

České vysoké učení technické v Praze
Fakulta elektrotechnická
Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd



Optimalizace teplárenské soustavy
Centralized heating system optimization

Diplomová práce

Bc. Adam Kubín

Magisterský program: Elektrotechnika, energetika a management

Obor studia: Management energetiky a elektrotechniky

Vedoucí práce: Ing. Tomáš Králík, Ph.D.

Praha, květen 2021

I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: **Kubin** Jméno: **Adam** Osobní číslo: **465978**
Fakulta/ústav: **Fakulta elektrotechnická**
Zadávací katedra/ústav: **Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd**
Studijní program: **Elektrotechnika, energetika a management**
Specializace: **Management energetiky a elektrotechniky**

II. ÚDAJE K DIPLOMOVÉ PRÁCI

Název diplomové práce:

Optimalizace teplotní soustavy

Název diplomové práce anglicky:

Centralized heating system optimization

Pokyny pro vypracování:

- 1) Současný a budoucí vývoj sektoru teplotnictví v ČR a EU
- 2) Popis a analýza současného stavu vybrané teplotní soustavy
- 3) Návrh zdrojové základny a optimalizace provozu teplotní soustavy
- 4) Ekonomické zhodnocení navržených variant

Seznam doporučené literatury:

- 1) D. Connolly et al., "HEAT ROADMAP EUROPE 2050 STUDY FOR THE EU27."
- 2) N. Deng et al., "Comparative analysis of optimal operation strategies for district heating and cooling system based on design and actual load," Appl. Energy, vol. 205, pp. 577–588, 2017

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) diplomové práce:

Ing. Tomáš Králík, Ph.D., katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd FEL

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

Datum zadání diplomové práce: **26.01.2021**

Termín odevzdání diplomové práce: **21.05.2021**

Platnost zadání diplomové práce: **30.09.2022**

Ing. Tomáš Králík, Ph.D.
podpis vedoucí(ho) práce

podpis vedoucí(ho) ústavu/katedry

prof. Mgr. Petr Páta, Ph.D.
podpis děkana(ky)

III. PŘEVZETÍ ZADÁNÍ

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

Datum převzetí zadání

Podpis studenta

Prohlášení

Prohlašuji, že jsem svou diplomovou práci na téma Optimalizace teplotní soustavy vypracoval samostatně pod vedením vedoucího diplomové práce a že jsem uvedl veškeré použité informační zdroje v souladu s Metodickým pokynem o dodržování etických principů při přípravě vysokoškolských závěrečných prací.

V Praze dne

.....

Bc. Adam Kubín

Poděkování

Děkuji všem, kteří mi s vypracováním diplomové práce pomáhali. Především svému vedoucímu diplomové práce Ing. Tomáši Králíkovi, Ph.D., za jeho rady a pedagogickou a odbornou pomoc. Dále chci poděkovat svému odbornému konzultantovi Ing. Michalu Kubíčkoví za poskytnuté konzultace, cenné rady experta a věcné připomínky. Mé závěrečné poděkování patří specialistovi na optimalizaci provozu v teplárně C-Energy Planá Ing. Josefu Havlíkovi za odborné konzultace a poskytnuté údaje potřebné k vypracování diplomové práce.

Abstrakt

Tato diplomová práce se zabývá problematikou teplárenství. Úvodní kapitoly se věnují popisu současného stavu teplárenství v ČR a EU, včetně aktuálně platných regulatorních a environmentálních aspektů teplárenství. Důraz je kladen především na popis významu a současných problémů, se kterými se musí tento sektor potýkat. Závěrem této teoretické části je teplárenství ČR zasazeno do kontextu EU a je diskutován jeho možný budoucí vývoj. Hlavním cílem této práce je v souvislosti s poznatky z úvodních kapitol, na vybrané teplárenské soustavě v ČR provést optimalizaci zdrojové základny. Respektovány jsou technické podmínky a současný stav teplárenské soustavy, jejichž popisu a analýze je věnována samostatná kapitola. Optimalizace je provedena pomocí sestaveného optimalizačního modelu lineárního programování, jehož logika pro výběr optimálního provozního režimu, je postavena na maximalizaci rozdílu výnosů a variabilních nákladů z provozu jednotlivých zdrojů teplárny. Optimalizace je po technické i ekonomické stránce vyhodnocena pro jednu hodinu provozu teplárny v časových řezech 2021, 2025 a 2030 pro letní, přechodné a zimní období. Období se od sebe liší dodávaným tepelným výkonem ze zdrojů teplárny do soustavy CZT. Důraz je kladen především na diskuzi a stanovení vstupních ekonomických faktorů modelu, jejichž variabilita je pro rok 2021 zohledněna formou stanovených scénářů. Vyhodnocením optimalizace pro jednotlivá roční období a stanovené scénáře cen vstupních komodit je demonstrována funkčnost sestaveného modelu, jehož potenciál tkví v možnosti reagovat na proměnlivost vstupů (zejména cen komodit na denním trhu) a maximalizovat tak ekonomický efekt z provozu teplárny. Dále jsou také pozorovány změny ve využití zdrojové základny. Diskuzi je podroben i budoucí vývoj ekonomických i technických faktorů, který je zohledněn ve výhledové optimalizaci v časových řezech 2025 a 2030. Samotný závěr práce je věnován shrnutí a porovnání výsledků optimalizace.

Klíčová slova

teplárenství, optimalizace, lineární programování, soustava centrálního zásobování teplem, plynový motor, kogenerační jednotka, uhelný kotol, turbogenerátor, odběrový diagram, provozní režimy, ekonomika provozu, ceny komodit, emisní povolenka, cenová regulace, environmentální regulace, současné problémy teplárenství, technologické zařízení, kombinovaná výroba elektřiny a tepla, služby výkonové rovnováhy

Abstract

This diploma thesis deals with the issue of heating sector. The introductory chapters are devoted to the description of the current state of the heating sector in the Czech Republic and the EU, including the currently valid regulatory and environmental aspects of the heating industry. Emphasis is placed primarily on describing the importance and current problems that this sector must face. At the end of this theoretical part, the Czech heating sector is set in the context of the EU and its possible future development is discussed. The main goal of this work is, in connection with the findings from the introductory chapters, to optimize the source base on a selected district heating system in the Czech Republic. The technical conditions and the current state of the heating system are respected, the description and analysis of which is given in a separate chapter. The optimization is performed using a compiled optimization model of linear programming, whose logic for selecting the optimal operating mode is based on maximizing the difference between revenues and variable costs from the operation of individual sources of the combined heat and power plant. From the technical and economic point of view, the optimization is evaluated for one hour of operation of the combined heat and power plant in time sections 2021, 2025 and 2030 for the summer, transitional and winter periods. The period differs from each other by the supplied heat output from the combined heat and power plant sources to the district heating system. Emphasis is placed primarily on the discussion and determination of the input economic factors of the model, the variability of which is considered for the year 2021 in the form of established scenarios. By evaluating the optimization for individual seasons and set scenarios of input commodity prices, the functionality of the compiled model is demonstrated, the potential of which lies in the ability to respond to input variability (especially prices of commodities on the daily market) and maximize the economic effect of the combined heat and power plant operation. Furthermore, changes in the use of the resource base are also observed. The future development of economic and technical factors is also discussed, which is considered in the prospective optimization in time sections 2025 and 2030. The conclusion of the work is devoted to a summary and comparison of optimization results.

Key words

heating sector, optimization, linear programming, district heating system, gas engine, cogeneration unit, coal boiler, steam generator, consumption diagram, operating modes, economics of operation, price of commodities, emission allowance, price regulation, environmental regulation, current problems of heating sector, technological equipment, combined heat and power generation, power balancing services

Seznam použitých zkratk a symbolů

°C	Stupeň Celsia
aFRR	Záloha pro regulaci výkonové rovnováhy s automatickou aktivací
BAT	Nejlepší dostupné techniky
BM	Biomasa
BREF	Referenční dokumenty o BAT
CEP	C-Energy Planá
CO	Oxid uhelnatý
CO ₂	Oxid uhličitý
CZT	Centrální zásobování teplem
ČR	Česká republika
DS	Distribuční soustava
DT	Denní trh
ERÚ	Energetický regulační úřad
EU	Evropská unie
EU ETS	Systém emisního obchodování s povolenkami na emise skleníkových plynů
EUR	Euro
GJ	Gigajoule
HCl	Sloučeniny chloru
HF	Sloučeniny fluoru
HRSG	Parní kotel na odpadní teplo
hod. EBITDA	Ekonomický ukazatel pro vyhodnocení optimálního provozního režimu zdrojů
HU	Hnědé uhlí
HV	Horká voda
HVB	Hlavní výrobní blok
Kč	Koruna česká
kJ	Kilojoule
KO	Kondenzačně odběrová turbína
KVET	Kombinovaná výroba elektřiny a tepla
m ³	Metr krychlový
MARI	Platforma pro výměnu regulační energie z ručně ovládaného procesu obnovy frekvence a výkonové rovnováhy
mFRR	Zálohy pro regulaci výkonové rovnováhy s manuální aktivací
MJ	Megajoule
MPO	Ministerstvo průmyslu a obchodu

MTG	Motorgenerátor
MWh	Megawatthodina
NKEP	Národní klimaticko-energetický plán
NO _x	Oxidy dusíku
OTE	Operátor trhu s elektřinou a plynem
OTV	Ohřev teplé vody
OZE	Obnovitelné zdroje energie
P _{DG}	Diagramový bod
PICASSO	Platforma pro výměnu regulační energie z automaticky ovládaného procesu obnovení frekvence a výkonové rovnováhy
PM	Plynový motor
POZE	Podporované zdroje energie
PpS	Podpůrné služby
PS	Přenosová soustava
PXE	Power Exchange Central Europe (burza)
RCHS	Redukční chladicí stanice
RK	Roštový kotel
RO	Regulovaný odběr
RZ	Regulační záloha
SCR	Selektivní katalytická redukce
SD	Severočeské doly a.s.
SK	Solární kolektor
SO ₂	Oxid siřičitý
SVJ	Společenství vlastníků jednotek
SVR	Služby výkonové rovnováhy
TČ	Tepelné čerpadlo
TČB	Teplárna České Budějovice
TG	Turbogenerátor
TJ	Terajoule
TO	Topný olej
TTA	Teplárna Tábor
TZL	Tuhé znečišťující látky
VDT	Vnitrodenní trh
VEP	Vedlejší energetické produkty
ZEVO	Zařízení pro energetické využití odpadů
ZP	Zemní plyn

Obsah

1. Úvod	11
2. Vymezení pojmů	13
3. Teplárenství v ČR a EU.....	14
3.1. Popis sektoru teplárenství	14
3.2. Současný stav teplárenství v ČR i EU.....	15
3.2.1. Zdrojová základna soustav CZT	17
3.3. Regulace teplárenství v ČR.....	18
3.3.1. Cenová regulace a regulace vstupu na trh.....	18
3.3.2. Enviromentální regulace	20
3.4. Význam a současné problémy teplárenství v ČR.....	23
3.5. Teplárenství ČR v evropském kontextu.....	26
3.6. Budoucí vývoj teplárenství v ČR a EU	29
3.7. SWOT analýza teplárenství.....	30
4. Popis a analýza současného stavu vybrané teplárenské soustavy	32
4.1. Popis současné situace	32
4.2. Výrobně-technická část teplárenské soustavy.....	33
4.2.1. Popis hlavních technologických zařízení	33
4.2.2. Ekologie	36
4.2.3. Palivová základna.....	37
4.2.4. Výroba a dodávka elektřiny	38
4.2.5. Výroba a dodávka tepla.....	40
4.3. Soustava zásobování teplem	41
5. Návrh zdrojové základny a optimalizace provozu teplárenské soustavy	43
5.1. Popis procesu optimalizace	43
5.2. Popis vstupních předpokladů	44
5.3. Optimalizační model	47
5.4. Vstupy modelu	50
5.4.1. Emisní povolenky za produkci CO ₂	50
5.4.2. Zemní plyn	51
5.4.3. Biomasa.....	52
5.4.4. Hnědé uhlí.....	53
5.4.5. Silová elektřina.....	53
5.4.6. Provozní podpora elektřiny z KVET.....	55
5.4.7. Služby výkonové rovnováhy.....	56
5.5. Návrh zdrojové základny	57

5.5.1.	Výsledky optimalizace pro scénář A.....	60
5.5.2.	Výsledky optimalizace pro scénář B.....	62
5.5.3.	Výsledky optimalizace pro scénář C.....	64
5.5.4.	Shrnutí výsledků a citlivostní analýza na vybrané vstupy pro scénář C	66
6.	Budoucí výhled optimalizace provozu teplárny pro roky 2025 a 2030.....	69
6.1.	Uvažované změny na straně teplárny.....	69
6.2.	Uvažovaný vývoj ekonomických vstupů	70
6.2.1.	Emisní povolenky za produkci CO2	70
6.2.2.	Biomasa.....	71
6.2.3.	Silová elektřina.....	71
6.2.4.	Zemní plyn	73
6.2.5.	Provozní podpora elektřiny z KVET.....	73
6.2.6.	Služby výkonové rovnováhy.....	73
6.3.	Výsledky optimalizace pro rok 2025	76
6.4.	Výsledky optimalizace pro rok 2030	78
6.5.	Shrnutí výsledků	80
7.	Závěr.....	82
	Seznam použité literatury.....	86
	Seznam obrázků	90
	Seznam tabulek	90
	Seznam grafů.....	90
	Seznam rovnic.....	91
	Příloha A – proměnné optimalizačního modelu.....	92

1. Úvod

V České republice je teplárenství významným energetickým odvětvím s dlouholetou tradicí v zásobování teplem průmyslových podniků i domácností. O jeho významnosti nemůže být pochyb, jelikož formou centrálního zásobování teplem jsou v současné době zajišťovány tepelné potřeby zhruba čtyř milionů obyvatel ČR a významného podílu průmyslových podniků. [1] Význam ale netkví pouze v dodávkách tepla. Formou kombinované výroby elektřiny a tepla je také pokrývána výrazná část spotřeby elektřiny (cca 16 % tuzemské spotřeby), přičemž současně dochází k vysokému stupni využitelnosti energie paliva.

Vznik prvních lokálních soustav centralizovaného zásobování tepelnou energií se v ČR datuje již k 20. letům 20. století. Vznikalo mnoho systémů centrálního zásobování teplem (CZT) v různé podobě, kterou ovlivňovaly zejména lokální podmínky. V posledních dekádách došlo také k modernizaci i znatelné ekologizaci tepláren, kdy za zmínku stojí např. odsiřování, odprašování a denitrifikace spalin uhelných kotlů či přechod na horkovodní soustavy. Teplárenství tak od svého počátku prošlo mnoha změnami, přičemž jedné z největších změn a výzev musí čelit právě nyní. Dochází totiž vlivem evropské klimatické politiky k potřebě poměrně rychlé transformace teplárenského sektoru, která je charakterizována přechodem tepláren a vytopen na nové, uhlíkově méně náročné či dokonce neutrální zdroje energie, tj. k dekarbonizaci. Tím, že dojde k odklonu od hojně užívaného hnědého uhlí, však teplárenství v ČR ztratí jeden ze svých základních významů, kterým je efektivní využívání lokálně dostupného energetického zdroje. Nutno podotknout, že v současné době stále platí, že se teplárenství v ČR bez hnědého uhlí neobejde.

Právě stále se zrychlující požadavek dekarbonizace v kombinaci s dalšími environmentálními či cenovými regulatorními opatřeními však teplárny v ČR vystavují do těžké ekonomické situace, která už není řešitelná pomocí zvýšení ceny prodávaného tepla. Mohlo by totiž dojít k masivnímu odpojování zákazníků, v důsledku toho ke snížení spotřeby a dalšímu zvyšování cen z důvodu pokrývání fixních nákladů menším počtem odběratelů. Současná neřešená situace, tedy bez vnější pomoci od státu, může vyústit v závažný problém, jehož důsledkem může být až rozpad soustav CZT a přechod zákazníků na lokální způsob vytápění tam, kde je to technicky možné. V současnosti se tedy teplárenství v ČR nachází v nelehké situaci, se kterou si prozatím musí poradit většina tepláren bez vnější pomoci. Výhledově by s tíživou situací v odvětví měly pomoci dotační prostředky z Modernizačního fondu, Fondu pro spravedlivou transformaci, Národního plánu obnovy a rovněž nastavení nových schémat provozní podpory elektřiny z vysokoúčinné KVET pro zdroje nad 1 MWe prostřednictvím novelizace zákona č. 165/2012 Sb.

S ohledem na nastíněné problémy se nabízí zásadní otázky. Jakým způsobem zajistit provoz soustav CZT do budoucna a jakým optimálním způsobem z daného teplárenského zdroje v současnosti i v budoucnu zásobovat danou soustavu teplem? I těmito otázkami, tedy jakým

způsobem provozovat soustavu CZT a teplárenský zdroj za současných i budoucích podmínek, se tato diplomová práce zabývá, a to na konkrétním případě teplárenské soustavy CZT v ČR.

Úvodní kapitoly práce se věnují důkladnému popisu současného stavu teplárenství v ČR a EU, včetně aktuálně platných regulatorních a environmentálních aspektů teplárenství. Důraz je kladen především na popis významu teplárenství a jeho současných problémů, se kterými se musí tento sektor potýkat. Závěrem této teoretické části je teplárenství v ČR zasazeno do kontextu EU a je diskutován jeho možný budoucí vývoj.

Hlavním cílem této práce je v souvislosti s poznatky z úvodních kapitol na vybrané nově vzniklé teplárenské soustavě CZT v aglomeraci měst Planá nad Lužnicí, Sezimovo Ústí a Tábor, provést návrh a optimalizaci teplárenské soustavy se zaměřením na zdrojovou základnu, kterou tvoří uhelné a plynové kotle, plynové motory a parní turbogenerátor. Respektovány jsou technické podmínky a současný stav teplárenské soustavy, jejichž popisu a analýze je věnována samostatná kapitola.

Optimalizace je provedena pomocí sestaveného optimalizačního modelu lineárního programování, jehož logika pro výběr optimálního provozního režimu je postavena na maximalizaci rozdílu výnosů a variabilních nákladů z provozu jednotlivých zdrojů teplárny při respektování technických omezení a zajištění dodávek tepelného výkonu v podobě horké vody a páry do soustavy CZT. Na straně výnosů je uvažováno s prodejem silové elektřiny a nabídkou služeb výkonové rovnováhy. Na straně nákladů do modelu vstupují ceny hnědého uhlí, biomasy, zemního plynu a emisních povolenek. Ostatní výnosy a náklady jsou pro všechny scénáře a varianty totožné, proto je není třeba za účelem návrhu a volby optimálního provozního režimu teplárny výpočetně řešit. Optimalizace je po technické i ekonomické stránce vyhodnocena pro jednu hodinu provozu teplárny v časových řezech 2021, 2025 a 2030 pro letní, přechodné a zimní období. Období se od sebe liší dodávaným tepelným výkonem ze zdrojů teplárny do soustavy CZT. Důraz je kladen především na diskuzi a stanovení vstupních ekonomických faktorů modelu, jejichž variabilita je pro rok 2021 zohledněna formou stanovených scénářů. Vyhodnocením optimalizace pro jednotlivá roční období a stanovené scénáře cen vstupních komodit je současně demonstrována funkčnost sestaveného modelu, jehož potenciál tkví v možnosti reagovat na proměnlivost vstupů (zejména cen komodit na denním trhu) a maximalizovat tak ekonomický efekt z provozu teplárny. Dále jsou také pozorovány změny ve využití zdrojové základny formou provedených citlivostních analýz na vybrané ekonomické vstupy. Diskuzi je podroben i budoucí vývoj ekonomických i technických faktorů, který je zohledněn ve výhledové optimalizaci v časových řezech 2025 a 2030. Samotný závěr práce je věnován shrnutí a porovnání výsledků optimalizace.

2. Vymezení pojmů

Pojem teplárenství byl v dřívější době úzce spjat s kombinovanou výrobou elektrické energie a tepla, dnes je však tento pojem užíván v daleko obecnějším významu. Jeho definici bychom však v platných legislativních aktech České republiky hledali marně. Z vymezení pojmů uvedených v Zákoně č. 458/2000 Sb. ze dne 28. listopadu 2000 o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (tzv. energetickém zákoně) lze odvodit, že pod označením teplárenství si můžeme představit energetické odvětví, jehož účelem je nejen výroba, ale i dodávka a rozvod tepla nebo chladu¹. [2] Ve většině literatury i v některých statistikách se pod pojmem teplárenství rozumí krytí potřeb tepla prostřednictvím soustav centralizovaného zásobování teplem (CZT). I tato práce, pokud není uvedeno jinak, pracuje s pojmem teplárenství právě ve smyslu „systému centralizovaného zásobování teplem“.

O centralizovaném (též centrálním) zásobování teplem se hovoří v případě, kdy je vyrobené teplo z tepláren a výtopen rozváděno tepelnými sítěmi odběratelů do větších územních celků. Centrálním zdrojem tepla může být jak větší² zdroj (či více větších zdrojů) pro dálkové vytápění, tak menší lokální zdroj. U dálkového vytápění je teplo v podobě páry nebo horké vody rozváděno z tepláren a výtopen tzv. primárními rozvody (primáry) do centrálních výměňkových stanic a odtud buď sekundárními rozvody (obvykle teplovodními) k zákazníkům, nebo do odběrů a výměňkových stanic ve vlastnictví zákazníků napojených přímo na primár. Teplo z menších zdrojů (blokových kotelen) je vedeno přímo k zákazníkům obvykle teplovodními rozvody. Provozovatelem³ zdrojů a rozvodů bývá zpravidla energetický podnik, který též provozuje dispečink a stará se o nepřetržitý chod dodávek tepla zákazníkům. V případě menšího lokálního zdroje mluvíme často o tzv. skupinovém vytápění, kdy je teplo rozváděno pomocí lokálních rozvodů na sídlištích či ve velkých bytových družstvech a většinou pochází z větších kotlů nebo kogeneračních zařízení umístěných u teplem zásobovaného objektu. Provozovatelem zdroje a rozvodů může být městský bytový podnik nebo velké bytové družstvo, které též jistým způsobem kontroluje a řídí dodávky tepla a zasahuje v případě nedodávek. Posledním uváděným způsobem je vytápění individuální (též decentrální či DZT), kdy je zdroj tepla umístěn přímo v místě spotřeby tepla a koncoví spotřebitelé se o zajištění tepla starají sami. Typicky se jedná o vytápění bytových a rodinných domů. V případě bytových domů je vlastníkem výrobního zařízení a rozvodů zpravidla společenství vlastníků, jež je také odpovědné za veškeré dodávky tepla a poruchové stavy ve vytápěném objektu. Stejně tak tomu je i u domácností, kde je vlastníkem a odpovědnou osobou majitel nemovitosti. Výrobním zařízením v DZT nejčastěji bývají kotel na tuhá paliva nebo zemní plyn, elektrokotle či tepelného čerpadla. [4–6]

¹ S ohledem na technologii je dodávka chladu zahrnuta do výroby tepla. Odhadem centrální dodávky chladu v ČR dosahují přibližně 300 až 400 TJ/rok.

² Například v dokumentu Studie stavu teplárenství zpracované pro Ministerstvo průmyslu a obchodu se pod pojmem větší zdroj v tomto smyslu rozumí zdroj s tepelným výkonem větším než 6 MWt. [3]

³ Z hlediska vlastnictví může být provozovatel buď vlastníkem nebo nájemcem (pachtýřem).

3. Teplárenství v ČR a EU

3.1. Popis sektoru teplárenství

Sektor teplárenství respektive centralizované zásobování teplem se v Čechách začal rozvíjet již počátkem 20. let 20. století. Jeho vývoj lze rozdělit do čtyř etap, které jsou každá svým způsobem specifická. První období rozvoje, tedy období do 40. let 20. století, je charakterizováno vznikem prvních teplárenských soustav s městskými teplárenskými zdroji spalujícími tuhá paliva, zejména levné a dostupné tuzemské hnědé uhlí. Soustavy vznikaly zejména z důvodu potřeby velkého množství tepla pro technologické účely průmyslu a pro vytápění nově budovaných bytů v dělnických čtvrtích. Příkladem z tohoto období jsou parní soustavy v Ústí nad Labem, Brně či v Praze. Druhým obdobím je poválečná éra 50. a 60. let, kdy u nás došlo k největšímu rozvoji rozsáhlých teplárenských soustav, a to nejen parních, ale i horkovodních. Důvodem byl rozvoj těžkého průmyslu, který sám o sobě velmi energeticky náročný a také byla potřeba zajistit napájení teplem do oblastí průmyslových čtvrtí a vysoce urbanizovaných aglomerací. Centrální zásobování teplem mělo i svůj ekologický aspekt, kdy bylo možné alespoň část exhalací odvést vysokými komíny pryč z hustě obydlených měst. Vznikaly tak soustavy na Ostravsku, v severních Čechách, v Plzni, Hradci Králové či v Praze. Svou významnou roli sehrála i tehdejší národní politika, která preferovala velké stavby na úkor menších. Z tohoto důvodu tak v tomto období vznikalo i nejvíce velkých systémových elektráren. V 70. a 80. letech, tedy ve třetím období, byl rozvoj teplárenství ovlivněn nejen průmyslem, jako tomu bylo dříve, ale také budováním panelových sídlišť a nástupem nových paliv (zemní plyn, topný olej). Využití právě zemního plynu na výrobu tepla bylo umožněno díky zprovoznění prvního mezinárodního plynovodu dopravující na území ČR plyn z tehdejšího Sovětského svazu.[7] Během tohoto období vznikalo mnoho sídlištních energeticky velmi náročných výtopen. Důvodem takových staveb byl nedostatek finančních prostředků. Ve čtvrtém období, tedy v 90. letech 20. století a 1. desetiletí 21. století již nedochází k zakládání nových soustav CZT, ale k postupné modernizaci a ekologizaci prvků soustav, příkladem může být odsiřování kotlů, předizolace potrubních systémů, nástup fluidních kotlů či přechod na horkovodní soustavy. Ekologizace i modernizace byly prováděny v souvislosti se zaváděním nových energetických zákonů a s procesem tvoření vazeb naší legislativy s legislativou EU, která klade důraz především na efektivnější získávání energie. Teplárenství se v tomto čtvrtém období vyznačuje velkým množstvím malých, střední a velkých výrobních zdrojů, které byly v 90. letech převážně privatizovány. Teplárny a výtopy se tak dostaly do rukou obchodních společností a města a obce ve většině případů ztratily dohled nad cenami za dodávky tepelné energie. [8, 9]

Do dnešní doby se nám tak díky dlouholetému historickému vývoji teplárenského sektoru zachovaly rozmanité a rozsáhlé soustavy zásobování tepelnou energií, které se liší svou

robustností, velikostí výrobních zdrojů, používanými technologiemi, používanými výrobními surovinami nebo připojeným počtem zákazníků. Obecně se dá říct, že všechny tyto lokální odlišnosti dělají každou ze soustav CZT jedinečnou. Vzhledem k charakteru a rozsahu soustav lze v mnoha lokalitách považovat tyto soustavy za přirozené lokální monopoly. Vzhledem k omezenosti zdrojů v soustavě je volba jiného dodavatele prakticky nemožná a zajištění jiného způsobu vytápění, odpojením se od zásobované soustavy, může být v některých případech velmi obtížné. Z důvodu omezenosti konkurence ve většině těchto lokalit, kterou pro velké teplárenské zdroje představuje individuální vytápění, nedostatečnosti soutěžního prostředí a nutné ochrany spotřebitele bylo nutností zavést počátkem 1. desetiletí 21. století regulaci vstupu na trh udělováním licencí na výrobu nebo rozvod tepelné energie a regulaci cen. Ve veřejném zájmu tyto činnosti provádí Energetický regulační úřad (ERÚ) (podrobněji viz kapitola 3.3.1). Vzhledem k výraznému omezení konkurence⁴ v teplárenství není liberalizace jako v elektroenergetice či plynárenství možná. Trh s teplem má na rozdíl od zmíněných odvětví výrazně lokální charakter a neexistuje zde žádná tržní velkoobchodní forma, na které by mohlo probíhat obchodování s teplem. [10]

Česká legislativa vymezuje na současném trhu s teplem v podstatě tři účastníky, nad kterými je postaven jakožto vyšší orgán Energetický regulační úřad. Prvním z účastníků je **výrobce tepelné energie**. Tento subjekt je držitelem licence na výrobu tepelné energie a je současně provozovatelem energetického zařízení dodávající tepelnou energii, kterou dodává jiné osobě. Jeho činností by podle Vnitrostátního plánu České republiky v oblasti energetiky a klimatu (NKEP) měly být zajištěny takové vstupní podmínky, aby jeho podnikání v teplárenském sektoru bylo předvídatelné a v konečném důsledku realizováno se ziskem. Druhým účastníkem trhu je **distributor tepelné energie**, jež má vlastnické nebo užívací právo k rozvodnému zařízení tepelné energie, kterou dopravuje nebo transformuje a dodává k dalšímu využití jinému subjektu, zpravidla zákazníkovi. Třetím podstatným účastníkem je právě **zákazník**, který nakupuje tepelnou energii pro její konečné využití. Podle NKEP by primárním cílem uživatelů sektoru teplárenství, zákazníků, mělo být především zajištění stabilních dodávek tepelné energie. [11]

3.2. Současný stav teplárenství v ČR i EU

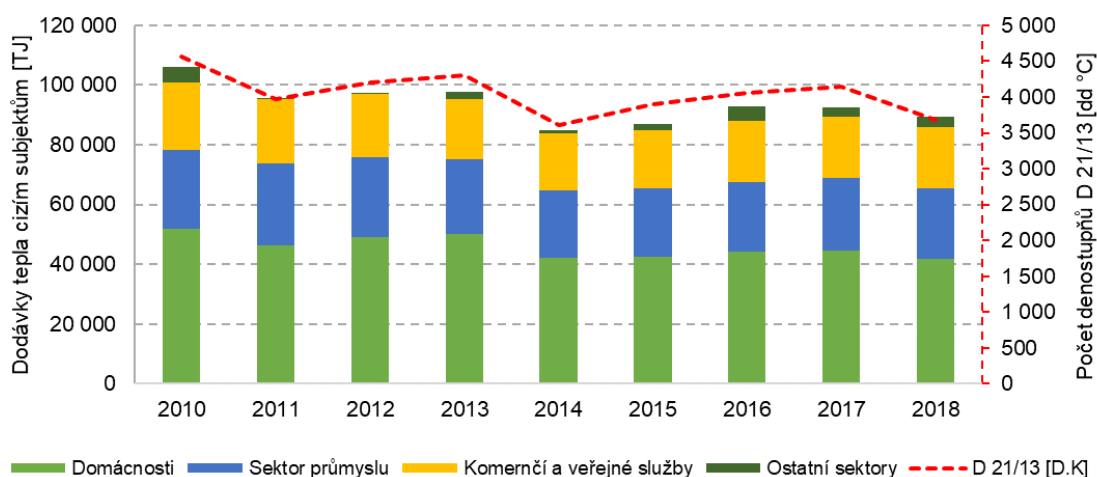
Teplárenství v ČR formou soustav CZT v současné době zajišťuje tepelné potřeby pro přibližně 1,7 mil. domácností, což je v přepočtu cca 4,1 milionu lidí. To v republikovém kontextu činí přibližně 40 % domácností, respektive 70 % bytů v bytových domech. [12] Dále také zajišťuje teplo pro významný počet podniků a institucí. V současné době se centrální zásobování teplem podílí zhruba třetinou na celkové výrobě tepla pro potřeby ČR. Zbylou část výroby

⁴ V současné době již přeci jen konkurence existuje a řada provozovatelů CZT se s ní musí potýkat i přes stále platná regulatorní pravidla. Mezi hlavní konkurenty patří plynové kotle anebo tepelná čerpadla.

zajišťuje vytápění individuální. [13] Úvodem této části je třeba zmínit, že v České republice existují dva zdroje statistických dat: ERÚ a MPO. Statistická data od ERÚ jsou kompletnější a obsahují i centrálně vyrobené teplo, které nejde do soustav CZT. Naproti tomu MPO má v některých ohledech větší míru detailu.

V roce 2019 bylo výrobními zdroji v soustavě CZT vyrobeno celkem 161,65 TJ tepla brutto, což je oproti roku 2018 pokles o 0,8 %. Netto výroba po odečtení technologické vlastní spotřeby tepla byla 152,25 PJ. Z této hodnoty bylo 52,1 PJ (32 %) spotřebováno pro dodávky tepla ve vlastním podniku a 12,38 PJ (8 %) představovaly ztráty. Dodávky tepla cizím subjektům tak z celkové brutto výroby představovaly 87,54 PJ (54 %), což je oproti roku 2018 pokles o 1,7 %. [14] Meziroční pokles dodávek tepla navazuje na trend uplynulých let, kdy za poslední desetiletí je spotřeba tepla setrvale mírně klesající a již od roku 2016 dochází každoročně pouze k poklesu. Je to dáno nižší poptávkou po teple jak průmyslových odvětví (investice firem do energetických úspor), tak domácností, kde hraje velkou roli zateplování domů, odpojování se od soustav CZT, instalace měřících a regulačních přístrojů nebo rostoucí cena tepla. Nad všemi těmito důvody je i vliv teplejšího počasí v uplynulých letech a klesající počet denostupňů. Následující Graf 1 ukazuje vývoj dodávek tepla a denostupňů v uplynulých letech 2010–2018. Současně graf zobrazuje, jak se vyvíjela skladba dodávek tepla. V roce 2019 bylo nejvíce dodaného tepla spotřebovaného v domácnostech (42 %), následované průmyslem (28 %) a sektorem služeb (23 %)⁵. Ještě je třeba zmínit, že do spotřeby průmyslu se v tomto případě nezahrnuje spotřeba závodních energetik do samotné výrobní firmy, proto je výsledné číslo v porovnání s domácnostmi nižší. [1]

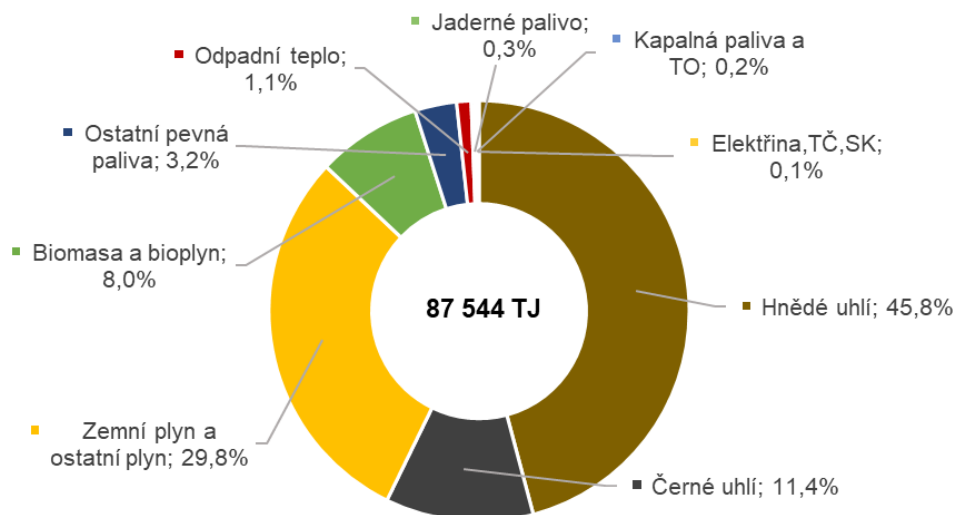
Graf 1: Vývoj dodávek tepla cizím subjektům [TJ] a počtu denostupňů D 21/13 mezi lety 2010-2018, Zdroj dat: MPO [15]



⁵ Je třeba zmínit, že tato čísla pocházejí ze statistik ERÚ a mohou se tak lišit od čísel zobrazených v grafu, protože jejich zdrojem je MPO a statistiky obou útvarů se zcela neshodují.

Dodávané teplo je i přes nucený útlum emisí stále z více jak poloviny vyráběno z hnědého a černého uhlí (především ve velkých zdrojích), doplňuje ho necelá třetinová výroba ze zemního plynu (dominantní především v menších soustavách s blokovými kotelny) a ostatních plynů. Dalších přibližně osm procent tvoří biomasa a bioplyn a zbylých pět procent výroba ze zařízení pro energetické využití odpadů (ZEVO), druhotných zdrojů energie a ostatních paliv, včetně jaderného paliva. Tyto skutečnosti přehledně a v detailu zobrazuje následující Graf 2.

Graf 2 Podíl paliv na dodávkách tepla cizím subjektům v roce 2019, zdroj dat: ERÚ [14]

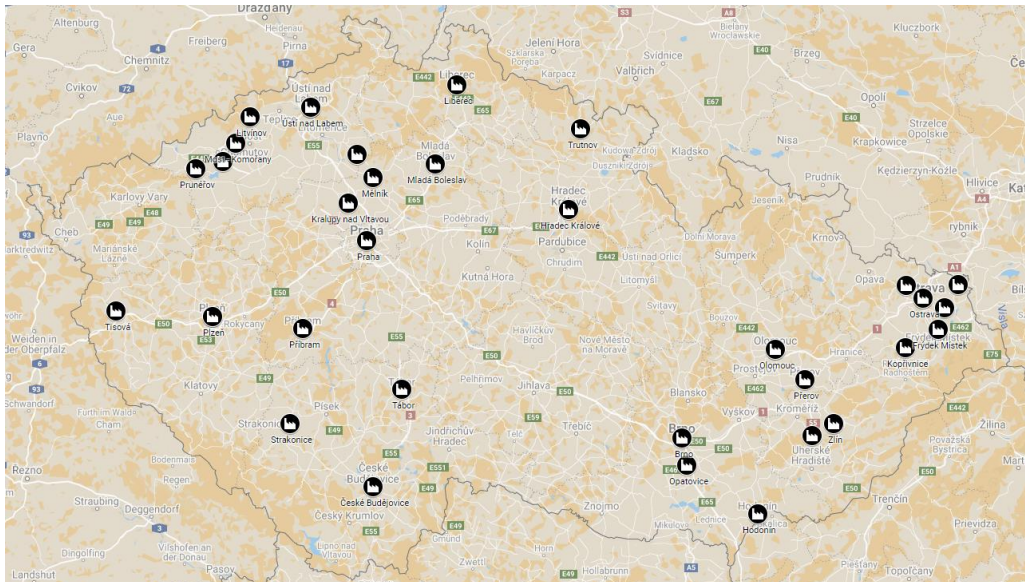


Teplo vyrobené v systému CZT pocházelo v roce 2019 v převážné míře z KVET (65 % z netto výroby tepla). Nejvíce tepla z KVET se vyrobilo z hnědého uhlí (54,9 %), dále z biomasy (12,9 %), a zemního plynu (11,6 %). Nízký podíl užitečného tepla ze zemního plynu na teple netto (38 %) je způsoben vyšším počtem výtopen na zemní plyn než kogeneračních jednotek. V roce 2019 bylo vyrobeno o 2,9 % méně tepla z KVET než v roce 2018. [14] O tom, že teplárenství je úzce spjato se sektorem elektroenergetiky mluví fakt, že kombinovaná výroba elektřiny a tepla se podílela v roce 2019 na 11,4 % celkové brutto výroby elektřiny v ČR, což v absolutní hodnotě činí 9,9 TWh.

3.2.1. Zdrojová základna soustav CZT

V současné době je v ČR dle dat MPO [15] evidováno přes 2 000 licencovaných provozoven tepla, tzn. výtopenských a teplárenských zdrojů s celkovou délkou tepelných sítí spadajících pod licenci pro rozvod tepla 7,5 tis. km. Z tohoto čísla je přibližně 1,4 tis km rozvodů parních, 3,4 tis. km rozvodů teplovodních a 2,6 tis km rozvodů horkovodních. Celkově je v ČR 2 300 lokalit rozvodu tepelné energie. Významnost odvětví podtrhuje i fakt, že v ČR je evidováno 662 firem s licenci na výrobu tepelné energie a 647 firem s licenci na rozvod. Nejvýznamnější soustavy centrálního zásobování teplem v ČR s přenosovou kapacitou nad 200 MWt zobrazuje

následující Obrázek 1 [15]. Rozložení výrobních zdrojů na mapě dokládá historický vývoj soustav v okolí uhelných pánví. Za zmínku stojí zejména severočeská pánev s evidovanými ložisky hnědého uhlí v Ústeckém kraji, česká část hornoslezské pánve s evidovanými ložisky černého uhlí v Moravskoslezském kraji (kde dochází k útlumu těžby) a mšenská část mšensko-roudnické pánve také s ložisky černého uhlí ve Středočeském kraji (kde se již netěží).



Obrázek 1: Přehled soustav CZT v ČR s přenosovou kapacitou vyšší než 200 MWt, vytvořeno v aplikaci: Google MyMaps, zdroj dat: MPO

3.3. Regulece teplárenství v ČR

Tato kapitola se blíže věnuje státnímu regulatornímu rámci a základním legislativním opatřením, která ovlivňují podnikání v sektoru teplárenství v ČR. S ohledem na vybranou teplárenskou soustavu CZT, které se tato práce později detailně věnuje, jsou primárně řešena pouze ta nejdůležitější regulatorní a legislativní opatření, které mají přímé dopady na chod vybrané soustavy. Cílem této kapitoly tedy není objasnit veškerou problematiku regulace v teplárenství.

3.3.1. Cenová regulace a regulace vstupu na trh

Jak bylo uvedeno v kapitole 3.1, většina soustav CZT v ČR je svojí podstatou přirozeným monopolem. Z tohoto důvodu bylo potřeba zavést regulaci vstupu na trh udělováním licencí na výrobu nebo rozvod tepelné energie a regulaci cen. V ČR zastává na základě zákona č. 458/2012 Sb. ze dne 28. listopadu 2000, tzv. energetického zákona⁶, roli národního regulátora **Energetický regulační úřad** (dále ERÚ). Tento útvar uděluje licence na výrobu nebo rozvod tepelné energie a dále stanovuje ceny tepla v jednotlivých soustavách formou tzv. věcného usměrňování cen.

⁶ Energetický zákon upravuje mimo jiné základní pojmosloví v teplárenském sektoru a upravuje vztahy mezi účastníky trhu.

Způsob věcného usměrňování cen vychází z vyhlášky č. 194/2015 Sb. o způsobu regulace cen a postupech pro regulaci cen v elektroenergetice a teplárenství. Z vyhlášky vyplývá, že do ceny tepla pro zákazníky se mohou promítnout ekonomicky oprávněné náklady na zajištění spolehlivého, bezpečného a efektivního výkonu licencované činnosti, dále odpisy a přiměřený zisk zajišťující návratnost realizovaných investic do zařízení sloužících k výkonu licencované činnosti a oprávnění náklady na zvyšování energetické účinnosti při výstavbě a provozu distribučních soustav. [16]

Platná podrobná pravidla, co lze a nelze do ceny tepla zahrnout, jsou zveřejňována v Cenových rozhodnutích ERÚ. Na základě těchto pravidel pak každý z provozovatelů provede kalkulaci ceny a informaci o ceně dále předá zákazníkům. Obecně tento proces probíhá tak, že dodavatel tepla v prosinci roku t-1 zkalkuluje na základě odhadu nákladů, výnosů z prodeje tepla a tedy zisku tzv. „předběžnou cenu“. Na základě této ceny dodavatel vybírá zálohy nebo si nechává platit za skutečně odebrané množství tepla. Po skončení roku t, typicky v první polovině ledna roku t+1, dodavatel zkalkuluje na základě skutečných nákladů, výnosů z prodeje tepla a tedy zisku tzv. „konečnou cenu“. Na základě této konečné ceny a naměřené spotřeby dodavatel provede roční vyúčtování. [6]

Aktuální cenové rozhodnutí pro rok 2021 vyšlo až po sedmi letech od posledně platného z roku 2013 (krom rozhodnutí reagujících na zvyšování cen emisních povolenek), čímž ERÚ reaguje na současný vývoj na trhu s teplem. Vývoji v teplárenství se věnuje dokument ERÚ s názvem Nová koncepce regulace teplárenství [17], která poukazuje na to, že stávající přístup k regulaci již nedopovídá požadavkům trhu. Cílem ERÚ je, aby nedocházelo k masivnímu odpojování zákazníků od CZT, jelikož stejně jako jiné strategické dokumenty energetické politiky státu, vnímá centrální zásobování jako ekologickou a nejefektivnější variantu a v obecném zájmu tedy je jeho další fungování. Z tohoto důvodu je třeba dát dodavatelům více prostoru, aby mohli reagovat na zvyšující se požadavky zákazníků a nabídnout cenu tepla jimi akceptovatelnou. Změny vyplývající ze zmíněné koncepce budou rozděleny do dvou etap. Méně náročná část změn je již součástí cenového rozhodnutí pro rok 2021. Nejvýznamnější změny se týkají tvorby kalkulace předběžné ceny tepla, která se podle ERÚ bude tvořit na základě odběrů zákazníků z předchozích tří až pěti let, přičemž zohlední změny na straně zákazníka (zateplení, odpojení či připojení nových odběratelů). Dále se jedná například o vymezení ekonomicky oprávněných nákladů, které od roku 2021 bude možné uplatnit v ceně tepla. Konkrétně se jedná o změny v limitech pro uplatnění ceny emisních povolenek a také společné náklady při KVET. Náklady při KVET již dále nebude možné dělit kalorickou (termodynamickou) metodou, ale jednou ze tří metod určených ERÚ: produktová, referenční cenová a metoda poměru dodaného a vyrobeného tepla. V roce 2021, jakožto v přechodném období, bude moci výrobce uplatnit stále vlastní metodu. Zbylé a složitější zásahy do systému regulace budou uplatněny od roku 2022. Od tohoto

období plánuje ERÚ rozdělit trh na dvě skupiny zákazníků, ke kterým bude z hlediska regulace přistupovat odlišně. První skupinou budou tzv. chránění zákazníci (domácnosti, bytová družstva, SVJ, drobní živnostníci), kteří jsou ze své pozice vůči dodavateli více ohroženi. Druhou skupinou zákazníků budou tzv. oprávnění zákazníci (všichni, kteří nespádají do první skupiny), pro které bude uplatňovat určitou míru deregulace. Dodavatel by tak měl získat lepší možnost reagovat na potřeby trhu. Další významnou chystanou změnu od roku 2022 je uznání nákupu emisních povolenek jakožto palivového nákladu a přesná definice pojmu přiměřeného zisku, která by měla vést k přesnějšímu stanovení jeho výše. [17]

3.3.2. Enviromentální regulace

Tato podkapitola se věnuje regulaci velkých teplárenských zdrojů (nad 20 MWt) z hlediska ochrany ovzduší a emisí znečišťujících látek a z hlediska ochrany klimatu, tedy emisí skleníkových plynů a také dopadům, které z regulace přímo vyplývají.

Ochrana ovzduší (Směrnice o průmyslových emisích)

Prvním důležitým legislativním dokumentem ovlivňující provoz teplárenských zdrojů v soustavách CZT je **Směrnice 2010/75/EU o průmyslových emisích (integrováné prevenci a omezování znečištění)**. V této směrnici jsou uvedeny pravidla týkající se integrované prevence a omezování znečištění vznikajícího v důsledku průmyslových činností. Regulace průmyslových činností ve vztahu k životnímu prostředí, tzv. integrovaná prevence, má za úkol zabránit preventivním způsobem volbou vhodných výrobních postupů znečištění již před jeho vznikem, čímž dochází k úspoře nákladů na koncové technologie, spotřebovávaných surovin a energii. Znečištění by se mělo předcházet použitím tzv. nejlepších dostupných technik (BAT), které jak uvádí zdroj [18], zahrnují výrobní postupy nejvíce ohleduplné k životnímu prostředí, a které jsou aplikovatelné za standardních technických a ekonomických podmínek. Souhrn BAT je uveden v referenčních dokumentech o BAT, tzv. BREF, které připravuje Evropská komise ve spolupráci s členskými státy. Prakticky se tento princip uplatňuje při integrovaném povolování teplárenských zařízení o jmenovitém tepelném příkonu vyšším než 50 MWt. Důsledkem tohoto principu jsou pro spalovací zdroje nemalé investice do ekologizačních zařízení (filtry, odlučovače aj.). Podle Teplárenské sdružení ČR si investice do ekologizačních opatření za posledních 5 let vyžádaly přes 21 mld. Kč. [13]

Aktuálně platné limity pro emise stanovené podle BREF vešly v EU v platnost k lednu roku 2016 a jsou uvedeny v Příloze výše zmíněné směrnice. Do naší legislativy se integrovaly skrze **Vyhlášku č. 415/2012 Sb. o přípustné úrovni znečišťování a jejím zjišťování** a o provedení některých dalších ustanovení zákona o ochraně ovzduší. Díky Přechodnému národnímu plánu ČR byla posunuta jejich platnost pro většinu zdrojů v ČR až na 1. července 2020. Tyto limity však

nezůstanou v platnosti dlouho, jelikož od poloviny roku 2021 budou muset elektrárny a teplárny plnit standardy nové. Tyto zpřísněné emisní standardy pro velká spalovací zařízení o tepelném příkonu vyšším než 50 MWt jsou publikovány v **Prováděcím rozhodnutí Komise EU 2017/1442** ze dne 31. července 2017, kterým se **stanoví závěry o nejlepších dostupných technikách** podle směrnice Evropského parlamentu a Rady 2010/75/EU pro velká spalovací zařízení. Další publikace nových emisních standardů (závěrech o BAT) by měla být zveřejněna v roce 2024. Současné i budoucí emisní limity⁷ po spalovací zařízení o celkovém jmenovitém tepelném příkonu 50-100 MWt využívající černé a hnědé uhlí a další pevná paliva uvádí následující Tabulka 1. Uvedené hodnoty jsou převzaty z aktuálního znění výše zmíněné vyhlášky č. 415/2012 Sb.

Tabulka 1: Současné a budoucí emisní limity pro velká spalovací zařízení o tepelném příkonu 50-100 MWt spalující tuhá fosilní paliva, Zdroj dat: [19]

Polutant (mg/m ³)	SO ₂	NO _x	TZL	CO	rtuť	HCl	HF
Současné limity	400	300*	30	250	-	-	-
Limity platné od 1. 8. 2021	150-360	100-270	2-18	30-140	1-5**	2-10	1-6

* 450 v případě spalování práškového hnědého uhlí

** uvedená hodnota je v µg/m³

Z uvedené tabulky je patrné, že nové emisní limity přinesou zpřísnění stávajících emisních limitů týkající se látek oxidu siřičitého SO₂, oxidu dusnatého a dusičitého NO_x, tuhých znečišťujících látek TZL a oxidu uhelnatého CO a navíc zavedení sledování dalších znečišťujících látek jako jsou plynné sloučeniny chloru HCl a fluoru HF nebo rtuť. Těmito hodnotami dala EU najevo pokračování odklonu od uhlí. Z objektivního hlediska znečišťování ovzduší v ČR, je zpřísnování emisních limitů pro velké spalovací zdroje spíše politickým krokem. Pokud totiž pro příklad srovnáme podíl na znečišťování venkovního ovzduší prachem frakce PM_{2,5} v ČR z roku 2016, dozvíme se, že největším znečišťovatelem byly domácnosti s téměř 75% podílem a energetika a výroba tepla se podílela pouze z 3,6 %⁸. Nemluvě o tom, že domácí kotle nejsou žádným způsobem monitorovány co se týče jak emisí, tak kvality spalovaného paliva. [13] Ačkoliv se tedy na emisích nejvíce podílí domácnosti, nejvíce financí vynakládají větší výrobci.

Ochrana klimatu (Směrnice o vytvoření systému pro obchodování s povolenkami)

Druhým velice důležitým legislativním dokumentem ovlivňující provoz teplárenských zdrojů v soustavách CZT je **Směrnice Evropského parlamentu a Rady 2003/87/ES o vytvoření systému pro obchodování s povolenkami na emise skleníkových plynů**. Na základě tohoto dokumentu vznikl největší systém emisního obchodování s povolenkami na emise skleníkových plynů (EU ETS), do kterého je zapojena jako členský stát EU i ČR. V ČR je EU ETS zakotven

⁷ tj. koncentrace znečišťujících látek odcházejících do ovzduší

⁸ Toto srovnání slouží pouze jako ilustrativní extrémní příklad. Pokud bychom se podívali na jiný zdroj emisí, například NO_x, poměr by v tomto případě mohl být opačný v neprospěch velkých spalovacích zdrojů.

v zákoně č. 383/2012 Sb., jenž uvádí, na jaká zařízení se systém vztahuje a jaká jsou práva a povinnosti jejich provozovatelů. Obchodování s emisemi je nástroj EU motivující finančním způsobem firmy ke snižování emisí skleníkových plynů (dekarbonizaci) formou tržního přístupu, kdy jednotlivé firmy musí držet takový počet povolenek, který odpovídá jejich vypouštěným emisím skleníkových plynů. Firmy, které mají potřebu zvýšit objem vypouštěných emisí si musí koupit povolenky od ostatních firem, které vyžadují povolení méně. Povolenky mohou být nakoupeny na trhu nebo v aukci a jejich cena se tak mění podle tržních pravidel. Rejstřík povolenek spravuje národní útvar OTE, a.s. [20]

V současné době do systému EU ETS spadají spalovací zdroje o celkovém jmenovitém tepelném příkonu přesahující 20 MWt. V oblasti elektroenergetiky a teplárenství to znamená, že do systému EU ETS spadá na 250 subjektů. V současné době se EU ETS nachází již ve čtvrtém obchodovacím období, které bude trvat až do roku 2030. Období se vyznačuje přechodným přidělem povolenek ze 30 % kalkulovaného přidělu do roku 2026, poté snižování až na 0 % v roce 2030. U dílčích zařízení zapojených v CZT však podle Metodického pokynu vydaného MPO [21] zůstane přidělování emisních povolenek na 30 % i po roce 2026.

Cena povolenky se výrazně projevuje do provozních nákladů teplárenských zdrojů spalující tuhá fosilní paliva, jelikož jedna emisní povolenka na vypuštění jedné tuny CO₂ připadá zhruba na jednu tunu spáleného uhlí. Náklad na povolenky tak již v mnoha případech překračuje náklady na uhlí samotné. To samozřejmě vede k tomu, že s postupným snižováním bezplatného přidělu emisních povolenek a jejich rostoucí cenou, dochází k odstavování nejstarších a nejméně účinných zdrojů v soustavě, jejichž provoz už ekonomicky nedává smysl a naplňují se tak cíle EU ohledně dekarbonizace. Pro sektor teplárenství, který je v ČR stále postaven převážně na spalování uhlí, je tak cena emisní povolenky klíčovým faktorem. V případě svého rychlého růstu to může být pro sektor likvidační, protože zdroje jednoduše nestihnou přejít na jiné méně emisní palivo, kterým může být biomasa, zemní plyn nebo odpady. Dle cenového rozhodnutí ERÚ se pouze část nákladů na nákup povolenky projeví i v ekonomicky oprávněných nákladech, což vede ke zvýšení výsledné ceny tepla pro koncové zákazníky⁹. Vlivem těchto faktorů tak dochází k nepokrytí provozních nákladů tepláren a vlivem zvýšené ceny tepla pro zákazníky i k jejich odpojování od soustavy a přechod na nijak neregulovanou decentrální dodávku tepla. Teplárny tak s DZT svádějí nerovný boj za zcela rozdílných provozních podmínek a nezbyvá jim nic jiného než si na svůj provoz vydělat jiným způsobem, například poskytováním podpůrných služeb. Prostor pro výdělek za poskytování PpS je mnoha případech omezen, zejména pokud se jedná o teplárnu s převažujícími příjmy z prodeje tepla. V roce 2019 bylo podle [22] v ČR pouze dvanáct teplárenských provozů poskytujících tyto služby. Vývoj ceny emisní povolenky

⁹ Efekt ceny emisních povolenek se samozřejmě projeví i u elektrárenských zdrojů spalujících fosilní paliva, což ovlivní cenu elektrické energie.

zobrazuje následující Obrázek 2. Současně se ceny povolenky (k dubnu roku 2020) pohybují okolo 45-50 €/t CO₂. Vzhledem ke snižovanému přidělu bezplatných povolenek se dá očekávat růst i v dalších letech, což zcela jistě povede k dekarbonizaci odvětví. Některé výhledy počítají s cenou povolenky v roce 2030 okolo 110 €/t CO₂ (viz kapitola 6.2.1).

Obrázek 2: Vývoj ceny emisní povolenky za předchozí období (€/t CO₂), Zdroj dat: EMBER [23]



3.4. Význam a současné problémy teplárenství v ČR

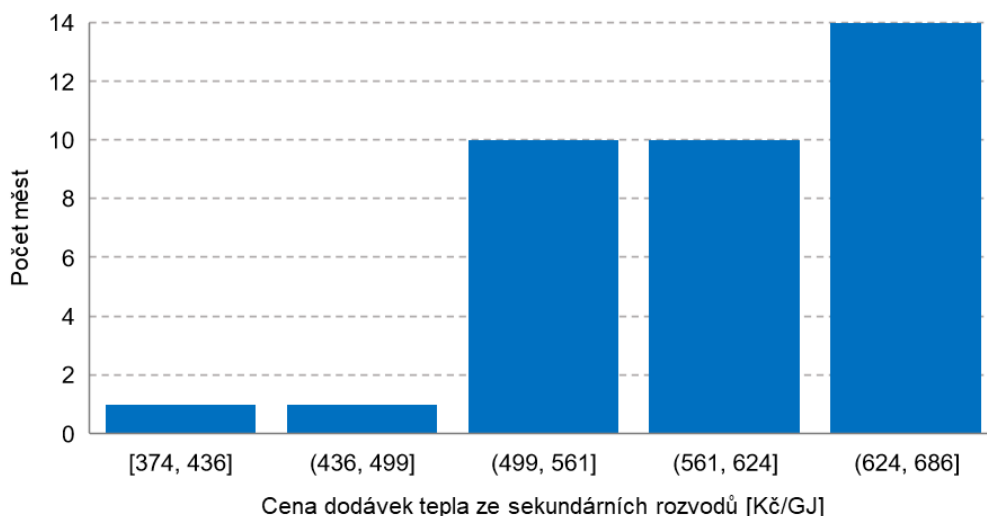
Význam teplárenství v ČR ve smyslu systému CZT je postaven na historickém vývoji, kdy během téměř stoleté historie teplárenství vznikaly u průmyslových měst či aglomerací rozsáhlé systémy CZT efektně využívající lokální dostupnost energetických zdrojů. Jak vyplývá z kapitoly 3.2, dodávku tepla do soustav dodnes zajišťují hlavně teplárny a také výtopy, které i v současnosti spalují v ČR dostupné hnědé uhlí. Jelikož je většina zdrojů technologicky uzpůsobena ke kombinované výrobě elektřiny a tepla (KVET), je možné efektivněji využít primární paliva, než by tomu bylo u separované výroby obou komodit, zároveň tak teplárenské zdroje plní roli stabilizujícího prvku elektrizační soustavy, kdy díky KVET mohou nabízet podpůrné služby. Jak uvádí článek [9], velikou výhodou KVET je i zajištění se tepláren proti rizikovému zvyšování cen surovin, kdy v případě růstu cen paliv dochází i ke zvyšování cen elektrické energie a právě jejím prodejem mohou být zvýšené náklady na palivo částečně kompenzovány¹⁰. Efektivnost výrobních zdrojů nespočívá pouze v KVET, ale i ve využití méněhodnotných druhů paliv (topné oleje, hnědé uhlí, průmyslové a komunální odpady aj.) a odpadního tepla, jejichž využití by nebylo v lokálním nebo individuálním způsobu vytápění technologicky možné. Krom hospodárnosti a efektivnosti užití energetických zdrojů, tkví další význam CZT v ekonomice provozu celého uspořádání. Díky rozsáhlosti soustavy napájené teplem a počtu připojených subjektů je možné dosáhnout úspor z rozsahu a cenu za teplo držet níž, než by tomu bylo u decentrálního vytápění. Díky přísným regulím a dekarbonizační legislativě (kterým se tato práce věnuje podrobněji v kapitole 3.3) je systém CZT ohleduplnější k životnímu prostředí a na rozdíl od individuálního vytápění, zlepšuje životní podmínky ve

¹⁰ Kompenzace z prodeje elektřiny funguje pouze u zdrojů s menším podílem příjmů z prodeje tepla. Například u tepláren s 80 % příjmů z tepla již tato kompenzace nepomáhá. [6]

městech, odkud přesouvá vznik emisí do vyšších vrstev atmosféry. Jak uvádí článek [24] jeho výhodou je jistota celoroční dodávky tepla, monitoring kvality dodávek z centrálního dispečinku, zajištění odborného zásahu pohotovostní služby, odborný servis, revize či opravy zařízení. Nevýhodami tohoto systému vytápění jsou značné ztráty v distribuci tepla a vyšší investiční náročnost teplotních staveb oproti menším individuálním zdrojům tepla.

Význam teplotnictví v ČR je bezesporý. Současná doba je však k tradičnímu uspořádání CZT nepříznivá. Nebýt regulačních opatření směřující obecně na snižování energetické náročnosti a na útlum emisních látek a dekarbonizaci zdrojů (kterým se podrobněji zabývá kapitola 3.3.2) by systému CZT vzhledem k výše zmíněným aspektům v podmínkách ČR nebylo možné ekonomicky ještě nějakou dobu konkurovat. Existují zde samozřejmě i jiné než legislativní aspekty jako je možná změna klimatu a tím pádem teplejší počasí vedoucí k nižší spotřebě, a zateplování domácností. Legislativní opatření z EU tu však jsou a vůči velkým výrobním zdrojům v soustavě CZT jsou vcelku přísná, ať už mluvíme o emisních povolenkách či limitech pro vypouštění znečišťujících látek a dalších škodlivých emisí, které nutí teplotny investovat nemalé peníze na ekologizaci a modernizaci zařízení. Jak již bylo zmíněno, tyto legislativní akty se projevují negativně v rostoucí ceně tepla a ohrožují tak hlavní aspekt významu teplotnictví v ČR, kterým je ekonomika provozu teplotních soustav CZT. Tuto skutečnost dokládá i následující Graf 3 sestavený z dat ERÚ [25]. Tento histogram zachycuje cenovou situaci ve 36 největších českých městech. Jednotlivé sloupce histogramu zobrazují počet měst, které se nachází v dané cenové kategorii. Dané částky jsou vážené průměrné ceny dodávek ze sekundárních rozvodů včetně 10% DPH. V současnosti se s nejvyššími cenami tepla setkáme v Praze (686,4 Kč/GJ), České Lípě (665,5 Kč/GJ), Děčíně (663,3 Kč/GJ), Frýdku Místku (660,0 Kč/GJ), Liberci (656,7 Kč/GJ) či ve Zlíně (652,1 Kč/GJ).

Graf 3: Histogram zachycující situaci ve 36 největších českých městech



Jak můžeme vidět, nejvíce měst ze zkoumaného souboru se nachází v nejvyšším cenovém rozmezí mezi 624 až 686 Kč/GJ, konkrétně 14. Tato situace však může být problémová, jelikož se uvádí, že pro obyvatele sídlišť, kteří nespádají do vysokých příjmových skupin, je zhruba 650 Kč/GJ včetně DPH horní hranice za cenu tepla. Poté už si nemohou dovolit dostatečně vytápět svůj domov a jsou ohroženi energetickou chudobou. Dle Evropské komise energetická chudoba nastává, pokud má domácnost při zachování dalších služeb spojených s dodávkou energií a služeb potíže vytopit byt na teplotu 18 až 21 °C za finančně akceptovatelnou cenu¹¹. Ohrožení obyvatelé tak z tohoto důvodu hledají levnější možnost vytápění. [26]

Zhoršení ekonomické situace v CZT v současnosti využívají firmy dodávající lokální plynové kotle nebo tepelná čerpadla pro společenství vlastníků jednotek či bytová družstva. Nastává zde tak nerovný boj mezi striktně regulovaným odvětvím a téměř nijak neregulovanými prodejci nových zařízení, kteří lákají stávající zákazníky připojené k CZT na nižší ceny za teplo. Odpojení od CZT však není pouze o úspoře financí, ale také i o zvýšení zodpovědnosti a jakési ztrátě komfortu, což si spousta zákazníků při odpojování od CZT neuvědomuje. Jak uvádí článek [27], negativním efektem snížené spotřeby z CZT a stále stejně rozsáhlé infrastruktury je zvyšování cen, protože o fixní náklady v podobě odpisů investic se dělí stále menší a menší počet zákazníků. To však opět v podobě kladné zpětné vazby zapříčiní další odpojování od CZT. Toto si však teplárny v současné době nemohou dovolit. Z tohoto důvodu se tak současné teplárenství v ČR nalézá ve velmi složité situaci, která může v zásadě vyústit ve dva scénáře. V **prvním** ze scénářů dojde k úpravě regulace teplárenství ze strany ERÚ podle Nové koncepce regulace v teplárenství [17], teplárny tak dostanou více prostoru, aby mohly reagovat na odpojování zákazníků, čímž se toto odpojování utlumí. Současně s tímto dojde za podpory MPO k postupnému odklonu od uhlí a k přechodu na jiná paliva. Podpora by mohla být nastavena prostřednictvím dotačních titulů¹² formou investičních i provozních dotací (např. Modernizační fond¹³, Regionální rozvojový fond či Fond pro spravedlivou transformaci). Příznivě se projeví i snížená daň z přidané hodnoty na teplo a zvýšené dotační bonusy na KVET (důležitá bude podoba novely zákona o POZE). Teplo z CZT tak pro zákazníky zůstane cenově dostupné a k likvidaci systému CZT tak v tomto scénáři nedojde. V případě **druhého**, pesimističtějšího, scénáře dojde i přes reakci ERÚ a MPO k dalšímu odlivu zákazníků. Z pohledu CZT tato situace povede k dalšímu zvyšování cen, jelikož na pokrývání nákladů se budou podílet už jen ti zákazníci, kteří si odpojení nemohou dovolit ať už z technických či ekonomických důvodů. Tento nízký počet zákazníků by však už nestačil pokrývat fixní náklady tepláren a provozovatelé by tak z ekonomických důvodů byli nuceni svůj provoz ukončit. Došlo

¹¹ Problematika energetické chudoby je v současné době v celoevropském kontextu velmi diskutovaná, tato práce se jí však z důvodu rozsáhlosti dále nevěnuje.

¹² Dle dostupných informací, by mělo být od roku 2021 na transformaci teplárenství a přechod na nefosilní paliva připraveno okolo 100 miliard korun. [28]

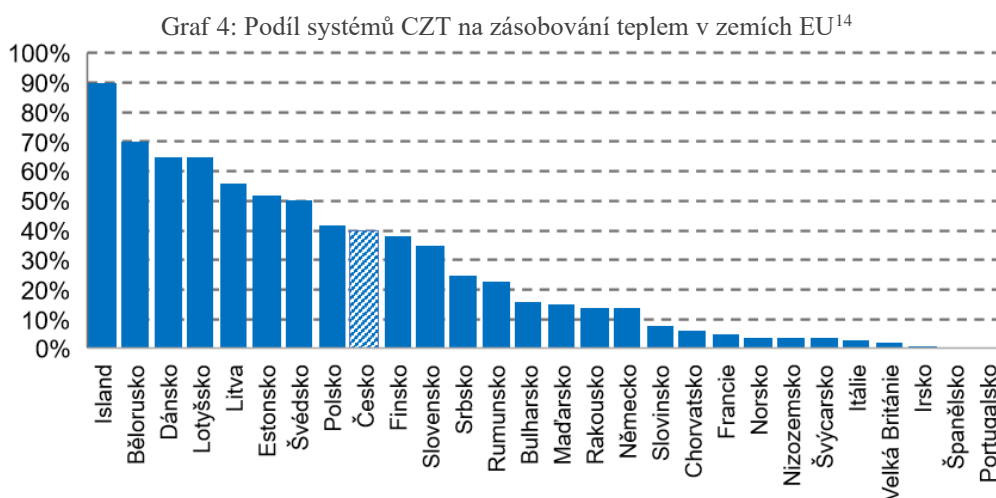
¹³ V rámci Modernizačního fondu byly spuštěny první ostré výzvy spadající do programu HEAT (Program pro modernizaci soustavy zásobování tepelnou energií), na které se budou moci elektronicky hlásit teplárny od 24. května roku 2021. Pro menší i větší subjekty je v první vlně připraveno 6,4 mld. Kč. [29]

by tak k nevratnému ději, kdy by se celá soustava CZT rozpadla na jednotlivé domovní kotelny. Lidé by tak museli investovat do nových zařízení bez ohledu na jejich finanční situaci. Individuální nijak neregulovaná topeniště by negativním způsobem přispívala i ke zhoršení životních podmínek v obcích a městech formou zhoršené kvality ovzduší, což by vedlo zcela jistě ke zvýšenému výskytu respiračních a dalších onemocnění. [24]

Z výše zmíněného vyplývá, že situace okolo teplařenství v ČR není zdaleka tak jasná a je jen otázkou času, který ze scénářů se vyplní a jakým směrem se teplařenství vydá. Dokumenty vydávané státními institucemi, ať už je to Nová koncepce regulace teplařenství od ERÚ nebo Vnitrostátní plán ČR v oblasti energetiky a klimatu od MPO, jasně hovoří o tom, že je žádoucí a v zájmu ČR zachovat provoz soustav CZT, jelikož se jedná o ekologickou, spolehlivou, stabilní a nejefektivnější variantu uspokojování tepelných potřeb občanů ČR. Naplnění druhého výše zmíněného scénáře je tak nežádoucí a mělo by se s tímto problémem začít něco dělat a nastavit férovější pravidla hry pro všechny zúčastněné subjekty. Ve hře je totiž lety prověřený, fungující a monitorovaný systém CZT, o který bychom však mohli přijít na úkor „nezávislosti“ každého z nás. Otázkou pro všechny teplařenské zdroje v soustavě CZT tedy i nadále zůstává, jakým způsobem v budoucnosti zásobovat danou soustavu teplem? I touto otázkou se tato práce dále zabývá, a to na konkrétním případu soustavy CZT v ČR.

3.5. Teplařenství ČR v evropském kontextu

Systém centrální zásobování teplem je s Českou republikou silně spjat a zaujímá velmi významnou roli v uspokojování tepelných potřeb zdejšího průmyslu, domácností i služeb. Silné postavení však nemá pouze z pohledu ČR, ale jeho významnost je patrná i v porovnání s ostatními evropskými státy. Pro srovnání s ostatními zeměmi můžeme použít ukazatel velikosti podílu systémů CZT na zásobování teplem domácností. Graficky zpracovaná data (Graf 4) byla převzata z ankety organizace Euroheat z roku 2015 [30] a z aktuálních dat (r. 2017) dostupných na stránkách organizace Euroheat. [31]

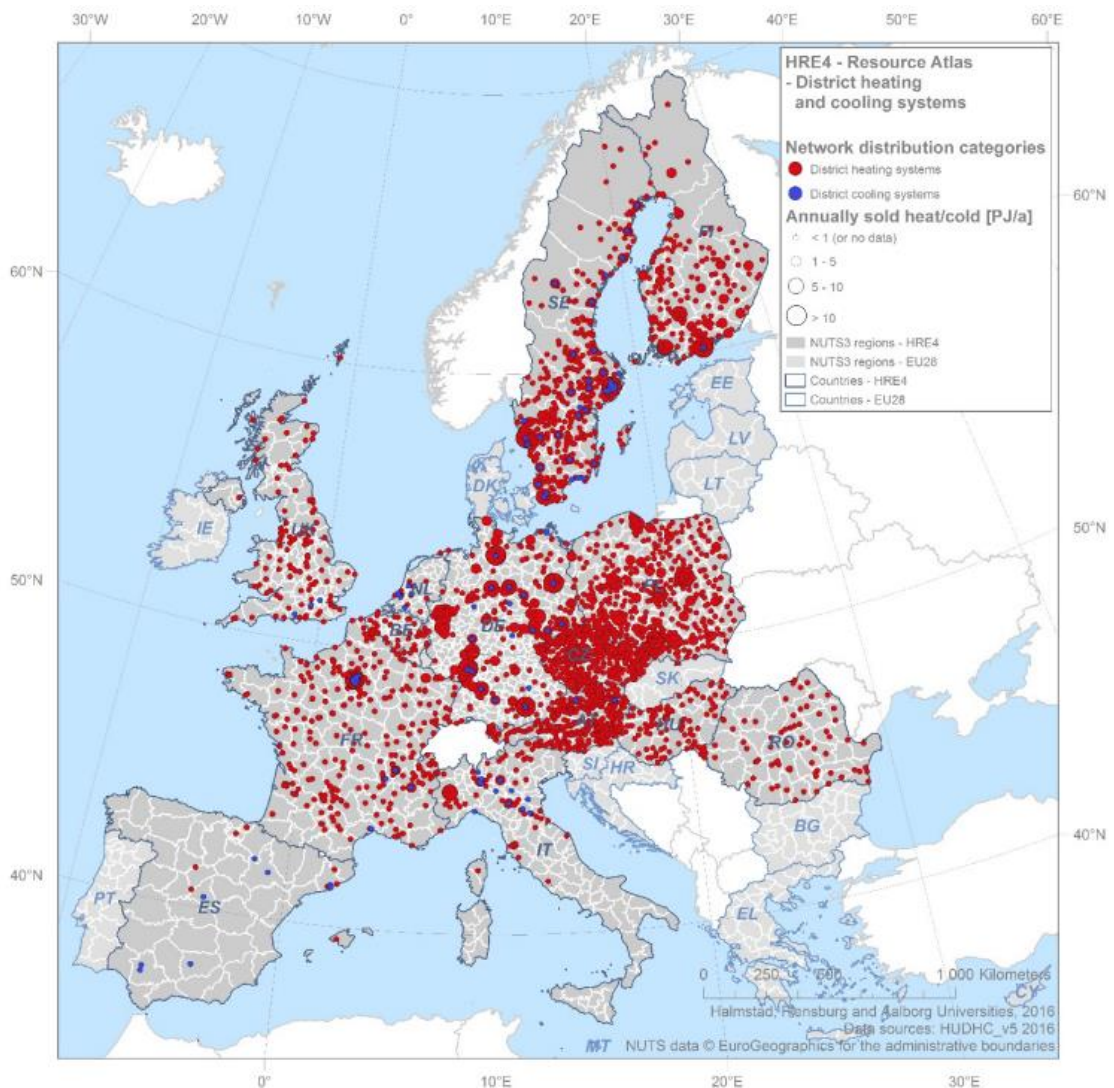


¹⁴ Vzhledem k významnosti v Evropě jsou zde zařazeny i země mimo EU: Island, Bělorusko, Norsko, Švýcarsko a Velká Británie.

Jak si můžeme z grafu povšimnout, Česká republika se v evropském měřítku z hlediska podílu systémů CZT na zásobování teplem domácností pohybuje nad průměrem a mohli bychom ji tak zařadit mezi země s relativně rozvinutým systémem CZT. Zajímavostí také je, že tomuto ukazateli dominují země bývalého Sovětského svazu, mezi které se dostaly pouze státy severské. Západní Evropa je v tomto případě v pozadí a systémy CZT zde mají méně než 10% podíl. Zajímavostí je, že až 90 % domácností na Islandu je zajištěno dodávkou tepla z CZT, a to díky využívání hojně dostupné geotermální energie.

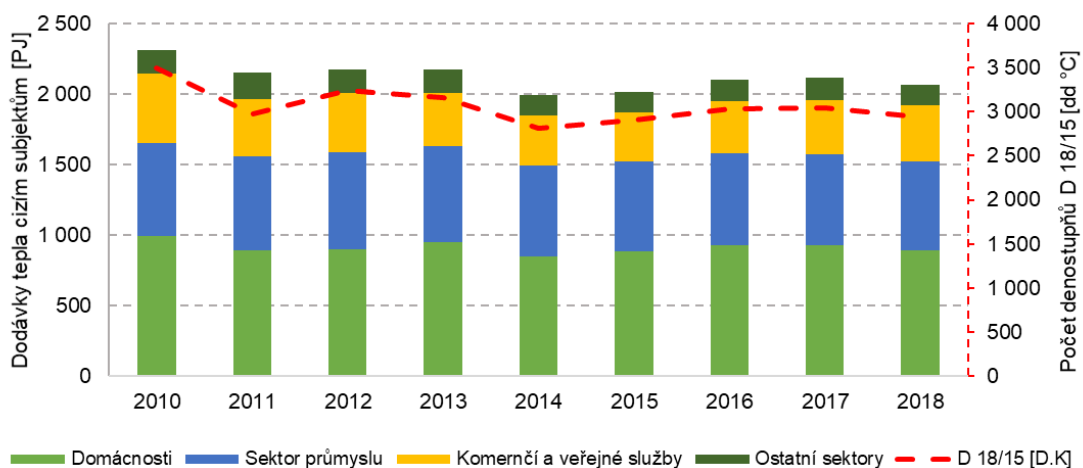
Významnost českého CZT lze pozorovat i na následujícím obrázku, který zobrazuje 3 207 systémů centrálního zásobování teplem a chladem ve 2 737 evropských městech v roce 2016. Česká republika je stejně jako například Polsko, Rakousko nebo jih Švédska a Finska hustě poseta červenými puntíky, které představují samostatné systémy CZT. Velikost puntíků pak značí roční dodávku tepla z dané soustavy CZT v PJ.

Obrázek 3 Soustavy centrálního zásobování teplem a chladem v evropských městech v roce 2016,
Zdroj: Methodologies and assumptions used in the mapping, Heat Roadmap Europe [32]



Soustavy CZT se v Evropě podílí na dodávkách zhruba 12-15 % z celkového spotřebovaného tepla a dodávají teplo přibližně 70 milionům občanů. [33] Z těchto 12-15 % je více jak 70 % vyrobeno způsobem KVET. [34] Tato hodnota je velmi blízká hodnotám výroby z KVET v ČR. Nejvíce tepla je dopravováno sektoru domácností (45 %), dále průmyslu (34 %) a sektoru služeb (21 %). Tyto hodnoty vcelku dobře odpovídají i hodnotám v ČR. Stejně jako je tomu v ČR, i v EU dochází v uplynulých letech k mírnému setrvalému poklesu spotřeby tepla, který má stejné důvody, jaké jsou uvedeny v kapitole 3.2. Tuto skutečnost dokládá následující Graf 5, který zobrazuje vývoj součtu dodávek tepla koncovým subjektům v zemích EU od roku 2010 do roku 2018. Současně graf zobrazuje, jak se vyvíjela skladba dodávek tepla a vývoj průměrné hodnoty denostupňů v zemích EU, počítaných podle metodiky Eurostatu (D 18/15).

Graf 5: Vývoj součtu dodávek tepla cizím subjektům v zemích EU [TJ] a počtu denostupňů D 18/15 mezi lety 2010-2018, Zdroj dat: Eurostat



Velké teplárenské a výtopenské zdroje propojovalo v roce 2019 již 200 tis. km vedení. [35] Soustav bychom v EU napačítaly více než 10 000. [36] Na základě těchto stále rostoucích čísel lze tvrdit, že stejně jako v ČR i celá Evropa má vcelku dobře vybudovanou soustavu CZT. Kombinovanou výrobou elektřiny a tepla se soustava tepláren v CZT podílí zhruba 13 % vyrobené elektrické energie z celkové spotřeby EU.

Z hlediska palivového mixu pro výrobu tepla je kvůli rozdílným geografickým a geologickým podmínkám v každé ze zemí situace rozdílná. Zatímco u nás, v Rumunsku, Slovensku, Řecku a Slovinsku stále převládá výroba z uhlí, tak v řadě zemí již vévodí výroba ze zemního plynu. V roce 2019 bylo pro potřeby CZT využito nejvíce zemního plynu (32 %), následovaného uhlím (27 %) a biomasou (16 %). [37]

Na závěr této kapitoly je třeba říct, že vzhledem k tomu, že ve spoustě zemí EU nemá systém CZT takové zastoupení a takový význam, je situace okolo teplárenství v jednotlivých zemích EU značně rozdílná a na rozdíl od ČR nejsou dekarbonizace nebo decentralizace tolik diskutovaná a žhavá témata. Na další vývoj teplárenství v ČR a v EU bude mít zásadní vliv klimatická politika

EU a v důsledku toho vydaná regulační opatření, která se však jednotlivých zemí dotknout značně rozdílným způsobem. V největším existenčním ohrožení budou tak země, které mají postavené teplárny na velkých výrobních zdrojích napájející rozlehlou soustavu a dosud pálicí tuhá fosilní paliva. Mezi tyto státy se mimo jiné řadí i Česká republika. Otázkou tedy zůstává, co se s v těchto zemích, které mají vysoký podíl „problémových“ soustav CZT, v budoucnu stane a jaký to bude mít dopad na koncové subjekty (domácnosti, průmysl, služby).

3.6. Budoucí vývoj teplárenství v ČR a EU

Pokud nedojde k naplnění pesimistického scénáře uvedeného v kapitole 3.4 a dojde k udržení soustav CZT, bude se budoucí vývoj teplárenství v ČR ve střednědobém až dlouhodobém horizontu ubírat několika směry, které můžeme rozdělit do těchto kategorií:

- **dekarbonizace:** Zrychlený odklon od fosilních paliv, zejména tedy od uhlí, bude zapříčiněn energeticko-klimatickou politikou EU. Konkrétně se bude jednat o důsledek rostoucí ceny emisní povolenky. Zbytky zdrojů spalujících fosilní paliva budou provozována v rámci vysokoúčinné KVET. Teplo vyráběné z uhlí by mělo být nahrazeno teplem z biomasy, jádra, komunálního odpadu či teplem odpadním. Zemní plyn, jakožto dovozní artikl, by měl mít roli především jako stabilizační a doplňkové palivo. Ubírání teplárenství tímto směrem podpořilo i Teplárenské sdružení ČR a MPO na Dnech teplárenství a energetiky 2020. Dle MPO čeká teplárenství v ČR zásadní transformace (co se změny palivové základny týče), která potrvá do roku 2030. [38]
- **diverzifikace:** Díky postupnému nahrazování uhlí alternativními palivy dojde v budoucnu k vyšší diverzifikaci zdrojů využívajících více paliv současně. Zdroje by se stejně jako v případě uhlí, měly zaměřit na využívání lokálně dostupných surovin, jako například biomasa či komunální odpad. Diverzifikace by se měla projevit i ve zvýšeném počtu nových menších zdrojů efektivně využívajících lokálně dostupné teplo.
- **decentralizace:** V budoucnu se dá očekávat i rozvoj menších decentrálních soustav využívajících efektivně regionální a místní paliva. Příkladem může být využívání biomasy k výrobě tepla v bioplynových stanicích, které jsou v dnešní době provozovány čistě za účelem výroby elektřiny a existuje zde tak velký potenciál ve využití tepla z obnovitelného zdroje. Další variantou pro majitele bioplynových stanic je přechod na úpravu bioplynu na biometan, který následně může být využit pro KVET v místě s potřebou tepla. Menší teplárenské zdroje by měly být součástí systému decentrálního řízení.
- **integrace s dalšími sektory:** V budoucnu by měly být velké teplárenské zdroje schopny formou KVET poskytovat podpůrné služby na úrovni přenosové i distribuční

soustavy, jelikož vzhledem k decentralizaci elektroenergetického sektoru budou potřeba k zajištění stabilního chodu elektrizační soustavy. Využívány by mohly být i nové technologie typu power to heat, kdy by se využívaly přebytky elektřiny z OZE.

- **stabilizace prostředí:** V oblasti legislativy a regulace by mělo dojít k nastavení rovnějších podmínek pro účinné soustavy CZT a individuální výroby tepla v oblasti zpoplatnění externalit, jako například CO₂, TZL, NO_x a další.
- **modernizace a nové technologie:** Ve stávajících soustavách CZT by mělo dojít k postupné modernizaci stávajících ztrátových parovodů na horkovody či teplovody, z důvodu splnění požadavků na účinné soustavy zásobování tepelnou energií¹⁵ podle směrnice o energetické účinnosti. Co se nových technologií týče, mělo by být využíváno systémů akumulace tepelné energie či centrálních tepelných čerpadel. V budoucnu by také mohlo dojít k rozvoji technologie power to heat.

Vývoj teplárenství v Evropské unii se ponese ve znamení významných investic (až stovky miliard EUR), které by měly vést k postupnému naplňování energeticko-klimatických cílů EU v podobě dekarbonizace sektoru a zvyšování energetické účinnosti. Další finance by měly být investovány do propojování teplárenství s ostatními sektory a to jak na národní tak nadnárodní úrovni. Základem by měla být KVET, doplňující fluktuující výrobu elektřiny z intermitentních zdrojů. Tuhá fosilní paliva by měla být nahrazena komunálním odpadem a obnovitelnými zdroji energie, kterými jsou biomasa, geotermální energie nebo sluneční energie. Doplnit by je mělo teplo z jaderných elektráren a odpadní teplo z průmyslových procesů. Téměř ve všech státech EU by mělo dojít k posílení CZT, které jak uvádí studie [34], může být v případě alespoň 50% zastoupení na zásobování teplem účinnější a umožňuje vyšší využití obnovitelných zdrojů s nižšími náklady než by tomu bylo u individuálního vytápění. Právě na 50% podíl uspokojování tepelných potřeb EU by mělo CZT v roce 2050 dosáhnout. Spotřeba tepla, vzhledem k oteplování klimatu a zateplování domácností, pravděpodobně bude i nadále setrvale klesat a naváže tak na vývoj z předchozích let. V budoucnu se také očekává rozvoj dosud méně rozšířeného centrálního zásobování chladem. [12, 17, 34, 39, 40]

3.7. SWOT analýza teplárenství

Sjednocené a vyhodnocené poznatky o teplárenství uvedené v předešlých kapitolách jsou shrnuty v následující SWOT analýze. Silné stránky a příležitosti jsou z pravidla pro sektor pozitivní, zatímco slabé stránky a hrozby negativní. Silné a slabé stránky dále řadíme mezi interní

¹⁵ Podle zákona č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie, ve znění pozdějších předpisů, je účinnou soustavou zásobování tepelnou energií soustava, do které bylo v předcházejícím kalendářním roce dodáno alespoň 50 % tepla z obnovitelných zdrojů, 50 % odpadního tepla, 75 % tepla z kombinované výroby tepla a elektřiny nebo 50 % tepla z kombinace uvedených možností.

faktory, zatímco příležitosti a hrozby mezi faktory externí. SWOT analýza se zaměřuje primárně na problematiku tepla v ČR, která však zapadá i do evropského kontextu.

Tabulka 2 SWOT analýza tepla

S	Silné stránky
1.	robustní síť centrálního zásobování teplem
2.	přesouvání emisí mimo města a do vyšších vrstev atmosféry
3.	hospodárnější a efektivnější využívání primárních paliv
4.	ohleduplnost k životnímu prostředí (přísná regulace a měření)
5.	využívání lokálně dostupných paliv
6.	diverzifikace paliv (uhlí, biomasa, komunální odpad, aj.)
7.	centrální dispečink a pohotovostní služby
8.	stabilizační prvek elektrizační soustavy
W	Slabé stránky
1.	ztráty v distribuci tepla
2.	vysoké investiční náročnost teplenské staveb
3.	v řadě případů zastaralé technologie a nízká účinnost
O	Příležitosti
1.	decentralizace soustav využívajících efektivně regionální a místní paliva
2.	využití nových technologií (P2H, akumulace, centrální tepelná čerpadla)
3.	integrace s dalšími sektory (sector coupling)
4.	využití nových typů paliv (odpady)
5.	využití tepla z bioplynových stanic při KVV
6.	modernizace a zvyšování účinnosti (horkovody, účinná KVV)
7.	rozvoj centrálního zásobování chladem
T	Hrozby
1.	regulace cen tepla
2.	růst ceny emisních povolenek
3.	zvyšování cen paliv
4.	snižování emisních limitů (SO ₂ , NO _x , TZL, rtuť, HCl, HF)
5.	odpojování zákazníků od CZT
6.	zvyšování dovozní závislosti
7.	snižování poptávky po teple (oteplování klimatu a zateplování domácností)

4. Popis a analýza současného stavu vybrané teplotárenské soustavy

Následující kapitoly se věnují popisu a analýze současného stavu sjednocené teplotárenské soustavy centrálního zásobování teplem v aglomeraci měst Tábor, Sezimovo Ústí a Planá nad Lužnicí.

4.1. Popis současné situace

Současný stav sjednocené teplotárenské soustavy CZT v aglomeraci Tábora, Sezimova Ústí a Plané nad Lužnicí je poměrně novou záležitostí. Ještě na počátku roku 2020 byly v oblasti Táborska dvě oddělené teplotárenské soustavy, které se svým charakterem podstatně lišily. Ve městě Tábor byla Teplotárna Tábor (TTA) orientovaná spíše na tamní domácnosti a firmy, což se odráželo i na charakteru dodávek tepla, které byly výrazně ovlivněny topnou sezonou. V zimě bylo dodáváno mnohonásobně více tepla než mimo topné období. V Plané nad Lužnicí byla teplotárna C-Energy Planá orientovaná spíše na průmyslovou zónu a města Sezimovo Ústí a Planá nad Lužnicí. Tomu odpovídaly i dodávky tepelné energie, které byly díky odběru řady průmyslových podniků více stabilní (rozdíl mezi letním minimem a zimní špičkou nebyl natolik výrazný).

Na konci dubna roku 2020 se situace změnila, protože C-Energy Planá expandovala a získala majoritní podíl (52 % akcií) v Teplotárně Tábor. Zbýlý podíl vlastní městská společnost BYTES Tábor. Sjednocení obou teplotárenských soustav, kde roční odběry tepla činí dohromady téměř 900 tis. GJ, znamená pro místní oblast významný ekologický přínos. Palivovou základnu Teplotárny Tábor tvořilo v převážné míře hnědé uhlí, kterého bylo ročně spáleno pro potřeby zajištění dodávek tepla okolo 110 tis. tun. Podle rozhodnutí C-Energy, by centrální zdroj původní Teplotárny Tábor po dokončení konverze primárních rozvodů páry na horkovody již neměl dodávat do soustavy teplo. Do provedení modernizace by tak měla TTA sloužit pouze jako záložní zdroj. Z tamního technologického zařízení by v budoucnu mohly být například využity zásobníky na horkou vodu a areál teplotárny by mohl být využit k vybudování velkokapacitního bateriového úložiště či jiné moderní technologie akumulace energie. Pro obyvatele města Tábor by provedená akvizice měla mít krom zmíněné ekologizace přinést i úsporu finančních prostředků na straně zákazníků za tepelnou energii, jelikož dojde k úspoře fixních nákladů i efektivnějšímu využití výrobních zdrojů. [41, 42]

Z důvodu výše zmíněných skutečností, se další podrobný popis analyzované teplotárenské soustavy (výrobně-technická část) bude týkat výhradně výrobního zdroje teplotárny C-Energy Planá. Veškerá data o teplotárně pochází z veřejně dostupných zdrojů a poskytnutých konzultací v teplotárně C-Energy Planá.

4.2. Výrobně-technická část teplárenské soustavy

4.2.1. Popis hlavních technologických zařízení

Teplárna C-Energy Planá se skládá z hlavního výrobního bloku (HVB, tj. parních kotlů + turbogenerátoru (TG) + pomocných systémů), plynového zdroje s motorgenerátorovými jednotkami – MTG (PM), fotovoltaickou elektrárnou, bateriovým úložištěm a jednotkou pro šetrné zpracování nerecyklovatelných odpadů - Evecont. Teplonosným médiem je pára, případně horká voda. Parametry kotelny HVB zachycuje Tabulka 3.

Tabulka 3 Kotelna HVB

Typ kotle	Jmenovitý výkon [MWt; t/h]	Max/min výkon	Parametry [MPa, °C]	Palivo	Provoz od roku	Emise** [mg/m ³]			
						SO ₂	NO _x	TZL	CO
RK K5	32,9 MWt 40 t/h	Max 44 t/h Min 16 t/h*	4,5 MPa 486 °C	HU + BM	2015	27	219	1,1	142
RK K6	32,9 MWt 40 t/h	Max 44 t/h Min 16 t/h*	4,5 MPa 486 °C	HU + BM	2015	27	219	1,1	142
PK K4	12,2 MWt 16,5 t/h	Max 18,5 t/h Min 11 t/h	2,1 MPa 300 °C	ZP	2001/2014	-	56,8	-	0,7

* 12 t/h bez dodržení parametrů

** naměřené hodnoty

Celkový tepelný příkon kotlů je 71,6 MWt z hnědého uhlí a biomasy (K5+K6 2x35,8 MWt) a 14,9 MWt ze zemního plynu (K4). Roštové kotle K5 a K6 s prvky fluidní techniky spalují hnědé uhlí a jsou provozovány s turbínou TG3 v režimu kombinované výroby elektřiny a tepla. Tepelná účinnost těchto kotlů při nominálním výkonu dosahuje 90-92 %, v závislosti na použitém palivu. Parní kotel K4 na zemní plyn slouží jako záložní zdroj páry (výtopenská záloha) pro dodávky užitečného tepla a dosahuje účinnosti 89 %. V současné době je v kotlích K5 a K6 s uhlím spoluspalována biomasa (štěpka a odpady z těžby a zpracování dřeva) v maximálním hmotnostním podílu 45 %. Předpokládá se, že od roku 2023 budou tyto kotle upraveny tak, aby bylo možné spalovat biomasu ze 100 %. Parametry turbogenerátoru zachycuje Tabulka 4.

Tabulka 4 Strojovna HVB

Typ kotle	Instalovaný výkon [MWe]	Hltnost [t/h]	Parametry [MPa, °C]	Provoz od roku	Odběry
TG3 (KO)	26	min 25 t/h max 100 t/h	4,2 MPa, 483 °C	2015	RO1: 1,13 MPa, 344/370 °C, max 70 t/h RO2: 0,3 MPa, 206/266 °C, max 62 t/h

Turbogenerátor TG3 je tvořen kondenzační odběrovou parní turbínou a synchronním generátorem. Původní turbogenerátor o výkonu 46,5 MWe byl v roce 2015 upraven tak, aby vyhovoval parametrům páry z nových kotlů a zvýšila se jeho účinnost. Rekonstruovaný turbogenerátor disponuje výkonem 26 MWe. Dalšími výrobními zdroji v teplárně jsou plynové motorgenerátorové jednotky Rolls-Royce včetně spalínových kotlů (HRSG). Jejich parametry zachycuje Tabulka 5.

z této jednotky je využíváno pro průmyslové odběratele a města Sezimovo Ústí a Planá nad Lužnicí a pro vlastní spotřebu teplárny. [43]

Celkový instalovaný elektrický výkon plynových motorgenerátorů, bateriového úložiště, fotovoltaické elektrárny a parní turbíny dosahuje 90 MWe. [44]

Technologické uspořádání

Z důvodu bezpečných a spolehlivých dodávek tepla (horké vody a páry) o různých parametrech, je v rámci teplárny vytvořen systém redukčních a chladících stanic, které zálohují regulované odběry z TG3 (v případě odstávky či poruchy) a umožňují vzájemnou zastupitelnost parních zdrojů.

Uhelné kotle K5 a K6 dodávají přehřátou páru o teplotě 486 °C a tlaku 4,5 MPa do společné sběrnice, odkud je tato pára vedena do parní turbíny TG3 nebo do redukčních a chladících stanic. Z turbíny TG3 je odběrová pára o teplotě 280 °C a tlaku 1,1 MPa z regulovaného odběru RO1 vedena do sběrnice 1,1 MPa a odběrová pára z regulovaného odběru RO2 o teplotě 240 °C vedena do sběrnice 0,3 MPa, která je hlavním zdrojem pro horkovodní výměňkovou stanicí s výkonem 30 MWt. Regulovaný odběr RO2 disponuje ostřikem odebírané páry, který může v případě nutnosti snížit výstupní teplotu páry, aby tak bylo předejito překročení navrhovaných parametrů výměňkové stanice. Pára na koncovém výstupu z turbíny je zavedena do kondenzátoru, který je chlazen ventilátorovými věžemi. Dále kotle dodávají páru do redukční a chladící stanice RCHS5, která je společně s kotlem K4 zdrojem páry pro sběrnici 2,1 MPa a do stanice RCHS4, která je jedním ze zdrojů páry pro sběrnici 1,1 MPa a do RCHS2, která je jedním ze zdrojů páry pro sběrnici 0,3 MPa. Redukování tlakových a teplovodních úrovní páry na jednotlivých stanicích uvádí pro přehlednost následující Tabulka 6.

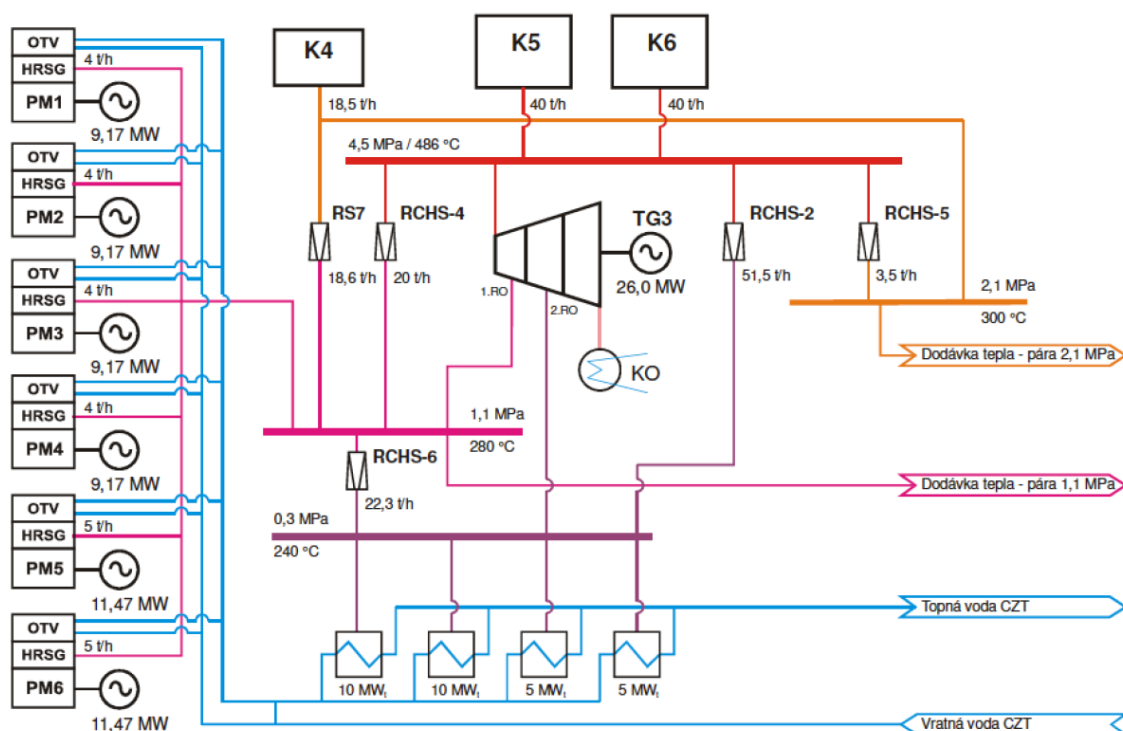
Tabulka 6 Redukční stanice

Stanice	Neredukované parametry	Redukované parametry	Max. množství redukované páry
RCHS2 (redukce ostré páry z K5, K6 pro HVS)	4,5 MPa / 486°C (3,408 GJ/t)	0,27 MPa / 240°C (2,948 GJ/t)	51,5 t/h
RCHS4 (redukce ostré páry z K5, K6 pro rozvod 1,1 MPa)	4,5 MPa / 486°C (3,408 GJ/t)	1,1 MPa / 280°C (3,006 GJ/t)	20,0 t/h
RCHS5 (redukce ostré páry z K5, K6 pro rozvod 2,1 MPa)	4,5 MPa / 486°C (3,408 GJ/t)	2,1 MPa / 320°C (3,068 GJ/t)	3,5 t/h
RS6 (redukce páry 1,1 MPa pro HVS)	1,1 MPa / 280°C (3,006 GJ/t)	0,27 MPa / 250°C (2,969 GJ/t)	22,3 t/h
RS7 (redukce páry z plynového kotle pro rozvod 1,1 MPa)	2,1 MPa / 300°C (3,021 GJ/t)	1,1 MPa / 280°C (3,006 GJ/t)	18,6 t/h
Sestřik odběrové páry (před vstupem do HVS)	0,27 MPa / 240°C (2,948 GJ/t)	0,27 MPa / 140°C (2,742 GJ/t)	---

Plynový kotel K4 dodává páru do parní sběrný 2,1 MPa a přes redukční stanici RS7 do sběrný 1,1 MPa.

Teplu z šesti motorgenerátorů je vyvedeno dvěma způsoby. Prvním z nich je teplo v páře z HRSG vyvedené do sběrný 1,1 MPa. Druhým způsobem je teplo z chlazení motorů využito pro předehřívání vratné vody pro horkovodní výměňkovou stanici. Výměňková stanice ohřívá vratnou topnou vodu z 65/80 °C na 92/130 °C. Teplotní rozmezí se liší v závislosti na ročním období.

Výše zmíněné skutečnosti jsou přehledně zobrazeny v následujícím technologickém schématu, který byl poskytnut teplárnou C-Energy Planá. (viz Obrázek 4).



Obrázek 4 Technologické schéma – vyvedení tepelného výkonu

Výstupní napětí turbogenerátoru a motorgenerátorů 10,5 kV je transformováno na 110 kV (dodávky do nadřazené DS) a na 6 kV pro vlastní spotřebu teplárny a dodávky do lokální distribuční soustavy.

4.2.2. Ekologie

Všechna spalovací zařízení v teplárně C-Energy Planá prošla během uplynulých let modernizací a rekonstrukcí, po nichž došlo ke snížení emisí až o 90 % a splňují tak aktuálně platné emisní limity stanovené v integrovaném povolení. Současné naměřené hodnoty emisí uhelných kotlů K5 a K6 jsou dle Zprávy o plnění podmínek IP za rok 2019 [45] přibližně na úrovni $SO_2/NO_x/TZL/CO$ 30; 180; 1; 130 mg/m^3 . Hodnoty emisí plynového kotle K4 jsou přibližně na úrovni NO_x/CO 60; 1 mg/m^3 . Z hodnot je patrné, že všechna spalovací zařízení

splňují aktuálně platné emisní limity a v porovnání s Tabulka 1, lze tvrdit, že i nové zpřísněné emisní limity po začátku srpna roku 2021 (při uvažování horní hranice limitů) budou splnitelné. Dá se také předpokládat, že zařízení budou plnit i emisní limity nově sledovaných látek. Emisní limity NO_x/CO 100/50 mg/m³ plní jak plynový kotel K4, tak i plynové motory. V budoucnu se tedy s novými emisními limity neočekává žádná investice do systému čištění spalin.

V běžném provozu jsou spaliny z uhelných kotlů vyvedeny přes komín navazující na odsíření. Spaliny z každého HRSG se spalovacím motorem jsou vyvedeny do samostatných komínů každého ze zařízení.

TZL – prach

Čištění kouřových plynů odcházejících z kotlů K5 a K6 od pevných částic je primárně prováděno pomocí elektrostatických odlučovačů (filtrů) instalovaných před vstupem spalin do jednotky na odsíření spalin. Sekundárně jsou pevné částice odstraňovány při procesu odsíření.

Oxid siřičitý - SO₂

Odsíření spalin z uhelných kotlů K5 a K6 je prováděno pomocí odsiřovacího zařízení, které pracuje na principu mokré vápencové vypírky v odsiřovacím absorbéru společném pro oba kotle.

Oxidy dusíky - NO_x

Omezení tvorby NO_x na kotlích K5 a K6 je zajištěno konstrukcí kotlů a spalovacími poměry v kotli. Omezení tvorby NO_x ve spalinách motorgenerátorů je provedeno pomocí metody selektivní katalytické redukce.

4.2.3. Palivová základna

V současné době tvoří palivovou základnu zejména hnědé uhlí, které je hlavním palivem pro kotle K5 a K6, doplňováno je spalováním biomasy (štěpky a odpady z těžby a zpracování dřeva). Doplňkovým palivem je zemní plyn, který je hlavním palivem pro záložní kotel K4 a pro šest plynových motorgenerátorů. Zároveň je zemní plyn využíván jako najížděcí a stabilizační palivo uhelných kotlů. V malém množství je spalován i nerecyklovatelný plastový odpad v zařízení Evecont. Spotřebu paliv v teplárně C-Energy Planá odpovídající roku 2020 je možno vidět v následující Tabulka 7.

Tabulka 7 Spotřeba paliv

	Hnědé uhlí	Biomasa	Zemní plyn	Odpad
Spotřeba paliva	do 60 tis. tun	do 30 tis. tun	do 10 500 tis. m ³	do 500 tun
Podíl paliva* (%)	60 %	17 %	22 %	<1 %
Lokalita původu	SD - Bílina	lokální lesy	---	---
Výhřevnost paliva	17 GJ/t	11 GJ/t	34,3 GJ/tis. m ³	16,5 GJ/t

*zastoupení na celkové vyrobené energii

S ohledem na zmíněné propojení soustav zásobování teplem spotřeba paliv meziročně vzrostla, a to zejména zemního plynu. V následujícím roce 2021 se dá očekávat další růst spotřeby paliv, jelikož se projeví spojení soustav za celý rok a nejen za polovinu topného období, jako tomu bylo v roce 2020. Poté už by se měla spotřeba stabilizovat. Spotřeba hnědého uhlí by měla dále klesat a do roku 2023 by teplárna měla ukončit užívání uhlí úplně. Uhlí by mělo být zastoupenou biomasou a částečně zemním plynem. Vyšší spotřebu biomasy by měla umožnit rekonstrukce kotlů K5 a K6 na 100% podíl spalování biomasy.

Hnědé uhlí je do teplárny dováženo ze Severočeských dolů (lom Bílina). Biomasa pochází z lokálních lesů a jedná se tak o ekologicky udržitelnou biomasu. Odpad pro Evecont je regionálního původu.

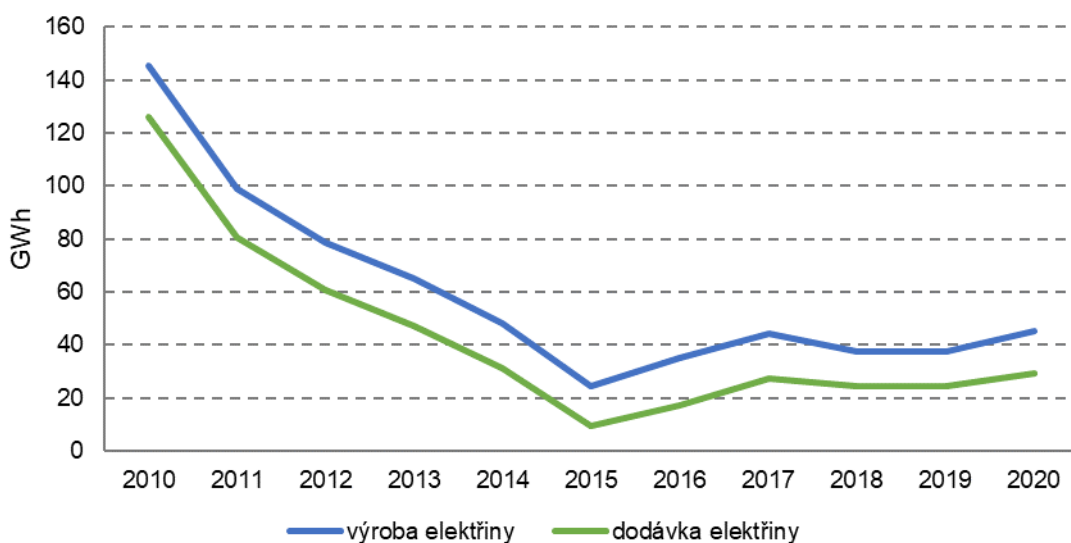
4.2.4. Výroba a dodávka elektřiny

Silová elektřina

V posledních několika letech došlo k výraznému poklesu výroby a dodávky silové elektřiny na úkor poskytování podpůrných služeb. To je způsobeno úpravou provozního režimu, který umožnila rekonstrukce zdroje. V současné době je zdroj provozován na minimálním výkonu a poskytuje vysokou úroveň flexibility/podpůrných služeb pro potřebu ČEPS.

K poskytování podpůrných služeb přispěly zejména v roce 2014 nově instalované plynové motorgenerátory. Zmíněný pokles výroby a dodávky silové elektřiny v období let 2010 až 2020 zobrazuje Graf 6, který je sestaven z dat dostupných ve výročních zprávách společnosti C-Energy Planá. V roce 2020 byl zaznamenán zhruba 20% růst výroby i dodávek elektřiny, který byl zapříčiněn již zmíněným propojením teplárenských soustav. Uplatnil se zejména elektrický výkon motorgenerátorů, které byly díky zvýšeným dodávkám tepla více v provozu a také uplatnění dvou nových plynových jednotek.

Graf 6 Výroba a dodávka silové elektřiny z vlastní výroby v letech 2010 až 2020, Zdroj dat: Výroční zpráva společnosti C-Energy Planá [46]



V budoucím období se uvažuje s provozem TG3 na minimální úrovni z hlediska provozu kotelny, tj. cca 3-7 MWe, čímž by měly být pokryty zasmluvněné kontrakty na dodávku silové elektřiny. Zbytek výkonu může být využit k poskytování minutové zálohy či k výrobě silové elektřiny (v případě příznivých cen). U motorgenerátorů je situace obdobná. Zbytkový výkon, který nebude využit z důvodu zasmluvnění pro poskytování regulačních záloh, může být využit pro poskytování sekundární či terciální regulace, případně k výrobě silové elektřiny. Opět i zde bude situace záviset na vývoje cen silové elektřiny a nákladových (palivových) položek.

Podpůrné služby

Mimo dodávek elektrické energie může teplárna poskytovat podpůrné služby. Mezi ně lze zařadit:

- Sekundární regulace frekvence (aFRP+/aFRP-) – maximální certifikovaný regulační rozsah 23 MW oběma směry na agregačním¹⁶ bloku všech plynových motorů a baterii.
- 5-minutová záloha (mFRP5+) – certifikovaná regulační záloha 70 MW na agregačním bloku všech plynových motorů, TG3 a baterii
- 15-minutová záloha (mFRP15+) – certifikovaná regulační záloha 70 MW na agregačním bloku všech plynových motorů, TG3 a baterii

V současné době jsou regulační schopnosti agregačního bloku uplatněny pro služby sekundární regulace (kladné i záporné) a 5-ti minutové zálohy. Dle dat, týkajících se dlouhodobých kontraktů, uvedených na stránkách ČEPS [47], bylo poměrné zastoupení teplárny C-Energy planá pro rok 2020 v MWh v poskytování služeb kladné sekundární regulace frekvence (aFRR+) 1,41 %, záporné sekundární regulace frekvence (aFRR-) 1,44 % a 5-ti minutové zálohy (mFRR+) 14,17 %. Zbývá část nezasmluvněného regulačního výkonu je uplatňována na denním trhu s podpůrnými službami podle vývoje jejich cen, případně na trhu se silovou elektřinou. Jak již bylo řečeno, stejně jako u silové elektřiny, bude budoucí provozní režim ovlivněn zejména vývojem cen regulačních záloh a silové elektřiny.

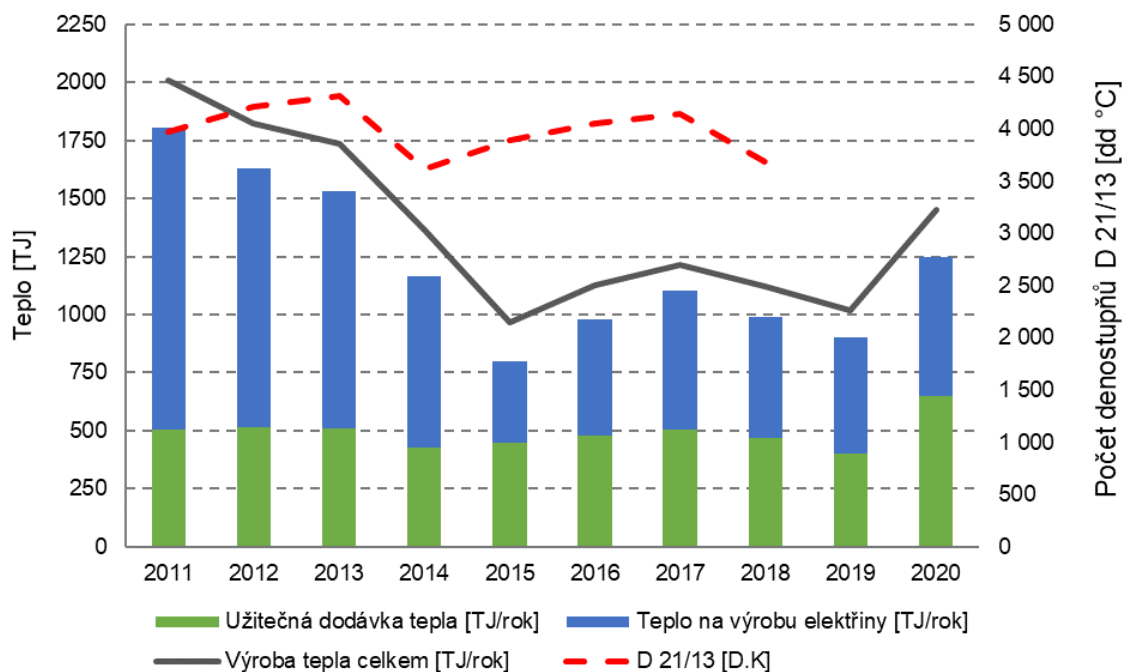
Bateriové úložiště je technicky připravené i na poskytování primární regulace frekvence. Tuto službu by mohlo po udělení certifikace nově plnit od začátku roku 2021, kdy se v Kodexu PS mění požadavky a zavádí se tzv. agregační blok, který nahradí dosud platné obchodní a fiktivní bloky. Od roku 2021 tak už není potřeba, aby baterie musela být technologicky propojena s turbogenerátorem a služby výkonové rovnováhy může poskytovat samostatně. V současnosti však baterie zlepšuje regulační schopnosti agregačního bloku a o jejím využití pro primární regulaci frekvence se neuvažuje.

¹⁶ Podle změn pravidel v Kodexu PS – část II. od 1.1. 2021 nahradil agregační blok fiktivní a obchodní blok.

4.2.5. Výroba a dodávka tepla

Tato část se zaměřuje na analýzu dodávek tepla v horké vodě a páře z teplárny C-Energy Planá. Následující Graf 15 zachycuje vývoj výroby tepla a jeho využití na výrobu silové elektřiny a dodávky užitečné tepelné energie za roky 2011 až 2020.

Graf 7 Vývoj výroby tepla a jeho využití na výrobu silové elektřiny a dodávky užitečné tepelné energie [TJ/rok] v letech 2015 až 2020



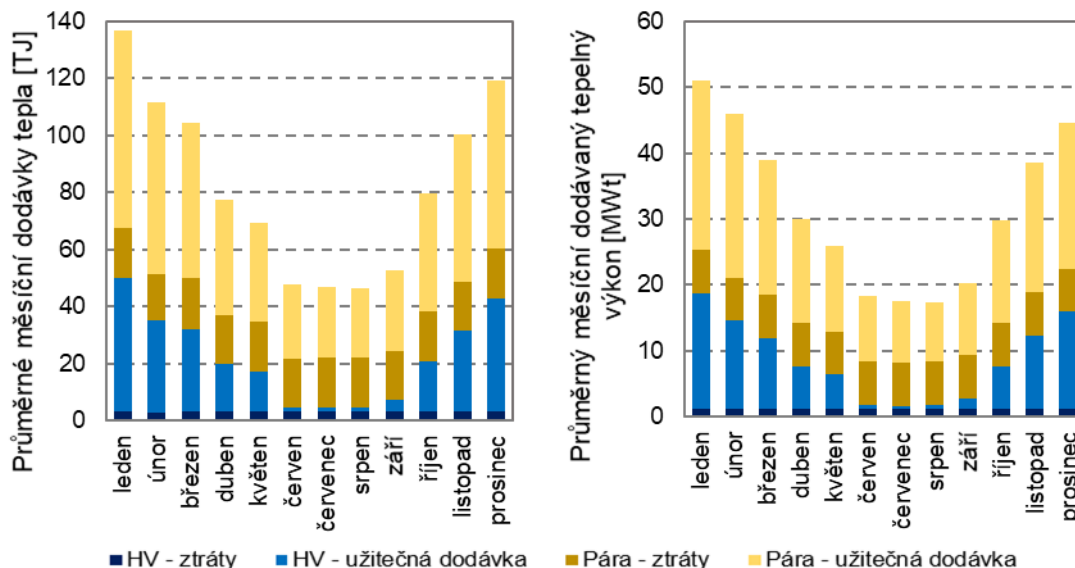
Vývoj celkové výroby tepla mezi roky 2011 a 2020 byl ovlivněn zejména změnou provozního režimu teplárny a přeorientování se z výroby silové elektřiny na poskytování služeb výkonové rovnováhy (došlo tak mezi rokem 2011 a 2015 zhruba k polovičnímu poklesu celkové výroby). Vývoj užitečných dodávek tepla (bez započtení ztrát) byl s ohledem na vývoj počtu denostupňů ovlivněn zvýšeným počtem odběrných míst a navýšením jejich odběrů (zejména technologické odběry). Tento fakt lze pozorovat v letech 2014 a 2018, kdy při zhruba stejném počtu denostupňů byly užitečné dodávky tepla v roce 2018 o 40 TJ vyšší. Za předchozí roky došlo vlivem modernizace rozvodů tepla v aglomeraci města Planá nad Lužnicí spolu s postupným přechodem na horkovodní síť ke snížení tepelných ztrát, což se projevilo v celkově nižší výrobě tepla.

Výrazné zvýšení užitečných dodávek tepla (o cca 250 TJ) mezi roky 2019 a 2020 bylo zapříčiněno propojením teplárenských soustav a tedy dodávkou tepelné energie i pro obyvatele města Tábor. V roce 2021 se dá očekávat další nárůst (zhruba o dalších 150 TJ/rok), a to z důvodu toho, že se projeví zásobování propojených soustav za celý rok a nejen za tři čtvrtiny, jako tomu bylo v roce 2020.

Následující Graf 8 zobrazuje referenční diagramy užitečných dodávek tepla a ztrát v horké vodě a páře uvažované pro rok 2021. Graf vlevo zobrazuje dodávky tepla v jednotlivých

měsících [TJ] a graf vpravo zachycuje průměrné měsíční tepelné výkony dodávané do sítě [MWt]. Tvar grafů odpovídá typicky teplotnímu odběru. Oproti průměrným měsíčním hodnotám mohou být okamžité dodávané tepelné výkony až o 40 % vyšší v zimním období a až o 20 % nižší v letním období.

Graf 8 Rozložení užitečných dodávek tepla a ztrát v horké vodě a v páře pro rok 2021 v jednotlivých měsících [TJ] a průměrné měsíční tepelný výkon dodávané do sítě CZT [MWt] ze zdroje C-Energy Planá



S postupnou plánovanou konverzí parovodů na horkovody v aglomeraci města Tábor se bude měnit dodávaný výkon v páře na výkon v horké vodě, konkrétně by mělo být do konce roku 2021 nahrazeno zhruba 70 TJ v páře horkou vodou, v roce 2022 dalších zhruba 40 TJ a po dokončení dostavby horkovodu do Tábora v roce 2023, by mělo být nahrazeno dalších zhruba 150 TJ.

4.3. Soustava zásobování teplem

Teplu z teplárny C-Energy Planá je vyvedeno parními a horkovodními rozvody do zhruba 8 500 domácností a 200 podniků. Celková rozvinutá délka rozvodů je 78 km, z toho 30,7 km je parních a 47,3 km horkovodních. Ve městě Planá nad Lužnicí prošel systém CZT v rámci obnovy teplárny v letech 2014 a 2015 rozsáhlou rekonstrukcí, kdy byly staré a kondenzátní rozvody nahrazeny horkovodními rozvody s vyšší izolační schopností. V současnosti probíhá rozsáhlá konverze parovodních rozvodů na horkovodní i ve městě Táboře, kde se uvažuje s úplnou výměnou všech parních rozvodů tepla do roku 2023. Mělo by tak dojít k výraznému poklesu ztrát. O zajištění dodávek technologické páry v Táboře by se v budoucnosti měl starat nově instalovaný plynový kotel.

Bývalé odděleně provozované soustavy CZT v aglomeraci měst Tábor, Sezimovo Ústí a Planá nad Lužnicí jsou v současné době propojeny novým horkovodem a starším parovodem pro páru 1,1 MPa, který by měl být od roku 2023 také nahrazen novým horkovodem. Cílem tedy

je zcela přejít na dodávku tepla v horké vodě tam, kde to podmínky a odběratelé umožňují. Nejenže, to je ekonomicky výhodnější (snížení ztrát v rozvodech a využití entalpického spádu při výrobě elektřiny), ale i ekologicky šetrnější (úspora primárních energetických zdrojů).

V současnosti je dodávka tepla zajišťována:

- horkovody (jmenovité parametry horké vody v letním období 95/62 °C a v zimním období 130/80 °C), které zajišťují dodávku tepla zákazníkům pro otopné účely
- parními rozvody
 - rozvody 2,1 MPa, které slouží k dodávce tepla odběratelům (podnikům) využívající páru pro technologické účely
 - rozvody 1,1 MPa, které slouží jak k dodávce technologické páry, tak pro dodávku tepla zákazníkům pro otopné účely

5. Návrh zdrojové základny a optimalizace provozu teplárenské soustavy

Následující kapitoly se věnují optimalizaci provozu nově vzniklé sjednocené teplárenské soustavy centrálního zásobování teplem v aglomeraci měst Tábor, Sezimovo Ústí a Planá nad Lužnicí. Tato kapitola detailně popisuje samotný proces optimalizace a její výsledky pro stávající stav teplárenské soustavy a ekonomické vstupy odpovídající roku 2021. Optimalizace pro tento rok je důležitá, protože se jedná o nově vzniklou teplárenskou soustavu s odlišnými požadavky na dodávky tepla, než jak tomu bylo v předešlých letech. Kapitola následující poté výhledově řeší optimalizaci téže teplárenské soustavy v budoucnu, konkrétně v časových řezech 2025 a 2030. Jsou tak sledovány budoucí trendy ve změně provozu teplárny (zdrojové základny) s ohledem na skutečnosti vyplývající z budoucího stavu teplárenské soustavy a odhadů vývoje vstupních ekonomických veličin. Výhledová optimalizace je důležitá zejména proto, aby provozovatel teplárny věděl s čím do budoucna počítat a jak mohou potenciální změny ovlivnit provozní režim.

Optimalizace je provedena na bázi ročních období pro každý časový řez na základě výnosů a variabilních nákladů z provozů jednotlivých zdrojů. Jednotlivé měsíce v daném časovém řezu se od sebe odlišují dodávkami tepelného výkonu v horké vodě a v páře, které musí teplárna do soustavy dodávat (viz kapitola 4.2.5).

Optimalizaci předchází popis vstupních předpokladů a technických omezení, která vycházejí z technických vlastností prvků teplárenské soustavy, ze zkušeností s jejím provozem a ostatních závazků teplárny a která ovlivňují optimalizační model. Následuje popis samotného modelu, včetně jeho vstupních faktorů. Výstupem optimalizačního modelu je optimalizovaný návrh zdrojové základny, který z technickoekonomického pohledu nejlépe splňuje závazky teplárny a maximalizuje ekonomický efekt. Na závěr je provedena citlivostní analýza výsledné optimalizace na ekonomické vstupy nejvíce zatížené nejistotou jejich stanovení.

5.1. Popis procesu optimalizace

Otázkou optimalizace se specialisté v teplárně zabývají každý den. Je totiž třeba reagovat na neustále se měnící ceny ekonomických vstupů, kterými jsou na straně nákladů ceny paliv či emisní povolenky a na straně výnosů ceny silové elektřiny či služeb výkonové rovnováhy. Zároveň je však třeba respektovat technická či dočasná omezení teplárny. Počet provozních režimů (možností nasazení zdrojů), které v teplárně C-Energy Planá přichází v úvahu přesahuje jeden tisíc. Z hlediska ekonomiky provozu je vždy třeba zvolit co možná nejvhodnější nasazení zdrojů a maximalizovat tak ekonomický efekt. Svou roli samozřejmě hraje i fakt, s jakou přesností jsou predikovány všechny vstupy.

Optimalizace celé teplárenské soustavy je skutečně složitá úloha s mnoha proměnnými, které jsou provázány soustavami matematických rovnic a jako celek tvoří optimalizační model, který

je každý den vyhodnocován. Optimalizační model je složením technického modelu, který udává omezení a vazby mezi jednotlivými prvky a ekonomického modelu, který vyhodnotí optimální provoz jednotlivých zdrojů za daných technických omezení a vazeb.

5.2. Popis vstupních předpokladů

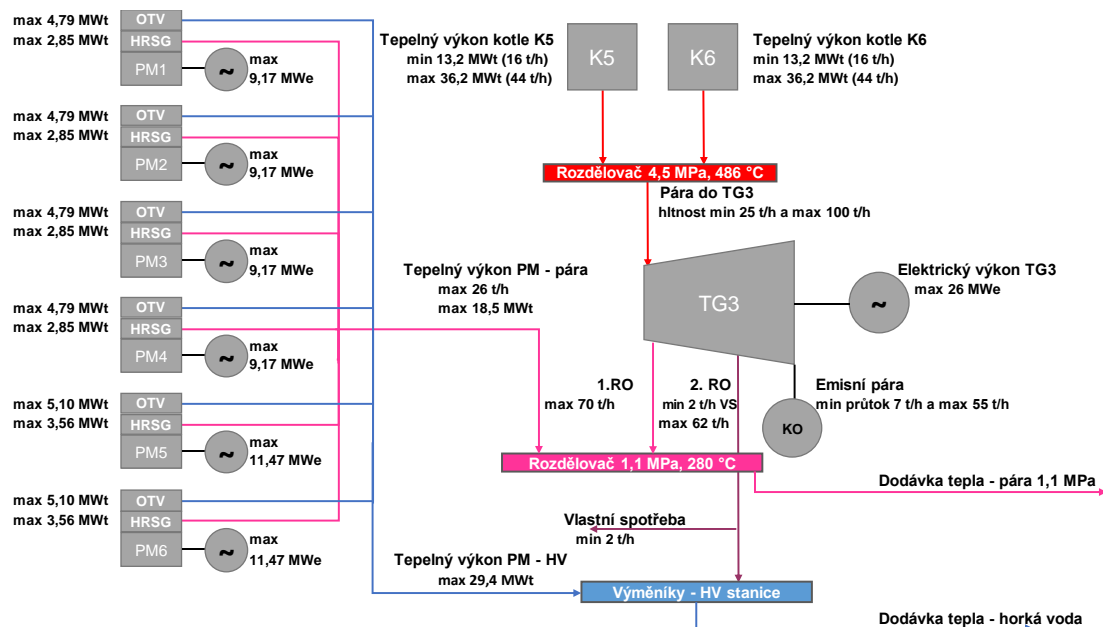
Pro potřeby této diplomové práce jsem z důvodu složitosti a komplexnosti skutečného problému optimalizace zavedl několik vstupních zjednodušujících předpokladů technické části modelu, které umožní provést optimalizaci snáze, ale zároveň nebudou mít zásadní vliv na její výsledky. Předpoklady vycházejí ze zkušeností s provozem teplárny C-Energy Planá, které jsem nabyt během konzultací se specialistou na optimalizaci provozu panem Ing. Josefem Havlíkem. Zásadní vstupní zjednodušující předpoklady technické části optimalizačního modelu zavedených pro potřeby této diplomové práce, včetně argumentů pro a proti jejich zavedení, shrnuje následující Tabulka 8.

Tabulka 8 Zavedené vstupní zjednodušující předpoklady

Zavedené zjednodušující předpoklady	PRO	PROTI
Neuvažování využití redukčních stanic	<ul style="list-style-type: none"> • minimální historické využití • primární dodávka tepla skrze regulované odběry teplárenským způsobem (podpora KVET) 	<ul style="list-style-type: none"> • nutnost využití redukčních stanic/ kotle K4 v případě poruchy či odstávky
Neuvažování využití kotle K4	<ul style="list-style-type: none"> • minimální historické využití, výroba tepla výtopenkým způsobem (ekologická daň) 	<ul style="list-style-type: none"> • náhrada při výpadku/odstávce kotlů K5/K6
Zanedbání odběru páry 2,1 MPa	<ul style="list-style-type: none"> • odběr pouze pro jednoho zákazníka (< 1 % ročních dodávek tepla) • delší časový horizont bez dodávek 	<ul style="list-style-type: none"> • nutnost udržování dodávek z odběru k dispozici (smluvní vztah)
Udržování výkonu turbogenerátoru alespoň na minimální úrovni	<ul style="list-style-type: none"> • odstávka a najíždění bloku kotle + TG3 trvá řádově několik dní • možnost zapojit se do poskytování SVR (mFRR+) 	<ul style="list-style-type: none"> • potenciál dočasné ztrátovosti provozu (výhodnější by bylo využití pouze plynových motorů)
Zajištění minimálního výkonu turbogenerátoru oběma kotli K5 a K6 současně	<ul style="list-style-type: none"> • vyšší spolehlivost dodávek tepelné energie (najetí kotle trvá řádově několik hodin) 	<ul style="list-style-type: none"> • opotřebení obou kotlů • při vyšším výkonu dosahuje kotel lepší účinnosti

Zavedené zjednodušující předpoklady	PRO	PROTI
	<ul style="list-style-type: none"> možnost poskytování SVR (mFRR+) 	
Uvažování provozu každého z plynových motorů PM1 až PM6 v šesti základních režimech (viz Tabulka 9)	<ul style="list-style-type: none"> výrazné snížení výpočetní náročnosti modelu pokrytí významného počtu provozovaných kombinací plynových motorů 	<ul style="list-style-type: none"> omezení počtu potenciálních provozních režimů rozložení výkonu mezi jednotlivé PM může být v rámci agregačního bloku libovolné
Zanedbání příspěvků od FVE, baterie a zařízení EVECONT	<ul style="list-style-type: none"> baterie slouží primárně jako podpora pro vylepšení kvalitativních parametrů SVR Zanedbatelné dodávky tepla ze zařízení EVECONT (zkušební provoz) 	<ul style="list-style-type: none"> zanedbání příspěvků zhoršuje ekonomiku provozu díky baterii je umožněno dosáhnout dostatečného regulačního rozsahu při poskytování mFRR5+ na TG3

V důsledku těchto zjednodušujících vstupních předpokladů, může být technologické schéma na Obrázek 4 převedeno do podoby na následujícím Obrázek 5, který představuje zjednodušené technologické blokové schéma teplárny pro potřeby optimalizačního modelu.



Obrázek 5 Blokové schéma teplárny (zjednodušené)

Na obrázku jsou také zachycena všechna důležitá technologická omezení, která vychází z analýzy současného stavu teplárenské soustavy (viz kapitola 4.2), a která tvoří základní omezující podmínky modelu. Z hlediska zdrojové/technologické základny je uvažováno pro

všechny časové řezy s šesti plynovými motory PM1 až PM6, dvěma roštovými kotli K5 a K6 a turbogenerátorem TG3. Tento předpoklad životnosti je zaveden na základě analýzy prvků teplárny, tj. všechna zmíněná zařízení jsou nová anebo nově rekonstruovaná.

Provozní režimy plynových motorů a jejich technické parametry, se kterými je uvažováno pro potřeby optimalizačního modelu v této práci, zachycuje následující Tabulka 9. Uvažováno je celkem šest provozních režimů, které se od sebe odlišují dodávaným elektrickým výkonem a stavem poskytování služeb výkonové rovnováhy. V důsledku toho se mění parametry plynových motorů jako je dodávané teplo v horké vodě a páře a také spotřeba paliva (zemního plynu). Na základě cen vstupních a výstupních komodit tak lze každému provoznímu režimu přiřadit cenový koeficient.

Tabulka 9 Technické parametry plynových motorů PM1 až PM4 při různých provozních režimech

Provozní režim	1	2	3	4	5	6
produkce páry [t/h]	3,8	1,8	0,003	4	1,7	0
tepelný výkon pro OTV [MWt]	4,7	3,3	0,003	4,79	3,2	0
elektrický výkon [MW]	9,17	4,58	0	9,17	4,58	0
RZ mFRR5+	0	0	9	0	0	0
RZ aFRR+	0	4	0	0	0	0
RZ aFRR-	5	0	0	0	0	0
spotřeba paliva [MWt]	18,52	10,76	0,014	19,15	10,36	0

Provozní režimy 1 až 3 představují využití plynových motorů postupně na 100 %, 50 % a 0 % elektrického výkonu a zároveň poskytování příslušného výkonu jako výkonové rezervy pro potřeby služeb výkonové rovnováhy. Při udržování diagramového bodu na 100 % elektrického výkonu plynový motor poskytuje 5 MW záporné regulační zálohy aFRR-, při 50 % výkonu poskytuje 4 MW kladné regulační zálohy aFRR+ a při 0 % elektrického výkonu poskytuje 9 MW kladné regulační zálohy mFRR5+. Aby bylo možné poskytnout kladnou regulační zálohu v plném rozsahu (provozní režim 3), je třeba udržovat motor v teplé netočivé záloze, o což se stará menší tepelný výměník odebírající marginální část tepla z horkovodní sítě. Pro potřeby této práce jsem tuto vlastní spotřebu zanedbal a spotřebou paliva se tak myslí pouze palivo využitě pro poskytování služby mFRR5+. Produkce páry a tepelný výkon pro ohřev teplé vody u provozních režimů 1 až 3 je podmíněn pravděpodobností aktivace příslušné SVR (proto je u provozního režimu 3 malá dodávka tepelného výkonu (0,003 MWt) a produkce páry (0,003 t/h)). Provozní režimy 4 až 6 představují totožné výkonové zatížení jako u režimů 1 až 3, ale tentokrát již bez uvažování poskytování regulačního výkonu. Pro plynové motory PM5 a PM6 jsou parametry stanoveny shodným způsobem (viz Tabulka 10).

Tabulka 10 Technické parametry plynových motorů PM5 a PM6 při různých provozních režimech

Provozní režim	1	2	3	4	5	6
produkce páry [t/h]	4,8	2,2	0,004	5	2,1	0
tepelný výkon pro OTV [MWt]	5,0	3,5	0,004	5,1	3,5	0
elektrický výkon [MW]	11,47	5,74	0	11,47	5,74	0
RZ mFRR5+	0	0	11	0	0	0
RZ aFRR+	0	5	0	0	0	0
RZ aFRR-	6	0	0	0	0	0
spotřeba paliva [MWt]	22,17	12,68	0,017	22,94	12,20	0

V modelu jsou plně respektovány zmíněné účinnosti zařízení a také proměnlivé teploty topné vody a vratného kondenzátu měnící se během roku.

5.3. Optimalizační model

Optimalizační model je postaven na principu úlohy lineární programování, které umožňuje vhodným způsobem propojit jak technické vazby a omezení modelu, tak hodnotu ekonomických vstupů. Z tohoto důvodu jsem se rozhodl optimalizační model popsat shodným způsobem, jaký by náležel i úloze lineárního programování.

Formulace problému optimalizace

Optimalizační model řeší základní otázku, jakým optimálním způsobem za daných technických omezení, zavedených předpokladů a ekonomických vstupů zajistit okamžité dodávky tepelného výkonu (v horké vodě a páře) do soustavy centrálního zásobování teplem, tj. jakým způsobem provozovat šest dostupných plynových motorů PM1 až PM6, dva roštové kotle K5 a K6 a turbogenerátor TG3, abych dosáhl maximálního ekonomického efektu (rozdílu výnosů a variabilních nákladů) při konstantních výnosech z prodeje tepla.

Popis matematického modelu

Matematický model popisující úlohu lineárního programování se skládá z kriteriální funkce obsahující cenové koeficienty, které respektují ekonomickou část modelu a souboru omezujících podmínek, které respektují závazky a technologické vazby mezi jednotlivými prvky teplárny. V tomto případě se jedná o deterministickou úlohu lineárního programování, kdy je předpokládáno, že koeficienty na levé straně omezení i koeficienty pravých stran omezujících podmínek jsou striktně stanoveny a předem známy. Předpokládám tak ideální stav světa, kdy jsou veškeré parametry stanoveny na základě jmenovitých technických parametrů. Předkládána je i linearita parametrů. Proměnlivost závazků na dodávky tepla v horké vodě a v páře je řešena na bázi ročních období (letní, přechodné a zimní), dle referenčních diagramů dodávek tepla v daném roce. Variabilita cenových koeficientů v kriteriální funkci, které bývá zpravidla největší, je zohledněna formou stanovených scénářů v roce 2021 a provedenými citlivostními analýzami. Výhledově je zohledněna i v časových řezech 2025 a 2030.

Kriteriální funkce

$$C_{y1RO} \cdot y_{1RO} + C_{y2RO} \cdot y_{2RO} + C_{ySE} \cdot y_{SE} + C_{yMZ} \cdot y_{MZ} + C_{xPM11} \cdot x_{PM11} + C_{xPM12} \cdot x_{PM12} + C_{xPM13} \cdot x_{xPM13} + C_{xPM14} \cdot x_{PM14} + C_{xPM15} \cdot x_{PM15} + C_{xPM16} \cdot x_{PM16} + \dots + C_{xPM61} \cdot x_{PM61} + C_{xPM62} \cdot x_{PM62} + C_{xPM63} \cdot x_{PM63} + C_{xPM64} \cdot x_{PM64} + C_{xPM65} \cdot x_{PM65} + C_{xPM66} \cdot x_{PM66} \rightarrow \text{MAX} \quad (1)$$

Kriteriální funkce maximalizuje ekonomický efekt při splnění omezujících podmínek, kde cenové koeficienty c [Kč/t/h; Kč] odpovídají rozdílu výnosů z prodeje elektřiny nebo poskytování služeb výkonové rovnováhy a nákladů na palivo a emisní povolenky, při realizaci odběru jedné tuny páry za hodinu z TG3 a rozdílu výnosů a nákladů při volbě jednoho z šesti provozních režimů u každého z plynových motorů PM1 až PM6. Proměnné y [t/h] vyjadřují odběr páry z regulovaných odběrů RO1, RO2 a také odběr pro výrobu silové elektřiny, případně pro poskytování minutové zálohy a proměnné x jsou binární proměnné vyjadřující realizaci daného provozního režimu (viz Tabulka 9 a Tabulka 10). Pro větší přehlednost jsou veškeré použité proměnné modelu popsány v příloze A.

Omezující podmínky

Dodávka tepla v páře 1,1 MPa

$$y_{1RO} + 3,8 \cdot x_{PM11} + 1,8 \cdot x_{PM12} + 0,003 \cdot x_{PM13} + 4,0 \cdot x_{PM14} + 1,7 \cdot x_{PM15} + 0 \cdot x_{PM16} + \dots + 4,8 \cdot x_{PM61} + 2,2 \cdot x_{PM62} + 0,004 \cdot x_{PM63} + 5,0 \cdot x_{PM64} + 2,1 \cdot x_{PM65} + 0 \cdot x_{PM66} = K1 \text{ [t/h]} \quad (2)$$

Omezující podmínka zajišťující splnění závazku v podobě dodávek tepla odběratelům v páře 1,1 MPa [t/h] dle referenčního diagramu dodávek.

Dodávka tepla v horké vodě

$$y_{2RO} \cdot k + 4,7 \cdot x_{PM11} + 3,3 \cdot x_{PM12} + 0,003 \cdot x_{PM13} + 4,8 \cdot x_{PM14} + 3,2 \cdot x_{PM15} + 0 \cdot x_{PM16} + \dots + 5 \cdot x_{PM61} + 3,5 \cdot x_{PM62} + 0,004 \cdot x_{PM63} + 5,1 \cdot x_{PM64} + 3,4 \cdot x_{PM65} + 0 \cdot x_{PM66} = K2 \text{ [MWt]} \quad (3)$$

Omezující podmínka zajišťující splnění závazku v podobě dodávek tepla odběratelům v horké vodě [MWt] dle referenčního diagramu dodávek. Konstanta k vyjadřuje převod z t/h na MWt.

Výkon kotlů

$$y_{1RO} + y_{2RO} + y_{SE} + y_{MZ} \geq 32,2 \text{ [t/h]} \text{ a } y_{1RO} + y_{2RO} + y_{SE} + y_{MZ} \leq 88 \text{ [t/h]} \quad (4)$$

Omezující podmínka zajišťující udržení výkonu kotlů K5 a K6 v pracovních mezích.

Regulovaný odběr 1

$$y_{1RO} \leq 70 \text{ [t/h]} \quad (5)$$

Omezující podmínka zajišťující nepřekročení maximálně možného odběru páry z regulovaného odběru RO1.

Regulovaný odběr 2

$$y_{2RO} \geq 32,2 \text{ [t/h]} \text{ a } y_{2RO} \leq 62 \text{ [t/h]} \quad (6)$$

Omezující podmínka zajišťující nepřekročení maximálně možného odběru páry z regulovaného odběru RO2 a zároveň zajišťující alespoň minimální odběr pro potřeby vlastní spotřeby teplárny.

Hltnost turbíny

$$y_{1RO} + y_{2RO} + y_{SE} + y_{MZ} \geq 25 \text{ [t/h]} \text{ a } y_{1RO} + y_{2RO} + y_{SE} + y_{MZ} \leq 100 \text{ [t/h]} \quad (7)$$

Omezující podmínka zajišťující nepodkročení a nepřekročení hltnosti turbíny.

Průtok kondenzátorem

$$y_{SE} + y_{MZ} \geq 7 \text{ [t/h]} \text{ a } y_{SE} + y_{MZ} \leq 70 \text{ [t/h]} \quad (8)$$

Omezující podmínka zajišťující nepodkročení a nepřekročení průtoku páry do kondenzátoru.

Poskytování RZ aFRR+

$$0 \cdot x_{PM11} + 4 \cdot x_{PM12} + 0 \cdot x_{PM13} + 0 \cdot x_{PM14} + 0 \cdot x_{PM15} + 0 \cdot x_{PM16} + \dots + 0 \cdot x_{PM61} + 5 \cdot x_{PM62} + 0 \cdot x_{PM63} + 0 \cdot x_{PM64} + 0 \cdot x_{PM65} + 0 \cdot x_{PM66} \leq 23 \text{ [MW.h]} \quad (9)$$

Omezující podmínka zajišťující nepřekročení hranice výkonu certifikovaného pro poskytování kladné regulační zálohy aFRR+.

Poskytování RZ aFRR-

$$5 \cdot x_{PM11} + 0 \cdot x_{PM12} + 0 \cdot x_{PM13} + 0 \cdot x_{PM14} + 0 \cdot x_{PM15} + 0 \cdot x_{PM16} + \dots + 6 \cdot x_{PM61} + 0 \cdot x_{PM62} + 0 \cdot x_{PM63} + 0 \cdot x_{PM64} + 0 \cdot x_{PM65} + 0 \cdot x_{PM66} \leq 23 \text{ [MW.h]} \quad (10)$$

Omezující podmínka zajišťující nepřekročení hranice výkonu certifikovaného pro poskytování kladné regulační zálohy aFRR-.

Poskytování RZ mFRR+

$$0 \cdot x_{PM11} + 0 \cdot x_{PM12} + 9 \cdot x_{PM13} + 0 \cdot x_{PM14} + 0 \cdot x_{PM15} + 0 \cdot x_{PM16} + \dots + 0 \cdot x_{PM61} + 0 \cdot x_{PM62} + 11 \cdot x_{PM63} + 0 \cdot x_{PM64} + 0 \cdot x_{PM65} + 0 \cdot x_{PM66} \leq 58 \text{ [MW.h]} \quad (11)$$

Omezující podmínka zajišťující nepřekročení hranice výkonu certifikovaného pro poskytování kladné regulační zálohy mFRR+.

Binární proměnné

$$\begin{aligned} x_{PM11} + x_{PM12} + x_{PM13} + x_{PM14} + x_{PM15} + x_{PM16} &= 1 \\ \vdots & \\ x_{PM61} + x_{PM62} + x_{PM63} + x_{PM64} + x_{PM65} + x_{PM66} &= 1 \end{aligned} \quad (12)$$

Omezující podmínka zajišťující, že dojde k výběru právě jednoho provozního režimu pro každý z plynových motorů. Proměnné $x_{PM11} \dots x_{PM66}$ jsou binární $\{0;1\}$. Pro všechny ostatní proměnné platí nezápornost.

Základní logika modelu je tedy taková, že na základě cen hnědého uhlí, zemního plynu, biomasy, emisních povolenek, regulačních záloh, silové elektřiny a příspěvků KVET je nejprve s co největším ekonomickým efektem uspokojena dodávka tepla v horké vodě a v páře (případně

uspokojeny i další závazky teplárny) a stanovena výše výroby silové elektřiny či výše poskytnuté regulační minutové zálohy na TG3. Poté je optimalizováno využití zbylého disponibilního výkonu zdrojů plynových motorů na základě cen výše zmíněných faktorů pro jiné, než teplárenské účely (poskytování služeb výkonové rovnováhy či prodej silové elektřiny, tentokrát již bez příspěvku KVET). To je provedeno obdobným způsobem jako popisuje výše naznačený matematický model jen s tím rozdílem, že se optimalizuje využití pouze nevyužitého (disponibilního) výkonu plynových motorů, tedy bez omezujících podmínek na dodávky tepla a týkajících se odběrů z TG3. Jinak řečeno, zkoumá se, jaký provozní režim je z hlediska ekonomiky nejvhodnější pro plynové motory nezapojené do dodávek tepla do CZT v prvním kole optimalizace. Odpadní teplo je v tomto případě nevyužito pro účely CZT a motory fungují pouze v elektrárenském režimu.

Řešení matematického modelu

Matematický model úlohy lineárního programování popisující problém optimalizace jsem naprogramoval v modulu Řešitel (Solver) v softwaru MS Excel. Matematický model je řešen pomocí Simplexové metody. Výstupem modelu je optimalizovaný provozní režim teplárny.

5.4. Vstupy modelu

Tato kapitola se věnuje definici a ocenění ekonomických veličin, které jsou potřebné pro stanovení cenových koeficientů v kritériální funkci optimalizačního modelu. Pro zjednodušení uvažuji s fixací stanovených cen na celý rok 2021 (kromě cen veličin stanovených formou scénářů) a také předpokládám, že teplárna nemá žádné závazky z hlediska povinnosti odběru, dodávky či stanovené ceny. Výhled vývoje těchto veličin pro roky 2025 a 2030 je uveden v kapitole 6. Cena tepla, jakožto hlavního příjmu z podnikatelské činnosti teplárny diskutována a stanovována není. Předpokládám, že optimalizace nebude mít zásadní vliv na rozdělení společných nákladů KVET a tudíž se cena v důsledku optimalizace tepla nezmění. Uváděné částky jsou v nominálních cenách.

5.4.1. Emisní povolenky za produkci CO₂

Významnou nákladovou položkou teplárny jsou emisní povolenky za produkci CO₂. To je dáno tím, že je v teplárně stále spalováno hnědé uhlí a také zemní plyn. V obou případech se jedná o fosilní paliva s emisními faktory dle MPO [48] **0,36 t CO₂/MWh** výhřevnosti hnědého uhlí a **0,20 t CO₂/MWh** výhřevnosti zemního plynu. Jak je vidět na Graf 10 za posledních pět let cena emisní povolenky na denním trhu vzrostla zhruba osmkrát. V současné době (březen 2021) se cena pohybuje na úrovni **38 až 42 EUR/t CO₂** (při kurzu 26 Kč/EUR **988 až 1092 Kč/t CO₂**). Reakcí teplárny na rostoucí ceny emisních povolenek je postupný přechod od spalování hnědého

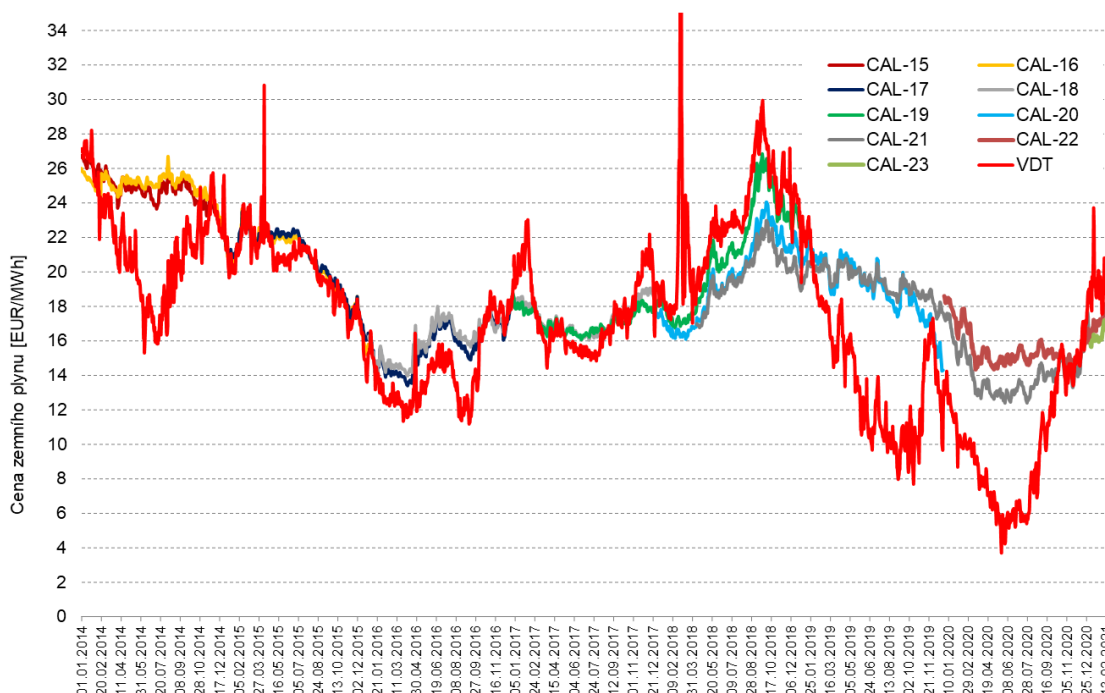
uhlí na biomasu, který by měl být zcela dokončen v roce 2023. Ve své práci neuvažují ve výpočtech s žádným bezplatným přidělem emisních povolenek.

Dle lednového výhledu analytiků z S&P Global Platts by se cena emisní povolenky měla díky intervencím EU stabilizovat a její průměrná cena by v letošním roce měla být na úrovni **29,1 EUR/t CO₂** (při kurzu 26 Kč/EUR **757 Kč/t CO₂**) [49]. Jelikož je však cena emisní povolenky velmi nejistá, je její proměnlivost zohledněna formou scénářů (viz kapitola 5.5).

5.4.2. Zemní plyn

Nákup zemního plynu tvoří další významnou nákladovou položku, jelikož teplárna provozuje celkem šest plynových motorů. Zemní plyn je nakupován z části formou dlouhodobých kontraktů a z části na vnitrodenním trhu. Dlouhodobými kontrakty je pokrývána potřeba teplárny na provoz plynových motorů k dodávkám tepla, zatímco na vnitrodenním trhu je zemní plyn primárně nakupován podle vývoje cen silové elektřiny a služeb výkonové rovnováhy a tedy i dle nejvýhodnějšího provozního režimu motorů. Na Graf 9 lze vidět vývoj ceny ročních futures kontraktů na dodávku plynu v ČR a také denní průměry cen z českého vnitrodenního trhu.

Graf 9 Vývoj ceny ročních futures kontraktů a cen na vnitrodenním trhu – zemní plyn, Zdroj dat: PXE [50] a OTE [51]



Lze si povšimnout, že ceny dlouhodobých kontraktů jsou z dlouhodobého hlediska stabilnější a pohybují se v rozmezí od 14 do 20 EUR/MWh. Jediným extrémem za poslední dobu bylo období podzimu roku 2018, kdy byla cena plynu vyhnána vzhůru z důvodu obav malého naplnění zásobníků plynu před zimou. Přišla však mírná zima a zásobníky zůstaly nevyčerpány. To naopak vedlo k tomu, že cena plynu šla opět dolů. [52] Současný růst ceny plynu na úroveň okolo

20 EUR/MWh lze přisuzovat rostoucí ceně emisních povolenek, která předurčuje řazení elektráren do výroby. Ceny na vnitrodenním trhu jsou okolními faktory mnohem více ovlivňovány a díky tomu také daleko více fluktuují. To samozřejmě představuje pro teplárnu značné riziko, protože se ceny mohou mnohonásobně zvýšit během krátké doby. Důkazem může být březen roku 2018, kdy se ceny dostaly až na hranici 60 EUR/MWh nebo pětinasobné zvýšení průměrné ceny na VDT za poslední půl rok.

Pro zjednodušení budu v modelu předpokládat, že veškerý plyn pro potřeby pokrytí dodávek tepla teplárna nakupuje formou ročních futures kontraktů. Pro optimalizaci v roce 2021 tedy budu počítat s cenou komodity pro CAL 21 z průměru cen roku 2020, tedy **14,1 EUR/MWh**. Do konečné ceny za zemní plyn je třeba ještě přičíst marži obchodníka cca **2 EUR/MWh** a poplatek za přepravu a distribuci **3 EUR/MWh** (Teplárna C-Energy Planá odebírá plyn z přepravní soustavy). Výsledná cena by tak byla **19,1 EUR/MWh**¹⁷ (při kurzu 26 Kč/EUR **497 Kč/MWh**). Jelikož se ceny na vnitrodenním trhu pohybují v širokých mezích a průměrná cena by příliš neodpovídala skutečnosti, cenu plynu potřebného pro výrobu elektřiny nebo poskytování SVR bez dodávek užitečného tepla stanovím formou scénářů (viz kapitola 5.5).

5.4.3. Biomasa

Biomasa ještě donedávna nebyla pro teplárnu C-Energy Planá nijak významnou komoditou. To se však v posledních letech změnilo. Cena biomasy totiž s postupným odklonem od uhlí hraje čím dál významnější roli a budoucnu může být komoditou, o kterou se povedou konkurenční boje. V současné době je biomasa v podobě dřevní štěpky a odpadů ze zpracování a těžby dřeva spoluspalována spolu s uhlím v kotlích K5 a K6 v hmotnostním poměru 45 %. Po teplárnu C-Energy Planá je zájmovou oblastí těžby Jihočeská kraj s dovozní vzdáleností v optimálním případě do 50 až 80 km. V takovém případě se jedná o ekologickou a ekonomickou vzdálenost a tzv. ekologicky udržitelnou biomasu. Dle analýzy vypracované pro dlouhodobou koncepci TČB a statistik z Územní energetické koncepce Jihočeského kraje [52] by mělo být v kraji díky kúrovcové kalamitě k dispozici cca 340 tis. tun paliva ročně v podobě dřevní štěpky využitelného pro energetické účely a až 100 tis. tun dřevních odpadů ze zpracovatelského průmyslu rovněž pro energetické účely. V současné době je průmyslovými a energetickými podniky v kraji využíváno zhruba 170 tis. tun dřevní biomasy. To znamená, že pro potřeby CEP by v kraji zbývalo využitelných zhruba 270 tis. tun dřevní biomasy ročně.

Pro potřeby optimalizačního modelu pro rok 2021 počítám s cenou biomasy (komodity) **112 Kč/GJ**, která odpovídá ceně stanovené v Dlouhodobé koncepci podnikatelské činnosti Teplárny České Budějovice, a.s. v letech 2020-2048 [52], a která odpovídá lokálním cenám

¹⁷za MWh spalného tepla

biomasy v Jihočeském kraji. Při uvažování dovozní vzdálenosti v průměru dvakrát 65 km (započtena i zpáteční cesta), ceně silniční dopravy 2 Kč/km/t a při uvažované výhřevnosti 11 GJ/t (vlhkost 35 %) přepravní náklady činí cca **24 Kč/GJ**. Při sečtení komodit a přepravních nákladů tak cena pro optimalizaci v roce 2021 činí **136 Kč/GJ**, tj. **490 Kč/MWh**.

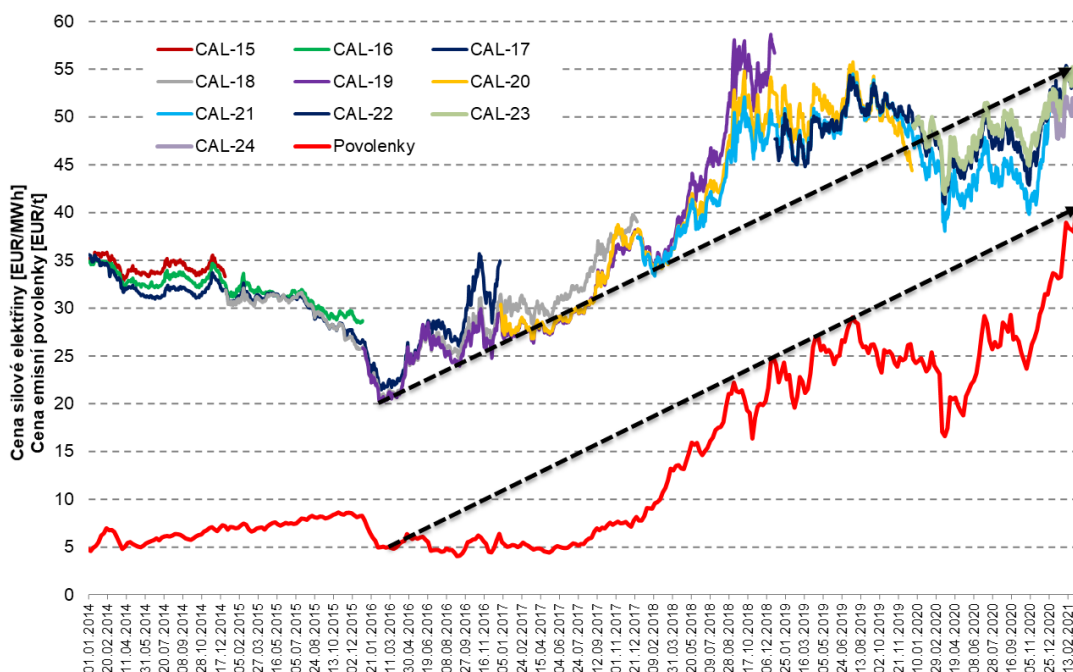
5.4.4. Hnědé uhlí

Cena hnědého uhlí je pro optimalizaci provozu v roce 2021 stále důležitým faktorem, jelikož teplárna ho stále využívá jako palivo pro výrobu tepla v uhelných kotlích K5 a K6. Poměr jeho spalování s biomasou se postupně snižuje, avšak v roce 2020 šlo stále o zhruba 60 tis. tun spáleného uhlí. Cena hnědého uhlí (komodity) při uvažované kvalitě a množství může být expertně odhadnuta na 50 – 60 Kč/GJ. Při uvažování dopravy po železnici z Lomu Bílina, vzdáleného zhruba 250 km, lze počítat s cenou dopravy 1,4 až 1,6 Kč/km/t. Celkem tedy 350 až 400 Kč/t. Při uvažované výhřevnosti 17 GJ/t přepravní náklady činí cca 20 až 25 Kč/GJ. Při uvažování dalších variabilních nákladů (aditiva, likvidace VEP atd.) 10 Kč/GJ může být cena stanovena na 80 až 95 Kč/GJ. Pro optimalizaci v roce 2021 tedy budu počítat s cenou **90 Kč/GJ**, tj. **324 Kč/MWh**, jakožto vyšší hodnotou z uvažovaného rozmezí cen.

5.4.5. Silová elektřina

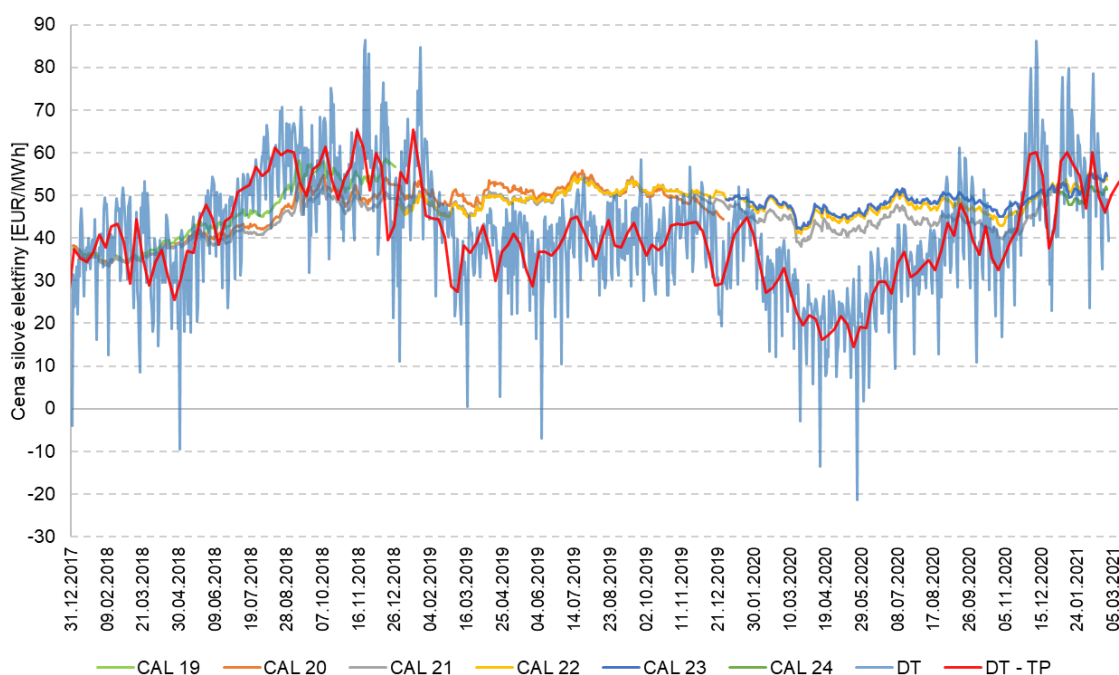
Z hlediska provozu teplárny je důležitým faktorem vývoj na dlouhodobých i krátkodobých trzích s elektřinou. Cena ročních futures kontraktů (baseload) určuje příjmy teplárny z vynucené výroby elektřiny při dodávkách tepla, zatímco ceny na denním trhu jsou určující pro způsob využití disponibilního výkonu zdrojů. Vývoj ceny silové elektřiny na českém trhu v případě ročních futures kontraktů na dodávku elektřiny v základním zatížení (baseload), včetně souvisejícího vývoje cen emisních povolenek, je zachycen na následujícím Graf 10.

Graf 10 Vývoj ceny ročních futures kontraktů (baseload) na dodávky silové elektřiny a ceny emisní povolenky, Zdroj dat: PXE [50] a Ember [23]



Z grafu je vidět, že od února roku 2016, kdy ceny silové elektřiny dosahovaly svých dlouhodobých minim (okolo 20 EUR/MWh), dochází k cenovému růstu. V současné době (jaro roku 2021) se ceny ročních baseload kontraktů pohybují na úrovni 50 až 55 EUR/MWh (při kurzu 26 Kč/EUR 1300 až 1430 Kč/MWh). Růst cen silové elektřiny byl způsoben zejména růstem ceny emisních povolenek, který se projevil značným způsobem do provozních nákladů výrobců. Dlouhodobý trend růstu cen byl narušen až opatřeními v souvislosti s pandemií Covid-19 na jaře a na podzim roku 2020, kdy se významným způsobem omezila spotřeba elektřiny. V posledních měsících však v souvislosti se schválením přísnějších emisních závazků EU a očekávané revizi systému EU ETS v roce 2021, došlo k dalšímu strmému růstu cen emisní povolenky a v důsledku toho i ceny ročních kontraktů. Stejně jako u zemního plynu, i u silové elektřiny jsou ceny na krátkodobých trzích s elektřinou (denní a vnitrodenní) volatilnější a reagují na řadu dalších faktorů, jako například počasí a výroba z OZE, velikost poptávky, výpadek zdrojů v soustavě atd. Volatilita cen je dobře vidět z následujícího grafu, který zachycuje vývoj na denním trhu s elektřinou (vážený denní (DT) a týdenní průměr (DT-TP)) v porovnání s vývojem cen futures baseload kontraktů.

Graf 11 Vývoj ceny silové elektřiny na denním trhu s elektřinou, Zdroj dat: OTE [51] a PXE [50]



Jak je z grafu patrné, ceny silové elektřiny na denním trhu se za poslední rok pohybovaly od záporných hodnot až k 85 EUR/MWh, při uvažování týdenních průměrů od 20 až po 60 EUR/MWh (při kurzu 26 Kč/EUR až 1560 Kč/MWh).

Pro potřeby optimalizačního modelu pro rok 2021 počítám s cenou pro vynuceně vyrobenou elektřinu **44 EUR/MWh** (při kurzu 26 Kč/EUR **1 144 Kč/MWh**), což odpovídá průměrné ceně komodity pro CAL 21 z roku 2020. Jelikož se ceny na denním trhu pohybují v širokých mezích a průměrná cena by příliš neodpovídala skutečnosti, cenu pro vyrobenou elektřinu nevynuceně, tedy bez návaznosti na dodávku tepla, stanovím formou scénářů.

5.4.6. Provozní podpora elektřiny z KVET

Důležitým příjmem teplárny je i provozní podpora elektřiny z KVET. V tomto případě, kdy je instalovaný výkon výroby KVET nad 5 MWe, se výše podpory dle aktuálního Cenového rozhodnutí ERÚ č. 5/2020 [53] pohybuje mezi 45 až 200 Kč/MWh. Přesná hodnota je stanovena na základě parametrů výroby (kogenerační jednotky), kterými jsou dosahovaná účinnost a úspora primární energie. Stanovení těchto parametrů musí být v souladu s vyhláškou č. 37/2016 Sb. o elektřině z vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla a elektřině z druhotných zdrojů, která stanovuje způsoby výpočtu. Při uvažování toho, že veškeré vyrobené teplo se stane užitečným, dosahují plynové motory, dle výše zmíněné vyhlášky, vypočtených úspor primární energie nad 24 % a účinnosti nad 87 % a tudíž veškerá vyrobená elektrická energie spadá do kategorie elektřiny z KVET a lze na ni uplatnit zelený bonus. Výše zeleného bonusu odpovídá díky parametrům nejvyšší stanovené provozní podpoře, která je dle posledního Cenového

rozhodnutí ERÚ 200 Kč/MWh. Co se týče turbogenerátoru TG3, zde je dosahováno daleko nižší účinnosti výroby elektřiny z KVET, a proto dle vyhlášky nemůže být veškerá vyrobená elektřina považována za elektřinu z KVET. Ke stanovení poměru vyrobené elektřiny z KVET je potřeba znát užitečnou dodávku tepla z TG3, jejíž stanovení je zpravidla komplikované. Ze zkušeností s provozem navíc vyplývá, že ve většině případů není na provozní podporu dosaženo. Z tohoto důvodu jsem se rozhodl příspěvek na elektřinu vyrobenou z TG3 zanedbat.

Díky tomu, že jsou jednotlivé generátory v teplárně osazeny samostatnými měřeními, je dle Cenového rozhodnutí ERÚ možné uplatňovat odlišnou podporu pro každý z generátorů zvlášť na základě jeho provozních parametrů. Z tohoto důvodu lze pro rok 2021 aktuálně počítat s plnou provozní podporou **200 Kč/MWh** pro každý z plynových motorů (při uvažování optimálního využití odpadního tepla pro CZT). Při uvažování provozu plynových motorů bez využití odpadního tepla pro účely CZT, není na žádnou vyrobenou elektřinu možné uplatnit zelený bonus.

5.4.7. Služby výkonové rovnováhy

Bez uvažování příjmů z prodeje tepla, je poskytování služeb výkonové rovnováhy pro provozovatele české přenosové soustavy ČEPS a.s. největším příjmem teplárny. Teplárna se angažuje především na denním trhu (DT) s podpůrnými službami, kde ČEPS obstarává minimálně 30 % objemu PpS. Zbylých 70 % je nakupována na bázi ročních kontraktů. Zatímco ceny z výběrových řízení ročních kontraktů jsou během roku velmi stabilní, ceny na denním trhu reflektují dění na trzích s elektřinou, plynem, uhlím a povolenkou, a proto jsou daleko volatilnější. Z analýzy dat z ENTSOE-Transparency [54] týkajících se průměrných cen regulačních záloh na denním trhu za rok 2020 vyplývá, že se ceny jednotlivých služeb pohybovaly vysoko nad hodnotami z ročních kontraktů, které jsou uvedeny na stránkách ČEPS. Cena výkonové zálohy aFRR+ se v roce 2020 na DT pohybovala nejčastěji mezi **400 - 600 Kč/MW.h** a v ročních kontraktech za 310 Kč/MW.h, aFRR- mezi **450 – 600 Kč/MW.h** a v ročních kontraktech za 250 Kč/MW.h a mFRR5+ okolo **500 Kč/MW.h**, stejně tak i v ročních kontraktech.

Cena regulační energie pro aFRR je stanovena v Cenovém rozhodnutí ERÚ. Cena kladné regulační energie je stanovena na **2 350 Kč/MWh** a záporné regulační energie na **1 Kč/MWh**. U mFRR je situace odlišná, zde je cena pro každého poskytovatele služby stanovena v režimu nabídkových cen, kdy je smluvní cena za dodanou regulační energii rovna požadované ceně regulační energie příslušné aktivované zálohy. Cena regulační energie mFRR se tak pohybuje od **3 000 do 6 000 Kč/MWh**. Nabízená cena regulační zálohy je neveřejný údaj, a proto jsem nabídkovou cenu teplárny pro potřeby modelu odhadl na **5 000 Kč/MWh**. I kdyby se skutečná cena od odhadnuté lišila, na výsledek optimalizace to bude mít zanedbatelný vliv, jelikož je příjem

z poskytované zálohy podmíněn pravděpodobností aktivace, která je u mFRR velmi nízká. Z hlediska příjmu z poskytování SVR jsou důležitější ceny záloh, nikoliv cena aktivační energie.

Příjmy z poskytování PpS jsou podmíněny dvěma hodnotami. První z nich je pravděpodobnost založení kontraktu pro danou cenovou nabídku. Jedná se o interní a nezveřejňovaný údaj, a proto je z tohoto důvodu pravděpodobnost odhadnuta na **90 %** při uvažování nabídkové ceny odpovídající průměrné ceně v daném scénáři. Druhou hodnotou je průměrná poměrná doba aktivace maxima regulační zálohy, kterou lze stanovit z analýzy minutových dat poskytované regulační energie dostupných na stránkách ČEPS [55] a z Roční zprávy o přípravě provozu [56], která obsahuje data o objemu nakupovaných regulačních záloh během roku. Jednotlivé poměrné průměrné doby aktivací maxima regulační zálohy jsem stanovil jako podíl roční aktivované regulační energie a roční potenciálně možné aktivované energie dané velikostí nakupovaných záloh. Tímto způsobem jsem pro rok 2020 obdržel poměrné průměrné doby aktivací maxima pro aFRP- zhruba **0,05**, pro aFRP+ zhruba **0,08** a pro mFRR+ zhruba **0,0008**. Poměrná doba aktivace maxima regulační zálohy u mFRR+ záleží i na nabídnuté ceně, jelikož jednotliví poskytovatelé jsou aktivováni počínaje nejlevnějším. Tuto skutečnost si uvědomuji, avšak pro potřeby modelu ji nezohledňuji a pro mFRR+ počítám s výše uvedenou hodnotou.

Většina příjmů teplárny z poskytování podpůrných služeb pochází z poskytování služeb na denním trhu, a proto pro zjednodušení ve své práci předpokládám angažování se teplárny pouze na denním trhu s PpS a pro rok 2021 neuvažuji žádné dlouhodobé kontrakty. Tomu odpovídají i ceny regulačních záloh. Jelikož se ceny regulačních záloh mohou pohybovat v širokých mezích, pro potřeby optimalizačního modelu jsou stanoveny formou scénářů (viz kapitola 5.5).

5.5. Návrh zdrojové základny

Návrh zdrojové základny a optimalizace využití disponibilního výkonu pro všechny časové řezy je provedena variantně podle ročních období, aby bylo možné sledovat změny v provozních režimech v závislosti na různých odběrech tepla. Pro zjednodušení uvažuji celkem tři různé roční doby: **letní období**, **přechodné období** (jaro/podzim) a **zimní období**, které se od sebe liší dodávkami tepla v horké vodě a v páře. Dodávaný tepelný výkon v horké vodě a páře pro dané roční doby jsem stanovil jako průměry výkonů z typicky letních, zimních a „přechodných“ měsíců dle referenčního diagramu uvedeného v kapitole 4.2.5. Pro přehlednost uvádím stanovené okamžité dodávané průměrné tepelné výkony v horké vodě a páře, včetně měsíců, ze kterých průměrné hodnoty vycházejí, v následující Tabulka 11.

Tabulka 11 Stanovené okamžité dodávané průměrné tepelné výkony v horké vodě a páře do soustavy CZT v roce 2021

	letní období	přechodné období	zimní období
měsíce	VI, VII, VIII, IX	IV, V, X, XI	I, II, III, XII
dodávaný výkon v HV [MWt]	2,0	8,5	15,3
dodávaný výkon v páře 1,1 MPa [MWt]	16,4	22,6	29,9

Návrh zdrojové základny je krom výše zmíněných variant proveden také pro stanovené scénáře, které zohledňují variabilitu vstupních dat (viz kapitola 5.4). Scénáře jsou stanoveny na základě expertních konzultací a analýzy dat zejména z roku 2020 a počátku roku 2021. Z analýz se ukázalo, že za zmíněné období existovala silná korelace -0,83 mezi týdenními průměry cen silové elektřiny na denním trhu a týdenními průměry cen záporné sekundární regulace výkonu (aFRR-) na denním trhu. To se dá vysvětlit tím, že na denním trhu s podpůrnými službami není dostatek poskytovatelů nabízejících zápornou zálohu (menší konkurence), jelikož výrobci nejsou při nízké ceně elektřiny motivováni udržovat svůj diagramový bod na vyšším výkonu a to jim neumožňuje nabízet zápornou regulaci. Situace je opačná u kladných záloh, kdy existovala korelace 0,79, resp. 0,67 mezi týdenními průměry ceny elektřiny na denním trhu a týdenními průměry cen kladné sekundární regulace výkonu (aFRR+) a kladné minutové zálohy (mFRR5+). Důležité je zde podotknout, že ke zvýšení cen kladných záloh docházelo pouze při výraznějších výkyvech ceny silové elektřiny směrem nahoru. Při poklesu cen elektřiny nijak k výraznějšímu poklesu cen kladných regulačních záloh nedocházelo. Za sledované období při uvažování měsíčních průměrů cen, existovala silná korelace 0,85 mezi cenami zemního plynu a cenami elektřiny na denních trzích. Stejně tak silná korelace 0,86 mezi cenami emisní povolenky a cenami elektřiny na denních trzích. Na základě provedených analýz jsem stanovil tři scénáře, které by měly odpovídat chování cen komodit na denních trzích za zmíněné období, a které by mohly pokrývat hranice možných stavů okolí při optimalizaci v roce 2021. Jiný souběh cen vstupních veličin je však možné díky optimalizačnímu modelu kdykoliv upravit dle konkrétních nastalých stavů. Pro přehlednost uvádím Tabulka 12 se stanovenými hodnotami ekonomických vstupů pro jednotlivé scénáře. V případě zemního plynu se jedná o cenu komodity. Scénář A odpovídá vyšším cenám elektřiny, plynu a povolenky a v souvislosti s tím nižší ceně aFRR- a vyšší ceně aFRR+ a mFRR5+. Scénář B odpovídá nižším cenám zmíněných komodit a v souvislosti s tím vyšší ceně aFRR- a mírně vyšší ceně aFRR+ a průměrné ceně mFRR5+. Ve scénáři C nejsou uvažovány žádné extrémní ceny.

Tabulka 12 Stanovené scénáře pro optimalizaci v roce 2021

	elektřina [Kč/MWh]	plyn [Kč/MWh]	povolenka [Kč/t CO ₂]	aFRR- [Kč/MW.h]	aFRR+ [Kč/MW.h]	mFRR5+ [Kč/MW.h]
Scénář A ↑	1560	520	1040	150	800	600
Scénář B ↓	520	156	520	1100	650	500
Scénář C ~	1040	312	780	520	500	500

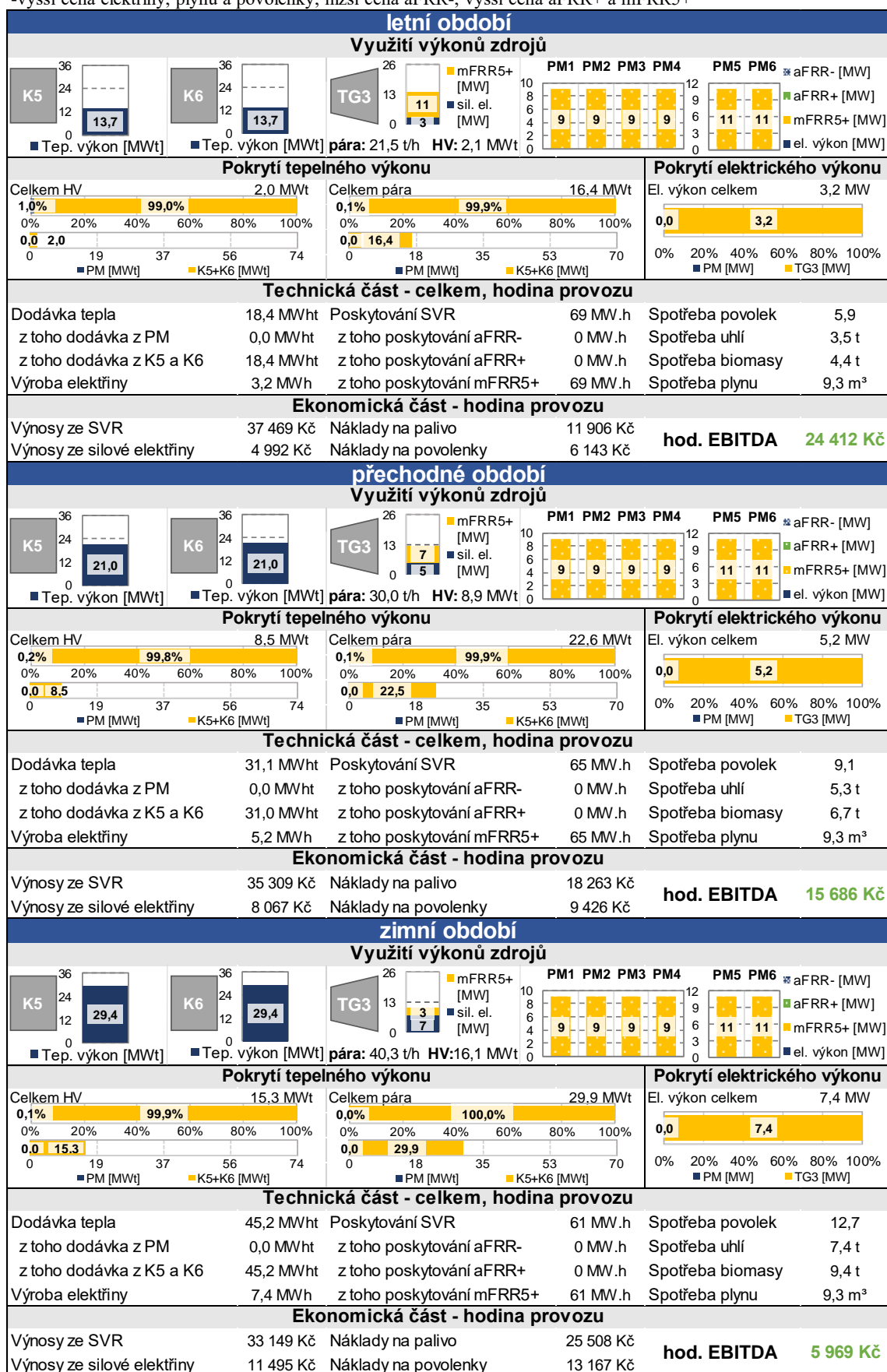
Cílem scénářů rozhodně není pokrýt veškeré stavy světa, ale spíše ukázat, jak ceny komodit ovlivňují skladbu a využití zdrojů a prokázat funkčnost sestaveného modelu. Jelikož se optimalizace v reálném světě řeší na denní bázi, nebyl by problém vstupy modelu upravit dle konkrétního vývoje cen komodit a zdroje provozovat jiným způsobem.

Při uvažování tří ročních období s různými dodávkami tepla a tří stanovených scénářů s odlišnými cenami komodit dostávám celkem devět různých kombinací, na kterých můžu sledovat jak se mění ekonomika a provoz zdrojů při změně ekonomických vstupů a při daném ročním období. Pro přehlednost uvádím výsledky optimalizace pro daný scénář a tři roční období v tabulkách na jedné straně. Hodnocení po scénářích je provedeno čistě pro potřeby popisu výsledků optimalizace. Jednotlivé scénáře se během roku mohou samozřejmě libovolně měnit.

Vyhodnocení s komentářem důležitých skutečností pro všechny časové řezy (2021, 2025 a 2030) je rozděleno stejně jako výsledky v tabulce do tří částí: využití výkonů zdrojů, technická část a ekonomická část. **Veškeré uváděné technické a ekonomické hodnoty odpovídají jedné hodině provozu zdrojů.** Označením „hodinová EBITDA“ je v ekonomické části vyhodnocení optimalizace myšlen parametr vyhodnocení daného provozního režimu zdrojů, tedy rozdíl výnosů z prodeje silové elektřiny a z poskytování SVR a nákladů na nákup paliva a emisních povolenek během jedné hodiny provozu, a **nejedná se** tedy o EBITDU účetní. Ve výnosech z prodeje silové elektřiny je již započítán zelený bonus (pokud na něj existuje nárok). Ostatní výnosy a náklady jsou pro všechny scénáře a varianty totožné, proto je není třeba za účelem návrhu a volby optimálního provozního režimu teplárny výpočetně řešit.

5.5.1. Výsledky optimalizace pro scénář A

-vyšší cena elektřiny, plynu a povolenky, nižší cena aFRR-, vyšší cena aFRR+ a mFRR5+



Využití výkonu zdrojů

Pro scénář A je typické to, že o veškeré pokrytí tepelného výkonu se ve všech ročních obdobích v optimálním případě starají uhelné kotle K5 a K6. Plynové motory PM1 až PM6 jsou využívány pro poskytování kladné regulační zálohy mFRR5+. Elektrický výkon je dán pouze vynuceným průtokem páry TG3 pro regulované odběry.

Technická část

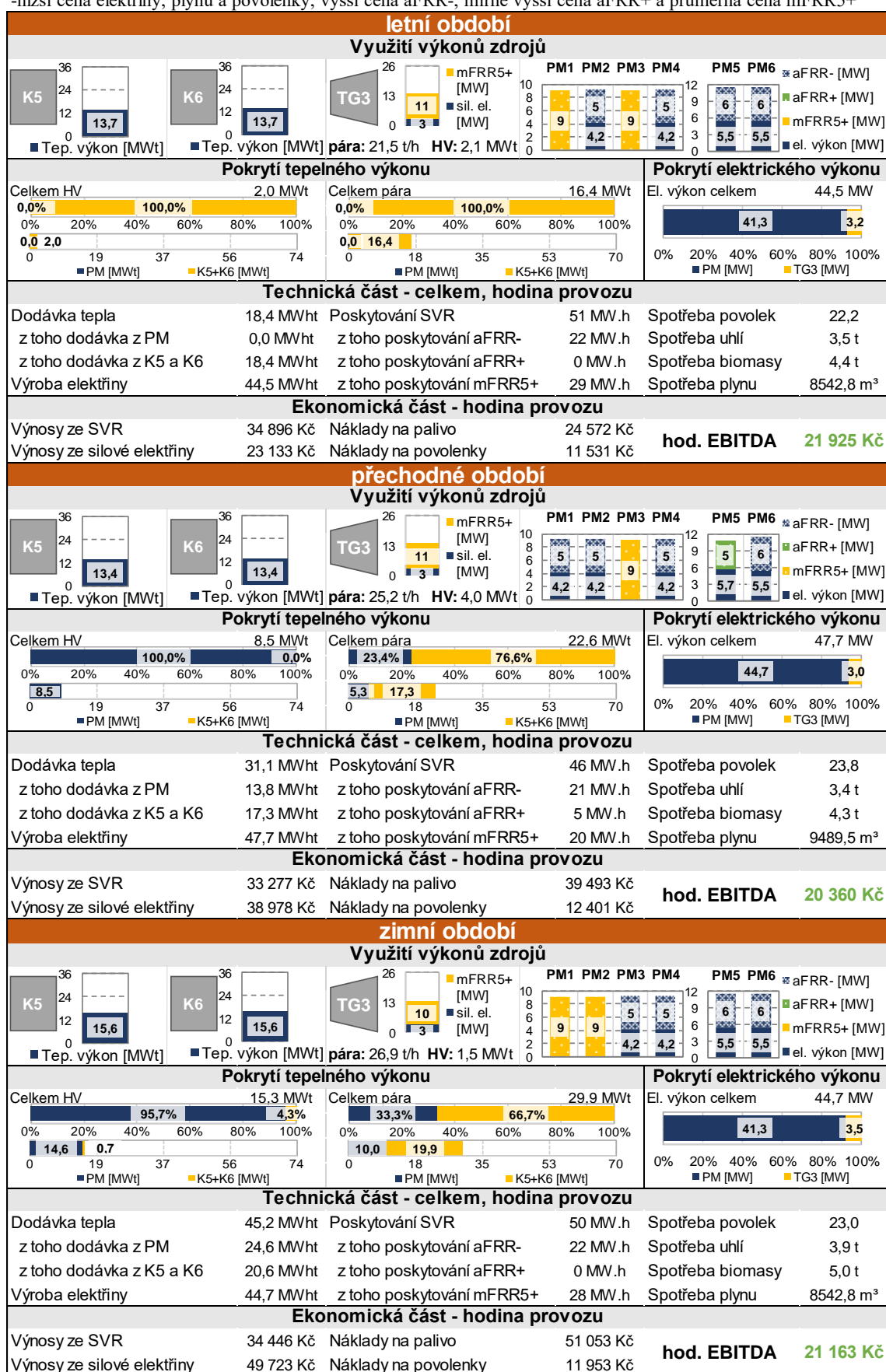
Z pohledu regulačních záloh je vhodné poskytovat pouze kladnou regulační zálohu mFRR5+, což je dáno tím, že scénář A uvažuje vysokou cenu zemního plynu, povolenky a současně i vyšší cenu zálohy mFRR5+. Potenciál plynových motorů je tak nejlepší využít pro poskytování zálohy a nevyplatí se jimi nahrazovat dodávky tepla z uhelných kotlů. Spotřebována je tak primárně biomasa (až 9,4 tun v zimním období) a hnědé uhlí (až 7,4 tun v zimním období).

Ekonomická část

Ekonomický výsledek se zhoršuje se zvětšujícím se odběrem tepla, avšak stále jsou výnosy z prodeje silové elektřiny a poskytovaných služeb výkonové rovnováhy větší než variabilní náklady na palivo a povolenky. Největší výnosovou položkou jsou služby výkonové rovnováhy a na druhé straně největší nákladovou položkou nakupované palivo. V porovnání s ostatními scénáři, je tento z hlediska ekonomického ukazatele hodinová EBITDA průměrný. Při scénáři A v letním období je dosaženo nejlepší provozní ekonomiky, kdy je hodinová EBITDA rovna 24 412 Kč, avšak v zimním období je naopak dosaženo výsledku nejhoršího, kdy je hodinová EBITDA rovna 5 969 Kč. Rozdíl mezi letním a zimním obdobím je tak 18 443 Kč.

5.5.2. Výsledky optimalizace pro scénář B

-nižší cena elektřiny, plynu a povolenky, vyšší cena aFRR-, mírně vyšší cena aFRR+ a průměrná cena mFRR5+



Využití výkonu zdrojů

Při uvažování scénáře B je situace odlišná, než jako tomu bylo u scénáře A. Dodávky tepla v horké vodě a v páře je optimální v přechodném a zimním období zajišťovat i pomocí plynových motorů. Například v přechodném období je celkový potřebný tepelný výkon 8,4 MWt v horké vodě pokryt pouze plynovými motory. Zajímavá je situace v letním období, kdy i přes to, že pro plynové motory není uplatnění v dodávkách tepla, tj. minimální výkon kotlů pokrývá potřebný tepelný výkon v horké vodě a páře, tak se přesto vyplatí plynové motory provozovat na maximálním elektrickém výkonu, poskytovat zápornou regulační zálohu aFRR- (díky její vysoké ceně) a odpadní teplo nevyužívat. Limitující je v tomto případě certifikovaný regulační výkon 23 MW.h, který nedovoluje využít všechny plynové motory pro stejnou regulační zálohu (viz PM1 a PM3 využité pro mFRR5+¹⁸). Elektrický výkon v tomto scénáři u všech ročních období dosahuje zhruba 45 MWe a je dán součtem vynuceného výkonu na TG3 (cca 3 MWe) a výkonu z PM (cca 42 MWe). Za povšimnutí stojí i využití plynového motoru PM5 v přechodném období pro poskytování kladné regulační zálohy aFRR+, jelikož v žádném jiném scénáři ani roční době se takové využití plynového motoru jako optimální nejeví.

Technická část

Kvůli vysoké ceně záporné regulační zálohy a nízkým cenám zemního plynu a povolenky je optimální, na rozdíl od scénáře A, ve všech ročních období krom mFRR5+ poskytovat v maximální možné míře i zálohu aFRR-. Oproti scénáři A je tak výrazně vyšší spotřeba plynu, a to více jak 8 500 m³ ve všech ročních obdobích. Uhlí a biomasa jsou v tomto případě oproti scénáři A vytlačeny zemním plynem, a proto jejich maximální spotřeba dosahuje v zimním období nižších hodnot 3,9 tun uhlí, respektive 5,0 tun biomasy. To je zhruba 60 % spotřeby oproti scénáři A.

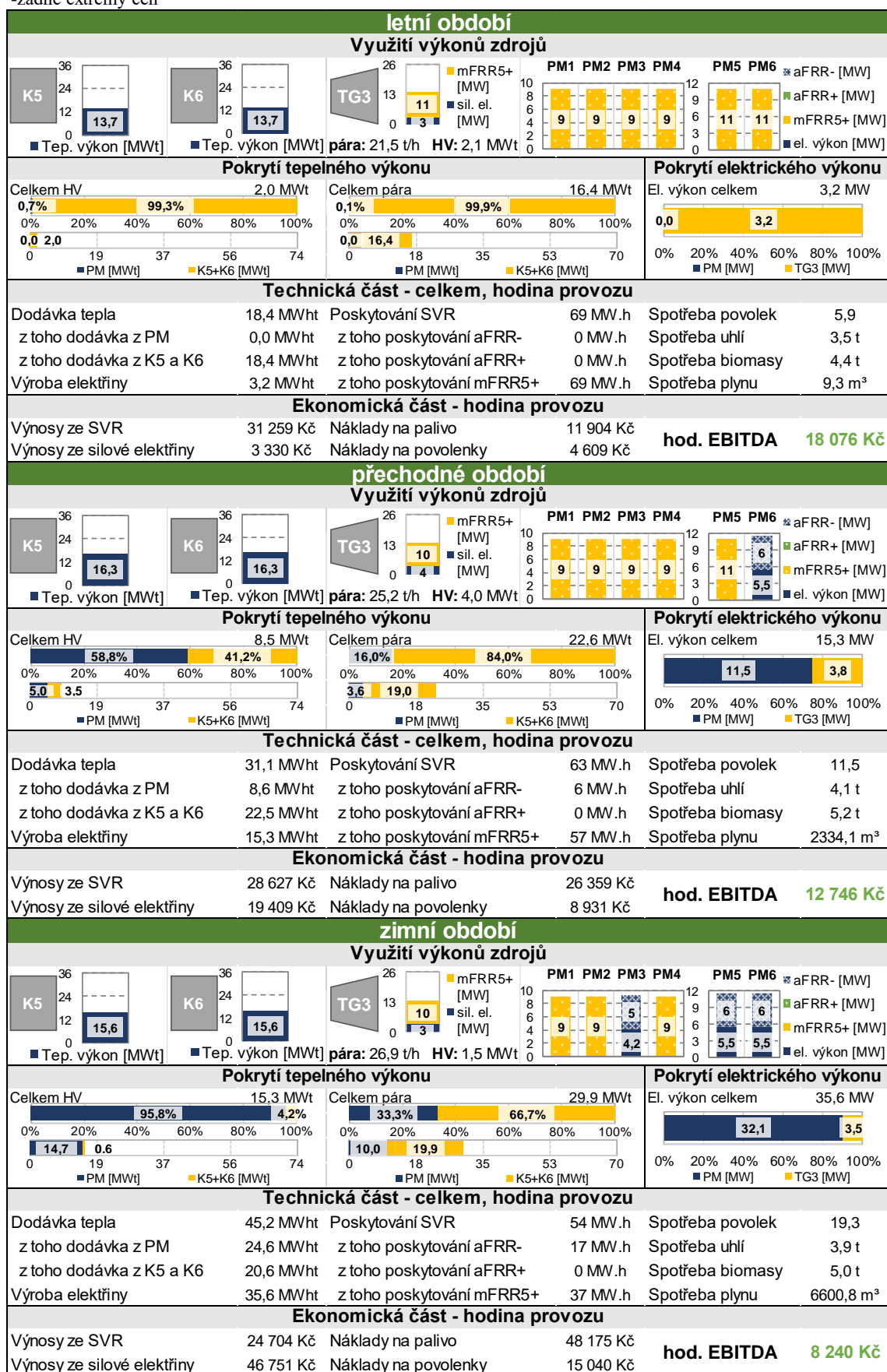
Ekonomická část

U tohoto scénáře jsou ekonomické výsledky velmi zajímavé, jelikož jsou si téměř rovny pro všechna uvažovaná roční období. To je dáno tím, že nejvýhodnějším provozním režimem plynových motorů je právě režim, kdy vzniká odpadní teplo, které pokud má využití, může vhodně nahradit potřebné teplo z uhelných kotlů a tím se uspoří další náklady za palivo a povolenky. Za zmínku stojí i výnosy z prodeje silové elektřiny, které jsou při stejném elektrickém výkonu vyšší u přechodného a zimního období (cca o 10 tisíc Kč), což je dáno tím, že se uplatní zelený bonus na KVET. I u tohoto scénáře platí, že výnosy převažují nad variabilními náklady a v porovnání s ostatními scénáři, se tento jeví z hlediska ekonomického ukazatele hodinová EBITDA nejpříznivěji, jelikož mezi nejlepším (letní období) a nejhorším (přechodné období) ekonomickým výsledkem je minimální rozdíl 1 565 Kč. Zároveň platí, že scénář B je nejpříznivější pro provoz v zimním období.

¹⁸ Číslování plynových motorů je v tomto případě uvedeno čistě pro přehlednost (stejně tak v grafech). Důležité je využití právě dvou plynových motorů ze čtyř stejného typu pro poskytování příslušné zálohy.

5.5.3. Výsledky optimalizace pro scénář C

-žádné extrémní cen



Využití výkonu zdrojů

Pro scénář C je situace velmi podobná jako pro scénář A jen s tím zásadním rozdílem, že zatímco u scénáře A je nejvýhodnější využití plynových motorů PM1 až PM6 pro poskytování kladné regulační zálohy a zajištění tepelného výkonu pouze uhelnými kotli K5 a K6 pro všechna roční období, u scénáře C je s rostoucím potřebným tepelným výkonem výhodné změnit provozní režim plynových motorů na provozní režimy s užitečnými dodávkami tepelného výkonu na úkor volby jejich nejvýhodnějšího provozního režimu, kterým je v tomto případě poskytování mFRR5+ (viz najetí PM6 v přechodném období a PM3, PM5 a PM6 v zimním období). Oproti scénáři B je zde také patrné snížení elektrického výkonu, který roste postupně se zvýšenou dodávkou tepla až na 35,6 MWe v zimním období. Elektrický výkon na TG3 je dán pouze vynuceným průtokem páry pro regulované odběry, zbytek disponibilního výkonu je využit pro službu mFRR5+. Stejně jako ve scénáři B i zde platí, že převážná část tepelného výkonu v páře je zajišťována kotli K5 a K6 (84 % v přechodném a 67 % v zimním období) a v horké vodě plynovými motory (59 % v přechodném a 96 % v zimním období).

Technická část

Z pohledu regulačních záloh je optimální v letním období poskytovat pouze kladnou zálohu mFRR5+ (69 MW.h), v přechodném a zimním období ji na její úkor doplnit zápornou regulační zálohou aFRR- (6 MW.h v přechodném a 17 MW.h v zimním období). S tím jak jsou postupně využívány plynové motory, narůstá i spotřeba zemního plynu z 9,3 m³ v letním období na 6 600,8 m³ v zimním období. Tím také roste spotřeba povolenek od 5,9 na 19,3 ks. Biomasy a uhlí je nejvíce spotřebováno v přechodném období, konkrétně 4,1 tuny uhlí a 5,2 tuny uhlí.

Ekonomická část

Ekonomický výsledek se stejně jako ve scénáři A zhoršuje se zvětšujícím se odběrem tepla, avšak stále jsou výnosy z prodeje silové elektřiny a poskytovaných služeb výkonové rovnováhy větší než variabilní náklady na palivo a povolenky. Oproti jiným scénářům je zde zajímavé to, že výnosy z poskytování SVR nejsou tak stabilní se změnou ročního období. S přechodem od letního k zimnímu období postupně klesají a naopak významně rostou výnosy z prodeje silové elektřiny. V porovnání s ostatními scénáři, je scénář C z hlediska ekonomického ukazatele hodinová EBITDA nejméně příznivý, a to i přes to, že při tomto scénáři nedochází k nejhoršímu, ale ani nejlepšímu, výsledku. Maximálního ukazatele hodinová EBITDA je dosaženo v letním období, konkrétně 18 076 Kč. Nejhoršího pak v zimním období, konkrétně 8 240 Kč, což není horší než výsledek v zimním období scénáře A. Rozdílem těchto dvou hodnot je 9 836 Kč. Není zde tedy takový rozptyl jako u scénáře A, ale prostý aritmetický průměr hodnot hodinová EBITDA pro všechna tři roční období vychází pro scénář C hůře o 2 335 Kč. Zajímavé také je, že při scénáři C

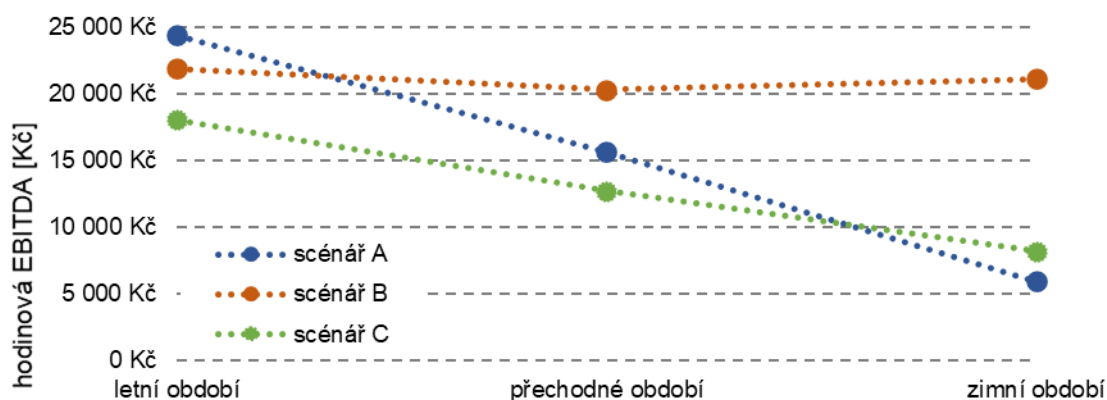
v letním období je optimální využití výkonu zdrojů totožné jako při scénáři A, ale z hlediska ekonomiky je scénář A příznivější.

5.5.4. Shrnutí výsledků a citlivostní analýza na vybrané vstupy pro scénář C

Pro přehlednost jsou výsledky optimalizace, resp. hodnoty hodinové EBITDA pro jednotlivé scénáře a roční období zobrazeny v následujícím Graf 12. Obecně nelze říci, který ze scénářů je jednoznačně nejprůvčetnější pro provoz teplárny, avšak vzhledem k tomu, že při uvažování scénáře B vychází hodinová EBITDA dvou ze tří ročních období (přechodné a zimní období) výrazně nejlépe, jevil by se jako nejprůvčetnější právě scénář B.

Z hlediska ročních období je pak dle ukazatele hodinová EBITDA nejlepších ekonomických výsledků dosahováno v letním období, nejhorsích pak v zimním období. V této souvislosti je třeba připomenout, že se nejedná o celkovou hodnotu EBITDA. V zimním období bude teplárna generovat vyšší hodnotu EBITDA díky většímu prodeji tepla (i přes vyšší ztráty tepla). Celková provozní ekonomika by tak byla opačná.

Graf 12 Výsledky optimalizace z hlediska ekonomiky (ukazatele hodinová EBITDA)



Dále lze z provedené optimalizace pro ekonomické vstupy odpovídající roku 2021 a za současného stavu teplárny vyvodit následující závěry.

Prvním a nejdůležitějším závěrem je to, že ve všech ročních obdobích při uvažovaných scénářích byl provozní ekonomický výsledek kladný. To znamená, že výnosy z poskytování SVR a prodeje silové elektřiny byly větší než variabilní náklady na palivo a emisní povolenky. Ukazuje se tak velmi dobrá flexibilita teplárny, která se díky rozmanité zdrojové základně a diverzifikaci využívaného paliva dokáže v současné době dobře přizpůsobit cenovým výkyvům na komoditních trzích. Současně se také potvrzuje, že propojení teplárenských soustav a zajišťování dodávek tepla pro aglomerace měst Tábor, Sezimovo Ústí a Planá nad Lužnicí není z ekonomického ani technického hlediska problémové.

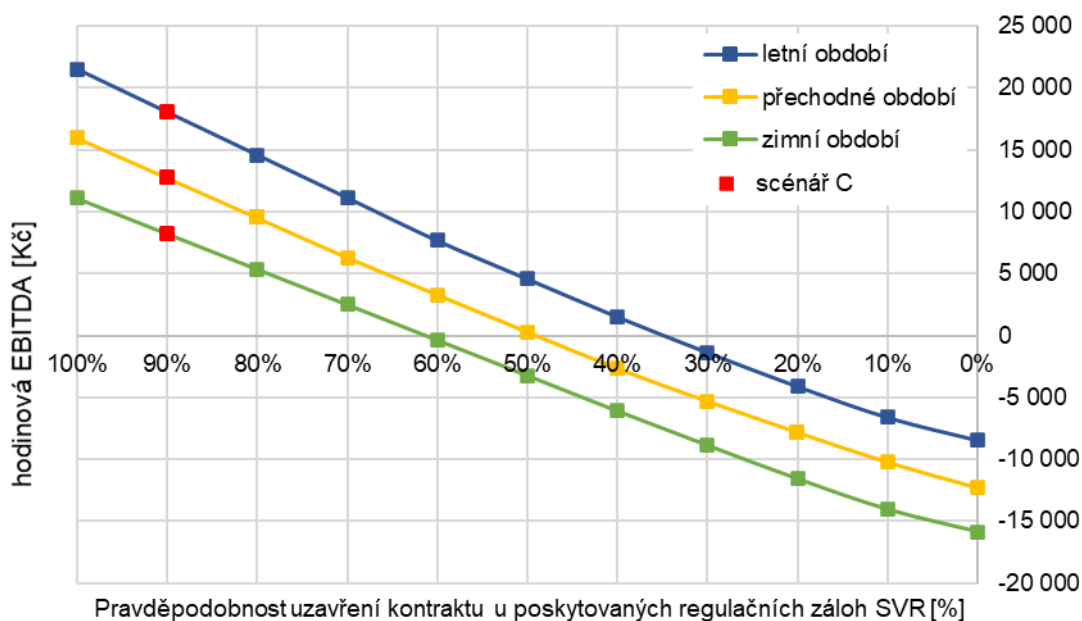
Druhým závěrem je to, že pro současný provoz teplárny se ukazuje jako významný prvek možnost poskytování SVR, které jsou dle výsledků optimalizace ve většině případů

upřednostňovány před prostou výrobou silové elektřiny, což je ostatně logické. Dokazuje to i fakt, že v žádném z ročních období ani uvažovaných scénářů nebylo upřednostněno využití disponibilního výkonu na TG3 pro výrobu silové elektřiny, ale naopak pro poskytování kladné minutové zálohy mFRR5+.

Jelikož se ukazují SVR jako velmi podstatné pro provoz a ekonomiku teplárny, rozhodl jsem se provést citlivostní analýzu ukazatele hodinová EBITDA nejprve na pravděpodobnost uzavření kontraktu poskytování regulační zálohy SVR a také na cenu silové elektřiny na denním trhu. Zajímalo mě totiž, při jaké ceně silové elektřiny a při ostatních neměnných parametrech je výhodnější provozovat TG3 a plynové motory k výrobě silové elektřiny namísto poskytování kladné regulační zálohy mFRR5+. Pro citlivostní analýzu jsem jako bazický vybral scénář C, v němž nejsou uvažovány žádné extrémní hodnoty ekonomických vstupů.

Následující Graf 13 zachycuje citlivostní analýzu ukazatele hodinová EBITDA na pravděpodobnost uzavření kontraktů na poskytování všech typů nabízených záloh služeb výkonové rovnováhy. Uvažovaná bazická hodnota pro optimalizaci je 90 %.

Graf 13 Citlivostní analýza ukazatele hodinová EBITDA na pravděpodobnost uzavření kontraktu u všech typů nabízených záloh služeb výkonové rovnováhy



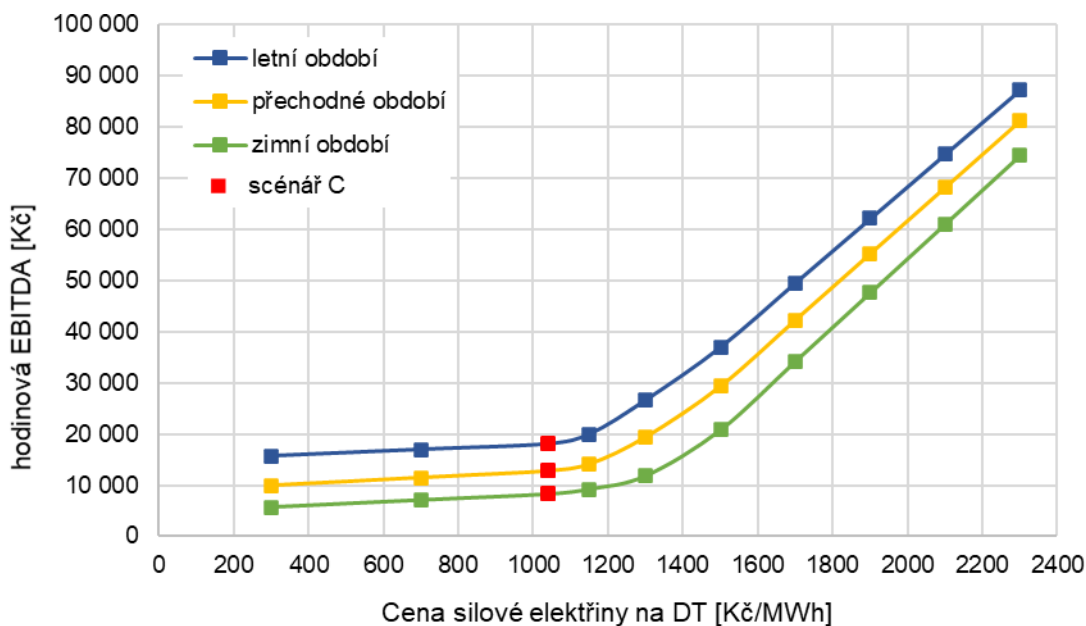
Z průběhů jednotlivých křivek pro každé z uvažovaných ročních období je patrné, že ekonomický ukazatel hodinová EBITDA je velmi citlivý na zkoumaný parametr zohledňující pravděpodobnost uzavření kontraktu nabízených záloh služeb výkonové rovnováhy. Se snížením pravděpodobnosti o 10 % dojde k poklesu ukazatele hodinová EBITDA v nejstrmější části křivky o zhruba 2 800 Kč. Do záporných hodnot ukazatele hodinová EBITDA se provoz teplárny dostane nejprve v zimním období, a to již při poklesu pravděpodobnosti pod 60 %. Následuje přechodné

období se zhruba 50 % a letní období s 35 %. I když se jedná o interní a nezveřejňované údaje, troufám si říct, že pod tyto hodnoty teplárna dlouhodobě neklesne.

Tato čísla a průběhy také dokládají dva důležité fakty. Prvním z nich je, že je opravdu důležité správně stanovovat nabízenou cenu, aby došlo k uzavření kontraktu, jelikož z hlediska poskytování SVR je v současnosti nejdůležitější právě uzavřený kontrakt na poskytované regulační zálohy, nikoliv cena za poskytovanou regulační energii. Druhým z faktů je ten, že možnost poskytovat SVR je velmi důležitá pro provoz teplárny, jelikož pokud by tato možnost neexistovala (pravděpodobnost uvažujme 0 %), tak by provozní náklady zcela jistě převýšily výnosy z prodeje silové elektřiny.

Následující Graf 14 zachycuje citlivostní analýzu ukazatele hodinová EBITDA na cenu silové elektřiny na denním trhu (tedy jednoho z výnosů teplárny) pro všechna roční období. Výchozí scénář C pro citlivostní analýzu uvažuje cenu na denním trhu 1 040 Kč/MWh.

Graf 14 Citlivostní analýza ukazatele hodinová EBITDA na cenu silové elektřiny na DT



Z grafu je patrné, že do ceny silové elektřiny cca 1 500 Kč/MWh ukazatel hodinová EBITDA roste při změně ceny silové elektřiny o 100 Kč/MWh o 320 Kč. Poté již dochází ke změně provozního režimu plynových motorů, které jsou využívány pro poskytování služby aFRR-, kdy dochází k výrobě a prodeji silové elektřiny ($P_{DG} = 100\%$ elektrického výkonu) namísto poskytování mFRR5+. V tomto intervalu již hodinová EBITDA roste při stejné změně ceny silové elektřiny o cca 6 300 Kč. Další zlom a strmější nárůst, který již v grafu není zachycen, by nastal při ceně elektřiny okolo 2 570 Kč/MWh, kdy by došlo k upřednostnění výroby silové elektřiny na TG3 před poskytováním mFRR5+. I provedená citlivostní analýza dokládá fakt, jak je důležitá a výhodná flexibilita teplárenského zdroje, který umožňuje poskytovat SVR. Ani nulová cena silové elektřiny pak není pro provoz zdroje z hlediska ekonomiky problémem.

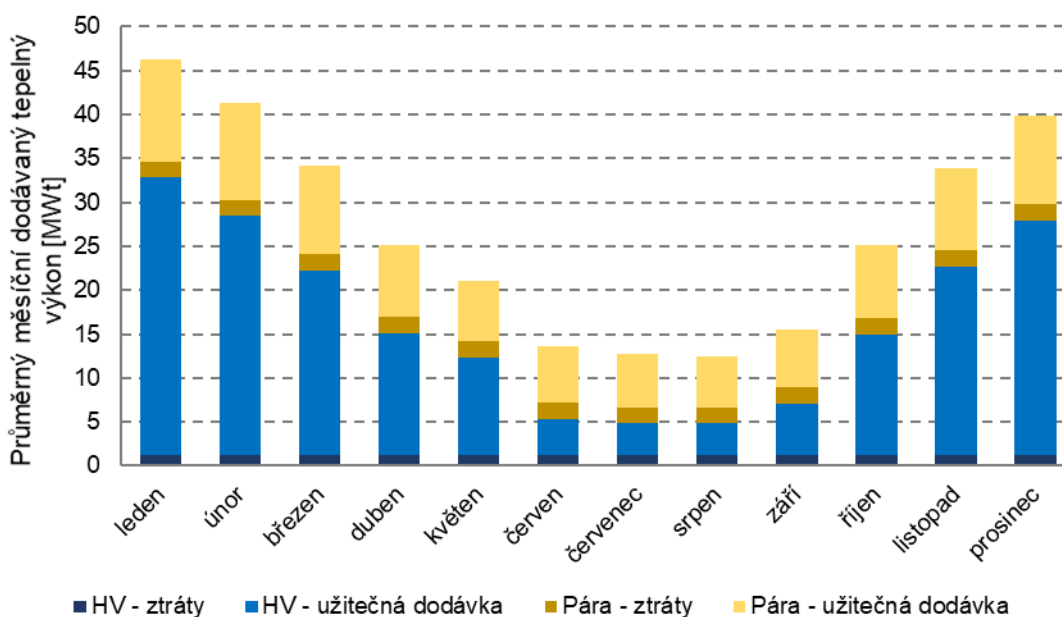
6. Budoucí výhled optimalizace provozu teplárny pro roky 2025 a 2030

Následující kapitola se věnuje optimalizaci výhledově v časových řezech 2025 a 2030. V budoucnosti uvažují jak změny na straně teplárny, tak i relevantních ekonomických faktorů.

6.1. Uvažované změny na straně teplárny

Ze strany teplárny by pro budoucí optimalizaci mělo dojít ke dvě důležitým změnám. Od roku 2023 by mělo být ukončeno spalování hnědého uhlí. Mělo by být nahrazeno biomasou a zemním plynem. Druhou důležitou změnou je, že po provedení veškerých plánovaných konverzí rozvodu páry na horkou vodu, by se zásadním způsobem měl změnit diagram dodávek tepla. Od roku 2024 by tak diagram mohl vypadat zhruba tak, jak zobrazuje následující Graf 15. Oproti diagramu pro rok 2021 dochází k velkým úsporám tepla na pokrytí ztrát v soustavě a také k náhradě zhruba 250 TJ tepla v páře ročně horkou vodou.

Graf 15 Diagram průměrných měsíčních dodávaných tepelných výkonů [MWt] do sítě CZT z C-Energy Planá po roce 2024



Na základě uvažovaného diagramu může být stejně jako pro rok 2021 sestavena tabulka s uvažovanými dodávkami průměrných tepelných výkonů v horké vodě a páře pro časové řezy 2025 a 2030. Pro oba časové řezy počítám s tím, že již bude plně provedena veškerá plánovaná konverze rozvodů páry na horkou vodu a také, že se zásadním způsobem nezmění počet odběrných míst či odběry tepla u významných odběratelů. Z tohoto důvodu předpokládám průměrné tepelné výkony shodné pro oba časové řezy 2025 a 2030.

Tabulka 13 Stanovené okamžité dodávané průměrné tepelné výkony v horké vodě a páře do soustavy CZT pro časové řezy 2025 a 2030

	letní období	přechodné období	zimní období
měsíce	VI, VII, VIII, IX	IV, V, X, XI	I, II, III, XII
dodávaný výkon v HV [MWt]	5,5	16,3	27,9
dodávaný výkon v páře 1,1 MPa [MWt]	8,1	10,0	12,5

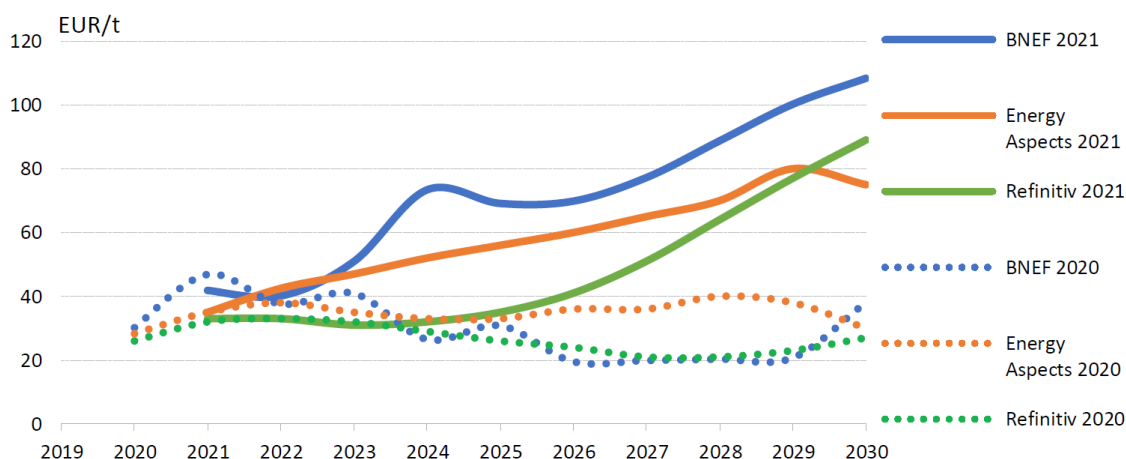
6.2. Uvažovaný vývoj ekonomických vstupů

Stejně jako kapitola 5.4 i tato se věnuje ocenění ekonomických veličin, u kterých se dá předpokládat, že budou vstupovat do optimalizačního modelu i v letech 2025 a 2030. Jelikož se jedná pouze o výhled do budoucna, neřeším predikci vývoje cen na denních a dlouhodobých trzích zvlášť, ale uvažuji pouze výhledově s jednou jedinou cenou komodity. To znamená, že do optimalizačního modelu v letech 2025 a 2030 vstupuje u každé z komodit právě jedna cena. Cena je stanovena výhledově buď na základě dostupných analýz predikce vývoje nebo na základě úvah o očekávaném vývoji a změnách ovlivňující cenu daných komodit. Jde o střízlivý odhad ceny, která odpovídá v současnosti očekávatelným trendům. Případné výkyvy od trendů, lze již řešit v příslušných letech na denní bázi. Zmíněné ceny jsou nominální, stejně jako částky uvedené v ekonomické části vyhodnocení optimalizace v letech 2025 a 2030. Kurz Kč/EUR uvažuji shodný pro oba časové řezy, konkrétně 26 Kč/EUR.

6.2.1. Emisní povolenky za produkci CO₂

Následující obrázek zachycuje predikci vývoje cen emisní povolenky z let 2020 a 2021 dle dokumentu 2021 State of the EU ETS Report [57] od tří analytických společností. V porovnání s predikcemi z minulého roku, které předpovídaly cenu emisní povolenky v roce 2030 do 40 EUR/t CO₂, došlo v aktuálních předpovědích k výraznému navýšení očekávané koncové ceny. Samotné výhledy společností se od sebe liší, což jen demonstruje fakt, jak obtížné je se s cenou emisní povolenky vypořádat. Očekává se další růst, s tím, že v roce 2025 by se cena povolenky mohla pohybovat v rozmezí 35 až 65 EUR/t CO₂, v roce 2030 pak od 75 až po 110 EUR/t CO₂. Pro stanovení cenových koeficientů budu v modelu uvažovat střední cenu dle níže uvedených předpovědí, tedy pro rok 2025 cenu **55 EUR/t CO₂** (při kurzu 26 Kč/EUR **1 430 Kč/t CO₂**) a pro rok 2030 cenu **90 EUR/t CO₂** (při kurzu 26 Kč/EUR **2 340 Kč/t CO₂**).

Obrázek 6 Predikce ceny povolenky z let 2020 a 2021, Zdroj: 2021 State of the EU ETS Report [57]



6.2.2. Biomasa

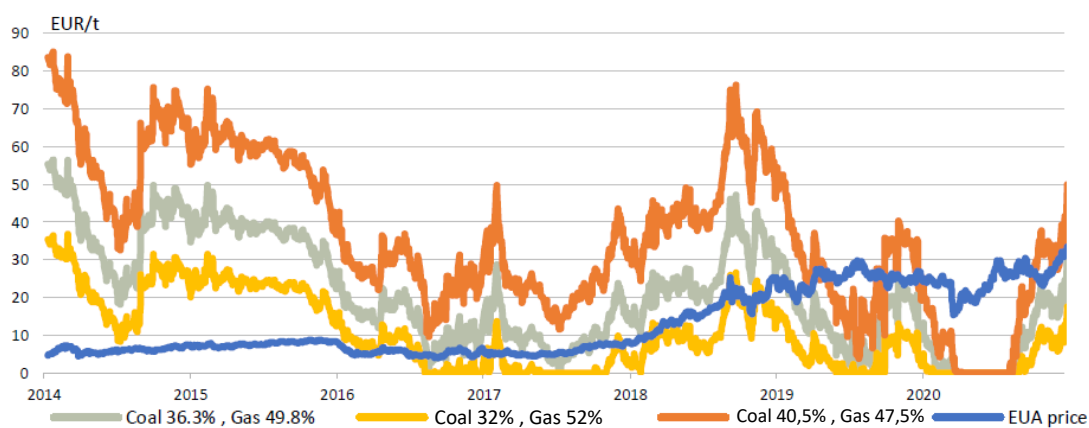
Dle Dlouhodobé koncepce TČB a Územní energetické koncepce Jihočeského kraje by měla být v kraji biomasa o zmíněném potenciálu cca 340 tis. tun paliva ročně po dobu ještě pěti až deseti let. Po uplynutí této doby by již mělo docházet k útlumu nadměrné těžby. Jak bylo řešeno v kapitole 5.4.3, v současné době je k dispozici zhruba 270 tisíc tun paliva pro energetické účely, o které se však v budoucích letech dá očekávat z důvodu dekarbonizace konkurenční boj. Z hlediska lokálních spotřebitelů by mělo jít především o teplárny v Českých Budějovicích, Strakoniciích či Písku. Z tohoto důvodu se dá očekávat růst ceny samotné komodity v roce 2025 na hodnoty okolo **130 Kč/GJ** a v roce 2030 **200 Kč/GJ**. Při uvažování růstu ceny dopravy o roční inflaci 2 % a zachování výhřevnosti dovážené biomasy, lze v roce 2025 pro potřeby optimalizace počítat s konečnou cenou **156 Kč/GJ**, tj. **562 Kč/MWh** a v roce 2030 s konečnou cenou **229 Kč/GJ**, tj. **824 Kč/MWh** (nepředpokládám, že při této ceně by byl v obou časových řezech biomasy nedostatek). Po roce 2030 by se cena mohla dostat ještě mnohem výš. [6]

6.2.3. Silová elektřina

S ohledem na fakt, že cena silové elektřiny v EU je ovlivněna cenami a dostupností paliv a komodit jako např. černého uhlí, zemního plynu, ropy či emisní povolenky a také zdrojovým mixem výroby elektřiny, lze očekávat i v budoucnu spíše další zvyšování její ceny. Významný vliv se očekává v důsledku německého odklonu od uhelných a jaderných zdrojů, odstavení konvenčních uhelných zdrojů v ČR a v důsledku vyšší míry uplatnění obnovitelných zdrojů. Z analýzy dat vývoje ceny ročních futures kontraktů na dodávky silové elektřiny z burzy PXE a ceny emisní povolenky z Ember (viz Graf 10) vyplývá, že cena emisní povolenky za poslední dva roky tvoří zhruba jednu polovinu ceny silové elektřiny. Tento poměr by se zachoval i v budoucnu, pokud by platilo, že závěrnými elektrárnami budou stále uhelné zdroje tvořící marginální cenu (tj. z pohledu cenotvorby zůstane zdrojový mix v centrální Evropě nezměněn).

Tento předpoklad se však zdá být s ohledem na výhled růstu ceny emisní povolenky nespílitelný a je tedy pravděpodobnější, že při takových cenách povolenek by závěrnými elektrárnami byly spíše zdroje plynové. Tuto skutečnost dokládá i následující graf, který zobrazuje vývoj tzv. „fuel switching price“, tedy ceny povolenky, při které by výroba elektřiny z uhlých a plynových elektráren byla stejně nákladná. Jelikož tato cena závisí i na účinnosti výroby elektřiny, jsou zde uvedeny tři průběhy. Z obrázku je patrné, že cena emisní povolenky je již poslední dva roky konstantně vyšší než „switching price“ u uhlých zdrojů s nízkými a středními účinnostmi výroby elektřiny, což ostatně ukazuje, že emisní povolenky splňují svůj účel a přispívají ke snižování emisí. Pokud by cena emisní povolenky vystoupala na 55 EUR/t CO₂, jak je uvažováno v roce 2025, nebo na 90 EUR/t CO₂ jak je uvažováno v roce 2030, tak je dost pravděpodobné, že bude pokořena i hranice pro nejúčinnější uhelné zdroje.

Graf 16 Vývoj tzv. „fuel switching price“ pro různé tepelné účinnosti uhlých a plynových zdrojů [57]



Source: BloombergLP, BloombergNEF

To v důsledku může znamenat to, že se cena emisní povolenky takovou mírou do ceny silové elektřiny nepromítne, což ukazuje i trend posledních týdnů, kdy se při překročení hranice ceny povolenky nad 40 EUR/t CO₂ poměr změnil až na 0,73. To znamená to, že cena silové elektřiny není dvakrát tak vyšší jak cena povolenky, ale zhruba 1,36 krát. Pokud budu předpokládat, že hlavní vliv na cenu silové elektřiny má právě ceny povolenky a že se rostoucí cena emisní povolenky v dalších letech promítne do ceny silové elektřiny zhruba stejně jako v posledních několika týdnech, můžu využít predikci cen povolenky v kapitole 6.2.1. Pro potřeby optimalizace tak v roce 2025 počítám s cenou silové elektřiny **75 EUR/MWh** (při kurzu 26 Kč/EUR **1 950 Kč/MWh**) a v roce 2030 s cenou **122 EUR/MWh** (při kurzu 26 Kč/EUR **3 172 Kč/MWh**). S větší penetrací OZE v energetickém mixu se dá očekávat, že cena na denních trzích bude daleko proměnlivější než současnosti a cena se tak může měnit v širokých mezích.

6.2.4. Zemní plyn

Při uvažování vývoje cen emisních povolenek a důsledků v tvorbě ceny silové elektřiny uvedených v předchozích kapitolách, lze v současné době očekávat, že cena plynu i v budoucnu bude dále stoupat. O kolik procent plyn poroste, bude záležet zejména na tom, jak moc se projeví zvýšená poptávka z důvodu dekarbonizace energetiky, zdali bude plynu dostatek, zdali se podaří dostavět ruský plynovod Nordstream 2, jak se budou vyvíjet exporty LNG z USA či jaký bude vývoj ostatních komodit. V současné době se mi nepodařilo vyhledat veřejný důvěryhodný zdroj, ohledně predikce ceny zemního plynu. Jelikož predikce ceny komodit je velmi náročná úloha, která by pokryla samostatné téma diplomové práce, spokojím se pro potřeby této práce s expertním odhadem analytiků, který reflektuje výše popsané skutečnosti. Dle názoru analytiků lze očekávat, že růst ceny plynu bude větší než pouze o inflaci, a to z toho důvodu, že z výše uvedených faktorů se více projeví zvýšení poptávky a růst cen ostatních komodit (elektřina, povolenka). V roce 2030 by tak cena zemního plynu mohla být 32 EUR/MWh. To by znamenalo meziroční růst ceny plynu až o 6 %. Při uvažování rovnoměrného navyšování ceny o 6 % ročně by došlo k nárůstu ceny komodity pro optimalizaci v roce 2025 na **24 EUR/MWh** a v roce 2030 na zmíněných **32 EUR/MWh**. Marži obchodníkovi a přepravní náklady uvažují rostoucí o inflaci 2 % ročně. Konečné palivové náklady by tak v roce 2025 činily **29,4 EUR/MWh** (při kurzu 26 Kč/EUR **764 Kč/MWh**) a v roce 2030 **38 EUR/MWh** (při kurzu 26 Kč/EUR **988 Kč/MWh**).

6.2.5. Provozní podpora elektřiny z KVET

V parlamentu je v současnosti projednávána změna zákona č. 165/2020, která by měla nastavit provozní podporu pro nové zdroje s KVET formou aukcí. Jelikož není zřejmé, zda tato nová schémata bude moci využít i teplárna C-Energy Planá, uvažuji pro potřeby optimalizačního modelu pouze s růstem provozní podpory o inflační 2 % ročně. To znamená, že by se pro případ teplárny podpora formou zelených bonusů v roce 2025 pohybovala na úrovni **216 Kč/MWh** a v roce 2030 na úrovni **239 Kč/MWh**.

6.2.6. Služby výkonové rovnováhy

V rámci systému zajišťování služeb výkonové rovnováhy se v příštích letech dají čekat výrazné změny, které budou mít zcela jistě vliv na cenu regulačních záloh i regulační energie. Z pohledu regulačních záloh by mělo od dubna roku 2022 dojít k dalšímu navýšení limitu minimálního objemu záloh, které musí ČEPS nakoupit na denním trhu, a to konkrétně na 40 % (postupně až 100 %). Očekávat se dá i navýšení nakupovaných regulačních záloh během roku z důvodu rostoucí decentrální výroby. V důsledku toho by mohlo dojít ke zvětšení trhu a větší konkurenci. Noví poskytovatelé se dají očekávat ze strany aktivních zákazníků (strana spotřeby), agregátorů, OZE či bateriových systémů akumulace energie, kterým má být umožněno služby

výkonové rovnováhy poskytovat. Napomoci mohou i smart grids a lokální distribuční soustavy v rámci energetických společenství. Naopak úbytek se dá očekávat u konvenčních poskytovatelů flexibility, kterými jsou uhelné zdroje. Z těchto důvodů bude v budoucnu nejspíše docházet k většímu rozptylu cen, které se budou měnit dle aktuálních meteorologických podmínek. V případě příznivého počasí se dá očekávat, že bude cena kladných regulačních záloh levnější a záporných dražší a naopak. Další nejasnost v odhadu ceny služeb se dá očekávat i z důvodu možnosti obstarávat až 50 % regulačních záloh u FRR služeb ze zahraničí. Do strategie cen může promluvit i zkrácení obchodního intervalu ze současné jedné hodiny na čtvrt hodinu.

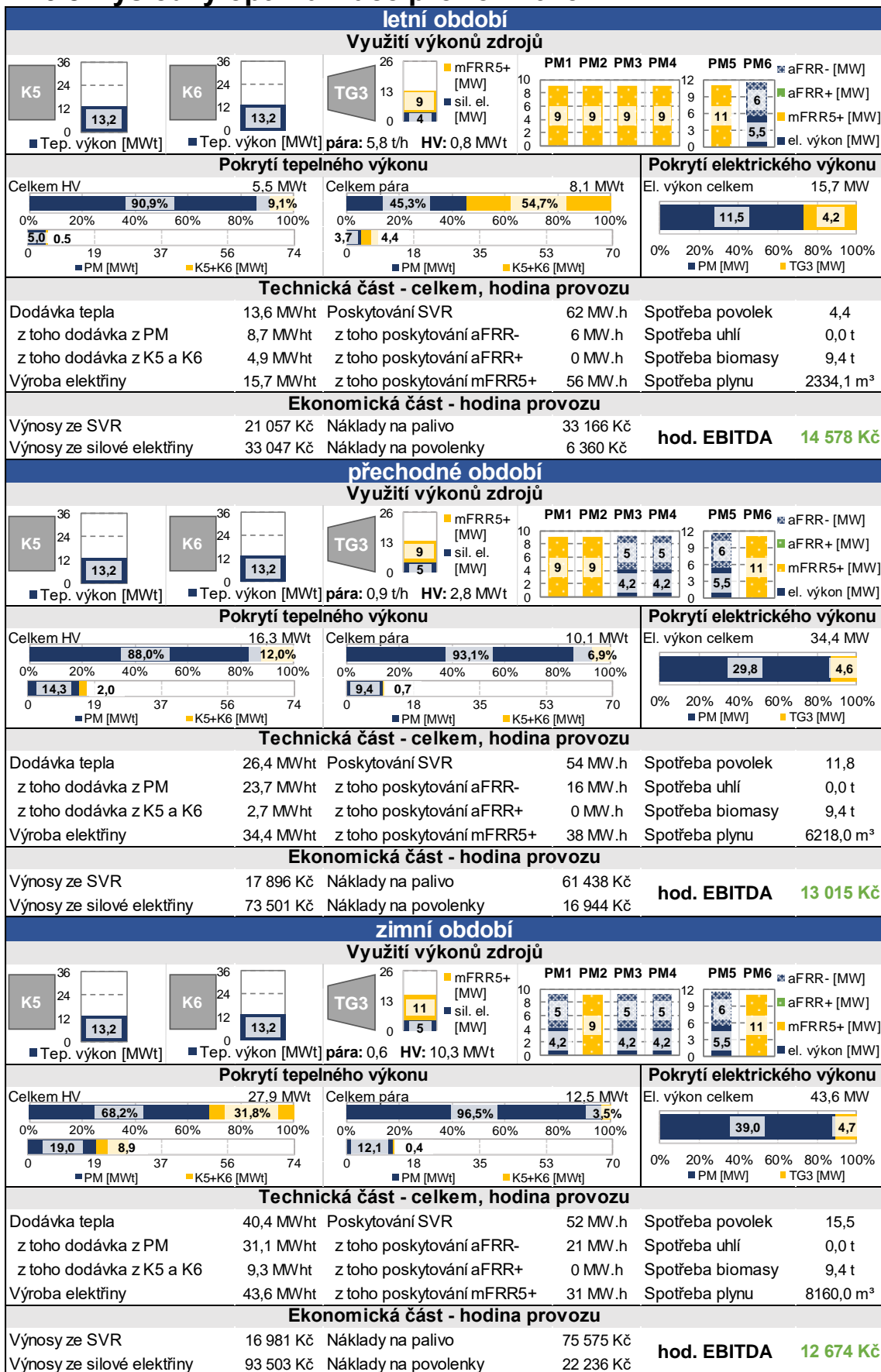
Dle všech výše uvedených skutečností je velmi obtížné odhadnout, jak se cena regulačních záloh bude v budoucnu vyvíjet. Vzhledem k propojování trhu se zahraničím by však mohla jako ukazatel ceny posloužit analýza německého denního trhu s regulačními zálohami. Dle analýzy dat dostupných na webu Regelleistung.de [58] se ukazuje, že průměrné ceny regulačních záloh za období mezi roky 2018 a 2021 byly následující: aFRR+ **9,8 EUR/MW.h** (při kurzu 26 Kč/EUR **255 Kč/MW.h**), aFRR- **4,8 EUR/MW.h** (při kurzu 26 Kč/EUR **125 Kč/MW.h**) a mFRR+ **9,1 EUR/MW.h** (při kurzu 26 Kč/EUR **237 Kč/MW.h**). Výsledná průměrná cena pro Českou republiku by tak mohla v budoucnu ležet někde mezi těmito cenami a současnými cenami v ČR uvedenými v kapitole 5.4.7. Pro potřeby optimalizace v roce 2025 odhaduji průměrnou cenu výkonových záloh na denních trzích pro aFRR+ na **380 Kč/MW.h**, pro aFRR- na **325 Kč/MW.h** a pro mFRR+ na **370 Kč/MW.h**. Pro rok 2030 odhaduji shodné ceny, jen navýšené o inflaci 2 % ročně, tedy pro aFRR+ **420 Kč/MW.h**, pro aFRR- na **360 Kč/MW.h** a pro mFRR+ na **410 Kč/MW.h**. Zároveň předpokládám, že dané typy služeb budou do roku 2030 zachovány.

Velkých změn dozná i regulační energie. Zhruba v polovině roku 2022 by mělo dojít ke spuštění platform pro výměnu regulační energie MARI (mFRP) a PICASSO (aFRP). Cena regulační energie pro služby aFRP i mFRP bude stanovena formou marginálního ocenění, tedy podle sesouhlasení křivek nabídky a poptávky po regulační energii, což je změna oproti současným nabídkovým cenám u mFRR a regulovaným cenám u aFRP. To znamená, že poslední sesouhlasená cena bude vzájemná pro všechny aktivované subjekty. V rámci Evropy by tak mělo dojít k optimalizaci a k aktivaci těch nejlevnějších poskytovatelů regulační energie. Vzhledem k tomu, že český trh je oproti těm v západních zemích Evropy malý, je dost pravděpodobné, že s aktivací platform dojde k převzetí cen regulační energie z ostatních zemí. Pro odhad budoucí ceny regulační energie tak může posloužit analýza marginálních cen na německém trhu [58]. Průměrná marginální cena regulační energie (průměr z posledních sesouhlasených cen v každém obchodním intervalu) za sledované období od ledna do srpna roku 2020 pro aFRR+ činila necelých **72 EUR/MWh** (při kurzu 26 Kč/EUR **1 872 Kč/MWh**), pro aFRR- **11 EUR/MWh** (při kurzu 26 Kč/EUR **286 Kč/MWh**) a u mFRR+ **656 EUR/MWh** (při kurzu 26 Kč/EUR **17 056 Kč/MWh**). To znamená, že u kladné sekundární regulace lze očekávat zlevnění oproti

současným 2 350 Kč/MWh, zatímco u záporné sekundární regulace a kladné terciární regulace lze očekávat spíše zdražení. Pro rok 2025 tedy budu počítat s cenami na německém trhu, které jsou uvedeny výše. Pro rok 2030 budu předpokládat pro zjednodušení shodné ceny pouze navýšené o inflaci 2 % ročně, tedy pro aFRR+ **2 070 Kč/MWh**, pro aFRR- na **315 Kč/MWh** a pro mFRR+ na **18 830 Kč/MWh**.

Z hlediska příjmů z poskytování SVR je důležitá i pravděpodobnost vysoutěžení kontraktu na regulační zálohu a zároveň i poměrná doba aktivací maxima dané regulační zálohy. Vzhledem k velké nejistotě nejsem schopen přesněji stanovit, jak se tyto poměry změní, a proto ponechávám pravděpodobnost vysoutěžení i poměrné doby aktivací maxima daných regulačních záloh shodné s hodnotami v kapitole 5.4.7. Pro zjednodušení také uvažuji, že obchodní interval zůstane shodný, tedy jedna hodina.

6.3. Výsledky optimalizace pro rok 2025



Využití výkonu zdrojů

Pro optimální využití výkonu zdrojů v roce 2025 je typické to, že za daných vstupních parametrů ve všech ročních obdobích jsou kotle K5 a K6 provozovány pouze na minimálním výkonu a doplňují tak plynové motory PM1 až PM6. Zatímco v letním období se o dodávky tepla z PM stará pouze jeden z dvojice PM5 a PM6 (zde PM6), tak v přechodném a zimním období je optimální zapojit tři ze čtyř plynových motorů PM1 až PM4. Projevuje se tak zcela jistě konverze parovodů na horkovody a tím i odlišné dodávky tepelného výkonu do soustavy. Stejně jako tomu bylo v roce 2021, i zde je elektrický výkon na TG3 využit převážně pro poskytování kladné regulační služby mFRR5+.

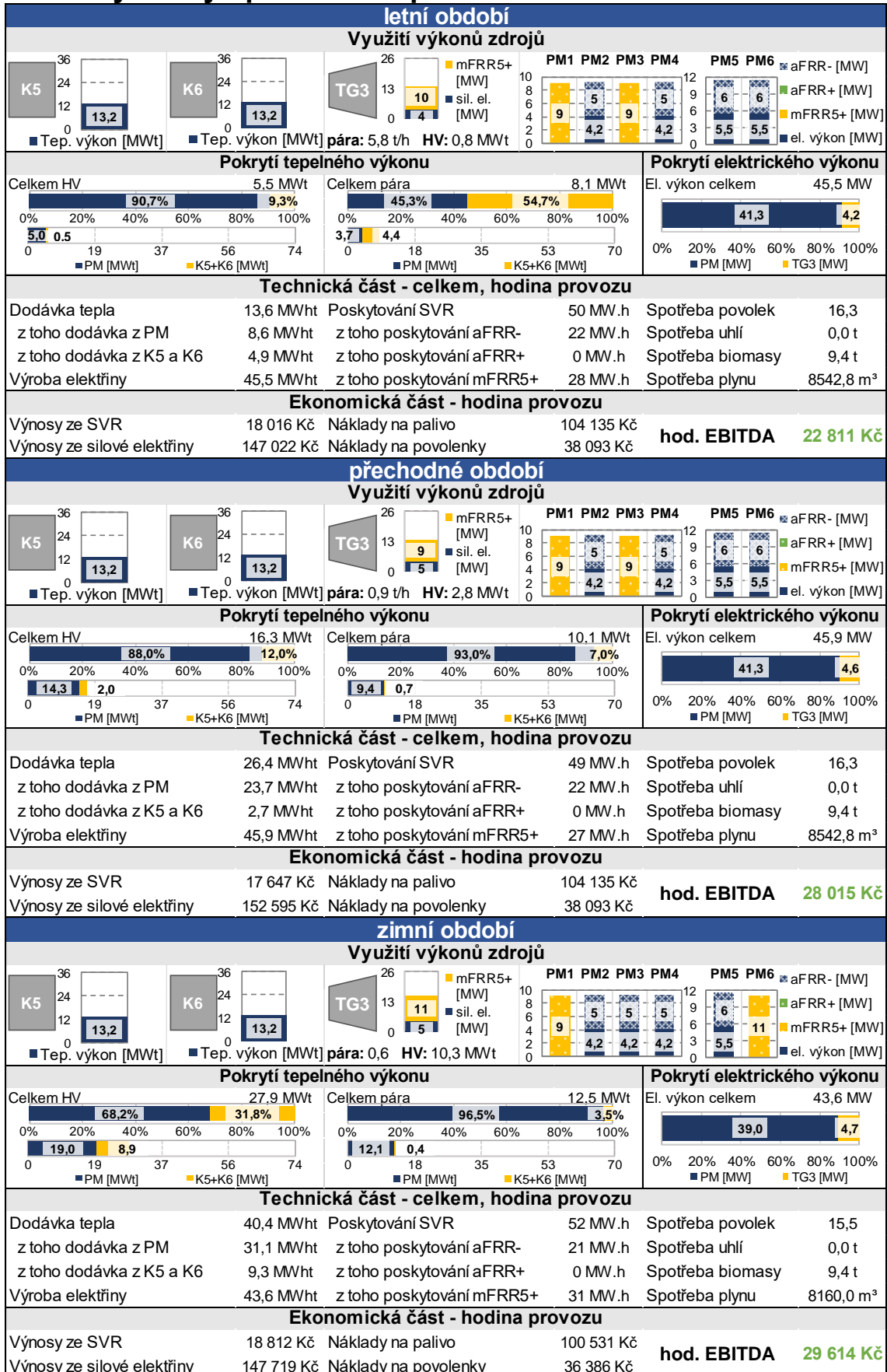
Technická část

Z pohledu regulačních záloh je optimální v letním období poskytovat převážně kladnou zálohu mFRR5+ (56 MW.h), v přechodném a zimním období ji na její úkor doplnit zápornou regulační zálohou aFRR- (16 MW.h v přechodném a 21 MW.h v zimním období). S tím jak jsou postupně využívány plynové motory, narůstá i spotřeba zemního plynu z 2 334,1 m³ v letním období na 8 160,0 m³ v zimním období. Tím také roste spotřeba povolenek od 4,4 do 15,5 ks. Obecně je spotřeba povolenek nižší než v roce 2021, což je dáno 100% podílem spalováním biomasy v kotlích K5 a K6. Spotřeba biomasy dosahuje 9,4 tun ve všech ročních obdobích.

Ekonomická část

Ekonomický výsledek se zhoršuje se zvětšenými dodávkami tepla do soustavy, a to od 14 578 Kč do 12 674 Kč v cenách roku 2025. Nejvýznamnější položkou na straně výnosů je prodej silové elektřiny, na straně nákladů pak nákup paliva. Pokud očistím ekonomické ukazatele hodinová EBITDA v roce 2025 o inflaci 2 % ročně, dosahuje provoz teplárny za daných ekonomických vstupů lepšího ekonomického výsledku v porovnání s příslušnými ročními dobami pouze v zimním období (oproti scénáři A o 6 055 Kč a C o 3 784 Kč). V ostatních ročních dobách je v porovnání s rokem 2021 dosaženo horšího ekonomického výsledku. Důležité však je, že ani v roce 2025 by za daných uvažovaných vstupů nemělo dojít k výraznému zhoršení ekonomiky provozu.

6.4. Výsledky optimalizace pro rok 2030



Využití výkonu zdrojů

I v roce 2030 by za stanovených vstupních ekonomických parametrů platilo, že je optimální provozovat kotle K5 a K6 na minimálním výkonu ve všech ročních obdobích a využívat převážně odpadní teplo z plynových motorů PM1 až PM6, které jsou shodně ve všech ročních obdobích provozovány tak, že čtyři z šesti motorů pracují při maximálním elektrickém výkonu a zbylé dva poskytují kladnou regulační zálohu mFRR5+. Tento provozní režim je tak nejvíce podobný s provozním režimem v roce 2021 při uvažování scénáře B. Tímto provozem je dán i dodávaný elektrický výkon, který se ve všech ročních obdobích pohybuje okolo 45 MWe. Elektrický výkon na TG3 je dán pouze vynuceným průtokem páry pro regulované odběry, zbytek disponibilního výkonu je využit pro službu mFRR5+.

Technická část

Z pohledu regulačních záloh se v roce 2030 jeví jako optimální rovnoměrné poskytování kladné regulační zálohy mFRR5+ a záporné regulační zálohy aFRR-, což se opět nejvíce podobá provoznímu režimu zdrojů při scénáři B v roce 2021. Spotřeba biomasy vyplývající z provozu kotlů K5 a K6 je shodná ve všech ročních obdobích, a to 9,4 tun. Spotřeba zemního plynu je ve všech ročních obdobích nad úrovní 8 000 m³, čemuž odpovídá i spotřeba povolenek 15,5 až 16,3 ks.

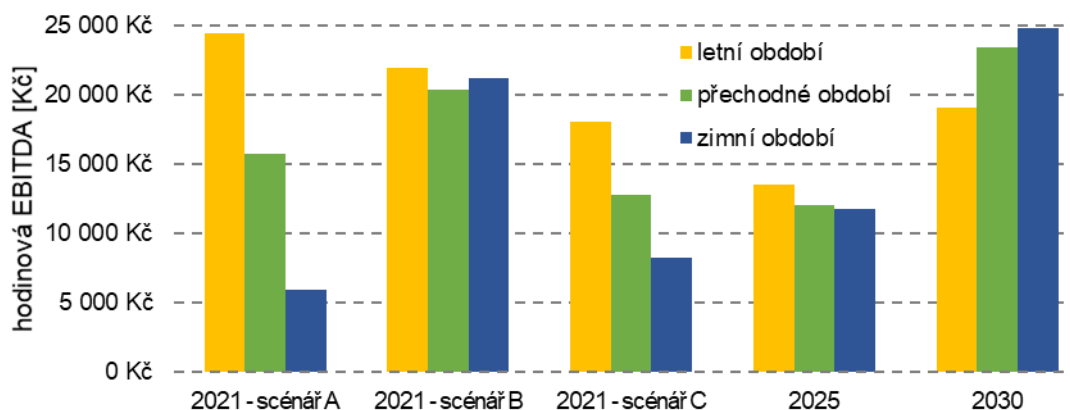
Ekonomická část

Ekonomický ukazatel EBITDA se zlepšuje se zvětšenými dodávkami tepla do soustavy, a to od 22 811 Kč do 29 614 Kč v cenách roku 2030. To je dáno tím, že nejvýhodnějším provozním režimem plynových motorů je právě režim, kdy vzniká odpadní teplo, které pokud má využití, může vhodně nahradit potřebné teplo z kotlů K5 a K6 a tím se uspoří další náklady za palivo. Nejvýznamnější položkou na straně výnosů je prodej silové elektřiny, na straně nákladů pak nákup paliva. Obě položky překračují hranici sto tisíc korun. Pokud očistím ekonomické ukazatele EBITDA v roce 2030 o inflaci 2 %, dosahuje provoz teplárny za daných ekonomických vstupů lepšího ekonomického výsledku ve všech obdobích oproti roku 2025. Diskontovaný ekonomický ukazatel hodinová EBITDA na rok 2021 pro zimní období je 24 780 Kč, což je víc než kterýkoliv ekonomický výsledek v roce 2021. Je však třeba podotknout, že stanovené vstupy jsou zatíženy velkou nejistotou a významnou roli hraje vysoce odhadovaná cena silové elektřiny. Důležité však je, že při uvažovaných cenách vstupů pro rok 2030 vychází ekonomický ukazatel hodinová EBITDA kladná pro všechna roční období.

6.5. Shrnutí výsledků

Pro přehlednost uvádím výsledky optimalizace, resp. hodnoty ekonomického parametru vyhodnocení provozního režimu hodinová EBITDA pro jednotlivá roční období v následujícím Graf 17. V souvislosti s vyhodnocením je třeba připomenout, že hodinová EBITDA představuje rozdíl výnosů z prodeje silové elektřiny a z poskytování SVR a nákladů na nákup paliva a emisních povolenek během jedné hodiny provozu, a nejedná se tedy o EBITDU účetní. Hodnoty ukazatele hodinová EBITDA pro rok 2025 a 2030 jsou diskontované na reálné ceny roku 2021. Z grafu je patrné zhoršení ekonomického ukazatele v roce 2025 a jeho následné zlepšení v roce 2030. Zároveň je možné porovnat hodnoty s rokem 2021 a všemi uvažovanými scénáři. Je také třeba zmínit, že zobrazené výsledky nelze interpretovat tak, že teplárna má lepší provozní ekonomiku v létě než v zimě, jelikož v optimalizaci nejsou uvažovány příjmy z prodeje tepla, které jsou v zimním období zpravidla vyšší.

Graf 17 Shrnutí výsledků optimalizace (diskontované ukazatele hodinová EBITDA) pro časové řezy 2021, 2025 a 2030



Z výsledků optimalizace pro rok 2025 a 2030 vyplývá, že uvažované změny technického stavu teplárenské soustavy a ekonomických vstupů by pro optimální provoz teplárny a návrh zdrojové základny znamenaly:

- s přechodem k horkovodním rozvodům tepla se dá v roce 2025 a 2030 očekávat větší využití plynových motorů PM1 až PM6 pro pokrytí potřebného tepelného výkonu, a tudíž i menší využití v současnosti užívaných uhelných kotlů K5 a K6
- využití disponibilního výkonu na TG3 pro poskytování kladné regulační zálohy mFRR5+ (pokud tato služba zůstane zachována i v budoucnu)
- primárním palivem se může stát namísto současného hnědého uhlí zemní plyn doplněný biomasou (souvisí s větším využitím plynových motorů)
- nižší spotřebu emisních povolenek při shodných výstupech (výroba silové elektřiny) z důvodu nižších dodávek tepla (nižší ztráty v soustavě CZT)

- zásadním příjmem teplárny se může stát prodej silové elektřiny namísto poskytování služeb výkonové rovnováhy (rozhodující bude vývoj cen silové elektřiny a záloh SVR)
- drobné zhoršení provozní ekonomiky (ukazatele hodinová EBITDA) v roce 2025 oproti roku 2021 zejména v důsledku očekávaného zlevnění záloh SVR (hlavní příjem teplárny v roce 2021) a zdražení primárního paliva (zemního plynu)
- zlepšení ekonomiky provozu (ukazatele hodinová EBITDA) v roce 2030 oproti roku 2021 (očekávaná vyšší cena silové elektřiny)
- převážení výnosů nad variabilními náklady z provozu jednotlivých zdrojů (velká flexibilita a diverzifikace)

Jak již bylo zmíněno, jedná se pouze o výhled toho, jak by mohla vypadat optimalizace za daných ekonomických vstupů v roce 2025, resp. 2030. Důležité je, že vytvořený optimalizační model dokáže reagovat na veškeré kontinuální změny vstupů a podle toho optimálním způsobem upravit výkony jednotlivých zdrojů a měnit tak strategii provozu, aby byl maximalizován zisk. V budoucnu bude pro provoz teplárny kvalitní optimalizační model nutností, jelikož se dá očekávat větší fluktuace cen, a to především na denních trzích. Důležitá bude i správnost stanovených predikcí a také hedging cen komodit.

Při zavedeném zjednodušení, že výše uvedených výsledků hodinová EBITDA bude dosaženo každou hodinu během příslušných ročních období a scénářů, je možné tyto výsledky zasadit do kontextu účetní závěrky, konkrétně do výkazu zisku a ztrát a přehledu o peněžních tocích, a stanovit tak přibližnou hodnotu čistého zisku a cash flow. Při uvažování ostatních výnosových (výnosy z prodeje tepla) a nákladových (odpisy, služby, osobní náklady, ostatní provozní náklady, úroky) položek odpovídajících poslednímu zveřejněnému výkazu zisku a ztrát pro rok 2019 [46], by výše uvedené výsledky znamenaly pro rok 2021 a všechny tři uvažované scénáře po odečtení příslušné daně z příjmů 19 % kladný výsledek hospodaření v rozmezí od 39 do 95 mil. Kč. Z pohledu cash flow (CF) je situace odlišná. V závislosti na uvažovaném scénáři se CF pohybuje od cca -21 do 35 mil. Kč. Při uvažování provozních výsledků z výhledové optimalizace v časových řezech 2025 a 2030 v cenách roku 2021, by bylo dosaženo kladného čistého zisku po zdanění 34 mil. Kč, resp. 108 mil. Kč. V případě CF by bylo dosaženo hodnot cca -26 mil. Kč a 48 mil. Kč. Za takovýchto zjednodušujících předpokladů, by to tedy znamenalo, že provozovat teplárnu dává smysl a její provoz je dlouhodobě udržitelný a stabilní, jak z pohledu zisku tak i CF. Výpočet CF z hodnot z účetní závěrky roku 2019 je totiž ovlivněn významnou investicí do dvou nových plynových motorů, která byla částečně financována poskytnutým úvěrem. Nedá se tedy předpokládat, že by hodnota CF měla být záporná dlouhodobě.

Ačkoliv se jedná pouze o hrubé odhady založené na těžko splnitelném předpokladu neměnnosti ekonomických vstupů a hodinových výsledků optimalizace během roku, pro představu a výhled do budoucna je to v rámci této práce postačující.

7. Závěr

Tato diplomová práce komplexně shrnuje současnou problematiku teplárenství nejen v ČR, ale i v EU. Na úvod práce jsem se zabýval popisem sektoru teplárenství a jeho současným stavem, významem a problémy. Ukázalo se, že teplárenství je v ČR významným energetickým odvětvím, jehož formou jsou v současné době zajišťovány tepelné potřeby čtyř milionů obyvatel ČR a významného podílu průmyslových podniků. Teplárny však nepokrývají pouze dodávky tepla, ale také významnou část spotřeby elektřiny, a to formou KVET, kdy je efektivně využívána energie paliva. Řada z těchto zdrojů se také aktivně podílí na stabilizaci elektrizační soustavy formou poskytování služeb výkonové rovnováhy. Mezi další významy teplárenství se řadí schopnost využití odpadního tepla, ohleduplnost k životnímu prostředí či odsunutí spalin z měst.

Dominantním palivem tepláren v ČR je stále hnědé uhlí doprovázené zemním plynem a menšími měrami i dalšími zdroji energie. Právě závislost českého teplárenství na hnědém uhlí je však v současnosti jeho největším problémem, a to, že významnou výhodou teplárenství bylo právě efektivní využití lokálně dostupného paliva, postupně přestává platit. Důvodem je dekarbonizační politika EU, která je postavená na systému obchodování s emisními povolenkami. Právě rychle rostoucí cena emisních povolenek, spolu s nutnou modernizací a ekologizací tepláren z důvodu zvyšujících se nároků na sníženou produkci znečišťujících látek, však teplárny v ČR dostává do nepříznivé ekonomické situace. Rostoucí náklady na emisní povolenky nelze zcela promítnout do ceny tepla, a to nejen z důvodu cenové regulace, která v současné době neumožňuje celkovou výši ceny povolenky zahrnout do ekonomicky oprávněných nákladů, ale i z obav o odpojování zákazníků, kteří by již neakceptovali cenu tepla a přešli by na decentralní způsob vytápění. Teplárny tak mnohdy ani nepokryjí provozní náklady na výrobu tepla. Další odpojování zákazníků by totiž vedlo k dalšímu odpojování a zákonitě k dalšímu růstu cen tepla. Nakonec by zbyli pouze ti, kteří si odpojení z technických nebo ekonomických důvodů nemohou dovolit. Teplárny by tak ukončily svoji podnikatelskou činnost a velké množství lidí by zůstalo ohroženo energetickou chudobou.

Státními strategickými dokumenty i ERÚ je CZT vnímáno jako ekologická a nejefektivnější varianta zásobování teplem a je v obecném zájmu jeho další fungování. Aby se tak stalo, je však s ohledem na výše zmíněné problémy potřeba vnějšího zásahu státu, a to buď formou dotačních titulů či narovnáním podmínek CZT a DZT.

Významné je teplárenství v ČR i z pohledu EU, kdy se ČR řadí mezi státy s relativně rozvinutým systémem CZT a státy s vysokým podílem systémů CZT na vytápění. ČR se také řadí mezi státy s největším podílem hnědého uhlí v palivovém mixu tepláren. Právě tyto skutečnosti znamenají to, že je situace okolo teplárenství v každé zemi rozdílná a témata jako dekarbonizace či decentralizace nejsou tolik diskutována jako v ČR. Totéž platí i o politice EU, která se dotýká

každého ze států rozdílným způsobem. Co je však pro všechny státy EU společné, jsou budoucí směry, kterými se bude teplárenství ubírat. Těmi budou zcela jistě dekarbonizace, tedy přechod na méně uhlíkově náročné zdroje, diverzifikace paliv, decentralizace a efektivní využívání lokálně dostupných zdrojů, integrace s dalšími sektory v podobě technologií power to heat či k modernizaci a zavádění nových technologií, jako například přechod na rozvody horké vody či využití systému akumulace tepelné energie. Všechny tyto směry by měly být doprovázeny významnými investicemi. Ať už se teplárenství bude ubírat jakýmkoliv směrem, nemělo by se zapomínat na energetickou bezpečnost a možnosti jednotlivých zemí.

Na pozadí těchto skutečností jsem dále v praktické části diplomové práce řešil optimalizaci teplárenské soustavy. Konkrétně se jednalo o nově propojenou soustavu CZT v aglomeraci měst Tábor, Sezimovo Ústí a Planá nad Lužnicí s centrálním zdrojem C-Energy Planá. V optimalizaci jsem se zaměřil na zdrojovou základnu teplárny, kterou jsem si na základě analýzy a poznatků zjednodušil na dva parní kotle, šest plynových motorů a turbogenerátor s dvěma regulovanými odběry pro dodávku horké vody a páry. Optimalizaci v podobě návrhu zdrojové základny a jejího optimalizovaného provozu jsem provedl pomocí sestaveného optimalizačního modelu lineárního programování, jehož logika pro výběr optimálního provozního režimu je postavena na maximalizaci rozdílu výnosů z poskytování SVR a prodeje silové elektřiny a variabilních nákladů na palivo a emisní povolenky z provozu jednotlivých zdrojů teplárny. Respektována jsou technická omezení, zjednodušující předpoklady, zkušenost z provozu teplárny a dodávky tepelného výkonu v podobě horké vody a páry do soustavy CZT. Optimalizaci jsem po technické i ekonomické stránce vyhodnotil pro jednu hodinu provozu teplárny v časových řezech 2021, 2025 a 2030 pro letní, přechodné a zimní období lišící se dodávaným tepelným výkonem do soustavy CZT. Variabilitu ekonomických vstupů modelu jsem zohlednil formou stanovených scénářů.

Z provedené optimalizace pro rok 2021, která byla velmi důležitá i z toho pohledu, že se jedná o nově vzniklou soustavu CZT, vyplynulo, že při všech uvažovaných scénářích i ve všech ročních obdobích byl ekonomický ukazatel provozu hodinová EBITDA kladný. To znamená, že výnosy z poskytování SVR a prodeje elektřiny byly větší než variabilní náklady na palivo a emisní povolenky. Ukázala se také velmi dobrá flexibilita teplárny, která se díky rozmanité zdrojové základně a diverzifikaci paliva dokáže v současné době dobře přizpůsobit cenovým výkyvům na komoditních trzích. To dokládají výsledky optimalizace, kdy při uvažování scénáře A (vyšší cena elektřiny, plynu, povolenky a kladných služeb a nižší cena záporných služeb) byly dodávky tepla pokrývány zcela uhelnými kotli K5 a K6 a plynové motory PM1 až PM6 byly využity pro poskytování záloh mFRR5+. U ostatních uvažovaných scénářů již byly plynové motory využity i pro dodávky tepelného výkonu do soustavy CZT. Pro současný provoz teplárny se ukazuje jako klíčový prvek možnost poskytování SVR (zejména kladné mFRR5+), což potvrdila i provedená

citlivostní analýza. Při nemožnosti poskytování SVR by se ekonomika provozu teplárny z hlediska ukazatele hodinová EBITDA dostala do záporných hodnot. To však samo o sobě ještě neznačí ekonomické obtíže teplárny, jelikož v ukazateli hodinová EBITDA nejsou zakomponovány tržby z prodeje tepla. Výsledky optimalizace se také potvrdilo, že zajišťování dodávek tepla do nově vzniklé propojené teplárenské soustavy CZT není z ekonomického ani technického hlediska problémové.

Dále jsem provedl optimalizaci i pro časové řezy v roce 2025 a 2030, kde jsem uvažoval skutečnosti jako přechod teplárny z rozvodů páry na horkou vodu či ukončení spalování hnědého uhlí ve prospěch biomasy. Z výsledků výhledové optimalizace vyplynulo, že v roce 2025 by na základě stanovených ekonomických vstupů mohlo dojít k mírnému zhoršení provozní ekonomiky vlivem očekávaného poklesu cen záloh SVR. Ekonomický ukazatel hodinová EBITDA však vycházel stále kladný. Naopak v roce 2030 se dá očekávat zlepšení ekonomických výsledků, a to dokonce nad úroveň roku 2021. Projevit by se měla zejména očekávaná vysoká cena silové elektřiny. Zásadním příjmem teplárny se tak z hlediska provozu může stát prodej silové elektřiny namísto poskytování SVR vyvolaný změnou provozního režimu plynových motorů, které jsou provozovány na vyšších výkonových hladinách. S přechodem k horkovodním rozvodům tepla se dá v roce 2025 a 2030 očekávat větší využití plynových motorů PM1 až PM6 pro pokrytí tepelného výkonu, a tudíž i menší využití v současnosti užívaných uhelných kotlů K5 a K6.

Ze zjištěných výsledků optimalizace pro všechny časové řezy vyplývá, že se teplárně C-Energy Planá dobrými investičními záměry daří předcházet problémům, kterými se musí ostatní teplárny v současnosti zabývat. Při zasazení ekonomických výsledků optimalizace provedené na hodinové bázi do kontextu účetní závěrky, konkrétně do výkazu zisku a ztrát a přehledu o peněžních tocích za rok 2019 se ukázalo, že provozovat teplárnu dává smysl a její provoz je dlouhodobě udržitelný a stabilní, jak z pohledu zisku tak i CF. Důležité se jeví to, že teplárna včas investovala do diverzifikace paliva i zdrojů energie (postupný přechod z hnědého uhlí na biomasu a zemní plyn), nových technologií (Evecont, baterie), flexibility zdrojů, kombinované výroby elektřiny a tepla (nárok na zelené bonusy z prodeje elektřiny), poskytování SVR a také do energetických úspor v podobě konverzí rozvodů parovodů na horkovody. Myslím si, že tato teplárna jde s trendem moderní energetiky a dává dobrý příklad ostatním, jakým směrem by se mohli ubírat.

Na úplný závěr je třeba zmínit, že optimalizace zdrojové základny nejen v teplárnách bude i v budoucnu velmi důležitá. To platí zejména za předpokladu, že v teplárenství dojde k rozvoji technologií velkých plynových KVET, jejichž provoz může být poměrně flexibilně upravován ve vazbě na ceny komodit (pokud bude palivová a technologická základna zdroje diverzifikována). Na zmíněných výsledcích optimalizace pro rok 2025 a 2030 jsem pouze demonstroval, kam by se mohl provoz teplárny ubírat. Důležité je, že mnou vytvořený optimalizační model dokáže

reagovat na veškeré kontinuální změny vstupů a podle toho optimálním způsobem měnit strategii provozu, aby byl maximalizován zisk. V budoucnu bude pro provoz teplárny kvalitní optimalizační model nutností, jelikož se dá očekávat větší proměnlivost cen, a to především na denních trzích. Klíčovým parametrem bude i správnost stanovených predikcí a nabídkové strategie pro poskytování SVR.

Seznam použité literatury

- [1] *KeepWarm* [online]. [vid. 2020-10-04]. Dostupné z: <https://keepwarmeurope.eu/countries-in-focus/czech-republic/cestina/>
- [2] WWW.TSCR.CZ, Teplárenské sdružení České republiky-. *Teplárenské sdružení ČR - Co to je ...* [online]. [vid. 2020-10-04]. Dostupné z: <http://www.tscr.cz/?pg=0720&1601582901#>
- [3] *Studie stavu teplárenství* [online]. [vid. 2020-10-05]. Dostupné z: <https://www.mpo.cz/assets/dokumenty/43593/48917/575387/priloha001.pdf>
- [4] EGÚ BRNO, A. S. *Centrální a decentrální výroba elektřina a tepla*. B.m.: MPO. prosinec 2017
- [5] WWW.BENES-MICHL.CZ, Beneš & Michl. *Energetický slovníček | Pražská teplárenská a.s.* [online]. [vid. 2020-10-04]. Dostupné z: <https://www.ptas.cz/energeticky-slovnicek/>
- [6] ING. MICHAL KUBÍČEK. Projektový manažer a konzultant v oblasti energetiky. Osobní konzultace
- [7] *Historie - NET4GAS* [online]. [vid. 2020-10-07]. Dostupné z: <https://www.net4gas.cz/cz/o-spolecnosti/historie/>
- [8] KARAFIÁT, CSC., Ing. Josef. *Popis systémů CZT Historie, typy a principy KVET* [online]. [vid. 2020-10-04]. Dostupné z: https://www.powerwiki.cz/Popis_systemu_CZT
- [9] KAUFMANN, Mgr Pavel. Vývoj teplárenství v České republice. *PRO-ENERGY magazín*. nedatováno, 2007, 4.
- [10] KRČOVÁ, MBA, Ing. Martina. *Vývoj teplárenství v průběhu Liberalizace energetiky* [online]. B.m.: ENERGETIKA info.cz. 20. červen 2017 [vid. 2020-10-07]. Dostupné z: <https://www.energetikainfo.cz/33/vyvoj-teplarenstvi-v-prubehu-liberalizace-energetiky-uniqueidmRRWSbk196FNf8-jVUh4EIDzobldhBp5dJ424PN1iIyMB8q2Z8oGSQ/>
- [11] INFO@AION.CZ, AION CS-. 458/2000 Sb. Energetický zákon. *Zákony pro lidi* [online]. [vid. 2020-10-07]. Dostupné z: <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2000-458>
- [12] *Vnitrostátní plán České republiky v oblasti energetiky a klimatu* [online]. listopad 2019 [vid. 2020-10-07]. Dostupné z: <https://www.mpo.cz/cz/energetika/strategicke-a-koncepcni-dokumenty/vnitrostatni-plan-ceske-republiky-v-oblasti-energetiky-a-klimatu--252016/>
- [13] VECKA, PH.D., Ing. Jiří. Teplárenství v ČR aktuálně řešené problémy. In: . B.m. 10. prosinec 2019.
- [14] *Roční zpráva o provozu teplárenských soustav ČR 2019* [online]. B.m.: ERÚ. 4. říjen 2020. Dostupné z: https://www.eru.cz/documents/10540/5391332/Rocni_zprava_provoz_TS_2019.pdf/a4d8e72d-4f7b-4d02-b464-201bf1648479

- [15] *Zpráva o vývoji energetiky v oblasti tepla za rok 2018* [online]. B.m.: MPO. [vid. 2020-10-07]. Dostupné z: <https://www.mpo.cz/cz/energetika/statistika/elektrina-a-teplo/zprava-o-vyvoji-energetiky-v-oblasti-tepla-za-rok-2018--253625/>
- [16] INFO@AION.CZ, AION CS-. 194/2015 Sb. Vyhláška o způsobu regulace cen a postupech pro regulaci cen v elektroenergetice a teplárenství. *Zákony pro lidi* [online]. [vid. 2020-10-10]. Dostupné z: <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2015-194>
- [17] *Nová koncepce regulace teplárenství* [online]. [vid. 2020-10-12]. Dostupné z: <http://www.eru.cz/documents/10540/4614572/Teze+nove+koncepce+regulace+teplarenstvi.pdf/33c01073-8728-4965-ac31-fe9c752d1f5a>
- [18] ČR, MŽP. Integrovaná prevence a omezování znečištění (IPPC). <http://> [online]. 18. srpen 2008 [vid. 2020-10-11]. Dostupné z: https://www.mzp.cz/cz/integrovaná_prevence_omezovani_znecistovani
- [19] INFO@AION.CZ, AION CS-. 415/2012 Sb. Vyhláška o přípustné úrovni znečišťování a jejím zjišťování a o provedení některých dalších ustanove... *Zákony pro lidi* [online]. [vid. 2021-05-10]. Dostupné z: <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2012-415>
- [20] ČR, MŽP. Emisní obchodování. <http://> [online]. 11. srpen 2008 [vid. 2020-10-14]. Dostupné z: https://www.mzp.cz/cz/emisni_obchodovani
- [21] *Všeobecné pokyny pro metodiky přidělování povolenek* [online]. [vid. 2020-10-13]. Dostupné z: [https://www.mzp.cz/C1257458002F0DC7/cz/pridelovani_povolenek_metodika_osm/\\$FILE/oeok-Metodicky_pokyn_1-20190401.002.pdf](https://www.mzp.cz/C1257458002F0DC7/cz/pridelovani_povolenek_metodika_osm/$FILE/oeok-Metodicky_pokyn_1-20190401.002.pdf)
- [22] MICHAL PUCHEL. ČEPS - Změna na trhu podpůrných služeb. In: . B.m. 24. květen 2019.
- [23] Carbon Price Viewer. *Ember* [online]. [vid. 2020-10-14]. Dostupné z: <https://ember-climate.org/data/carbon-price-viewer/>
- [24] PRO-ENERGY. Nezávislost je výhodná, ale může být drahá. *PRO-ENERGY magazín*. nedatováno, 2018(3), 80. ISSN 1802-4599.
- [25] *Předběžné ceny tepla 2019* [online]. [vid. 2020-10-18]. Dostupné z: http://www.eru.cz/documents/10540/462926/Predbezne_ceny_tepla_2019+%E2%80%9393%20web.pdf/70298abb-eea2-4494-92d7-0bf30080c7a9
- [26] Energetická chudoba - téma dneška (1). *TZB-info* [online]. [vid. 2020-10-21]. Dostupné z: <https://energetika.tzb-info.cz/11557-energeticka-chudoba-tema-dneska-1>
- [27] GEUSSOVÁ, Milena. Hrát se dá i se špatnými kartami. *PRO-ENERGY magazín*. 2020, 2019(1), 79. ISSN 1802-4599.
- [28] ENERGOŽROUTI.CZ. Ministerstvo průmyslu připravuje přechod na nízkoemisní zdroje tepelné energie, chystá regulace i dotace. *EnergoŽrouti.cz* [online]. [vid. 2020-11-11]. Dostupné z: <https://energozrouti.cz/z/ministerstvo-prumyslu-pripravuje-prechod-na-nizkoemisni-zdroje-tepelne-energie>
- [29] *Programy podpory* [online]. [vid. 2021-05-03]. Dostupné z: <https://www.sfzp.cz/dotace-a-pujcky/modernizacni-fond/programy/>

- [30] *2015-Country-by-country-Statistics-Overview.pdf* [online]. [vid. 2020-10-08]. Dostupné z: <https://www.euroheat.org/wp-content/uploads/2016/03/2015-Country-by-country-Statistics-Overview.pdf>
- [31] Country Profiles Archives | Page 3 of 3. *Euroheat & Power* [online]. [vid. 2020-10-08]. Dostupné z: <https://www.euroheat.org/knowledge-hub/country-profiles/page/3/>
- [32] *D2.3_Revised-version_180928.pdf* [online]. [vid. 2021-05-04]. Dostupné z: https://heatroadmap.eu/wp-content/uploads/2018/11/D2.3_Revised-version_180928.pdf
- [33] *D.6.3-Final-Publishable-Report-Office-Print.pdf* [online]. [vid. 2020-10-08]. Dostupné z: <http://geodh.eu/wp-content/uploads/2015/02/D.6.3-Final-Publishable-Report-Office-Print.pdf>
- [34] *Towards_a_decarbonised_H_C_sector_in_EU_Final_Report.pdf* [online]. [vid. 2020-10-08]. Dostupné z: https://www.euroheat.org/wp-content/uploads/2019/12/Towards_a_decarbonised_H_C_sector_in_EU_Final_Report.pdf
- [35] Total operating district heat pipelines in Europe, 2005-2019 – Charts – Data & Statistics. *IEA* [online]. [vid. 2020-10-08]. Dostupné z: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/total-operating-district-heat-pipelines-in-europe-2005-2019>
- [36] EUROPEAN COMMISSION. *EU Strategy for Heating and Cooling* [online]. 16. únor 2016 [vid. 2020-10-08]. Dostupné z: http://publications.europa.eu/resource/cellar/4e259746-d559-11e5-a4b5-01aa75ed71a1.0001.03/DOC_1
- [37] District heat sales in Europe by fuel source, 2000-2019 – Charts – Data & Statistics. *IEA* [online]. [vid. 2020-10-08]. Dostupné z: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/district-heat-sales-in-europe-by-fuel-source-2000-2019>
- [38] *DTE 2020: Uhlí končí, čeká nás transformace teplotrenství | CBCSD* [online]. [vid. 2020-11-11]. Dostupné z: <https://www.cbcsd.cz/dte-2020-uhli-konci-ceka-nas-transformace-teplarenstvi/>
- [39] *Thought-Leadership-April-2019-District-Heating-1.pdf* [online]. [vid. 2020-10-08]. Dostupné z: <https://www.whitehelmcapital.com/wp-content/uploads/2019/04/Thought-Leadership-April-2019-District-Heating-1.pdf>
- [40] *Heat_Roadmap_Europe_4_Quantifying_the_Impact_of_Low_Carbon_Heating_and_Cooling_Roadmaps..pdf* [online]. [vid. 2021-05-04]. Dostupné z: https://vbn.aau.dk/ws/portalfiles/portal/288075507/Heat_Roadmap_Europe_4_Quantifying_the_Impact_of_Low_Carbon_Heating_and_Cooling_Roadmaps..pdf
- [41] Horkovod sníží cenu tepla v Táboře, tuší šéf C-Energy v Plané Ivo Nejd. *iDNES.cz* [online]. 4. říjen 2020 [vid. 2020-12-28]. Dostupné z: https://www.idnes.cz/ceske-budejovice/zpravy/ivo-nejd-teplarna-plana-tabor-uhli-teplo-cena-c-energy.A200907_569557_budejovice-zpravy_neb
- [42] S.R.O. (INFO@NEXGEN.CZ), NexGen IT. *C-Energy s.r.o. Teplárna Planá nad Lužnicí* [online]. [vid. 2020-12-28]. Dostupné z: <https://www.c-energy.cz/>

- [43] *Fotovoltaická elektrárna s akumulací teplárny Planá nad Lužnicí* | ČKAIT [online]. [vid. 2020-12-28]. Dostupné z: <https://www.ckait.cz/content/fotovoltaicka-elektrarna-s-akumulaci-teplarny-plana-nad-luznici>
- [44] „*Naše baterie umí poskytovat služby pro výkonovou rovnováhu. Je to milník pro celý energetický trh,*“ | *allforpower.cz* [online]. [vid. 2020-12-28]. Dostupné z: <https://allforpower.cz/rozvody-energii/nase-baterie-umi-poskytovat-sluzby-pro-vykonovou-rovnovahu-je-to-milnik-pro-cely-energeticky-trh-220>
- [45] *Zpráva o plnění podmínek integrovaného povolení - 2019*. B.m.: MŽP. 31. prosinec 2019
- [46] *Výroční zpráva CEP - 2019* [online]. B.m.: C-Energy Plyná. [vid. 2021-05-13]. Dostupné z: <https://or.justice.cz/ias/ui/vypis-sl-detail?dokument=62758899&subjektId=65259&spis=422554>
- [47] *ČEPS, a.s., Statistiky SVR* [online]. [vid. 2021-03-05]. Dostupné z: <https://www.ceps.cz/cs/statistiky-svr>
- [48] *Výpočet úspor emisí oxidu uhličitého (CO₂)* | *MPO* [online]. [vid. 2021-03-24]. Dostupné z: <https://www.mpo.cz/dokument6794.html>
- [49] *Ceny emisních povolenek zaznamenaly nová maxima, přibližují se 40 EUR/t CO₂.* *oEnergetice.cz* [online]. [vid. 2021-03-24]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/emise-co2/ceny-emisnich-povolenek-zaznamenaly-nova-maxima-priblizuji-se-40-eur-t-co2/>
- [50] *Home Page - Power Exchange Central Europe, a. s.* [online]. [vid. 2021-03-23]. Dostupné z: <https://www.pxe.cz/>
- [51] *Úvodní stránka. OTE, a.s.* [online]. [vid. 2021-04-06]. Dostupné z: <https://www.ote-cr.cz/cs>
- [52] *Návrh strategie pro zelené město - Dlouhodobá koncepce podnikatelské činnosti Teplárny České Budějovice, a.s. v letech 2020-2048.* březen 2020
- [53] *Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 5/2020* [online]. [vid. 2021-03-23]. Dostupné z: https://www.eru.cz/documents/10540/5890146/ERV5_2020.pdf/45de5af0-5089-46d2-b94a-ffa7c726847d
- [54] *ENTSO-E Transparency Platform* [online]. [vid. 2021-05-14]. Dostupné z: <https://transparency.entsoe.eu/dashboard/show>
- [55] *ČEPS, a.s.* [online]. [vid. 2021-05-14]. Dostupné z: <https://www.ceps.cz/cs/data>
- [56] *ČEPS, A.S. Roční příprava provozu na rok 2020* [online]. 25. listopad 2019 [vid. 2021-05-14]. Dostupné z: <https://www.ceps.cz/cs/priprava-provozu>
- [57] *Publication – 2021 State of the EU ETS Report – ERCST* [online]. [vid. 2021-04-20]. Dostupné z: <https://ercst.org/publication-2021-state-of-the-eu-ets-report/>
- [58] *regelleistung.net* [online]. [vid. 2021-04-20]. Dostupné z: <https://www.regelleistung.net/ext/?lang=en>

Seznam obrázků

Obrázek 1: Přehled soustav CZT v ČR s přenosovou kapacitou vyšší než 200 MWt, vytvořeno v aplikaci: Google MyMaps, zdroj dat: MPO	18
Obrázek 2: Vývoj ceny emisní povolenky za předchozí období (€/t CO ₂), Zdroj dat: EMBER [23]	23
Obrázek 3 Soustavy centrálního zásobování teplem a chladem v evropských městech v roce 2016, Zdroj: Methodologies and assumptions used in the mapping, Heat Roadmap Europe [32]	27
Obrázek 4 Technologické schéma – vyvedení tepelného výkonu	36
Obrázek 5 Blokové schéma teplárny (zjednodušené)	45
Obrázek 6 Predikce ceny povolenky z let 2020 a 2021, Zdroj: 2021 State of the EU ETS Report [54]	71

Seznam tabulek

Tabulka 1: Současné a budoucí emisní limity pro velká spalovací zařízení o tepelném příkonu 50-100 MWt spalující tuhá fosilní paliva, Zdroj dat: [19]	21
Tabulka 2 SWOT analýza teplárenství	31
Tabulka 3 Kotelna HVB	33
Tabulka 4 Strojovna HVB	33
Tabulka 5 Motorgenerátory	34
Tabulka 6 Redukční stanice	35
Tabulka 7 Spotřeba paliv	37
Tabulka 8 Zavedené vstupní zjednodušující předpoklady	44
Tabulka 9 Technické parametry plynových motorů PM1 až PM4 při různých provozních režimech	46
Tabulka 10 Technické parametry plynových motorů PM5 a PM6 při různých provozních režimech	47
Tabulka 11 Stanovené okamžité dodávané průměrné tepelné výkony v horké vodě a páře do soustavy CZT v roce 2021	58
Tabulka 12 Stanovené scénáře pro optimalizaci v roce 2021	58
Tabulka 13 Stanovené okamžité dodávané průměrné tepelné výkony v horké vodě a páře do soustavy CZT pro časové řezy 2025 a 2030	70

Seznam grafů

Graf 1: Vývoj dodávek tepla cizím subjektům [TJ] a počtu denostupňů D 21/13 mezi lety 2010-2018, Zdroj dat: MPO [15]	16
Graf 2 Podíl paliv na dodávkách tepla cizím subjektům v roce 2019, zdroj dat: ERÚ [14]	17
Graf 3: Histogram zachycující situaci ve 36 největších českých městech	24
Graf 4: Podíl systémů CZT na zásobování teplem v zemích EU	26
Graf 5: Vývoj součtu dodávek tepla cizím subjektům v zemích EU [TJ] a počtu denostupňů D 18/15 mezi lety 2010-2018, Zdroj dat: Eurostat	28

Graf 6 Výroba a dodávka silové elektřiny z vlastní výroby v letech 2010 až 2020, Zdroj dat: Výroční zprávy společnosti C-Energy Planá [46].....	38
Graf 7 Vývoj výroby tepla a jeho využití na výrobu silové elektřiny a dodávky užitečné tepelné energie [TJ/rok] v letech 2015 až 2020.....	40
Graf 8 Rozložení užitečných dodávek tepla a ztrát v horké vodě a v páře pro rok 2021 v jednotlivých měsících [TJ] a průměrné měsíční tepelný výkony dodávané do sítě CZT [MWt] ze zdroje C-Energy Planá.....	41
Graf 9 Vývoj ceny ročních futures kontraktů a cen na vnitrodenním trhu – zemní plyn, Zdroj dat: PXE [50] a OTE [51]	51
Graf 10 Vývoj ceny ročních futures kontraktů (baseload) na dodávky silové elektřiny a ceny emisní povolenky, Zdroj dat: PXE [50] a Ember [23]	54
Graf 11 Vývoj ceny silové elektřiny na denním trhu s elektřinou, Zdroj dat: OTE [51] a PXE [50]	55
Graf 12 Výsledky optimalizace z hlediska ekonomiky (ukazatele hodinová EBITDA).....	66
Graf 13 Citlivostní analýza ukazatele hodinová EBITDA na pravděpodobnost uzavření kontraktu u všech typů nabízených záloh služeb výkonové rovnováhy.....	67
Graf 14 Citlivostní analýza ukazatele hodinová EBITDA na cenu silové elektřiny na DT.....	68
Graf 15 Diagram průměrných měsíčních dodávaných tepelných výkonů [MWt] do sítě CZT z C-Energy Planá po roce 2024	69
Graf 16 Vývoj tzv. „fuel switching price“ pro různé tepelné účinnosti uhelných a plynových zdrojů [54].....	72
Graf 17 Shrnutí výsledků optimalizace (diskontované ukazatele hodinová EBITDA) pro časové řezy 2021, 2025 a 2030	80

Seznam rovnic

Rovnice (1) Kriteriaální funkce	48
Rovnice (2) Omezující podmínky – Dodávka tepla v páře 1,1 MPa	48
Rovnice (3) Omezující podmínky – Dodávka tepla v horké vodě.....	48
Rovnice (4) Omezující podmínky – Výkon kotlů.....	48
Rovnice (5) Omezující podmínky – Regulovaný odběr 1.....	48
Rovnice (6) Omezující podmínky – Regulovaný odběr 2.....	48
Rovnice (7) Omezující podmínky – Hltnost turbíny.....	49
Rovnice (8) Omezující podmínky – Průtok kondenzátorem.....	49
Rovnice (9) Omezující podmínky – Poskytování RZ aFRR+.....	49
Rovnice (10) Omezující podmínky – Poskytování RZ aFRR-.....	49
Rovnice (11) Omezující podmínky – Poskytování RZ mFRR+	49
Rovnice (12) Omezující podmínky – Binární proměnné	49

Příloha A – proměnné optimalizačního modelu

Cenové koeficienty

C_{Y1RO} – cenový koeficient odpovídající rozdílu výnosů z prodeje elektřiny a nákladů na palivo a emisní povolenky při realizaci odběru jedné tuny páry za hodinu z 1. regulovaného odběru TG3

C_{Y2RO} – cenový koeficient odpovídající rozdílu výnosů z prodeje elektřiny a nákladů na palivo a emisní povolenky při realizaci odběru jedné tuny páry za hodinu z 2. regulovaného odběru TG3

C_{YSE} - cenový koeficient odpovídající rozdílu výnosů z prodeje silové elektřiny a nákladů na palivo a emisní povolenky při průtoku jedné tuny páry TG3

C_{YMZ} - cenový koeficient odpovídající rozdílu výnosů poskytování kladné regulační zálohy (mFRR5+) a nákladů na palivo a emisní povolenky při průtoku jedné tuny páry TG3

C_{XPM11} - cenový koeficient odpovídající rozdílu výnosů z prodeje elektřiny/poskytování služeb výkonové rovnováhy a nákladů na palivo a emisní povolenky při volbě provozního režimu č. 1 plynového motoru PM1

C_{XPM12} - cenový koeficient odpovídající rozdílu výnosů z prodeje elektřiny/poskytování služeb výkonové rovnováhy a nákladů na palivo a emisní povolenky při volbě provozního režimu č. 2 plynového motoru PM1

.
.
.

C_{XPM66} - cenový koeficient odpovídající rozdílu výnosů z prodeje elektřiny/poskytování služeb výkonové rovnováhy a nákladů na palivo a emisní povolenky při volbě provozního režimu č. 6 plynového motoru PM6

Proměnné modelu

Y_{1RO} – proměnná vyjadřující odběr páry v tunách za hodinu z 1. regulovaného odběru TG3

Y_{2RO} – proměnná vyjadřující odběr páry v tunách za hodinu z 2. regulovaného odběru TG3

Y_{SE} – proměnná vyjadřující průtok páry TG3 určené pro výrobu silové elektřiny

Y_{MZ} – proměnná vyjadřující průtok páry TG3 určené pro poskytování služeb výkonové rovnováhy

X_{PM11} – binární proměnná vyjadřující realizaci provozního režimu č. 1 na plynovém motoru PM1

X_{PM12} – binární proměnná vyjadřující realizaci provozního režimu č. 2 na plynovém motoru PM1

.
.
.

X_{PM66} – binární proměnná vyjadřující realizaci provozního režimu č. 6 na plynovém motoru PM6