pro uvažovanou účinnost skladování 70 %. Vyvolané investiční náklady na skladovací kapacitu by pro tento případ činily přibližně 165,3 mld. £, což je přibližně 7 % HDP Velké Británie. [48] Samotný výpočet byl zhotoven v programu MATLAB R2022b.

Klíčovými vstupními daty pro výpočtový model jsou průběh zatížení elektrizační soustavy (bez čerpání přečerpávacích vodních elektráren) a výroba z fotovoltaických a větrných elektráren v hodinové agregaci. V případě České republiky byla tato data získána od společnosti ČEPS, a.s., a to pro roky 2011-2021. Data pro Německo pochází z ENTSO-E Transparency Platform, což je platforma, kterou spravuje sdružení evropských provozovatelů elektroenergetických přenosových soustav. [49] Data ze zdroje pro Německo sahají historicky pouze do roku 2015, a proto časové rozpětí v případě

německých dat je pro roky 2015-2021. V následující části je popsáno chování vstupních datových řad v roce 2021.

### 3.1.1 Historická data zatížení elektrizační soustavy a výkony FVE a VTE v ČR a Německu

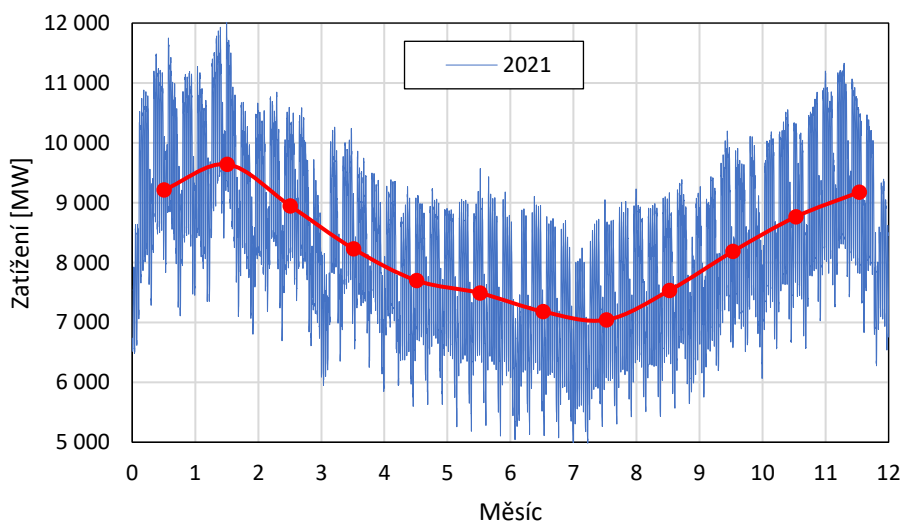
#### 3.1.1.1 Zatížení elektrizační soustavy

Zatížení elektrizační soustavy má význam okamžité hodnoty činného výkonu. Je definováno jako brutto výroba + přeshraniční SALDO - spotřeba na čerpání a jsou v něm tedy zahrnuty ztráty v sítích a vlastní spotřeba výrobních zdrojů. Dostupná data jsou udávána jako průměrné minutové výkony v MW a při zvolené agregaci jedné hodiny je průměrný výkon roven energii v MWh. Součet datové řady za jeden rok je tak roven hrubé spotřebě elektřiny.[50]

#### Česko

Součet datové řady v případě roku 2021 je roven 72,3 TWh. V porovnání s tuzemskou brutto spotřebou (TBS) prezentovanou v kapitole 2.1.2 (73,7 TWh), je hodnota nižší, jelikož v případě hrubé spotřeby elektřiny není uvažováno s energií na přečerpávání a zároveň je v ní zahrnut bilanční rozdíl<sup>1</sup>.

Obr. 3-1 ukazuje průběh zatížení v roce 2021 společně s indikací průměrného zatížení v každém z měsíců. K nejvyššímu zatížení došlo 15.2. (pondělí), kdy hodnota průměrného výkonu v 9 hodin ráno dosáhla hodnoty 12 133 MW, což představovalo přibližně 58 % celkového instalovaného výkonu v ČR. Naopak nejnižší hodnota zatížení byla 8.8. (neděle), kdy v 5 h ráno byla hodnota činného výkonu rovna přibližně 4 985 MW, což je pro představu jenom o něco málo více, než byl celkový instalovaný výkon jaderných elektráren v Temelíně a Dukovanech (4 290 MW).

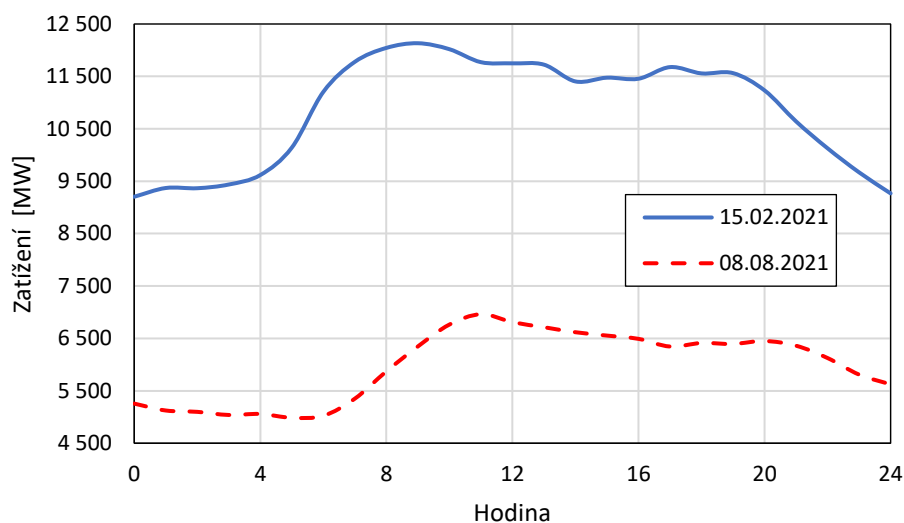


Obr. 3-1 Zatížení elektrizační soustavy ČR v roce 2021 a jeho průměrné hodnoty v měsících

Průběh spotřeby v těchto dnech s výkonovými extrémy je zobrazen v Obr. 3-2. Z obou grafů vyplývá, že spotřeba v zimním období je vyšší než v letním. To je způsobeno řadou faktorů, ale nejvýznamnějšími jsou využití elektřiny v sektoru vytápění, zvýšená spotřeba teplé vody a kratší doba denního svitu, se kterou se pojí delší doba využívání svítidel.[51] Z dat zatížení je patrná nejenom variabilita související s ročním obdobím, ale zároveň mění se charakter odběru v závislosti na tom,

<sup>1</sup> **Bilanční rozdíl**- zahrnuje případné nepřesnosti, které jsou způsobeny např. zaokrouhlováním. Je zde zahrnuta i záporná hodnota v případě, že je technologická vlastní spotřeba a dodávky do vlastního podniku větší než výroba. [74]

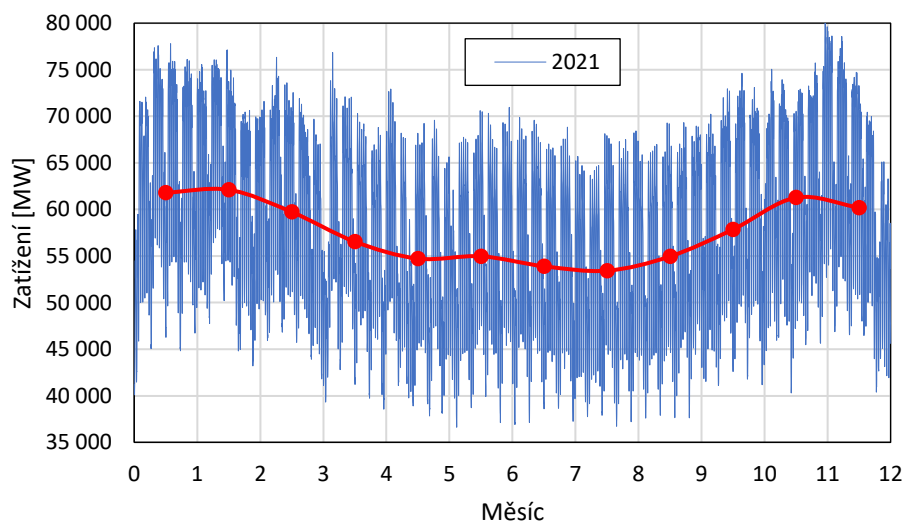
zda se jedná o všední nebo víkendový den. Zpravidla je však největší zatížení v dopoledních hodinách od 9 hodin do 12 hodin.



Obr. 3-2 Průběh zatížení v ČR ve dnech s minimálním a maximálním zatížením v roce 2021

## Německo

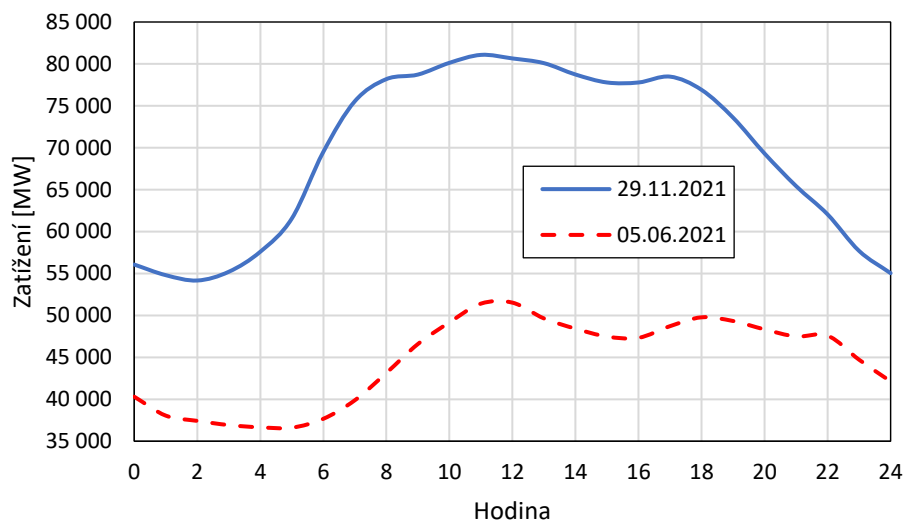
Stejně jako v případě České republiky, je možné pozorovat trend zatížení v průběhu roku, jak je patrné z Obr. 3-3. Lze to přisuzovat podobným klimatickým podmínkám sousedního státu, takže nejvýznamnější faktory, které velikost zatížení, resp. spotřebu v průběhu roku nejvíce ovlivňují, jsou stejné.



Obr. 3-3 Zatížení elektrizační soustavy Německa v roce 2021 a jeho průměrné hodnoty v měsících

V roce 2021 zaznamenala německá elektrizační soustava největší průměrné hodinové zatížení 29.11., kdy v 11 hodin dosáhlo více jak 81 GW, přičemž celkový instalovaný výkon všech zdrojů byl přibližně 222 GW<sub>e</sub>. Naopak nejnižší zatížení nastalo 5.6. v 5:00, kdy dosáhlo pouhých 36,6 GW. Průběhy výkonů z obou zmíněných dní s extrémní zatížení jsou v Obr. 3-4. Celková hrubá spotřeba

byla v den s minimálním zatížením přibližně 64% v porovnání se dnem s maximem hodinového průměru zatížení.



Obr. 3-4 Průběh zatížení v Německu ve dnech s minimálním a maximálním zatížením v roce 2021

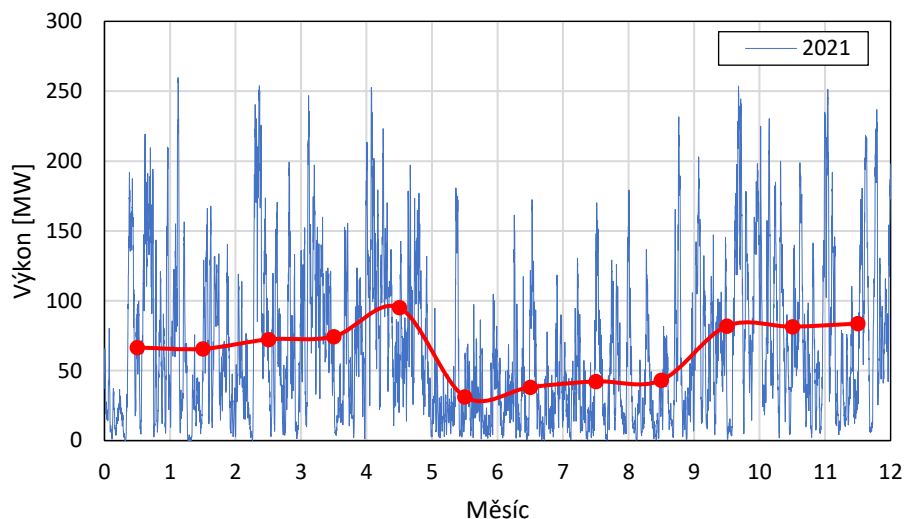
### 3.1.1.2 Výroba z VTE

#### Česko

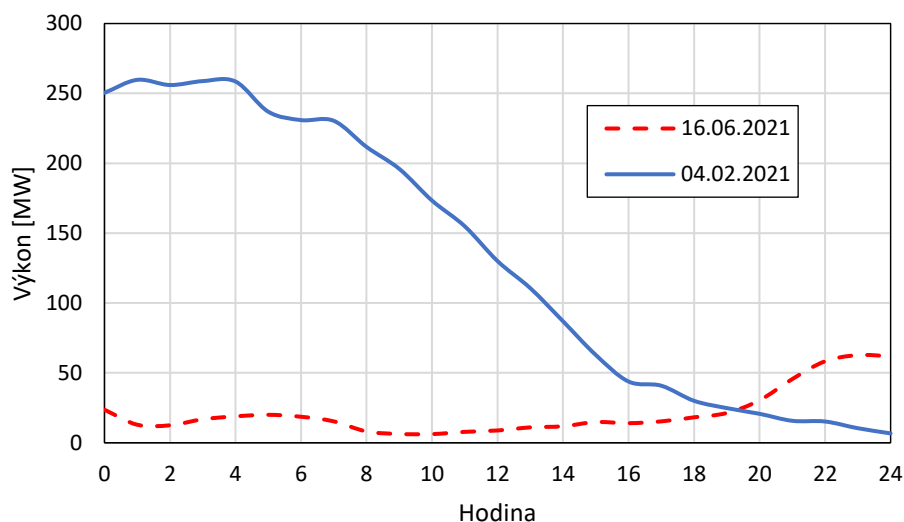
Instalovaný výkon větrných elektráren na konci roku 2021 byl 339,4 MW, jak je uvedeno v Tab. 2-1. Maximální hodnota průměrného hodinového výkonu v roce 2021 byla 259,7 MW, což bylo přibližně 77 % instalovaného výkonu. Instalovaný výkon VTE byl v porovnání s fotovoltaickými systémy přibližně šestinový, což je dáno tím, že vhodných lokalit pro instalaci VTE je na území ČR velmi málo, a navíc se tyto lokality značně kryjí s chráněnými krajinnými oblastmi.[52] Výroba z větrných elektráren je obecně charakteristická extrémní proměnlivostí a obtížnou predikovatelností. V Obr. 3-6 je zobrazen průběh výkonu VTE ve dvou dnech roku 2021. Modrá čára je výkon VTE v zimní den, konkrétně 4.2., což byl den s maximem výkonu. Z průběhu je možné si povšimnout, že zatímco na začátku dne byl výkon velmi vysoký, v průběhu dne začal postupně klesat, až klesl téměř na nulu na konci dne. Naproti tomu červená čárkovaná čára představuje výkon VTE v typický letní den, kdy hodnota výkonu je velmi nízká po celý den. Při pohledu na výrobu VTE z delší časové perspektivy, viz Obr. 3-5, tak je patrné, že v roce 2021 byla hodnota průměrného výkonu v zimních, jarních a podzimních měsících téměř konstantní, ale v letních měsících (červen, červenec a srpen) byla oproti zbytku roku přibližně poloviční. Výše popsaný trend je pozorovatelný i v jiných letech.

V kontextu popsaného chování zatížení je efekt nižší výroby v letních měsících pozitivní, jelikož i samotné zatížení je v těchto měsících nižší, z čehož vyplývá obecně lepší sesouhlasení výroby se spotřebou v daném období. To v konečném důsledku může znamenat nižší potřebnou skladovací kapacitu a zároveň eliminaci dlouhodobého skladování, které je z ekonomického i technického hlediska problematické.





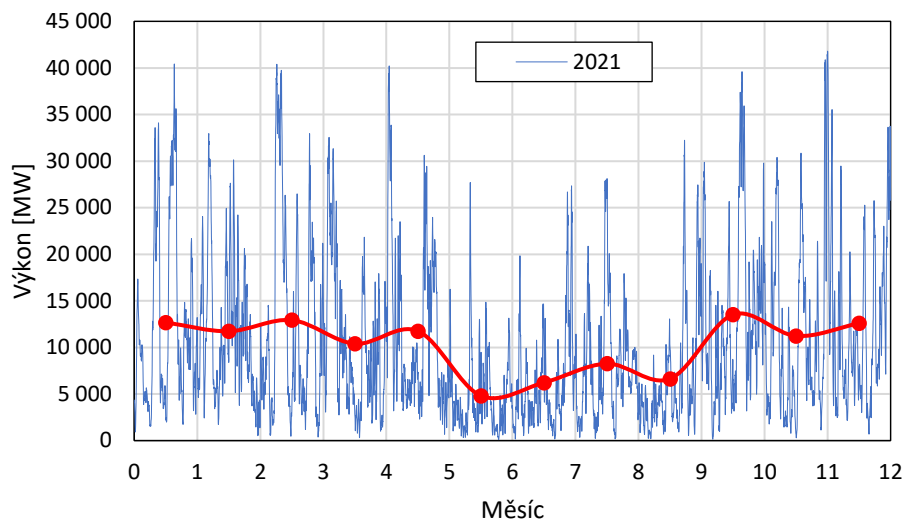
Obr. 3-5 Průběh výkonu VTE v ČR v roce 2021 s průměrnými měsíčními výkony



Obr. 3-6 Průběh výkonu z VTE v ČR v den s maximem výkonu a v typický letní den

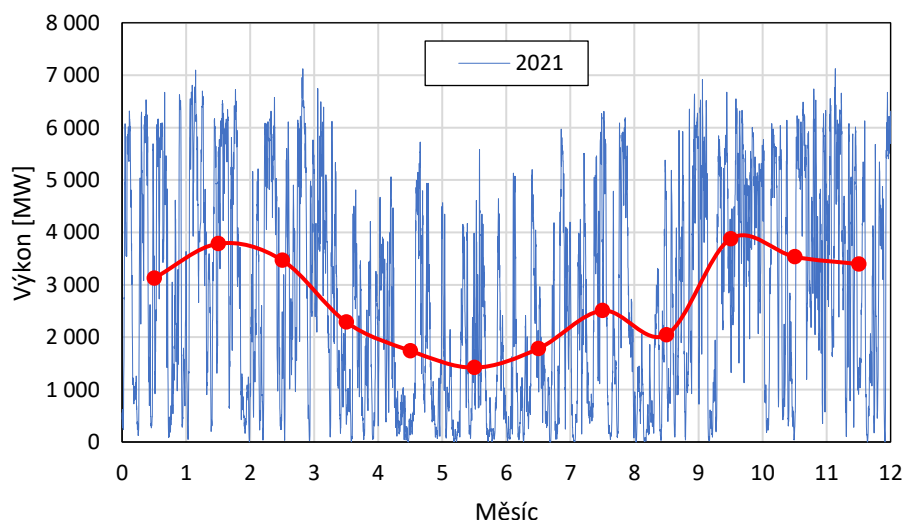
## Německo

Jak již bylo zmíněno v úvodu této práce, tak v Německu se nacházejí jak pevninské, tak mimo-pevninské větrné elektrárny. Pro účel budoucího výpočtového modelu jsou výkonové profily z obou těchto kategorií sloučeny, avšak v této kapitole je umožněno podívat se na ně separátně, tak aby byly patrné rozdíly v charakteru výroby. V Obr. 3-7 je zachycen průběh výkonu z pevninských větrných elektráren v Německu v roce 2021. Z obrázku je patrné, že špičkově dosahoval výkon více jak 40 GW (instalovaný výkon pevninských VTE na konci roku 2021 byl více jak 56 GW), což by v kontextu dne s maximálním zatížením pokrylo více jak polovinu. Na druhou stranu by takový špičkový výkon mohl být kritický v případě, kdy je zatížení elektrizační sítě nízké. Z obrázku je patrné, že průběh výkonu německých pevninských VTE měl velmi podobný charakter, jako v případě VTE v Česku (Obr. 3-5). Toto zjištění by mohlo být pro budoucí stabilitu střeoevropské přenosové soustavy kritické, jelikož se dá předpokládat podobné chování VTE napříč celou střední Evropou.



Obr. 3-7 Průběh výkonu pevninských VTE v Německu v roce 2021 s průměrnými měsíčními výkony

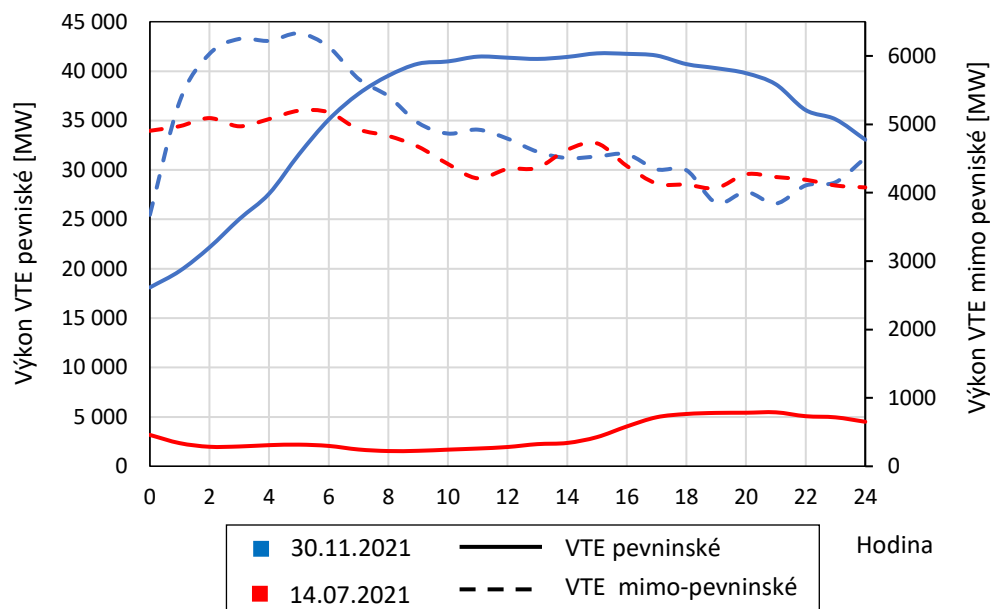
Obr. 3-8 představuje průběh výkonu mimo-pevninských VTE v Německu v roce 2021. Instalovaný výkon byl 7 747 MW<sub>e</sub>, přičemž maximální hodnota průměrného hodinového výkonu činila 7 124 MW, což je téměř 92 % z instalovaného výkonu. Této hodnoty bylo dosaženo 4.12. v 19:00. Stejně jako v případě pevninských VTE je z obrázku možné pozorovat sníženou výrobu během letních měsíců, ale obecně lze konstatovat, že průměrná měsíční výroba pevninských VTE byla v zimních, jarních a podzimních měsících více stálá, nežli výroba z mimo-pevninských VTE. Z obou obrázků (Obr. 3-7 a Obr. 3-8) je dobré si povšimnout, že modrá křivka je v případě mimo-pevninských VTE hustší a maximálnímu výkonu se blíží více časových úseků v roce. Přesně to je důvodem vyššího ročního využití instalovaného výkonu mimo-pevninských VTE, jak bylo diskutováno v kapitole 2.1.3.



Obr. 3-8 Průběh výkonu mimo-pevninských VTE v Německu v roce 2021 s průměrnými měsíčními výkony

Obr. 3-9 ukazuje průběh výkonu jak z pevninských, tak z mimo-pevninských VTE ve vybrané dny, přičemž levá vertikální osa připadá výkonu pevninských a levá mimo-pevninských VTE. Plná modrá čára v Obr. 3-9 představuje výkon pevninských VTE 30.11.2021, což byl den s maximem výkonu (v 15:00). Naproti tomu modrá čárkovaná čára je vyobrazením průběhu výkonu mimo-pevninských VTE v ten samý den. Zatímco v případě mimo-pevninských VTE dosáhl výkon svého

maxima v daný den již kolem 5:00 a poté už jen klesal, tak v případě pevninských VTE výkon narůstal až do 16:00 a poté pozvolna začal klesat. Červené křivky představují výkon VTE v typický letní den (14.7.2021). Výroba z mimo-pevninských VTE byla tento den téměř ekvivalentní výrobě 30.11., avšak výroba pevninských elektráren dosáhla pouhých 9 % výroby z pevninských VTE 30.11. Závěrem je potřeba zdůraznit, že sezónně se sice výroba z obou typu VTE chovala podobně, avšak při detailnějším pohledu na kratší časové úseky dojdeme k závěru, že výkonový charakter může být velice odlišný.



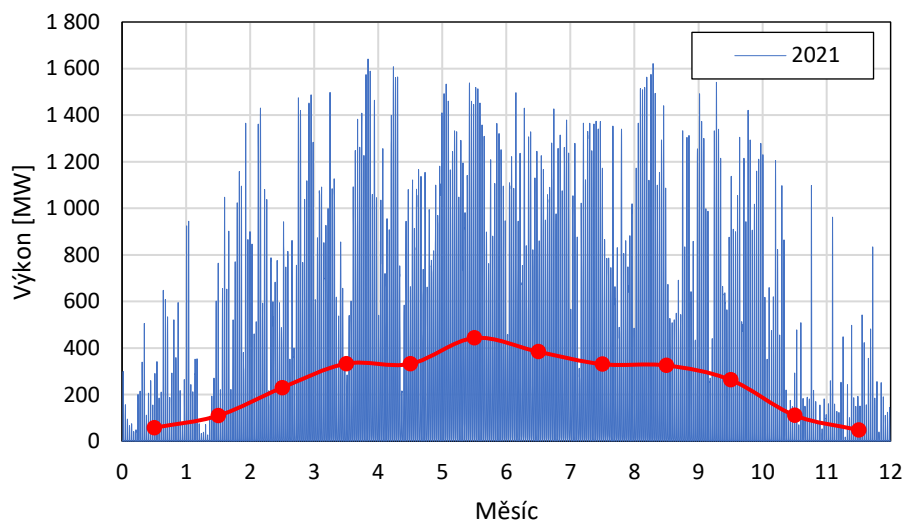
Obr. 3-9 Průběh výkonu z pevninských a mimo-pevninských VTE v Německu v den s maximem výkonu a v typický letní den

### 3.1.1.3 Výroba z FVE

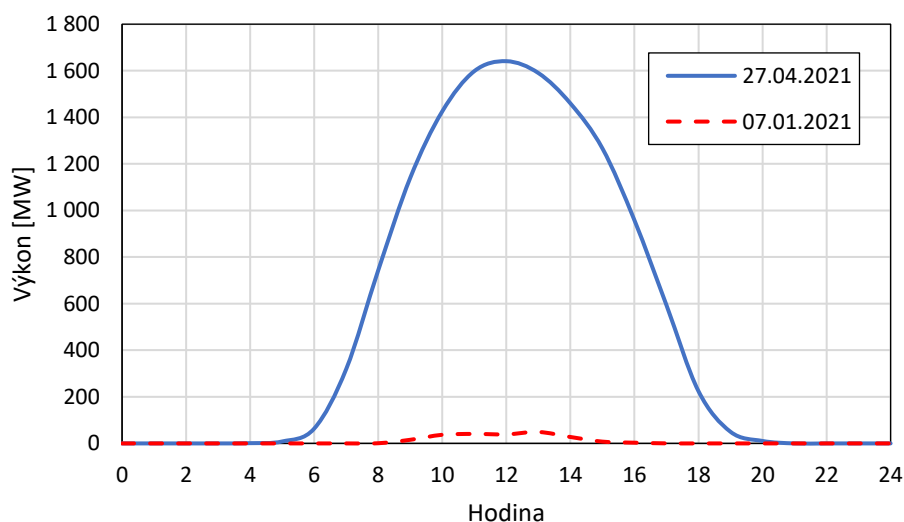
#### Česko

Instalovaný výkon FVE v ČR v roce 2021 byl 2083 MW, přičemž maximální hodnota průměrného hodinového výkonu byla 1641 MW, a to konkrétně 27.4. ve 12:00. Pro výrobu z FVE je charakteristický téměř parabolický průběh výkonu, jak je i patrné z Obr. 3-11. Modrá čára v grafu je průběhem výkonu FVE právě v den s maximálním výkonem a červená čerchovaná ukazuje výrobu v typický zimní den, kdy bylo pravděpodobně velmi zataženo a navíc délka slunečního svitu byla krátká. Jak je z grafu a principu chování primárního zdroje energie, kterým je sluneční záření, patrné, tak výkon FVE je přes noc v podstatě nulový. S rozedněním se začne navyšovat a okolo poledne dosáhne svého maxima, kdy je intenzita slunečního záření největší. Po poledni začne klesat a se setměním klesne opět na nulu. Oproti VTE tedy nevykazují FVE takové mezidenní odchylky, avšak z Obr. 3-10 je jasně patrná sezónní závislost. Ta je způsobena hlavně různým postavením Země vůči Slunci v průběhu roku a průběhem oblačnosti. V době zimního slunovratu, který pro severní polokouli připadá obvykle na 21. prosinec, je délka slunečního svitu nejkratší. Z čehož společně se skutečností, že dny v zimním období bývají často zatažené, respektive na FV panelech může být i napadená sněhová pokrývka, plyne nejnižší výroba z FVE. Po zimním slunovratu se dny postupně začínají prodlužovat, než Slunce dosáhne největší deklinace vůči světovému rovníku, což je nazýváno jako letní slunovrat, který pro severní polokouli obvykle připadá na 21. červen. V tento den je délka slunečního svitu nejdelší a následně se dny opět začnou zkracovat. Z grafu je tedy jasně patrná korelace mezi délkou slunečního svitu a průměrnou měsíční výrobou z FVE umocněná klimatickými podmínkami v daná roční období. Extrémní výkonové špičky se zpravidla objevují v jarních nebo

podzimních měsících, kdy je velmi jasná obloha, takže je vysoká intenzita slunečního záření a zároveň je venkovní teplota nízká, což má pozitivní efekt na účinnost FV panelů.



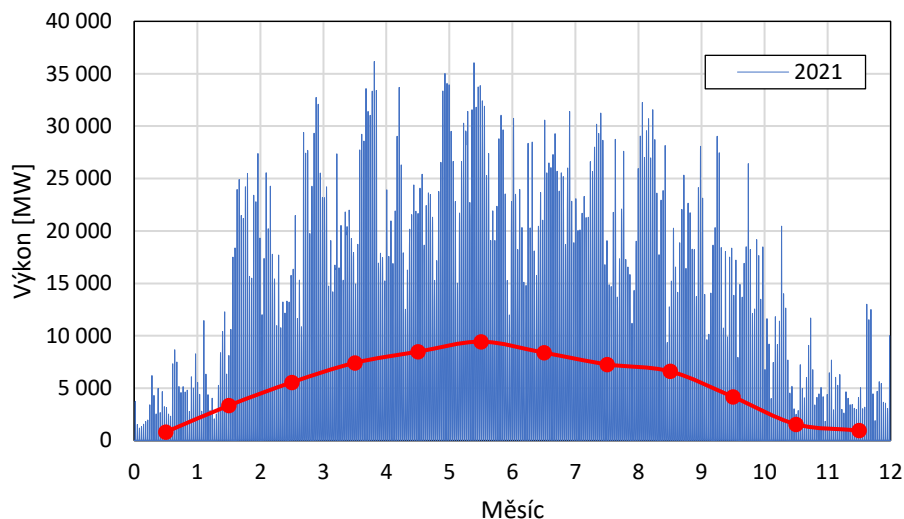
Obr. 3-10 Průběh výkonu FVE v ČR v roce 2021 s průměrnými měsíčními výkony



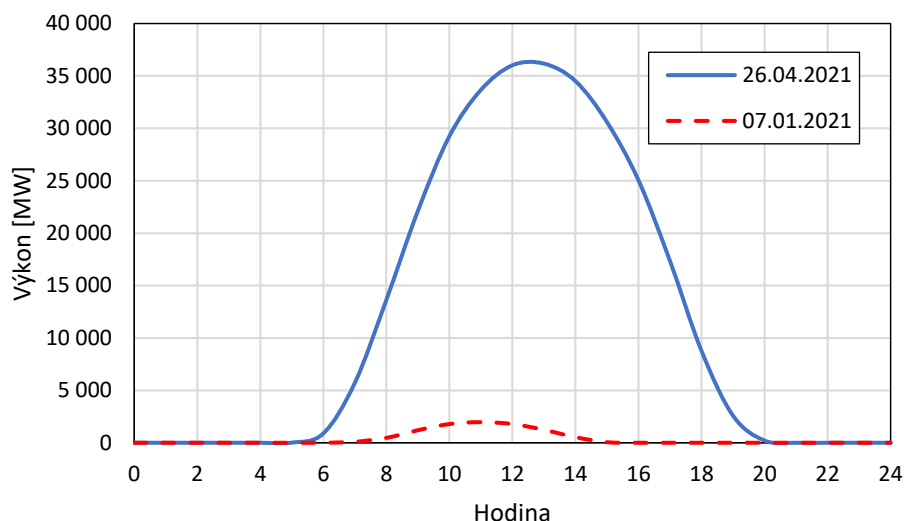
Obr. 3-11 Průběh výkonu z FVE v den s maximem výkonu a v typický zimní den

## Německo

Charakter výkonu FVE v Německu byl v podstatě totožný s charakterem v ČR (Obr. 3-10), jak je patrné z Obr. 3-12. Maximální výkon FVE v Německu v roce 2021 byl o den dříve než v případě Česka, a to 26.4., kdy průměrný výkon pro 13. hodinu dosáhl téměř 36,2 GW, což bylo přibližně 60 % celkového instalovaného výkonu FVE v Německu na konci tohoto roku. Den s maximálním výkonem je zobrazen v Obr. 3-13 společně s typickým zimním dnem, který byl pro porovnání zvolen shodný se zvoleným v případě Česka. Z obrázku je patrné, že stejně jako v případě Česka, byla výroba v porovnání s obdobím dne s maximem podstatně nižší, přičemž bylo vyrobeno o 97 % méně elektřiny než v den s maximem výkonu.



Obr. 3-12 Průběh výkonu FVE v Německu v roce 2021 s průměrnými měsíčními výkony



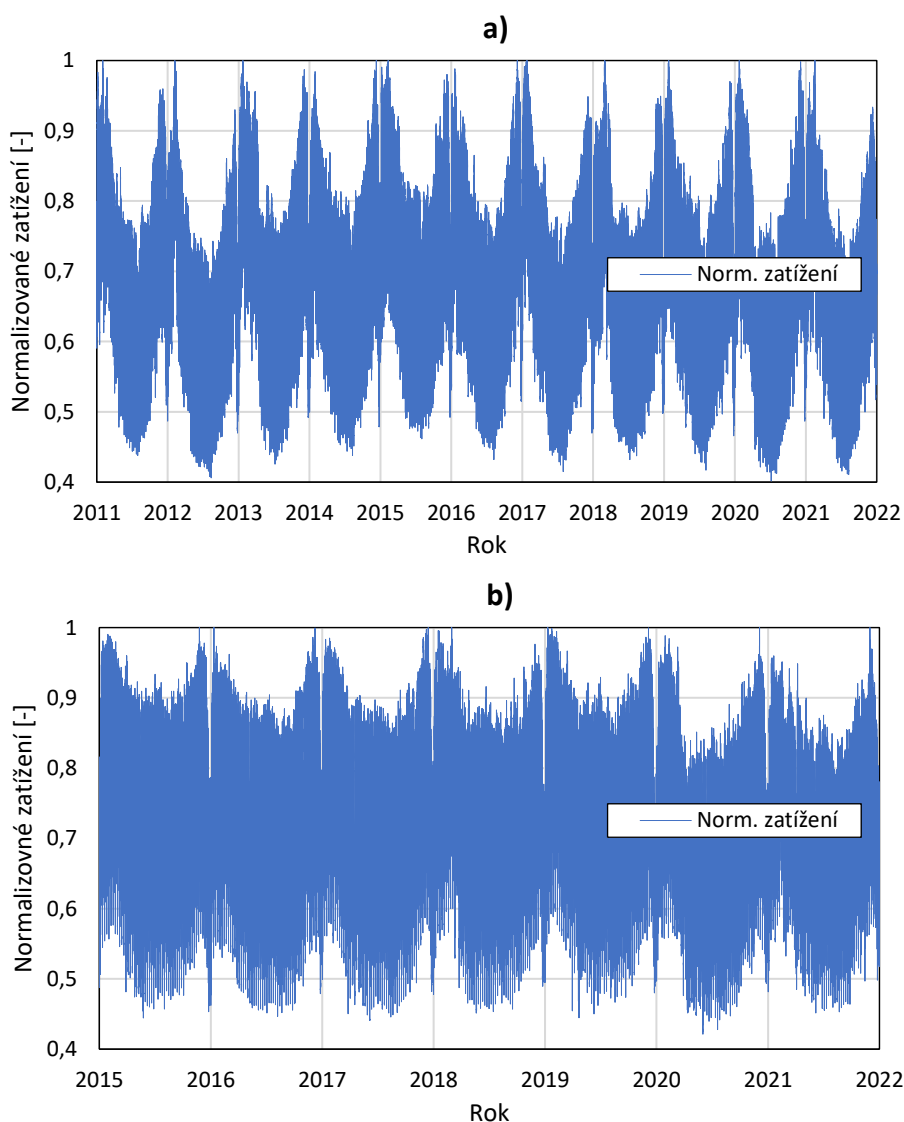
Obr. 3-13 Průběh výkonu z FVE v den s maximem výkonu a v typický zimní den

### 3.1.2 Normalizace datových řad

Vstupními daty do výpočtového modelu nejsou přímo datové řady průměrných hodinových výkonů v průběhu let, ale jejich normalizovaná podoba. Analýza několikaletých dat umožňuje zachytit variabilitu obnovitelných zdrojů a rozdíly v charakteru zatížení, čemuž se detailněji věnuje kapitola 3.1.3.

Normalizace datové řady zatížení spočívá v úpravě řady tak, aby byla celková hrubá spotřeba v každém roce stejná, resp. co nejvíce podobná. V momentě, kdy tomu tak je, dojde k normalizaci dat každého roku, a to ve smyslu nalezení maximální hodnoty průměrného hodinového výkonu v roce, jímž je následně část datové řady příslušející danému roku vydělena. Tímto mechanismem tak vznikne normalizovaná řada zatížení pro zkoumanou časovou periodu. Je potřeba zmínit, že algoritmus vytvořený pro tento účel uvažuje shodnou délku všech analyzovaných let. Normalizované průběhy zatížení v Česku a Německu, které jsou vstupními daty do výpočtového modelu, jsou zobrazeny v Obr. 3-14.

Zavedení předpokladu shodné spotřeby v průběhu let se jeví jako nerealistické, jelikož spotřeba má tendenci neustále narůstat, což ale lze pozorovat i v případě výroby z OZE se zvyšujícím se instalovaným výkonem. Důvodem je skutečnost toho, že v modelu pro výpočet potřebné skladovací kapacity, který bude popsán dále, jsou normalizované řady výkonů z NOZE upravovány podle požadavku, jakou část z celkové spotřeby za analyzovanou časovou periodu několika let, mají pokrýt. Principiálně model využívá historická data jak výroby, tak zatížení z důvodu reflektování meziročních odchylek ve výrobě a spotřebě v důsledku meziroční proměnlivosti klimatických podmínek a spotřeb, jak bude detailně diskutováno v následující kapitole 3.1.3. Ve vstupních datech modelu, kterým jsou právě normalizované profily výroby z NOZE a zatížení, je tak naopak vliv nárůstu výroby z NOZE, způsobený zvyšujícím se výkonem v průběhu let, nežádoucí, a to samé platí pro proměnlivou meziroční spotřebu. Nárůst instalovaného výkonu NOZE je totiž modelem de facto přímo měněn. Zároveň model případně umožňuje upravovat výši spotřeby v analyzovaném časovém úseku, potažmo je tak možné rovnoměrně upravovat průměrnou spotřebu v každém roce analyzovaného časového úseku.

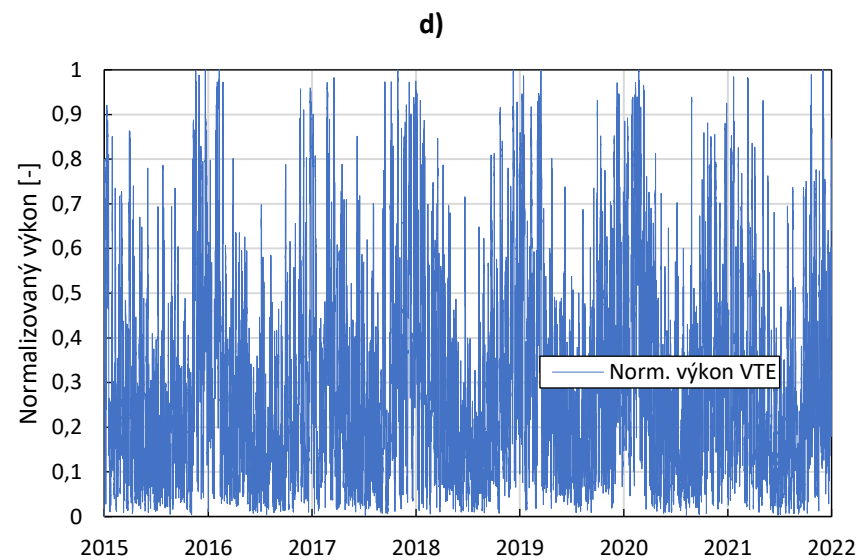
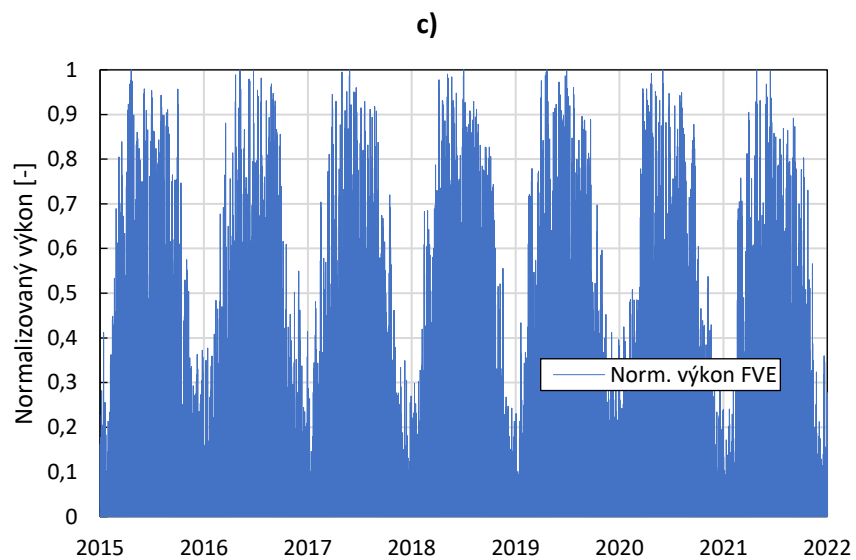
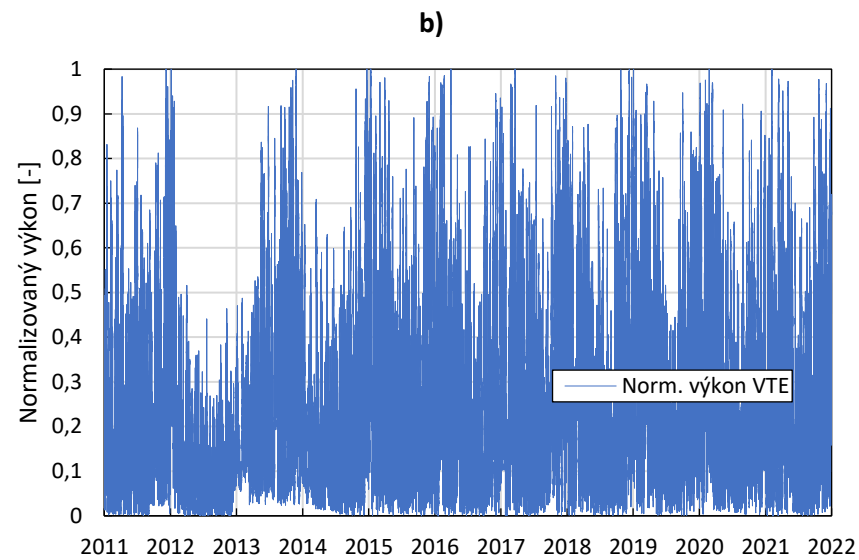
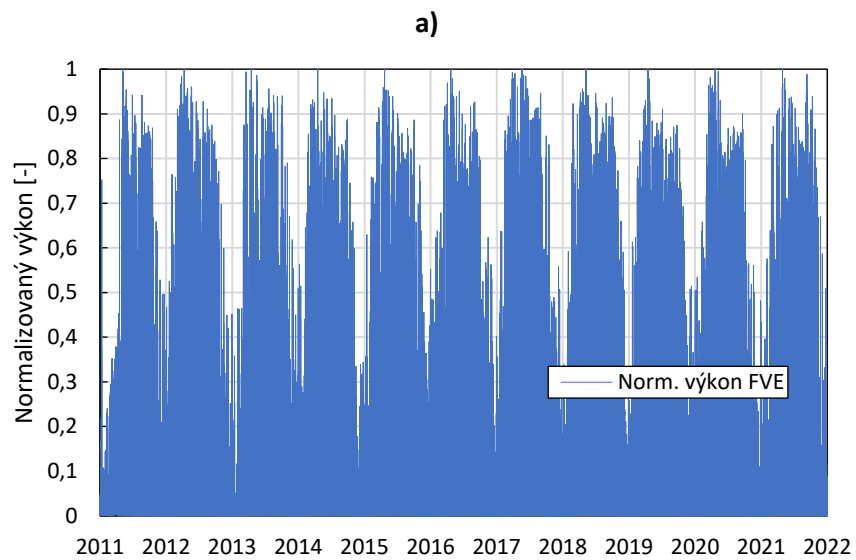


Obr. 3-14 Normalizovaný průběh zatížení pro analyzovanou periodu a) pro Česko, b) pro Německo

Pro určitý teoretický model, který by se zabýval predikcí vývoje spotřeby a výroby z NOZE v čase, by tak bylo teoreticky možné aktuální model aplikovat zvláště na konkrétně definované milníky

výrob a spotřeb v čase. Přístup s predikcí budoucího vývoje je však nad rozsahem této práce, nicméně výsledky aktuálního modelu lze považovat za vysoce vypovídající hodnoty. Jak je z výsledků aktuálního modelu patrné, tak nejdůležitějšími parametry, určujícími výslednou potřebnou skladovací kapacitu, jsou totiž právě penetrace neregulovatelných obnovitelných zdrojů elektřiny a časový nesoulad mezi jejich výrobou s poptávkou, respektive datovou řadou zatížení.

Normalizace datových řad výkonů obou zkoumaných NOZE je provedena odlišným způsobem oproti řadě zatížení. Jak pro případ FVE, tak VTE je realizována na roční bázi. V periodě jednoho roku je vždy nalezen maximální výkon daného zdroje, jímž je příslušná perioda vydělena. Výsledkem je tak průběh odhadovaného výkonu fiktivního solárního panelu, respektive větrné turbíny, o výkonu 1 kW za zkoumanou časovou periodu, přičemž tento přístup plně zahrnuje vliv klimatických podmínek. Normalizované datové řady výkonů FVE a VTE jak v Česku, tak v Německu, které jsou základními vstupními daty pro model výpočtu potřebné kapacity, zobrazuje Obr. 3-15.



Obr. 3-15 Normalizované průběhy výkonů a) FVE v ČR; b) VTE v ČR; c) FVE v Německu; d) VTE v Německu

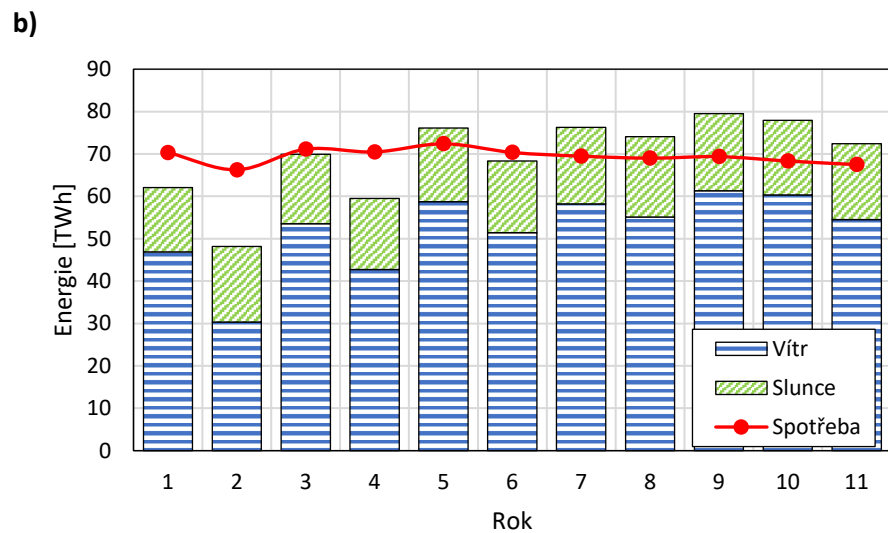
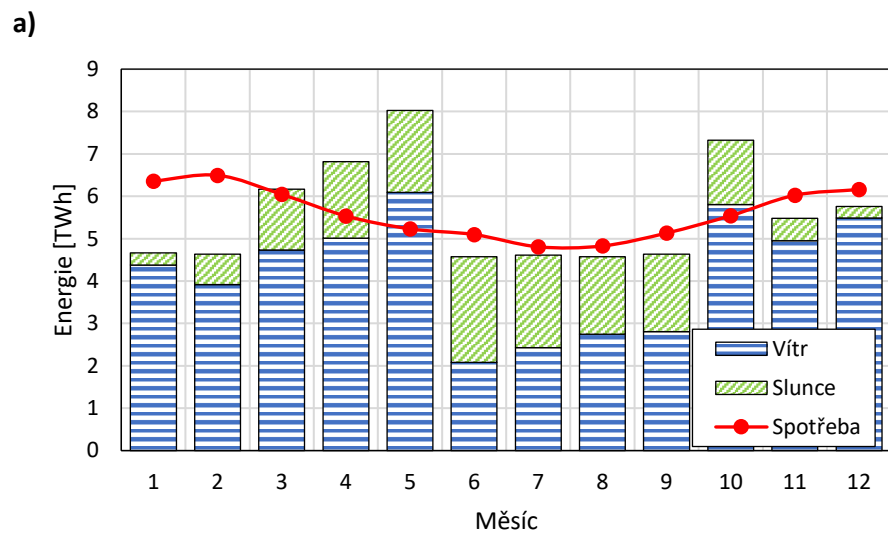


### 3.1.3 Důvody analýzy několikaletého časového úseku

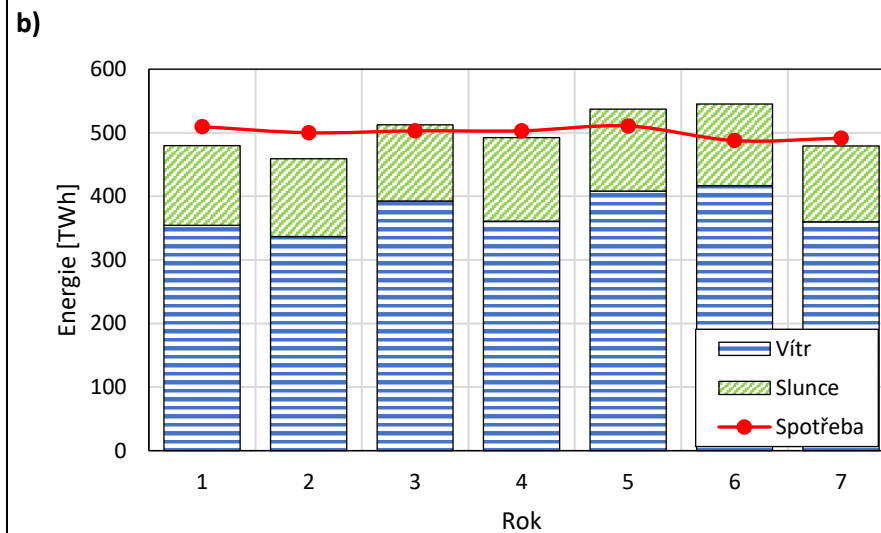
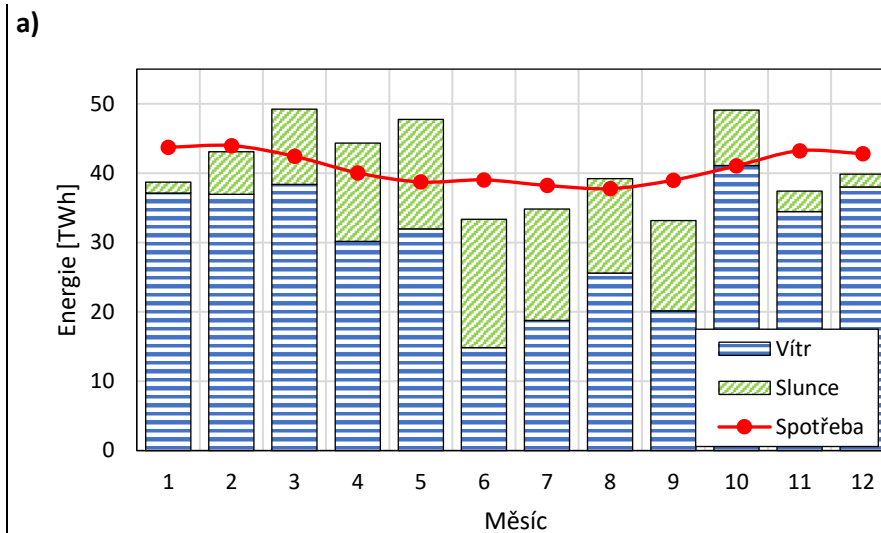
V předchozí bakalářské práci byla potřebná skladovací kapacita vypočítána zjednodušeným způsobem a navíc zkoumané období bylo pouze jeden rok (2019). Pomocí dat jednoho roku je možno velmi efektivně zachytit chování jak výroby z NOZE, tak zatížení v závislosti na ročním období a je tak možné poměrně přesně odhadnout ideální poměr mezi výrobou elektřiny ze Slunce a větru, pro účel co nejnižší potřebné kapacity akumulčních zařízení. Při hodnocení jednoho roku však vyvstává velké riziko nepřesného výsledku potřebné skladovací kapacity, jelikož výroba z NOZE (hlavně z VTE) může vykazovat velice rozdílné meziroční výsledky, jak je patrné z Obr. 3-15 b) a d).

Pro případ České republiky toto chování detailně popisuje Obr. 3-16. Obr. 3-16 a) ukazuje množství vyrobené elektřiny z NOZE v kontrastu s celkovou hrubou spotřebou v každém z měsíců roku 2021. Vstupními daty tohoto obrázku jsou normalizované řady výkonů VTE, FVE a zatížení. Nejprve bylo provedeno navýšení normalizovaného zatížení, tak aby celková hrubá spotřeba za celých 11 let byla rovna hrubé spotřebě původní datové řady zatížení a následně byla extrahována data příslušející pouze roku 2021, ze kterých byly vypočteny měsíční spotřeby. Z důvodu možnosti porovnání dat v měsících byla stanovena shodná délka všech měsíců (728 h). Normalizované profily výkonu VTE a FVE byly následně zvětšeny, tak aby 75 % hrubé roční spotřeby kryla výroba z VTE a zbylých 25 % bylo kryto FVE. Z obrázku je patrné, že v zimních měsících by při takovéto konfiguraci mohlo docházet k zásadním nedostatkům energie, a to vlivem zvýšené spotřeby, mírně snížené výroby z VTE a velmi malé výroby z FVE. Naopak k největším přebytkům by mělo docházet v přechodových obdobích, a to hlavně na jaře, kdy bývá největší výroba z VTE a zároveň působí i faktory vyšší výroby z FVE a postupně snižující se poptávka. Obr. 3-16 b) ukazuje pohled na tu samou věc, ale z delšího časového horizontu. Červenou čarou v obrázku, jsou stejně jako v případě Obr. 3-16 a) zobrazeny hrubé spotřeby a ve sloupcích jsou zobrazeny výroby z NOZE za celou zkoumanou periodu 11 let, vytvořené stejným způsobem, jak bylo popsáno výše. Z grafu je patrné, že roční výroba z FVE je téměř konstantní, avšak VTE mohou mít v průběhu let dramaticky odlišné výroby. Zatímco v roce 2 (2012) by dosáhla výroba z VTE přibližně pouhých 30 TWh, tak v roce 9 (2019), by byla více jak dvojnásobná. Jak je patrné z obrázku, tak spotřeba je namodelována tak, aby byla téměř konstantní v průběhu let.

Při pohledu na absolutní hodnotu maximální odchylky výroby z NOZE a hrubé spotřeby v jednotlivých měsících (Obr. 3-16 a)), která by reprezentovala potřebnou skladovací kapacitu, je patrné, že se pohybuje v nízkých jednotkách TWh. Obr. 3-16 b) s meziroční perspektivou však jasně ukazuje, že kdyby byla skladovací kapacita navržena pouze z dat pro 1 rok, tak může dojít k zásadnímu podhodnocení, jelikož zmiňovaná maximální odchylka se v meziročním srovnání může rovnat nižším desítkám TWh, a proto je nezbytně nutné při navrhování skladovací kapacity pracovat s několikaletými datovými řadami. Ke stejným závěrům lze dojít i v případě analýzy německých dat, jehož výsledky jsou zobrazeny v Obr. 3-17.



Obr. 3-16 Proměnlivost výroby z NOZE v porovnání se spotřebou zkoumané na a) ročním časovém úseku (2021); b) jedenáctiletém časovém úseku v ČR



Obr. 3-17 Proměnlivost výroby z NOZE v porovnání se spotřebou zkoumané na a) ročním časovém úseku (2021); b) sedmiletém časovém úseku v Německu

### 3.1.4 Výpočet potřebné skladovací kapacity

Prezentované výsledky modelování potřebné skladovací kapacity jsou vypočítány pro různé případy penetrace NOZE do energetického mixu. Výpočet je založen pouze na charakteru chování jak spotřeby, tak výroby z NOZE v minulých letech, nikoliv však na jejich skutečných velikostech. Práce nemá ambici snažit se predikovat budoucí vývoj výroby z NOZE, potažmo vývoj klimatických podmínek a nárůst instalovaného výkonu NOZE, nebo změnu chování odběratelů elektřiny v budoucnosti, jelikož to významným způsobem převyšuje rozsah této práce. To však nemění nic na tom, že práce je schopná poskytnout poměrně přesnou představu o optimálním mixu NOZE, z pohledu co neoptimálnějších parametrů skladovacích zařízení. Model uvažuje celou síť s akumulací v podstatě jako jednu nádobu (skladovací zařízení), do které vede jeden přítok (výroba z NOZE) a jeden výtok (poptávka). Ve skutečnosti však bude celková kapacita realizována řadou dílčích zařízení, které budou různě rozdělovány po zemi, což má dopad na celkové náklady na skladovací zařízení. Tento efekt je však v porovnání s velikostí uložení na celkové ceně téměř zanedbatelný, a proto není zahrnut ve výpočtech. Dalším zavedeným předpokladem výpočetního modelu je ostrovní provoz území, na které je aplikován. Tento přístup je konzervativní a je tak na straně bezpečnosti při výpočtu potřebné skladovací kapacity. V případě nedostatku energie v jednom státě v regionu je ale vysoká pravděpodobnost stejného jevu v sousedních státech.

Za účelem zjištění optimálního mixu model propočítává různé vzájemné kombinace podílu výroby z FVE a VTE na konečné hrubé spotřebě, který bude nazýván jako penetrace. Součet penetrace FVE ( $X_S$ ) a VTE ( $X_W$ ) je označen jako  $X_R$ . Jedná se o podíl obou NOZE na konečné hrubé spotřebě, respektive má význam efektivního podílu NOZE. Efektivní podíl NOZE představuje energii z obnovitelných zdrojů, která je zapotřebí pro pokrytí poptávky po započtení případného „zmaření“ části vyrobené energie z NOZE a ztrát vzniklých při procesu skladování.

Proces výpočtu začíná stanovením penetrace fotovoltaických ( $X_S$ ) a větrných ( $X_W$ ) zdrojů, tzv. *roundtrip efficiency* ( $\eta$ ), což je účinnost skladovacího zařízení ve smyslu podílu elektřiny získané při vybíjení ku elektřině dodané během nabíjení. Posledním parametrem je procento povolené nadvýroby ( $\Omega$ ). Pokud vzniklá kombinace  $X_S$  a  $X_W$ , způsobí, že  $X_R$  by bylo větší jak 1 (100 %), je tato kombinace z výpočtu eliminována. Naopak, pokud by  $X_R$  bylo menší než 100 %, tak zbytek poptávky pokryjí konvenční fosilní zdroje. Na základě výše zvolených veličin a normalizovaných datových řad výkonů NOZE a zatížení je pomocí iteračního schématu (Obr. 3-18) dopočten profil tzv. čisté poptávky ( $D_{net}$ ), což je poptávka po systémech skladování případně po doplňujících konvenčních zdrojích a nebo curtailmentu. Iterační proces započíná prvním odhadem množství elektřiny vyrobené z obnovitelných zdrojů ( $E_{need}$ ), který je vypočten podle (3.1).

$$E_{need} = E_D \cdot X_R \cdot (1 + \Omega) \quad (3.1)$$

Kde  $E_D$  je celková hrubá spotřeba za celou zkoumanou periodu, tedy suma původní řady zatížení. Následně jsou zvětšeny normalizované profily slunce ( $S_{norm}$ ) a větru ( $W_{norm}$ ), tak aby jejich výroba korespondovala s definovanou penetrací pro každý ze zdrojů. Zvětšený profil z FVE je označen jako modifikovaný profil solární ( $S_{mod}$ ) a lze ho vypočítat podle rovnice (3.2) a modifikovaný profil větrný ( $W_{mod}$ ) lze vypočítat stejným způsobem podle rovnice (3.3). Členy ve všech rovnicích této práce, které jsou datovými řadami, respektive vektory, jsou znázorněny tučným písmem.

$$S_{mod} = S_{norm} \cdot \frac{E_{need} \cdot X_S}{\sum_{i=1}^{length(S_{norm})} S_{norm}} \quad (3.2)$$

$$W_{mod} = W_{norm} \cdot \frac{E_{need} \cdot X_W}{\sum_{i=1}^{length(W_{norm})} W_{norm}} \quad (3.3)$$

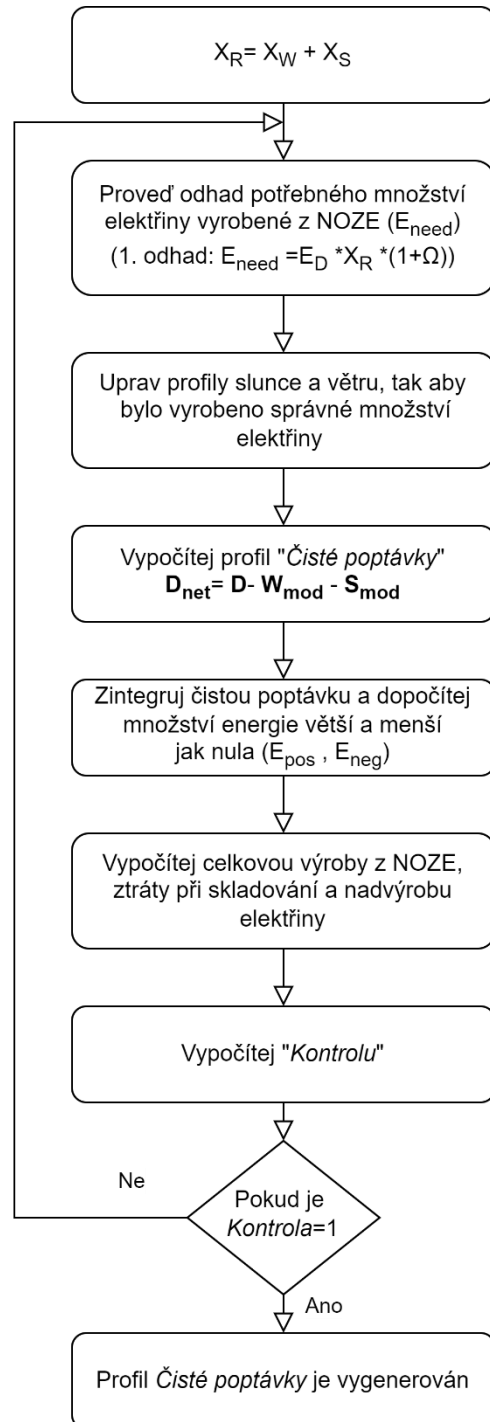
Profil poptávky, respektive hrubého zatížení, je dopočten opět skrze navýšení normalizovaného profilu zatížení. Výpočet je však odlišný v porovnání s výpočtem modifikovaných výrob z obnovitelných zdrojů. Profil zatížení ( $D$ ) je vypočten jako normalizovaná řada zatížení vynásobená poměrem integrálu originální datové řady zatížení, tedy celkové hrubé spotřeby ( $E_D$ ) a integrálu normalizované řady zatížení ( $D_{norm}$ ), viz vzorec (3.4). Jelikož jsou data v hodinové agregaci průměrných výkonů, resp. zatížení, tak je možno pracovat se sumami namísto integrálů.

$$D = D_{norm} \frac{E_D}{\sum_{i=1}^{length(D_{norm})} D_{norm}} \quad (3.4)$$

Následně je podle rovnice (3.5) možno dopočítat profil *čisté poptávky*.

$$D_{net} = D - W_{mod} - S_{mod} \quad (3.5)$$

Profil *čisté poptávky* má kladné a záporné hodnoty. Když je záporná, tak je v síti přebytek elektřiny z NOZE, který je možné uskladnit nebo „zmařit“. Naopak, pokud je hodnota kladná, je v síti nedostatek, který může být krytý např. uskladněnou elektřinou z minulých období nebo může být pokrytý záložními fosilními zdroji, pokud je to povoleno. Algoritmus následně rozdělí čistou poptávku na kladné a záporné hodnoty a sečte je. Součet záporných hodnot ( $E_{neg}$ ) je uvažován jako množství energie, které bude do skladovacího zařízení nabito v době přebytků výroby z NOZE a součet kladných hodnot ( $E_{pos}$ ) je množství elektřiny, které bude z akumulace dodána v dobách nedostatků elektřiny. Předpokládané ztráty uložště ( $E_{lost}$ ) jsou dopočítány podle rovnice (3.6).



Obr. 3-18 Schéma algoritmu pro výpočet "čisté poptávky", upraveno z [48]

$$E_{Lost} = \left( \frac{E_{pos}}{\eta} \right) - E_{pos} \quad (3.6)$$

Pokud jsou známy ztráty vzniklé skladováním, je ještě nutné určit množství elektřiny, které bude případně vyrobeno nadbytečně a bylo by „mařeno“, což se sice jeví na první pohled jako nelogické, ale z ekonomických důvodů to může být efektivní způsob, jak minimalizovat celkové náklady na jednotku spotřebované elektřiny, což bude detailně diskutováno v kapitole 4.1. Tato energie je vypočtena podle rovnice (3.7).

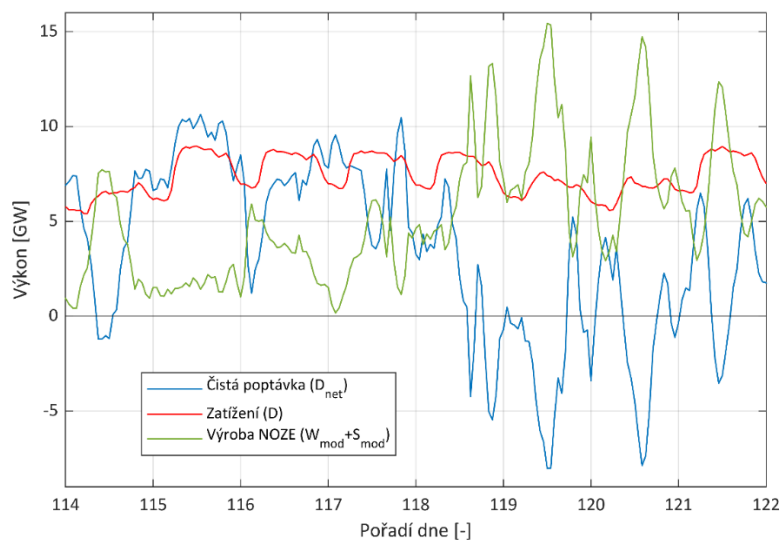
$$E_{\Omega} = (E_D \cdot X_R) \cdot \Omega \quad (3.7)$$

Posledním krokem algoritmu je výpočet tzv. kontroly. Kontrola je vypočtena podle rovnice (3.8), přičemž členy  $E_{W_{mod}}$  a  $E_{S_{mod}}$  jsou modifikované výroby z větru a Slunce, dopočtené jako součty všech prvků datové řady  $W_{mod}$ , respektive  $S_{mod}$ .

$$Kontrola = \frac{E_{W_{mod}} + E_{S_{mod}} - E_{Lost} - E_{\Omega}}{E_D \cdot X_R} \quad (3.8)$$

Pokud „Kontrola“ není rovna 1, provede se nová iterace, přičemž v úvodu je o jistý inkrement navýšen odhad potřebné elektřiny vyrobené z NOZE. Jakmile je „kontrola“ rovna 1, tak je vytvořen profil *čisté poptávky* ( $D_{net}$ ), přičemž výroba z NOZE odpovídá jejich definované penetraci.

Pro bližší představu výše popsané bilance elektřiny v algoritmu je pro názornost nejlepší ukázka konkrétního příkladu. Pokud je stanovena celková penetrace FVE ( $X_S$ ) 20 % a 80% penetrace VTE, pak je celková penetrace NOZE ( $X_R$ ) rovna 100 %. Pokud je připuštěno, že může dojít k nadvýrobě elektřiny o 10 % ( $\Omega = 0,1$ ) a je stanovena celková účinnost skladovacích zařízení na 60 %, pak by v případě ČR musely NOZE vyrobit celkem 975 TWh, za dobu zkoumané periody pro ČR, tedy 11 let. Jak bylo definováno penetracemi, tak čtyři pětiny z toho vyrobí VTE (761 TWh) a jednu pětinu solární elektrárny (190 TWh). Přibližně 135 TWh z vyrobené elektřiny by bylo ztraceno vlivem ztrát při skladování, 76 TWh by činila nadvýroba, která by byla zmařena a konečně 764 TWh je energie z obnovitelných zdrojů, která by kryla 100 % veškeré spotřeby.



Obr. 3-19 Profil čisté poptávky, výroby z NOZE a zatížení pro 100% penetraci NOZE (80 % VTE, 20 % FVE) pro ČR

Příklad toho, jak by vypadal průběh výroby z NOZE, zatížení a výsledné *čisté poptávky*, zobrazuje pro výše popsanou konfiguraci vstupních parametrů Obr. 3-19. V obrázku je ilustrativně zobrazeno rozmezí vybraných 8 dní, přičemž se jedná o data odpovídající přibližně půli dubna.

Pro následující algoritmus výpočtu potřebné skladovací kapacity je však ještě nutné profil čisté poptávky modifikovat, jelikož v záporných hodnotách je z předešlého iterativního procesu zahrnuta kompenzace energetických ztrát v průběhu skladování. Z tohoto důvodu je nutné kladné hodnoty ještě vydělit *roundtrip efficiency* ( $\eta$ ), čímž dojde k jejich navýšení. Tento přístup zajistí, že energie vložená navíc při nabíjení pro pokrytí ztrát, uložiště zase opustí, ale nebude nikterak sloužit ke krytí poptávky. Ve skutečnosti však ztráty vznikají uvnitř uložiště, a to například díky nevratnostem dějů či efektu samovybíjení.

Na začátku je nejprve nastavena vstupní hodnota velikosti uložiště, resp. potřebné skladovací kapacity, dále jen velikost, a jeho počáteční stav nabití, dále jen SoC (State of Charge) na nulu. Algoritmus postupně začne procházet každý časový krok čisté poptávky a vyhodnocuje příslušné hodnoty. V závislosti na stavu veličiny SoC z předešlého časového úseku upraví její velikost, případně upraví hodnoty doplňkových veličin, které budou popsány dále. V principu algoritmus nejprve vyhodnocuje, zda je daný časový úsek čisté poptávky kladný či záporný a následně každý z těchto případů má své dva možné případy, které závisí na dopočteném stavu nabití akumulárního zařízení z minulého časového úseku. Filozofie algoritmu je zobrazena v Obr. 3-20, a následně je zároveň slovně a matematicky popsána.

#### I. Příklad - V čase $t$ je záporná hodnota čisté poptávky ( $D_{net(t)} < 0$ )

Záporná hodnota čisté poptávky značí přebytek elektřiny z NOZE v síti, a tak se nabízí řešení tento přebytek uskladnit. Podle toho, jaké množství energie je zapotřebí v čase  $t$  uskladnit a zároveň jaký je stav nabití uložiště z předešlého časového úseku, může dojít ke dvěma zmiňovaným podpřípadům:

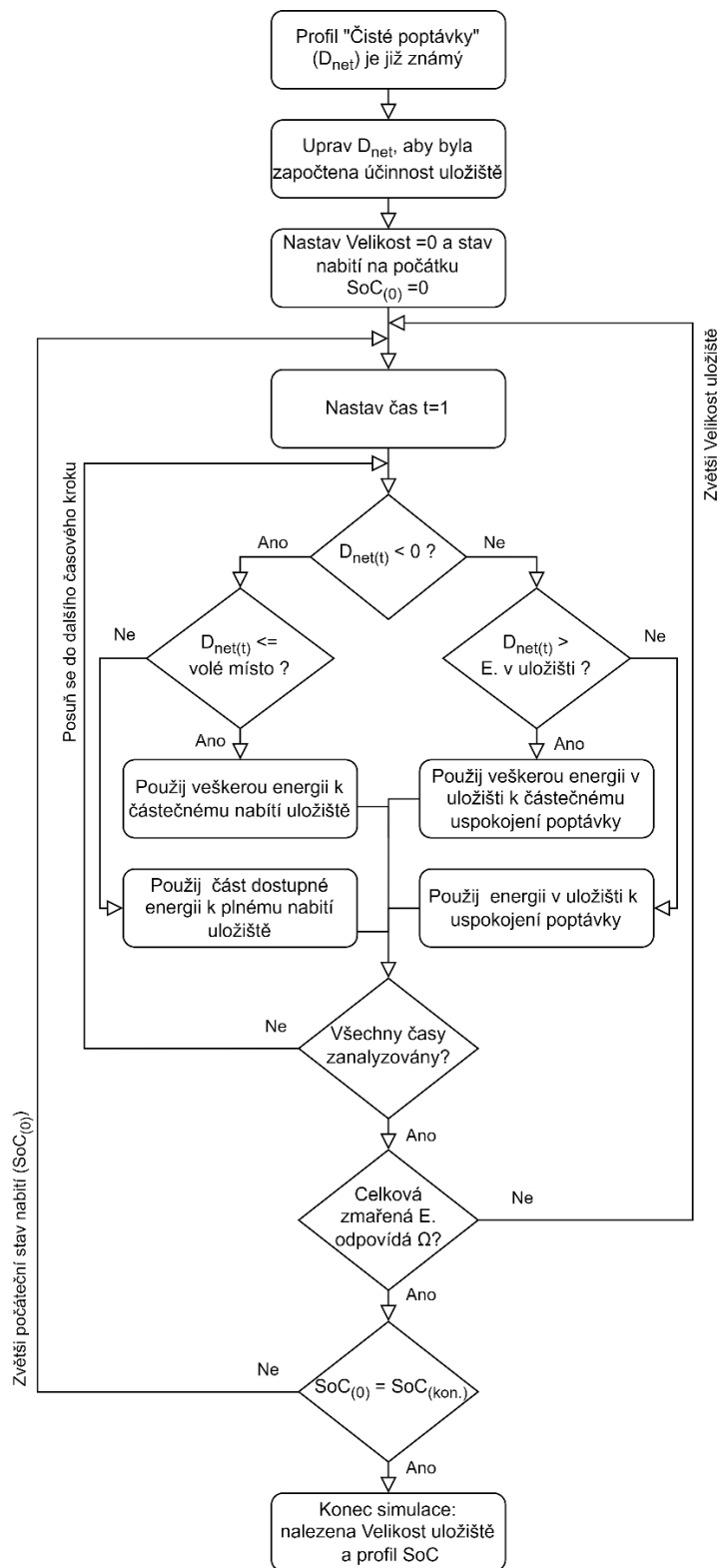
##### a) *Veškerá přebytečná energie je uložena do skladovacího zařízení*

K tomuto případu dojde, pokud je splněna podmínka (3.9), tedy že požadované množství energie pro nabití v čase  $t$  nepřesahuje zbývající energetickou kapacitu uložiště, kterou je možné zjistit ze stavu nabití uložiště z předchozího časového kroku.

$$|D_{net(t)}| \leq Velikost \cdot (1 - SoC_{(t-1)}) \quad (3.9)$$

Pokud je tato podmínka splněna, je dopočítán SoC podle rovnice (3.10), který slouží opět jako vstupní hodnota pro následující časový krok. Zároveň v tomto případě není vyžadována jakákoliv produkce z fosilních zdrojů a ani nemusí být žádná elektřina „mařena“, takže jsou hodnoty výkonu zdrojů na fosilní paliva  $F_{(t)}$  i přebytečné elektřiny „ke zmaření“  $K_{(t)}$  nastaveny na hodnotu 0.

$$SoC(t) = \frac{Velikost \cdot SoC_{(t-1)} + |D_{net(t)}|}{Velikost} \quad (3.10)$$



Obr. 3-20 Algoritmus iteračního schématu pro výpočet velikosti skladovací kapacity, upraveno z [48]

- b) Dojde k nabití akumulátoru na 100 % a zbylá elektřina musí být „zmařena“, respektive pokud bude již z minulého období SoC 100 %, tak bude veškerá elektřina „zmařena“

Podmínkou tohoto aktu je větší požadavek na uskladnění energie v časovém kroku  $t$ , nežli je zbývající volná kapacita uložště, což je vyjádřeno podmínkou (3.11). V takovém případě je nastavena hodnota  $SoC_{(t)} = 1$  a zbylá elektřina je „zmařena“, čemuž odpovídá rovnice (3.12).

$$|D_{net(t)}| > Velikost \cdot (1 - SoC_{(t-1)}) \quad (3.11)$$

$$K_{(t)} = |D_{net(t)}| - Velikost \cdot (1 - SoC_{(t-1)}) \quad (3.12)$$

$F_{(t)}$  je pro tento případ opět rovno nule.

## II. Případ - V čase $t$ je kladná hodnota čisté poptávky ( $D_{net} > 0$ )

Pokud je hodnota čisté poptávky kladná, znamená to, že je v síti nedostatek. Z pohledu uložště to znamená, že by mělo dodávat elektřinu do sítě a mělo by tak být vybíjeno. V závislosti na tom, jak velký je požadavek na dodávku energie v čase  $t$  a jaký je stav nabytí akumulátoru z předešlého časového úseku, může dojít opět ke dvěma zmiňovaným podpřípadům:

### a) Poptávka bude plně kryta naakumulovanou elektřinou

Množství elektřiny v uložšti je natolik dostačující, že veškeré energetické nedostatky v čase  $t$  budou pokryty energií z uložště, jejíž množství je známé z předchozího časového kroku, což je matematickým vyjádřením zapsáno jako podmínka (3.13).

$$D_{net(t)} \leq Velikost \cdot SoC_{(t-1)} \quad (3.13)$$

V takovém případě je patrné, že není zapotřebí nedostatek řešit pomocí zdrojů na fosilní paliva a zároveň žádná elektřina nebude „mařena“, takže jak  $F_{(t)}$ , tak  $K_{(t)}$  budou mít nulovou hodnotu. Zbývá pouze dopočítat stav uložště po uspokojení energetických potřeb v daném časovém úseku, což je provedeno skrze vzorec (3.14).

$$SoC(t) = \frac{Velikost \cdot SoC_{(t-1)} - D_{net(t)}}{Velikost} \quad (3.14)$$

### b) Poptávka bude uspokojena pouze částečně nebo vůbec elektřinou z uložště

Poptávka je v časovém úseku  $t$  natolik velká, že přesahuje množství energie v uložšti z minulého období (podmínka (3.15)), a proto musí zajistit uspokojení energetických potřeb v tomto časovém kroku záložní fosilní zdroj. Množství dodané elektřiny tímto zdrojem lze dopočítat podle rovnice (3.16).

$$D_{net(t)} > Velikost \cdot SoC_{(t-1)} \quad (3.15)$$

$$F_{(t)} = |D_{net(t)}| - Velikost \cdot SoC_{(t-1)} \quad (3.16)$$

Z podmínky (3.15) zároveň plyne, že  $SoC_{(t)}$  musí být roven nule, což platí i pro  $K_{(t)}$ .



Jakmile algoritmus projde všechny časové kroky čisté poptávky, dojde k vyhodnocení množství „zmařené“ energie. Jelikož procesem algoritmu vznikne opět profil s průběhem průměrných hodinových výkonů elektřiny z NOZE, které musely být „zmařeny“ (K), tak součtem všech hodnot přes celou délku tohoto profilu lze získat množství „zmařené“ energie. Když je tento parametr znám, tak dojde k vyhodnocení, zda odpovídá toto množství definovanému parametru  $\Omega$ , který má význam povolené nadvýroby, a pokud ne, zvýší se o jistý inkrement velikost skladovací kapacity a celý proces výpočtu se opakuje do chvíle, dokud tato podmínka není splněna. Po dopočtení potřebné skladovací kapacity je však ještě nutné zajistit, že se bude rovnat stav nabití na začátku a na konci analyzovaného období. Za tímto účelem je přidána třetí iterativní smyčka, která vyhodnotí podmínku rovnosti a v případě, že není splněna, tak dojde k navýšení počátečního stavu nabití o inkrementální přírůstek, přičemž velikost skladovacího zařízení zůstává již neměnná. Jakmile je požadavek rovnosti splněn, algoritmus je kompletně ukončen. Hlavními výstupy algoritmu tedy jsou velikost skladovacího zařízení a průběhy stavu nabití (SoC), výkonu záložních fosilních zdrojů (F), jehož sumou lze obdržet množství dodané elektřiny z těchto zdrojů ( $E_F$ ) a výkonový profil „zmařené“ elektřiny z NOZE (K).

### 3.2 Přestavba teplárny na CB

Pro účel této práce je vybrána Teplárna Otrokovice a.s., jakožto jedna z tepláren v České republice, kde by koncept Carnotových baterií (CB) mohl být v budoucnu uplatněn. V následující části bude představena metodologie návrhu velikosti dílčích komponent CB, který slouží při odhadu ceny nově implementované technologie do areálu teplárny. Ve třetí části bude představena použitá metodologie výpočtu techno-ekonomického kritéria LCOS (Levelized Cost Of Storage). Výpočet je proveden pro dvě koncepce skladování tepla (TES - Thermal Energy Storage) v rámci přestavby, a to koncepce se štěrkovým ložem a dvouzásobníkovou koncepcí s roztavenými solemi. Obě varianty se dále rozpadají do třech subpřípadů, a to podle délky vybíjení, konkrétně 4, 10 a 24 h. Popis a návrh termodynamického cyklu teplárny s oběma variantami byl zpracován v rámci [47], jehož je autor této práce spoluautorem. Navržené parametry tohoto modelování jsou shrnuty v Tab. 3-1, přičemž tyto hodnoty jsou vstupními hodnotami pro níže popisovanou metodologii výpočtu velikosti komponent CB.

Tab. 3-1 Vstupní parametry pro výpočet potřebné velikosti komponent Carnotových baterií

	Popis	Symbol	Jednotka	Velikost
Společné parametry	Nominální elektrický výkon teplárny v kondenzačním režimu	$P_{el}$	$MW_e$	50
Roztavené soli	Teplota teplého zásobníku	$T_{in}$	$^{\circ}C$	550
	Teplota studeného zásobníku	$T_{out}$	$^{\circ}C$	300
	Hmotnostní průtok soli	$m_{MS}$	$kg \cdot s^{-1}$	392,3
	Tlaková ztráta parogenerátoru	$\Delta p$	bar	2,5
	Účinnost čerpadla	$\eta_{pump}$	%	75
Štěrkové lože	Vstupní teplota vzduchu	$T_{in}$	$^{\circ}C$	550
	Výstupní teplota vzduchu	$T_{out}$	$^{\circ}C$	307
	Objemový průtok vzduchu	$V$	$m^3 s^{-1}$	824
	Tlaková ztráta parogenerátoru	$\Delta p$	kPa	2,897
	Účinnost čerpadla	$\eta_{pump}$	%	78

### 3.2.1 Návrh velikosti komponent

#### Zásobníky na roztavenou sůl

Dimenzování nádrží na roztavené soli je založeno na kalorimetrické rovnici (3.18). Parametr  $Q$  v rovnici, představuje množství uskladněného tepla v zásobníku, které závisí na požadované době vybíjení a je vypočítáno podle rovnice (3.17). V rovnici  $P_{el}$  reprezentuje čistý elektrický výkon teplárny,  $\eta_{H2P}$  koresponduje s čistou elektrickou účinností tepelného cyklu, která závisí na aktuálním provozním režimu teplárny a  $DD$  má význam doby vybíjení. Je uvažováno, že objem každé z nádrží je dokonale promíchaný a má konstantní teplotu. Ze zvoleného štíhlostního poměru nádrží lze při volbě jednoho z parametrů určit druhý. Z pohledu teplot v zásobnících je možné použití nerezové oceli pro horký a uhlíkové oceli pro studený zásobník.[53] Jako skladovací materiál je uvažována sůl na bázi dusičnanů konkrétně Solární sůl, která se skládá z 60 %  $\text{NaNO}_3$  a 40 %  $\text{KNO}_3$ . Tab. 3-2 shrnuje vstupní parametry pro oba zásobníky.

$$Q = \frac{P_{el}}{\eta_{H2P}} \cdot DD \quad (3.17)$$

$$V = \frac{Q}{\rho_{RS}^{T_{in}} \cdot c_{RS}^{T_{in}} \cdot (T_{in} - T_{out})} \quad (3.18)$$

Tab. 3-2 Vstupní parametry pro výpočet velikosti zásobníků na roztavenou sůl

	Symbol	Jednotka	Velikost	Zdroj
Hustota roztavené soli při teplotě $T_{in}$	$\rho_{RS}^{T_{in}}$	$\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$	1 759	[54]
Měrná tepelná kapacita roztavené soli při $T_{in}$	$c_{RS}^{T_{in}}$	$\text{kJ}\cdot\text{kg}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$	1.532	[54]
Teplota teplého zásobníku	$T_{in}$	$^{\circ}\text{C}$	550	Tab. 3-1
Teplota studeného zásobníku	$T_{out}$	$^{\circ}\text{C}$	300	Tab. 3-1

#### Zásobníky se šterkovým ložem

Zásobníky se šterkovým ložem musí na rozdíl od konceptu dvou nádrží s roztavenou solí zohledňovat vliv teplotní stratifikace a mezerovitosti šterkového lože, a tedy rovnice (3.18) musí být upravena do tvaru (3.19). Ta zahrnuje stratifikační faktor  $\xi$  zvyšující požadovaný objem nádrže. Požadované množství energie je vypočteno shodně podle rovnice (3.17).

Teplotní stratifikace závisí na mnoha parametrech akumulčního zařízení a přenosu tepla v něm, nicméně největší vliv má frakce drcené horniny, štíhlostní poměr zásobníku, kulovitosti částic sypaného lože a velikosti průtoku teponosného média ložem.[55] Na těchto parametrech je také závislá tlaková ztráta. Za předpokladu dobře navrženého skladování by tlaková ztráta měla činit méně než 1 % absolutního tlaku. Průměrná měrná tepelná kapacita ( $\overline{c_R}$ ) akumulčního materiálu je uvažována při průměrné teplotě. Objemová hustota  $\rho_{PB}$  zohledňuje podíl prázdného prostoru v loži a je získána z rovnice (3.20). Jako vhodná hornina bylo zvoleno gabro z důvodu vhodných termofyzikálních parametrů [56]–[58] a regionální dostupnosti tohoto materiálu nebo podobných typů hornin. Ostatní vstupní parametry jsou shrnuty v Tab. 3-3.

$$V = \xi \cdot \frac{Q}{\rho_{PB} \cdot \overline{c}_R \cdot (T_{in} - T_{out})} \quad (3.19)$$

$$\rho_{PB} = \rho_R(1 - \varepsilon) \quad (3.20)$$

Tab. 3-3 Vstupní parametry pro výpočet velikosti zásobníků se šterkovým ložem

	Symbol	Jednotka	Velikost	Zdroj
Hustota horniny	$\rho_R$	kg·m <sup>-3</sup>	2 900	[57], [58]
Měrná tepelná kapacita horniny	$\overline{c}_R$	kJ·kg <sup>-1</sup> ·K <sup>-1</sup>	1	[57], [58]
Vstupní teplota vzduchu	$T_{in}$	°C	550	Tab. 3-1
Výstupní teplota vzduchu	$T_{out}$	°C	307	Tab. 3-1
Stratifikační faktor	$\xi$	-	1.3	Odhad
Tlaková ztráta při nominálním provozu	$\Delta p$	kPa	1	Odhad
Mezerovitost	$\varepsilon$	-	0.45	[59], [60]

### Výměníky tepla

Výměníky tepla v systému slouží jako parní generátory, kde teplonosným médiem je buď roztavená sůl, nebo horký vzduch. Parametry výstupní páry jsou v obou případech shodné. Pro skladování roztavené soli se systém skládá z plášťových a trubkových výměníků tepla, které jsou standardním řešením také pro zařízení CSP.[61] Konkrétně ekonomizér a přehřívák bývají navrženy v protiproudé konfiguraci jako výměníky ve tvaru U. Výparník je vertikální jednochodý plášťový trubkový výměník. U varianty se šterkovým ložem je uvažován soubor výměníků mezi horkým vzduchem a párou ve stejné konfiguraci jako u parogenerátoru v paroplynových zařízeních s plynovou turbínou, při rekuperaci tepla ze spalin plynové turbíny. Tento typ výměníku bývá nazýván jako kotel na odpadní teplo (KNOT) nebo z angličtiny heat recovery steam generator (HRSG).

Parogenerátor principiálně rozdělujeme do třech částí u obou variant, a to na ekonomizér, výparník a přehřívák. Stanovení velikosti teplosměnných ploch každé části je proveden pomocí standardní rovnice (3.21). Detailní výpočet lokálních součinitelů prostupu tepla a výběr konkrétních parametrů výměníku je proveden dle VDI Heat Atlas [62] s podrobnými lokálními hydraulickými parametry a termofyzikálními vlastnostmi. K získání konečné konfigurace je zapotřebí několik iterací, včetně poklesu tlaku kapalin. Vstupní parametry jsou buď výsledky termodynamického modelu nebo předpokládané a později iterované rozměry viz [47].

$$S = \frac{U \cdot \Delta T_{ln}}{\dot{Q}} \quad (3.21)$$

### Odporový ohříváč

Při dimenzování elektrických odporových ohříváčů je předpokládáno, že se jedná o ideální odporovou zátěž, a tedy veškerá elektřina se přemění na teplo. Pak je nominální tepelný výkon přímo rovný dodané elektřině. V důsledku účinnosti silové elektroniky nebo odporu elektroinstalace mohou vzniknout pouze malé ztráty. Ve výpočtu je uvažován shodný nabíjecí a vybíjecí tepelný výkon. Ve

všech případech musí být ohřivače navrženy tak, aby byly schopné bezproblémově pracovat při vysokých skladovacích teplotách kolem 600 °C.

### Čerpadlo

Roztavené soli vyžadují velmi specifickou konstrukci čerpadla umožňující čerpat tuto kapalinu, které má korozivní vlastnosti, a navíc má vysokou teplotu. Je předpokládáno použití odstředivého čerpadla pro tuto aplikaci. Pro účely definování kapitálových nákladů na odstředivé čerpadlo je zásadní stanovení požadovaného výkonu hřídele čerpadla. Požadovaný výkon hřídele čerpadla závisí na tlakových ztrátách v okruhu roztavené soli  $\Delta p$ , hmotnostním průtokem roztavené soli  $\dot{m}_{MS}$ , hustotě  $\rho_{MS}^{T_{out}}$  vypočtené dle [54] a účinnosti čerpadla  $\eta_{pump}$ . Výkon je pak vypočten podle rovnice (3.22). Uvažuje se pouze tlaková ztráta parogenerátoru, protože se jedná o hlavní zdroj tlakové ztráty v okruhu.

$$P = \frac{\dot{m}_{MS} \cdot \Delta p}{\rho_{MS}^{T_{out}} \cdot \eta_{pump}} \quad (3.22)$$

### Ventilátor

Rozhodujícím faktorem pro dimenzování ventilátoru je požadovaný objemový průtok, který je uvedený v Tab. II-3, vyplývající již z termodynamického modelu. Ventilátor může mít značnou spotřebu energie, stanovenou analogicky podle rovnice (3.22), s použitím vzduchu místo soli.

#### 3.2.2 Odhad cen komponent

Pro účely přepočtu mezi USD a EUR je v tomto dokumentu použit pevný směnný kurz. Je uvažována průměrná roční hodnota, konkrétně pro rok 2021, která byla 1,1827 USD za 1 EUR. [63]

Kapitálové náklady (CAPEX) prezentovaných systémů jsou odhadnuty pomocí modulové metody kalkulace (Module Costing Technique-MCT), jak je popsáno například Turtonem a kol. [64]. Princip MCT spočívá ve stanovení tzv. bare module cost (BMC) pro každé zařízení, tedy nákladů na dané zařízení, které jsou součtem všech přímých a nepřímých kapitálových nákladů na dané zařízení zahrnující veškeré přidružené příslušenství jako jsou např. náklady na potrubní systémy, armatury, měřící a řídicí prvky a další. V první fázi odhadu jsou náklady stanoveny pro zařízení v základním stavu, tedy pro zařízení vyrobené z běžné uhlíkové oceli a pracujícím při barometrickém tlaku. Poté jsou hodnoty korigovány podle jmenovitého provozního tlaku a použitého materiálu. Nakonec jsou vypočítané náklady upraveny indexem nákladů pro chemické inženýrství (CEPCI). Tak je získána čistá současná tržní hodnota oceňovaného zařízení. Celkové náklady na skladovací zařízení (CAPEX) představují součet všech BMC navýšený o 18 %, což odráží nepředvídatelné výdaje a nejistoty výpočtu.

#### Popis metodiky

Bare module cost lze vypočítat podle rovnice (3.23)

$$C_{BM} = F_{BM} C_p^0 \quad (3.23)$$

Kde  $C_p^0$  jsou náklady na zařízení v základním stavu a lze je vypočítat podle rovnice (3.24):

$$\log_{10}C_p^0 = K_1 + K_2\log_{10}(A) + K_3[\log_{10}A]^2 \quad (3.24)$$

Příčemž A v rovnici (3.24) je charakteristický faktor zařízení (velikost nebo kapacita).  $F_{BM}$  v rovnici (3.23) představuje tzv. bare module factor, který je definován rovnicí (3.25).

$$F_{BM} = B_1 + B_2F_MF_P \quad (3.25)$$

Kde  $F_M$  je materiálový faktor, který koriguje cenu zařízení v závislosti na použitém materiálu zařízení a  $F_P$  je tlakový faktor, který lze vypočítat pomocí rovnice (3.26).

$$\log_{10}F_P = J_1 + J_2\log_{10}(p) + J_3[\log_{10}(p)]^2 \quad (3.26)$$

Kde  $p$  je pracovní tlak v bar(g). Pro některá zařízení, jako například ventilátor, lze bare module factor ( $F_{BM}$ ) přímo odečíst z Tab. 3-4, takže bare module cost ( $C_{BM}$ ) lze přímo vypočítat dle (3.23).

Konstanty  $K_1, K_2, K_3, B_1, B_2, J_1, J_2$  a  $J_3$  jsou charakteristické konstanty pro každý typ zařízení, přičemž pro použitá zařízení jsou zobrazena v Tab. 3-4.

Tab. 3-4 Charakteristické konstanty použitých typů zařízení pro vyhodnocení celkových hrubých nákladů, zdroj dat [64]

Zařízení	HRSR	Plášťový trubkový výměník	API nádrž s pevnou střechou	Axiální trubkový ventilátor	Odstředivé čerpadlo
Charakteristická veličina zařízení	Plocha [m <sup>2</sup> ]	Plocha [m <sup>2</sup> ]	Objem [m <sup>3</sup> ]	Obj. průtok [m <sup>3</sup> /s]	Výkon na hřídeli [kW]
$K_1$	4,0336	4,3247	4,8509	3,0414	3,3892
$K_2$	0,2341	-0,303	-0,3973	-0,3375	0,0536
$K_3$	0,0497	0,1634	0,1445	0,4722	0,1538
$B_1$	0,96	1,63	-	-	1,89
$B_2$	1,21	1,66	-	-	1,35
$J_1$	-0,125	0,03881	0	0	-0,3935
$J_2$	0,15361	-0,11272	0	0,20899	0,3957
$J_3$	-0,02861	0,08183	0	-0,0328	-0,00226
$F_M$	2,1	1,90	3,2 pro RS 1 pro ŠL	-	2,10
$F_{BM}$	-	-	-	2,80	-

### Časový efekt na pořizovací cenu zařízení

Vypočtené hodnoty bare module cost podle [64] byly platné pro rok 2001, proto je nezbytné tyto náklady aktualizovat, aby zohledňovaly inflaci a další ekonomické aspekty. V případě této práce je pro tento účel použit index nákladů chemického inženýrství (CEPCI). Aktualizovaných hodnot bare module cost ( $C_{BM}(2021)$ ) je dosaženo pomocí rovnice (3.27).

$$C_{BM}(2021) = C_{BM}(2001) \cdot \frac{CEPCI(2021)}{CEPCI(2001)} \quad (3.27)$$

Kde  $C_{BM}(2001)$  je bare module cost platný pro rok 2001 a CEPCI jsou indexy nákladů pro chemické inženýrství v letech 2001 a 2021, které jsou dostupné z [65].

### Cena speciálních zařízení a skladovacího materiálu

Náklady na zařízení a materiál, které nejsou zahrnuty v [64], byly spočteny samostatně. Jedná se o elektrické ohřívače, přičemž v práci je uvažována měrná cena 72,5 \$/kW, jakožto průměrná hodnota mezi cenou 100 \$/kWe, která je uvedena v [61] a 45 \$/kWe z [66]. Velký význam z pohledu kalkulace nákladů na zařízení a následného porovnání různých variant akumulace má cena skladovacího média. Cena hornin schopných odolat vysokým teplotám je velmi ovlivněna lokální dostupností. Zde je uvažována 25 \$/t na základě cen střeoevropského trhu. V případě varianty s roztavenými solemi je uvažována cena 1300 \$/t, která je platná pro zvolenou Solární sůl. [54]

### Konečné náklady na zařízení

Konečné náklady jsou navýšeny o 15 a 3 % z vypočteného bare module cost na celé zařízení. Důvodem je pokrytí nejistot výpočtu (15 %) a případných poplatků navázaných na samotnou stavbu zařízení (3 %). Konečné náklady jsou pak vypočteny podle rovnice (3.28).

$$C_{TM} = 1.18 \cdot \sum_{i=1}^k C_{BM,i} \quad (3.28)$$

### 3.2.3 Techno-ekonomické hodnocení

Pro ekonomické hodnocení akumulace elektřiny v Carnotových bateriích byla vybrána metodika Levelised cost of storage (LCOS), popsána v [67]. LCOS má význam diskontovaných nákladů na jednotkové množství vybité energie, nejběžněji elektřiny vybité z uložště. Metodika zohledňuje veškeré vzniklé náklady a objem dodané energie v průběhu životnosti zařízení. V případě aplikace LCOS na Carnotovy baterie pro KVET, s časově proměnnými výstupními formami energií, je vhodnější náklady vzniklé v průběhu času vztáhnout k teplu dodávanému ve formě páry do pracovního cyklu, jelikož to zůstává neměnné. Přeměna páry na elektřinu a užitečné teplo se pak mění v závislosti na flexibilním provozním režimu. Protože akumulační systém nahrazuje provoz stávajícího uhelného kotle, jsou brány v úvahu pouze náklady na dodatečně instalovaný systém Carnotovy baterie do areálu teplárny. LCOS lze následně vypočíst dle (3.29), přičemž čitatel zahrnuje kapitálové náklady (CAPEX), provozní a údržbové, variabilní náklady na nákup elektřiny při nabíjení za celou dobu životnosti a náklady spojené s koncem životnosti zařízení. Jediný člen ve jmenovateli představuje veškeré vybité teplo z uložště ve formě páry, které bylo v průběhu životnosti dodáno do Rankine-Clausiova oběhu teplárny.

$$LCOS_{th} \left[ \frac{\text{€}}{\text{MWh}_{th}} \right] = \frac{CAPEX + \sum_n^N \frac{P\&U \text{ náklady}}{(1+r)^n} + \sum_n^N \frac{\text{Nabíjecí náklady}}{(1+r)^n} + \frac{\text{Konec živ.}}{(1+r)^N}}{\sum_n^N \frac{Q_{vybité}}{(1+r)^n}} \quad (3.29)$$

Kapitálové náklady na zařízení byly stanoveny podle metodiky popsané v kapitole 3.2.2. Provozní a údržbové náklady lze vypočítat podle (3.30), kde  $C_{P\_OM}$  a  $C_{E\_OM}$  jsou měrné náklady vztahované k nominální energetické kapacitě uložště ( $Cap_{nom\_E}$ ) a nominálnímu vybíjecímu výkonu ( $Cap_{nom\_P}$ ), přičemž jejich hodnoty jsou v Tab. 3-5.

Tab. 3-5 Hodnoty vstupních parametrů jednotlivých typů skladovacích zařízení pro vyhodnocení LCOS

			Teplárna s CB	Li-ion	PVE
Investiční náklady – Výkon	$\alpha$	€/kW	*	211	930
Investiční náklady – Kapacita	$\beta$	€/kWh	*	228	42
Provozní náklady – Výkon	$C_{P\_OM}$	€/kW-r	8	4	17
Provozní náklady – Kapacita	$C_{E\_OM}$	€/MWh	2	3	3
Náklady na výměnu	$C_{P-r}$	€/kW <sub>cap</sub>	*	0	101
Interval výměny	$Cyc_r$	-	*	3500	7300
Diskontní faktor	$r$	%	8	8	8
Účinnost zpětné konverze	$\eta_{RT}$	%	**	85	75
Samovybíjení	$\eta_{self}$	%	96	96	98
Hloubka vybití	DoD	%	80	80	100
Doba výstavby	$\tau_c$	roky	1	1	3

(\*) Odhad ceny proveden v kapitole Odhad cen komponent 3.2.2.

(\*\*) Účinnost zpětné konverze závisí na aktuálním provozním režimu teplárny.

Náklady na nabíjení se vypočtou podle vztahu (3.31), kde  $P_e$  je cena elektřiny pro nabíjení a  $\eta_{SG}$  je účinnost přeměny z elektřiny na teplo v podobě páry dodané do pracovního cyklu.

$$\begin{aligned} & \sum_n^N \frac{P\&U \text{ náklady}}{(1+r)^n} \\ &= \sum_n^N \frac{C_{P\_OM} \cdot Cap_{nom\_P} + C_{E\_OM} \cdot Cyc_{pa} \cdot DoD \cdot Cap_{nom\_E} \cdot (1 - Cyc_{Deg})^{(n-1)Cyc_{pa}} \cdot (1 - \tau_{Deg})^{(n-1)}}{(1+r)^{n+\tau_c}} \end{aligned} \quad (3.30)$$

$$\sum_n^N \frac{\text{Nabíjecí náklady}}{(1+r)^n} = \frac{P_e}{\eta_{SG}} \cdot \sum_n^N \frac{Q_{vybité}}{(1+r)^n} \quad (3.31)$$

Ve výpočtech není uvažováno s náklady spojenými s koncem životnosti zařízení.

Množství vybitého tepla ze systému závisí na počtu ročních cyklů ( $Cyc_{pa}$ ), na hloubce vybití ( $DoD$ ), jmenovité kapacitě uložště ( $Cap_{nom\_E}$ ), účinnosti parogenerátoru ( $\eta_{SG}$ ), účinnosti reflektující efekt samovybíjení ( $\eta_{self}$ ), době výstavby zařízení ( $\tau_c$ ) a na degradaci zařízení, které je ale v případě Carnotovy baterie zanedbáno, takže členy  $Cyc_{Deg}$  a  $T_{Deg}$  jsou rovny nule. Lze jej vypočítat podle vztahu (3.32).

$$\sum_n^N \frac{Q_{vybité}}{(1+r)^n} = Cyc_{pa} \cdot DoD \cdot Cap_{nom\_E} \cdot \eta_{SG} \cdot \eta_{self} \cdot \sum_n^N \frac{(1 - Cyc_{Deg})^{(n-1)Cyc_{pa}} \cdot (1 - \tau_{Deg})^{(n-1)}}{(1+r)^{n+\tau_c}} \quad (3.32)$$

Jak je patrné z rovnice (3.29), tak výsledné LCOS je závislé na mnoha parametrech, přičemž nejvýznamnějšími jsou životnost zařízení ( $N$ ), nabíjecí náklady spojené s množstvím ( $E_{ch}$ ) a cenou ( $P_{ch}$ ) vstupní elektřiny a množstvím vyprodukovaného tepla ( $Q_{dis}$ ), které je nejvíce ovlivněno počtem cyklů baterie za rok ( $Cyc_{pa}$ ). Za účelem popsání těchto závislostí byly vytvořeny citlivostní analýzy, ve kterých je počet cyklů za rok nahrazen kapacitním faktorem ( $CF$ ), který umožňuje jasněji reprodukovat a porovnávat výsledky jednotlivých variant s odlišnými dobami vybíjení, jelikož vyjadřuje roční využití zařízení, a je tedy na době vybíjení nezávislý.  $CF$  lze definovat jako poměr energie ze sítě odebrané během nabíjení a následně poskytnuté zpět do sítě ve vybíjecím režimu v průběhu roku a energie, která by se rovnala ročnímu kontinuálnímu nabíjení a vybíjení na nominální výkon. Jinými slovy,  $CF$  je poměr doby nabíjení a vybíjení v horizontu jednoho roku. Oba výrazy  $CF$  jsou uvedeny v rovnici (3.33), kde je  $Cyc_{pa}$  počet cyklů za rok,  $DoD$  hloubka vybití,  $Cap_{nom\_E}$  nominální energetická kapacita,  $Cap_{nom\_P}$  nominální výkonová kapacita a  $DD$  doba vybíjení.

$$CF = \frac{Cyc_{pa} \cdot DoD \cdot Cap_{nom\_E}}{DoD \cdot \frac{8760}{2} \cdot Cap_{nom\_P}} = \frac{Cyc_{pa} \cdot 2 \cdot DD}{8760} \quad (3.33)$$

Pro srovnání technologie Carnotových baterií s jinými typy skladovacích zařízení, které jsou schopny poskytovat energii pouze ve formě elektřiny je vhodné rovnici (3.29) upravit do tvaru rovnice (3.34). Přidáním posledního členu se součinem ceny tepla  $P_{th}$  s množstvím dodané tepelné energie  $Q_{vyb.}$  do čitatele a nahrazením jediného členu ve jmenovateli dodanou elektřinou  $E_{vyb.}$  získáme vyjádření  $LCOS_e$ , které zohledňuje čistě náklady na dodanou elektřinu. Rovnici (3.34) je možné dále upravit pro získání  $LCOS_{UE}$ , tedy náklady na jednotku užitečné energie, které zahrnuje jak dodanou elektřinu, tak teplo. Toto vyjádření lze získat nahrazením jmenovatele v rovnici (3.34) součtem dodaného tepla a elektřiny.

$$LCOS_e \left[ \frac{\text{€}}{MWh_e} \right] = \frac{CAPEX + \sum_n^N \frac{P\&U \text{ náklady}}{(1+r)^n} + \sum_n^N \frac{\text{Nabíjecí náklady}}{(1+r)^n} + \frac{\text{Konec živ.}}{(1+r)^N} - \sum_n^N \frac{P_{th} \cdot Q_{vyb.}}{(1+r)^n}}{\sum_n^N \frac{E_{vyb.}}{(1+r)^n}} \quad (3.34)$$



## 4 Výsledky a diskuze

### 4.1 Výsledky výpočtu potřebné skladovací kapacity

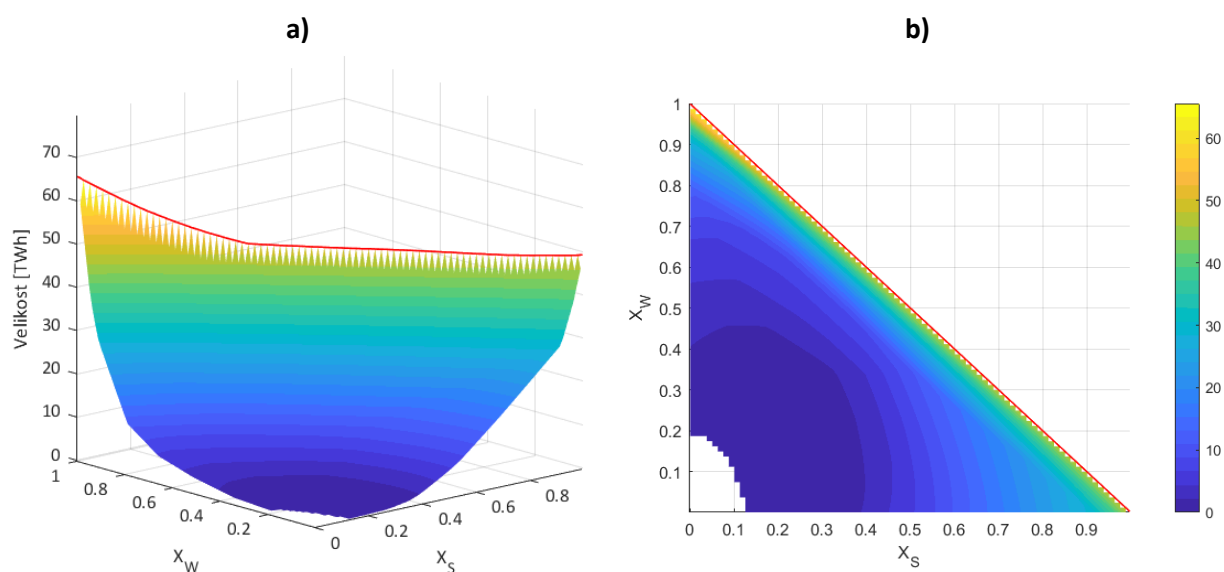
#### 4.1.1 Česko

#### Výsledky techno-ekonomických parametrů s nepovolenou nadvýrobou

V této kapitole je představen jednodušší případ, ve kterém není uvažováno s možností nadvýroby elektřiny, která by následně musela být „zmařena“. Na tomto příkladu však lze velmi dobře ukázat souvztažnost mezi jednotlivými vstupními parametry na výsledné techno-ekonomické parametry, kterými jsou například potřebná velikost uložistiště, průběh stavu nabití, dobu vybíjení, jmenovitý výkon, ale také kapitálové náklady na zařízení a celkové náklady na jednotku energie, ve kterých jsou zahrnuty jak náklady spojené s výrobou elektřiny, tak náklady spjaté s akumulací vyrobené elektřiny.

#### Technické parametry

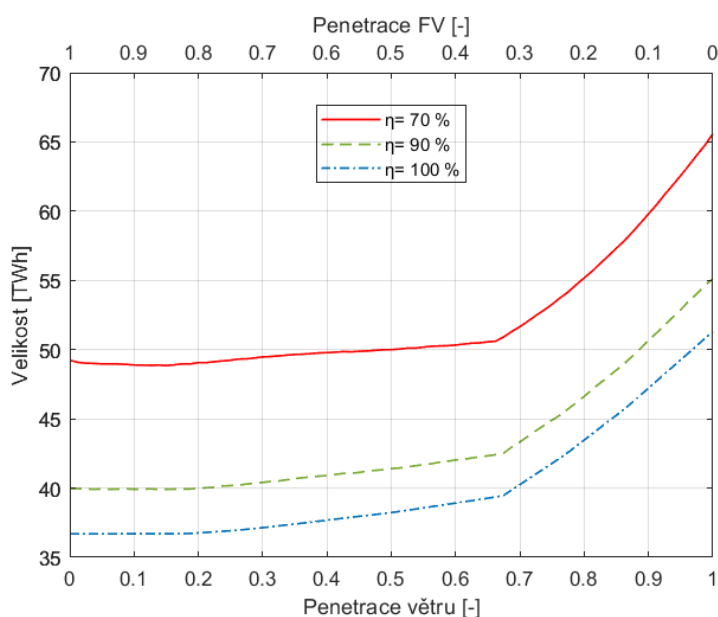
Stejně jako uvažoval Cárdenas a kol. [48], je i v této práci uvažována celková roundtrip-efficiency skladovacích zařízení 70 %, která je uváděna jako realistický odhad v případě různých typů skladování v síti.[48] Avšak vliv různých účinností byl také studován a je popsán v následující části. Obr. 4-1 ukazuje závislost velikosti potřebné skladovací kapacity na různých penetracích výroby z fotovoltaických elektráren ( $X_S$ ) a větrných elektráren ( $X_W$ ).



Obr. 4-1 Potřebná velikost skladovací kapacity pro různé penetrace FV ( $X_S$ ) a větru ( $X_W$ ) v ČR; a) prostorový pohled b) horní průmět

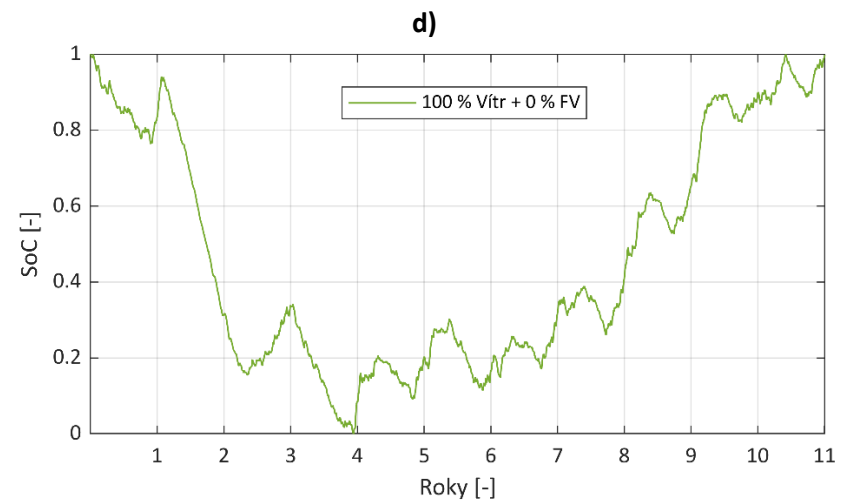
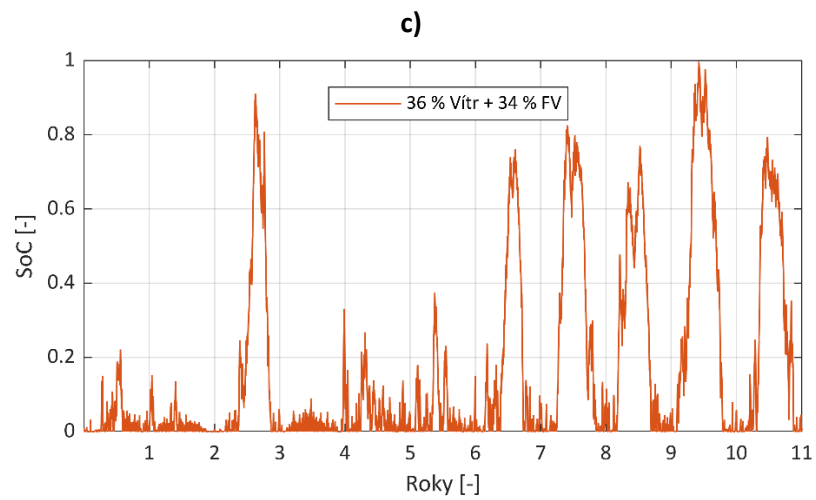
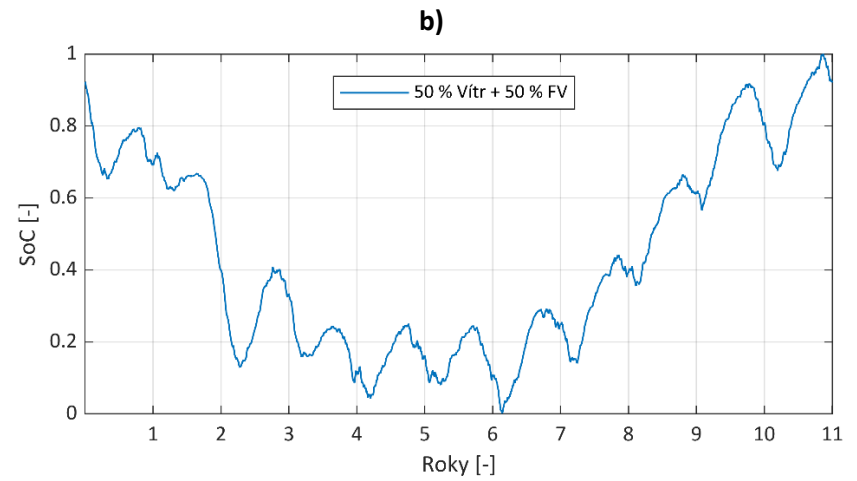
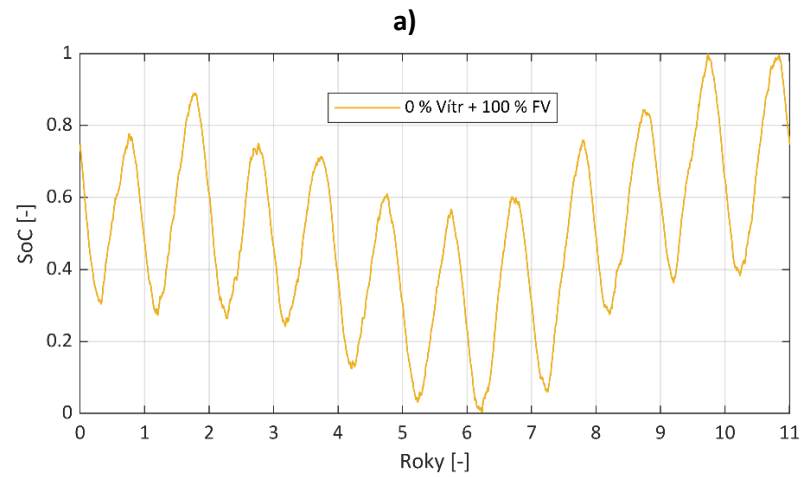
První důležitou informací kterou obrázek poskytuje, je skutečnost že pro malé penetrace větru ( $X_W < 20$  %) a nízké penetrace fotovoltaiky ( $X_S < 12$  %), není potřeba žádného skladování (viz levý dolní roh Obr. 4-1 b). Velmi nízkých hodnot potřebných velikostí skladovacích zařízení (do 2 TWh), lze v případě České republiky dosáhnout při penetraci větru menší jak 45 % a fotovoltaických systémů menší než 40 %. Jak plyne z obrázku, vůbec nejvyšší penetrace NOZE ( $X_R \approx 70$  %), tak aby celková velikost byla nižší než 2 TWh, je dosaženo při kombinaci 36 % VTE a 34 % FVE. Následně však potřebná skladovací kapacita s rostoucím podílem obou NOZE na hrubé spotřebě začne prudce narůstat, přičemž samotný růst lze charakterizovat jako exponenciální, což je i patrné z Obr. 4-1 a). Červená čára v obrázku značí potřebnou skladovací kapacitu pro případ, kdy je veškerá spotřeba

kryta pouze NOZE. Pokud by veškerá spotřeba měla být kryta pouze fotovoltaickými systémy, bylo by zapotřebí v podmínkách ČR vybudovat přibližně 50 TWh kapacity, což by v kontextu hrubé roční spotřeby uvažované v práci znamenalo téměř 70 %. Ještě větší kapacity by bylo zapotřebí, pokud by měla být veškerá spotřeba kryta výhradně VTE, a to více jak 65 TWh, což by téměř odpovídalo hrubé roční spotřebě. Lépe patrná závislost velikosti na penetraci FVE a VTE, v případě 100 % penetrace NOZE, je v Obr. 4-2, kde červená čára je shodnou čarou s červenou čarou v Obr. 4-1 a). Ze závislosti je patrné, že nejnižší kapacity by bylo dosaženo při přibližně 85% penetraci FVE a 15% penetraci VTE. V grafu jsou navíc zobrazeny stejné závislosti, ale pro případy, že by účinnost skladování byla vyšší, konkrétně 90 % (zelená čárkovaná čára) a 100% (modrá čerchovaná čára). Charakter křivky zůstává pro všechny případy účinností shodný a v podstatě se pouze snižuje o určitou diferenci. Za povšimnutí stojí relativně konstantní velikost do přibližně 67% penetrace větru, která se následně začne poměrně prudce navyšovat.



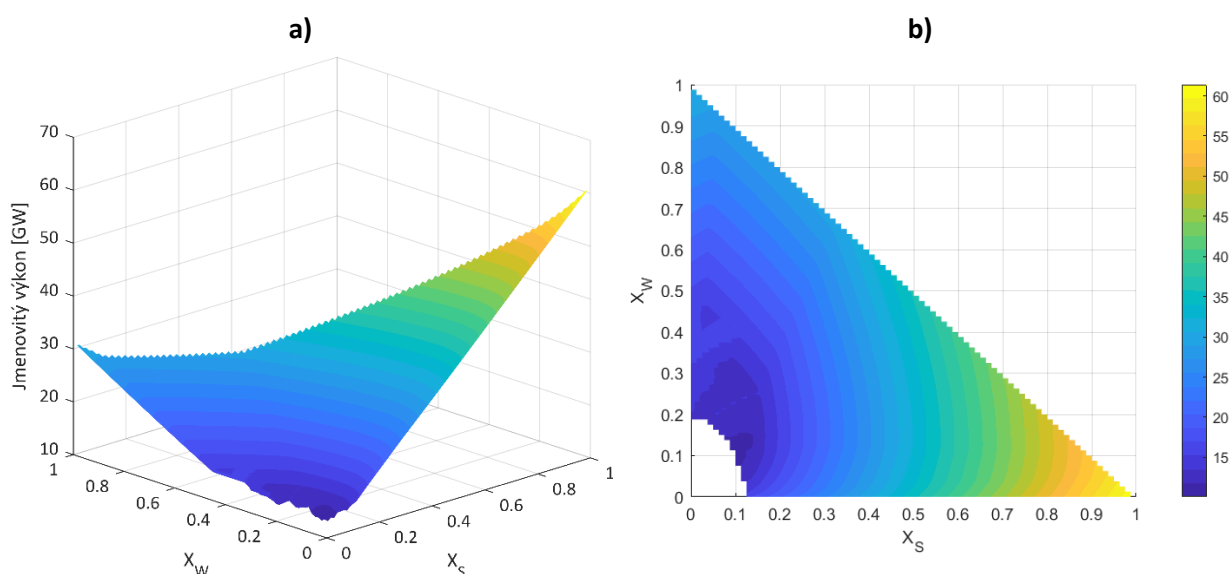
Obr. 4-2 Efekt účinnosti na potřebnou velikost skladovací kapacity pro 100 % penetraci NOZE, s různými kombinacemi FVE a VTE (ČR)

Dalším zajímavým parametrem, který vzejde z modelování potřebné kapacity, je stav nabití (SoC), který je pro různé kombinace penetrací obou NOZE zobrazen v Obr. 4-3. V obrázku a) je ukázán průběh stavu nabití uložiště pro případ, kdyby veškerou spotřebu měly krýt FV zdroje. Z průběhu je patrný efekt, který byl popisován již v rámci kapitoly 3.1.3, kdy fotovoltaické zdroje nevykazují takovou meziroční variabilitu, ale jsou charakteristické svou sezónní výrobou. Z obrázku je pak patrný očekávatelný trend, kdy přibližně od března do září dochází k nabíjení skladovacích kapacit a následně je naakumulovaná energie čerpána z uložiště v zimních měsících, kdy je vyšší spotřeba a zároveň nižší výroba z FVE. Obrázek b) zobrazuje průběh stavu nabití akumulčních zařízení pro případ polovičních penetrací obou NOZE. Obrázek c) zachycuje průběh SoC pro zmiňovanou kombinaci penetrací (36 % VTE a 34 % FVE), pro kterou je potřebná skladovací kapacita na úrovni přibližně 2 TWh. Poslední obrázek d) ukazuje průběh stavu nabití pro druhý extrémní případ, kdyby do sítě dodávaly elektřinu pouze VTE. Z grafu je patrná silná meziroční variabilita, jak bylo popsáno v rámci kapitoly 3.1.3.



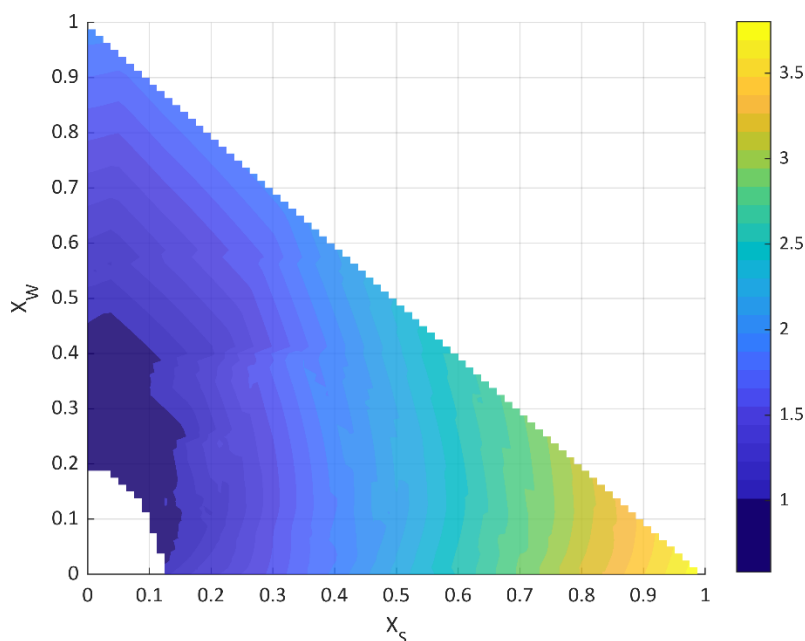
Obr. 4-3 Průběh stavu nabití (SoC) za zkoumanou periodu 11 let pro ČR; a) 0 % VTE +100 FVE (49 TWh), b) 50 % VTE +50 FVE (50 TWh), c) 36 % VTE +34 FVE (2 TWh),d) 100 % VTE +0 FVE (66 TWh)

Dalším důležitým technickým parametrem, který lze ze známé velikosti a SoC dopočítat, je jmenovitý výkon skladovacích zařízení. Jmenovitý výkon je pak v práci definován jako maximální hodnota z absolutních hodnot maximálního (nabíjecího) a minimálního (vybíjecího) výkonu. Důležitost tohoto parametru spočívá v poskytnutí kvalitní informace pro výběr vhodného typu skladovacího zařízení a zároveň s jeho rostoucí hodnotou lze očekávat vyšší kapitálové náklady na skladovací zařízení, které by bylo schopno zvýšené požadavky realizovat. Jak je z Obr. 4-4 patrné, tak s rostoucím podílem NOZE v síti jmenovitý výkon roste, což je způsobeno zvětšující se významností výkonových špiček, které se s rostoucí penetrací NOZE zvyšují, takže aby bylo možné dosáhnout cíle maximální nadvýroby, je zapotřebí tyto extrémní nadvýroby uskladnit a uplatnit v budoucnu. Z obrázku je navíc ale patrné, že vyšší podíl FVE v síti, významně navyšuje potřebný jmenovitý výkon, a to hlavně ve smyslu nabíjecího, což je lépe patrné z Obr. 4-5. Z Obr. 4-4 a) je zřejmé, že pro případ výroby elektřiny pouze ze solárních zdrojů by bylo nutné mít k dispozici dvojnásobný výkon ( $\approx 60$  GW) oproti případu 100% výroby z větrných elektráren ( $\approx 30$  GW). Ve srovnání s maximálním zatížením v roce 2021, které činilo přibližně 12,1 GW (viz kapitola 3.1.1.1) se jedná o násobně vyšší hodnoty.



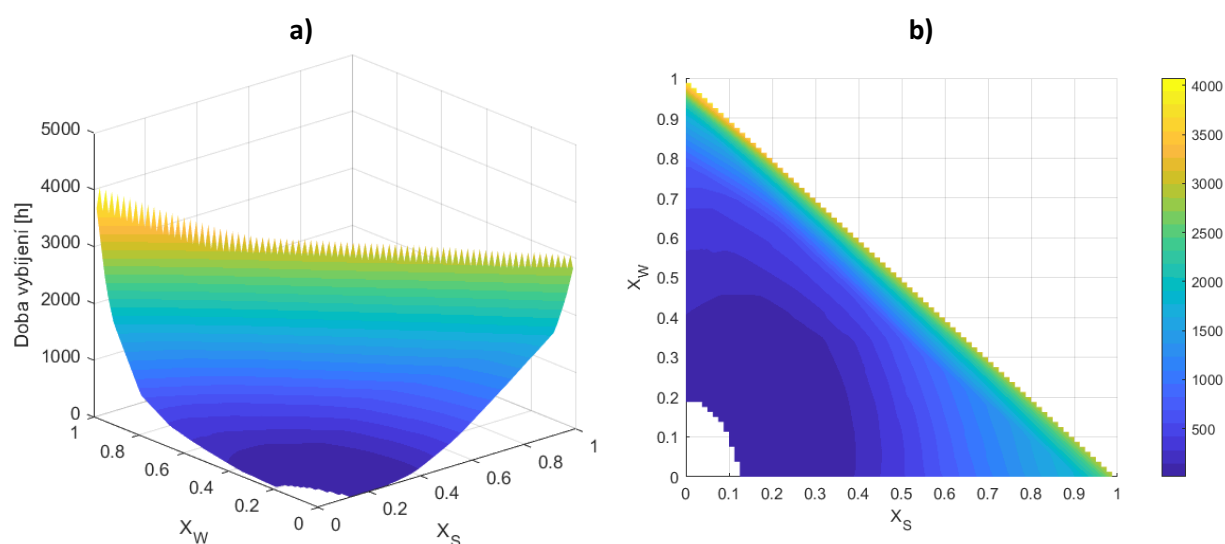
Obr. 4-4 Jmenovitý výkon skladovacích zařízení pro různé penetrace FV ( $X_S$ ) a větru ( $X_W$ ) v ČR; a) prostorový pohled b) horní průmět

Doplňujícím parametrem ke jmenovitému výkonu je poměr maximálního nabíjecího a vybíjecího výkonu, jehož hodnoty jsou pro různé kombinace penetrací FVE a VTE zaneseny v Obr. 4-5. Tmavě modrá oblast v levém dolním rohu obrázku představuje kombinaci penetrací, pro které platí, že maximální vybíjecí výkon je menší nebo maximálně roven největšímu nabíjecímu výkonu. Se zvyšující se penetrací NOZE začíná tento poměr narůstat, takže potřebný nabíjecí výkon v dobách přebytků elektřiny je vyšší nežli požadovaný vybíjecí výkon v obdobích nedostatku elektřiny v síti. Za povšimnutí však stojí nižší disproporce mezi oběma výkony v případě vyšších penetrací VTE, kdy pro 100% penetraci dosáhne maximální nabíjecí výkon přibližně dvojnásobku vybíjecího, zatímco v případě krytí veškerých potřeb FVE je více jak 3,5 násobný. To je způsobeno charakterem výroby z FVE, který byl popsán v rámci kapitoly 3.1.1.3, vyznačující se velmi silnými denními výkyvy výkonu, zatímco výroba z VTE je v čase více ustálená.



Obr. 4-5 Horní průmět poměru nabíjecího ku vybíjecímu výkonu skladovacích zařízení v závislosti na různých penetracích FVE ( $X_S$ ) a VTE ( $X_W$ ) v ČR

Posledním ze zkoumaných ryze technických parametrů je doba vybíjení (DD) uložště při maximálním vybíjecím výkonu. Výpočet je vesměs velice prostý, jelikož se pro příslušné penetrace jedná o poměr mezi velikostí uložště a maximálním vybíjecím výkonem. V Obr. 4-6 je v prostorovém pohledu a v horním průmětu ukázána závislost doby vybíjení na různých penetracích VTE ( $X_W$ ) a FVE ( $X_S$ ). Z obrázku je patrné, že charakter chování této závislosti je v podstatě shodný se závislostí velikosti uložště na penetracích (Obr. 4-1). Pro nižší penetrace obnovitelných zdrojů ( $X_W \approx 60\%$  a  $X_S \approx 45\%$ ;  $X_R \approx 70 - 80\%$ ) vychází doba vybíjení méně než 200 h, z čehož lze usuzovat, že majoritní uplatnění by mohly najít střednědobé akumulční technologie doplněné o krátkodobé skladování.



Obr. 4-6 Doba vybíjení uložště na maximální vybíjecí výkon pro různé penetrace FV ( $X_S$ ) a větru ( $X_W$ ) v ČR; a) prostorový pohled b) horní průmět

Jakmile však začne penetrace narůstat, dochází k exponenciálnímu růstu doby vybíjení, což znamená nutnost aplikace hlavně dlouhodobého skladování, které by v případě ČR při 100% penetraci větrných zdrojů muselo být až 4000 h, tedy téměř polovinu roku. V otázce, zda-li je

charakter provozu sezónní, ve smyslu doby skladování, či nikoliv, je však vždy potřeba posoudit na základě průběhu stavu nabytí (SoC) (viz Obr. 4-3).

### Techno-ekonomické parametry

Na základě technických dat z předchozí části je hlavním cílem této části kapitoly zjistit dvě podstatné ekonomické informace. Těmi jsou kapitálové náklady na skladovací zařízení a hlavně celkové náklady na jednotku hrubé dodané elektřiny, ve kterých jsou zahrnuty jak náklady spojené s výrobou elektřiny, tak náklady spjaté s akumulací vyrobené elektřiny. Nejprve se zaměříme na kapitálové náklady daného skladovacího zařízení. Ty jsou vypočteny podle rovnice (4.1), ve které  $\alpha$  značí měrné investiční náklady na jednotku energie skladovací kapacity akumulčního zařízení ( $\text{€}\cdot\text{kWh}^{-1}$ ),  $\beta$  jsou měrné investiční náklady na jednotku výkonu akumulčního zařízení ( $\text{€}\cdot\text{kW}^{-1}$ ),  $P_N$  je nabíjecí výkon a  $P_V$  je vybíjecí výkon.

$$C_{\text{uložiště}} = \alpha \cdot \text{Velikost} + \beta \cdot \max(P_N, |P_V|) \quad (4.1)$$

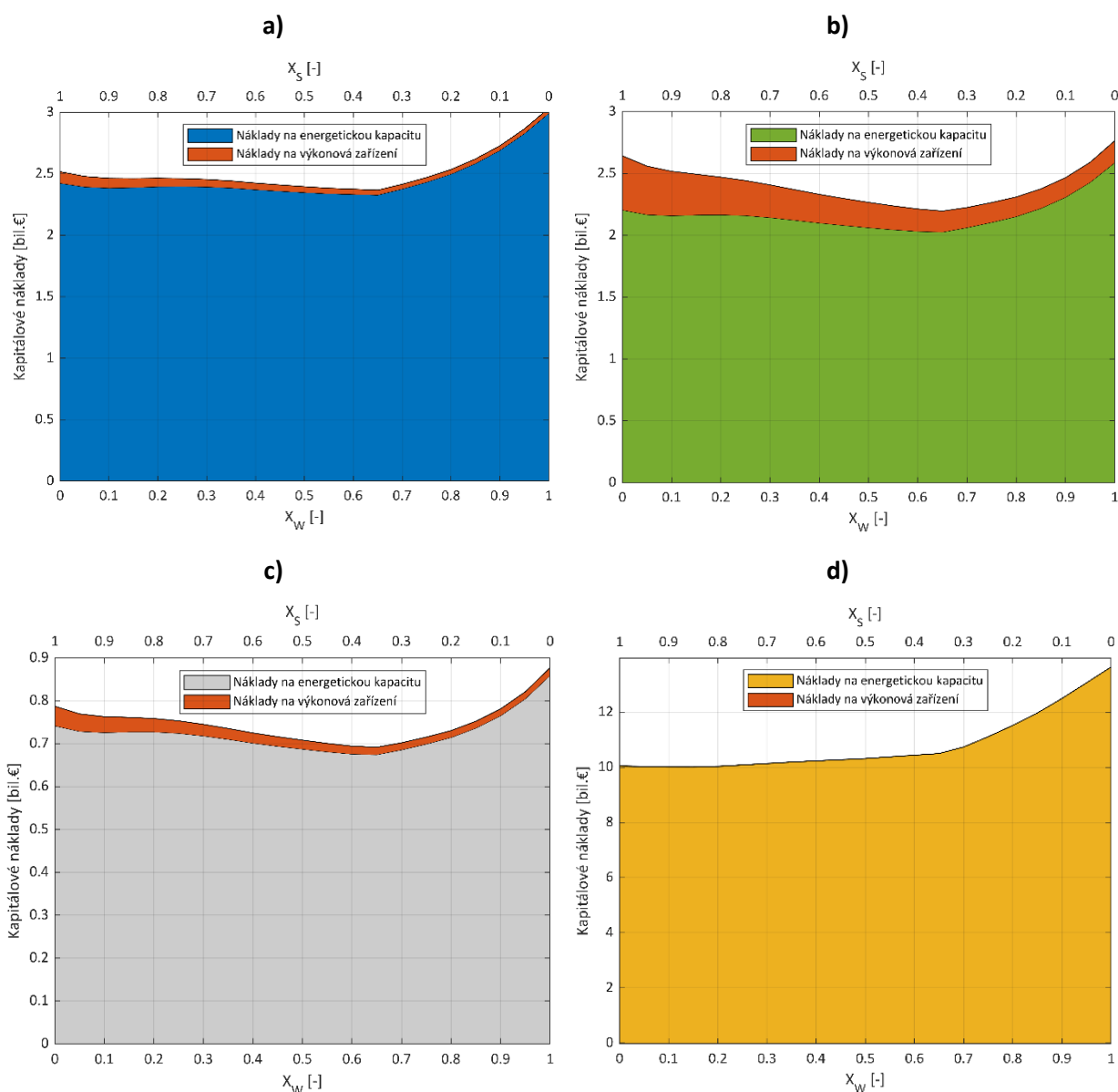
Jak již bylo zmíněno v kapitole 2.4, každá skladovací technologie je vhodná pro různé účely, což do velké míry souvisí se zmíněnými měrnými cenami pro konkrétní typ skladovacího zařízení. Elektrochemické akumulátory jsou charakteristické vysokou účinností, nízkými měrnými náklady na jednotku výkonu, ale vysokými měrnými náklady na jednotku energie. Naproti tomu chemické skladování v podobě vodíku má relativně nízkou účinnost a vysoké náklady na jednotku výkonu, ale velmi nízké náklady na jednotku energie. S ohledem na tyto tři parametry leží technologie termo či mechanického skladování mezi předešlými technologiemi. Hlavními představiteli jsou technologie jako CAES, přečerpávací vodní elektrárny nebo technologie Carnotových baterií. Konečná skladovací kapacita bude bezpochyby řešena kombinací všech těchto a dalších technologií, z čehož plyne příležitost pro optimalizaci tohoto mixu tak, aby celkové náklady na zařízení byly co nejnižší.

Tab. 4-1 Měrné náklady a účinnost jednotlivých typů skladovacích zařízení

Skladovací technologie	$\alpha$ $\text{€}\cdot\text{kWh}^{-1}$	$\beta$ $\text{€}\cdot\text{kW}^{-1}$	$\eta$ %	Zdroj
H <sub>2</sub> skladování	25	4 228	35	[68]
H <sub>2</sub> skladování (Cárdenas a kol.)	0,78	1280	45	[48]
CAES	34	1 100	45	[68]
CAES (Cárdenas a kol.)	3,5	349	70	[48]
CB- teplárna	8	421	33	Tab. 4-11
Li-ion	228	211	85	[68]

V následující části je nicméně ukázáno, jak by vypadala závislost celkových nákladů na skladovací kapacitu pro bezemisní energetický mix tvořený výhradně fotovoltaickými a větrnými elektrárnami, pokud by tato skladovací kapacita byla realizována pouze skrze jeden typ akumulčního zařízení. Jak již bylo zmíněno výše, tak pro případ 100% penetrace NOZE, budou majoritní část instalované kapacity tvořit technologie sezónního, dlouhodobého skladování. Za tím účelem byly vybrány technologie vodíkového skladování, skladování stlačeného vzduchu (CAES) a v kontextu práce také technologie Carnotových baterií v konfiguraci představené v kapitole 3.2, tedy přestavbě teplárny na CB. Jako kontrast těmto technologiím je dále představeno elektrochemické skladování v podobě Li-iontových baterií. Uvažované parametry technologií jsou uvedeny v Tab. 4-1. [68] Pro přepočítání mezi USD a EUR byl využit opět směnný kurz 1,1827 USD za 1 EUR. [63] Parametry pro CB jsou jedněmi z dílčích výsledků kapitoly 4.2.

Výsledky modelování kapitálových nákladů na zmíněné typy skladovacích zařízení pro případ 100% penetrace NOZE do energetického mixu ČR je zobrazen v Obr. 4-7. Z dílčích obrázků je patrné, že majoritní část nákladů je ve všech případech tvořena náklady spojenými s energetickou kapacitou, zatímco náklady asociované k výkonovým prvkům akumulčních zařízení (okrová barva ve všech obrázcích) mají jen malý vliv na celkové náklady. Z výsledků je tak patrná jasná korelace mezi investičními náklady a potřebnou skladovací kapacitou viz Obr. 4-2. Zároveň je patrné, že minimálních nákladů je pro všechny typy, kromě Li-iontových baterií, dosaženo při kombinaci 65% výroby z větrných elektráren a zbylých 35 % z FVE. V případě technologie CAES (Obr. 4-7 a)) by pro takové zastoupení NOZE v mixu byly celkové investiční náklady přibližně 2,3 bil€ (68,4 TWh). Vodíkové skladování (Obr. 4-7 b)) by dosáhlo nižší minimální hodnoty, a to cca 2,2 bil€ (81 TWh) a vůbec nejnižších hodnot by dosáhly Carnotovy baterie (Obr. 4-7 c)), konkrétně 0,69 bil€ (84,3 TWh).

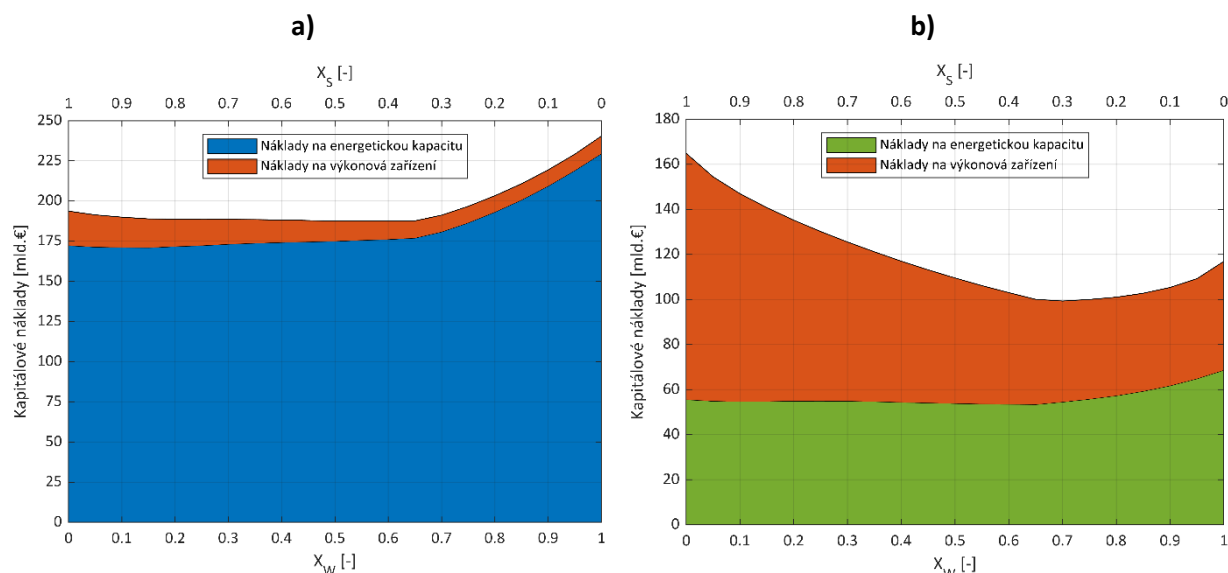


Obr. 4-7 Potřebné investiční náklady na skladovací kapacitu pro 100% penetraci NOZE při různých kombinacích FVE ( $X_S$ ) a VTE ( $X_W$ ) v mixu; a) CAES , b) skladování vodíku, c) Carnotovy baterie se štěrkovým ložem v teplárnách , d) Li-ion baterie

Pro doplnění kontextu, o jak obrovská čísla se jedná, tak HDP České republiky v roce 2021 činilo přibližně 238 mld.€, což je o něco více než 10 % celkového potřebného objemu prostředků k vybudování takových kapacit pro případ CAES a H<sub>2</sub>. [69] Skutečnost, že potenciální budoucí

potřebná skladovací kapacita, spojená se 100% penetrací NOZE, by nemohla být řešena pouze Li-iontovými bateriemi dokládá Obr. 4-7 d), ze kterého je patrné, že v podmínkách ČR by to sice znamenalo nejnižší potřebnou skladovací kapacitu (44 TWh), ale minimální investiční náklady by dosáhly 10 bil€ (0 % VTE +100 % FVE), což by byl více jak pětinasobek oproti ostatním konkurenčním technologiím.

Zde je však nutno zdůraznit, že výsledky odhadovaných kapitálových nákladů extrémně závisejí na zvolených podmínkách uvedených v Tab. 4-1. Pokud by totiž byly zvoleny hodnoty shodné s těmi, které volil Cárdenas a kol. ( CAES:  $\alpha \approx 3,5 \text{ €}\cdot\text{kWh}^{-1}$ ,  $\beta \approx 349 \text{ €}\cdot\text{kW}^{-1}$  a  $\eta = 70 \%$ ; Vodíkové skladování H<sub>2</sub>:  $\alpha \approx 0,78 \text{ €}\cdot\text{kWh}^{-1}$ ,  $\beta \approx 1280 \text{ €}\cdot\text{kW}^{-1}$  a  $\eta = 45 \%$ ), výsledky by byly diametrálně odlišné. V případě CAES by minimální investiční náklady činily přibližně 187,5 mld.€ ( $X_W = 60 \%$ ,  $X_S = 40 \%$  a velikost= 50,3 TWh) a v případě vodíkového skladování dokonce pouhých 99,3 mld.€ ( $X_W = 70 \%$ ,  $X_S = 30 \%$  a velikost= 69,9 TWh). Grafické znázornění těchto výsledků je patrné z Obr. 4-8. Jak bude následně patrné (Obr. 4-10), tato volba má skrze investiční náklady na skladovací zařízení zásadní vliv na celkové náklady na jednotku vyrobené elektřiny (TCoE).



Obr. 4-8 Citlivost potřebných investičních nákladů na skladovací kapacitu pro 100% penetraci NOZE při různých kombinacích FVE ( $X_S$ ) a VTE ( $X_W$ ) v mixu na volbu vstupních techno-ekonomických parametrů; a) CAES ( $\alpha \approx 3,5 \text{ €}\cdot\text{kWh}^{-1}$ ,  $\beta \approx 349 \text{ €}\cdot\text{kW}^{-1}$  a  $\eta = 70 \%$ ), b) skladování vodíku ( $\alpha \approx 0,78 \text{ €}\cdot\text{kWh}^{-1}$ ,  $\beta \approx 1280 \text{ €}\cdot\text{kW}^{-1}$  a  $\eta = 45 \%$ )

Aby byla zajištěna konzistence s předchozí částí práce s bilancemi potřebné skladovací kapacity, jsou následující výsledky vztaheny k technologii CAES, pro kterou Cárdenas a kol. odhadovali účinnost právě 70 %, která byla vstupním parametrem pro analýzu technických parametrů uložště.

Celkové investiční náklady jsou důležitým parametrem, ale nedokáží samy o sobě sdělit, jak se tyto náklady, společně s vyšší výrobou z NOZE v důsledku účinnosti skladovacích zařízení nebo případného curtailmentu, projeví v konečné ceně elektřiny. Za tímto účelem je zavedena veličina celkových nákladů na jednotku spotřebované (dodané) elektřiny (TCoE- Total Cost of Electricity), která v sobě zahrnuje jak náklady spojené se samotnou výrobou elektřiny, tak také náklady na pokrytí investičních nákladů na skladovací zařízení. TCoE lze vypočítat podle rovnice (4.2), kde  $C_f$  jsou náklady na výrobu z fosilních zdrojů, vypočítané podle rovnice (4.3),  $C_s$  jsou náklady na výrobu elektřiny ze solárních zdrojů (rovnice (4.4)),  $C_w$  jsou náklady na výrobu větrných elektráren (rovnice (4.5)),  $\lambda$  [roky] je predikovaná životnost akumulčního zařízení,  $\tau$  [roky] je analyzovaná časová perioda a  $E_D$  je celková hrubá spotřeba elektřiny za celou dobu zkoumané periody.



$$TCoE = \frac{C_f + C_w + C_s + C_{uložiště} \cdot \left(\frac{\tau}{\lambda}\right)}{E_D} \quad (4.2)$$

$$C_f = E_F \cdot LCOE_f \quad (4.3)$$

$$C_s = E_{Smod} \cdot LCOE_s \quad (4.4)$$

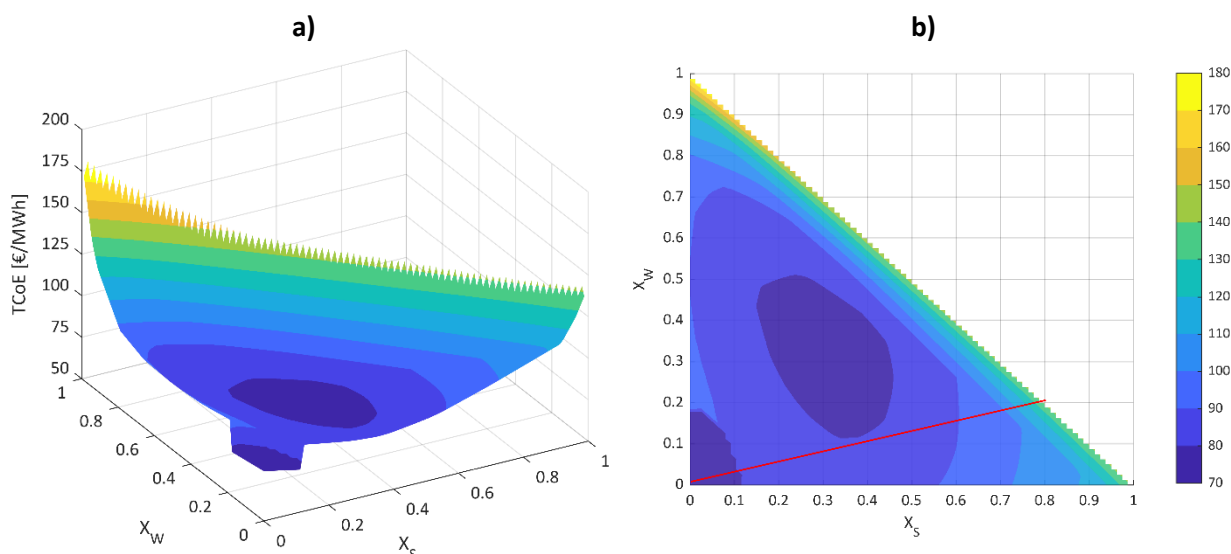
$$C_w = E_{Wmod} \cdot LCOE_w \quad (4.5)$$

Členy  $E_F$ ,  $E_{Smod}$  a  $E_{Wmod}$  v rovnicích (4.3), (4.4) a (4.5) reprezentují výrobu z jednotlivých zdrojů energie a byly detailně diskutovány v kapitole 3.1.4. Parametr LCOE byl již představen v rámci kapitoly 0, přičemž použité hodnoty tohoto ekonomického ukazatele byly získány z již prezentované publikace [16]. Výsledky publikace byly vypočítány pro německé podmínky, takže lze předpokládat, že pro české podmínky budou velmi obdobné. V publikaci jsou uvedené intervaly hodnot, takže pro účel této práce byly zprůměrovány a jsou zobrazeny v Tab. 4-2. V případě větrné energie je nutno podotknout, že  $LCOE_w$  je vypočteno jako vážený průměr mezi  $LCOE_{w on}$ , tedy diskontovanými náklady na jednotkovou výrobu z pevninských větrných elektráren a  $LCOE_{w off}$ , které má význam diskontovaných nákladů na jednotkovou výrobu z mimo-pevninských větrných elektráren. V případě Česka se tak jedná pouze o  $LCOE_{w on}$  a v případě Německa je uvažováno, že 21 % z celkové výroby VTE vyrobí mimo-pevninské a zbytek pevninské, jak tomu bylo v roce 2021 (viz Tab. 2-2). Diskontované náklady na jednotkovou výrobu z fosilních zdrojů ( $LCOE_f$ ) byly zvoleny jako minimální hodnota ze všech hodnot LCOE fosilních zdrojů, čímž byly paroplynové zdroje.

Tab. 4-2 Vstupní parametry pro výpočet TCoE

	Značka	Jednotka	Velikost	Zdroj
LCOE paroplynové zdroje	$LCOE_f$	€·MWh <sup>-1</sup>	80	[16]
LCOE fotovoltaické zdroje	$LCOE_s$	€·MWh <sup>-1</sup>	40	[16]
LCOE vítr mimo-pevninský	$LCOE_{w off}$	€·MWh <sup>-1</sup>	95	[16]
LCOE vítr pevninský	$LCOE_{w on}$	€·MWh <sup>-1</sup>	60	[16]
Podíl mimo-pevninských VTE na výrobě z VTE	$X_{W off}$	%	21	Tab. 2-2
Podíl pevninských VTE na výrobě z VTE	$X_{W on}$	%	79	Tab. 2-2
Doba životnosti CAES	$\lambda$	roky	30	[48]

Vliv penetrace solárních zdrojů ( $X_s$ ) a větrných zdrojů ( $X_w$ ) na celkové náklady na jednotku spotřebované elektřiny (TCoE), ve kterém jsou zahrnuty jak náklady spojené se samotnou výrobou elektřiny, tak také náklady spojené se skladováním přebytečné elektřiny, v případě České republiky je zobrazen v Obr. 4-9, přičemž obrázek a) je prostorovým pohledem a obrázek b) je půdorysem obrázku a). Vstupními daty pro výpočet závislosti, kterou popisuje obrázek, byly kromě dat shrnutých v Tab. 4-2, také účinnost skladování 70 %, měrné investiční náklady na jednotku energie skladovací kapacity akumulčního zařízení ( $\alpha$ ) 3,5 €·kWh<sup>-1</sup> a měrné investiční náklady na jednotku výkonu akumulčního zařízení ( $\beta$ ) 349 €·kWh<sup>-1</sup>.



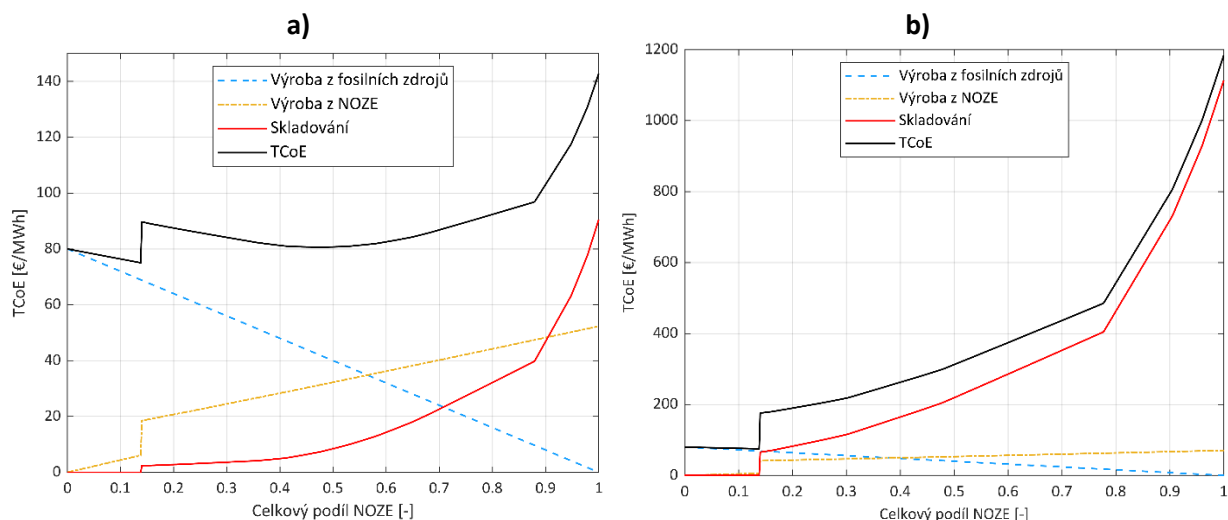
Obr. 4-9 Vliv penetrace solárních zdrojů ( $X_s$ ) a větrných zdrojů ( $X_w$ ) na celkové náklady na jednotku spotřebované elektřiny (TCoE), ve kterém je zahrnuta výroba i skladování pro případ 70% účinnosti skladování,  $\alpha = 3,5 \text{ €} \cdot \text{kWh}^{-1}$ ,  $\beta = 349 \text{ €} \cdot \text{kWh}^{-1}$ ; a) prostorový pohled, b) půdorysný pohled

Z obrázku jsou zřejmé dvě oblasti s tmavě modrou barvou, která značí, že TCoE má v těchto oblastech nejnižší hodnotu ( $70 - 80 \text{ €} \cdot \text{MWh}^{-1}$ ). První oblast, v levém dolním rohu obrázku b), dosahuje nízkých hodnot z důvodu že se jedná o oblast se vzájemnou kombinací penetrací FVE a VTE, kdy není zapotřebí žádná akumulační kapacita, jak bylo diskutováno v rámci Obr. 4-1, a tak se celkové náklady vypočítávají pouze z nákladů na samotnou výrobu elektřiny. Zajímavá je však především druhá oblast, kdy je možno dosáhnout podobných hodnot TCoE, přičemž celková penetrace NOZE může dosáhnout až přibližně 80 % (40 % VTE a 40 % FVE). Jakmile však penetrace NOZE vzroste nad tuto hranici, tak začnou celkové náklady na spotřebovanou jednotku elektřiny zásadním způsobem narůstat, přičemž strmější nárůst lze očekávat se zvyšujícím se podílem VTE. Pro 100% penetraci větru by TCoE mohlo dosáhnout přibližně  $180 \text{ €} \cdot \text{MWh}^{-1}$ . Minimální hodnoty TCoE při 100% penetraci NOZE je dosaženo pro kombinaci 10% penetrace větru a 90% penetrace fotovoltaických zdrojů. Veškeré techno-ekonomické údaje tohoto řešení shrnuje Tab. 4-3.

Tab. 4-3 Techno-ekonomické parametry při 100% penetraci NOZE v případě optimálního poměru penetrací FVE a VTE (90 % a 10 %) pro ČR

	<b>Parametr</b>	<b>Jednotka</b>	<b>Velikost</b>
Výroba	Průměrná roční hrubá spotřeba	TWh	69,5
	Hrubá spotřeba za 11 let	TWh	764,4
	Penetrace NOZE	%	100
	Penetrace větru	%	10
	Penetrace FV zdrojů	%	90
	Celková výroba z větru	TWh	93,3
	Celková výroba z FV	TWh	839,3
Par. Uložiště	<b>Potřebná kapacita uložště</b>	<b>TWh</b>	<b>48,89</b>
	Maximální nabíjecí výkon	GW	53,98
	Maximální vybíjecí výkon	GW	15,83
	Doba vybíjení na max. vybíjecí výkon	h	3088
Ekonomika	<b>Investiční náklady na uložště</b>	<b>mld.€</b>	<b>189,95</b>
	Z toho náklady spojené s energetickou kapacitou	%	90
	Z toho náklady spojené s výkonovou kapacitou	%	10
	<b>Celkové náklady na jednotku spotřebované elektřiny (TCoE)</b>	<b>€·MWh<sup>-1</sup></b>	<b>142,37</b>
	Z toho podíl výroby z NOZE	%	36
	Z toho podíl spojený s akumulací kapacitou	%	64

Pro lepší názornost a vysvětlení příčin chování je v Obr. 4-10 ukázáno chování jednotlivých členů TCoE v závislosti na celkové penetraci NOZE. Pro toto vyšetření byl zvolen konstantní poměr mezi výrobou z FVE a VTE, tedy v případě ČR byl zvolen mix, že 20 % z elektřiny vyrobené z NOZE vyrobí větrné elektrárny a zbylých 80 % vyrobí solární elektrárny, což přibližně odpovídá současnému poměru (2021) v ČR (viz Tab. 2-1). Prakticky se tak jedná o řez v Obr. 4-9 b), který je znázorněn červenou čarou. V obrázku jsou vždy uvedeny čtyři křivky, přičemž čárkovaná modrá přísluší nákladům spojeným s výrobou z fosilních zdrojů, oranžová čerchovaná nákladům na výrobu elektřiny z neregulovatelných obnovitelných zdrojů, červená jsou náklady spojené se skladováním elektřiny a konečně černá je superpozicí třech předešlých, takže se jedná o průběh TCoE. Křivka výroby z fosilních paliv s rostoucím podílem NOZE lineárně klesá až na nulový příspěvek k TCoE, kdy je dosaženo 100% penetrace NOZE. Křivka výroby z NOZE lineárně narůstá až do hodnoty přibližně 14 %, kdy skokově naroste. Skokový nárůst je způsoben potřebou integrace skladovací kapacity, která není 100% efektivní, takže je zapotřebí vyrobit více elektřiny, což způsobí onen skokový nárůst. Skokový nárůst se pochopitelně projeví i na křivce skladování, jelikož je zapotřebí vyvinout investiční náklady pro vybudování potřebné skladovací kapacity. Je dobré si povšimnout, že následující příspěvek skladování na TCoE má v porovnání s výrobními křivkami de facto exponenciální charakter růstu. Průběh TCoE je zpočátku klesající, jelikož se zvyšuje podíl výroby z NOZE, která je levnější než výroba z fosilních zdrojů. Při dosažení 14% hranice penetrace NOZE dojde ke skokovému nárůstu TCoE, který je způsobený skokovou změnou na výrobě z NOZE a implementací skladování. Následně však začne charakter opět klesat, a to z důvodu, že efekt levnější výroby z NOZE oproti fosilním zdrojům je umocněn jejich větší penetrací a zároveň skladovací kapacita je stále poměrně nízká, takže její příspěvek k TCoE je také nízký. Při určité penetraci NOZE (48 % v Obr. 4-10 a)) však začne exponenciální charakter růstu příspěvku skladování nabývat zásadního významu a TCoE od té chvíle začnou v podstatě kopírovat charakter tohoto růstu. Nárůst je ještě urychlen při přibližně 88% penetraci NOZE. Důvod urychlení lze snadno vysvětlit díky Obr. 4-1 a). Z obrázku je patrné, že právě v případě převažující výroby z FVE dochází v rozmezí 80 – 90 % celkové penetrace NOZE dochází ke strmému růstu postřené skladovací kapacity, který zapříčiní i strmý růst TCoE.



Obr. 4-10 Podíl jednotlivých členů TCoE na celkovém TCoE pro případ konstantního mixu NOZE (20% výroby z VTE a 80% výroby z FVE); pro vstupní techno-ekonomické parametry a) CAES s nízkými náklady:  $\alpha = 3,5 \text{ €}\cdot\text{kWh}^{-1}$ ,  $\beta = 349 \text{ €}\cdot\text{kW}^{-1}$  a  $\eta = 70 \%$ , b) průměr z více technologií:  $\alpha = 27 \text{ €}\cdot\text{kWh}^{-1}$ ,  $\beta = 1950 \text{ €}\cdot\text{kW}^{-1}$  a  $\eta = 38 \%$

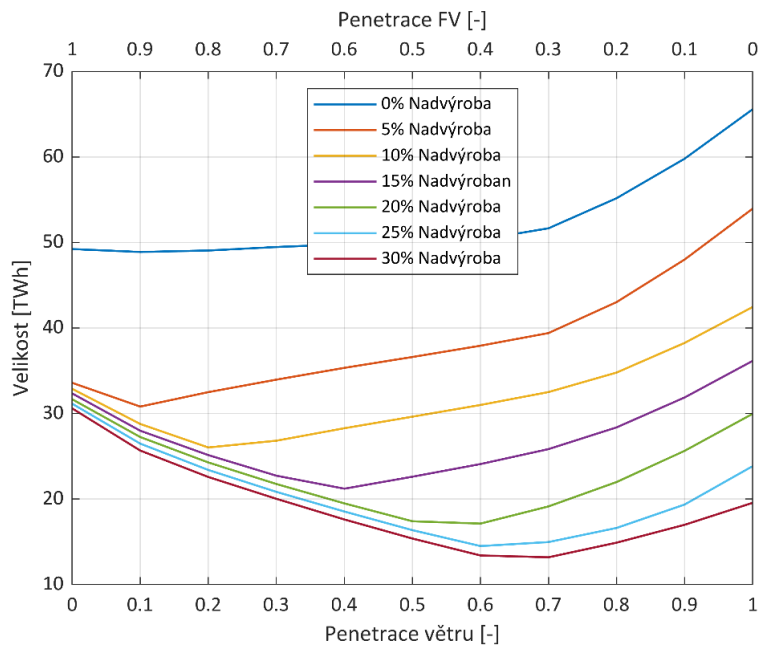
Obr. 4-10 a) zobrazuje výše popsany rozpad pro kombinaci vstupních techno-ekonomických parametrů uložiče  $\alpha = 3,5 \text{ €}\cdot\text{kWh}^{-1}$ ,  $\beta = 349 \text{ €}\cdot\text{kW}^{-1}$  a  $\eta = 70 \%$ , což odpovídá hodnotám, které volil i Cárdenas a kol. Naproti tomu obrázek b) uvažuje vstupní parametry  $\alpha = 27 \text{ €}\cdot\text{kWh}^{-1}$ ,  $\beta = 1950 \text{ €}\cdot\text{kW}^{-1}$  a  $\eta = 38 \%$ , což jsou průměrné hodnoty z hodnot v Tab. 4-1 pro technologie CAES, vodíkového skladování a Carnotových baterií. Díky exponenciální závislosti příspěvku skladování k TCoE, je při těchto vstupních parametrech výroba z jakéhokoliv zdroje téměř irelevantní a majoritní část ceny elektřiny pak začne tvořit samotné skladování. V případě 100% penetrace NOZE by to pak mělo za důsledek, že celkové náklady na jednotku dodané elektřiny by zaručeně přesáhly hodnotu  $1000 \text{ €}\cdot\text{MWh}^{-1}$ , což je patrné z Obr. 4-10 b).

### Efekt nadvýroby na techno-ekonomické parametry

Tato kapitola se věnuje potenciálnímu přínosu nadvýroby určitého množství vyrobené elektřiny z NOZE oproti reálné možnosti uplatnění, z čehož vyplývá, že musí být následně „zmařena“. Její matematické vyjádření popisuje rovnice (3.7). Pojem maření je myšleno přeměna přebytečné elektřiny na jinou formu energie, která následně nebude využita pro zpětnou konverzi na elektřinu, ale zároveň se nejedná o přesunutí plánované spotřeby v čase ve smyslu DSM. Přeneseně může mít tento pojem význam řízeného odpojení části instalovaného výkonu NOZE provozovatelem distribuční resp. přenosové soustavy. Efekt navýšení výroby z NOZE se kladně projeví na zmenšení nesouladu výroby se spotřebou v obdobích, kdy je nedostatek elektřiny v síti a v dobách extrémních výkonových špiček (hlavně vlivem výroby z FVE) dojde k „seřiznutí“ profilu výroby, přičemž přebytek může být využit pro jiné než skladovací účely. Lepší sesouhlasení výroby se spotřebou vede v konečném důsledku ke snížení potřebné skladovací kapacity.

Nadvýroba je tak z ekonomického hlediska bilancí mezi tím, zda se vyplatí vyrábět více elektřiny z NOZE, z čehož může vznikat benefit snížené velikosti potřebné skladovací kapacity, avšak v jisté chvíli může nastat situace, kdy zvyšující se náklady, spojené s velkou výrobou z NOZE, předčí pozitivní efekt snížené velikosti skladovacího zařízení.

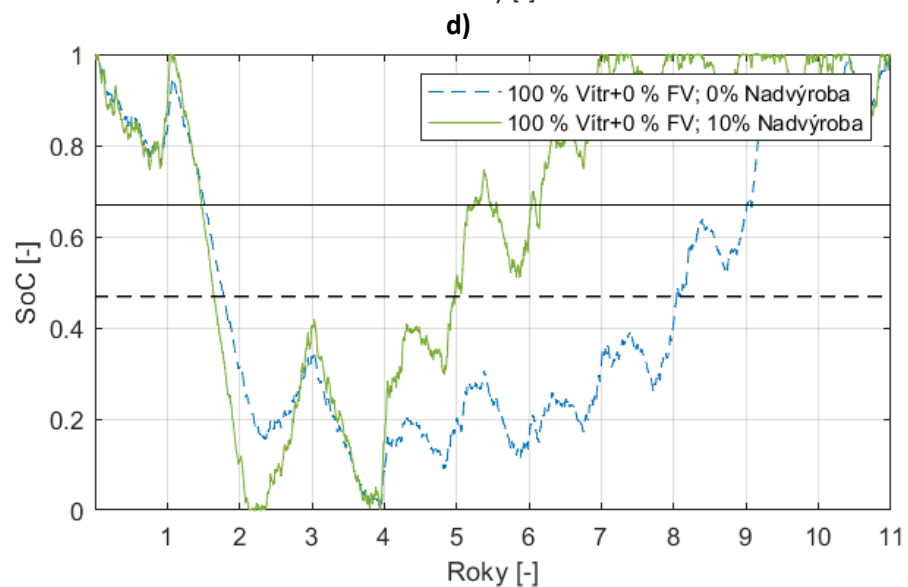
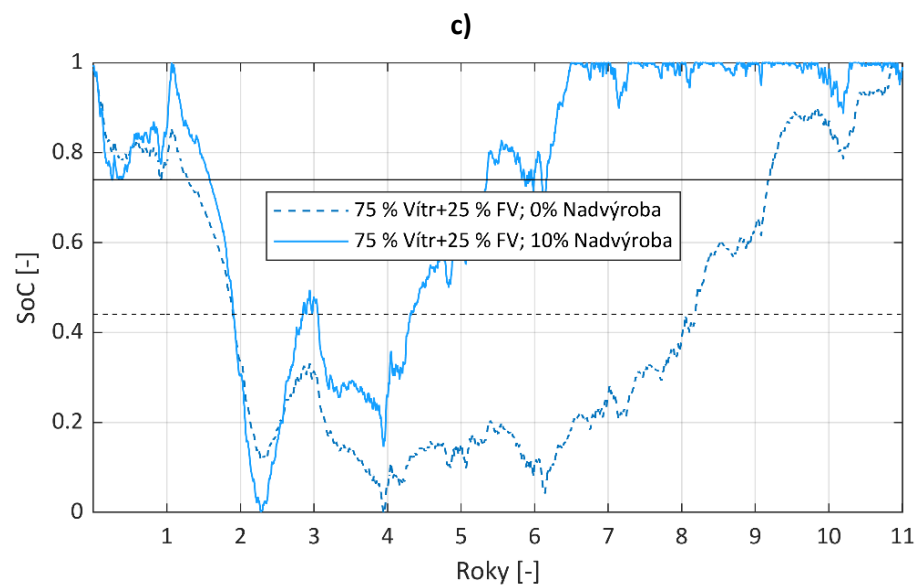
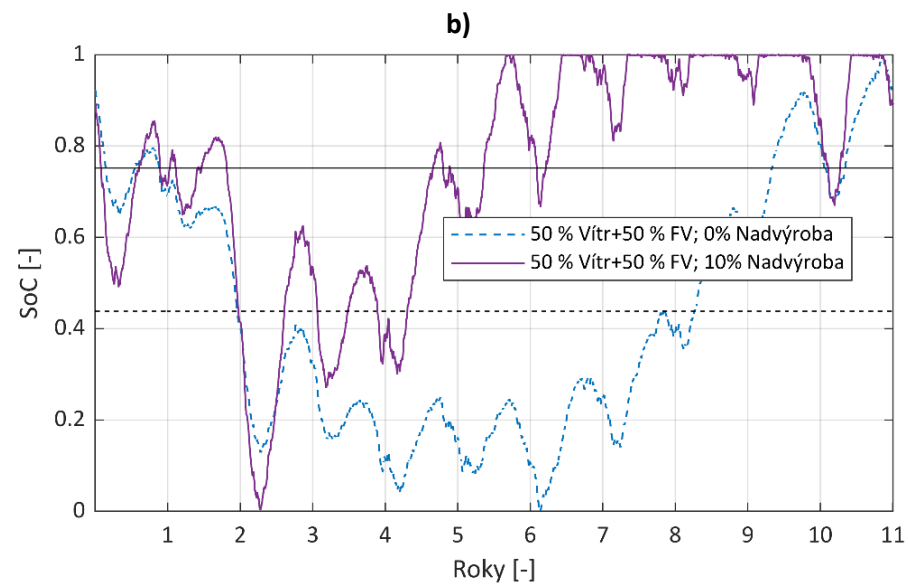
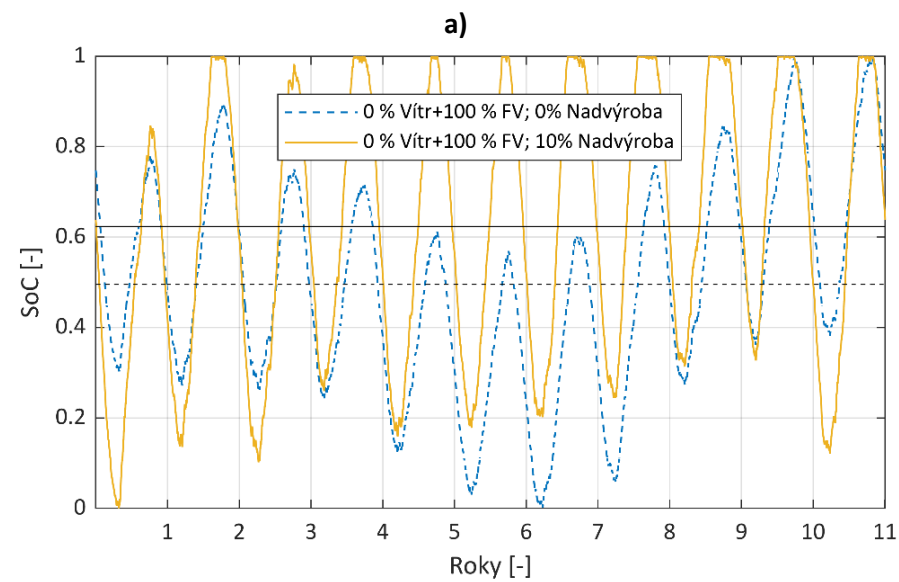
Efekt nadvýroby pro 100% penetraci NOZE na potřebnou velikost skladovací kapacity v závislosti na různých kombinacích penetrací větrných a fotovoltaických zdrojů ukazuje Obr. 4-11. Z obrázku je patrné, jak zvyšující nadvýroba snižuje potřebnou velikost skladovací kapacity a zároveň posouvá minimum směrem k vyšším penetracím větru.



Obr. 4-11 Efekt nadvýroby pro 100% penetraci NOZE na potřebnou velikost skladovací kapacity, při účinnosti skladování 70 %

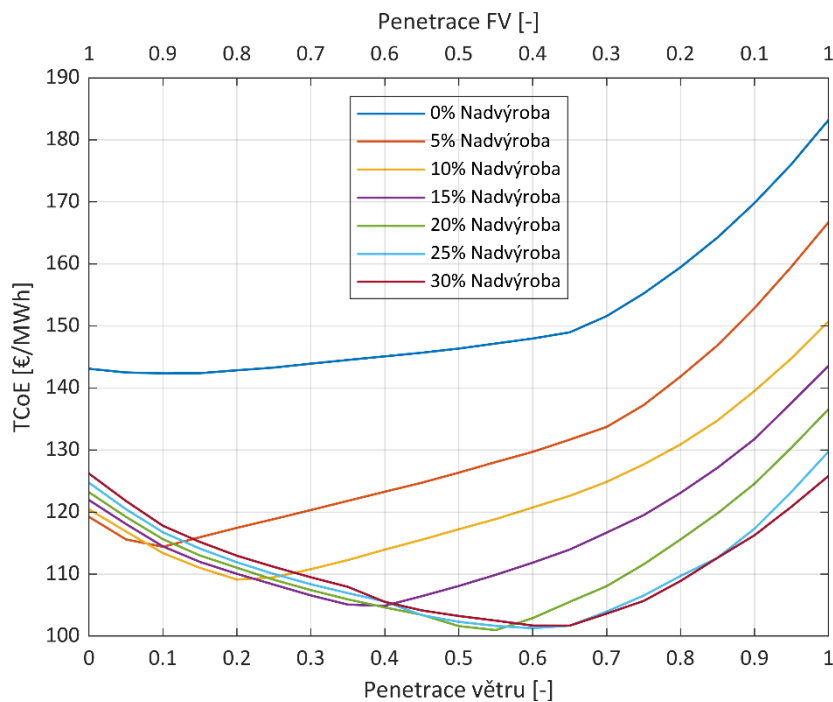
Tento jev je pochopitelný v kontextu prvního odstavce této kapitoly. Je dobré si povšimnout, že se zvyšujícím se procentem nadvýroby efekt snižující se potřebné skladovací kapacity klesá a lze přibližně říci, že od 20 – 25% nadvýroby je přínos už jen velmi malý. Z pohledu čísel by pro případ nulové nadvýroby bylo při penetraci VTE 10 % a FVE 90 % potřeba přibližně 49 TWh skladovací kapacity, zatímco v případě 30% nadvýroby by při penetraci větru 70 % a fotovoltaiky 30 % pouhých 13,2 TWh, což je přibližně jedna čtvrtina.

Obr. 4-12 ukazuje efekt nadvýroby na průběh stavu nabití uložiště (SoC) v průběhu zkoumané periody 11 let. Pro porovnání jsou vybrány shodné kombinace penetrací, jako v Obr. 4-3, přičemž průběhy z tohoto obrázku (bez uvažování nadvýroby) jsou do Obr. 4-12 zaneseny modrou čárkovanou čarou. Do dílčích obrázků byly navíc zaneseny přímkou, které reprezentují průměrný stav nabití, a to jak pro případ s uvažováním nadvýroby (černá plná přímkou), tak pro případ bez uvažování nadvýroby (černá čárkovaná přímkou). Z obrázků je možné si povšimnout, že ve všech případech dojde s povolením procentuální nadvýroby ke zvýšení průměrné hodnoty SoC, což lze přičknout snížení potřebné skladovací kapacity s navýšením povoleného procenta nadvýroby, jak bylo diskutováno v rámci Obr. 4-11. Zvýšená hodnota průměrného stavu nabití značí lepší využití skladovacích zařízení a charakterizuje tak způsob provozování akumulací kapacity. Pokud je průměrné roční využití nízké, pak se jedná spíše o sezónní skladování (typicky realizované vodíkovým skladováním) a naopak vysoké hodnoty značí uplatnění technologií s kratšími časy skladování a vyššími účinnostmi. Například při pohledu na obrázek b), který pracuje s kombinací 50% penetrace větrných zdrojů a 50% penetrace fotovoltaických zdrojů se při povolení 10% nadvýroby zvýší průměrný stav nabití o 31,4 p.b. na hodnotu 75,2 %, a zmenší se potřebná skladovací kapacita z 50 TWh na 29,6 TWh. Je tedy patrné, že umožněním nadvýroby se sníží velikost uložiště potažmo i jeho cena, ale naopak se zvýší množství finančních prostředků, které je zapotřebí vydat za výrobu elektřiny z NOZE, jelikož se zvýší množství (potenciálně) produkované elektřiny. Je tak zapotřebí se na tyto protichůdné jevy podívat skrze parametr celkových nákladů na jednotku dodané elektřiny (TCoE), který v sobě kombinuje obě zmíněné nákladové položky a lze tak nalézt optimum v podobě minima TCoE (viz Obr. 4-13).



Obr. 4-12 Efekt nadvýroby na průběh stavu nabití (SoC) při účinnosti skladování 70 % pro případy a) 0 % VTE +100 FVE, b) 50 % VTE +50 FVE, c) 75 % VTE +25 FVE, d) 100 % VTE +0 FVE

V případě 100% penetrace NOZE a nulové nadvýroby pro zvolené techno-ekonomické parametry uložště (účinnost skladování 70 % a měrné investiční náklady  $\alpha = 3,5 \text{ €}\cdot\text{kWh}^{-1}$  a  $\beta = 349 \text{ €}\cdot\text{kW}^{-1}$ ) vycházejí minimální celkové náklady na jednotku dodané elektřiny (TCoE)  $142,37 \text{ €}\cdot\text{MWh}^{-1}$ , a to pro vzájemnou kombinaci FVE a VTE 90 a 10 %, jak plyne i z Tab. 4-3. Zvyšováním procentuální nadvýroby se toto minimum postupně snižuje a zároveň posouvá k vyšším penetracím větru. Když je nadvýroba rovna 20 %, TCoE dosáhnou svého absolutního minima  $100,97 \text{ €}\cdot\text{MWh}^{-1}$  při 55% penetraci větru a 45% penetraci fotovoltaiky. Jak je z obrázku patrné, další zvyšování nadvýroby dále jen zvyšuje minimální hodnotu TCoE, a je tak kontraproduktivní.



Obr. 4-13 Efekt nadvýroby pro 100% penetraci NOZE na celkové náklady na jednotku dodané elektřiny (TCoE), při účinnosti skladování 70 % a měrných investičních nákladech  $\alpha = 3,5 \text{ €}\cdot\text{kWh}^{-1}$  a  $\beta = 349 \text{ €}\cdot\text{kW}^{-1}$

Souhrnné výsledky případu s 20% nadvýrobou společně s optimem při nulové nadvýrobě shrnuje Tab. 4-4. Důležitou informací, která stojí za povšimnutí, je snížení potřebné skladovací kapacity o 64 % při povolení nadvýroby. To se v konečném důsledku pozitivně projeví na snížení celkových nákladů na jednotku elektřiny o téměř 30 % na hodnotu  $100,97 \text{ €}\cdot\text{MWh}^{-1}$ .

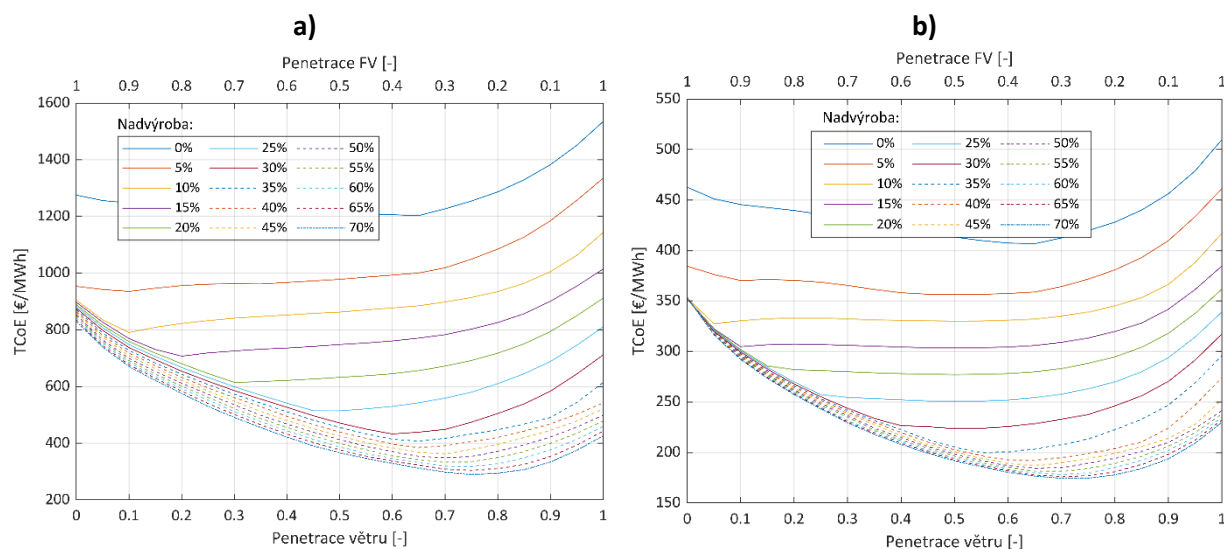
Tab. 4-4 Techno-ekonomické parametry při 100% penetraci NOZE v případě optimálních poměrů penetrací FVE a VTE (90 % a 10 % pro nulovou nadvýrobu a 55 % a 45 % pro 20% nadvýrobu) pro ČR

		0% Nadvýroba		20% Nadvýroba
	Parametr	Jednotka	Velikost	Velikost
Výroba	Průměrná roční hrubá spotřeba	TWh	69,5	69,5
	Hrubá spotřeba za 11 let	TWh	764,4	764,4
	Penetrace NOZE	%	100	100
	Penetrace větru	%	10	55
	Penetrace FV zdrojů	%	90	45
	Celková výroba z větru	TWh	93,3	548,5
	Celková výroba z FV	TWh	839,3	448,8
Par. uložistiště	<b>Potřebná kapacita uložistiště</b>	<b>TWh</b>	<b>48,89</b>	<b>16,51</b>
	Maximální nabíjecí výkon	GW	53,98	37,05
	Maximální vybíjecí výkon	GW	15,83	15,58
	Doba vybíjení na max. vybíjecí výkon	h	3088	1060
Ekonomika	<b>Investiční náklady na uložistiště</b>	<b>mld.€</b>	<b>189,95</b>	<b>70,72</b>
	Z toho:			
	Náklady spojené s energetickou kapacitou	%	90	82
	Náklady spojené s výkonovou kapacitou	%	10	18
	<b>TCoE</b>	<b>€·MWh<sup>-1</sup></b>	<b>142,37</b>	<b>100,97</b>
	Z toho:			
	Podíl výroby z NOZE	%	36	66
Podíl spojený s akumulací kapacitou	%	64	34	

Jak bylo již dříve ukázáno, zvolené vstupní techno-ekonomické parametry technologie CAES, které volil Cárdenas a kol. [48] jsou velice optimistické z pohledu nízkých hodnot měrných investičních nákladů a současně vysokých účinností. Z toho důvodu byl výpočet TCoE proveden ještě pro vstupní techno-ekonomické parametry technologií CAES a Carnotových baterií z přestavby teplárny, jejichž techno-ekonomické vstupní parametry byly představeny v Tab. 4-1. Obr. 4-14 zobrazuje efekt nadvýroby, pro 100% penetraci NOZE, na celkové náklady na jednotku dodané elektřiny (TCoE) pro oba zmiňované případy. Je dobré si povšimnout, že v obou grafech se náklady na jednotku dodané elektřiny se zvyšující se úrovní nadvýroby neustále snižují, a to dokonce i při 70% nadvýrobě. Zde můžeme pozorovat znatelný rozdíl oproti Obr. 4-13, kdy navyšování nadvýroby nad 20 % mělo už pouze negativní účinek na TCoE, jelikož ho navyšovalo. Graf a) ukazuje průběhy závislosti TCoE na vzájemné kombinaci penetrací FV a větru pro technologii CAES a graf b) vyobrazuje to samé pro případ Carnotových baterií. Zatímco v případě CB je rozsah hodnot TCoE pro celé zkoumané pásmo nadvýrob (0-70%) přibližně 175 – 510 €·MWh<sup>-1</sup>, tak v případě CAES je rozsah hodnot podstatně širší a celkově je posunutý k vyšším hodnotám (300 – 1550 €·MWh<sup>-1</sup>). Ze vzájemného porovnání tak lze konstatovat, že stěžejními parametry skladovací technologie pro vysoké penetrace NOZE jsou hlavně měrné investiční náklady, a to hlavně na energetickou kapacitu, a až vedlejší je požadavek co nejvyšší účinnosti akumulacího zařízení. Zvyšování nadvýroby s sebou nese nutnost navyšování instalovaného výkonu NOZE. Jak již bylo řečeno, zvyšování nadvýroby nad 70 % by pro oba případy mělo své opodstatnění, jelikož se TCoE pořád snižují. Z technického hlediska by to však znamenalo instalaci velice masivního množství NOZE, které by ani z řady důvodů nemohlo být realizováno. Je proto vybrána hranice 35% nadvýroby, od které je v obou případech následný efekt zvyšující se nadvýroby na TCoE podstatně nižší. U CAES je tak pro 35% nadvýrobu dosaženo minimální hodnoty TCoE 407,09 €·MWh<sup>-1</sup> při 65% penetraci větru a 35% penetraci FV s potřebnou skladovací kapacitou 18,4 TWh, kdežto u CB je minima 199,75 €·MWh<sup>-1</sup> dosaženo při 55% penetraci



větru a 45% penetraci FV se skladovací kapacitou 26,3 TWh. Poloviční hodnota TCoE CB při téměř 1,5 násobně vyšší potřebné skladovací kapacitě jenom podtrhuje důležitost dosažení co nejnižších měrných investičních nákladů na skladovací kapacitu, čehož jsou právě CB integrované do stávajících fosilních zdrojů schopny dosáhnout jako jedny z mála skladovacích technologií.



Obr. 4-14 Efekt nadvýroby, pro 100% penetraci NOZE, na celkové náklady na jednotku dodané elektřiny (TCoE) pokud by veškerou akumulaci zajišťovala technologie a) CAES, b) CB-teplárna

#### 4.1.2 Německo

Pro Německo jsou následně prezentovány hlavní grafické výstupy, shodné s těmi, které byly představeny v kapitole 4.1.1 v případě České republiky. Ostatní grafické výstupy, které v této kapitole nebudou zahrnuty v porovnání s kapitolou 4.1.1 jsou součástí Příloha I.

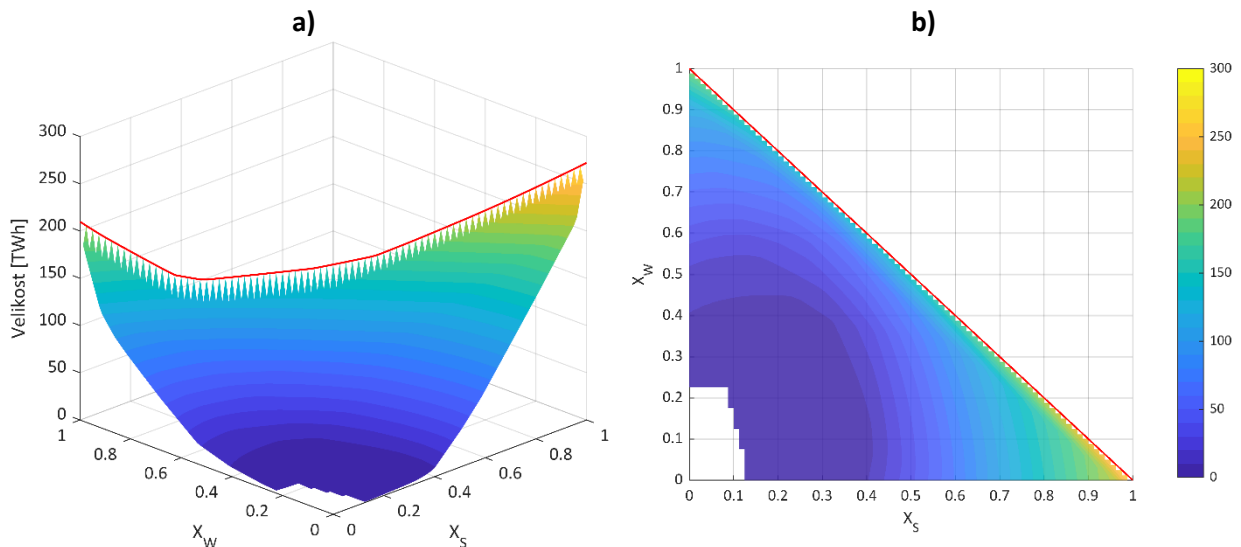
#### Výsledky techno-ekonomických parametrů s nepovolenou nadvýrobou

##### Technické parametry

Stejně jako v případě Česka, je uvažovaná účinnost skladování 70 %. Obr. 4-15 vyobrazuje závislost velikosti potřebné skladovací kapacity v Německu na různých penetracích výroby z fotovoltaických zdrojů ( $X_s$ ) a větrných elektráren ( $X_w$ ). Hranice, kdy ještě není zapotřebí žádná akumulace je posunuta k o něco vyšším penetracím VTE i FVE v porovnání s ČR, konkrétně pro malé penetrace větru ( $X_w < 23$  %) a nízké a penetrace fotovoltaiky ( $X_s < 13$  %). V současné době se penetrace větru pohybuje v Německu přibližně na 20 % a penetrace FV systémů na 9 %, jak bylo diskutováno v kapitole 2.1.3. Navíc, v současné době je odhadovaná skladovací kapacita, pouze v přečerpávacích vodních elektrárnách v Německu a jeho sousedních státech, přibližně 8 TWh, [70] z čehož by plynulo, že nejtmaší a zároveň největší oblast v Obr. 4-15 by mohla být kryta se současnou skladovací kapacitou. Tato rozsáhlá oblast umožňuje s minimální potřebnou skladovací kapacitou (< 10 TWh) integraci až 71 % NOZE (při 38% penetraci větru a 33% penetraci FV). Je však nutno podotknout, že se jedná o skladovací kapacitu celé středozápadní Evropy, a proto bude v následujících částech uvažována za kapacitu potřebnou pro vybudování na území Německa.

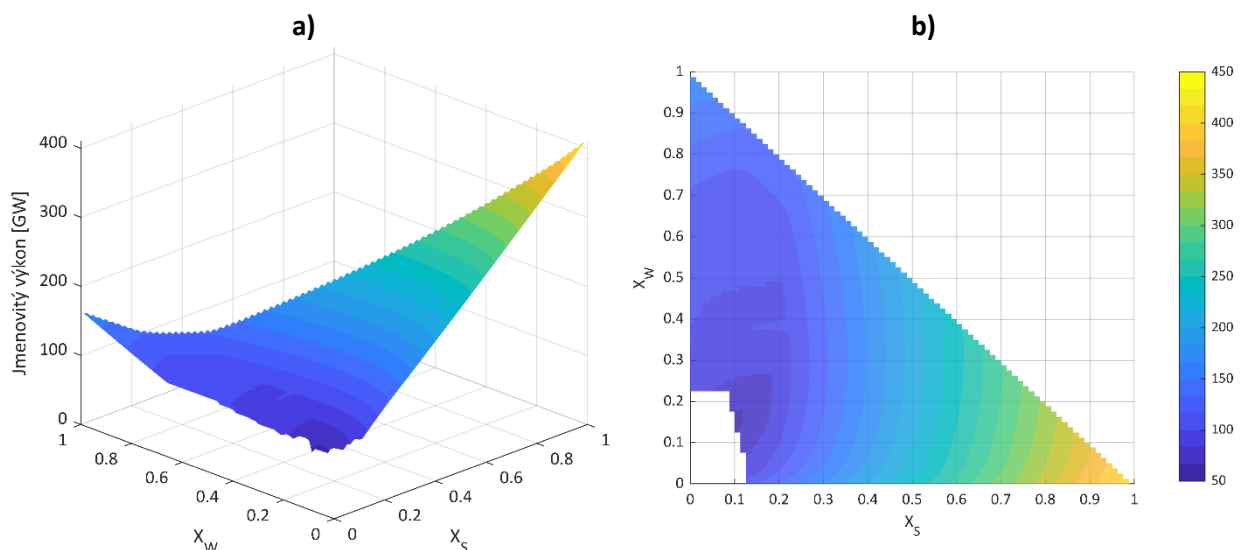
Obdobně jako v případě ČR, začne potřebná skladovací kapacita za touto oblastí s rostoucí penetrací NOZE exponenciálně narůstat. Na rozdíl však od Česka dosahuje exponenciální růst potřebné skladovací kapacity vyšších hodnot směrem k větším penetracím fotovoltaických zdrojů, kdy pro 100% penetraci FVE dosáhne celková potřebná skladovací kapacita více jak 270 TWh. Jedná se bezpochyby o velmi vysokou hodnotu, ale pokud je vztaženo k průměrné roční hrubé spotřebě

Německo (  $\approx 500$  TWh), jedná se o přibližně polovinu roční hrubé spotřeby, zatímco v případě Česka byla maximální hodnota potřebné kapacity v podstatě rovna roční hrubé spotřebě (viz kapitola 4.1.1). Pro 100% penetraci větru vychází potřebná skladovací kapacita přibližně o 50 TWh nižší. Vůbec nejnižší skladovací kapacitu, při 100% penetraci NOZE, umožňuje vzájemná kombinace 75 % větru a 25 % fotovoltaiky, pro kterou je potřebná skladovací kapacita menší než 150 TWh.



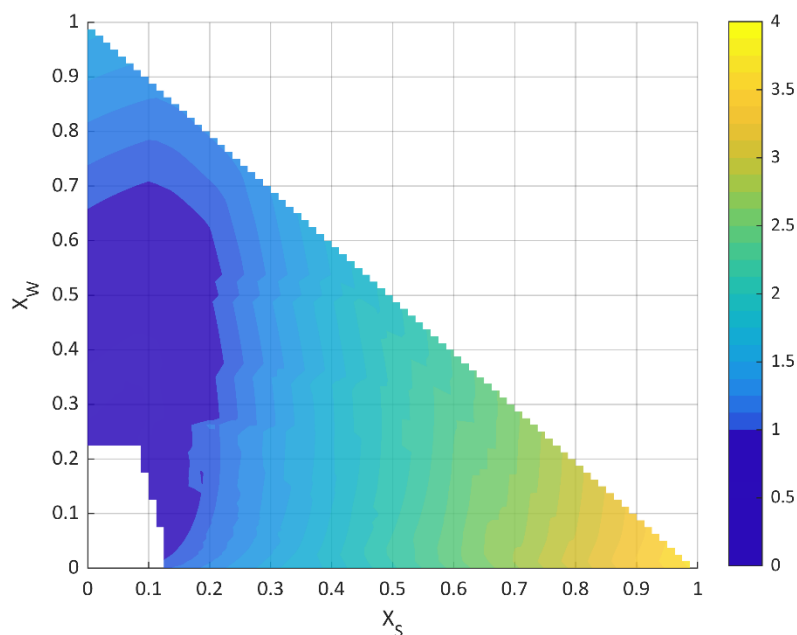
Obr. 4-15 Potřebná velikost skladovací kapacity pro různé penetrace FV ( $X_S$ ) a větru ( $X_W$ ) v Německu; a) prostorový pohled b) horní průmět

Obr. 4-16 se věnuje vyobrazení jmenovitého výkonu skladovacích zařízení v závislosti na různých kombinacích penetrací FVE a VTE. Stejně jako v případě Česka lze pozorovat významný růst jmenovitého výkonu se zvyšujícím se podílem FV zdrojů na výrobě. Důvodem jsou popisované extrémní výkonové špičky FV zdrojů, které musí být uložště schopny pojmout v okamžiku vzniku, pokud není připuštěna možnost „maření“ přebytečné elektřiny. Pokud by veškerá energie byla vyráběna z větrných zdrojů, bylo by zapotřebí, aby instalovaný výkon akumulacních zařízení činil alespoň 150 GW, avšak kdyby 100 % výroby zajišťovaly fotovoltaické zdroje, musel by jejich instalovaný výkon (v tomto případě nabíjecí) být více jak 400 GW. O jak velké hodnoty se jedná, dokládá srovnání s celkovým instalovaným elektrickým výkonem současných zdrojů v Německu, který byl v roce 2021 přibližně 222 GW<sub>e</sub> (viz kapitola 3.1.1.1.).



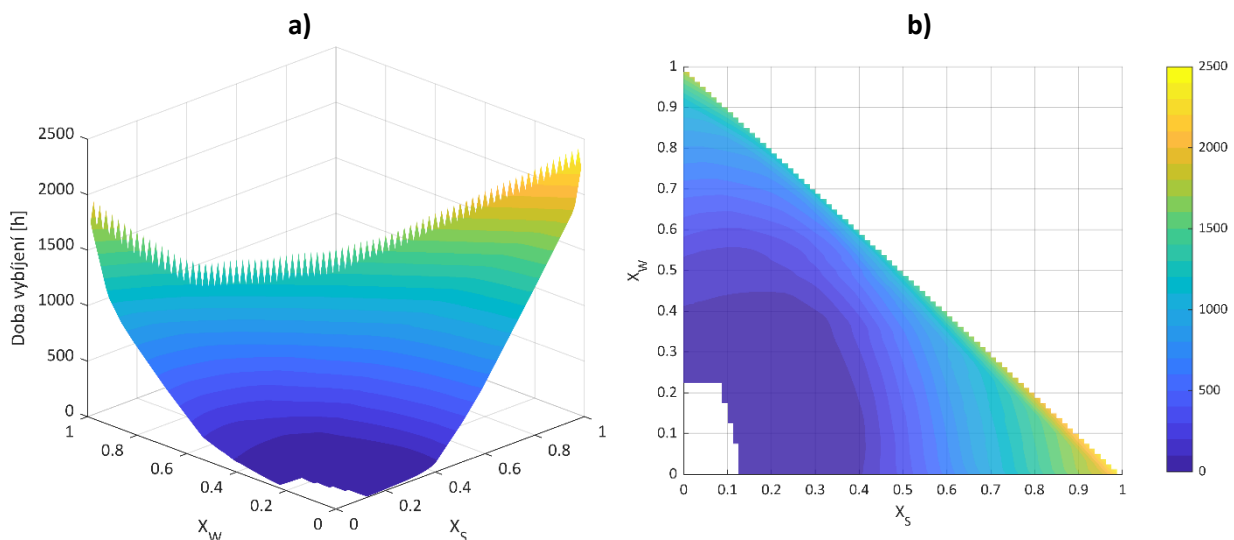
Obr. 4-16 Jmenovitý výkon skladovacích zařízení pro různé penetrace FV ( $X_S$ ) a větru ( $X_W$ ) v Německu; a) prostorový pohled b) horní průmět

Zajímavý pohled na problematiku výkonů nabízí Obr. 4-17, ve kterém je zobrazen horní průmět závislosti poměru maximálního nabíjecího výkonu k maximálnímu výkonu vybíjecímu v závislosti na rozdílných kombinacích penetrací obou NOZE. Obrázek dokládá, stejně jako v případě Česka, že největší disproporce mezi nabíjecím a vybíjecím výkonem vzniká při větší integraci FV zdrojů. V podstatě bez ohledu na penetraci větru, jakmile přesáhne penetrace FVE 40 %, je zapotřebí, aby použitý skladovací systém umožňoval nabíjet minimálně dvojnásobným výkonem v porovnání s maximálním vybíjecím. Na rozdíl od Česka je hranice, dokud je nabíjecí výkon menší nebo roven vybíjecímu výkonu, posunuta až v podstatě k 70% penetraci větru. To lze přisuzovat především integraci mimo-pevninských větrných elektráren, které mají odlišný charakter výroby oproti pevninským (bylo diskutováno v rámci kapitoly 3.1.1.2), což v důsledku znamená, že výroba z VTE je stálejší a s menšími výkonovými disbalancemi.



Obr. 4-17 Horní průmět poměru nabíjecího ku vybíjecímu výkonu skladovacích zařízení v závislosti na různých penetracích FVE ( $X_S$ ) a VTE ( $X_W$ ) v Německu

Stejně jako v případě České republiky, charakter doby vybíjení v závislosti na penetraci NOZE v podstatě kopíruje trend potřebné velikosti skladovací kapacity. Pro již zmiňovanou penetraci větru 38 % a fotovoltaiky 33 %, by doba vybíjení byla nižší než 200 h, tedy přibližně 8 dní. Z Obr. 4-18 je patrné, že stejně jako tomu bylo v případě Česka, tak pro celkové penetrace NOZE menší jak přibližně 70 – 80 %, je doba vybíjení plně nabitě skladovací kapacity menší jak 200 h.



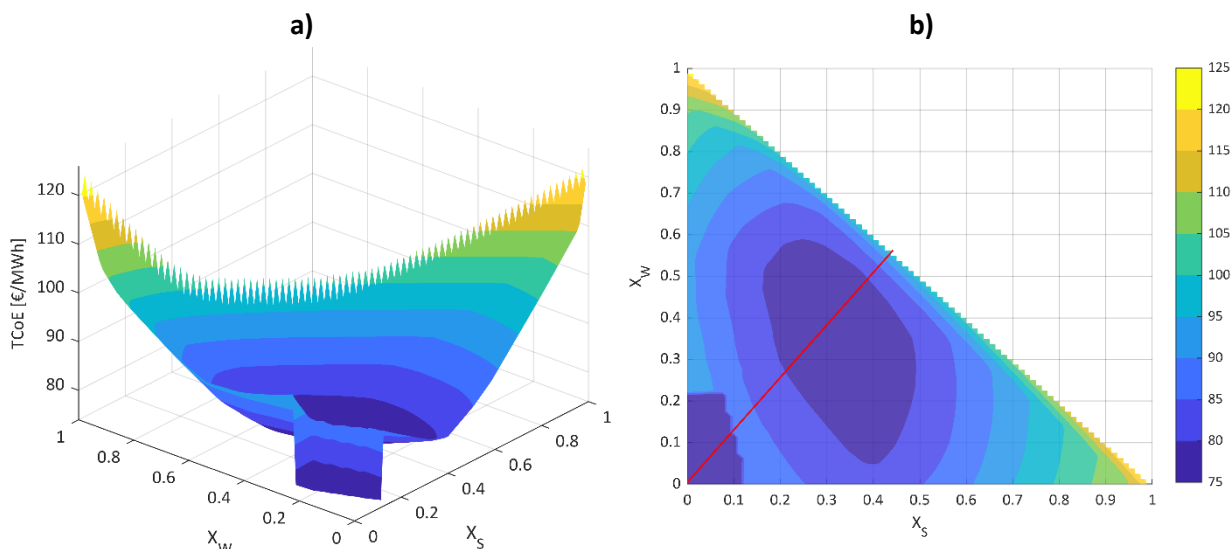
Obr. 4-18 Doba vybíjení uložiště na maximální vybíjecí výkon pro různé penetrace FV ( $X_S$ ) a větru ( $X_W$ ) v Německu; a) prostorový pohled b) horní průmět

Opět tedy vyvstává možnost uplatnění hlavně střednědobých technologií akumulace, např. Carnotových baterií, které se jeví jako jedno z nejlevnějších řešení střednědobé akumulace, jak je patrné z kapitoly 4.2. Za povšimnutí určitě stojí, že zatímco v případě ČR byla maximální doba vybíjení pro případ 100% penetrace větru (téměř 4000 h), tak pro Německo je maximum naopak při 100% penetraci FV. Důležitá je však velikost maximální doby vybíjení, která je přibližně pouze 2400 h.

#### Techno-ekonomické parametry

Pro odhad celkových investičních nákladů skladovacích zařízení byly zvoleny měrné investiční náklady na jednotku energie skladovací kapacity akumulčního zařízení ( $\alpha$ )  $3,5 \text{ €} \cdot \text{kWh}^{-1}$  a měrné investiční náklady na jednotku výkonu akumulčního zařízení ( $\beta$ )  $349 \text{ kW}^{-1}$ , stejně jako v případě České republiky. Vedle investičních nákladů na skladovací kapacitu jsou v parametru celkových nákladů na jednotku spotřebované elektřiny (TCoE) zahrnuty také náklady na výrobu z obnovitelných a fosilních zdrojů. Za tímto účelem byly použity opět shodné parametry jako v případě výpočtu pro české podmínky, které jsou shrnuty v Tab. 4-2.

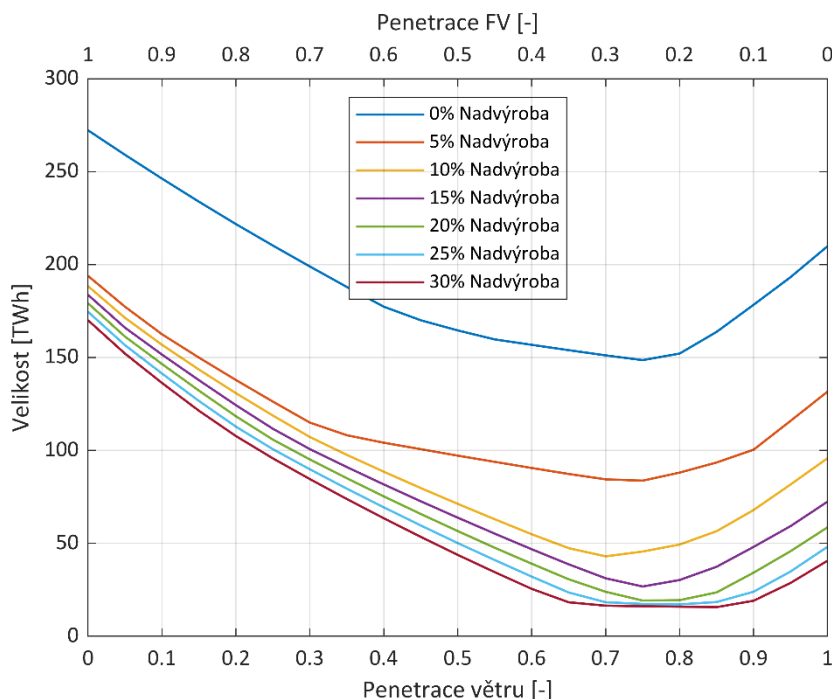
Vliv penetrace různých kombinací obou NOZE na TCoE je zobrazen v Obr. 4-19. Stejně jako při vyšetřování TCoE v podmínkách Česka, jsou v grafu vymezeny dvě oblasti s nejtmaší modrou barvou. V levém dolním rohu obrázku b) je oblast, pro kterou není zapotřebí žádná akumulční kapacita, a tak se dokonce TCoE s rostoucí penetrací NOZE redukuje, jelikož se zvyšuje výroba z lacinějších NOZE, na úkor dražší výroby z fosilních zdrojů. Ovšem stejně nízkých hodnot je možné dosáhnout i v případě velkých penetrací NOZE, jak je patrné z druhé tmavě modré oblasti. Vyšší penetrace NOZE sice vyžaduje integraci akumulčních zařízení, které vyvolávají přídavné náklady, ale efekt snížení nákladné výroby elektřiny z fosilních zdrojů má v této oblasti významnější vliv, a proto je potenciálně možné dosáhnout celkových nákladů na jednotku spotřebované elektřiny menších než  $80 \text{ €} \cdot \text{MWh}^{-1}$ . Jak je z obrázku patrné, je možné takových nákladů dosáhnout dokonce při celkové penetraci NOZE téměř 90 %. Jak v případě 100% penetrace větru, tak fotovoltaiky by TCoE atakovaly  $125 \text{ €} \cdot \text{MWh}^{-1}$ , což je zároveň maximální dosažená hodnota pro německé podmínky. Zde můžeme pozorovat velký rozdíl v porovnání s výpočty pro Česko, ze kterých vzešla maximální hodnota TCoE téměř  $180 \text{ €} \cdot \text{MWh}^{-1}$  při 100% penetraci větru. Minimální hodnota TCoE pro 100% penetraci NOZE je  $101,59 \text{ €} \cdot \text{MWh}^{-1}$  (54 % VTE a 46 % FVE).



Obr. 4-19 Vliv penetrace solárních zdrojů ( $X_s$ ) a větrných zdrojů ( $X_w$ ) na celkové náklady na jednotku spotřebované elektřiny (TCoE), ve kterém je zahrnuta výroba i skladování pro případ 70% účinnosti skladování,  $\alpha = 3,5 \text{ €}\cdot\text{kWh}^{-1}$ ,  $\beta = 349 \text{ €}\cdot\text{kWh}^{-1}$ ; a) prostorový pohled, b) půdorysný pohled (Německo)

### Efekt nadvýroby na techno-ekonomické parametry

Pozitivní přínos připuštění nadvýroby, respektive „maření“ energie, na potřebnou velikost skladovací kapacity ukazuje Obr. 4-20. Zatímco s nepovolenou nadvýrobou by byla zapotřebí minimální skladovací kapacita 150 TWh (75 % VTE a 25 % FVE), v případě povolení „zmaření“ velmi malého množství energie (5 % z celkové výroby z NOZE) se velikost pro stejné zastoupení FVE a VTE v mixu zmenší téměř na polovinu.

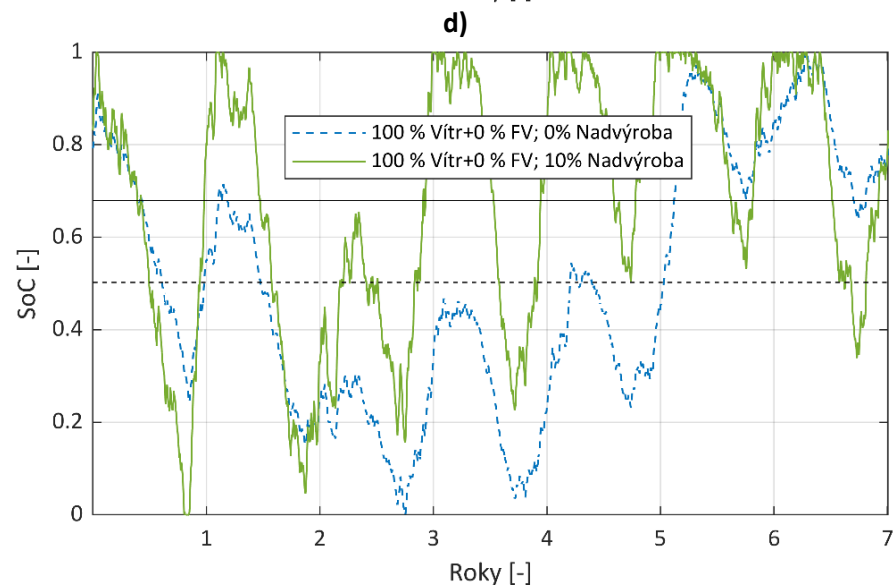
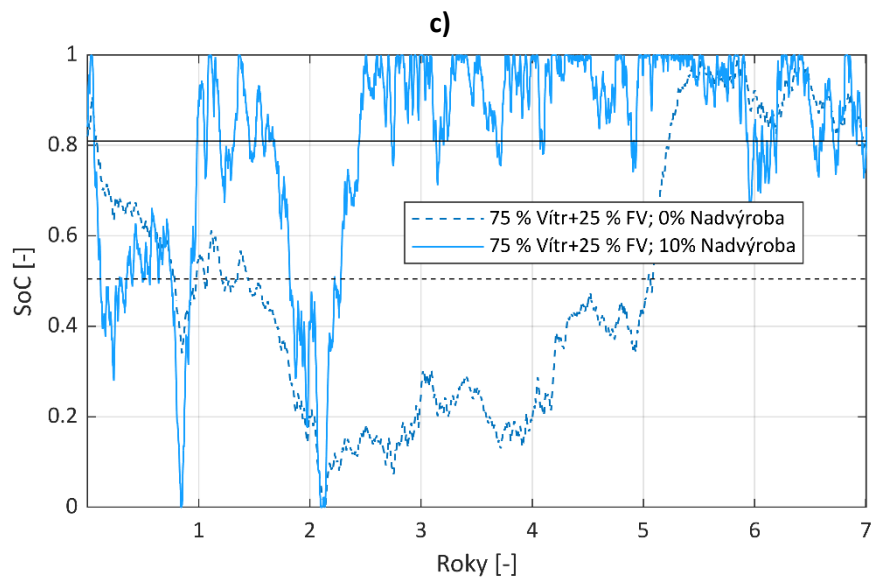
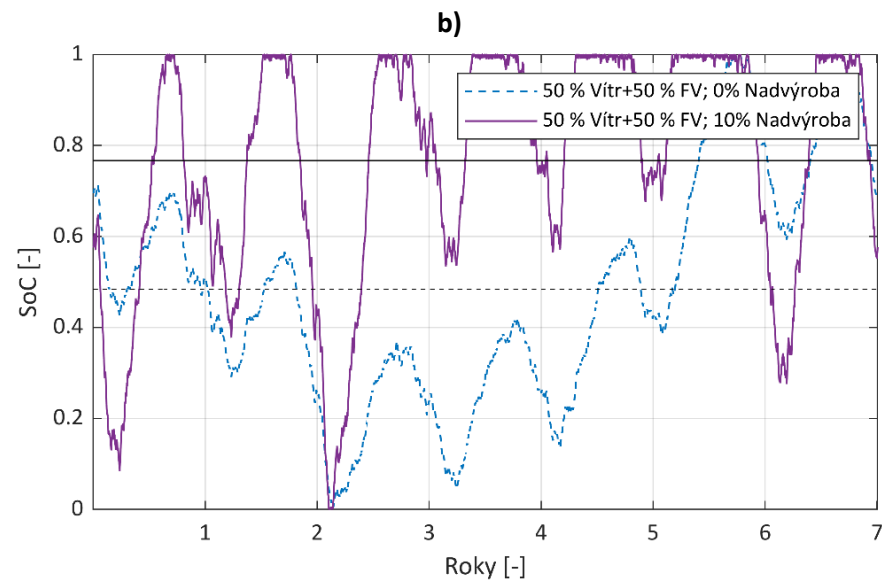
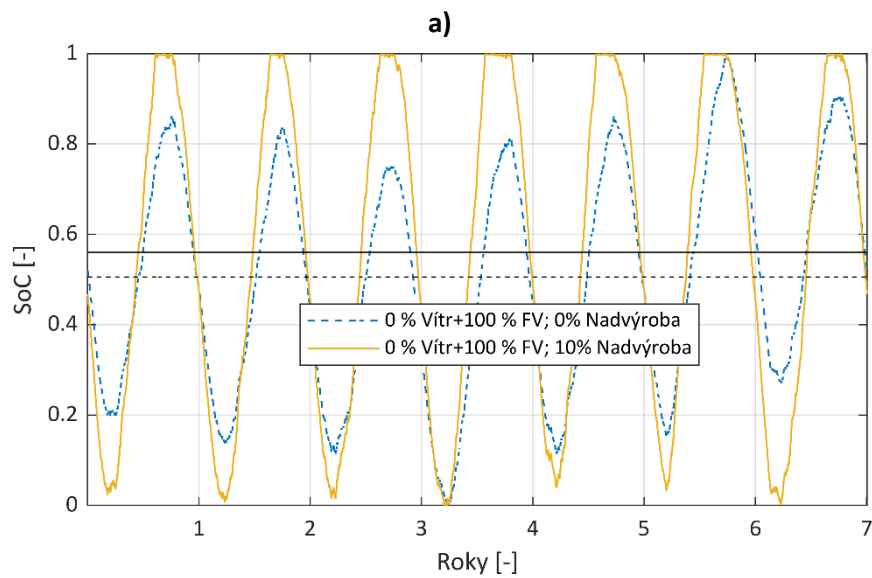


Obr. 4-20 Efekt nadvýroby pro 100% penetraci NOZE na potřebnou velikost skladovací kapacity, při účinnosti skladování 70 % (Německo)

Přibližně do 15% nadvýroby je efekt snižování minimální skladovací kapacity významný, následně je však přínos už jen velmi malý. V případě 15% nadvýroby je možné dosáhnout, při 100%

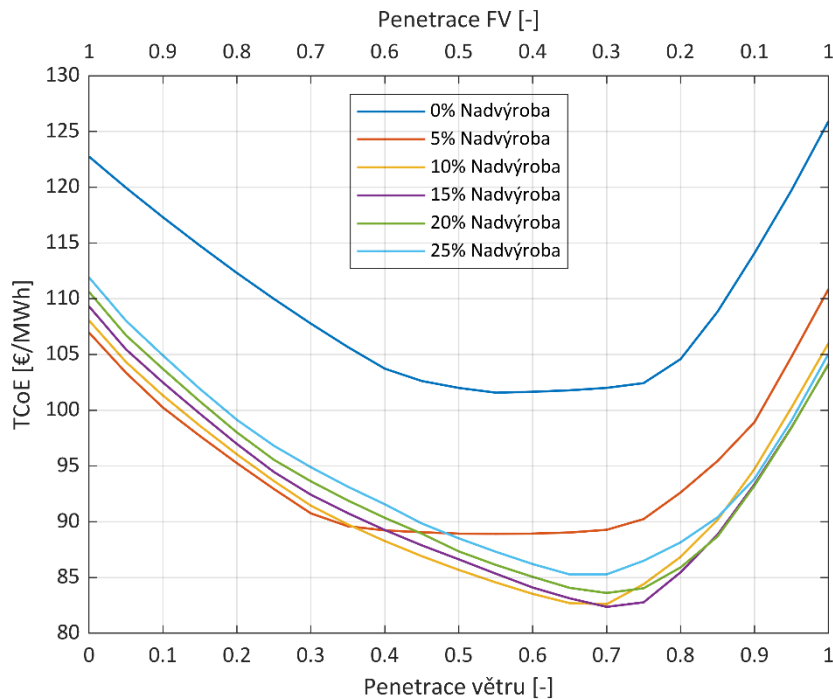
penetraci NOZE (75 % větru a 25 % FVE), potřebné skladovací kapacity pouhých 26,78 TWh což je přibližně 18 % minimální potřebné skladovací kapacity bez umožnění nadvýroby a pouze lehce přes trojnásobek existujících kapacit v Německu a okolí.

V Obr. 4-21 je zobrazen efekt 10% nadvýroby na průběh stavu nabití (SoC) skladovací kapacity při 100% penetraci NOZE, ale různých vzájemných kombinací fotovoltaických a větrných zdrojů. Stejně jako v případě ČR jsou v každém z obrázků vždy dvě křivky průběhu SoC, přičemž modrá čárkovaná vždy značí průběh bez povolené nadvýroby a plná barevná odpovídá 10% nadvýrobě pro konkrétní kombinaci obnovitelných zdrojů. Navíc jsou v každém z obrázků černé přímkové, odpovídající průměrným stavům nabití uložistiště pro oba případy (čárkovaná= 0% nadvýroba, plná= 10% nadvýroba). Zároveň je zapotřebí zmínit, že potřebnou kapacitu pro všechny popisované případy je možno odečíst z Obr. 4-20. V případě 100% penetrace FVE (Obr. 4-21 a)) můžeme pozorovat velice pravidelný sezónní charakter provozu, kdy přibližně od března se začne kapacita postupně naplňovat až do přibližně začátku října s jehož příchodem začne být bilance uložistiště záporná. V průběhu zimy je tak naakumulovaná energie v uložistišti převážně čerpána. Z tohoto pravidelného symetrického charakteru vyplývá i přibližně 50% průměrný stav nabití, který se s nadvýrobou zvýší pouze nepatrně na 56 %. Vůbec nejvyššího průměrného stavu nabití (81 %) ze všech zkoumaných případů je dosaženo v případě kombinace 75% výroby z VTE a 25% výroby z FVE (Obr. 4-21 c)), z čehož lze usuzovat nejlepší využití skladovací kapacity. Pro tento případ je zároveň největší diference potřebných skladovacích kapacit referenčního případu bez nadvýroby s ostatními, jak je patrné z Obr. 4-20, což naznačuje i oblast potenciálně nejnižších investičních nákladů na skladovací kapacitu. Diskutovanou meziroční variabilitu výroby větrných zdrojů dokládá velmi zřetelně modrá čárkovaná křivka v Obr. 4-21 c), která značí průběh stavu nabití pro případ 100% výroby z větrných elektráren. Z charakteru křivky je patrné, že celý první rok byl z pohledu větrných zdrojů velice nepříznivý. Druhý rok byl o něco lepší, ale následující dva roky VTE opět příliš nepřály, což se změnilo s příchodem 6. roku, kdy naopak byla výroba značně nadprůměrná, což vesměs přetrvalo po zbytek zkoumaného období.



Obr. 4-21 Efekt nadvýroby na průběh stavu nabití (SoC) při účinnosti skladování 70 % pro případy a) 0 % VTE +100 FVE, b) 50 % VTE +50 FVE, c) 75 % VTE +25 FVE, d) 100 % VTE +0 FVE

Konečnou optimalizací procentuální nadvýroby je zapotřebí opět učinit za pomoci parametru celkových nákladů na jednotku spotřebované elektřiny (TCoE), který v sobě zahrnuje jak náklady na výrobu elektřiny, tak také náklady asociované s vybudování potřebných skladovacích kapacit. Použité vstupní parametry jsou zachovány s těmi, které byly diskutovány v rámci Obr. 4-19. Pozitivní efekt nadvýroby na snižování TCoE lze pozorovat až do 15% nadvýroby (viz Obr. 4-22), kdy pro kombinaci 70% penetrace větru a 30% penetrace FVE je dosaženo absolutního minima TCoE ( $82,37 \text{ €}\cdot\text{MWh}^{-1}$ ) pro případ 100% penetrace NOZE. Zvyšovat více nadvýrobu nad tuto úroveň nedává smysl, jelikož ta vyvolává přídavné náklady na výrobu elektřiny, což v důsledku znamená vyšší celkové náklady na jednotku spotřebované elektřiny.



Obr. 4-22 Efekt nadvýroby pro 100% penetraci NOZE na celkové náklady na jednotku dodané elektřiny (TCoE), při účinnosti skladování 70 % a měrných investičních nákladech  $\alpha = 3,5 \text{ €}\cdot\text{kWh}^{-1}$  a  $\beta = 349 \text{ €}\cdot\text{kW}^{-1}$  (Německo)

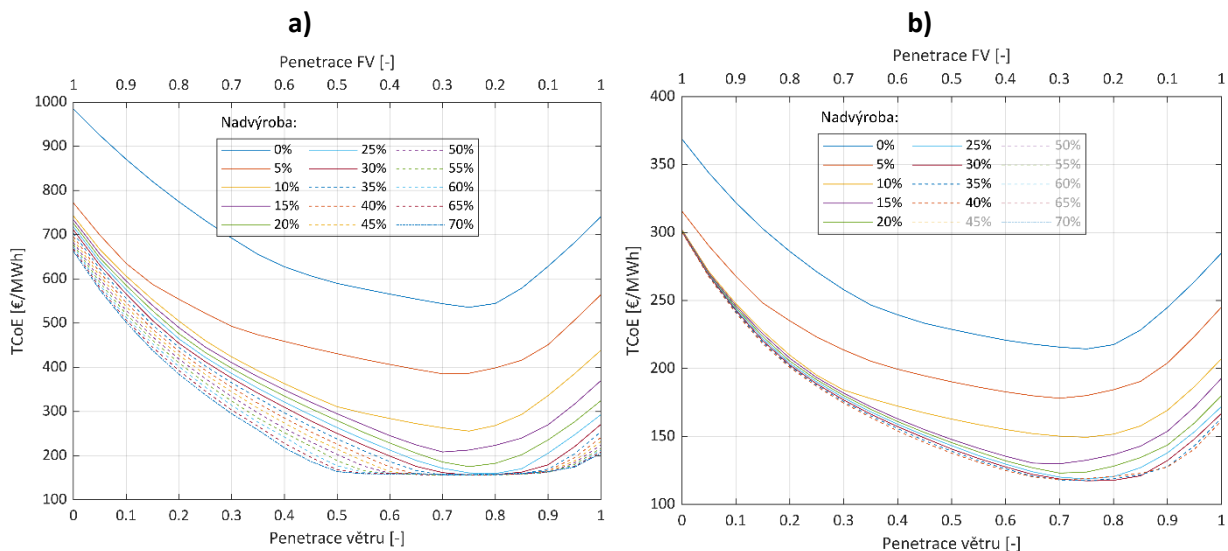
Výsledky všech techno-ekonomických parametrů a možnost vzájemného srovnání pro oba optimalizované případy 100% penetrace NOZE (bez nadvýroby a s nadvýrobou) z pohledu TCoE, poskytuje Tab. 4-5. Kromě odlišného mixu pro obě optima stojí za zmínku bezesporu také téměř 87% redukce potřebné skladovací kapacity v případě povolené 15% nadvýroby. S tím následně souvisí podstatná úspora investičních nákladů na skladovací zařízení, které jsou v obou případech udány hlavně potřebnou energetickou kapacitou akumulčních zařízení. Snižování nákladů na skladovací kapacitu se v konečné jednotkové ceně za elektřinu propíše snížením o 19 % na hodnotu  $82,37 \text{ €}\cdot\text{MWh}^{-1}$ , což téměř odpovídá uvažovanému LCOE pro výrobu z paroplynových zdrojů ( $80 \text{ €}\cdot\text{MWh}^{-1}$ ).



Tab. 4-5 Techno-ekonomické parametry při 100% penetraci NOZE v případě optimálních poměrů penetrací FVE a VTE (54 % a 46 % pro nulovou nadvýrobu a 70 % a 30 % pro 15% nadvýrobu) pro Německo

			<b>0% Nadvýroba</b>	<b>15% Nadvýroba</b>
	<b>Parametr</b>	<b>Jednotka</b>	<b>Velikost</b>	<b>Velikost</b>
Výroba	Průměrná roční hrubá spotřeba	TWh	500,39	500,39
	Hrubá spotřeba za 7 let	TWh	3 505,5	3 505,5
	Penetrace NOZE	%	100	100
	Penetrace větru	%	54	70
	Penetrace FV zdrojů	%	46	30
	Celková výroba z větru	TWh	2 096,8	3 018,9
	Celková výroba z FV	TWh	1 786,2	1 293,8
Par. uložičtě	<b>Potřebná kapacita uložičtě</b>	<b>TWh</b>	<b>160,39</b>	<b>31,20</b>
	Maximální nabíjecí výkon	GW	198,11	157,36
	Maximální vybíjecí výkon	GW	107,58	106,62
	Doba vybíjení na max. vybíjecí výkon	h	1491	293
Ekonomika	<b>Investiční náklady na uložičtě</b>	<b>mld.€</b>	<b>630,51</b>	<b>164,12</b>
	Z toho			
	Náklady spojené s energetickou kapacitou	%	89	67
	Náklady spojené s výkonovou kapacitou	%	11	33
	<b>TCoE</b>	<b>€·MWh<sup>-1</sup></b>	<b>101,59</b>	<b>82,37</b>
	Z toho:			
	Podíl výroby z NOZE	%	59	87
Podíl spojený s akumulací kapacitou	%	41	13	

Stejně jako v pŕípade Āeska byly TCoE vypočítány ještě pro řekněme reálnější techno-ekonomické parametry technologie CAES a jako kontrast k nim byly vybrány hodnoty odpovídající CB instalované v teplárně. Popisované parametry zobrazuje Tab. 4-1. Průběh TCoE v závislosti na úrovni curtailmetu, resp. nadvýroby a vzájemné kombinaci FVE a VTE pro 100% penetraci NOZE zobrazuje Obr. 4-23. V obrázku a), pro CAES, můžeme pozorovat zajímavý úkaz, který jsme doposud neviděli u žádného z prezentovaných pŕípadů. Od de facto 25% nadvýroby, pro které je minimální TCoE 159,5 €·MWh<sup>-1</sup> při 80% penetraci VTE, 20% penetraci FVE a potřebné kapacitě 25,7 TWh, se se zvyšující nadvýrobou už v podstatě minimální hodnota TCoE nesnižuje, ale rozšiřuje se pouze pásmo vzájemných kombinací penetrací FVE a VTE, kdy je této hodnoty možno docílit. Graf b) znázorňuje průběhy pro pŕípad Carnotových baterií. Zde můžeme pozorovat obdobné chování TCoE jako v pŕípade Obr. 4-22. Minimální hodnoty TCoE (117,41 €·MWh<sup>-1</sup>) je v tomto pŕípade dosaženo při 30% nadvýrobě, 75% penetraci větru, 25% penetraci FVE s potřebnou skladovací kapacitou 34 TWh.



Obr. 4-23 Efekt nadvýroby, pro 100% penetraci NOZE, na celkové náklady na jednotku dodané elektřiny (TCoE) pokud by veškerou akumulaci zajišťovala technologie a) CAES, b) CB-teplárna (Německo)

Další navyšování nadvýroby je již kontraproduktivní, a proto jsou křivky od 45% nadvýroby v grafu skryty z důvodu přehlednosti. V případě Německa tak můžeme pozorovat zajímavý výsledek, kdy s použitím technologie CB je v porovnání s relativně drahou, ale účinnější technologií CAES, dosaženo o přibližně 26 % nižší minimální hodnoty TCoE. To je v kontextu výsledků pro ČR poměrně málo, jelikož v případě ČR sice absolutní minimum TCoE nebylo nalezeno, ale z průběhů TCoE v Obr. 4-23 lze předpokládat, že rozdíl minimálních TCoE je přibližně 100%.

Na základě výsledků této kapitoly lze konstatovat, že přechod na naprosto bezemisní energetiku by nemusel vyvolat natolik zásadní zvýšení cen elektřiny, pokud bychom abstrahovali od reálných technických a geografických možností instalace takových instalovaných výkonů neregulovatelných obnovitelných zdrojů energie. Zároveň je však nutno podotknout, že stěžejními parametry toho, aby tomu tak skutečně bylo, jsou jednak dosahované technické parametry akumulačních zařízení, a to hlavně účinnost, ale ještě důležitějším parametrem se jeví co nejnižší investiční náklady na nově budovaná skladovací zařízení. Zde je kritický hlavně parametr měrných investičních nákladů na jednotku energie skladovací kapacity. Ten musí být pokud možno co možná nejnižší, jelikož jak je z výsledků modelu patrné, jakmile se zvýší penetrance neregulovatelných obnovitelných zdrojů nad přibližně 70 %, dochází k prudkému exponenciálnímu růstu potřebné skladovací kapacity, potažmo navyšování investiční náročnosti na budování takových skladovacích kapacit. Dochází tak k prudkému nárůstu jedné ze složek celkových nákladů na jednotku hrubé dodané elektřiny, které v sobě zahrnují jednak ony náklady spjaté s akumulačními zařízeními, tak také náklady na samotnou výrobu elektřiny daného zdrojového portfolia. Pro snížení celkového vlivu akumulační složky celkových nákladů na jednotku hrubé dodané elektřiny, lze doporučit, aby parametr měrných investičních nákladů na jednotku energetické skladovací kapacity skladovacích zařízení byl maximálně  $10 \text{ €} \cdot \text{kWh}^{-1}$ , což je vlastním odhadem.

Kromě tohoto techno-ekonomického parametru lze vlivnost složky akumulačních zařízení v TCoE omezit skrze spíše technická řešení, která souvisejí se samotným snížením potřebné skladovací kapacity. Prvním, je již avizované dosažení co nejvyšší účinnosti skladovacích zařízení. Zde se však ukazuje, že řada akumulačních zařízení postupně naráží na své technické limity z pohledu zvyšování účinnosti. Druhý přístup spočívá v optimalizaci energetického mixu tak, aby bylo zajištěna pokud možno co nejlepší shoda výroby elektřiny s její spotřebou, což snižuje potřebnou velikost skladovací kapacity. Tento vyvážený mix je specifický pro každou oblast, její potřeby a geograficko-

technicko-ekonomické možnosti, a je proto nutné se jím zabývat vždy pro konkrétní oblast. Třetí řešení spočívá v nadvýrobě určitého množství vyrobené elektřiny z NOZE oproti reálné možnosti uplatnění, z čehož vyplývá, že musí být buďto následně „zmařeno“, nebo nebude vůbec vyprodukováno odstavením výrobního zdroje, což je souhrnně označováno jako tzv. curtailment. Efekt nadvýroby NOZE se kladně projeví na zmenšení nesouladu výroby se spotřebou v obdobích, kdy je nedostatek elektřiny v síti a v dobách extrémních výkonových špiček (hlavně vlivem výroby z FVE) dojde k „seříznutí“ profilu výroby. Tím je zajištěno opět lepší sesouhlasení výroby se spotřebou, které v konečném důsledku vede ke snížení potřebné skladovací kapacity.

Hlavní příčinu rozdílných výsledků v případě České republiky a Německa lze přisoudit několika faktorům. Významným faktorem je bezpochyby absence mimo-pevninských větrných elektráren v energetickém mixu ČR. Další možnou příčinou může být také rozdílná délka analyzovaného období. Svou roli ale bezpochyby hraje i kvalita, respektive reprezentativnost vstupních dat. Data pro ČR mohou být do velké míry zkreslující v porovnání s německými, jelikož samotná výroba z VTE nepředstavovala více jak 0,7 % celkové hrubé spotřeby za celou zkoumanou periodu a FVE představovala cca 3 %. Vytvořené profily modifikovaných výrob z NOZE tak vykazují větší relativní výkonové špičky, které se následně projeví i při tvorbě profilu čisté poptávky. Profil čisté poptávky pak není tak vyhlazený, což opět znamená horší sesouhlasení výroby se spotřebou, které se projeví zvýšenými požadavky na akumulární členy v soustavě.

#### 4.1.3 Odhad potřebné skladovací kapacity ČR v roce 2040

Předešlé kapitoly se věnovaly hlavně hypotetickým scénářům 100% penetrace NOZE, tedy fotovoltaických a větrných elektráren. Jak již však bylo diskutováno v kapitole 2.2.1, dosažení takovýchto penetrací na území ČR je velice problematické a obtížně realizovatelné. S úvahami o 100% výrobě elektřiny pouze z NOZE (+ další OZE) není uvažováno v nejbližších desítkách let ani v žádných strategických dokumentech v oblasti energetiky pro Českou republiku.

Tato kapitola se proto zaměřuje na konkrétní scénář budoucího vývoje české elektroenergetiky definovaný v Dekarbonizačním scénáři v rámci MAF CZ 2022, pro který je vypracováno zhodnocení potřebné skladovací kapacity, respektive zhodnocení všech technicko-ekonomických parametrů diskutovaných v předchozích kapitolách. Samotný Dekarbonizační scénář byl detailně popsán v kapitole 2.2.1. Vstupní hodnoty modelu výpočtu potřebné skladovací kapacity, jimiž jsou podíly jednotlivých výrobních technologií na tuzemské brutto spotřebě (TBS), vycházející z Tab. 2-3, jsou shrnuty v Tab. 4-6. Je potřeba zmínit, že v modelu není nijak uvažováno s výrobou kategorií Ostatních OZE, Palivových článků, a Bateriové akumulace, jelikož pro tyto technologie nelze získat historická data výroby, která by mohla sloužit pro účel výpočtového modelu. Dále je kontinuálně uvažováno s účinností skladování 70 %.

Tab. 4-6 Vstupní parametry modelu výpočtu potřebné skladovací kapacity pro Dekarbonizační scénář

	Zdroj	Značka	Velikost
Podíl na TBS:	Fotovoltaické elektrárny	X <sub>S</sub>	18,65 %
	Větrné elektrárny	X <sub>W</sub>	6,25 %
	Vodní elektrárny	X <sub>VE</sub>	3,35 %
	Jaderné elektrárny	X <sub>JE</sub>	31,14 %
	SALDO (Import)	X <sub>Import</sub>	17,17 %

Dalšími vstupy modelu jsou opět datové řady zatížení, výroby z FVE, VTE, které jsou navíc doplněny o datové řady výroby z jaderných (JE) a vodních (VE) elektráren a datovou řadu skutečné

celkové přeshraniční bilance. Všechny datové řady byly získány od společnosti ČEPS a.s. a jsou v hodinové agregaci.[50] Z důvodu, že Dekarbonizační scénář počítá s nutností změny celkové roční přeshraniční bilance z exportní na importní v roce 2040, byla řada celkové přeshraniční bilance ČR upravena, tak aby v ní byly zahrnuty pouze ty časové úseky, kdy byla bilance kladná, tedy elektřina byla do ČR v sumě dodávána. Zároveň je zde nutné podotknout, že data o přeshraniční bilanci sahají pouze do roku 2017. Analyzováno je tak časové rozmezí roků 2017 – 2021 (5 let), které lze v kontextu kapitoly 3.1.3 považovat za dostatečně reprezentativní vzorek.

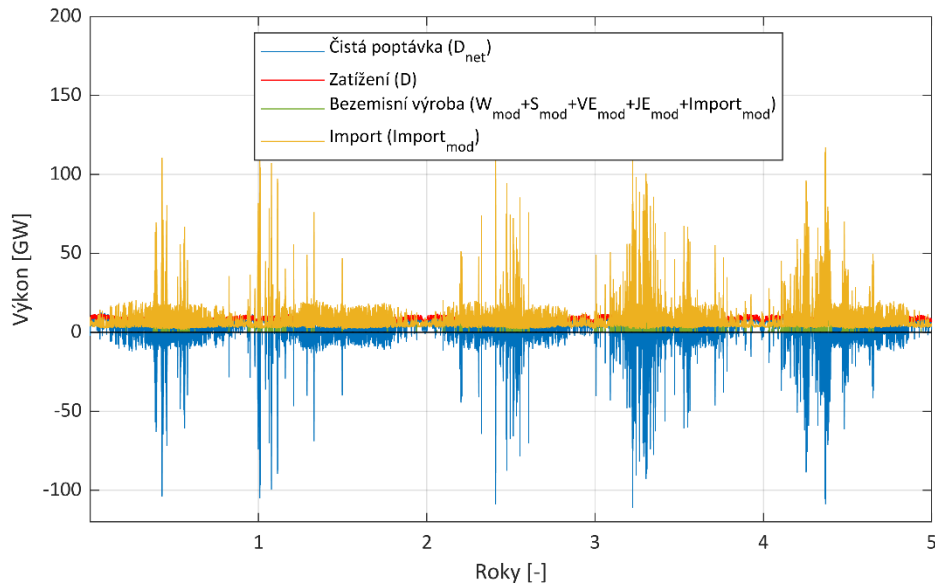
Datové řady byly následně znormalizovány stejným způsobem, který je popsán v kapitole 3.1.2. Přídavné řady výrob jaderných a vodních elektráren byly společně s řadou importu znormalizovány stejným způsobem jako výroby z fotovoltaických a větrných elektráren. Pokud jsou všechny tyto vstupy známé, je možno přistoupit k aplikaci algoritmu pro výpočet potřebné skladovací kapacity, popsaného v kapitole 3.1.4. Rozšířením zdrojové základny je zapotřebí provést pouze malou korekci vtahu (3.5) a upravit ho do tvaru (4.6).

$$D_{net} = D - W_{mod} - S_{mod} - JE_{mod} - VE_{mod} - Import_{mod} \quad (4.6)$$

Kde nové členy  $JE_{mod}$ ,  $VE_{mod}$ ,  $Import_{mod}$  jsou modifikované normalizované datové řady příslušných zdrojů, tak aby jejich sumy odpovídali definovanému podílu na TBS (viz Tab. 4-6). Všechny tři jsou získány shodným způsobem vyjádřeným rovnicí (4.7). Substitucí (JE, VE, Import) namísto XX je možno obdržet konkrétní rovnici pro každý z přidaných členů.

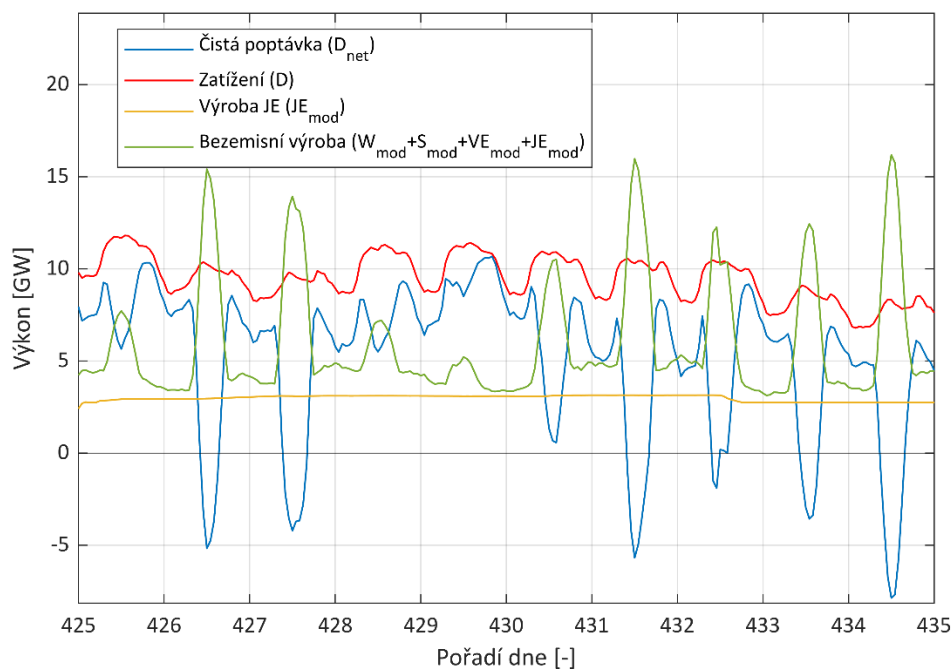
$$XX_{mod} = XX_{norm} \cdot \left( \frac{E_D \cdot X_{XX}}{\sum_{i=1}^{length(XX_{norm})} XX_{norm}} \right) \quad (4.7)$$

Po zavedení výše popsaných úprav je možno algoritmus již plnohodnotně využít pro účel výpočtu potřebné skladovací kapacity. V případě ČR je nicméně vhodné ještě učinit úpravu, a to konkrétně je nutné v rovnici (4.6) vynechat datovou řadu  $Import_{mod}$ , resp. vůbec neuvažovat potřebu importu elektřiny ze zahraničí. Důvod tohoto opatření je patrný z Obr. 4-24. Jak je z obrázku zřejmé, datová řada modifikovaného importu vnáší do profilu čisté poptávky extrémní výkonové špičky (více jak 100 GW), které nejsou technicky realizovatelné a jsou tedy nereálné.



Obr. 4-24 Vliv datové řady importních výkonů na profil čisté poptávky

Důvod těchto špiček je vesměs velmi prostý. Historicky je Česká republika exportní zemí, takže v datové řadě přeshraničních toků převažují záporné hodnoty, tedy exportní. Aby byl splněn požadavek více jak 17% krytí poptávky dovozem ze zahraničí, musí být výraz v závorce v rovnici (4.7), reprezentující maximální výkon, velmi vysoký. To je důvodem extrémních hodnot importních výkonů. Nabízí se ještě možnost zmenšení celé datové řady zatížení o zmiňovaných 17 %, což by ale bylo značně zavádějící, jelikož by to znamenalo import elektřiny každý časový úsek. To však vůbec neodpovídá skutečným možnostem sítě. Jako východisko byl tak zvolen přístup, že veškerá energie, kterou nepokryjí obnovitelné zdroje společně s jadernými elektrárnami, bude kryta zdroji na fosilní paliva, respektive plynovými zdroji. Tento přístup zároveň podporuje fakt, že ani v prezentovaném scénáři Německa (kapitola 2.2.2) není uvažováno s exportní schopností této země. Průběh čisté poptávky, která je rozdílem datové řady zatížení a modifikovaných výroby bezemisních zdrojů (větrné, fotovoltaické, vodní a jaderné) je ukázán v Obr. 4-25. Jak je z obrázku patrné, tak definované penetrace neregulovatelných obnovitelných zdrojů v rámci Dekarbonizačního scénáře bezpochyby způsobí přebytky elektřiny v síti (plocha ohraničená osou x a zápornými hodnotami čisté poptávky). Nabízí se tedy několik příležitostí, jak s nimi naložit. První možností je diskutovaný Demand Side Management (DSM), neboli řízení poptávky podle nabídky (viz kapitola 2.4.1), které je schopno v podstatě zabránit samotnému vzniku přebytku, což ale model neuvažuje. Další hypotetický přístup spočívá ve zmiňovaném „zmaření“ přebytečné elektřiny, které bylo definováno v kapitole 4.1.1 (Efekt nadvýroby na techno-ekonomické parametry), které může být do modelu implementováno společně s třetí možností, kterou je právě modelem řešená akumulace přebytků.



Obr. 4-25 Průběh čisté poptávky, Zatížení, Výroby z JE a celkové Bezemisní výroby dle Dekarbonizačního scénáře v ilustrativním výřezu datových hodnot

Jakmile jsou vypočítány veškeré technické parametry skrze algoritmus výpočtu potřebné skladovací kapacity, tak je možné se přesunout k ekonomickým otázkám, které jsou na technické navázány. Postup výpočtu je totožný s tím, který byl popsán v rámci kapitoly 4.1.1, přičemž jmenovatel rovnice (4.2) je doplněn o členy nákladů na výrobu elektřiny z jaderných elektráren ( $C_{JE}$ ) a vodních elektráren ( $C_{VE}$ ), které lze opět získat součinem dodaného množství elektřiny a LCOE příslušné technologie. Všechny vstupní techno-ekonomické parametry jsou shrnuty v Tab. 4-7.

Tab. 4-7 Vstupní parametry pro techno-ekonomické zhodnocení

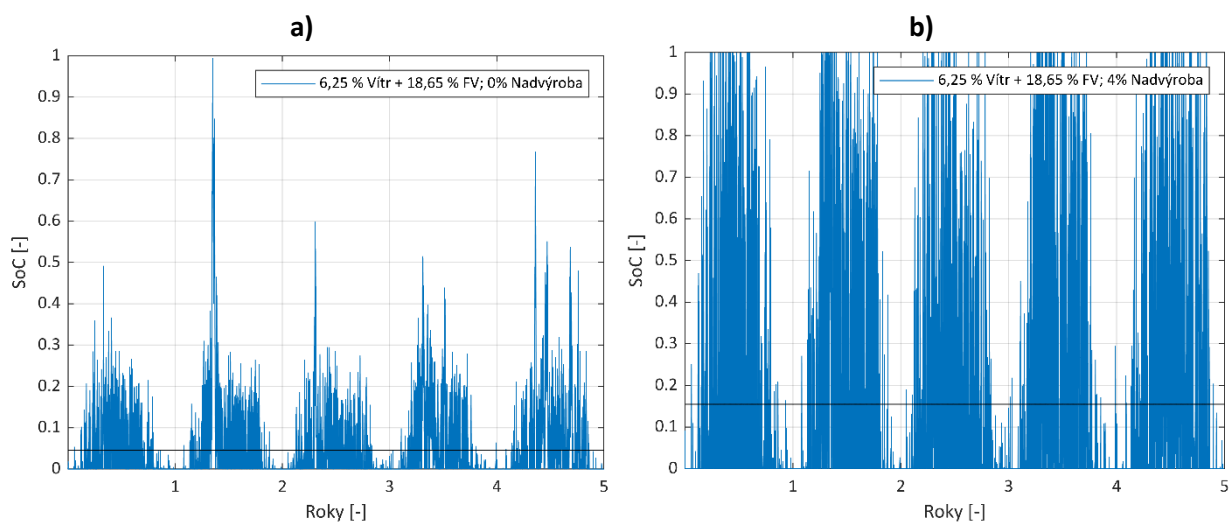
	Značka	Jednotka	Velikost	Zdroj
Měrné investiční náklady uložště	$\alpha$	€·kWh <sup>-1</sup>	3,5	[48]
Měrné investiční náklady uložště	$\beta$	€·kW <sup>-1</sup>	349	[48]
LCOE paroplynové zdroje	$LCOE_f$	€·MWh <sup>-1</sup>	80	[16]
LCOE fotovoltaické zdroje	$LCOE_s$	€·MWh <sup>-1</sup>	40	[16]
LCOE vítr mimo-pevninský	$LCOE_{w\ off}$	€·MWh <sup>-1</sup>	95	[16]
LCOE vítr pevninský	$LCOE_{w\ on}$	€·MWh <sup>-1</sup>	60	[16]
LCOE jaderné elektrárny	$LCOE_{JE}$	€·MWh <sup>-1</sup>	57	[71]
LCOE vodní elektrárny	$LCOE_{VE}$	€·MWh <sup>-1</sup>	50	[72]
Podíl mimo-pevninských VTE na výrobě z VTE	$X_{W\ off}$	%	0	Tab. 2-2
Podíl pevninských VTE na výrobě z VTE	$X_{W\ on}$	%	100	Tab. 2-2
Doba životnosti uložště	$\lambda$	roky	30	[48]

Souhrnné výsledky modelování potřebné skladovací kapacity pro Dekarbonizační scénář definovaný v [27] shrnuje Tab. 4-8. V tabulce jsou výsledky pro dva případy. První, který neuvažuje s nadvýrobou a druhý, který uvažuje se 4% nadvýrobou, která vychází z optimalizace TCoE. Matematické vyjádření nadvýroby je definováno vztahem (3.7). Tabulka obsahuje tři sekce, přičemž první shrnuje data týkající se samotné výroby elektřiny, druhá ukazuje technické parametry potřebné

skladovací kapacity a poslední se věnuje hlavním dvěma ekonomickým ukazatelům, jimiž jsou celkové investiční náklady na skladovací kapacitu a celkové náklady na jednotku hrubé spotřebované elektřiny (TCoE). Za dobu analyzované periody (5 let) činila celková hrubá spotřeba 359,2 TWh, průměrná roční spotřeba byla přibližně 71,8 TWh. V tabulce jsou ukázány výroby z jednotlivých zdrojů energetického mixu, tak aby byla splněna jejich předepsaná penetrace. Za povšimnutí stojí údaje minimálních instalovaných, resp. provozních, výkonů fotovoltaických a větrných zdrojů. Ty jsou získány jako maximální hodnoty z modifikovaných řad výrob obou zdrojů. Lze je tak chápat jako minimální potřebný instalovaný výkon daného typu zdroje pro fiktivní případ, kdy by všechny elektrárny na celém území ČR vyráběly v tu samou chvíli svým nominálním výkonem. Z toho plyne, že se jedná o poměrně nereálný případ, ale orientačně může být tato informace cenná. V případě větrných elektráren by musel být, dle modelu, minimální instalovaný výkon alespoň 3,13 GW, respektive 3,2 GW pro 4% nadvýrobu. To by mohl být hypoteticky problém, jelikož Dekarbonizační scénář uvažuje pouze s 2,5 GW (viz Tab. 2-3), které by mohly být nedostatečné. V případě FVE vychází minimální instalovaný výkon 16,2 GW, respektive 16,54 GW, zatímco Dekarbonizační scénář počítá s 19,8 GW, které by hypoteticky mohly být dostačující. Je však nutné zdůraznit, že výsledky dle modelu jsou silně závislé na klimatických podmínkách v analyzovaném období. To ale jenom potvrzuje skutečnost, že výpočet výroby elektřiny, respektive potřebného výkonu skrze roční využití instalovaného výkonu, které je zprůměrované přes několikaletý časový úsek, může být značně zavádějící. Výroba z plynových zdrojů je jedním z výsledných hodnot modelu a odpovídá přibližně 40 % hrubé spotřeby. Zajímavým doplňujícím údajem k výrobě plynových zdrojů je jejich průměrné roční využití instalovaného výkonu, které v obou případech vychází přibližně 2300 h. To naznačuje, že v podstatě jedinou vhodnou technologií pro tento účel jsou plynové turbíny, které mají sice vysoké provozní náklady, ale jejich investiční náklady jsou malé, a tak zpravidla jsou pro takovéto doby ročních využití ekonomicky efektivnější.

Umožnění 4% nadvýroby způsobí redukcí potřebné skladovací kapacity o tři čtvrtiny na 60 GWh, přičemž maximální nabíjecí výkon je pro tento případ přibližně 13 GW a vybíjecí, který je shodný pro obě varianty, je 10,77 GW. Ruku v ruce se snížením potřebné skladovací kapacity jde doba vybíjení na maximální vybíjecí výkon, která se sníží z 24,1 h na 5,6 h. Průběh stavu nabití s vyznačením průměrného stavu nabití pro obě varianty ukazuje Obr. 4-26.

Investiční náklady na skladovací zařízení vycházejí pro nulovou nadvýrobu přibližně 5,5 mld. € a 4,7 mld.€ pro 4% nadvýrobu, přičemž v obou případech tvoří majoritu ceny náklady spojené s výkonovou kapacitou. V obou případech vycházejí celkové náklady na jednotku hrubé spotřeby elektřiny přibližně 72,5 €·MWh<sup>-1</sup>, na kterých se více jak z jedné čtvrtiny podílí náklady na výrobu z obnovitelných zdrojů, čtvrtina náklady spojené s výrobou z jaderných elektráren, téměř polovina náklady asociované k výrobě z plynových zdrojů a jenom nízké jednotky procent připadají na náklady spjaté s akumulací zařízeními. Zároveň je ale znovu potřeba dodat, že výsledky ekonomického hodnocení jsou silně závislé na zvolených parametrech v Tab. 4-7. Nicméně výsledky udávají ucelenou představu o ekonomické náročnosti opatření k dosažení cílů Dekarbonizačního scénáře do roku 2040 a zároveň zvolené vstupní techno-ekonomické parametry udávají jisté hranice pro nově zaváděné technologie, ať už výroby nebo skladování elektřiny.



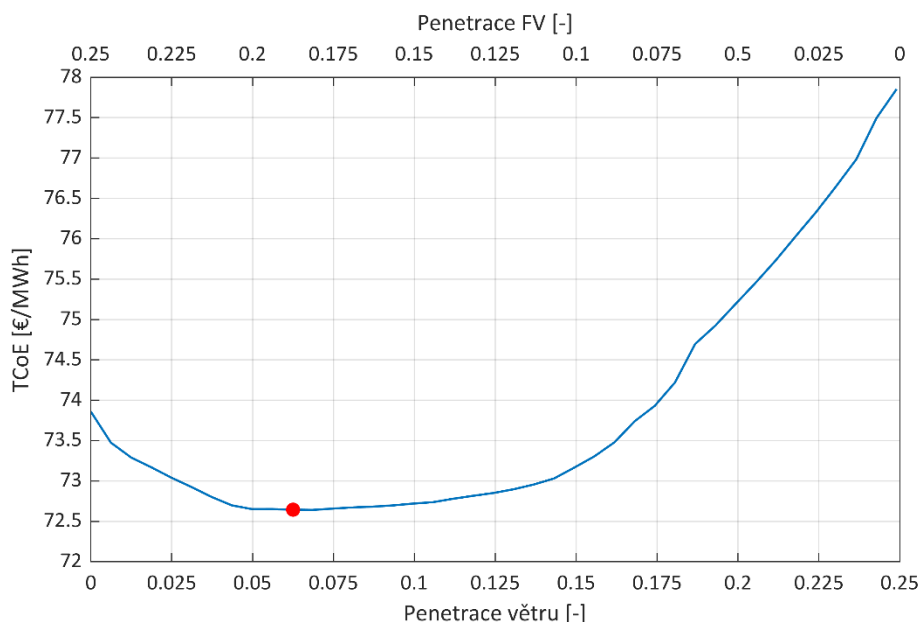
Obr. 4-26 Průběh stavu nabití akumulační kapacity (SoC) [-] pro Dekarbonizační scénář (2040); a) 0% nadvýroba, b) 4% nadvýroba

Tab. 4-8 Výsledky hlavních techno-ekonomických parametrů modelování potřebné skladovací kapacity pro Dekarbonizační scénář (2040)

			0%	4%
			Nadvýroba	Nadvýroba
	Parametr	Jednotka	Velikost	Velikost
Výroba	Průměrná roční hrubá spotřeba	TWh	71,8	71,8
	Hrubá spotřeba za 5 let	TWh	359,2	359,2
	Penetrace NOZE	%	24,9	24,9
	Penetrace větru	%	6,25	6,25
	Penetrace FV zdrojů	%	18,65	18,65
	Celková výroba z větru (5 let)	TWh	36,4	37,1
	Minimální instalovaný výkon VTE	GW	3,13	3,20
	Celková výroba z FV (5 let)	TWh	108,5	110,8
	Minimální instalovaný výkon FVE	GW	16,20	16,54
	Celkově „zmařená“ energie z NOZE (5 let)	TWh	0	2,3
	Celková výroba jaderných elektráren (5 let)	TWh	111,8	111,8
	Celková výroba vodních elektráren (5 let)	TWh	12,0	12,0
	Celková výroba plynových zdrojů (5 let)	TWh	145,8	144,5
	Průměrné roční využití inst. výkonu plynových z.	h	2296	2278
Uložiště	<b>Potřebná kapacita uložště</b>	<b>GWh</b>	<b>260</b>	<b>60</b>
	Maximální nabíjecí výkon	GW	13,22	12,96
	Maximální vybíjecí výkon	GW	10,77	10,77
	Doba vybíjení na max. vybíjecí výkon	h	24,1	5,6
Ekonomika	<b>Investiční náklady na uložště</b>	<b>mld.€</b>	<b>5,523</b>	<b>4,732</b>
	Z toho:			
	Náklady spojené s energetickou kapacitou	%	16,48	4,44
	Náklady spojené s výkonovou kapacitou	%	83,52	95,56
	<b>TCoE</b>	<b>€·MWh<sup>-1</sup></b>	<b>72,64</b>	<b>72,38</b>
	Z toho:			
	Výroba z OZE	%	27,34	27,97
	Výroba z jaderných elektráren	%	24,43	24,52
Výroba z plynových elektráren	%	44,69	44,47	
Akumulační zařízení	%	3,53	3,03	



Za účelem zjištění optimálního mixu větrných a fotovoltaických elektráren pro jejich konstantní celkové zastoupení (24,95 %), stanovené v Dekarbonizačním scénáři, je vypracována závislost TCoE na rozdílných kombinacích penetrací FVE a VTE. Tato závislost je uvedena v Obr. 4-27. Červený bod v obrázku značí kombinaci penetrací 18,65 % FVE a 6,25 % VTE, definovanou právě v Dekarbonizačním scénáři, která se jeví zároveň jako optimum z pohledu minimálních celkových nákladů na jednotku hrubé spotřeby elektřiny, je však nutné dodat, že rozdíl oproti maximu je relativně nízký ( $6 \text{ €} \cdot \text{MWh}^{-1}$ ).



Obr. 4-27 Vliv různých penetrací větru a fotovoltaiky pro konstantní penetraci NOZE (24,95 %) na TCoE pro Dekarbonizační scénář (2040)

V závěru celé kapitoly 4.1 je potřeba zmínit, že samotný model výpočtu potřebné skladovací kapacity odpovídá současnému paradigmatu pojetí energetiky, a to ve smyslu přizpůsobování nabídky elektřiny poptávce po ní. Již v současnosti jsme však svědky mnoha pokusů o transformaci tohoto modelu na přiblížení se opačnému přístupu, tedy přizpůsobování poptávky nabídce. Taková změna přístupu povede zaručeně k redukcí potřebné skladovací kapacity, potažmo i k celkové redukcí ceny elektřiny.

Je však velice pravděpodobné, že nikdy nebudeme schopni všechny spotřeby spolehlivě řídit. Signifikantní úlohu tak budou mít v budoucím energetickém mixu i technologie skladování elektřiny. Díky vzájemné kombinaci všech přístupů zvýšení potřebné flexibility elektrizační soustavy v souvislosti s vyšší integrací neregulovatelných obnovitelných zdrojů energie lze předpokládat, že bude moc být dosaženo celkové stability a vyváženosti soustavy při zachování přijatelných ekonomických dopadů všech opatření, které budou muset být v souvislosti s rozvoje NOZE přijata a integrována do celého odvětví elektroenergetiky.

## 4.2 Přestavba teplárny na CB

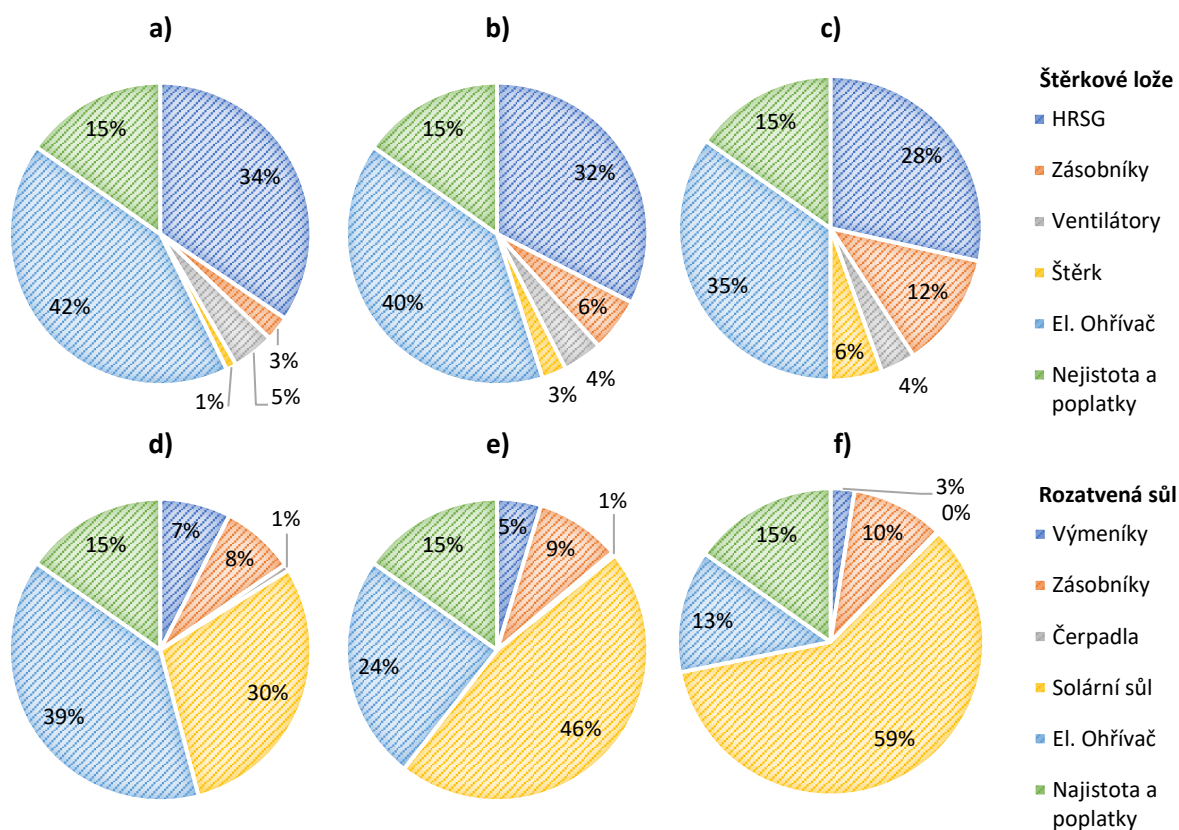
Výsledky dimenzování velikosti komponent jak pro variantu Carnotových baterií se šterkovým ložem, tak pro variantu dvouzásobníkové koncepce s roztavenými solemi jsou shrnuty v Příloha I (Tab. II-1 Výsledky dimenzování skladovacích zásobníků, Tab. II-2 Výsledky dimenzování výměníků tepla, Tab. II-3 Výsledky dimenzování výkonových zařízení).

Tab. 4-9 uvádí celkové náklady na obě skladovací konfigurace pro varianty s dobou vybíjení, 4, 10 a 24 hodin. Celkové náklady rostou s rostoucí dobou vybíjení, tedy s vyšší požadovanou skladovací kapacitou, což je hlavně způsobeno zvyšující se potřebou množství skladovacího média a velikosti zásobníků, ve kterých je médium uskladněno. Cena ostatních komponent, jakými jsou výměníky tepla, elektrické ohřívače, čerpadla případně ventilátory, se nemění, jelikož jejich velikost je závislá na požadovaném výkonu (nabíjecím nebo vybíjecím) CB, který zůstává pro všechny případy dob vybíjení neměnný. Jak je z výsledků patrné, tak celkové náklady pro variantu se štěrkovým ložem rostou s delší dobou vybíjení jen mírně, zatímco celkové náklady u varianty s roztavenými solemi rostou podstatně rychleji.

Tab. 4-9 Celkové investiční náklady pro dané konfigurace CB a jejich měrné vyjádření

Doba vybíjení	Jednotka	Štěrkové lože			Roztavené soli		
		4h	10h	24h	4h	10h	24h
Celkové náklady	tis.€	19 054	20 210	23 068	20 554	32 997	61 723
Tepelná akumulační kapacita	MWh <sub>th</sub>	520	1 300	3 120	520	1 300	3 120
Celk. náklady na ak. kapacitu	tis.€/MWh <sub>th</sub>	36,64	15,55	7,39	39,53	25,38	19,78
Tepelný výkon uložení	MW <sub>th</sub>		128			128	
Celk. náklady na tep. výkon	tis.€/MW <sub>th</sub>	146,57	155,46	177,45	158,11	253,82	474,79

Rozdílná tempa růstu souvisejí s použitými materiály skladovacích médií. Zatímco pro štěrkové lože je využitý poměrně laciný a dobře dostupný materiál, který lze uložit v zásobnících z běžných materiálů schopných odolávat vyšším teplotám, solární sůl je na jednotku tepelné kapacity 34 krát dražší a ještě navíc má poměrně silné korozivní účinky, což vyžaduje použití ušlechtlejších materiálů skladovacího zásobníku a zároveň i potrubních tras. Změnu procentuálního zastoupení jednotlivých investičních komponent každé z variant zobrazuje Obr. 4-28.



Obr. 4-28 Podíl dílčích komponent CB na celkových investičních nákladech; Štěrkové lože: a) 4 h, b) 10 h, c) 24 h; Roztavená sůl: d) 4 h, e) 10 h, f) 24 h

Například u varianty s 10 h délkou vybíjení činí náklady na skladovací materiál a zásobníky u konfigurace se štěrkovými loži 3 % respektive 6 %, kdežto u konfigurace s roztavenými solemi 46 % a 9 %. Celkové náklady vztažené na jednotku tepelné akumulční kapacity mají s rostoucí dobou vybíjení klesající charakter, a to z důvodu uplatnění principu economy of scale, neboli úspor z rozsahu. Zatímco v případě konfigurace se štěrkovým ložem se tyto měrné náklady zredukuje pro 24 h variantu pětikrát oproti 4 h variantě, tak v případě koncepce s roztavenými solemi pouze dvakrát. V případě celkových nákladů vztažených na jednotku tepelného výkonu CB dochází pro oba typy CB k nárůstu tohoto parametru s dobou vybíjení, jelikož výkon je uvažován jako konstantní, ale celkové náklady na CB narůstají.

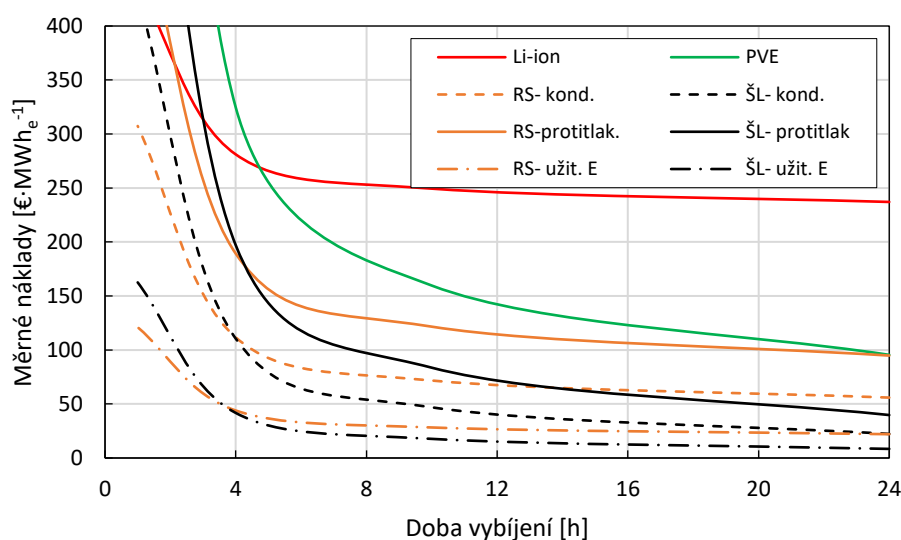
Celkové investiční náklady vztažené buďto k tepelné kapacitě, nebo tepelnému výkonu Carnotovy baterie jsou bezesporu důležitým ukazatelem. Neumožňují však přímé srovnání s jinými akumulčními technologiemi, které nevyužívají teplo jakožto skladovanou formu energie. Pro tento účel je vhodné vztáhnout celkové investiční náklady k elektrické kapacitě, respektive elektrickému výkonu skladovacího zařízení. V případě Carnotových baterií jsou měrné investiční náklady stanoveny pro dva limitní případy provozu teplárny, a to konkrétně v plně protitlakém a kondenzačním režimu. Z výsledků termodynamického modelu vyplývá pro variantu CB se štěrkovým ložem čistá elektrická účinnost v protitlakém režimu 18,5 % a v kondenzačním 33 %. Pro variantu s roztavenými solemi je čistá elektrická účinnost v protitlakém režimu 20,8 % a v kondenzačním 35,3%. [47] Vyšší účinnost u konfigurace s roztavenými solemi je způsobena nižší vlastní spotřebou, jelikož příkon čerpadel pro čerpání roztavené soli je v porovnání s příkonem vzduchových ventilátorů u koncepce se štěrkovým ložem přibližně čtyřicetinová, jak dokládá Tab. II-3. Pro 24hodinovou dobu vybíjení je detailní přehled vstupních parametrů výpočtu měrných nákladů srovnávaných skladovacích technologií uveden v Tab. 4-10. Li-iontové baterie a přečerpávací vodní elektrárny (PVE) jsou uvažovány s jmenovitým výkonem  $50 \text{ MW}_e$ , což přibližně odpovídá elektrickému výkonu pracovního cyklu CB baterie v kondenzačním režimu. Z výsledků je zřejmé, že pro 24hodinovou dobu vybíjení jsou celkové náklady vztažené buďto na elektrický výkon ( $CN_P$ ), nebo elektrickou kapacitu ( $CN_E$ ) Li-iontových baterií i PVE vyšší, a to dokonce i v porovnání s CB provozovanými v protitlakém režimu. V případě CB jsou jak  $CN_P$ , tak  $CN_E$  nižší u konfigurace se štěrkovým ložem oproti roztaveným solím, a to i když CB s roztavenými solemi má lepší čistou účinnost nežli CB se štěrkovým ložem.

Tab. 4-10 Srovnání celkových investičních nákladů vztažených k elektrickému výkonu a elektrické kapacitě různých skladovacích zařízení pro 24hodinovou dobu vybíjení

		Li-ion	PVE	štěrk. CB protitlak.	štěrk. CB kond.	sůl CB protitlak.	sůl CB kond.
$P_e$	MW	50	50	23,7	42,2	26,7	45,2
$\eta_{RT}$	%	85	80	18,5	33,0	20,8	35,3
$\eta_{UE}$	%	85	80	87,4	33,0	89,7	35,3
$CN_P$	tis.€·MW <sub>e</sub> <sup>-1</sup>	5 690,4	2 292,1	954,2	535,2	2 275,7	1 342,4
$CN_E$	tis.€·MWh <sub>e</sub> <sup>-1</sup>	237,1	95,5	39,8	22,3	94,8	55,9

Porovnání celkových nákladů vztažených na jednotku elektrické skladovací kapacity pro celý zkoumaný rozsah trvání dob vybíjení je znázorněno v Obr. 4-29. Jak je z obrázku patrné, společně s Carnotovými bateriemi jsou PVE vhodné spíše pro delší doby vybíjení, přičemž nižších měrných nákladů v porovnání s Li-iontovými bateriemi dosahují PVE pro doby vybíjení delší než 5 hodin. Měrné náklady PVE jsou v podstatě přesto po celý zkoumaný rozsah dob vybíjení (1-24 h) vyšší než kterákoliv z variant CB, až při 24 h vybíjení se v podstatě vyrovná CB s roztavenými solemi, provozované v protitlakém režimu. V případě CB jsou z obrázku patrné snížené měrné investiční

náklady, pokud jsou CB provozovány v kondenzačním režimu, což souvisí s vyšší elektrickou účinností. Při srovnání kondenzačních a protitlakých režimů obou variant CB lze obecně konstatovat, že pro kratší doby vybíjení (< 4-5 h) jsou nižší měrné investiční náklady na energetickou kapacitu v případě CB v konfiguraci s roztavenými solemi. Jakmile se však začne doba vybíjení prodlužovat, přestane být koncepce s roztavenými solemi konkurenceschopná vzhledem ke štěrkovému loži. V porovnání s běžnými skladovacími technologiemi však velká přednost CB spočívá v možnosti uplatnění jak tepelné, tak elektrické energie, jak bylo diskutováno v kapitole 2.4.3. Uvažujeme-li pak celkovou užitečnou energii (elektrina + teplo), kterou je zařízení schopno dodat, zvýší se i celková účinnost skladování podle rovnice (2.2). Pro protitlaké režimy obou variant CB to pak znamená celkovou čistou účinnost 89,7 % (roztavené soli) a 87,4 % (štěrkové lože). Takovéto navýšení účinnosti CB společně s nízkými investičními náklady na tyto technologie v konečném důsledku znamenají vůbec nejnižší celkové náklady vztažené na jednotku skladovací kapacity ze všech porovnávaných skladovacích technologií a jejich variant.



Obr. 4-29 Porovnání měrných investičních nákladů na jednotku skladovací kapacity různých skladovacích technologií v závislosti na různých dobách vybíjení (RS= Rztavené Soli, ŠL= Štěrkové Lože)

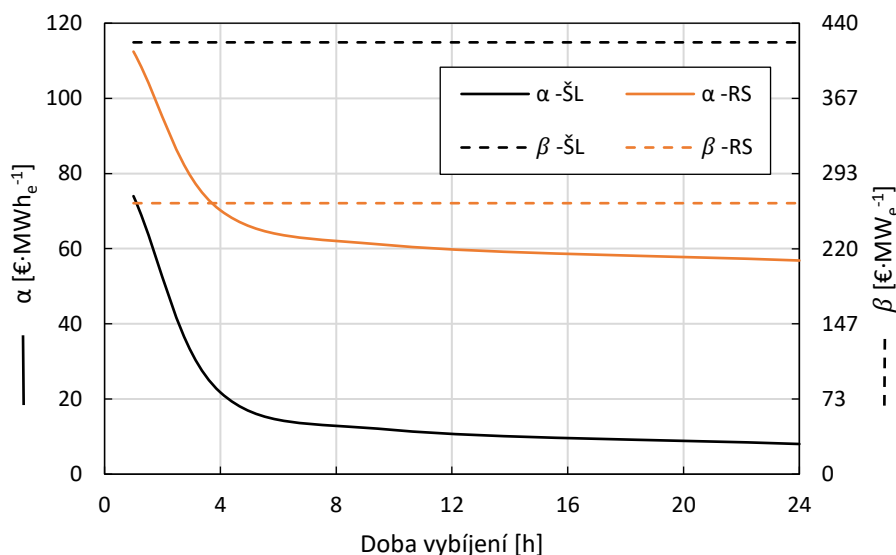
Obecně platí, že nízké měrné náklady systémů CB jsou způsobeny nízkou investiční náročností na renovaci současných technologií v teplárnách a zároveň díky nízkým nákladům skladovacích zařízení pro akumulaci tepla. Na rozdíl od toho, jiné technologie vyžadují kompletně novou výstavbu, a to jak samotných zařízení, tak často i infrastruktury. Vzhledem k tomu, že velký podíl nákladů na kompletní CB je spojen s výkonovými součástmi celého soustrojí, bez ohledu na dobu vybíjení, potažmo na energetickou kapacitu CB, dochází při krátkých dobách vybíjení k výraznému nárůstu měrných nákladů. Významně se tento jev začne projevovat od pětihodinových dob vybíjení a kratších.

Další užitečnou veličinou jsou měrné investiční náklady na jednotku elektrické skladovací kapacity a jednotku elektrického výkonu, které mohou sloužit jako kvalitativní parametr za účelem odhadu investičních nákladů konkrétního zařízení. K jejich výpočtu je nejprve nutné jasně oddělit z celkových investičních nákladů na celé zařízení CB náklady související s výkonem a náklady asociované s energetickou kapacitou. V případě výkonových nákladů se jedná o náklady na výměníky tepla, ventilátory nebo čerpadla a elektrický odporový ohříváč. Náklady na energetickou kapacitu zahrnují náklady na skladovací médium a zásobníky pro jeho uskladnění. V celkových nákladech ještě

figuruje člen s nejistotou vstupních parametrů a poplatky. Jeho velikost je ke každé z kategorií nákladů přidělena dle poměru, v jakém je každá ze skupin zastoupena v celkových investičních nákladech. Následně je možné příslušné hodnoty investičních nákladů na výkonová zařízení vztáhnout k čistému elektrickému výkonu (viz Tab. 4-10) dané konfigurace CB a druhá část investičních nákladů, příslušející energetické kapacitě, je vztažena k elektrické kapacitě pro danou dobu vybíjení. Elektrickou kapacitu lze získat jako součin čisté elektrické účinnosti dané konfigurace CB (Tab. 4-10) a tepelné kapacity CB (viz Tab. 4-9), která je závislá na požadované době vybíjení. Výsledky měrných investičních nákladů obou konfigurací CB provozovaných jak v kondenzačním, tak v protitlakém režimu pro 24hodinovou dobu vybíjení jsou shrnuty v Tab. 4-11. Z tabulky je patrné, že nejnižších měrných investičních nákladů na jednotku skladovací kapacity ( $\alpha$ ) dosahuje CB se štěrkovým ložem, provozovaná v kondenzačním režimu ( $8 \text{ €}\cdot\text{kWh}_e^{-1}$ ), což je ve srovnání s CB s roztavenými solemi v kondenzačním režimu přibližně jedna sedmina. Nejnižších investičních nákladů na jednotku elektrického výkonu ( $\beta$ ) však naopak dosahují CB s roztavenými solemi v kondenzačním režimu ( $264,4 \text{ €}\cdot\text{kW}_e^{-1}$ ). Pokud jsou známy hodnoty obou typů investičních nákladů, je možné dopočítat celkové investiční náklady konkrétního zařízení dle rovnice (4.1). Průběh měrných investičních nákladů pro obě konfigurace CB v kondenzačním režimu v závislosti na době vybíjení je zobrazen v Obr. 4-30.

Tab. 4-11 Měrné investiční náklady různých konfigurací Carnotových baterií pro 24 h dobu vybíjení

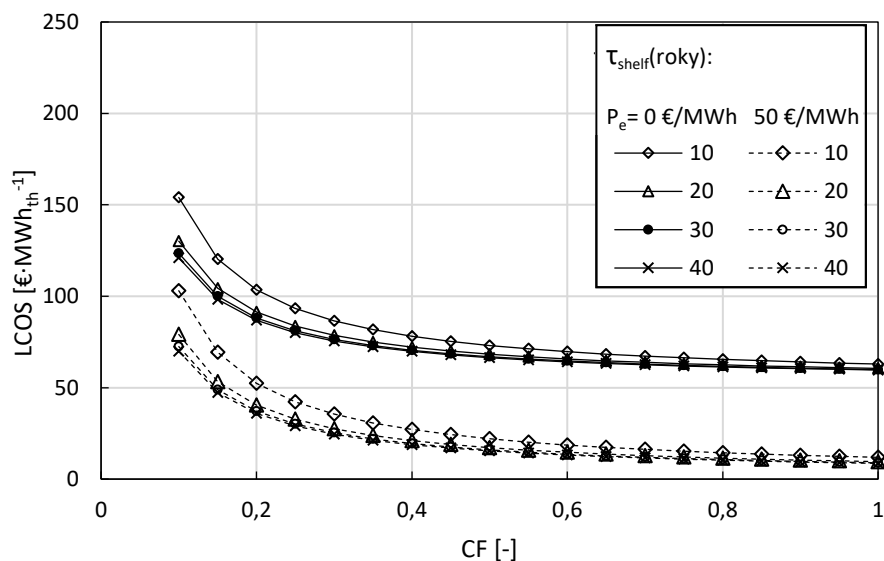
		Štěrkové lože protitlak.	Štěrkové lože kond.	Rozt. soli protitlak.	Rozt. soli kond.
$\alpha$	$\text{€}\cdot\text{kWh}_e^{-1}$	14,3	8,0	101,4	56,9
$\beta$	$\text{€}\cdot\text{kW}_e^{-1}$	799,4	421,3	805,7	264,4



Obr. 4-30 Měrné investiční náklady CB s roztavenými solemi (RS) a štěrkovým ložem (ŠL) v kondenzačním režimu v závislosti na době vybíjení

V souladu s postupem popsaným v kapitole 3.2.3 je následně možné provést technoeconomické zhodnocení jednotlivých technologií pomocí parametru LCOS. V první fázi bylo vyhodnoceno  $\text{LCOS}_{\text{th}}$ , které není nijak ovlivněno provozním režimem tepelného cyklu Carnotovy baterie. K demonstraci výsledků byl vybrán systém se štěrkovým ložem s desetihodinovou dobou

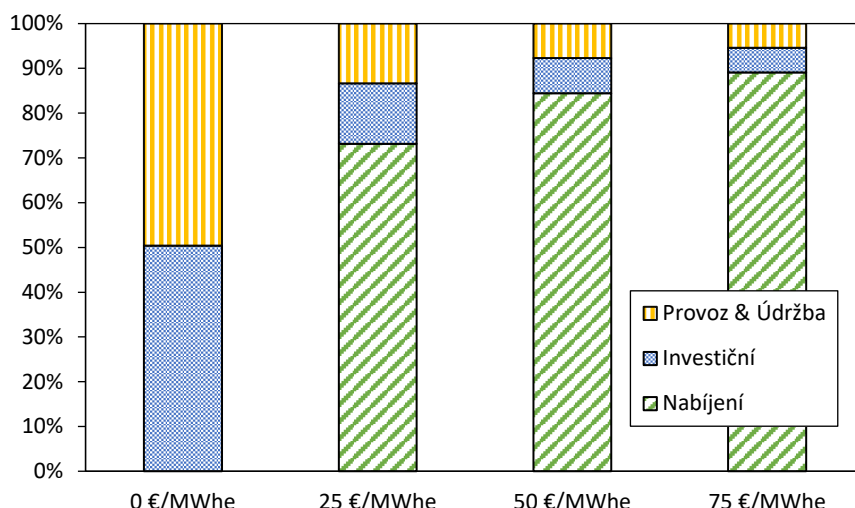
vybíjení. Obr. 4-31 představuje citlivostní analýzu  $LCOS_{th}$ , v závislosti na kapacitním faktoru (CF) a životnosti systému, při nulové ceně vstupní elektřiny a při prodejní ceně  $50 \text{ €} \cdot \text{MWh}^{-1}$ .



Obr. 4-31 Citlivostní analýza  $LCOS_{th}$  CB se štěrkovým ložem pro 10 h dobu vybíjení v závislosti na kapacitním faktoru (CF) různých dobách životnosti ( $\tau_{shelf}$ ) a různých cenách vstupní elektřiny ( $P_e$ )

Z obrázku je patrné, že vliv životnosti zařízení při životnostech delších jak 20 let je zanedbatelný. Naopak zásadní je vliv CF, neboli využití zařízení v průběhu roku, kdy pro cenu vstupní elektřiny  $50 \text{ €/MWh}$  se  $LCOS_{th}$  mění až dvojnásobně, ale pro variantu s nulovou cenou vstupní elektřiny může být rozdíl  $LCOS_{th}$  na krajích intervalu CF až desetinásobný, což dokládá i významný vliv ceny vstupní elektřiny.

Podíl nákladů provozních & údržbových, investičních a nabíjecích na celkových nákladech za dobu životnosti CB se štěrkovým ložem pro 10 h dobu vybíjení v závislosti na ceně vstupní elektřiny je zobrazen na Obr. 4-32. Jak je z obrázku zřejmé, poměrné zastoupení dílčích nákladů na vstupní cenu elektřiny se velmi různí a i při relativně nízkých cenách elektřiny, tvoří nabíjecí náklady hlavní složku v celkových nákladech. Poměr mezi investičními a provozními & údržbovými náklady je konstantní a pro všechny jednotkové ceny vstupní elektřiny mají v absolutní hodnotě téměř stejnou velikost. Shodné grafické výstupy pro CB buďto se štěrkovým ložem nebo s roztavenými solemi s různými dobami vybíjení jsou shrnuty v Obr. II-1 a Obr. II-2 v rámci Příloha II. Stojí za zmínku, že množství dodaného tepla je pro konkrétní CF shodné pro všechny varianty bez ohledu na dobu trvání vybíjení. Proto je LCOS velmi podobné pro většinu zkoumaných variant CB a jen mírně roste s rostoucí skladovací kapacitou. Výjimkou je snad pouze konfigurace s roztavenými solemi se 24 h dobou vybíjení a nízké hodnoty CF, kdy je nízké využití, a tak nabyde na významnosti investiční složka nákladů, která je pro dlouhé doby vybíjení u varianty s roztavenými solemi vysoká z důvodu vysokých nákladů na skladovací médium a zásobníky v níž je uloženo.



Obr. 4-32 Podíl nákladů provozních a údržbových, investičních a nabíjecích na celkových nákladech v závislosti na ceně vstupní elektřiny za dobu životnosti CB se štěrkovým ložem pro 10 h dobu vybíjení

Diskontované náklady na jednotkové množství dodaného tepla do tepelného cyklu ( $LCOS_{th}$ ) nejsou závislé na provozním režimu teplárny, respektive kalkulují pouze s účinnostmi samotného skladování a parogenerátoru, které jsou uvažovány jako konstantní. Z pohledu sledování chování LCOS v závislosti na různých vstupních hodnotách dílčích proměnných současně tedy umožňují ještě relativně snadno zachytit různé kombinace vstupních parametrů ekonomického hodnocení, jakými jsou např. životnost zařízení, roční využití skladovacího zařízení nebo různé ceny vstupní elektřiny. Tento parametr však neumožňuje porovnání s jinými skladovacími technologiemi, stejně tak jako tomu bylo v případě celkových investičních nákladů vztahených na jednotku tepelné skladovací kapacity. Za tím účelem je zapotřebí vyjádřit LCOS jako diskontované náklady na jednotkové množství dodané elektřiny z CB ( $LCOS_e$ ).  $LCOE_e$  je však nutné vyjadřovat již s ohledem na aktuální provozní režim CB, z čehož vyplývá potřeba zavedení řady komplikovaných citlivostních analýz, jejichž vypovídající hodnota při značné složitosti by byla přinejmenším velmi diskutabilní. Z tohoto důvodu jsou vybrány tři ilustrativní příklady, které mají společnou sadu vstupních parametrů, a jsou následně prezentovány formou tabulek. Uvažované vstupní elektrické výkony odpovídají těm prezentovaným v Tab. 4-10. Pro všechny tři studované případy je zaveden předpoklad shodného ročního využití skladovacích zařízení ( $CF=64\%$ ), čímž je dosaženo celočíselných hodnot počtu cyklů za rok. Stejně jako v případě měrných investičních nákladů jsou prezentovány dva krajní stavy provozu CB, a to kondenzační a protitlaký režim.

První případ, Tab. 4-12, uvádí výsledky pro 4hodinovou dobu vybíjení a relativně vyšší vstupní cenu elektřiny  $50 \text{ €} \cdot \text{MWh}_e^{-1}$ . V kogeneračním režimu CB je cena za dodané teplo uvažována spíše nižší,  $8 \text{ €} \cdot \text{MWh}_{th}^{-1}$ . Výsledky ukazují, že nejnižší  $LCOS_e$  vyrobené elektřiny jsou schopny dosáhnout PVE. CB jsou v obou konfiguracích v kondenzačním režimu schopny poskytnout nižší hodnoty diskontovaných nákladů na jednotku dodané elektřiny v porovnání s lithium-iontovými bateriemi. V protitlakém režimu jsou obě varianty CB téměř nekonkurenceschopné z pohledu  $LCOE_e$ , a to hlavně kvůli nízké čisté elektrické účinnosti ( $\eta_{RT}$ ) baterie, což způsobuje, že náklady na nabíjení jsou vysoké, ale množství dodané elektřiny z CB je malé. Jak bylo prezentováno v Obr. 4-32, tak majoritu nákladů za životnost zařízení tvoří právě nabíjecí náklady, takže obecně nízké investiční náklady na CB mají pouze marginální význam na konečné diskontované ceně elektřiny dodané z CB. V případě, kdy však je uvažováno společně s dodanou elektřinou i dodané teplo, tak parametr  $LCOS_{Užit E}$  vychází v případě obou Carnotových baterií nejnižší ze všech srovnávaných technologií. Ve výsledcích je dobré si povšimnout, že vyšší účinnost CB s roztavenými solemi způsobuje, že obě hodnoty LCOS mají vždy

nižší hodnotu nežli ekvivalentní případ CB realizované v provedení se štěrkovým ložem, i když investiční náklady jsou vyšší u CB s roztavenými solemi, jak dokládá Tab. 4-9. Tento fakt opět souvisí s popisovaným principem vyšší účinnosti a vlivu na nabíjecí náklady za dobu životnosti.

Tab. 4-12 Porovnání LCOS různých skladovacích technologií a koncepcí pro vstupní parametry: Doba vybití 4h, Počet provozních cyklů za rok 700, Cena vstupní elektřiny 50 €·MWh<sup>-1</sup>

		Li-ion	PVE	štěrk CB protitlak.	štěrk CB kond.	sůl CB protitlak.	sůl CB kond.
$P_{\text{teplo}}$	€·MWh <sub>th</sub> <sup>-1</sup>			8		8	
$\eta_{\text{RT}}$	%	86	75	18,5	33,0	20,8	35,3
$\eta_{\text{Užit. E}}$	%	86	75	87,4	33,0	89,7	35,3
$T_{\text{shelf}}$	roky	7,19	42,9	30	30	30	30
$\text{LCOS}_{\text{Užit. E}}$	€·MWh <sup>-1</sup>	198	107	68	181	67	170
$\text{LCOS}_e$	€·MWh <sub>e</sub> <sup>-1</sup>	198	107	293	181	262	170

Druhý případ (Tab. 4-13) se věnuje sadě vstupních parametrů  $P_e = 20$  €·MWh<sub>e</sub><sup>-1</sup> a  $P_{\text{teplo}} = 15$  €·MWh<sub>th</sub><sup>-1</sup>, pro 10 h vybití dobu, což při CF= 64 % znamená 280 pracovních cyklů za rok. Zatímco u Li-iontových baterií snížení ceny vstupní elektřiny o 60 % vyvolalo pouze 5,5% snížení  $\text{LCOS}_e$  v porovnání s předchozím případem, tak u PVE došlo k 30% snížení a u CB v průměru až o téměř 50% snížení. Hlavním důvodem toho je tempo navyšování investičních nákladů s rostoucí délkou doby vybití, kdy pro Li-iontové baterie je výrazně strmější, a tak efekt snížených nákladů se tolik neuplatní v  $\text{LCOS}_e$ . Pozitivní přínos pro CB pracující v protitlakém režimu má pochopitelně zvýšení ceny dodávaného tepla, což znamená ještě nižší diskontované náklady na jednotku užitečné energie ve srovnání s případem prvním.

Tab. 4-13 Porovnání LCOS různých skladovacích technologií a koncepcí pro vstupní parametry: Doba vybití 10h, Počet provozních cyklů za rok 280, Cena vstupní elektřiny 20 €·MWh<sup>-1</sup>

		Li-ion	PVE	štěrk CB protitlak.	Štěrk CB kond.	Sůl CB protitlak.	Sůl CB kond.
$P_{\text{teplo}}$	€·MWh <sub>th</sub> <sup>-1</sup>			15		15	
$\eta_{\text{RT}}$	%	86	75	18,5	33,0	20,8	35,3
$\eta_{\text{Užit. E}}$	%	86	75	87,4	33,0	89,7	35,3
$T_{\text{shelf}}$	roky	8	42,9	30	30	30	30
$\text{LCOS}_{\text{Užit. E}}$	€·MWh <sup>-1</sup>	187	75	36	95	40	101
$\text{LCOS}_e$	€·MWh <sub>e</sub> <sup>-1</sup>	187	75	113	95	121	101

Poslední případ (Tab. 4-14) se věnuje limitnímu případu nulové ceny vstupní elektřiny, při zachování ceny tepla jako v případě 1, pro 4-hodinovou dobu vybití a opět 700 pracovním cyklům za rok. Minimální hodnoty  $\text{LCOS}_e$  je dosaženo s Carnotovými bateriemi. Při nulové ceně vstupní elektřiny jsou dokonce o něco nižší diskontované náklady na jednotku dodané elektřiny v případě koncepce se štěrkovým ložem a to 35 €·MWh<sub>e</sub><sup>-1</sup>. Nulová cena elektřiny totiž zapříčiní nulové náklady na nabíjení, takže v celkových nákladech za dobu životnosti figurují pouze investiční a provozní & údržbové náklady. Ty jsou pro konfiguraci se štěrkovým ložem vůbec nejnižší (viz Tab. 4-9), z čehož plynou i nejnižší hodnoty LCOS pro tuto koncepci CB. Je dobré si povšimnout, že pro tuto sadu vstupních parametrů vychází  $\text{LCOS}_e$  CB v protitlakém nebo kondenzačním režimu téměř identické. Snížení ceny vstupní elektřiny na nulu způsobí oproti referenčnímu prvním případu v případě Li-



iontových baterií redukcí LCOS<sub>e</sub> o 30 %, u PVE o více jak 58 % a u Carnotových baterií v průměru až dokonce o 83 %.

Tab. 4-14 Porovnání LCOS<sub>e</sub> různých skladovacích technologií a koncepcí pro vstupní parametry: Doba vybíjení 4h, Počet provozních cyklů za rok 700, Cena vstupní elektřiny 0 €·MWh<sup>-1</sup>

		Li-ion	PVE	šterk. CB protitlak.	Šterk CB kond.	Sůl CB protitlak.	Sůl CB kond.
P <sub>teplo</sub>	€·MWh <sub>th</sub> <sup>-1</sup>			8		8	
η <sub>RT</sub>	%	86	75	18,5	33,0	20,8	35,3
η <sub>Užit. E</sub>	%	86	75	87,4	33,0	89,7	35,3
T <sub>shelf</sub>	roky	7,19	42,9	30	30	30	30
LCOS <sub>Užit. E</sub>	€·MWh <sup>-1</sup>	138	45	14	35	15	36
LCOS <sub>e</sub>	€·MWh <sub>e</sub> <sup>-1</sup>	138	45	35	35	38	36

### 4.3 Perspektiva střednědobé akumulace

V kontextu výsledků kapitoly 4.1 je zřejmé, že pro penetrace neregulovatelných obnovitelných zdrojů energie menší než 70 – 80 % vychází jak pro Česko, tak pro Německo délky vybíjení potřebných skladovacích kapacit na maximální vybíjecí výkon menší jak 200 h (≈8 dní), což znamená uplatnění hlavně střednědobých technologií skladování. Jak však naznačuje i Cárdenas a kol. ve své práci [42], i pro 100% penetraci NOZE, by pro Velkou Británii mělo být z pohledu co nejnižších celkových nákladů na jednotku hrubé dodané elektřiny (TCoE) téměř 17 % z celkové potřebné skladovací kapacity (66,6 TWh) instalováno v technologiích střednědobé akumulace. Podstatný je však závěr, že oněmi 17 % celkové potřebné skladovací kapacity proteče více jak 60 % veškeré elektřiny uplatněné ke skladování.

V kapitole 4.1.3 byly představeny výsledky potřebné skladovací kapacity pro Dekarbonizační scénář energetického sektoru ČR, ze kterých k roku 2040 vyplývá potřebná skladovací kapacita několik desítek GW s dobou vybíjení na maximální vybíjecí výkon 5 – 24 h, přičemž průměrné využití instalované skladovací kapacity je poměrně nízké (viz Tab. 4-8). Nízké využití obecně znamená snahu o minimalizaci investičních nákladů na potřebné zařízení, tak aby byla zajištěna návratnost takové investice v pokud možno co nejkratším čase. Výše zmiňované výsledky předešlých částí práce, společně se závěry Cárdenase, naznačují nezbytnou potřebu implementace střednědobého skladování, jejímiž hlavními představiteli jsou převážně technologie termo/mechanického skladování. Hlavními technologiemi v této oblasti jsou přečerpávací vodní elektrárny (PVE), skladování stlačeného vzduchu (CAES), nebo různé varianty Carnotových baterií. Zatímco PVE a CAES jsou technologie s poměrně vysokou účinností, ale zároveň vysokou investiční náročností a silnou geografickou závislostí, tak Carnotovy baterie mají sice relativně nízkou účinnost, ale jsou téměř geograficky nezávislé a zároveň méně investičně náročné, což platí tím spíše pro CB integrované při přestavbě současných uhelných tepláren nebo elektráren.

Tento typ Carnotových baterií nabízí řadu benefitů. Z výsledků výpočtu potřebné skladovací kapacity pro Dekarbonizační scénář vyplývá, že náklady spojené s výkonovou kapacitou zařízení tvoří více jak 80 % z celkové investice. Paretovým principem je tak nejracionálnější využít technologie s nízkými měrnými investičními náklady na jednotku výkonu akumulačního zařízení. Zatímco u PVE a CAES se tyto náklady pohybují přibližně okolo 930 respektive 1 100 €·kW<sub>e</sub><sup>-1</sup> [68], z výsledků technoeconomické analýzy přestavby teplárny na CB s roztavenými soli vyplývá cena 264 €·kW<sub>e</sub><sup>-1</sup>, respektive 421 €·kW<sub>e</sub><sup>-1</sup> pro konfiguraci CB se šterkovým ložem, což je jednou z neoddiskutovatelných výhod

oproti ostatním technologiím střednědobé akumulace. Kromě toho se CB se štěrkovým ložem pyšní i nízkými měrnými investičními náklady na jednotku skladovací kapacity, což se jeví jako stěžejní parametr při výrazně vyšší integraci NOZE do energetických mixů, kdy dochází k významnému nárůstu potřebné skladovací kapacity. Další předností CB je jejich schopnost poskytovat dvě formy energie současně, a to elektřinu a teplo. To může být v kontextu České republiky se silnou tradicí teplárenství a rozvinutou sítí tepelných tras vysoce užitečný atribut. Při izolovaném pohledu čistě na samotná akumulační zařízení je nejlepším parametrem k jejich srovnání LCOS, které vyjadřuje diskontovanou cenu jednotky elektřiny dodané z akumulačního zařízení za celou jeho životnost. Zde se ukazuje, že své uplatnění naleznou CB hlavně při cenách vstupní elektřiny atakujících hodnotu  $0 \text{ €} \cdot \text{kWh}_e^{-1}$ , kdy se maximalizuje efekt nízkých investičních nákladů na CB a je de facto eliminován negativní účinek nízké účinnosti CB, který zásadním způsobem navyšuje náklady na nabíjení, které zpravidla tvoří majoritu z celkových nákladů za životnost zařízení. Do budoucna je velice pravděpodobné, že nulové ceny elektřiny budou s rostoucím podílem neregulovatelných obnovitelných zdrojů v elektrizační soustavě stále častějším úkazem, o čemž je možné se přesvědčit z [73].

Závěrem je však nutné zdůraznit, že potenciál CB integrovaných do tepláren je v Česku relativně omezený jejich existujícím množstvím, protože jak bylo zmíněno v kapitole 2.3, celkový instalovaný elektrický výkon českých tepláren nad  $5 \text{ MW}_e$  nepřesahuje více jak cca  $9\,000 \text{ MW}_e$ .

## 5 Závěr

V úvodní části práce byla uvedena motivace k potřebě integrace akumulčních zařízení do současných elektrizačních soustav, která je zapříčiněna zvyšujícím se zastoupením neregulovatelných obnovitelných zdrojů energie do energetických mixů. Hlavní důvody navyšování zastoupení OZE jsou tři. První souvisí s ochranou životního prostředí a s tím se pojí nově schvalované legislativní kroky. Druhý navázaný na energetickou bezpečnost, která je v kontextu současného světového dění klíčovým tématem a třetí důvod je čistě pragmatický, související s ekonomikou zdrojové základny. Ukazuje se totiž, že výhledově budou náklady na jednotku vyrobené elektřiny z OZE výrazně nižší oproti zdrojům na fosilní paliva.

Úvod práce dále pojednává o současném a plánovaném budoucím stavu elektroenergetiky v České republice a v Německu, a to hlavně v rovině zdrojového portfolia pro výrobu elektřiny v obou zemích. Ze strategických dokumentů obou zemí (ČR- Hodnocení zdrojové přiměřenosti ES ČR do roku 2040 (MAF CZ 2022), Německo- Netzentwicklungsplan Strom-NEP) vyplývá, že by se do roku 2037 měly úplně zbavit uhelných zdrojů, které by měly nahradit právě OZE. Zatímco však ČR počítá s posílením jaderné energetiky, která společně s plynovými zdroji do jisté míry bude schopna vzniklý deficit kompenzovat, v případě Německa není s jádrem počítáno, a tak bude energetický mix Německa tvořen de facto pouze obnovitelnými zdroji, a to majoritně solárními a větrnými, doplněnými o flexibilní plynové zdroje. Dle Dekarbonizačního scénáře pro ČR by tak v roce 2040 mělo být 18,7 % roční hrubé spotřeby kryto FV zdroji a 6,3 % větrnými elektrárnami, kdežto v Německu by podle scénáře C měly FV zdroje krýt téměř 32 % německé hrubé spotřeby a větrné dokonce více jak polovinu (51,7 %).

Současně bylo rovněž představeno hlavní rozdělení zařízení pro akumulaci elektřiny a detailněji byla diskutována technologie Carnotových baterií (CB), která se jeví jako vysoce perspektivní technologie v oblasti střednědobého skladování. Velký potenciál této technologie se naskýtá v souvislosti s odklonem od uhlí a možností uplatnění infrastruktury a části technologie současných tepláren a elektráren na tento druh fosilního paliva. V závěru úvodní části byla tak zmapována oblast teplárenství v České republice, čímž byl naznačen samotný potenciál rozvoje Carnotových baterií integrovaných do tepláren na našem území.

První část výpočetní části práce byla provedena za cílem porozumění tomu, jak poroste požadavek na akumulaci elektřiny se zvyšujícím se zastoupením obnovitelných zdrojů v energetických mixech České republiky a Německa a kvantifikuje potřebnou skladovací kapacitu pro 100% zastoupení větrných a solárních zdrojů v obou energetických mixech. Potřebná skladovací kapacita byla stanovena na základě optimalizace celkových nákladů na jednotku dodané elektřiny (TCoE) do elektrické sítě v závislosti na vzájemné kombinaci fotovoltaických a větrných zdrojů a velikosti nadvýroby elektřiny, tzv. curtailmentu. TCoE v sobě zahrnují jednak náklady spojené s akumulační kapacitou, tak současně náklady spjaté s potřebným množstvím výroby elektřiny, které jsou dále závislé na daném zdrojovém mixu. Výsledky v případě ČR hovoří o potřebné skladovací kapacitě v rozmezí 16,5 – 26,3 TWh v závislosti na celkové účinnosti skladovacích kapacit, při průměrné hrubé roční spotřebě 69,5 TWh. Minimální výše TCoE je vysoce závislá na zvolené účinnosti skladovacího zařízení a měrných investičních nákladech dané skladovací kapacity, nicméně pokud by hypoteticky veškerá skladovací kapacita byla realizována Carnotovými bateriemi s účinností 33 % a měrnými investičními náklady analyzovanými v samostatné části práce, celkové náklady na jednotku dodané elektřiny by činily přibližně 200 €·MWh<sup>-1</sup>. Ze zkoumaných scénářů vyplynulo, že optimální mix fotovoltaických elektráren by pro ČR byl v rozmezí 35 – 45 % a zbývající produkci by zajišťovaly VTE. Současně se ukázal vysoký význam curtailmentu, který značným způsobem redukuje výši TCoE a pro

případ Česka je tak zapotřebí alespoň 20% nadvýroby, aby bylo dosaženo pokud možno co nejnižších hodnot TCoE. V případě Německa vyšla potřebná skladovací kapacita v rozmezí 25,7 – 34 TWh, při průměrné roční hrubé spotřebě cca 500 TWh. V případě Carnotových baterií pak TCoE vyšlo 117,4 €·MWh<sup>-1</sup>. Výhodné z pohledu Německa je dosažení přibližně 70 – 80% penetrace větrných zdrojů a 30 – 20% fotovoltaických při nadvýrobě 15 – 30 %. Z pohledu ještě většího zpřesnění a zacílení výsledků modelu by bylo přínosné provést navazující optimalizaci, která by rozdělila profil čisté poptávky do časových intervalů, ve kterých by ve vhodném poměru rozdělovala technologie dlouhodobého, střednědobého a krátkodobého skladování. Tím by v konečném důsledku došlo ke zlepšení ekonomické využitelnosti každé z akumulčních technologií.

Vedle hypotetického případu krytí veškerých potřeb skrze fotovoltaické a větrné zdroje byl pro ČR zpracován výpočet potřebné skladovací kapacity v roce 2040 dle předpokladů Dekarbonizačního scénáře. Výsledky modelování hovoří o potřebě vybudování 60 GWh skladovací kapacity, při TCoE 72,4 €·MWh<sup>-1</sup>. Oproti scénářům 100% penetrace neregulovatelných obnovitelných zdrojů, ve kterých by musely majoritu skladovací kapacity tvořit technologie dlouhodobého skladování jako např. skladování vodíku, pro podmínky dle Dekarbonizačního scénáře by hlavní uplatnění našly technologie střednědobého skladování, kde se otevírá potenciálně velké pole působnosti právě Carnotovými bateriím mj. díky nezávislosti na geografických podmínkách.

Druhá, výpočtová část práce se proto zabývá techno-ekonomickým návrhem CB integrované do jedné ze současných tepláren v České republice. Propojení CB s teplárenskou technologií umožňuje vedle elektřiny produkovat i teplo, což vede k lepšímu využití technologie a dalšímu zdroji příjmu. Výpočty byly provedeny pro dvě varianty tepelného skladování, a to pro štěrkové lože a dvouzásobníkovou konfiguraci s roztavenými solemi. Z výsledků analýzy kondenzačního provozu CB teplárny vyplývá, že koncepce se štěrkovým ložem dosahuje měrných investičních nákladů na jednotku elektrického výkonu vyšších (421,3 €·kW<sup>-1</sup>), oproti koncepci s roztavenými solemi (264,4 €·kW<sup>-1</sup>). Měrné investiční náklady na jednotku skladovací kapacity mají v obou případech tendenci výrazně klesat s rostoucí dobou vybíjení. Zatímco však měrné investiční náklady na jednotku výkonu jsou nižší u varianty s roztavenými solemi, v případě měrných investičních nákladů na jednotku skladovací kapacity je tomu přesně naopak. CB s roztavenými solemi tak pro 24hodinovou dobu vybíjení dosahují hodnot 56,9 €·kWh<sup>-1</sup>, kdežto CB se štěrkovým ložem pouze 8 €·kWh<sup>-1</sup>.

Nakonec bylo pro obě varianty CB vypočítáno srovnávací ekonomické kritérium diskontovaných nákladů na jednotku vybité elektřiny z uložení za celou dobu jeho životnosti (LCOS). Ke srovnání Carnotových baterií s PVE a Li-iontovými bateriemi byly vybrány dva provozní režimy CB, kondenzační a protitlaký. Z výsledků analýz se ukázalo, že své uplatnění, jako zařízení pro akumulaci pouze elektřiny bez využití tepelné energie, naleznou CB hlavně při cenách vstupní elektřiny atakujících hodnotu 0 €·kWh<sub>e</sub><sup>-1</sup>. V tu chvíli se totiž maximalizuje efekt nízkých investičních nákladů na CB a je de facto eliminován negativní účinek nízké účinnosti CB, který zásadním způsobem navyšuje náklady na nabíjení, které zpravidla tvoří majoritu z celkových nákladů za životnost zařízení. Když však byla zohledněna konkurenční výhoda oproti jiným akumulčním zařízením s možností uplatnění části uskladněné tepelné energie k účelům dodávky tepla společně s elektřinou, vyšly diskontované náklady na jednotku vybité užitečné energie výrazně nejnižší.

Závěrem tak lze konstatovat, že Carnotovy baterie by mohly v budoucnosti sehrát významnou roli při transformaci energetiky a mohly by být jedním z důležitých článků, které zajistí, aby samotná transformace proběhla co možná nejšetrněji a bez významných socioekonomických dopadů na obyvatele.

## Zdroje

- [1] O. Ellabban, H. Abu-Rub, a F. Blaabjerg, „Renewable energy resources: Current status, future prospects and their enabling technology“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, roč. 39, s. 748–764, lis. 2014, doi: 10.1016/J.RSER.2014.07.113.
- [2] I. Energy Agency, „Energy Technology Perspectives 2023“, 2023, Viděno: 1. březen 2023. [Online]. Dostupné z: [www.iea.org](http://www.iea.org)
- [3] J. J. Klemeš, P. S. Varbanov, P. Ocloń, a H. H. Chin, „Towards Efficient and Clean Process Integration: Utilisation of Renewable Resources and Energy-Saving Technologies“, *Energies* 2019, Vol. 12, Page 4092, roč. 12, č. 21, s. 4092, řij. 2019, doi: 10.3390/EN12214092.
- [4] IPCC, „History“. <https://www.ipcc.ch/about/history/> (viděno 1. březen 2023).
- [5] MŽP, „Klimaticko-energetický balíček do roku 2020“. [https://www.mzp.cz/cz/klimaticko\\_energeticky\\_balicek\\_2020](https://www.mzp.cz/cz/klimaticko_energeticky_balicek_2020) (viděno 1. březen 2023).
- [6] MŽP, „Kjótský protokol k Rámcové úmluvě OSN o změně klimatu“. [https://www.mzp.cz/cz/kjotsky\\_protokol](https://www.mzp.cz/cz/kjotsky_protokol) (viděno 1. březen 2023).
- [7] MŽP, „Pařížská dohoda - Ministerstvo životního prostředí“. [https://www.mzp.cz/cz/parizska\\_dohoda](https://www.mzp.cz/cz/parizska_dohoda) (viděno 1. březen 2023).
- [8] „UNTC“. [https://treaties.un.org/pages/ViewDetails.aspx?src=TREATY&mtdsg\\_no=XXVII-7-d&chapter=27&clang=\\_en](https://treaties.un.org/pages/ViewDetails.aspx?src=TREATY&mtdsg_no=XXVII-7-d&chapter=27&clang=_en) (viděno 2. březen 2023).
- [9] Environmental Protection Agency, „EU Emissions Trading System | Environmental Protection Agency“. <https://www.epa.ie/our-services/licensing/climate-change/eu-emissions-trading-system/> (viděno 2. březen 2023).
- [10] „Green Climate Fund“. <https://www.greenclimate.fund/> (viděno 2. březen 2023).
- [11] Rada Evropské unie, „Evropská rada, 12. a 13. prosince 2019 - Consilium“. <https://www.consilium.europa.eu/cs/meetings/european-council/2019/12/12-13/> (viděno 2. březen 2023).
- [12] Rada Evropské unie, „Balíček „Fit for 55“: Rada se dohodla na vyšších cílech v oblasti obnovitelných zdrojů energie a energetické účinnosti - Consilium“. <https://www.consilium.europa.eu/cs/press/press-releases/2022/06/27/fit-for-55-council-agrees-on-higher-targets-for-renewables-and-energy-efficiency/> (viděno 2. březen 2023).
- [13] BP p.l.c., „Statistical Review of World Energy 2022“, Viděno: 3. březen 2023. [Online]. Dostupné z: <https://www.bp.com/>
- [14] BP p.l.c., „Definitions and explanatory notes | Energy economics | Home“. [https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/using-the-review/definitions-and-explanatory-notes.html#accordion\\_Reserves](https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/using-the-review/definitions-and-explanatory-notes.html#accordion_Reserves) (viděno 3. březen 2023).
- [15] I. Roušar, *Projektové řízení technologických staveb*, roč. 1. Praha: Grada, 2008.
- [16] Fraunhofer ISE, „LEVELIZED COST OF ELECTRICITY RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES“, 2021, Viděno: 5. březen 2023. [Online]. Dostupné z: [www.ise.fraunhofer.de](http://www.ise.fraunhofer.de)

- [17] A. Kalair, N. Abas, M. S. Saleem, A. R. Kalair, a N. Khan, „Role of energy storage systems in energy transition from fossil fuels to renewables“, *Energy Storage*, roč. 3, č. 1, úno. 2021, doi: 10.1002/est2.135.
- [18] IEA, „Europe – Countries & Regions“. <https://www.iea.org/regions/europe> (viděno 12. březen 2023).
- [19] IEA, „Electricity consumption – Electricity Information: Overview – Analysis“. <https://www.iea.org/reports/electricity-information-overview/electricity-consumption> (viděno 12. březen 2023).
- [20] ERÚ, „Roční zpráva o provozu elektrizační soustavy České republiky za rok 2021“, Jihlava, 2022. Viděno: 13. březen 2023. [Online]. Dostupné z: <https://www.eru.cz/rocní-zprava-o-provozu-elektrizacni-soustavy-cr-pro-rok-2021>
- [21] A. Bufka a J. Veverková, „Podíl obnovitelných zdrojů energie na hrubé konečné spotřebě energie 2010–2021“, Praha, pro. 2022. Viděno: 29. březen 2023. [Online]. Dostupné z: [https://www.mpo.cz/cz/energetika/statistika/obnovitelne-zdroje-energie/podil-obnovitelných-zdroju-energie-na-hrube-konecne-spotrebe-energie-2010\\_2021--271879/](https://www.mpo.cz/cz/energetika/statistika/obnovitelne-zdroje-energie/podil-obnovitelných-zdroju-energie-na-hrube-konecne-spotrebe-energie-2010_2021--271879/)
- [22] EUROSTAT, „EUROPEAN COMMISSION EUROSTAT Directorate E: Sectoral and regional statistics Unit E.5: Energy SHARES Tool Manual“, Viděno: 29. březen 2023. [Online]. Dostupné z: <https://ec.europa.eu/eurostat/documents/38154/4956088/SHARES+Manual+2018/37909ab2-8c1f-907b-2e97-3111d0691b9f>
- [23] BBDEW Federal Association of Energy and Water Management, „Die Energieversorgung 2021“, Berlín, čer. 2022. Viděno: 14. březen 2023. [Online]. Dostupné z: [www.bdew.de](http://www.bdew.de)
- [24] Fraunhofer ISE, „Energy-Charts“. <https://www.energy-charts.info/index.html?l=en&c=DE> (viděno 13. březen 2023).
- [25] MPO, „Státní energetická koncepce České republiky“, Praha, 2014. Viděno: 16. březen 2023. [Online]. Dostupné z: <https://www.mpo.cz/dokument158059.html>
- [26] MPO, „Vnitrostátní plán České republiky v oblasti energetiky a klimatu“. 2019. Viděno: 16. květen 2023. [Online]. Dostupné z: <https://www.mpo.cz/cz/energetika/strategicke-a-koncepcni-dokumenty/vnitrostatni-plan-ceske-republiky-v-oblasti-energetiky-a-klimatu--252016/>
- [27] ČEPS a.s., „Hodnocení zdrojové přiměřenosti ES ČR do roku 2040 (MAF CZ 2022)“, Praha, úno. 2022. Viděno: 16. květen 2023. [Online]. Dostupné z: <https://www.ceps.cz/cs/tiskove-zpravy/novinka/ceps-predstavuje-maf-cz-2022-hodnoti-mozne-scenare-vyvoje-elektroenergetického-sektoru-v-cr-do-roku-2040>
- [28] MPO, „Zpráva o očekávané dlouhodobé rovnováze mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu“, Praha, 2016. Viděno: 17. březen 2023. [Online]. Dostupné z: [https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/strategicke-a-koncepcni-dokumenty/2017/8/Zprava-o-ocekavane-dlouhodobě-rovnovaze-mezí-nabídkou-elektřiny-a-plynu\\_2016\\_.pdf](https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/strategicke-a-koncepcni-dokumenty/2017/8/Zprava-o-ocekavane-dlouhodobě-rovnovaze-mezí-nabídkou-elektřiny-a-plynu_2016_.pdf)
- [29] Bundesnetzagentur, „Genehmigung des Szenari Rahmens 2023-2037/2045“, Bonn, čvc. 2022. Viděno: 19. březen 2023. [Online]. Dostupné z:

- [https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Bedarfsermittlung/2037/SR/Szenarioahmen\\_2037\\_Genehmigung.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Bedarfsermittlung/2037/SR/Szenarioahmen_2037_Genehmigung.pdf?__blob=publicationFile)
- [30] Die Bundesregierung, „Wegfall der EEG-Umlage entlastet Stromkunden". <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/eeg-umlage-faellt-weg-2011728> (viděno 15. květen 2023).
- [31] J. Karafiát, „Popis systémů CZT Historie, typy a principy KVET ". Viděno: 26. březem 2023. [Online]. Dostupné z: <https://docplayer.cz/6022161-3-prednaska-popis-systemu-czt-historie-typy-a-principy-kvet-ing-josef-karafiat-csc.html>
- [32] A. Jaroslav Knápek Michaela Valentová Rostislav Krejcar Jiří Vašíček Jiří Vecka, „KLIMATICKO-ENERGETICKÉ INVESTICE V TEPLÁRENSTVÍ", 2014, Viděno: 27. březem 2023. [Online]. Dostupné z: <https://intranet.fel.cvut.cz/cz/aktuality/2021/teplarenstvi>
- [33] MPO, „Zpráva o vývoji energetiky v oblasti tepla za rok 2020", Viděno: 27. březem 2023. [Online]. Dostupné z: <https://www.mpo.cz/cz/energetika/statistika/elektrina-a-teplo/zprava-o-vyvoji-energetiky-v-oblasti-tepla-za-rok-2020--270246/>
- [34] MPO, „Česká republika přechází na nové zdroje vytápění, 4 miliony obyvatel a firmy dostanou cenově dostupné teplo i nadále | MPO". <https://www.mpo.cz/cz/rozcestnik/pro-media/tiskove-zpravy/ceska-republika-prechazi-na-nove-zdroje-vytapeni--4-miliony-obyvatel-a-firmy-dostanou-cenove-dostupne-teplo-i-nadale--256716/> (viděno 27. březem 2023).
- [35] „Roční zpráva o provozu teplotárenských soustav České republiky za rok 2021", Jihlava, 2021. Viděno: 26. březem 2023. [Online]. Dostupné z: <https://www.eru.cz/rocnizprava-o-provozu-teplotarenskych-soustav-cr-za-rok-2021-0>
- [36] M. Čerňan, „Elektrizační soustava", Praha, 10. květen 2023.
- [37] J. M. Morales, A. J. Conejo, H. Madsen, P. Pinson, a M. Zugno, *Integrating Renewables in Electricity Markets*, roč. 205. Boston, MA: Springer US, 2014. doi: 10.1007/978-1-4614-9411-9.
- [38] P. D. Lund, J. Lindgren, J. Mikkola, a J. Salpakari, „Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, roč. 45, s. 785–807, kvě. 2015, doi: 10.1016/J.RSER.2015.01.057.
- [39] P. E. Dodds a S. D. Garvey, „Energy storage options to balance renewable electricity systems", *Storing Energy: with Special Reference to Renewable Energy Sources*, s. 13–33, led. 2022, doi: 10.1016/B978-0-12-824510-1.00032-5.
- [40] A. Bašta, „Možnosti akumulace elektrické energie pro provoz obnovitelných zdrojů", 2021, Viděno: 23. březem 2023. [Online]. Dostupné z: [https://dspace.cvut.cz/bitstream/handle/10467/96325/F2-BP-2021-Basta-Ales-Bakalarska\\_prace\\_Ales\\_Basta\\_elektronicka\\_verze.pdf?sequence=-1&isAllowed=y](https://dspace.cvut.cz/bitstream/handle/10467/96325/F2-BP-2021-Basta-Ales-Bakalarska_prace_Ales_Basta_elektronicka_verze.pdf?sequence=-1&isAllowed=y)
- [41] „Skladování elektriny prostřednictvím tepla aneb Carnotovy baterie 1. díl – principy a přehled - TZB-info". <https://oze.tzb-info.cz/akumulace-elektriny/21610-skladovani-elektriny-prostrednictvim-tepla-aneb-carnotovy-baterie-1-dil-principy-a-prehled> (viděno 18. prosinec 2020).
- [42] B. Cárdenas, L. Swinfen-styles, J. Rouse, a S. D. Garvey, „Short-, Medium-, and Long-Duration Energy Storage in a 100% Renewable Electricity Grid: A UK Case Study", *Energies 2021, Vol. 14, Page 8524*, roč. 14, č. 24, s. 8524, pro. 2021, doi: 10.3390/EN14248524.

- [43] V. Novotny, V. Basta, P. Smola, a J. Spale, „Review of Carnot Battery Technology Commercial Development", *Energies* 2022, Vol. 15, Page 647, roč. 15, č. 2, s. 647, led. 2022, doi: 10.3390/EN15020647.
- [44] O. Dumont, G. F. Frate, A. Pillai, S. Lecompte, M. De paepe, a V. Lemort, „Carnot battery technology: A state-of-the-art review", *J Energy Storage*, roč. 32, s. 101756, pro. 2020, doi: 10.1016/J.EST.2020.101756.
- [45] A. Vecchi *et al.*, „Carnot Battery development: A review on system performance, applications and commercial state-of-the-art", *J Energy Storage*, roč. 55, s. 105782, lis. 2022, doi: 10.1016/J.EST.2022.105782.
- [46] IEA Energy Storage Task 36, „Carnot Batteries". <https://www.eces-a36.org/> (viděno 24. březen 2023).
- [47] A. Basta, V. Basta, J. Spale, T. Dlouhy, a V. Novotny, „Conversion of combined heat and power coal-fired plants to Carnot batteries - Prospective sites for early grid-scale applications", *J Energy Storage*, roč. 55, s. 105548, lis. 2022, doi: 10.1016/J.EST.2022.105548.
- [48] B. Cárdenas, L. Swinfen-Styles, J. Rouse, A. Hoskin, W. Xu, a S. D. Garvey, „Energy storage capacity vs. renewable penetration: A study for the UK", *Renew Energy*, roč. 171, s. 849–867, čer. 2021, doi: 10.1016/J.RENENE.2021.02.149.
- [49] entso-e, „Transparency platform-Data". <https://transparency.entsoe.eu/dashboard/show> (viděno 3. duben 2023).
- [50] ČEPS a.s., „Data". <https://www.ceps.cz/cs/data> (viděno 30. březen 2023).
- [51] GOV.UK, „Special feature-Seasonal variations in electricity demand 73 Seasonal variations in electricity demand", 2014, Viděno: 31. březen 2023. [Online]. Dostupné z: [www.bmreports.com/bsp/bsp\\_home.htm](http://www.bmreports.com/bsp/bsp_home.htm)
- [52] D. Hanslian, „Aktualizace potenciálu větrné energie v České republice z perspektivy roku 2020", Viděno: 31. březen 2023. [Online]. Dostupné z: [https://www.ufa.cas.cz/DATA/vetrna-energie/Potencial\\_vetrne\\_energie\\_2020.pdf](https://www.ufa.cas.cz/DATA/vetrna-energie/Potencial_vetrne_energie_2020.pdf)
- [53] S. Bell, T. Steinberg, a G. Will, „Corrosion mechanisms in molten salt thermal energy storage for concentrating solar power", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, roč. 114, s. 109328, říj. 2019, doi: 10.1016/J.RSER.2019.109328.
- [54] A. Caraballo, S. Galán-Casado, Á. Caballero, a S. Serena, „Molten Salts for Sensible Thermal Energy Storage: A Review and an Energy Performance Analysis", *Energies* 2021, Vol. 14, Page 1197, roč. 14, č. 4, s. 1197, úno. 2021, doi: 10.3390/EN14041197.
- [55] M. Y. Haller, C. A. Cruickshank, W. Streicher, S. J. Harrison, E. Andersen, a S. Furbo, „Methods to determine stratification efficiency of thermal energy storage processes – Review and theoretical comparison", *Solar Energy*, roč. 83, č. 10, s. 1847–1860, říj. 2009, doi: 10.1016/J.SOLENER.2009.06.019.
- [56] R. Tiskatine, A. Aharoune, L. Bouirden, a A. Ihlal, „Identification of suitable storage materials for solar thermal power plant using selection methodology", *Appl Therm Eng*, roč. 117, s. 591–608, kvě. 2017, doi: 10.1016/J.APPLTHERMALENG.2017.01.107.

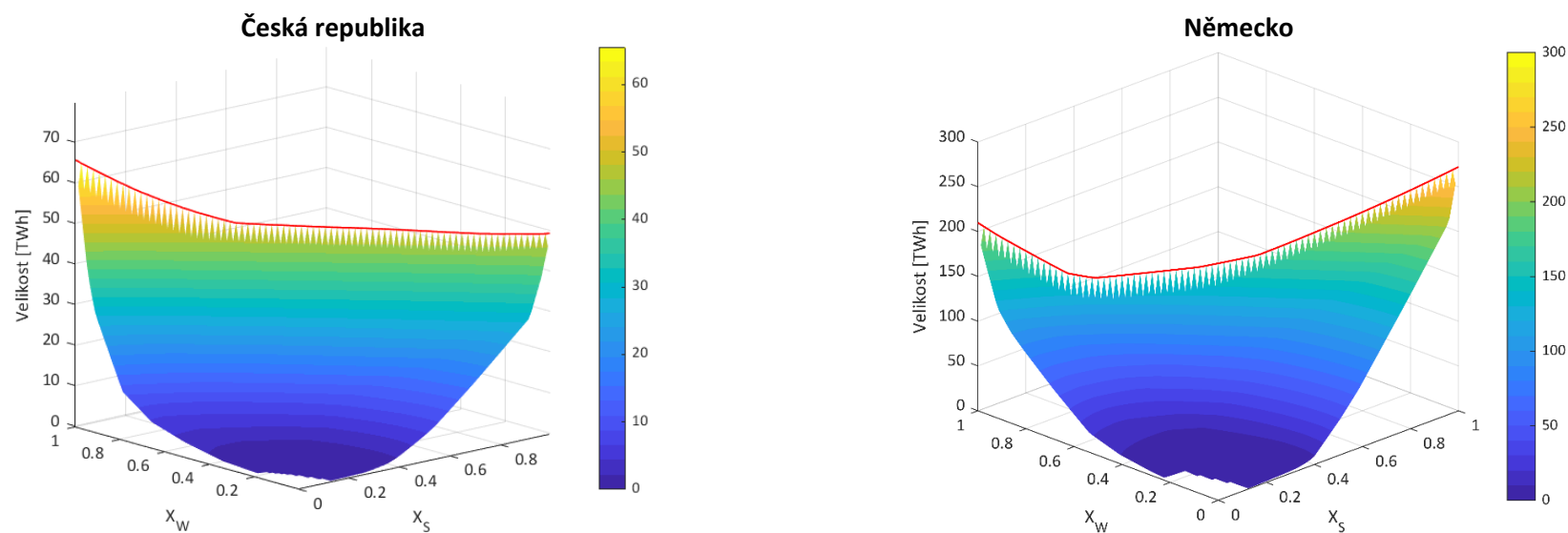


- [57] R. Tiskatine *et al.*, „Suitability and characteristics of rocks for sensible heat storage in CSP plants“, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, roč. 169, s. 245–257, zář. 2017, doi: 10.1016/J.SOLMAT.2017.05.033.
- [58] K. G. Allen, T. W. Von Backström, D. G. Kröger, a A. F. M. Kisters, „Rock bed storage for solar thermal power plants: Rock characteristics, suitability, and availability“, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, roč. 126, s. 170–183, čvc. 2014, doi: 10.1016/J.SOLMAT.2014.03.030.
- [59] K. G. Allen, T. W. von Backström, a D. G. Kröger, „Rock bed pressure drop and heat transfer: Simple design correlations“, *Solar Energy*, roč. 115, s. 525–536, kvě. 2015, doi: 10.1016/J.SOLENER.2015.02.029.
- [60] R. Singh, R. P. Saini, a J. S. Saini, „Simulated Performance of Packed Bed Solar Energy Storage System having Storage Material Elements of Large Size-Part I“, *The Open Fuels & Energy Science Journal*, roč. 1, s. 91–96, 2008.
- [61] M. Geyer, F. Trieb, S. Giuliano, a R. Schröer, „Repurposing of existing coal-fired power plants into Thermal Storage Plants for renewable power in Chile (presentation)“, 2020.
- [62] P. Stephan a kol., *VDI Heat Atlas*, 2. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2010. doi: 10.1007/978-3-540-77877-6.
- [63] „Eurostat - Data Explorer“. <https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/submitViewTableAction.do> (viděno 24. březen 2022).
- [64] R. Turton, R. C. Bailie, W. B. Whiting, a J. A. Shaeiwitz, *Analysis, synthesis, and design of chemical processes*, Prentice-H. New Jersey: Upper Saddle River, NJ : Pearson Education International, [2012] ©2013, 2012.
- [65] Towering Skills, „Cost Indices“. <https://toweringskills.com/financial-analysis/cost-indices/> (viděno 13. duben 2023).
- [66] E. Lizarraga-Garcia, A. Ghobeity, M. Totten, a A. Mitsos, „Optimal operation of a solar-thermal power plant with energy storage and electricity buy-back from grid“, *Energy*, roč. 51, s. 61–70, bře. 2013, doi: 10.1016/J.ENERGY.2013.01.024.
- [67] O. Schmidt, S. Melchior, A. Hawkes, a I. Staffell, „Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies“, *Joule*, roč. 3, č. 1, s. 81–100, led. 2019, doi: 10.1016/J.JOULE.2018.12.008.
- [68] O. Schmidt, S. Melchior, A. Hawkes, a I. Staffell, „Energy storage analysis toolkit“. <https://energystorage.shinyapps.io/LCOSApp/> (viděno 17. duben 2023).
- [69] The world bank, „GDP (current US\$) - Czechia | Data“. <https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.CD?locations=CZ> (viděno 18. duben 2023).
- [70] International Hydropower Association, „COUNTRY PROFILE - Germany“. <https://www.hydropower.org/country-profiles/germany> (viděno 22. duben 2023).
- [71] „The Future of Nuclear Power AN INTERDISCIPLINARY MIT STUDY“, 1084, Viděno: 25. duben 2023. [Online]. Dostupné z: <https://energy.mit.edu/research/future-nuclear-power/>

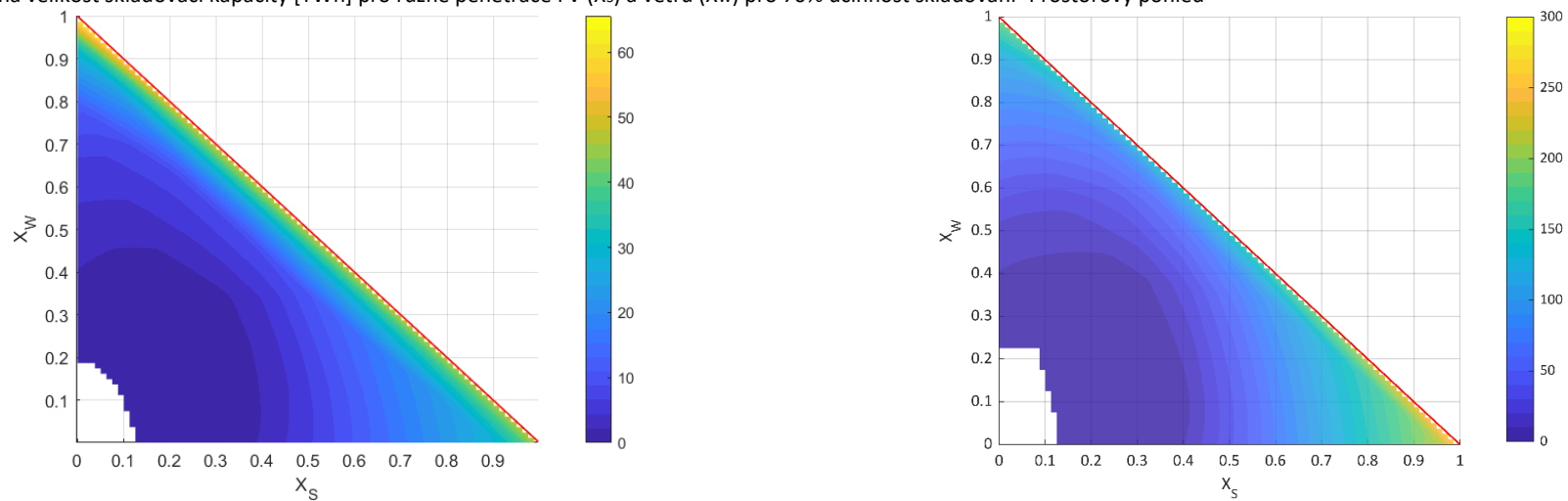
- [72] I. Renewable Energy Agency, „RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES“, 2012, Viděno: 25. duben 2023. [Online]. Dostupné z: [www.irena.org/Publications](http://www.irena.org/Publications)
- [73] OTE a.s., „Denní trh — Čeština“. <https://www.ote-cr.cz/cs/kratkodobe-trhy/elektrina/denni-trh?date=2023-04-30> (viděno 5. květen 2023).
- [74] Energetický regulační úřad, „Výkladové stanovisko ERÚ č. 8/2018 (výkazy)“. <https://www.eru.cz/vykladove-stanovisko-eru-c-8-2018-vykazy-> (viděno 24. květen 2023).



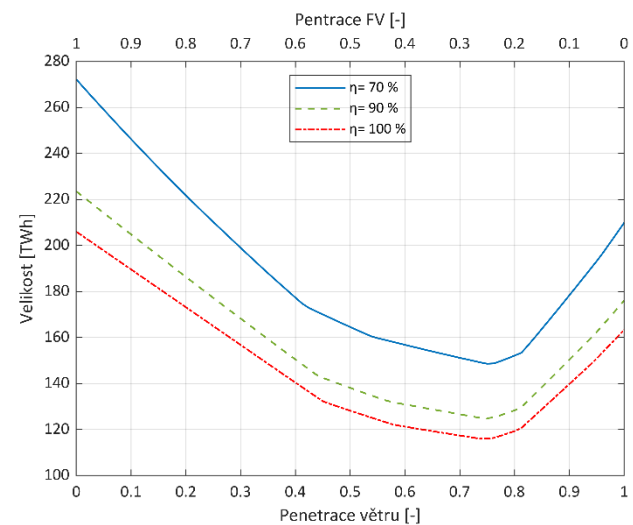
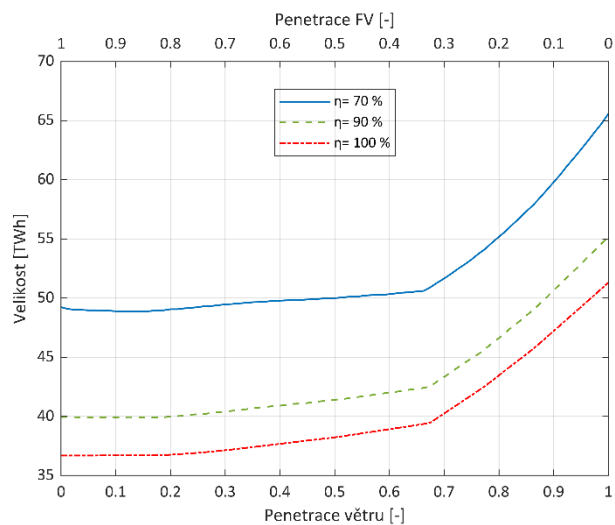
# Příloha I



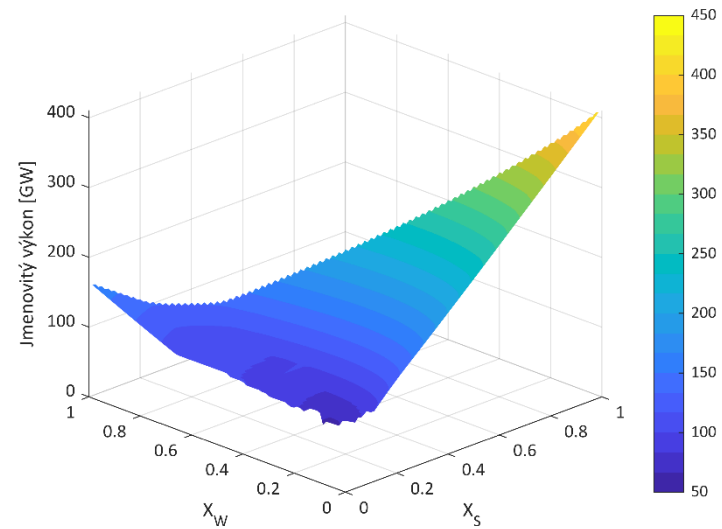
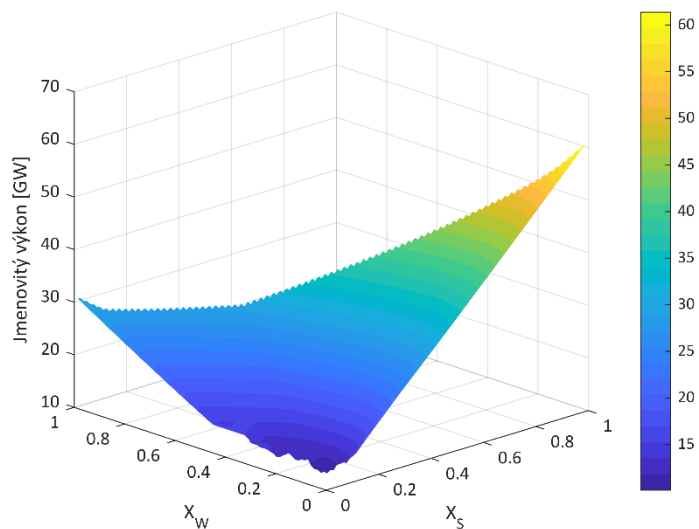
Obr. PI-1 Potřebná velikost skladovací kapacity [TWh] pro různé penetrace FV ( $X_s$ ) a větru ( $X_w$ ) pro 70% účinnost skladování- Prostorový pohled



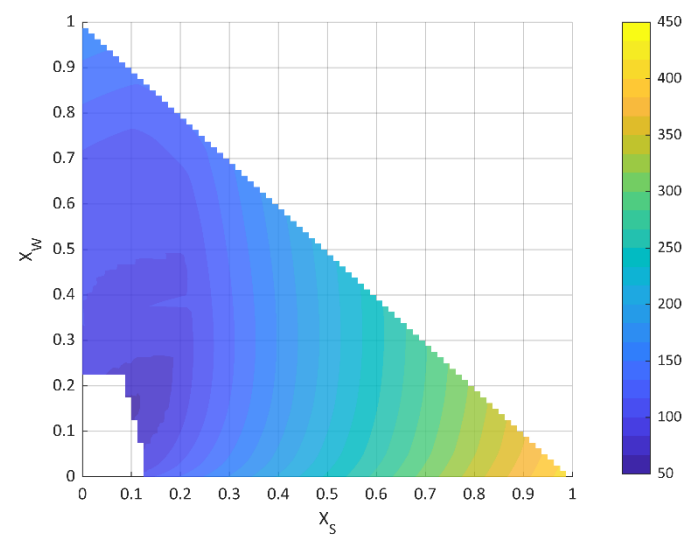
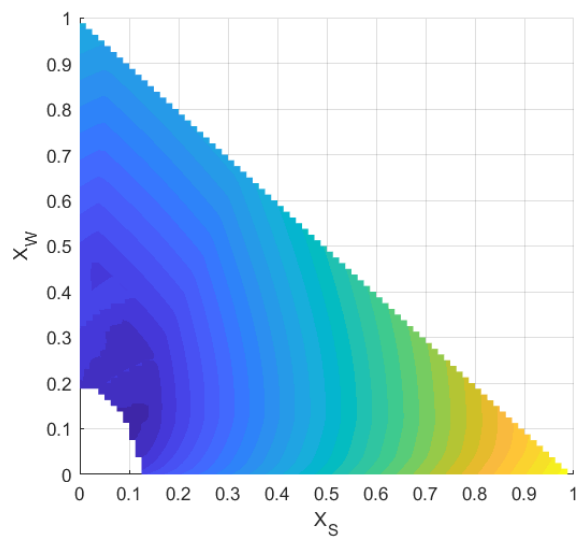
Obr. PI-2 Potřebná velikost skladovací kapacity [TWh] pro různé penetrace FV ( $X_s$ ) a větru ( $X_w$ ) pro 70% účinnost skladování- Horní průmět



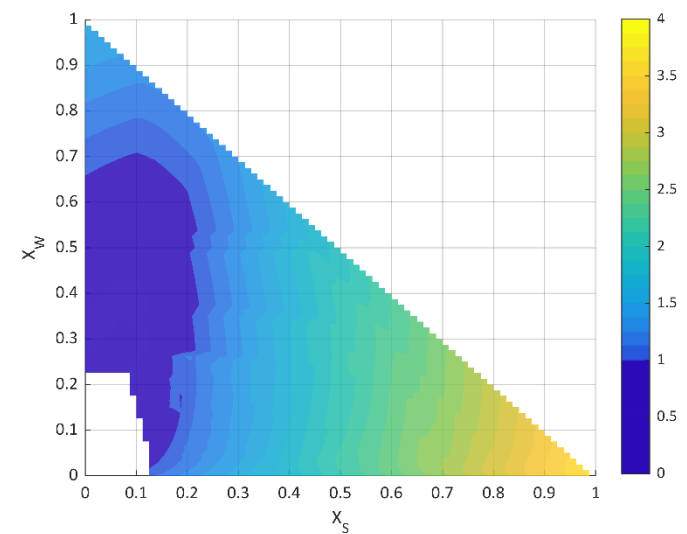
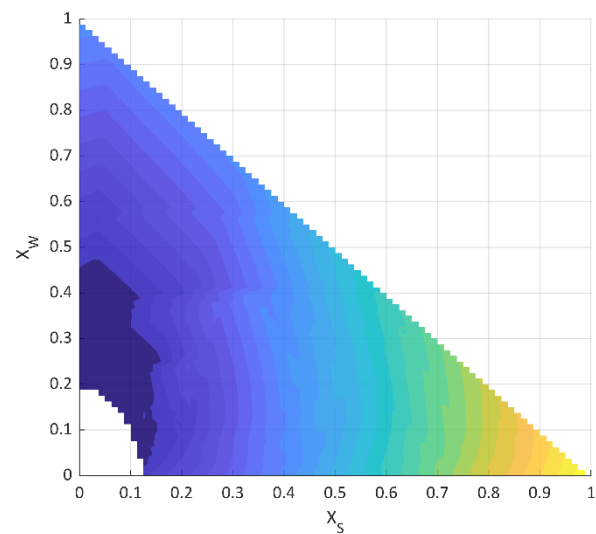
Obr. PI-3 Efekt účinnosti na potřebnou velikost skladovací kapacity [TWh] pro 100 % penetraci NOZE, s různými kombinacemi FVE a VTE



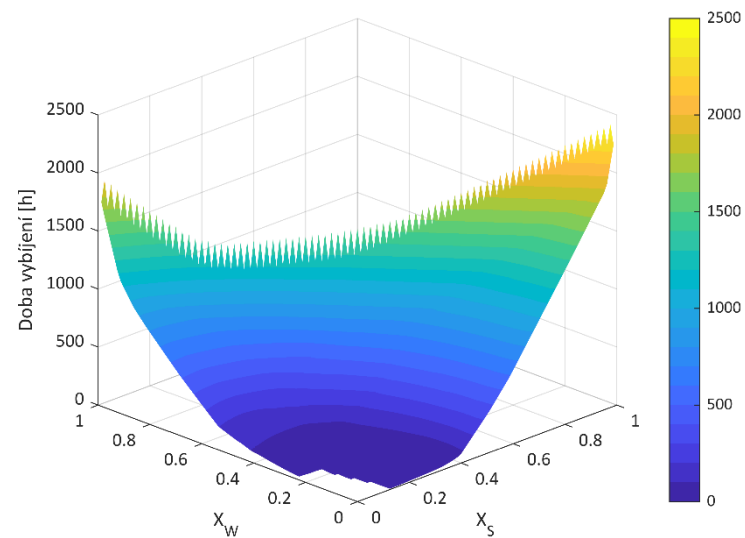
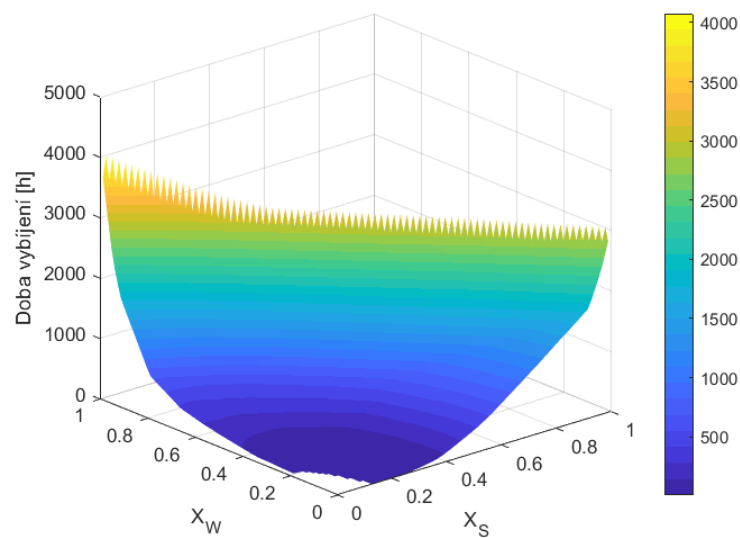
Obr. PI-4 Jmenovitý výkon skladovacích zařízení [GW] pro různé penetrace FV ( $X_S$ ) a větru ( $X_W$ ); Prostorový pohled



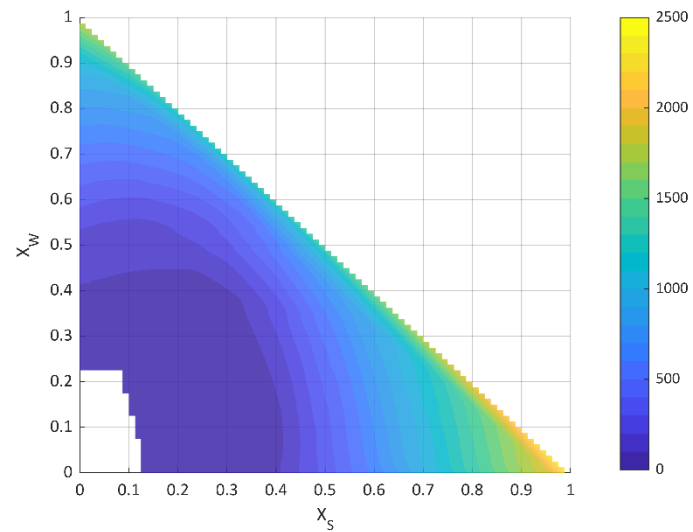
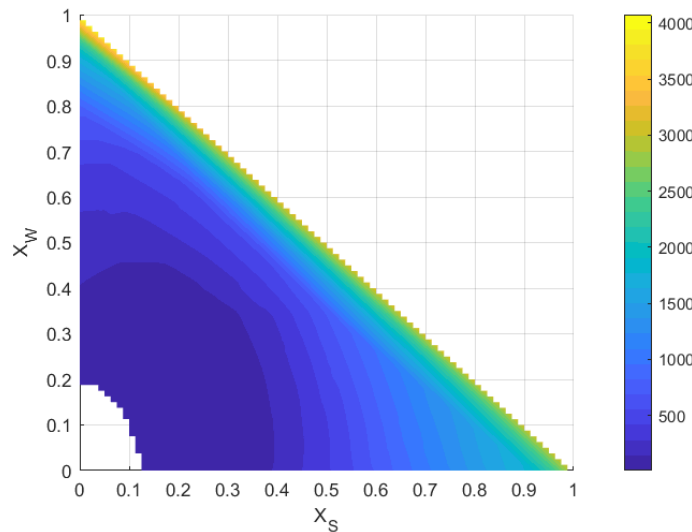
Obr. PI-5 Jmenovitý výkon skladovacích zařízení [GW] pro různé penetrace FV ( $X_S$ ) a větru ( $X_W$ ); Horní průmět



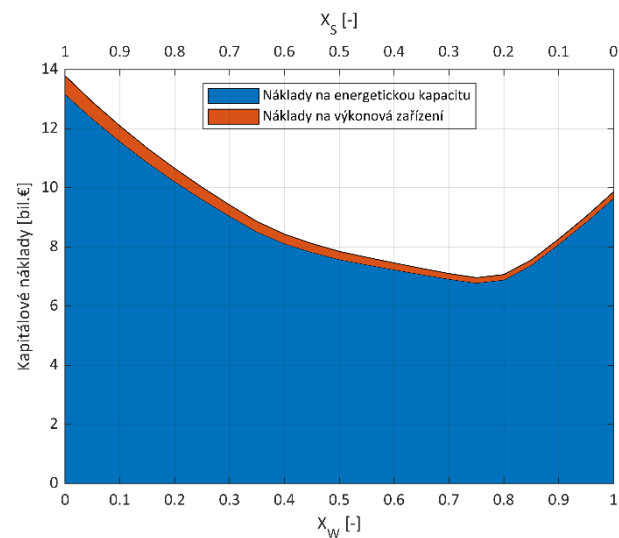
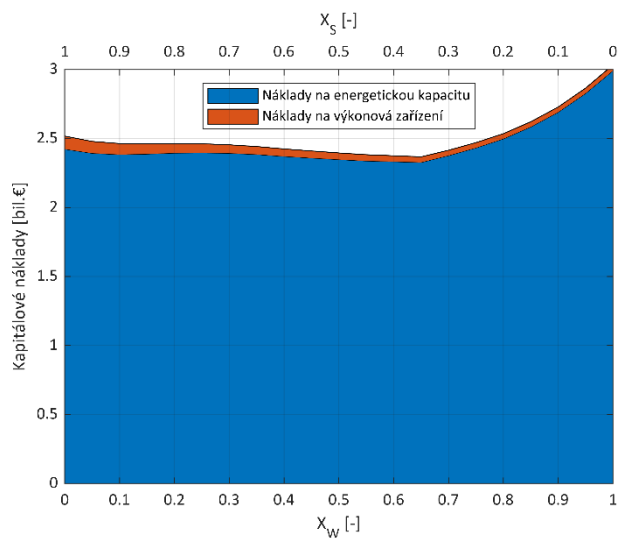
Obr. PI-6 Poměr nabíjecího ku vybíjecímu výkonu skladovacích zařízení [-] v závislosti na různých penetracích FVE ( $X_S$ ) a VTE ( $X_W$ )



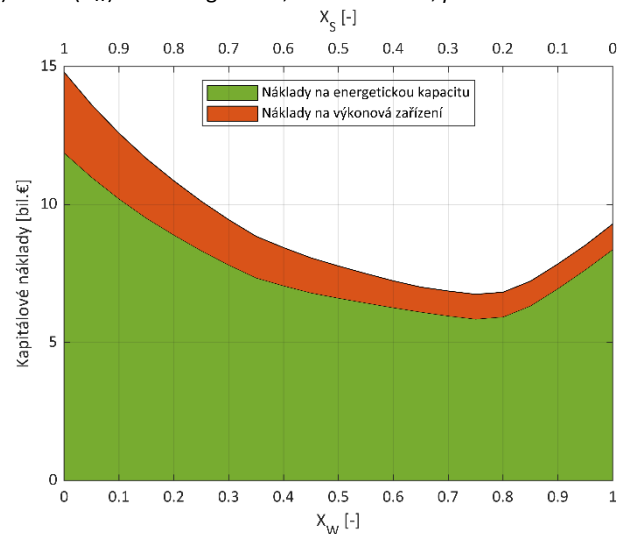
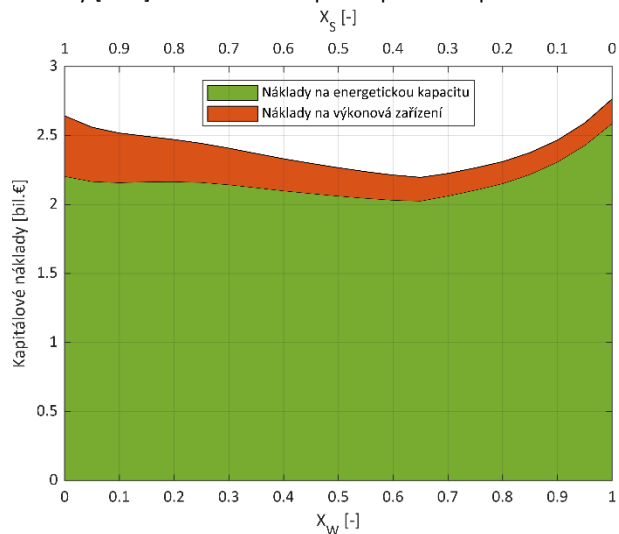
Obr. PI-7 Doba vybíjení uložiště na maximální vybíjecí výkon pro různé penetrace FV ( $X_S$ ) a větru ( $X_W$ ); Prostorový pohled



Obr. PI-8 Doba vybíjení uložiště na maximální vybíjecí výkon pro různé penetrace FV ( $X_S$ ) a větru ( $X_W$ ); Horní průmět

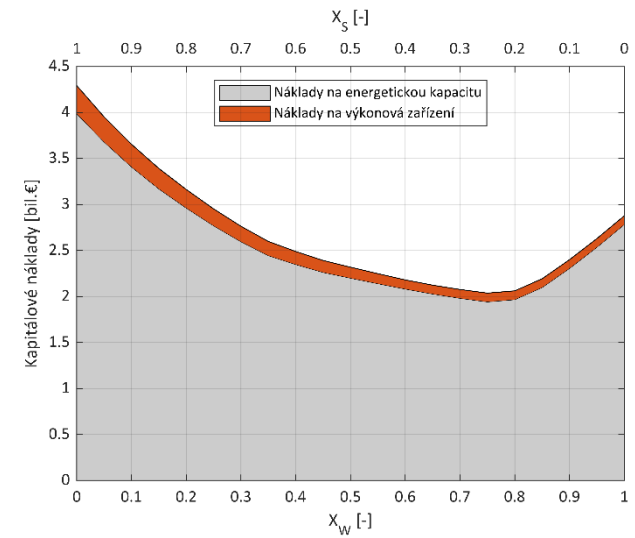
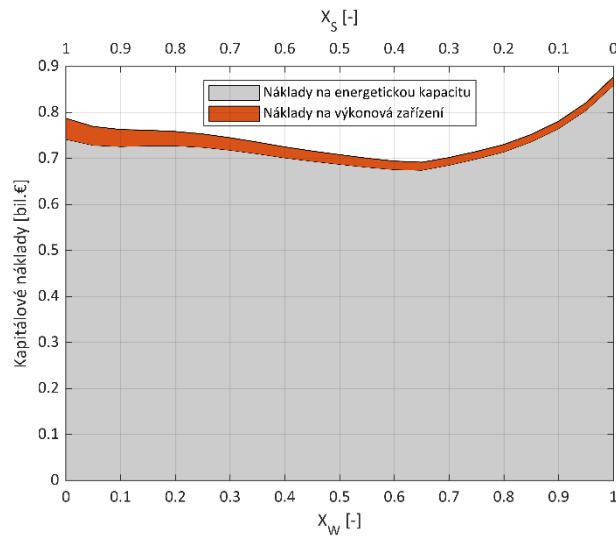


Obr. PI-9 Investiční náklady [bil.€] na skladovací kapacitu pro 100% penetraci NOZE při různých kombinacích FVE ( $X_S$ ) a VTE ( $X_W$ ) technologií CAES;  $\alpha = 34 \text{ €}\cdot\text{kWh}^{-1}$ ,  $\beta = 1\,100 \text{ €}\cdot\text{kW}^{-1}$  a  $\eta = 45 \%$

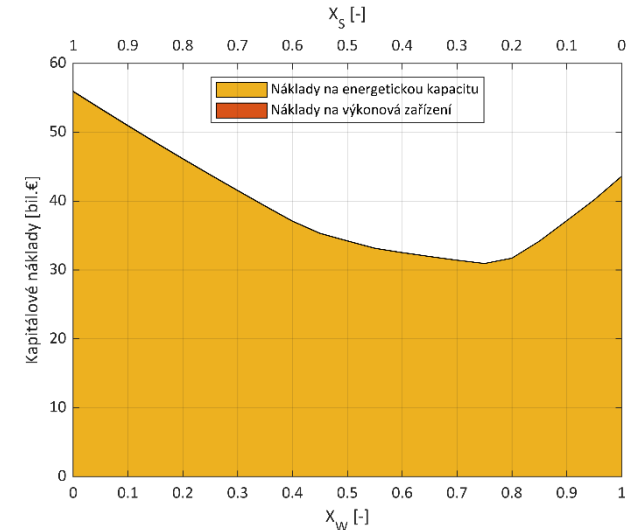
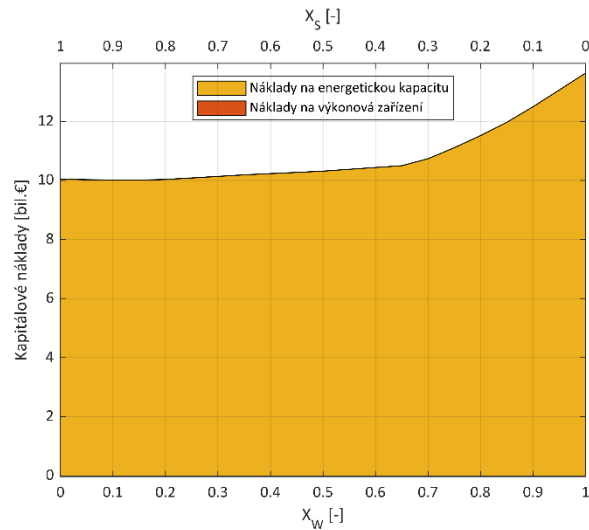


Obr. PI-10 Investiční náklady [bil.€] na skladovací kapacitu pro 100% penetraci NOZE při různých kombinacích FVE ( $X_S$ ) a VTE ( $X_W$ ) technologií  $\text{H}_2$  skladování;  $\alpha = 25 \text{ €}\cdot\text{kWh}^{-1}$ ,  $\beta = 4\,228 \text{ €}\cdot\text{kW}^{-1}$  a  $\eta = 35 \%$

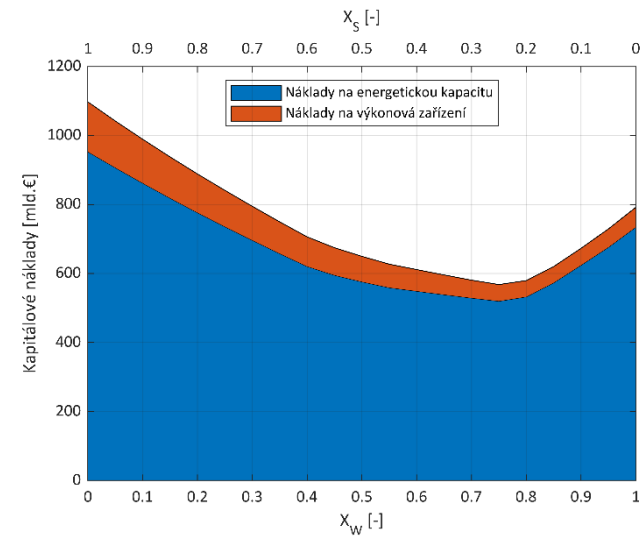
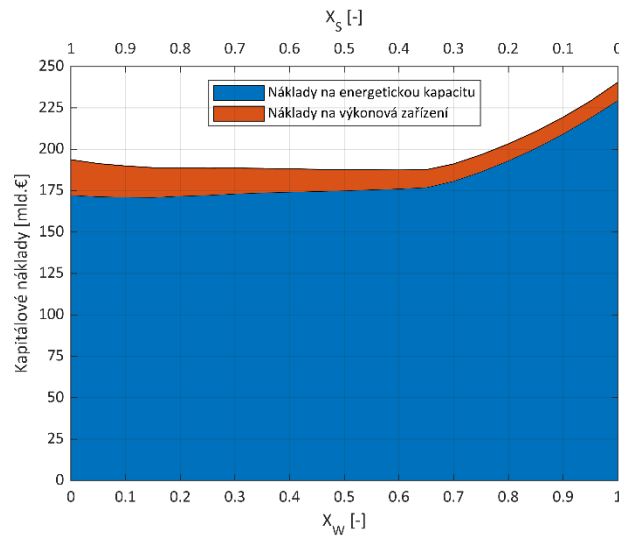




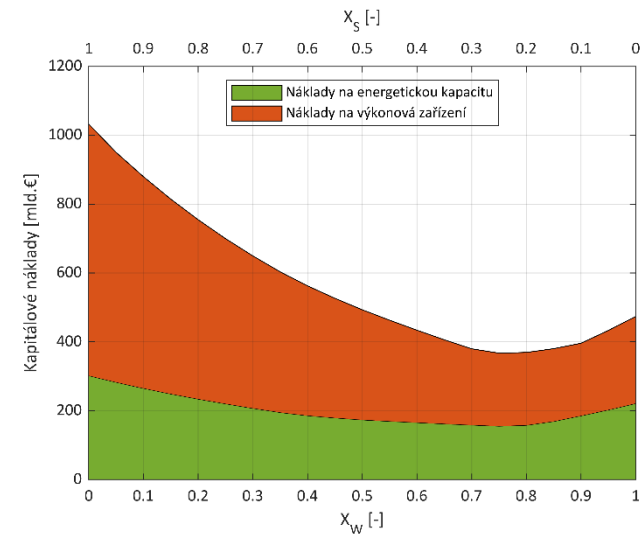
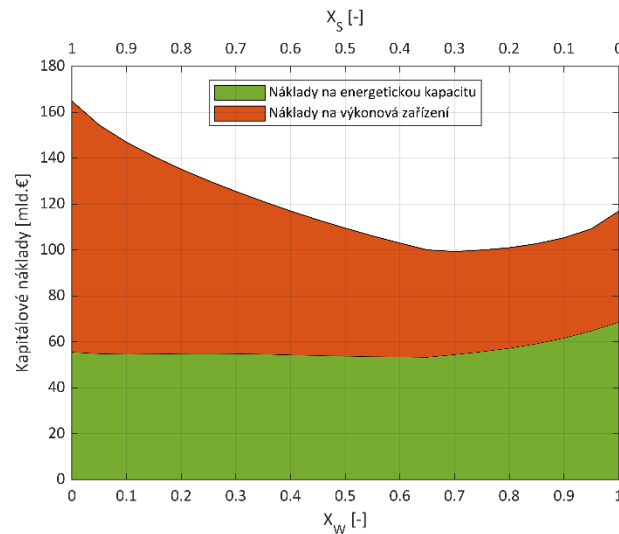
Obr. PI-11 Investiční náklady [bil.€] na skladovací kapacitu pro 100% penetraci NOZE při různých kombinacích FVE ( $X_S$ ) a VTE ( $X_W$ ) technologií CB;  $\alpha = 8 \text{ €}\cdot\text{kWh}^{-1}$ ,  $\beta = 421 \text{ €}\cdot\text{kW}^{-1}$  a  $\eta = 33 \%$ ;



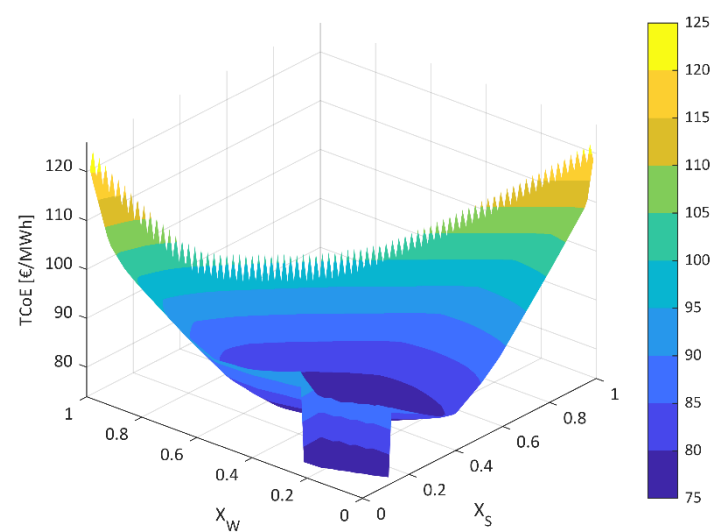
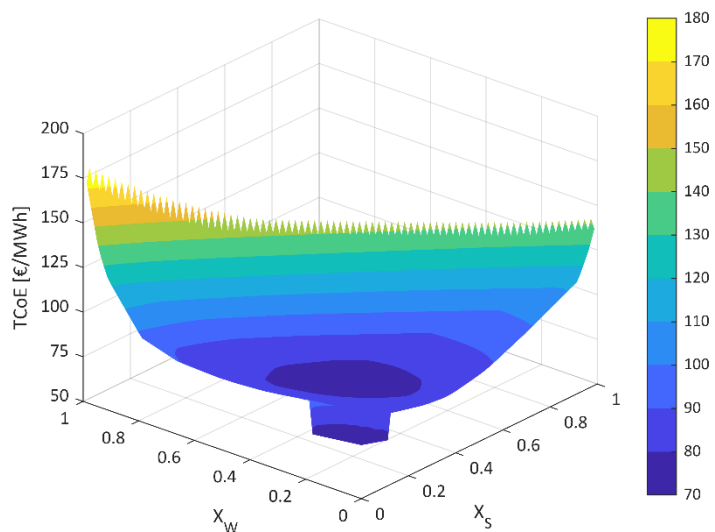
Obr. PI-12 Investiční náklady [bil.€] na skladovací kapacitu pro 100% penetraci NOZE při různých kombinacích FVE ( $X_S$ ) a VTE ( $X_W$ ) technologií Li-ion baterií;  $\alpha = 228 \text{ €}\cdot\text{kWh}^{-1}$ ,  $\beta = 211 \text{ €}\cdot\text{kW}^{-1}$  a  $\eta = 85 \%$ ;



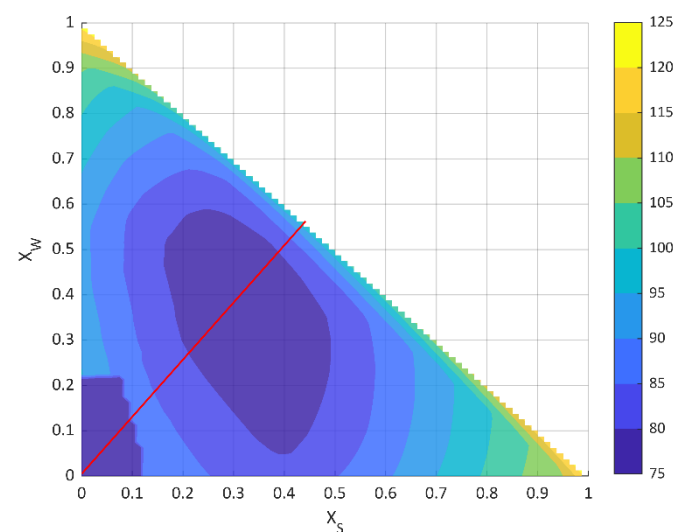
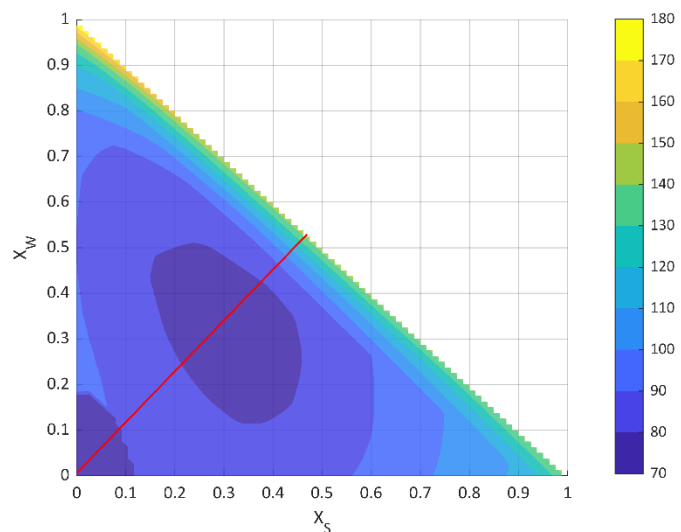
Obr. PI-13 Investiční náklady [mld.€] na skladovací kapacitu pro 100% penetraci NOZE při různých kombinacích FVE ( $X_S$ ) a VTE ( $X_W$ ) technologií CAES;  $\alpha = 3,5 \text{ €}\cdot\text{kWh}^{-1}$ ,  $\beta = 349 \text{ €}\cdot\text{kW}^{-1}$  a  $\eta = 70 \%$ ;



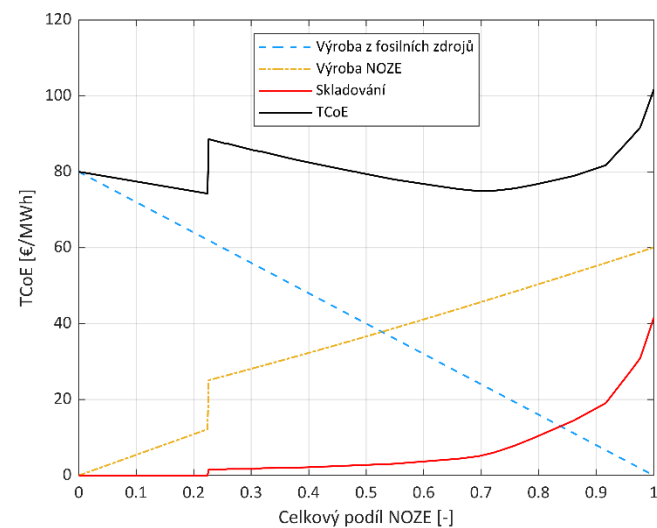
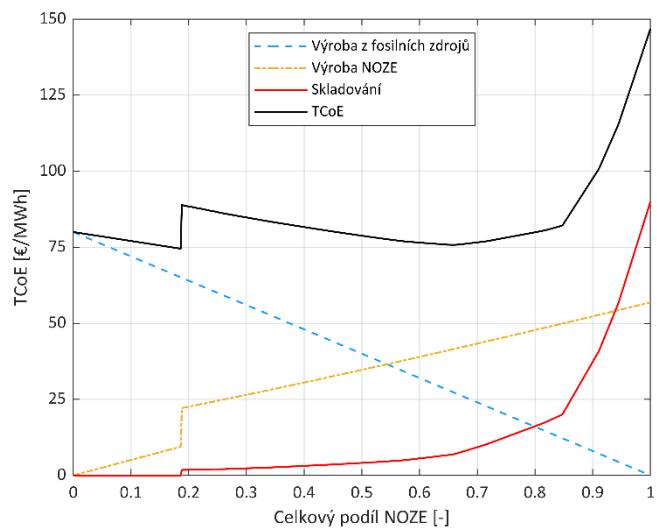
Obr. PI-14 Investiční náklady [bil.€] na skladovací kapacitu pro 100% penetraci NOZE při různých kombinacích FVE ( $X_S$ ) a VTE ( $X_W$ ) technologií H<sub>2</sub> skladování;  $\alpha = 0,78 \text{ €}\cdot\text{kWh}^{-1}$ ,  $\beta = 1\,280 \text{ €}\cdot\text{kW}^{-1}$  a  $\eta = 45 \%$ ;



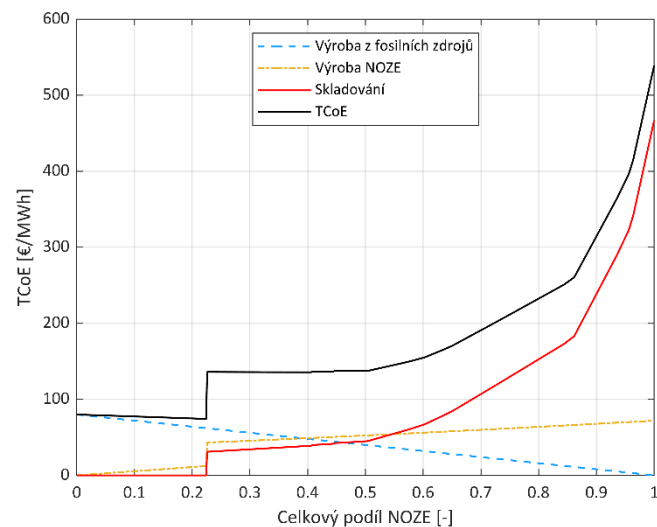
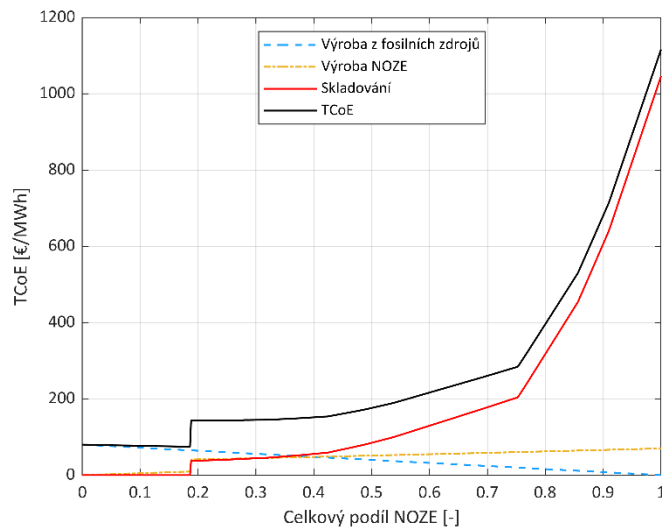
Obr. PI-15 Celkové náklady na jednotku hrubé spotřeby elektřiny (TCoE) [€/MWh<sup>-1</sup>] pro různé penetrace FV ( $X_s$ ) a větru ( $X_w$ ); pro  $\alpha = 3,5 \text{ €} \cdot \text{kWh}^{-1}$ ,  $\beta = 349 \text{ €} \cdot \text{kW}^{-1}$  a  $\eta = 70 \%$ ; Prostorový pohled



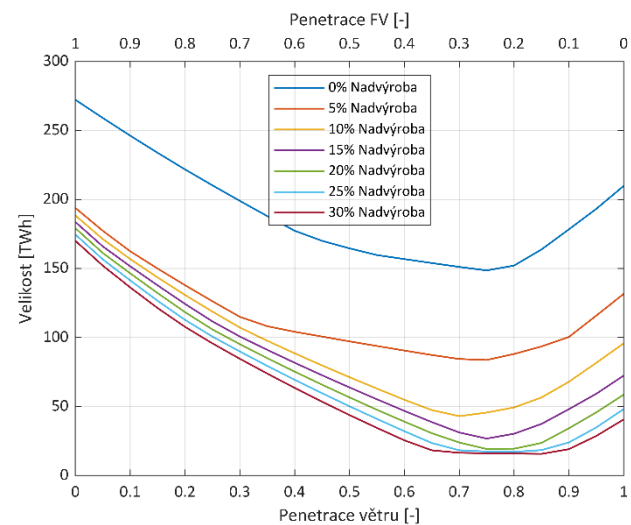
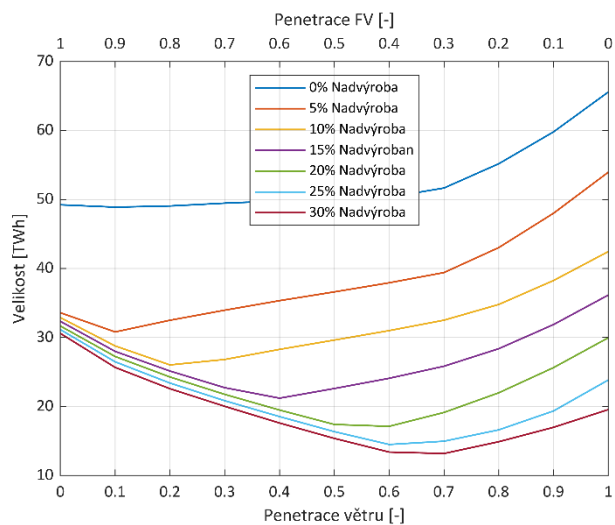
Obr. PI-16 Celkové náklady na jednotku hrubé spotřeby elektřiny (TCoE) [€/MWh<sup>-1</sup>] pro různé penetrace FV ( $X_s$ ) a větru ( $X_w$ ); pro  $\alpha = 3,5 \text{ €} \cdot \text{kWh}^{-1}$ ,  $\beta = 349 \text{ €} \cdot \text{kW}^{-1}$  a  $\eta = 70 \%$ ; Horní průmět



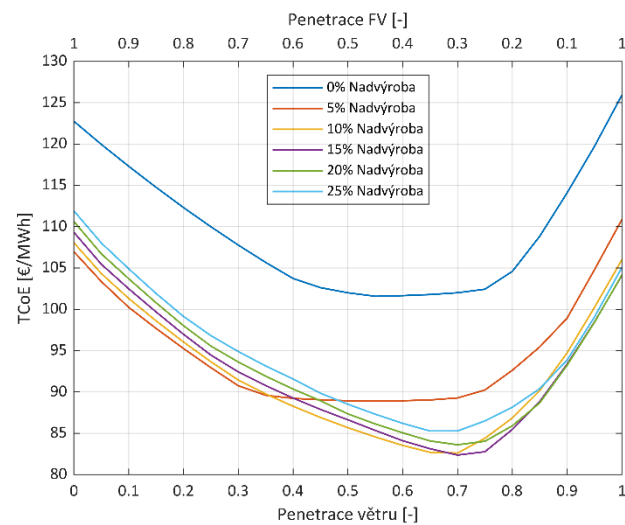
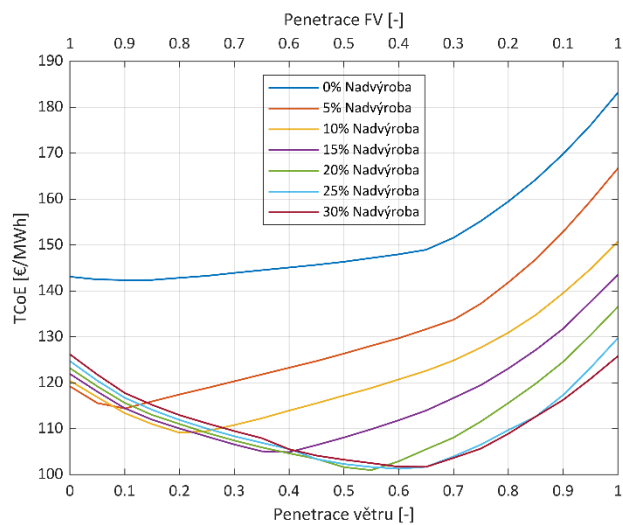
Obr. PI-17 Podíl jednotlivých členů TCoE na celkovém TCoE pro případ konstantního mixu NO<sub>2</sub> (ČR: 53% VTE a 47% FVE, DE: 56% z VTE a 44% FVE) pro  $\alpha = 3,5 \text{ €}\cdot\text{kWh}^{-1}$ ,  $\beta = 349 \text{ €}\cdot\text{kW}^{-1}$  a  $\eta = 70 \%$



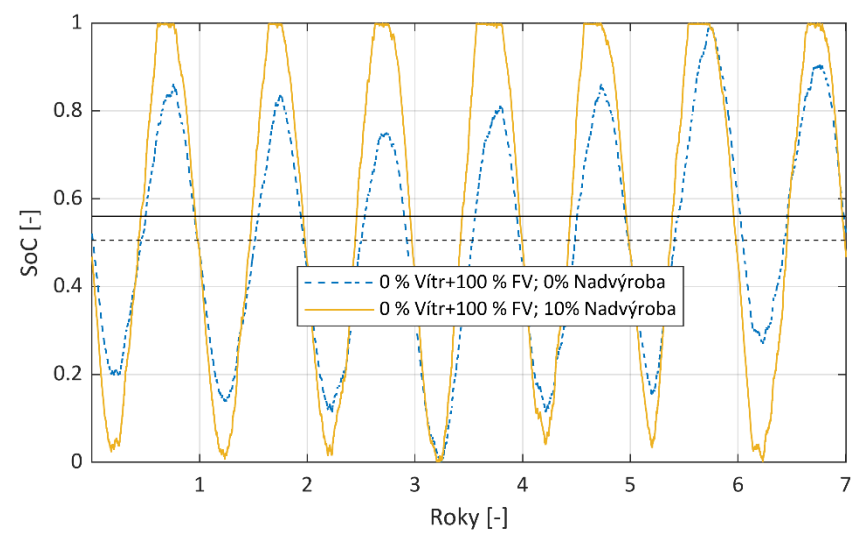
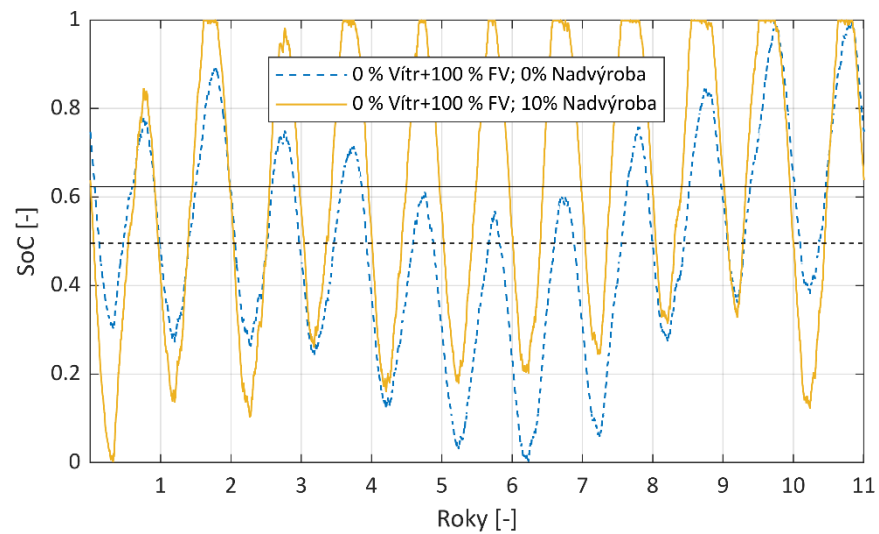
Obr. PI-18 Podíl jednotlivých členů TCoE na celkovém TCoE pro případ konstantního mixu NO<sub>2</sub> (ČR: 53% VTE a 47% FVE, DE: 56% z VTE a 44% FVE) pro  $\alpha = 27 \text{ €}\cdot\text{kWh}^{-1}$ ,  $\beta = 1950 \text{ €}\cdot\text{kW}^{-1}$  a  $\eta = 38 \%$



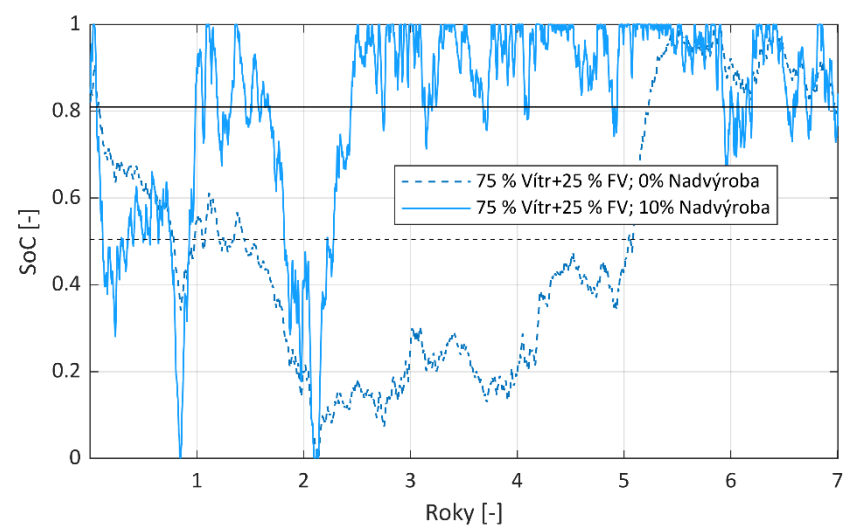
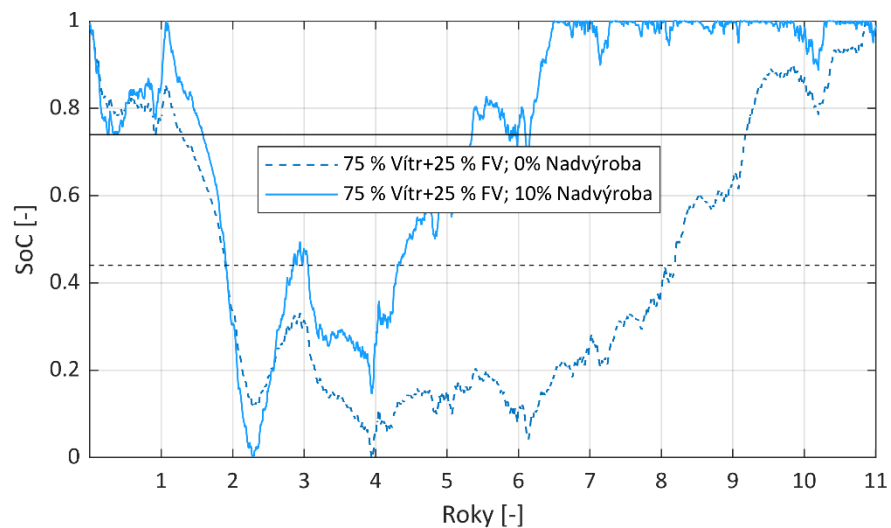
Obr. PI-19 Efekt nadvýroby pro 100% penetraci NOZE na potřebnou velikost skladovací kapacity, při účinnosti skladování 70 %



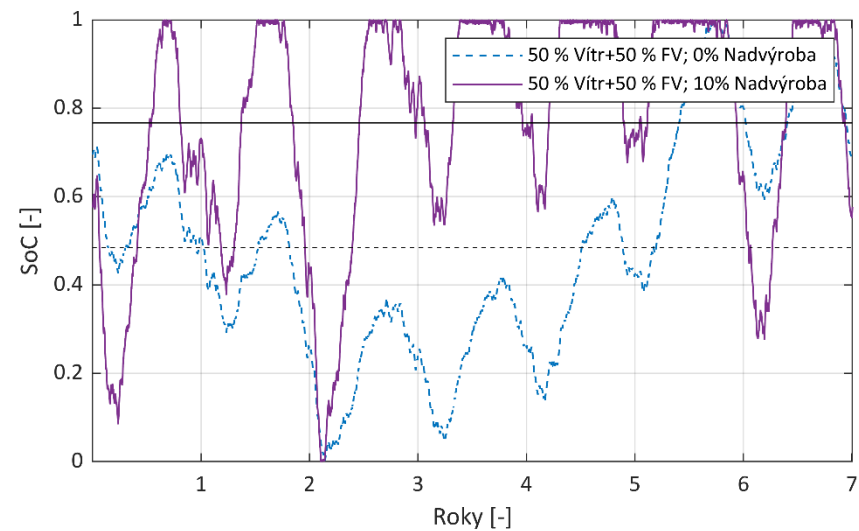
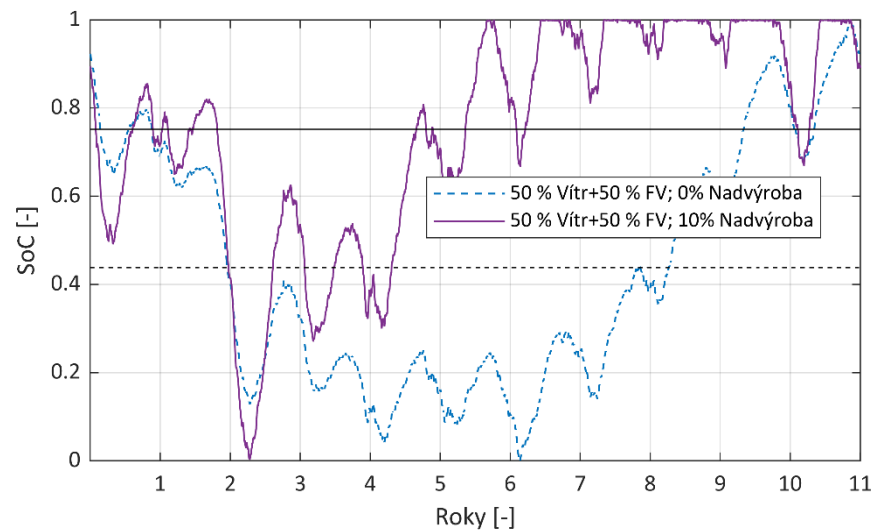
Obr. PI-20 Efekt nadvýroby pro 100% penetraci NOZE na celkové náklady na jednotku dodané elektřiny (TCoE) pro  $\alpha = 3,5 \text{ €}\cdot\text{kWh}^{-1}$ ,  $\beta = 349 \text{ €}\cdot\text{kW}^{-1}$  a  $\eta = 70 \%$



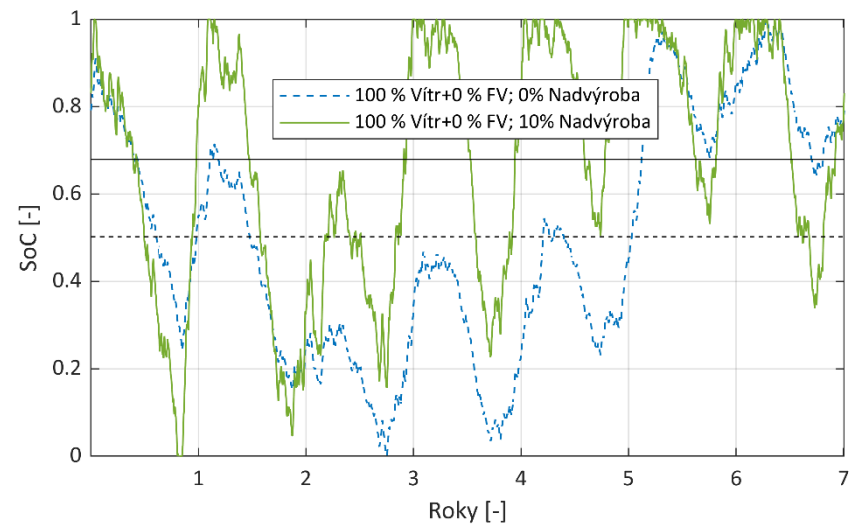
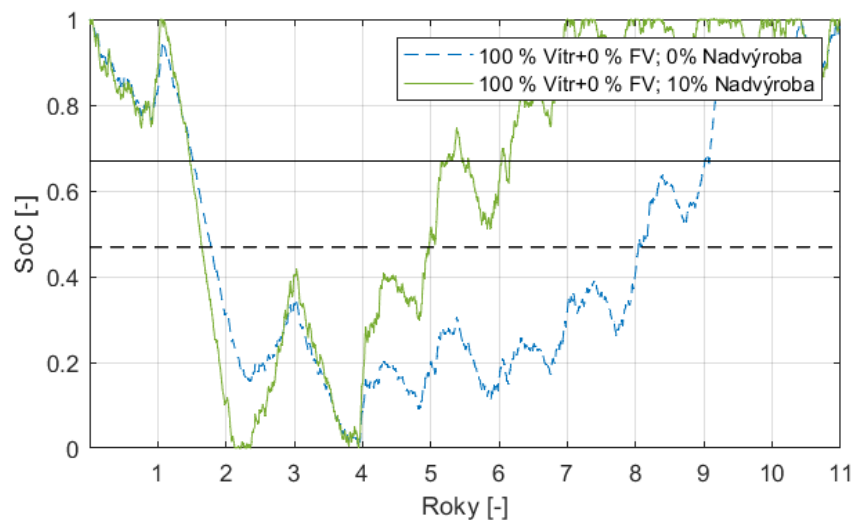
Obr. PI-21 Efekt nadvýroby na průběh stavu nabití (SoC) při účinnosti skladování 70 % pro případ 0% penetrace VTE a 100% penetrace FVE



Obr. PI-22 Efekt nadvýroby na průběh stavu nabití (SoC) při účinnosti skladování 70 % pro případ 75% penetrace VTE a 25% penetrace FVE



Obr. PI-23 Efekt nadvýroby na průběh stavu nabití (SoC) při účinnosti skladování 70 % pro případ 50% penetrace VTE a 50% penetrace FVE



Obr. PI-24 Efekt nadvýroby na průběh stavu nabití (SoC) při účinnosti skladování 70 % pro případ 0% penetrace VTE a 100% penetrace FVE

## Příloha II

Tab. II-1 Výsledky dimenzování skladovacích zásobníků

Doba vybití		h	4	10	24
Uskladněné teplo	Q	MWh <sub>th</sub>	520	1300	3120
<i>Roztavené soli</i>					
Objem zásobníku	V	m <sup>3</sup>	3 156	7 891	18 937
Počet zásobníků	N	-	2	2	2
<i>Štěrkové lože</i>					
Objem zásobníků	V	m <sup>3</sup>	3 139	3 924	3 767
Počet zásobníků	N	-	2	4	10

Tab. II-2 Výsledky dimenzování výměníků tepla

	Jednotka	ECO.	VÝP.	PŘEH.
<b>Roztavené soli – Plášťový trubkový výměník</b>				
Tlaková ztráta	bar	1,7	2,5	1,7
Vnější průměr trubek	mm	20	20	20
Tloušťka stěny trubky	mm	1,5	1,5	1,5
Počet kruhů (hexagonů)	-	30	30	30
Rozteč trubek	mm	27	27	27
Rozteč přepážek	mm	500	500	500
Počet trubek	-	2791	2791	2791
Vnější průměr svazku	m	1,64	1,64	1,64
Délka trubek	m	3,87	5,72	3,06
Teplosměnná plocha	m <sup>2</sup>	577,1	852,8	455,9
<b>Štěrkové lože – kotel na odpadní teplo</b>				
Tlaková ztráta vzduchu	mbar	4,709	8,941	5,358
Typ žeber			Zubovaná žebra	
Tube arrangement			Vystřídání	
Vnější průměr trubek	mm	38,1	38,1	38,1
Tloušťka stěny trubky	mm	4,775	4,775	4,191
Výška žebra	mm	15,88	12,7	12,7
Rozteč žeber	mm	3,003	4,109	4,191
Tloušťka žebra	mm	0,9906	0,9906	0,9906
Počet žeber na metr	-	250,4	196,1	250,9
Šířka segmentu žeber	mm	3,97	3,97	3,97
Počet segmentů žeber	-	35,17	34,17	34,17
Rozteč podélných řad	mm	107,2	95,25	95,25
Rozteč příčných řad	mm	87,08	75,45	75,45
Počet řad (podélných)	-	6	10	4
Počet řádků na průchod	-	1	10	1
Počet trubek v řadě	-	64	74	74
Délka trubek	m	16,85	16,85	16,85
Teplosměnná plocha	m <sup>2</sup>	9 331	11 528	5 734

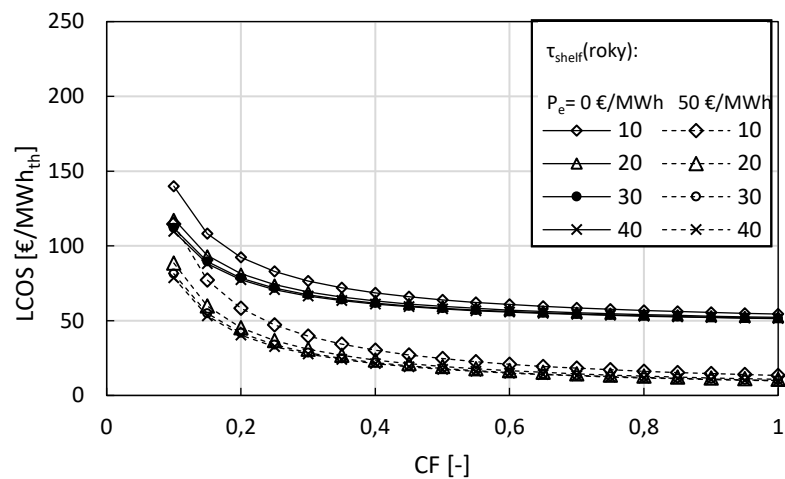


Tab. II-3 Výsledky dimenzování výkonových zařízení

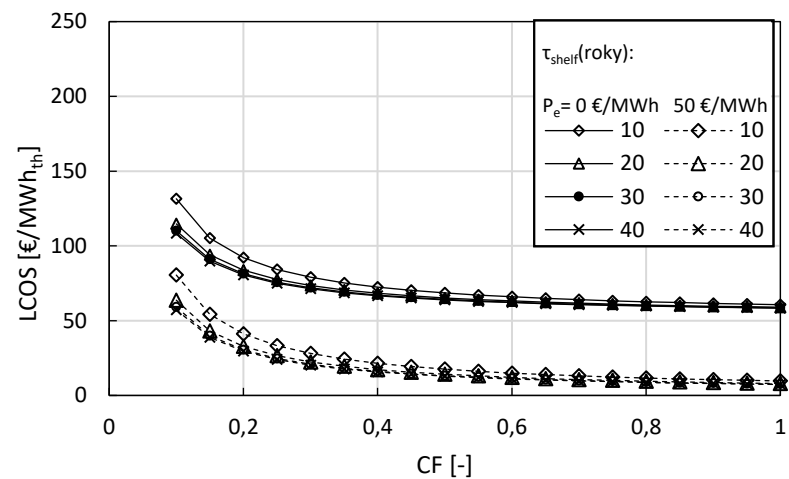
El. ohřívač	Příkon	130	MW
Čerpadlo roztavené soli	Hmotnostní průtok	392,3	kg s <sup>-1</sup>
	Tlaková diference	2,5	bar
	Příkon	0,07	MW
Vzduchový ventilátor	Objemový průtok	824	m <sup>3</sup> s <sup>-1</sup>
	Tlaková diference	2,897	kPa
	Příkon	3,06	MW

Obr. II-1 Citlivostní analýza  $LCOS_{th}$  CB v závislosti na kapacitním faktoru (CF) různých dobách živivosti ( $\tau_{shelf}$ ) a různých cenách vstupní elektřiny ( $P_e$ )

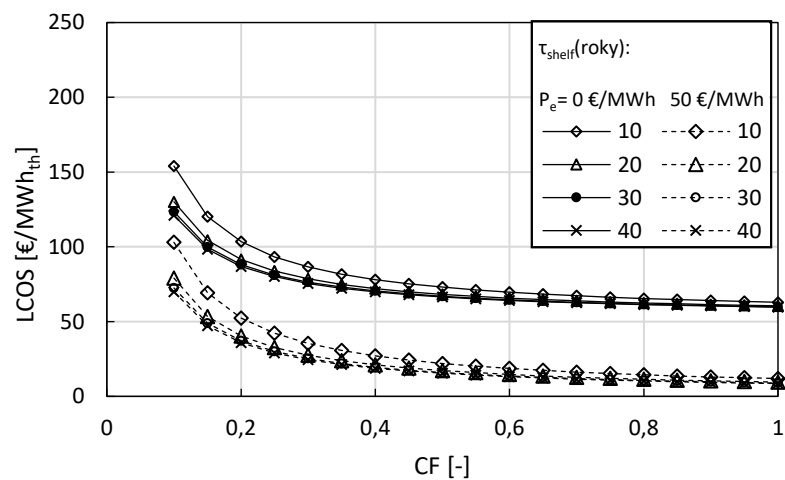
CB se štěrkovým ložem; 4 h vybíjení



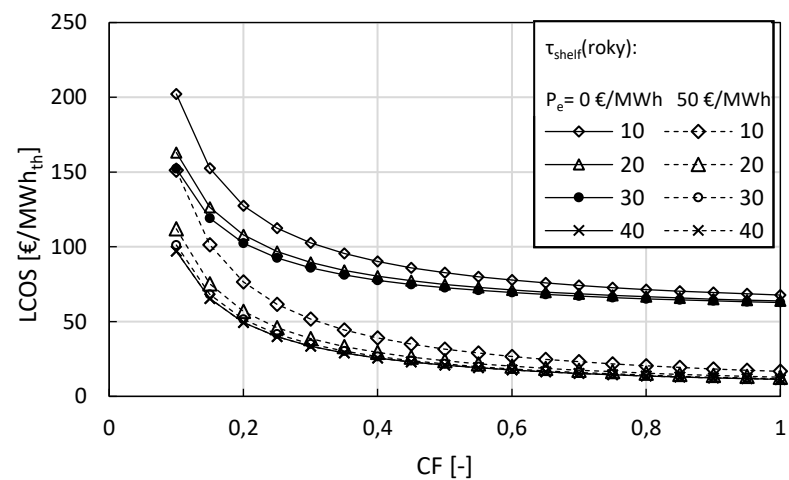
CB s roztavenými solemi; 4 h vybíjení



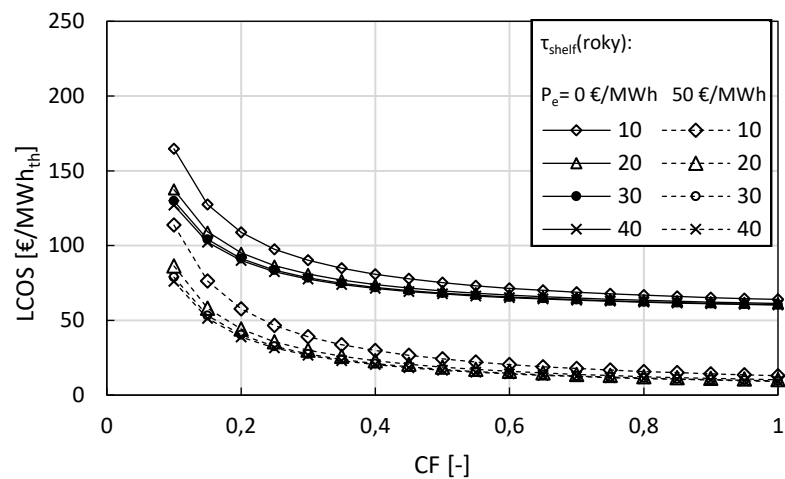
CB se štěrkovým ložem; 10 h vybíjení



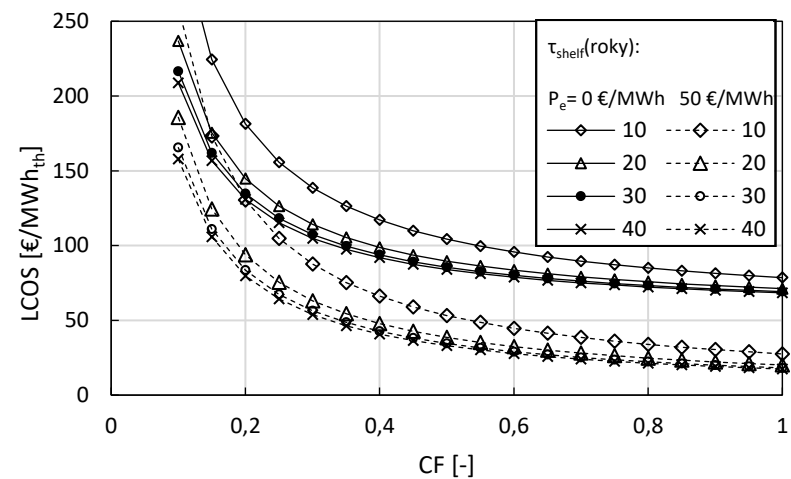
CB s roztavenými solemi; 10 h vybíjení



CB se štěrkovým ložem; 24 h vybíjení

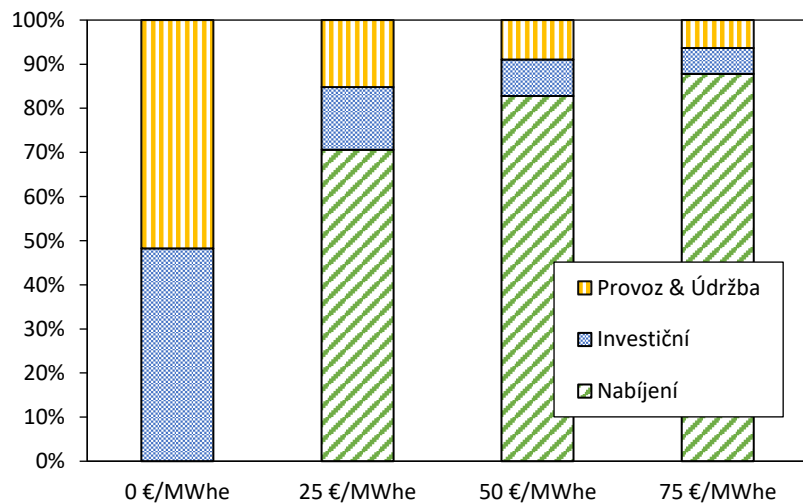


CB s roztavenými solemi; 24 h vybíjení

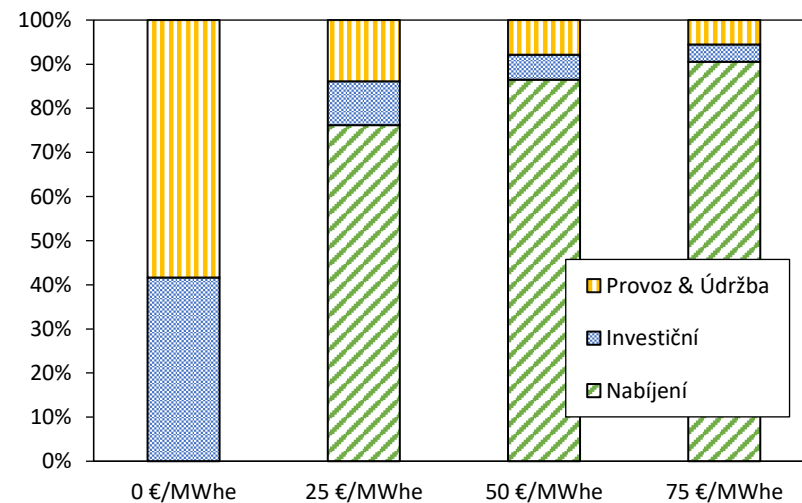


Obr. II-2 Podíl nákladů provozních a údržbových, investičních a nabíjecích na celkových nákladech v závislosti na ceně vstupní elektřiny za dobu životnosti CB

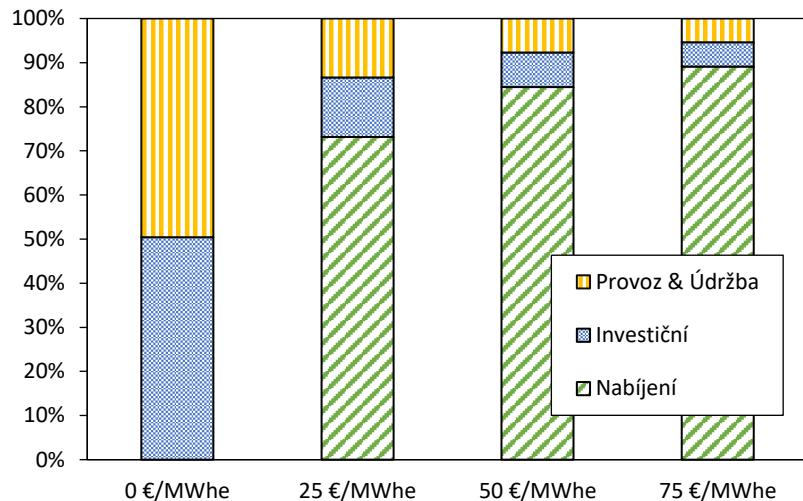
CB se štěrkovým ložem; 4 h vybíjení



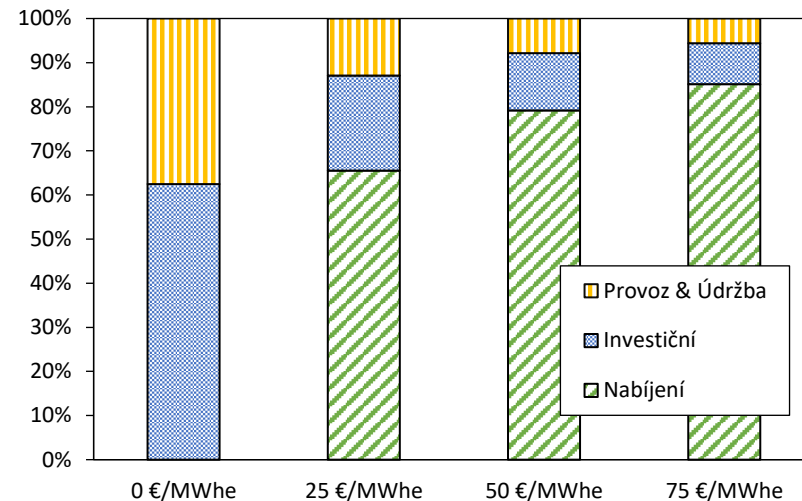
CB s roztavenými solemi; 4 h vybíjení



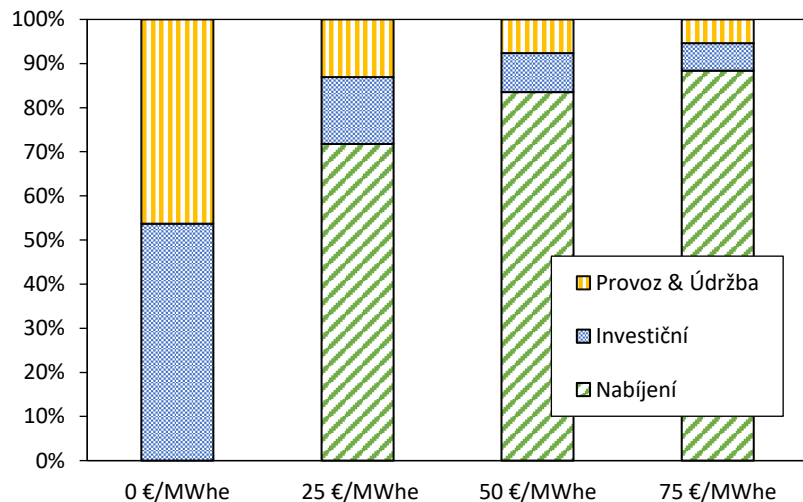
CB se štěrkovým ložem; 10 h vybíjení



CB s roztavenými solemi; 10 h vybíjení



CB se štěrkovým ložem; 24 h vybíjení



CB s roztavenými solemi; 24 h vybíjení

