ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE

Fakulta elektrotechnická
Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

Možnosti uplatnění akumulace tepla v prostředí ČR

Possibilities of application of heat accumulation in the Czech Republic

Diplomová práce

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management

Studijní obor: Ekonomika a řízení energetiky

Vedoucí práce: Ing. Michal Kubíček

Filip Antl

ZADÁNÍ DIPLOMOVÉ PRÁCE

I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: **Antl** Jméno: **Filip** Osobní číslo: **420158**

Fakulta/ústav: **Fakulta elektrotechnická**

Zadávající katedra/ústav: **Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd**

Studijní program: **Elektrotechnika, energetika a management**

Studijní obor: **Ekonomika a řízení energetiky**

II. ÚDAJE K DIPLOMOVÉ PRÁCI

Název diplomové práce:

Možnosti uplatnění akumulace tepla v prostředí ČR

Název diplomové práce anglicky:

Possibilities of application of heat accumulation in the Czech Republic

Pokyny pro vypracování:

Popište technologií pro akumulaci tepla
Popište vybrané případy využívání akumulace tepla na území ČR a v zahraničí
Posuďte možnosti využití akumulace tepla na území ČR
Zpracujte případovou studii akumulace tepla

Seznam doporučené literatury:

Energetická strojní zařízení (doc. Ing. Jiří Šťastný, CSc.)
Teorie a praxe firemních financí (R. A. Brealey, S. C. Myers, F. Allen)
Technology Roadmap - Energy Storage International Energy Agency
Thermal Energy Storage - Technology Brief - International Renewable Energy Agency

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) diplomové práce:

Ing. Michal Kubíček, Euroenergy, spol. s r.o.

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

Datum zadání diplomové práce: **02.03.2018** Termín odevzdání diplomové práce: **25.05.2018**

Platnost zadání diplomové práce: **30.09.2019**

Ing. Michal Kubíček podpis vedoucí(ho) práce	podpis vedoucí(ho) ústavu/katedry	prof. Ing. Pavel Ripka, 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

© ČVUT v Praze, Design: ČVUT v Praze, VIC

Prohlášení

Prohlašuji, že jsem tuto diplomovou práci vypracoval samostatně a v souladu s Metodickým pokynem o dodržování etických principů při přípravě vysokoškolských závěrečných prací, a že jsem uvedl všechny použité informační zdroje.

V Praze dne 24. 5. 2018 ……

Filip Antl

Praha 2018

Poděkování

Předně bych chtěl poděkovat mému vedoucímu práce, ing. Michalovi Kubíčkovi, za profesionální vedení a za všechny věcné rady, které mi poskytl při tvorbě této diplomové práce. Další poděkování patří doc. Vastlovi za čas, který si vždy udělal na konzultaci mé práce a za všechny jeho cenné připomínky.

Abstrakt

Tato diplomová práce popisuje technologie akumulace tepla a potenciál jejich využití v České republice. Zaměření je kladeno na uplatnění akumulátorů tepla v teplárenství s ohledem na místní podmínky. Hlavní část práce spočívá v navrženém přístupu posouzení ekonomické efektivity akumulace tepla potřebné pro rozhodování o investici do konkrétního systému akumulace. Tento přístup je posléze ověřen na modelovém příkladu typické teplárny a spolu s tím je současně po krocích detailně popsán zvolený postup.

Klíčová slova

akumulace tepla, kogenerace, úspora paliva

Abstract

This diploma thesis describes the technologies of heat accumulation and the potential of their use in the Czech Republic. The focus is on the use of heat accumulators in the heating industry with regard to local conditions. The main part of the thesis is the proposed approach of assessing the economic efficiency of heat accumulation necessary to decide whether to invest in a particular accumulation system. This approach is then verified on a model example of a typical heating plant together with the step-by-step descriptions of the selected approach.

Keywords

heat accumulation, cogeneration, fuel savings

Obsah

1 Úvod 13
2 Princip a význam akumulace tepelné energie 14
3 Popis technologií akumulace tepla 15
3.1 Akumulace využívající citelné teplo 15
3.2 Akumulace využívající latentní teplo 18
3.3 Akumulace využívající chemické reakce 19
3.4 Souhrn typických parametrů akumulačních technologií tepla 20
4 Popis vybraných případů akumulace tepla na území ČR a v zahraničí 21
4.1 Teplárna Červený Mlýn 21
4.1.1 Parametry zdroje Červený Mlýn 21
4.1.2 Akumulace tepla Červený Mlýn 22
4.1.3 Technologické uspořádání Červený Mlýn 22
4.1.4 Přínosy akumulace tepla provozu Červený Mlýn 23
4.2 Teplárna Kiel 24
4.2.1 Přínosy akumulace tepla v rámci projektu Teplárny Kiel 25
5 Možnosti využití akumulace tepla na území ČR 26
5.1 Teplárenství 26
5.2 Domácnosti 27
6 Posouzení ekonomické efektivnosti akumulace tepla v teplárenství 28
6.1 Popis ekonomického modelu 28
6.2 Posouzení ekonomické efektivnosti instalace akumulace tepla na modelové teplárně 33
6.2.1 Parametry modelu teplárny 34
6.2.2 Technologické uspořádání 34
6.2.3 Popis výpočtu veličin potřebných pro ekonomický model 38
6.2.4 Použité předpoklady ekonomického vyhodnocení variant akumulace tepla 53
6.2.5 Ekonomické vyhodnocení variant akumulace tepla 56
6.2.6 Citlivostní analýzy 62
6.2.7 Porovnání provozu optimální varianty akumulace tepla s variantou bez akumulace tepla 66
6.2.8 Souhrn výsledků porovnání 71
7 Závěr 73
Seznam symbolů a zkratek 75
Seznam tabulek 76

Seznam obrázků 76
Seznam rovnic.....77
Seznam příloh 79
Použitá literatura 80

1 Úvod

Cílem této diplomové práce je hodnocení možnosti akumulace tepla na úrovni velké teplárenské soustavy. Akumulace tepla se v současnosti běžně využívá v domácnostech, především v kombinaci se systémem HDO pro ohřev teplé vody. Akumulační nádrže na teplo jsou rovněž často řazeny za kogenerační jednotku se spalovacím motorem na zemní plyn, toto uspořádání umožňuje provozovateli dosáhnout vysoké účinnosti kombinované výroby elektřiny a tepla a současně optimalizovat provoz jednotky s ohledem na maximalizaci tržeb z prodeje elektřiny. V rámci této práce se zaměřím na využití akumulace tepla i ve větších provozech, zejména teplárnách. Hlavním cílem je ověřit, zda instalace akumulační nádrže může přispět ke zvýšení hospodárnosti provozu, především skrze úsporu nákladů na paliva.

V první části studie uvedu současné technologie akumulace tepla, jak komerčně využívané, tak ve fázi výzkumu. Pozornost budu věnovat především parametrům předurčujících dané technologie ke komerčnímu využití. Následně popíši jeden případ využití akumulace tepla v teplárně na území ČR a jeden případ ze zahraničí. Na těchto příkladech akumulace tepla popíši všechny možné formy uplatnění této technologie nejen pro zvýšení hospodárnosti provozu, ale i pro zvýšení spolehlivosti a snížení environmentálních dopadů. V navazující kapitole stručně shrnu nevyužitý potenciál uplatnění akumulace tepla jak v teplárenství, tak v domácnostech.

Hlavní přínos této práce je v poslední kapitole, kde navrhuji metodický přístup k ekonomickému hodnocení potřebného pro rozhodnutí o pořízení akumulace tepla v teplárně. V rámci této části práce popíši výchozí podmínky, za kterých je vhodné uvažovat o akumulaci tepla, a současně rozeberu klíčové faktory ovlivňující rozhodování o této investici. Tento obecný přístup je samozřejmě nezbytné přizpůsobit konkrétní teplárně, tudíž jsem vytvořil matematický model simulující provoz vybrané teplárny na území ČR. Pro tento model provedu ukázku ekonomického vyhodnocení několika variant akumulačních nádrží tepla s ohledem na správné dimenzování kapacity. Pomocí navrženého modelu budu analyzovat každý rok ekonomického posouzení z hlediska optimalizace provozu teplárny a následně provedu ekonomické vyhodnocení pořízení a provozu akumulace tepla. Výsledné řešení poté podrobím důkladným citlivostním analýzám na všechny relevantní faktory.

2 Princip a význam akumulace tepelné energie

Akumulace tepelné energie se využívá v období přebytku energie, kdy se teplo ukládá pro pozdější využití. Jinými slovy, akumulace tepla se používá za účelem potřeby časového posunu mezi spotřebou tepelné energie a její výrobou. Z časového hlediska pak lze rozlišit akumulaci krátkodobou (hodiny, dny) a dlouhodobou (roční období).

Akumulace tepelné energie (chladu či tepla) může být realizována pomocí řady rozdílných technologií a ve velkém teplotním rozsahu (-40 °C až více než 400 °C). Základními parametry, které jsou při srovnání různých technologií akumulace tepelné energie sledovány, jsou:

- **kapacita [kWh]** – definující množství energie uložené v akumulačním systému, které je závislé na procesu akumulace, použitém médiu a velikosti akumulačního systému,
- **hustota energie [kWh/t; kWh/m^3]** – definující měrné množství tepelné energie uložené v jednotce hmotnosti či objemu, které závisí na použitém médiu a rozsahu pracovní teploty média,
- **výkon [MW]** – definující rychlost „nabíjení“ a „vybíjení“ akumulačního systému,
- **účinnost [%]** – definovaná jako podíl energie dodané akumulačním systémem a energie potřebné k nabití akumulačního systému,
- **doba akumulace [hod]** – definující dobu, po kterou je energie v zařízení uložena,
- **doba nabíjení a vybíjení [hod]** – definující dobu, po kterou probíhá nabití a vybití akumulačního systému,
- **měrné investiční náklady [€/kWh; €/kW]** – vztažené buď ke kapacitě, nebo k výkonu akumulačního systému.

V následující podkapitole jsou uvedeny popisy jednotlivých technologií využívaných pro akumulaci tepelné energie, a to jak konvenčních zařízení (akumulační nádrže, podzemní systémy akumulace tepelné energie), tak technologií nacházejících se ve fázi demonstračních projektů či výzkumu a vývoje (technologie založené na změně skupenství, technologie založené na chemických reakcích).

Na tomto místě je vhodné připomenout, že vyjma samostatných zařízení lze pro akumulaci tepla využít i horkovodní soustavy zásobování teplem. Možnosti využití HV soustavy jsou obvykle omezeny smluvními závazky dodávky tepla (stanovené meze teplot média dodávaného zákazníkovi).

3 Popis technologií akumulace tepla

Pro akumulaci tepla se nejčastěji využívá akumulace pomocí citelného tepla. Zde se využívá pouze tepelné kapacity látek nejčastěji vody. Méně obvyklá je akumulace využívající latentní teplo konkrétně skupenské teplo tání, resp. tuhnutí látky. Méně známé způsoby akumulace tepla pak využívají různé chemické reakce. Výhodou těchto přístupů jsou téměř nulové tepelné ztráty při dlouhodobém skladování tepla. Nicméně prozatím jsou tyto způsoby akumulace stále ve vývoji.

3.1 Akumulace využívající citelné teplo

Jde o komerčně nejrozšířenější způsob akumulace tepelné energie. Lze se s ním setkat jak v domácnostech v případě bojlerů, tak v teplárnách v případě velkých akumulačních nádrží. Nejzavedenější a nejpoužívanější technologií v oblasti akumulace tepla je akumulace pomocí akumulačních nádrží, kde je jako médium využívána voda, která je po ohřátí uložena v tepelně izolovaných akumulačních nádržích. Akumulační nádrže jsou využívány zejména v soustavách zásobování teplem založených na solární energii či kogeneraci. Nejmodernější projekty prokázaly, že akumulační nádrže mohou být nákladově efektivním řešením zejména při využívání ušlechtilých paliv při kogeneraci a že účinnost celého systému se může nadále zlepšovat, a to zajištěním optimálního vrstvení vody a vysoce účinnou tepelnou izolací.

Princip této akumulace spočívá v ukládání tepelné energie do látky s využitím její tepelné kapacity. Hustota uložené tepelné energie závisí na měrné tepelné kapacitě látky, její hustotě a na rozdílu teplot mezi touto látkou a okolím. Jako ideální médium pro akumulaci tepla se proto jeví voda, která disponuje relativně vysokou hodnotou měrné tepelné kapacity (4180 J/kg.K při 20°C). Voda sice nedosahuje největší měrné tepelné kapacity mezi látkami, nicméně vzhledem k její nízké ceně je toto médium nejčastěji využíváno. Větší měrnou tepelnou kapacitou disponuje např. plynný vodík (14 300 J/kg.K při 20 °C [1]). Ten má však za normálního tlaku příliš nízkou hustotu, tudíž z hlediska objemové hustoty energie má voda výrazně navrch. Vztah pro velikost akumulovaného citelného tepla uvádí Rovnice 1.

Rovnice 1 – Akumulace využívající citelné teplo

$$\boldsymbol{Q} = V \cdot \rho \cdot c \cdot (t_2 - t_1) \ [kJ] \qquad (1)$$

V Objem látky [m^3]
ρ Hustota látky [kg/m^3]
c Měrná tepelná kapacita látky [kJ/kg.K]
t_1 Teplota okolí [°C]
t_2 Teplota látky [°C]

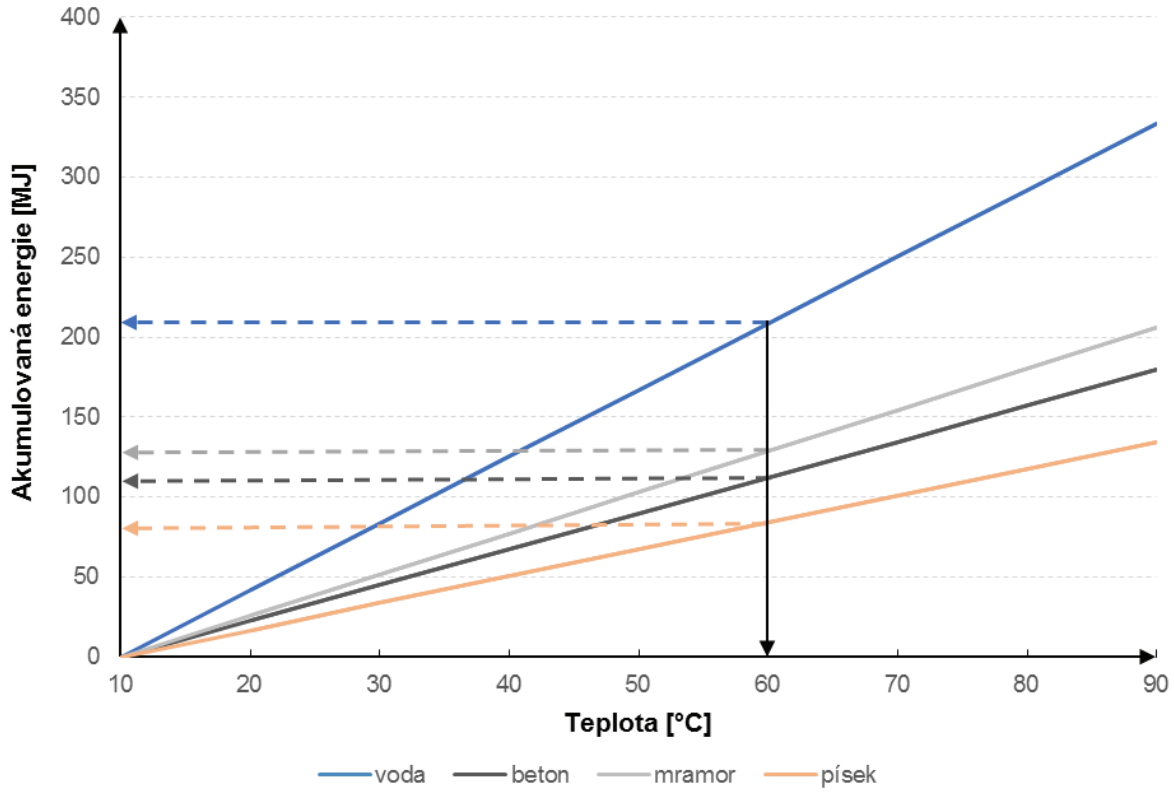
Tabulka 1 Porovnání hustoty (měrné) energie citelného tepla vybraných látek

Látka	Měrná tepelná kapacita [J/kg.K]	Hustota [kg/m^3]	Měrná akumulovaná energie [kJ/m^3.K]
voda (20 °C)	4180	998	4172
beton (hutný)	1020	2200	2244
mramor	920	2800	2576
písek	960	1750	1680

Zdroj: http://www.tzb-info.cz/docu/tabulky/0000/000068_katalog.html

Pozn.: V tabulce 1 jsou uvedené tabulkové hodnoty za normálních podmínek.

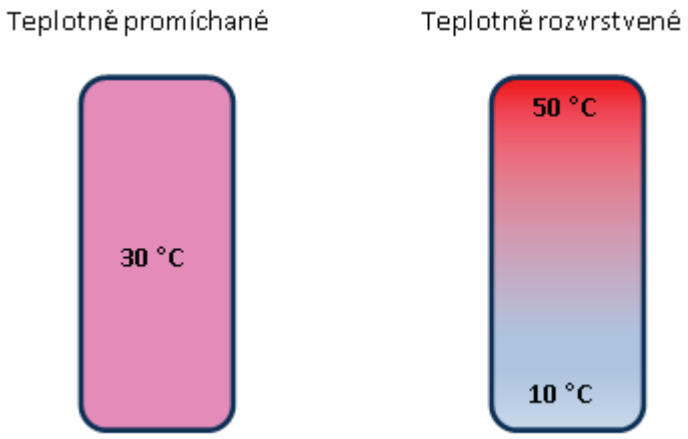
Obrázek 1 Závislost akumulované energie v 1 m^3 vybraných látek na teplotě



Graf výše zobrazuje strmost nárůstu velikosti akumulované tepelné energie vybraných látek při uvažované výchozí teplotě 10 °C (teplota okolí). V grafu se uvažuje normální tlak (1 atm) a zanedbává se změna hustoty a měrné tepelné kapacity látek se změnou teploty, což lze pro ilustraci připustit, vzhledem k relativně malým změnám v takto úzkém intervalu teplot. Z grafu lze dobře vyčíst, že při 60 °C jsou již rozdíly v akumulovaném teple ve vodě a v ostatních látkách markantní. Mimo termodynamických vlastností činí vodu optimálním médiem pro akumulaci tepla její dostupnost a příznivá cena.

Akumulační nádrže lze rozdělit na dvě různé technologie podle způsobu ukládání vody [3], jak ilustruje obrázek 2:

Obrázek 2 Porovnání teplotně promíchané a teplotně rozvrstvené nádrže při stejné akumulované energii



Z obrázku 2 vyplývá, že teplotně promíchané nádrže mají v celém svém objemu stejnou teplotu vody, zatímco teplotně rozvrstvené nádrže neboli stratifikační nádrže ukládají teplou vodu ve vrstvách pomocí různých stratifikačních vestaveb tak, aby díky klesající hustotě vody s její rostoucí teplotou bylo dosaženo teplotního rozvrstvení vody v celém objemu nádrže. Tím získávají stratifikační nádrže značnou výhodu, neboť pokud vyžadujeme odběr teplé vody o teplotě 50 °C, není zapotřebí ohřívat celý objem nádrže na požadovanou teplotu. Současně nízká teplota vody v dolní části nádrže představuje prostor pro případnou akumulaci tepla ve vhodném čase (např. v případě domácností při solárním ohřevu vody nebo při nízkém tarifu elektřiny, v případě teplárny při náhlém poklesu odběru tepla ze soustavy CZT či při aktivaci podpůrné služby pro PPS).

Systémy akumulace tepla založené na využití akumulačních nádrží představují poměrně nenákladné řešení sestávající z jednoduché nádrže a zařízení pro nabíjení a vybíjení. Jak již bylo zmíněno, nejčastěji využívaným akumulačním médiem je horká voda, přičemž rozdíl teplot, se kterým se v průběhu akumulačního cyklu pracuje, se typicky pohybuje mezi 10 až 75 °C. Typická délka doby akumulace je v rozmezí dne až měsíce a typická účinnost těchto systémů je 50 až 90 %.

Měrné investiční náklady akumulačních systémů s akumulačními nádržemi závisí především na kapacitě (v závislosti na rozdílu teplot typicky 10 až 50 kWh/t tepla na tunu, resp. m^3 vody) a výkonu (typicky 1 kW až 10 MW, resp. desítky MW) systému a na použité izolaci. [6] Studie Mezinárodní energetické agentury a Mezinárodní agentury pro obnovitelnou energii „Akumulace tepelné energie“ z roku 2013 uvádí typické měrné investiční náklady těchto systémů mezi 0,1 až 10 €/kWh. Pro kapacitu akumulátoru je vyjma rozdílu teplot, se kterými se v rámci akumulace pracuje, rozhodující objem akumulátoru. Z dalších zdrojů a informací z existujících projektů je možné odvodit referenční ceny akumulačních nádrží v rozmezí 100 až 500 €/m^3, kdy nižší hodnoty měrných CAPEX odpovídají nádržím o kapacitě v řádu

několika desítek tisíc m^3, střední hodnota měrných CAPEX projektům o kapacitě tisíců m^3 a horní mez měrných hodnot CAPEX projektům o kapacitě desítek m^3.

3.2 Akumulace využívající latentní teplo

V tomto způsobu akumulace tepla se kromě citelného tepla využívá i skupenské teplo. Vhodné skupenské teplo je pouze skupenské teplo tání, neboť v případě změny skupenství kapalina – plyn dochází k nežádoucí změně objemu. Teplota tání závisí na zvolené pracovní látce. Chemicky čisté látky (např. Na_2SO_4 x $10H_2O$) tají při konstantní teplotě, zatímco směsi (např. parafín) tají v širším rozsahu teplot. [2] Vztah pro toto akumulované teplo uvádí rovnice (2).

Rovnice 2 – Akumulace využívající latentní teplo

$$\boldsymbol{Q} = V \cdot \left[\rho_p \cdot c_p \cdot (t_t - t_1) + \rho_t \cdot l_t + \rho_k \cdot c_k \cdot (t_2 - t_t)\right] \quad [kJ] \qquad (2)$$

V	Objem látky [m^3]
ρ_p	Hustota pevné látky [kg/m^3]
c_p	Měrná tepelná kapacita pevné látky [kJ/kg.K]
t_1	Teplota okolí [°C]
t_t	Teplota tání látky [°C]
t_2	Teplota ohřáté kapalné látky [°C]
ρ_t	Hustota látky při tání [kg/m^3]
l_t	Skupenské teplo tání [kJ/kg]
ρ_k	Hustota kapalné látky [kg/m^3]
c_k	Měrná tepelná kapacita kapalné látky [kJ/kg.K]

Jako zástupce tepelných médií této kategorie lze uvést již dříve zmíněný dekahydrát síranu sodného, jehož teplota tání se pohybuje okolo 30 °C a skupenské teplo tání je 243 kJ/kg. [2] Tomu při změně skupenství odpovídá **cca 360 MJ/m^3**. [4] V případě této látky se uvažuje využívání úzkého rozsahu teplot, tudíž citelné teplo lze zanedbat. Pro porovnání: voda při změně teploty o 50 °C (ohřev z 10 °C na 60 °C) obsahuje **cca 210 MJ/m^3**.

Další látky, které lze využít pro akumulaci latentního tepla, jsou parafíny. Body tání parafínů mají typicky větší rozsah, neboť se jedná o směsi. Existuje mnoho druhů parafínů, kde teploty tání se pohybují na úrovni okolo 0 °C až po teploty okolo 100 °C. [5] Současně se dosti významně liší skupenská tepla tání různých parafínů, a to od cca 120 kJ/kg až po cca 200 kJ/kg. [5] V případě parafínů se již počítá i s citelným teplem, přičemž rozsah pracovních teplot bývá podobný jako u vody. Zde může být dosahováno až přibližně dvojnásobné hustoty akumulované energie než u běžné akumulace citelným teplem ve vodě. [2]

Vyšší hustota akumulované energie přináší výhodu v podobě potřeby menšího objemu akumulační nádoby. Nevýhodou ale bezesporu je vyšší pořizovací cena v porovnání s konvenční akumulací tepla do vody, což je nejvýznamnější omezující faktor bránící rozšíření této technologie. Měrné investiční náklady těchto systémů dosahují 10 až 50 €/kWh. [6] Tepelné výkony těchto zásobníků se pohybují v rozmezí od 1 kW do 1 MW s účinností 75 až 90 %. [6]

3.3 Akumulace využívající chemické reakce

Při této akumulaci tepelné energie se využívá chemické vazebné energie látek. Hustoty akumulované energie zde mohou být až o jeden řád vyšší ve srovnání s akumulací do citelného nebo latentního tepla. V následující tabulce jsou uvedené vybrané vhodné chemické reakce.

Tabulka 2 Vybrané chemické reakce pro akumulaci tepelné energie

Chemická reakce		Teplota [°C]	Hustota energie [kJ/kg]
Parní reformace metanu	$CH_4+H_2O \leftrightarrow CO+3H_2$	480 až 1 195	6 053
Disociace amoniaku	$2NH_3 \leftrightarrow N_2+3H_2$	400 až 500	3 940
Tepelná dehydrogenizace kovových hydridů	$MgH_2 \leftrightarrow Mg+H_2$	250 až 500	3 079
Dehydratace hydroxidů kovů	$CA(OH)_2 \leftrightarrow CAO+H_2O$	402 až 572	1 415
Katalytická disociace	$SO_3 \leftrightarrow SO_2+1/2O_2$	520 až 960	1 235

Zdroj: Thermal Energy Storage [6]

Navzdory vysokým hustotám energie akumulačních systémů využívající chemické reakce je tato technologie nejnákladnějším řešením ze všech výše uvedených technologií. Měrné investiční náklady těchto systémů se pohybují v rozsahu 8 až 100 €/kWh. [6] Tepelné výkony existujících instalací jsou v rozmezí 10 kW až 1 MW, přičemž jejich účinnost dosahuje 75 až 100 %. [6]

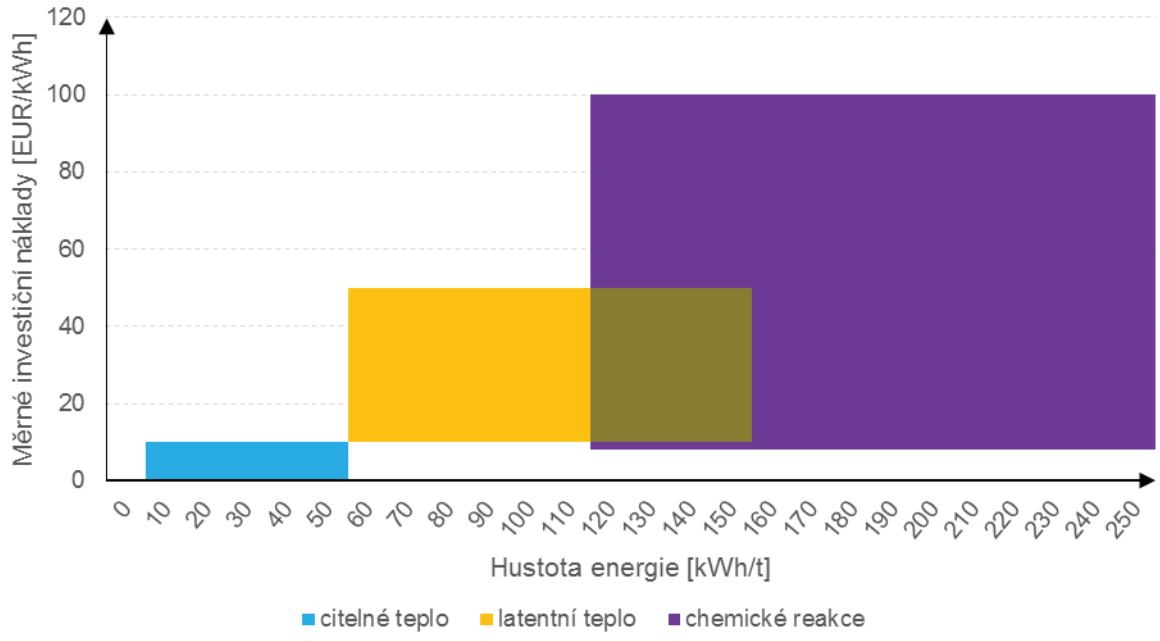
3.4 Souhrn typických parametrů akumulačních technologií tepla

Následující tabulka souhrnně obsahuje typické parametry jednotlivých technologií akumulace tepelné energie. Údaje pocházejí ze studie „Akumulace tepelné energie“ z roku 2013 vypracované Mezinárodní energetickou agenturou a Agenturou pro obnovitelnou energii. [6] Vzhledem k dynamickému vývoji v tomto odvětví lze očekávat, že především parametry u technologií založených na změně skupenství a chemických reakcí se mohou v současnosti mírně lišit.

Tabulka 3 Typické parametry systémů akumulace tepelné energie

Technologie	Hustota energie [kWh/t]	Výkon [MW]	Účinnost [%]	Doba Akumulace [h, d, m]	Měrné investiční náklady [EUR/kWh]
Akumulace citelným teplem	10 - 50	0,001 - 10	50 - 90	d - m	0,1 - 10
Akumulace latentním teplem	50 - 150	0,001 - 1	75 - 90	h - m	10 - 50
Akumulace chemickými reakcemi	120 - 250	0,01 - 1	75 - 100	h - d	8 - 100

Obrázek 3 Typické parametry systémů akumulace tepelné energie



4 Popis vybraných případů akumulace tepla na území ČR a v zahraničí

4.1 Teplárna Červený Mlýn

Teplárna Červený Mlýn patří do majetku společnosti Teplárny Brno, a.s. Jedná se o nejnovější a současně nejmodernější zdroj této společnosti. Provoz teplárny byl zahájen v roce 1999. Zdroj využívá kogenerační výroby elektřiny a tepla v paroplynovém cyklu. Provoz je dále vybaven dvěma záložními a špičkovými horkovodními plynovými kotli. Dodávky tepla převažují ve formě horké vody, pouze v mimořádných případech jsou realizovány i formou páry.

4.1.1 Parametry zdroje Červený Mlýn

Tabulka 4 Kotelna Červený Mlýn

Typ kotle	Palivo	Jmenovitý výkon	Jmenovité parametry výstupu
Pro KVET			
Spalinový kotel K3	spaliny (ZP+vzduch)	100 MWt	VT pára (6,4 MPa; 500 °C) NT pára (0,92 MPa; 220 °C)
Výtopenské kotle			
Horkovodní kotel K1	ZP	27 MWt	horká voda (2,5 MPa; 130 °C)
Horkovodní kotel K2	ZP	27 MWt	horká voda (2,5 MPa; 130 °C)

Zdroj: Protokol o zkoušce č. 16291[1]

Nově se na teplárně plánuje pořízení elektrokotle se jmenovitým výkonem 20 MW. Investice se nachází ve fázi projektu. [7]

Tabulka 5 Strojovna Červený Mlýn

Turbogenerátor	Jmenovitý výkon	Hltnost	Jmenovité parametry výstupu
TG10 (plynová turbína)	71 MWe	≈ 188 kg/s (vzduch)	teplota spalin cca 575 °C
TG20 (parní protitlaká odběrová turbína)	24 MWe	25,8 kg/s (VT pára)	RO (0,9 MPa; 210 °C) PT (0,063 MPa)

Zdroj: Teplárny Brno, a.s.: Firemní prospekt: Paroplynová teplárna Červený mlýn. [8]

Provoz Červený Mlýn v součtu disponuje instalovaným elektrickým výkonem 95 MWe a maximálním tepelným výkonem 140 MWt.

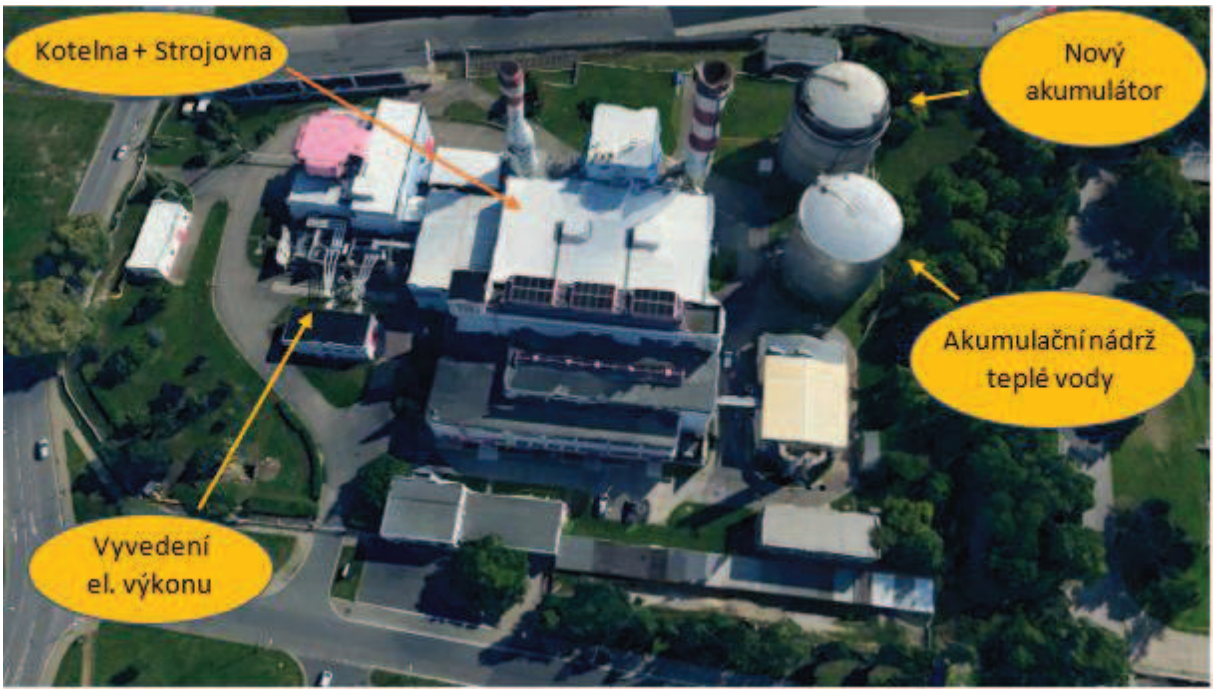
[1] https://www.mzp.cz/ippc/ippc4.nsf/$pid/MZPMNH129IS3

4.1.2 Akumulace tepla Červený Mlýn

V provozu Červený Mlýn je instalována atmosférická akumulační nádrž teplé vody. Původně se jednalo o nádrž na skladování LTO, která byla později přestavěna na stratifikační akumulátor teplé vody. Objem nádrže činí 5600 m^3, čemuž odpovídá kapacita cca 200 MWh tepelné energie. [7] V nabitém stavu dosahuje teplota vody nejvýše 95 °C, neboť se jedná o atmosférickou nádrž. Při vybití se teplota vody pohybuje v rozmezí 55 až 70 °C v závislosti na ročním období. Nabíjení/vybíjení akumulátoru se provádí pomocí čtyř paralelních deskových výměníků každý s tepelným výkonem 10 MWt. [9]

V současnosti se provádí přestavba i druhé zbývající nádrže na LTO, jak ukazuje Obrázek 4.

Obrázek 4 Teplárna Červený Mlýn



Zdroj: mapy.cz

4.1.3 Technologické uspořádání Červený Mlýn

Během provozu plynové turbíny se ve spalinovém kotli generuje pára, a to jednak VT pára pro protitlakou parní turbínu, a jednak NT pára sloužící přímo pro ohřev horké vody nebo pro dodávky páry. Odběrovou páru z PT turbíny lze využít přímo na dodávky páry nebo spolu s protitlakou parou na ohřev horké vody v tepelných výměnících. Za tepelnými výměníky lze odebírat ohřátou vodu pro případnou akumulaci tepla. V případě vybíjení tepelného akumulátoru je proces opačný. Ještě před opuštěním areálu horkovod prochází horkovodní kotelnou, která slouží jako špičkový nebo záložní zdroj.

Systém akumulace tepla využívá odděleného tepelného okruhu vody z důvodu relativně nízkého dovoleného tlaku vody v zásobníku. V procesu nabíjení akumulátoru se voda z dolní

části zásobníku čerpá přes sekundární stranu deskových výměníků a poté jako ohřátá se vrací do horní části zásobníku teplé vody. Na primární straně deskového výměníku protéká ohřátá síťová vody a jako ochlazená se vrací před základní tepelný výměník. Při procesu vybíjení akumulátoru dochází k právě opačné situaci.

4.1.4 Přínosy akumulace tepla provozu Červený Mlýn

Základním přínosem akumulace tepla je vyrovnávání odběrového diagramu tepla tak, aby se snížily nároky na změny výkonu výrobních zařízení. Tímto způsobem lze ušetřit palivo, z čehož plynou přímo i výnosy zvlášť tehdy, pokud se používá ušlechtilé palivo jako zemní plyn. Po rozšíření akumulační kapacity se navíc počítá i s delším obdobím akumulace. Během víkendů dochází často k poklesům odběru horké vody, tudíž se případné přebytky tepla budou moci částečně akumulovat a využít v pracovní dny. [7]

S výstavbou nové akumulační nádrže také souvisí pořízení nového elektrokotle. Předpokládá se, že elektrokotel bude nabízet podpůrnou službu MZ15- až do výše svého jmenovitého výkonu, tj. 20 MW. [7] Vyprodukované teplo z případné aktivace této podpůrné služby se bude ukládat do akumulačních nádrží. Provoz Červený Mlýn již v současnosti poskytuje podpůrné služby na plynové turbíně, přičemž v topné sezóně jde o sekundární regulaci a službu MZ15+, v mimo topnou sezónu to je pouze služba MZ15+ nabízená jako rychlý start plynové turbíny. Bez existence zásobníků teplé vody by většina tepla vyprodukovaná během aktivace některé ze zmíněných podpůrných služeb musela být vypuštěna bypassovým komínem bez jakéhokoliv využití.

Jako další přínos akumulace tepla lze v tomto případě uvažovat snížení počtů vynucených najetí a odstavení turbíny, které zkracují životnost zařízení, neboť životnost plynových turbín se mimo jiné udává právě v počtech startů, resp. odstavení. [8]

4.2 Teplárna Kiel

Město Kiel se nachází v severním Německu při pobřeží Baltského moře. Žije zde cca čtvrt milionu obyvatel, pro které již od roku 1970 dodává teplo uhelná teplárna Kiel. Na základě studie proveditelnosti z roku 2012 se zde v současnosti realizuje projekt plynového kogeneračního zdroje s akumulací tepla, který má být spuštěn na podzim roku 2018 a má úplně nahradit současný uhelný zdroj. Celkové investiční výdaje projektu se odhadují na 290 mil. EUR. [10]

Nová teplárna bude tvořena 20 flexibilními plynovými motorgenerátory Jenbacher J920 FleXtra. Celkový elektrický výkon motorgenerátorů bude 190 MWe, celkový tepelný výkon 192 MWt. Motorgenerátory jsou schopny pracovat s více než 90% celkovou účinností výroby energie (v režimu KVET s maximálním využitím tepla z chlazení motorgenerátorů a spalin). Kromě výše uvedených motorgenerátorů bude součástí teplárny v Kielu také elektrodový elektrokotel o výkonu 35 MW, který bude využíván k přeměně „přebytečné“ elektrické energie na teplo. [10]

Pro dosažení maximální flexibility provozu bude zdroj vybaven horkovodním akumulačním systémem sestávajícím především z akumulační nádrže s využitelnou kapacitou 1,5 GWh (výška nádrže je 60 metrů a její objem cca 42 000 m^3). Z dostupných zdrojů lze usuzovat, že rozdíl pracovních teplot v akumulátoru (nabitý/vybitý stav) bude cca 30°C. [10]

Obrázek 5 Teplárna Kiel - léto 2017 [11]

Obrázek 6 Projekt Teplárna Kiel [10]

Na obrázku vlevo vidíme stav projektu Teplárny Kiel z léta 2017. Obrázku vévodí robustní akumulační nádrž na horkou vodu a za ní rostoucí budovy pro kogenerační jednotky. Dále vlevo pak lze vidět původní uhelnou Teplárnu Kiel.

4.2.1 Přínosy akumulace tepla v rámci projektu Teplárny Kiel

Akumulační nádrž má v tomto projektu široké uplatnění. V prvé řadě bude zajišťovat optimální užití energie kombinované výroby na motorgenerátorových jednotkách, díky čemuž je možné dosahovat dlouhodobě celkové účinnosti přesahující 90 % i při požadavcích vysoké flexibility zdroje. To v důsledku vede k úspoře paliva, a tedy i snížení provozních nákladů, zvláště když se jedná o ušlechtilé palivo jako zemní plyn. Vysoká účinnost zdroje spolu se záměnou paliva (náhrada uhlí zemním plynem) umožní snížit emise oxidu uhličitého o 70 % oproti stávajícímu stavu. [10]

Realizace projektu s akumulací tepla v této lokalitě není čistě náhodná a poukazuje na další významné využití akumulace energie do tepla. Severní pobřeží Německa disponuje velkým množstvím větrných farem, přičemž pro výrobu elektřiny z větrných elektráren je typická vysoká proměnlivost dodávaného výkonu. V době snížené výroby elektřiny v této lokalitě tak mohou najet kogenerační jednotky a částečně nahradit chybějící výkon z VTE nehledě na aktuální odběr tepla zákazníků a vyrobené teplo uskladnit v zásobníku pro pozdější využití. Opačná situace nastává při zvýšené výrobě elektřiny z větrných elektráren. V takovém případě je možné snížit výkon či úplně odstavit kogenerační jednotky a najet elektrodový kotel, čímž lze využít „nadbytečnou“ levnou elektřinu a opět teplo takto získané později využít. Obecně tedy akumulace tepla umožní využívat vysokých rozdílů cen elektřiny na spotových trzích, což může mít příznivý ekonomický dopad na daný provoz. Současně tato výkonová regulace dle aktuální výroby elektřiny z VTE přináší výnosové externality, které lze obtížně finančně vyjádřit. Vyrovnávání výkonu VTE je prospěšné jak pro provozovatele větrných elektráren (snižování výkonové volatility vede ke snižování volatility cen na spotovém trhu, snižuje riziko vzniku záporných cen a vynucené odstavování větrných elektráren a obecně má pozitivní vliv na další rozvoj větrné energetiky), tak pro provozovatele přenosových či distribučních soustav (snižuje nároky na řízení soustavy). S tím souvisí i další využití pro podpůrné služby, které již bylo detailněji popsáno u provozu Červený Mlýn.

5 Možnosti využití akumulace tepla na území ČR

5.1 Teplárenství

Akumulace tepla do horké vody se začíná v teplárenství poslední dobou rozmáhat. Důvodů je několik. V prvé řadě jsou to ekonomické důvody. Akumulace tepla přispívá k vyšší účinnosti využití energie primárních zdrojů, a tedy úspoře paliva. Navíc mnoho tepláren stále využívá topné oleje pro špičkové kotle, přičemž cena topných olejů je ve srovnání s uhlím výrazně vyšší. Zařazení akumulace tepla do technologie teplárny umožní významně snížit spotřebu topných olejů teplárny nebo ji dokonce úplně vytěsnit. Současně zásobník tepla umožňuje některým teplárnám nabízet podpůrné služby bez ohledu na aktuální odběr tepla zákazníků, což může být další významný zdroj příjmů.

Jako další podstatný faktor přispívající k výstavbě nových akumulátorů tepla je růst požadavků na spolehlivost dodávek tepla. Vyšší akumulační schopnost teplárny snižuje riziko dopadu poruch či neplánovaných odstávek hlavních výrobních zařízení na zákazníka. Bezpečnost a spolehlivost dodávek tepla je v současnosti jedním z hlavních marketingových nástrojů tepláren.

V neposlední řadě je třeba zmínit i environmentální přínosy akumulace tepla. Vyšší účinnost zdroje a obecně hospodárnější nakládání s tepelnou energií vede k poklesu spotřeby primárních zdrojů, a tedy současně ke snížení emisí skleníkových plynů a znečišťujících látek. Významně k tomuto snížení přispívají také nižší nároky na dynamiku výrobních zdrojů díky akumulaci tepla. Tyto přínosy mají také ekonomický charakter, neboť dle množství vypuštěných znečišťujících látek je nezbytné odvádět odpovídající platby. Podobné úspory lze zmínit u snížení emisí CO_2, které vede ke snížení potřeby emisních povolenek. Snižování vypuštěných znečišťujících látek ovšem má i výnosové externality, které jsou obtížně finančně vyčíslitelné (dopady na životní prostředí, zdraví obyvatel aj.), nicméně mohou se pozitivně promítnout do ekonomiky teplárny (např. dlouhodobě stabilním počtem zákazníků) skrze úspěšný marketing.

Využití akumulace tepla v teplárenství je v současnosti zpravidla tam, kde lze tímto uspořit ušlechtilá paliva, nebo kde je díky tomu možné realizovat nabídku podpůrných služeb. Takových případů je v ČR celá řada, a proto lze i s ohledem na předpokládaný růst cen emisních povolenek a zdražování paliv nadále očekávat rostoucí počet zásobníků tepla.

5.2 Domácnosti

Využívání zásobníků tepla v domácnostech je již dlouhodobě zavedené, ovšem v současnosti význam těchto zásobníků neustále roste. V případech využívajících elektrickou energii pro ohřev vody či vytápění má akumulátor tepla zásadní roli v rámci systému HDO (hromadné dálkové ovládání), kde je možné dle aktuální situace v distribuční soustavě (obvykle v pevně stanovených časech) odkládat či s předstihem zajišťovat výrobu tepla.

Dále jsou akumulátory tepla klíčovým prvkem při ohřevu vody solárními kolektory. Ohřev vody solárními kolektory probíhá zejm. okolo poledne, kdy je Slunce nejvýše nad obzorem. Potřeba teplé vody naproti tomu dosahuje maxima ve většině případů ve večerních hodinách. Zásobník teplé vody tak uskladní sluneční energii ve formě teplé vody, kterou je možné využít v okamžiku potřeby.

V současnosti se začíná rozšiřovat využívání přebytků výroby elektřiny ze střešních fotovoltaických elektráren (FVE) pro ohřev teplé vody, přičemž opět je zapotřebí zásobník teplé vody. Nejvyšších výkonů FVE se dosahuje okolo poledních hodin, obdobně jako v případě solárních kolektorů. V tento čas především v pracovní dny je většina domácností prázdná a tomu také odpovídá snížená spotřeba elektrické energie. Výrobu převyšující spotřebu je možné prodávat do sítě, nicméně za poněkud nepříznivou cenu nebo je možné energii ukládat do baterií, avšak baterie v současnosti mají vysoké investiční nároky s nejistou návratností, anebo je možné přebytky výroby elektřiny „mařit“ na ohřev vody, kterou lze později využít a uspořit tak za její ohřev. Třetí varianta se v poslední době stává stále více populární.

Využití akumulace tepla v domácnostech má značný potenciál zejm. v souvislosti s rozvojem střešních fotovoltaických elektráren. Dle národních dokumentů pro rozvoj v energetice (ASEK, NAP) se počítá s významným rozvojem v této oblasti. Již v současnosti jsou dotační tituly na střešní elektrárny navázané i na akumulaci přebytků elektřiny do teplé vody nebo do baterií. Lze tedy předpokládat, že rozvoj malých střešních elektráren povede současně k rozvoji v akumulaci tepla.

6 Posouzení ekonomické efektivnosti akumulace tepla v teplárenství

Při posuzování investice do akumulace tepla je vždy nezbytné respektovat specifičnost stávajícího provozu uvažované teplárny. Obecné klíčové faktory pro rozhodování o investici do akumulace tepla jsou:

- struktura dodávek tepla – pára/voda,
- struktura spotřeby paliv a jejich cena,
- parametry výrobních zařízení
- a lokální podmínky pro instalaci akumulačních nádrží.

Pro uplatnění akumulace tepla (ve formě teplé/horké vody) je nutné, aby podstatná část dodávek tepla byla tvořena formou dodávek teplé nebo horké vody. Jen tak je možné zajistit dostatečné využití této technologie, které povede na kladné ekonomické důsledky investice.

Dalším klíčovým faktorem je struktura paliv. Zde se je třeba zaměřit na to, zda je teplárna schopna zajistit většinu odběrových špiček hlavním výrobním zařízením anebo je nucena najíždět se špičkovými kotli. S tím dále souvisí typ používaného paliva pro špičkové kotle a zejména jeho cena.

Akumulace tepla také může řešit problémy s omezeními vycházejícími z parametrů výrobních zařízení (minimální parní výkon kotle, omezená dynamika výkonu,…). V souvislosti s tím lze také uvažovat o dodatečných zdrojích příjmu, např. rozšíření nabídky podpůrných služeb, viz Teplárna Červený mlýn.

V neposlední řadě je třeba respektovat omezení dané dostupným pozemkem uvažované teplárny, což může například ovlivnit volbu technologie akumulace tepla. Tlakovodní nádrže disponují vyšší energetickou hustotou oproti atmosférickým nádržím, tudíž při omezení rozlohou je volba tlakovodní nádrže logická. Dále může nastat situace, kdy v teplárně dojde k přechodu z kapalných paliv pro špičkové kotle na paliva plynná. V ten okamžik dává smysl využít stávající nádrže na kapalná paliva a zrekonstruovat je na atmosférické akumulační nádrže teplé vody.

V návaznosti na zmíněné klíčové faktory ovlivňující rozhodnutí o investici do akumulace tepla je zapotřebí navrhnout vhodné dimenzování kapacity akumulačních nádrží. Problematika návrhu kapacity akumulace bude popsána na případové studii.

6.1 Popis ekonomického modelu

Pro ekonomické vyhodnocení investice do akumulace tepla lze doporučit použití ocenění čistou současnou hodnotou realizované investice pomocí metody přírůstkového cash flow, kde jako výchozí stav poslouží varianta bez akumulace.

Na základě záměrů výstavby projektu akumulace tepla se je třeba zaměřit na příslušné položky cash flow, u kterých je cílem jejich zlepšení. Jak bylo zmíněno dříve, záměr investice

do akumulace tepla může mít specifický charakter v souvislosti s provozem, ve kterém bude využíván, nicméně obecně lze doporučit analyzovat následující dopady:

- úspory na straně nákladů na palivo pro provoz špičkových kotlů vycházející z nižší výroby tepla a současně nižšího počtu zátopů těchto kotlů,
- změnu ve spotřebě základního paliva vycházející z nahrazení špičkového paliva,
- zvýšení výnosů z prodané elektrické energie díky omezení kondenzační výroby elektřiny v nočních hodinách (nízkém tarifu) a navýšení dodávek elektřiny v průběhu dne (vysoký tarif) – závisí na dohodě s obchodníkem vykupujícím elektřinu,
- změnu v potřebě emisních povolenek, případně změnu v množství emisí znečišťujících látek.

Výpočet cash flow pomocí přírůstkové metody vycházející z výše uvedených položek popisuje Rovnice 3.

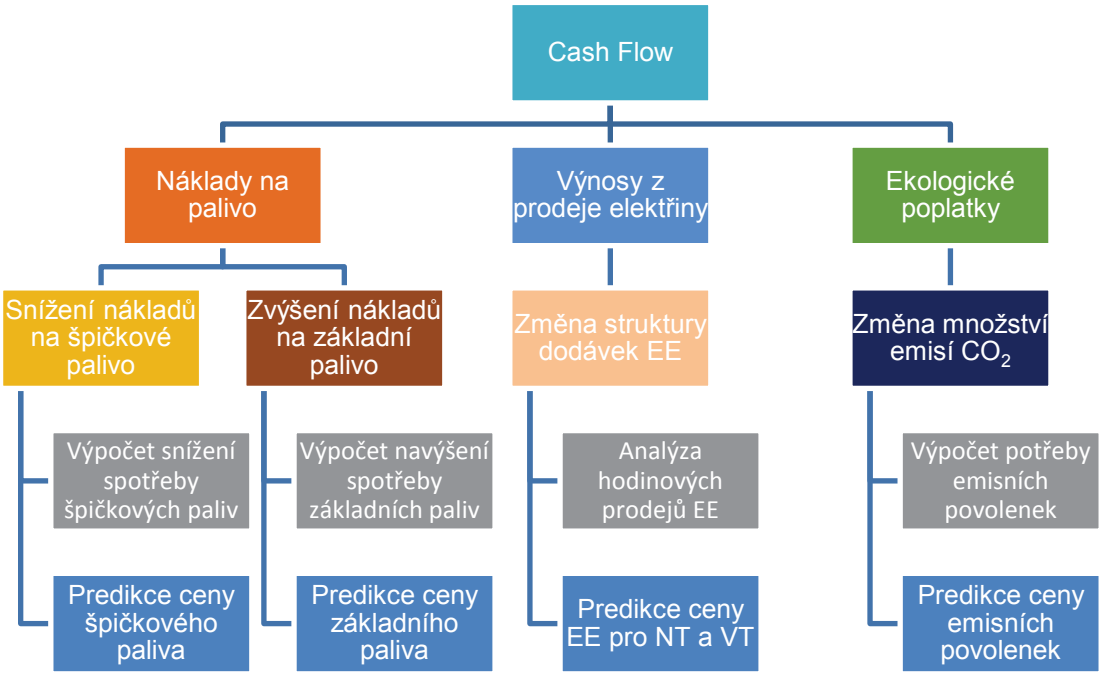
Rovnice 3 Výpočet ročního přírůstkového cash flow investice v roce t

$$\Delta CF_{AKU} = \left(\Delta N_{\check{S}K_t} \cdot c_{\check{S}K_t} - \Delta N_{ZK_t} \cdot c_{ZK_t} - \Delta N_{NT_t} \cdot c_{NT_t} + \Delta N_{VT_t} \cdot c_{VT_t} - \Delta N_{KVET_t} \cdot c_{KVET_t} - \Delta N_{EP_t} \cdot c_{EP_t} - N_{o\,t}\right) \cdot (1 - d_t) + N_{o\,t} - INV_t \quad [Kč] \tag{3}$$

ΔCF_{AKU}	Roční hodnota přírůstku cash flow varianty s akumulací [Kč]
$\Delta N_{\check{S}K\,t}$	Úbytek spotřeby paliva pro špičkové kotle [t]
$c_{\check{S}K\,t}$	Cena paliva pro špičkové kotle [Kč/t]
$\Delta N_{ZK\,t}$	Přírůstek spotřeby paliva pro základní kotel [t]
$c_{ZK\,t}$	Cena paliva pro základní kotel [Kč/t]
$N_{NT\,t}$	Úbytek prodané elektřiny v nízkém tarifu [MWh]
c_{NT_t}	Ceny elektřiny v nízkém tarifu [Kč/MWh]
ΔN_{VT_t}	Přírůstek prodané elektřiny ve vysokém tarifu [MWh]
c_{VT_t}	Ceny elektřiny ve vysokém tarifu [Kč/MWh]
ΔN_{KVET_t}	Úbytek vyrobené kogenerační elektřiny [MWh]
c_{KVET_t}	Výše podpory KVET [Kč/MWh]
$\Delta N_{EP\,t}$	Přírůstek potřeby emisních povolenek [t]
$c_{EP\,t}$	Cena emisní povolenky [Kč/t]
$N_{O\,t}$	Odpisy realizované investice [Kč]
d_t	Daň z příjmu právnických osob [-]
INV_t	Investice do projektu [Kč]
t	Značí pořadové číslo roku, pro který se rovnice počítá [-]

Rovnice 3 je pro lepší přehlednost ilustrována viz Obrázek 7.

Obrázek 7 Ilustrace přírůstkového cash flow modelu



Největší význam při posuzování ekonomické efektivnosti investice do akumulace sehrají náklady na palivo. V prostředí ČR se v teplárenství lze nejčastěji setkat s uhlím jako základním palivem a topným olejem nebo zemním plynem jako palivem pro špičkové kotle. Ceny topných olejů se pohybují na úrovni několikanásobně vyšší ve srovnání s uhlím. Snížením spotřeby špičkového paliva pro provoz kotlů lze očekávat navýšení výroby tepla na základních kotlích, a tedy navýšení spotřeby základního paliva, nejčastěji uhlí. Pro identifikaci úspor ve spotřebě paliv bude nezbytné provést predikci ceny zmíněných paliv na dobu porovnání variant.

Další nezanedbatelnou položkou cash flow je zvýšení měrných výnosů z prodané elektřiny. Bez existence akumulačních nádrží je často v nočních hodinách z důvodu poklesu odběru tepla nebo omezení minimálním výkonem základního kotle nadbytečné teplo posíláno na kondenzační výrobu elektřiny. Díky investici do akumulace tepla je možné část vyrobené tepelné energie uchovat a využít později v průběhu dne. S tím souvisí odlišná cena elektřiny v rámci jednoho dne. Typická teplárna pravděpodobně nepůjde na trh s elektřinou sama, ale využije k tomu prostředníka – obchodníka s elektřinou. Ten ji nejspíš nabídne smlouvu se dvěma tarify elektřiny – nízkým a vysokým, které budou časově odpovídat hodinám „peak“ a „offpeak“ na denním trhu s elektřinou. V nočních hodinách (nízkém tarifu) je cena elektřiny zpravidla nižší než v průběhu dne, tudíž by zde měla být snaha co možná nejvíce potlačit výrobu elektřiny, a na místo toho maximalizovat výrobu ve vysokém tarifu přes den. To vše ale jen za předpokladu, že prodej této elektřiny pokryje náklady na její výrobu. Pro tyto účely bude nezbytné mít predikci ceny elektřiny. Dále je potřeba prověřit případný úbytek/přírůstek ve výrobě kogenerační elektřiny, neboť se na ni v současnosti vztahují tzv. zelené bonusy.

Poslední položkou cash flow, která ještě může nepatrně ovlivnit výsledek, jsou poplatky za ekologii. Při navýšení podílu uhlí na úkor topných olejů lze očekávat vyšší potřebu emisních povolenek. Emise CO_2 pro hnědé uhlí jsou dle vyhlášky č.425/2004 Sb. rovné 0,36 tun

CO_2/MWh výhřevnosti paliva, zatímco emise např. LTO jsou 0,26 tun CO_2/MWh výhřevnosti paliva.

V okamžiku, kdy jsou všechny tyto údaje známy, lze dopočítat jednotlivé hodnoty ročního přírůstkového cash flow a přejít k výpočtu samotné čisté současné hodnoty uvažované investice.

Obecný vztah pro výpočet čisté současné hodnoty přírůstkovou metodou uvádí Rovnice 4:

Rovnice 4 Výpočet čisté současné hodnoty pomocí přírůstkového cash flow

$$NPV = \sum_{t=0}^{T} \Delta CF_{AKU} \cdot \left(1 + r_{n_t}\right)^{-t} \quad [K\check{c}] \tag{4}$$

r_{n_t} Hodnota nominální diskontní míry v roce t [-]

Výhodou přírůstkové metody cash flow v tomto případě je, že není třeba vyčíslovat veškeré peněžní toky teplárny, neboť pro obě varianty zůstávají některé toky shodné. To samé platí pro investiční cash flow. Vzhledem k tomu, že obecně nelze říci, že by instalace akumulace tepla vedla ke změně v budoucích investičních cash flow, lze jednoduše zvolit dobu porovnání variant rovnou očekávané době životnosti akumulačních nádrží. V opačném případě je nezbytné upravit výpočet ekonomické efektivnosti nebo dobu porovnání variant v závislosti na konkrétní situaci.

Pro stanovení diskontní míry lze použít vážený průměr nákladů na kapitál (WACC) za předpokladu, že rozhodnutí o investici bude provádět samotný investor, tj. teplárna. Při použití tohoto nástroje si je třeba uvědomit, že jeho hodnota se mění spolu s podnikatelským rizikem a dluhovými poměry společnosti. Jako zjednodušující předpoklad ale lze uvažovat, že podnikatelské riziko se do budoucna nezmění, a že míra zadlužení teplárny se bude pohybovat na přibližně stejné úrovni. Díky tomuto předpokladu je pak možné pracovat s konstantním diskontem za celou dobu porovnání, což později umožní provést jednoduchou citlivostní analýzu na tento parametr.

Rovnice 5 Výpočet váženého průměru nákladů na kapitál (WACC)

$$WACC = r_E \cdot \frac{E}{E+D} + r_D \cdot \frac{D}{E+D} \cdot (1-d) \tag{5}$$

r_E Náklady vlastního kapitálu [-]

r_D Náklady cizího kapitálu [-]

E Vlastní kapitál [-]

D Cizí kapitál [-]

d Daň z příjmu právnických osob [-]

V případě, že investice bude posuzována z pohledu projektu, je třeba znát způsob financování a na základě toho určit požadovaný diskont. Pokud by pořízení akumulace bylo kryto pouze z vlastního kapitálu, je třeba stanovit diskontní míru pouze na základě nákladů na vlastní kapitál.

Pokud budou výpočty prováděny v nominálních hodnotách, bude zapotřebí uvažovanou diskontní míru upravit na nominální hodnotu pomocí indexu cen výrobců (PPI) v odpovídajícím průmyslovém odvětví, viz Rovnice 6.

Rovnice 6 Výpočet nominálního diskontu

$$r_n = r_r + i_{PPI} + r_r \cdot i_{PPI} \tag{6}$$

r_n	Hodnota nominální diskontní míry [-]
r_r	Hodnota reálné diskontní míry [-]
i_{PPI}	Růst cen průmyslových výrobců [-]

Za reálný diskont se dosadí WACC v případě rozhodování o investici z pohledu investora nebo náklady na vlastní kapitál v případě posuzování investice z hlediska projektu.

6.2 Posouzení ekonomické efektivnosti instalace akumulace tepla na modelové teplárně

Cílem této případové studie je provedení ekonomického vyhodnocení provozu teplárny s navrženou akumulací tepla oproti provozu bez akumulace. K tomu bude nezbytné kvantifikovat rozdíl mezi původním (bez AKU) a navrhovaným (s AKU) stavem v rámci:

- spotřeby paliv,
- prodeje elektřiny v nízkém a vysokém tarifu,
- výroby kogenerační elektřiny,
- a potřeby emisních povolenek.

Z důvodu nedostupnosti provozních dat z již realizovaných instalací akumulace tepla jsem na základě znalostí o tuzemských teplárnách vytvořil matematický model typické teplárny na území ČR. Jedná se o teplárnu dimenzovanou na dodávky tepla na úrovni okolo 600 TJ/rok, z toho cca 500 TJ ve formě páry a 100 TJ ve formě horké vody. Základním palivem modelové teplárny je hnědé uhlí pro fluidní kotel, jako vedlejší palivo slouží lehký topný olej pro špičkový olejový kotel.

Pro uvažovaný model teplárny byl navržen tlakovodní akumulační systém. Účelem tohoto systému bude v prvé řadě minimalizace spotřeby topného oleje na špičkovém kotli. Toho lze dosáhnout vhodným nastavením provozního režimu akumulace. Druhé kritérium v pořadí důležitosti bude navýšení výroby elektřiny ve vysokém tarifu na úkor výroby v nízkém tarifu.

Z hlediska dimenzování akumulační kapacity byly řešeny v úvahu tři varianty s ohledem na velikost dodávek horké vody, jak uvádí Tabulka 6.

Tabulka 6 Varianty akumulace tepla

Počet nádrží	Celková kapacita [MWh]	Jmenovitý nabíjecí výkon AKU [MWt]	Jmenovitý vybíjecí výkon AKU [MWt]	Pořizovací cena [Kč]
2	40	5	8	13 000 000
3	60	7	12	18 000 000
4	80	9	16	23 000 000

Pro všechny uvedené varianty akumulace tepla provedu optimalizační výpočet z hlediska jejich uplatnění v modelové teplárně. Na základě toho pak bude vyhodnocena ekonomická efektivnost těchto variant spolu s výchozí variantou bez akumulace.

Současně budu provoz teplárny pro jednotlivé roky, kdy bude počítáno přírůstkové cash flow, optimalizovat z hlediska maximalizace/minimalizace výroby elektřiny na základě vývoje cen elektřiny, paliv a emisních povolenek.

6.2.1 Parametry modelu teplárny

Tabulka 7 Kotelna

Typ kotle	Palivo	Jmenovitý výkon	Jmenovité parametry výstupu páry
Základní kotel			
Fluidní kotel K1	HU	67 MWt 90 t/h	480 °C 6,3 MPa
Špičkový kotel			
Olejový kotel K2	LTO	20 MWt 25 t/h	250 °C 1,5 MPa

Celkový tepelný výkon kotlů je 87 MWt. Fluidní kotel K1 je hlavním zdrojem páry pro obě turbíny (protitlakou i kondenzační odběrovou), tepelná účinnost tohoto kotle činí 92 %. Palivem pro K1 je hnědé uhlí (HU).

Olejový kotel K2 je provozován jako špičkový a záložní zdroj pro dodávku tepla. Slouží tedy pouze jako výtopenský kotel. Účinnost K2 činí 85 %. Palivem pro olejový kotel je lehký topný olej (LTO).

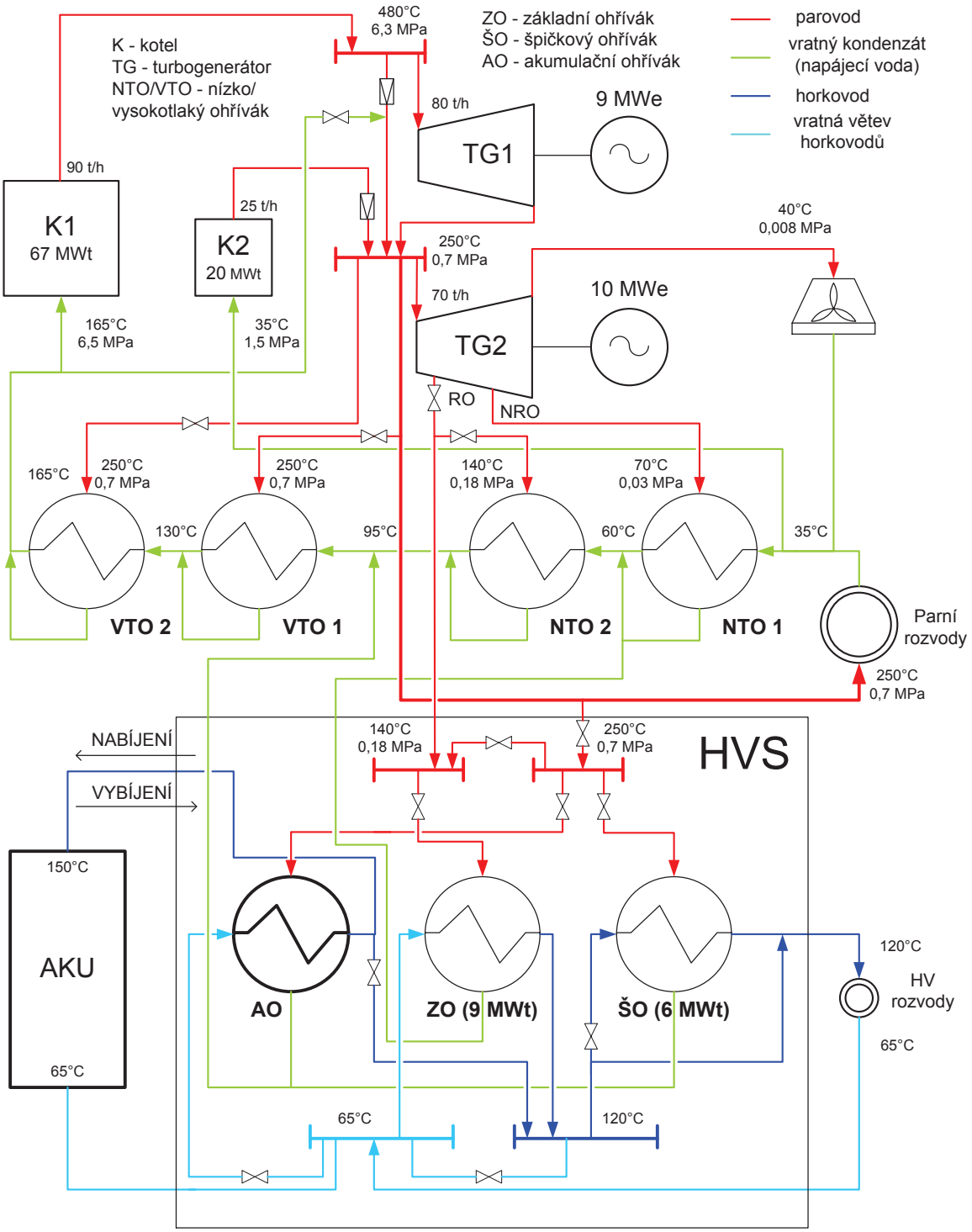
Tabulka 8 Strojovna

Turbogenerátor	Jmenovitý výkon	Hltnost	Jmenovité parametry vstupu/výstupu
TG1 (protitlaká turbína)	9 MWe	80 t/h	t_a = 480 °C; p_a = 6,3 MPa t_e = 250 °C; p_e = 0,7 MPa
TG2 (kondenzační odběrová turbína)	10 MWe	70 t/h	t_a = 250 °C; p_a = 0,7 MPa RO: 140 °C; 0,18 MPa NRO: 70 °C; 0,03 MPa t_e = 40 °C; p_e = 0,008 MPa

6.2.2 Technologické uspořádání

Vysokotlaká pára z uhelného kotle K1 je vedena do parní sběrny a odtud na protitlakou turbínu TG1, což je klasický teplárenský stroj, který přeměňuje energii v páře na elektřinu s maximální účinností. Pára ze špičkového kotle K2 je spolu s emisní parou z TG1 vedena do společné parní sběrny, odkud pokračuje do parních rozvodů CZT nebo na kondenzační odběrovou turbínu TG2. Podrobné technologické schéma teplárny včetně navrhovaných zařízení zobrazuje Obrázek 8.

Obrázek 8 Technologické schéma modelu teplárny



Hlavním zdrojem páry je uhelný kotel K1. Tento kotel lze optimálně provozovat při parním výkonu 80 t/h tak, aby většina páry mohla být redukována na protitlaké turbíně TG1. Z toho vyplývá, že TG1 je po většinu času provozována na jmenovitých parametrech. Emisní pára z TG1 poté pokračuje do sběrnice, kde se smíchává s případnou parou vygenerovanou na špičkovém olejovém kotli. V závislosti na velikosti dodávky páry do CZT se tato pára rozděluje mezi páru na zajištění dodávek CZT a páru na výrobu elektřiny na TG2. Současně je část páry odebírána pro vysokotlaký regenerační ohřev napájecí vody. Část páry určená pro výrobu elektřiny na TG2 je odebírána pomocí regulovaného odběru, který slouží k zásobování parou horkovodní výměníkovou stanici a nízkotlaký regenerační ohřev (NTO 2). Zbývající pára v TG2 je částečně využita v neregulovaném odběru pro nízkotlaký regenerační ohřev (NTO 1) a neodebraná pára zkondenzuje v kondenzátoru za TG2.

Horkovodní výměníková stanice (HVS) disponuje třemi soustavami tepelných kondenzačních výměníků, resp. ohříváků. Základní ohřívák slouží ke stálému ohřevu, případně předehřevu horké vody. Zdrojem páry pro základní ohřívák je právě regulovaný odběr TG2. Špičkový ohřívák zastává funkci „dohřevu“ horké vody na požadované parametry především v době odběrových špiček, zejména v ranní špičce. Pára pro špičkový ohřívák pochází z parovodu vedoucí páru do CZT. Provoz akumulačních nádrží zajišťuje akumulační ohřívák. Zdrojem páry pro akumulační ohřívák je rovněž pára z parovodu vedoucí páru do CZT.

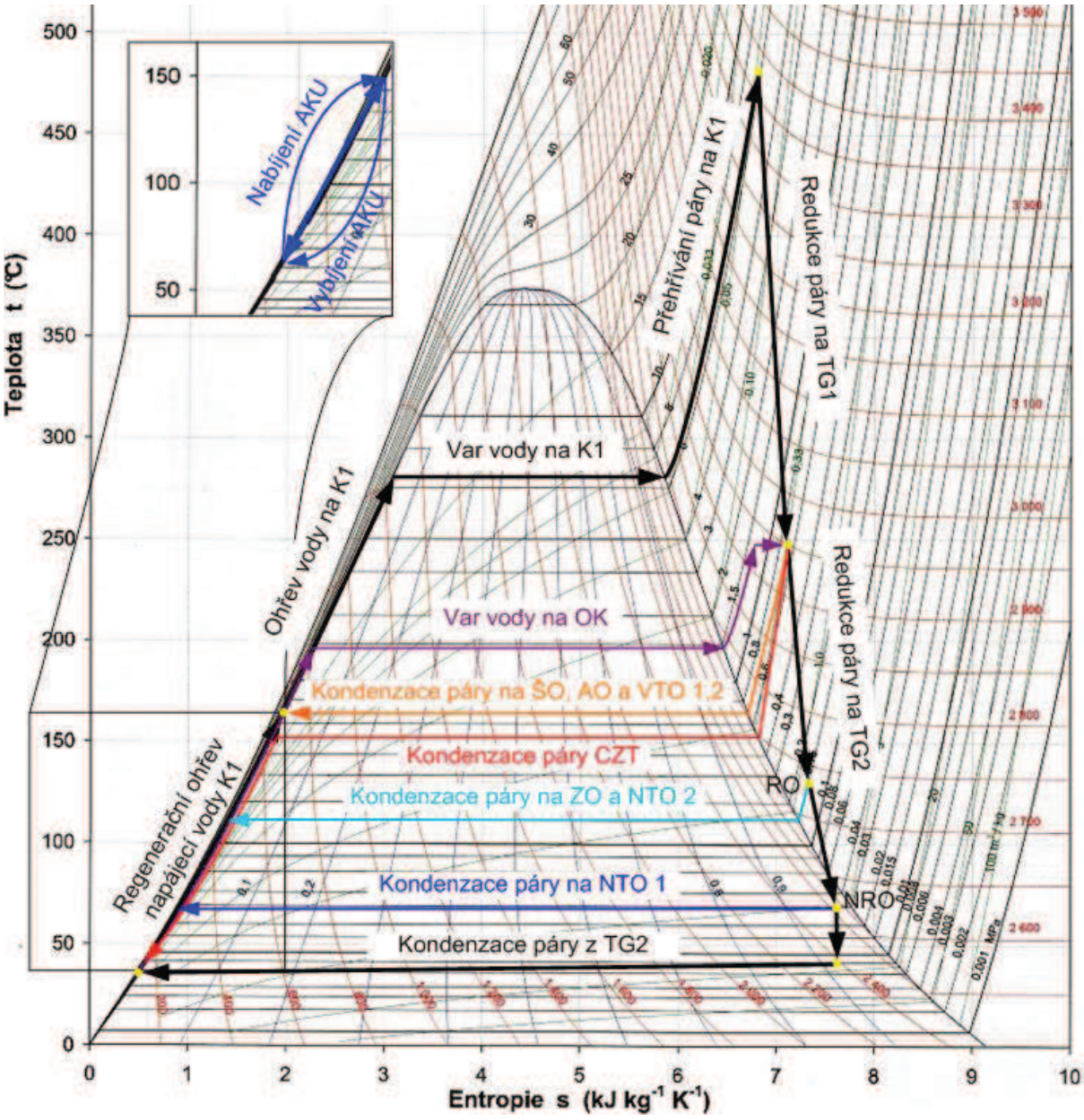
Soustava akumulačních nádrží slouží k vyrovnávání odběrového diagramu horké vody. V nočních hodinách dochází ke značnému poklesu odběru tepla, na což je díky akumulaci možné reagovat zvýšením odběru páry pro nabíjení akumulace. Současně tak dochází k omezení kondenzační výroby elektřiny. Naopak přes den, kdy jsou dodávky tepla na maximu, se využívá akumulované teplo k posílení dodávek tepla. Díky tomu lze poslat více páry na výrobu elektřiny v TG2 a navýšit prodej elektřiny ve vysokém tarifu.

Při procesu nabíjení akumulace se chladnější voda ze spodních sekcí akumulátorů tepla nechává ohřívat v AO a poté je čerpána do horních částí stratifikačních akumulačních nádrží. Tímto způsobem je zajištěn vyšší odběr tepla horkovodní výměníkové stanice v nočních hodinách, neboť je současně potřeba zajistit ohřev vratné vody z horkovodů pomocí ZO a případně ŠO.

Při procesu vybíjení, který probíhá přes den (zejména v ranní špičce), se horká voda z horních pater akumulačních nádrží čerpá do sběrnice horké vody, kde se promíchává s vodou ze základních ohříváků. Pokud dosahuje potřebných parametrů, tak pokračuje rovnou do HV rozvodů, v opačném případě může být částečně využit ŠO pro dosažení požadovaných parametrů. Při tomto procesu se voda z vratné větvě HV rozvodů čerpá do spodních pater akumulačních nádrží, čímž je současně ohřátá voda v horních patrech vytlačována a rovněž v dolní části AKU nádrží se vytváří prostor pro další akumulaci v nočních hodinách.

Znázornění nejvýznamnějších termodynamických procesů modelu teplárny následuje na Obrázek 9.

Obrázek 9 Termodynamické procesy modelu teplárny v TS diagramu



Zdroj podkladového obrázku: Ing. Hugo Šen, 2010, Fakulta strojního inženýrství VUT v Brně

Obrázek 9 ukazuje změny parametrů páry/vody v rámci jednotlivých tepelných okruhů, se kterými se v modelu teplárny pracuje.

Tabulka 9 uvádí seznam použitých hodnot entalpií v modelu teplárny.

Tabulka 9 Seznam použitých entalpií v modelu teplárny

Parametr	Hodnota	Jednotka	Specifikace	Význam
h_{aTG1}	3,371	GJ/t	480°C; 6,3 MPa	Entalpie páry na vstupu do TG1
$h_{eTG1} = h_{CZT}$	2,954	GJ/t	250°C; 0,7 MPa	Entalpie páry na výstupu z TG1 je rovna entalpii páry do CZT
h_{RO}	2,750	GJ/t	140°C; 0,18 MPa	Entalpie páry na výstupu z RO TG2
h_{NRO}	2,533	GJ/t	70°C; 0,03 MPa; 0,96 suchost	Entalpie páry na výstupu z NRO TG2
h_{eTG2}	2,381	GJ/t	40°C; 0,008 MPa; 0,92 suchost	Entalpie páry na výstupu z TG2
h_{VK}	0,147	GJ/t	35°C; 0,7 MPa	Entalpie vratného kondenzátu z CZT
h_{NTO1}	0,252	GJ/t	60°C; 0,7 MPa	Entalpie ohřáté vody z NTO 1
h_{NTO2}	0,398	GJ/t	95°C; 0,7 MPa	Entalpie ohřáté vody z NTO 2
h_{VTO1}	0,547	GJ/t	130°C; 3,0 MPa	Entalpie ohřáté vody z VTO 1
h_{VTO2}	0,701	GJ/t	165°C; 6,5 MPa	Entalpie ohřáté vody z VTO 2
h_{HV}	0,504	GJ/t	120°C; 0,8 MPa	Entalpie vody na vstupu do HV
h_{VHV}	0,273	GJ/t	65°C; 0,8 MPa	Entalpie vratné vody z HV

6.2.3 Popis výpočtu veličin potřebných pro ekonomický model

Analýza problematiky porovnání variant teplárny s/bez akumulace vyžaduje důkladné prošetření všech reálně nastávajících provozních stavů teplárny tak, aby bylo možné spolehlivě identifikovat reálné uplatnění této technologie a následně případnou úsporu paliva. K tomu je zapotřebí vytvořit model s alespoň hodinovým rozlišením, pomocí kterého je možné provést potřebné vyhodnocení jednotlivých provozních stavů z hlediska veličin nutných pro analýzu uplatnění akumulace tepla. Pro model, vytvořený na základě výše popsaného technologického schématu, byla použita hodinová data dodávek tepla vycházející ze skutečného provozu teplárny technologicky i parametricky blízké vytvořenému modelu. Jedná se o data typického roku s průměrnou zimou. Nyní bude následovat odvození všech potřebných veličin k určení uplatnění akumulace tepla pro každou jednotlivou hodinu v roce.

Jako základní energetickou, respektive výkonovou bilanci lze použít rozdělení parního výkonu na parní sběrnici za TG1. Pára na výstupu z K1 musí projít TG1 (použití redukční a chladící stanice lze zanedbat, neboť slouží jen pro nouzové situace), tudíž zde není potřeba cokoliv počítat. Páru po výstupu z TG1 je zapotřebí rozdělit mezi jednotlivé odběry, jak popisuje Rovnice 7.

Rovnice 7 Výkonová bilance parní sběrnice za TG1

$$P_{TG1,výstup} = P_{CZT} + P_{ŠO} + P_{AO} + P_{VTO1} + P_{VTO2} + P_{TG2,vstup} \left[\frac{GJ}{h}\right] \quad (7)$$

$P_{TG1,výstup}$ Parní výkon na výstupu z TG1 [GJ/h]
P_{CZT} Dodávaný výkon do CZT (bez vratného kondenzátu) [GJ/h]
$P_{ŠO}$ Výkon špičkového ohříváku [GJ/h]
P_{AO} Výkon akumulačního ohříváku [GJ/h]
P_{VTO1} Výkon vysokotlakého regeneračního ohříváku 1 [GJ/h]
P_{VTO2} Výkon vysokotlakého regeneračního ohříváku 2 [GJ/h]
$P_{TG2,vstup}$ Výkon v páře vstupující do TG2 [GJ/h]

Šedivě je vyznačena veličina, která bude v rovnici figurovat pro variantu s akumulací. V případě varianty bez akumulace se šedivě označené části rovnice jednoduše vypustí.

Po dosazení hmotnostních průtoků páry a příslušných entalpií dostáváme rovnici ve tvaru:

Rovnice 8 Výkonová bilance parní sběrnice za TG1 po dosazení

$$m_{TG1} \cdot h_{CZT} = \left(m_{CZT} + m_{ŠO} + m_{AO} + m_{VTO1} + m_{VTO2} + \boxed{\boldsymbol{m_{TG2}}}\right) \cdot h_{CZT} \left[\frac{GJ}{h}\right] \quad (8)$$

m_{TG1} Pára na výstupu z TG1 [t/h]
m_{CZT} Pára do CZT [t/h]
$m_{ŠO}$ Pára pro špičkový ohřívák [t/h]
m_{AO} Pára pro akumulační ohřívák [t/h]
m_{VTO1} Pára pro vysokotlaký regenerační ohřívák 1 [t/h]
m_{VTO2} Pára pro vysokotlaký regenerační ohřívák 2 [t/h]
m_{TG2} Pára pro TG2 [t/h]

Vzhledem k tomu, že procesy uvnitř TG2 jsou značně komplikované a snaha je vyjádřit by výrazně navýšila následující odvození, bude k výkonu do TG2 přistupováno tak, že prioritně se přiřadí požadovaný výkon k ostatním odběrům páry a zbylá část k TG2. Posléze bude rovněž zavedena sada omezujících podmínek, která znemožní jednoznačné vyjádření těchto bilancí pomocí jednoduchých rovnic, a tudíž postrádá význam o to nyní vytvářet snahu.

Pro vyjádření hmotnostního průtoku páry do TG2 bude nezbytné dosadit za ostatní hmotnostní průtoky.

Rovnice 9 Hmotnostní průtok páry do CZT

$$\boldsymbol{m_{CZT}} = \frac{P_{CZT}}{(h_{CZT} - h_{VK})} \left[\frac{t}{h}\right] \quad (9)$$

Průtok páry do CZT je jednoznačně definován pomocí požadované velikosti dodávky tepla, resp. tepelného výkonu.

Rovnice 10 Hmotností průtok páry do ŠO

$$\boldsymbol{m_{\check{S}O}} = \frac{P_{HV} - P_{ZO}}{(h_{CZT} - h_{NTO2})} \left[\frac{t}{h}\right] \quad (10)$$

Průtok páry pro špičkový ohřívák vychází z požadavku dodávky tepla do HV snížené o výkon základního ohříváku.

Rovnice 11 Hmotnostní průtok páry do AO

$$\boldsymbol{m_{AO}} = \frac{P_{AO}}{(h_{CZT} - h_{NTO2})} \left[\frac{t}{h}\right] \quad (11)$$

Průtok páry pro akumulační ohřívák vychází z výkonu akumulačního ohříváku P_{AO}, jehož výpočet bude definován později.

Rovnice 12 Výkonová bilance VTO 1

$$\boldsymbol{P_{VTO1}} = m_{VTO1} \cdot (h_{CZT} - h_{VTO1}) = (m_{CZT} + m_{\check{S}O} + m_{AO} + m_{TG2}) \cdot (h_{VTO1} - h_{NTO2}) \left[\frac{GJ}{h}\right] \quad (12)$$

Výpočet hmotnostního průtoku páry do VTO 1 vychází z výkonové bilance, která vyžaduje takový odběr páry, který zajistí ohřev napájecí vody pro K1 na požadovanou teplotu (130°C).

Rovnice 13 Hmotnostní průtok páry do VTO 1

$$\boldsymbol{m_{VTO1}} = (m_{CZT} + m_{\check{S}O} + m_{AO} + m_{TG2}) \cdot \frac{(h_{VTO1} - h_{NTO2})}{(h_{CZT} - h_{VTO1})} \left[\frac{t}{h}\right] \quad (13)$$

Z technologického schématu vyplývá, že kromě vratné vody z TG2 a všech jeho odběrů je rovněž potřeba ohřát vratný kondenzát z CZT a odběr páry pro ŠO a AO.

Rovnice 14 Substituce 1

$$\boldsymbol{S_1} = \frac{(h_{VTO1} - h_{NTO2})}{(h_{CZT} - h_{VTO1})} \cong 0{,}062 \ [-] \quad (14)$$

Pro zjednodušení výpočtů je zavedena substituce S_1.

Rovnice 15 Výkonová bilance VTO 2

$$\boldsymbol{P_{VTO2}} = m_{VTO2} \cdot (h_{CZT} - h_{VTO2}) = (m_{CZT} + m_{\check{S}O} + m_{AO} + m_{TG2} + m_{VTO1}) \cdot (h_{VTO2} - h_{VTO1}) \left[\frac{GJ}{h}\right] \quad (15)$$

Výpočet hmotnostního průtoku páry do VTO 2 vychází z výkonové bilance, která vyžaduje takový odběr páry, který zajistí ohřev napájecí vody pro K1 na požadovanou teplotu (165°C).

Rovnice 16 Hmotnostní průtok páry do VTO 2

$$\boldsymbol{m_{VTO2}} = (m_{CZT} + m_{\check{S}O} + m_{AO} + m_{TG2} + m_{VTO1}) \cdot \frac{(h_{VTO2} - h_{VTO1})}{(h_{CZT} - h_{VTO2})} \left[\frac{t}{h}\right] \quad (16)$$

Při výpočtu hmotnostního průtoku páry do VTO 2 je navíc potřeba ohřát i kondenzát páry z VTO 1.

Rovnice 17 Substituce 2

$$\boldsymbol{S_2} = \frac{(h_{VTO2} - h_{VTO1})}{(h_{CZT} - h_{VTO2})} \cong 0{,}068 \ [-] \quad (17)$$

Pro zjednodušení výpočtů je zavedena substituce S_2.

Nyní lze dosadit do rovnice hmotnostních průtoků vycházející z výkonové bilance Rovnice 7 (veličiny m_{CZT}, $m_{\check{S}O}$ a m_{AO} lze z uvedených vztahů přímo číselně vyjádřit, tudíž jejich dosazování postrádá význam).

Rovnice 18 Bilance hmotnostních průtoků páry

$$\begin{aligned} \boldsymbol{m_{TG2}} &= m_{TG1} - m_{CZT} - m_{\check{S}O} - m_{AO} - m_{VTO1} - m_{VTO2} = \\ & m_{TG1} - m_{CZT} - m_{\check{S}O} - m_{AO} - (m_{CZT} + m_{\check{S}O} + m_{AO} + \boldsymbol{m_{TG2}}) \cdot S_1 \\ & - (m_{CZT} + m_{\check{S}O} + m_{AO} + \boldsymbol{m_{TG2}} + m_{VTO1}) \cdot S_2 = \\ m_{TG1} - m_{CZT} - m_{\check{S}O} - m_{AO} & - (m_{CZT} + m_{\check{S}O} + m_{AO} + \boldsymbol{m_{TG2}}) \cdot S_1 \\ & - (m_{CZT} + m_{\check{S}O} + m_{AO} + \boldsymbol{m_{TG2}} + (m_{CZT} + m_{\check{S}O} + m_{AO} + \boldsymbol{m_{TG2}}) \cdot S_1) \cdot S_2 \end{aligned} \quad (18)$$

Po úpravě a převedení m_{TG2} na jednu stranu rovnice dostáváme rovnici ve tvaru:

Rovnice 19 Upravená rovnice hmotnostních průtoků

$$\begin{aligned} m_{TG2} \cdot (1 + S_1 + S_2 + S_1 \cdot S_2) = m_{TG1} - m_{CZT} \cdot (1 + S_1 + S_2 + S_1 \cdot S_2) - \\ m_{\check{S}O} \cdot (1 + S_1 + S_2 + S_1 \cdot S_2) - m_{AO} \cdot (1 + S_1 + S_2 + S_1 \cdot S_2) \left[\frac{t}{h}\right] \end{aligned} \quad (19)$$

Zavedeme substituci S_3:

Rovnice 20 Substituce 3

$$\boldsymbol{S_3} = (1 + S_1 + S_2 + S_1 \cdot S_2) \cong 1{,}134 \ [-] \tag{20}$$

Po dosazení substituce již dostáváme vztah:

Rovnice 21 Hmotnostní průtok páry do TG2

$$\boldsymbol{m_{TG2}} = \frac{m_{TG1} - m_{CZT} \cdot S_3 - m_{\check{S}O} \cdot S_3 - m_{AO} \cdot S_3}{S_3} = \frac{m_{TG1}}{S_3} - m_{CZT} - m_{\check{S}O} - m_{AO} \ \left[\frac{t}{h}\right] \tag{21}$$

Kromě akumulace tepla existuje ještě jeden relativně jednoduchý nástroj, jak zamezit najetí OK, a to sice odstavení VTO. Ten je dostupný v obou variantách porovnání. Hltnost TG1 je omezena hodnotou 80t/h, tomu odpovídá tepelný výkon kotle K1 59 MWt. Nicméně maximální parní výkon K1 je 90 t/h, čemuž odpovídá tepelný výkon 67 MWt. Aby mohl být tento dostupný tepelný výkon efektivně využit (vyjma použití redukční a chladící stanice), lze odstavit VTO 2, čímž poklesne teplota napájecí vody K1 (na 130°C) a současně odpadne odběr páry pro tento ohřívák, čímž se získá více páry pro dodávky CZT. Tímto procesem dojde k potřebě navýšení tepelného výkonu K1 na cca 63 MWt. Protože poté ale stále ještě zbývají asi 4 MWt do maximálního výkonu kotle K1, je možné následně odstavit i VTO 1. Tímto opatřením dojde k poklesu teploty napájecí vody K1 na 95°C, čímž pro zachování stejného parního výkonu K1 dojde k potřebě navýšení tepelného výkonu kotle K1 na 66 MWt.

V modelu uvažované teplárny je zapotřebí s těmito nástroji počítat, tudíž rovnice hmotnostních průtoků páry do TG2 budou při postupném odstavení VTO vypadat následovně:

Rovnice 22 Hmotnostní průtok páry do TG2 po odstavení VTO 2

$$\boldsymbol{m_{TG2}} = \frac{m_{TG1}}{1 + S_1} - m_{CZT} - m_{\check{S}O} - m_{AO} \ \left[\frac{t}{h}\right] \tag{22}$$

Rovnice 23 Hmotnostní průtok páry do TG2 po odstavení VTO 2 a VTO 1

$$\boldsymbol{m_{TG2}} = m_{TG1} - m_{CZT} - m_{\check{S}O} - m_{AO} \ \left[\frac{t}{h}\right] \tag{23}$$

Než bude možné přistoupit k vyjadřování dalších veličin, je zapotřebí zavést omezující podmínky.

Tabulka 10 Seznam omezujících podmínek

Omezující podmínka	Jednotka	Význam
$\boldsymbol{m_{TG1} \leq 80}$	t/h	Maximální průtok páry na TG1 je 80 t/h
$\boldsymbol{m_{TG2} \leq 70}$	t/h	Maximální průtok páry na TG2 je 70 t/h
$\boldsymbol{m_{kondTG2} \geq 10}$	t/h	Minimální průtok páry do kondenzace z TG2 je 10 t/h
$\boldsymbol{m_{K1} \leq 90}$	t/h	Maximální parní výkon K1 je 90 t/h
$\boldsymbol{m_{K1} \geq 40}$	t/h	Minimální parní výkon K1 je 40 t/h
$\boldsymbol{P_{OK} \leq 20}$	MWt	Maximální tepelný výkon OK je 20 MWt
$\boldsymbol{P_{OK} \geq 5}$	MWt	Minimální tepelný výkon OK je 5 MWt
$\boldsymbol{P_{ZO} \leq 9}$	MWt	Maximální tepelný výkon ZO je 9 MWt
$\boldsymbol{P_{\check{S}O} \leq 6}$	MWt	Maximální tepelný výkon ŠO je 6 MWt
$\boldsymbol{P_{AO} \leq P_{maxAO}}$	MWt	Maximální tepelný výkon AO
$\boldsymbol{P_{AKU} \leq P_{maxAKU}}$	MWt	Maximální tepelný výkon AKU

V okamžiku, kdy známe průtok páry do TG2, můžeme rozdělit tuto páru mezi jednotlivé odběry TG2 a kondenzátor.

Odběr páry pro RO se skládá ze dvou složek. Jednak je to pára pro základní ohřívák HVS, a jednak je to pára pro NTO 2.

Rovnice 24 Hmotnostní průtok páry regulovaného odběru TG2

$$\boldsymbol{m_{RO}} = m_{ZO} + m_{NTO2} \left[\frac{t}{h}\right] \tag{24}$$

Výkonovou bilanci ZO s ohledem na omezující podmínku maximálního tepelného výkonu definuje Rovnice 25:

Rovnice 25 Výkonová bilance ZO

$$\boldsymbol{P_{ZO}} = MIN\{P_{ZOmax}, P_{HV} - P_{AKU}\} \left[\frac{GJ}{h}\right] \tag{25}$$

Hmotnostní průtok páry na ZO pak lze vyjádřit jako:

Rovnice 26 Hmotnostní průtok páry do ZO

$$\boldsymbol{m_{ZO}} = \frac{P_{ZO}}{(h_{RO} - h_{VHV})} \left[\frac{t}{h}\right] \tag{26}$$

Druhá část páry odebíraná na RO TG2 musí zajistit potřebný výkon NTO 2 pro ohřev napájecí vody na 60°C.

Rovnice 27 Výkonová bilance NTO 2

$$\boldsymbol{m_{NTO2}} \cdot (h_{RO} - h_{NTO2}) = (m_{CZT} + m_{TG2} - \boldsymbol{m_{NTO2}})(h_{NTO2} - h_{NTO1}) \ \left[\frac{t}{h}\right] \quad (27)$$

Pára pro NTO 2 musí dle technologického schématu ohřát jednak vratný kondenzát z CZT a jednak všechnu zkondenzovanou páru z TG2 včetně všech odběrů sníženou o páru pro NTO 2.

Po vyjádření a zjednodušení dostaneme:

Rovnice 28 Hmotnostní průtok páry do NTO 2

$$\boldsymbol{m_{NTO2}} = (m_{CZT} + m_{TG2}) \cdot \frac{(h_{NTO2} - h_{NTO1})}{(h_{RO} - h_{NTO1})} \ \left[\frac{t}{h}\right] \quad (28)$$

Hmotnostní průtok páry z neregulovaného odběru je definován požadavkem páry pro ohřev vody na NTO 1:

Rovnice 29 Hmotnostní průtok páry do NTO 1

$$\boldsymbol{m_{NRO}} = m_{NTO1} = (m_{CZT} + m_{TG2} - m_{RO}) \cdot \frac{(h_{NTO1} - h_{VK})}{(h_{NRO} - h_{VK})} \ \left[\frac{t}{h}\right] \quad (29)$$

Po odečtení všech odběrů od páry vstupující do TG2 dostáváme velikost průtoku páry do kondenzace z TG2:

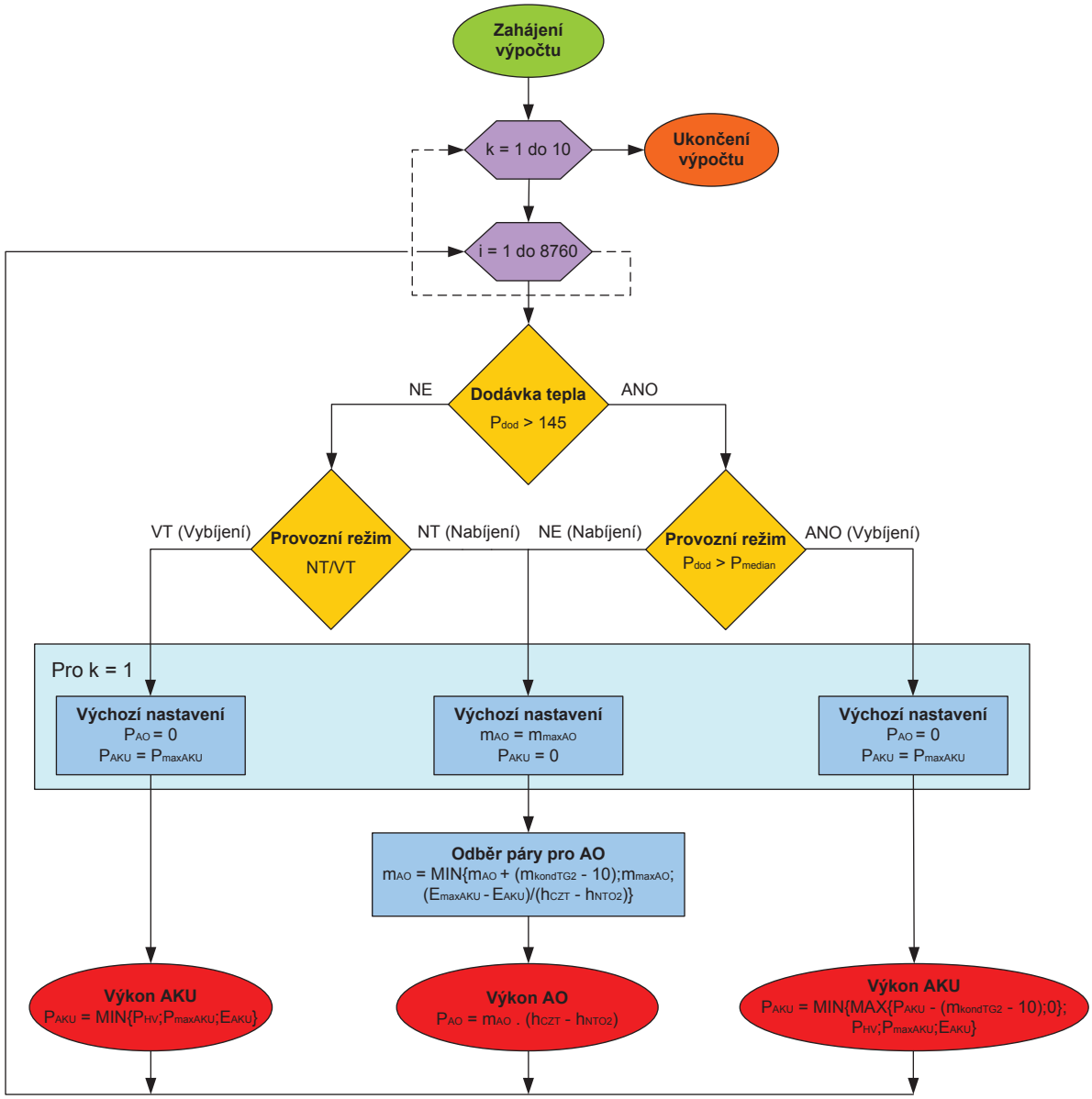
Rovnice 30 Hmotnostní průtok páry do kondenzace z TG2

$$\boldsymbol{m_{kondTG2}} = m_{TG2} - m_{RO} - m_{NRO} \ \left[\frac{t}{h}\right] \quad (30)$$

6.2.3.1 *Výpočet výkonu nabíjení a vybíjení akumulace*

Pro variantu s akumulací je potřeba dopočítat potřebné veličiny nabíjení/vybíjení akumulace, aby bylo možné dosazovat do příslušných rovnic uvedených výše. Stručný popis procedury tohoto výpočtu popisuje Obrázek 10.

Obrázek 10 Vývojový diagram algoritmu nabíjení/vybíjení AKU



Výpočet výkonových veličin nabíjení/vybíjení AKU se zakládá na postupné konvergenci k cílovému řešení, tudíž je iterativního charakteru. Z důkladné analýzy vypočtených dat vyplynulo, že pro spolehlivé určení optimálního řešení v rámci rozlišitelné přesnosti postačí provést deset iterací (po každé jedné iteraci dojde k přepočtu hodnot). Výpočet musí proběhnout pro každou jednotlivou hodinu v roce, proto následuje vnořený cyklus, který je třeba uskutečnit 8760 krát. Pro začátek je zapotřebí určit provozní režim akumulace v závislosti na aktuální hodinové hodnotě dodávek tepla. Nejprve se tedy stanoví, zda lze v daném dni očekávat zvýšenou dodávku tepla, která by vyžadovala odstavení VTO či najetí

OK. Tento bod zlomu se nachází na úrovni hodinové dodávky tepla okolo 150 GJ (přesnou hodnotu nelze vyjádřit, neboť závisí na struktuře dodávky tepla - pára/HV). Na základě analýzy výsledků modelu budu jako zvýšenou dodávku tepla uvažovat hodnoty nad 145 GJ tak, aby byly spolehlivě všechny potenciální stavy aktivace některého z nástrojů zvýšení dodávky tepla zachyceny.

Pokud se očekává, že alespoň jedna hodinová hodnota dodávky tepla v daném dni přesáhne 145 GJ, bude k tomuto dni přistupováno jako ke dni se zvýšenou dodávkou tepla. Je-li tato podmínka splněna, následuje přiřazení jednotlivým hodinám dne příslušný provozní režim akumulace tepla, tj. zda v dané hodině bude docházet k nabíjení či vybíjení akumulačních nádrží. Pro tyto účely je pro každý den 12 hodinám s očekávanou „vyšší“ dodávkou tepla přiřazen vybíjecí režim akumulace a zbývajícím 12 hodinám s očekávanou „nižší“ dodávkou režim nabíjení akumulace. Pro každou hodinu s vyšší dodávkou tepla se dopočítává tepelný výkon z akumulace jako nejnižší možný pro zajištění provozu teplárny v základním režimu, tj. bez aktivace OK či odstavení VTO. Tímto přístupem je pro většinu nastávajících stavů zajištěné dostatečné množství energie v akumulaci, ze které lze čerpat pro krytí odběrových špiček. Jinými slovy se tak šetří akumulovaná energie pro případy, kdy má odběrová špička delší dobu trvání, a tedy je potřeba mít zajištěno dostatečné množství energie. Dále je třeba respektovat velikost dodávky tepla do HV - $\mathbf{P_{HV}}$, tj. že výkon akumulace nesmí přesahovat velikost této dodávky. Dalším omezením je maximální výkon akumulačních nádrží $\mathbf{P_{maxAKU}}$. Současně je také třeba respektovat zbývající množství akumulované energie $\mathbf{E_{AKU}}$.

V případě, že je hodině přiřazen nabíjecí režim AKU, navyšuje se odběr páry pro AO, dokud by tím nedošlo k požadavku na dodatečný výkon, tj. odstavení VTO, případně najetí OK. Současně je třeba respektovat omezení maximálním výkonem AO, resp. maximálním odběrem páry $\mathbf{m_{maxAO}}$. Dále je také třeba ověřovat, zda v akumulačních nádržích stále zbývá volná kapacita pro další akumulaci tepelné energie.

Pokud je daný den vyhodnocen jako den se standardní dodávkou tepla, tj. že v žádné hodině nedošlo k překročení limitu dodávky 145 GJ, je jednotlivým hodinám dne přiřazován provozní režim nabíjení/vybíjení na základě toho, zda je daná hodina v nízkém (NT) nebo vysokém tarifu (VT) elektřiny. K nízkému tarifu (20:00 – 8:00) je přiřazen nabíjecí režim akumulace, čímž je dosahováno částečného vyrovnání odběrového diagramu tepla a díky tomu dochází k omezování kondenzační výroby elektřiny. Naopak ve vysokém tarifu (8:00 – 20:00) se uplatňuje vybíjení akumulačních nádrží, což umožňuje vyrábět více kondenzační elektřiny.

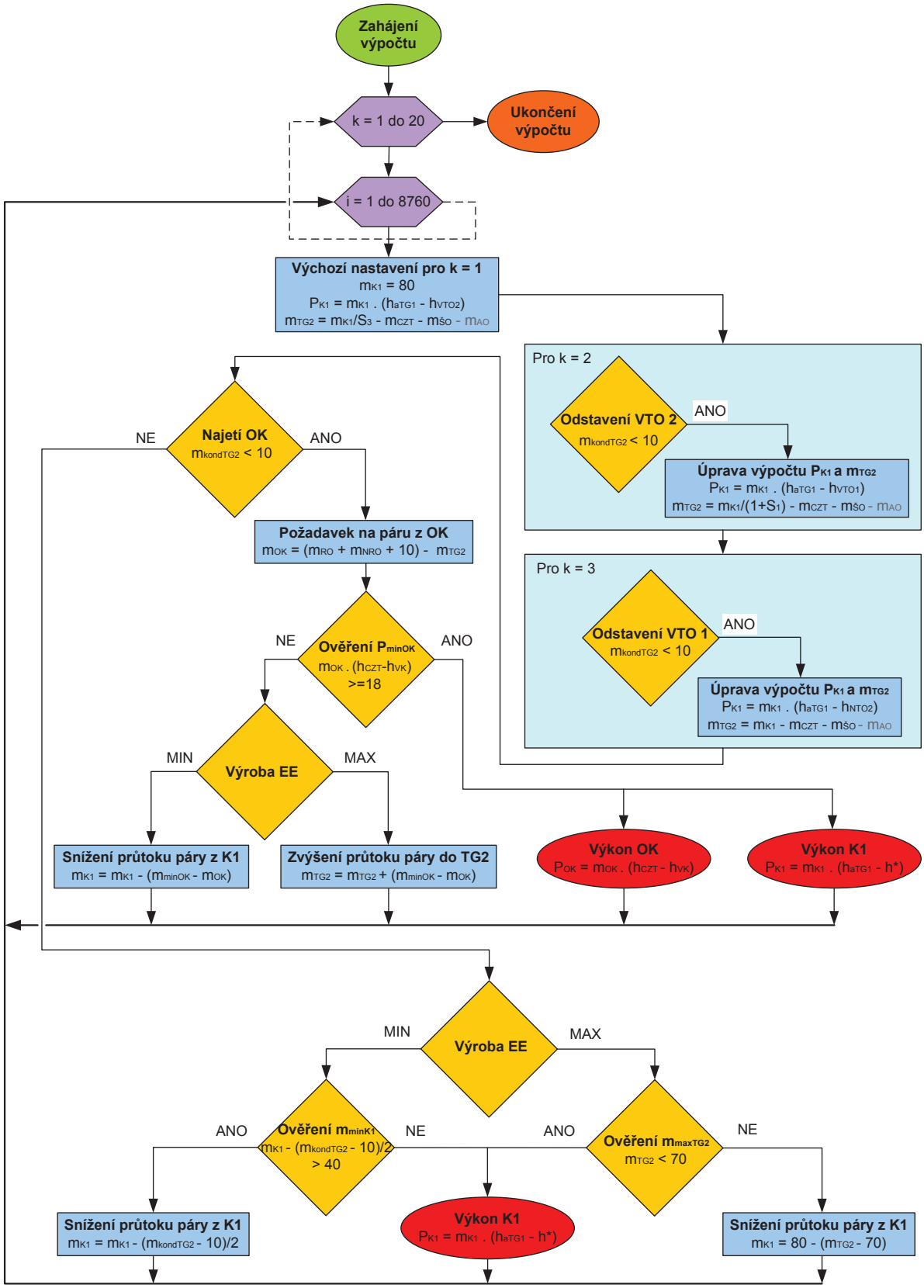
V čase NT dochází k nabíjení AKU na základě stejné procedury jako v případě dne se zvýšenou dodávkou tepla. Jiná situace nastává při vybíjení akumulace, neboť v okamžiku, kdy není zapotřebí uchovávat dostupnou kapacitu energie pro vysoké odběrové špičky, lze tuto energii maximálně využít pro omezení odběru páry do HVS a díky tomu významně navýšit výrobu elektřiny v čase VT. Omezující podmínky výkonu akumulace pak tvoří pouze omezení dané:

- velikostí dodávky tepla do HV,
- maximálním výkonem AKU
- zbývající dostupnou kapacitou AKU nádrží.

6.2.3.2 Výpočet tepelného výkonu kotlů

V okamžiku, kdy jsou známy hodinové hodnoty veličin nabíjení/vybíjení akumulace, můžeme přistoupit k výpočtu potřebného výkonu K1 a OK, který bude pro obě varianty shodný.

Obrázek 11 Vývojový diagram algoritmu najetí OK pro maximalizaci/minimalizaci výroby EE



Obdobně jako při výpočtu výkonových veličin akumulace tepla i zde má algoritmus iterativní charakter. Z důvodu komplikovanějšího výpočtu minimální výroby elektřiny se zde nechává výpočet proběhnout 20 krát, aby bylo dosaženo uspokojivé přesnosti řešení. Po zahájení výpočtu je nejprve zapotřebí provést výchozí nastavení veličin. Parní výkon K1 je nastaven na maximální hodnotu, tj. 80 t/h, s ohledem na omezení hltnosti TG1. Dále jsou nastaveny veličiny jako výkon K1 a průtok páry do TG2 pro základní provozní režim, tj. provoz se všemi VTO.

Následuje proces ověření minimálního průtoku páry do kondenzace z TG2. Pokud při výchozím nastavení vychází hodnota průtoku páry do kondenzace menší než 10 t/h, je potřeba odstavit VTO 2. Stejná procedura se opakuje s odstavením VTO 1, pokud stále není splněna podmínka minimálního průtoku páry do kondenzace. Pokud ani odstavení obou dvou vysokotlakých ohřevů vody nestačí ke splnění výše uvedené podmínky, dojde k zátopu olejového kotle.

Požadavek na dodatečný výkon z OK vychází z rozdílu minimálního a aktuálního průtoku páry do kondenzace, resp. jde o chybějící páru pro zajištění podmínky minimálního průtoku páry do kondenzace z TG2. Následuje ověření, zda požadavek na dodatečný výkon OK je vyšší než minimální výkon OK. Pokud je toto splněno, lze snadno dopočítat výkon OK z chybějícího průtoku páry z předcházejícího výpočtu. V opačném případě je nutné provést příslušné změny v závislosti na tom, zda je kriteriální funkcí maximalizovat nebo minimalizovat výrobu elektrické energie. Pokud je cílem maximalizace, dojde k navýšení průtoku páry na výrobu EE na TG2 o rozdíl minimálního a požadovaného parního výkonu OK. Je-li účelem minimalizace výroby EE, dochází ke snižování parního výkonu K1 o stejný rozdíl, dokud není splněna podmínka minimálního výkonu OK.

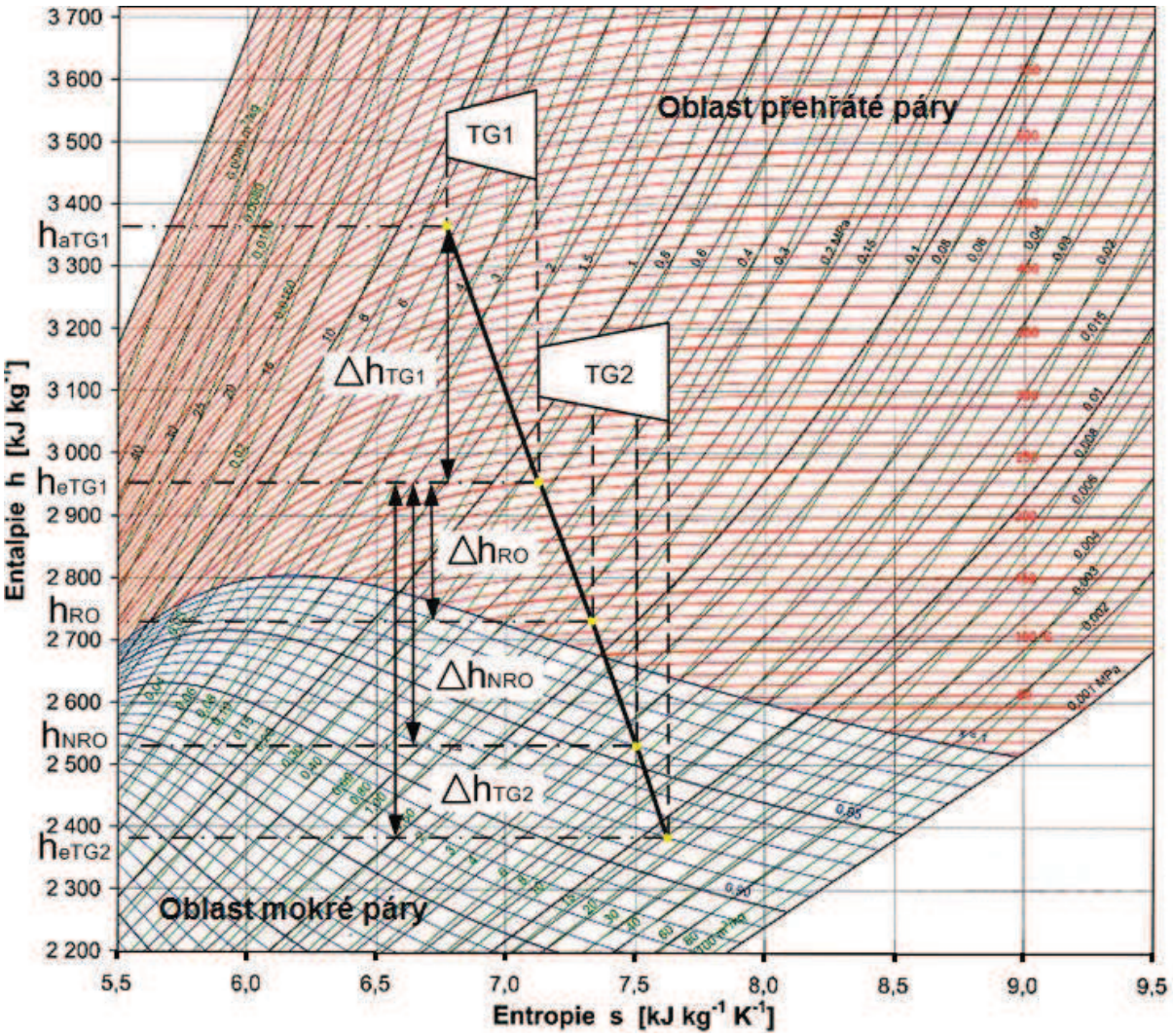
Pokud nedošlo k najetí OK, opět navazuje výpočet v závislosti na typu zvolené kriteriální funkce výroby EE. V případě maximalizace výroby elektřiny je třeba ověřit, zda nedošlo k překročení maximální hltnosti TG2, která je omezena na 70 t/h. V případě, že je podmínka splněna, již zbývá pouze dopočítat výkon kotle K1, přičemž parní výkon zůstává nezměněn na hodnotě 80 t/h. Při nesplnění podmínky je od výchozího průtoku (80 t/h) odčítáván rozdíl mezi aktuální a maximální hodnotou průtoku páry do TG2.

Je-li účelem kriteriální funkce minimalizovat výrobu EE, snižuje se parní výkon K1 s ohledem na omezující podmínky minimálního parního výkonu K1 (40 t/h) a minimálního průtoku páry do kondenzace z TG2 (10 t/h). Jinými slovy dochází ke snižování parního výkonu K1 na úkor kondenzační výroby EE tak, že se snižuje průtok páry do kondenzace, dokud se tento průtok nerovná minimu (10 t/h), nebo dokud není parní výkon K1 roven minimu (40 t/h).

6.2.3.3 *Výpočet výroby a vlastní spotřeby elektřiny*

Nyní, když jsou známy všechny potřebné průtoky páry, je možné dopočítat výrobu a následně definovat vlastní spotřebu elektřiny teplárny. Rozdělení entalpického spádu páry na TG znázorňuje Obrázek 12.

Obrázek 12 Mollierův diagram vodní páry - redukce parametrů páry na TG



Zdroj podkladového obrázku: Ing. Hugo Šen, 2010, Fakulta strojního inženýrství VUT v Brně

Rovnice 31 Hodinová výroba TG1

$$\boldsymbol{P_{TG1}} = m_{TG1} \cdot (h_{aTG1} - h_{eTG1}) \cdot \eta_m \cdot \eta_g \left[\frac{GJ}{h}\right] \tag{31}$$

Rovnice 32 Hodinová výroba TG2

$$\boldsymbol{P_{TG2}} = [m_{RO} \cdot (h_{eTG1} - h_{RO}) + m_{NRO} \cdot (h_{eTG1} - h_{NRO}) + m_{kondTG2} \cdot (h_{eTG1} - h_{eTG2})] \cdot \eta_m \cdot \eta_g \left[\frac{GJ}{h}\right] \tag{32}$$

$\eta_m = 0{,}99$ Mechanická účinnost turbíny [-]

$\eta_g = 0{,}98$ Účinnost generátoru [-]

Vlastní spotřeba elektřiny teplárny se skládá ze dvou složek: fixní a variabilní. Fixní složka spotřeby elektřiny je nezbytná pro zajištění základního provozu teplárny nehledě na velikost dodávek tepla nebo výrobu elektřiny. Variabilní složka má nastavenou závislost na velikosti průtoku napájecí vody do K1 (je dána především spotřebou oběhových čerpadel hlavního tepelného okruhu a chladícího okruhu kondenzace).

Rovnice 33 Vlastní spotřeba teplárny

$$\boldsymbol{P_{VS}} = p_F + p_V \frac{m_{K1}}{m_{maxK1}} \left[\frac{GJ}{h}\right] \tag{33}$$

$p_F = 3{,}60$ Koeficient fixní spotřeby teplárny [GJ/h]

$p_V = 5{,}04$ Koeficient variabilní spotřeby teplárny [GJ/h]

m_{K1} Průtok napájecí vody do K1 [t/h]

$m_{maxK1} = 80$ Maximální průtok napájecí vody do K1 [t/h]

Pozn.: Maximální přípustný průtok napájecí vody do K1 je sice definován jako 90 t/h, nicméně je omezený hltností TG1 na 80 t/h, s čímž je také uvažováno jako s omezující podmínkou.

Prodej elektřiny lze potom definovat jako:

Rovnice 34 Prodej elektřiny

$$\boldsymbol{P_{netto}} = P_{TG1} + P_{TG2} - P_{VS} \left[\frac{GJ}{h}\right] \tag{34}$$

6.2.3.4 Výpočet velikosti podpory z KVET

Výpočet množství vyrobené kogenerační elektřiny a účinnost této výroby vychází z Vyhlášky č. 37/2016 Sb[2]. V souladu s touto vyhláškou je zapotřebí určit hodnotu úspory primární energie a celkovou účinnost KVET, na základě čehož se určí velikost zelených bonusů přiřazených každé vyrobené MWh elektřiny pocházející z KVET. V závislosti na hodnotách těchto koeficientů pak příslušné cenové rozhodnutí ERÚ[3] upravuje výši zelených bonusů. Vyhodnocování a fakturace zelených bonusů probíhá na měsíční bázi.

[2] https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2016-37

[3] https://www.eru.cz/documents/10540/3844460/ERV10_2017.pdf/07802d75-6dff-4b03-9642-790277c025c5

6.2.3.5 Výpočet spotřeby paliva

V okamžiku, kdy jsou známé konečné hodnoty výkonů K1 a OK, lze rovněž přistoupit k výpočtu hodinové spotřeby paliva. Spotřebu uhlí ($m_{uhlí}$) na K1 popisuje Rovnice 35:

Rovnice 35 Hodinová spotřeba uhlí na K1

$$\boldsymbol{m_{uhlí}} = \frac{\frac{P_{K1}}{\eta_{K1}}}{H_{uhlí}} \quad \left[\frac{t}{h}\right] \tag{35}$$

P_{K1}	Tepelný výkon K1 [GJ/h]
$\eta_{K1} = 0{,}92$	Účinnost K1 [-]
$H_{uhlí} = 17{,}2$	Výhřevnost hnědého uhlí [GJ/t]

Roční spotřeba uhlí se spočítá jako jednoduchý součet hodinových spotřeb paliva:

Rovnice 36 Roční spotřeba uhlí

$$\boldsymbol{M_{uhlí}} = \sum_{i=1}^{8760} m_{uhlí_i} \quad [t] \tag{36}$$

Hodinovou spotřebu LTO pro OK popisuje Rovnice 37:

Rovnice 37 Hodinová spotřeba LTO na OK

$$\boldsymbol{m_{LTO}} = \frac{\frac{P_{OK}}{\eta_{OK}}}{H_{LTO}} \quad \left[\frac{t}{h}\right] \tag{37}$$

P_{OK}	Tepelný výkon OK [GJ/h]
$\eta_{OK} = 0{,}85$	Účinnost OK [-]
$H_{LTO} = 42$	Výhřevnost hnědého uhlí [GJ/t]

Při výpočtu roční spotřeby paliva pro OK je třeba navíc počítat se spotřebou oleje na zátop kotle, která je u špičkového kotle klíčová. Výsledná spotřeba LTO má tudíž dvě složky, jak popisuje Rovnice 38:

Rovnice 38 Roční spotřeba LTO

$$\boldsymbol{M_{LTO}} = \sum_{i=1}^{8760} m_{LTO_i} + N_{zátop_{OK}} \cdot Z_{OK} \ [t] \tag{38}$$

$N_{zátop_{OK}}$ Počet zátopů OK za rok [-]

$Z_{OK} = 2$ Spotřeba LTO na zátop OK [t]

6.2.3.6 Výpočet potřeby emisních povolenek

Po dopočtení spotřeby paliva lze přistoupit k výpočtu potřeby emisních povolenek. Jedna tuna vypuštěného CO_2 má hodnotu jedné emisní povolenky, z toho plyne, že je třeba dopočítat množství vypuštěných emisí CO_2.

Rovnice 39 Roční emise CO_2

$$\boldsymbol{M_{CO_2}} = M_{uhlí} \cdot H_{uhlí} \cdot \frac{k_{uhlí}}{3{,}6} + M_{LTO} \cdot H_{LTO} \cdot \frac{k_{LTO}}{3{,}6} \ [t] \tag{39}$$

$k_{uhlí} = 0{,}36$ Emisní faktor CO_2 pro hnědé uhlí [t/MWh výhřevnosti]

$k_{LTO} = 0{,}26$ Emisní faktor CO_2 pro LTO [t/MWh výhřevnosti]

6.2.3.7 Výpočet spotřeby vápence

Za účelem odsíření fluidního kotle je třeba do topeniště dávkovat příslušné množství vápence v závislosti na množství spalovaného uhlí a jeho obsahu síry. Pro uvažovaný typ paliva se spotřeba vápence pohybuje na úrovni cca 57 kg/t uhlí.

Rovnice 40 Roční spotřeba vápence

$$\boldsymbol{M_{Váp}} = M_{uhlí} \cdot k_{Váp} \ [t] \tag{40}$$

$k_{Váp} = 0{,}057$ Koeficient spotřeby vápence [t vápence/t uhlí]

6.2.4 Použité předpoklady ekonomického vyhodnocení variant akumulace tepla

Pro ekonomické vyhodnocení analyzovaných variant akumulace tepla bylo nezbytné přijmout některé zjednodušující předpoklady. Doba porovnání variant byla zvolena rovna době očekávané životnosti akumulačních nádrží. S tím souvisí doba odepisování nádrží, která je tak uvažována 30 roků při rovnoměrném odepisování, které je v tomto případě shodné s daňovými odpisy. Při volbě diskontní míry jsem vzhledem k obecnému charakteru tohoto hodnocení zvolil přístup posouzení investice z hlediska projektu, tudíž jsem uvažoval s obvyklými hodnotami nákladů na vlastní kapitál, které se v teplárenství pohybují v současnosti na úrovni nominálního diskontu 10 %. Kurz CZK/EURO jsem stanovil konstantní na celou dobu porovnání na hodnotě 25,59 Kč/€ na základě aktuálního kurzu na devizovém trhu uvedeném na webových stránkách ČNB[4].

Dále do výpočtů ročního cash flow vstupují cenové koeficienty, jejichž hodnoty s nejvyšší pravděpodobností nezůstanou na stejné úrovni po celou dobu porovnání. Vzhledem k tomu, že cenové predikce nejsou předmětem této práce, nebyla této problematice věnována důkladná analýza. Namísto toho jsem na všechny relevantní cenové koeficienty provedl citlivostní analýzy, které jsou uvedeny v kapitole 6.2.6. Nicméně v souvislosti s vývojem cen jednotlivých položek cash flow souvisí volba provozního režimu teplárny, tj. zda bude cílem maximalizovat či minimalizovat výrobu elektřiny. Pro tyto účely je nezbytné mimo přírůstkového cash flow rovněž dopočítat, pro který provozní režim je výhodnější teplárnu provozovat za daných okolností. Pro režim s vyšší hodnotou cash flow pak lze počítat přírůstkové cash flow jednotlivých variant akumulace tepla oproti výchozí variantě bez akumulace.

6.2.4.1 Predikce ceny paliv

Hnědé uhlí je cenově relativně stabilní, tudíž nelze očekávat vysokou volatilitu. Pro účely tohoto výpočtu byl přijat předpoklad, že jeho současná cena cca 70 Kč/GJ bude influována pomocí geometrického průměru růstu indexu cen průmyslových výrobců v kategorii těžby a dobývání za období od roku 2005 po současnost.

Rovnice 41 Výpočet ceny uhlí v roce t

$$c_{uhlí_t} = c_{uhlí_{t-1}} \cdot (1 + PPI_{těžba}) \quad [Kč/GJ] \tag{41}$$

Hodnoty indexu cen průmyslových výrobců pochází z webového rozhraní ČSÚ[5]. Geometrický průměr růstu indexu PPI pro těžbu od roku 2005 po současnost vychází 1,56 %.

Stejné předpoklady a postup byly přijaty i pro cenotvorbu LTO a vápence. Na základě přibližné znalosti cen paliv tepláren ČR jako současnou cenu LTO uvažuji 12 000 Kč/t, cenu

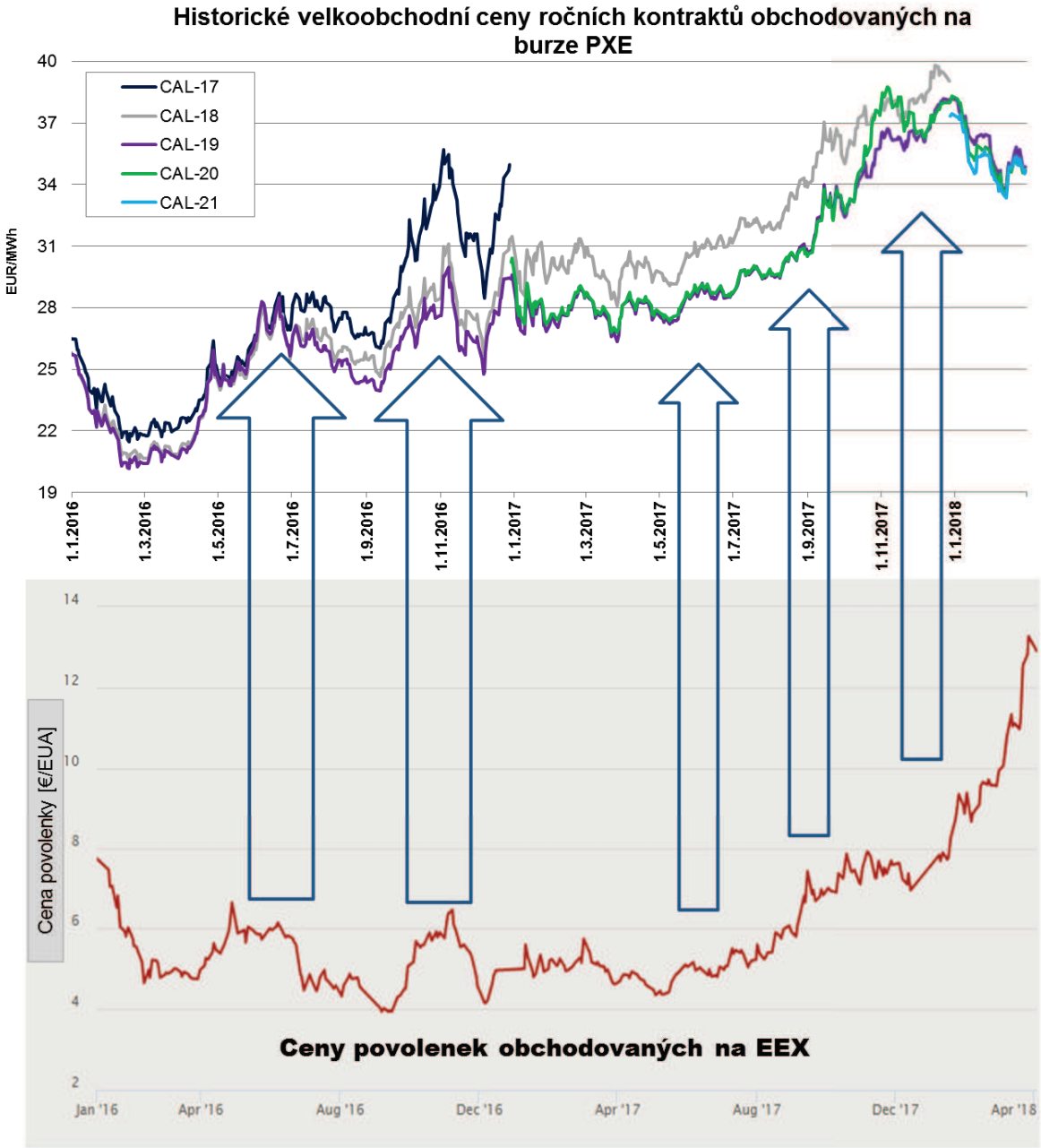
[4] https://www.cnb.cz/cs/financni_trhy/devizovy_trh/kurzy_devizoveho_trhu/denni_kurz.jsp
[5] https://vdb.czso.cz/vdbvo2/faces/cs/index.jsf?page=vystup-objekt&z=T&f=TABULKA&skupId=68&katalog=31783&pvo=CEN04A&pvo=CEN04A&evo=v676_!_CEN-PRU-BAZIC2005-R_1&evo=v806_!_PRUM1_1#w=

vápence 500 Kč/t. Pro růst těchto cen byl použit geometrický průměr růstu indexu PPI pro chemické látky a výrobky od roku 2005 po současnost. Hodnota tohoto růstu je 1,43 %.

6.2.4.2 Predikce ceny elektřiny a emisních povolenek

Z analýzy historických dat vyplynula silná souvislost mezi velkoobchodní cenou elektřiny a cenou emisních povolenek. Tuto nápadnou souvislosti ukazuje Obrázek 13.

Obrázek 13 Souvislost ceny elektřiny a emisní povolenky



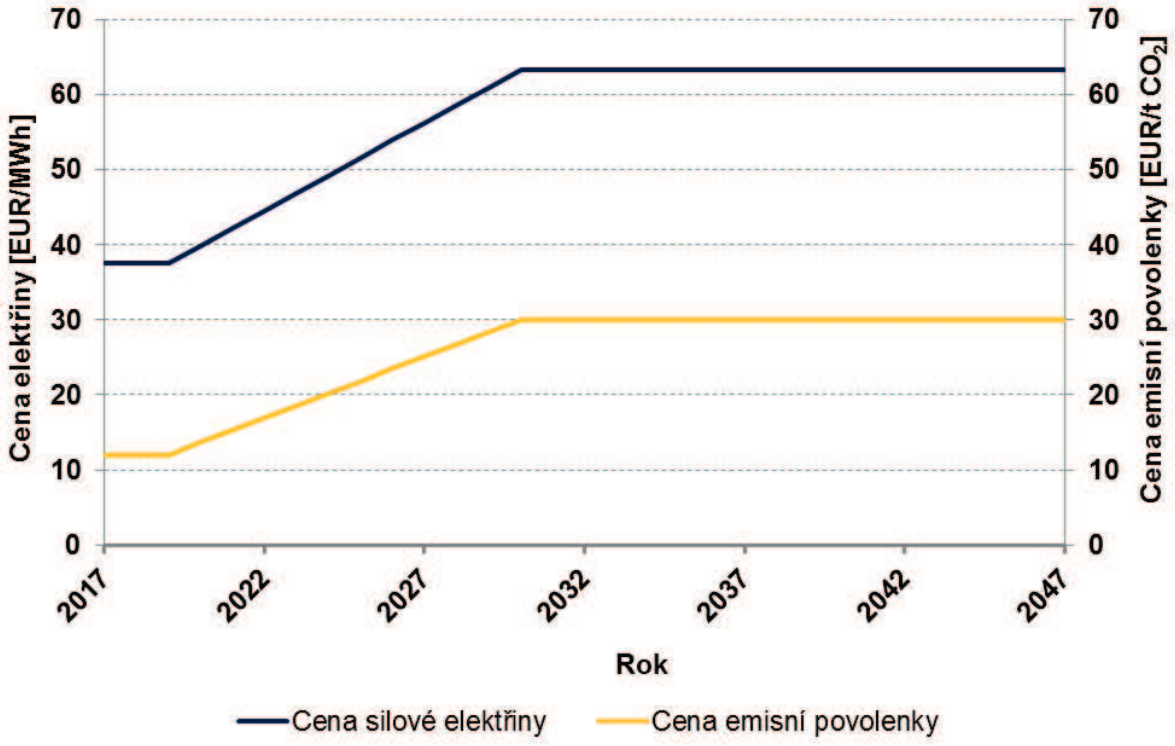
Zdroj: EEX, PXE

Příčinou této souvislosti je, že většina vyrobené elektřiny stále pochází z uhlí a tito výrobci jsou nuceni promítnout náklady na povolenky do koncové ceny elektřiny. Výhledově lze očekávat ústup výroby elektřiny spalováním uhlí, nicméně tato transformace bude probíhat postupně, a tedy lze přijmout předpoklad, že na dobu porovnání tato souvislost zůstane

zachována. Z výše uvedené analýzy vyplynulo, že při změně ceny elektřiny o 1 €/MWh dojde ke změně ceny emisní povolenky o 0,7 €/EUA. Uvedený předpoklad platí i obráceně (zvýšení ceny povolenky způsobí zvýšení ceny elektřiny), přičemž změny výše obou veličin navzájem korelují.

Na základě současného cílování Evropské komise lze očekávat, že cena emisní povolenky se bude pohybovat okolo 30 €/EUA v roce 2030. Na základě těchto předpokladů pak budu uvažovat s následujícím vývojem ceny emisních povolenek a průměrné velkoobchodní ceny silové elektřiny.

Obrázek 14 Očekávaný vývoj cen EUA a elektřiny



Růst ceny emisní povolenky byl nastaven lineárně od roku 2019 do roku 2030. Rok 2019 jsem zvolil z toho důvodu, že má začít fungovat tzv. Market stability reserve, což je regulatorní nástroj pro řízení ceny emisních povolenek pro situaci, kdy tržní principy selžou, resp. kdy povedou k poklesu nebo příliš prudkému růstu cen EUA. Rok 2030 jsem nastavil s ohledem na většinu prohlášení či cílování Evropské komise v souvislosti s cenou emisní povolenky. O plánování navazujícího vývoje není dostatek relevantních informací, tudíž jsem zachoval cenu na hladině roku 2030. Obrázek 14 ukazuje současný růst ceny elektřiny s ohledem na změnu ceny EUA při úvaze dříve zmíněného předpokladu.

Protože ale teplárna bude prodávat elektřinu skrze obchodníka, je třeba převést tuto cenu elektřiny na nízký a vysoký tarif. Na základě vážených průměrů cen elektřiny v NT (31,7 €/MWh) a VT (42,9 €/MWh) na denním trhu za rok 2017 dostupných na webovém rozhraní OTE jsem stanovil výchozí hodnoty těchto cen a následně jejich hodnotu proporcionálně měnil se změnou průměrné ceny elektřiny uvedené na Obrázek 14. Mimo to je od této hodnoty odečtena marže obchodníka s elektřinou ve výši 2 % z každé prodané MWh elektřiny. Jako další zjednodušující předpoklad, který jsem přijal, je zachování metodiky přiřazení a výše zelených bonusů z vyrobené elektřiny pocházející z KVET. Obecně tento a

další předpoklady jsem přijal i z toho důvodu, že krátkodobě nelze očekávat výrazné změny, což je při relativně vysoké hodnotě diskontní míry (10 %) klíčové, neboť diskontované cash flow vzdálené budoucnosti nebude mít tak zásadní vliv na výsledné ekonomické hodnocení.

6.2.5 Ekonomické vyhodnocení variant akumulace tepla

Pro ekonomické vyhodnocení jednotlivých variant jsem použil přírůstkovou metodu cash flow, kde jako výchozí stav posloužila varianta bez akumulace. Pro každý rok výpočtu bylo současně nezbytné ověřit, zda je za daných cenových podmínek ekonomicky optimální provoz při maximalizaci nebo minimalizaci výroby elektřiny. Volba provozního stavu teplárny má totiž vliv i na přírůstkové cash flow hodnocených variant.

6.2.5.1 Investiční výdaje

Výši investičních výdajů jednotlivých variant porovnání souhrnně uvádí Tabulka 11.

Tabulka 11 Investiční výdaje porovnávaných variant (v roce 0)

Veličina	Bez AKU	AKU 40 MWh	AKU 60 MWh	AKU 80 MWh
Investiční výdaje	-	13 000 000 Kč	18 000 000 Kč	23 000 000 Kč

Výchozí varianta bez akumulace se obejde bez jakýchkoliv investičních výdajů v rámci metody přírůstkového cash flow. U variant s akumulací je patrná jistá míra nelinearity daná nutnou investicí do přípravy pro vybudování akumulačních nádrží a dalšími nezbytnými úpravami teplárny, které byly na základě informací z podobných projektů odhadnuty na úrovni 3 miliónů Kč. Pořizovací cena jedné tlakovodní nádrže s kapacitou 20 MWh poté byla odhadnuta na 5 miliónů Kč.

6.2.5.2 Odpisy

Odpisy investice byly nastaveny rovnoměrné po celou dobu životnosti, která je shodná s dobou porovnání, tj. 30 roků. Vzhledem k tomu, že nádrže jsou přiřazeny 5. daňové odpisové skupině, lze pro zjednodušení výpočtů pracovat s účetními odpisy rovnými daňovým odpisům. Následující tabulka uvádí konkrétní hodnoty odpisů jednotlivých variant akumulace tepla:

Tabulka 12 Odpisy variant akumulace tepla

Veličina	AKU 40 MWh	AKU 60 MWh	AKU 80 MWh
Odpisy v 1. roce (relativně)	1,4 %		
Odpisy v 1. roce (absolutně)	182 000 Kč	252 000 Kč	322 000 Kč
Další roky odepisování (relativně)	3,4 %		
Další roky odepisování (absolutně)	442 000 Kč	612 000 Kč	782 000 Kč

6.2.5.3 Náklady na spotřebu LTO

Spotřeba LTO nezávisí na typu provozního režimu teplárny z hlediska výroby elektřiny, neboť špičkový olejový kotel slouží pouze pro výtopenské účely. Výsledné hodnoty úbytku spotřeby

a úspor nákladů na LTO jednotlivých variant porovnání na základě výstupních dat modelu popsaného výše uvádí následující tabulka:

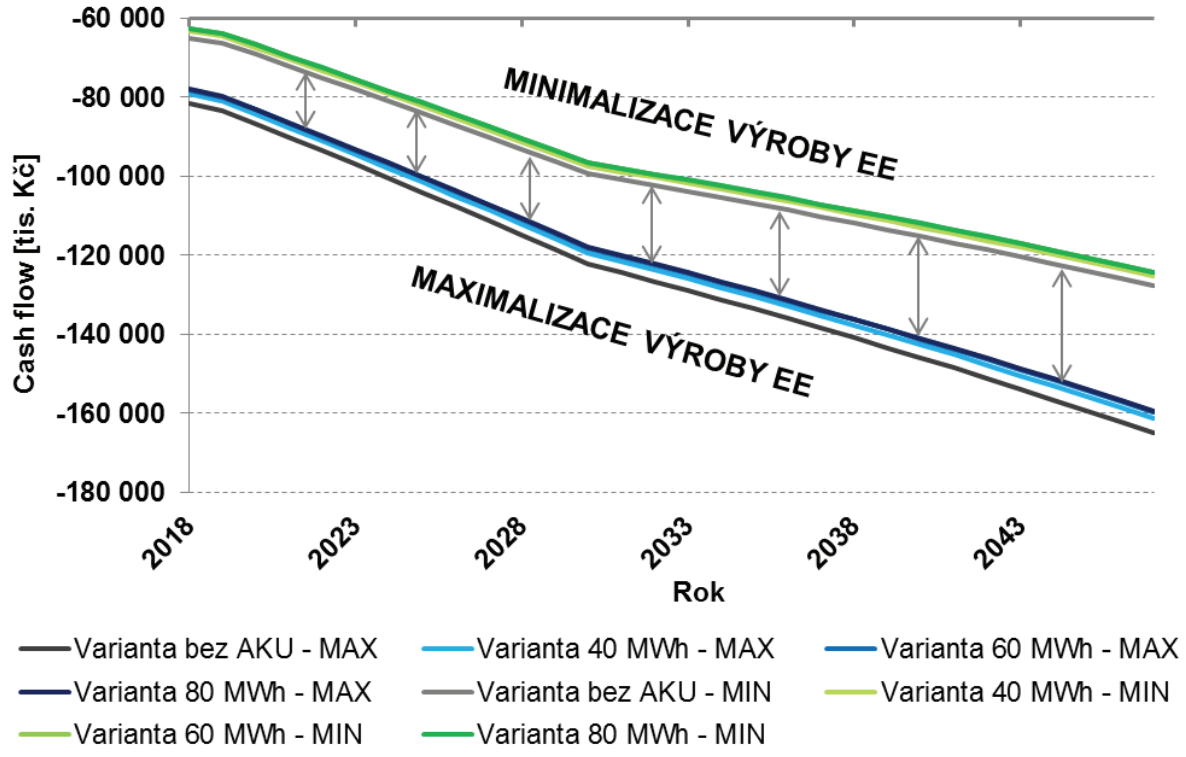
Tabulka 13 Úspory spotřeby LTO

Veličina	AKU 40 MWh	AKU 60 MWh	AKU 80 MWh
Úbytek spotřeby LTO	216 t	291 t	309 t
Úspora nákladů v 1. roce	2 631 tis. Kč	3 541 tis. Kč	3 762 tis. Kč
Úspora nákladů v 15. roce	3 209 tis. Kč	4 319 tis. Kč	4 589 tis. Kč
Úspora nákladů ve 30. roce	3 971 tis. Kč	5 345 tis. Kč	5 679 tis. Kč

6.2.5.4 Volba provozního režimu teplárny

Spotřeba uhlí silně závisí na provozním režimu teplárny, takže než bude možné přistoupit k identifikaci změny ve spotřebě uhlí, je potřeba pro každý rok doby porovnání určit, zda maximalizovat nebo minimalizovat výrobu elektřiny. Určení provedu pomocí Rovnice 3 v základním tvaru, tj. spočítám absolutní hodnoty výnosů/nákladů pro každou variantu na místo přírůstků a následně provedu porovnání, zda je pro danou variantu a daný rok vyšší hodnota cash flow v režimu maximalizace či minimalizace výroby elektřiny.

Obrázek 15 Volba provozního režimu teplárny



Obrázek 15 srovnává celkové cash flow jednotlivých variant porovnání pro maximalizaci a minimalizaci výroby elektřiny. Je evidentní, že maximalizovat výrobu elektřiny není v současných cenových podmínkách ekonomicky smysluplné a při navrženém scénáři cenového vývoje se stává výroba elektřiny stále méně a méně ekonomická. Hlavní příčinou těchto dopadů je rostoucí cena emisní povolenky v kombinaci s tím, že základním palivem teplárny je hnědé uhlí, jehož nároky na potřebu emisních povolenek jsou cca 1,7 EUA/t uhlí.

Z výše uvedeného vyplynulo, že po celou dobu porovnání bude snahou minimalizovat výrobu elektřiny.

6.2.5.5 Náklady na spotřebu uhlí

Spotřeba uhlí je silně závislá na zvoleném provozním režimu teplárny. Změnu v nákladech na spotřebu uhlí pro minimalizaci výroby elektřiny zobrazuje Tabulka 14.

Tabulka 14 Nárůst spotřeby uhlí

Veličina	AKU 40 MWh	AKU 60 MWh	AKU 80 MWh
Nárůst spotřeby uhlí	266 t	359 t	476 t
Přírůstek nákladů v 1. roce	324 tis. Kč	437 tis. Kč	580 tis. Kč
Přírůstek nákladů v 15. roce	402 tis. Kč	543 tis. Kč	720 tis. Kč
Přírůstek nákladů ve 30. roce	507 tis. Kč	685 tis. Kč	908 tis. Kč

Z tabulky je zřejmé, že úspora LTO byla nahrazena vyšší spotřebou uhlí.

6.2.5.6 Náklady na emisní povolenky

Úsporou LTO se dosáhne i úspory emisních povolenek, nicméně část této úspory byla nahrazena zvýšenou spotřebou hnědého uhlí, jehož měrné emise CO_2 jsou vyšší.

Tabulka 15 Snížení potřeby emisních povolenek

Veličina	AKU 40 MWh	AKU 60 MWh	AKU 80 MWh
Úspora emisních povolenek	199	265	122
Přírůstek nákladů v 1. roce	61 tis. Kč	81 tis. Kč	37 tis. Kč
Přírůstek nákladů v 15. roce	152 tis. Kč	203 tis. Kč	93 tis. Kč
Přírůstek nákladů ve 30. roce	152 tis. Kč	203 tis. Kč	93 tis. Kč

Nejvyšší úspory emisních povolenek bylo dosaženo u varianty AKU 60 MWh. To je dáno tím, že u této varianty ještě převažuje úspora krátkodobých zátopů LTO, u kterých je měrná spotřeba paliva relativně vysoká. U varianty akumulace s 80 MWh již dochází i k vytlačování zátopů s dlouhou dobou trvání ve dnech s nejvyššími dodávkami tepla a tam se již projeví vyšší měrné emise CO_2 u hnědého uhlí oproti LTO.

6.2.5.7 Tržby z prodané elektřiny

Určení provozního režimu teplárny ukázalo, že ekonomicky efektivnější je minimalizovat výrobu elektřiny. To se významně promítne do struktury prodejů elektřiny v nízkém, resp. vysokém tarifu.

Tabulka 16 Narůst tržeb z prodané elektřiny

Veličina	AKU 40 MWh	AKU 60 MWh	AKU 80 MWh
Prodej elektřiny	-0,29 GWh	-0,29 GWh	-0,22 GWh
Prodej elektřiny v NT	-0,01 GWh	0,22 GWh	0,39 GWh
Nárůst tržeb v NT v 1. roce	-12 tis. Kč	192 tis. Kč	342 tis. Kč

Prodej elektřiny ve VT	-0,28 GWh	-0,52 GWh	-0,61 GWh
Nárůst tržeb ve VT v 1. roce	-325 tis. Kč	-606 tis. Kč	-718 tis. Kč

Z výsledných hodnot plyne, že při minimalizaci výroby elektřiny se nedokázala akumulace tepla uplatnit z hlediska vylepšení diagramu výroby elektřiny. Příčiny tohoto výsledku jsou popsány v kapitole 6.2.7.

6.2.5.8 Výplata zelených bonusů

Pro výpočet velikosti tržeb ze zelených bonusů je zapotřebí určit jednak velikost vyrobené kogenerační elektřiny a jednak výši zelených bonusů. Výpočet byl proveden v souladu s vyhláškou č.37/2016 Sb a rozdíl mezi variantami akumulace tepla a výchozí variantou je v řádech jednotek tisíc korun.

6.2.5.9 Přírůstkové cash flow variant akumulace tepla

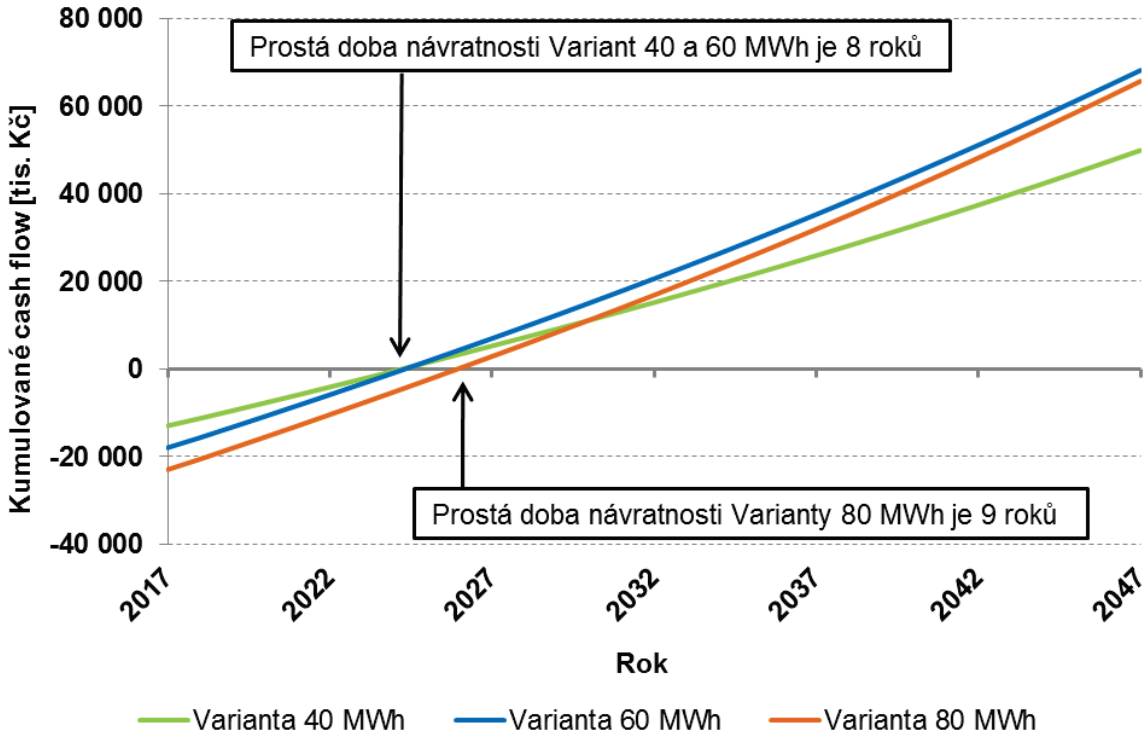
Po dosazení do Rovnice 3, získáme hodnoty přírůstkového ročního cash flow, které uvádí Tabulka 17.

Tabulka 17 Přírůstkové cash flow variant akumulace tepla

Veličina	AKU 40 MWh	AKU 60 MWh	AKU 80 MWh
Přírůstek CF v 1. roce	1 669 tis. Kč	2 283 tis. Kč	2 362 tis. Kč
Přírůstek CF v 15. roce	2 015 tis. Kč	2 771 tis. Kč	2 843 tis. Kč
Přírůstek CF ve 30. roce	2 545 tis. Kč	3 484 tis. Kč	3 572 tis. Kč

Obrázek 16 zobrazuje vývoj kumulovaného přírůstkového cash flow srovnávaných variant.

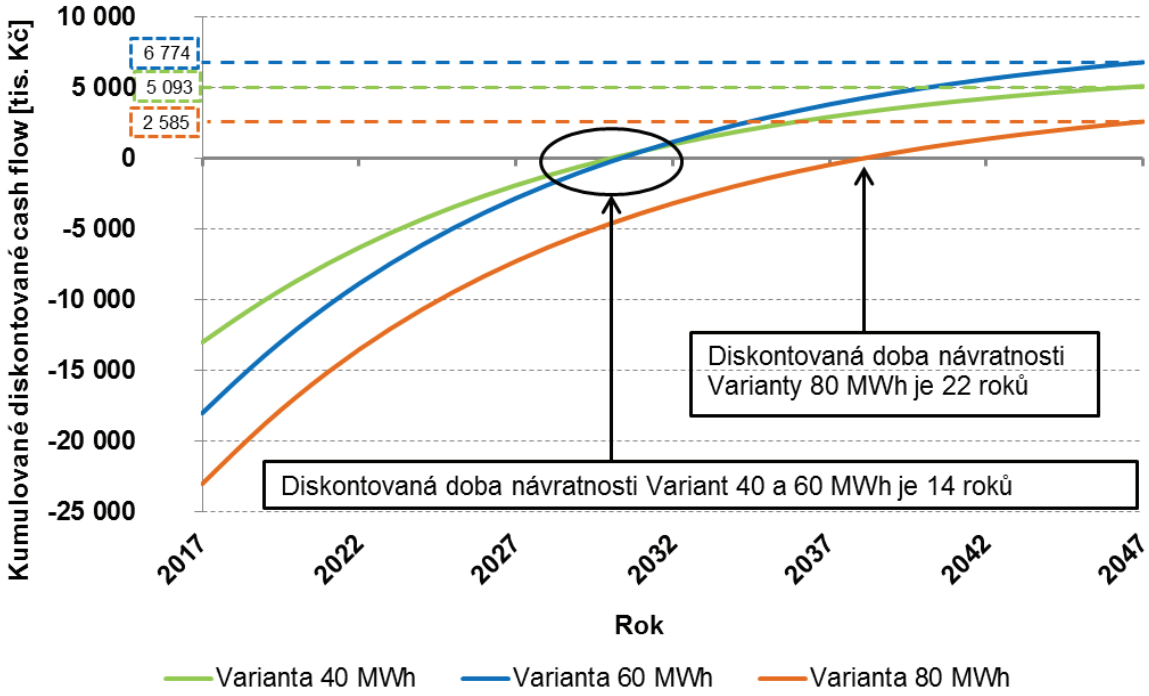
Obrázek 16 Kumulované cash flow



Z grafu je zřejmé, že ekonomické přínosy všech variant se neliší nijak výrazně. Prosté doby návratnosti všech variant se pohybují mezi 8 a 9 roky.

Obrázek 17 ukazuje kumulované přírůstkové cash flow variant s akumulací tepla při diskontní míře 10 %.

Obrázek 17 Kumulované diskontované cash flow



Obrázek 17 zobrazuje čisté současné hodnoty (NPV) porovnávaných variant při uvažovaném diskontu. Nejvyšší hodnoty NPV dosahuje varianta akumulace tepla s kapacitou 60 MWh, a to sice 6 774 tis. Kč. O cca 1,7 mil. Kč nižší hodnoty dosahuje varianta s kapacitou 40 MWh. Zbývající varianta (80 MWh) dosahuje hodnoty cca 2,6 mil. Kč.

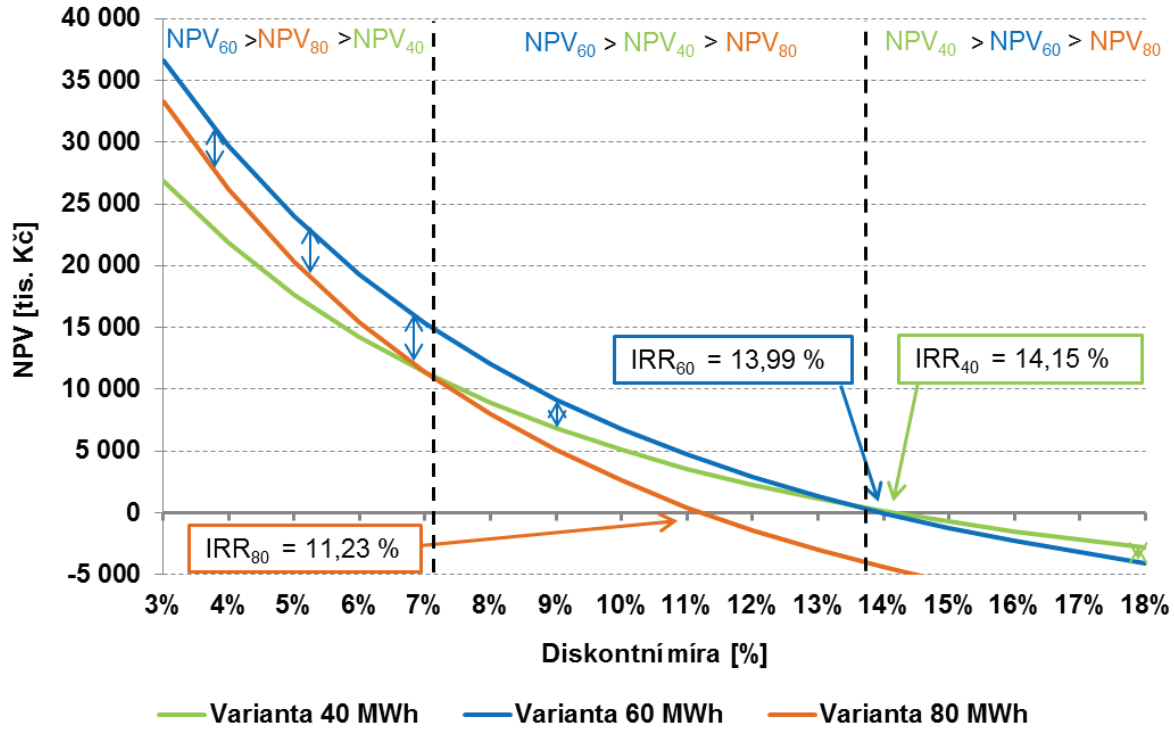
Na základě těchto výsledků lze konstatovat, že **ekonomicky optimální variantou** je za použitých předpokladů **varianta akumulace tepla s kapacitou 60 MWh**.

6.2.6 Citlivostní analýzy

Vzhledem k tomu, že při tvorbě scénáře ekonomického porovnání bylo přijato velké množství předpokladů, je nezbytné otestovat stabilitu optimálního řešení.

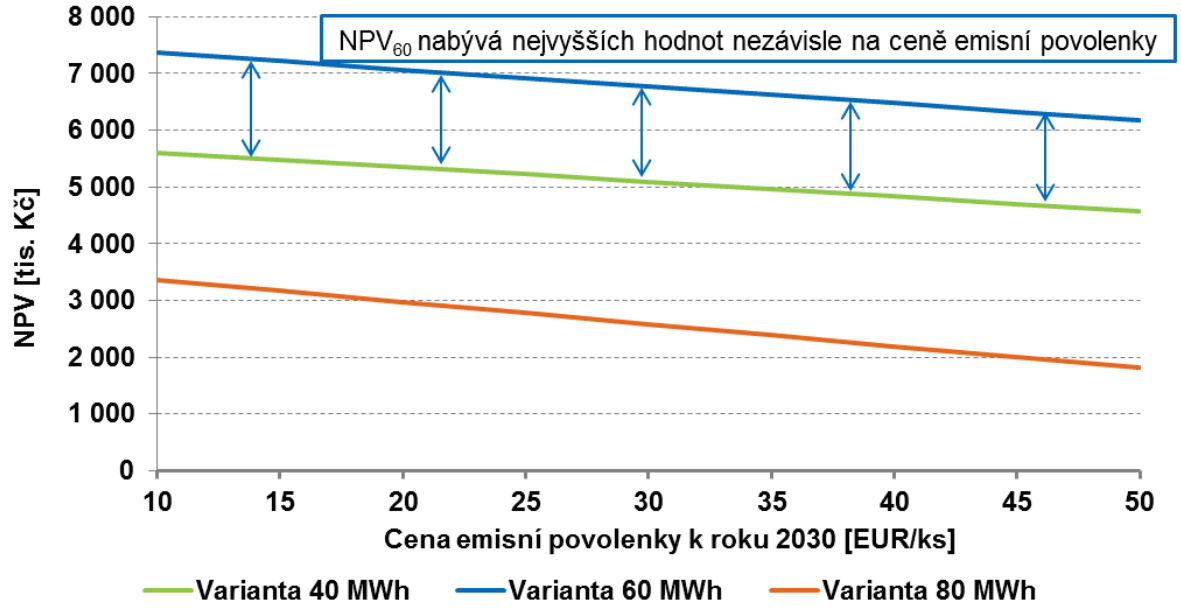
Základní citlivostní analýza prověří optimální variantu v závislosti na volbě hodnoty diskontní míry:

Obrázek 18 Citlivostní analýza na diskont



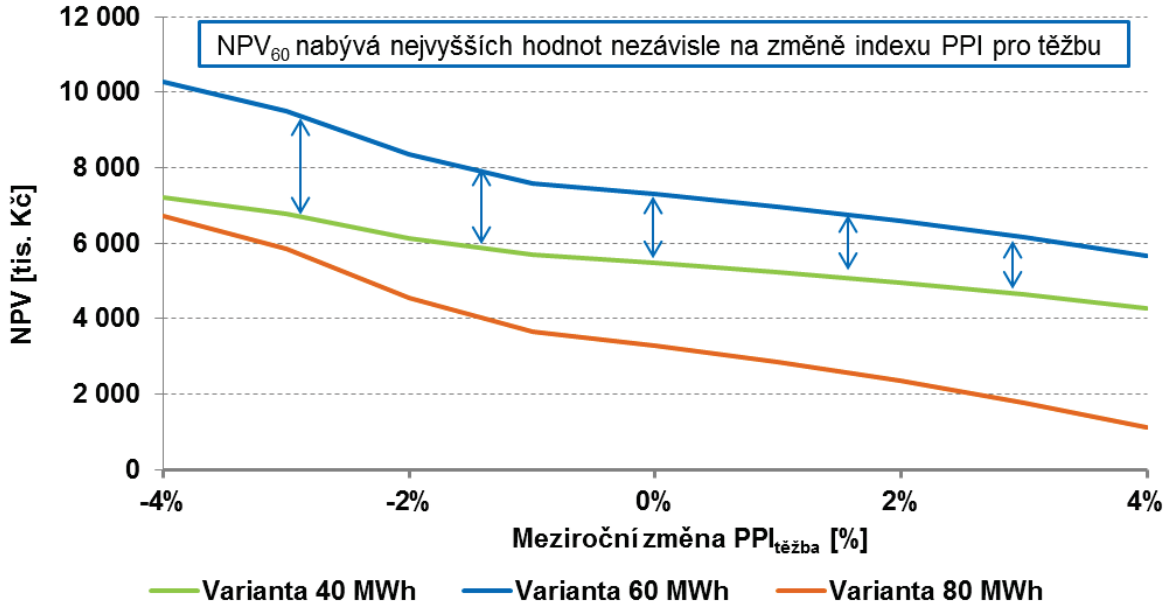
Na grafu je dobře zřetelné pořadí variant v závislosti na hodnotě diskontu. Při hodnotách diskontu pod 7 % se více uplatní ekonomické přínosy ze vzdálené budoucnosti, což umožní nejdražší variantě (80 MWh) překonat nelevnější variantu (40 MWh). V rozmezí diskontní míry od 6 % do cca 14 % pak zůstává pořadí variant shodné se základním scénářem cenového vývoje. Současně na úrovni 14% diskontu dochází ke zlomu ekonomické efektivnost optimálního řešení, tj. vnitřní výnosové procento (IRR) této varianty je rovno cca 14 %. Při hodnotách diskontu nad 14 % pak dosahuje varianta 40 MWh vyšších hodnot NPV než varianta 60 MWh, nicméně optimální variantou zde je výchozí varianta bez akumulace, neboť NPV obou variant s akumulací se při diskontu nad 14 % nachází v záporných číslech.

Obrázek 19 Citlivostní analýza na cenu emisní povolenky



Tato citlivostní analýza zkoumá stabilitu optimálního řešení při zachování očekávané vazby ceny elektřiny na ceně emisní povolenky. Z grafu lze snadno vyčíst, že s rostoucí cenou emisní povolenky dochází k rovnoměrnému poklesu hodnoty NPV všech variant, nicméně na pořadí variant nemá tato změna žádný vliv. Hlavní příčinou tohoto poklesu je, že v případě variant s akumulací tepla dochází k nahrazování LTO s nižšími měrnými emisemi CO_2 hnědým uhlím s vyšší hodnotou měrných emisí oxidu uhlíku.

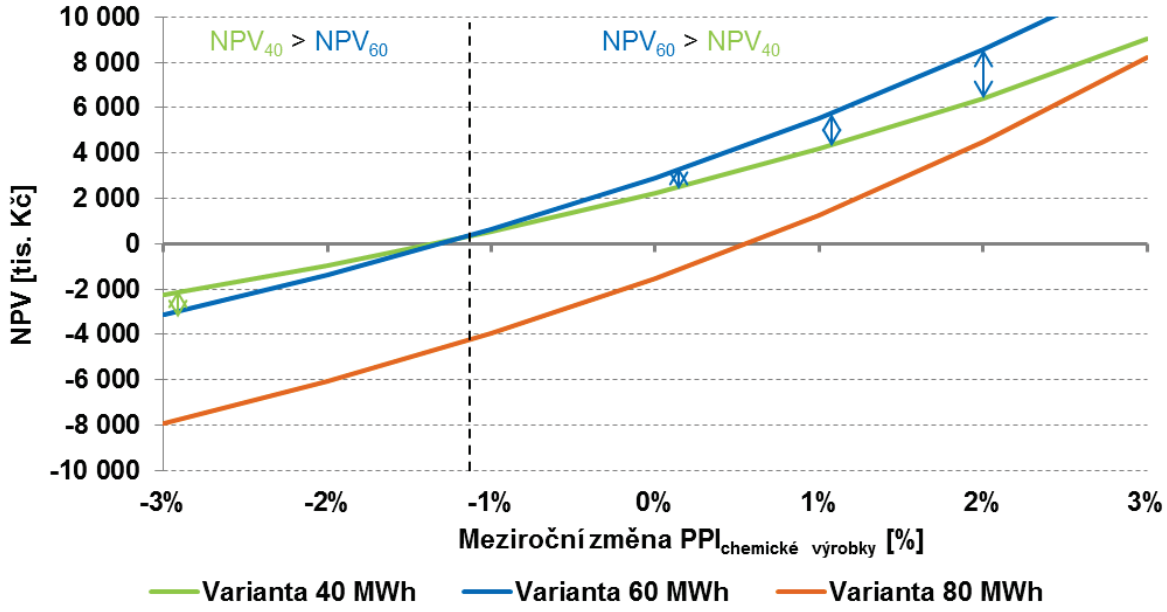
Obrázek 20 Citlivostní analýza na hodnotu PPI v těžbě a dobývání



Obrázek 20 zobrazuje vývoj NPV porovnávaných variant akumulace při změně ceny uhlí. Zajímavá situace nastává v případě meziročního poklesu ceny uhlí o minimálně 1 %, neboť zde dochází ke změně provozního režimu teplárny, tj. že za této situace dojde k poklesu ceny uhlí takovým způsobem, že se již ke konci doby porovnání vyplatí maximalizovat

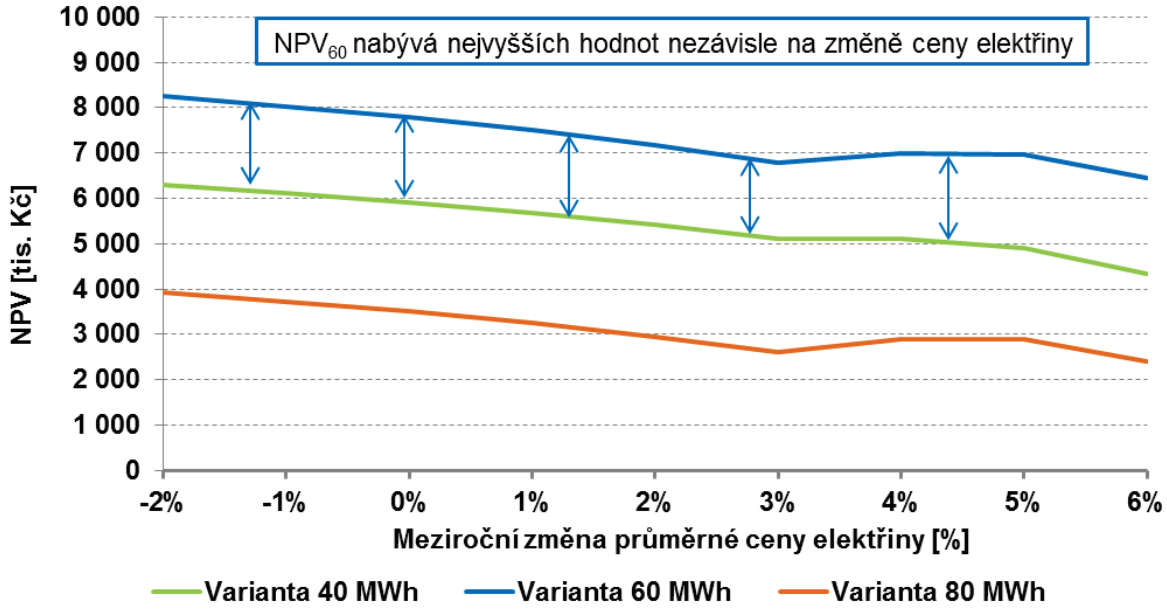
výrobu elektrické energie. Jinak lze konstatovat, že nehledě na cenový vývoj uhlí zůstává optimální variantou akumulace tepla s kapacitou 60 MWh.

Obrázek 21 Citlivostní analýza na hodnotu PPI v chemickém průmyslu



Na grafu výše lze pozorovat poměrně silnou závislost hodnot NPV na změně ceny LTO. Na základě této analýzy by se bylo potřeba zaměřit na riziko poklesu ceny LTO, která by mohla ohrozit rentabilitu akumulace tepla. Tento výsledek vyplývá i z faktu, že primárním cílem akumulace tepla bylo omezit spotřebu LTO, pokud by tedy cena LTO měla stagnovat nebo dokonce klesat, znamenalo by to nejspíš změnu provozního režimu akumulace a snahu vytvářet příjmy v jiných oblastech jako je maximalizace výroby elektřiny ve vysoké tarifu.

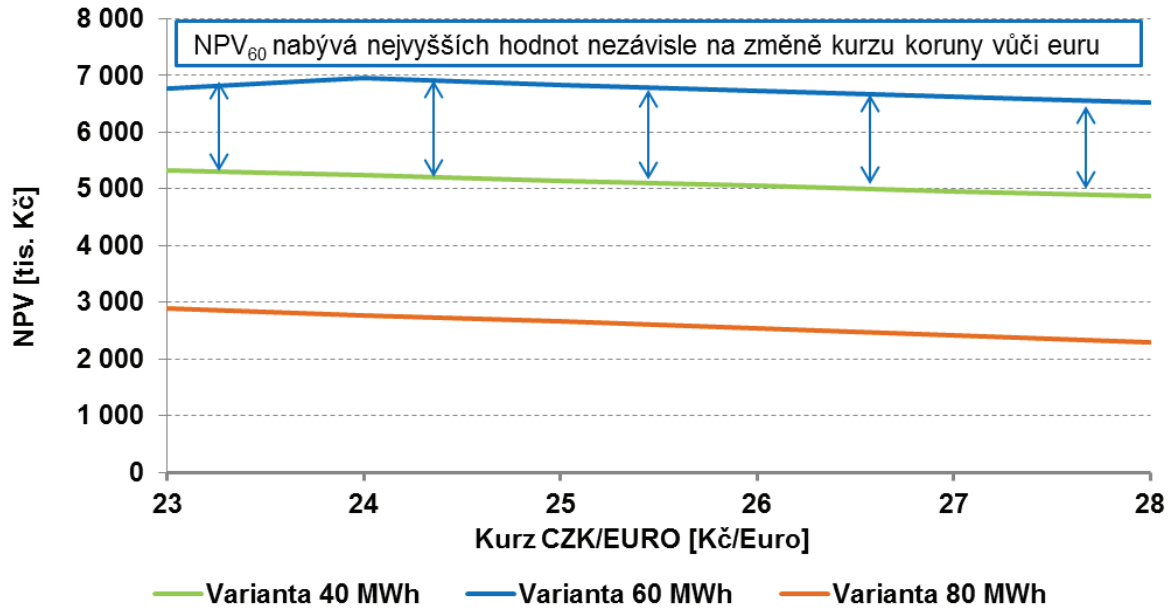
Obrázek 22 Citlivostní analýza na změnu ceny elektřiny



Na Obrázek 22 je zobrazen průběh hodnot NPV variant akumulace pro případ, kdyby se cena elektřiny měnila nezávisle na ceně emisní povolenky. Vyjma určitých fluktuací hodnot

NPV nad 3% meziročním růstem ceny elektřiny, který je dán změnami v provozním režimu teplárny (maximalizace/minimalizace výroby EE), je evidentní trend pozvolného poklesu hodnot NPV všech variant. Tato situace je dána faktem, že výchozí varianta vyrábí nepatrně vyšší množství elektřiny ve srovnání s variantami akumulace tepla, což se při rostoucích cenách elektřiny promítne do výsledků větší mírou.

Obrázek 23 Citlivostní analýza na změnu kurzu CZK/EURO



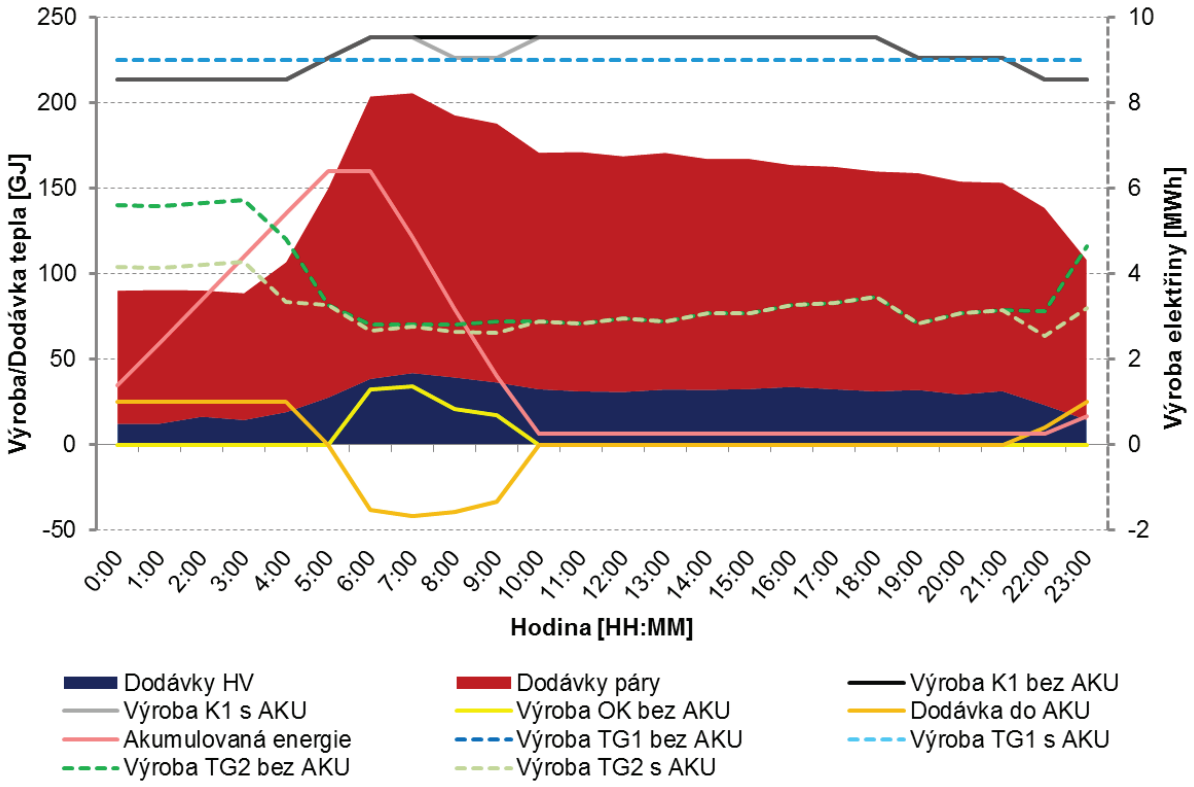
Z grafu je zřejmé, že změna kurzu koruny vůči euru nemá na výsledné hodnoty NPV velký vliv. Tato situace je dána tím, že hnědé uhlí pocházející z dlouhodobých kontraktů z českých lomů ani LTO nejsou na kurz eura přímo vázány, tudíž promítnutí změny kurzu do cash flow se realizuje pouze skrze cenu elektřiny a emisních povolenek.

6.2.7 Porovnání provozu optimální varianty akumulace tepla s variantou bez akumulace tepla

6.2.7.1 Porovnání denního provozu

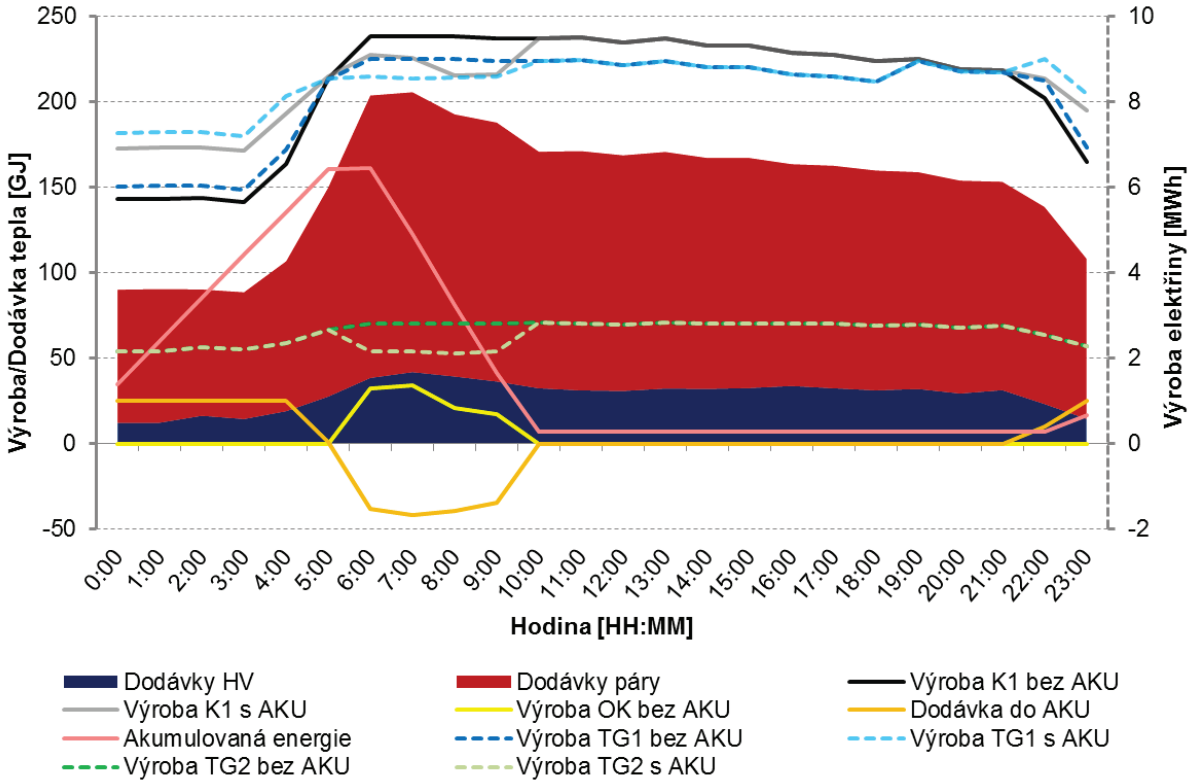
Na grafu níže je zobrazen typický průběh dodávky tepla v zimním dni.

Obrázek 24 Typický zimní den při maximalizaci výroby EE



Na denním grafu lze vidět typickou ranní odběrovou špičku tepla, která v případě bez akumulace tepla vedla na aktivaci OK, zatímco varianta s akumulací tepla zátop OK nahradila dodávkou tepla z akumulačních nádrží. Dále je vidět, že se jednalo o den se zvýšenou dodávkou tepla, která vedla na odstavování VTO, což se projevilo zvýšením výroby tepla na uhelném kotli. Vzhledem k tomu, že jde o režim s maximalizací výroby elektřiny, TG1 pracuje po celý den na jmenovitém výkonu a TG2 maximalizuje svou výrobu v nočních hodinách s ohledem na omezení dané velikostí nočních dodávek tepla. U varianty s akumulací tepla lze pozorovat snížení výroby na TG2 v nočních hodinách, resp. v čase NT, což je nahrazeno nabíjením akumulačních nádrží.

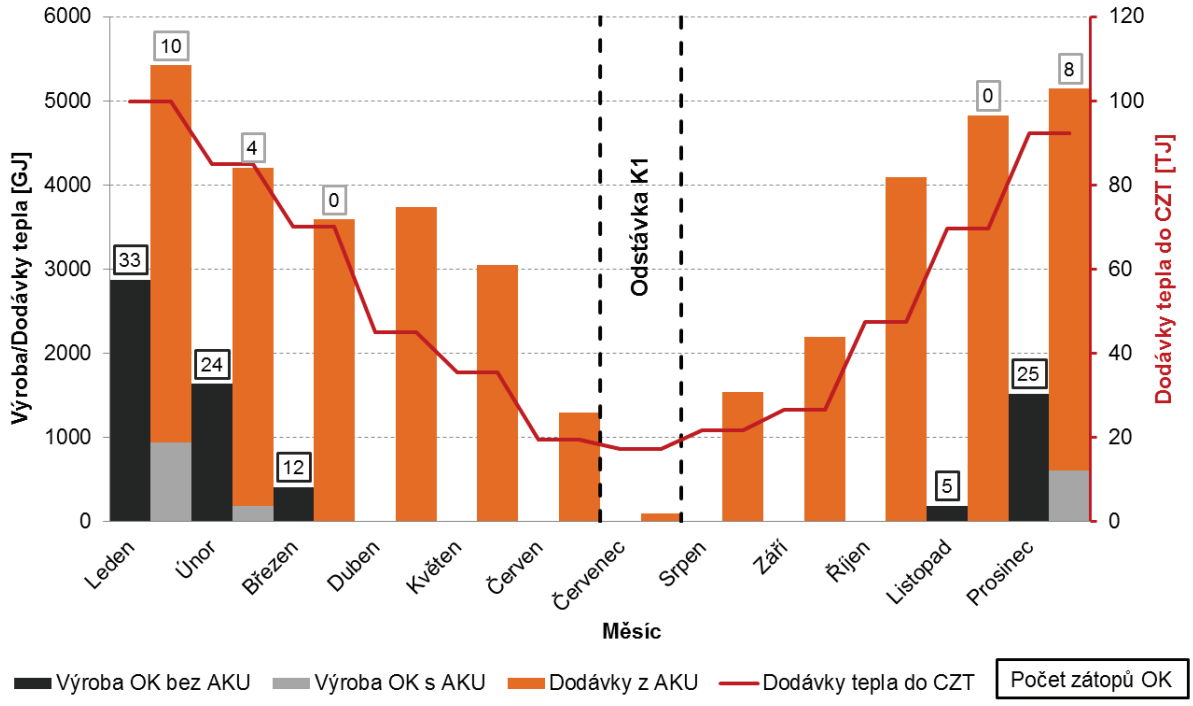
Obrázek 25 Typický zimní den při minimalizace výroby EE



Obrázek 25 zobrazuje ten samý den jako pro případ maximalizace výroby EE, tentokrát je však cílem minimalizovat výrobu elektřiny. Zásadní odlišností je průběh výroby uhelného kotle v nočních hodinách. Ta, jak je vidět, klesá a s ní současně klesá i výroba TG1. Na výrobu uhelného kotle má akumulace tepla kladný vliv, neboť došlo k vyrovnání jeho tepelného výkonu, a tedy snížení nároků na dynamiku kotle. S tím ale také souvisí nežádoucí jev, kdy během nočních hodin v čase nabíjení akumulace dochází k navyšování vynucené výroby elektřiny na TG1, což se promítne do navýšení výroby elektřiny v čase nízkého tarifu.

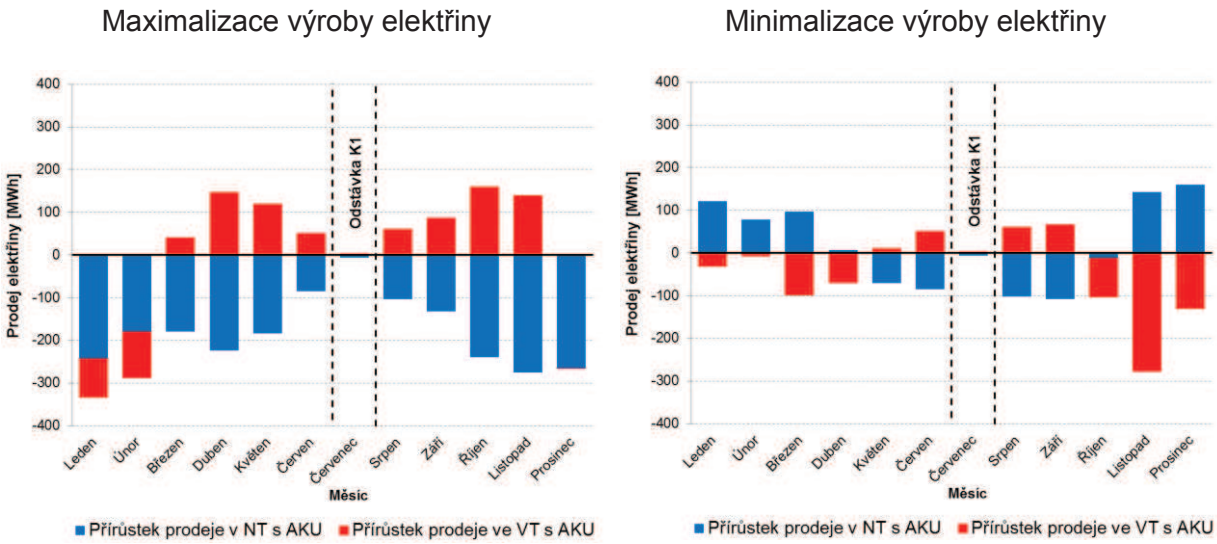
6.2.7.2 *Porovnání měsíčního provozu*

Obrázek 26 Porovnání výroby tepla na olejovém kotli



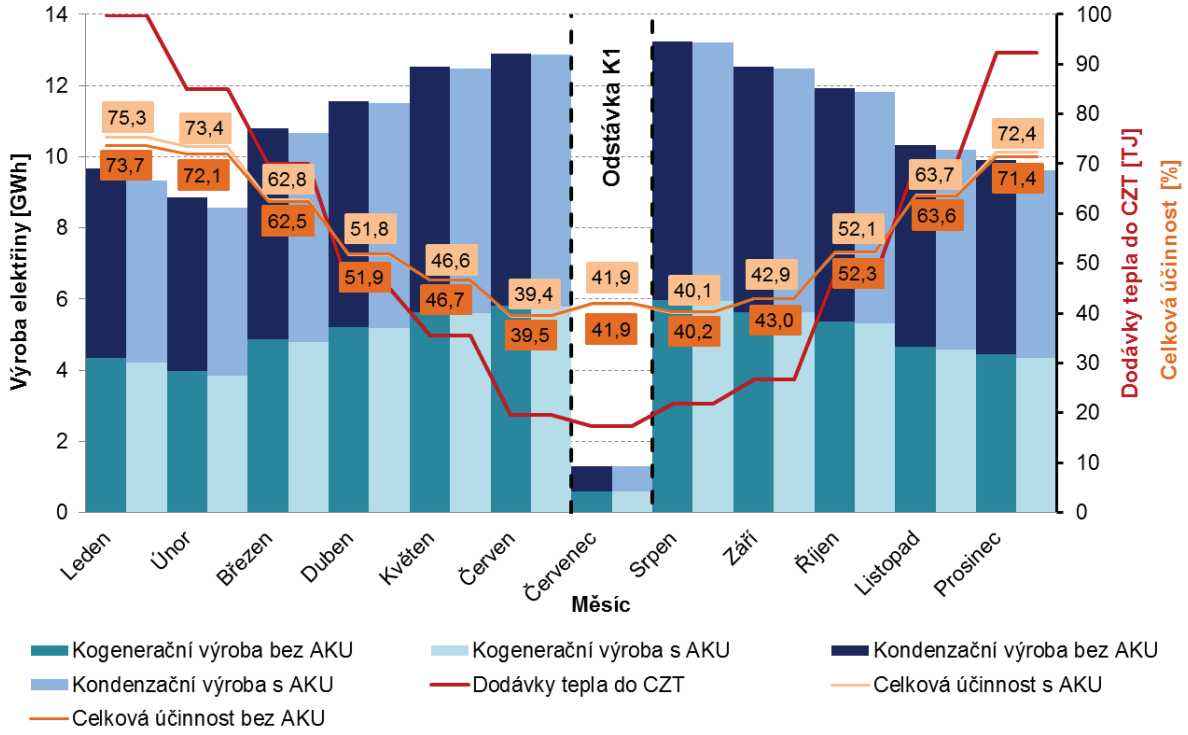
Na grafu výše lze dobře pozorovat významné snížení výroby tepla a současně počtu zátopů OK pro variantu s akumulací tepla. Zobrazený graf nezávisí na provozním režimu teplárny. V měsíci červenci byla uvažována čtyř týdenní odstávka uhelného kotle, kdy tuto výrobu nahradil OK, což není s ohledem na měřítko v grafu zakresleno. Počet zátopů OK varianty bez akumulace činí rovných 100, zatímco varianta s akumulací dosahuje celkové hodnoty 23 (jeden zátop je třeba připočíst k uvedeným hodnotám za odstávku v červenci).

Obrázek 27 Porovnání výroby elektřiny v NT/VT



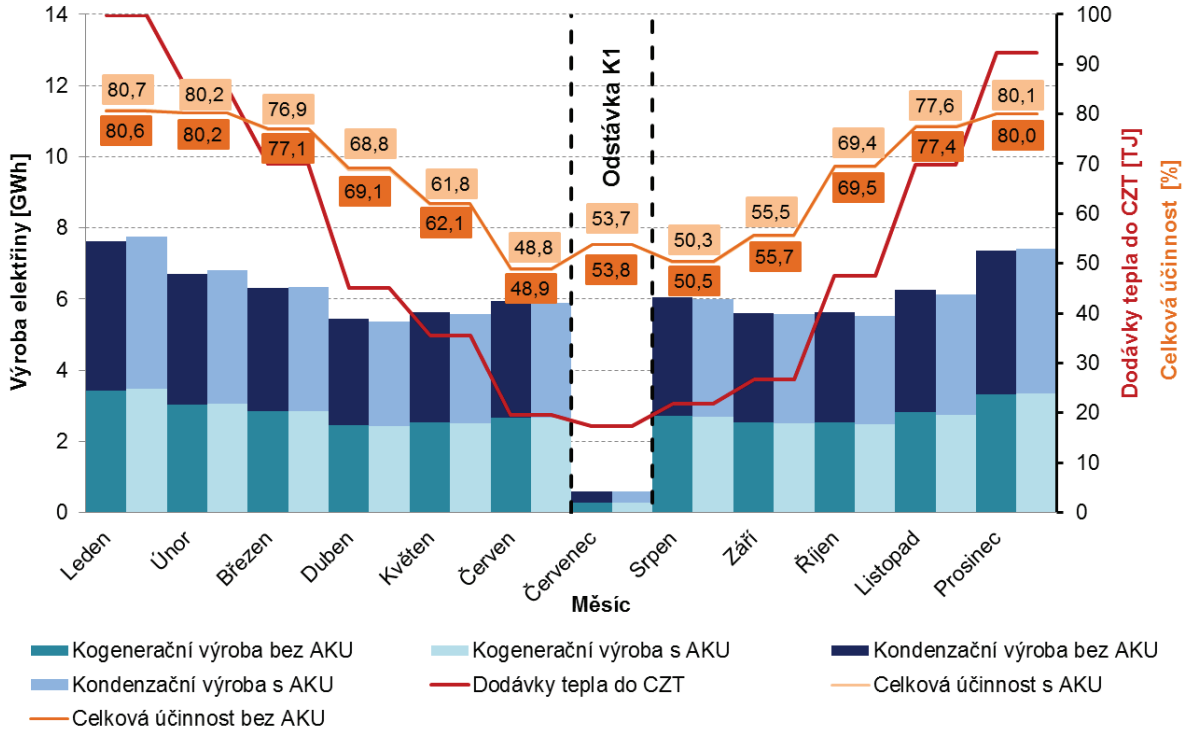
Na Obrázek 27 lze pozorovat rozdíl ve výrobě elektřiny s/bez akumulace tepla. V provozním režimu maximalizace výroby elektřiny je patrný přírůstek ve výrobě elektřiny v čase vysokého tarifu a významný úbytek výroby v nízkém tarifu. V zimních měsících lze pozorovat úbytek jak v nízkém, tak ve vysokém tarifu, což je dáno tím, že optimalizace výroby elektřiny je kriteriální funkcí až jako druhá v pořadí důležitosti po minimalizaci spotřeby LTO, která se v těchto měsících uplatní prioritně. V provozním režimu minimalizace výroby elektřiny nemá maximalizace výroby ve VT na úkor NT téměř žádný vliv, protože prioritně dochází k minimalizaci výroby elektřiny jako takové.

Obrázek 28 Porovnání kogenerační/kondenzační výroby elektřiny při maximalizaci výroby elektřiny



Na grafu výše lze vidět, jak výroba elektřiny roste v letních měsících na úkor dodávky tepla. V období s vyšší úrovní dodávek tepla současně roste i celková účinnost potřebná k určení velikosti zelených bonusů pro elektřinu z KVET. Celková účinnost výroby se počítá jako součet svorkové výroby elektřiny a dodávek tepla vydělený energií ve spotřebovaném palivu.

Obrázek 29 Porovnání kogenerační/kondenzační výroby elektřiny při minimalizaci výroby elektřiny



Z grafu pro minimalizaci výroby elektřiny je zřejmé, že došlo k výraznému omezení výroby elektřiny. S tím souvisí i podstatné navýšení celkové účinnosti teplárny, díky kterému lze dosáhnout na vyšší hodnoty zelených bonusů, což také přispívá k upřednostňování provozního režimu minimalizace výroby elektřiny.

6.2.8 Souhrn výsledků porovnání

Cílem této případové studie bylo mimo ekonomického posouzení ukázat všechny výhody i nevýhody akumulace tepla v prostředí typické teplárny. Pro tyto účely jsem navrhl matematický model simulující provoz teplárny s hodinovým krokem, který je spolu s dalšími výpočty přílohou k této práci. Díky tomu bylo možné napodobit chod skutečné teplárny a optimalizovat uplatnění technologie akumulace tepla pomocí horké vody.

Na základě ekonomického vyhodnocení pomocí metody přírůstkového cash flow, kde jako srovnávaná varianta posloužil stav bez akumulace, jsem dopočítal, že nejvyšší NPV vychází pro variantu s akumulací tepla s kapacitou 60 MWh. S ohledem na množství přijatých předpokladů jsem následně provedl citlivostní analýzy na všechny relevantní cenové koeficienty. Z těchto analýz vyplynulo, že výsledné optimální řešení je velice stabilní a současně, že cena LTO má na ekonomickou efektivnost akumulace tepla největší vliv.

Hodnoty NPV jednotlivých variant akumulace tepla souhrnně uvádí Tabulka 18.

Tabulka 18 NPV variant porovnání

Veličina	Minimalizace výroby elektřiny			
	Bez AKU	AKU 40 MWh	AKU 60 MWh	AKU 80 MWh
NPV	-	5 093 tis. Kč	6 774 tis. Kč	2 585 tis. Kč

V následující tabulce jsou pro srovnání jednotlivých variant uvedené vypočtené roční hodnoty jednotlivých veličin ovlivňující velikost ročního cash flow jak pro minimalizaci, tak pro maximalizaci výroby elektřiny.

Tabulka 19 Roční hodnoty veličin všech variant porovnání

Veličina	Maximalizace výroby elektřiny				Minimalizace výroby elektřiny			
	Bez AKU	AKU 40 MWh	AKU 60 MWh	AKU 80 MWh	Bez AKU	AKU 40 MWh	AKU 60 MWh	AKU 80 MWh
Dodávky páry [TJ]	520							
Dodávky HV [TJ]	110							
Spotřeba uhlí [t]	110 105	109 689	109 548	109 507	70 762	71 028	71 121	71 238
Spotřeba LTO [t]	805	589	514	496	805	589	514	496
Emise CO_2 [t]	191 823	190 450	189 983	189 858	124 154	123 956	123 889	124 032
Výroba tepla K1 [TJ]	1742	1736	1733	1733	1 120	1124	1 125	1127

Veličina	Maximalizace výroby elektřiny				Minimalizace výroby elektřiny			
	Bez AKU	AKU 40 MWh	AKU 60 MWh	AKU 80 MWh	Bez AKU	AKU 40 MWh	AKU 60 MWh	AKU 80 MWh
Výroba tepla OK [TJ]	22,8	18,5	17,6	17,2	22,8	18,5	17,6	17,2
Dodávky tepla z AKU [TJ]	-	31,5	37,5	39,6	-	31,5	37,5	39,6
Výroba EE TG1 [GWh]	72,7	72,7	72,7	72,7	46,5	47,0	47,1	47,2
Výroba EE TG2 [GWh]	52,8	51,6	51,3	51,2	22,6	22,0	21,8	21,8
Výroba EE celkem [GWh]	125,6	124,4	124,0	123,9	69,2	69,0	69,0	69,0
Vlastní spotřeba EE [GWh]	19,4	19,4	19,4	19,4	15,3	15,4	15,4	15,4
Prodej EE [GWh]	106,1	104,9	104,6	104,5	53,8	53,5	53,5	53,6
Prodej EE NT [GWh]	54,0	52,2	51,8	51,7	26,2	26,2	26,4	26,6
Prodej EE VT [GWh]	52,2	52,7	52,8	52,8	27,6	27,4	27,1	27,0
Výroba EE KVET [GWh]	56,5	56,0	55,8	55,8	31,1	31,0	31,0	31,1
Výroba EE NEKVET [GWh]	69,1	68,4	68,2	68,2	38,0	37,9	37,9	38,0

7 Závěr

V úvodu práce jsem popsal technologie akumulace tepla. Jako optimální z hlediska komerčního využití se jednoznačně projevila akumulace pomocí citelného tepla, konkrétně teplé nebo horké vody, a to díky její vysoké měrné tepelné kapacitě, snadné dostupnosti a ceně. Akumulace tepelné energie pomocí latentního tepla nebo pomocí chemických reakcí se ukázaly jako slibné pro vybrané aplikace vyžadující vysoké hustoty energie, nicméně v současnosti jsou především předmětem výzkumu a vývoje.

V další části práce jsem na konkrétních příkladech ukázal, že využívání akumulátorů tepla se postupně stává běžnou součástí tepláren, a to především takových, které využívají ušlechtilá paliva. Hlavní příčinou instalací akumulace tepla je všestrannost využití této technologie, resp. vysoké uplatnění pro více účelů, ať už je to úspora paliva, resp. dosažení vysoké účinnosti kombinované výroby elektřiny a tepla, rozšíření nabídky podpůrných služeb nebo úprava a optimalizace denního diagramu výroby elektřiny.

Následně jsem popsal nevyužitý potenciál akumulace tepla na území ČR. V teplárenství to je především tam, kde lze očekávat úsporu nákladů na paliva, zejména pro špičkové kotle, jehož cena je i několikanásobně vyšší než cena uhlí. Uplatnění akumulačních nádrží u uhelných tepláren lze předpokládat i s ohledem na očekávaný růst cen emisních povolenek CO_2, resp. snižování jejich bezplatných přídělů, což se promítne do zvýšení provozních nákladů a vyvolá potřebu realizace opatření cílících na zvýšení účinnosti užití tepla. Mimo ekonomické přínosy akumulace tepla zvyšuje spolehlivost dodávek tepla odběratelům v případech výpadku hlavního výrobního zařízení.

V poslední kapitole jsem se zabýval posouzením ekonomické efektivnosti instalace akumulace tepla v teplárenství. Popsal jsem klíčové faktory při rozhodování o této investici. Jde především o strukturu dodávek tepla ve formě páry a horké vody, neboť akumulátory vypomáhají pouze horkovodní části dodávek tepla. Dále jsou podstatná používaná paliva a jejich cena – vhodné případy pro využití představují zdroje s kombinovanou výrobou elektřiny a tepla na bázi plynných nebo kapalných paliv a dále uhelné teplárny, které pro špičkovou dodávku tepla do soustavy CZT využívají rovněž plynná nebo kapalná paliva. Při analýze vhodnosti využití akumulace samozřejmě nelze opomenout parametry výrobních zařízení a lokální podmínky pro volbu technologie akumulátorů tepla. V rámci této kapitoly jsem navrhl přístup k ekonomickému posouzení investice do akumulátorů tepla a jeho konkrétní aplikaci jsem ukázal na případové studii vytvořeného matematického modelu teplárny. Koncept metodického přístupu lze považovat za obecně uplatnitelný, vždy ho nicméně bude nezbytné přizpůsobit konkrétním podmínkám dané teplárny a soustavy CZT.

Z ekonomického vyhodnocení vyplynulo, že varianta akumulace tepla s kapacitou 60 MWh je optimální, přičemž oproti variantě bez akumulace byla hlavním ekonomickým přínosem úspora topného oleje pro špičkový kotel. Ostatní úspory či výnosy se uplatnily v menší míře. Čistá současná hodnota této investice dosahuje hodnoty cca 6,8 mil. Kč za hodnocené třicetileté období.

Dále se ukázalo, že pro všechny roky porovnání je teplárnu optimální provozovat při minimální výrobě elektřiny. Příčinou tohoto výsledku je očekávaná rostoucí cena emisních

povolenek v kombinaci s uhlím jako základním palivem, a to za předpokladu uvažované predikce ceny elektřiny a stávajícího modelu trhu. Tento aspekt se již v současnosti projevil u řady teplárenských provozů skrze omezování kondenzační výroby elektřiny. Uvedené okolnosti neumožnily akumulaci tepla uplatnění ve smyslu optimalizace výroby elektřiny v rámci nízkého, resp. vysokého tarifu elektřiny, což je příčinou horších výsledků oproti očekávání. Přesto se na základě těchto výsledků akumulace tepla jeví jako velice perspektivní technologie pro zvyšování hospodárnosti provozu tepláren, takže s ohledem na zhoršující se podmínky na trhu s elektřinou pro uhelné zdroje lze i nadále očekávat přibývání těchto instalací v teplárnách na území ČR.

Seznam symbolů a zkratek

PPS	Provozovatel přenosové soustavy
PpS	Podpůrné služby
CZT	Centrální zásobování teplem
CAPEX	Investiční náklady (výdaje)
LTO	Lehký topný olej
HU	Hnědé uhlí
VTE	Větrná elektrárna
FVE	Fotovoltaická elektrárna
ASEK	Aktualizovaná státní energetická koncepce
NAP	Národní akční plán
TG	Turbogenerátor
EE	Elektrická energie
OK	Olejový kotel
KVET	Kogenerační výroba elektřiny a tepla
ERÚ	Energetický regulační úřad
OTE	Operátor trhu s elektřinou a plynem
ČNB	Česká národní banka
EUA	Emisní povolenka

Seznam tabulek

Tabulka 1 Porovnání hustoty (měrné) energie citelného tepla vybraných látek 16
Tabulka 2 Vybrané chemické reakce pro akumulaci tepelné energie 19
Tabulka 3 Typické parametry systémů akumulace tepelné energie 20
Tabulka 4 Kotelna Červený Mlýn 21
Tabulka 5 Strojovna Červený Mlýn 21
Tabulka 6 Varianty akumulace tepla 33
Tabulka 7 Kotelna 34
Tabulka 8 Strojovna 34
Tabulka 9 Seznam použitých entalpií v modelu teplárny 38
Tabulka 10 Seznam omezujících podmínek 43
Tabulka 11 Investiční výdaje porovnávaných variant (v roce 0) 56
Tabulka 12 Odpisy variant akumulace tepla 56
Tabulka 13 Úspory spotřeby LTO 57
Tabulka 14 Nárůst spotřeby uhlí 58
Tabulka 15 Snížení potřeby emisních povolenek 58
Tabulka 16 Narůst tržeb z prodané elektřiny 58
Tabulka 17 Přírůstkové cash flow variant akumulace tepla 59
Tabulka 18 NPV variant porovnání 71
Tabulka 19 Roční hodnoty veličin všech variant porovnání 71

Seznam obrázků

Obrázek 1 Závislost akumulované energie v 1 m^3 vybraných látek na teplotě 16
Obrázek 2 Porovnání teplotně promíchané a teplotně rozvrstvené nádrže při stejné akumulované energii 17
Obrázek 3 Typické parametry systémů akumulace tepelné energie 20
Obrázek 4 Teplárna Červený Mlýn 22
Obrázek 5 Teplárna Kiel - léto 2017 [11] 24
Obrázek 6 Projekt Teplárna Kiel [10] 24
Obrázek 7 Ilustrace přírůstkového cash flow modelu 30
Obrázek 8 Technologické schéma modelu teplárny 35
Obrázek 9 Termodynamické procesy modelu teplárny v TS diagramu 37
Obrázek 10 Vývojový diagram algoritmu nabíjení/vybíjení AKU 45
Obrázek 11 Vývojový diagram algoritmu najetí OK pro maximalizaci/minimalizaci výroby EE 47
Obrázek 12 Mollierův diagram vodní páry - redukce parametrů páry na TG 49
Obrázek 13 Souvislost ceny elektřiny a emisní povolenky 54
Obrázek 14 Očekávaný vývoj cen EUA a elektřiny 55
Obrázek 15 Volba provozního režimu teplárny 57
Obrázek 17 Kumulované cash flow 60
Obrázek 18 Kumulované diskontované cash flow 61
Obrázek 19 Citlivostní analýza na diskont 62
Obrázek 20 Citlivostní analýza na cenu emisní povolenky 63
Obrázek 21 Citlivostní analýza na hodnotu PPI v těžbě a dobývání 63
Obrázek 22 Citlivostní analýza na hodnotu PPI v chemickém průmyslu 64
Obrázek 23 Citlivostní analýza na změnu ceny elektřiny 64
Obrázek 24 Citlivostní analýza na změnu kurzu CZK/EURO 65

Obrázek 25 Typický zimní den při maximalizaci výroby EE 66
Obrázek 26 Typický zimní den při minimalizace výroby EE 67
Obrázek 27 Porovnání výroby tepla na olejovém kotli 68
Obrázek 28 Porovnání výroby elektřiny v NT/VT 68
Obrázek 29 Porovnání kogenerační/kondenzační výroby elektřiny při maximalizaci výroby elektřiny.....69
Obrázek 30 Porovnání kogenerační/kondenzační výroby elektřiny při minimalizaci výroby elektřiny.....70

Seznam rovnic

Rovnice 1 – Akumulace využívající citelné teplo.....15
Rovnice 2 – Akumulace využívající latentní teplo 18
Rovnice 3 Výpočet ročního přírůstkového cash flow investice v roce t 29
Rovnice 4 Výpočet čisté současné hodnoty pomocí přírůstkového cash flow 31
Rovnice 5 Výpočet váženého průměru nákladů na kapitál (WACC).....31
Rovnice 6 Výpočet nominálního diskontu 32
Rovnice 7 Výkonová bilance parní sběrnice za TG1.....39
Rovnice 8 Výkonová bilance parní sběrnice za TG1 po dosazení 39
Rovnice 9 Hmotnostní průtok páry do CZT.....40
Rovnice 10 Hmotností průtok páry do ŠO.....40
Rovnice 11 Hmotnostní průtok páry do AO.....40
Rovnice 12 Výkonová bilance VTO 1 40
Rovnice 13 Hmotnostní průtok páry do VTO 1.....40
Rovnice 14 Substituce 1.....40
Rovnice 15 Výkonová bilance VTO 2 41
Rovnice 16 Hmotnostní průtok páry do VTO 2.....41
Rovnice 17 Substituce 2.....41
Rovnice 18 Bilance hmotnostních průtoků páry.....41
Rovnice 19 Upravená rovnice hmotnostních průtoků.....41
Rovnice 20 Substituce 3.....42
Rovnice 21 Hmotnostní průtok páry do TG2.....42
Rovnice 22 Hmotnostní průtok páry do TG2 po odstavení VTO 2 42
Rovnice 23 Hmotnostní průtok páry do TG2 po odstavení VTO 2 a VTO 1 42
Rovnice 24 Hmotnostní průtok páry regulovaného odběru TG2 43
Rovnice 25 Výkonová bilance ZO.....43
Rovnice 26 Hmotnostní průtok páry do ZO.....43
Rovnice 27 Výkonová bilance NTO 2 44
Rovnice 28 Hmotnostní průtok páry do NTO 2 44
Rovnice 29 Hmotnostní průtok páry do NTO 1 44
Rovnice 30 Hmotnostní průtok páry do kondenzace z TG2 44
Rovnice 31 Hodinová výroba TG1.....49
Rovnice 32 Hodinová výroba TG2.....49
Rovnice 33 Vlastní spotřeba teplárny 50
Rovnice 34 Prodej elektřiny.....50
Rovnice 35 Hodinová spotřeba uhlí na K1.....51
Rovnice 36 Roční spotřeba uhlí.....51
Rovnice 37 Hodinová spotřeba LTO na OK.....51

Rovnice 38 Roční spotřeba LTO 52
Rovnice 39 Roční emise CO_2 52
Rovnice 40 Roční spotřeba vápence 52
Rovnice 41 Výpočet ceny uhlí v roce t 53

Seznam příloh

Příloha 1: Model_teplárny.xlsm

Použitá literatura

1. Maximální měrná tepelná kapacita látky. In: fyzmatik [online]. 24. 11. 2012 [cit. 1. 10. 2017]
   Dostupné z: http://fyzmatik.pise.cz/1415-maximalni-merna-tepelna-kapacita-latky.html

2. Bechník, Bronislav. Akumulace tepelné energie - fyzikální principy. In: tzbinfo [online]. 14. 5. 2003 [cit. 5. 11. 2017]
   Dostupné z: http://oze.tzb-info.cz/akumulace-tepla/1482-akumulace-tepelne-energie-fyzikalni-principy

3. Matuška, Tomáš. Zásobníky tepla s řízeným teplotním vrstvením (stratifikací) In: tzbinfo [online]. [cit. 12. 11. 2017]
   Dostupné z: http://oze.tzb-info.cz/solarni-kolektory/156-zasobniky-tepla-s-rizenym-teplotnim-vrstvenim-stratifikaci

4. Bechník, Bronislav. Porovnání vybraných způsobů akumulace tepelné energie. In: tzbinfo [online]. 21. 5. 2003 [cit. 12. 11. 2017]
   Dostupné z: http://oze.tzb-info.cz/akumulace-tepla/1490-porovnani-vybranych-zpusobu-akumulace-tepelne-energie

5. Matuška, Tomáš. Trendy v akumulaci tepla pro obnovitelné zdroje energie. In: solarnispolecnost [online]. [cit. 12. 11. 2017]
   Dostupné z: http://www.solarnispolecnost.cz/?download=_/58/matuska_akumulace.pdf

6. IRENA, ETSAP. Thermal Energy Storage. In: irena [online]. 2013 [cit. 25. 11. 2017]
   Dostupné z: https://www.irena.org/documentdownloads/publications/irena-etsap%20tech%20brief%20e17%20thermal%20energy%20storage.pdf

7. Cieslar, Stanislav. Teplárny Brno loni investovaly nejvyšší sumu v historii. In: allforpower [online]. 11. 6. 2017 [cit. 10. 12. 2017]
   Dostupné z: http://www.allforpower.cz/clanek/teplarny-brno-loni-investovaly-nejvyssi-sumu-v-historii/

8. *Teplárny Brno, a.s.: Firemní prospekt: Paroplynová teplárna Červený mlýn.*

9. E S L, a.s. Skládané deskové výměníky tepla Alfa Laval v provozu Tepláren Brno. In: topin [online]. 12. 2. 2017 [cit. 10. 12. 2017]
   Dostupné z: http://www.topin.cz/clanky/skladane-deskove-vymeniky-tepla-alfa-laval-v-provozu-teplaren-brno-detail-914

10. KIEL Coastal Power Plant. In: power-technology.com [online]. 2017 [cit. 7. 1. 2018]
    Dostupné z: http://www.power-technology.com/projects/kiel-coastal-power-plant/

11. Europe´s most modern gas engine heating power plant with combined heat and power generation. In: kraftanlagen.com [online]. 2017 [cit. 7. 1. 2018]
    Dostupné z: https://www.kraftanlagen.com/en/cases/gas-fired-heating-power-plant-with-combined-heat-and-power-generation-in-kiel/