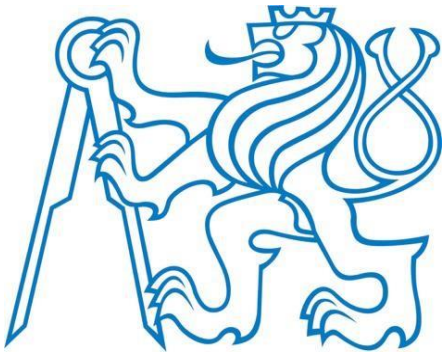


ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE

Fakulta elektrotechnická

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

Optimalizace vytápění průmyslového podniku

Diplomová práce

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management

Studijní obor: Management energetiky a elektrotechniky

Vedoucí práce: Ing. Mgr. Vít Klein, Ph.D.

Bc. Robin Fingerhut

Praha 2023

ZADÁNÍ DIPLOMOVÉ PRÁCE

I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: **Fingerhut** Jméno: **Robin** Osobní číslo: **474488**

Fakulta/ústav: **Fakulta elektrotechnická**

Zadávající 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 vytápění průmyslového podniku

Název diplomové práce anglicky:

Optimizing the heating of an industrial enterprise

Pokyny pro vypracování:

1) Charakteristika stávajícího stavu vytápění průmyslového podniku.
2) Návrh variant zásobování podniku teplem.
3) Optimalizace zásobování tepelnou energií.
4) Ekonomická analýza.
5) Závěrečná doporučení.

Seznam doporučené literatury:

1) DVORSKÝ, Emil a Pavla HEJTMÁNKOVÁ. Kombinovaná výroba elektrické a tepelné energie. Praha: BEN – technická literatura, 2005. ISBN 80-7300-118-7.
2) IBLER, Zdeněk. Technický průvodce energetika. Praha: BEN – technická literatura, 2002. ISBN 80-7300-026-1.
3) IBLER, Zdeněk. Technický průvodce energetika - 2. díl – Energetika v příkladech. Praha: BEN – technická literatura, 2003. ISBN 80-7300-097-0.
4) VALACH, Josef. Investiční rozhodování a dlouhodobé financování. 3., přeprac. a rozš. vyd. Praha: Ekopress, 2010. ISBN 978-80-86929-71-2.

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) diplomové práce:

Ing. Mgr. Vít Klein, Ph.D. katedra elektroenergetiky FEL

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

Datum zadání diplomové práce: **02.09.2022** Termín odevzdání diplomové práce _____

Platnost zadání diplomové práce: **19.02.2024**

Ing. Mgr. Vít Klein, 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

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

Seznam použitých zkratek

BESS – Bateriové úložiště

BMS – Battery management system

CAPM – Model oceňování kapitálových aktiv

CF – Peněžní tok

COP – Coefficient of performance

ČEZd – ČEZ distribuce

ČNB – Česká národní banka

ČR – Česká republika

DCF – Diskontovaný peněžní tok

ERÚ – Energetický regulační úřad

EU – Evropská unie

IRR – Vnitřní výnosové procento

KDCF – Kumulované diskontované peněžní toky

KJ – Kogenerační jednotka

KVET – Kombinovaná výroba elektřiny a tepla

NPV – Čistá současná hodnota

OTE – Operátor trhu s elektřinou

OZE – Obnovitelné zdroje energie

PCS – Power Conditioning system

PMS – Power management system

TČ – Tepelné čerpadlo

WACC – Vážený průměr nákladů kapitálu

Prohlášení

Prohlašuji, že jsem předloženou práci vypracoval samostatně 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

…….

Robin Fingerhut

Poděkování

Tímto bych rád poděkoval Ing. Mgr. Vítu Kleinovi, Ph.D., za vedení mé diplomové práce, cenné rady a odborný dohled při její tvorbě. Rád bych také poděkoval společnosti, která mi pro tvorbu této práce poskytla potřebná data, přestože ji zde nemohu jmenovat z důvodu zachování anonymity těchto citlivých údajů. Dále bych chtěl poděkovat odborníkům ze společností ČEZ ESCO, a.s., a ČEZ ENERGO, s.r.o., za jejich čas a rady v oblasti realizace a provozu kogeneračních jednotek. V neposlední řadě pak děkuji také mým rodičům, kteří mě po celou dobu mého studia podporovali.

Abstrakt

Tato diplomová práce se zabývá návrhem variant vytápění průmyslového podniku a nalezením optimálního zdroje vytápění s cílem maximalizovat ekonomický užitek podniku. Za tímto účelem je vytvořen výpočetní model schopný simulovat provoz většího množství vytápěcích zdrojů, a poté zvolit optimální variantu na základě dat o spotřebě elektrické energie a tepla daného objektu. V práci je popsán princip kombinované výroby elektřiny a tepla, jakožto významné technologie v současně probíhající transformaci energetiky. Varianty vytápění jsou vzájemně porovnávány na základě zvolených ekonomických kritérií. Závěrem práce je výpočetní model aplikován na konkrétní data spotřeby elektrické energie a tepla, a poté je zvolena optimální varianta vytápění, která je dále doporučena podniku.

Klíčová slova

Kogenerace, KVET, vytápění, energetika, optimalizace, bateriové úložiště

Abstract

This diploma thesis deals with design of heating options for the industrial enterprise and finding the optimal heating source with the aim of maximizing the economic benefit for the company. To achieve this goal, a computational model capable of simulating the operation of a large number of heating variants is developed and the optimal variant is then selected based on the data of electricity and heat consumption of the specific location. The thesis describes the principal of combined heat and power, as a significant technology in the current energy transformation. Heating variants are compared to each other based on economic criteria. The computational model is then applied using specific heat and electricity consumption data and the optimal heating variant is selected and recommended to the company.

Key words

Cogeneration, CHP, heating, energy, optimization, battery energy storage system

Obsah

1. Úvod 12
2. Kogenerace 14
   2.1 Popis kogenerační jednotky 16
   2.2 Technické parametry kogenerace 17
   2.3 Vliv kogenerace na životní prostředí 21
   2.4 Podpora kombinované výroby elektřiny a tepla 23
   2.5 Dimenzování kogenerační jednotky 25
   2.6 Ekonomie provozu kogenerační jednotky 26
      2.6.1 Výnosy z provozu kogenerační jednotky 27
      2.6.2 Náklady na provoz kogenerační jednotky 28
      2.6.3 Řízení kogenerační jednotky 30
3. Popis objektu 32
   3.1 Popis spotřeby energií objektu 32
      3.1.1 Spotřeba elektrické energie 32
      3.1.2 Spotřeba zemního plynu 35
   3.2 Popis stávajícího zdroje vytápění 40
4. Výpočetní model 41
   4.1 Technická část výpočetního modelu 41
      4.1.1 Obecný popis modelu 41
      4.1.2 Vstupní data 43
      4.1.3 Optimalizační část 44
      5.1.4 Výstupní data 49
   4.2 Ekonomická část výpočetního modelu 53
      4.2.1 Ceny energií podniku 53
      4.2.2 Výnosy modelu 58
      4.2.3 Náklady modelu 64
      4.2.4 Diskont 67
      4.2.5 Ekonomická kritéria modelu 69
5. Bateriové úložiště 73
   5.1 Parametry bateriového úložiště 73
      5.1.1 Technické parametry bateriového úložiště 73
      5.1.2 Ekonomické parametry bateriového úložiště 76
   5.2 Technický návrh bateriového úložiště 77
   5.3 Ekonomický výpočet bateriového úložiště 80

6. Výsledky výpočetního modelu 82
6.1 Čistá současná hodnota jednotlivých variant 82
6.2 Vnitřní výnosové procento jednotlivých variant 84
6.3 Cena tepla jednotlivých variant 85
6.4 Diskontovaná doba návratnosti jednotlivých variant 89
7. Další zdroje vytápění 91
7.1 Tepelná čerpadla 91
7.2 Elektrický ohřev 93
8. Citlivostní analýzy 95
8.1 Cena elektrické energie 95
8.2 Cena zemního plynu 96
8.3 Cena elektrické energie a zemního plynu 97
8.4 Zelený bonus 98
8.5 Diskont 99
9. Závěrečná doporučení 101
10. Závěr 102
Seznam použité literatury 103
Seznam použitých značek a symbolů 106
Seznam obrázků 109
Seznam tabulek 110

1. Úvod

Málokterý vědní obor prochází v současné době takovými změnami jako právě energetika. Tyto změny byly vyvolány snahou o transformaci energetického odvětví za účelem ochrany životního prostředí. Dochází tak k obměně stávajících energetických zdrojů, využívajících fosilní paliva, za nové, bezemisní zdroje. Na postupném odchodu od fosilních zdrojů se shodly státy z celého světa. Konvenční zdroje, využívající fosilní paliva však mají nejenom podstatně vyšší roční dobu využití, ale zároveň jsou i stabilnější než podporované intermitentní obnovitelné zdroje, jejichž diagram výroby je dlouhodobě nepředvídatelný a zcela závislý na počasí. My jsme tak svědky výrazného kolísání cen elektrické energie na trhu. Pro udržení stability elektrizační soustavy je nezbytné, aby se v každý moment výroba elektrické energie rovnala její spotřebě. Za účelem vyrovnání velkých výkyvů výroby ze strany obnovitelných zdrojů došlo v Evropě k navýšení instalovaného výkonu plynových zdrojů, které jsou schopny vysoké flexibility výroby, což zvýšilo závislost na dodávce zemního plynu. Ten byl dovážen především z Ruska, které pak využilo kritické situace a omezilo jeho přívod, čímž výrazně stoupla cena jak zemního plynu, tak i elektrické energie, a tento růst byl pak ještě dále navýšen konfliktem na Ukrajině.

Rostoucí ceny elektrické energie a zemního plynu mají negativní dopad na odvětví teplárenství, neboť zvyšují výslednou cenu tepla. Přitom teplárenství se již potýká s několika výzvami. Historicky docházelo k výrobě tepla ve velké míře centrálně za využití velkých tepelných zdrojů, a bylo dále dopravováno ke spotřebiteli. V posledních letech je ale kladen důraz na decentralizaci vytápění, kdy je podporována výstavba menších vytápěcích zdrojů a zároveň zvyšovány nároky na vypouštěné emise velkých zdrojů. Při výrobě tepla centrálně je ale jednodušší kontrola a také snižování vypouštěných emisí oproti malým lokálním zdrojům tepla. Na druhou stranu však dochází k podstatným ztrátám tepelné energie během přepravy. Malé zdroje tak v tuto chvíli na rozdíl od větších zdrojů nemusí odevzdávat emisní povolenky za každou vypuštěnou tunu CO_2 do ovzduší, což má pozitivní vliv na jejich ekonomiku provozu. I v teplárenství dochází ke snaze o odchod od fosilních zdrojů energie, nicméně v tuto chvíli neexistuje mnoho možností, jakým způsobem by šlo tepelnou energii zcela ekologicky, a zároveň i ekonomicky, vyrobit. Využití elektrického kotle nebo tepelného čerpadla dosahuje v porovnání s fosilními zdroji stále vyšší ceny za jednotku tepla, a jejich uhlíková stopa je zcela závislá na energetickém mixu, ze kterého elektrická energie pochází.

Nabízí se tedy technologie kombinované výroby elektřiny a tepla, která může dosahovat nižší výsledné ceny tepla, než je cena tepla z plynových kotlů. Tato technologie je podporována, neboť při ní dochází k vysokému využití primární energie v palivu. V případě velkých kogeneračních zdrojů tak může dojít k poněkud paradoxní situaci, kdy tyto zdroje musí na jednu stranu platit za emisní povolenky

na vypouštěné emise CO_2, ale zároveň jsou podporovány ve formě zeleného bonusu. Cílem je však motivace ke změně využívaného paliva, příp. nahrazení části paliva některým z obnovitelných zdrojů, jako jsou vodík nebo biomasa. Ty jsou v současné chvíli stále velmi nákladné, v budoucích letech lze ale předpokládat zvýšení jejich využití, a to zejména při rostoucí ceně emisní povolenky na trhu a při zahrnutí kogeneračních jednotek menších výkonů mezi subjekty s povinností odevzdávat emisní povolenky.

Cílem této práce bude vytvořit výpočetní model pro nalezení optimální varianty vytápění průmyslového podniku, jehož funkčnost bude poté na datech konkrétního podniku aplikována, a to ideálně způsobem, kdy uživatel vloží data spotřeby tepelné a elektrické energie objektu, a model mu vrátí optimální variantu vytápěcího systému. Varianty vytápění budou porovnávány na základě ekonomických kritérií s cílem maximalizovat ekonomický užitek podniku. Model bude tedy konstruován tak, aby nalezl uplatnění i v budoucnu pro další potenciální lokality. Jednotlivé části modelu budou popsány v této práci. Závěrem bude sestrojena citlivostní analýza některých vstupních parametrů za účelem získání informace o vlivu těchto parametrů na výsledek, a bude zvolena varianta vytápění, která bude dále doporučena Společnosti.

2. Kogenerace

Kogenerace je označení pro technologii kombinované výroby elektřiny a tepla (dále také „KVET“). Hlavní výhodou kogenerace je vysoká účinnost využití primárních zdrojů v porovnání s oddělenou výrobou tepelné a elektrické energie. Pro efektivní provoz kogenerační jednotky je pak třeba zajistit odběr obou těchto forem energie zároveň (příp. elektrickou energii nebo teplo nějakým způsobem akumulovat). Při optimálním provozu má kogenerační jednotka pozitivní vliv na životní prostředí, neboť jejím využíváním dochází k omezení krytí požadované spotřeby z jiných fosilních zdrojů s podstatně nižší účinností. Pro posouzení účinnosti provozu kogenerační jednotky (dále také „KJ“) byl dle Směrnice Evropského parlamentu 2004/8/ES zaveden pojem *vysoce účinná kombinovaná výroba tepla a elektřiny*, která je definována dosažením úspory energie za pomoci kombinované výroby oproti oddělené výrobě tepla a elektřiny. Vysoce účinnou kombinovanou výrobou tepla a elektřiny se rozumějí úspory primárního zdroje ve výši alespoň 10 %. Směrnice dále mimo jiné uvádí, jakým způsobem mají jednotlivé členské státy zajišťovat kontrolu záruky původu jednotlivých výrobců a jaké údaje by záruka původu měla obsahovat. Dále pak stanovuje, že státní podpora jednotlivých KJ by měla směřovat pouze tam, kde je instalace KJ odůvodněna dostatečným odběrem tepelné a elektrické energie.[1]

Tato směrnice byla později nahrazena Směrnicí Evropského parlamentu a rady 2012/27/EU ze dne 25. října 2012 o energetické účinnosti, o změně směrnic 2009/125/ES a 2010/30/EU a o zrušení směrnic 2004/8/ES a 2006/32/ES, která mimo jiné uvádí důležitost zjednodušení připojení KJ k rozvodné síti včetně zkrácení povolovacích procesů a potřebu dosažení transparentního tržního i dotačního prostředí pro budoucí investory, kteří mohou být od financování do zdrojů KVET často odrazováni nepředvídatelností dalšího vývoje v oblasti energetiky. Směrnice dále stanovila požadavek, aby každý členský stát předložil do konce roku 2015 posouzení potenciálu KVET v dané zemi.[2]

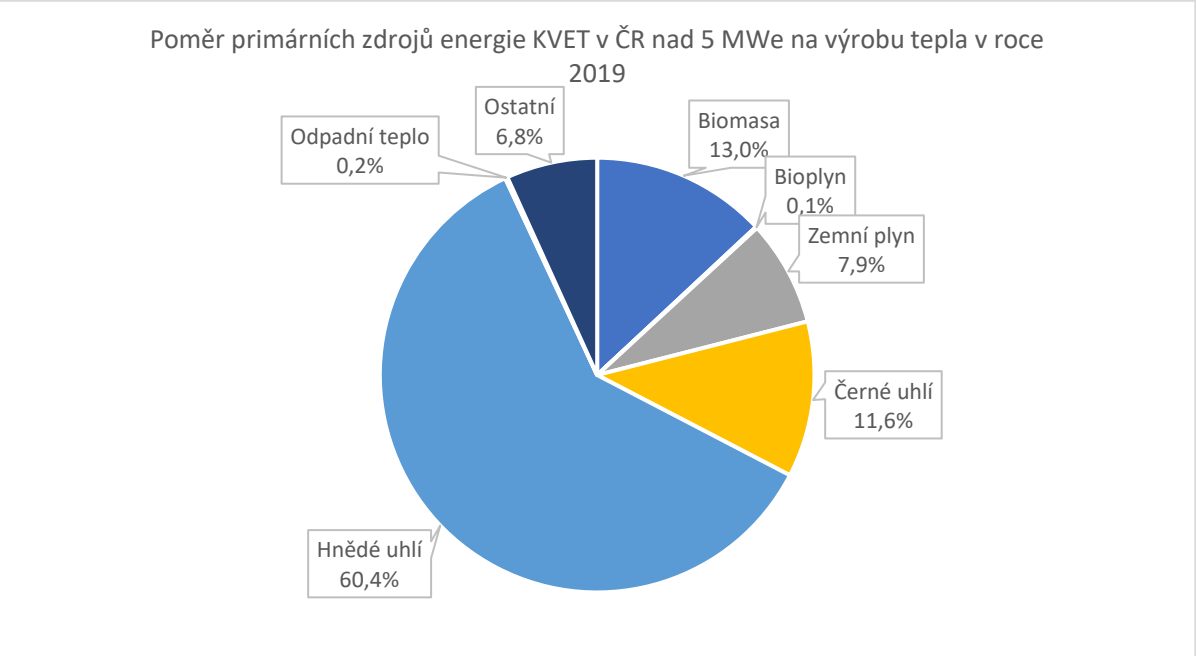
Toto posouzení bylo dále rozšířeno a aktualizováno roku 2020, kde je mimo jiné popsáno množství elektrické a tepelné energie vyrobené v ČR z jednotlivých primárních zdrojů za rok 2019, jak je uvedeno v Tabulce 1. I přes postupnou decentralizaci instalovaných zdrojů je patrné, že většina elektrické i tepelné energie je stále vyráběna ve zdrojích s instalovaným elektrickým výkonem nad 5 MW_e. Pro tuto kategorii zdrojů také platí, že největší část primární energie je využita z hnědého a černého uhlí, zatímco pro jednotky pod 5 MWe je to zemní plyn.

[1] EU. *Směrnice Evropského parlamentu 2004/8/ES ze dne 11. února 2004 o podpoře kombinované výroby tepla a elektřiny založené na poptávce po užitečném teple na vnitřním trhu s energií a o změně směrnice 92/42/EHS*
[2] EU. *Směrnice Evropského parlamentu a rady 2012/27/EU ze dne 25. října 2012 o energetické účinnosti, o změně směrnic 2009/125/ES a 2010/30/EU a o zrušení směrnic 2004/8/ES a 2006/32/ES*

	KVET do 1MW$_e$		KVET 1-5 MW$_e$		KVET nad 5 MW$_e$		KVET celkem	
	EE (GWh)	TE (TJ)	EE (GWh)	TE (TJ)	EE (GWh)	TE (TJ)	EE (GWh)	TE (TJ)
Biomasa	12,1	353,7	91,9	1053,9	1049,8	11373,1	1153,9	12780,7
Bioplyn	1140,4	1308,4	574,6	572,8	34,0	90,8	1749,0	1972,0
Zemní plyn	429,4	2217,8	486,1	2401,5	795,6	6860,2	1711,2	11479,5
Černé uhlí	0,1	2,5	27,8	985,5	761,8	10117,7	789,7	11105,7
Hnědé uhlí	11,2	1047,4	25,7	825,2	3965,1	52653,7	4002,0	54526,2
Odpadní teplo	0,0	0,0	17,3	541,7	14,4	156,0	31,7	697,7
Ostatní	11,6	44,2	80,1	772,8	369,5	5910,4	461,0	6727,5
KVET celkem	**1604,8**	**4974,0**	**1303,5**	**7153,4**	**6990,2**	**87161,9**	**9898,5**	**99289,3**

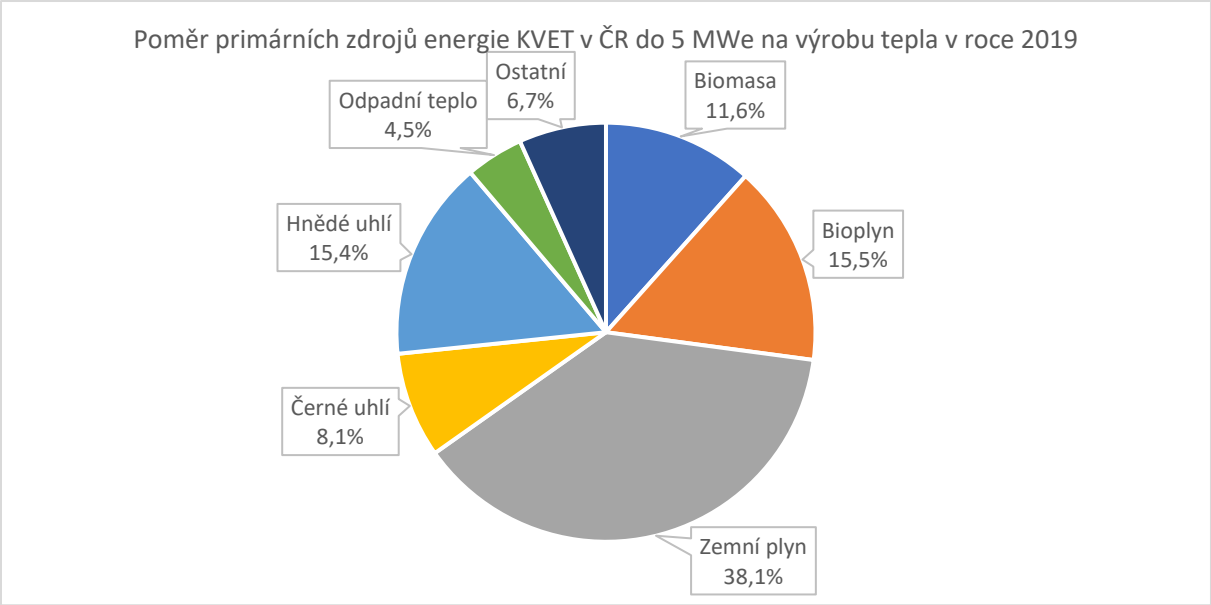
Tabulka 1 Výroba elektřiny a dodávky užitečného tepla z KVET v roce 2019[3]

Na Obrázcích 1 a 2 je znázorněn dle informací z Tabulky 1 výsečový graf poměru primárních zdrojů energie KVET do 5 MWe a nad 5 MWe na výrobu tepelné energie v roce 2019. Lze si všimnout, že v kategorii zdrojů nad 5 MWe tvoří více než 70 % hnědé a černé uhlí a zemní plyn pouhých 7,9 %. Většina tepla (přes 87 %) vyrobeného KVET je pak v ČR zajištěna právě těmito zdroji. Zbylé množství je vyrobeno zdroji pod 5 MWe, kde je využití primární energie černého a hnědého uhlí podstatně nižší a větší část tvoří zemní plyn. Využití biomasy je pro obě kategorie zdrojů procentuálně obdobné, ovšem pro zdroje s nižším instalovaným výkonem je větší poměrné využití energie bioplynu a také odpadního tepla, které je přirozeně využíváno zejména ve výrobních podnicích, kde je KJ instalována pro vlastní potřeby tepla.



Obrázek 1 Poměr primárních zdrojů energie KVET v ČR nad 5 MWe na výrobu tepla v roce 2019

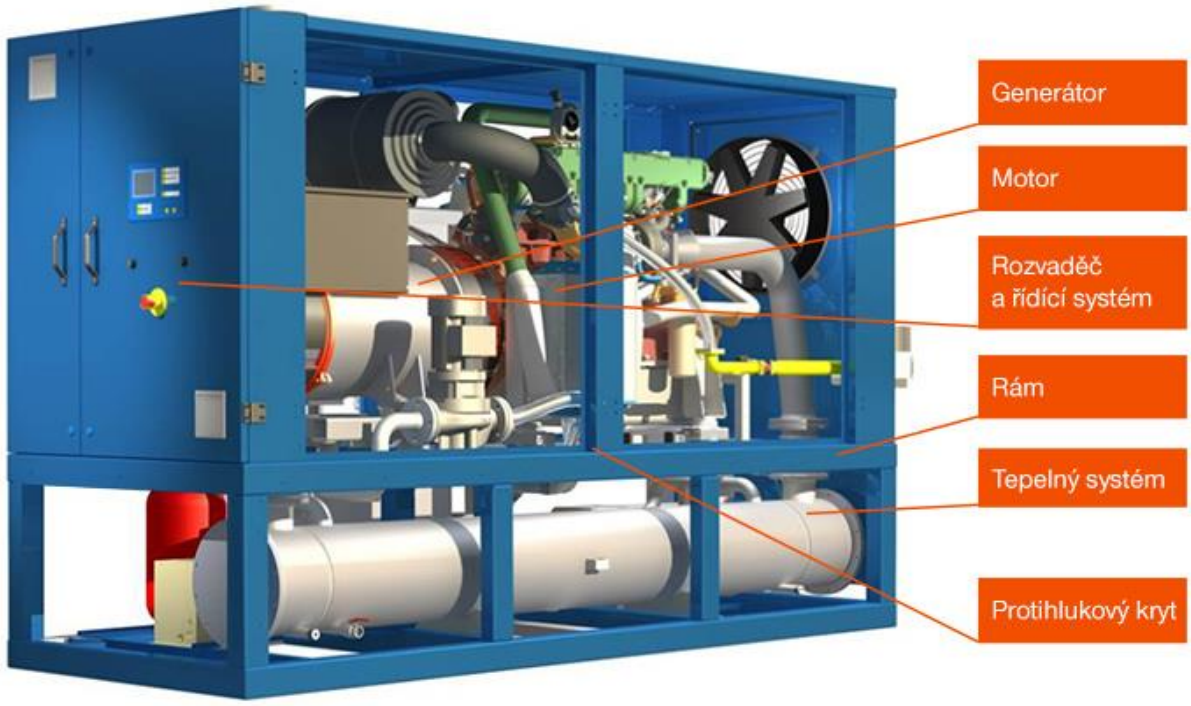
[3] MPO. *Posouzení potenciálu vysoce účinné kombinované výroby tepla a elektřiny a účinného dálkového vytápění a chlazení za Českou republiku*



Obrázek 2 Poměr primárních zdrojů energie KVET v ČR do 5 MWe na výrobu tepla v roce 2019

2.1 Popis kogenerační jednotky

Na Obrázku 3 lze vidět konstrukční provedení malé KJ dle nákresu společnosti ČEZ ENERGO, s.r.o. Hlavními komponenty takové KJ jsou především generátor, motor, rozvaděč a řídicí systém, rám, tepelný systém a protihlukový kryt. V typickém provedení, kdy je pro pohon spalovacího motoru využita energie získána ze spalování zemního plynu, tento motor pohání elektrický generátor, který točivou energii převádí na elektrickou. Zbylé teplo je pak předáváno dále tepelnému systému, čímž nezůstává nevyužito. Teplo ze spalin, které se nepodaří předat tepelnému systému je odváděno výfukem a není dále využito, a je hlavním prvkem snižujícím celkovou účinnost tohoto, jinak vysoce účinného systému. Tepelný systém se skládá z primárního a sekundárního okruhu. Primární okruh odebírá ze spalovacího motoru tepelnou energii, která nebyla přeměněna na elektrickou a předává ji dále sekundárnímu systému, který ji odvádí směrem do požadované spotřeby. Rozvaděč a řídicí systém slouží k ovládání kogenerační jednotky pro zajištění potřebné charakteristiky provozu. Protihlukový kryt má za úkol co možná nejlépe utlumit hluk produkovaný KJ, který je způsoben zejména chodem spalovacího motoru.



Obrázek 3 Konstrukční provedení běžně využívané KJ – ČEZ ENERGO[4]

2.2 Technické parametry kogenerace

Kogenerační jednotka je obecně charakterizována svými technickými parametry. Podstatnými parametry jsou tepelný výkon, elektrický výkon a účinnost KJ, přičemž tyto vlastnosti jsou vzájemně velmi silně provázány.

Tepelný výkon udává okamžitý výkon, který lze z KJ odebírat pro dodávku tepelné energie. Je přímo závislý na tepelné účinnosti, která se však se zatížením mění. Obecně lze říct, že při snižování jmenovitého výkonu KJ tepelná účinnost roste, resp. klesá účinnost elektrická. Tepelná účinnost tedy udává účinnost přeměny energie v palivu na energii tepelnou, kde:

$$\eta_T^{KVET} = \frac{Q_v}{Q_{pal}} = \frac{Q_v}{m_{pal} * Q_i} = \frac{P_t}{M_{pal} * Q_i} \quad (1)$$

η_T^{KVET} – tepelná účinnost kogenerační jednotky [-]

Q_v – využitá tepelná energie [J]

[4] ČEZ ENERGO. *Model kogenerační jednotky.* [online] [Citace: 10.9.2022]. https://www.cezenergo.cz/cs/o-kogeneraci/model-kogenerace

Q_{pal} – tepelná energie v palivu [J]

m_{pal} – množství paliva [kg, m^3]

M_{pal} – objemový nebo hmotnostní průtok paliva [kg/s , m^3/s]

Q_i – energie v jednotce paliva (výhřevnost) [J/kg, J/m^3]

P_t – tepelný výkon [W]

Tepelný výkon udává okamžitý tepelný výkon v závislosti na množství spotřebovaného paliva, výhřevnosti paliva a účinnosti přeměny zdroje.

$$P_t = \frac{Q}{t} = V * H * \eta_{PK}$$

(2)

P_t – tepelný výkon [kW_t]

Q – teplo [kWh]

V – množství zemního plynu [m3]

H – výhřevnost zemního plynu [MWh/m3]

η_{PK} – účinnost stávajícího zdroje vytápění (plynových kotlů) [-]

Elektrický výkon je okamžitý výkon, který lze z KJ odebírat pro dodávku elektrické energie. Závisí na elektrické účinnosti, která na rozdíl od účinnosti tepelné s klesajícím zatížením zpravidla klesá. Elektrická účinnost tedy udává účinnost přeměny energie v palivu na energii elektrickou a je dána vztahem:

$$\eta_E^{KVET} = \frac{E_e}{Q_{pal}} = \frac{E_e}{m_{pal} * Q_i} = \frac{P_E}{M_{pal} * Q_i}$$

(3)

E_e – vyrobená elektrická energie [J]

m_{pal} – hmotnost nebo objem paliva [kg,m^3]

M_{pal} – hmotnostní nebo objemový průtok paliva [kg/s, m^3/s]

Q_i – energie v jednotce paliva (výhřevnost) [J/kg, J/m^3]

P_E – elektrický výkon [W]

Poměr tepelného a elektrického výkonu udává charakteristiku výroby, v teplárenství se tento parametr nazývá modul teplárenské výroby elektrické energie a definujeme jej rovnicí:

$$\sigma = \frac{E}{Q_{UV}} = \frac{P_E}{P_T} = \frac{P_{E,\%}}{P_{T,\%}} = \frac{E_{\%}}{Q_{UV,\%}}$$

(4)

E – vyrobená elektrická energie [J]

Q_{UV} – využitá tepelná energie kogenerační jednotky [J]

P_E – elektrický výkon [W]

P_T – tepelný výkon [W]

$P_{E,\%}$ - procentuální zastoupení elektrického výkonu na celkovém výkonu kogenerační jednotky [%]

$P_{T,\%}$ - procentuální zastoupení tepelného výkonu na celkovém výkonu kogenerační jednotky [%]

$E_{\%}$ - procentuální zastoupení vyrobené elektrické energie na celkové výrobě kogenerační jednotky [%]

$Q_{UV,\%}$ – procentuální zastoupení využité tepelné energie na celkové výrobě kogenerační jednotky [%]

Celková účinnost KJ udává účinnost systému přeměnit energii v palivu na nějakou formu užitečné energie, tedy tepelnou a elektrickou. Platí, že celková účinnost odpovídá součtu účinností tepelné a elektrické kogeneračního systému. Tento vztah lze zapsat rovnicí:

$$\eta_C^{KVET} = \eta_E^{KVET} + \eta_T^{KVET} = \frac{E + Q_{UV}}{Q_{pal}} = \frac{E + Q_{UV}}{m_{pal} * Q_i} = \frac{P_E + P_T}{M_{pal} * Q_i}$$

(5)

η_E^{KVET} – účinnost výroby elektrické energie [-]

η_T^{KVET} – účinnost výroby tepelné energie [-]

E – vyrobená elektrická energie [J]

Q_{UV} – využitá tepelná energie kogenerační jednotky [J]

Q_{pal} – tepelná energie v palivu [J]

m_{pal} – množství paliva [kg, m^3]

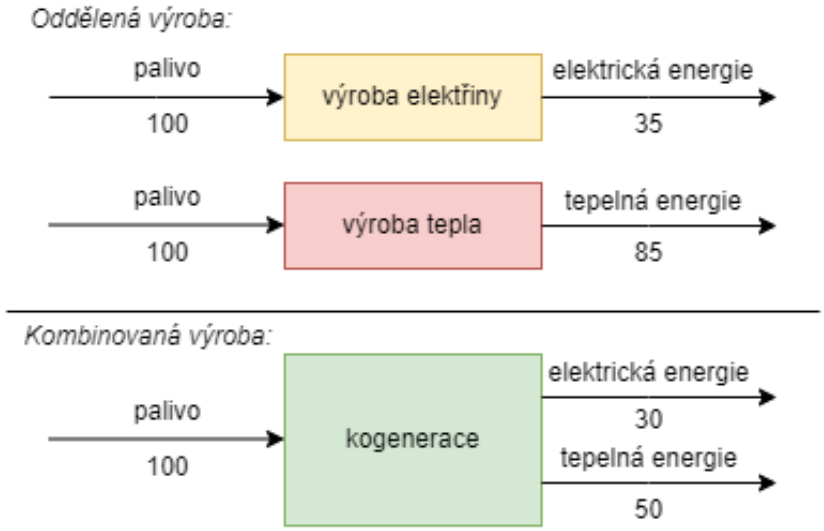
Q_i – energie v jednotce paliva (výhřevnost) [J/kg, J/m^3]

P_E – elektrický výkon [W]

P_T – tepelný výkon [W]

M_{pal} – objemový nebo hmotnostní průtok paliva [kg/s , m^3/s]

Pokud tedy např. uvažujeme u plynových kotlů účinnost přeměny energie v palivu na teplo okolo 85 % a pro KJ okolo 90 %, může se na první pohled zdát, že výhody KJ nejsou nikterak působivé, je ovšem třeba zdůraznit, že kvalita elektrické energie je obecně podstatně vyšší než kvalita energie tepelné, neboť elektrickou energii můžeme jednoduše přeměňovat na jiné formy energie, zatímco přeměna tepelné energie na jinou formu energie je značně omezená. Toto tvrzení je podpořeno skutečností, že tržní cena elektrické energie je (až na výjimečné situace způsobené nadměrnou výrobou obnovitelných zdrojů elektrické energie) zpravidla vyšší než cena tepla. Rovnici (5) tedy lze považovat, vzhledem ke sčítání obou účinností dohromady, za ne zcela přesnou, a pokud bychom chtěli účinnosti obou systémů porovnat, je třeba porovnávat KJ s oddělenou výrobou obou komodit.



Obrázek 4 Porovnání účinností oddělené a kombinované výroby

Pro účinnost oddělené výroby pak platí vztah:

$$\eta^{OV} = \frac{35 + 85}{200} = 0{,}6 \tag{6}$$

A pro účinnost kombinované výroby vztah:

$$\eta^{KVET} = \frac{30 + 50}{100} = 0{,}8 \tag{7}$$

Poté dle Obrázku 4 lze vidět skutečnou výhodu využívání technologie kogenerace. Při porovnání technologie kogenerace s oddělenou výrobou elektrické a tepelné energie vidíme, že při těchto podmínkách celková účinnost oddělené výroby dosahuje zhruba o 20 % nižší hodnoty než technologie kogenerační výroby, a tedy i využití primární energie v palivu je v případě oddělené výroby energií nižší. Tyto konkrétní hodnoty účinností oddělené výroby a KVET jsou zvoleny číselně jen pro názornost, skutečné hodnoty účinností se budou pro konkrétní jednotky lišit.[5]

2.3 Vliv kogenerace na životní prostředí

Kombinovaná výroba elektřiny a tepla je jedním z prostředků, jak snížit energetickou náročnost České republiky, a tím snížit dopady energetiky na životní prostředí. Doplněním velkých a středních plynových výtopen o kogenerační jednotky by bylo možné získat dodatečný výkon v jednotkách stovek až tisíců MW, snížit náklady na energie, snížit potřebu primární energie a tím i snížit emise škodlivých látek a skleníkových plynů.[6]

Rozvoj KVET je také nezbytný k dosažení emisních cílů zemí EU vytyčených v tzv. Green Dealu, ve kterém se státy Evropské unie, včetně České republiky, zavázaly k tomu, že do roku 2050 dosáhnou uhlíkové neutrality. Tento plán je v souladu s tzv. Pařížskou dohodou, která má za cíl zajistit kroky nezbytné k tomu, aby se snížilo meziroční oteplování planety na maximálně 1,5 °C.[7] Mimo to přijala většina států Evropské unie také závazek zvaný FitFor55, který ukládá povinnost každého státu snížit

[5] DVORSKÝ, Emil a Pavla HEJTMÁNKOVÁ. *Kombinovaná výroba elektrické a tepelné energie*. Praha: BEN – technická literatura, 2005. ISBN 80-7300-118-7

[6] IBLER, Zdeněk. *Technický průvodce energetika – 2. díl – Energetika v příkladech*. Praha: BEN – technická literatura, 2003. ISBN 80-7300-097-0

[7] EC. *Paris Agreement*. [Online] [Citováno: 12.3.2023] https://climate.ec.europa.eu/eu-action/international-action-climate-change/climate-negotiations/paris-agreement_en

své emise CO_2 o alespoň 55 % do roku 2030 oproti emisím z roku 1990. Evropský parlament vyčlenil pro tyto účely třetinu svého sedmiletého rozpočtu, který činí 1,8 trilionu €.[8]

Pro potřeby provozu zdroje kombinované výroby elektřiny a tepla existuje celá řada paliv. Můžeme je dělit například na fosilní paliva, biopaliva a alternativní paliva dle jejich vzniku, nebo na pevná, kapalná a plynná paliva dle jejich skupenství při spalování. V případě větších zdrojů se donedávna nejčastěji využívalo černé a hnědé uhlí, v posledních letech došlo k nárůstu využití zemního plynu, který je také nejčastěji využíván v případě kogeneračních jednotek o menších instalovaných výkonech. Při využití zemního plynu oproti uhlí dochází k vypouštění podstatně menšího množství emisí CO_2 (uvádí se snížení emisí až o dvě třetiny), a proto je tento typ paliva podporován v rámci transformace na bezemisní energetiku. Zemní plyn je schopen nahradit kapalná fosilní paliva ve všech oblastech lidské činnosti kromě letecké dopravy, tedy např. v pozemní dopravě, průmyslové výrobě nebo právě v oblasti vytápění. Navíc pro nahrazení kapalných paliv zemním plynem není třeba využívat žádné jiné neprobádané technologie.[9]

Přesto při spalování zemního plynu dochází k vypouštění řady škodlivých látek, které mají nepříznivý vliv na životní prostředí. Plynná paliva obsahují hořlavé složky H_2, CO, uhlovodíky C_xH_x a nehořlavé složky CO_2, N_2, O_2, vodní páru, a další.[10] V posledních letech se posuzování škodlivosti vypouštěných látek zúžilo téměř výhradně na emise oxidu uhličitého CO_2. Pro splnění vytyčených energetických cílů bude tedy v následujících letech nezbytné zajistit ke zdroji vytápění jiné než fosilní palivo. Výrobci kogeneračních jednotek postupně vyvíjejí technologii spalování směsi zemního plynu a vodíku, v současné chvíli se uvádí možnost příměsi vodíku v palivu až 20 %. Vodík je často považován za budoucnost v oblasti ukládání elektrické energie, což je stále jeden z hlavních problémů v oblasti energetiky. Vyrobená a spotřebovaná elektrická energie totiž pro stabilní chod elektrizační soustavy musí být v každém momentu stejná. To je hlavní překážkou v rozvoji výroby elektrické energie z obnovitelných intermitentních zdrojů, jejichž výrobní křivka je vždy do jisté míry nepředvídatelná a obtížně modifikovatelná. Přebytečná elektrická energie by se tedy potenciálně mohla ukládat do vodíku, resp. využívat k výrobě vodíku. V době nedostatku elektrické energie by se naopak energie vodíku přeměnila zpět na elektřinu (příp. teplo). Takové využití vodíku má v současné chvíli omezení

[8] EC. *A European Green Deal*. [Online] [Citováno: 12.3.2023] https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en

[9] SMIL, Václav. *Fakta a mýty o energetice: jak vrátit debatu o energetice zpátky na zem.* Vyd. 1. české. Ostrava: Moravskoslezský dřevařský katastr ve spolupráci s Moravskoslezským energetickým klastrem, 2013. ISBN 978-80-7464-365-1

[10] IBLER, Zdeněk. *Technický průvodce energetika*. Praha: BEN – technická literatura, 2002. ISBN 80-7300-026-1

v podobě nízké účinnosti výroby vodíku, kdy je bohužel na vodík efektivně přeměněna pouze část elektrické energie a zbylá, větší část, je zmařena. [11]

Na Obrázku 5 můžeme vidět podíl obnovitelných zdrojů energie (dále také „OZE“) na spotřebě vytápění a chlazení v ČR. Je vidět, že od roku 2018 tento podíl přesahuje 20 %. Vodík však zatím tvoří nepatrnou část tohoto objemu, drtivou většinou zůstává biomasa. Spalováním biomasy sice na rozdíl od vodíku dochází k vypouštění CO_2 do ovzduší, nicméně k jeho ukládání docházelo v porovnání s fosilními palivy podstatně kratší dobu, a spálením biomasy dochází maximálně k takovému množství CO_2, jaké bylo během jejího přirozeného růstu vstřebáváno, díky čemuž je tedy biomasa považována za zdroj CO_2 neutrální. Lze tak předpokládat přítomnost kogenerace v energetickém mixu v dalších letech, kdy bude pokračovat snaha o snižování produkovaného množství látek nepříznivých na životní prostředí.[12]

Obrázek 5 Podíl OZE v konečné spotřebě energie ČR k vytápění a chlazení[13]

2.4 Podpora kombinované výroby elektřiny a tepla

Technologie kombinované výroby elektřiny a tepla je prospěšná k ochraně životního prostředí, tudíž je jí přidělována určitá forma finanční podpory. Možnost podpory kombinované výroby elektřiny a tepla ukládá Zákon č. 406/2000 Sb., o hospodaření energií, který tuto formu výroby elektrické a tepelné energie přímo zmiňuje jako jeden ze způsobů rozvoje energetického hospodářství a umožňuje

[11] TEDOM. *Kogenerační jednotky TEDOM jsou připraveny na vodík*. [Online] [Citace: 11.11.2022] https://www.tedom.com/cs/vodik/

[12] Tzb-info.cz. *Biomasa*. [Online] [Citace: 25.10.2022] https://oze.tzb-info.cz/biomasa

[13] MPO. *Podíl obnovitelných zdrojů energie na hrubé konečné spotřebě energie 2010–2020*

poskytovat finanční podporu na situace, kde je kombinovaná výroba vzhledem k jejím ekonomickým i ekologickým aspektům vhodná. Zejména je třeba doložit dostatečnou očekávanou poptávku po teple v dané lokaci.[14]

Kombinovaná výroba elektřiny a tepla je podporována formou zeleného bonusu, jehož výše je každoročně vyhlašována Energetickým regulačním úřadem v cenovém rozhodnutí, a je vypočítávána dle aktuálních cen komodit na trhu. Kombinovaná výroba elektrické a tepelné energie spadá do skupiny podporovaných zdrojů energie tak, jak udává Zákon č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie. Ten dále definuje, co se rozumí pod pojmem kombinované výroby elektřiny a tepla a blíže specifikuje požadovaný provoz kogenerační jednotky pro poskytnutí finanční podpory.[15] Finanční bonus si mohou nárokovat výrobci elektrické energie z KJ o velikosti instalovaného elektrického výkonu do 5 MW_e s tím, že se bonus dle instalovaného elektrického výkonu dělí do čtyř skupin 0 - 200 kW_e, 200 - 1000 kW_e, 1 - 5 MW_e a nad 5 MW_e. Na nejvyšší hodnotu zeleného bonusu dosáhnou KJ s nejnižším instalovaným elektrickým výkonem. Dále se pak výše zeleného bonusu liší dle ročních provozních hodin KJ pro využití nad 3000, 4400 a 8400 hodin. Zelený bonus se přidělí na každou MWh elektřiny vyrobené KJ v daném roce. Pro KJ s výkonem nad 5 MW_e je zelený bonus dále dělen dle účinnosti jednotky. Pro cíle této práce nebude zelený bonus pro jednotky takto velkého instalovaného elektrického výkonu relevantní, neboť nejvyšší hodnota potřebného elektrického výkonu areálu nepřesahuje 2 MWe, a tudíž nebude v práci dále rozváděn. Na rok 2023 je výše zeleného bonusu stanovena na 0 Kč/MWh pro všechny tři skupiny velikostí instalovaného elektrického výkonu a všechny skupiny provozních hodin kogenerační jednotky. K základní sazbě zeleného bonusu je také přidána doplňková sazba, kterou stejně jako základní sazbu stanovuje Energetický regulační úřad ve svém cenovém rozhodnutí. Doplňková sazba zeleného bonusu je na rok 2023 pro kombinovanou výrobu elektřiny a tepla také stanovena na 0 Kč/MWh. Tato skutečnost je způsobena zvýšením ceny elektrické energie na trhu v posledních obdobích.[16]

V minulých letech obvykle dosahoval zelený bonus velikosti několika stovek až jednotek tisíc Kč za MWh. Tabulka 2 uvádí výši zeleného bonusu pro jednotlivé výkonové kategorie na rok 2021 bez DPH. Pro výpočetní model této práce bude třeba dále uvažovat očekávanou výší zeleného bonusu v dalších letech. Optimální variantou patrně bude zahrnout do algoritmu jak možnost nároku na zelený bonus, tak i případnou nulovou hodnotu zeleného bonusu v dalších letech. Výše zeleného bonusu by se také měla objevit ve zkoumaných parametrech závěrečné citlivostní analýzy.

[14] ČR. *Zákon č. 406/2000 Sb., o hospodaření energií*

[15] ČR. *Zákon č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie*

[16] ERÚ. *Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 11/2022 ze dne 30. září 2022*

Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu na rok 2021				
Výše zeleného bonusu [Kč/MWh]		Instalovaný elektrický výkon KVET [MWe]		
		0 – 200 kWe	200 – 1000 kWe	1 – 5 MWe
Doba provozu KJ v roce [h]	3000	1477	1111	822
	4400	1057	744	513
	8400	500	500	500

Tabulka 2 Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu o zeleném bonusu na rok 2021[17]

2.5 Dimenzování kogenerační jednotky

Návrh vhodného výkonu KJ má zásadní vliv na efektivitu jejího provozování. V případě této práce se jedná o průmyslový podnik s odběrem tepelné i elektrické energie. Jedním z problémů kogeneračního systému je skutečnost, že energie není možné ve větším množství dlouhodobě efektivně skladovat, a tedy je třeba zajistit odběr jak tepelné, tak i elektrické energie v momentě výroby KJ. Spotřeba tepelné a elektrické energie podniku přitom většinou není nijak vzájemně svázána, a tedy může nastat moment, kdy je odběr jedné této komodity podstatně větší než druhé, s čímž je nutné se nějakým způsobem vypořádat. Pro případy, kdy odběr tepla klesne pod jmenovitý výkon navržené KJ, může jednotka snížit svůj výkon v čase dle potřeby, avšak obecně ne pod 50 % svého jmenovitého výkonu. Dále je třeba zvolit požadovaný rozsah pokrytí spotřeby tepla kogeneračním systémem. KJ může krýt požadovanou spotřebu tepla v celém rozsahu, krýt požadovanou spotřebu tepla v částečném rozsahu, sloužit jako špičkový zdroj, záložní zdroj nebo příp. sloužit k zajištění systémových služeb. Při krytí celé požadované spotřeby tepla pouze kogeneračním systémem by obecně docházelo k nehospodárnému provozu, proto je vhodné systém dimenzovat na nižší než maximální odběr tepla, a systém doplnit o další zdroj vykrývající špičkové zatížení, např. plynový kotel nebo elektrokotel (příp. diesel generátor pro výrobu elektřiny), které mají nižší investiční náklady. Z důvodu vyšších investičních nákladů se také KJ jako špičkový zdroj nevyužívá, neboť využití jednotky by bylo malé, a docházelo by tedy k neekonomickému provozu. Pro potřeby záložního zdroje se v některých případech může KJ využít. Investiční výdaje jsou sice opět v porovnání s oddělenou výrobou vyšší, ovšem KJ lze pak uvažovat jako jeden záložní zdroj obou komodit. Kogenerační systém se pak využije v případě poruchy nebo plánované odstávky některého z hlavních provozovaných zdrojů. Kogenerační systém je obecně zdroj schopný rychlé změny dodávaného výkonu, a tedy lze při KVET systémové služby nabízet. Takové využití může sloužit jako další výnos při provozu kogeneračního systému. Dříve se pro takové služby využívaly pouze kogenerační jednotky vyšších výkonů, ale při

[17] ERÚ. *Energetický regulační věstník částka 5/2020 ze dne 30. září 2020*

postupné decentralizaci zdrojů a odstavování některých větších jednotek využívajících jako zdroj primární energie fosilní paliva, došlo k možnosti nabízení podpůrných služeb i jednotkami menších výkonů. Někdy je větší množství KJ sdruženo do tzv. agregačních bloků, kdy je pak systémová služba nabízena za celý takový blok, čímž se dosáhne jednak dostatečně zajímavého nabízeného množství elektrické energie pro trh s podpůrnými službami a jednak se i zvýší spolehlivost dodání slíbeného množství elektrické energie, kdy při případném výpadku jedné z KJ agregačního bloku může slíbenou elektrickou energii dodat jiná jednotka bloku. Zapojení menších KJ pro zajišťování podpůrných služeb elektrizační soustavy umožnil ČEPS snížením hranice elektrického výkonu jednotky nebo bloku, která má možnost nabízet podpůrné služby ve změně kodexu pro podpůrné služby. Umožněním vstupu více účastníků na trh s podpůrnými službami by se měla snížit cena podpůrných služeb na trhu a zároveň zajistit dosavadní stabilitu elektrizační soustavy i v následujících letech, kdy lze očekávat odstavení některých dalších velkých stabilních zdrojů.[18, 19]

Při návrhu výkonu KJ je někdy poněkud nepřesně uváděno, že je cílem maximalizovat dobu využití jednotky nebo účinnost přeměny primárního paliva. V případě maximalizace doby využití a účinnosti přeměny primárního paliva (celkové účinnosti) by nám pak jako optimální varianta vždy vyšla ta nejnižší z uvažovaných variant, neboť právě ta bude mít nejvyšší využití během roku a poběží během roku nejdelší dobu na jmenovitý výkon (celková účinnost KJ sice nemusí být nutně nejvyšší při jmenovitém výkonu, ovšem při snižování výkonu zpravidla dochází k nárůstu poměrného množství vyrobeného tepla na úkor vyrobené elektrické energie, což většinou není žádoucí). Vysoké hodnoty využití KJ během roku, a stejně tak i její celková účinnost, budou jistě vítány co nejvyšší, avšak v naprosté většině případů bude motivací investora vždy maximalizovat především zisk, resp. některý z ekonomických ukazatelů, a právě takovým způsobem by měla být, a v této práci i bude, KJ navrhována.

2.6 Ekonomie provozu kogenerační jednotky

Optimalizací vytápění se tedy v této práci bude rozumět optimalizace ekonomického užitku z potenciální investice do některého z navrhovaných zdrojů vytápění. V této kapitole budou popsány ekonomické vstupy a výstupy pořízení a provozu KJ.

[18] DVORSKÝ, Emil a Pavla HEJTMÁNKOVÁ. *Kombinovaná výroba elektrické a tepelné energie*. Praha: BEN – technická literatura, 2005. ISBN 80-7300-118-7

[19] MPO. *Do řízení elektrizační soustavy se zapojili noví agregátoři.* [Online] [Citace: 5.11.2022] https://www.mpo.cz/cz/rozcestnik/pro-media/tiskove-zpravy/do-rizeni-elektrizacni-soustavy-se-zapojili-novi-agregatori---261782/

2.6.1 Výnosy z provozu kogenerační jednotky

Výnosy z provozu KJ jsou takové výnosy, resp. úspory, které plynou z provozu této jednotky, a jsou jimi zejména:

a) Úspory z vyrobeného tepla
b) Úspory z nákupu odebírané elektrické energie
c) Výnosy z prodeje elektrické energie do sítě
d) Výnosy z podpory KVET

Úspory z vyrobeného tepla

Úspory z vyrobeného tepla jsou jedna z hlavních ekonomických motivací k investici do KJ. Teplo vyrobené během provozu jednotky je vždy buď využito pro potřeby tepla nebo mařeno. Mařený objem tepla nepředstavuje žádnou formu výnosů. Naopak využité teplo lze považovat za přímo ušetřené teplo, které by jinak bylo třeba vyrobit jiným způsobem (v tomto případě plynovými kotli), a tedy představuje výnos, resp. úsporu z nákladů na takto vyrobené teplo. Výše této úspory závisí jednak na ceně tepla dosavadního systému vytápění, kde podstatným parametrem bude cena paliva tepelných zdrojů (zde cena zemního plynu), a jednak na množství vyrobeného tepla jednotkou, tedy na její době využití.

Úspory z nákupu odebírané elektrické energie

Během svého provozu dodává KJ kromě tepla i elektrickou energii. Takto vyrobenou elektrickou energii je pak možné využít přímo v objektu, a tím snížit množství elektrické energie odebírané z elektrizační soustavy, čímž jsou vytvořeny úspory. Velikost těchto úspor bude záviset na množství vyrobené elektrické energie a na poměru využití této elektrické energie přímo v objektu. V ideálním případě dochází k odběru elektrické energie ve stejný moment jako k odběru energie tepelné, aby byl poměr celkového množství využité elektrické energie ku celkovému množství vyrobené elektrické energie co možná nejvyšší.

Výnosy z prodeje elektrické energie do sítě

Vyrobená elektrická energie, která zůstane nevyužita z důvodu nedostatečného odběru v daný moment, může být za výkupní cenu prodávána do sítě. Za určitých výjimečných okolností by se mohlo stát, že by fixní výkupní cena byla v nějaký moment vyšší než cena, za kterou by Společnost elektrické energie nakupovala, např. pokud by nakupovala na denním trhu, kde by cena elektřiny klesla z důvodu okamžitého nárůstu výkonu při výrobě z OZE. Poté by se mohlo vyplatit elektrickou energii nespotřebovávat, nýbrž dodávat do sítě. Teoretický tok elektrické energie do podniku by byl sice stejný, ovšem ekonomický užitek by byl vyšší, neboť na elektroměru KJ by se naměřila prodaná dražší elektrická energie než kupovaná elektrická energie podniku. Pokud by však toto odběrné místo bylo

připojeno k distribuční soustavě, bylo by nutné k ceně elektrické energie na trhu připočíst ještě cenu za distribuci elektrické energie, kterou by Společnost musela za využití distribuční sítě zaplatit. Za běžných podmínek je však výkupní cena elektrické energie do sítě pro svůj nepředvídatelný charakter zpravidla nižší než vyrobená elektrická energie KJ, a tedy tímto způsobem bude také uvažována v této práci.

Výnosy z podpory kombinované výroby elektřiny a tepla

Podpora KVET je poskytována formou zeleného bonusu a je vypočítána a oznámena v Energetickém věstníku ERÚ na každý kalendářní rok. Charakteristika a výše této podpory byla blíže specifikována v Kapitole 2.4. Podpora KVET může hrát významnou roli pro rentabilitu investice do KJ, a proto je třeba ji uvažovat do ekonomických výpočtů. Bude však na dalším zvážení vhodně určit její hodnotu, a zda s ní lze na další roky počítat.

2.6.2 Náklady na provoz kogenerační jednotky

Náklady na provoz KJ jsou všechny náklady nezbytné pro provoz KJ během uvažované doby životnosti projektu a můžeme je dělit na:

a) Investiční náklady
   i. Náklady na pořízení
   ii. Náklady na instalaci
   iii. Projektové náklady
b) Provozní náklady
   i. Palivové náklady
   ii. Náklady na údržby a opravy
   iii. Mzdové náklady
   iv. Ostatní náklady
c) Odpisy

Investiční náklady

Náklady na pořízení – zahrnují pouze náklady za nákup KJ od dodavatele, dle její pořizovací ceny a náklady za všechna pomocná zařízení, která jsou nezbytná pro chod kogeneračního systému. Náklady na pořízení závisí na typu KJ a zpravidla rostou s instalovaným výkonem.

Náklady na instalaci – vznikají v lokaci KJ a zahrnují soubor prací a stavebních úprav, nezbytných pro uvedení KJ do provozu. Dále pak uvedení systémů měření do provozu, případně náklady na zhotovení přípojky k odběrnému místu elektrické energie nebo zemního plynu.

Projektové náklady – zahrnují náklady na vypracování projektové dokumentace, ekonomickou analýzu, odborné konzultace atd. Případně sem lze zahrnout i náklady na poplatky způsobené nedodržením některých smluvených termínů či plateb.

Provozní náklady

Palivové náklady – zahrnují náklady spjaté s nákupem paliva pro provoz KJ. Tyto náklady tvoří podstatnou část celkových nákladů, a jejich velikost tedy bude mít zásadní vliv na návratnost investice. Palivové náklady přímo závisí na ceně zemního plynu a na způsobu, jakým je zemní plyn nakupován, tedy zda je nakupován na další roky dopředu nebo prostřednictvím denního trhu. V obou případech bude mít volatilita této komodity, která v posledních letech výrazně vzrostla, podstatný vliv na rizikovost celé investice.

Náklady na údržby a opravy – zahrnují všechny náklady spojené s očekávanými i neočekávanými zásahy pro zajištění funkčnosti KJ. Velikost nákladů na údržby a opravy se vyjadřují v poměru k investičním nákladům, a tedy se budou měnit dle velikosti KJ a dle typu paliva. Obvykle je uvedeno výrobcem, po jaké době je nutné jednotlivá zařízení kontrolovat či provést údržbu nebo opravu. Doba, po které je třeba tyto úkony provést se udává buď v časovém horizontu nebo v motohodinách, které uvažují i dobu využití KJ během provozu a mohou tak být objektivnější. Údržby a opravy můžeme rozdělit na běžné a generální s tím, že běžné se předpokládají v kratším časovém horizontu a představují nižší částku oproti generálním.

Mzdové náklady – zahrnují náklady na mzdy pracovníků obsluhujících KJ a závisí na výkonu jednotky, použitém palivu a technickém provedení. V případě využití zemního plynu není třeba provádět žádné další úpravy paliva, a tedy ani nevznikají další náklady s tím spojené.

Ostatní náklady – zahrnují další administrativní náklady, náklady na pojištění atd. Mohou zde být uvedeny náklady vzniklé specifickými požadavky dané lokality a provedením, které nespadají do žádné z jiných uvedených kategorií.

Odpisy

Odpisy představují rozložení investičních výdajů do jednotlivých let provozování. Dlouhodobý hmotný a nehmotný majetek je provozován v delším časovém období, a proto je zahrnován do provozních nákladů v jednotlivých letech životnosti. Odpisy pak můžeme definovat jako část počáteční investice, která je rozepisována do provozních nákladů, vynaložených během určitého období. Kumulované dosavadní odpisy se nazývají oprávky a jsou uváděny v rozvaze podniku. Pokud od počáteční investice odečteme oprávky v aktuálním období, dostaneme zůstatkovou hodnotu investice. Nicméně tržní hodnota nemusí nutně klesat podobným způsobem a může se měnit nezávisle na odpisech. Odpisy vykazují náklad, ale ne výdaj, což má za následek jejich odlišné postavení při

vykazování finančních toků a počítání daně z příjmu příslušného období. Odpisy tedy odečteme stejně jako ostatní náklady od výnosů příslušného období, čímž získáme daňový základ, ovšem poté je zase mezi peněžní tok přičteme, neboť ke skutečnému odtoku financí nedošlo, resp. došlo při vynaložení finančních prostředků na počáteční investici.[20]

Odpisy se obecně vykazují dvěma způsoby – rovnoměrně (lineárně) a zrychleně. Vzhledem k předpokladu, že peněžní prostředky mají pro investora v současnosti větší hodnotu než v dalších letech projektu, je často upřesňována zrychlená metoda odepisování, neboť v bližších časových obdobích snižuje daňový základ, čímž zvyšuje čistý zisk firmy.

Dále je třeba rozlišovat odpisy účetní a daňové. Daňové odpisy se využívají právě ke stanovení zmíněného daňového základu firmy pro dané období a mají přesně daný postup výpočtu, ovšem nemusí zcela objektivně udávat skutečné opotřebení daného majetku. Účetní odpisy jsou na druhou stranu uváděny v rozvaze dle zachování účetních zásad, tedy dle svého nejlepšího vědomí a svědomí tak, aby vykazovaly věrné a poctivé zobrazení účetnictví daného podniku.

2.6.3 Řízení kogenerační jednotky

Kogenerační jednotku lze řídit ve smyslu pokrytí požadované spotřeby tepelné nebo elektrické energie, příp. s předem definovaným denním hodinovým projezdem (diagramem zatížení). Všechny tyto způsoby mají své přednosti i úskalí. Provoz při předem stanovené denní zátěži má hlavní výhodu ve své jednoduchosti, nicméně může docházet k maření jak elektrické, tak i tepelné energie, neboť provoz žádným způsobem nezohledňuje okamžité energetické požadavky areálu v jednotlivých hodinách. V případě řízení dle potřeb elektrické energie pracuje KJ v takové zátěži, aby její elektrický výkon odpovídal potřebné odebírané elektrické energii. Je ovšem třeba zajistit, aby případné přebytečné vyrobené teplo bylo z kogeneračního systému dostatečným způsobem odebíráno. V takovém případě pak může být část tepla mařena, čímž se sníží celkové využití primární energie paliva, což může mít za následek snížení celkové účinnosti KJ pod hladinu nezbytnou k tomu, aby byla ze zákona kvalifikovaná jako vysoce účinná kombinovaná výroba tepla a elektřiny dosahující požadované o 10 % vyšší účinnosti oproti oddělené výrobě, což by mělo za následek odebrání nároku na vyplácení zmíněného zeleného bonusu. K tomuto problému by docházelo obzvlášť v letních měsících, kdy je odběr tepla objektu minimální. Naopak v zimních měsících, kdy by odběr elektrické energie nebyl dostatečný, tedy takový, aby KJ při provozu pokryla potřeby tepla, musí být provoz doplněn o špičkové zdroje tepla. Výhodou provozu dle spotřeby elektrické energie je existence spolehlivé dodávky špičkové elektrické energie prostřednictvím elektrizační soustavy, a tedy není

[20] VALACH, Josef. *Investiční rozhodování a dlouhodobé financování*. Praha: Wolters Kluwer, 2010. ISBN 978-80-86929-71-2

nutné doplňovat KJ o špičkový zdroj elektrické energie. To ovšem za předpokladu, že nejde o ostrovní provoz objektu a objekt disponuje odběrným místem elektrické energie z elektrizační sítě, jako například v případě objektu Společnosti uvažovaným pro potřeby této práce. Na druhou stranu výhoda spolehlivé dodávky elektrické energie z elektrizační soustavy se projeví i v případě provozu KJ dle potřeb tepla, neboť opět není třeba doplňovat systém o špičkové zdroje elektrické energie. Dále pak při provozu dle požadované spotřeby tepelné energie nedochází k problému maření energií a snižování celkové účinnosti jednotky, protože přebytečná vyrobená elektrická energie může být vždy jednoduše směřována do elektrizační soustavy, a v ideálním případě i prodávána. Celkové využití primární energie se tedy nesnižuje, a KJ tak dosahuje předpokládané účinnosti. Přebytečnou elektrickou energii je také možné akumulovat do elektrické baterie, čímž se zvýší využití elektrické energie vyrobené KJ. Ověření rentability takové investice bude jedním z úkolů výpočetního modelu, kdy bude třeba uvažovat především cenu baterie a množství z ní využité elektrické energie, přičemž důležitými vstupy budou cena elektrické energie objektu a výkupní cena elektrické energie vyrobené z KJ.

3. Popis objektu

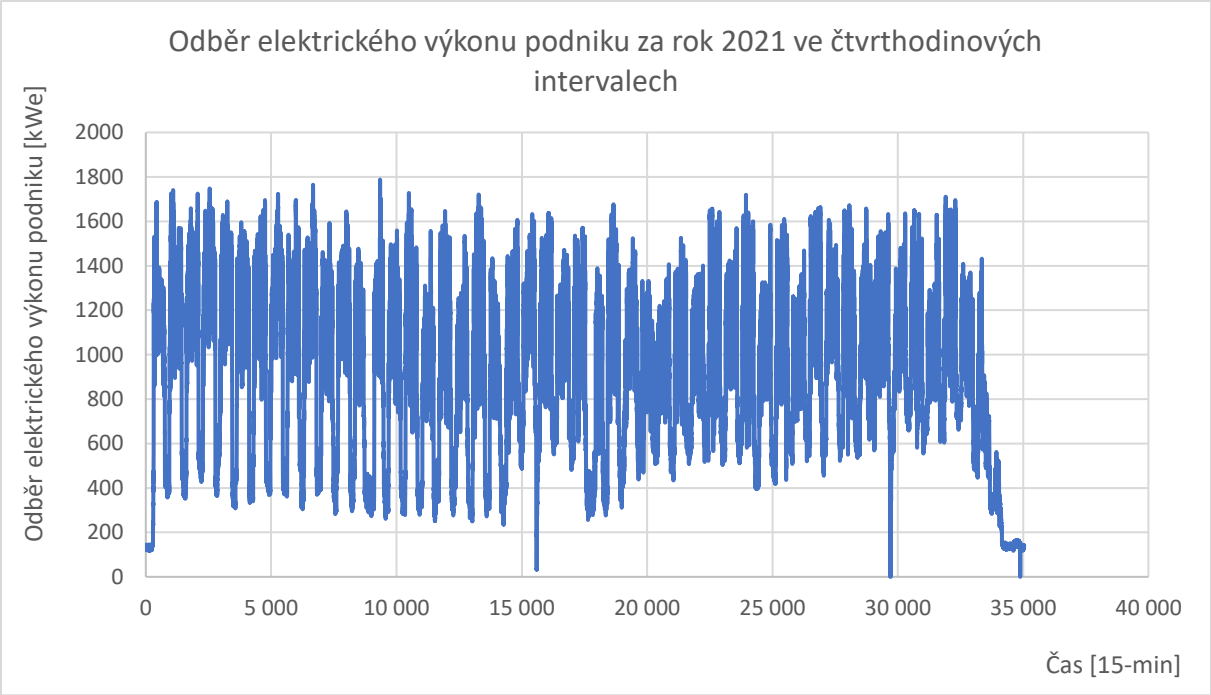
Data pro účely této práce byla poskytnuta nejmenovanou společností se sídlem v České republice, která si nepřála být v textu uváděna (dále jen „Společnost“). Veškeré informace o chodu firmy, které se nedají považovat za relevantní, a tedy nemají vliv na implementaci výpočetního modelu, nebudou v práci uváděny. Informace nezbytné pro vhodnou volbu vstupních parametrů výpočetního algoritmu, nebo příp. informace nezbytné pro uvedení čtenáře do kontextu, mohou být v textu uváděny. Výpočetní model bude implementován na obecné vyžití, funkčnost modelu bude poté demonstrována na konkrétní případové studii vložením vstupních hodnot odpovídajících hodnotám běžného chodu Společnosti.

3.1 Popis spotřeby energií objektu

V této kapitole je popsána charakteristika spotřeby energií areálu, které budou hrát roli při dimenzování zdroje vytápění, tedy spotřeba tepelné a elektrické energie. Společností byla pro tuto práci poskytnuta data naměřeného elektrického výkonu ve čtvrthodinových intervalech během jednoho roku a naměřeného množství odběru zemního plynu v hodinových intervalech během roku.

3.1.1 Spotřeba elektrické energie

Spotřeba elektrické energie areálu bude hrát zásadní roli na ekonomiku provozu kogenerační jednotky. Stěžejní bude zajistit pro KJ odběr jak tepelné, tak i elektrické energie současně. Čím větší množství elektrické energie se spotřebuje přímo v podniku, k tím efektivnějšímu provozu KJ bude docházet, a za předpokladu nižší výkupní ceny elektrické energie, než za jakou cenu je elektrická energie podniku dodávána, pak bude docházet i k podstatně ekonomičtějšímu provozu. Důležité bude detekovat hodiny, resp. čtvrthodiny, kdy by mohl nastat přetok vyrobené elektrické energie do sítě.



Obrázek 6 Odběr elektrického výkonu podniku za rok 2021 ve čtvrthodinových intervalech[21]

Obrázek 6 znázorňuje odebíraný elektrický výkon průmyslového areálu během jednoho roku. Společností byla poskytnuta data ve čtvrthodinových intervalech. Jedná se o hodnoty pro kalendářní rok 2021. Průběh elektrického výkonu během celého roku dosahuje v jednotlivých měsících obdobných maximálních čtvrthodinových hodnot, nepřesahujících hodnotu 1800 kW. Ve druhé polovině roku je patrná nižší volatilita naměřených hodnot, průměrná hodnota odběru se zdá být během roku obdobná. Odebíraný elektrický výkon od druhé poloviny prosince klesá pod hodnotu 200 kW, což lze zřejmě vysvětlit pozastavením, nebo výrazným omezením výroby podniku ke konci kalendářního roku. Celková spotřebovaná elektrická energie objektu v tomto roce činí 7854 MWh, měsíční spotřebovaná elektrická energie se pohybuje v rozmezí od 426,1 MWh ve zmíněném měsíci prosinci do maximální měsíční spotřeby 731,8 MWh v měsíci březnu, v tomto zimním měsíci lze očekávat také zvýšené odebírané množství tepelné energie objektu. Tabulka 3 udává hodnoty spotřebované elektrické energie objektu v jednotlivých měsících roku 2021.

[21] Dle dat poskytnutých Společností

Měsíc	Spotřeba elektrické energie [MWh]
Leden	706,7
Únor	691,3
Březen	731,8
Duben	594,9
Květen	593,0
Červen	712,6
Červenec	622,0
Srpen	685,6
Září	670,1
Říjen	719,9
Listopad	700,2
Prosinec	426,1
Celkem	7854,0

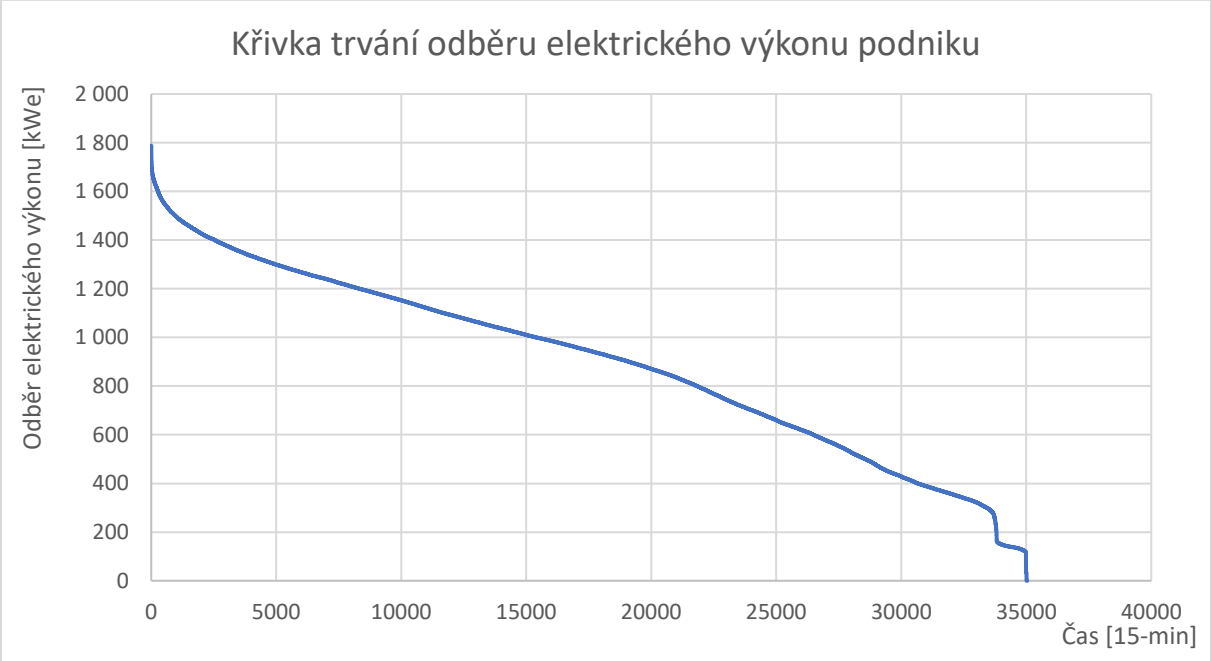
Tabulka 3 Spotřeba elektrické energie objektu v jednotlivých měsících v roce 2021

Obrázek 7 Odběr elektrického výkonu podniku ve dvoutýdenním intervalu – Leden 2021[22]

Na Obrázku 7 můžeme vidět průběh odebíraného elektrického výkonu areálu pro vybrané dva týdny provozu v měsíci lednu. Týdenního maxima je dosahováno zpravidla ve všedních dnech, o víkendu lze předpokládat omezení provozu podniku, což vysvětluje i kolísavé chování grafu s celoročním intervalem. Z grafu celoročního odebíraného elektrického výkonu a tabulky spotřeby elektrické energie objektu je patrné, že spotřebovaná elektrická energie dosahuje během jednotlivých

[22] Dle dat poskytnutých Společností

měsíců v roce obdobných naměřených hodnot, analýzou dalších měsíců v roce by tedy bylo patrně dosaženo obdobných výsledků jako v měsíci lednu.



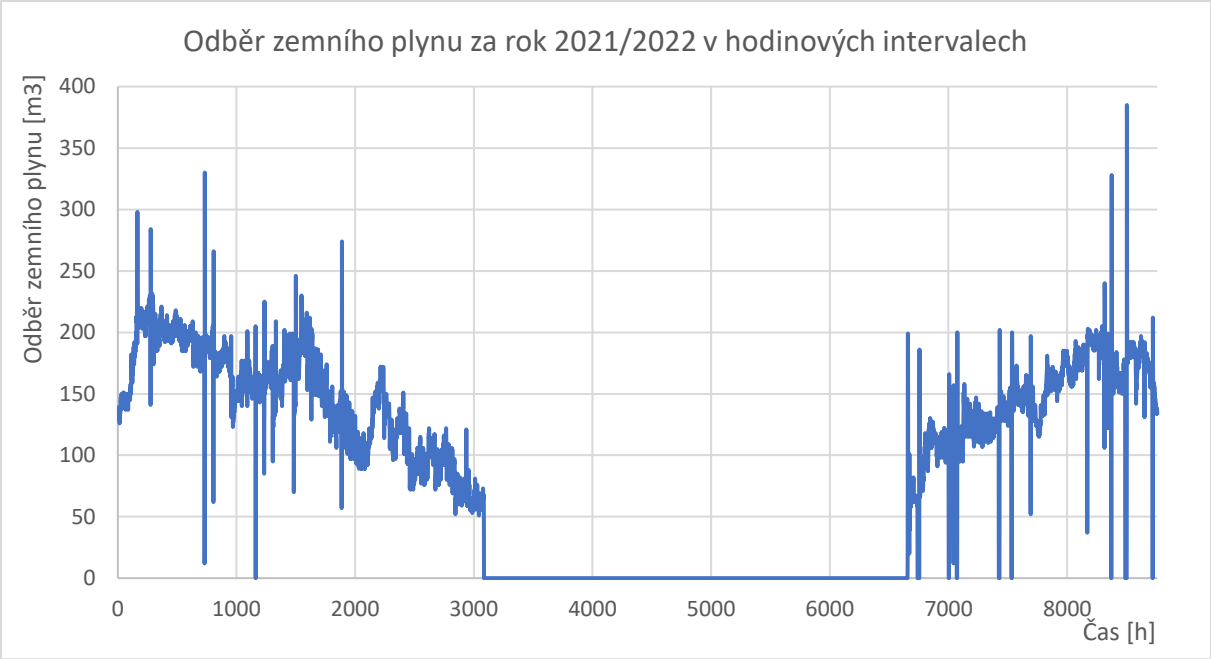
Obrázek 8 Křivka trvání odběru elektrického výkonu podniku[23]

Obrázek 8 znázorňuje křivku trvání elektrického výkonu objektu. Jde o diagram, kdy je elektrický výkon pro jednotlivé čtvrthodinové hodnoty seřazen sestupně pro celý rok. Znalost tohoto průběhu je velmi užitečná pro dimenzování vhodného výkonu energetického zdroje, neboť odráží informaci o tom, kolik hodin (v tomto případě čtvrthodin) bude zařízení při svém jmenovitém výkonu v provozu. V tomto případě by například zdroj elektrické energie o jmenovitém výkonu 1 000 kW_e pracoval během roku při svém jmenovitém výkonu okolo 15 000 čtvrthodin, což by odpovídalo 3750 hodinám provozu. Dále by pak až 20 000 čtvrthodin pracoval při omezeném výkonu. Cílem této práce však bude optimalizovat především vytápění objektu, a tudíž bude zajímavější křivka trvání odběru tepla.

3.1.2 Spotřeba zemního plynu

Modelový rok odběru zemního plynu byl sestaven z dat pro druhé pololetí roku 2021 a první pololetí roku 2022. Obrázek 9 zobrazuje odběr zemního plynu objektu během jednoho roku. Jde o hodinová naměřená data, která byla rovněž poskytnuta Společností.

[23] Dle dat poskytnutých Společností



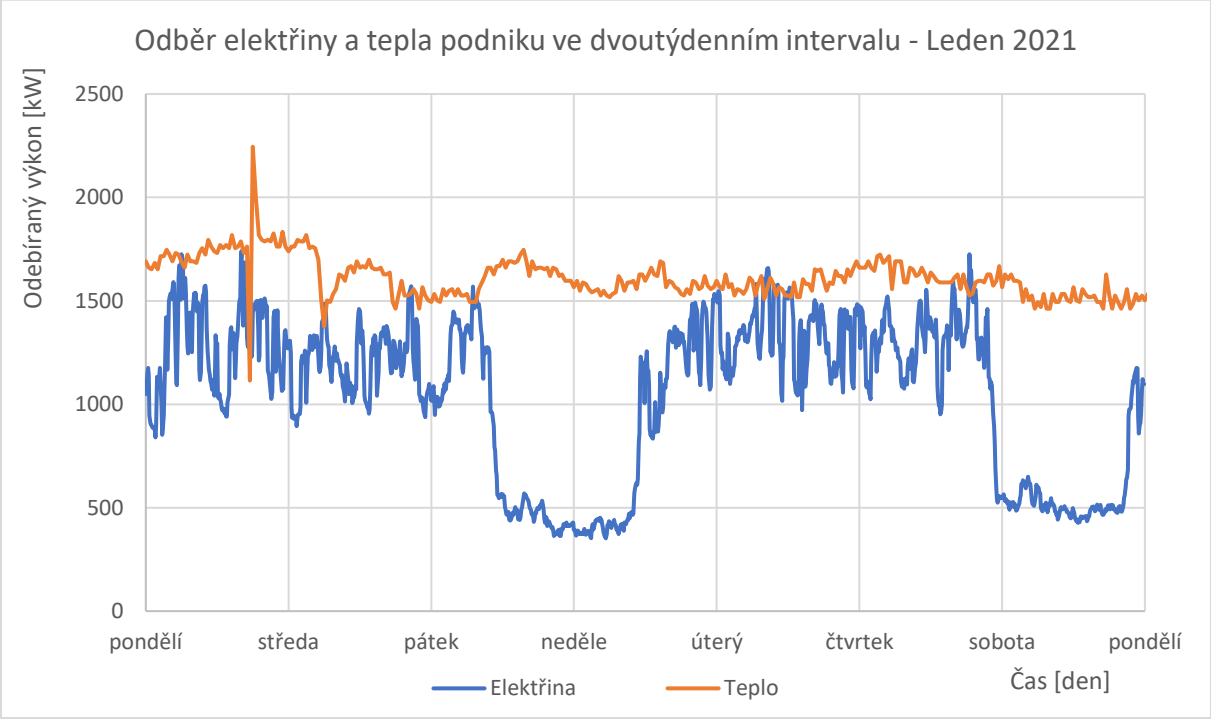
Obrázek 9 Odběr zemního plynu za rok 2021/2022 v hodinových intervalech[24]

Na první pohled je vidět, že odběr plynu objektu během letních měsíců zůstává neměnný, a sice na nulové hodnotě odebíraného množství. To je způsobeno skutečností, že během letních měsíců není třeba ve většině průmyslových objektů využívané areály ve větší míře vyhřívat, v tomto případě pak není nutné objekt vytápět úplně. K ohřevu užitkové teplé vody patrně slouží jiný zdroj vytápění. Období, při kterém naopak dochází k většímu množství odběru tepla se nazývá tzv. „topná sezóna“. Ta se v tomto případě nachází od října do května. Zhruba od června do září, je tedy, jak již bylo naznačeno, odběr zemního plynu v areálu nulový. Celková spotřeba zemního plynu pro tento průmyslový objekt na celý rok činí 749 332 m^3. Tabulka 4 uvádí spotřebu zemního plynu v jednotlivých měsících. Nejvyšší spotřeby zemního plynu je dosahováno v zimních měsících (leden, únor, prosinec), kdy je venkovní teplota v okolí areálu zpravidla nejnižší, a tedy požadované dodávané teplo nejvyšší.

[24] Dle dat poskytnutých Společností

Měsíc	Spotřeba zemního plynu [MWh]
Leden	1 642,9
Únor	1 565,5
Březen	1 237,0
Duben	866,2
Květen	275,7
Červen	15,3
Červenec	15,0
Srpen	15,6
Září	16,2
Říjen	727,9
Listopad	1 116,8
Prosinec	1 380,0
Celkem	8 874,1

Tabulka 4 Spotřeba zemního plynu objektu v jednotlivých měsících během roku[25]



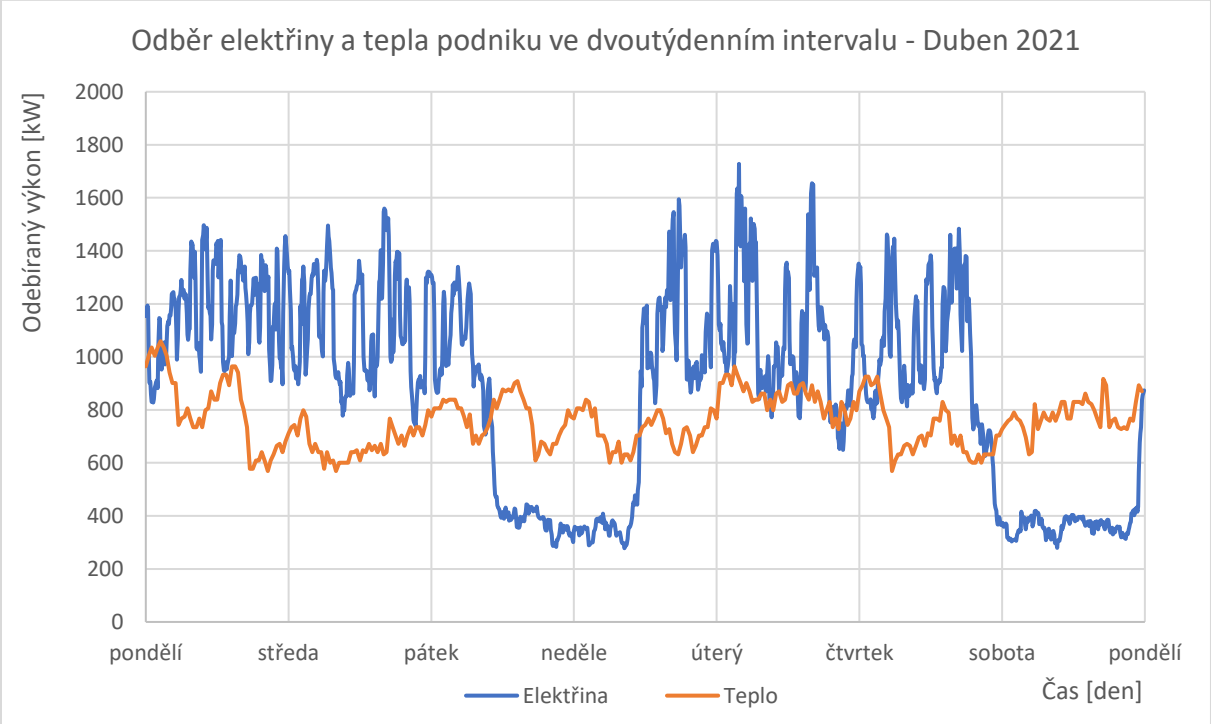
Obrázek 10 Odběr elektřiny a tepla podniku ve dvoutýdenním intervalu – Leden 2021[26]

Obrázek 10 udává průběh odběru tepla podniku během vybraného dvoutýdenního intervalu v měsíci lednu, a vzhledem k tomu, že je tato veličina ve stejných jednotkách jako průběh odběru elektrické energie, bylo možné je vynést pro lepší přehlednost do jednoho grafu. Odběr tepla v tomto intervalu nedoprovází, až na výjimky, žádné větší výkyvy. Pro efektivní využití KJ je obecně důležité zajistit v jeden moment odběr elektrické i tepelné energie. V některých hodinách by se mohlo stát, že

[25] Dle dat poskytnutých Společností

[26] Dle dat poskytnutých Společností

by elektrická energie vyrobená KJ nebyla podnikem efektivně využita, a bylo by nutné ji prodat za výkupní cenu do sítě. Takto dohodnutá výkupní cena přebytečné elektrické energie je pak pro svůj nepředvídatelný diagram povětšinu času zpravidla nižší než cena, za kterou podnik elektrickou energii odebírá, čímž by se mohla výrazně snížit rentabilita celé investice. Na první pohled se dá předpokládat, že potenciální přetoky výroby elektrické energie do sítě při provozu KJ by mohly nastat právě ve víkendových dnech zimních měsíců, kdy patrně nedochází ke stejnému provozu jako ve všedních dnech, avšak přesto je objekt vytápěn a žádný pokles odběru tepla tedy nezaznamenáváme. Ve prospěch KJ se pak budou přiklánět dva velmi důležité faktory. Zaprvé je velmi nepravděpodobné, že by KJ byla dimenzována na tepelný odběr zimních měsíců, tedy špičky výkonu, ve kterých bude fungovat ve spolupráci s plynovými kotli. A zadruhé KJ při svém provozu dodává v každý moment zpravidla více tepelné než elektrické energie. Nelze tedy tvrdit, že při vyšším odběru tepelné energie oproti energii elektrické by automaticky docházelo k neefektivnímu využití KJ. Provozu KJ ve víkendových dnech zimních měsíců by přesto měla být kladena zvýšená pozornost.



Obrázek 11 Odběr elektřiny a tepla podniku ve dvoutýdenním intervalu – Duben 2021[27]

Obrázek 11 zachycuje průběh odebíraného výkonu tepelné a elektrické energie během vybraného dvoutýdenního intervalu v měsíci dubnu. Obě veličiny byly pro přehlednost opět vyneseny na jeden graf. Ten pak potvrzuje předchozí myšlenku o tom, že v měsících mimo zimní období, kdy křivka odebírané tepelné energie dosahuje podstatně nižších hodnot, lze očekávat efektivnější využití

[27] Dle dat poskytnutých Společností

KJ vyrobené elektrické energie podnikem. Kritickými hodinami budou opět víkendové dny, kdy patrně dochází ke zmíněnému útlumu provozu podniku. Zároveň je třeba dát pozor na to, že při nižší odebírané tepelné energii nemusí jet KJ na svůj jmenovitý výkon, což může také narušit její efektivní provoz.

Obrázek 12 Křivka trvání tepelného výkonu v roce[28]

Na Obrázku 12 můžeme vidět křivku trvání tepelného výkonu areálu v celém roce v jednotkách kW_t. Z této charakteristiky lze vyčíst několik informací o provozu areálu. Zaprvé topná sezóna trvá něco přes 5 000 hodin v roce. Ve zbylém období je odběr tepla areálu z kotelny nulový. Dále pak vidíme, že je třeba dimenzovat celkový výkon zdrojů vytápění minimálně na hodnotu 3 000 kW_t (přesněji 3043,5 kW_t). Pro dosažení lepších ekonomických výsledků se obvykle ke krytí výkonových špiček využívají obecně levnější zdroje vytápění, např. plynové kotle. Dimenzovat KJ na maximální potřebný výkon objektu by bylo vzhledem k jejich vysokým investičním výdajům velmi nákladné. Navíc kogeneračním jednotkám při nižším, než jmenovitém zatížení výrazně klesá účinnost výroby elektrické energie na úkor účinnosti výroby tepla. Dále pak KJ musí pracovat při alespoň 50 % svého jmenovitého výkonu, a tedy zdroj o jmenovitém výkonu 2 000 kW_t by více než 1 000 h v roce během topné sezóny nemohl být vůbec v provozu. Oproti tomu lze vidět, že např. KJ o výkonu 500 kW_t by potenciálně mohla být v provozu téměř po celou dobu topné sezóny a její využití by tak bylo vysoké.

[28] Dle dat poskytnutých Společností

3.2 Popis stávajícího zdroje vytápění

Zdroje tepelné energie můžeme obecně rozdělit na centralizované a decentralizované, příp. dálkové a lokální. Centralizovaný zdroj tepla je takový zdroj tepla, který se nenachází přímo v místě spotřeby a je třeba teplo z tohoto zdroje ke spotřebiteli nějakým způsobem dále dopravit. Takové zdroje mají typicky větší instalovaný tepelný výkon než decentralizované zdroje, a tedy mohou často dosahovat podstatně nižších měrných nákladů. Nevýhodou tohoto systému výroby tepla je ovšem vyšší míra ztrát při přenosu tepla k odběrateli. Decentralizovaný zdroj vytápění je zdroj tepelné energie instalovaný přímo v místě spotřeby. Takový zdroj se užívá tam, kde není možné odebírat teplo z centrálního zdroje, nebo se z nějakého důvodu decentralizovaný zdroj ekonomicky vyplatí. Dále pak v posledních letech dalším důvodem může být nedůvěra odběratelů ve spolehlivost dodávky energií ve smluveném čase, a mohou se tedy decentrálním zdrojem proti takové události chtít ochránit, byť jsou pak často obdobně závislí na spolehlivosti dodávky primárního zdroje energie, nejčastěji zemního plynu.[29]

Jako zdroj tepla využívá v současné chvíli areál čtyři plynové kotle o celkovém instalovaném výkonu přes 10 MW s tím, že v provozu jsou běžně využívány dva z těchto kotlů, zbylé dva slouží jako záložní zdroje. Tento stav, kdy má strana výroby podstatně vyšší, než potřebný tepelný výkon na straně spotřeby je opodstatněn dvěma důvody. Zaprvé docházelo během posledních let k postupnému snižování energetických potřeb areálu, neboť byly postupně zdokonalovány výrobní procesy podniku spolu s vyšším využitím tepelné energie, čímž se snížili tepelné nároky výrobních zdrojů, zadruhé pak byly záložní zdroje v kotelně zachovány v případě výpadku, odstávky nebo servisu jednoho z hlavních zdrojů.

Plynové kotle jsou často užívaný zdroj tepelné energie pro potřeby malého i velkého odebíraného výkonu. Jejich jmenovitá hodnota výkonu se běžně pohybuje od jednotek kW až po desítky MW. V případě potřeby mohou být také jednoduše sestavovány do kaskády. Jejich hlavní výhodou jsou nízké investiční náklady v porovnání s jinými systémy vytápění. Zpravidla však dosahují nižší celkové účinnosti než KJ.

[29] DVORSKÝ, Emil a Pavla HEJTMÁNKOVÁ. *Kombinovaná výroba elektrické a tepelné energie*. Praha: BEN – technická literatura, 2005. ISBN 80-7300-118-7

4. Výpočetní model

Cílem výpočetního modelu bude nalézt optimální systém vytápění průmyslového objektu Společnosti, přičemž za optimální variantu se bude považovat ta varianta, která bude mít pro firmu nejvyšší možný ekonomický užitek. Kogenerace může za určitých okolností dosahovat lepších ekonomických výsledků než při samostatné výrobě tepla. V případě spalování některých podporovaných primárních zdrojů (mimo jiné i zemního plynu) může také docházet k přidělování dotací ve formě zeleného bonusu. Naopak spalování fosilních zdrojů může mít od určité velikosti zdroje (nad 20 MW) za následek doplácení během provozu za emisní povolenky, které opravňují vlastníka vypustit do ovzduší dané množství CO_2. Cena emisních povolenek na trhu však dlouhodobě roste, a z toho důvodu se některé jiné zdroje mohou jevit jako neperspektivní a investice do nich jako dlouhodobě riziková. Jako zdroj vytápění bude tedy uvažována technologie kogenerace, kde formou paliva bude zemní plyn, při jehož spalování dochází k podstatně nižšímu množství vypuštěného CO_2 do ovzduší oproti jiným fosilním palivům. Dalším uvažovaným zdrojem vytápění by se nabízelo tepelné čerpadlo. Nicméně v případě technologie tepelných čerpadel dochází v průmyslovém provedení ke dvěma zásadním nedostatkům. Zaprvé je většina tepelných čerpadel schopna ohřát topnou vodu na pouhých 70 °C, přičemž rozvody tepla průmyslové výrobní haly dosahují běžně vyšších teplot. Voda by tedy musela být např. přihřívána elektrickým kotlem. Dále pak tepelné čerpadlo není v současné chvíli v drtivé většině případů bez nějaké formy dotací ekonomicky rentabilní. O možnosti výskytu dotací v dalších letech se dá spekulovat, ovšem nyní zákon na tuto formu bezemisního zdroje tepla, co se týče přidělování finančních prostředků, bohužel nemyslí.

Výpočetní model lze rozdělit na technickou a ekonomickou část. Technická část bude spočívat v simulaci provozu vytápění objektu dle dat poskytnutých Společností, především jejího odběru elektrické a tepelné energie během roku a informacích o stávajícím zdroji vytápění. Ekonomická část modelu bude porovnávat jednotlivé varianty navržené technickým modelem dle ekonomických parametrů, příp. ceny tepla jednotlivých variant.

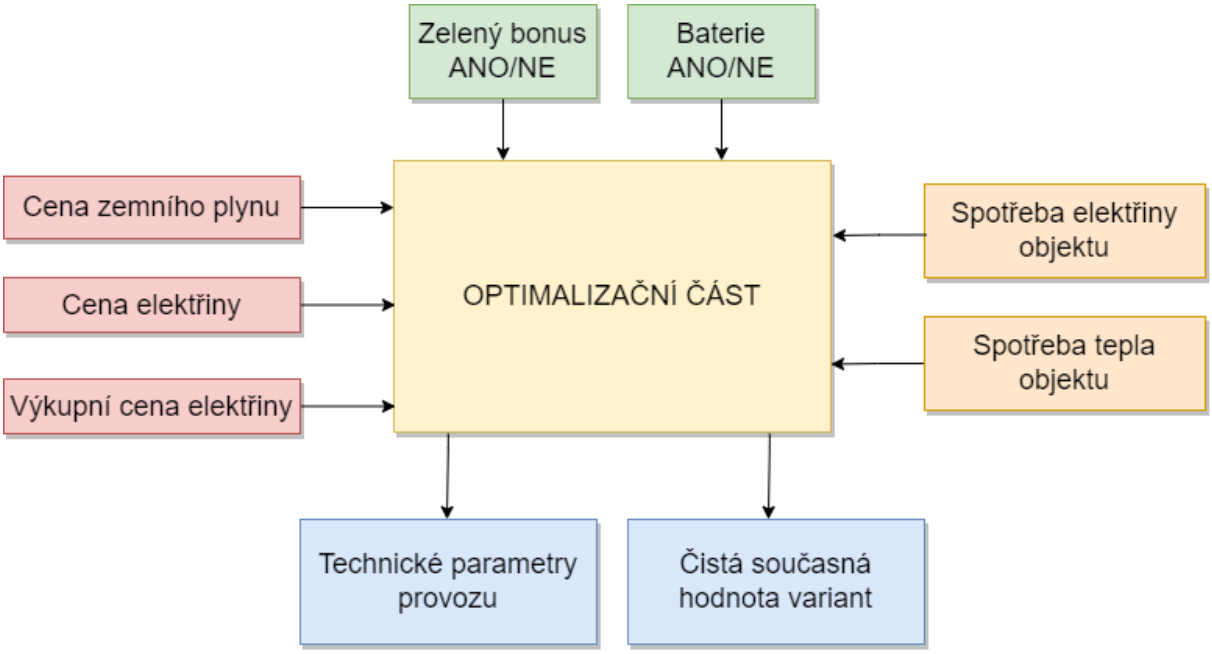
4.1 Technická část výpočetního modelu

Technická část modelu je zpracována v programu MatLab. Princip výpočtu spočívá v simulaci provozu KJ pro krytí potřeb tepla průmyslového areálu. Tato část modelu zahrnuje veškeré technické parametry vedoucí k dosažení technických výstupů potřebných ke stanovení ekonomických ukazatelů potenciální investice do KJ.

4.1.1 Obecný popis modelu

Do modelu tedy vstupují data o spotřebě tepelné a elektrické energie. V tomto konkrétním případě byla poskytnuta data Společností o potřebách tepla, resp. odběru zemního plynu v hodinových

intervalech a odběru elektrického výkonu ve čtvrthodinových intervalech, s čímž pak model dále pracuje. Simulovaný provoz předpokládá zatížení zdroje způsobem, kdy nedochází k výrobě žádného přebytečného tepla. Naopak další potřebné teplo, které zdroj nevyrobí, je vyrobeno stávajícím zdrojem vytápění. Vyrobená elektrická energie, kterou lze v danou chvíli spotřebovat, je považována za využitou elektrickou energii a model přičte tuto elektrickou energii jako ušetřenou, z čehož poté počítá úspory na nákup elektrické energie. Přebytečná elektrická energie je dodávána do elektrizační soustavy a její prodej je počítán jako výnosy z prodeje elektrické energie do sítě. Jedním z nejdůležitějších výstupů technického modelu je právě množství vyrobeného tepla a elektrické energie KJ, spolu s množstvím využité a prodané elektrické energie. Tyto výstupní hodnoty jsou v modelu společně označeny jako technické parametry provozu. Ekonomickým výstupem je čistá současná hodnota jednotlivých variant, nicméně model dále vypočítá také vnitřní výnosové procento a cenu za teplo jednotlivých variant. Obecné schéma výpočetního modelu lze vidět na Obrázku 13.



Obrázek 13 Obecné schéma výpočetního modelu – Vstupy a výstupy[30]

Dalšími vstupy modelu jsou ceny komodit, tedy zemního plynu a elektřiny. Vhodné určení těchto hodnot má zásadní vliv na ekonomické ukazatele modelu. Pro rentabilitu investice je příhodné, aby cena zemního plynu byla co nejnižší a cena elektřiny co nejvyšší, resp. aby poměr ceny zemního plynu k ceně elektřiny byl co nejnižší. Rentabilita investice patrně roste také s rostoucí cenou výkupní ceny elektřiny z KJ prodané do sítě. Její vliv bude tím větší, čím více elektrické energie bude vyrobeno navíc oproti požadované spotřebě, a bude třeba ji prodat do elektrizační soustavy. Nadvýrobu

[30] *Vlastní zpracování*

elektrické energie lze očekávat především u KJ vyšších výkonů, a tedy i pro ně by měla výkupní cena elektřiny hrát důležitější roli oproti jednotkám nižších výkonů.

Dále je třeba zvolit, zda model bude uvažovat zelený bonus jako jeden z výnosů během provozu. Výše zeleného bonusu byla popsána v Kapitole 2.4. Dále bylo uvedeno, že v některých letech nabýval pouze hodnoty 0 Kč/MWh, a tudíž je na zvážení, zda se zeleným bonusem počítat. V práci budou představeny výsledky modelu jak s, tak i bez zeleného bonusu, nicméně při citlivostních analýzách jiných výstupních parametrů s vyplácením zeleného bonusu bude uvažováno, vzhledem k jeho charakteristice výpočtu, kdy ERÚ analyzuje předpokládanou cenu elektrické energie a zemního plynu na trhu, a dle jejich poměru stanovuje výši zelených bonusů. Z toho plyne, že k vyplácení zeleného bonusu nebude docházet právě v letech, kdy jsou podmínky pro provoz KJ nejvýhodnější, a naopak při nepříznivých podmínkách vyplácen bude. Tím se snižuje volatilita výnosů z provozu KJ během let, což může být rozhodujícím faktorem pro potenciálního investora.

Výpočetní model je dále schopen do výpočtů uvažovat s akumulací elektrické energie, resp. bateriovým úložištěm, do kterého by byla ukládána přebytečná vyrobená elektrická energie při nadvýrobě, a poté v příslušných hodinách opět odebírána pro potřeby podniku, čímž by se mohlo zvýšit množství využité elektrické energie z KJ. Možnost rozšíření výpočtů o bateriové úložiště je blíže popsáno dále v práci.

4.1.2 Vstupní data

Data o spotřebě zemního plynu a elektrické energie byla poskytnuta s různou časovou citlivostí během roku – zemní plyn v hodinových intervalech a elektrická energie v intervalech čtvrthodinových. Pro zachování informací z dat byl model zpracován celý ve čtvrthodinových intervalech, tedy pro 35 040 hodnot. K tomu bylo třeba převést hodnoty o odběru zemního plynu z hodinových na čtvrthodinové.

Pro získání hodnot tepelné potřeby objektu v každém časovém intervalu byly tyto hodnoty převedeny na hodnoty potřebného tepelného výkonu. Výsledný tepelný výkon byl pak za pomoci odhadnuté účinnosti plynových kotlů a odhadnuté výhřevnosti dodávaného zemního plynu vypočten z údajů o odběru zemního plynu v tomto období dle vztahu:

$$P_t = Q * t^{-1} = V * H * \eta_{PK}$$

(8)

P_t – tepelný výkon [kWt]

Q – teplo [kWh]

V – množství zemního plynu [m3]

H – výhřevnost zemního plynu [MWh/m3]

η_{PK} – účinnost stávajícího zdroje vytápění (plynových kotlů) [-]

4.1.3 Optimalizační část

Optimalizační část výpočtu spočívá v principu, že model postupně vypočítá technické parametry provozu všech zadaných variant velikostí výkonů KJ a jejich ekonomické ukazatele. V případě parametrů pro areál Společnosti byly do výpočtu zařazeny nabízené KJ dle prodejního katalogu firmy TEDOM, a.s.[31] Důležitými výstupy optimalizačního modelu je množství vyrobeného tepla a elektrické energie KJ, dále pak také množství využité vyrobené elektrické energie KJ. Schéma výpočtu těchto veličin v jednotlivých čtvrthodinách je zobrazeno v Obrázku 14.

Pro znázornění souslednosti postupu výpočtu jsou ve schématu uvedeny zelené buňky „Start“ a „Konec“. Podíváme-li se tedy na buňku „Start“, model přistupuje k prvnímu rozhodovacímu bodu. Rozhodovací buňky jsou ve schématu znázorněny oranžově. Do první z nich zároveň vstupuje informace o aktuální spotřebě tepla areálu $P_{t,O}(t)$ a jmenovitý tepelný výkon současně napočítávané varianty KJ $P_{j,KJ}(k)$. Nejprve je třeba porovnat, zda je odebírané teplo v danou čtvrthodinu $P_{t,O}(t_i)$ větší nebo rovno jmenovitému tepelnému výkonu KJ $P_{j,KJ}(k)$, či nikoliv, tedy zda je k-tá KJ v danou čtvrthodinu schopna dodávat požadovaný tepelný výkon $P_{t,O}(t_i)$. V případě, že okamžitá spotřeba tepla objektu $P_{t,O}(t_i)$ převyšuje jmenovitý tepelný výkon k-té KJ $P_{j,KJ}(k)$, dodává KJ v této čtvrthodině svůj jmenovitý tepelný výkon $P_{j,KJ}(k)$ a výpočet pokračuje dále. V opačném případě, tedy kdy spotřeba tepla objektu $P_{t,O}(t_i)$ nepřesahuje jmenovitý tepelný výkon k-té KJ $P_{j,KJ}(k)$, postupuje výpočet k dalšímu rozhodovacímu bodu.

Zde je posuzováno, zda spotřeba tepla objektu dosahuje alespoň 50 % z jmenovitého výkonu KJ, neboť jak již bylo zmíněno, zatížení KJ je zdola omezeno polovinou jejího jmenovitého výkonu, při nižších výkonech tedy nemůže vůbec pracovat. V případě, že tepelný odběr objektu přesahuje 50 % ze jmenovitého výkonu k-té jednotky, odpovídá zatížení KJ právě potřebám tepla objektu (v tuto chvíli je již z předchozího rozhodovacího bodu zřejmé, že potřeba tepla objektu nepřesahuje jmenovitý

[31] TEDOM. *Kogenerační jednotky*. [Online] [Citováno: 20.11.2022] https://www.tedom.com/wp-content/uploads/2022/12/Prehled-kogeneracnich-jednotek-TEDOM.pdf

tepelný výkon KJ). V opačném případě KJ nemůže pracovat, a tedy vyprodukované teplo v dané čtvrthodině je nulové.

Tyto dva rozhodovací body algoritmu ústí vždy v jednu ze tří možných větví, které udávají tepelný výkon KJ v danou chvíli, a lze je matematicky zapsat takto:

$$P_{t,KJ}(t_i) = \begin{cases} P_{j,KJ}(\mathrm{k}), & pro\ P_{j,KJ}(\mathrm{k}) \leq P_{t,O}(t_i) \\ P_{t,O}(t_i), & pro\ 0{,}5 \cdot P_{j,KJ}(\mathrm{k}) \leq P_{t,O}(t_i) < P_{j,KJ}(\mathrm{k}) \\ 0, & pro\ 0{,}5 \cdot P_{j,KJ}(\mathrm{k}) > P_{t,O}(t_i) \end{cases}$$

(9)

Výstupem těchto větví je nová proměnná, která udává tepelný výkon KJ v každé čtvrthodině v roce $P_{t,KJ}(t)$, tedy opět pro 35 040 hodnot.

Dle funkce výroby elektrické energie v závislosti na zatížení je dále definována nová proměnná elektrického výkonu KJ v čase $P_{e,KJ}(t)$. Každá KJ má jiný průběh této funkce, který vychází z technických předpokladů každé jednotlivé varianty KJ. Pro všechny KJ však platí zmíněná skutečnost, že s klesajícím zatížením klesá i účinnost výroby elektrické energie na úkor účinnosti výroby tepla, celková účinnost jednotky se snižujícím se zatížením nutně vždy klesat nemusí.

Hodnoty množství vyrobené elektrické energie v čase $P_{e,KJ}(t)$ jsou dále porovnávány se spotřebou elektrické energie objektu v čase $P_{e,O}(t)$. Tato informace je nezbytná ke stanovení využitého množství z vyrobené elektrické energie KJ $P_{e,U}(t)$. Zde existují pouze 2 možnosti velikosti hodnoty využité elektrické energie $P_{e,U}(t)$. V případě, že je elektrický výkon KJ v daný moment $P_{e,KJ}(t_i)$ nižší než potřeby elektrické energie objektu $P_{e,O}(t_i)$, je objektem využita všechna vyrobená elektrická energie KJ $P_{e,KJ}(t_i)$. V opačném případě, kdy je elektrický výkon KJ $P_{e,KJ}(t_i)$ v daný okamžik vyšší než potřeby elektrické energie objektu $P_{e,O}(t_i)$, a tedy dochází k nadvýrobě elektrické energie, je elektrická energie využita pouze v hodnotě odebíraného množství elektrické energie objektem $P_{e,O}(t_i)$ a zbylá, přebytečná elektrická energie je posílána do sítě. V obou případech je postup této části výpočtu u konce a model pokračuje na další čtvrthodinu, příp. na další část výpočetního modelu. Tento rozhodovací strom se dvěma větvemi lze popsat následující matematickou funkcí:

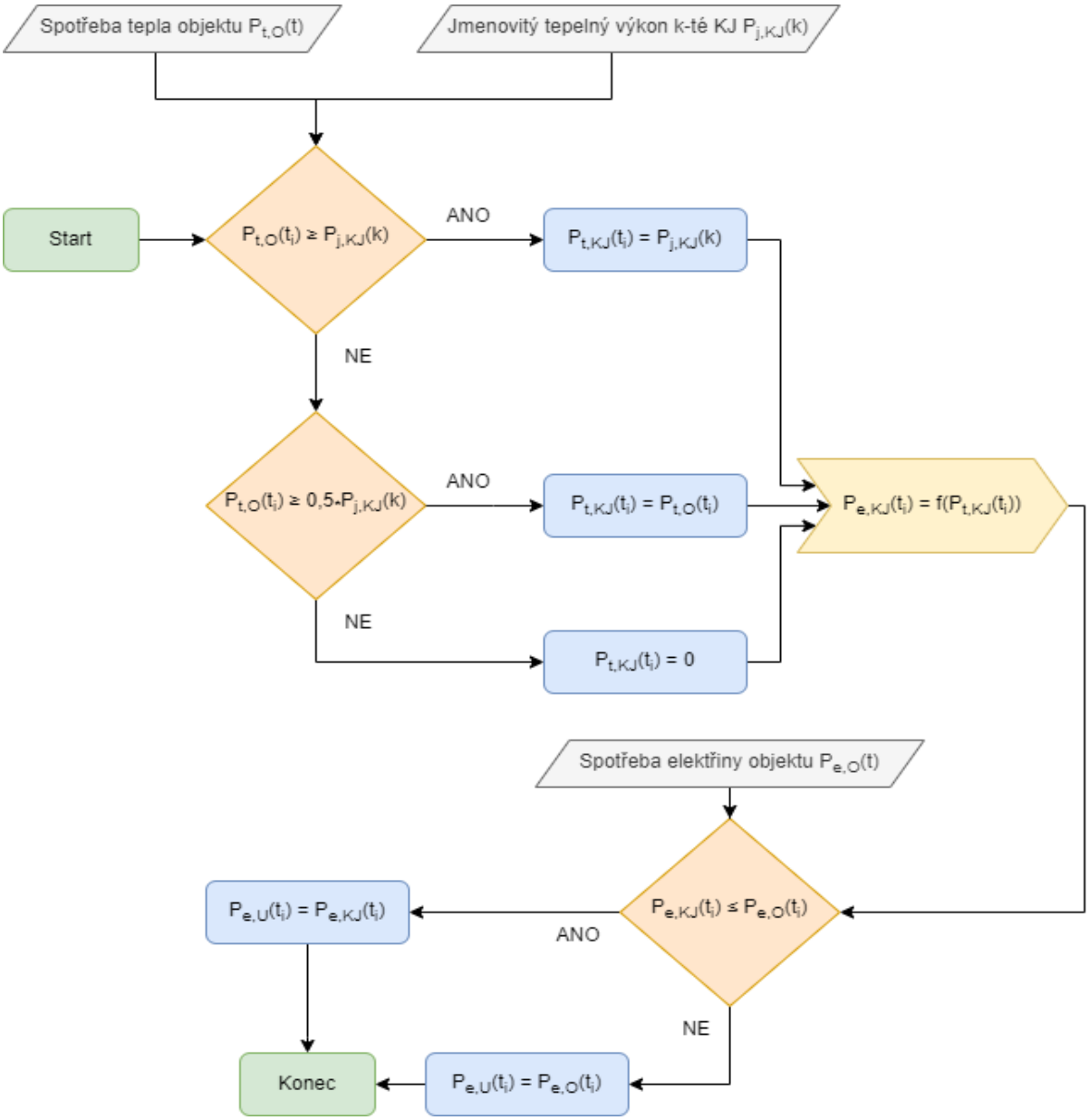
$$P_{e,U}(t_i) = \begin{cases} P_{e,KJ}(t_i), & pro\ P_{e,KJ}(t_i) \leq P_{e,O}(t_i) \\ P_{e,O}(t_i), & pro\ P_{e,KJ}(t_i) > P_{e,O}(t_i) \end{cases}$$

(10)

Neboli:

$$P_{e,U}(t_i) = MIN(P_{e,KJ}(t_i), P_{e,O}(t_i))$$

(11)



Obrázek 14 Schéma výpočtu množství vyrobeného tepla a elektrické energie[32]

[32] *Vlastní zpracování*

Výstupní veličiny tohoto algoritmu jsou tedy vyrobené množství tepelné a elektrické energie KJ v každou čtvrthodinu provozu $P_{t,KJ}(t)$ a $P_{e,KJ}(t)$ a množství využité části elektrické energie vyrobené KJ $P_{e,U}(t)$. Z těchto veličin je model dále schopný dopočítat množství dodané přebytečné elektrické energie do sítě $P_{e,N}(t)$. Dodaná elektrická energie do sítě bude v případě nadvýroby rozdílem vyrobené elektrické energie KJ $P_{e,KJ}(t_i)$ a využité elektrické energie $P_{e,U}(t_i)$. V případě, kdy veškerá vyrobená elektrická energie bude využita, a tedy bude platit, že vyrobená elektrická energie KJ $P_{e,KJ}(t_i)$ je menší než potřeba elektrické energie objektu $P_{e,O}(t_i)$, bude dodaná elektrická energie do sítě $P_{e,N}(t_i)$ v daný okamžik nulová. Tento vztah lze matematicky zapsat takto:

$$P_{e,N}(t_i) = \begin{cases} P_{e,KJ}(t_i) - P_{e,U}(t_i), & pro\ P_{e,KJ}(t_i) \geq P_{e,O}(t_i) \\ 0, & pro\ P_{e,KJ}(t_i) < P_{e,O}(t_i) \end{cases}$$

(12)

Neboli:

$$P_{e,N}(t_i) = MAX(P_{e,KJ}(t_i) - P_{e,O}(t_i), 0)$$

(13)

Tyto výstupní veličiny jsou hodnoty elektrického a tepelného výkonu v čase t_i, pro získání energie za rok je třeba hodnoty každé veličiny sečíst jako sumu všech hodnot v jednotlivých čtvrthodinách v roce a ty vydělit 4, čímž pro každou uvažovanou velikost KJ dostaneme:

$$E_{t,KJ} = \frac{1}{4} \cdot \sum_{t_i=1}^{35\,040} P_{t,KJ}(t_i),$$

(14)

$$E_{e,KJ} = \frac{1}{4} \cdot \sum_{t_i=1}^{35\,040} P_{e,KJ}(t_i),$$

(15)

$$E_{e,U} = \frac{1}{4} \cdot \sum_{t_i=1}^{35\,040} P_{e,U}(t_i),$$

(16)

$$E_{e,N} = \frac{1}{4} \cdot \sum_{t_i=1}^{35\,040} P_{e,N}(t_i),$$

(17)

kde $E_{t,KJ}$ značí celkovou vyrobenou tepelnou energii KJ, $E_{e,KJ}$ celkovou vyrobenou elektrickou energii KJ, $E_{e,U}$ celkové množství využité elektrické energie a $E_{e,N}$ celkové množství přebytečné elektrické energie dodané do sítě, vše za jeden celý kalendářní rok.

Pro další výpočty je také třeba definovat veličiny celkové potřebné tepelné a elektrické energie objektu jako $E_{t,O}$ a $E_{e,O}$ obdobnými vztahy:

$$E_{t,O} = \frac{1}{4} \cdot \sum_{t_i=1}^{35\,040} P_{t,O}(t_i),$$

(18)

$$E_{e,O} = \frac{1}{4} \cdot \sum_{t_i=1}^{35\,040} P_{e,O}(t_i)$$

(19)

Poté je možné spočítat, jak velkou procentuální část požadované spotřeby tepla objektu $E_{t,\%}$ je možné nahradit KJ:

$$E_{t,\%} = \frac{E_{t,KJ}}{E_{t,O}}$$

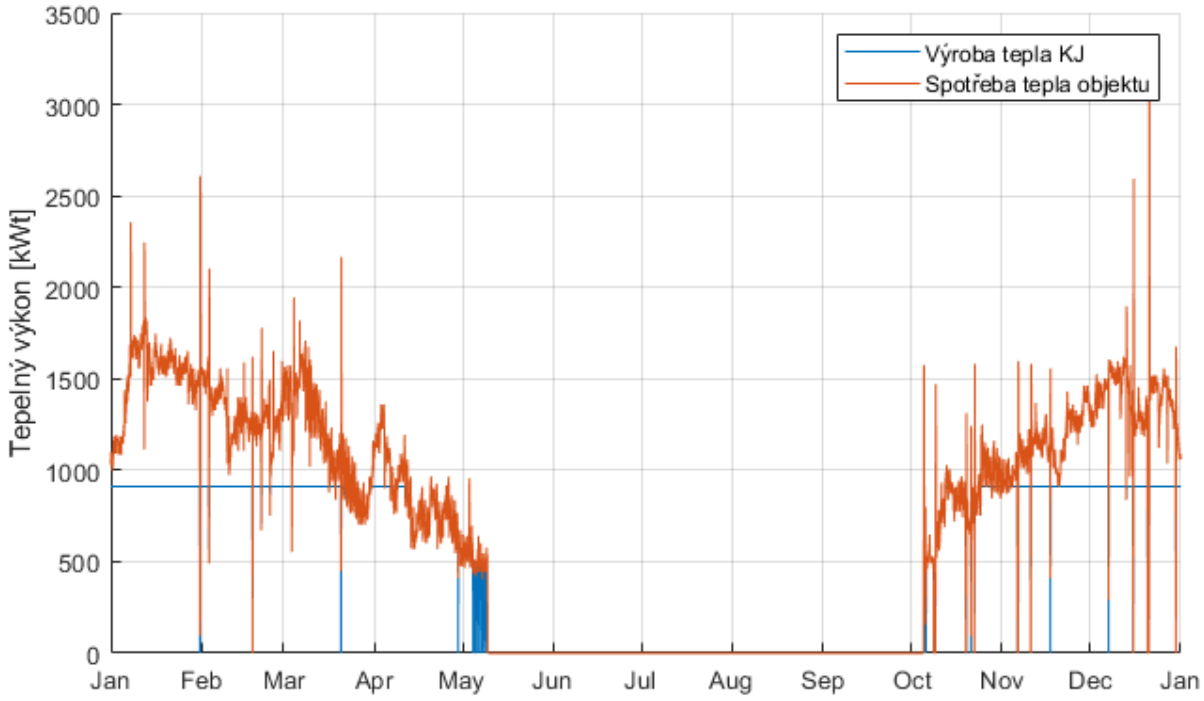
(20)

A také procentuální využitou elektrickou energii KJ $E_{e,U,\%}$:

$$E_{e,U,\%} = \frac{E_{e,U}}{E_{e,KJ}}$$

(21)

5.1.4 Výstupní data

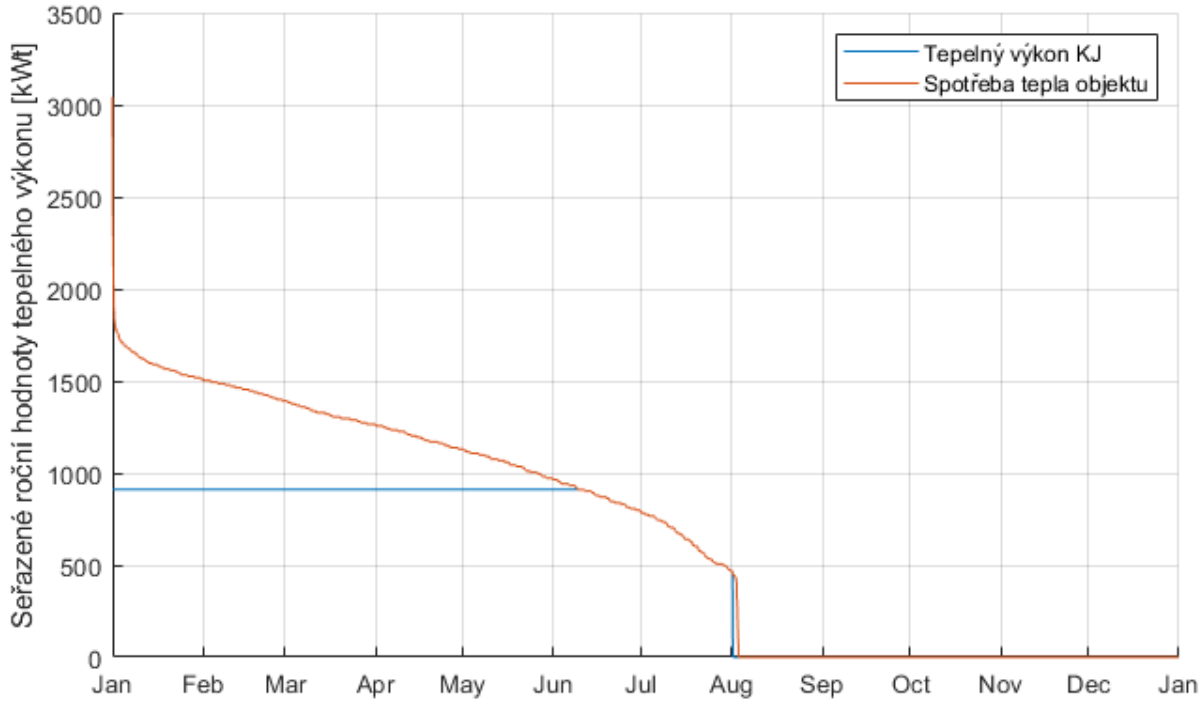


Obrázek 15 Spotřeba tepla objektu a roční diagram zatížení jedné z variant KJ[33]

Na Obrázku 15 můžeme vidět spotřebu tepla objektu (oranžově) a roční diagram výroby tepelné energie jedné z variant KJ (modře). Provozování jednotky je prováděno dle potřeb tepla objektu. Lze si všimnout, že pokud požadovaný odběr tepla dosahuje vyšších hodnot, než jaký je maximální tepelný výkon jednotky, pracuje jednotka při jmenovité zátěži. V případě, že odběr tepla klesne pod jmenovitou hodnotu, je vyráběno právě požadované množství tepla, a v případě poklesu pod polovinu jmenovitého výkonu jednotky, nemůže pracovat vůbec, a tedy nevyrábí žádné teplo. V letních měsících jsou potřeby tepelné energie nulové.

Seřazením spotřeby tepla a výroby tepelné energie jednotky během roku dostaneme křivku trvání tepelného výkonu. Tuto křivku můžeme vidět na Obrázku 16. Z tohoto průběhu lze názorněji vidět, jakou část požadované tepelné energie je schopna KJ vyrobit. S rostoucím jmenovitým výkonem KJ zpravidla roste také množství vyrobeného tepla během roku, nicméně klesá využití KJ. Cílem bude nalézt optimální velikost KJ, kdy optimalizačním parametrem bude jeden z ekonomických ukazatelů, který zohlední všechny podstatné parametry provozu KJ. Je patrné, že množství hodin, kdy KJ není schopna pracovat z důvodu příliš nízkého odběru tepla, je minimální.

[33] Vlastní zpracování

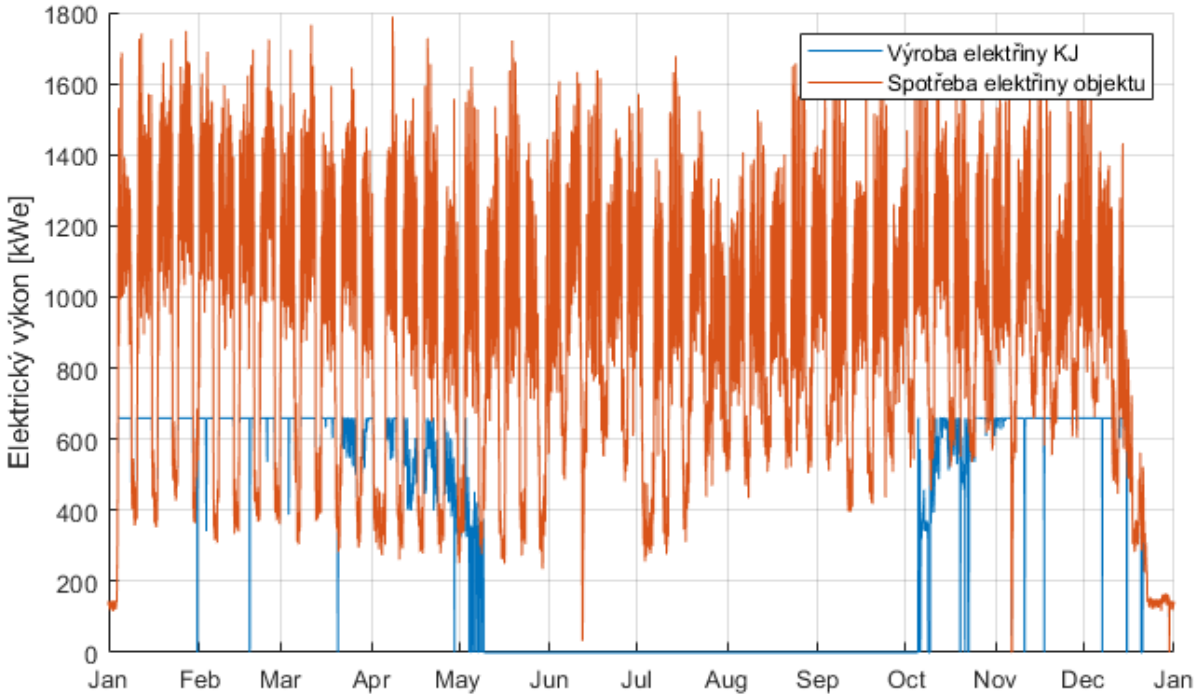


Obrázek 16 Křivka trvání tepelného výkonu areálu a KJ[34]

Na Obrázku 17 je znázorněn průběh spotřeby elektrické energie objektu (oranžově) během roku spolu s množstvím vyrobené elektrické energie vybrané varianty KJ (modře). Průběh výroby elektrické energie KJ připomíná průběh výroby tepla, ovšem s tím rozdílem, že v některých momentech může docházet k výrobě většího množství elektrické energie, než je spotřeba elektrické energie objektu. V takových případech je přebytečná elektrická energie dodaná do sítě. V letních měsících odběr elektrické energie areálu oproti zimním měsícům na rozdíl od odběru tepla výrazně neklesá, nicméně vzhledem k tomu, že KJ pracuje dle potřeb tepla, v tomto období nedodává kromě tepelné ani žádnou elektrickou energii. Teoreticky by se mohlo stát, že by cena elektrické energie na denním trhu vzrostla tak, až by bylo ekonomicky výhodné uvést KJ do provozu jen pro potřeby elektrické energie. Nicméně s takovým provozem není v modelu uvažováno, a to ze dvou důvodů. Zaprvé při přidělování zelených bonusů musí KJ dosáhnout určitého množství využití primární energie paliva, což by tímto způsobem nemuselo být dosaženo, neboť při maření tepelné energie by docházelo k provozu s velmi nízkou celkovou účinností systému. Zadruhé může být technologicky obtížné se vyrobeného tepla dostatečným způsobem zbavovat, a tedy může docházet k nežádoucímu vyhřívání areálu, příp. i k nešetrnému přehřívání některých částí systému. Pro bezpečný chod v takovém provozu by bylo třeba např. provést instalaci chladicího systému, který by přebytečné teplo nějakým způsobem odváděl pryč. Provoz KJ tímto způsobem, kdy je vyrobená tepelná energie mařena, je z pohledu využití primárních zdrojů nehospodárný, a dle mého názoru jde také zcela proti principu KVET, jakožto technologie

[34] Vlastní zpracování

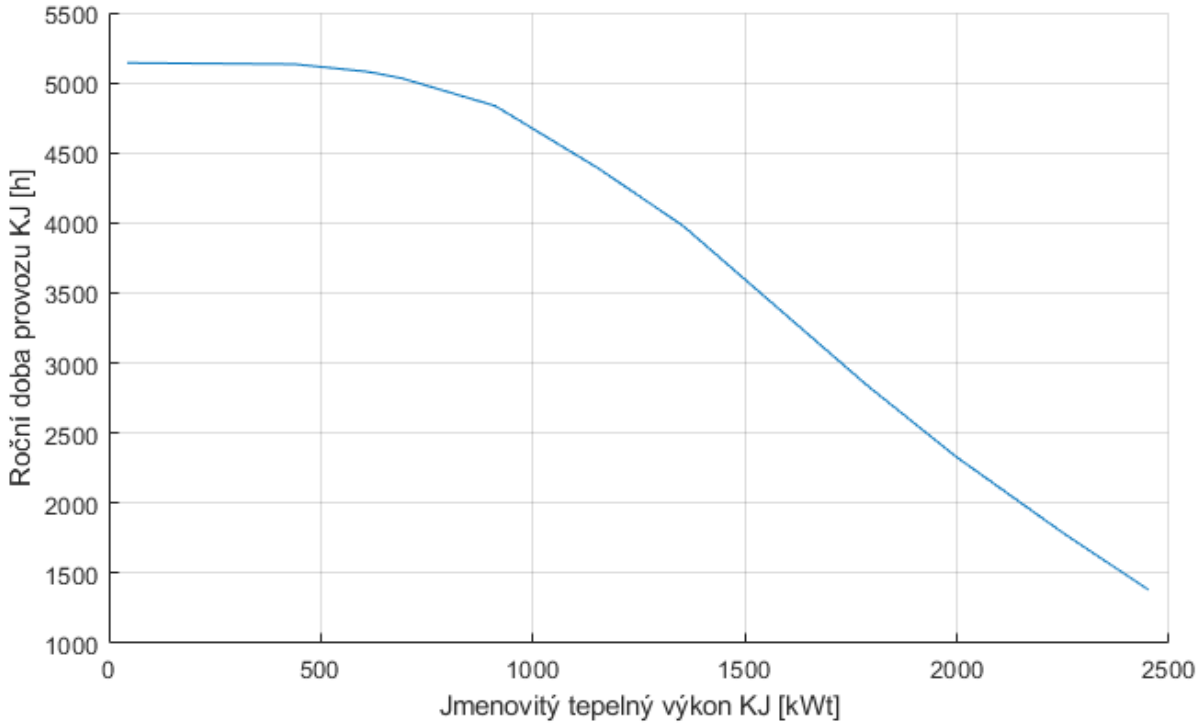
pobírající dotace za svou šetrnost k životnímu prostředí. Z těchto důvodů tedy takový způsob provozu není v modelu zahrnut, a v každý moment bude po celou dobu životnosti KJ docházet k odběru jak elektrické, tak i tepelné energie.



Obrázek 17 Spotřeba a výroba elektrické energie vybrané varianty KJ během roku[35]

Obrázek 18 zobrazuje dobu využití jednotlivých variant KJ v hodinách za rok. Jak již bylo zmíněno, s rostoucím jmenovitým výkonem klesá doba využití KJ. Pro jednotky nižších výkonů je tedy jejich využití v roce maximální a je omezeno převážně letními dny, kdy nedochází ke spotřebě tepla objektu. Jednotky vyšších výkonů v některých hodinách nemohou, vzhledem k nedostatečnému odebíranému množství tepla objektu, pracovat při svém jmenovitém výkonu. A v případě, kdy odebírané množství tepla klesne pod 50 % jmenovitého výkonu KJ, nemůže jednotka pracovat vůbec, čímž se její využití v roce také snižuje. Některé posuzované jednotky vyšších výkonů nedosahují ani 3000 h v roce, a tedy jim nemohou být udělovány příspěvky ve formě zeleného bonusu, což může mít zásadní vliv na ekonomiku celé investice. Na první pohled lze očekávat nejlepší ekonomické výsledky těch variant, které mají stále poměrně vysoké využití během roku, a zároveň co nejvyšší jmenovitý výkon, ale tuto hypotézu potvrdí až ekonomická část modelu.

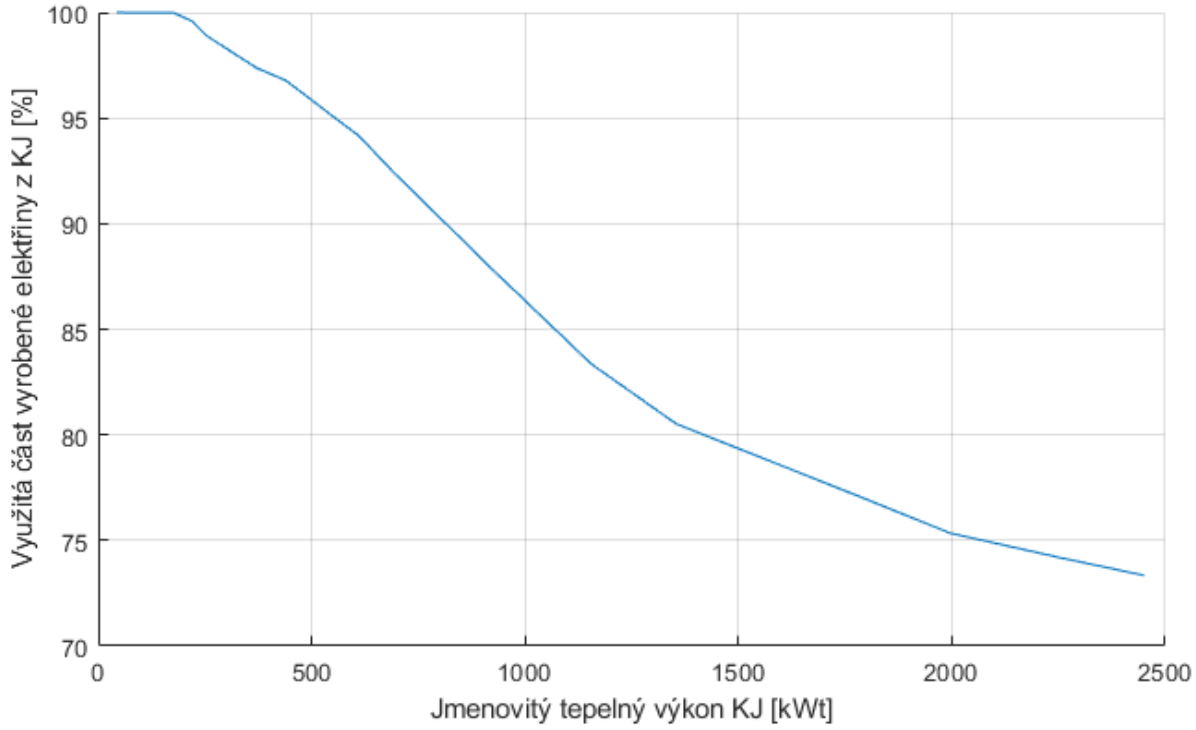
[35] Vlastní zpracování



Obrázek 18 Doba využití v roce jednotlivých variant KJ[36]

Obrázek 19 zachycuje procento využité elektrické energie vyrobené z jednotlivých posuzovaných variant KJ. Lze vidět, že průběh této křivky je po celou dobu klesající, tedy že podobně jako pro dobu využití v roce klesá s rostoucí hodnotou jmenovitého výkonu. Není překvapením, že průběh těchto dvou grafů vypadá velmi podobně, neboť na sobě obě tyto veličiny silně závisí. V případě KJ menších výkonů je vyráběno také menší množství elektrické energie, a tudíž je pravděpodobnější, že podnik v danou chvíli elektrickou energii využije, příp. že využije větší množství v porovnání s vyrobenou elektrickou energií jednotek větších jmenovitých výkonů. Opět se tato křivka pro varianty větší než 1 000 kW_t začíná lámat prudce dolů tak, že jednotky vyšších jmenovitých tepelných výkonů dosahují využití vyrobené elektrické energie jen okolo 70-80 %. Graf procenta využití indikuje dobré ekonomické výsledky pro jednotky jmenovitého výkonu do velikosti okolo 1 000 kW_t, pro jednotky vyšších jmenovitých tepelných výkonů by mohlo být využití elektrické energie příliš nízké. Nicméně tuto hypotézu může opět potvrdit až ekonomická část modelu.

[36] Vlastní zpracování



Obrázek 19 Procento využité elektrické energie jednotlivých variant KJ[37]

4.2 Ekonomická část výpočetního modelu

Ekonomická část výpočetního modelu využívá technické parametry získané simulací provozu každé jednotlivé varianty KJ. Výběr vhodné varianty KJ bude proveden dle maximalizace některého z ekonomických ukazatelů.

4.2.1 Ceny energií podniku

Náklady na elektrickou energii a zemní plyn hrají zásadní roli v ekonomickém modelu uvažovaných zdrojů vytápění. Stanovit očekávané ceny energií v dalších obdobích je v současné chvíli nesmírně komplikované a doprovázeno řadou nejistot. Přesto je pro získání relevantních ekonomických výsledků znalost těchto hodnot nezbytná, a tak je třeba se o dosažení co možná nejpřesnějších odhadů alespoň pokusit. Cena obou komodit ve výpočetním modelu bude zahrnuta v závěrečné citlivostní analýze.

Cena zemního plynu

Cena zemního plynu se v modelu projeví zvýšením palivových nákladů jednotlivých variant vytápění dle jejich spotřeby. Na trhu se v posledních letech stala cena zemního plynu znatelně více volatilní než v letech předchozích, což je způsobeno některými předcházejícími událostmi. Nejprve došlo k odstavení podstatného množství uhelných, a v některých zemích i jaderných zdrojů, a jejich

[37] Vlastní zpracování

nahrazení zdroji využívajícími zemní plyn, čímž vzrostla poptávka po zemním plynu. A poté Rusko, jakožto hlavní dodavatel zemního plynu do Evropy, využilo kritické situace a omezilo dodávky plynu, čímž nejen zvedlo cenu zemního plynu z důvodu snížené křivky nabídky, ale také způsobilo paniku, která byla ještě podtržena jím vyvolaným válečným konfliktem, což se v ceně zemního plynu také projevilo jejím zvýšením. V dalších letech lze očekávat, že se bude cena zemního plynu postupně snižovat, nicméně nepředpokládám, že by mohla klesnout zpět na cenu před válkou, která se pohybovala pod hodnotou 30 €/MWh.[38]

To potvrzují i futures kontrakty na nákup zemního plynu na další roky, které nyní odpovídají hodnotám zhruba mezi 50-60 €/MWh.[39] Cena zemního plynu na spotu pak ale bude obecně spíše vyšší než cena dle futures kontraktů, a to ze dvou zásadních důvodů. Prvním je riziko, které obchodník podstupuje, pokud se rozhodne nakupovat komoditu na spotovém trhu a nikoli již v předchozích letech formou futures kontraktů. Druhým je pak rozdílná časová hodnota peněz během jednotlivých let, tedy pokud se obchodníkovi vyplatí investovat danou částku s časovým předstihem, bude za to očekávat i nějakou formu výnosu, byť jsou částky za sjednané kontrakty vypláceny postupně, nikoli najednou při jejich uzavření. Rozhodl jsem se tedy zvolit konzervativnější hodnotu ceny zemního plynu 1 750 Kč/MWh, která bude ještě následně zvýšena o cenu za distribuci, poplatek za činnost OTE a daň ze zemního plynu. Na hodnotu 1 750 Kč/MWh bude klesat průběžně z aktuální ceny zemního plynu v následujících 6 letech, jak je vidět v Tabulce 5. Cena za distribuci zemního plynu byla stanovena dle Cenového rozhodnutí ERÚ pro rok 2022 na 43,12 Kč/MWh.[40] Poplatek na činnost OTE spolu s poplatkem na činnost ERÚ je dle Zákona č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů stanoven na 2,44 Kč/MWh.[41] Daň ze zemního plynu je pak definována dle Zákona č. 261/2007 Sb., o stabilizaci veřejných rozpočtů 30,6 Kč/MWh.[42] Všechny tyto tři složky byly stanoveny po dobu trvání projektu konstantní beze spekulace o jejich vývoji v následujících letech.

Dále bude třeba zvýšit rezervovanou kapacitu dodávek zemního plynu podniku, neboť na vyrobenou jednotku tepla z KJ je potřeba dodat větší množství zemního plynu než na jednotku tepla

[38] KAHÁNEK, Adam. *Plyn za cenu před válkou? Příští rok bude problémový, časem se ale dočkáme.* [Online] [Citace: 17.11.2022] https://www.novinky.cz/clanek/ekonomika-plyn-za-cenu-pred-valkou-pristi-rok-bude-problemovy-casem-se-ale-dockame-40410809

[39] EEX. *Futures – Natural Gas.* [Online] [Citace: 17.1.2023] https://www.eex.com/en/market-data/natural-gas/futures

[40] ERÚ. *Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 12/2022 ze dne 14. listopadu 2022 o regulovaných cenách souvisejících s dodávkou plynu*.

[41] ČR. *Zákon č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů*

[42] ČR. *Zákon č. 261/2007 Sb., o stabilizaci veřejných rozpočtů*

z plynových kotlů. Společnost v tuto chvíli platí za rezervovanou kapacitu dodávek zemního plynu každoročně obdobnou částku, pohybující se okolo 150 000 Kč/rok. Zvýšení nákladů za rezervovanou kapacitu zemního plynu se pak bude pro každou posuzovanou variantu KJ lišit dle její spotřeby zemního plynu během roku.

Rok projektu	Kalendářní rok	Cena zemního plynu SPOT [Kč/MWh]	Cena za distribuci [Kč/MWh]	Poplatek za činnost OTE [Kč/MWh]	Daň ze zemního plynu [Kč/MWh]	Celková cena zemního plynu [Kč/MWh]
1	2023	2 900	43,12	2,44	30,60	2 976
2	2024	2 500	43,12	2,44	30,60	2 576
3	2025	2 200	43,12	2,44	30,60	2 276
4	2026	2 000	43,12	2,44	30,60	2 076
5	2027	1 900	43,12	2,44	30,60	1 976
6	2028	1 800	43,12	2,44	30,60	1 876
7	2029	1 750	43,12	2,44	30,60	1 826
8	2030	1 750	43,12	2,44	30,60	1 826
9	2031	1 750	43,12	2,44	30,60	1 826
10	2032	1 750	43,12	2,44	30,60	1 826
11	2033	1 750	43,12	2,44	30,60	1 826
12	2034	1 750	43,12	2,44	30,60	1 826
13	2035	1 750	43,12	2,44	30,60	1 826
14	2036	1 750	43,12	2,44	30,60	1 826
15	2037	1 750	43,12	2,44	30,60	1 826
16	2038	1 750	43,12	2,44	30,60	1 826
17	2039	1 750	43,12	2,44	30,60	1 826
18	2040	1 750	43,12	2,44	30,60	1 826
19	2041	1 750	43,12	2,44	30,60	1 826
20	2042	1 750	43,12	2,44	30,60	1 826

Tabulka 5 Ceny zemního plynu pro jednotlivé roky projektu dle odhadů cen na spotovém trhu a po zahrnutí všech poplatků

Cena elektrické energie

Cena elektrické energie hraje neméně důležitou roli na výpočetní model jako cena zemního plynu. Elektrickou energii nakupuje Společnost od obchodníka s elektřinou za spotové ceny plus poplatek 57,7 Kč/MWh, k čemuž je poté ještě přičtena daň z elektřiny, která je dle Zákona č. 261/2007 Sb., o stabilizaci veřejných rozpočtů stanovena na 28,3 Kč/MWh.[43]. Dle Cenového rozhodnutí ERÚ je cena za použití distribuční sítě VN v oblasti ČEZd 83,12 Kč/MWh a cena za systémové služby 113,53 Kč/MWh, což tvoří celkovou částku regulované části ceny elektřiny 195,65 Kč/MWh.[44] Cena na spotovém trhu se momentálně pohybuje okolo 6 000 Kč/MWh a dosahuje v posledních obdobích

[43] ČR. *Zákon č. 261/2007 Sb., o stabilizaci veřejných rozpočtů*

[44] ERÚ. *Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 8/2021 ze dne 30. listopadu 2021, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice a ostatní regulované ceny*

významné volatility způsobené stejnými faktory jako volatilita ceny zemního plynu. Provázanost ceny elektrické energie s cenou zemního plynu je způsobena skutečností, že v posledních letech tvoří v množství provozních hodin závěrnou elektrárnu elektrárny plynové namísto dosavadních uhelných. Cena elektrické energie je pak dána provozními náklady plynových elektráren, jejichž hlavní složkou je právě cena zemního plynu. Další vývoj cen elektrické energie na trhu je nejasný a jakýkoliv odhad bude spekulací, především proto, že Evropský parlament usiluje v současné chvíli i o úplnou změnu energetického trhu, s cílem oddělit cenu elektrické energie na trhu od ceny zemního plynu.[45] Tato změna trhu by mohla spočívat ve změně stanovování ceny elektrické energie na trhu, kdy by hlavní roli již nehrála závěrná elektrárna, ale prodejní cena elektrické energie z různých výrobních zdrojů by byla různá. Nicméně v tuto chvíli není další postup Evropského parlamentu zcela zřejmý a nezbývá než počkat, jakým směrem se případné změny energetického trhu vyvinou. I v případě, že by ke změně trhu s elektřinou nedošlo, předpokládám v dalších letech pokles ceny elektrické energie, a to v podobném rozsahu jako pokles ceny zemního plynu, tedy za provázanosti cen obou komodit. Cena futures kontraktů na elektrickou energii v příštím roce se pohybuje v rozmezí 140-180 €/MWh. Ve výpočetním modelu tak bude uvažováno, že po 6 letech cena elektrické energie klesne na hodnotu 3 800 Kč/MWh, což odpovídá tomuto intervalu, a dále bude s touto cenou počítáno do konce životnosti projektu. Ceny elektrické energie uvažované v modelu pro každý rok životnosti projektu lze vidět v Tabulce 6.

I přes nesmírný vliv uvažované ceny elektrické energie a zemního plynu na výslednou čistou současnou hodnotu projektu, je to spíše poměr těchto dvou hodnot než jejich nominální hodnota, co rozhoduje o rentabilitě investice do KJ. Pokud cena obou komodit vzroste, vzrostou také spolu s nimi jak náklady, tak i výnosy projektu. Problém by vznikl, pokud by vzrostla cena zemního plynu, avšak cena elektrické energie by klesla. Tento scénář by mohl nastat například s přibývajícím množstvím instalovaných intermitentních OZE, které by nehledě na cenu zemního plynu v některých hodinách výrazně snižovaly cenu elektrické energie na trhu, a to třeba až do záporných hodnot, jako tomu bylo například v prosinci roku 2022.[46] Nízká cena elektrické energie by pak snižovala potenciální úspory za její nákup. Na druhou stranu při rostoucím instalovaném výkonu OZE v elektrizační síti by zároveň rostly i platby za systémové služby, neboť by bylo obtížnější udržování rovnováhy výroby a spotřeby elektrické energie v síti. Tyto platby by pak naopak zvyšovaly výslednou cenu elektřiny. A zároveň by pak došlo také k nárůstu přidělované výše zeleného bonusu, který je vypočítáván každoročně dle ceny

[45] EP. *Vnitřní trh s energií*. [Online] [Citace: 22.1.2023] https://www.europarl.europa.eu/factsheets/cs/sheet/45/vnitrni-trh-s-energii

[46] MAJLING, Eduard. Větrné počasí v Německu srazilo spotové ceny elektřiny do záporných hodnot. [Online] [Citace: 22.1.2023] https://oenergetice.cz/elektrina/vetrne-pocasi-v-nemecku-srazilo-spotove-ceny-elektriny-do-zapornych-hodnot

elektrické energie a zemního plynu na trhu, což by případnou, pro kogenerační jednotky nepříznivou situaci, zase zlepšovalo.

Rok projektu	Kalendářní rok	Cena elektrické energie SPOT [Kč/MWh]	Regulovaná část ceny elektrické energie [Kč/MWh]	Poplatek obchodníkovi [Kč/MWh]	Daň z elektřiny [Kč/MWh]	Celková cena elektrické energie [Kč/MWh]
1	2023	6 000	195,65	57,70	28,30	6 282
2	2024	5 400	195,65	57,70	28,30	5 682
3	2025	4 900	195,65	57,70	28,30	5 182
4	2026	4 450	195,65	57,70	28,30	4 732
5	2027	4 100	195,65	57,70	28,30	4 382
6	2028	3 900	195,65	57,70	28,30	4 182
7	2029	3 800	195,65	57,70	28,30	4 082
8	2030	3 800	195,65	57,70	28,30	4 082
9	2031	3 800	195,65	57,70	28,30	4 082
10	2032	3 800	195,65	57,70	28,30	4 082
11	2033	3 800	195,65	57,70	28,30	4 082
12	2034	3 800	195,65	57,70	28,30	4 082
13	2035	3 800	195,65	57,70	28,30	4 082
14	2036	3 800	195,65	57,70	28,30	4 082
15	2037	3 800	195,65	57,70	28,30	4 082
16	2038	3 800	195,65	57,70	28,30	4 082
17	2039	3 800	195,65	57,70	28,30	4 082
18	2040	3 800	195,65	57,70	28,30	4 082
19	2041	3 800	195,65	57,70	28,30	4 082
20	2042	3 800	195,65	57,70	28,30	4 082

Tabulka 6 Ceny elektrické energie pro jednotlivé roky dle odhadů cen na spotovém trhu a zahrnutí všech poplatků

Výkupní cena elektrické energie

Výkupní cena elektrické energie bude záviset na ceně elektrické energie na trhu. Obecně by měla být vždy nižší, neboť obchodník, který tuto elektrickou energii nakupuje podstupuje jednak riziko změny ceny elektrické energie na trhu, a jednak musí svými výnosy pokrýt náklady spojené s obchodováním komodity. Na trhu lze najít subjekty, které nabízejí výkupní cenu z kogeneračních jednotek i přes 50 % ceny elektrické energie na denním trhu.[47] Ve výpočetním modelu je uvažována výkupní cena elektrické energie ve výši 40 % z předpokládané ceny elektrické energie na trhu v každém roce projektu.

[47] Entri. *Výkup vyrobené elektřiny*. [Online] [Citováno: 17.3.2023] https://www.entri.cz/vykup-vyrobene-elektriny/

4.2.2 Výnosy modelu

K porovnání ekonomických výsledků jednotlivých variant je třeba napočítat výnosy a náklady těchto variant během doby provozu. Jednotlivé výnosy, resp. úspory při provozu KJ byly uvedeny a rozebrány dříve, a jsou jimi úspory z vyrobeného tepla, úspory z nákupu odebírané elektrické energie, výnosy z prodeje elektrické energie do sítě a výnosy z podpory KVET. Náklady jsou tvořeny investičními náklady, provozními náklady a odpisy. V této kapitole bude uveden postup výpočtu těchto výstupních hodnot modelu.

Úspory z vyrobeného tepla

Úspory z vyrobeného tepla tvoří podstatnou část ekonomických výnosů a úspor celého projektu. Pro určení jejich hodnoty je třeba nejprve znát množství vyrobeného tepla dané KJ. K přebytkům vyrobeného tepla, které by pak muselo být nějakým způsobem mařeno v tomto případě nedochází, a proto lze veškeré vyrobené teplo zároveň považovat za využité, a tedy nákup, resp. náklady na výrobu tohoto množství tepla lze považovat za úspory. Úspory z výroby tohoto množství tepla získáme využitím vztahu:

$$V_{t,KJ} = N_{t,KJ} * E_{t,KJ} \tag{22}$$

$V_{t,KJ}$ – úspory z vyrobeného množství tepla za jeden rok [Kč]

$N_{t,KJ}$ – stávající náklady/cena tepla podniku [Kč/GJ]

$E_{t,KJ}$ – množství vyrobeného tepla KJ za jeden rok [GJ]

Množství vyrobeného tepla KJ $E_{t,KJ}$ známe, a je tedy třeba stanovit stávající náklady na teplo/cenu tepla podniku $N_{t,KJ}$. V případě průmyslového podniku, uvažovaného pro účely této práce, není možné stanovit cenu tepla ve smyslu nákupu tepla podnikem, neboť areál není připojen na centrální zásobování teplem, ale vyrábí si teplo sám, a to popsaným zdrojem vytápění, jímž jsou plynové kotle. Náklady na teplo podniku je tedy nutno spočítat jako náklady provozu těchto stávajících zdrojů. Při investici do KJ je uvažováno ponechání všech stávajících plynových zdrojů tepla pro účely záložních zdrojů při poruchách a odstávkách, a tedy lze pro porovnání veškerých variant zanedbat odpisy investice do plynových zdrojů, neboť by bylo třeba tyto náklady přičíst zároveň i do provozování KJ. Náklady na teplo průmyslového podniku jsou poté tvořeny pouze palivovými náklady, tedy náklady na zemní plyn a lze je získat vztahem:

$$N_{t,KJ} = \frac{C_{ZP}}{\eta_{PK}}$$

(23)

$N_{t,KJ}$ – stávající náklady na teplo/cena tepla podniku [Kč/GJ]

C_{ZP} – cena zemního plynu [Kč/GJ]

η_{PK} – účinnost sávajícího zdroje vytápění (plynových kotlů) [-]

Sloučením těchto dvou rovnic získáme finální vztah pro výpočet úspor z výroby tepelné energie:

$$V_{t,KJ} = \frac{C_{ZP} * E_{t,KJ}}{\eta_{PK}}$$

(24)

Úspory z nákupu odebírané elektrické energie

Vyrobená elektrická energie KJ vytváří, podobně jako vyrobená tepelná energie, úspory průmyslového podniku na její jinak nezbytný nákup z elektrizační soustavy. Úspory na nákup elektrické energie získáme vynásobením množství využité elektrické energie podnikem a ceny elektrické energie, za kterou by jinak podnik musel elektrickou energii nakoupit.

$$V_{e,KJ} = C_{EE} * E_{e,U}$$

(25)

$V_{e,KJ}$ – úspory z nákupu elektrické energie [Kč]

C_{EE} – cena elektrické energie [Kč/MWh]

$E_{e,U}$ – množství využité elektrické energie podnikem [MWh]

Výnosy z prodeje elektrické energie do sítě

Výnosy z prodeje elektrické energie do sítě lze získat podobným vztahem jako úspory z nákupu odebírané elektrické energie. Jediným rozdílem bude nahrazení množství využité elektrické energie KJ množstvím přebytečné elektrické energie, kterou je třeba dodat do elektrizační soustavy za

stanovenou výkupní cenu. Cena elektrické energie podniku pak bude nahrazena právě touto výkupní cenou, čímž dostaneme vztah:

$$V_{e,N} = C_{EE,výkup} * E_{e,N} \quad (26)$$

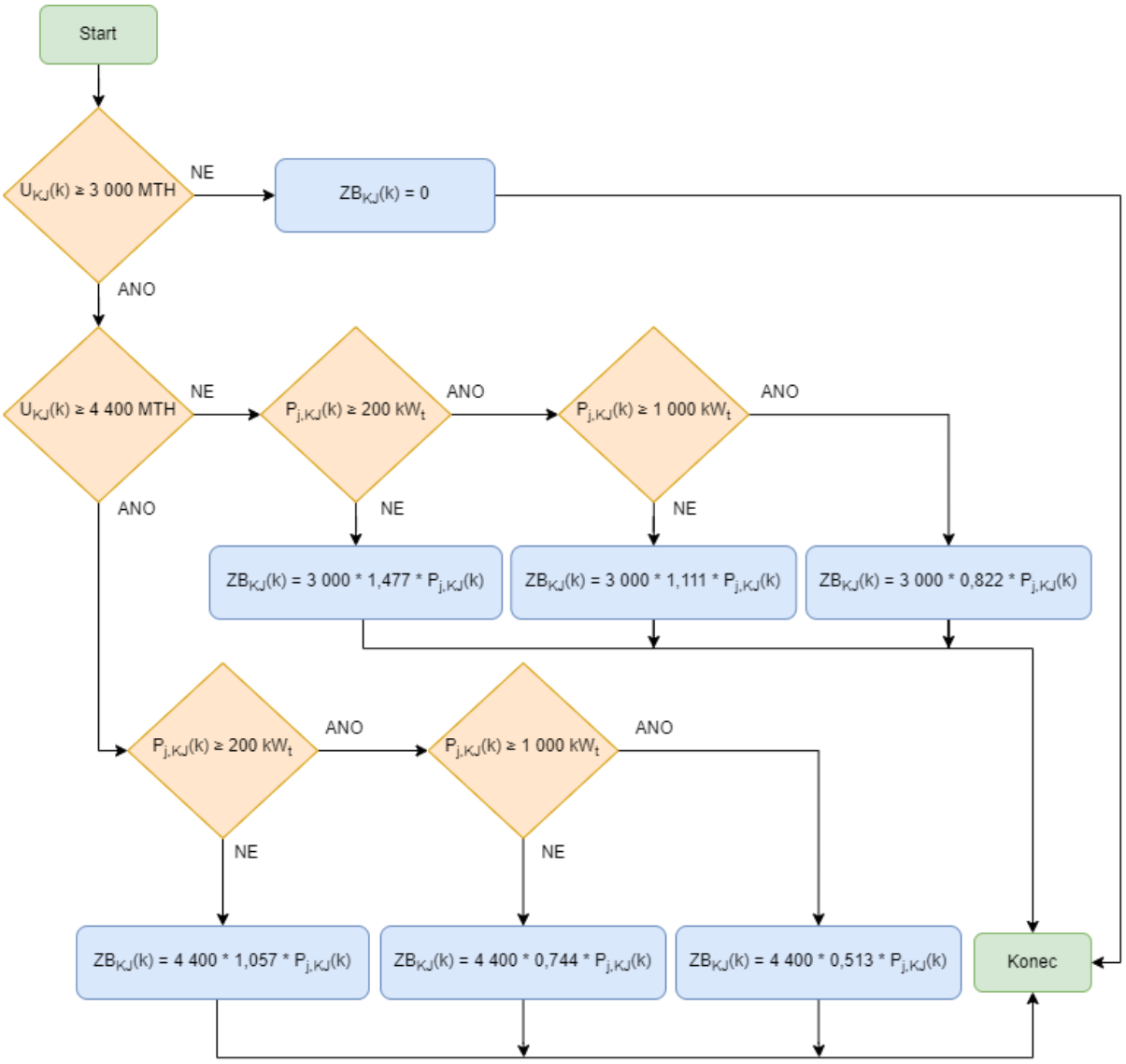
$V_{e,N}$ – výnosy z prodeje elektrické energie do sítě [Kč]

$C_{EE,výkup}$ – výkupní cena elektrické energie dodané do sítě [Kč/MWh]

$E_{e,N}$ – množství přebytečné elektrické energie dodané do sítě [MWh]

Výnosy z podpory KVET

V neposlední řadě bude k výnosům provozu KJ přispívat také zelený bonus na podporu KVET. Pro názornost bylo vytvořeno schéma výpočtu přidělování zeleného bonusu jednotlivým variantám KJ tak, jak je uvažováno v modelu. Do výpočtu vstupuje roční využití k-té varianty KJ $U_{KJ}(k)$ a jmenovitý tepelný výkon k-té varianty KJ $P_{j,KJ}(k)$. K dosažení jakékoli možné výše zeleného bonusu je nezbytně nutné, aby KJ splňovala podmínku ročního využití alespoň 3 000 MTH (motohodin), tedy hodin při kterých by při jmenovitém výkonu teoreticky vyrobila stejné množství energie jako při skutečném provozu. Při nesplnění této podmínky model přidělí příslušné variantě KJ zelený bonus v hodnotě 0 Kč. Jak vyplývá z Obrázku 20, některé uvažované varianty KJ skutečně na zelený bonus z tohoto důvodu nedosáhnou. V případě splnění podmínky 3 000 MTH za rok algoritmus postupuje k dalšímu rozhodovacímu bodu, kterým je podmínka splnění provozu více než 4 400 MTH. V případě nesplnění této podmínky je zřejmé, že provoz k-té KJ odpovídá rozmezí 3 000 – 4 400 MTH, a tedy bude přidělovat zelený bonus právě v této kategorii. Dle tepelného výkonu KJ je pak přidělena již konkrétní hodnota zeleného bonusu, která odpovídá hodnotám dle Tabulky 2 v Kapitole 2.4. Liší se dle výkonů do 200 kW_t, 200 – 1 000 kW_t a 1 000 – 5 000 kW_t. V případě KJ nad 5 000 kW_t je způsob přidělování zeleného bonusu odlišný a vzhledem k charakteru práce uvažující KJ malých výkonů není dále uvažován. Ve schématu podmínka, posuzující zda jmenovitý tepelný výkon KJ nepřesahuje 5 000 kW_t tedy není znázorněna, nicméně model ji ve skutečnosti testuje, aby nenastala chyba při budoucích potenciálních výpočtech KJ vyšších výkonů. Je třeba dodat, že v katalogu TEDOM se v tuto chvíli KJ takto velkých výkonů (nad 5 000 kW_t) nevyskytují. Ve chvíli, kdy je jednotce přidělen odpovídající zelený bonus, je tato část výpočtu ukončena a model postupuje k další části.



Obrázek 20 Postup přidělování výše zeleného bonusu jednotlivým variantám KJ[48]

Tato část modelu lze také matematicky zapsat takto:

$$ZB_{KJ}(k) = \begin{cases} 0, & pro\ U_{KJ}(\mathrm{k}) \leq 3\,000\ MTH \\ 3\,000 * 1{,}477 * P_{j,KJ}(k), & pro\ 3\,000\ MTH \leq U_{KJ}(\mathrm{k}) < 4\,400\ MTH \wedge P_{j,KJ}(k) \leq 200\ kW \\ 3\,000 * 1{,}111 * P_{j,KJ}(k), & pro\ 3\,000\ MTH \leq U_{KJ}(\mathrm{k}) < 4\,400\ MTH \wedge 200\ \mathrm{kW} < P_{j,KJ}(k) \leq 1\,000\ kW \\ 3\,000 * 0{,}822 * P_{j,KJ}(k), & pro\ 3\,000\ MTH \leq U_{KJ}(\mathrm{k}) < 4\,400\ MTH \wedge 1\,000\ \mathrm{kW} \leq P_{j,KJ}(k) \leq 5\,000\ kW \\ 4\,400 * 1{,}057 * P_{j,KJ}(k), & pro\ U_{KJ}(\mathrm{k}) \geq 4\,400\ MTH \wedge P_{j,KJ}(k) \leq 200\ kW \\ 4\,400 * 0{,}744 * P_{j,KJ}(k), & pro\ U_{KJ}(\mathrm{k}) \geq 4\,400\ MTH \wedge 200\ \mathrm{kW} < P_{j,KJ}(k) \leq 1\,000\ kW \\ 4\,400 * 0{,}513 * P_{j,KJ}(k), & pro\ U_{KJ}(\mathrm{k}) \geq 4\,400\ MTH \wedge 1\,000\ \mathrm{kW} \leq P_{j,KJ}(k) \leq 5\,000\ kW \end{cases} \quad (27)$$

[48] Vlastní zpracování

Celkové výnosy

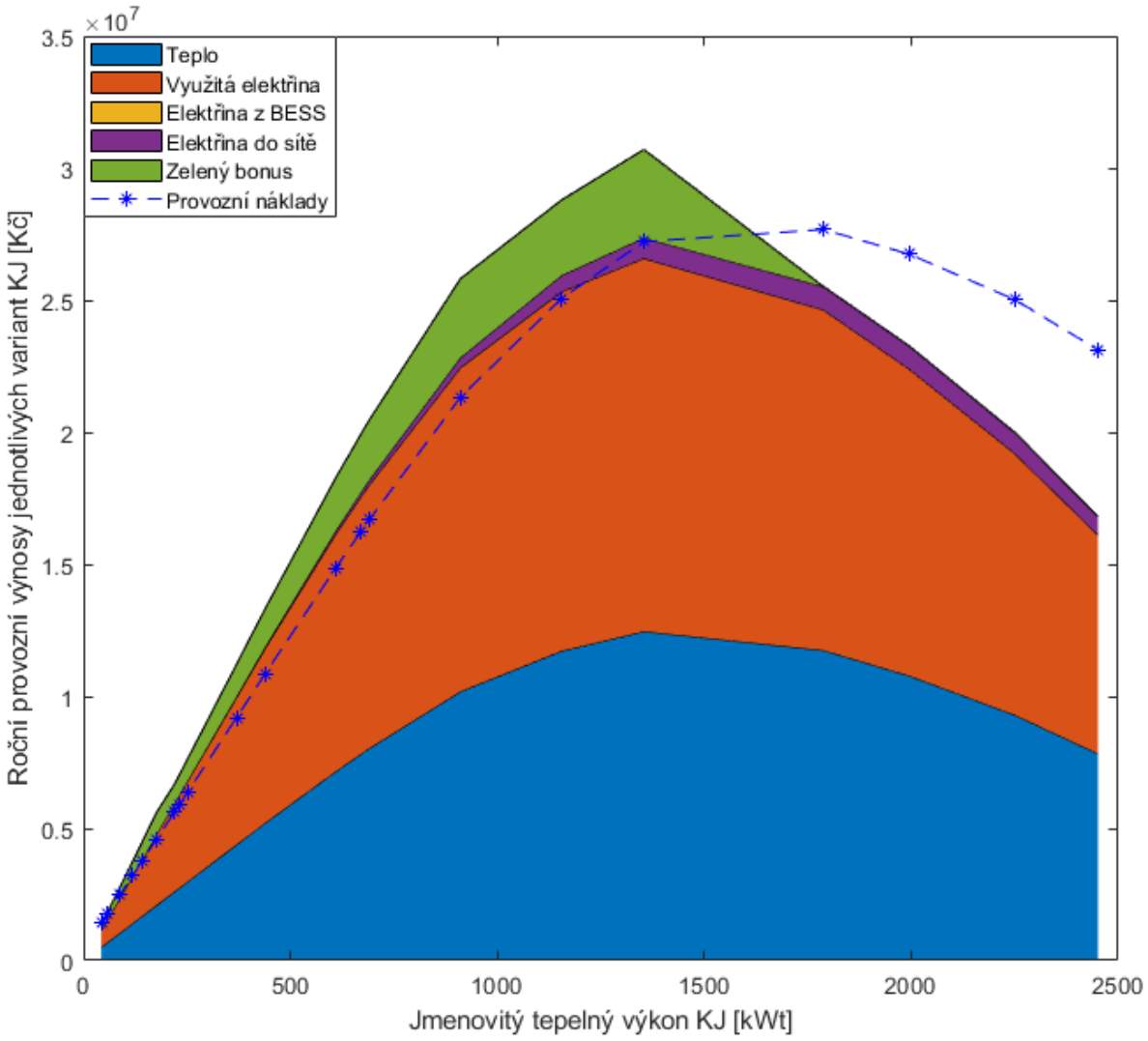
Obrázek 21 znázorňuje průměrnou výši výnosů jednotlivých posuzovaných variant KJ v jednom modelovém roce simulovaného provozu. Je patrné, že úspory z vyrobeného tepla a úspory z nákupu odebírané elektrické energie tvoří největší podíl výnosů. Tyto výnosy do určité míry rostou s hodnotou jmenovitého výkonu posuzované varianty KJ. Od určité velikosti však postupně klesají, což lze vysvětlit nižším využitím těchto KJ během roku, jak ukazuje Obrázek 18. Od jmenovitého tepelného výkonu okolo 1 000 kW_t totiž dochází k prudkému poklesu provozních hodin během roku, a při nižším projezdu je samozřejmě také vyrobeno nižší množství tepelné a elektrické energie, což se pak odráží zde v celkových výnosech varianty. Mohl by se tím tedy potvrdit předpoklad, že lepších ekonomických výsledků bude obecně dosahovat spíše varianta s vyšším ročním využitím.

Využití vyrobené elektrické a tepelné energie je primární motivací pro investici do KJ. Z grafu je dobře vidět, o jak velkou část by celkové výnosy každé varianty byly sníženy v případě, kdy by vyrobená tepelná nebo elektrická energie KJ nebyla Společností využita. Pokud bychom tedy například uvažovali o provozu KJ během letních měsíců, kdy nedochází k žádnému odběru tepelné energie, a ta by musela být nějakým způsobem mařena, lze pak vidět, o jak velkou část výnosů z úspor na nákupu tepelné energie bychom přišli. Cena elektrické energie by pro dosažení stejných celkových výnosů musela narůst úměrně této ztrátě, tedy dle tohoto grafu zhruba na dvojnásobek.

Výnosy z dodané přebytečné elektrické energie do sítě tvoří podstatně nižší podíl, a to jak z důvodu menšího objemu nadbytečně vyrobené elektrické energie oproti využité elektrické energii v místě výroby, tak i z důvodu podstatně nižší výkupní ceny elektrické energie dodávané do sítě, oproti ceně, za kterou Společnost elektrickou energii pro své potřeby nakupuje. Lze si všimnout, že jednotky nižších výkonů dosahují velmi nízkých výnosů z prodeje elektřiny do sítě, nicméně z právě zmíněných důvodů nasvědčuje nízká hodnota těchto výnosů vyšší využití vyrobené elektrické energie, a tedy i potenciálně hospodárnější provoz jednotky, který by mohl mít za následek, možná paradoxně, i lepší ekonomické výsledky, oproti variantám, kde výnosy z prodeje elektrické energie do sítě dosahují poměrně vyšších hodnot.

Zelený bonus je pro názornost v grafu zobrazen zeleně a udává jeho výši pro jeden modelový rok. Lze si všimnout, že na rozdíl od výnosů z prodeje přebytečné elektrické energie do sítě dosahuje zelený bonus relevantních hodnot i pro posuzované KJ nižších výkonů. Ty, na rozdíl od posuzovaných jednotek nejvyšších výkonů, nemají problém dosáhnout požadovaných 3 000 MTH (příp. v některých případech i 4 400 MTH) provozu během roku, a tedy jim lze připisovat výnos v podobě zeleného bonusu. Bonus je pak o to vyšší, čím vyšší je jmenovitý tepelný výkon KJ. Naopak některé jednotky nejvyšších výkonů ovšem z důvodu nízkého projezdu během roku nedosáhnou na zelený bonus vůbec.

V grafu jsou jimi poslední 4 posuzované varianty KJ. Nedosažení podmínek pro nárok zelených bonusů může mít zásadní vliv na rentabilitu investice.



Obrázek 21 Roční výnosy jednotlivých variant spolu s náklady na zemní plyn[49]

Pro názornost roční bilance jsou v grafu také znázorněny přerušovanou křivkou průměrné provozní náklady na zemní plyn jednotlivých variant. Pro předpoklad příznivých ekonomických výsledků jednotlivých variant KJ by patrně bylo vhodné, aby celkové roční výnosy varianty byly vyšší než celkové roční náklady. Tato podmínka je, jak je vidět v grafu, splněna pro všechny varianty kromě zmíněných posledních 4, které nedosahují na zelený bonus. To však ještě nezaručuje rentabilitu investice, neboť graf nezohledňuje časovou hodnotu peněz. Při výpočtu čisté současné hodnoty se pak projeví, ve kterých letech jednotlivé výnosy a náklady vznikaly.

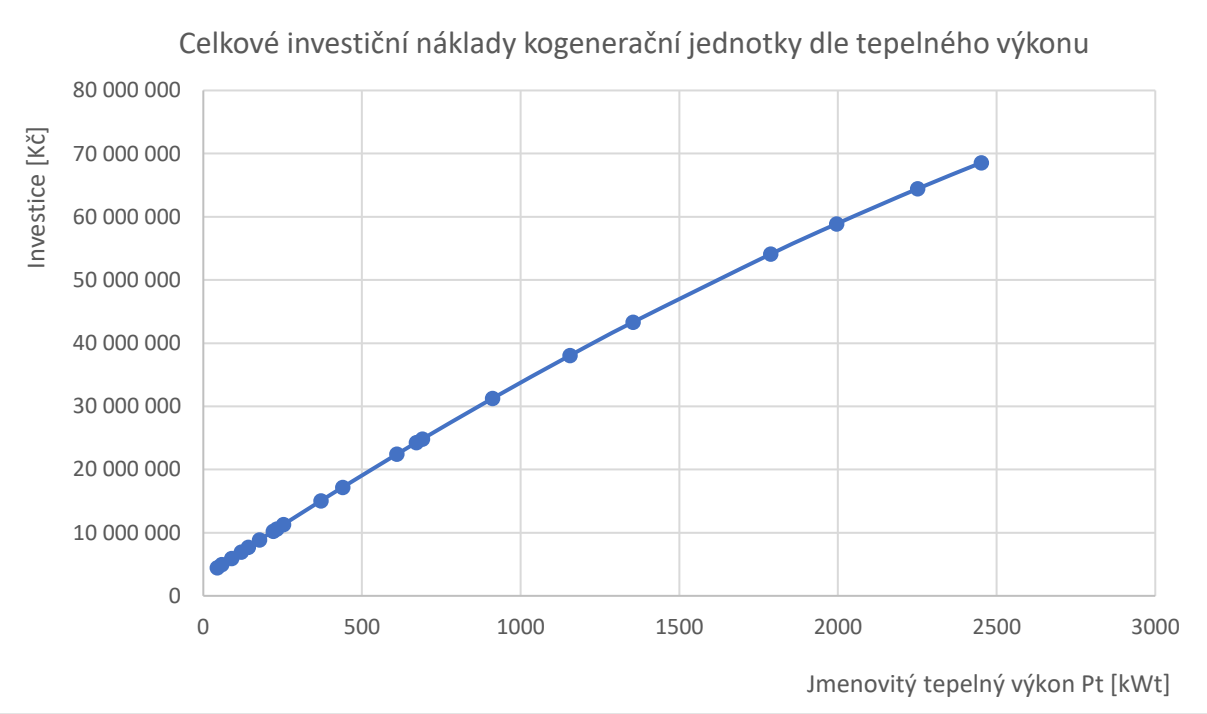
[49] Vlastní zpracování

4.2.3 Náklady modelu

Náklady uvažované ve výpočetním modelu se skládají z jednotlivých složek nákladů popsaných v Kapitole 2.6.2. Pro stanovení konkrétních hodnot velikosti složek nákladů pro jednotlivé varianty KJ bylo využito zkušeností specialistů v oblasti kogeneračních jednotek z ČEZ ENERGO, s.r.o. – dceřinné společnosti skupiny ČEZ, a.s. Hodnoty vycházejí z konkrétních projektů realizovaných během posledních let. Z důvodu zachování anonymity zákazníků a veškerých citlivých informací, byly konkrétní hodnoty upraveny od skutečných hodnot tak, že byly v závislosti na nich průměrovány nebo zaokrouhleny, čímž bylo zamezeno jakékoliv možné provázanosti mezi daty v této práci a skutečnými daty z reálných lokací, avšak současně byla ponechána charakteristická výše těchto nákladů pro potřeby této práce.

Investiční náklady

Investiční náklady se skládají z nákladů na pořízení, nákladů na instalaci a projektových nákladů. Anonymizovaná data společnosti ČEZ ENERGO, s.r.o., uvádějí vždy celkové investiční náklady pro danou lokalitu, kde tyto tři jednotlivé složky tvoří celek. Ve výpočetním modelu jsou tedy uvažovány také celkové investiční náklady. Dle poskytnutých celkových investic pro několik lokalit o několika velikostech jmenovitého výkonu KJ byla sestrojena křivka celkové počáteční investice dle jmenovitého tepelného výkonu jednotky, jak lze vidět na Obrázku 22.



Obrázek 22 Celkové investiční náklady kogenerační jednotky dle tepelného výkonu[50]

[50] Dle dat poskytnutých společností ČEZ ENERGO, s.r.o.

Je patrný mírný pokles směrnice křivky při rostoucím jmenovitém tepelném výkonu, což můžeme označit jako úspory z rozsahu projektu. S klesajícím jmenovitým tepelným výkonem roste cena za instalovanou kW_t KJ, neboť je i pro nejmenší varianty třeba zhotovit projektovou dokumentaci, dopravu, odborné posudky, a další náklady každého takového projektu.

Provozní náklady

Provozní náklady jsou rozděleny dle jejich charakteru na palivové náklady, náklady na údržby a opravy a mzdové náklady. Jde o náklady, které vznikají provozem jednotky a mohou se pro jednotlivé roky lišit.

Palivové náklady tvoří největší část provozních nákladů a jsou přímo závislé na ceně paliva, tedy v tomto případě na ceně zemního plynu. Jsou tím větší, čím větší je využití KJ v roce. Velikost palivových ročních nákladů jednotlivých variant si můžeme prohlédnout na Obrázku 21. Je vidět, že palivové náklady až do určité velikosti jmenovitého tepelného výkonu rostou, ovšem poté začnou razantně klesat. To je způsobeno právě nízkým ročním využitím KJ větších jmenovitých výkonů. Velikost palivových nákladů lze vypočítat dle vztahu:

$$N_P = E_{ZP} * C_{ZP} \tag{28}$$

N_p – palivové náklady [Kč]

E_{zp} – celkové množství dodaného zemního plynu v jednom roce [kWh]

C_{zp} – cena zemního plynu [Kč/kWh]

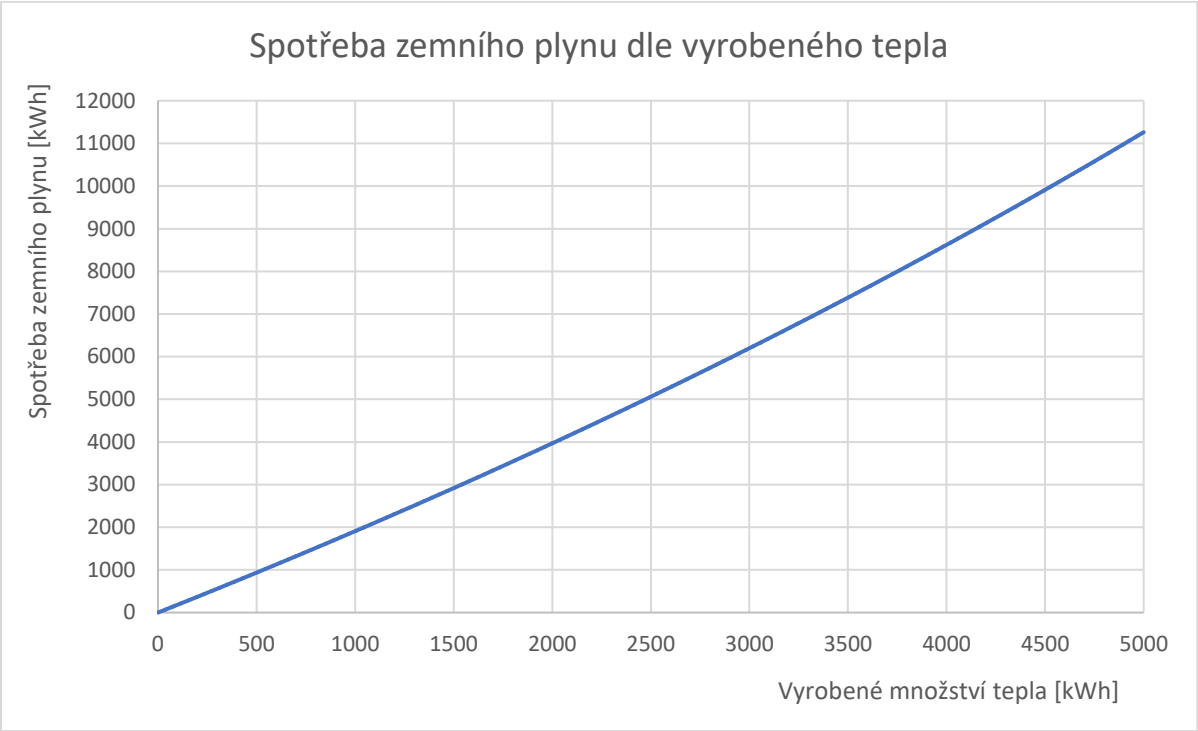
kde celkové množství dodaného zemního plynu získáme jako součet dodaného zemního plynu v každé čtvrthodině provozu, tedy:

$$E_{ZP} = \sum_{t=1}^{35040} S_{ZP}(t) \tag{29}$$

E_{ZP} – celkové spotřebované množství zemního plynu [kWh]

$S_{ZP}(t)$ – spotřeba zemního plynu v danou čtvrthodinu [kWh]

s tím, že rovnice spotřeby zemního plynu v danou čtvrthodinu vychází z Obrázku 23 a odpovídá tepelné účinnosti dané velikosti KJ.



Obrázek 23 Spotřeba zemního plynu dle vyrobeného množství tepla[51]

V grafu lze vidět rostoucí směrnici křivky při rostoucím množství vyrobeného tepla, což je způsobeno tím, že při vyšší zátěži dochází k většímu množství vyrobené elektrické energie na úkor vyrobené tepelné energie. Tepelná účinnost tedy klesá, nicméně elektrická účinnost roste. Při vyšších výkonech dosahuje množství vyrobené elektrické energie téměř až množství vyrobeného tepla.

Náklady na údržby a opravy jsou ve výpočetním modelu rozděleny na další jednotlivé složky dle poskytnutých nákladů ze skutečných lokací realizovaných KJ, které provozuje společnost ČEZ ENERGO, s.r.o.

Jedním z těchto nákladů je servis KJ po každých 5 letech provozu KJ. Náklady na servis jsou tedy uvažovány vždy v 5., 10. a 15. roce provozu. Velikost nákladů na servis je 10 % z investice do KJ. Pro jednotky vyšších jmenovitých tepelných výkonů je tedy předpokládaná také vyšší hodnota vynaložených servisních nákladů.

Další položkou je pravidelná kontrola provozního stavu KJ, případná výměna oleje, promazání některých rotačních částí stroje, případná výměna některých opotřebovaných součástek atd. Tento náklad se vztahuje na množství provozních hodin KJ, neboť závisí na jejím skutečném projezdu. Velikost

[51] Dle katalogu společnosti TEDOM, a.s.

této položky byla po konzultaci s odborníky z ČEZ ENERGO, s.r.o., stanovena na 200 Kč za každou projetou motohodinu.

Poslední položkou nákladů na údržby a opravy je pak generální servis. Generální servis je v práci uvažován jako jednorázová položka po 10 letech provozu, po kterých dojde k výměně podstatné části technologie, včetně spalovacího motoru, a všech částí kogeneračního systému, které jsou po desetiletém provozu již příliš opotřebeny. Velikost tohoto výdaje je 50 % z investice do KJ. Tento výdaj hraje podstatnou roli v nákladech projektu, avšak prodlužuje dobu životnosti projektu na 20 let.

Mzdové náklady označují náklady na mzdy zaměstnance nebo zaměstnanců, kteří budou muset být navíc zaměstnaní pro potřeby provozování KJ. Vzhledem k tomu, že složitost obsluhy kogeneračního systému roste s instalovaným výkonem, rostou úměrně tomu ve výpočetním modelu i mzdové náklady. Velikost mzdových nákladů je pak počítána každoročně jako 5 % z investice do dané varianty KJ.

Odpisy

Odpisy představují každoročně odepisovanou částku z počáteční investice KJ ve formě nákladů. Dle zákona č. 586/1992 Sb., o daních z příjmu, jsou „Generátorová soustrojí se zážehovými a spalovacími motory a ostatní generátorová soustrojí do 2,5 MW elektrického výkonu“ zařazeny do 2. odpisové třídy, a tedy mají dobu odepisování zákonně stanovenou na 5 let. Dále je uvažováno zrychlené odepisování tak, jak jej také definuje zákon č. 586/1992 Sb., o daních z příjmu.[52]

4.2.4 Diskont

Diskontem neboli diskontní sazbou se označuje minimální míra výnosnosti, kterou investor požaduje od svého projektu. Výše diskontní sazby má zásadní vliv na ekonomické výsledky projektu, a proto je třeba vhodně zvolit její hodnotu. Měla by do ní být zahrnuta jak cena ušlé příležitosti z jiných potenciálně uskutečnitelných projektů, tak i podstoupení rizika této investice. Čím je daný projekt rizikovější, tím vyšší míru požadovaného výnosu je třeba volit. Je několik způsobů pro volbu diskontní sazby. Jednou z možností je použít míru bezrizikové investice r_f. V takovém případě považujeme bezrizikovou investici jako míru ušlé příležitosti, neboť bychom investovaný kapitál mohli vložit právě do této bezrizikové investice.[53] Tou může být například investice do státních dluhopisů. Použijeme *Státní dluhopis České republiky, 2022-2035, 3,5 %*.[54] Nicméně v takovém případě bychom neuvažovali

[52] ČR. *Zákon č. 586/1992 Sb., o daních z příjmu*

[53] VALACH, Josef. *Investiční rozhodování a dlouhodobé financování*. Praha: Wolters Kluwer, 2010. ISBN 978-80-86929-71-2

[54] MFČR. *Emisní kalendář střednědobých a dlouhodobých státních dluhopisů – březen 2023*. [Online] [Citace: 23.12.2022] https://www.mfcr.cz/cs/verejny-sektor/rizeni-statniho-dluhu/emise-statnich-dluhopisu/emisni-kalendare-sdd/2023/emisni-kalendar-strednedobych-a-dlouhodo-50355

rizikovost projektu, resp. závislost výnosů projektu v závislosti na výnosech trhu. Rozšíříme tedy hodnotu vztahem, vycházejícím z modelu CAPM (*Capital asset pricing model*):

$$r_e = r_f + \beta_L * (r_m - r_f)$$

(30)

r_f – bezrizikový výnos [%]

β_L– beta firmy podnikající v sektoru energetiky s průměrným zadlužením [-]

r_m – očekávaný výnos trhu [%]

Pro stanovení bety firmy a očekávaného výnosu trhu využijeme veřejně dostupná data na webových stránkách pana prof. Damodarana.[55,56] Beta firmy tak bude 0,91, prémie za riziko 6,97 %, a diskontní míra pak 9,84 %. Tuto diskontní míru by bylo možné použít v případě, kdy lze očekávat, že firma financuje projekt z vlastního kapitálu. Pakliže je uvažováno financování projektu cizím kapitálem ve formě úvěru, je třeba použít vztah pro výpočet vážené ceny kapitálu WACC (*Weighted Average Cost of Capital):*

$$WACC = r_e * \frac{E}{E+D} + r_d * (1-\tau) * \frac{D}{E+D}$$

(31)

r_e – cena vlastního kapitálu [%]

E – poměr vlastního kapitálu ku celkovému kapitálu [-]

D – poměr cizího kapitálu ku celkovému kapitálu [-]

r_d – cena cizího kapitálu (úroková míra úvěru) [%]

τ – daň ze zisku [%]

[55] DAMODA RAN, Aswath*. Levered and Unlevered Betas by Industry.* [online] [Citace: 28.12.2022] https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/

[56] DAMODARAN, Aswath*. Risk Premiums for Other Markets.* [online] [Citace: 28.12.2022] https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/

Zadlužení bylo zvoleno dle průměrného zadlužení firem podnikajících v energetickém sektoru 15 %, z čehož vyplývá procento vlastního kapitálu 85 %. Cena cizího kapitálu byla stanovena jako úroková sazba dle prognózy ČNB[57], přičemž je předpokládaný nejprve nárůst sazeb až na 8 %, a poté pokles na hranici 4 %, pro potřeby výpočtu uvažované diskontní sazby budu uvažovat hodnotu 6 % po celou dobu životnosti projektu. Daň z příjmů je uvažována 19 %. Těmto parametrům pak odpovídá hodnota diskontní sazby **9,14 %**.

Při volbě WACC jako hodnoty diskontní sazby je třeba brát v úvahu některé přijaté předpoklady. Zaprvé uvažujeme skutečnost, že zadlužení společnosti a daň ze zisku budou po celou dobu projektu konstantní. Bylo by třeba volit proměnlivou výši diskontní sazby, což se v praxi povětšinou nezavádí. Zadruhé pak není rozlišována rizikovost investice oproti rizikovosti celého podnikání firmy. Bylo by zde tedy možné upravit míru požadované výnosnosti dle rizikovosti samotného projektu.

Investici do KJ by šlo považovat za spíše rizikovějšího charakteru ze dvou zásadních důvodů. Prvním je silná závislost ekonomiky investice na ceně elektrické energie a zemního plynu. Obě tyto veličiny prokazují vysokou míru volatility v posledních obdobích a v tuto chvíli nic nenaznačuje tomu, že by se trend chování cen obou komodit měl v nejbližších letech měnit. Pokud by například cena zemního plynu šla výrazně nahoru a cena elektrické energie naopak klesala, mohlo by se stát, že by se rentabilita projektu podstatně zhoršila. Druhým důvodem je předpoklad připisování zeleného bonusu po celou dobu životnosti projektu, přitom je možné, že v některých letech nebude zelený bonus přidělován vůbec. A výše zeleného bonusu má také výrazný vliv na rentabilitu projektu. Z těchto důvodů by bylo možné diskontní sazbu pro projekt navýšit, nicméně rozhodl jsem se ji takto ponechat, neboť současná situace je ovlivněna energetickou krizí, způsobenou mimo jiné také válkou na Ukrajině, a věřím, že do dalších let se dá očekávat naopak pokles jak úrokové míry úvěru, tak i očekávaného výnosu trhu a bezrizikového výnosu.

4.2.5 Ekonomická kritéria modelu

Optimální varianta vytápění podniku bude vybrána na základě ekonomických výsledků jednotlivých variant. Je tedy třeba vhodně zvolit ekonomické kritérium, na jehož základě budou varianty porovnávány. Jednotlivé uvažované ekonomické ukazatele, které by mohly poskytnout relevantní výsledky pro potřeby této práce budou popsány v této kapitole. Rozhodl jsem se zvolit jako základní ekonomické kritérium čistou současnou hodnotu spolu s doplňujícím kritériem, kterým

[57] ČNB. Prognóza ČNB – zima 2023. [Online] [Citace: 29.12.2022] https://www.cnb.cz/cs/menova-politika/prognoza/

je vnitřní výnosové procento. Za případné vedlejší indikativní kritérium pak budu uvažovat diskontovanou dobu návratnosti projektu. Vzorce těchto kritérií byly převzaty dle [58].

Čistá současná hodnota

Čistá současná hodnota neboli NPV (*Net Present Value*) je metoda vyhodnocování ekonomické efektivnosti finančních projektů na základě znalosti peněžních toků CF (*Cash Flow*) v jednotlivých letech doby životnosti projektu. Čistou současnou hodnotu získáme jako součet diskontovaných peněžních toků v jednotlivých letech, přičemž v nultém roce je se záporným znaménkem přičtena hodnota investice. Jednotlivé peněžní toky jsou v každém roce diskontovány dle diskontní sazby. Tento vztah lze zapsat jako:

$$NPV = -I_0 + \sum_{t=1}^{T_ž} \frac{CF_t}{(1+r)^t} \tag{32}$$

I_0 – celková investice v 0. roce [Kč]

CF_t – peněžní toky v jednotlivých letech [Kč]

r – diskontní sazba [-]

$T_ž$ – doba životnosti projektu [rok]

Vnitřní výnosové procento

Vnitřní výnosové procento IRR (*Internal Rate of Return*) je dalším z ekonomických ukazatelů, které budou uvažovány a počítány pro případ této práce. IRR je definováno jako taková míra výnosu projektu, při kterém je čistá současná hodnota projektu rovna nule, a tedy platí, že součet diskontovaných výnosů se rovná součtu diskontovaných nákladů. V případě, že je IRR větší než požadovaná míra výnosnosti projektu, lze považovat projekt za rentabilní, v opačném případě projekt uskutečněn nebude. Výhodou volby vnitřního výnosového procenta jako ekonomického ukazatele oproti čisté současné hodnotě je fakt, že pro jeho výpočet není třeba znát diskontní sazbu, nicméně pro posouzení ekonomické efektivnosti investice je třeba diskontní sazbu znát. Velkou nevýhodou IRR je pak tzv. problém velikosti, tedy zdánlivě dobrého ekonomického výsledku projektu, který však z hlediska investice nedosahuje relevantní velikosti. Tento problém se projeví zejména při porovnávání různých variant s odlišnou velikostí počáteční investice, jako například při výpočtu a porovnávání

[58] VALACH, Josef. *Investiční rozhodování a dlouhodobé financování*. Praha: Wolters Kluwer, 2010. ISBN 978-80-86929-71-2

variant v této práci. Na tento problém bude třeba dát pozor, a je to také zároveň důvod, proč se kritérium čisté současné hodnoty považuje obecně za vhodnější, a proč bude také základním ekonomickým kritériem v této práci. Další nevýhodou při volbě vnitřního výnosového procenta může být složitost jeho výpočtu, kdy s každým dalším rokem životnosti projektu stoupá stupeň hledaného polynomu. Nicméně jak již bylo řečeno, výpočetní model je vytvořen ve výpočetním softwaru Matlab, a tedy složitější výpočty obsahující polynomy vyšších stupňů by neměly působit větší problémy. Rovnici pro výpočet vnitřního výnosového procenta udává vztah podobný výpočtu čisté současné hodnoty, avšak levá strana rovnice je nahrazena nulou a diskontní sazba je nahrazena právě hledaným vnitřním výnosovým procentem, čímž dostáváme:

$$0 = -I_0 + \sum_{t=1}^{T_ž} \frac{CF_t}{(1+IRR)^t} \tag{33}$$

I_0 – celková investice v 0. roce [Kč]

CF_t – peněžní toky v jednotlivých letech [Kč]

IRR – vnitřní výnosové procento (hledaný parametr) [-]

$T_ž$ – doba životnosti projektu [rok]

Prostá doba návratnosti

Nejméně spolehlivá, avšak v praxi nejpoužívanější varianta oceňování investic je kritérium prosté doby návratnosti, které porovnává jednotlivé varianty na základě doby, po které investor dosáhne celkového zisku, rovnajícího se počáteční investici. Přestože je toto kritérium velmi jednoduché na výpočet a postup dosažení výsledku názorný, vzhledem k přesnosti a vypovídající hodnotě kritéria se nejedná o optimální volbu, a tedy nebude v práci uvažována. Při získání doby návratnosti projektu totiž ukazatel nepodává žádnou informaci o tom, co se vzhledem k finančním tokům děje s projektem v dalších letech. Projekt může mít určitou návratnost, nicméně poté v dalších letech může docházet k dalším výdajům, které způsobí, že ve výsledku bude investor ve ztrátě, nebo že bude moci odpovídající zisk odebrat z projektu až v několika dalších letech. Druhým problémem tohoto kritéria je pak nerozlišování finančních toků dle jednotlivých let projektu, tedy diskontování. Obecně lze říct, že finanční prostředky v současnosti mají vyšší hodnotu než v budoucích letech. Na tomto principu je založena metoda jak čisté současné hodnoty, tak i vnitřního výnosového procenta a jde o uznávaný a doporučený předpoklad. Dále musí být peněžní tok v tomto kritériu konstantní. Prostá doba návratnosti je poté vypočítána jako:

$$T_n = \frac{CF_{konst}}{I_0}$$

(34)

CF_{konst} – konstantní finanční tok v průběhu projektu [Kč]

I_0 – celková investice v 0. roce [Kč]

Diskontovaná doba návratnosti

Namísto nespolehlivé prosté doby návratnosti bude uvažována diskontovaná doba návratnosti projektu. Nicméně bude použita pouze jako doplňující informativní ukazatel ke zvolené variantě vytápění podniku, neboť toto kritérium sice uvažuje odlišnou hodnotu peněz během jednotlivých let projektu, nicméně neřeší problém nedodání žádné relevantní informace o výnosnosti projektu po této době. K výpočtu diskontované doby návratnosti projektu spočítáme v každém roce aktuální kumulované diskontované peněžní toky KDCF, tedy součet diskontovaných peněžních toků předchozích let, a dále doplníme podmínkou, že má být tento součet roven nula. Dostáváme vztah obdobný výpočtu vnitřního výnosového procenta, ovšem s rozdílem, že vnitřní výnosové procento nahradíme diskontní sazbou a hledaným parametrem je diskontovaná doba návratnosti:

$$0 = -I_0 + \sum_{t=1}^{T_{dn}} \frac{CF_t}{(1+r)^t}$$

(35)

I_0 – celková investice v 0. roce [Kč]

CF_t – peněžní toky v jednotlivých letech [Kč]

r – diskontní sazba [-]

T_{dn} – diskontovaná doba návratnosti (hledaný parametr) [rok]

5. Bateriové úložiště

Při provozu KJ dle potřeb tepelné energie může docházet, jak již bylo zmíněno, k přebytkům vyrobené elektrické energie. Tyto přebytky jsou poté prodávány do sítě za nízkou výkupní cenu. Jednou z možností, jak přebytečnou elektrickou energii efektivně využít je doplnění kogeneračního systému o bateriové úložiště neboli BESS (*Battery Energy Storage System*). Do tohoto úložiště je pak přebytečná elektrická energie dodávána, čímž je BESS nabíjen, a je zde dále skladována, dokud nedojde k situaci, kdy vyrobené elektrické energie z KJ není dostatečné množství pro pokrytí potřeb elektrické energie objektu. V takovém případě je pak elektrická energie z BESS naopak vybíjena a využívána pro potřeby podniku. Tento způsob provozu bateriového úložiště se nazývá pasivní (v případě aktivního provozu by bylo třeba nabíjet a vybíjet BESS v závislosti na dalších nezávislých jevech, např. dle odhadů ceny elektřiny v následujících hodinách za pomoci meteorologických prognóz). Výhoda přidání BESS do systému KJ spočívá ve vyšším využití vyrobené elektrické energie, nevýhodou jsou poměrně vysoké investiční výdaje na 1 kWh elektrické energie, kterou je tímto způsobem možné do systému akumulovat. Vznikne tedy nová složka výnosů projektu z ušetřené elektrické energie využitím BESS a složka nákladů v podobě odpisů z investice do BESS. Technické parametry BESS budou zvoleny jako průměrné nebo běžné hodnoty nabízených variant na trhu, případně bude zvolená technologie dle jedné z možných variant.

5.1 Parametry bateriového úložiště

V Tabulce 7 můžeme vidět technické parametry BESS o kapacitě 300 kWh a jmenovitém výkonu 110 kW. Toto bateriové úložiště je tvořeno tzv. „Second Life“ bateriovými moduly, které se skládají z vyřazených bateriových článků při testování elektrických vozů, příp. článků, které neprošly přísnými kontrolami kvality během konstrukce vozu. V obou případech tak jde o téměř nové bateriové články, které stále dosahují většiny své původní kapacity, a tak jsou pro využití v tomto uvažovaném zapojení s KJ zcela dostačující.

5.1.1 Technické parametry bateriového úložiště

Tyto „Second Life“ baterie mají garantovaný celkový počet 3 000 cyklů během své životnosti, což je v porovnání s některými jinými výrobci nižší hodnota. Nicméně v uvažovaném zapojení pro případ této práce lze předpokládat využití bateriového úložiště především ve víkendových dnech, kdy dochází k podstatně nižšímu odběru elektrické energie a kdy lze očekávat její přebytky. Při jednom cyklu (nabití a vybití) v každém víkendovém dnu by garantovaných 3000 cyklů dosáhla baterie po téměř 30 letech provozu. Během let samozřejmě bude docházet k opotřebení baterie, které bude mít vliv na její životnost, nižší množství garantovaných cyklů by však v tomto případě nemělo být hlavním limitním faktorem baterie. Volbou této technologie konstrukce bateriového úložiště by tak mělo dojít ke snížení

její počáteční investice. Technologie tohoto úložiště je Li-Ion NMC, tedy technologie využívající vlastnosti niklu, manganistanu a kobaltu. V současnosti jde o nejčastěji využívanou technologii, jejíž hlavní výhodou jsou především poměrně vysoká energetická hustota, spolehlivost, a také nízká provozní teplota až do -20 °C, což je jeden z důvodů pro její uplatnění v automobilovém průmyslu. Potenciální hloubka vybití je 90 % z uváděné celkové kapacity, výsledná využitelná kapacita, se kterou lze počítat pak bude 270 kWh. Dalšími možnostmi využití, které nebudou uvažovány v této práci může být například krytí výkonových špiček pro snížení rezervované kapacity, kompenzace jalového výkonu, záložní zdroj nebo služby výkonové rovnováhy.[59]

Kapacita [kWh]	300
Jmenovitý výkon [kW]	110
Hloubka vybití (DOD) [%]	90
Jmenovité napětí (AC) [V]	400
Jmenovitá frekvence [Hz]	50
Technologie baterií	Li-Ion NMC
Podpora ostrovního režimu	ANO
Podpora startu ze tmy	ANO
Provozní teplota [°C]	-20 až +40
Rozměry [mm]	2600 x 2050 x 2420
Hmotnost [kg]	4250
Min. odstup od BESS [m]	3

Tabulka 7 Technické parametry zvoleného bateriového úložiště

Je uváděna podpora ostrovního režimu a startu ze tmy, tedy schopnost baterie fungovat jako záložní zdroj v případě výpadku dodávky ze sítě, což může být oceněno jinak vzniklými ztrátami z omezení výroby. V případě Společnosti se jedná o výrobu technologických zařízení, a tak lze uvažovat nějaké úspory za jinak vzniklé ztráty, nicméně není známá charakteristika výroby Společnosti pro stanovení velikosti těchto úspor, a dále je otázkou, do jaké míry by bylo BESS schopné výrobní proces před výpadkem ochránit. Elektrická kapacita BESS bude podstatně nižší, než je potřebná elektrická energie pro udržení výrobního procesu po nějakou významnou dobu. Ovšem mohlo by se například jednat o využití elektrické energie z BESS pro postupné a nikoli náhlé pozastavení výrobních procesů, nebo pro uložení dat v momentu výpadku, což by mohlo pomoci k omezení škod způsobených výpadkem. Tento způsob využití ale nebude uvažován, neboť pro zajištění pohotovosti bateriového úložiště v případě výpadku, který může nastat v jakýkoliv neočekávaný moment, by bylo třeba mít BESS v danou chvíli nabitý nějakým množstvím elektrické energie, čímž je pak omezená využitelná část

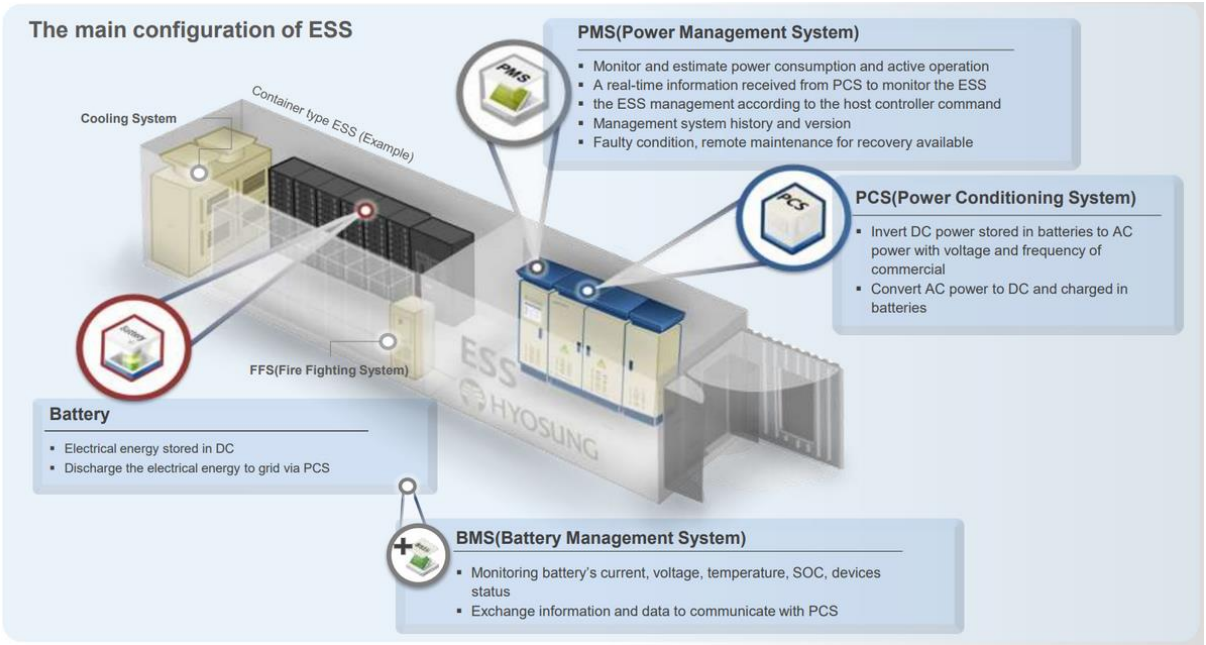
[59] TARGRAY. *NMC battery material*. [Online] [Citace: 12.2.2023] https://www.targray.com/li-ion-battery/cathode-materials/nmc

kapacity baterie a není možné spoléhat na záložní proud z BESS, pokud by v něm v okamžiku výpadku nebyla akumulovaná žádná elektrická energie.

Rozměry úložiště jsou stanoveny dle jedné z nejmenovaných indikativních nabídek, které také zhruba odpovídá uvedená hmotnost 4250 kg. Při instalaci bateriového úložiště je třeba brát v úvahu nejen tento prostor, který umístění bateriového úložiště zabere, ale také uvažovat odstup od BESS minimálně 3 m, a to nejen jiných objektů ale i zdí budovy, neboť by jinak mohl nastat problém při povolovacím procesu ze strany hasičů.

Na Obrázku 24 je možné vidět konfiguraci běžného bateriového úložiště včetně všech hlavních komponentů, jimiž jsou:

- Baterie
- BMS (Battery Management System)
- PMS (Power Management System)
- PCS (Power Conditioning system)



Obrázek 24 Konfigurace standardního bateriového úložiště[60]

Baterií je zde myšlena skupina modulů skládajících se z jednotlivých bateriových článků. Tato část úložiště definuje elektrickou kapacitu BESS, tedy množství elektrické energie, kterou je možné do BESS uložit. Uložená elektrická energie má stejnosměrný charakter, a tak je pro nabíjení a vybíjení BESS

[60] ENERGY TOOLBASE. *The Primary Components of an Energy Storage System that you Need to Know*. [Online] [Citace 14.2.2023] https://www.energytoolbase.com/newsroom/blog/the-primary-components-of-an-energy-storage-system-that-you-need-to-know

nutné doplnit systém o PCS (Power Conditioning System), kterým je obousměrný střídač schopný při nabíjení baterie měnit střídavý proud na stejnosměrný, a při vybíjení stejnosměrný zpět na střídavý. Ten je pak možné dále využít pro potřeby podniku. Rozhodovací proces nabíjení a vybíjení obstarává PMS (Power Management System), který posuzuje výrobu a spotřebu elektrické energie podniku v každý moment s přesností jednotek milisekund a dává povel elektrickou energii z baterie buď odebírat nebo naopak do baterie dodávat. Posledním hlavním komponentem je BMS (Battery Management System), který monitoruje základní provozní parametry baterie, tedy především okamžitý proud, napětí, teplotu a hladinu nabití, a tyto údaje předává PMS. V neposlední řadě by měl BESS obsahovat nějaký systém obstarávající tepelný management úložiště, tedy nejčastěji klimatizační jednotku. BESS může být doplněn také o transformátor, který převede napětí baterie na požadované napětí dle potřeb lokality. Dále může transformátor vyhladit vyšší harmonické složky, způsobené spínáním prvků výkonové elektroniky.

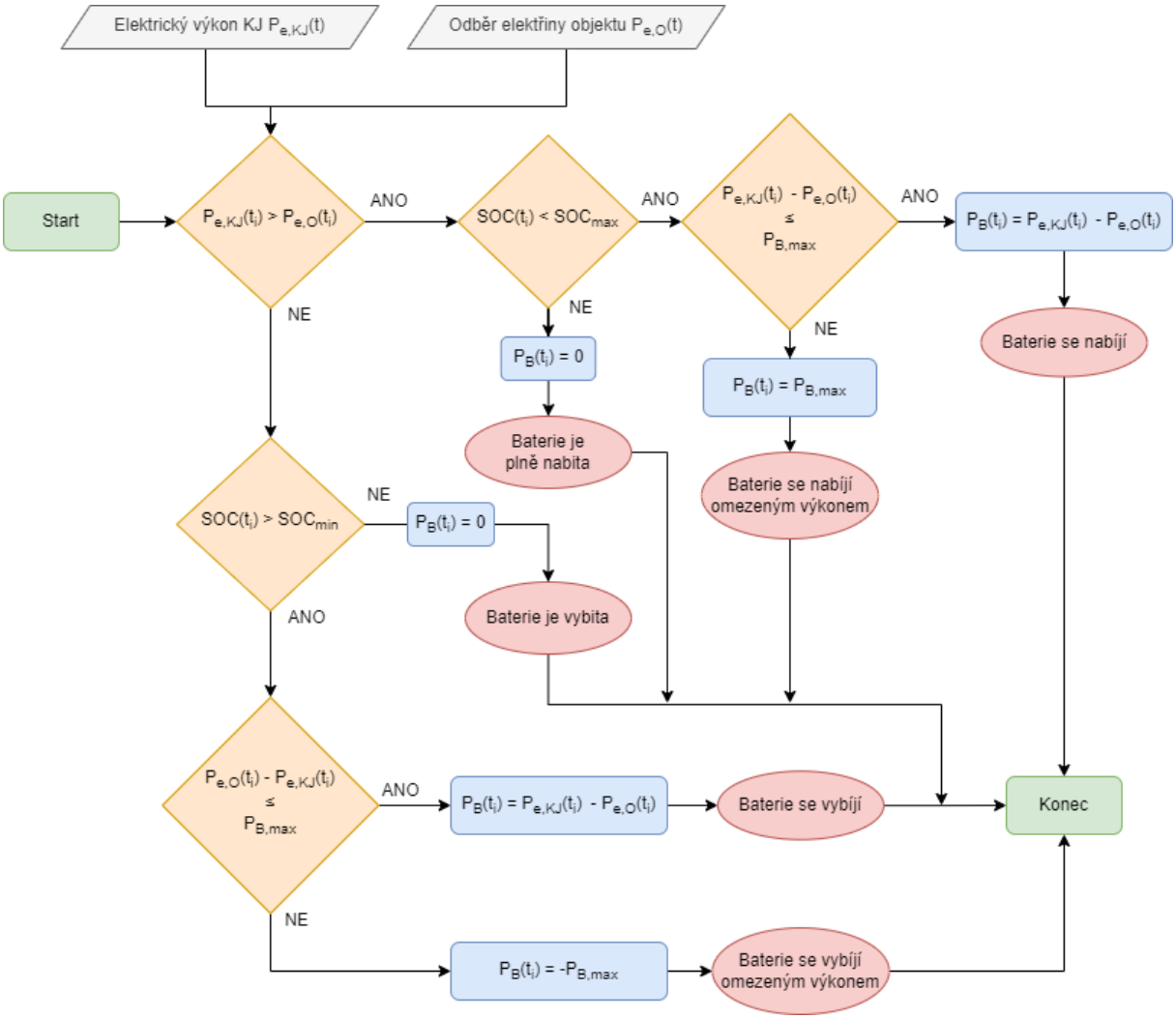
5.1.2 Ekonomické parametry bateriového úložiště

Pro využití ve spolupráci s KJ bude třeba otestovat varianty bateriových úložišť i o větších kapacitách než 300 kWh. K tomu bude pro dosažení větší celkové kapacity uvažováno zapojení několika těchto BESS společně. Nebudou uvažovány úspory z rozsahu větších variant BESS, neboť se sice snižují měrné náklady na možnou uloženou kWh, nicméně je pak třeba řešit další výzvy, jako například komunikaci bateriových úložišť mezi sebou, tedy v jaký moment bude které úložiště nabíjeno či vybíjeno. K tomu by bylo zapotřebí vynaložit další finance na vývoj řídícího softwaru, což by celkové náklady naopak zvyšovalo.

Cena tohoto jednoho BESS je ve výpočetním modelu uvažována dle porovnání nabídek dodavatelů bateriových úložišť na trhu 3 500 000 Kč, a to s tím, že se jednalo o dodavatele využívající právě možnost složení baterie ze zmíněných „Second Life“ baterií vyřazených při testování či z technických důvodů v automobilovém průmyslu. Tato cena by se tedy měla pohybovat pod běžnou cenou za zcela nové bateriové úložiště, resp. bateriové úložiště se zcela novými bateriovými články.

Vliv na ekonomii využití BESS bude mít samozřejmě také výše poskytovaných dotací. V tuto chvíli je však možné zažádat o dotaci na BESS pouze v kombinaci s fotovoltaickou elektrárnou. Instalace fotovoltaiky nebude v této práci uvažována, neboť by se poněkud odchýlila od tématu práce, kterým je optimalizace vytápění. Přesto je možné, že by mělo pro Společnost zařazení fotovoltaické elektrárny do systému ekonomický smysl, neboť by mohla pokrývat spotřebu elektrické energie v létě, kdy KJ není v provozu z důvodu nízkého odběru tepla.

5.2 Technický návrh bateriového úložiště



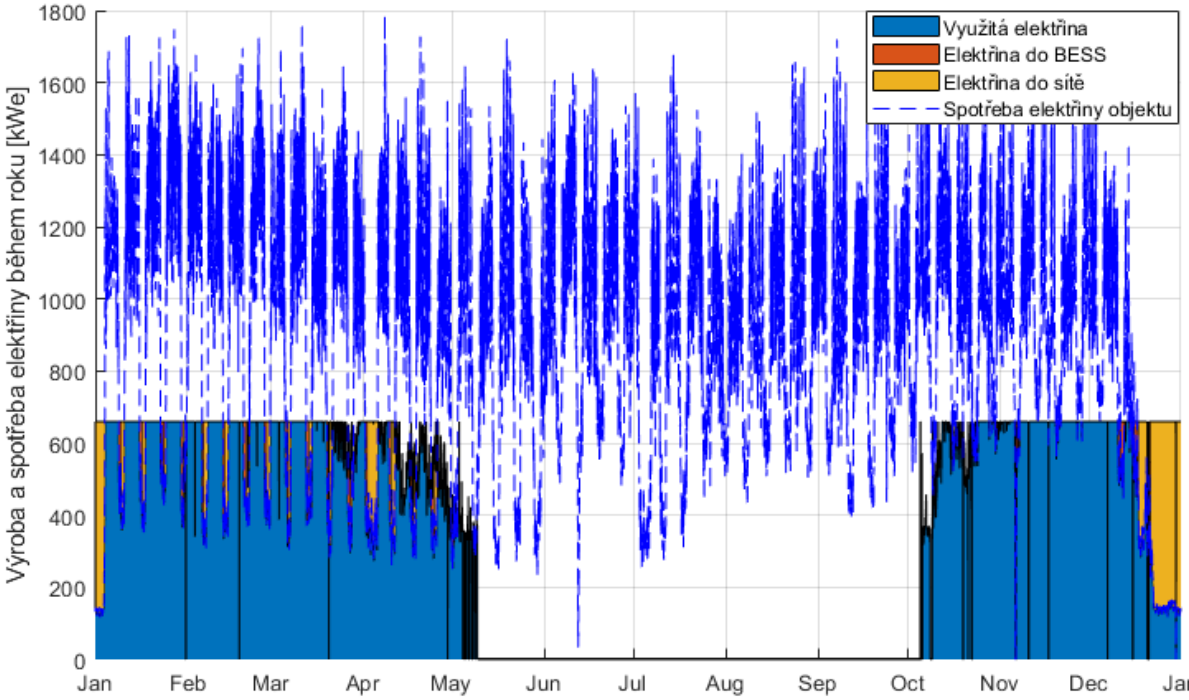
Obrázek 25 Schéma provozu bateriového úložiště[61]

Princip simulace provozu bateriového úložiště zachycuje Obrázek 25. Schéma opět pro přehlednost začíná v buňce „Start“ a končí buňkou „Konec“. Do prvního rozhodovacího bodu vstupuje elektrický výkon KJ v danou čtvrthodinu $P_{e,KJ}(t)$ a odběr elektrické energie objektu $P_{e,O}(t)$. V případě, že je velikost okamžitého elektrického výkonu KJ $P_{e,KJ}(t_i)$ větší než okamžitý odběr elektrické energie objektu $P_{e,O}(t_i)$, dochází k nadvýrobě elektrické energie, což naznačuje možnost uložení přebytečné elektrické energie do bateriového systému. Algoritmus přistupuje k dalšímu rozhodovacímu bodu. Zde je posuzováno, zda není baterie již zcela naplněna, tedy zda je aktuální akumulovaná energie v baterii $SOC(t_i)$ (*State of charge*) nižší než maximální možné akumulované množství elektrické energie v baterii SOC_{max}. V případě, že ne, je baterie již plně nabita, a další ukládání energie do ní již v tuto chvíli není možné. Nabíjecí výkon v této čtvrthodině $P_B(t_i)$ je tím pádem nulový a algoritmus je pro tuto

[61] Vlastní zpracování

čtvrthodinu ukončen. V případě, že je aktuální akumulované množství elektrické energie v baterii $SOC(t_i)$ menší než maximální kapacita baterie, přistupuje algoritmus k další buňce. Zde je posuzováno, zda potřebný nabíjecí výkon baterie nepřesahuje maximální možný nabíjecí výkon systému, který je definován výrobcem a je pro každou posuzovanou variantu BESS jiný. V případě, že požadovaný výkon přesahuje maximální možný výkon bateriového systému, je dodáván jen maximální výkon a zbylá elektrická energie je opět dodávána do sítě za výkupní cenu. $P_B(t_i)$ pak odpovídá hodnotě $P_{B,max}$. Pokud je požadovaný výkon nižší než maximální nabíjecí výkon BESS, je baterie dobíjena celým okamžitým elektrickým výkonem KJ.

V případě, že KJ dodává elektrický výkon v danou čtvrthodinu $P_{e,KJ}(t_i)$, který je nižší než výkon nutný k pokrytí požadované spotřeby elektrické energie objektu, posuzuje algoritmus naopak možnost vybíjení elektrické energie akumulované do baterie. Nejprve je třeba otestovat, zda je v baterii v dané čtvrthodině nějaké množství elektrické energie akumulováno, tedy přesněji, zda je současné akumulované množství elektrické energie v baterii $SOC(t_i)$ větší než minimální možné akumulované množství elektrické energie v baterii SOC_{min}. Spodní hranice nabití SOC_{min} je zavedena z toho důvodu, že při úplném vybíjení bateriového úložiště na 0 dochází k jeho velkému opotřebení, což může výrazně snížit životnost systému. Běžně se udává reálné využití BESS na 90 % z celkové kapacity uváděné výrobcem v katalogu, minimální množství akumulované elektrické energie bude tedy pak 10 % z celkové kapacity. V případě, že v danou chvíli množství akumulované elektrické energie v baterii $SOC(t_i)$ nepřesahuje minimální množství akumulované elektrické energie SOC_{min}, je baterie považována za zcela vybitou a další vybíjení již není možné. Vybíjecí výkon v této čtvrthodině je tedy 0 a algoritmus je pro danou čtvrthodinu ukončen. Pokud množství akumulované elektrické energie v baterii $SOC(t_i)$ přesahuje minimální možné množství akumulované elektrické energie v baterii SOC_{min}, postupuje algoritmus k poslednímu rozhodovacímu bodu. Zde je posuzováno, zda je výkon potřebný k vybití bateriového úložiště pro potřeby objektu dostatečný. Tento výkon odpovídá rozdílu požadovaného odběru elektrického výkonu objektu $P_{e,O}(t_i)$ a okamžitého elektrického výkonu KJ v danou čtvrthodinu $P_{e,KJ}(t_i)$. V případě, že je tento rozdíl větší než maximální vybíjecí výkon BESS, je baterie vybíjena pouze tímto maximálním vybíjecím výkonem a okamžitý nabíjecí výkon $P_B(t_i)$ se pak rovná $-P_{B,max}$, kde minusové znaménko znázorňuje směr toku elektrického výkonu, tedy vybíjení. Pokud je tento rozdíl naopak menší než maximální vybíjecí výkon BESS, je bateriové úložiště vybíjeno právě tímto požadovaným elektrickým výkonem. Nabíjecí výkon v této čtvrthodině $P_B(t_i)$ se poté rovná právě rozdílu elektrického výkonu KJ $P_{e,KJ}(t_i)$ a odběru elektrického výkonu objektu $P_{e,O}(t_i)$, čímž algoritmus opět končí.

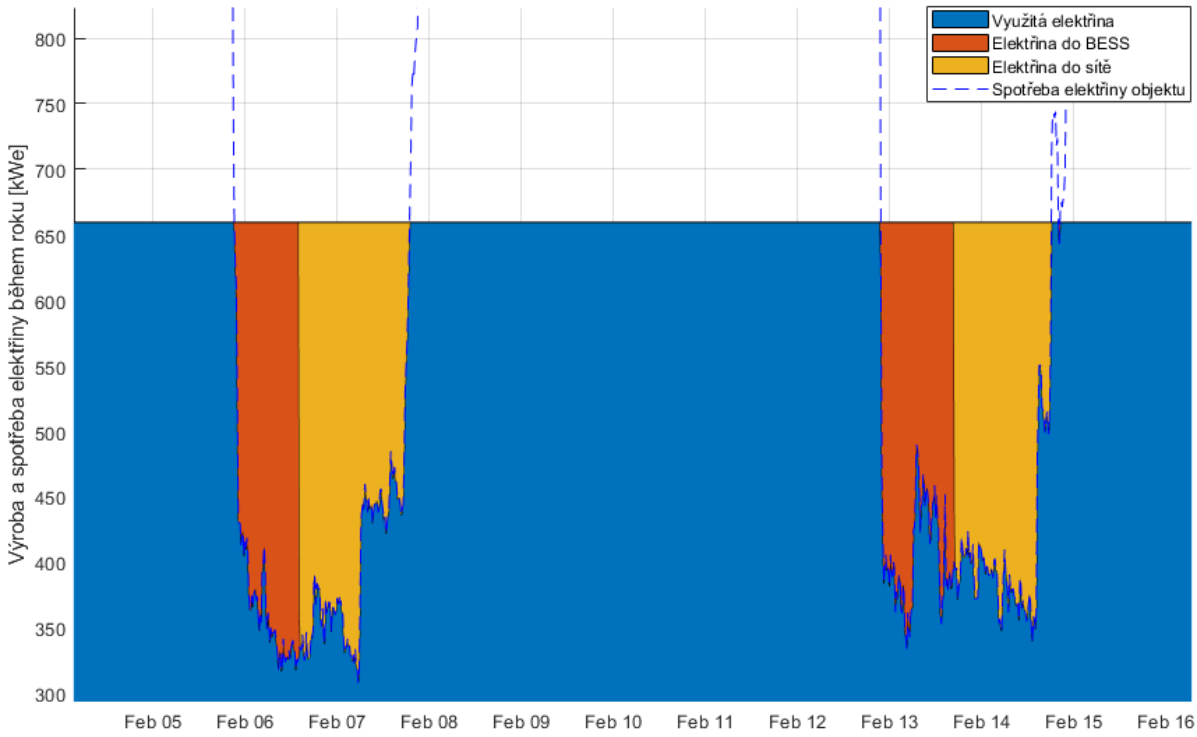


Obrázek 26 Vyrobená, využitá a akumulovaná elektrická energie při zařazení BESS do energetického systému[62]

Na Obrázku 26 lze vidět množství využité elektrické energie vyrobené KJ (v grafu modře), množství dodané elektrické energie do elektrizační soustavy (v grafu žlutě) a množství akumulované elektrické energie do bateriového úložiště (v grafu oranžově) pro jednu vybranou variantu systému vytápění. Součet těchto tří oblastí tvoří dohromady celkové vyrobené množství elektrické energie KJ. Pro názornost je v grafu dále přerušovanou čarou znázorněn průběh spotřeby elektrické energie objektu během jednoho roku. Během letních měsíců tedy KJ není v provozu z důvodu nulového odběru tepla, a to i přes značný odběr elektřiny. Pro tuto zvolenou KJ se jmenovitým elektrickým výkonem okolo 700 kW_e pak nedochází k dodávání většího množství elektrické energie do sítě. Pro lepší názornost by mohlo být vhodné graf přiblížit snížením pozorovaného intervalu na ose x například na dvoutýdenní rozmezí. Tuto situaci lze vidět na Obrázku 27. Modrá křivka opět udává množství využité elektrické energie z KJ, která po celou dobu průběhu tohoto grafu, tedy okolo čtrnácti dnů, pracuje při svém jmenovitém elektrickém výkonu okolo 700 kW_e. V určitou chvíli však dojde k poklesu odběru elektrické energie objektu, čím se odebíraný elektrický výkon sníží pod okamžitý elektrický výkon KJ. V tuto chvíli je tedy přebytečné množství elektrické energie dodáváno do bateriového úložiště. Objem takto uložené elektrické energie je v grafu opět znázorněn oranžově. V určitou chvíli se BESS nabije na maximální kapacitu akumulované elektrické energie a od té chvíle je třeba přebytečnou elektrickou energii z KJ dodávat do sítě, což je v grafu znázorněno žlutě. Pokles odběru elektrického výkonu průmyslového objektu nastává obecně během víkendových dnů, jak bylo popsáno a vysvětleno v

[62] Vlastní zpracování

Kapitole 3.1.1. Při opětovném zvýšení odběru elektrického výkonu objektu je BESS postupně vybíjen, čímž je uskladněná energie využita pro potřeby Společnosti.



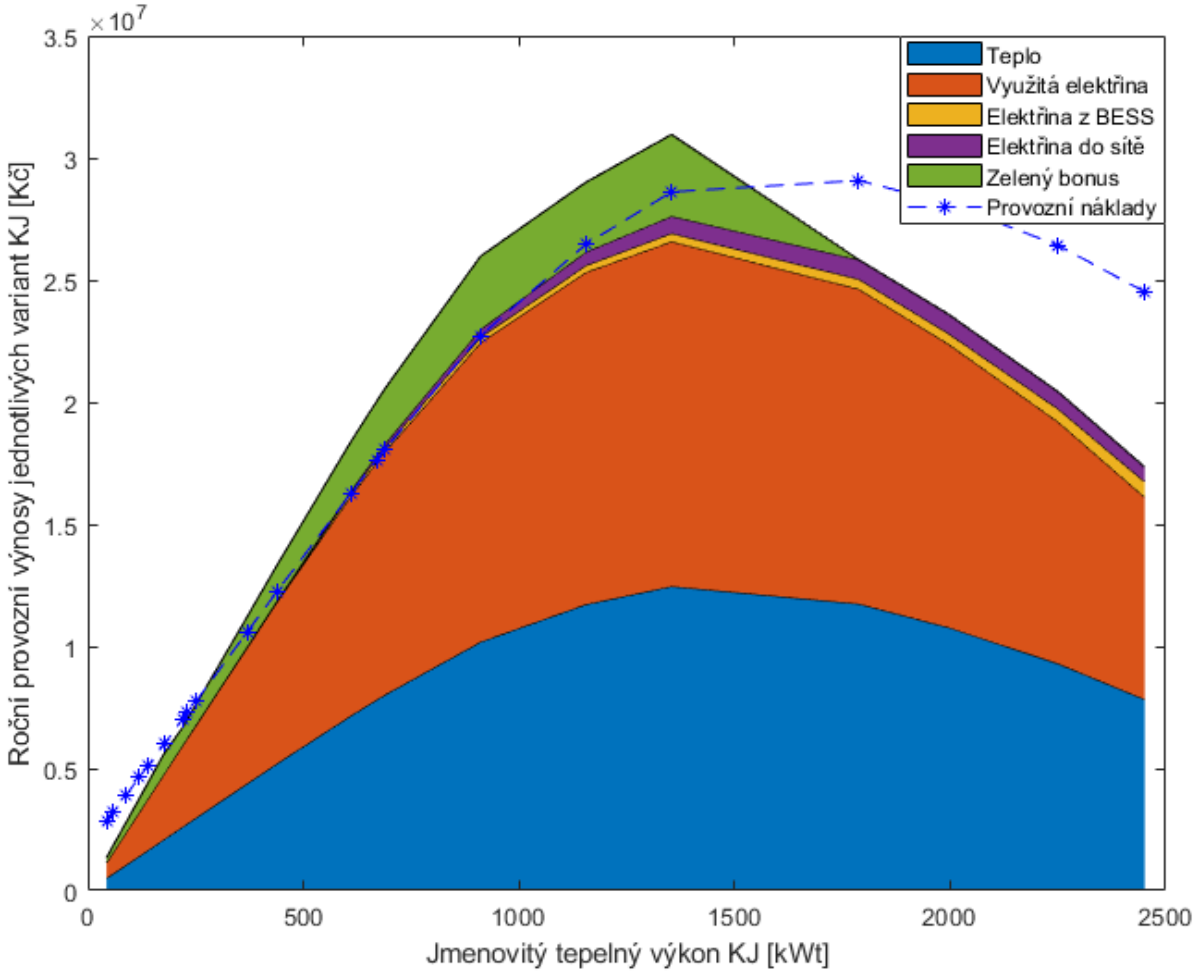
Obrázek 27 Průběh nabití a vybití BESS během dvoutýdenního období[63]

5.3 Ekonomický výpočet bateriového úložiště

Přidáním BESS ke KJ vznikne v ekonomické části modelu nová složka výnosů a nová složka nákladů, jimiž jsou úspory z nákupu elektrické energie využitím BESS a náklady ve formě odepisování investice do BESS. Roční výnosy jednotlivých variant posuzovaných KJ při využití jednoho vybraného BESS lze vidět na Obrázku 28. Výnosy způsobené přidáním BESS jsou v grafu znázorněny žlutě a dosahují vyšších hodnot pro vyšší uvažované KJ. To je způsobeno z toho důvodu, že při provozu KJ menších výkonů dochází k menšímu množství nadvýroby elektrické energie, kterou je třeba dodávat do elektrizační soustavy nebo bateriového úložiště. Čím větší je procento využití vyrobené elektrické energie z KJ, tím nižší je využití elektrické energie z BESS a naopak. Proto je nárůst výnosů z prodeje elektrické energie do sítě (v grafu znázorněn fialově) rostoucí pro podobné varianty KJ jako úspory z nákupu elektrické energie vzniklé využitím BESS. Pro KJ nejvyšších posuzovaných výkonů pak ani jeden z těchto výnosů dále oproti KJ nižších výkonů neroste, což je způsobeno snižováním provozních hodin těchto jednotek, z důvodu velkého množství hodin, při kterých KJ nemůže pracovat na svůj jmenovitý výkon. Přidání BESS do systému by nemělo mít za následek změnu přidělované výše

[63] Vlastní zpracování

zeleného bonusu jednotlivým posuzovaným variantám, jehož průběh v Obrázku 28 se zdá býti totožný s průběhem přidělené výše zelených bonusů znázorněným v Obrázek 21, kde bateriový systém uvažován není.



Obrázek 28 Roční výnosy jednotlivých variant při využití bateriového úložiště spolu s náklady na zemní plyn[64]

Model v tuto chvíli vypočítá technické parametry provozu všech variant BESS pro všechny zkoumané varianty KJ a vrátí čistou současnou hodnotu každé z variant. V případě, že bude čistá současná hodnota některé varianty KJ s bateriovým úložištěm vyšší než nejlepší varianta KJ bez bateriového úložiště, bude přidání BESS do kogeneračního systému vyhodnoceno jako teoreticky možné, a v případě velikosti výsledné čisté současné hodnoty větší než nula také jako rentabilní. V opačném případě nebude zařazení bateriového úložiště do kogeneračního systému uvažováno.

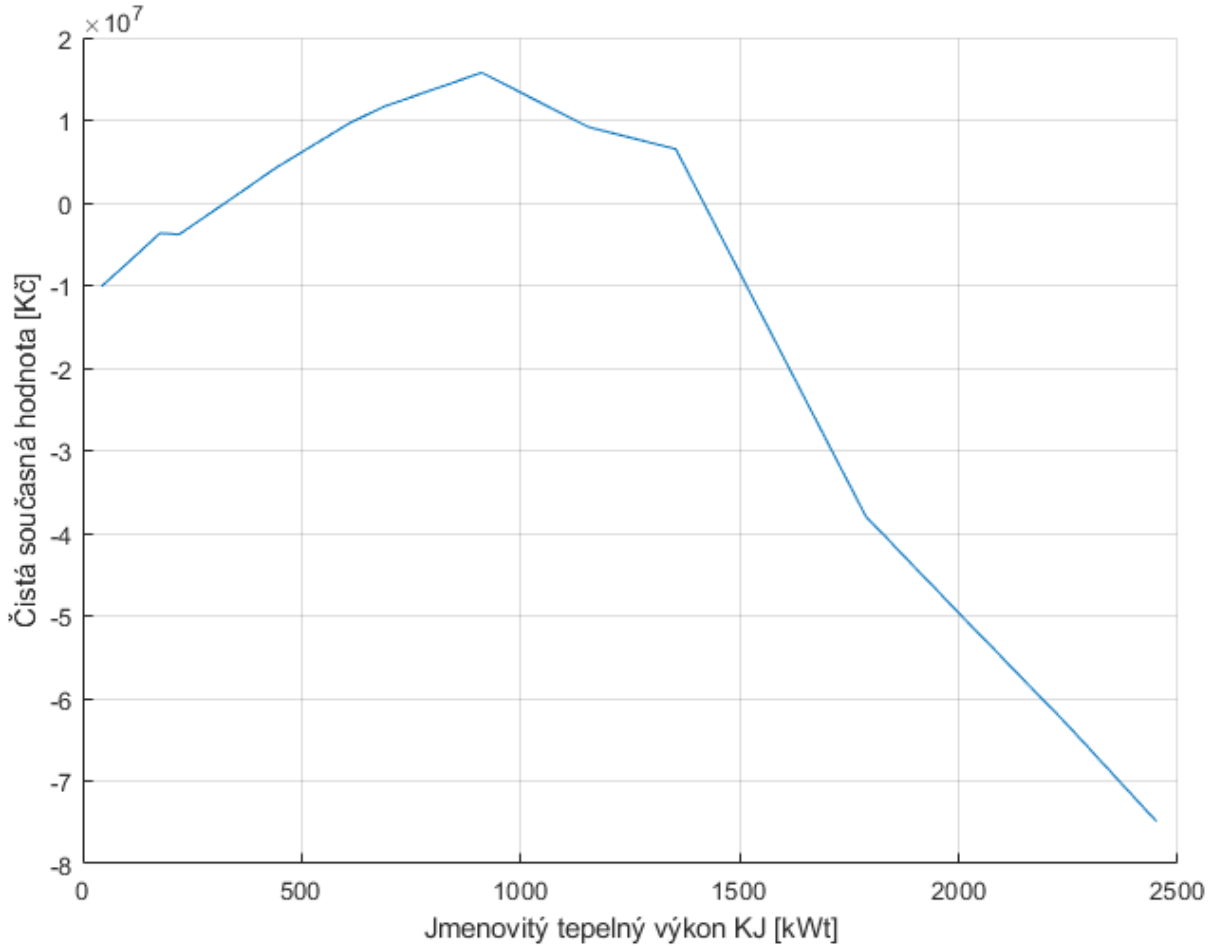
[64] Vlastní zpracování

6. Výsledky výpočetního modelu

Výsledky výpočetního modelu jsou výsledné hodnoty jednotlivých zvolených ekonomických ukazatelů pro posuzované varianty. Ekonomickými ukazateli vybranými pro posouzení rentability variant modelu jsou primárně čistá současná hodnota, sekundárně vnitřní výnosové procento, a dodatečnými ukazateli diskontovaná doba návratnosti a výsledná cena tepla.

6.1 Čistá současná hodnota jednotlivých variant

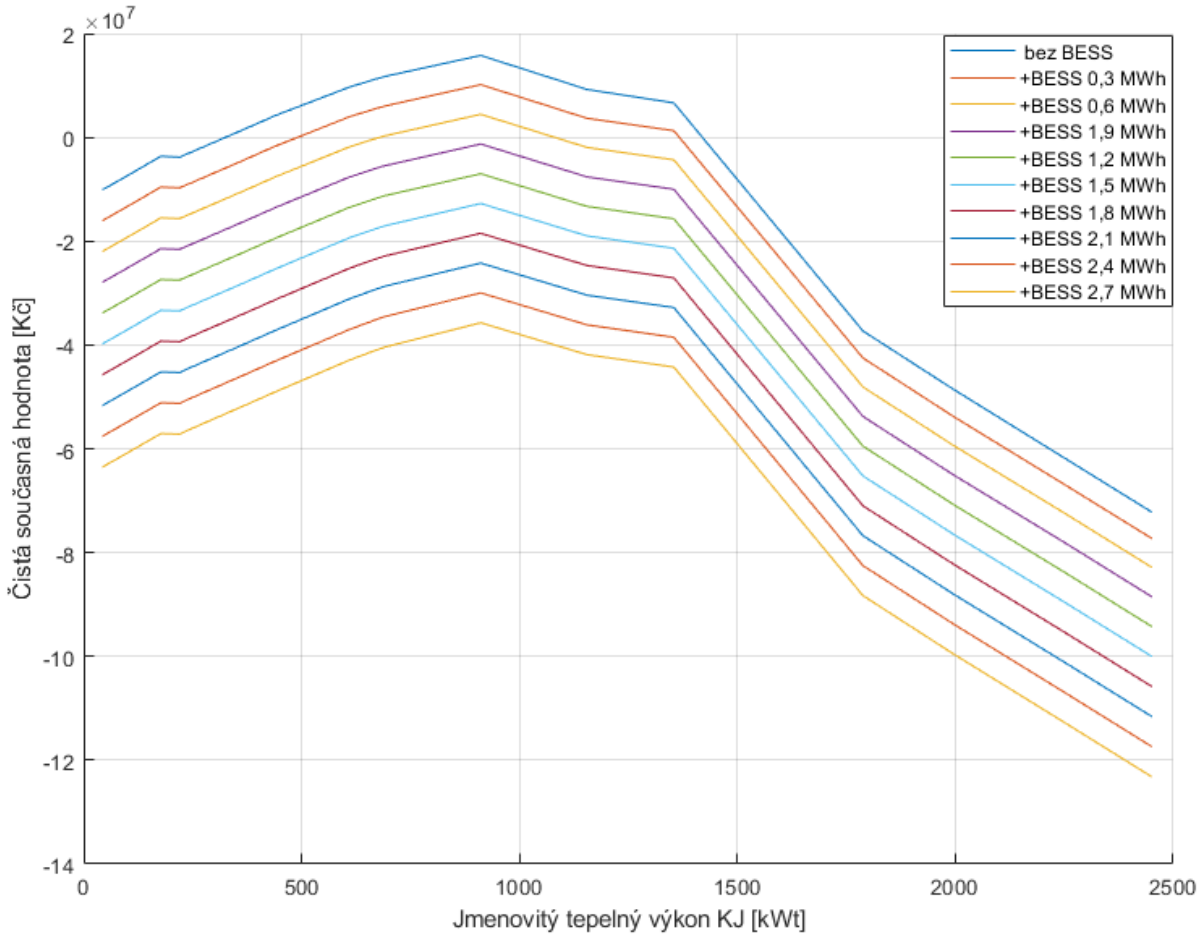
Na Obrázku 29 lze vidět čisté současné hodnoty jednotlivých posuzovaných variant KJ bez bateriového úložiště. Nejvyšší čisté současné hodnoty dosahuje varianta č. 15, a to 15 763 000 Kč. Jedná se o KJ s názvem Quanto 800 o velikosti jmenovitého tepelného výkonu 911 kWt a elektrického jmenovitého výkonu 800 kWe. Tepelná účinnost jednotky je 48,2 %, elektrická účinnost 42,3 % a celková účinnost pak 90,5 %. Technické parametry této KJ jsou shrnuty v Tabulce 8.



Obrázek 29 Čistá současná hodnota jednotlivých variant KJ[65]

[65] Vlastní zpracování

Kromě této varianty KJ dosahuje kladné čisté současné hodnoty i několik dalších variant. Ty je tedy možné dále také považovat za potenciálně vhodné varianty a investor může přihlédnout k dalším ekonomickým výsledkům, např. k velikosti vnitřního výnosového procenta či výsledné ceně tepla, jak bude popsáno dále. Od určité velikosti jmenovitého tepelného výkonu však čistá současná hodnota dalších posuzovaných variant velmi rychle klesá hluboko do záporných čísel, což je způsobeno jejich nízkou dobou využití, vysokou počáteční investicí a nedosažení podmínek nároku zeleného bonusu.



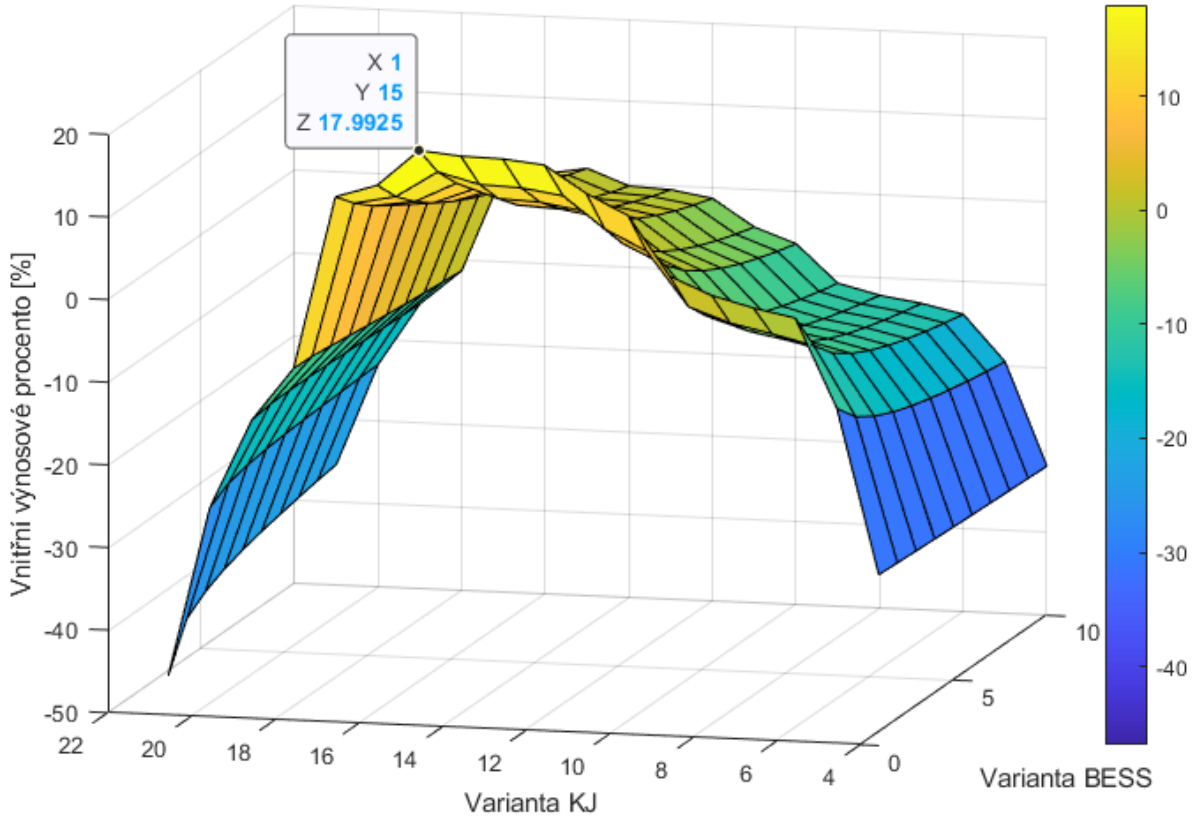
Obrázek 30 Čistá současná hodnota jednotlivých variant při využití BESS[66]

Na Obrázku 30 lze vidět čisté současné hodnoty všech posuzovaných variant KJ spolu se všemi posuzovanými velikostmi BESS. Z grafu bohužel vyplývá, že při rostoucí instalované kapacitě bateriového úložiště klesá čistá současná hodnota projektu. Tato skutečnost se pak projevuje bez výjimky na všech posuzovaných kombinacích zapojení BESS a KJ do společného energetického systému. Investice do BESS je patrně příliš vysoká v porovnání se vzniklými úsporami z uložené přebytečné

[66] Vlastní zpracování

elektrické energie. Potenciálně příznivých výsledků by mohlo být dosaženo v případě, kdy by se na BESS vztahovala nějaká forma finanční podpory, což se v tuto chvíli neděje.

6.2 Vnitřní výnosové procento jednotlivých variant



Obrázek 31 Vnitřní výnosové procento jednotlivých posuzovaných variant kogenerační jednotky a bateriového úložiště[67]

Obrázek 31 znázorňuje velikost vnitřního výnosového procenta všech kombinací posuzovaných variant KJ a BESS. Hodnoty vnitřního výnosového procenta jednotlivých kombinovaných posuzovaných variant potvrzují předchozí domněnku o tom, že nejlepších ekonomických výsledků dosahuje varianta KJ č. 15 bez přidání BESS, neboť právě ta kromě nejvyšší čisté současné hodnoty dosahuje také nejvyšší míry vnitřního výnosového procenta. Této variantě odpovídá míra výnosnosti téměř 18 %, což je více než je uvažovaná míra diskontní sazby, jak je zřejmé již z kladné čisté současné hodnoty, neboť je jasné, že při nižší míře výnosnosti, než je diskontní sazba, musí NPV dosahovat záporné hodnoty. Je dobré si tedy uvědomit, že přestože můžeme pozorovat několik variant s kladným vnitřním výnosovým procentem, jejich čistá současná hodnota může být záporná, protože jejich výnosnost je nižší než požadovaná výnosnost, a při uvážení časové hodnoty peněz se pak nejedná o rentabilní investici. V některých případech se může stát, že jedné z variant vyjde vyšší vnitřní výnosové procento než nejlepší z variant dle posouzení velikosti čisté současné hodnoty. Nicméně v takovém případě se

[67] Vlastní zpracování

patrně jedná o problém různé uvažované velikosti obou investic, kdy nám sice jedna varianta o nižší počáteční investici vrátí vyšší procentní výnosy, ale druhá varianta větší celkový objem peněz. V případě, kdy je nějakým způsobem zajištěno financování projektu, není třeba přikládat vnitřnímu výnosovému procentu vyšší váhu než čisté současné hodnotě. Přesto může být vnitřní výnosové procento užitečným kritériem pro získání bližšího pohledu na ekonomiku projektu.

6.3 Cena tepla jednotlivých variant

Výstupní cena tepla nebo přesněji náklady na jednotku tepla udávají měrné náklady na jednotku tepla dané varianty, a jsou vypočítány dle vztahu:

$$C_{t,KJ} = \frac{N_{celkové} - V_{celkové} + V_{t,KJ}}{E_{t,KJ}} \tag{36}$$

$N_{celkové}$ – celkové náklady na provoz KJ včetně odpisů a servisu [Kč]

$V_{celkové}$ – celkové výnosy z provozu KJ [Kč]

$V_{t,KJ}$ – výnosy z úspory na teple [Kč]

$E_{t,KJ}$ – celkové vyrobené teplo z kogenerační jednotky [GJ]

Rozepsáním celkových nákladů a výnosů na jednotlivé položky pak dostáváme:

$$C_{t,KJ} = \frac{N_P + I_{KJ} + I_{BAT} + N_{RK} + N_{servis} - V_{e,KJ} - V_N - V_{BAT} - ZB_{KJ}}{E_{t,KJ}} \tag{37}$$

N_p – celkové palivové náklady [Kč]

I_{KJ} – investice do kogenerační jednotky [Kč]

I_{BAT} – investice do bateriového úložiště [Kč]

N_{RK} – náklady na zvýšení rezervované kapacity zemního plynu [Kč]

N_{servis} – celkové náklady na servis, údržbu a opravy [Kč]

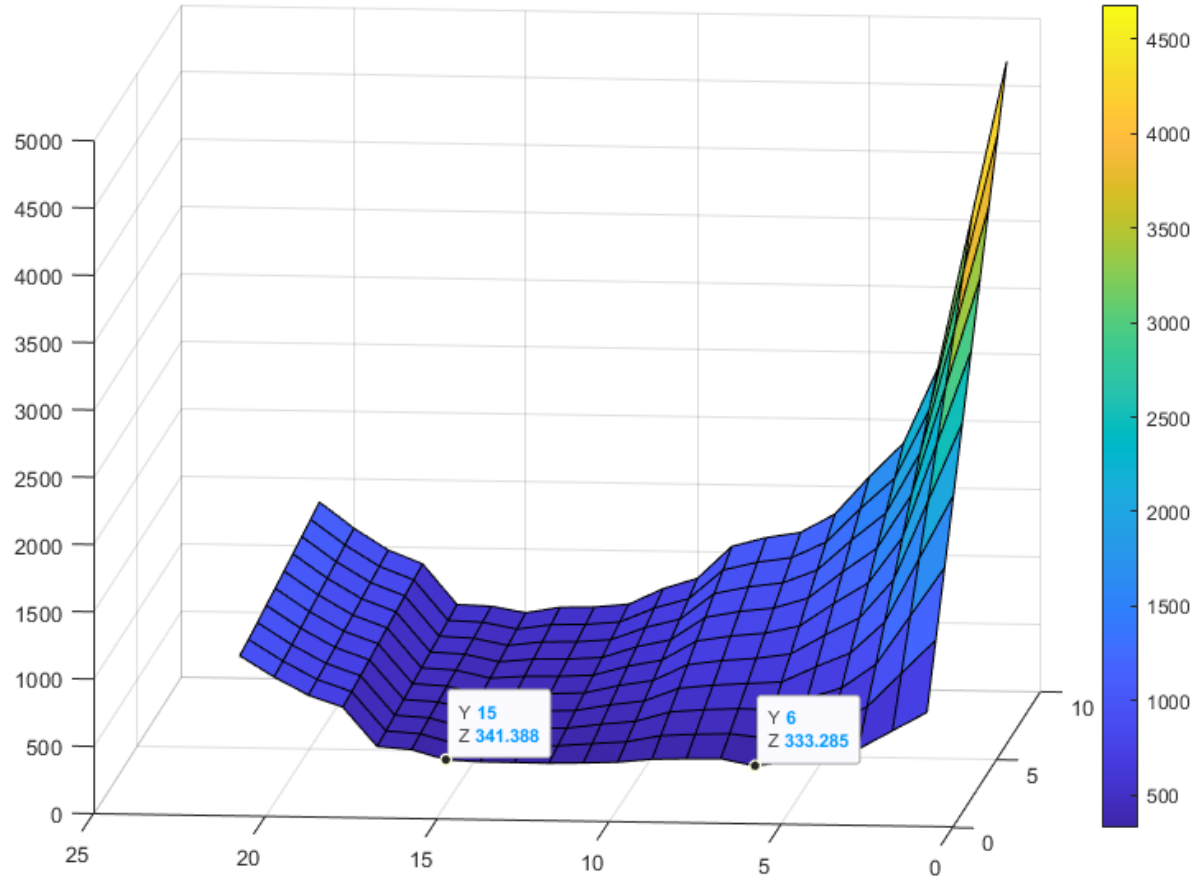
$V_{e,KJ}$ – celkové výnosy z úspory na nákup elektrické energie [Kč]

$V_{e,N}$ – celkové výnosy z prodeje přebytečné elektrické energie do sítě [Kč]

V_{BAT} – celkové výnosy z využité elektrické energie z bateriového úložiště [Kč]

ZB_{KJ} – výnosy z nároku na vyplácení zeleného bonusu [Kč]

$E_{t,KJ}$ – celkové vyrobené teplo z kogenerační jednotky [GJ]



Obrázek 32 Cena tepla jednotlivých posuzovaných variant kogenerační jednotky a bateriového úložiště[68]

Na Obrázku 32 můžeme vidět náklady na jednotku tepla jednotlivých posuzovaných variant včetně kombinace se zapojením BESS. Nejnižší hodnoty výsledné ceny tepla 333 Kč/GJ dosahuje KJ o jmenovitém tepelném výkonu 177 kW_t bez přidaného bateriového úložiště. V porovnání s jinými velikostmi KJ bez BESS dosahuje nejvyšší ceny tepla KJ o největším z posuzovaných jmenovitých tepelných výkonů. Při porovnání KJ včetně kombinací s BESS dosahuje nejhorších výsledků nejmenší posuzovaná KJ v zapojení s největší uvažovanou velikostí BESS. To je způsobeno malým celkovým

[68] Vlastní zpracování

množstvím vyrobené tepelné energie, a tedy teoretická cena za teplo pak musí být pro pokrytí investičních nákladů na BESS největší.

Nicméně samotná informace o ceně tepla jednotlivých variant je pro určení optimální varianty velikosti KJ a BESS ve výsledku bezvýznamná informace. Pokud chceme optimalizovat variantu na základě celkového ekonomického přínosu, je třeba zahrnout do výpočtu i náklady stávajícího zdroje vytápění a zohlednit, jak velká část výroby tepla tohoto zdroje bude nahrazena KJ. To, že například varianta o velikosti jmenovitého tepelného výkonu 177 kW_t dosahuje nejnižších nákladů na teplo, nemusí nutně znamenat, že celkové náklady na teplo podniku budou také nejnižší, neboť není nijak uvažováno množství vyrobeného tepla jednotlivých variant. Informace, kterou je třeba pro adekvátní porovnání variant získat, je celková cena za teplo podniku.

Nejprve je třeba stanovit stávající cenu tepla podniku. Vzhledem k tomu, že stávající plynové zdroje vytápění jsou v podniku již nainstalovány a budou sloužit jednak k pokrytí špičkových odběrů tepla a jednak jako záložní zdroj při výpadku nebo plánovaném servisu KJ, nebudou odpisy ani náklady na servis těchto plynových kotlů uvažovány. Ve výsledku by jen zvýšily výslednou cenu tepla podniku všech variant stejně. Informaci o celkové výsledné ceně tepla je tedy nutné brát jako ekonomický ukazatel napomáhající správnému výběru velikosti KJ a BESS, nikoli jako skutečnou očekávanou celkovou cenu tepla podniku. Ovšem je třeba také dodat, že investiční výdaje na pořízení plynových kotlů jsou v porovnání s investičními výdaji do technologie kogenerace velmi malé, a tedy nelze předpokládat výrazný rozdíl ve skutečné výsledné ceně tepla podniku.

Cenu tepla podniku při využití stávajících plynových kotlů stanovíme dle vztahu:

$$C_{t,PK} = \frac{C_{ZP}}{\eta_{PK}} \tag{38}$$

C_{ZP} – cena zemního plynu [Kč/GJ]

η_{PK} – účinnost stávajícího zdroje vytápění [-]

Výslednou cenu tepla podniku při zahrnutí stávajících zdrojů pro potřeby výroby zbylého odebíraného tepla získáme jako vážený průměr ceny tepla posuzované varianty a ceny tepla stávajícího zdroje vytápění, kde vahami bude množství tepla vyrobeného KJ a stávajícími plynovými kotli dle vztahu:

$$C_{teplo} = C_{t,KJ} * \frac{E_{t,KJ}}{E_t} + C_{t,PK} * \frac{E_{t,O} - E_{t,KJ}}{E_t}$$

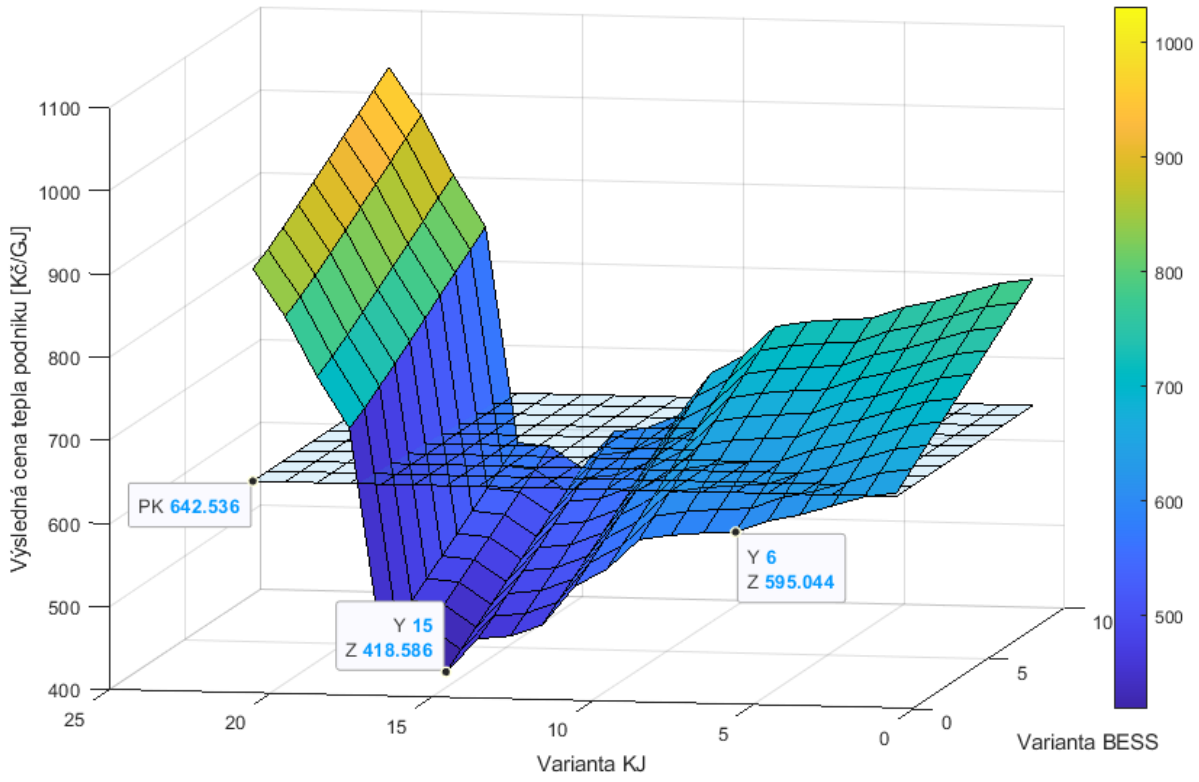
(39)

$C_{t,KJ}$ – cena tepla z kogenerační jednotky [Kč/GJ]

$E_{t,KJ}$ – celkové množství vyrobeného tepla z kogenerační jednotky [GJ]

$E_{t,O}$ – celková spotřeba tepla podniku [GJ]

$C_{t,PK}$ – cena tepla ze stávajícího zdroje vytápění (plynové kotle) [Kč/GJ]



Obrázek 33 Výsledná cena tepla podniku pro jednotlivé posuzované varianty kogenerační jednotky a bateriového úložiště[69]

Výslednou cenu tepla podniku při využití tepla z jednotlivých variant KJ spolu v kombinaci s bateriovým úložištěm lze vidět na Obrázku 33. Je patrné, že při zahrnutí údaje o množství vyrobené tepelné energie jednotlivých variant vychází opět nejlépe kogenerační jednotka č. 15 o jmenovitém tepelném výkonu 911 kW_t, a to bez přidaného bateriového úložiště. Je vidět, že varianta KJ č. 6, která dosahovala nejnižší ceny vyrobené jednotky tepla po vypočtení výsledné ceny tepla celého podniku již

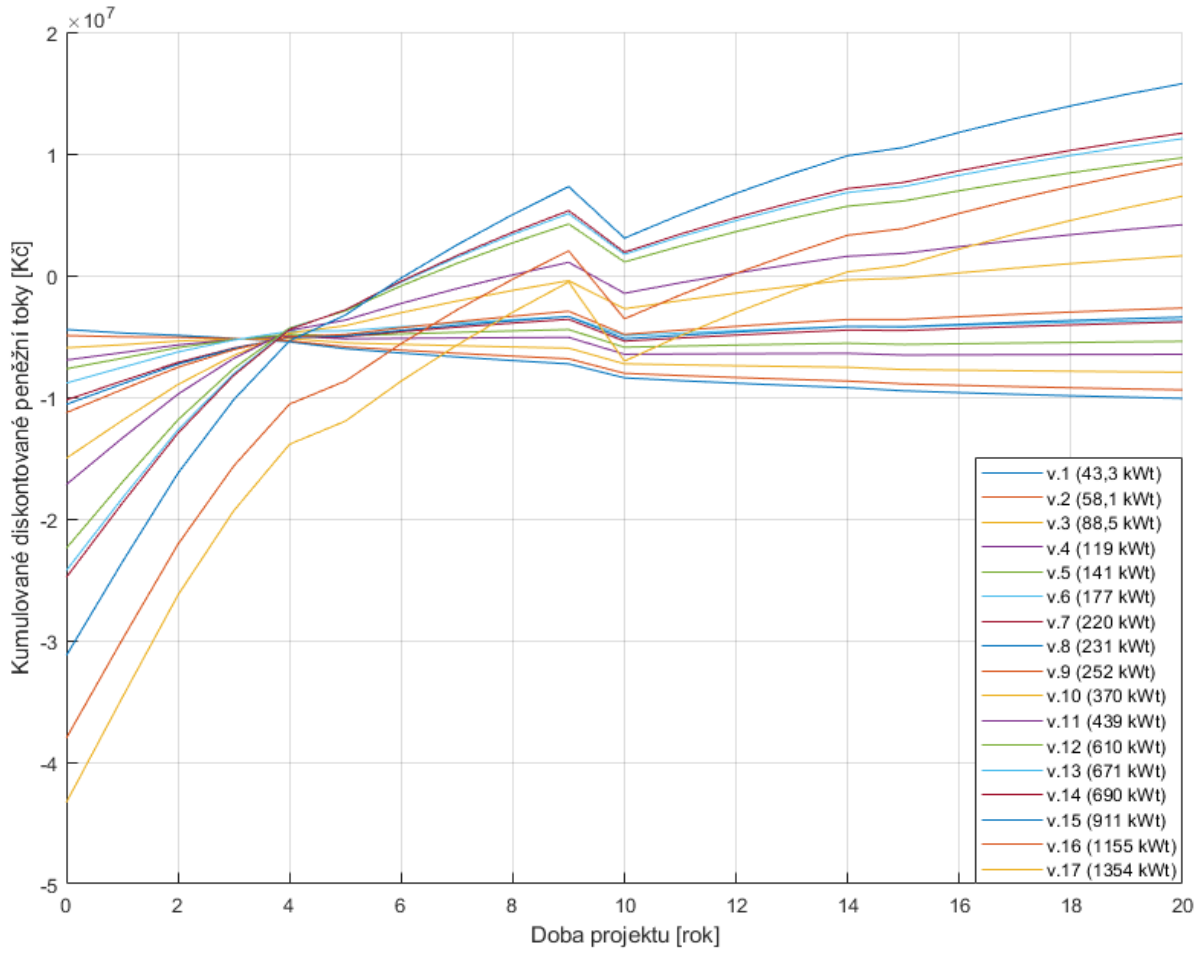
[69] Vlastní zpracování

dosahuje podstatně horšího výsledku. Nejvyšší výslednou cenu tepla vykazují pro svou velmi vysokou počáteční investici varianty KJ o nejvyšších výkonech. Při přidání BESS do systému (či zvětšování velikosti BESS) dochází ke zvyšování výsledné ceny tepla podniku a nejnižších hodnot výsledné ceny tepla tak dosahují varianty bez uvažování BESS. Pro porovnání se současnou cenou tepla podniku byla do grafu přidána plocha odpovídající ceně tepla z plynových kotlů, které podnik využívá. Cena vyrobené jednotky tepla z tohoto zdroje je 642,536 Kč/GJ. Pro rentabilitu projektu je nezbytnou podmínkou dosáhnout nižší výsledné ceny tepla podniku, než je cena tepla současného zdroje, tedy hodnota dané varianty se musí vyskytovat pod vyznačenou plochou ceny tepla z plynových kotlů.

Posuzovat varianty dle výsledné ceny tepla je odlišný přístup ke stanovení optimální varianty než porovnávání variant dle jejich čisté současné hodnoty, přesto lze v obou grafech vidět jistou podobnost. V případě čisté současné hodnoty se soustředíme na zisk, který nám projekt přinese, výsledná cena tepla naopak udává náklady na teplo, které bude třeba pro vytápění objektu vynaložit. Je však zřejmé, že tyto hodnoty jsou velmi úzce propojeny, a tedy že pro varianty s nejnižší výslednou cenou tepla podniku bude vycházet nejvyšší čistá současná hodnota a naopak. Jediným rozdílem těchto přístupů je fakt, že při výběru optimální varianty dle výsledné ceny tepla není uvažována časová hodnota peněz a výsledek tak nepodává informaci o celkovém výsledném finančním přínosu celé investice. Naopak čistá současná hodnota nám zase neříká nic o nákladech na jednotku tepla dané varianty. Přestože v tomto případě obě tato kritéria přináší stejné výsledky, je pro porozumění charakteristiky projektu užitečné znát jak čistou současnou hodnotu, tak i výslednou cenu tepla podniku jednotlivých posuzovaných variant.

6.4 Diskontovaná doba návratnosti jednotlivých variant

Diskontovaná doba návratnosti udává dobu, po které se kumulované diskontované výnosy (resp. roční peněžní toky) rovnají počáteční investici. Nedostatek tohoto kritéria je zejména v tom, že nepodává žádnou informaci o případném zisku nebo ztrátě projektu v dalších letech. Ukazatel má také, podobně jako v případě vnitřního výnosového procenta, stejný problém při porovnávání projektů různých velikostí. Diskontovaná doba návratnosti nepodává informaci o celkovém zisku, a tak může často zvýhodňovat menší projekt, jehož diskontovaná doba návratnosti je sice nižší než jiného většího projektu, avšak celkový peněžní přínos projektu je nižší. Namísto jednoho čísla udávajícího počet let, po kterých je kumulovaný diskontovaný peněžní tok roven počáteční investici, je vhodnější sestrojit graf popisující tuto veličinu v průběhu let. Pro lepší přehlednost je v grafu zahrnuta i počáteční investice, tedy diskontovaná doba návratnosti se pak rovná hodnotě na ose x, pro kterou křivka dané varianty projde nulou. Tento graf můžeme vidět na Obrázku 34.



Obrázek 34 Kumulované diskontované peněžní toky jednotlivých variant pro určení diskontované doby návratnosti[70]

Je patrné, že dochází k porovnání projektů o velmi odlišných velikostech počáteční investice. Samotná informace o diskontované době návratnosti tedy může být velmi zkreslující, neboť obecně projekty s nižší počáteční investicí mají diskontovanou dobu návratnosti také nižší. Některé projekty s vyšší počáteční investicí ale dosahují vyšší výsledné kumulované hodnoty diskontovaných peněžních toků, a některé zase prochází nulou dvakrát. Poté nemusí být zcela zřejmé, který rok lze považovat za dobu návratnosti. Z definice čisté současné hodnoty vyplývá, že se rovná právě hodnotě kumulovaných diskontovaných peněžních toků v posledním roce, tudíž se projekty v posledním roku životnosti investice seřadí sestupně dle jejich čisté současné hodnoty. Nejlepšího výsledku pak logicky musí opět dosáhnout KJ o velikosti jmenovitého tepelného výkonu 911 kW_t. Z grafu byly pro jejich špatné ekonomické výsledky vyřazeny varianty zahrnující BESS. V 10. roku životnosti projektu je možné pozorovat znatelný pokles kumulovaných diskontovaných peněžních toků všech variant, neboť dochází k uvažovanému generálnímu servisu, kdy dojde k rozsáhlé výměně některých hlavních částí technologie.

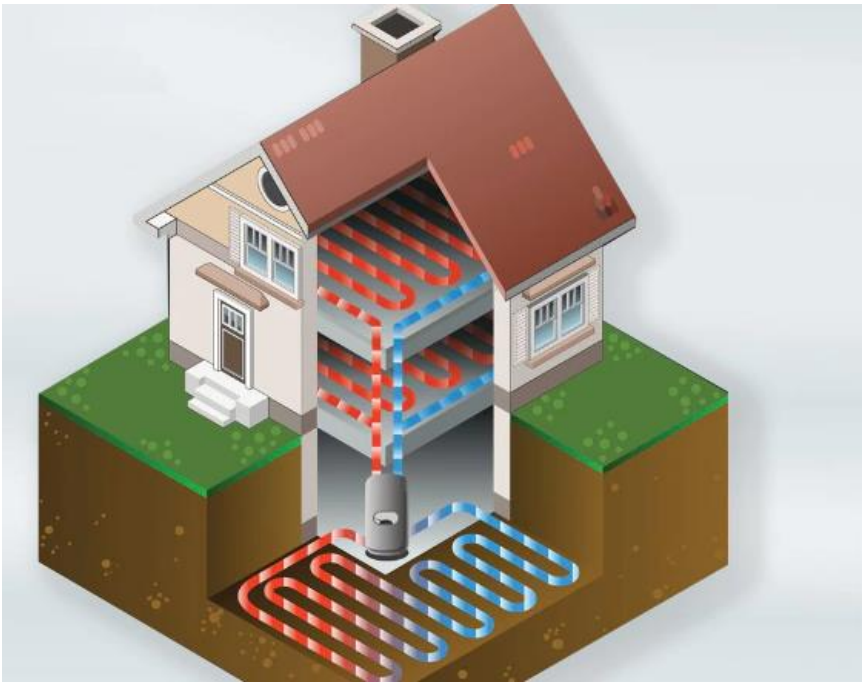
[70] Vlastní zpracování

7. Další zdroje vytápění

Existují další možnosti vytápění, které lze v praxi uplatnit. Kromě dosud posuzovaných zdrojů, kterými jsou plynové kotle a kogenerační jednotky, bude ověřena rentabilita i dvou dalších, jimiž jsou tepelná čerpadla a elektrický ohřev.

7.1 Tepelná čerpadla

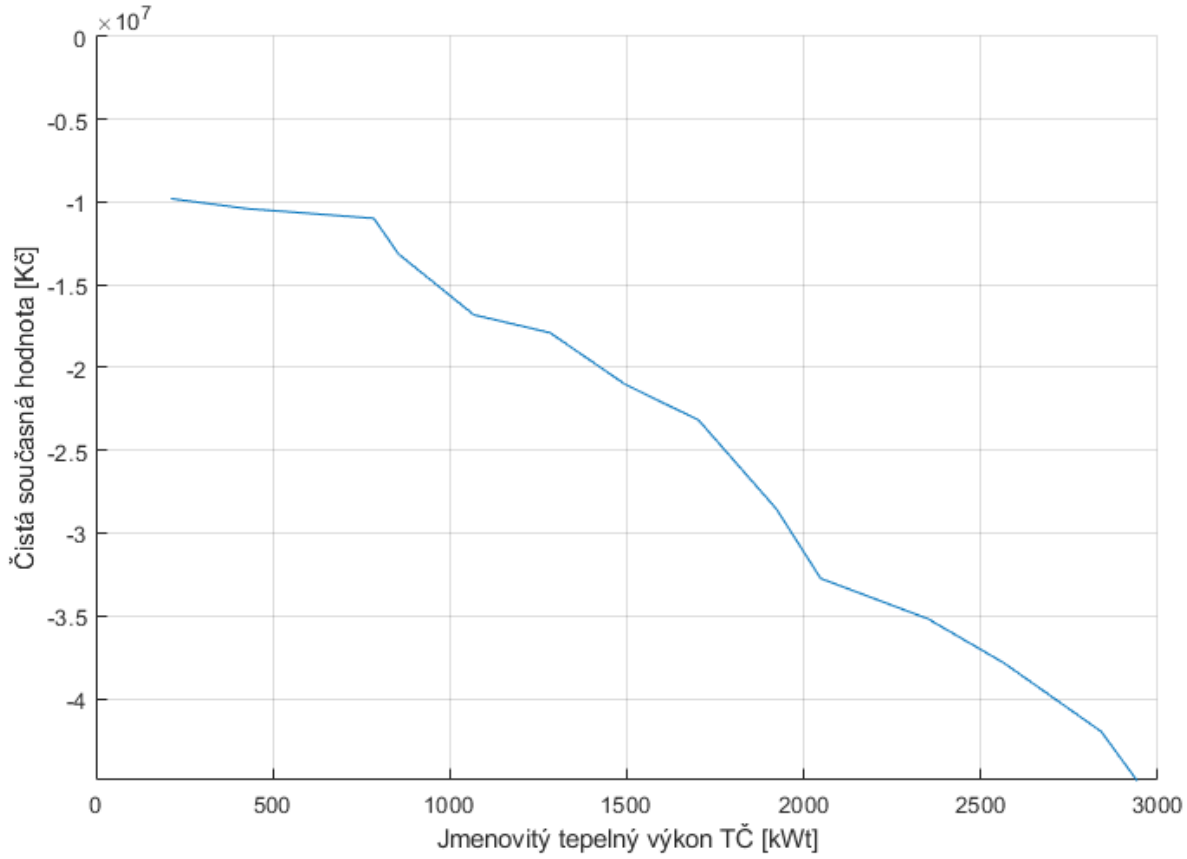
Tepelná čerpadla (dále také „TČ) využívají technologii podobnou té, která se vyskytuje například u ledniček nebo klimatizací. Odebírají teplo ze zdroje, kterým může být vzduch, voda, země (pak mluvíme o technologii vzduch-voda, voda-voda, země-voda), příp. třeba odpadní teplo z nějaké průmyslové výroby, a toto teplo poté odvádí do míst spotřeby. Z důvodu toho, že TČ teplo spíše přepravují, než vyrábí, mohou dosahovat celkové účinnosti vyšší než 100 %. Aby nedocházelo k záměně za skutečnou tepelnou účinnost, která tuto hodnotu nikdy nemůže přesáhnout, je zaveden pojem „Coefficient of performance“ COP, který se neuvádí v procentech ale v jednotkách. Někteří výrobci uvádí COP jejich tepelných čerpadel až 5, nicméně v takovém případě se jedná spíše o maximální hodnoty během roku, průměrně má běžné tepelné čerpadlo vzduch-voda hodnotu COP podstatně nižší. Vyšších hodnot COP může dosahovat čerpadlo voda-voda nebo země-voda, ale poté je třeba do investice započítat i výdaje na vrt, které mohou být často nákladnější než samotná technologie TČ.[71]



Obrázek 35 Schéma principu provozu tepelného čerpadla[72]

[71] IEA. *How a heat pump works*. [Online] [Citováno: 24.3.2023] https://www.iea.org/reports/the-future-of-heat-pumps/how-a-heat-pump-works

[72] Viessmann. *How do heat pumps work?* [Online] [Citováno: 24.3.2023] https://www.viessmann.co.uk/en/heating-advice/heat-pumps/how-does-a-heat-pump-work.html



Obrázek 36 Čistá současná hodnota jednotlivých posuzovaných variant TČ[73]

Pro výpočetní model v této práci bude uvažováno 14 variant tepelných čerpadel dle cenové nabídky, která bude v práci vzhledem k citlivosti údajů anonymizována a ceny jednotlivých variant zaokrouhleny. COP všech variant bude uvažováno 2,2, neboť TČ nebude v provozu v letních měsících, kdy je COP zpravidla vyšší, z důvodu nulového odběru tepla objektu. Servisní a údržbové náklady budou vypočítány podobně jako v případě KJ dle jejich doby využití a let provozu. Výpočet bude podstatně zjednodušený a provedený pouze pro technologii vzduch-voda, která je v praxi nejpoužívanější. Nebude uvažována akumulace tepla v podobě akumulační nádrže. Vstupní cena elektrické energie v jednotlivých letech bude stejná jako v případě KJ. Nebude předpokládaná žádná forma dotace. Na Obrázku 36 lze vidět výslednou čistou současnou hodnotu jednotlivých variant TČ. Lze vidět, že s rostoucím výkonem čistá současná hodnota variant klesá, a zároveň se všechny hodnoty vyskytují pod hranicí 0 Kč, a tedy je nelze považovat za rentabilní. Cena tepla z tepelného čerpadla se pak pohybuje v rozmezí 750 - 1200 Kč/GJ. Je možné, že při uvažování dotační podpory by již NPV dosahovalo příznivých výsledků, nicméně v tuto chvíli žádná forma dotací na instalaci tepelných čerpadel vypsána není. Bylo by možné dále testovat technologie země-voda a voda-voda, které mohou mít vyšší hodnotu COP, příp. zahrnout do výpočtu akumulaci tepla a na základě nějaké detailnější

[73] Vlastní zpracování

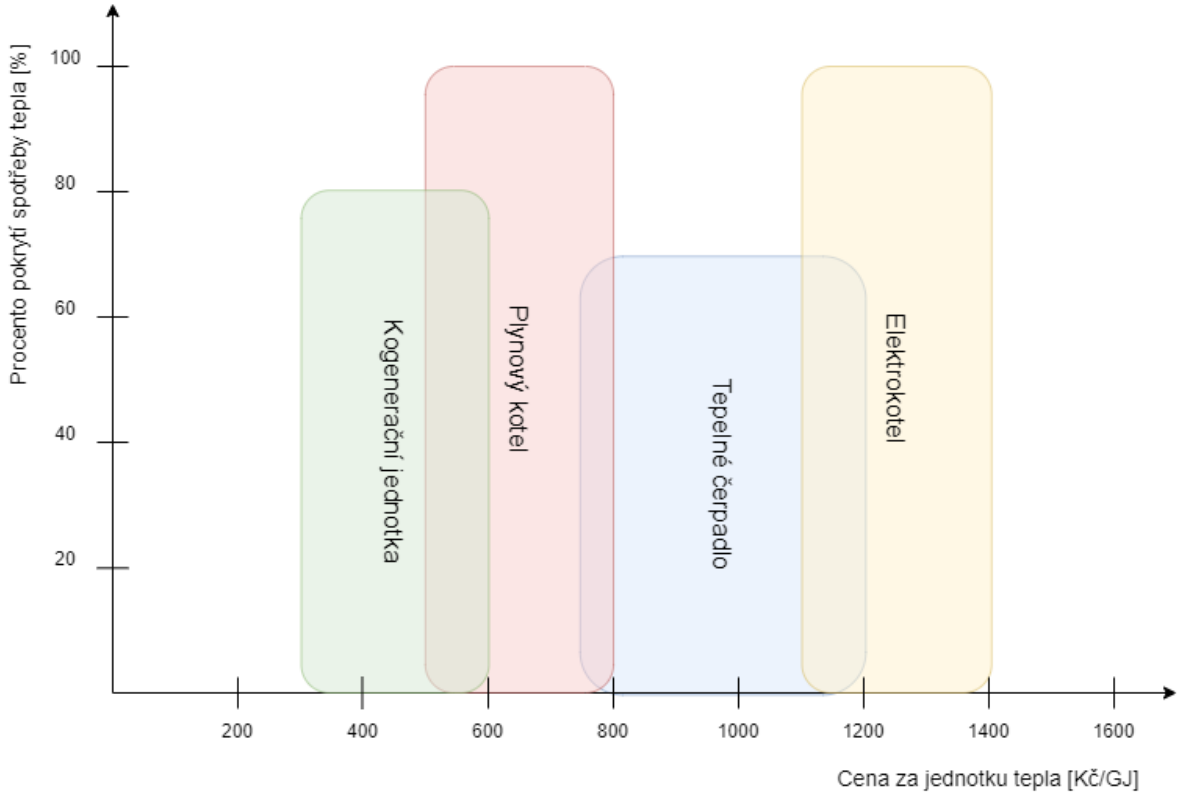
predikce cen elektřiny uvažovat provoz TČ v hodinách, ve kterých je elektrická energie levnější a teplo akumulovat, a poté využít v hodinách, kdy je cena elektrické energie vyšší. Tímto směrem je možné dále pokračovat ve vývoji výpočetního modelu, nicméně v tuto chvíli budeme považovat technologii tepelných čerpadel pro Společnosti za nerentabilní, a nebudou tedy pro vytápění objektu uvažovány.

7.2 Elektrický ohřev

Často využívanou technologií vytápění je elektrický ohřev. Jeho hlavní výhodou je jednoduchost a aplikovatelnost téměř v jakémkoliv prostředí spolu s nízkými investičními náklady. Stinnou stránkou jsou pak vyšší provozní náklady. Princip elektrického ohřevu je jednoduchý, elektrická energie je dodávána do elektrického kotle, který ji přeměňuje s vysokou účinností na teplo. Vzhledem ke zmíněným vlastnostem je elektrický ohřev ideální volbou pro místa s nízkým odběrem tepla, kde se neprojeví vyšší provozní náklady v takové míře, aby přestaly být podstatné jeho nízké investiční náklady. Zejména tedy malé bytové jednotky, či lokality bez přístupu k zemnímu plynu. Cílem této práce je optimalizovat vytápěcí systém pro průmyslový podnik, který má vysoké odběry tepla a v současné chvíli využívá plynové kotle, tedy přívod plynu je zcela v provozu. Nelze pak očekávat, že by elektrický ohřev našel uplatnění při dimenzování zdrojů vytápění pro tento podnik. I v případě, kdy bychom zanedbali investiční výdaje na pořízení dostatečně velkého elektrického kotle a uvažovali bychom s účinností přeměny elektřiny na teplo 100 %, bychom se nikdy nemohli dostat na nižší cenu tepla, než je cela elektrické energie, která je dle předpokladu svázána s cenou zemního plynu. Cena elektrické energie v modelu tak nikdy neklesne pod cenu plynu, a tudíž se nikdy nemůže elektrokotel oproti plynovému kotli ekonomicky vyplatit. V praxi pak nastanou hodiny v roce, kdy je elektrická energie podstatně levnější než cena zemního plynu na trhu, čímž by vznikl prostor na provozování elektrokotle. Podobně jako v případě tepelného čerpadla bychom pak mohli zapojením akumulační nádrže vyrábět teplo v hodinách s levnou elektřinou a ukládat ho na hodiny s vyšší cenou elektřiny. Nicméně k takovému provozu je třeba mít nějaký odhad cen energií na trhu v jednotlivých hodinách. Takovým způsobem výpočetní model nepracuje a ani k tomu nebyl zamýšlen. Je možné jej dále rozšířit o provoz dle hodinových cen elektřiny, případně nějakých hodinových predikcí dle předpovědí počasí atd., avšak v tuto chvíli bude elektrokotel považován za nerentabilní a nebude zahrnut do výpočtů v dalších částech práce.

Pro představu o ceně za jednotku tepla z jednotlivých zdrojů vytápění bylo vytvořeno schéma, kde lze zdroje vytápění vzájemně porovnat, jak je vidět na Obrázku 37. Nejlevnější cenu za teplo lze pro potřeby podniku získat využitím kogenerační jednotky, tam se cena pohybuje v rozmezí 300 - 600 Kč/GJ. Výsledná cena se bude lišit dle velikosti jednotky a dalších vstupních parametrů jako je cena elektrické energie a zemního plynu, nebo výše zeleného bonusu v daném roce. Pro dosažení příznivé ceny tepla lze počítat s pokrytím zhruba 70-80 % spotřeby tepla objektu z KJ. Cena tepla

z plynového kotle byla pro podnik vypočítána 642 Kč/GJ, nicméně při změně ceny zemního plynu se může lišit. V grafu jí byl přidělen interval v rozmezí 500-800 Kč/GJ. Dražším teplem disponují tepelná čerpadla, jejichž cena se pohybuje v rozmezí 750-1200 Kč/GJ. Zároveň pro nižší ceny tohoto intervalu lze počítat s pokrytím tepelné spotřeby jen okolo 60-70 %. Za určitých okolností by se mohlo stát, že by cena tepla z tepelného čerpadla dosáhla na cenu tepla z plynového kotle, a to zejména při zdražování zemního plynu, zlevňování elektrické energie, větším využitím v letních měsících nebo případně získáním nějaký formy dotační podpory. Nejvyšší cenu tepla by pak podnik platil v případě využití tepla z elektrického kotle. Cena tepla z elektrického kotle je zcela závislá na ceně elektrické energie. Průměrná cena elektrické energie se pravděpodobně v nejbližších letech nebude pohybovat pod cenou zemního plynu, nicméně mohou nastat hodiny, kdy tomu tak bude, a pak by bylo možné těchto příznivých okolností využít k dosažení nízké ceny tepla z elektrického kotle. Při běžném využití elektrokotle dle potřeb objektu se však jeho cena tepla pohybuje v rozmezí 1100-1400 Kč/GJ. Nejlevnější výsledné ceny tepla podnik tedy s největší pravděpodobností skutečně dostane výrobou z kogenerační jednotky doplněné o plynové kotle pracující ve špičkových hodinách.



Obrázek 37 Cena tepla jednotlivých posuzovaných zdrojů vytápění podniku[74]

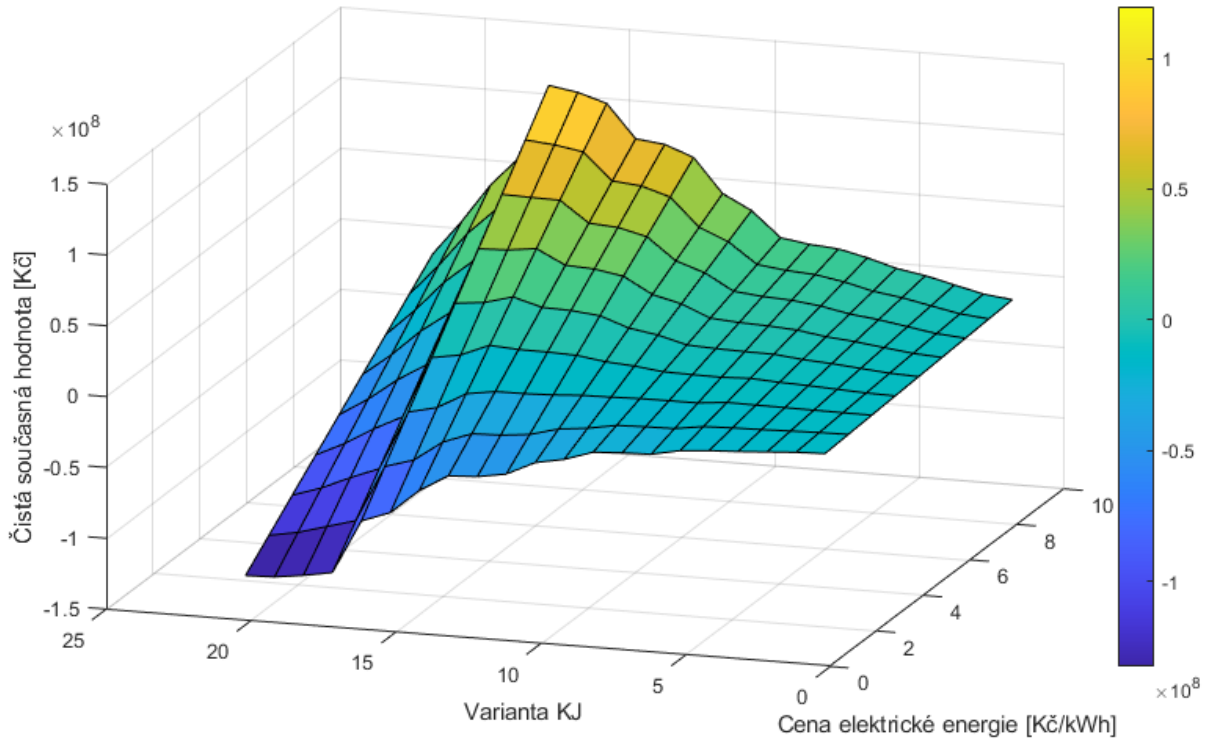
[74] Vlastní zpracování

8. Citlivostní analýzy

V přechozí části byl uveden graf čisté současné hodnoty jednotlivých variant KJ při vstupních parametrech zvolených tak, aby s co největší pravděpodobností odrážely realitu v dalších letech projektu. Pro vstupní parametry, které mají největší vliv na výslednou čistou současnou hodnotu, byly vytvořeny citlivostní analýzy znázorňující jejich skutečnou váhu na výsledek. Vzhledem k charakteru výpočetního modelu, kterým je optimalizace velikosti zdroje vytápění, a který jistým způsobem již obsahuje prvky citlivostní analýzy, kdy pro různé velikosti výrobního zdroje hledá optimální variantu, budou i citlivostní analýzy prováděny formou 3-D grafu, kde na ose x a y bude vždy měnící se parametr a na ose z výsledná čistá současná hodnota. Pro většinu těchto grafů budou na ose x právě varianty KJ, doplněny o jeden další měnící se vstupní parametr na ose y.

8.1 Cena elektrické energie

Jedním z nejdůležitějších vstupních parametrů modelu je cena elektrické energie na denním trhu, kde Společnost elektřinu nakupuje. Každá změna ceny elektrické energie na trhu se projeví zvýšením nákladů Společnosti na odběr elektrické energie ze sítě.



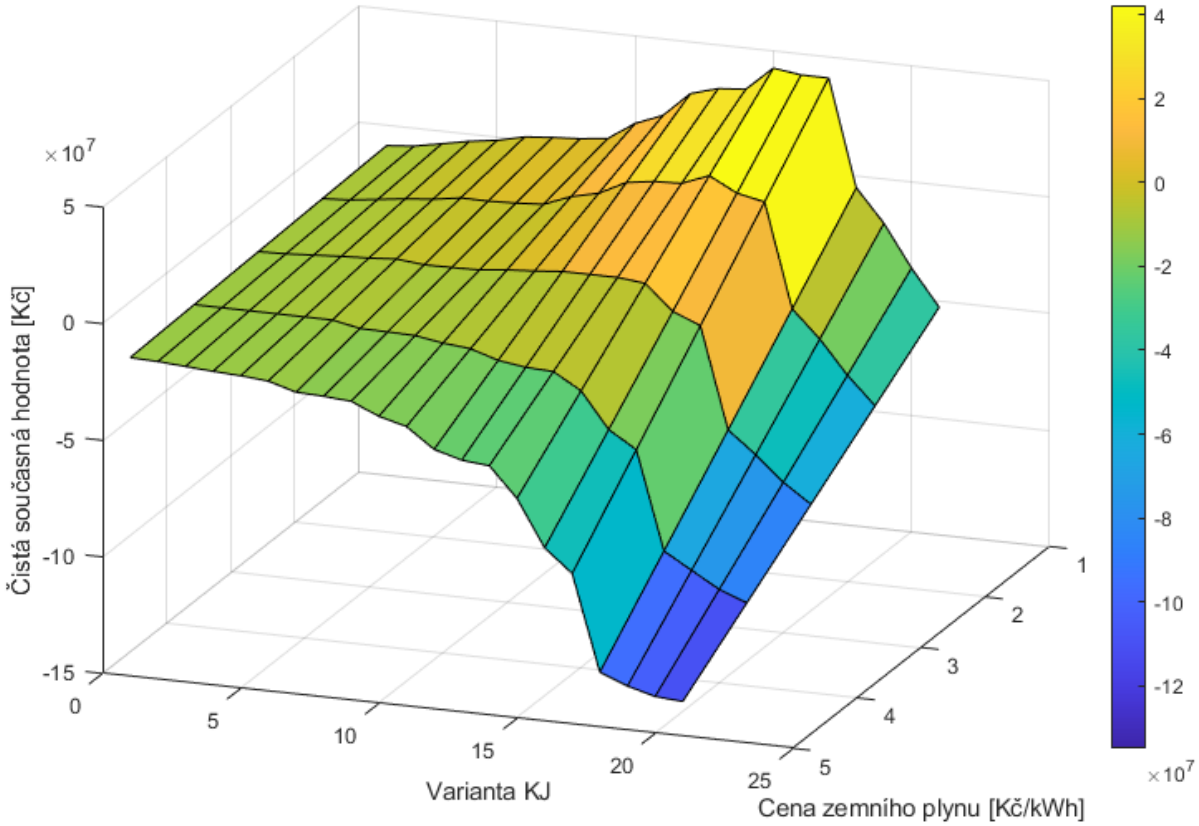
Obrázek 38 Citlivostní analýza vlivu ceny elektrické energie na čistou současnou hodnotu variant KJ[75]

[75] Vlastní zpracování

Vyrobená elektrická energie z KJ má tak vždy takovou hodnotu, která závisí na ceně elektrické energie na trhu, a úměrně tomu se projeví ve formě úspor z nákupu elektřiny Společnosti. Cena elektrické energie v letech projektu byla odhadnuta v Kapitole 4.2.1 dle futures kontraktů v dalších letech, dostupných analýz energetických expertů a vlastních úvah. Citlivostní analýza vlivu ceny elektrické energie Společnosti na výslednou čistou současnou hodnotu by měla ukázat, jak by se čistá současná hodnota měnila v případě, kdy by se cena elektrické energie od předchozích odhadů lišila. Hodnota ceny elektrické energie pro tuto citlivostní analýzu je průměrná cena elektrické energie po celou dobu projektu. Cena elektrické energie byla zvolena v modelu dle odhadů na každý rok zvlášť, nicméně její průměrná hodnota se blíží 4,5 Kč/kWh. Pro tuto cenu vychází nejvyšší NPV pro variantu č. 15 o jmenovitém tepelném výkonu 911 kW_t. V případě, že by cena elektrické energie rostla, dosahuje lepších ekonomických výsledků varianta č. 17 o jmenovitém tepelném výkonu 1354 kW_t. Podobného výsledku dosahují tyto dvě varianty při ceně elektřiny okolo 7 Kč/kWh. V případě velmi nízké ceny elektřiny vychází nejlépe nejmenší varianty KJ. Jednotky největších posuzovaných jmenovitých tepelných výkonů dosahují nejhorších ekonomických výsledků nehledě na cenu elektrické energie.

8.2 Cena zemního plynu

Druhým nejdůležitějším vstupním parametrem je cena zemního plynu. Cena zemního plynu má také výrazný vliv na NPV, nicméně podstatně menší než cena elektrické energie. To je způsobeno tím, že současný zdroj vytápění také využívá jako palivo zemní plyn. Při jeho rostoucí ceně pak tedy stoupají náklady jak KJ, tak i stávajícího zdroje. Nicméně přesto je spotřeba zemního plynu na jednotku tepla pro KJ vyšší než pro plynový kotel, a z toho důvodu se změna ceny projeví na výsledné čisté současné hodnotě. S rostoucí cenou zemního plynu klesá výsledné NPV všech posuzovaných variant. Při ceně zemního plynu okolo 4 Kč/kWh a více, vychází lépe čistá současná hodnota variant KJ nižších výkonů, ovšem všechny varianty pak mají NPV nižší než 0, a tudíž by nemohlo, za očekávání příznivých ekonomických výsledků, dojít k jejich realizaci.

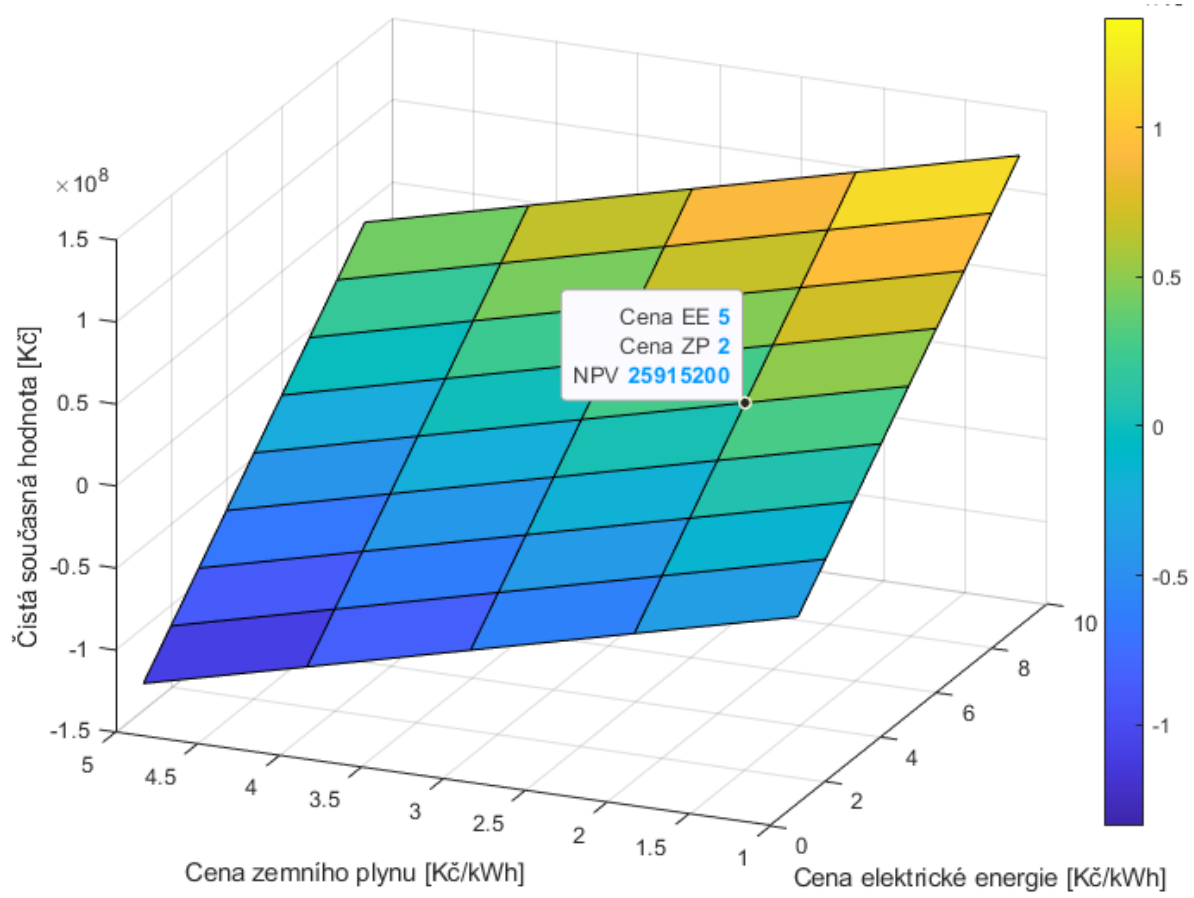


Obrázek 39 Citlivostní analýza vlivu ceny zemního plynu na čistou současnou hodnotu variant KJ[76]

8.3 Cena elektrické energie a zemního plynu

Ceny elektrické energie a zemního plynu na trhu jsou vzájemně provázány. Většinou tedy dochází buď k růstu nebo poklesu cen obou těchto komodit. Následující citlivostní analýza zobrazuje změnu cen obou komodit a jejich vliv na čistou současnou hodnotu varianty KJ č. 15, která dosahuje obecně nejlepších ekonomických výsledků. Nejvyšší NPV je dosaženo při vysoké ceně elektrické energie a nízké ceně zemního plynu. Nejhorších výsledků pak naopak při vysoké ceně zemního plynu a nízké ceně elektřiny. V grafu je také vyznačen bod, který je nejblíže zvoleným parametrům v modelu. Jeho čistá současná hodnota pak vychází okolo 26 mil. Kč.

[76] Vlastní zpracování



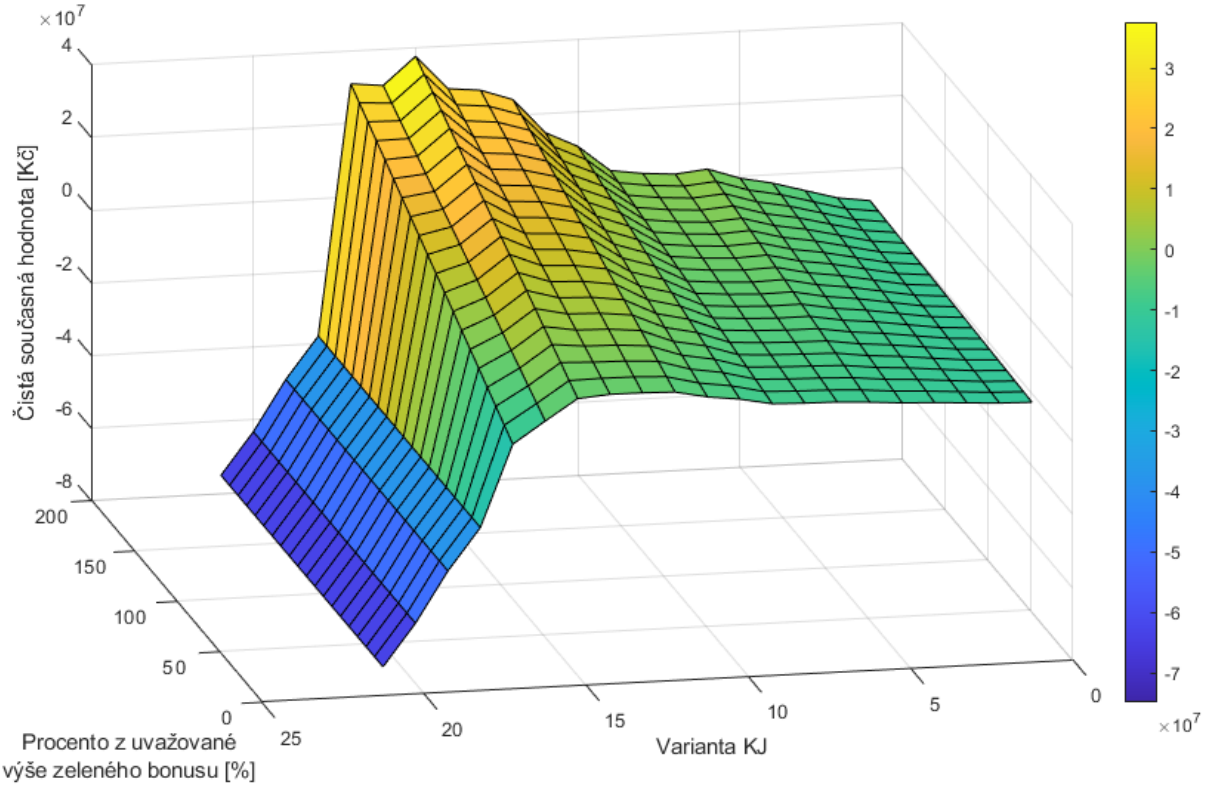
Obrázek 40 Citlivostní analýza vlivu ceny elektrické energie a zemního plynu na čistou současnou hodnotu jedné varianty KJ[77]

8.4 Zelený bonus

Zelený bonus hraje také roli v rentabilitě investice do KJ. V modelu byly uvažovány velikosti zeleného bonusu dle Cenového rozhodnutí ERÚ na rok 2021. Nicméně pro rok 2022 byl například přidělený zelený bonus pro všechny velikosti KJ a všechny roční doby provozu 0 Kč/kWh. Tato citlivostní analýza znázorňuje vliv výše zeleného bonusu na výslednou čistou současnou hodnotu. Na ose x jsou tedy posuzované varianty KJ, na ose y procento z výše uvažovaného zeleného bonusu v rozmezí 0-200 % a na ose z čistá současná hodnota projektu. Varianta KJ č. 15 o jmenovitém tepelném výkonu 911 kW_t, která dosahovala také nejvyššího NPV při zvolených vstupních parametrech, dosahuje nejlepšího výsledku při jakékoli výši zeleného bonusu. S rostoucí výší zeleného bonusu přitom její výsledky v porovnání s ostatními variantami ještě více rostou. Přesto bez přiděleného zeleného bonusu dosahuje NPV této varianty hodnoty okolo 0 Kč, a tedy taková investice by byla na posouzení investorem. V grafu si lze také všimnout, že čistá současná hodnota jednotek vyšších posuzovaných výkonů se s měnící se výší zeleného bonusu nemění. To je způsobeno tím, že tyto jednotky z důvodu jejich malého ročního projezdu nedosahují podmínek nutných pro přidělení zeleného bonusu, a nemají

[77] Vlastní zpracování

na něj tedy nárok. Je patrný velký skok mezi variantou č. 17 a 18, kde jedna varianta dosahuje velmi příznivých výsledků, a druhá NPV záporných hodnot, což dokazuje významnost přidělování této finanční podpory.

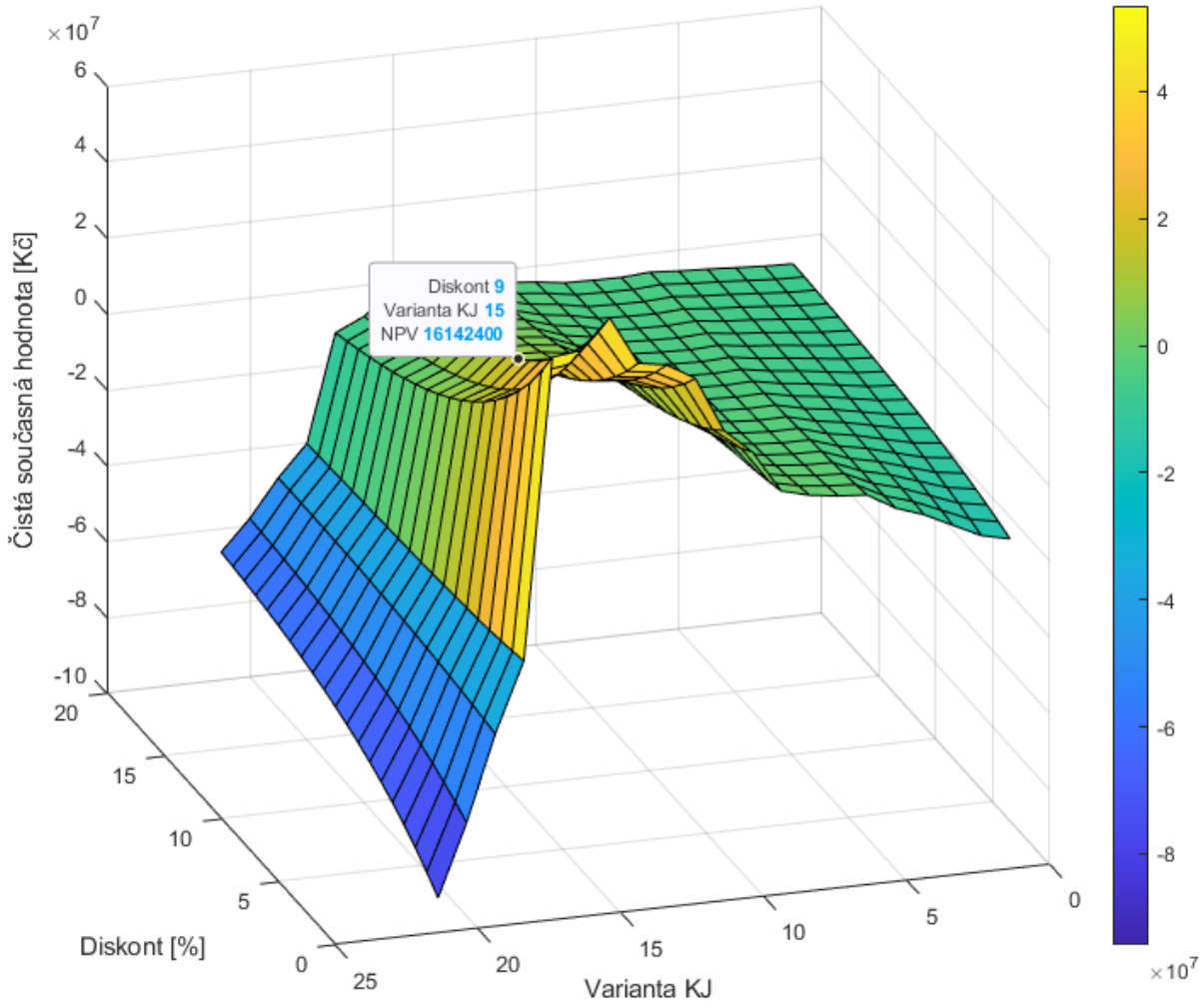


Obrázek 41 Citlivostní analýza vlivu výše zeleného bonusu na čistou současnou hodnotu variant KJ[78]

8.5 Diskont

V neposlední řadě byla provedena citlivostní analýza na vliv diskontu na čistou současnou hodnotu jednotlivých posuzovaných variant KJ. Ve výpočetním modelu je uvažována velikost diskontní sazby 9,14 %. Tato hodnota vychází z modelu CAPM, WACC a vlastních úvah. Následující graf by měl ukázat, jak by se měnila čistá současná hodnota jednotlivých variant v případě, kdy by se diskontní sazba lišila od zvolené výše ve výpočetním modelu. Na ose x jsou opět jednotlivé posuzované varianty KJ, na ose y je právě diskont a na ose z je opět čistá současná hodnota variant. V grafu je dále také vyznačen bod, který je nejblíže výchozímu bodu, tedy bod pro diskontní sazbu ve výši 9 % a variantu KJ č. 15 o jmenovitém tepelném výkonu 911 kW_t. Tato varianta opět dosahuje nejlepších ekonomických výsledků pro všechny posuzované výše diskontní sazby. S rostoucím diskontem NPV této varianty klesá, neboť diskont snižuje reálné výnosy v pozdějších letech projektu.

[78] Vlastní zpracování



Obrázek 42 Citlivostní analýza vlivu výše diskontní sazby na čistou současnou hodnotu variant KJ[79]

[79] Vlastní zpracování

9. Závěrečná doporučení

Nejlepších ekonomických výsledků dosahovala při zvolených vstupních parametrech varianta KJ č. 15 bez přidání BESS. Technické parametry této varianty si lze prohlédnout v Tabulce 8. Tato KJ disponuje jmenovitým tepelným výkonem 911 kW_t a jmenovitým elektrickým výkonem 800 kW_e. Doba využití této jednotky v roce je 4 835 h, což znamená, že dosahuje na vyšší formu zeleného bonusu, který je přidělován při ročním využití 4 400 h a více. Tato KJ pak bude schopna nahradit 74 % tepelných potřeb objektu, tedy 4 405 MWh z roční spotřeby 5 923 MWh. Během provozu vyrobí celkem 3 179 MWh elektřiny, ze kterých bude přímo v lokalitě využito 2 800 MWh, což tvoří 88 % tohoto objemu. Do sítě bude dodáno zbylých 379 MWh a prodáno za výkupní cenu.

Varianta	15	-
Tepelný výkon	911	kWt
Elektrický výkon	800	kWe
Doba využití v roce	4 835	h
Celkové množství vyrobeného tepla v roce	4 405	MWh
Procento nahrazeného tepla	74	%
Celkové množství vyrobené elektřiny v roce	3 179	MWh
Celkové množství využité elektřiny v roce	2 800	MWh
Procento využité elektřiny	88	%
Množství dodané elektřiny do sítě	379	MWh

Tabulka 8 Technické parametry zvolené varianty KJ[80]

Celková počáteční investice do této KJ činí 31 243 560 Kč, přičemž největšími složkami výnosů jsou úspory na výrobě tepla z plynových kotlů v průměrné výši 10 189 400 Kč a úspory na nákup elektřiny pro potřeby podniku v průměrné výši 12 262 100 Kč. Spolu s celkovými průměrnými ročními výnosy z prodeje elektřiny do sítě ve výši 590 575 Kč a výnosy ze zeleného bonusu 2 982 250 Kč pak tvoří výnosy celkem 26 024 325 Kč. Celkové průměrné roční provozní náklady včetně odpisů dosahují hodnoty 21 322 600 Kč. Výsledná čistá současná hodnota projektu je pak 15 763 000 Kč. Ekonomickou bilanci projektu si lze prohlédnout v Tabulce 9.

Celková počáteční investice	31 243 560	Kč
Průměrné roční úspory na teple	10 189 400	Kč
Průměrné roční úspory na nákupu elektřiny	12 262 100	Kč
Průměrné roční výnosy z prodeje elektřiny do sítě	590 575	Kč
Roční výnosy ze zeleného bonusu	2 982 250	Kč
Průměrné roční provozní náklady	21 322 600	Kč
Čistá současná hodnota projektu	15 763 000	Kč

Tabulka 9 Ekonomické parametry zvolené varianty KJ[81]

[80] Vlastní zpracování
[81] Vlastní zpracování

10. Závěr

Cílem této práce bylo nalézt optimální zdroj vytápění průmyslového podniku s ohledem na zvolená ekonomická kritéria a stávající zdroj vytápění podniku. V úvodní části práce byla nejprve popsána technologie kombinované výroby elektřiny a tepla s důrazem na její roli ve snaze o dosažení požadovaného snížení emisí CO_2, ke kterému se některé státy Evropské unie, včetně České republiky zavázaly. KVET je v současné chvíli jeden z nejekologičtějších způsobů výroby tepla, neboť dochází k využití primární energie paliva s vysokou účinností její přeměny. V dalších letech lze očekávat snahu o nahrazení zemního plynu jiným, bezemisním palivem jako je vodík nebo biomasa. I při využití zemního plynu se však zatím s kogenerací při transformaci energetiky ze strany Evropské unie počítá, a nepředpokládá se tedy pokles jejího ročního instalovaného výkonu.

Průmyslovým podnikem pro výpočetní část práce byla nejmenovaná společnost, která pro potřeby práce poskytla svá data o spotřebě elektrické energie a zemního plynu během roku. Na základě těchto dat byla provedena simulace provozu vytápěcího systému pro navržené varianty zásobování podniku teplem v programu MatLab. Za vhodný zdroj vytápění objektu byla zvolena technologie kombinované výroby elektřiny a tepla, doplněna ve špičkových hodinách o výrobu ze stávajícího zdroje vytápění, kterým jsou plynové kotle. Kogenerační jednotka je v provozu dle tepelných potřeb objektu, přičemž vyráběná elektrická energie je v každé čtvrthodině buď spotřebovávána nebo dodávána do sítě. Z katalogu firmy TEDOM, a.s. bylo vybráno 21 potenciálních variant kogeneračních jednotek, které byly vzájemně porovnány na základě ekonomických kritérií. Ekonomickými kritérii pro porovnání jednotlivých variant byla jejich čistá současná hodnota a vnitřní výnosové procento. Dle těchto kritérií byla zvolena varianta kogenerační jednotky č. 15 o jmenovitém tepelném výkonu 911 kW_t a elektrickém výkonu 800 kW_e. Ta dosahovala jak nejvyšší čisté současné hodnoty, tak i vnitřního výnosového procenta, a zároveň nejnižší výsledné ceny za jednotku tepla podniku.

Dále byl v modelu simulován provoz bateriového úložiště ve spolupráci s kogenerační jednotkou, kdy se přebytečná elektrická energie vyrobená kogenerační jednotkou akumulovala do baterie pro pozdější využití. Bylo testováno 10 různých velikostí bateriového úložiště v kombinaci s každou z 21 navržených variant kogeneračních jednotek, avšak ve všech případech mělo přidání bateriového úložiště negativní vliv na výslednou čistou současnou hodnotu, a bylo tedy vyhodnoceno jako nerentabilní.

Závěrem byly sestrojeny citlivostní analýzy vlivu některých vstupních parametrů na čistou současnou hodnotu jednotlivých variant. Významný vliv na ekonomiku projektu mají ceny komodit podniku a výše zeleného bonusu. Zvolená varianta kogenerační jednotky však dosahuje příznivých výsledků i při výrazné změně vstupních parametrů, a tak bude Společnosti dále doporučena.

Seznam použité literatury

[1] DVORSKÝ, Emil a Pavla HEJTMÁNKOVÁ. *Kombinovaná výroba elektrické a tepelné energie*. Praha: BEN – technická literatura, 2005. ISBN 80-7300-118-7

[2] IBLER, Zdeněk. *Technický průvodce energetika*. Praha: BEN – technická literatura, 2002. ISBN 80-7300-026-1

[3] IBLER, Zdeněk. *Technický průvodce energetika – 2. díl – Energetika v příkladech*. Praha: BEN – technická literatura, 2003. ISBN 80-7300-097-0

[4] SMIL, Václav. *Fakta a mýty o energetice: jak vrátit debatu o energetice zpátky na zem.* Vyd. 1. české. Ostrava: Moravskoslezský dřevařský katastr ve spolupráci s Moravskoslezským energetickým klastrem, 2013. ISBN 978-80-7464-365-1

[5] VALACH, Josef. *Investiční rozhodování a dlouhodobé financování*. Praha: Wolters Kluwer, 2010. ISBN 978-80-86929-71-2

[6] ČEZ ENERGO. *Model kogenerační jednotky.* [online] [Citace: 10.9.2022]. https://www.cezenergo.cz/cs/o-kogeneraci/model-kogenerace

[7] ČNB. Prognóza ČNB – zima 2023. [Online] [Citace: 29.12.2022] https://www.cnb.cz/cs/menova-politika/prognoza/

[8] *ČR. Zákon č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie*

[9] ČR. *Zákon č. 261/2007 Sb., o stabilizaci veřejných rozpočtů*

[10] *ČR. Zákon č. 406/2000 Sb., o hospodaření energií*

[11] ČR. *Zákon č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů*

[12] *ČR. Zákon č. 586/1992 Sb., o daních z příjmu*

[13] DAMODA RAN, Aswath. *Levered and Unlevered Betas by Industry.* [online] [Citace: 28.12.2022] https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/

[14] DAMODARAN, Aswath. *Risk Premiums for Other Markets.* [online] [Citace: 28.12.2022] https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/

[15] EC. *A European Green Deal*. [Online] [Citováno: 12.3.2023] https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en

[16] EC. *Paris Agreement*. [Online] [Citováno: 12.3.2023] https://climate.ec.europa.eu/eu-action/international-action-climate-change/climate-negotiations/paris-agreement_en

[17] EEX. *Futures – Natural Gas.* [Online] [Citace: 17.1.2023] https://www.eex.com/en/market-data/natural-gas/futures

[18] ENERGY TOOLBASE. *The Primary Components of an Energy Storage System that you Need to Know*. [Online] [Citace 14.2.2023] https://www.energytoolbase.com/newsroom/blog/the-primary-components-of-an-energy-storage-system-that-you-need-to-know

[19] Entri. *Výkup vyrobené elektřiny*. [Online] [Citováno: 17.3.2023] https://www.entri.cz/vykup-vyrobene-elektriny/

[20] EP. *Vnitřní trh s energií*. [Online] [Citace: 22.1.2023]

https://www.europarl.europa.eu/factsheets/cs/sheet/45/vnitrni-trh-s-energii

[21] ERÚ. *Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 11/2022 ze dne 30. září 2022*

[22] ERÚ. *Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 12/2022 ze dne 14. listopadu 2022, o regulovaných cenách souvisejících s dodávkou plynu*.

[23] ERÚ. *Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 8/2021 ze dne 30. listopadu 2021, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice a ostatní regulované ceny*

[24] ERÚ. *Energetický regulační věstník částka 5/2020 ze dne 30. září 2020*

[25] EU. *Směrnice Evropského parlamentu 2004/8/ES ze dne 11. února 2004 o podpoře kombinované výroby tepla a elektřiny založené na poptávce po užitečném teple na vnitřním trhu s energií a o změně směrnice 92/42/EHS*

[26] EU. *Směrnice Evropského parlamentu a rady 2012/27/EU ze dne 25. října 2012 o energetické účinnosti, o změně směrnic 2009/125/ES a 2010/30/EU a o zrušení směrnic 2004/8/ES a 2006/32/ES*

[27] IEA. *How a heat pump works*. [Online] [Citováno: 24.3.2023] https://www.iea.org/reports/the-future-of-heat-pumps/how-a-heat-pump-works

[28] KAHÁNEK, Adam. *Plyn za cenu před válkou? Příští rok bude problémový, časem se ale dočkáme.* [Online] [Citace: 17.11.2022] https://www.novinky.cz/clanek/ekonomika-plyn-za-cenu-pred-valkou-pristi-rok-bude-problemovy-casem-se-ale-dockame-40410809

[29] MAJLING, Eduard. Větrné počasí v Německu srazilo spotové ceny elektřiny do záporných hodnot. [Online] [Citace: 22.1.2023] https://oenergetice.cz/elektrina/vetrne-pocasi-v-nemecku-srazilo-spotove-ceny-elektriny-do-zapornych-hodnot

[30] MFČR. *Emisní kalendář střednědobých a dlouhodobých státních dluhopisů – březen 2023*. [Online] [Citace: 23.12.2022] https://www.mfcr.cz/cs/verejny-sektor/rizeni-statniho-dluhu/emise-statnich-dluhopisu/emisni-kalendare-sdd/2023/emisni-kalendar-strednedobych-a-dlouhodo-50355

[31] MPO. *Do řízení elektrizační soustavy se zapojili noví agregátoři.* [Online] [Citace: 5.11.2022] https://www.mpo.cz/cz/rozcestnik/pro-media/tiskove-zpravy/do-rizeni-elektrizacni-soustavy-se-zapojili-novi-agregatori---261782/

[32] MPO. *Podíl obnovitelných zdrojů energie na hrubé konečné spotřebě energie 2010–2020*

[33] MPO. *Posouzení potenciálu vysoce účinné kombinované výroby tepla a elektřiny a účinného dálkového vytápění a chlazení za Českou republiku*

[34] TARGRAY. *NMC battery material*. [Online] [Citace: 12.2.2023] https://www.targray.com/li-ion-battery/cathode-materials/nmc

[35] TEDOM. *Kogenerační jednotky*. [Online] [Citováno: 20.11.2022] https://www.tedom.com/wp-content/uploads/2022/12/Prehled-kogeneracnich-jednotek-TEDOM.pdf

[36] TEDOM. *Kogenerační jednotky TEDOM jsou připraveny na vodík*. [Online] [Citace: 11.11.2022] https://www.tedom.com/cs/vodik/

[37] Tzb-info.cz. *Biomasa*. [Online] [Citace: 25.10.2022] https://oze.tzb-info.cz/biomasa

[38] Viessmann. *How do heat pumps work?* [Online] [Citováno: 24.3.2023] https://www.viessmann.co.uk/en/heating-advice/heat-pumps/how-does-a-heat-pump-work.html

Seznam použitých značek a symbolů

C_{EE} – cena elektrické energie [Kč/MWh]

$C_{EE,výkup}$ – výkupní cena elektrické energie dodané do sítě [Kč/MWh]

CF_{konst} – konstantní finanční tok v průběhu projektu [Kč]

CF_t – peněžní toky v jednotlivých letech [Kč]

$C_{t,KJ}$ – cena tepla z kogenerační jednotky [Kč/GJ]

$C_{t,PK}$ – cena tepla podniku při využití stávajícího zdroje vytápění (plynového kotle) [Kč/GJ]

C_{teplo} – výsledná cena tepla podniku [Kč/GJ]

C_{zp} – cena zemního plynu [Kč/kWh]

D – poměr cizího kapitálu ku celkovému kapitálu [-]

E – poměr vlastního kapitálu ku celkovému kapitálu [-]

$E_{\%}$ - procentuální zastoupení vyrobené elektrické energie na celkové výrobě kogenerační jednotky [%]

E_e – vyrobená elektrická energie [J]

$E_{e,KJ}$ – celková vyrobená elektrická energie kogenerační jednotkou [kWh]

$E_{e,N}$ – celkové množství elektrické energie vyrobené kogenerační jednotkou a dodané do sítě [kWh]

$E_{e,O}$ – celková potřeba elektrické energie objektu [kWh]

$E_{e,U}$ – množství využité elektrické energie podnikem [kWh]

$E_{e,U,\%}$ – procento využité oproti vyrobené elektrické energii podnikem [%]

$E_{t,\%}$ – procento vyrobené tepelné energie oproti potřebě podniku [%]

$E_{t,KJ}$ – celková vyrobené tepelná energie kogenerační jednotkou [kWh]

$E_{t,O}$ – celková spotřeba tepla podniku [kWh]

E_{ZP} – celková roční spotřeba zemního plynu [kWh]

H – výhřevnost zemního plynu [MWh/m3]

I_0 – celková investice v 0. roce [Kč]

I_{BAT} – investice do bateriového úložiště [Kč]

I_{KJ} – investice do kogenerační jednotky [Kč]

IRR – vnitřní výnosové procento [-]

M_{pal} – hmotnostní nebo objemový průtok paliva [kg/s, m^3/s]

m_{pal} – množství paliva [kg, m^3]

$N_{celkové}$ – celkové náklady na provoz KJ včetně odpisů a servisu [Kč]

N_p – celkové palivové náklady [Kč]

N_{RK} – náklady na zvýšení rezervované kapacity zemního plynu [Kč]

N_{servis} – celkové náklady na servis, údržbu a opravy [Kč]

$N_{t,KJ}$ – stávající náklady/cena tepla podniku [Kč/GJ]

P_B – okamžitý nabíjecí výkon bateriového úložiště [kW]

$P_{B,max}$ – maximální možný nabíjecí výkon bateriového úložiště [kW]

P_E – elektrický výkon [W]

$P_{E,\%}$ - procentuální zastoupení elektrického výkonu na celkovém výkonu kogenerační jednotky [%]

$P_{e,KJ}$ – okamžitý elektrický výkon kogenerační jednotky [kW_e]

$P_{e,N}$ – okamžitý elektrický výkon kogenerační jednotky dodávaný do sítě [kW_e]

$P_{e,O}$ – okamžitý elektrický výkon odebíraný podnikem [kW_e]

$P_{e,U}$ – okamžitý elektrický výkon využitý z výroby kogenerační jednotky [kW_e]

$P_{j,KJ}$ – jmenovitý tepelný výkon kogenerační jednotky [kW_t]

P_t – tepelný výkon [kWt]

$P_{T,\%}$ - procentuální zastoupení tepelného výkonu na celkovém výkonu kogenerační jednotky [%]

$P_{t,KJ}$ – okamžitý tepelný výkon kogenerační jednotky [kW_t]

$P_{t,O}$ – okamžitý tepelný výkon odebíraný podnikem [kW_t]

Q – teplo [kWh]

Q_i – energie v jednotce paliva (výhřevnost) [J/kg, J/m^3]

Q_{pal} – tepelná energie v palivu [J]

Q_{UV} – využitá tepelná energie kogenerační jednotky [J]

$Q_{UV,\%}$ – procentuální zastoupení využité tepelné energie na celkové výrobě kogenerační jednotky [%]

Q_v – využitá tepelná energie [J]

r – diskontní sazba [-]

r_d – cena cizího kapitálu (úroková míra úvěru) [%]

r_e – cena vlastního kapitálu [%]

r_f – bezrizikový výnos [%]

r_m – očekávaný výnos trhu [%]

SOC – stav nabití bateriového úložiště [%]

SOC_{max} – maximální možný stav nabití bateriového úložiště [%]

SOC_{min} – minimální možný stav nabití bateriového úložiště [%]

S_{ZP} – spotřeba zemního plynu v danou čtvrthodinu [kWh]

T_{dn} – diskontovaná doba návratnosti [rok]

$T_{ž}$ – doba životnosti projektu [rok]

U_{KJ} – roční využití kogenerační jednotky [MTH]

V – množství zemního plynu [m3]

V_{BAT} – celkové výnosy z využité elektrické energie z bateriového úložiště [Kč]

$V_{celkové}$ – celkové výnosy z provozu KJ [Kč]

$V_{e,KJ}$ – úspory z nákupu elektrické energie [Kč]

$V_{e,N}$ – výnosy z prodeje elektrické energie do sítě [Kč]

$V_{t,KJ}$ – úspory z vyrobeného množství tepla [Kč]

ZB_{KJ} – výnosy z nároku na vyplácení zeleného bonusu [Kč]

β_L– beta firmy podnikající v sektoru energetiky s průměrným zadlužením [-]

η_E^{KVET} – účinnost výroby elektrické energie [-]

η_{PK} – účinnost sávajícího zdroje vytápění (plynových kotlů) [-]

η_T^{KVET} – tepelná účinnost kogenerační jednotky [-]

τ – daň z příjmů [%]

Seznam obrázků

Obrázek 1 Poměr primárních zdrojů energie KVET v ČR nad 5 MWe na výrobu tepla v roce 2019 15
Obrázek 2 Poměr primárních zdrojů energie KVET v ČR do 5 MWe na výrobu tepla v roce 2019 16
Obrázek 3 Konstrukční provedení běžně využívané KJ – ČEZ ENERGO 17
Obrázek 4 Porovnání účinností oddělené a kombinované výroby 20
Obrázek 5 Podíl OZE v konečné spotřebě energie ČR k vytápění a chlazení 23
Obrázek 6 Odběr elektrického výkonu podniku za rok 2021 ve čtvrthodinových intervalech 33
Obrázek 7 Odběr elektrického výkonu podniku ve dvoutýdenním intervalu – Leden 2021 34
Obrázek 8 Křivka trvání odběru elektrického výkonu podniku 35
Obrázek 9 Odběr zemního plynu za rok 2021/2022 v hodinových intervalech 36
Obrázek 10 Odběr elektřiny a tepla podniku ve dvoutýdenním intervalu – Leden 2021 37
Obrázek 11 Odběr elektřiny a tepla podniku ve dvoutýdenním intervalu – Duben 2021 38
Obrázek 12 Křivka trvání tepelného výkonu v roce 39
Obrázek 13 Obecné schéma výpočetního modelu – Vstupy a výstupy 42
Obrázek 14 Schéma výpočtu množství vyrobeného tepla a elektrické energie 46
Obrázek 15 Spotřeba tepla objektu a roční diagram zatížení jedné z variant KJ 49
Obrázek 16 Křivka trvání tepelného výkonu areálu a KJ 50
Obrázek 17 Spotřeba a výroba elektrické energie vybrané varianty KJ během roku 51
Obrázek 18 Doba využití v roce jednotlivých variant KJ 52
Obrázek 19 Procento využité elektrické energie jednotlivých variant KJ 53
Obrázek 20 Postup přidělování výše zeleného bonusu jednotlivým variantám KJ 61
Obrázek 21 Roční výnosy jednotlivých variant spolu s náklady na zemní plyn 63
Obrázek 22 Celkové investiční náklady kogenerační jednotky dle tepelného výkonu 64
Obrázek 23 Spotřeba zemního plynu dle vyrobeného množství tepla 66
Obrázek 24 Konfigurace standardního bateriového úložiště 75
Obrázek 25 Schéma provozu bateriového úložiště 77
Obrázek 26 Vyrobená, využitá a akumulovaná elektrická energie při zařazení BESS do energetického systému 79
Obrázek 27 Průběh nabití a vybití BESS během dvoutýdenního období 80
Obrázek 28 Roční výnosy jednotlivých variant při využití bateriového úložiště spolu s náklady na zemní plyn 81
Obrázek 29 Čistá současná hodnota jednotlivých variant KJ 82
Obrázek 30 Čistá současná hodnota jednotlivých variant při využití BESS 83

Obrázek 31 Vnitřní výnosové procento jednotlivých posuzovaných variant kogenerační jednotky a bateriového úložiště 84
Obrázek 32 Cena tepla jednotlivých posuzovaných variant kogenerační jednotky a bateriového úložiště . 86
Obrázek 33 Výsledná cena tepla podniku pro jednotlivé posuzované varianty kogenerační jednotky a bateriového úložiště 88
Obrázek 34 Kumulované diskontované peněžní toky jednotlivých variant pro určení diskontované doby návratnosti 90
Obrázek 35 Schéma principu provozu tepelného čerpadla 91
Obrázek 36 Čistá současná hodnota jednotlivých posuzovaných variant TČ 92
Obrázek 37 Cena tepla jednotlivých posuzovaných zdrojů vytápění podniku 94
Obrázek 38 Citlivostní analýza vlivu ceny elektrické energie na čistou současnou hodnotu variant KJ 95
Obrázek 39 Citlivostní analýza vlivu ceny zemního plynu na čistou současnou hodnotu variant KJ 97
Obrázek 40 Citlivostní analýza vlivu ceny elektrické energie a zemního plynu na čistou současnou hodnotu jedné varianty KJ 98
Obrázek 41 Citlivostní analýza vlivu výše zeleného bonusu na čistou současnou hodnotu variant KJ. 99
Obrázek 42 Citlivostní analýza vlivu výše diskontní sazby na čistou současnou hodnotu variant KJ.. 100

Seznam tabulek

Tabulka 1 Výroba elektřiny a dodávky užitečného tepla z KVET v roce 2019 15
Tabulka 2 Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu o zeleném bonusu na rok 2021 25
Tabulka 3 Spotřeba elektrické energie objektu v jednotlivých měsících v roce 2021 34
Tabulka 4 Spotřeba zemního plynu objektu v jednotlivých měsících během roku 37
Tabulka 5 Ceny zemního plynu pro jednotlivé roky projektu dle odhadů cen na spotovém trhu a po zahrnutí všech poplatků 55
Tabulka 6 Ceny elektrické energie pro jednotlivé roky dle odhadů cen na spotovém trhu a zahrnutí všech poplatků 57
Tabulka 7 Technické parametry zvoleného bateriového úložiště 74
Tabulka 8 Technické parametry zvolené varianty KJ 101
Tabulka 9 Ekonomické parametry zvolené varianty KJ 101