

**Západočeská univerzita v Plzni
Fakulta elektrotechnická**

DISERTAČNÍ PRÁCE

**Analýza vlivu integrace systému pro akumulaci tepelné
energie na provozně-ekonomické parametry městské
teplárenské sítě centrálního zásobování teplem**

Disertační práce

**k získání akademického titulu doktor
ve studijním programu**

**Elektrotechnika a informační technologie /
Electrical Engineering and Information Technology**

Ondřej, Burian, Ing.

**Analýza vlivu integrace systému pro akumulaci tepelné
energie na provozně-ekonomické parametry městské
teplárenské sítě centrálního zásobování teplem**

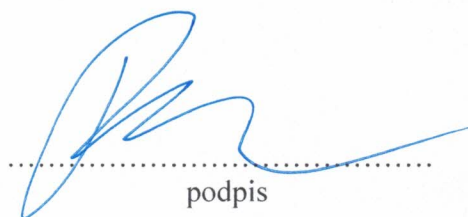
Školitel: prof. Ing. Radek Škoda, Ph.D. MSc

Prohlášení

Prohlašuji, že jsem disertační práci vypracoval samostatně a použil jsem prameny, které cituji a uvádím v seznamu literatury. V předložené vědecké práci jsou použity obvyklé vědecké postupy.

V Plzni, datum

28. 8. 2025



.....
podpis

Poděkování

Rád bych na tomto místě poděkoval svému školiteli prof. Ing. Radku Škodovi, Ph.D. MSc za neocenitelnou pomoc, Dr. Hussein Abdulkareem Saleh Abushamah za to že mi ukázal metodu optimalizace pomocí MIP, a své ženě Petře za její bezmeznou trpělivost při tvorbě této práce.

Prohlášení řešitele projektu

Prohlašuji, že tato disertační práce nebyla součástí žádného dotačního projektu.

V Plzni, datum

28.8.2025

.....
podpis

Abstrakt

Tato disertační práce se zabývá technicko-ekonomickou analýzou systémů centrálního zásobování teplem (CZT) s integrovaným systémem pro akumulaci tepelné energie (TES) a doplňkovou výrobou elektřiny z nízkopotenciálního akumulovaného tepla. Cílem této práce je zejména analyzovat vliv zařazení technologie TES na ekonomiku provozu do různých systémů CZT. Konkrétně do systémů se samostatnou výrobou tepla - výtopna (HOP) a kombinovanou výrobou tepla - teplárna (CHP). Pro řešení této práce byl vyvinut vlastní optimalizační program a výpočetní model založený na smíšeném celočíselném programování. Tento model propojuje provozní a investiční parametry zařízení, dynamiku akumulace tepla, proměnnou spotřebu tepla a proměnnou cenu elektřiny. Výsledkem této práce je podrobná analýza vlivu TES a kombinace TES a přídatného ORC cyklu na provozně-ekonomické charakteristiky výtopny a provozně-ekonomické charakteristiky teplárny při různých úrovních roční produkce tepla. Sledovaná zařízení vyrábějí teplo pomocí kombinace kotlů na biomasu a plynových kotlů. Sledovaný rozsah roční výroby tepla je 92 – 550 GWh_t ročně. Charakter roční spotřeby tepla odpovídá spotřebě pro komunitní účely.

Klíčová slova

Centrální zásobování teplem (CZT), Akumulace tepelné energie (TES), Kombinovaná výroba elektřiny a tepla (CHP), výroba elektřiny z tepla (HTP, ORC), techno-ekonomická optimalizace, LCOH, LCOE, NPV, emise CO₂

Abstract

This dissertation deals with the technical and economic analysis of district heating (DHT) systems with an integrated thermal energy storage system (TES) and additional electricity generation from low-potential stored heat. The aim of this work is mainly to analyze the impact of including TES technology on the economy of operation in various DHT systems. Specifically, in systems with separate heat production - heating plant (HOP) and combined heat and power plant (CHP). To solve this work, an own optimization program and a computational model based on mixed integer programming were developed. This model connects the operating and investment parameters of the device, the dynamics of heat storage, variable heat consumption and the change in the price of electricity. The result of this work is a detailed analysis of the impact of TES and the combination of TES and an additional ORC cycle on the operational and economic characteristics of the heating plant and the operational and economic characteristics of the heating plant at different levels of annual heat production. The monitored devices produce heat using a combination of biomass boilers and gas boilers. The monitored range of annual heat production is 92 – 550 GWh_t per year. The nature of annual heat consumption corresponds to consumption for community purposes.

Keywords

District heating system (DHS), Thermal energy storage (TES), Combined heat and power (CHP), heat-to-power (HTP, ORC), Techno-economic optimization, LCOH, LCOE, NPV, CO₂ emissions

Seznam obrázků

OBR. 1 – SCHÉMA USPOŘÁDÁNÍ FUNKČNÍCH BLOKŮ VÝPOČETNÍHO PROGRAMU, JEHO VSTUPŮ A VÝSTUPŮ.....	37
OBR. 2 – OBECNÉ SCHÉMA STRUKTURY VÝPOČETNÍHO MODELU	38
OBR. 3 - PRŮBĚH SPOTŘEBY TEPLA POUŽITÝ VE VÝPOČETNÍM MODELU.....	46
OBR. 4 - KUMULATIVNÍ PRŮBĚH SPOTŘEBY TEPLA BĚHEM ROKU.....	47
OBR. 5 - GRAF DISTRIBUČNÍHO ROZDĚLENÍ KUMULATIVNÍ RELATIVNÍ ČETNOSTI VÝKONOVÉHO ZATÍŽENÍ.	48
OBR. 6 – PRŮBĚH SPOTOVÝCH CEN ELEKTŘINY VE SLEDOVANÉM OBDOBÍ.....	52
OBR. 7 – VÝKONOVÁ SKLADBA ZDROJŮ TEPLA JEDNOTLIVÝCH VARIANT	72
OBR. 8 – VÝKONOVÁ SKLADBA ZDROJŮ TEPLA JEDNOTLIVÝCH VARIANT	72
OBR. 9 – ČISTÁ KAPITÁLOVÁ HODNOTA (NPV)	74
OBR. 10 - ČISTÁ KAPITÁLOVÁ HODNOTA (NPV).....	75
OBR. 11 – NÁVRATNOST INVESTICE (ROI)	76
OBR. 12 – NÁVRATNOST INVESTICE (ROI)	76
OBR. 13 – MĚRNÁ CENA TEPLA – LCOH	78
OBR. 14 - MĚRNÁ CENA TEPLA – LCOH.....	78
OBR. 15 - MĚRNÁ CENA ELEKTŘINY – LCOE	79
OBR. 16 – KAPITÁLOVÉ NÁKLADY (CAPEX)	81
OBR. 17 – KAPITÁLOVÉ NÁKLADY (CAPEX)	81
OBR. 18 – EMISE CO ₂	83
OBR. 19 – EMISE CO ₂	83
OBR. 20 – PODÍL PLYNOVÝCH KOTLŮ NA CELKOVÉ PRODUKCI TEPLA	85

Seznam tabulek

TAB. 1 – PŘEHLED GENERACÍ SYSTÉMŮ CENTRÁLNÍHO ZÁSOBOVÁNÍ TEPEM [2][11].....	18
TAB. 2 – ZDROJE TEPLA PRO SYSTÉMY CENTRÁLNÍHO ZÁSOBOVÁNÍ TEPEM [5]	20
TAB. 3 - POROVNÁNÍ KRÁTKODOBÝCH A DLOUHODOBÝCH ZÁSOBNÍKŮ TEPLA [21]	23
TAB. 4 – POROVNÁNÍ TECHNOLOGIÍ AKUMULACE TEPLA [21]	24
TAB. 5 – POROVNÁNÍ PODZEMNÍCH ZÁSOBNÍKŮ TEPLA.....	26
TAB. 6 – POROVNÁNÍ TECHNOLOGIÍ PRO VÝROBU ELEKTRINY Z NÍZKOPOTENCIÁLNÍHO TEPLA	28
TAB. 7 – PŘEHLED MEZNÍCH HODNOT I., II. A III. OBLASTI VÝKONOVÉHO ZATÍŽENÍ.....	49
TAB. 8 – POUŽITÉ ÚROVNĚ VÝKONOVÉHO ZATÍŽENÍ A JEJICH CHARAKTERISTICKÉ PARAMETRY	50
TAB. 9 – TECHNICKO-EKONOMICKÉ PARAMETRY ZDROJE TEPLA HOP 1	54
TAB. 10 – TECHNICKO-EKONOMICKÉ PARAMETRY ZDROJE TEPLA HOP 2	54
TAB. 11 – VÝSTUPNÍ PARAMETRY VÝPOČETNÍHO PRVKU PRO ZDROJ TEPLA HOP	55
TAB. 12 – TECHNICKO-EKONOMICKÉ PARAMETRY SYSTÉMU PRO KOMBINOVANOU VÝROBU ELEKTRINY A TEPLA CHP 1 [8]	55
TAB. 13 - VÝSTUPNÍ PARAMETRY VÝPOČETNÍHO PRVKU PRO ZDROJ TEPLA A ELEKTRINY CHP	56
TAB. 14 - TECHNICKO-EKONOMICKÉ PARAMETRY SYSTÉMU PRO AKUMULACI TEPLA TES 1	57
TAB. 15 – VÝSTUPNÍ PARAMETRY VÝPOČETNÍHO PRVKU PRO SYSTÉM PRO AKUMULACI TEPLA TES	57
TAB. 16 – TECHNICKO-EKONOMICKÉ PARAMETRY SAMOSTATNÉHO SYSTÉMU PRO VÝROBU ELEKTRINY HTTP 1 [A1][42][47].....	58
TAB. 17 – VÝSTUPNÍ PARAMETRY VÝPOČETNÍHO PRVKU PRO SYSTÉM PRO DOPLŇKOVOU VÝROBU ELEKTRINY HTP	58
TAB. 18 – VSTUPNÍ PARAMETRY VÝPOČETNÍHO PRVKU PRO POTRUBNÍ SÍŤ PIP.....	58
TAB. 19 – VÝSTUPNÍ PARAMETRY VÝPOČETNÍHO PRVKU PRO POTRUBNÍ SÍŤ PIP.....	58
TAB. 20 – TABULKA JEDNOTLIVÝCH OPTIMALIZOVANÝCH VARIANT ZAPOJENÍ SYSTÉMU CZT	60
TAB. 21 – VÝSLEDNÉ KONFIGURACE VARIANT SYSTÉMŮ CZT PRO VÝKONOVÉ HLADINY 1 – 3	63
TAB. 22 - VÝSLEDNÉ KONFIGURACE VARIANT SYSTÉMŮ CZT PRO VÝKONOVÉ HLADINY 4 – 6	64
TAB. 23 – TECHNICKÉ A EKONOMICKÉ PARAMETRY VARIANT SYSTÉMŮ CZT	66
TAB. 24 - TECHNICKÉ A EKONOMICKÉ PARAMETRY VARIANT SYSTÉMŮ CZT.....	68
TAB. 25 – VEŠKERÉ PARAMETRY VARIANT SYSTÉMŮ ZALOŽENÝCH NA VÝROBĚ TEPLA POUZE Z PLYNOVÝCH KOTLŮ	70

Seznam zkratk

Zkratky česky

BK	kotel na biomasu
CZT	centrální zásobování tepla
KVET	kombinovaná výroba elektřiny a tepla
ORC	organický Rankinův cyklus
PK	plynový kotel
PTT	protitlaková turbína
TUV	teplá užitková voda

Zkratky anglicky (včetně českých ekvivalentů)

CAPEX	Capital Expenditures	investiční náklady
CHP	Combined Heat and Power	kombinovaná výroba elektřiny a tepla
HD	Head Demmand	spotřeba tepla
HOP	Heat Only Generation	samostatná výroba tepla - výtopna
HTP	Heat To Power	výroba elektřiny z tepla
IRR	Internal Retrun Rate	vnitřní míra výnosnosti
LCOE	Levelised Cost Of Electricity	měrná cena elektřiny
LCOH	Levelised Cost Of Heat	měrná cena tepla
NPV	Net Present Value	čistá současná hodnota
TES	Thermal Energy Storage	akumulace tepelné energie
OPEX	Operational Expenditures	provozní náklady
ROI	Return Of Investment	návratnost investice
MILP	Mixed Integer Linear Programming	smíšené celočíselné lineární programování
MIP	Mixed Ineger Programming	smíšené celočíselné programování
PI	Profitability index	index ziskovosti
PP	Payback Period	doba návratu investice

Seznam značek ve vzorcích

Proměnné

C_0	počáteční investiční náklady (CAPEX)
C	kapacita zásobníku tepla [MWh _t]
CF	čistý peněžní tok – cash flow [EUR]
E	elektrická energie [MWh _e]
P	výkon [MW]
RCC	dodatečné náklady a příjmy mimo běžný provoz zařízení [EUR]
R	zisk z prodeje energie [EUR]
T_{min}	minimální doba provozu zásobníku [h]
SV	zbytková hodnota zařízení po ukončení
N	celková doba provozu zařízení [roky]
Q	tepelná energie [MWh _t]
c	poměr výroby elektřiny a tepla [-]
d	diskontní sazba [-]
l	minimální okamžitý výkon ku nominálnímu výkonu [%]
r	maximální změna výkonu ku nominálnímu výkonu [%]
z	binární proměnná zapnutí zdroje ($z = 0$ vypnuto, $z = 1$ zapnuto)
η	účinnost [-]
α	rozdělovací faktor [-]
ζ_{PIP}	poměrné ztráty tepla potrubní sítě [-]

Horní indexy

CHP	zdroj elektřiny a tepla typu CHP
HOP	zdroj elektřiny typu HOP
HTP	zdroj elektřiny typu http (ORC)
TES	zásobník tepla TES
PIP	potrubní systém
RTE	účinnost akumulace tepla
f	okamžitý tok tepla
in	vstupní
out	výstupní
level	okamžitá úroveň nabití zásobníku

lost	ztráty
return	navracené teplo
store start	počátek akumulace tepla

Dolní indexy

E	elektřina
RTE	účinnost akumulace tepla
Q	teplo
a	pořadové číslo zásobníku tepla TES
down	dolní limit změny výkonu
e	elektrický
j	pořadové číslo jednotky HTP
n	časový krok - hodina
p	pořadové číslo jednotky CHP
s	pořadové číslo jednotky HOP
t	tepelný
up	horní limit změny výkonu
in	nabíjení
out	vybíjení

Obsah

1	ÚVOD.....	12
2	ANALÝZA SOUČASNÉHO STAVU POZNÁNÍ.....	14
2.1	KONCEPCE SYSTÉMŮ CENTRÁLNÍHO ZÁSOBOVÁNÍ TEPEM	15
2.2	GENERACE SYSTÉMŮ CZT	16
2.3	ZDROJE TEPLA PRO CZT	18
2.4	TECHNOLOGIE PRO AKUMULACI TEPLA (TES – THERMAL ENERGY STORAGE)	20
2.4.1	<i>Krátkodobá akumulace tepelné energie</i>	<i>25</i>
2.4.2	<i>Dlouhodobá akumulace tepelné energie</i>	<i>25</i>
2.5	TECHNOLOGIE PRO VÝROBU ELEKTRINY Z NÍZKOPOTENCIÁLNÍHO TEPLA	27
2.5.1	<i>Organický Rankinův Cyklus</i>	<i>27</i>
2.5.2	<i>Kalinův cyklus</i>	<i>28</i>
2.6	NÁSTROJE PRO EKONOMICKÉ HODNOCENÍ SYSTÉMŮ CZT.....	28
2.7	OPTIMALIZAČNÍ METODY	31
2.7.1	<i>Typy optimalizačních metod</i>	<i>32</i>
2.7.2	<i>Programové nástroje</i>	<i>34</i>
3	CÍLE DISERTAČNÍ PRÁCE A JEJÍ ŘEŠENÍ.....	35
4	POPIS VÝPOČETNÍHO PROGRAMU	37
4.1	POPIS HLAVNÍCH VÝPOČETNÍCH VZTAHŮ VÝPOČETNÍHO MODELU.....	40
4.1.1	<i>Soubor proměnných.....</i>	<i>41</i>
4.1.2	<i>Soubor omezujících podmínek jednotlivých prvků</i>	<i>41</i>
4.1.3	<i>Celková bilance tepla</i>	<i>45</i>
4.1.4	<i>Ostatní výpočetní vztahy.....</i>	<i>45</i>
5	VSTUPNÍ DATA VÝPOČETNÍHO MODEL	46
5.1	SPOTŘEBA TEPLA	46
5.2	CENA ELEKTRINY A TEPLA	51
5.2.1	<i>Prodejní cena elektřiny.....</i>	<i>51</i>
5.2.2	<i>Prodejní cena tepla.....</i>	<i>52</i>
5.3	ZDROJE TEPLA.....	52
5.3.1	<i>Systémy pro samostatnou výrobu tepla</i>	<i>54</i>
5.3.2	<i>Systémy pro kombinovanou výrobu elektřiny tepla</i>	<i>56</i>
5.4	AKUMULACE TEPLA	56
5.5	SYSTÉMY PRO DOPLŇKOVOU VÝROBU ELEKTRICKÉ ENERGIE	57
5.6	POTRUBNÍ SÍŤ	58
6	VYBRANÉ VARIANTY A SCÉNÁŘE MODELOVANÝCH SOUSTAV	59
7	VÝSLEDKY OPTIMALIZACE	62
8	DISKUSE.....	71
8.1	POROVNÁNÍ VÝKONOVÉ SKLADBY	71
8.2	POROVNÁNÍ ČISTÉ SOUČASNÉ HODNOTY	73
8.3	POROVNÁNÍ NÁVRATNOSTI INVESTICE	75

8.4	POROVNÁNÍ MĚRNÉ CENY TEPLA.....	77
8.5	POROVNÁNÍ MĚRNÉ CENY ELEKTRINY.....	79
8.6	POROVNÁNÍ KAPITÁLOVÝCH NÁKLADŮ	80
8.7	POROVNÁNÍ EMISÍ CO ₂	82
9	ZÁVĚR	86
	SEZNAM POUŽITÉ LITERATURY A INFORMAČNÍCH ZDROJŮ	88
	SEZNAM PUBLIKACÍ A VÝSTUPŮ STUDENTA VZTAHUJÍCÍCH SE K	
	DISERTAČNÍ PRÁCI	92
	OSTATNÍ PUBLIKACE A VÝSTUPY STUDENTA.....	93

1 Úvod

Energetický sektor prochází v posledních letech obdobím zásadní transformace, která je ovlivňována zejména závazky států v oblasti snižování emisí skleníkových plynů, růst podílu obnovitelných zdrojů energie (OZE) a požadavek na zajištění dlouhodobé udržitelnosti výroby energie. Evropská unie se zavázala k dosažení klimatické neutrality do roku 2050, což vyžaduje zásadní změny nejen v elektroenergetice, ale i sektoru vytápění, který tvoří přibližně polovinu konečné spotřeby veškeré energie [1][2][3].

Velmi významnou část této transformace tvoří oblast systémů centrálního zásobování teplem (CZT), která má zejména v zemích střední, severní a východní Evropy dlouhou tradici. Velkou výhodou systémů CZT je schopnost centralizovat výrobu tepla, efektivně využívat odpadní teplo z průmyslových procesů, kombinovat výrobu elektřiny a tepla (CHP) i obnovitelné zdroje (např. výroba tepla z biomasy) a zároveň snižovat lokální emise CO₂ oproti lokálními vytápění[3]. Díky své infrastruktuře se CZT stávají perspektivní platformou pro integraci nových technologií a pro dosažení dekarbonizačních cílů v sektoru vytápění.[4]

Jedním z hlavních problémů současných soustav CZT je jejich velmi omezená schopnost reagovat na proměnlivou spotřebu tepla, což má většinou za následek vyšší energetické ztráty a vyšší spotřebu primárních zdrojů energie z důvodu provozu části zařízení v horké rezervě za účelem vykrývání špičkové spotřeby [5]. I tak je však schopnost soustav CZT reagovat na krátkodobé výkyvy omezená. [6]

Akumulace tepelné energie představuje z technického hlediska jeden z nejefektivnějších způsobů a směrů, jak zvýšit efektivitu provozu soustav CZT, což právě dokládá tato práce. Klíčovým aspektem je však správný návrh integrace TES umožňující vyrovnávat denní i sezónní výkyvy spotřeby tepla, snižovat instalovaný výkon špičkových zdrojů tepla, omezovat spotřebu fosilních paliv a produkci CO₂ a zároveň poskytuje možnost doplňkové výroby elektrické energie pomocí technologií jakými jsou ORC nebo Kalinův cyklus. [A1]

Naopak nesprávně provedená integrace TES může mít kontraproduktivní účinky. To dokládají některé studie, kde nevhodně dimenzovaná zařízení nebo nevhodné provozní strategie mohou vést ke zvýšení produkce CO₂, či poklesu účinnosti některých zdrojů [7]. Právě z tohoto důvodu je nutné a nezbytné zkoumat nejen technické aspekty integrace TES do soustav CZT, ale i ekonomické a ekologické aspekty takového kroku.

Jako velmi vhodný nástroj na řešení výše uvedených problémů se jeví optimalizační metody založené na celočíselném programování, které umožňují predikovat provoz soustav

CZT po dobu celé sezóny nebo i celého životního cyklu zařízení. Díky těmto nástrojům je možné nelézt nejvhodnější scénář provozu různých zdrojů tepla, TES a ORC s cílem co nejlepších ekonomických a ekologických výsledků.

Cílem této disertační práce je provést technicko-ekonomickou optimalizaci systému centrálního zásobování teplem pro komunitní dodávku tepla s integrací TES a doplňkové výroby elektrické energie a následně pak porovnat provozně-ekonomické charakteristiky základní varianty, varianty s TES a varianty s TES a ORC. Více o cílech této v práci v kapitole 3.

2 Analýza současného stavu poznání

Centrální zásobování teplem (CZT) představuje systém, jehož princip spočívá v centralizované výrobě tepelné energie v jednom či více centrálních zdrojích a jejím následném rozvodu k uživatelům prostřednictvím potrubní distribuční sítě. Takto vyrobené teplo je využíváno především pro účely vytápění budov a přípravu teplé vody, případně k technologickým účelům jako tzv. procesní teplo, to hraje klíčovou roli v průmyslové výrobě – například v petrochemickém, potravinářském či zpracovatelském průmyslu. Dodávka tepla je realizována ve formě teplé nebo horké vody, případně topné páry, v závislosti na specifických požadavcích odběrného místa a typu distribučního systému. [8][9]

Analogickým způsobem fungují také systémy centrálního zásobování chladem (CZCH), které zajišťují distribuci chladu ve formě ochlazené vody. Tyto systémy nacházejí uplatnění zejména v administrativních budovách, obchodních centrech nebo zdravotnických zařízeních. [3][10]

Významnou předností CZT oproti individuálním, decentralizovaným zdrojům tepla je jeho vyšší energetická účinnost. Ta je umožněna mimo jiné širšími možnostmi využití kombinované výroby tepla a elektřiny (kogenerace) [2], integrace odpadního tepla a tepla z obnovitelných zdrojů, jako jsou biomasa, geotermální energie či solární teplo [11]. Mezi další výhody patří snížení emisí skleníkových plynů [12], možnost centrální akumulace tepla, úspora prostoru na straně koncových uživatelů, vyšší bezpečnost provozu a zajištění vyššího komfortu zásobování teplem [5].

Na druhé straně je však nutné zohlednit i určité nevýhody tohoto systému. Mezi ně patří především vysoké počáteční investiční náklady spojené s výstavbou infrastruktury (zdroje tepla, rozvody, výměňkové stanice) [13], tepelné ztráty při distribuci zejména v systémech s delšími trasami [12], komplikovaná správa a údržba, relativní technologická setrvačnost a nižší konkurence mezi dodavateli tepla [11]. Systém je rovněž méně efektivní v oblastech s nízkou hustotou zástavby a uživatelé mají omezené možnosti individuální regulace a optimalizace nákladů.

2.1 Koncepce systémů centrálního zásobování teplem

Základní dva elementy každého systému CZT jsou zdroj nebo zdroje tepla a distribuční síť CZT. Účel těchto elementů je nasnadě. Zatímco zdroje tepla zajišťují výrobu dodávaného tepla, distribuční síť zajišťuje dopravu a distribuci vyrobeného tepla koncovým odběratelům. Výroba tepla je zpravidla realizována jako kombinovaná s výrobou elektřiny a tepla (KVET), například v teplárenských obězích nebo v kogeneračních jednotkách. Distribuce tepla je realizována zpravidla pomocí ocelového nebo plastového izolovaného potrubí, kdy dodávané teplo může mít různé parametry dle konkrétních požadavků odběratelů. [7]

Distribuční sítě lze podle teplotního média a jeho teploty rozdělit na parní, horkovodní a teplovodní. Parní sítě jsou v dnešní době pro svoji ne hospodárnost na ústupu a využívají se zejména tam, kde je požadavek na dodávku vysokopotenciální topné páry pro technologické účely. Typicky mívá dodávaná pára teplotu do 200 °C při tlaku 1,6 MPa. Vyšší provozní tlaky jsou pak méně časté a jen výjimečně dosahují vyšší hodnoty než 2,5 MPa. Výhodou dodávky tepla v topné páře je možnost přenosu relativně velkých výkonů na velké vzdálenosti. Zásadní nevýhodou jsou však vysoké náklady na výrobu topné páry, provoz paro-kondenzátních distribučních soustav a vysoké ztráty tepla. Vzhledem k vysokým parametrům topné páry musí být jako materiál distribučních potrubí použita výhradně ocel.

Dodávka tepla v ohřáté vodě může být realizována buď tzv. teplou vodou (do teploty 90 °C na přívodu) nebo tzv. horkou vodou (většinou do teploty 120 °C na přívodu, výjimečně až 150 °C). Historicky byly preferovány systémy s horkou vodou ovšem, v současné době jsou tyto systémy nahrazovány teplovodními soustavami. Nevýhodou horkovodních soustav je zejména nutnost provozu za vyššího tlaku, což sebou přináší nutnost použití ocelového potrubí. Dále pak přináší vyšší teplota topné vody vyšší ztráty tepla a omezuje některé technologie pro výrobu tepla například tepelná čerpadla. Výhodami teplovodních soustav jsou zejména nižší ztráty tepla a možnost použití plastových předizolovaných trubek, což sebou přináší jak menší investiční tak provozní náklady.

Z pohledu regulace systémů CZT platí, že v ideálním případě, tedy v ustáleném stavu, se musí okamžitá výroba tepla rovnat okamžité spotřebě tepla. Pokud tomu tak není, může být tento přechodový jev do určité míry kompenzován samotnou distribuční sítí CZT. Ta bývá dostatečně robustní tak, aby mohla kompenzovat rychlé změny na straně odběratelů, aniž by bylo nutné dramaticky měnit výkon zdrojů tepla.

S celosvětovým trendem zvyšování podílu obnovitelných a nízkoemisních zdrojů ve výrobě energii a stejně s trendem snižování spotřeby energií se objevují nové požadavky na provoz systémů CZT. Přestávají kompenzační schopnosti sítí CZT stačit a systémy CZT musí být doplněny o prvek akumulace tepelné energie. Tyto prvky hrají důležitou roli pro integraci zdrojů tepla, jejichž výkon je buď časově závislý na okolních klimatických podmínkách – obnovitelné zdroje nebo musí být naopak pokud možno konstantní po celou dobu provozu – jaderné zdroje tepla.

2.2 Generace systémů CZT

Systémy CZT existují více než sto let. Za tu dobu prodělaly určitý evoluční vývoj od jednoduchých zařízení dodávajících teplo v ohřáté vodě či páře po plně integrovaná zařízení s diverzifikovanými zdroji tepla, vlastní akumulací tepla a přidruženou výrobou elektrické energie. Systémy CZT se rozdělují dokonce do pěti generací dle úrovně technické dokonalosti. Charakteristiky generací systémů CZT jsou uvedeny v tabulce.

Je však třeba zmínit, že většina současně provozovaných soustav CZT odpovídá druhé nebo třetí generaci. Jen několik systémů, převážně nově budovaných, splňuje parametry čtvrté generace, a v páté generaci zatím není provozován žádný systém.

Systémy první generace, jejichž počátky sahají do druhé poloviny 19. století, byly založeny na výrobě topné páry v parních kotlích a její přímé dodávce spotřebitelům. Teplota páry dosahovala až 200 °C. Tyto systémy odpovídaly době vrcholící průmyslové revoluce, kdy byla vysoká poptávka po páře jako nositeli energie. Zdrojem energie bylo téměř výhradně uhlí a pára byla vedena ocelovými trubkami, které byly izolovány při montáži. Od tohoto způsobu dodávky tepla se však postupně ustoupilo kvůli nízké ekonomické efektivitě provozu.

Systémy druhé generace již dodávají teplo ve formě horké vody ohřáté na 110–150 °C. Teplo se vyrábí v teplárnách v kombinaci s výrobou elektřiny. Dodávka topné páry je v těchto systémech omezena převážně na technologické účely, například pro procesní páru. Zdrojem energie zůstává převážně uhlí nebo mazut. Horká voda je rozváděna ocelovými trubkami izolovanými při montáži; vzhledem k vysoké teplotě je potrubí tlakové. Oproti předchozí generaci jsou tepelné rozvody vybaveny výměňikovými stanicemi s trubkovými výměníky.

Třetí generace systémů CZT klade důraz na zvýšení ekonomické efektivity provozu tepelných sítí i výroby tepla. Teplo se dodává ve formě teplé vody s maximální teplotou do 90 °C, což umožňuje provoz s téměř atmosférickým tlakem a využití plastového

předizolovaného potrubí. To výrazně snižuje investiční i provozní náklady na jeden metr teplovodní sítě. Ve výrobě tepla se stále více uplatňují technologie využívající biomasu nebo spalování odpadu, přibývají i menší kogenerační jednotky. Ve výměňkových stanicích se trubkové výměníky nahrazují kompaktními deskovými a v některých systémech se začínají objevovat první prvky pro akumulaci tepelné energie.

Čtvrtá generace systémů CZT se zcela odpoutává od závislosti na fosilních palivech. Zdrojem energie se stávají primárně obnovitelné zdroje, zatímco spalování zemního plynu je vnímáno jen jako doplňkové řešení pro pokrytí špičkových odběrů. Plně se integrují technologie pro využití odpadního tepla. Koncepce soustav se mění – roste počet připojených zdrojů tepla s menším výkonem a dochází k jejich decentralizaci. Pro zajištění nezávislosti na aktuálním provozu obnovitelných zdrojů jsou do soustav zařazeny systémy pro akumulaci tepla. Provozní teplota v teplovodní síti se snižuje na 70 °C, což umožňuje lepší využití odpadního tepla a nasazení tepelných čerpadel. Nižší provozní teplota rovněž snižuje tepelné ztráty v distribuční síti. Na druhé straně dodávka tepla o takto nízké teplotě klade zcela nové požadavky na technické řešení budov – ty musí být dostatečně zateplené a ideálně vybavené nízkoteplotním systémem vytápění (např. podlahovým topením), aby byl zachován tepelný komfort [14].

Pátá generace systémů CZT reflektuje současný technologický pokrok a rostoucí požadavky na udržitelnost. Jedná se o nový koncept, jehož hlavními rysy jsou velmi nízká provozní teplota, blízká se teplotě okolí, schopnost současně poskytovat chlazení i vytápění, vysoká míra decentralizace zdrojů tepla a rozsáhlá digitalizace a automatizace provozu. Z pohledu dekarbonizace energetiky jde o revoluční řešení, které je však zatím pouze ve fázi konceptu. Jeho realizace bude vyžadovat rozsáhlé úpravy legislativy a vysoké počáteční investice nejen na straně dodavatelů a distributorů, ale i odběratelů tepla a chladu, kteří budou muset přizpůsobit své technologie pro odběr tepla o výrazně nižší teplotě.

Tab. 1 – Přehled generací systémů centrálního zásobování teplem [2][11]

Generace	Teplonosná látka	Pracovní teplota	Potrubí	Charakteristika
1.	vodní pára	150 – 200 °C	ocelové izolované in-situ	přímá dodávka tepla v páře z parní výtopny
2.	horká voda	100 – 130 °C	ocelové izolované in-situ	dodávka tepla v tlakové horké vodě z teplárny, výroba tepla spalováním uhlí, výměňkové stanice s trubkovými výměníky tepla
3.	teplá voda	60 – 90 °C	plastové předizovované	dodávka tepla v teplé vodě z teplárny, výroba tepla spalováním uhlí, biomasy nebo odpadu, výměňkové stanice s kompaktními deskovými výměníky tepla
4.	teplá voda	30 – 70 °C	plastové předizovované	dodávka tepla v nízko ohřáté vodě, výroba tepla převážně z obnovitelných zdrojů, integrace využití odpadního tepla, integrace akumulace tepla
5.	teplá voda	< 30 °C	plastové předizovované	dodávka tepla ve vodě blízké teplotě okolí, kombinace systémů pro zásobování teplem a chladem, integrace distribuovaných stanic s tepelnými čerpadly

2.3 Zdroje tepla pro CZT

Historicky byla většina systémů CZT první a druhé generace zásobována teplem ze zdrojů využívajících fosilní paliva – zejména uhlí, zemní plyn a těžký topný olej. Významnou roli hrála také kombinovaná výroba elektřiny a tepla (KVET), která umožňuje efektivní využití paliva a současnou dodávku dvou forem energie. Tyto zdroje byly často budovány jako centrální jednotky s vysokým výkonem a napájely rozsáhlé distribuční sítě. Ve druhé polovině 20. století probíhaly i snahy o výstavbu jaderných tepláren, které však nepřekročily fázi rozestavěných prototypů. Jaderná energie se proto využívá pro vytápění jen okrajově, a to především k zásobování blízkého okolí stávajících jaderných elektráren teplem.

S nástupem třetí a čtvrté generace systémů CZT, rozvojem nízkoteplotních sítí a rostoucími požadavky na nízkemisní, bezemisní a energeticky efektivní zdroje tepla, došlo

k zařazení nových technologií, které v maximální míře využívají obnovitelné zdroje energie. Mezi tyto zdroje se řadí především biomasa, geotermální energie a solární teplo.

V případě biomasy se využívá spalování dřevní štěpky a pelet ve fluidních kotlích nebo spalování bioplynu v kogeneračních jednotkách bioplynových stanic. Geotermální teplo se získává nejčastěji z hlubinných vrtů v kombinaci s tepelnými čerpadly. V příznivých nebo výjimečných geologických podmínkách je možné získávat geotermální teplo i bez tepelných čerpadel či hlubinných vrtů – například na Islandu, kde teplá voda vyvěrá přímo na povrch. Solární teplo se získává pomocí plochých solárních kolektorů nebo koncentračních žlabů. V případě koncentračních solárních elektráren je dokonce možné vyrábět elektřinu a teplo současně, nevýhodou však zůstává silná závislost množství dodaného tepla na denní i roční době.

Spalování odpadů ve spalovnách představuje další energeticky efektivní a úspornou technologii výroby tepla. Její přínos spočívá nejen v úspoře primárních zdrojů energie, ale i v ekologické likvidaci odpadů, které by jinak skončily na skládkách s rizikem budoucího úniku toxických látek. Jelikož se jako palivo využívá odpad, jsou náklady na jeho pořízení obecně nižší. Je však nutné použít speciální kotle a zajistit důkladné čištění spalin ve specializovaných systémech, což zvyšuje zejména počáteční investiční náklady.

Využívání odpadního tepla je další energeticky efektivní technologie, která se uplatňuje především v systémech čtvrté generace CZT. Obvykle jde o doplňkový zdroj, jehož cílem je znovu využít odpadní teplo z průmyslových provozů nebo jiných zdrojů pro účely vytápění. Nižší provozní teploty moderních sítí CZT usnadňují zapojení širšího spektra zdrojů odpadního tepla.

Tepelná čerpadla se v moderních systémech CZT uplatňují stále častěji jako hlavní nebo doplňkový zdroj tepla. Jejich princip spočívá v odběru nízkopotenciálního tepla z okolního prostředí (vzduchu, vody, země) a jeho „přečerpání“ na vyšší teplotní úroveň vhodnou pro vytápění. Tepelná čerpadla mohou pracovat samostatně, nebo v kombinaci s dalšími zdroji tepla, a díky vysokému topnému faktoru (COP) dosahují výrazné úspory energie. Z pohledu dekarbonizace představují zásadní technologii, protože umožňují efektivně využívat obnovitelné zdroje a odpadní teplo a minimalizovat emise skleníkových plynů. V nízkoteplotních sítích 4. a 5. generace pak tepelná čerpadla umožňují provoz systémů CZT při teplotách pod 70 °C, čímž dále zvyšují jejich efektivitu a snižují tepelné ztráty v distribuční síti.

Tab. 2 – Zdroje tepla pro systémy centrálního zásobování teplem [5]

Typ zdroje	Účinnost výroby tepla [%]	Emise CO ₂ [kg/GJ]	Investiční náročnost	Provozní náklady	Flexibilita	Vhodné pro generaci CZT
Uhelný kotel	75–85	90–120	Nízká–střední	Nízké	Nízká	2.–3. generace
Plynová kogenerace (CHP)	85 – 90 (celková)	50–60	Střední	Střední	Vysoká	3.–4. generace
Biomasa (štěpka, pelety)	75 – 90	0–10*	Střední	Střední	Střední	3.–4. generace
Geotermální energie	100 + (zdánlivá)	0	Vysoká	Nízké	Nízká	4.–5. generace
Solární termální kolektory	30 – 60 (sezónně)	0	Střední–vysoká	Nízké	Nízká	4.–5. generace
Odpadní teplo z průmyslu	90 – 100	0	Nízká–střední**	Nízké	Nízká–střední	3.–5. generace
Tepelné čerpadlo (elektr.)	COP 3 – 5	0 ***	Střední	Střední–vysoké	Vysoká	4.–5. generace
Spalovna (WtE)	70 – 90	10 – 40 ****	Vysoká	Střední	Nízká–střední	3.–4. generace

2.4 Technologie pro akumulaci tepla (TES – Thermal Energy Storage)

Akumulace tepla představuje důležitý prvek moderních systémů, který umožňuje vyrovnaní časového nesouladu mezi výrobou a spotřebou tepla. Nachází uplatnění u systémů 3. generace, kde umožňuje flexibilní, efektivní a hospodárný provoz teplotárenských sítí [14][5]. Prvky akumulace tepelné energie (TES) jsou pak nedílnou součástí systémů 4. a 5. generace, kde mají zásadní význam pro integraci obnovitelných i neobnovitelných zdrojů

energie, jako jsou solární systémy, geotermální systémy, odpadní teplo s proměnlivou dostupností [3][15] nebo i jaderné zdroje.

V kontextu současných i budoucích systémů CZT přináší systémy pro akumulaci tepla tyto výhody [7]:

- Zvýšení účinnosti zdrojů tepla a zvýšení účinnosti celé teplárenské soustavy – zdroje mohou pracovat déle ve výkonovém režimu s nejlepší účinností [16]
- Snížení počtu zdrojů tepla a snížení jejich nominálního výkonu
- Vyrovnání špiček – redukce provozu špičkových zdrojů
- Integrace obnovitelných zdrojů – umožňuje zajistit dodávku tepla ze solárních a geotermálních systémů, případně umožňuje jejich kombinace
- Integrace tepelných čerpadel – umožňuje získat teplo z TČ v době kdy je elektřina nejdostupnější
- Efektivní využití odpadního tepla – umožňuje uložení odpadního tepla pro pozdější využití
- Snížení provozních nákladů – využití levnějšího tepla mimo špičku.
- Zvýšení efektivity provozu kogeneračních jednotek – přesun výroby na dobu, kdy je zisk z vyrobené elektřiny nejvyšší [17]
- Variabilita – možnost výroby elektřiny z tepla při nižší poptávce
- U systémů 5. generace umožňuje efektivní přenášení tepla mezi systémy pro chlazení a vytápění
- Snížení provozních nákladů, snížení nákladů na čerpací práci v potrubích sítích až o 1 % [18]

Například studie [19] předpokládá roční úsporu 1,4 milionu GWh a snížení emisí CO₂ o dvě třetiny v EU při širokém nasazení TES v oboru CZT. To odpovídá zhruba 5 % spotřeby primární energie v EU.

Jiná studie [7] pak předpokládá pokles provozních nákladů o 10 – 20 % při zavedení TES do sítí CZT.

Existují však i nevýhody systémů TES [7]:

- Vyšší investiční náklady systémů CZT

- Nároky na prostor
- Vyšší tepelné ztráty – zejména u sezónních zásobníků
- Vyšší nároky na regulaci celého systému CZT

Systémy pro akumulaci tepelné energie lze rozdělit podle mnoha hledisek a kritérií. Pokud se omezíme pouze na systémy, které jsou vhodné pro použití v soustavách CZT můžeme rozdělit technologie tes podle čtyř následujících kritérií [7][20]:

- Podle doby akumulace tepla
 - Krátkodobé
 - Dlouhodobé
- Podle fyzikálního principu
 - Akumulace do citelného tepla
 - Akumulace do latentního tepla
 - Chemická akumulace tepla
- Podle způsobu připojení k systému CZT
 - Centralizované
 - Distribuované
- Způsobu provozu
 - Stacionární
 - Mobilní

Z hlediska koncepce celého systému CZT a způsobu jeho provozování má největší vliv první kritérium dle doby akumulace tepla. Systémy s krátkodobou akumulací tepla pracují zpravidla na denní bázi, kdy reflektují proměnnou denní spotřebu tepla, případně i jiné faktory závislé na denní době. Naopak dlouhodobé systémy pracují na sezónní, zpravidla roční bázi. Takové systémy mají obří zásobníky tepla, které se v období přebytků (zpravidla v letních měsících) nabíjí teplem, aby ho mohly v období zvýšené poptávky po teple (zpravidla zimní měsíce) dodávat do soustav CZT. Dlouhodobé zásobníky mají tak několikanásobně větší kapacitu než krátkodobé zásobníky tepla, viz Tab. 3.

Tab. 3 - Porovnání krátkodobých a dlouhodobých zásobníků tepla [21]

	Krátkodobé TES (Short-term)	Dlouhodobé TES (Long-term)
Hlavní účel	Ukládání energie během denního (týdenního) údolí spotřeby, využití při špičce	Ukládání energie během sezóny s vysokou dostupností, využití v opačné sezóně
Objem uložené energie	10–50 MWh	50–1000 MWh
Nároky na prostor	10–100 m ²	1 000 – 10 000 m ² (tank-pit), cca 100 m ² (vrt / akvifer)
Nejběžnější typy	Vodní zásobníky	Tank-pit, akviferová úložiště
Investiční náklady	30–50 €/m ³	30–500 €/m ³
Tepelné ztráty	Pod 5 %	Kolem 30 %
Typická kombinace	S CHP (optimalizace provozu dle ceny elektřiny)	

Druhým významným rozdělením technologií TES pro CZT je rozdělení podle fyzikálního principu. Toto rozdělení určuje technické provedení samotné technologie a současně má významný vliv na investiční náklady na technologii. V současné době se technologie TES rozděluje podle fyzikálního principu do tří skupin: akumulace do citelného tepla, akumulace do latentního tepla a chemická akumulace tepla. Podrobně je o těchto technologiích pojednáno v [A1].

Tab. 4 – Porovnání technologií akumulace tepla [21]

Typ TES	Akumulace do citelného tepla SH-TES (Sensible Heat TES)	Akumulace od latentního tepla LH-TES (Latent Heat TES)	Chemická akumulace tepla C-TES (Chemical TES)
Akumulační médium	voda, štěrk, zemina	PCM materiály	chemické reaktanty
Hustota akumulace tepla [kWh/m ³]	30 – 50	40 – 150	60 – 130
Investiční náklady [€/m ³]	30–150	50 – 500	200 – 5000
Požadavky na instalaci	stabilní podloží, dostupný prostor	vhodné PCM, řízení procesu tání	vhodná chemická reakce
Typická účinnost	vysoká (nízké ztráty při krátkém cyklu)	střední až vysoká	vysoká (v ideálních podmínkách)
Technologická vypělost	komerčně dostupné	demonstrační jednotky	laboratorní demostrátory

Každý z těchto principů má své výhody a nevýhody. Pro účely akumulace tepla ve prospěch CZT se zdá, že v tuto chvíli i s výhledem do budoucna, je nejvhodnější akumulace ve formě citelného tepla, kdy akumulačním médiem je obyčejná voda.

Obyčejná voda přináší celou řadu výhod. Jedná se o levný a dostupný materiál s dobrými a dobře prozkoumanými teplotními vlastnostmi. Voda má jednu z vůbec nejvyšších tepelných kapacit mezi látkami. Rovněž použitá technologie je dobře známá a dostupná. Velkou výhodou je i to, že voda se používá v systémech CZT jako teponosné médium a díky tomu odpadá nutnost použití výměníků tepla v celé řadě případů. Na fyzikálnímu jevu teplotní stratifikace je pak založena celá jedna vývojová větev TES, nazývaná stratifikační zásobníky tepla. [3][7]

Ve studii [22] je pak uvedena metodika pro volbu vhodného akumulačního média pro konkrétní podmínky.

Technologie založené na akumulaci latentního tepla nebo chemické akumulaci přináší podstatnou výhodu ve vyšší hustotě akumulované energie na jednotku objemu, viz Tab. 4, ale jsou technologicky složitější a při současných cenách za uloženou kWh tepla jsou

investičně náročnější. Tyto technologie mají největší potenciál pro nasazení jako distribuovaná zařízení v systémech CZT 4. a 5. generace, kde může být menší zástavbový prostor rozhodující.

2.4.1 Krátkodobá akumulace tepelné energie

Jak již bylo zmíněno, účelem krátkodobé akumulace tepla je kompenzace výroby a spotřeby tepla na denní či několikadenní bázi. Tyto systémy tak dosahují menších kapacit zhruba do 50 MWh. Mohou být dále rozděleny podle koncepce na centralizované a distribuované a na tlakové a netlakové systémy.

Distribuované systémy mají oproti centralizovaným výhodu ve větší flexibilitě provozu a vyšším provozním úsporám, investiční náklady však bývají vyšší. Použití těchto systémů má své opodstatnění zejména v systémech CZT 4. a 5. generace.

Tlakové systémy mají své opodstatnění v horkovodních systémech s přímým napojením. Zpravidla je však od těchto systémů upouštěno díky jejich omezené kapacitě a vyšším provozním i investičním nákladům. Vzhledem k dlouhodobé tendenci k přechodu k nižším provozním teplotám v systémech CZT je od tohoto řešení upouštěno a jednodušší nízkotlakové (atmosférické) zásobníky jsou dostatečné.

Z hlediska technického provedení jsou vodní zásobníky tepla téměř vždy řešeny jako stratifikační s jedinou nádrží. [23] [24]

2.4.2 Dlouhodobá akumulace tepelné energie

Účelem dlouhodobé akumulace tepla je uložení tepla v době přebytků a jeho čerpání v době topné sezóny. Z tohoto důvodu musí být kapacita takového zásobníku několikanásobně větší, a uložení tepla tak nelze řešit pomocí jedné nádrže nebo více nádrží. Takové řešení by jednak zabíralo značnou plochu a investiční náklady by byly neúnosné. Také náklady na provedení tepelných izolací by byly nezanedbatelné, pokud by muselo být teplo ukládáno po dobu v řádu měsíců. Technologie pro dlouhodobou akumulaci tepla se proto většinou koncipují jako podpovrchové. Existují tři základní řešení:

- tankové zásobníky – podpovrchové nebo podpovrchové umístění¹
- skladování tepla ve vrstvě horniny²
- skladování tepla ve vodonosné³

¹ Anglicky známé jako storage pits

² Anglicky známé jako boreholes

³ Anglicky známé jako aquifers

Pokud neexistuje jiná možnost, používají se tankové zásobníky. Ty mohou být řešeny jako povrchové nebo podpovrchové. Povrchové řešení je nejčastěji z betonu nebo oceli, podpovrchové řešení využívá jako stěn okolní horninu upravenou jako nepropustnou. Jako akumulací materiál se využívá voda nebo kombinace vody a šterku. Podmínkou je dostatečně stabilní podloží a absence spodní vody.

Pokud jsou v lokalitě vhodné geologické podmínky využívá se akumulace tepla do horninových a půdních vrstev v přiměřené hloubce (cca 30 – 200 m). Akumulace a zpětné získávání tepla je řešeno pomocí série hlubinných vrtů vyplněných U-trubkami s protékajícím teplotnosným médiem, zpravidla vodou. Nedochází tak k přímému kontaktu teplotnosného média a akumulacího média a přenos tepla je řešen konvekcí. Hustota akumulace tepla je horší než v případě tankových zásobníků.

Druhou možností, jak využít vhodných geologických podmínek je akumulace tepla ve vodonosných vrstvách (spodní vodě). V tomto případě je voda z těchto ložisek čerpána na povrch, ke je buď podle režimu provozu úložiště ohřátá (ukládání tepla) nebo ochlazená (uvolňování tepla) a navracena pod zem. Toto řešení je ekonomicky mimořádně výhodné, ale je nejvíce ze všech řešení limitováno vhodnými geologickými podmínkami.

Tab. 5 – Porovnání podzemních zásobníků tepla

Typ úložiště	Období ukládání	Objem [m ³]	Investiční náklady [€/m ³]	Tepelné ztráty [%]	Typické využití
Zásobník horké vody	Hodiny až dny	100 – 10 000	30 – 150	<5	Krátkodobé
Akumulací jama (pit storage)	Týdny až měsíce	10 000 – 200 000	30 – 60	~ 20 – 30	Dlouhodobé
Vrtové úložiště	Měsíce až sezóny	5 000 – 20 000	40 – 100	~ 10 – 25	Dlouhodobé
Akviferové úložiště	Měsíce až sezóny	10 000 – 1 000 000	50 – 150	~ 10 – 30	Dlouhodobé

2.5 Technologie pro výrobu elektřiny z nízkopotenciálního tepla

Zásobování teplem ve městském prostředí prochází transformací směrem k vyšší efektivitě, obnovitelnosti a decentralizaci. S tím roste význam kombinované výroby tepla a elektřiny i z netradičních zdrojů, včetně nízkopotenciálního tepla – tj. tepelné energie s teplotami nižšími než cca 150 °C. Takové teplo je často považováno za „odpadní“, ačkoli ho lze efektivně využít pro doplňkovou výrobu elektřiny ve spojení s akumulací nebo obnovitelnými zdroji v systémech CZT.

Mimo klasických technologií pro kombinovanou výrobu elektrické energie a tepla (KVET)⁴, jakými jsou teplárenské oběhy s parními a plynovými turbínami a kogenerační jednotky se spalovacími motory, roste i význam samostatných jednotek pro výrobu elektřiny z nízkopotenciálního tepla. Tyto technologie nachází uplatnění v pokročilých systémech CZT 4. a 5. generace, kde je vyžadováno efektivní využití uloženého nízkopotenciálního tepla. V případě vhodných podmínek (například při nedostatku špičkové elektřiny a přebytků tepla) může být díky zařazení těchto technologií do systémů CZT zajištěna doplňková výroba elektřiny z uloženého tepla a tím může být zlepšena ekonomika provozu celého systému. Pro tuto úlohu jsou nejvhodnější následující technologie:

- Organický Rankinův Cyklus – ORC
- Kalinův cyklus

2.5.1 Organický Rankinův Cyklus

Jedná se o technologii založenou na tepelném oběhu parní turbíny. Na rozdíl od klasického oběhu s vodou/vodní parou jako pracovním médiem jsou u organických cyklů jako pracovní média použita organické látky a jejich páry. Díky tomu odpadá největší nevýhoda klasického Rankinova cyklu, a to nutnost provozu za vysokého tlaku. Organické cykly jsou tak technologicky i provozně jednodušší za cenu nižší účinnosti. Proto se příliš nehodí pro primární výrobu elektrické energie velkých výkonů, ale jsou velice výhodné jako zařízení pro kombinovanou výrobu elektřiny a tepla menších výkonů. Zvláště vhodné jsou pak jako zařízení pro zužitkování odpadního tepla nebo jako doplňková zařízení systémů pro akumulaci energie.

⁴ Ekvivalentem k tomuto českému termínu je anglické Combined Heat and Power (CHP)

2.5.2 Kalinův cyklus

Tato technologie vychází z klasického Rankinova cyklu, ovšem se zásadní modifikací pracovní látky, kterou tvoří směs vody a čpavku. Díky tomu může Kalinův cyklus efektivně využívat i teplo o nízkém potenciálu čímž, je jeho použití výhodné v kombinaci s obnovitelnými a geotermálními zdroji tepla nebo pro využití odpadního tepla. Oproti klasickému a organickému Rankinově cyklu má Kalinův cyklus při nižších tepelných spádech lepší exergickou účinnost.

Nevýhodou Kalinova cyklu je jeho vyšší technologická složitost oproti ORC cyklu.

Tab. 6 – Porovnání technologií pro výrobu elektřiny z nízkopotenciálního tepla

Technologie	Teplotní rozsah [°C]	Účinnost [%]	Investiční náročnost	Provozní náklady	Flexibilita	Vhodné pro CZT
ORC (Organický Rankinův cyklus)	60–150	8–15	Střední	Nízké	Vysoká	akumulace, OZE, zbytkové teplo
Kalinův cyklus	90–200	10–20	Vyšší než ORC	Střední	Střední	vyšší účinnost, pilotní provoz

2.6 Nástroje pro ekonomické hodnocení systémů CZT

Pro ekonomické hodnocení provozu energetických zařízení a jejich vzájemné porovnávání se používá řada ekonomických ukazatelů. Některé z nich mají univerzální uplatnění napříč spektrem investičních projektů, zatímco jiné se používají výhradně v oboru energetiky. Výčet ekonomických ukazatelů použitých v této práci je uveden níže:

Počáteční investiční náklady (CAPEX – Capital Expenditures) [25]

Jedná se o jednorázové investiční náklady na pořízení dané technologie či zařízení.

Provozní náklady (OPEX – Operating Expenditures):

Představují opakující se výdaje spojené s provozem zařízení a zajištěním výroby dané komodity. Zpravidla mají fixní složku, vázanou na výkon zařízení, a variabilní složku, vázanou na množství vyrobené komodity. Někdy se do této složky zahrnují i náklady na palivo, jindy jsou uváděny jako samostatná položka.

Čistá současná hodnota (NPV – Net Present Value):

Parametr udává rozdíl mezi současnou hodnotou příjmů a nákladů. Čím je tento parametr vyšší, tím je projekt ziskovější (při kladných hodnotách). Pokud dosahuje záporných hodnot, projekt je prodělečný. Představuje jeden ze základních ekonomických ukazatelů pro hodnocení dlouhodobých projektů. [25]

$$NPV = -C_0 + RCC + \sum_{n=1}^N \frac{B_t}{(1+d)^n} - \sum_{n=1}^N \frac{C_t}{(1+d)^n} + \frac{SV}{(1+d)^N} \quad (2-1)$$

Kde:

C_0 – počáteční investiční náklady (CAPEX)

RCC – dodatečné náklady a příjmy mimo běžný provoz (například průběžné rekonstrukce)

B_t – příjmy z provozu zařízení v roce t

C_t – náklady na provoz zařízení v roce t (OPEX)

SV – Zbytková hodnota zařízení po ukončení provozu

d – diskontní sazba

N – doba provozu zařízení – životnosti projektu

Návratnost investice (ROI – return of Investment):

Tento ukazatel vyjadřuje, jaký procentní zisk přináší investice vzhledem k vloženému kapitálu. Čím je tato hodnota větší, tím je investice výhodnější. [25]

$$ROI = \frac{\sum_{n=1}^N CF_t}{C_0} \quad (2-2)$$

Kde:

CF_t – čistý peněžní tok v roce t (cash flow)

Index ziskovosti (PI – Profitability Index)

Tento ukazatel vyjadřuje poměr čisté současné hodnoty k počáteční investici.

$$PI = \frac{NPV}{C_0} \quad (2-3)$$

Vnitřní výnosové procento (IRR – Internal Rate of Return)

Tento ukazatel vyjadřuje očekávanou roční výnosnost investice

$$RII = \frac{\sum_{n=1}^N \frac{B_t}{(1+d)^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{C_t}{(1+d)^n}} \quad (2-4)$$

Doba návratnosti (PP - Payback Period)

Tento ukazatel vyjadřuje, za jak dlouho dojde k návratu počáteční investice

$$PP = \frac{C_0}{CF_t} \quad (2-5)$$

Průměrné (sdružené) náklady na výrobu elektřiny a tepla

Udává poměr mezi náklady na výrobu elektřiny nebo tepla a vyrobeným množstvím energie. V případě tepla se používá termín LCOH (Levelised Cost of Heat) v případě elektřiny pak termín LCOE (Levelised Cost of Heat). Oba ukazatele jsou široce používány pro porovnání efektivity výroby elektřiny a tepla z různých zdrojů.

Při samostatné výrobě elektřiny nebo tepla se používají tyto vztahy, případně jejich diskontované verze. [25]

$$LCOH_{HOP} = \frac{C_0 + \sum_{n=1}^N C_t}{\sum_{n=1}^N H_t} \quad (2-6)$$

$$LCOE = \frac{\sum_{n=1}^N C_e}{\sum_{n=1}^N E_t} \quad (2-7)$$

V případě kombinované výroby elektřiny a tepla je výpočet složitější, protože dochází k současné výrobě dvou forem energie. Existuje několik metrik pro určení LCOE a LCOH při CHP. Jednou z nejpoužívanějších je tzv. alokativní metoda, která rozděluje celkové náklady mezi jednotlivé formy energie podle jejich podílu na celkové výrobě. [25]

$$LCOH_{CHP} = \frac{\alpha \cdot C_0 + \sum_{n=1}^N \alpha \cdot C_t}{\sum_{n=1}^N H_t} \quad (2-8)$$

$$LCOE_{CHP} = \frac{(1 - \alpha) \cdot C_0 + \sum_{n=1}^N (1 - \alpha) \cdot C_t}{\sum_{n=1}^N H_t} \quad (2-9)$$

Kde α se nazývá jako tzv. rozdělovací faktor, který určuje podíl tepla na celkové výrobě energie.

$$\alpha = \frac{\sum_{n=1}^N B_{H,n}}{\sum_{n=1}^N B_{H,n} + \sum_{n=1}^N B_{E,n}} \quad (2-10)$$

Kde:

$B_{H,n}$ – příjmy z produkce tepla v roce t

$B_{E,n}$ – příjmy z produkce elektřiny v roce t

2.7 Optimalizační metody

Efektivní návrh a provoz soustav centrálního zásobování teplem (CZT) vyžaduje komplexní optimalizační přístupy, které současně zohledňují technické, ekonomické i environmentální aspekty systému. V praxi se jedná o vícekritériální úlohy, jejichž cílem bývá minimalizace investičních a provozních nákladů, maximální využití obnovitelných zdrojů energie, snižování emisí CO_2 a zvyšování flexibility a spolehlivosti dodávek tepla.

Optimalizační modely těchto soustav obvykle propojují energetické bilance, provozní omezení jednotlivých zařízení (zdroje tepla, akumulární zásobníky, čerpadla apod.) a ekonomické ukazatele. K nejčastěji využívaným metodám patří lineární a smíšené celočíselné programování (MIP), nelineární programování (NLP), evoluční algoritmy a také hybridní přístupy kombinující deterministické a stochastické metody. [A1][26]

V oblasti provozní optimalizace se řeší zejména:

- rozdělení zatížení mezi jednotlivé zdroje tepla,
- strategie nabíjení a vybíjení akumulárních zásobníků,
- řízení kombinované výroby tepla a elektřiny (např. pomocí jednotek CHP, ORC nebo Kalina cyklu),
- rozhodování o využití přebytků elektrické energie v konceptu power-to-heat.

Důležitým faktorem je také časové rozlišení úlohy – denní, týdenní i sezónní optimalizace kladou odlišné nároky na strukturu modelu i na výpočetní náročnost [7].

Rozvoj moderních optimalizačních nástrojů, včetně softwarových platform jako EnergyPLAN, TRNSYS či Modelica, umožňuje tvorbu detailních simulačně-

optimalizačních modelů s vysokou mírou realismu. Tyto modely se uplatňují jak při koncepčním návrhu soustav, tak při řízení jejich reálného provozu – často v kombinaci s systémy operátorského řízení a predikčními algoritmy založenými na umělé inteligenci. [26]

Optimalizační metody tak představují klíčový nástroj pro plánování, modernizaci a efektivní provoz soustav CZT, zejména v kontextu rostoucích požadavků na dekarbonizaci a flexibilitu energetických infrastruktur. [27]

Optimalizace systému umožňuje:

- Minimalizovat investiční náklady (CAPEX) – volba optimální velikosti a konfigurace zařízení.
- Minimalizovat provozní náklady (OPEX) – efektivní plánování výroby a spotřeby energie.
- Snížit emise CO₂ – začleněním nízkoemisních a bezemisních technologií.
- Minimalizovat spotřebu paliva – zlepšením účinnosti a využitím obnovitelných zdrojů.
- Efektivně řídit výrobu elektřiny a tepla – optimální rozdělení výkonu mezi dostupné zdroje v závislosti na poptávce, cenách a technických omezeních.

2.7.1 Typy optimalizačních metod

Optimalizační metody pro návrh a řízení soustav CZT lze rozdělit podle přístupu k řešení na deterministické, stochastické, heuristické a hybridní. Každá ze skupin má své výhody i omezení a jejich volba závisí na konkrétním typu úlohy, úrovni detailu modelu, dostupných datech a požadované rychlosti výpočtu. [27]

2.7.1.1 Deterministické matematické programování

Tyto metody předpokládají přesně známé vstupní parametry a hledají řešení, které splňuje zadané rovnice a nerovnosti. Jsou oblíbené pro svou přesnost, ale méně vhodné pro prostředí s vysokou nejistotou. [27][28]

Lineární programování (LP)

Používá se tam, kde lze popsat vztahy mezi proměnnými lineárními rovnicemi. Typickým příkladem je optimalizace rozdělení výkonu mezi zdroje při známých cenách paliv a účinnostech.

Výhody: vysoká rychlost řešení, zaručené nalezení globálního optima.

Nevýhody: nemožnost modelovat nelineární chování zařízení (např. účinnost závislou na zatížení).

Smíšené celočíselné lineární programování (MILP)

Umožňuje kromě spojitých proměnných zahrnout i binární a celočíselné proměnné, což dovoluje modelovat logické podmínky (ON/OFF stav zařízení, start/stop cykly). MILP se běžně používá jak pro návrhové, tak pro provozní modely CZT. [28]

Výhody: flexibilita při modelování logiky provozu.

Nevýhody: výpočetně náročnější než LP, doba řešení prudce roste s velikostí modelu.

Nelineární programování (NLP)

Vhodné pro modely se zakřivenými funkcemi, např. účinností zařízení závislou na zatížení, nelineárními ztrátami v sítích či investičními náklady.

Výhody: schopnost zachytit realistické technické závislosti.

Nevýhody: možnost existence více lokálních optim, složitější implementace a delší výpočetní časy.

Smíšené celočíselné nelineární programování (MINLP)

Kombinuje výhody MILP a NLP, tedy schopnost modelovat nelinearity i logické podmínky.

Výhody: vysoká přesnost modelu.

Nevýhody: extrémní výpočetní náročnost, nutnost použití pokročilých řešičů (např. BONMIN, BARON, ANTIGONE).

2.7.1.2 Dynamické programování a optimalizace v čase

Metody vhodné pro problémy, kde je potřeba optimalizovat sled rozhodnutí v čase (např. řízení nabíjení/vybíjení akumulace). Rozdělují problém na menší dílčí podúlohy a řeší je rekurzivně. Výhody: vhodné pro úlohy s výraznou časovou strukturou a závislostmi. Nevýhody: tzv. „curse of dimensionality“ – prudký nárůst výpočetní náročnosti s počtem stavových proměnných. [29][32]

Stochastické a robustní optimalizační metody

Zohledňují nejistotu v datech (např. ceny paliv, poptávku, výrobu z OZE).

- Stochastická optimalizace využívá pravděpodobnostní scénáře.
- Robustní optimalizace hledá řešení, které je odolné vůči nejhorším možným vývojům vstupů.

Výhody: vyšší odolnost výsledků proti nepředvídatelným změnám.

Nevýhody: nutnost generovat velké množství scénářů a vyšší výpočetní zátěž.

Heuristiky a evoluční algoritmy

Patří sem genetické algoritmy, rojové optimalizace (PSO), simulované žíhání (SA) apod. Nezaručují nalezení globálního optima, ale umí rychle najít kvalitní řešení složitých a

nelineárních úloh.

Výhody: flexibilita a schopnost řešit složité, nespojitě definované problémy.

Nevýhody: výsledky závisí na nastavení parametrů, nemožnost formálního důkazu optimálnosti.

Multikriteriální optimalizace

Umožňuje současně optimalizovat více cílů (např. minimalizace nákladů a emisí při maximalizaci podílu OZE). Výsledkem je množina tzv. **Pareto-optimálních** řešení, mezi nimiž lze volit podle preferencí rozhodovatele.

Výhody: realistický pohled na konfliktní cíle.

Nevýhody: složitější interpretace výsledků, nutnost kompromisů.

2.7.2 Programové nástroje

Při optimalizaci a modelování soustav CZT se využívá široké spektrum softwarových nástrojů, které lze rozdělit do několika kategorií podle jejich hlavního zaměření. [27]-[31]

Nástroje pro deterministické optimalizační modely

- **GAMS (General Algebraic Modeling System)** – vysoce výkonné modelovací prostředí pro formulaci a řešení velkých optimalizačních úloh. Vhodné pro LP, MILP, NLP i MINLP.
- **Pyomo** – vysoce výkonné modelovací prostředí pro formulaci a řešení velkých optimalizačních úloh. Vhodné pro LP, MILP, NLP i MINLP.
- **Gurobi** – komerční řešič optimalizačních problémů s podporou LP, MILP, QP a některých NLP; známý vysokou rychlostí řešení. Tento řešič byl použit pro řešení této práce
- **CLEX** – robustní komerční řešič s širokou podporou optimalizačních metod, často využívaný v průmyslových aplikacích.

Nástroje pro dynamické simulace a modelování energetických systémů

- **EnergyPLAN** – nástroj pro strategické plánování energetických systémů, se zaměřením na integraci OZE a hodnocení scénářů.
- **TRNSYS** – modulární simulační prostředí umožňující detailní modelování dynamických energetických procesů, včetně budov a CZT.
- **Modelica** – objektově orientovaný modelovací jazyk pro fyzikální systémy; díky knihovnám (např. ThermoPower, AixLib) vhodný pro modelování teplotních soustav a jejich regulace.

3 Cíle disertační práce a její řešení

Cílem této práce je provést objektivní kvalitativní i kvantitativní zhodnocení vlivu integrace systému akumulace tepelné energie (TES) do soustavy centrálního zásobování teplem městského typu, tj. do systému, jehož spotřeba tepla podléhá sezónním (ročním) i týdenním cyklům. Konkrétně jsou formulovány následující výzkumné otázky:

- Jaký vliv má integrace TES na ekonomiku provozu soustavy CZT s výrobou tepla pouze ve výtopnách (HOP)?
- Jaký vliv má integrace TES na ekonomiku provozu soustavy CZT s kombinovanou výrobou elektřiny a tepla v teplárnách (CHP)?
- Jaký vliv má dodatečná integrace systému pro příležitostnou výrobu elektřiny z tepla (HTP) ve spojení s TES na ekonomiku provozu soustavy CZT v obou výše uvedených variantách?
- Jak ovlivňuje kombinace TES a HTP konfiguraci ostatních zdrojů tepla v soustavě CZT?
- Jak se uvedené závislosti mění v závislosti na velikosti soustavy CZT? V tomto případě je parametrem celkové roční množství dodaného tepla.
- Jaká je optimální kapacita TES pro konkrétní roční spotřebu tepla a které faktory tuto hodnotu ovlivňují?
- Jaký vliv má integrace TES (případně i HTP) na množství vyprodukovaného CO₂ a jakým způsobem může ovlivnit spotřebu fosilních paliv?

Uvedené otázky jsou mimořádně aktuální zejména v evropském prostoru, a to v regionech se silnou tradicí centrálního zásobování teplem – ve střední, východní a severní Evropě. Teplárenské systémy v těchto lokalitách se nacházejí na různých technologických úrovních a mnohé z nich bude v následujících letech nutné modernizovat, často v souvislosti s přechodem na jiné zdroje tepla, například od uhelných kotlů ke kotlům plynovým či biomasovým. Zhodnocení vlivu integrace TES do těchto systémů je proto vysoce aktuální a může poskytnout cenná vodítka k určení optimální konfigurace zdrojů tepla v soustavách CZT. [2][3][6][A2]

K dosažení stanovených cílů byla zvolena metodika založená na matematickém modelování a parametrické optimalizaci provozu soustav centrálního zásobování teplem (CZT). Pro tento účel byl vytvořen výpočetní model umožňující:

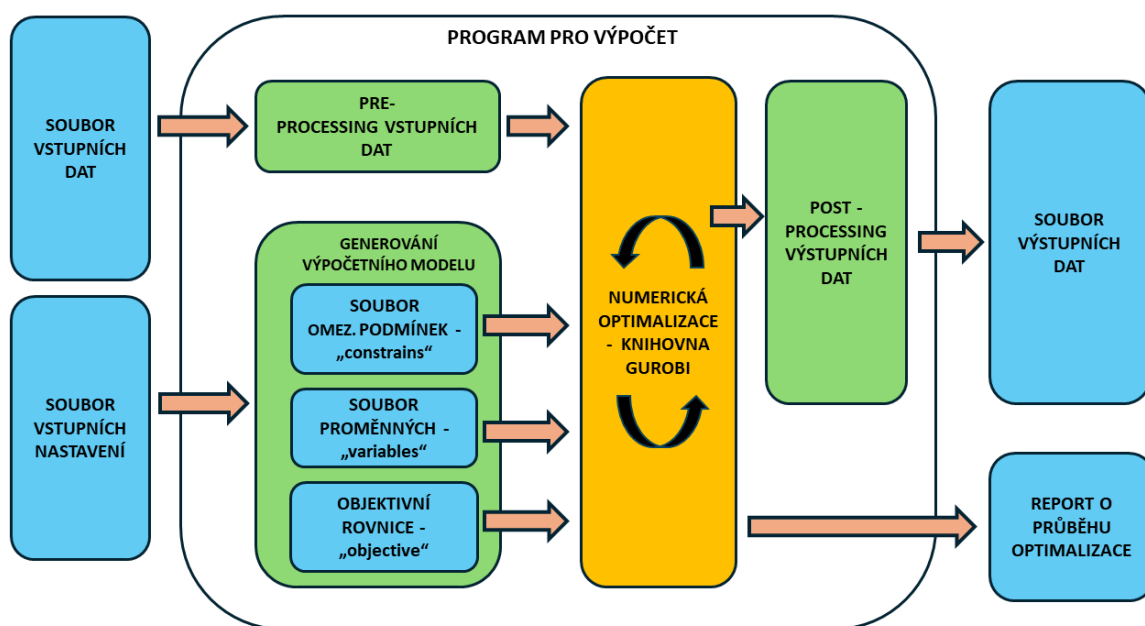
- Simulaci provozu soustav CZT s různými konfiguracemi zdrojů tepla,
- Parametrickou optimalizaci těchto konfigurací z hlediska technických a ekonomických ukazatelů,
- Vyhodnocení vlivu integrace akumulace tepelné energie (TES) na provozní a ekonomické parametry,
- Analýzu variant zahrnujících kombinaci TES se systémem pro příležitostnou výrobu elektřiny na bázi ORC,
- Posouzení chování soustav při různých výkonových hladinách, reprezentujících systémy od menších městských sítí až po rozsáhlé aglomerace.

Model byl aplikován na varianty soustav s integrovaným TES, bez TES a se spojením TES a ORC. Výsledky simulací byly následně využity k porovnání technických a ekonomických ukazatelů jednotlivých konfigurací a k identifikaci optimálních parametrů pro různé podmínky a velikosti soustav CZT. [A1][A3]

4 Popis výpočetního programu

Pro účely této práce byl vyvinut výpočetní program sloužící k numerické optimalizaci různých konfigurací systému CZT, k optimalizaci parametrů jeho stavebních prvků a optimalizaci provozu systémů po dobu životního cyklu zařízení. V rámci této práce byla jako cílový parametr pro optimalizaci vybrána čistá současná hodnota (dále jen NPV⁵), viz kapitola 2.6. Modelovaná soustava a její provoz budou tak vždy optimalizovány na maximální hodnotu NPV. [A1]

Celý výpočetní systém byl vytvořen v programovacím jazyce Python s využitím principů objektově orientovaného programování. Jako optimalizační jádro modelu byla použita komerční knihovna Gurobi [30], která je určena pro numerické simulace typu MILP. Výhodou této knihovny, oproti volně dostupným řešením, je vysoká rychlost a robustnost výpočtu. (viz kapitola 2.7) Knihovna Gurobi byla k dispozici zdarma v rámci dočasné akademické licence.



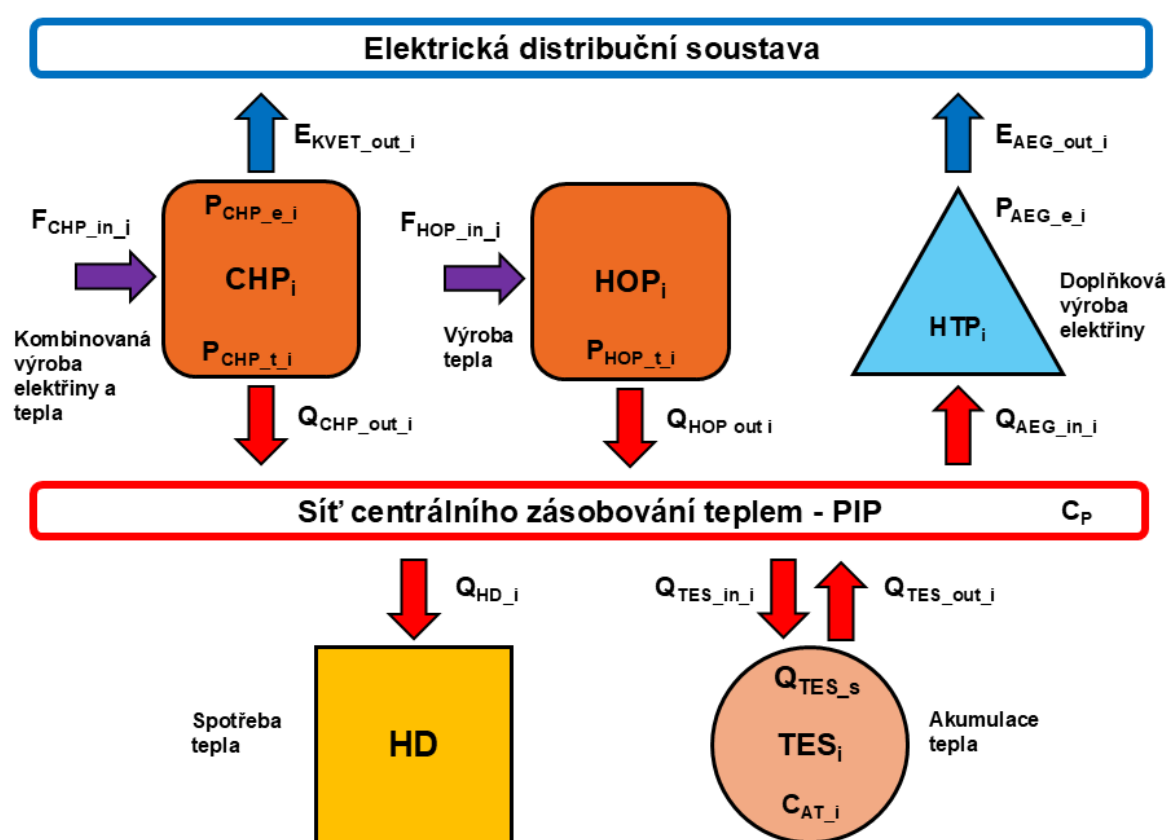
Obr. 1 – Schéma uspořádání funkčních bloků výpočetního programu, jeho vstupů a výstupů.

Schéma funkčních bloků výpočetního programu je uvedeno na Obr. 1. Mimo samotného výpočetního jádra (oranžová část) se skládá z modulů pro pre-processing a post-

⁵ Podle anglického ekvivalentu Net Present Value – NPV

processing vstupních a výstupních dat a z modulu pro generování konkrétního výpočetního modelu zadané soustavy CZT. Modul pro pre-processing slouží pouze k načtení a přeformátování vstupních dat pro výpočetní jádro. Modul pro post-processing slouží ke generování celé řady technických a ekonomických parametrů zadaného systému, které lze dopočítat na základě dat z proběhlé optimalizace. Jako nejdůležitější parametry lze uvést poměrné náklady na vyráběné teplo a elektřinu LCOH a LCOE a návratnost investice ROI⁶ viz kapitola 2.6. Další dopočítávané parametry jsou uvedeny v Tab. 11, Tab. 13, Tab. 15.

Důležitou součástí je pak modul, který generuje podle zadané konfigurace samotný výpočetní model pro optimalizační jádro. Struktura obecného výpočetního modelu je zobrazena na Obr. 2.



Obr. 2 – Obecné schéma struktury výpočetního modelu

Struktura výpočetního modelu byla navržena jako otevřená s širokou možností modifikovatelnosti a škálovatelnosti jednotlivých řešení tak, aby bylo možné modelovat různé varianty konfigurací systémů CZT. Díky tomuto řešení tak bylo možné vytvořit a následně porovnat různé varianty systémů CZT pomocí jediného výpočetního modelu.

⁶ Podle anglického ekvivalentu Return Of Investment – ROI

Klíčovým parametrem je pak možnost simulovat identické systémy s nebo bez technologie pro akumulaci tepla.

Z Obr. 2 je patrné, že model je tvořen čtyřmi základními stavebními prvky a dalšími pomocnými a fixními prvky. Tyto prvky lze do modelu přidávat (respektive zapínat) v prakticky libovolném množství nebo je naopak z modelu zcela vypustit. To platí s výjimkou prvku spotřeby tepla HD a prvku potrubní sítě PIP, které musí být v modelu vždy, a to pouze jednou. V modelu musí být rovněž vždy zahrnut alespoň jeden zdroj tepla typu CHP nebo HOP.

Základní prvky výpočetního modelu jsou následující:

- CHP_i^7 – prvek zařízení pro kombinovanou výrobu elektřiny a tepla. Může reprezentovat tepelný oběh s protitlakovou nebo odběrovou turbínou, ORC tepelný oběh nebo kogenerační jednotku. U tohoto prvku je optimalizován nominální elektrický výkon a okamžitá hodnota výkonu v jednotlivých časových úsecích. Hodnoty tepelného výkonu jsou pak svázány s elektrickým výkonem pomocí teplotního součinitele. Ten může být zadán jako konstantní parametr, nebo omezeně jako závislost na nominálním elektrickém výkonu. Tento prvek nelze použít k simulaci tepelných oběhů s odběrovými parními turbínami.
- HOP_i^8 – prvek zařízení pro samostatnou výrobu tepla. Může reprezentovat parní nebo horkovodní kotel na biomasu nebo plyn. Nelze použít pro reprezentaci tepelného čerpadla. U tohoto prvku je optimalizován nominální tepelný výkon a okamžitý tepelný výkon v jednotlivých časových úsecích.
- HTP_i^9 – prvek zařízení pro doplňkovou elektřinu z tepla, v rámci této práce byl zvolen pouze ORC cyklus. Prvek však může být použit i pro modelování Kylinova cyklu.
- TES_i^{10} – prvek akumulace tepla. Reprezentuje zásobník tepla. Označení vychází z velmi známého anglického termínu Thermal Energy Storage.
- PIP – fixní prvek simulující tepelné ztráty a akumulaci tepla v potrubní síti soustavy CZT
- HD^{11} – fixní prvek spotřeby tepla. Udává aktuální potřebu na dodávky tepla.

⁷ Označení prvku vychází z anglického termínu Combined Heat and Power

⁸ Označení prvku vychází z anglického termínu Heat Only Generation

⁹ Označení prvku vychází z anglického termínu Heat To Power

¹⁰ Označení prvku vychází ze známého anglického termínu Thermal Energy Storage

¹¹ Označení prvku vychází z anglického termínu Heat Demand

Názvy základních prvků vycházejí z obecně známých a používaných anglických zkratk. Index i představuje pořadové číslo prvku, pokud je v konkrétní variantě použito více stejných prvků. Tento způsob značení byl zvolen pro přehlednost, protože v české odborné terminologii pro některé systémy neexistují vhodné ekvivalenty (např. HOP a TES).

Výpočetní model pro konkrétní konfiguraci systému CZT je pak generován na základě vstupních nastavení ve formě tří základních vstupů pro optimalizační jádro knihovny Gurobi. Těmito vstupy je objektivní rovnice („objective“ 4.1), soubor proměnných („variables“ 4.1.1) a soubor omezujících podmínek („constraints“ 4.1.2.).

4.1 Popis hlavních výpočetních vztahů výpočetního modelu

Výpočetní model byl postaven na základě teorie lineárního programování MILP. Tento model vychází z hledání souboru nejlepších hodnot proměnných objektivní rovnice pro nejlepší splnění objektivní podmínky. V řešeném případě byla jako objektivní funkce zvolena rovnice pro čistou současnou (kapitálovou) hodnotu zkoumané soustavy (NPV) a jako objektivní podmínka byl zvolen požadavek na maximální hodnotu objektivní rovnice, tedy požadavek na maximální kapitálovou hodnotu zkoumané soustavy. [A1][A2][A3]

Vzhledem k tomu, že model byl vytvořen jako univerzální pro různé konfigurace soustav CZT, byly do něj implementovány tři varianty objektivní funkce dle konkrétní struktury zdrojů tepla. Tyto varianty rovnice jsou uvedeny níže jako rovnice (4-1), (4-2) a (4-3).

Pro řešení objektivní rovnice byla využita optimalizační knihovna Gurobi, ze které byly tyto rovnice vloženy jako objekt „objective“ do výpočetního jádra.

Objektivní funkce pro systém jen se zdroji tepla typu HOP

$$\begin{aligned} \max(\text{NPV}) = & \dots \\ & \dots \sum_{n=1}^N \frac{R_{Q,n}^{\text{HOP}} + R_{E,n}^{\text{HTP}} - (\text{OPEX}_n^{\text{HOP}} + \text{OPEX}_n^{\text{TES}} + \text{OPEX}_n^{\text{HTP}})}{(1+d)^n} - \dots \\ & \dots - (\text{CAPEX}^{\text{HOP}} + \text{CAPEX}^{\text{TES}} + \text{CAPEX}^{\text{HTP}}) \end{aligned} \quad (4-1)$$

Objektivní funkce pro systém jen se zdroji tepla typu CHP

$$\begin{aligned} \max(\text{NPV}) = & \dots \\ & \dots \sum_{n=1}^N \frac{R_{Q,n}^{\text{CHP}} + R_{E,n}^{\text{CHP}} + R_{E,n}^{\text{HTP}} - (\text{OPEX}_n^{\text{CHP}} + \text{OPEX}_n^{\text{TES}} + \text{OPEX}_n^{\text{HTP}})}{(1+d)^n} - \dots \quad (4-2) \\ & \dots - (\text{CAPEX}^{\text{CHP}} + \text{CAPEX}^{\text{TES}} + \text{CAPEX}^{\text{HTP}}) \end{aligned}$$

Objektivní funkce pro úplný systém se zdroji tepla typu HOP i CHP

$$\begin{aligned} \max(\text{NPV}) = & \dots \\ & \dots \sum_{n=1}^N \frac{R_{Q,n}^{\text{HOP}} + R_{Q,n}^{\text{CHP}} + R_{E,t}^{\text{CHP}} + R_{E,t}^{\text{HTP}} - \text{HTP}}{(1+d)^n} \dots \quad (4-3) \\ & \dots \frac{\dots - (\text{OPEX}_n^{\text{HOP}} + \text{OPEX}_n^{\text{CHP}} + \text{OPEX}_n^{\text{TES}} + \text{OPEX}_n^{\text{HTP}})}{(1+d)^n} \dots \\ & \dots - (\text{CAPEX}^{\text{CHP}} + \text{CAPEX}^{\text{TES}} + \text{CAPEX}^{\text{HTP}}) \end{aligned}$$

4.1.1 Soubor proměnných

Soubor optimalizovaných parametrů představuje soubor proměnných, určení jejich optimálních hodnot, které vedou k nejlepšímu řešení objektivní funkce je předmětem optimalizace. Soubor optimalizovaných parametrů je velmi rozsáhlý a výrazně narůstá s počtem vstupních prvků. Všechny optimalizované proměnné jsou uvedeny jako optimalizované parametry v Tab. 11, Tab. 13, Tab. 15. Hlavními výstupními parametry všech prvků jsou nominální výkony / kapacity a dále jejich okamžité výkony v rámci simulovaného období. V řešeném případě se jedná o období jednoho roku rozdělené na úseky po jedné hodině. Na každý vložený prvek tak připadá minimálně 8760 proměnných, které je nutné optimalizovat. Soubor proměnných byl vložen jako objekty typu „variables“ z prostředí knihovny Gurobi do výpočetního modelu. [28][30]

4.1.2 Soubor omezujících podmínek jednotlivých prvků

Mimo objektivní rovnice a optimalizovaných proměnných jsou hlavním stavebním kamenem lineárního modelu omezující podmínky. Slouží k popisu chování jednotlivých prvků tvořící výpočetní model a k omezení množiny hodnot, v níž se nachází řešení objektivní funkce. Jejich správné definování má zásadní vliv na konečný výsledek a současně může výrazně ovlivnit délku optimalizačního výpočtu. Níže jsou uvedeny všechny

omezující podmínky použité ve výpočetním modelu. Tyto omezující podmínky byly zadány jako objekty „constraints“ z knihovny Gurobi do výpočetního modelu. Všechny použité omezující podmínky jsou uvedeny níže včetně přiřazení k jednotlivým funkčním prvkům výpočetního modelu. [31]

HOP - Prvek pro samostatnou výrobu tepla [33][34]

Omezení maximálního tepelného výkonu zdroje tepla

$$Q_{s,n}^{HOP} \leq P_{t,s}^{HOP} \quad (4-4)$$

Omezení minimálního tepelného výkonu při zapnutí zdroje

$$Q_{s,n}^{HOP} \geq l_{min,s}^{HOP} \cdot P_{t,s}^{HOP} \cdot z_{s,n}^{HOP} \quad (4-5)$$

Zapnutí zdroje

$$Q_{s,n}^{HOP} \leq P_{t,s}^{HOP} \cdot z_{s,n}^{HOP} \quad (4-6)$$

Omezení rychlosti zvyšování tepelného výkonu

$$Q_{s,n}^{HOP} - Q_{s,n-1}^{HOP} \leq r_{up,s}^{HOP} \cdot P_{t,s}^{HOP} \quad (4-7)$$

Omezení rychlosti snižování tepelného výkonu

$$Q_{s,n-1}^{HOP} - Q_{s,n}^{HOP} \leq r_{down,s}^{HOP} \cdot P_{t,s}^{HOP} \quad (4-8)$$

CHP - Prvek pro kombinovanou výrobu elektřiny a tepla [33][34]

Poměr výroby elektřiny a tepla

$$E_{p,n}^{CHP} = c_p^{CHP} \cdot Q_{p,n}^{CHP} \quad (4-9)$$

Omezení maximálního elektrického výkonu zdroje

$$E_{p,n}^{CHP} \leq P_{e,p}^{CHP} \quad (4-10)$$

Omezení minimálního elektrického výkonu při zapnutí zdroje

$$E_{p,n}^{CHP} \geq l_{min,p}^{CHP} \cdot P_{e,p}^{CHP} \cdot z_{p,n}^{CHP} \quad (4-11)$$

Zapnutí zdroje

$$E_{p,n}^{CHP} \leq P_{e,p}^{CHP} \cdot z_{p,n}^{CHP} \quad (4-12)$$

Omezení rychlosti zvyšování elektrického výkonu

$$E_{p,n-1}^{CHP} - E_{p,n}^{CHP} \leq r_{up,p}^{CHP} \cdot P_{e,p}^{CHP} \quad (4-13)$$

Omezení rychlosti snižování elektrického výkonu

$$E_{p,n-1}^{CHP} - E_{p,n}^{CHP} \leq r_{down,p}^{CHP} \cdot P_{e,p}^{CHP} \quad (4-14)$$

TES - Prvek pro ukládání tepelné energie [A1][A3]

Omezení maximálního výkonu pro při nabíjení zásobníku

$$Q_{a,n}^{TES,in} \leq r_{in,a}^{TES} \cdot C_{t,a}^{TES} \quad (4-15)$$

Omezení maximálního výkonu pro při vybíjení zásobníku

$$Q_{a,t}^{TES,out} \leq r_{out,a}^{TES} \cdot C_{t,a}^{TES} \quad (4-16)$$

Počáteční bilance tepla

$$Q_{a,0}^{TES,level} = Q_{a,0}^{TES,in} \cdot RTE_a - Q_{a,0}^{TES,out} \quad (4-17)$$

Bilance tepla

$$Q_{a,n}^{TES,level} = Q_{a,n-1}^{TES,level} + Q_{a,n}^{TES,in} \cdot RTE_a - Q_{a,n}^{TES,out} \quad (4-18)$$

Omezení maximální kapacity zásobníku

$$Q_{a,t}^{TES,level} \leq C_{t,a}^{TES} \quad (4-19)$$

Omezení rychlosti zvyšování tepelného výkonu

$$Q_{a,n}^{TES,in} - Q_{a,n-1}^{TES,in} \leq r_{up,a}^{TES} \cdot C_{t,a}^{TES} \quad (4-20)$$

Omezení rychlosti snižování tepelného výkonu

$$Q_{a,n-1}^{TES,out} - Q_{a,n}^{TES,out} \leq r_{down,a}^{TES} \cdot P_a^{TES} \quad (4-21)$$

Omezení současného nabíjení a vybíjení zásobníku

$$z_{a,n}^{TES,in} + z_{a,n}^{TES,out} \leq 1 \quad (4-22)$$

Zapnutí nabíjení zásobníku

$$Q_{a,n}^{TES,in} \leq C_{a,n}^{TES} \cdot z_{a,n}^{TES,in} \quad (4-23)$$

Zapnutí vybíjení zásobníku

$$Q_{a,n}^{TES,out} \leq C_{a,n}^{TES} \cdot z_{a,n}^{TES,out} \quad (4-24)$$

Minimální doba provozu zásobníku

$$\sum_{k=0}^{T_{min}-1} z_{a,n+k}^{TES,in} \geq T_{min} \cdot n_a^{store\ start} \quad (4-25)$$

HTP - Prvek pro příležitostnou výrobu elektrické energie [34]

Poměr spotřeby tepla ku vyrobené energii

$$E_{j,n}^{HTP} = Q_{j,n}^{HTP,in} \cdot \eta_{j,e}^{http} \quad (4-26)$$

Omezení maximálního elektrického výkonu zdroje

$$E_{j,n}^{HTP,in} \leq P_j^{HTP} \quad (4-27)$$

PIP - Prvek potrubního systému [34][35]

Počáteční stav

$$Q_0^{PIP, level} = 0 \quad (4-28)$$

Dynamická akumulace tepla v potrubí

$$Q_n^{PIP, level} = Q_{n-1}^{PIP, level} - Q_{n-1}^{PIP,f} \quad (4-29)$$

Ztráty tepla v potrubí v systému bez TES a http

$$Q_n^{PIP,lost} = (Q_n^{HD} + Q_n^{PIP,f}) \cdot \frac{\xi_{PIP}}{1 - \xi_{PIP}} \quad (4-30)$$

Ztráty tepla v potrubí v systému s TES bez HTP

$$Q_n^{PIP,lost} = \left(Q_n^{HD} + Q_n^{PIP,f} + \sum_a Q_{a,n}^{TES,in} \right) \cdot \frac{\xi_{PIP}}{1 - \xi_{PIP}} \quad (4-31)$$

Ztráty tepla v systému s TES a HTP

$$Q_n^{PIP,lost} = \left(Q_n^{HD} + Q_n^{PIP,f} + \sum_a Q_{a,n}^{TES,in} + \sum_e Q_{j,n}^{HTP,in} \right) \cdot \frac{\xi_{PIP}}{1 - \xi_{PIP}} \quad (4-32)$$

4.1.3 Celková bilance tepla

Omezující podmínka celkové bilance tepla nenáleží žádnému prvku, přesto představuje nejdůležitější omezující podmínku, která definuje celý systém. Stejně jako objektivní funkce musela být omezující podmínka celkové bilance tepla vytvořena ve třech formách rovnice (4-33), (4-34) a (4-35) které jsou modelem voleny podle aktuální konfigurace simulované soustavy. [28][34]

Bilance tepla v systému jen se zdroji tepla typu HOP

$$\sum_s Q_{s,n}^{\text{HOP}} + \sum_a Q_{a,n}^{\text{TES,out}} = \frac{Q_n^{\text{HD}} + Q_n^{\text{PIP,flow}} + \sum_a Q_{a,n}^{\text{TES,in}} + \sum_j Q_{j,n}^{\text{HTP,in}}}{1 - \xi_{\text{PIP}}} \quad (4-33)$$

Bilance tepla v systému jen se zdroji tepla typu CHP

$$\sum_s Q_{s,n}^{\text{HOP}} + \sum_a Q_{a,n}^{\text{TES,out}} = \frac{Q_n^{\text{HD}} + Q_n^{\text{PIP,flow}} + \sum_a Q_{a,n}^{\text{TES,in}} + \sum_j Q_{j,n}^{\text{HTP,in}}}{1 - \xi_{\text{PIP}}} \quad (4-34)$$

Bilance tepla v systému se zdroji tepla typu HOP i CHP

$$\sum_s Q_{s,n}^{\text{HOP}} + \sum_a Q_{a,n}^{\text{TES,out}} = \frac{Q_n^{\text{HD}} + Q_n^{\text{PIP,flow}} + \sum_a Q_{a,n}^{\text{TES,in}} + \sum_j Q_{j,n}^{\text{HTP,in}}}{1 - \xi_{\text{PIP}}} \quad (4-35)$$

4.1.4 Ostatní výpočetní vztahy

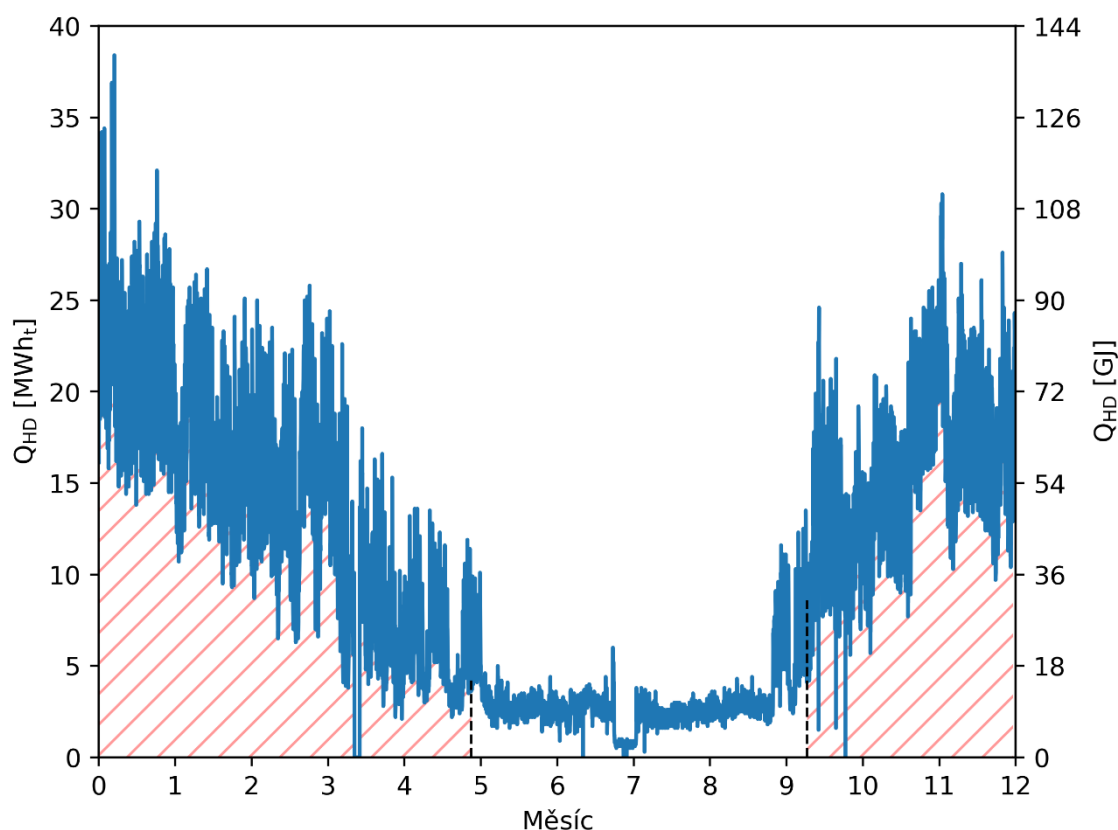
Ostatní použité výpočetní vztahy, zejména pak vztahy pro ekonomické ukazatele jsou uvedeny v kapitole 2.6.

5 Vstupní data výpočetního model

Vstupní data mají zásadní vliv na správnost a vypovídací hodnotu výsledků výpočtu. Nejvýznamnějším vstupem je soubor dat spotřeby tepla, který určuje parametry následně modelovaných zařízení. V této kapitole jsou popsány a diskutovány jednotlivé druhy vstupních dat včetně jejich zdrojů.

5.1 Spotřeba tepla

Spotřeba tepla je reprezentována hodinovými hodnotami odběru v průběhu jednoho roku, tedy přibližně 8 760 časových kroků. Pro účely této práce byla zvolena reálná datová sada spotřeby tepla zajišťované společností Teplárna Otrokovice, a.s. pro lokality Malenovice¹² a Baťov¹³ v roce 2020. Tato datová sada byla využita i v předchozích pracích [A1][A5][36]. Roční průběh spotřeby je uveden na Obr. 3, zatímco Obr. 4 zobrazuje kumulativní průběh spotřeby během roku.

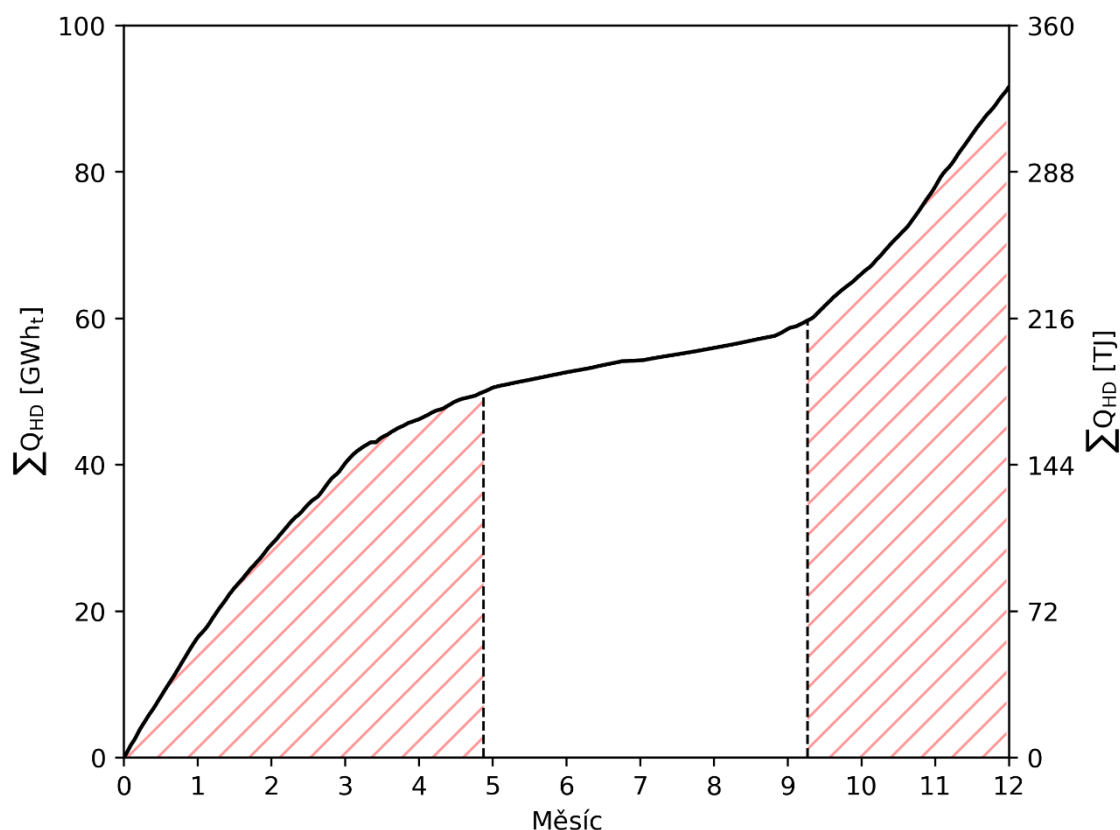


Obr. 3 - Průběh spotřeby tepla použitý ve výpočetním modelu.

(Vyšrafované pole pod grafem reprezentuje topné období)

¹² Část města Zlín

¹³ Část města Otrokovice známá též jako Bahňák



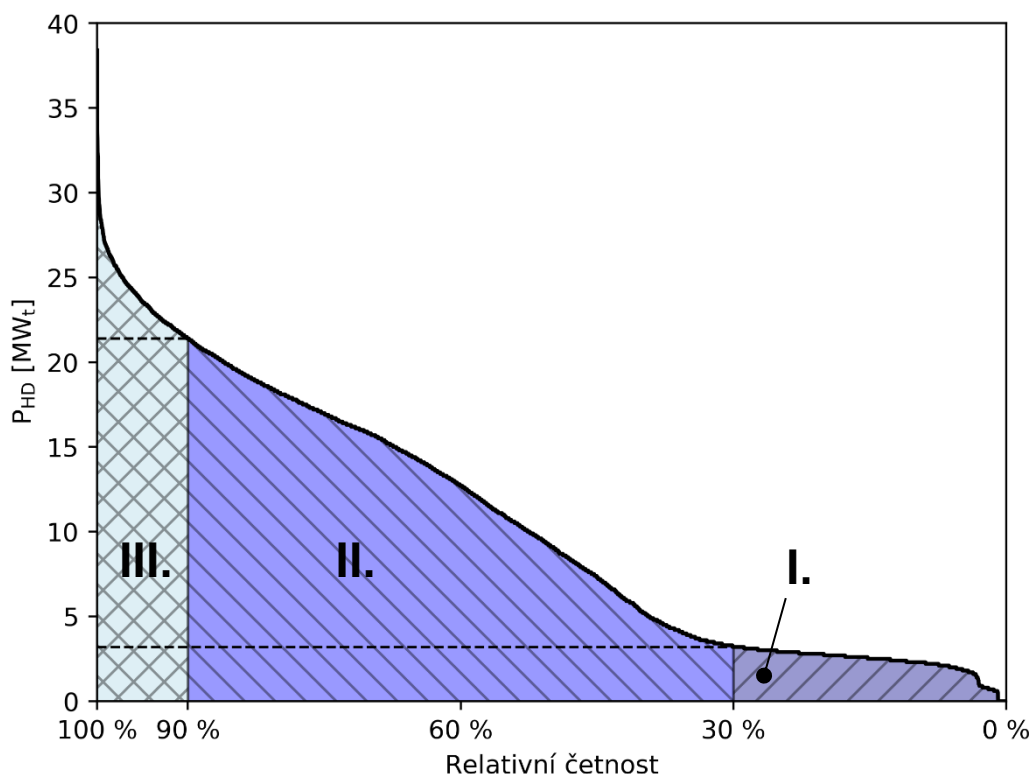
Obr. 4 - Kumulativní průběh spotřeby tepla během roku.
(Výšrafované pole pod grafem reprezentuje topné období)

Datová sada byla vybrána záměrně, a to nejen z důvodu dostupnosti¹⁴, ale především proto, že velmi dobře reprezentuje chování městských odběratelů tepla. Účelově byla zahrnuta pouze dodávka do větví Malenovice a Baťov, tvořených převážně obytnou zástavbou a službami. Výsledný odběr tak odráží typický roční průběh spotřeby tepla v městském prostředí, silně ovlivněný sezónními výkyvy a denními i týdenními cykly. Tento charakter je dobře patrný i z Obr. 3 a Obr. 4, kde je zřetelný útlum spotřeby mimo otopnou sezónu (v grafech vyznačeném červeným šrafováním).

Tímto výběrem bylo zároveň eliminováno zkreslení, které by vzniklo při zahrnutí technologických odběrů tepla. Ty nejsou tak úzce svázány s ročním cyklem, ale odvíjejí se od konkrétních technologických potřeb. Technologické odběry tepla přitom tvoří až 80 % dodávky tepla Teplárny Otrokovice, a.s. [28].

Na Obr. 5 je pro použitou datovou sadu uveden modifikovaný graf kumulativní distribučního rozdělení relativní četnosti výkonového zatížení během sledovaného období.

¹⁴ Dodavatelé energii tato data z mnoha důvodů nechtějí sdílet



Obr. 5 - Graf distribučního rozdělení kumulativní relativní četnosti výkonového zatížení.

Tento graf představuje účinný nástroj pro pochopení charakteru zatížení a byl proto podroben detailnější analýze.

V grafu na Obr. 5 je vykreslena křivka, která zobrazuje kumulativní rozdělení relativní četnosti výkonového zatížení v průběhu roku. Každý bod křivky představuje četnost výskytu příslušného výkonového zatížení na ose x (v MWt) v rozsahu od 0 do hodnoty na ose y . Například výkon 22 MWt či nižší je vyžadován v 90 % sledovaného období.

Na základě této křivky lze identifikovat tři charakteristické oblasti:

- **Oblast I.** (0 – 3,2 MWt; relativní četnost 0 – 30 %) – odpovídá období mimo topnou sezónu, kdy je pokrývána pouze minimální dodávka tepla pro ohřev TUV.
- **Oblast II.** (3,2 – 21,4 MWt; relativní četnost 30 – 60 %) – reprezentuje typický provoz během většiny otopné sezóny.
- **Oblast III.** (21,4 – 38,4 MWt; relativní četnost 90 – 100 %) – oblast špičkového zatížení.

Mezní hodnoty těchto oblastí včetně poměrného přírůstku výkonu jsou uvedeny v Tab. 7. Identifikace výkonových oblastí a jejich poměrného příspěvku byla následně využita jako významné vodítko při návrhu složení zdrojů HOP a CHP v jednotlivých konfiguracích soustav CZT pro modelové výpočty. V Tab. 8 v prvním sloupci jsou pak uvedeny charakteristické parametry zvoleného zatížení. Nejvýznamnějšími z těchto parametrů jsou celková roční spotřeba tepla, maximální výkon a průměrný výkon. Tyto parametry do jisté míry určují skladbu zdrojů tepla. Konkrétně určují jejich množství, výkony a typy podle jejich regulačních schopností. [2][5]

Tab. 7 – Přehled mezních hodnot I., II. a III. oblasti výkonového zatížení

Oblast	Rozsah relativní četnosti [%]	Rozsah výkonového zatížení [MW _t]	Přírůstek relativní četnosti [%]	Přírůstek výkonového zatížení [MW _t]	Poměrný přírůstek výkonového zatížení [MW _t /%]
I. – letní provoz	0 – 30	0 – 3,2	30	3,2	0,106
II. – základní zatížení	30 - 90	3,2 – 21,4	60	18,2	0,303
III. – špičkové zatížení	90 - 100	21,4 – 38,4	10	17	1,7

Nevýhodou zvoleného souboru dat je, že reprezentuje poměrně malý výkon. Z Tab. 8 sloupec 1 je patrné, že maximální tepelný výkon, který je nutno dodat do sítě CZT, je zhruba 38 MW_t. Průměrný výkon zhruba a dosahuje úrovně 10 MW_t. Roční množství dodaného tepla je pak 0,26 mil. GJ.

Jedná se o poměrně malé hodnoty, které odpovídají velmi malému městu nebo městské části. Pro porovnání celkové množství dodaného tepla do všech lokalit Teplárny Otrokovice je 1,2 mil. GJ ročně při instalovaném výkonu 236,9 MW_t [28]. Dle údajů z [28] je tímto teplem zásobováno zhruba 9800 odběrných míst, což nepředstavuje velké množství.

Vzhledem k tomu, že bylo nutné simulovat síť s mnohem vyššími výkony a odběry, bylo přistoupeno k tvorbě dalších pěti souborů dat spotřeby tepla, a to pouhým vynásobením jednotlivých prvků původního souboru dat spotřeby příslušným modulem v rozsahu (2 – 6). Tedy dle rovnice

$$HD_n = HD_1 \cdot n \quad (5-1)$$

Kde HDn představuje jeden bod odvozeného souboru dat spotřeby tepla, HD1 představuje jeden bod původní vzorové spotřeby tepla a n reprezentuje multiplikační modul v rozsahu 1 – 6. Kdy hodnota 1 odpovídá původnímu souboru. Výsledné parametry odvozených spotřeb tepla jsou uvedeny v Tab. 8.

Soubor s nejvyšším modulem (6) pak odpovídá svým instalovaným výkonem a ročním množstvím vyrobeného tepla celé teplárně Otrokovice, a.s. [28].

Tab. 8 – Použité úrovně výkonového zatížení a jejich charakteristické parametry

Modul n	1	2	3	4	5	6
Maximální výkon [MW _t]	38,40	76,80	115,20	153,60	192,00	230,4
Minimální výkon [MW _t]	0	0	0	0	0	0
Průměr výkonu [MW _t]	10,42	20,86	31,29	41,72	52,15	62,52
Medián výkonu [MW _t]	9,10	18,2	27,30	36,40	45,5	54,6
Modus výkonu [MW _t]	2,80	5,60	8,40	11,20	14,00	16,8
Směrodatná odchylka výkonu [MW _t]	7,67	15,35	23,02	39,70	38,37	46,02
Celková roční spotřeba tepla [MWh _t] [GJ]	91 613	183 226	274 841	366 452	458 065	549 678
	329 810	659 614	989 420	1 319 227	1 649 034	1 978 860
Spotřeba tepla v otopném období [MWh _t] [GJ]	73 002	145 994	218 992	291 989	364 986	438 012
	262 807	525 580	788 370	1 051 160	1 313 950	1 576 842
Podíl výroby v otopném období na celkové spotřebě [%]	79,68	79,68	79,68	79,68	79,68	79,68

5.2 Cena elektřiny a tepla

Tato podkapitola popisuje volbu dvou ekonomických vstupních parametrů – prodejních cen elektřiny a tepla.

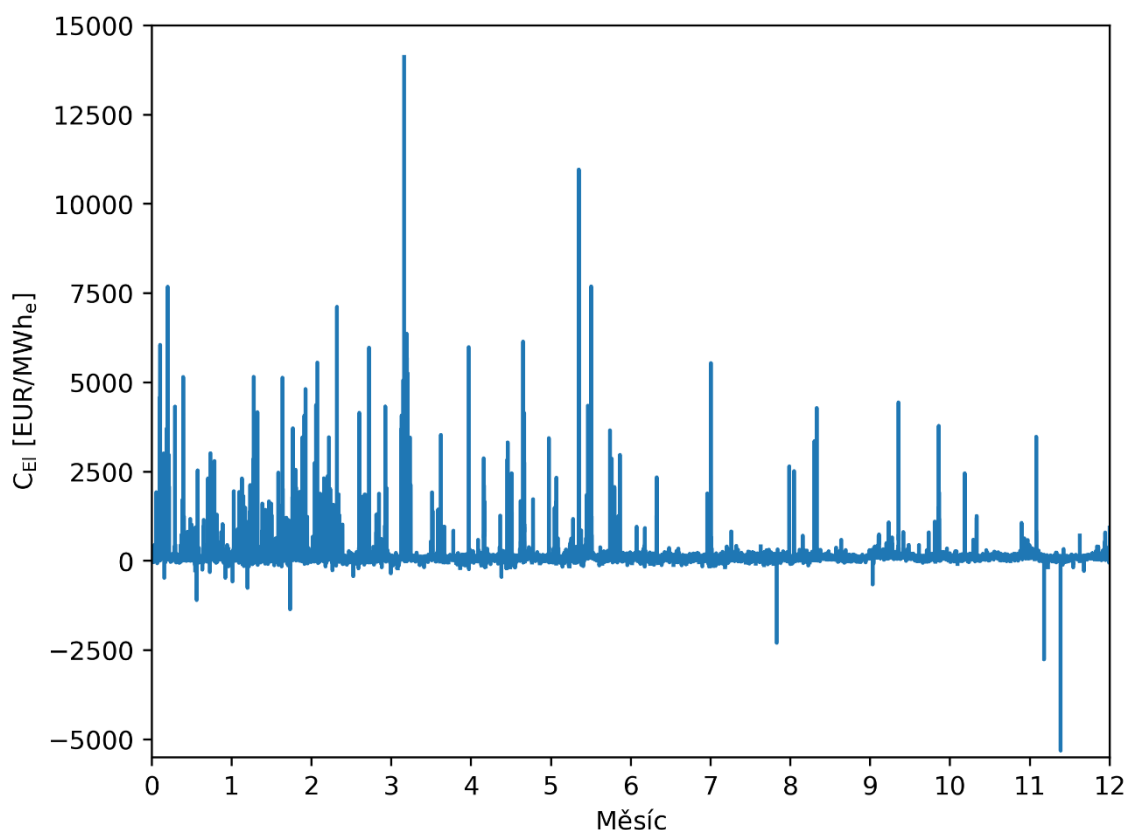
5.2.1 Prodejní cena elektřiny

Pro platby za elektřinu dodanou do elektrizační soustavy lze rozlišit dva základní modely oceňování. Prvním je dodávka za pevně sjednanou (fixní) cenu, která je stanovena smluvně předem a zůstává nezávislá na aktuální situaci na trhu. Druhým je dodávka za spotové ceny, tzv. hodinový spot (hodinová spotová cena), které se odvíjejí od okamžité rovnováhy mezi nabídkou a poptávkou v celé elektrizační soustavě. V případě přebytku elektřiny mohou spotové ceny klesat až do záporných hodnot. Tento model je proto vhodný zejména pro zdroje schopné pružně reagovat na dynamiku trhu. Naopak systém fixních cen je určen pro zdroje s méně flexibilní výrobou, jejichž dodávky musí být kompenzovány ostatními výrobními jednotkami. Proto je fixní cena zpravidla nižší než průměrná spotová cena elektřiny. [37]

V rámci modelované soustavy s protitlakovou parní turbínou jako hlavním zdrojem elektřiny byl zvolen fixní model výkupu. Důvodem je skutečnost, že provoz turbíny je úzce spojen s odběrem tepla (viz kap. 5.1) přičemž v teplárenství je primárně upřednostněna výroba tepla. V podmínkách kombinované výroby elektřiny a tepla nelze totiž současně optimalizovat obě formy energie – vždy je nutné podřídit provoz jedné z nich, zatímco druhá je na ní více či méně závislá¹⁵. V teplárenství je tedy dominantní právě teplo [8] [38]. Na základě podkladů Energetického regulačního úřadu [37] [39] byla pro výpočty stanovena fixní výkupní cena elektřiny ve výši 90 EUR/MWh_e.

V případě systému doplňkové výroby elektřiny z tepla na bázi ORC cyklu byl naopak zvolen spotový model oceňování. Tento přístup odpovídá charakteru zdroje, který může být provozován pružně v závislosti na dostupnosti přebytečného tepla a aktuálních tržních podmínkách. Pro simulaci byly využity údaje ze spotového trhu s elektřinou, publikované společností OTE, a.s. ve výroční zprávě pro rok 2024 [40]. Časový průběh těchto cen je uveden na Obr. 6.

¹⁵ Určitou výjimkou je použití teplárny s odběrovou kondenzační turbínou. Kde může výroba elektřiny a tepla do jisté míry probíhat nezávisle. Takové řešení je však nákladnější na realizaci a nemusí být vhodné pro všechny případy. [8]



Obr. 6 – Průběh spotových cen elektřiny ve sledovaném období

5.2.2 Prodejní cena tepla

Prodejní cena tepla byla stanovena na základě dat z veřejně dostupných podkladů [37][39][41] jako fixní ve výši 35 EUR za MWh_t . Zvolená prodejní cena měla reflektovat současný stav s předpokládaným mírným nárůstem v budoucnu. [43]

5.3 Zdroje tepla

Jak již bylo uvedeno v předchozích kapitolách, ve výpočetním modelu byly jako zdroje tepla použity dva typy prvků: zdroj určený výhradně pro výrobu tepla (HOP) a zdroj určený ke kombinované výrobě elektřiny a tepla (CHP). Tyto prvky mohou v modelu reprezentovat široké spektrum reálných zařízení, která jsou však z pohledu modelu popsána jednotným souborem technicko-ekonomických parametrů. [8]

Soubor parametrů zahrnuje především ekonomické ukazatele, které vyjadřují investiční a provozní náročnost dané technologie. Dále obsahuje technické charakteristiky, jako jsou účinnost provozu, výkonový rozsah, maximální rychlost změny výkonu, spotřeba paliva či produkce emisí CO_2 . Jak bude dále uvedeno, tyto technické parametry mají zásadní vliv na možnosti integrace systému TES do CZT.

Samostatnou skupinu tvoří parametr nominálního výkonu (resp. jeho rozsahu). Tento parametr lze v případě zdrojů HOP i CHP zadat třemi způsoby: [34]

- Jako fixní hodnotu
- Jako soubor diskrétních hodnot
- Jako spojitý interval

V prvním případě model pracuje s výkonem jako s pevně danou veličinou. Ve druhém případě probíhá v rámci optimalizace výběr nejlepší hodnoty z předem definovaného souboru. V poslední variantě pak model optimalizuje výkon zařízení na hodnotu v rámci zadaného intervalu, která přináší nejlepší výsledek.

Tato variabilita zadání nominálního výkonu je velmi výhodná, neboť umožňuje jednak fixně začlenit konkrétní zařízení do modelu, jednak reprezentovat určitou výkonovou řadu vybrané technologie. Fixní hodnota či diskrétní soubor výkonů přitom výrazně snižují výpočetní náročnost modelu a mohou zajistit řešitelnost úlohy, která by jinak při složitém zadání byla obtížně řešitelná.

U zdrojů typu HOP je nominálním výkonem myšlen tepelný výkon zařízení. U zdrojů CHP je jako nominální výkon uváděn výkon elektrický; doplňkovým vstupním parametrem je zde teplotní součinitel, který udává poměr mezi výrobou elektřiny a tepla.

V podkapitolách 5.3.1 a 5.3.2 jsou v tabulkách uvedeny jednotlivé typy zdrojů tepla a jejich příslušné soubory vstupních dat, které byly použity pro výpočty různých konfigurací modelovaného systému CZT. U každého zdroje jsou rovněž uvedeny odkazy na použité prameny. Vstupní data byla vždy čerpána minimálně ze dvou zdrojů. V Tab. 11 a Tab. 13 jsou pak shrnuty všechny optimalizované i dopočítané parametry pro jednotlivé modelové prvky (HOP a CHP).

5.3.1 Systémy pro samostatnou výrobu tepla

Jako zdroj pro samostatnou výrobu tepla HOP byly zvoleny dva typy kotlů. Pro základní zatížení byla v modelu sestavena výkonová řada kotlů na biomasu v rozsahu výkonů 2 – 100 MW_t. Vstupní parametry této řady jsou uvedeny v Tab. 10. Jako špičkový zdroj tepla byl vybrán kotel na zemní plyn, jehož modelové parametry jsou uvedeny v Tab. 9. Příslušné vstupní parametry byla převzaty z těchto zdrojů [8][37][42][A1]

Konkrétní výkon kotle může být buď fixně přiřazen jako vstupní parametr nebo může být výsledkem optimalizačního výpočtu. Ostatní parametry jsou pak voleny na základě vstupních dat v Tab. 9 a Tab. 10. Parametry kotle, které jsou výstupem optimalizačního programu jsou uvedeny v Tab. 11

Tab. 9 – Technicko-ekonomické parametry zdroje tepla HOP 1

HOP 1 - Plynový kotel	
Nominální výkon P_{nom} [MW _t]	1 – 10
Měrné investiční náklady [€/MW _t]	50 000
Měrné fixní provozní náklady [€/MW _t /rok]	2000
Měrné variabilní provozní náklady [€/MW _h]	1,17
Náklady na palivo (včetně poplatku za vypouštění CO ₂) [€/MW _h]	28
Životnost [rok]	25
Účinnost kotle η_c [%]	103
Výkonový rozsah [% P_{nom}]	0 - 100
Změna výkonu [% P_{nom}/min]	4
Spotřeba paliva [m ³ /MW _h]	112
Emise CO ₂ [kg/MW _t _{fuel}]	205

Tab. 10 – Technicko-ekonomické parametry zdroje tepla HOP 2

HOP 2 – Kotel na biomasu				
Nominální výkon P_{nom} [MW _t]	2 - 5	5 - 25	20 - 50	50 - 100
Měrné investiční náklady [€/MW _t]	750 00	700 000	500 000	450 000
Měrné fixní provozní náklady [€/MW _t /rok]	43 000	35 000	33 000	33 000
Měrné variabilní provozní náklady [€/MW _h]	3,3	3,3	3,3	3,3
Náklady na palivo [€/MW _h]	4 - 6	4 - 6	4 - 6	4 - 6
Životnost [rok]	25	25	25	25
Účinnost kotle η [%]	115	115	115	115
Výkonový rozsah [% P_{nom}]	40 - 100	40 - 100	40 - 100	40 - 100
Změna výkonu [% P_{nom}/min]	4	4	4	4
Spotřeba paliva [kg/ MW _h]	117	117	117	117
Emise CO ₂ [kg/ MW _t _{fuel}]	0	0	0	0

Tab. 11 – Výstupní parametry výpočetního prvku pro zdroj tepla HOP

Parametr	Značka	Jednotka
Optimalizované parametry		
Nominální tepelný výkon ¹⁶	$P_{t,s}^{HOP}$	MW _t
Okamžitý tepelný výkon	$Q_{s,n}^{HOP}$	MW _t
Dopočítávané parametry		
Roční produkce tepla	$Q_{s,y}^{HOP}$	GJ
Celková produkce tepla	$Q_{s,lt}^{HOP}$	GJ
Roční spotřeba paliva	$F_{s,y}^{HOP}$	t
Celková spotřeba paliva	$F_{s,lt}^{HOP}$	t
Roční produkce CO ₂	$CD_{s,y}^{HOP}$	t
Celková produkce CO ₂	$CD_{s,lt}^{HOP}$	t
Investiční náklady – CAPEX	$CAPEX_s^{HOP}$	M€
Roční provozní náklady – OPEX _A	$OPEX_{s,y}^{HOP}$	M€
Celkové provozní náklady – OPEX _L	$OPEX_{s,lt}^{HOP}$	M€

Tab. 12 – Technicko-ekonomické parametry systému pro kombinovanou výrobu elektřiny a tepla CHP 1 [8]

CHP 1 - Teplárenský blok s protitlakovou turbínou a kotlem na štěpku středního výkonu				
Nominální výkon P_{nom} [MW _e]	3 - 5	5 - 25	25 - 50	50 - 100
Měrné investiční náklady [€/MW _e]	6 890 00	3 860 000	3 604 000	3 560 00
Měrné fixní provozní náklady [€/MW _e /rok]	303 061	148 872	142 149	102 083
Měrné variabilní provozní náklady [€/MWh _e]	9,85	4,77	4,55	4,55
Náklady na palivo [€/MWh _t]	4 - 6	4 - 6	4 - 6	4 - 6
Životnost [rok]	25	25	25	25
Teplárenský součinitel [-]	0,18	0,30	0,32	0,32
Účinnost výroby elektřiny η_e [%]	14	28	30	30
Účinnost kotle η_c [%]	90	90	90	90
Výkonový rozsah [% P_{nom}]	20 - 100	40 - 100	40 - 100	40 - 100
Změna výkonu [% P_{nom}/min]	2	2	2	2
Spotřeba paliva [kg/MWh _t]	117	117	117	117
Emise CO ₂ [kg/ MWh _t]	0	0	0	0

¹⁶ Pouze v případě, že nebyl zadán jako fixní parametr

5.3.2 Systémy pro kombinovanou výrobu elektřiny tepla

Jako zdroje pro kombinovanou výrobu elektřiny a tepla CHP byla zvolena tradiční kombinace protitlakové parní turbíny a parního kotle na biomasu. Dostupných podkladů [8][42][43] byla sestavena výkonová řada v rozsahu 3 – 100 MWe, jejíž přesné technicko - ekonomické parametry jsou uvedeny v Tab. 12. Tato tabulka představuje zdroj vstupních dat pro výpočetní model. V Tab. 13. je pak uveden seznam parametrů, které jsou výstupem optimalizačního programu. Nominální výkon bloku může být volitelně fixně zadán, nebo dopočítán programem.

Tab. 13 - Výstupní parametry výpočetního prvku pro zdroj tepla a elektřiny CHP

Parametr	Značka	Jednotka
Optimalizované parametry		
Nominální elektrický výkon ¹⁷	$P_{e,p}^{CHP}$	MWe
Okamžitý elektrický výkon	$E_{p,n}^{CHP}$	MWe
Nominální tepelný výkon	$P_{t,p}^{CHP}$	MW _t
Okamžitý tepelný výkon	$Q_{p,n}^{CHP}$	MW _t
Dopočítávané parametry		
Roční produkce elektřiny	$E_{p,y}^{CHP}$	MWh _e
Celková produkce elektřiny	$E_{p,lt}^{CHP}$	MWh _e
Roční produkce tepla	$Q_{p,y}^{CHP}$	GJ
Celková produkce tepla	$Q_{p,lt}^{CHP}$	GJ
Roční spotřeba paliva	$F_{p,y}^{HOP}$	t
Celková spotřeba paliva	$F_{p,lt}^{HOP}$	t
Roční produkce CO ₂	$CD_{p,y}^{HOP}$	t
Celková produkce CO ₂	$CD_{p,lt}^{HOP}$	t
Investiční náklady – CAPEX	$CAPEX_p^{HOP}$	M€
Roční provozní náklady – OPEX _A	$OPEX_{p,y}^{HOP}$	M€
Celkové provozní náklady – OPEX _L	$OPEX_{p,lt}^{HOP}$	M€

5.4 Akumulace tepla

Jako systém pro akumulaci tepelné energie TES byl zvolen teplovodní vodní zásobník typu „Thermocline“, tedy stratifikační zásobník tepla s jednou nádrží. Jedná se dlouhodobě prověřenou spolehlivou technologií, která je pro daný účel plně dostačující. [21]

Příslušná vstupní technicko - ekonomická vstupní data, která byla získána z těchto zdrojů [44], jsou uvedena v Tab. 14 a parametry, které jsou výsledkem optimalizačního

¹⁷ Pouze v případě, že nebyl zadán jako fixní

výpočtu jsou uvedeny v Tab. 15. Kapacita zásobníku může být rovněž zadána fixně nebo dopočítána. [7][44][45][46][A1][A2]

Tab. 14 - Technicko-ekonomické parametry systému pro akumulaci tepla TES 1

TES 1 - Systém pro akumulaci tepla – typ „Thermocline“	
Kapacita C_{nom} [MWh]	90 - 300
Měrné investiční náklady [€/MW]	10 800
Měrné fixní provozní náklady [€/MW /rok]	2,4
Životnost [rok]	40
Účinnost akumulace tepla η_{RTE} [%]	98
Ztráty tepla za jeden den [%]	0,2
Rychlost nabíjení / vybíjení [% C_{nom}/min]	0,5

Tab. 15 – Výstupní parametry výpočetního prvku pro systém pro akumulaci tepla TES

Parametr	Značka	Jednotka
Optimalizované parametry		
Nominální tepelná kapacita	$C_{t,a}^{TES}$	GJ
Okamžité uvolňované teplo	$Q_{a,n}^{TES,in}$	GJ
Okamžité ukládané teplo	$Q_{a,n}^{TES,out}$	GJ
Okamžité množství uloženého tepla	$Q_{a,n}^{TES,level}$	GJ
Dopočítávané parametry		
Roční množství uloženého tepla	$Q_{a,y}^{TES}$	GJ
Celkové množství uloženého tepla	$Q_{a,lt}^{TES}$	GJ
Investiční náklady – CAPEX	$CAPEX_p^{TES}$	M€
Roční provozní náklady – $OPEX_A$	$OPEX_{p,y}^{TES}$	M€
Celkové provozní náklady – $OPEX_L$	$OPEX_{p,lt}^{TES}$	M€

5.5 Systémy pro doplňkovou výrobu elektrické energie

Jako systém pro doplňkovou výrobu elektrické energie z uloženého tepla (HTP) byla vybrána jednotka na bázi Organického Rankinova Cyklu (ORC). Tato jednotka může zpracovávat i malé tepelné spády díky použití organického chladiva na bázi uhlovodíků. Její nevýhodou je však nízká účinnost přeměny energie okolo 15 %, a poměrně vysoké jednotkové náklady. [47]

Príslušné vstupní technicko – ekonomické parametry zařízení byly dohledány z v dostupných zdrojích a jsou uvedeny v Tab. 16. V Tab. 17 jsou pak uvedeny parametry zařízení, které jsou dopočítávány a jsou výstupem optimalizačního programu.

Tab. 16 – Technicko-ekonomické parametry samostatného systému pro výrobu elektřiny
http 1 [A1][42][47]

HTP 1 – ORC cyklus malého výkonu	
Nominální výkon P_{nom} [MW _e]	0 – 40
Měrné investiční náklady [€/MW _t]	3 500 000
Fixní provozní náklady [€/MW _e /rok]	65 000
Fixní provozní náklady [€/MWh _e]	1,5
Životnost [roky]	25
Účinnost výroby elektřiny η_e [%]	12
Výkonový rozsah [% P_{nom}]	0 – 100
Změna výkonu [% P_{nom}/min]	20

Tab. 17 – Výstupní parametry výpočetního prvku pro systém pro doplňkovou výrobu elektřiny HTP

Parametr	Značka	Jednotka
Optimalizované parametry		
Nominální elektrický výkon	$P_{e,l}^{HTP}$	MW _e
Okamžitý elektrický výkon	$E_{j,n}^{HTP}$	MW _e
Okamžitá spotřeba tepla	$Q_{i,n}^{HTP,in}$	MWh _t
Dopočítávané parametry		
Roční produkce elektřiny	$E_{p,y}^{HTP}$	MWh _e
Celková produkce elektřiny	$E_{p,lt}^{HTP}$	MWh _e
Investiční náklady – CAPEX	$CAPEX_p^{HTP}$	M€
Roční provozní náklady – OPEX _A	$OPEX_{p,y}^{HTP}$	M€
Celkové provozní náklady – OPEX _L	$OPEX_{p,lt}^{HTP}$	M€

5.6 Potrubní síť

V modelu je dále vložen model potrubní sítě, který slouží k simulaci akumulace tepelné energie v potrubní síti. Vstupní parametry tohoto modelu jsou uvedeny v Tab. 18 dopočítávané parametry jsou uvedeny v Tab. 19. [A1][A3][A5][17]

Tab. 18 – Vstupní parametry výpočetního prvku pro potrubní síť PIP

Poměrné tepelné ztráty v potrubí h_{lost} [%]	2	%
Tepelná kapacita sítě C_{nom} [MW]	5 - 15	MW
Rychlost nabíjení / vybíjení [% C_{nom}/min]	0,1	MW

Tab. 19 – Výstupní parametry výpočetního prvku pro potrubní síť PIP

Parametr	Značka	Jednotka
Optimalizované parametry		
Teplo uložené v potrubní síti	$Q^{PIP,stored}$	GJ
Okamžitý tok uloženého tepla z/do potrubní sítě	$Q_n^{PIP,flow}$	GJ
Okamžité tepelné ztráty	$Q_n^{PIP,lost}$	GJ

6 Vybrané varianty a scénáře modelovaných soustav

Cílem této části práce je provést technicko-ekonomické posouzení vlivu integrace systémů akumulace tepelné energie (TES) do soustav centrálního zásobování teplem. TES slouží jako flexibilní prvek, který vyrovnává časový nesoulad mezi výrobou a spotřebou tepla a umožňuje efektivnější řízení soustavy. Přínosy akumulace se projevují zejména ve snížení špičkových výkonů, lepším využití zdrojů, zapojení obnovitelných zdrojů a možnosti doplňkové výroby elektřiny prostřednictvím nízko-teplotních cyklů (např. ORC).

Pro vyhodnocení vlivu byly sestaveny a porovnány variantní modely CZT, které se liší typem hlavního zdroje tepla a mírou integrace akumulace tepla. [7][3][20] Tyto modely lze rozdělit do dvou skupin, a to soustavy pouze se zdroji tepla a soustavy se zdroji pro kombinovanou výrobu elektřiny a tepla:

- Pouze výroba tepla – model vytopny (HOP)
 - Výroba tepla založená pouze na plynových kotlích
 - Výroba tepla složená z kombinace plynových kotlů na biomasu
- Kombinovaná výroba elektřiny a tepla – model teplárny (CHP)
 - Základní výroba založená na parních kotlích na biomasu dodávajících páru pro protitlakové parní turbíny, doplňkové plynové kotle pro špičkový provoz a letní provoz

V každé skupině pak byly následně odvozeny následující varianty zapojení:

- Výroba bez akumulace tepla – referenční varianta bez možnosti vyrovnávání špičkových výkyvů. V práci označována jako „Základní varianta“ [17]
- Varianta s akumulací tepla – umožňuje přesouvat část výroby z období nízkého zatížení do špiček, čímž se zvyšuje flexibilita a hospodárnost provozu.
- Varianta s akumulací tepla a doplňkovou výrobou elektrické energie z uloženého tepla - přebytečné teplo je v době nízké poptávky po teple využito k výrobě elektřiny prostřednictvím ORC cyklu či obdobného zařízení.

Tyto varianty byly pak optimalizovány pro provoz při různých hladinách výkonového zatížení uvedených v Tab. 8. V Tab. 20 jsou pak uvedeny jednotlivé varianty, které byly optimalizovány. Je patrné, že optimalizace nebyla provedena pro všechny kombinace. Varianta s doplňkovým ORC byla optimalizována až od modulu 4, což odpovídá maximálnímu tepelnému výkonu 153 MW_t. Od optimalizace na menších tepelných výkonech bylo upuštěno, protože výkon doplňkového ORC zařízení by byl v řádech nižších stovek kW_e a výsledná optimalizovaná varianta by nedokázala ekonomicky konkurovat variantě bez ORC (bude rozebráno v kap. 8). [47][48]

Tab. 20 – Tabulka jednotlivých optimalizovaných variant zapojení systému CZT
(barevné označení odpovídá grafům v kapitole 8,
číselné odkazy odpovídají příslušným tabulkám v kapitole 62)

Modul n	1	2	3	4	5	6
Max. tep výkon [MW _t]	38,40	76,80	115,20	153,60	192,00	230,4
Roční produkce tepla [MWh _t]	91 613	183 226	274 841	366 452	458 065	549 678
Pouze výroba tepla HOP – plynové kotle						
Základní	Tab. 25	-	-	-	-	-
+ TES	Tab. 25	-	-	-	-	-
+ TES a ORC	-	-	-	-	-	-
Pouze výroba tepla HOP – kotle na biomasu + plynové kotle						
Základní	Tab. 21 Tab. 23			Tab. 22 Tab. 23		
+ TES	Tab. 21 Tab. 23			Tab. 22 Tab. 23		
+ TES a ORC	-	-	-	Tab. 22 Tab. 23		
Kombinovaná výroba elektřiny a tepla CHP – protitlakové turbíny, kotle na biomasu + plynové kotle						
Základní	Tab. 21 Tab. 24			Tab. 22 Tab. 24		
+ TES	Tab. 21 Tab. 24			Tab. 22 Tab. 24		
+ TES a ORC	-	-	-	Tab. 22 Tab. 24		

Rovněž bylo zcela upuštěno od optimalizace varianty HOP s čistě plynovými kotli ve všech výkonových hladinách mimo základních. Tento krok byl učiněn na základě předpokladu, že vzhledem k charakteru zdroje tepla by měla akumulace tepla pouze zanedbatelný přínos, zdroje s takto vysokým tepelným výkonem se běžně nerealizují na bázi plynových kotlů a v neposlední řadě z důvodu vysokých emisí CO₂ by bylo takové řešení z dlouhodobého hlediska neperspektivní [7]. Ve všech případech v této práci pak byla předpokládána doba provozu modelovaného zařízení 25 let, dle [42][44].

7 Výsledky optimalizace

V této kapitole jsou shrnuty výsledky provedených optimalizací jednotlivých variant soustav CZT uvedených v Tab. 20 v kapitole 6. Výsledky výpočtů jsou shrnuty do tabulek, pro lepší přehlednost jsou některé obsáhlejší soubory dat rozděleny do více tabulek.

V tabulkách

Tab. 21 a Tab. 22 jsou uvedeny výsledné optimalizované konfigurace systémů CZT pro různé úrovně ročního výkonového zatížení dle Tab. 8. v kapitole 5. Tyto tabulky shrnují nejlepší nalezené kombinace nominálních parametrů použitých prvků – kotlů, parních turbín, ORC jednotek a systémů pro akumulaci tepla pro jednotlivé úrovně zatížení v analyzovaných případech. Vysvětlivky zkratk jednotlivých prvků jsou uvedeny pod Tab. 22

V tabulce Tab. 25 jsou uvedeny veškeré parametry systému založeného pouze na plynových kotlích. Tento systém byl řešen pouze pro první úroveň výkonového zatížení (roční spotřeba tepla do 91 tis. MWh_t) a to jak v normální konfiguraci, tak v konfiguraci s TES. Veškeré parametry obou konfigurací tak mohly být umístěny do jediné tabulky. V tomto specifickém případě je nutné poznamenat významnou skutečnost. Pro danou konfiguraci výroby tepla založenou čistě na plynových kotlích bylo optimalizačním modelem vyhodnoceno, že systém pro akumulaci tepla není potřeba. Jinými slovy varianta s akumulací tepla byla optimalizována na identické parametry jako varianta bez systému pro akumulaci tepla model přiřadil optimální hodnotu kapacity TES 0 MWh_t.

Obdobná situace nastala v případě optimalizace systémů s vloženým ORC cyklem pro příležitostnou výrobu elektřiny z akumulovaného tepla. Optimalizace těchto konfigurací systémů CZT musela být provedena s fixně přiřazeným výkonem systému ORC. V případě volby optimálního výkonu optimalizačním programem bylo výsledkem optimalizace vždy přiřazení nulového výkonu ORC jednotce. Jinými slovy optimalizační program vyhodnotil, že maximální možné hodnoty optimalizovaného parametru (NPV) nelze se zařazeným systémem ORC dosáhnout.

Tab. 21 – Výsledné konfigurace variant systémů CZT pro výkonové hladiny 1 – 3
Kotle na biomasu + plynové kotle

Modul n →	1	2	3
Maximální výkon [MW _t]	38,40	76,80	115,20
Celková roční spotřeba tepla [MWh _t] [GJ]	91 613	183 226	274 841
	329 810	659 614	989 420
Konfigurace ↓	Pouze výroba tepla HOP - konfigurace výroby energie		
Základní	PK - 3 x 10 MW _t BK - 3 x 10 MW _t	PK - 3 x 10 MW _t BK - 20, 30 MW _t	PK - 3 x 10 MW _t BK - 20, 30, 40 MW _t
+ TES	PK - 3 x 10 MW _t BK - 2 x 10 MW _t	PK - 2 x 10 MW _t BK - 25, 30 MW _t	PK - 3 x 10 MW _t BK - 20, 30 MW _t
+ TES a ORC	-		
	Pouze výroba tepla HOP - kapacita zásobníku tepla		
+ TES	100 MWh _t	100 MWh _t	400 MWh _t
+ TES a ORC	-		
	Kombinovaná výroba elektřina a tepla CHP - konfigurace sdružené výroby energie		
Základní	PK - 3 x 10 MW _t PTT - 4 MW _e	PK - 4 x 10 MW _t PTT - 10 MW _e	PK - 4 x 10 MW _t PTT - 10, 15 MW _e
+ TES	PK - 10, 5 MW _t BK - PTT - 4,7 MW _e	PK - 3 x 10 MW _t BK - PTT - 9,5 MW _e	PK - 2 x 10 MW _t BK - PTT - 2 x 10 MW _e
+ TES a ORC	-		
	Kombinovaná výroba elektřina a tepla CHP - kapacita zásobníku tepla		
+ TES	105 MWh _t	175 MWh _t	370 MWh _t
+ TES a ORC	-		

Tab. 22 - Výsledné konfigurace variant systémů CZT pro výkonové hladiny 4 – 6
Kotle na biomasu + plynové kotle

Modul n →	4	5	6
Maximální výkon [MW _t]	153,60	192,00	230,4
Celková roční spotřeba tepla [MWh _t] [GJ]	291 989 1 051 160	364 986 1 31 3950	438 012 1 576 842
Konfigurace ↓	Pouze výroba tepla HOP - konfigurace výroby energie		
Základní	PK - 4 x 10 MW _t BK - 3 x 40 MW _t	PK - 4 x 10 MW _t BK - 2 x 50 MW _t , 2 x 30 MW _t	PK - 4 x 10 MW _t BK - 2 x 100 MW _t
+ TES	PK - 4 x 10 MW _t BK - 2 x 40 MW _t	PK - 4 x 10 MW _t BK - 4 x 60 MW _t	PK - 3 x 10 MW _t BK - 2 x 90 MW _t
+ TES a ORC	PK - 3 x 10, 5 MW _t BK - 2 x 40 MW _t ORC - 1 MW _e	PK - 4 x 10 MW _t BK - 2 x 60 MW _t ORC - 1 MW _e	PK - 3 x 10 MW _t BK - 2 x 90 MW _t ORC - 1 MW _e
	Pouze výroba tepla HOP - kapacita zásobníku tepla		
+ TES	320 MWh _t	400 MWh _t	600 MWh _t
+ TES a ORC	400 MWh _t	400 MWh _t	600 MWh _t
	Kombinovaná výroba elektřiny a tepla CHP - konfigurace sdružené výroby energie		
Základní	PK - 4 x 10 MW _t BK - PTT - 15, 25 MW _e	PK - 4 x 10 MW _t BK - PTT - 2 x 25 MW _e	PK - 4 x 10 MW _t BK - PTT - 2 x 20, 25 MW _e
+ TES	PK - 3 x 10 MW _t BK - PTT - 10, 15 MW _e	PK - 3 x 10 MW _t BK - PTT - 2 x 20 MW _e	PK - 4 x 10 MW _t BK - PTT - 20, 25 MW _e
+ TES a ORC	PK - 3 x 10 MW _t BK - PTT - 10, 15, MW _e ORC - 0,35 MW _e	PK - 3 x 10 MW _t BK - PTT - 2 x 20 MW _e ORC - 1 MW _e	PK - 4 x 10 MW _t BK - PTT - 20, 25 MW _e ORC - 1 MW _e

Pokračování Tab. 22

Modul n →	4	5	6
	Kombinovaná výroba elektřina a tepla CHP - kapacita zásobníku tepla [MWh _t]		
+ TES	400 MWh _t	400 MWh _t	600 MWh _t
+ TES a HTP	400 MWh _t	400 MWh _t	600 MWh _t

Vysvětlivky použitých zkratk v

- BK - kotel na biomasu
- PK - plynový kotel
- PTT - protitlaková parní turbína
- TES - systém pro akumulaci tepla (Thermal Energy Storage)
- ORC - jednotka na bázi organického Rankinova cyklu

Tab. 23 – Technické a ekonomické parametry variant systémů CZT

Kotle na biomasu + plynové kotle.

Pouze výroba tepla - HOP

Modul n	1	2	3	4	5	6
	Čistá současná hodnota NPV [mil. EUR]					
Základní	11,38	18,64	18,48	26,17	31,74	122,66
+ TES	14,04	28,93	50,59	61,29	74,96	150,52
+ TES a ORC	-			37,28	61,47	136,77
	Návratnost investice ROI [%]					
Normal	307,13	302,13	247,86	252,25	251,94	383,40
+ TES	335,03	390,71	501,39	430,49	409,85	512,31
+ TES a ORC	-			256,38	321,52	480,19
	Index ziskovosti PI [%]					
Základní	0,73	0,7	0,4	0,42	0,42	1,26
+ TES	0,89	1,2	1,83	1,38	1,31	1,49
+ TES a ORC	-			0,45	0,81	1,34
	Vnitřní výnosové procento IRR [%]					
Základní	11,47	11,24	8,68	8,89	8,88	14,86
+ TES	12,73	15,17	19,84	16,08	16,00	20,29
+ TES a ORC	-			9,09	12,12	18,96
	Doba návratnosti PP [roky]					
Základní	8,14	8,27	10,09	9,91	9,92	6,52
+ TES	7,46	6,40	4,99	5,81	6,10	4,89
+ TES a ORC	-			9,75	7,78	5,21
	Roční cash flow [mil. EUR]					
Základní	1,9	3,2	4,61	6,26	7,61	14,88
+ TES	2,12	3,76	5,56	7,40	9,38	16,53
+ TES a ORC	-			8,58	9,73	15,4
	Celkové náklady na vlastnictví TCO [mil. EUR]					
Základní	48,87	108,38	174,16	229,49	290,14	210,94
+ TES	44,48	92,98	133,12	184,30	231,09	169,66
+ TES a ORC	-			427,56	391,49	252,10

Pokračování Tab. 23 (Pouze výroba tepla - HOP)

Modul n	1	2	3	4	5	6
	Investiční náklady CAPEX [mil.EUR]					
Základní	15,5	26,5	46,5	62,00	75,5	97,00
+ TES	15,8	24,05	27,7	42,95	57,2	79,72
+ TES a ORC	-			83,7	75,65	83,21
	Roční provozní náklady OPEX + náklady na palivo [mil.EUR]					
Základní	1,34	3,28	5,11	6,7	8,59	4,56
+ TES	1,15	2,76	4,22	5,65	6,96	3,16
+ TES a ORC	-			13,76	12,63	6,88
	Měrná cena tepla LCOH [EUR/MWh _t]					
Základní	26,63	28,17	30,6	30,29	30,45	20,82
+ TES	24,79	24,38	22,51	23,74	24,06	17,61
+ TES a ORC	-			37,98	28,2	22,02
	Měrná cena elektřiny LCOE [EUR/MWh _e]					
+ TES a ORC	-			130,55	96,5	56,56
	Celkové množství dodaného tepla [TWh _t]					
Základní	2,29	4,58	6,87	9,16	11,45	13,74
+ TES						
+ TES a ORC						
	Celkové množství dodaného elektřiny [TWh _e]					
+ TES a ORC	-			0,21	0,21	0,21
	Poměr výroby elektřiny a tepla [-]					
+ TES a ORC	-			0,022	0,019	0,016
	Množství vyprodukovaného CO ₂ [tis. t]					
Základní	52,93	72,36	21,7	6,46	20,68	337,08
+ TES	13,67	11,09	43,43	89,84	16,45	73,84
+ TES a ORC	-			84,04	19,43	69,09

Tab. 24 - Technické a ekonomické parametry variant systémů CZT

Kotle na biomasu + plynové kotle.

Kombinovaná výroba elektřiny a tepla - CHP

Modul n	1	2	3	4	5	6
	Čistá současná hodnota NPV [mil. EUR]					
Základní	35,62	59,64	62,69	54,75	61,52	55,99
+ TES	35,72	77,77	108,55	155,49	155,88	194,71
+ TES a ORC	-			156,20	177,47	171,75
	Návratnost investice ROI [%]					
Základní	515,94	451,81	299,25	244,44	237,84	219,82
+ TES	541,00	558,63	439,32	475,71	367,42	387,40
+ TES a ORC	-			329,72	350,21	344,14
	Index ziskovosti PI [%]					
Základní	1,91	0,7	0,4	0,42	0,42	1,26
+ TES	2,05	1,2	1,83	1,38	1,31	1,49
+ TES a ORC	-			0,45	0,81	1,34
	Vnitřní výnosové procento IRR [%]					
Základní	20,44	17,77	11,11	8,51	8,18	7,27
+ TES	19,79	22,20	17,24	18,77	14,16	15,03
+ TES a ORC	-			12,49	13,41	13,14
	Doba návratnosti PP [roky]					
Základní	4,85	5,53	8,35	10,23	10,51	11,37
+ TES	4,62	4,48	5,69	5,26	6,80	6,45
+ TES a ORC	-			7,58	7,14	7,27
	Roční cash flow [mil. EUR]					
Základní	3,85	6,97	10,92	14,16	17,17	20,58
+ TES	3,77	8,09	12,92	17,59	21,38	25,48
+ TES a ORC	-			23,99	25,52	25,15
	Celkové náklady na vlastnictví TCO [mil. EUR]					
Základní	54,76	120,39	232,01	356,49	450,82	568,67
+ TES	54,13	104,06	182,38	237,28	350,3	406,12
+ TES a ORC	-			488,57	534,66	539,97

Pokračování Tab. 24 (Kombinovaná výroba elektřiny a tepla - CHP)

Modul n	1	2	3	4	5	6
	Investiční náklady CAPEX [mil.EUR]					
Základní	18,67	38,55	91,25	144,8	180,5	234,05
+ TES	17,45	36,18	73,51	92,45	145,5	164,45
+ TES a ORC	-			181,88	182,15	182,70
	Roční provozní náklady OPEX + náklady na palivo [mil.EUR]					
Základní	1,45	3,27	5,63	8,47	10,81	13,38
+ TES	1,47	2,72	4,36	5,79	8,19	9,68
+ TES a ORC	-			12,27	14,10	14,29
	Měrná cena tepla LCOH [EUR/MWh _t]					
Základní	18,47	20,62	25,74	29,15	34,1	36,84
+ TES	18,28	17,3	19,59	18,7	22,13	23,14
+ TES a ORC	-			30,51	27,76	25,47
	Měrná cena elektřiny LCOE [EUR/MWh _e]					
Základní	47,49	53,03	66,19	74,95	87,69	94,73
+ TES	47,00	44,49	50,38	48,07	56,91	55,23
+ TES a ORC	-			78,45	71,4	66,13
	Celkové množství dodaného tepla [TWh _t]					
Základní	2,29	4,58	6,87	9,16	11,45	13,74
+ TES						
+ TES a ORC						
	Celkové množství dodané elektřiny [TWh _e]					
Základní	0,57	1,05	1,9	2,69	2,28	2,57
+ TES	0,55	1,19	2,08	2,86	3,68	4,32
+ TES a ORC	-			4,46	5,01	4,96
	Poměr výroby elektřiny a tepla [-]					
Základní	0,247	0,226	0,274	0,290	0,280	0,310
+ TES	0,235	0,254	0,297	0,307	0,316	0,314
+ TES a ORC	-			0,487	0,438	0,361

Pokračování Tab. 23 (Kombinovaná výroba elektřiny a tepla - CHP)

Modul n	1	2	3	4	5	6
	Množství vyprodukovaného CO ₂ [tis. t]					
Základní	58,69	192,17	131,3	184,83	286,6	272,53
+ TES	80,47	92,39	18,15	82,81	34,01	104,84
+ TES a ORC	-			156,55	85,89	127,76

Tab. 25 – Veškeré parametry variant systémů založených na výrobě tepla pouze z plynových kotlů¹⁸

Modul n →	1	
Maximální výkon [MW _t]	38,40	
Celková roční spotřeba tepla [MWh _t] [GJ]	91 613	
	329 810	
Konfigurace →	Základní	+ TES
Nominální výkony plynových kotlů [MW _t]	40	
Nominální kapacita zásobníku tepla [MWh _t]	0	
Čistá současná hodnota NPV [mil. EUR]	5,54	
Návratnost investice ROI [%]	668,72	
Index ziskovosti PI [%]		
Doba návratnosti PP [roky]	3.74	
Roční cash flow [mil. EUR]	0,54	
Celkové náklady na vlastnictví TCO [mil. EUR]	69,60	
Investiční náklady CAPEX [mil.EUR]	2,00	
Roční provozní náklady OPEX + náklady na palivo [mil.EUR]	2,704	
Měrná cena tepla LCOH [EUR/MWh _t]	31,00	
Celkové množství dodaného tepla [TWh _t]	2,29	
Množství vyprodukovaného CO ₂ [tis. t]	492,42	

¹⁸ Obě varianty Základní i s TES mají shodné parametry. Optimalizací bylo zařazení TES vyhodnoceno jako nepotřebné.

8 Diskuse

V této kapitole je proveden souhrnný rozbor a prezentace výsledků optimalizací s cílem identifikovat přínos integrace systémů pro akumulaci tepelné energie. Jako hlavní nástroje pro porovnání různých variant byly vybrány následující parametry: Výkonová skladba, Čistá současná hodnota NPV, Návratnost investice ROI, Měrná cena tepla LCOH a případně Měrná cena elektřiny LCOE. [A1][A3][25]

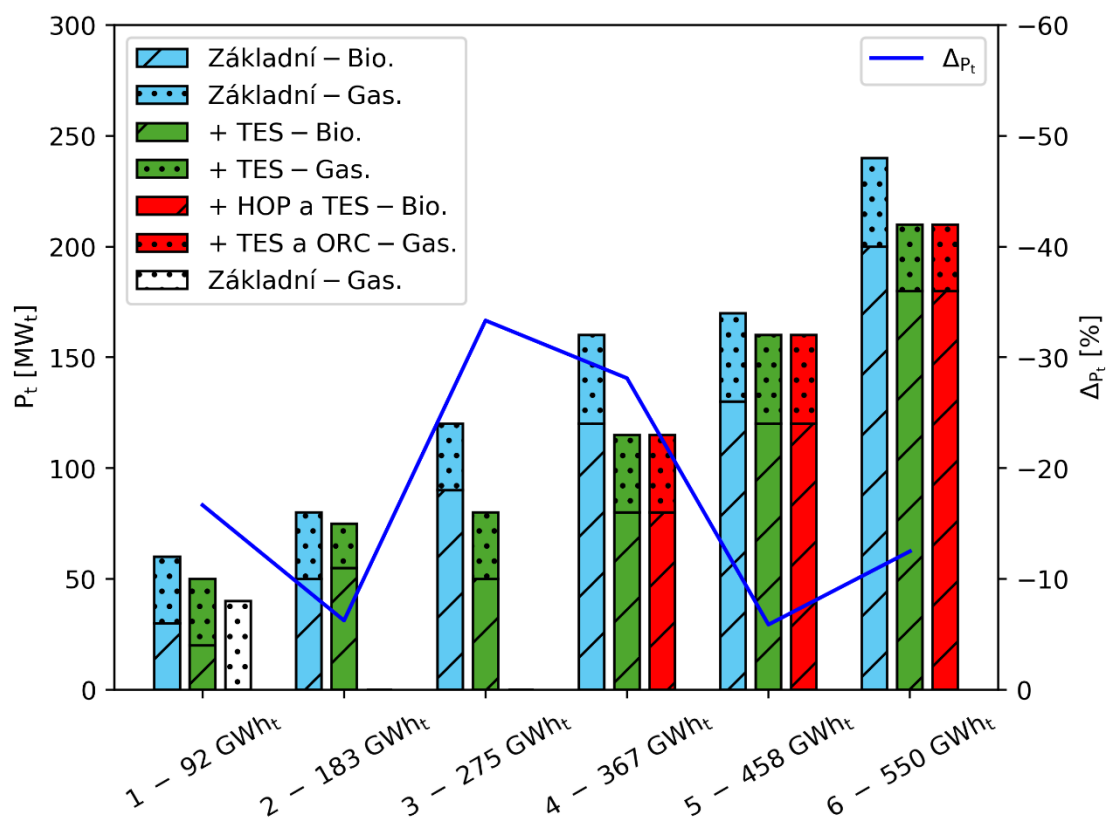
8.1 Porovnání výkonové skladby

Na Obr. 7 a Obr. 8 jsou zobrazeny výkonové skladby jednotlivých variant dle výkonového zatížení a způsobu provozu. Na Obr. 7 je uvedena samostatná výroba tepla (HOP) a to včetně samostatně řešeného případu s výrobou tepla v čistě plynových kotlích (značeno bílou barvou), na Obr. 8 je uvedena kombinovaná výroba tepla (CHP). Modrá křivka v obou grafech reprezentuje procentuální změnu celkového instalovaného tepelného výkonu mezi základní variantou bez TES a variantou s TES.

Dle přiložených grafů je patrné, že integrace systému pro akumulaci tepla (TES) má jednoznačně pozitivní vliv na výkonovou skladbu zdrojů tepla, protože snižuje nutný instalovaný tepelný výkon kotlů oproti systému bez TES. Z grafů je patrné že v obou případech dochází k největšímu snížení minimálního instalovaného výkonu v intervalu ročního tepelného výkonového zatížení 183 – 458 GWh_t. V této oblasti je možné dosáhnout snížení minimálního instalovaného výkonu u systému s TES až o 35 % oproti systému bez něj.

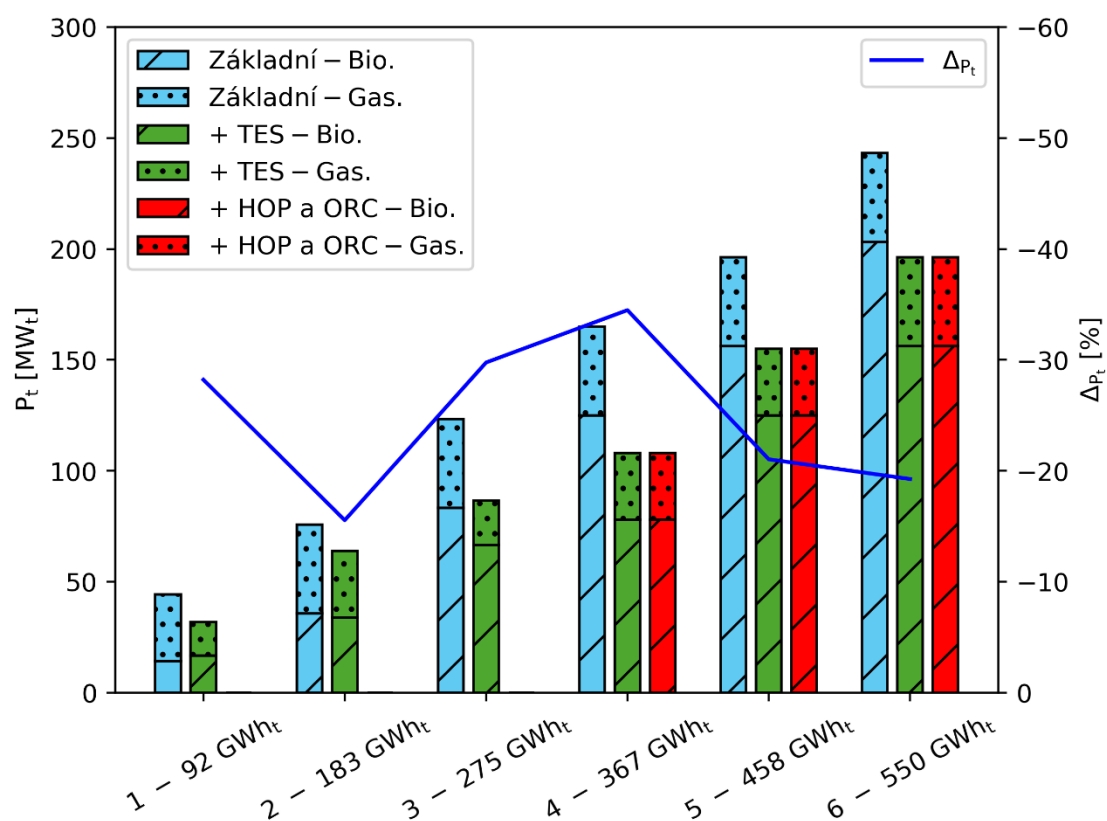
Je patrné že oblastech před a po tomto intervalu je snížení minimálního instalovaného výkonu kotlů menší. V případě samostatné výroby tepla HOP je snížení minimálního instalovaného výkonu rozsahu pouze 8 – 18 %, v případě kombinované výroby elektřiny a tepla lze dosáhnout snížení instalovaného výkonu minimálně o 15 %.

Vliv snížení minimálního instalovaného výkonu díky TES je pak dobře patrný i v grafech čisté kapitálové hodnoty (Obr. 9 a Obr. 10) a investičních nákladů (Obr. 16 a Obr. 17), které musí být poklesem instalovaného výkonu ovlivněny.



Obr. 7 – Výkonová skladba zdrojů tepla jednotlivých variant

Pouze výroba tepla – HOP.



Obr. 8 – Výkonová skladba zdrojů tepla jednotlivých variant

Kombinovaná výroba elektriny a tepla – CHP

8.2 Porovnání Čisté současné hodnoty

Čistá kapitálová hodnota (NPV) je parametr, na jehož maximální hodnotu byly všechny předložené varianty optimalizovány výpočetním programem, tudíž měl být tento parametr pro danou výkonovou hladinu a daný profil zatížení maximální možný. Z přiložených grafů Obr. 9 a Obr. 10 je dobře patrný pozitivní vliv zařazení TES jak na systémy s výrobou tepla, tak na systémy s kombinovanou výrobou elektřiny a tepla. Mezi těmito dvěma skupinami je však patrný určitý rozdíl v procentuálním přírůstku NPV. Tento rozdíl mezi základní konfigurací a konfigurací s TES je v grafech znázorněn modrou čarou a příslušnou stupnicí na ose y vpravo.

Zatímco v případě kombinované výroby elektřiny a tepla vykazuje procentuální přírůstek NPV rostoucí trend s rostoucím ročním tepelným výkonovým zatížením. Ten dosahuje svého maxima v posledním výkonovém bodě až na 250 %. V případě samostatné výroby tepla dosahuje svého maxima v obdobném intervalu jako v případě výkonové skladby, tedy 183 – 458 GWh_t. Maximální přírůstek zde nedosahuje ani 180 %, obvykle se pohybuje kolem hodnoty 140 %.

Dále je patrné, že v obou případech nemá zařazení akumulace tepla významný vliv na zvýšení v prvních dvou výkonových stupních, k razantnímu nárůstu NPV vlivem integrace TES dochází až od třetího výkonového stupně (275 GWh_t). Důsledek této rostoucí tendence přírůstku kapitálové hodnoty lze hledat v závislosti měrných nákladů na výkon kotlů na biomasu i protitlakových turbín. Tyto náklady nejsou lineárně závislé na nominálním výkonu, ale jejich průběh je silně nelineární a s rostoucím nominálním výkonem zařízení náklady klesají. Jinými slovy měrné náklady na 1 MW výkonu zařízení jsou malých zařízení výrazně vyšší než u větších zařízení. To je mimo jiné důvod, proč se do určitého minimálního nominálního výkonu nevyplatí stavět parní turbíny. Efekt snížení nominálního výkonu pomocí TES není při malých výkonech tak signifikantní, protože snížení nominálního výkonu posune zařízení do oblasti s vyššími měrnými náklady na instalovaný výkon.

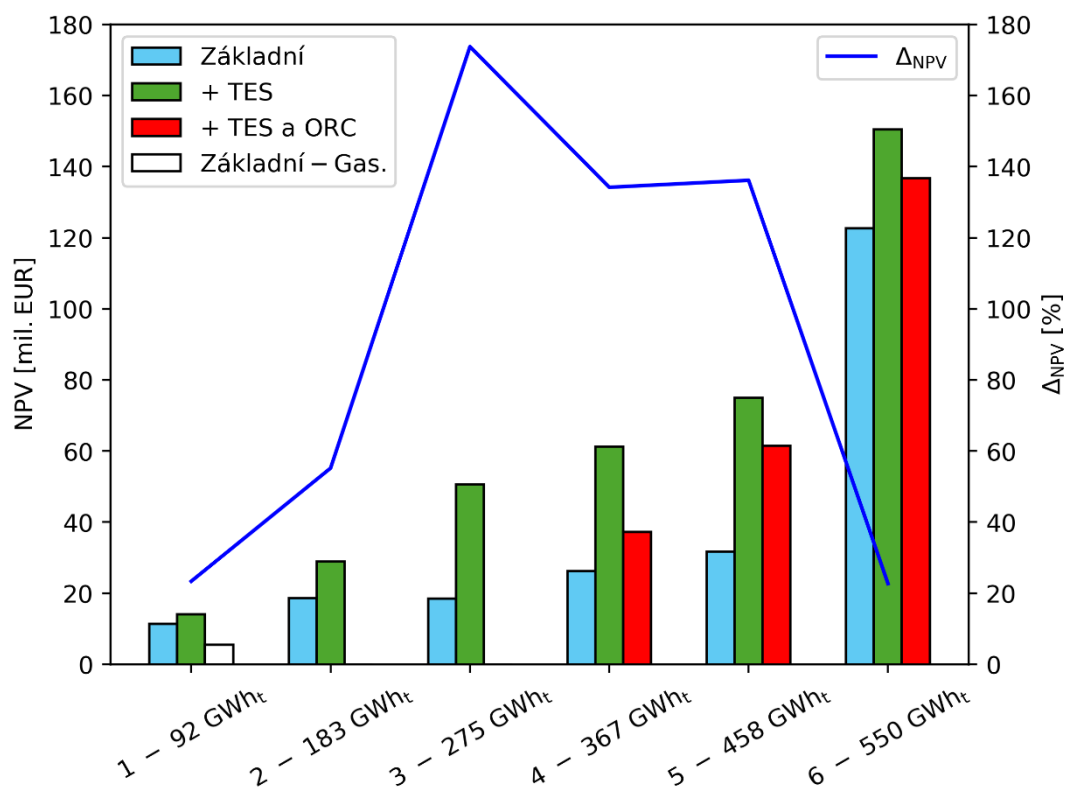
Dalším faktorem, který hraje v neprospěch menších výkonů při instalaci TES, je nižší účinnost zařízení. To při malých nominálních výkonech zvyšuje spotřebu paliva.

Na druhé straně je však v případě výroby tepla v posledním výkonovém stupni (550 GWh_t) patrný značný pokles přírůstku NPV vlivem zařazení TES. To lze vysvětlit jednak tím, že úspora instalovaného výkonu není při této hladině nominálního výkonu tak zásadní, aby výrazně zvýšila NPV. Dále tím, že s rostoucím výkonovým zatížením roste v rámci výpočetního modelu i přirozená akumulační schopnost sítě CZT. Přirozená akumulační

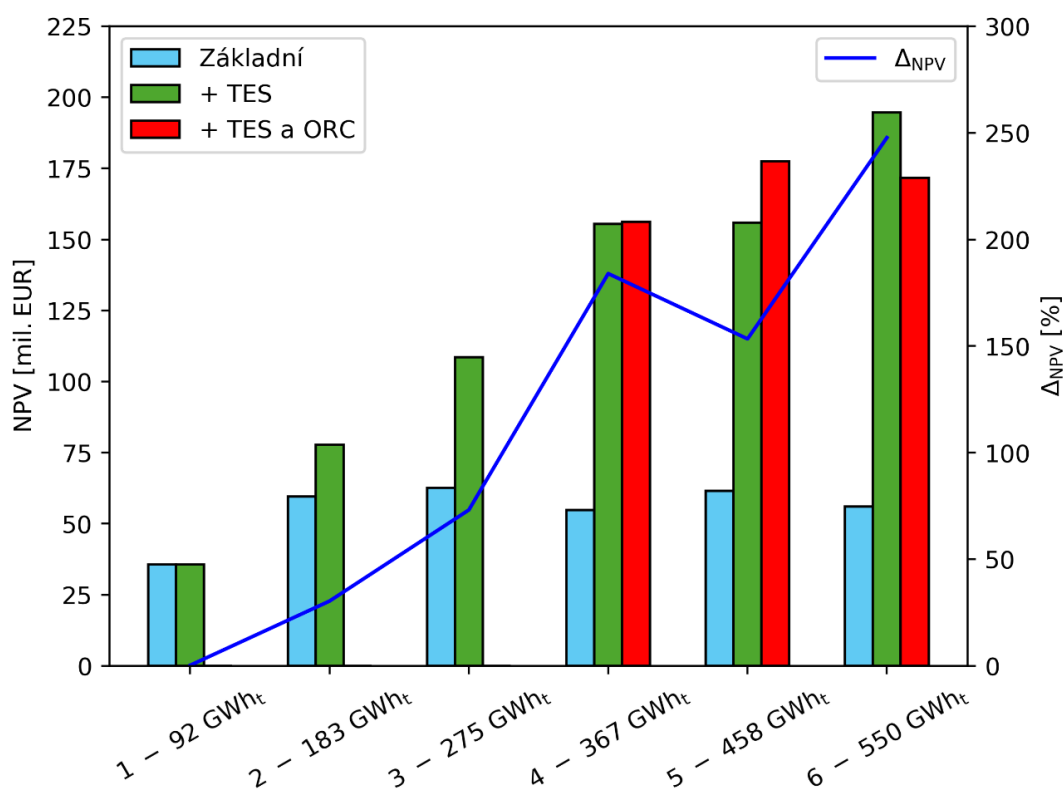
schopnost má pak schopnost potlačit náhlé výkyvy odběru tepla a omezuje tak vliv dodatečné tepelné kapacity systému TES.

Ohledně porovnání vlivu zařazení ORC technologie do systému lze u obou sledovaných skupin technologií konstatovat, že přidáním ORC technologie malého výkonu pro příležitostnou výrobu elektřiny nedochází ke zlepšení ekonomiky provozu, ale naopak kombinace ORC a TES měla v analyzovaných případech negativní vliv na čistou kapitálovou hodnotu i všechny ostatní parametry (viz. následující grafy).

To lze vysvětlit pravděpodobně velmi vysokými pořizovacími náklady na technologii ORC (byla odhadnuta na 3,5 mil. EUR na 1 MWe) a současně nízkou účinností při nízkém tepelném spádu daném odběrem tepla ze zásobníku TES dosahuje pouze 15 %.



Obr. 9 – Čistá kapitálová hodnota (NPV)
Pouze výroba tepla – HOP



Obr. 10 - Čistá kapitálová hodnota (NPV)

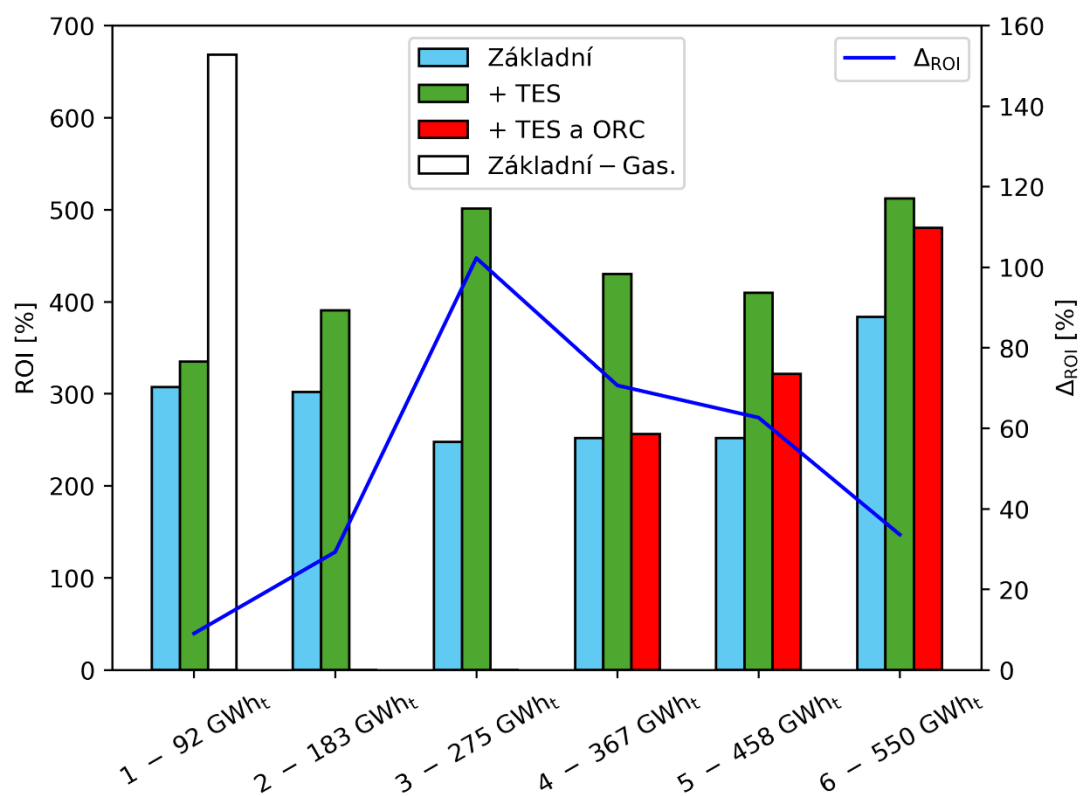
Kombinovaná výroba elektřiny a tepla - CHP

8.3 Porovnání návratnosti investice

Návratnost investice je porovnávána na Obr. 11 pro systémy se samostatnou výrobou tepla typu HOP a na Obr. 12 pro systémy s kombinovanou výrobou elektřiny a tepla typu CHP. Ve všech sledovaných případech je patrný pozitivní vliv zařazení technologie pro akumulaci tepla do systému.

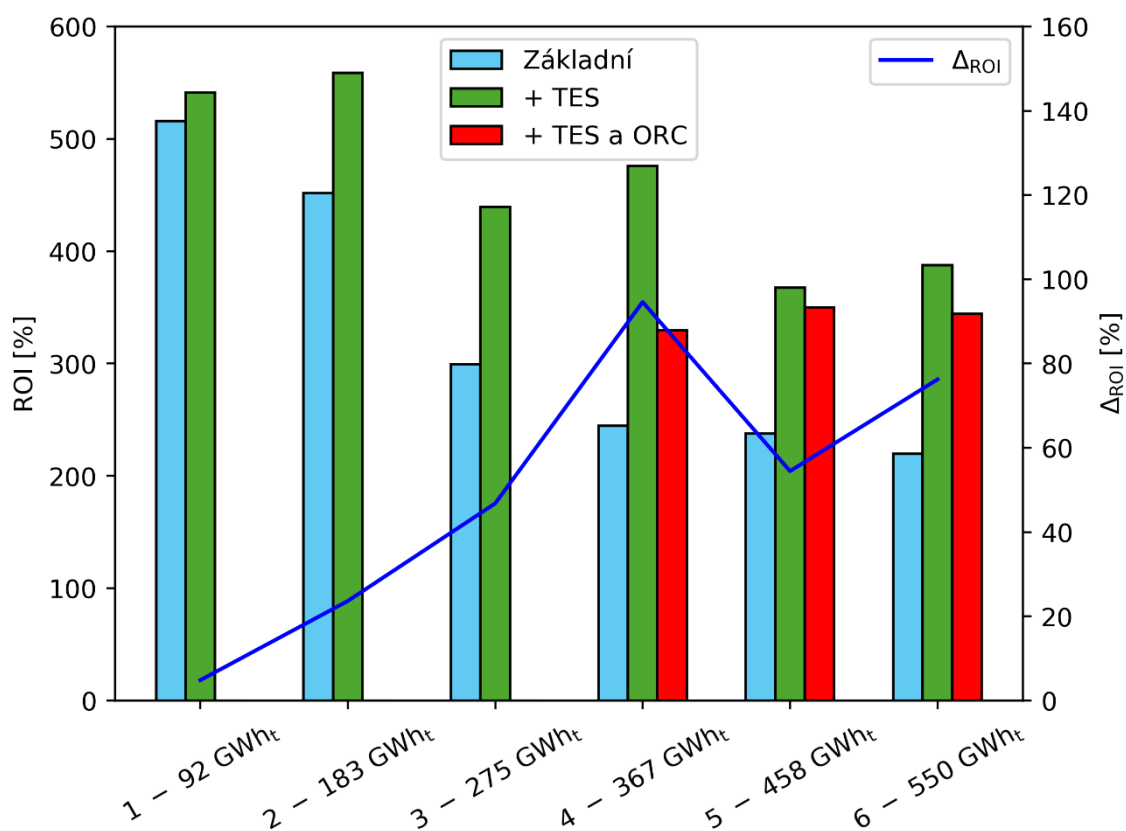
V grafech je rovněž vykreslen průběh procentuálního rozdílu přírůstků návratnosti mezi systémem bez a se systémem pro akumulaci tepelné energie. Průběhy v obou grafech mají identický tvar jako průběhy přírůstků NPV což je plně v souladu s výpočetními vztahy pro oba dva parametry (rovnice 2-1 a 2-2), které mají stejný základ. Rovněž tento fakt svědčí o dobré provázanosti vnitřních výpočetních vztahů v modelu.

V grafu na Obr. 11 pak vzbuzuje pozornost nebývale vysoká hodnota návratnosti pro případ výroby tepla založeném čistě na výrobě tepla plynovými kotli. To lze vysvětlit faktem, že v tomto konkrétním případě jsou počáteční investiční náklady na technologii velmi nízké v porovnání s ostatními technologiemi. Vzhledem k vysokým nákladům na palivo je však čistý výnos v tomto případě velmi nízký.



Obr. 11 – Návratnost investice (ROI)

Pouze výroba tepla – HOP



Obr. 12 – Návratnost investice (ROI)

Kombinovaná výroba elektřiny a tepla - CHP

8.4 Porovnání měrné ceny tepla

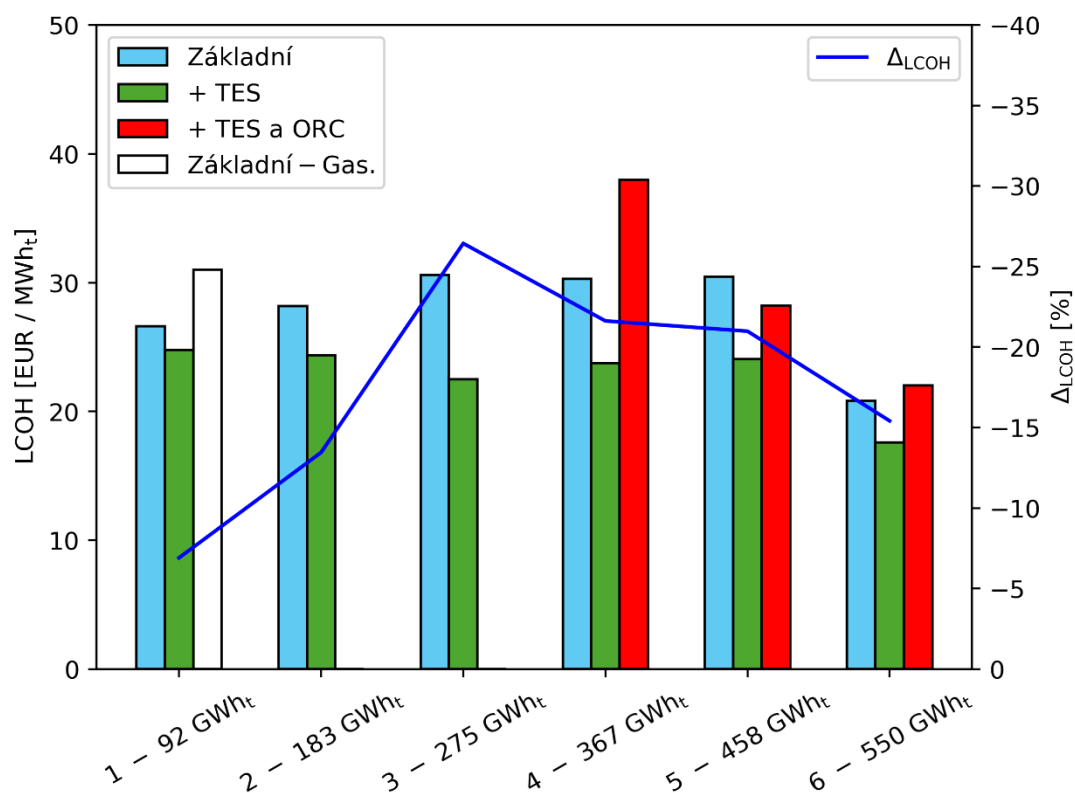
Měrné ceny tepla (LCOH) jsou porovnány na Obr. 13 pro systémy pracující v režimu samostatné výroby tepla a na Obr. 14 jsou porovnány měrné ceny pro systémy pracující v režimu kombinované výroby elektřiny a tepla.

V obou případech je jasně patrný pozitivní vliv zařazení akumulace tepla do systému. V grafech jsou rovněž uvedeny procentuální úbytky měrné ceny tepla pro systémy s akumulací tepla a bez ní pro jednotlivé výkonové úrovně. Tyto průběhy jsou stejně jako v předchozích grafech zobrazeny modrou čarou s příslušným měřítkem na levé ose y.

Jejich trendy jsou obdobné jako v předchozích porovnávaných parametrech. Tedy že v případě samostatné výroby tepla HOP dosahuje trend svého maxima zhruba ve střední části rozsahu ročních výkonových zatížení ($183 - 458 \text{ GWh}_t$) kde dochází ke snížení měrné ceny tepla až o téměř 30 %. Naopak na krajích rozsahu dosahuje snížení měrné ceny tepla pouze 10 % respektive 15 % oproti měrné ceně za teplo vyráběné v obdobném systému bez TES.

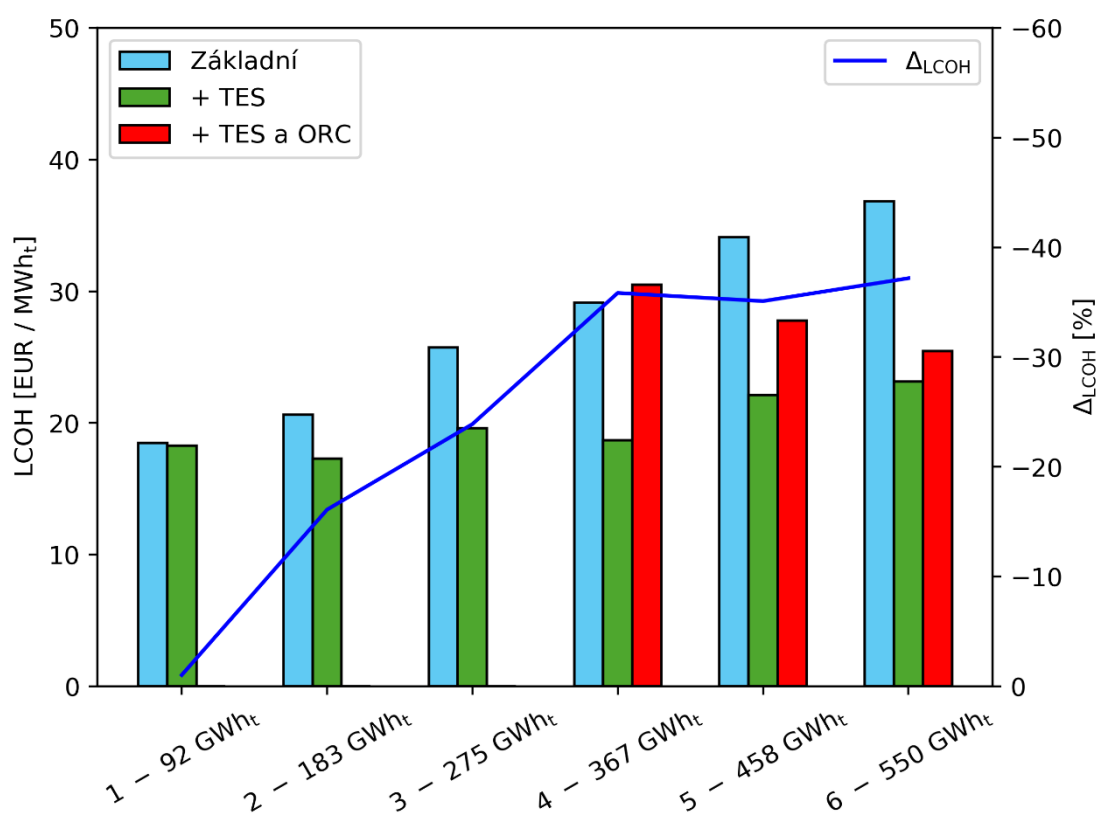
V případě kombinované výroby tepla Obr. 14 má pak trend procentuálního snížení měrné ceny za teplo rostoucí charakter. Na začátku sledovaného rozsahu je vliv zařazení TES prakticky minimální, zatímco na konci sledovaného rozsahu se blíží snížení měrné ceny za teplo 40 % oproti systému bez TES.

Pokud se zaměříme na systémy doplněné o příležitostnou výrobu tepla pomocí ORC, je zde, stejně jako v předchozích grafech, jasně patrný negativní vliv na ekonomiku provozu systému. Přidání ORC technologie k TES ve všech případech pouze zvyšuje měrnou cenu za teplo oproti identickému systému bez ORC. V jednom případě dokonce dochází k razantnímu nárůstu měrné ceny za teplo až nad úroveň, která odpovídá měrné ceně tepla systému pracujícímu na stejné úrovni zatížení ale bez ORC i TES.



Obr. 13 – Měrná cena tepla – LCOH

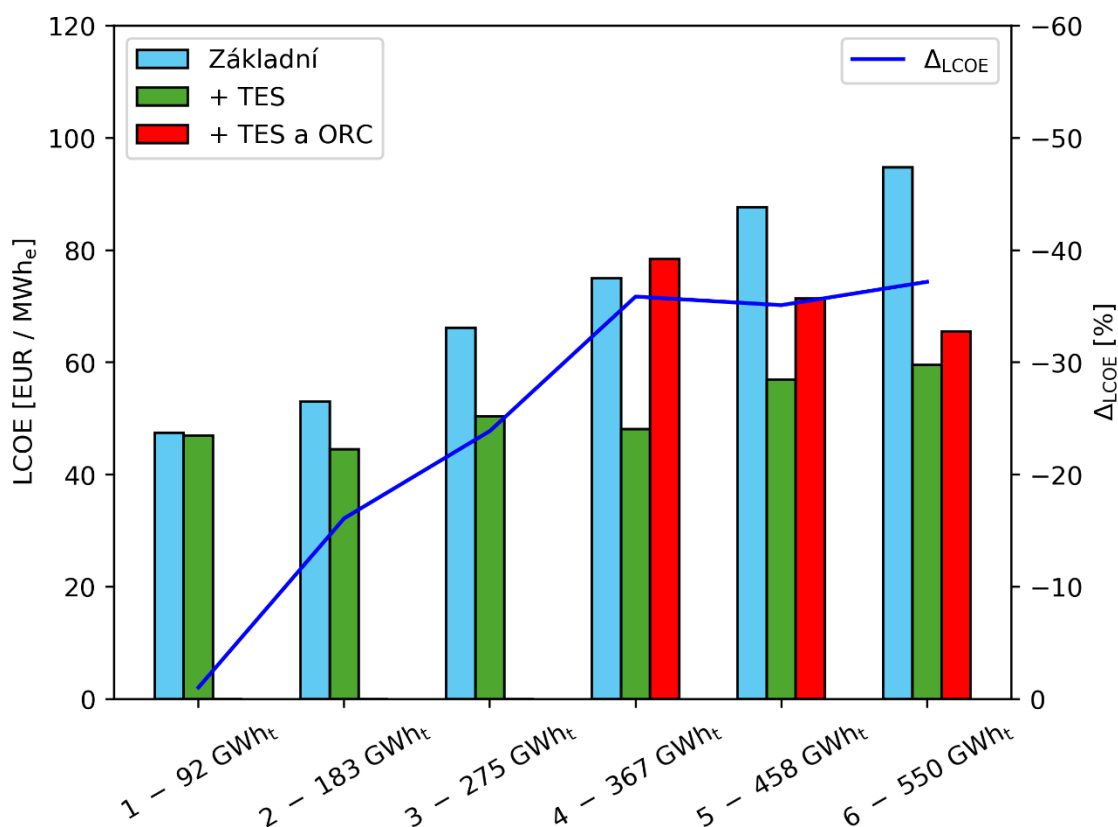
Pouze výroba tepla – HOP



Obr. 14 - Měrná cena tepla – LCOH

Kombinovaná výroba elektřiny a tepla - CHP

8.5 Porovnání měrné ceny elektřiny



Obr. 15 - Měrná cena elektřiny – LCOE

Kombinovaná výroba elektřiny a tepla - CHP

Měrná cena za vyrobenou elektřinu (LCOE) byla vykreslena do grafů na Obr. 15 pouze pro případ systémů s kombinovanou výrobou elektřiny a tepla. Procentuální pokles měrné ceny elektřiny u systémů s TES oproti systémům bez něj je zobrazen modrou čarou. Tento průběh má stejný tvar a dosahuje obdobných procentuálních hodnot jako v případě měrné ceny za teplo pro sledovanou skupinu systémů. To je plně v souladu s alokativní metodou stanovení měrné ceny tepla, viz kapitola 2.6.

Pro systémy se samostatnou výrobou tepla, kde ve třech případech také dochází k výrobě elektřiny v pomocné jednotce ORC graf vytvořen nebyl, ale příslušné hodnoty jsou uvedeny v Tab. 22.

8.6 Porovnání kapitálových nákladů

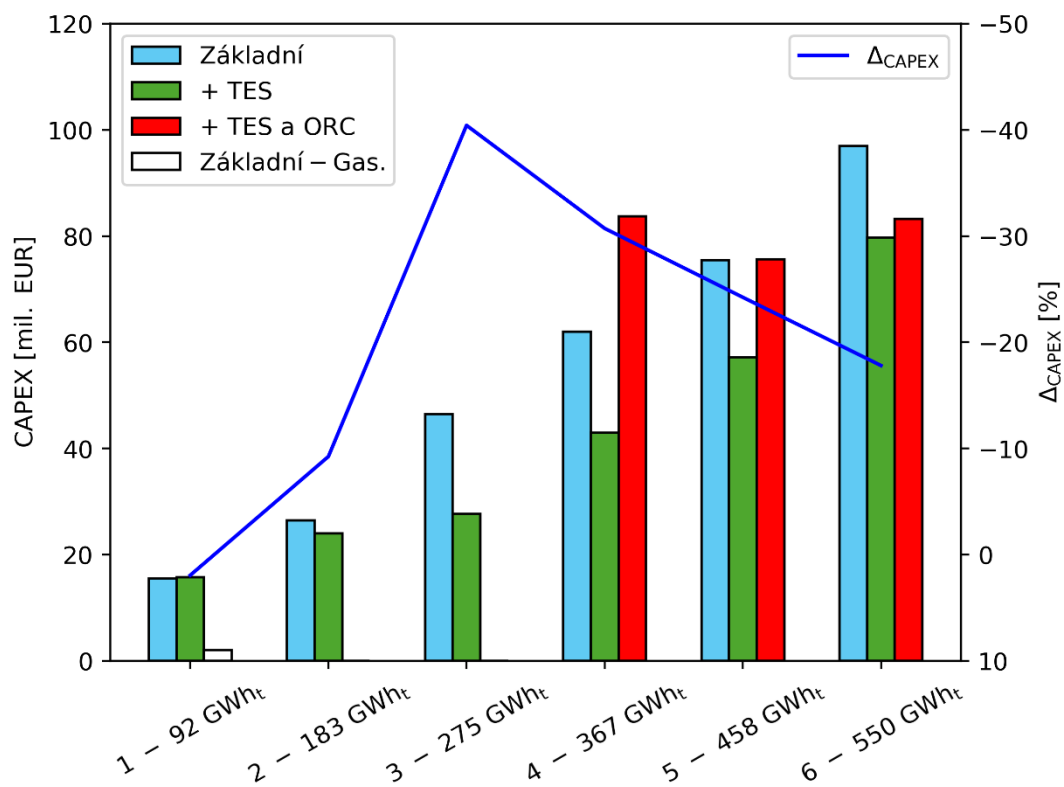
Porovnání kapitálových nákladů jednotlivých variant představuje důležitý a užitečný nástroj pro stanovení vlivu zařazení TES do technologie CZT. Interpretace takového porovnání je pak poměrně jasná a dobře pochopitelná.

Pro systémy se samostatnou výrobou tepla jsou všechny hladiny ročního tepelného zatížení porovnány na Obr. 16. Můžeme zde na první pohled vidět, že nárůst investičních nákladů v případě technologie bez TES má prakticky lineární průběh vůči nárůstu ročního tepelného zatížení. Přidáním TES pak dochází k určitému nelineárnímu snížení investičních nákladů. Podle vykresleného procentuálního průběhu snížení investičních nákladů v závislosti na ročním tepelném zatížení je patrné, že nejlepších výsledků je dosaženo ve třetí hladině výkonového zatížení (275 GWh_t) kde dochází ke snížení investičních nákladů o více než 40 % oproti technologii bez TES. V předchozím bodě dochází pouze snížení investičních nákladů o 10 % a v počátečním bodě sledovaného rozsahu 92 GWh_t má zařazení TES naprosto zanedbatelný vliv na investiční náklady.

Na druhé straně stupnice od maxima směrem k vyšším ročním výkonovým zatížením pak procentuální úspora investičních nákladů také klesá a končí na 20 %. Tento průběh jasně definuje oblast maximálního vlivu zařazení TES pro daný typ systému na oblast okolo 275 GWh_t.

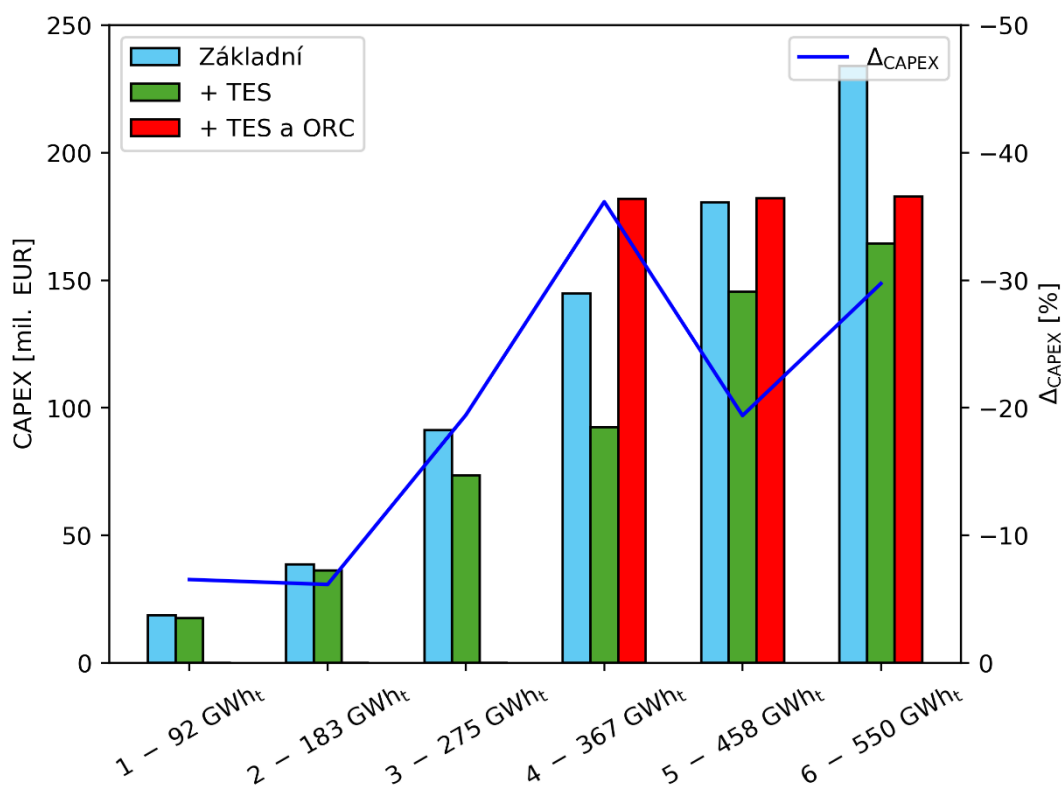
Pokud se zaměříme na druhou sledovanou skupinu, tedy kombinovanou výrobu elektřiny a tepla, viz Obr. 17, můžeme vidět, že vliv zařazení TES je téměř identický. Rovněž zde je dosaženo určitého maxima v bodě (367 GWh_t) s procentuálním snížením investičních nákladů o 40 %. V následujících dvou bodech směrem k vyššímu ročnímu zatížení pak pokles investičních nákladů stagnuje mezi 20 a 30 %. Při nižších ročních tepelných zatíženích je pak stav obdobný jako v případě HOP. V prvních dvou bodech (92 a 183 GWh_t) je přínos TES z hlediska snížení investičních nákladů minimální. Od začátku sledovaného rozsahu je přínos TES vzhledem ke snížení investičních nákladů minimální a nedosahuje ani 10 % ve třetím bodě (275 GWh_t) je pak dosaženo úspory investičních nákladů asi 20 %.

Výše uvedené chování, kdy míra redukce investičních nákladů nabývá určitého maxima zhruba uprostřed zkoumaného rozsahu lze vysvětlit obdobně jako v případě průběhu čisté kapitálové hodnoty, který je ovlivněn klesající měrnou cenou za instalovaný výkon s rostoucím nominální výkonem.



Obr. 16 – Kapitálové náklady (CAPEX)

Pouze výroba tepla – HOP



Obr. 17 – Kapitálové náklady (CAPEX)

Kombinovaná výroba elektřiny a tepla - CHP

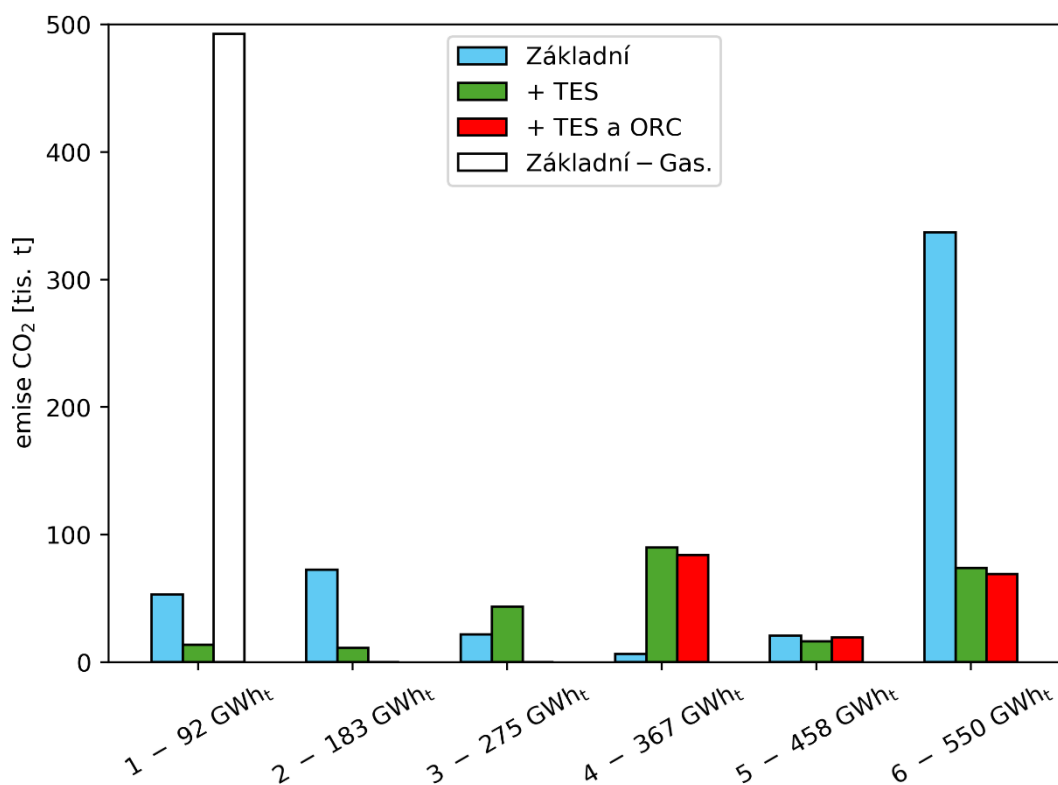
8.7 Porovnání emisí CO₂

Na Obr. 18 a Obr. 19 jsou vykresleny grafy produkce CO₂ v závislosti na ročním tepelném zatížení pro různé konfigurace, HOP i CHP. Tyto grafy jsou mimořádně zajímavé a poskytují nový pohled na vliv integrace akumulace tepelné energie do fungování systémů CZT.

Zajímavý je zejména první případ (Obr. 18), který reprezentuje produkci CO₂ systémy se samostatnou výrobou tepla HOP. Na první pohled je zde patrný bílý graf reprezentující emise CO₂ v případě výroby tepla založené čistě na plynových kotlích. Můžeme zde vidět značný nepoměr k ostatním technologiím, které používají jako hlavní zdroj tepla kotel na biomasu a plynové kotle pouze jako pomocné technologie pro zvládání výkonových špiček nebo letního provozu. V prvních dvou sledovaných bodech ročního zatížení (92 a 183 GWh_t) můžeme vidět významný pokles produkce CO₂ u verze s TES oproti provedení bez TES. Jedná se o pokles zhruba 75 %. Na tomto místě je velice důležité zdůraznit, že právě v těchto dvou počátečních bodech nebyl vliv zařazení TES příliš významný z hlediska snížení investičních nákladů, měrné ceny tepla nebo zvýšení NPV. Zařazení TES na této výkonové úrovni by se tak mohlo zdát jako zbytečné, nicméně právě významná redukce emisí CO₂ při zařazení TES jasně hovoří ve prospěch této technologie. Právě na tomto případě je patrné, že díky zařazení akumulace tepelné energie dochází k žádoucímu omezení provozu plynových kotlů a nahrazením dodávky špičkového tepla z TES.

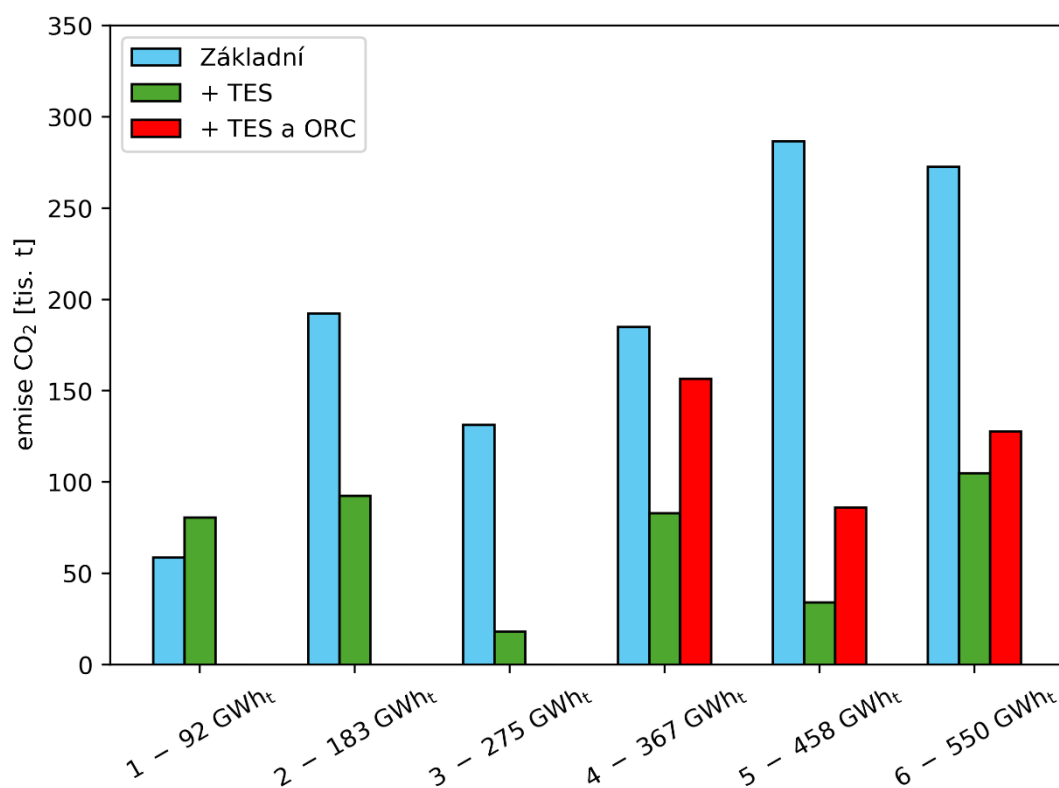
Naopak v dalších dvou bodech dochází k poměrně paradoxní situaci, kdy produkce CO₂ variant se zařazeným TES je vyšší než produkce bez něj. Tento fakt je velice překvapivý. Z tohoto důvodu byla několikrát kontrolována jak správnost zadaných vstupních dat do optimalizačního výpočtu, tak bylo kontrolováno správné formulování výpočetních vztahů v modelu. Chyba však nebyla nalezena a výsledky je nutné brát jako reálné.

Paradoxní stav v bodech 3 (275 GWh_t) a 4 (367 GWh_t) je možné vysvětlit tak, že parametr, na který byl systém optimalizován byla čistá současná/kapitálová hodnota navrženého systému. Vytvořený výpočetní model tak vůbec nebral v úvahu produkci CO₂ a jediným požadavkem bylo dosáhnout maximální hodnoty NPV. Toho lze dle rovnice 2–1 minimalizací investičních nákladů, maximalizací zisků z prodeje elektřiny a tepla a minimalizací ročních nákladů na provoz a palivo. Tyto protichůdné požadavky jsou vždy optimalizačním algoritmem upraveny tak, aby bylo dosaženo požadovaného maxima zadaného parametru.



Obr. 18 – Emise CO₂

Pouze výroba tepla – HOP



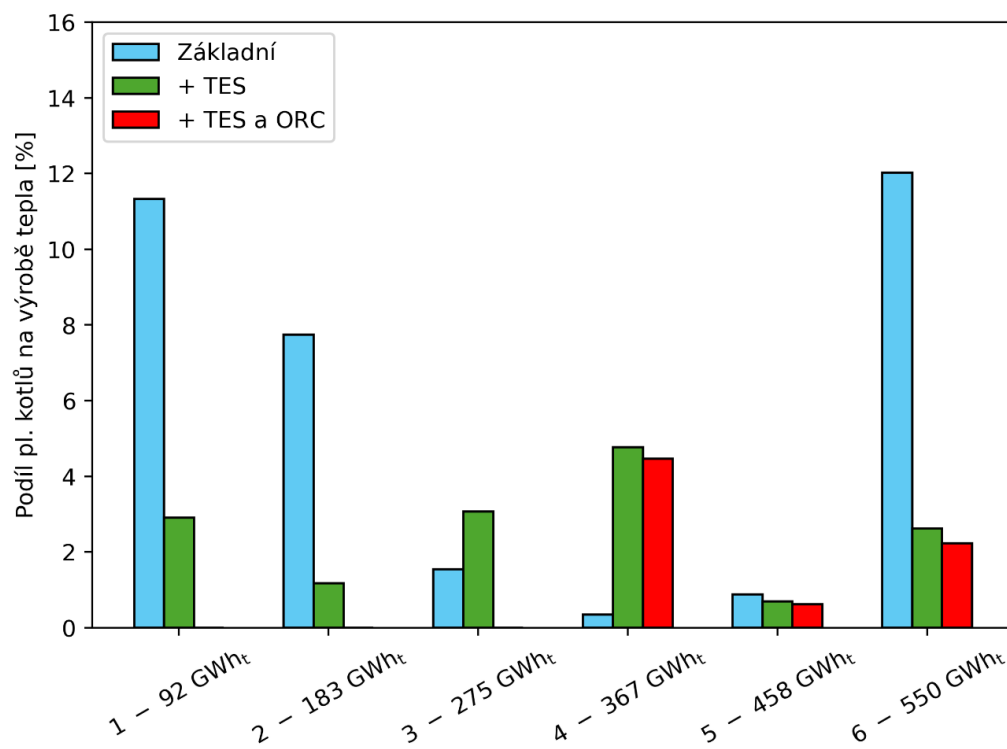
Obr. 19 – Emise CO₂

Kombinovaná výroba elektriny a tepla - CHP

Pokud se pak podíváme na Obr. 7, můžeme vidět, že skladba instalovaného výkonu v bodech 3 a 4 byla po zařazením TES výrazně redukována až o 30 % a to snížením instalovaného výkonu kotlů na biomasu. Naopak kotle na plyn byly ponechány v plném rozsahu. Z hlediska optimalizačního algoritmu, který tuto redukci provedl, to byl zcela správný krok. Náklady na jednotku instalovaného výkonu kotlů na biomasu jsou 10 – 15x vyšší než v případě kotlů na plyn (viz Tab. 9 a Tab. 10) a snížení výkonu kotlů na biomasu v určitých mezích bylo správným krokem, který přispěl k maximalizaci NPV. Chybějící výkon si pak v některých situacích logicky vyžádal vyšší nasazení kotlů na plyn než v případě identického systému bez TES. Celkový dopad na hodnotu NPV byl nicméně pozitivní.

V případě bodu 4 je pak nesoulad v produkci CO₂ ještě výraznější, protože se již při optimalizaci systému bez TES podařilo najít mimořádně vhodnou kombinaci zdrojů tepla a jejich provozu, který vyžaduje zapojení plynových kotlů jen v minimální míře.

Tato hypotéza byla několikrát ověřena optimalizačním výpočtem, kde byla vhodným nastavením počátečních podmínek omezena možnost snižování instalovaného výkonu kotlů na biomasu. Výsledné optimalizované řešení vykazovalo výrazně nižší produkci CO₂ oproti předloženému výsledku, ovšem ve všech případech to bylo za cenu snížení hodnoty NPV, což je plně v souladu s objektivním kritériem optimalizačního modelu. Tato hypotéza je pak dále potvrzena Obr. 20, kde je zobrazen procentuální podíl výroby tepla z plynových kotlů na celkové produkci tepla.



Obr. 20 – Podíl plynových kotlů na celkové produkci tepla
Pouze výroba tepla – HOP

9 Závěr

Cílem této disertační práce bylo identifikovat vliv integrace systémů pro akumulaci tepelné energie (TES) do komunální - městské soustavy centrálního zásobování teplem, více v kapitole 3.

Za tímto účelem byl vyvinut optimalizační program v jazyce Python, viz kapitoly 4 a 5. Pomocí tohoto programu, byly optimalizovány různé konfigurace systémů CZT, na maximální čistou současnou hodnotu (NPV) daného systému, a to na předpokládanou dobu životnosti 25 let. Výsledky optimalizací jsou uvedeny v kapitole 7.

Zkoumané konfigurace zahrnovaly jak systémy pro samostatnou výrobu tepla (HOP), tak systémy pro kombinovanou výrobu elektřiny a tepla (CHP) v základní variantě, ve variantě s TES a ve variantě s TES a doplňkovým ORC. Teplo bylo ve všech případech dodáváno kombinací plynových kotlů a kotlů na biomasu. Zkoumanými konfiguracemi pak bylo pokryto rozmezí výkonového zatížení 92 – 550 GWh_t dodaného tepla ročně.

Na základě provedených analýz lze vyvodit následující závěry:

Integrace systémů pro akumulaci tepelné energie do sledovaných konfigurací soustav CZT má jednoznačně pozitivní a přínosný vliv na ekonomiku provozu daného zařízení. Míra zlepšení parametrů však není ve sledovaném rozsahu výkonů a provedení stejná. [49]

Systémy pouze s výrobou tepla dosahují největšího zlepšení ekonomiky provozu v rozsahu ročního výkonového tepelného zatížení 275 – 458 GWh_t. To v rámci sledovaných soustav odpovídá instalovanému výkonu 120 – 170 MW_t. V tomto výkonovém rozsahu lze dosáhnout zařazením TES zvýšení čisté současné hodnoty (NPV) zařízení o 120 – 180 %, instalovaný výkon lze snížit v rozsahu 10 – 30 %, počáteční investiční náklady (CAPEX) lze snížit o 25 – 40 % a měrnou cenu za teplo (LCOH) lze snížit v rozsahu 20 – 25 %. [50]

Systémy s kombinovanou výrobou elektřiny a tepla dosahují největšího zlepšení ekonomiky provozu od ročního výkonového tepelného zatížení 367 GWh_t výše. To v rámci soustav typu CHP odpovídá instalovanému tepelnému výkonu 175 MW_t a instalovanému elektrickému výkonu 40 MW_e. [18][43][50]

Instalací TES lze dosáhnout zvýšení čisté současné hodnoty (NPV) zařízení až o 250 % a snížení instalovaného výkonu až o 30 %. Měrnou cenu za teplo (LCOH) a elektřinu (LCOE) pak lze snížit až o 38 %. Těchto nejlepších výsledků lze dosáhnout v nejvyšším bodě sledovaného výkonového rozsahu. [16][19]

Z pohledu produkce emisí CO₂ byl pozitivní přínos instalace TES na studovaných systémech rovněž prokázán, ale pouze za vhodných podmínek. Naopak bylo prokázáno, že

při nevhodně zvolené konfiguraci kotlů na biomasu a špičkových kotlů na plyn může integrace TES zvýšit množství vypouštěného CO_2 . V takovém případě nelze současně dosáhnout maximalizace NPV bez navýšení emisí CO_2 pro danou konfiguraci. Správná implementace TES může snížit produkci emisí až o 80 %. Naopak nevhodná integrace může zvýšit produkci CO_2 až o 1200 %. Což je potvrzeno například v těchto odborných pracích [18][42][51]

Z pohledu instalace dodatečné jednotky ORC pro výrobu elektřiny z přebytečného akumulovaného tepla lze konstatovat jednoznačný závěr. Společná instalace ORC jednotky s TES nepřináší v rámci všech sledovaných konfigurací a výkonů žádné zlepšení ekonomiky provozu, naopak instalace dodatečné ORC jednotky ve všech sledovaných případech snižuje hodnotu NPV a zvyšuje měrné ceny energií i počáteční investiční náklady. Toto tvrzení podporují i následující práce [5][18][26]

Seznam použité literatury a informačních zdrojů

- [1] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *District heating* [online]. Paris: International Energy Agency, ©2024. Dostupné z: <https://www.iea.org/energy-system/buildings/district-heating>
- [2] LUND, Henrik, WERNER, Sven, WILTSHIRE, Robin, aj. *4th Generation District Heating (4GDH): Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems*. Energy, 2014, 68: 1–11. ISSN 0360-5442. Dostupné z: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.02.089>
- [3] WERNER, Sven. *International review of district heating and cooling*. Energy, 2017, 137: 617–631. ISSN 0360-5442. Dostupné z: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.04.045>
- [4] OLSTHOORN, Dave, Fariborz HAGHIGHAT a Parham A. MIRZAEI. Integration of storage and renewable energy into district heating systems: A review of modelling and optimization. *Solar Energy* [online]. 2016, 136, 49–64. ISSN 0038-092X. Dostupné z: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.06.054>
- [5] MAZHAR, Abdur Rehman, LIU, Shuli, SHUKLA, Ashish. *A state of art review on the district heating systems*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2018, 96: 420–439. ISSN 1364-0321. Dostupné z: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.08.005>
- [6] *Technology Roadmap: Energy storage* [online]. Paříž: International Energy Agency, 2014 [cit. 2023-07-06]. Dostupné z: https://www.researchgate.net/publication/261848307_Technology_Roadmap_Energy_storage
- [7] GUELPA, E., VERDA, V. Thermal energy storage in district heating and cooling systems: A review. *Applied Energy*. 2019, 252, 113474. Dostupné z: DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113474>
- [8] KADRNOŽKA, Jaroslav a Ladislav OCHRANA. *Teplárenství*. Brno: CERM, 2001. ISBN 9788072042227;807204222X;
- [9] VLACH, Josef. *Teplárenství*. Praha: SNTL, 1972.
- [10] BRAIMAKIS, Konstantinos, Christos PANOPULOS, Emmanuel KAKARAS a Antonis KARELLAS. *Economic analysis of low grade heat utilization for ORC power generation*. Energy Conversion and Management [online]. 2016, 107, s. 235–245. ISSN 0196-8904. Dostupné z DOI: 10.1016/j.enconman.2015.10.018.
- [11] YAO, Shuai, WU, Jianzhong, QADRAN, Meysam. *A state-of-the-art analysis and perspectives on the 4th/5th generation district heating and cooling systems*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2024, 202: 114729. ISSN 1364-0321. Dostupné z: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2024.114729>
- [12] GJOKA, Kristian, RISMANCHI, Behzad, CRAWFORD, Robert H. *Fifth-generation district heating and cooling systems: A review of recent advancements and implementation barriers*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2023, 171: 112997. ISSN 1364-0321. Dostupné z: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112997>
- [13] LI, Haoran, NORD, Natasa. *Transition to the 4th generation district heating – possibilities, bottlenecks, and challenges*. Energy Procedia, 2018, 149: 483–498. ISSN 1876-6102. Dostupné z: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.08.213>
- [14] LUND, Henrik, Brian VESTERLUND, Kennet WERNER a Sven WERNER. *Transition to the 4th generation district heating – possibilities, bottlenecks, and challenges*. Energy Procedia [online]. 2018, 149, 483–498. ISSN 1876-6102. Dostupné z: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.08.217>
- [15] LUND, Henrik, Søren WERNER, Robin FREDSGAARD NIELSEN, Thomas LØKKEGAARD HANSEN, Thomas NIELSEN, Svend WERLING JENSEN a Bent

- SØRENSEN. *4th Generation District Heating (4GDH): Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems*. Energy Policy [online]. 2014, 68, 1–11. ISSN 0301-4215. Dostupné z: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.07.035>
- [16] STRECKIENĖ, G., MARTINAITIS, V., ANDERSEN, A.N. a KATZ, J. Feasibility of CHP-plants with thermal stores in the German spot market. *Applied Energy*. 2009, 86(11), 2308–2316. DOI: 10.1016/j.apenergy.2009.03.023. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261909001147>
- [17] GUSTAFSSON, S.-I. a KARLSSON, B.G. Heat accumulators in CHP networks. *Energy Conversion and Management*. 1992, 33(12), 1051–1061. DOI: 10.1016/0196-8904(92)90002-E. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/019689049290002E>
- [18] GUELPA, E., TORO, C., SCIACOVELLI, A., MELLI, R., SCIUBBA, E. a VERDA, V. Optimal operation of large district heating networks through fast fluid-dynamic simulation. *Energy*. 2016, 102, 586–595. DOI: 10.1016/j.energy.2016.02.058. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544216301098>
- [19] CALDERÓN, Alberto, Julián F. GÓMEZ, Félix BAENA, Ignacio MARTÍNEZ a Pedro J. LÓPEZ. Overview of thermal energy storage (TES) potential energy savings and climate change mitigation in Spain and Europe. *Applied Energy*. 2011, 88(8), s. 2764–2774. DOI: 10.1016/j.apenergy.2011.01.067. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261911000654>
- [20] GUNNEY, Mukrimin Sevkett a Yalcin TEPE. Classification and assessment of energy storage systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [online]. 2017, 75, 1187–1197. ISSN 13640321. Dostupné z: doi:10.1016/j.rser.2016.11.102
- [21] ALVA, Guruprasad, Yaxue LIN a Guiyin FANG. An overview of thermal energy storage systems. *Energy* [online]. 2018, 144, 341–378. ISSN 03605442. Dostupné z: doi:10.1016/j.energy.2017.12.037
- [22] FERNÁNDEZ, A.I., MARTÍNEZ, M., SEGARRA, M., MARTORELL, I. a CABEZA, L.F. Selection of materials with potential in sensible thermal energy storage. *Solar Energy Materials and Solar Cells*. 2010, 94(10), 1723–1729. DOI: 10.1016/j.solmat.2010.05.035. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024810003296>
- [23] THOMSEN, P.D. a OVERBYE, P.M. Energy storage for district energy systems. In: WILTSHIRE, R., ed. *Advanced District Heating and Cooling (DHC) Systems*. Oxford: Woodhead Publishing, 2016, s. 145–166. Woodhead Publishing Series in Energy. ISBN 978-1-78242-374-4. DOI: 10.1016/B978-1-78242-374-4.00007-0. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9781782423744000070>
- [24] NUYTTEN, T., CLAESSENS, B., PAREDIS, K., VAN BAEL, J. a SIX, D. Flexibility of a combined heat and power system with thermal energy storage for district heating. *Applied Energy*. 2013, 104, 583–591. DOI: 10.1016/j.apenergy.2012.11.029. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261912008227>
- [25] ROUŠAR, Ivo. *Projektové řízení technologických staveb*. 1. vyd. Praha: Grada, 2008. 255 s. ISBN 978-80-247-2602-1.
- [26] OLSTHOORN, Dave, Fariborz HAGHIGHAT a Parham A. MIRZAEI. Integration of storage and renewable energy into district heating systems: A review of modelling and optimization. *Solar Energy* [online]. 2016, 136, 49–64. ISSN 0038-092X. Dostupné z: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.06.054>
- [27] CLAUTIAUX, François a Ivana LJUBIĆ. Last fifty years of integer linear programming: A focus on recent practical advances. *European Journal of Operational Research* [online]. 2025, roč. 324, č. 3, s. 707–731. ISSN 0377-2217. Dostupné z:

- <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2024.11.018>
- [28] ZHANG, Boyun, Tetsuya WAKUI a Shunta AOJI. Optimal design of energy storage-supply systems using a multi-objective evolutionary algorithm and mixed-integer linear programming with a two-stage rolling horizon method. *Energy* [online]. 2025, s. 137970. ISSN 0360-5442. Dostupné z: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2025.137970>
- [29] ZHANG, Guodao, Yisu GE, Xiaotian PAN, Yun ZHENG a Yanhong YANG. Hybrid robust-stochastic multi-objective optimization of combined cooling, heating, hydrogen and power-based microgrids. *Energy* [online]. 2023, roč. 274, s. 127266. ISSN 0360-5442. Dostupné z: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.127266>
- [30] Gurobi Optimization, LLC. *Gurobi Optimizer Reference Manual* [online]. [Austin, Texas]: Gurobi Optimization, [s.d.]. Dostupné z: <https://docs.gurobi.com/projects/optimizer/en/current/>
- [31] VILÉN, Karl a Erik O. AHLGREN. Linear or mixed integer programming in long-term energy systems modeling – A comparative analysis for a local expanding heating system. *Energy* [online]. 2023, roč. 283, s. 129056. ISSN 0360-5442. Dostupné z: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.129056>
- [32] KUANG, Jiyuan, Chenghui ZHANG a Bo SUN. Stochastic dynamic solution for off-design operation optimization of combined cooling, heating, and power systems with energy storage. *Applied Thermal Engineering* [online]. 2019, roč. 163, s. 114356. ISSN 1359-4311. Dostupné z: <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2019.114356>
- [33] GUO, Tong, Yusheng CHEN a Martin KRIEGL. Novel multi-level optimization of district heating systems: Managing spatial scale and equipment portfolio design. *Energy and Buildings* [online]. 2024, roč. 317, s. 114395. ISSN 0378-7788. Dostupné z: <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2024.114395>
- [34] VANNAHME, Anna, Mathias EHRENWIRTH a Tobias SCHRAG. Development and application of a guideline for assessing optimization potentials for district heating systems. *Energy* [online]. 2024, roč. 297, s. 131226. ISSN 0360-5442. Dostupné z: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.131226>
- [35] CHAN, Lok Shun. Piping network optimization for district heating system using an enhanced Genetic Algorithm searching method. *Journal of Building Engineering* [online]. 2024, roč. 95, s. 110078. ISSN 2352-7102. Dostupné z: <https://doi.org/10.1016/j.jobbe.2024.110078>
- [36] TEPLÁRNA OTROKOVICE, a.s. Teplo. [online]. Otrokovice: Teplárna Otrokovice, a.s., ©2025. Dostupné z: <https://www.tot.cz/vyroba/teplo/>
- [37] ENERGETICKÝ REGULAČNÍ ÚŘAD. Věstník ERÚ, částka 8/2025 [online]. Jihlava: Energetický regulační úřad, 25. července 2025. Dostupné z: <https://eru.gov.cz/sites/default/files/obsah/prilohy/erv082025.pdf>
- [38] DVORSKÝ, Emil a Pavla HEJTMÁNKOVÁ. Kombinovaná výroba elektrické a tepelné energie. 1. vyd. vyd. Praha: BEN - technická literatura, 2005. ISBN 9788073001186;8073001187;
- [39] ENERGETICKÝ REGULAČNÍ ÚŘAD. Průměrné ceny komodit pro stanovení výše podpory 2025 [online]. Jihlava: Energetický regulační úřad, 9. 7. 2024 . Aktualizováno 23. 12. 2024. Dostupné z: <https://eru.gov.cz/prumerne-ceny-komodit-pro-stanoveni-vyse-podpory-2025>. eru.gov.cz
- [40] OTE, a.s. Roční zpráva o trhu s elektřinou a plynem v ČR 2024. Praha: OTE, a.s., 2025. Dostupné z: <https://www.ote-cr.cz/cs/statistika/rocnizprava>
- [41] TEPLÁRNA LIBEREC, a.s. Ceník. [online]. Liberec: Teplárna Liberec, a.s., ©2025. Dostupné z: <https://www.teplarnaliberec.cz/cenik>
- [42] DANISH ENERGY AGENCY. *Technology data: Energy plants for electricity and*

- district heating generation*. Copenhagen: Danish Energy Agency, 2016. ISBN 978-87-94447-08-9. Dostupné z: <https://ens.dk/technologydata>
- [43] MEZINÁRODNÍ ENERGETICKÁ AGENTURA. *IEA Statistics Package (ISP)* [online]. Paris: International Energy Agency, . Dostupné z: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/iea-statistics-package-isp-2>
- [44] DANISH ENERGY AGENCY. *Technology Data Catalogue for Energy Storage*. Copenhagen: Danish Energy Agency, May 2025. ISBN 978-87-93458-79-7. Dostupné z: <https://ens.dk/technologydata>
- [45] GADD, H. a WERNER, S. Thermal energy storage systems for district heating and cooling. In: CABEZA, L.F., ed. *Advances in Thermal Energy Storage Systems*. Cambridge: Woodhead Publishing, 2015, s. 467–478. Woodhead Publishing Series in Energy. ISBN 978-1-78242-088-0. DOI: 10.1533/9781782420965.4.467. Dostupné z: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9781782420880500183>
- [46] ANEKE, Mathew a Meihong WANG. *Energy storage technologies and real life applications – A state of the art review*. 179. Elsevier, 2016, s. -377, 350 s. Dostupné z: doi:10.1016/j.apenergy.2016.06.097
- [47] LECOMPTE, Steven, Henk HUISSEUNE, Martijn VAN DEN BROEK, Bruno VANS LAMBROUCK a Michel DE PAEPE. Review of organic Rankine cycle (ORC) architectures for waste heat recovery. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [online]. 2015, 47, 448–461. ISSN 1364-0321. Dostupné z: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.03.089>
- [48] RODRÍGUEZ, José M., David SÁNCHEZ, Gonzalo S. MARTÍNEZ, El Ghali BENNOUNA a Badr IKKEN. Techno-economic assessment of thermal energy storage solutions for a 1MWe CSP-ORC power plant. *Solar Energy* [online]. 2016, roč. 140, s. 206–218. ISSN 0038-092X. Dostupné z: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.11.007>
- [49] WANG, Kui, Marco A. SATYRO, Ross TAYLOR a Philip K. HOPKE. Thermal energy storage tank sizing for biomass boiler heating systems using process dynamic simulation. *Energy and Buildings* [online]. 2018, roč. 175, s. 199–207. ISSN 0378-7788. Dostupné z: <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2018.07.023>
- [50] CAPONE, Martina, Elisa GUELPA, Giulia MANCÒ a Vittorio VERDA. Integration of storage and thermal demand response to unlock flexibility in district multi-energy systems. *Energy* [online]. 2021, roč. 237, s. 121601. ISSN 0360-5442. Dostupné z: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121601>
- [51] SIHVONEN, Ville, Iisa OLLILA, Jasmin JAANTO, Aki GRÖNMAN, Samuli HONKAPURO, Juhani RIIKONEN a Alisdair PRICE. Role of power-to-heat and thermal energy storage in decarbonization of district heating. *Energy* [online]. 2024, roč. 305, s. 132372. ISSN 0360-5442. Dostupné z: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.132372>

Seznam publikací a výstupů studenta vztahujících se k disertační práci

- [A1] ABUSHAMAH, Hussein Abdulkareem Saleh, Ondřej BURIAN, Dipanjan RAY a Radek ŠKODA. Integration of district heating systems with small modular reactors and organic Rankine cycle including energy storage: Design and energy management optimization. *Energy Conversion and Management* [online]. 2024, vol. 322, 119138. ISSN 0196-8904. Dostupné z: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2024.119138>
- [A2] BURIAN, O. Ukládání tepelné energie. Teze disertační práce. Plzeň: Západočeská univerzita v Plzni, 2023.
- [A3] ABUSHAMAH, HAS. BURIAN, O. ŠKODA, R. Design and Operation Optimization of a Nuclear Heat-Driven District Cooling System. *INTERNATIONAL JOURNAL OF ENERGY RESEARCH*, 2023, roč. Volume 23, ISSN: 0363-907X
- [A4] BURIAN, O. DANČOVÁ, P. *Compressed Air Energy Storage (CAES) and Liquid Air Energy Storage (LAES) Technologies—A Comparison Review of Technology Possibilities, Processes*, 22 pages, ISSN: 2227-9717, n. 11, [Online],
- [A5] BURIAN, O. ŠKODA, R. Design and optimization of non-supercritical CO₂ thermal power cycle for "P2H2P" energy storage system. In *Proceedings of the ASME Turbo Expo 2020 : Turbomachinery Technical Conference and Exposition*. neuvedeno: ASME, 2020. s. 1-8. ISBN: 978-0-7918-8414-0
- [A6] ŠKAROHLÍD, J. BURIAN, O. FOŘTOVÁ, A. ZEMAN, M. ŠKODA, R. Thermal energy storage TEPLATOR: Technology, utilisation and economics. In *Proceedings : 29th International Conference Nuclear Energy for New Europe (NENE 2020)*. Ljubljana: Nuclear Society of Slovenia, 2020. s. 404.1-404.5. ISBN: 978-961-6207-49-2
- [A7] ŠKODA, R. FOŘTOVÁ, A. MAŠATA, D. ZÁVORKA, J. LOVECKÝ, M. ŠKAROHLÍD, J. KOLÁŘ, F. VILÍMOVÁ, E. PELTAN, T. BURIAN, O. JIRIČKOVÁ, J. TEPLATOR: Nuclear district heating solution. In *Proceedings : 29th International Conference Nuclear Energy for New Europe (NENE 2020)*. Ljubljana: Nuclear Society of Slovenia, 2020. s. 408.1-408.8. ISBN: 978-961-6207-49-2

Ostatní publikace a výstupy studenta

- [B1] KOŘÍNEK, T. LOVECKÝ, M. BURIAN, O. ŠKODA, R. Thermal-Hydraulic Analysis of TEPLATOR Moderator Cooling System. In *Proceedings of the International Conference Nuclear Energy for New Europe (NENE 2022)*. Ljubljana: Nuclear Society of Slovenia, 2022. s. „409.1“-„409.8“. ISBN: 978-961-6207-53-9
- [B2] BURIAN, O. a DOSTÁL, V. Experimental investigation of an application of two-phase flow differential pressure measurement in vertical square channel. In: *2016 24th International Conference on Nuclear Engineering, ICONE 24*. 2016 24th International Conference on Nuclear Engineering, ICONE24. Charlotte, North Carolina, 26.06.2016 - 30.06.2016. New York: American Society of Mechanical Engineers - ASME. 2016, ISBN 978-0-7918-5005-3.
- [B3] BURIAN, O., VESELÝ, L., a DOSTÁL, V. STUDY OF IDENTIFICATION OF TWO-PHASE FLOW PARAMETERS BY PRESSURE FLUCTUATION ANALYSIS [online]. In: CESNEK, M., et al., eds. *ŠIMÁNĚ 2016: Czech-Slovak Student Conference on Nuclear Engineering*. ŠIMÁNĚ 2016: Czech-Slovak Student Conference on Nuclear Engineering. Břehová 7, Praha 1, 12.05.2016 - 13.05.2016. Praha: Czech Technical University in Prague.2016, s. 1-7. Acta Polytechnica CTU Proceedings. sv. 4. ISSN 2336-5382. ISBN 978-80-01-06069-8. Dostupné z: <https://ojs.cvut.cz/ojs/index.php/APP/issue/view/527>
- [B4] BURIAN, O., RUBEK, J., a DOSTÁL, V. Výzkum nové metody pro určování generovaného množství páry v parogenerátorech. *Bezpečnost jaderné energie*. 2015, 23(11/12), s. 351-354. ISSN 1210-7085.
- [B5] BURIAN, O. a DOSTÁL, V. Measurement and analysis of low pressure drop in two phase flow [online]. In: PREHRADNÝ, J., ed. *Low Emission Technologies Conference. LEMTECH - Low Emission Technologies Conference*. Prague, 27.11.2014 - 28.11.2014. Praha: České vysoké učení technické v Praze. 2015, s. 15-18. ISBN 978-80-01-05665-3.
- [B6] BURIAN, O., RUBEK, J., a DOSTÁL, V. Experimentální zařízení pro výzkum dovoufázového proudění. [Funkční vzorek]. 2013.
- [B7] BURIAN, O., ZÁCHA, P., a ŽELEZNÝ, V. Validation of CFD Model of Spent Fuel Pool at NPP Temelin. 13.11.2013.
- [B8] BURIAN, O., ZÁCHA, P., a ŽELEZNÝ, V. CFD výpočtový model bazénu skladování použitého paliva na JE Temelín a jeho validace. In: LUKÁŠ, Nesvadba, ed. *Jaderná energetika v pracích mladé generace - 2012*. 12. Mikulášské setkání Mladé generace ČNS. Brno, 05.12.2012 - 07.12.2012. Brno: VUT v Brně, Fakulta strojního inženýrství. 2013, s. 17-24. ISBN 978-80-02-02439-2.
- [B9] BURIAN, O. a ZÁCHA, P. *Validace CFD modelu bazénu skladování vyhořelého paliva na základě naměřených dat*. In: Sborník Techsoft Engineering ANSYS 2012 Setkání uživatelů a konference. TechSoft Engineering ANSYS 2012 setkání uživatelů a konference. Špindlerův Mlýn, 05.09.2012 - 07.09.2012. Praha: TechSoft Engineering. 2012, s. 17-24. ISBN 978-80-905040-1-1.