



ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE

Elektrotechnická fakulta

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

Využití kogenerační jednotky pro developerské projekty

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management
Studijní obor: Ekonomika a řízení energetiky

Vedoucí práce: Ing. Miroslav Vítek, CSc.

Michal Beneš

Praha 2014

České vysoké učení technické v Praze
Fakulta elektrotechnická

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

ZADÁNÍ DIPLOMOVÉ PRÁCE

Student: Beneš Michal

Studijní program: elektrotechnika, energetika a management
Obor: ekonomika a řízení energetiky

Název tématu: Využití kogenerační jednotky pro developerské projekty

Pokyny pro vypracování:

- problematika developerských projektů
- technicko-ekonomické parametry kogeneračních jednotek
- model pro posuzování efektivnosti KG pro developerský projekt
- případová studie

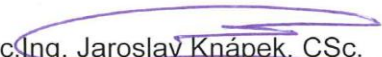
Seznam odborné literatury:

Podle pokynů vedoucího DP.

Vedoucí diplomové práce: Ing. Miroslav Vítek, CSc. – ČVUT FEL – K 13116

Platnost zadání: do konce letního semestru akademického roku 2014/2015




Doc. Ing. Jaroslav Knápek, CSc.
vedoucí katedry


Prof. Ing. Pavel Ripka, CSc.
děkan

V Praze dne 8.11.2013

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 12. 5. 2014

.....

Michal Beneš

Poděkování

Tímto bych rád vyjádřil své poděkování panu Ing. Miroslavovi Vítkovi, CSc. a Ing. Rostislavovi Krejcarovi, Ph.D. za poskytnuté cenné rady, připomínky a metodické vedení práce.

Dále děkuji panu Milošovi Štěpánkovi za poskytnuté cenné informace a konzultace nápomocné při vypracování této diplomové práce. Děkuji rovněž všem, kteří mi byli při vypracování této diplomové práce jakýmkoli způsobem nápomocni.

Abstrakt

Tato diplomová práce se zabývá vyhodnocením možnosti užití kogeneračních jednotek v oblasti developerské činnosti. V první části je teoreticky popsána developerská činnost a problematika kogeneračních jednotek. Druhá část práce se zabývá tvorbou ekonomického modelu použití kogenerační jednotky developerem. Třetí částí je případová studie, zabývající se konkrétním případem administrativní budovy, jejím popisem, možností instalace kogeneračních jednotek, ekonomickým zhodnocením variant a citlivostní analýzou.

Klíčová slova: kogenerace, development, ekonomický model, vytápění

Abstract

The master thesis deals with the evaluation of the possibility use of cogeneration units in development activities. The first part theoretically describes the development activities and issues of cogeneration units. The second part deals with the creation of an economic model of using cogeneration units by the developer. The third part is a case study, which deals with specific administrative building, its description, with the possibility of installation of cogeneration units, the economic evaluation of alternatives and sensitivity analysis.

Key words: cogeneration, development, economic model, heating

Seznam použitých zkratek:

CF	Cash flow, Peněžní tok
ČNB	Česká národní banka
ČR	Česká republika
ČSÚ	Český statistický úřad
ERÚ	Energetický regulační úřad
ES	Elektrizační soustava
IRR	Vnitřní výnosový procento
KJ	Kogenerační jednotka
KVET	Kombinovaná výroba elektřiny a tepla
NPV	Net present value, Čistá současná hodnota
OTE	Operátor trhu s energií
RFC	Roční ekvivalentní hodnota nákladů
TDD	Typový diagram dodávky
TUV	Teplá užitková voda

1 Obsah

2	Úvod.....	10
3	Problematika developerských projektů	12
3.1	Developerská činnost.....	12
3.1.1	Přípravná část	13
3.1.2	Realizační část	15
3.1.3	Závěrečná část	15
4	Společná výroba tepla a elektrické energie.....	15
4.1	Rozdělení primárních jednotek.....	17
4.1.1	Palivové články	17
4.1.2	Parní turbíny	17
4.1.3	Plynové turbíny	18
4.1.4	Mikroturbíny.....	19
4.1.5	Stirlingův motor.....	19
4.1.6	Spalovací motory.....	20
4.2	Legislativa a podpora kombinované výroby elektřiny a tepla.....	20
4.2.1	Podmínky pro získání licence na podnikání s elektřinou	20
4.2.2	Právní předpisy pro kombinovanou výrobu	21
4.3	Technicko-ekonomické parametry kogeneračních jednotek	23
4.3.1	Roční výrobní náklady a výnosy	24
4.3.2	Doba návratnosti (Pay Back Period)	26
4.3.3	Čistá současná hodnota (Net Present Value).....	26

4.3.4	Vnitřní výnosové procento (Internal Rate of Return).....	28
4.3.5	Minimální cena tepla	28
4.3.6	Diskontní sazba a požadovaná výnosnost	29
4.3.7	Doba životnosti projektu (T_z)	30
4.4	Volba předpokladů pro výpočty	30
4.4.1	Inflace	30
4.4.2	Diskontní sazba	31
4.4.3	Zemní plyn.....	31
4.4.4	Elektřina	32
4.4.5	Teplo.....	33
5	Model pro posuzování efektivnosti KJ pro developerský projekt	34
6	Případová studie Porákův Dům.....	41
6.1	Porákův dům	41
6.2	Stávající stav objektu	43
6.3	Energetické zásobování objektu	44
6.4	Výběr vhodné kogenerační jednotky	49
6.4.1	Varianta 0 – Stávající stav	51
6.4.2	Varianta 1 – Kogenerační jednotka Tedom Micro T7.....	51
6.4.3	Varianta 2 – Kogenerační jednotka Bosch CHP CE 19 NA	52
6.4.4	Varianta 3 – Kogenerační jednotka Tedom Micro T30.....	54
6.4.5	Varianta 4 - spolupráce KJ Bosch a Tedom Micro T7	55
6.5	Ekonomické hodnocení.....	56

6.5.1	Varianta 0 – stávající varianta	57
6.5.2	Varianta 1.1. – Kogenerační jednotka Tedom Micro T7.....	57
6.5.3	Varianta 1.2. – KJ Micro T7 s prodejem elektřiny nájemcům	58
6.5.4	Varianta 2.1. – Kogenerační jednotka Bosch	60
6.5.5	Varianta 2.2. – KJ Bosch s prodejem elektřiny nájemníkům	60
6.5.6	Varianta 3.1. – KJ Tedom Micro T30	61
6.5.7	Varianta 3.2. – KJ Micro T30 s prodejem elektřiny nájemníkům.....	62
6.5.8	Varianta 4.1. – Spolupráce KJ Bosch a Tedom Micro T7.....	63
6.5.9	Varianta 4.2. – KJ Bosch a Tedom Micro T7 s následným prodejem elektřiny nájemníkům	64
6.5.10	Závěr z ekonomického hodnocení.....	64
6.6	Citlivostní analýzy	66
7	Závěr	72
	Seznam grafů.....	75
	Seznam tabulek	76
	Seznam obrázků	77
	Použitá literatura	78
	Seznam příloh	

2 Úvod

V dnešní době se energetika velmi rozvíjí a její dva hlavní problémy jsou neustálý růst energetických potřeb obyvatelstva a s ním spjatý růst cen energií a na druhé straně omezenost energetických zdrojů. Toto jsou dva největší problémy, se kterými se snaží člověk bojovat. Proto se dnes v energetice střetávají dvě myšlenky, které se dotýkají jak spotřebitelů, tak výrobců a dodavatelů energie. Na jedné straně stojí centralizované řízení výroby energie, za účelem co nejefektivnějšího využívání vstupů pro produkci energie. Druhým východiskem je decentralizace výroby, zaměřená především na zvýšení efektivity využívání primárních zdrojů a snížení energetické náročnosti hospodářství. Decentralizace výroby je dnes považována za správný směr vývoje energetického hospodářství. Z pohledu Evropské unie je podpora decentrálních a obnovitelných zdrojů zásadním stanoviskem a směrem rozvoje evropské energetiky. Tím pádem je tento cíl zásadní i pro nás, Českou republiku, která je součástí Evropské unie. Právě decentální výrobou se budu zabývat i ve své práci. Jedná se o vysokoúčinnou kombinovanou výrobu elektrické energie a tepla. Myslím si, že malá kogenerace má dnes velkou perspektivu k růstu. Měla by se začít využívat ve velkých domácnostech, hotelech a dalších větších objektech, které po celý rok odebírají elektrickou energii a teplo. Hlavní výhodou pro tyto uvažované objekty je možnost spotřeby vyrobené elektrické energie, za kterou ušetří spotřebitel tím, že nenakupuje elektřinu od obchodníka a k tomu získá Zelený bonus. Toto je hlavní výhodou kogeneračních jednotek pro jejich vlastníky. Stanou se téměř soběstačnými z pohledu energetického zásobování svých objektů. Jak teplo, tak elektrickou energii, si budou moci vyrobit samy.

Tato práce je věnována problematice kogenerace, která vychází z myšlenky decentralizované výroby a podporuje tak vytvoření konkurenčního prostředí v energetice a přispívá k efektivnímu využívání energetických zdrojů. Dále její legislativě, která se rok od roku neustále mění, a využití možnosti kogeneračních jednotek v developerské praxi. Myslím si, že právě developeři, by mohli kogenerační jednotky cíleně umisťovat do svých projektů rezidenčních sídel a mohli by touto sekundární činností generovat stálý zisk z prodeje elektřiny a tepla. Nejde však jen o zisky pro developera. Touto činností by dokázali vytvořit své vlastní lokální sítě a zaručili by svým nájemníkům zásobování objektů elektřinou a teplem z vlastních zdrojů. Abych upřesnil chod tvorby developerského projektu, snažil jsem se ve své

práci nastínit úskalí, které před developerem stojí při projektování. Definovat, co to vůbec znamená developerská činnost. Jak zahájit tvorbu developerského projektu, co vše přináší přípravná část. Pokud se developer „prokouše“ nejdůležitější přípravnou částí, pak dochází k fázi realizace celého projektu. Při realizaci již musí developer vytvářet tepelnou a elektrickou síť tak, aby vyhovovala pro zásobování bytových domů, administrativních budov či zástavby rodinných domů. Pokud je vše připraveno, může pak developer nabízet nájemníkům energetické zásobování objektů ze svého zdroje a tím dosáhnout výhodnějších podmínek pro vytápění a dodávku elektrické energie svým nájemníkům. Tím by mohl dosáhnout konkurenční výhody oproti ostatním developerským projektům a snáze dojít ke svému cíli tzn. pronájmu či prodeje jím realizovaných objektů.

Abych mohl nabídnout developerovi kogenerační jednotku, snažím se ve své práci připravit určitý ekonomický model, podle kterého by se mohl developer řídit. Pokud budu znát počet m² obytné plochy, pak bych mu byl schopen navrhnout kogenerační jednotku, která by byla pro jeho objekt vhodná a stanovit minimální cenu tepla, aby byl projekt kogenerační jednotky pro něj výhodný. Nepočítám však s připravenou rozvodnou sítí tepla a elektřiny a kotelnou. To vše musí mít připraveno již před projektem sám developer. Jedná se jen o čistě montáž a připojení kogenerační jednotky pro uvažovaný objekt.

Pro účely demonstrace výhodnosti či nevýhodnosti kogenerační jednotky v developerském objektu jsem si vybral centrum Porákův dům v Českém Krumlově. Jedná se o historickou stavbu, která sloužila jako továrna a postupem času byla přestavěna na administrativní budovu. U této budovy se budu snažit najít všechny možnosti instalace kogenerační jednotky. Tyto možnosti jsou spojeny s několika faktory. Hlavními faktory jsou spotřeba tepla a elektrické energie. Dalším vstupním faktorem je hlučnost kogenerační jednotky, která tak omezuje výběr KJ na mikroturbíny. Po získání všech možností instalovaných kogeneračních jednotek se budu snažit každou zvlášť ekonomicky vyhodnotit.

3 Problematika developerských projektů

V dnešní době je development velmi rozšířené slovo a mnoho stavebních firem se také považuje za developerské společnosti. Je to dáno tím, že pojem development není v českém právním prostředí nijak definován. Pokud se podíváme jak slovo development vzniklo, pak se jedná o anglické slovo *develop*, což znamená *vývoj*. Jde tedy o určitý vývoj urbanistické zástavby, o vývoj územního plánování, výstavbu či modernizaci budov a o celou řadu činností s tím spojených. Slovo development, bych pak definoval jako soubor konkrétních činností, které zabezpečí vyhledávání tržních příležitostí, jejich rozvoj, prosazení a zhotovení s realizací zisku. Developer je tedy fyzická či právnická osoba, která je *počátečním investorem projektu, nikoli však finálním investorem. Finální investor má zájem vlastnit a provozovat výsledný projekt (ať již přímo výslednou nemovitost nebo alespoň společnost, která tuto nemovitost vlastní), nechce však podstoupit riziko výstavby.*[8] Abych lépe mohl definovat developerskou činnost, budu se snažit popsat jednotlivé fáze a dílčí části developerského procesu.

3.1 Developerská činnost

Možností rozdělení developerské činnosti je mnoho. Záleží, jak se který autor na developerskou činnost dívá. Autoři rozdělují developerskou činnost, buď podle druhu developerského projektu, nebo podle fází, kterými developerská činnost prochází. Níže vám nastíním různé pohledy různých autorů.

Pokud se budeme rozdělovat developerskou činnost podle typu developerského projektu, rozeznáváme následující kategorie[8]:

- Development průmyslových objektů (především továrny, výrobní haly, montážní haly...)
- Development komerčních projektů (administrativní budovy)
- Development obchodních objektů
- Development bytových objektů (také se jinak nazývá rezidenční development)
- Development smíšených staveb[8]

Rozdělení podle typu developerského projektu není tak časté a spíše se uvádí rozdělení, podle jednotlivých fází developerské činnosti. Jak jsem již nastínil výše, toto rozdělení je velmi rozdílné. Každé developerské činnosti, nemusí náležet všechny fáze.

Nemusí na sebe navazovat a řadit se tak, jak budou níže popsány. Také záleží na typu developerského projektu. Zahraniční literatura uvádí rozdělení podle Andersena, které rozděluje developerskou činnost na 9 fází[1]:

- Nalezení nemovitosti či pozemku
- Studie proveditelnosti
- Uzavření developerské smlouvy
- Zajištění vlastnických práv k nemovitosti či pozemku
- Financování
- Získání potřebných povolení k výstavbě
- Zajištění odbytu projektu
- Výstavba či rekonstrukce
- Převod díla na finálního investora[1]

Jak můžeme vidět, toto rozdělení je velmi rozsáhlé a ne zcela všemi fázemi projde developerská činnost. Proto pro svoji práci využijí nejčastější a nejzákladnější rozdělení, a to podle Gabriela Achoura:[8]

- Přípravná část
- Realizační část
- Závěrečná část

3.1.1 Přípravná část

Tato část je pro projekt nejdůležitější. Jedná se o první kroky, které v developerské činnosti uděláme. Developer zde stojí před spoustou otazníků. Musí rozpoznat tu správnou příležitost pro svou budoucí činnost. Nejprve musí developer najít vhodnou nemovitost. Poté musí prozkoumat vhodnost zvolené lokality a rozhodnout se, zda nemovitost koupit. Dále musí developer respektovat požadavky územního plánu a zjistit jeho ekonomickou proveditelnost a možnosti financování. Právě ekonomická proveditelnost je typická pro přípravnou část. Ta by měla developerovi poskytnout důležité informace, které mu pomůžou v rozhodování, zda do nemovitosti investovat své finance a svůj čas nebo ne. Pokud projekt nebude pro developera ekonomicky

zajímavý, pak se ani nebude realizovat. Ekonomická proveditelnost se provádí především za účelem[8]:

- Nákupu nemovitosti (pozemek nebo objekt)
- Využití nemovitosti
- Auditu nemovitosti
- Možnosti financování projektu[8]

Developer většinou vlastní finanční prostředky a know-how, ale musí najít pro svou činnost vhodnou nemovitost. Tu většinou má v držení vlastník, který nemá dostatek prostředků, aby s nemovitostí něco dělal, nebo ji nechce prodat, nebo naopak požaduje nereálnou kupní cenu. Developer má 4 možnosti, jak se k takové nemovitosti může dostat.[10]

- Dokáže nemovitost odkoupit od vlastníka,
- odkoupí podíl ve firmě, čímž se dostane k nemovitosti,
- založí společnost, kde vlastník nemovitosti do společnosti vloží svou nemovitost a developer vloží finanční prostředky a know-how
- dlouhodobý pronájem[10]

Druhým důležitým bodem je využití nemovitosti. Správné využití nemovitosti, přináší developerské společnosti vyšší příjmy. Zde dochází k ekonomické a technické proveditelnosti projektu. Mnoho projektů se tváří ekonomicky výhodnými, ale pokud nebudou technicky proveditelné, pak projekt nelze uskutečnit. Také zde narážíme na problém územního plánování či památkové ochrany, kdy nelze využít nemovitost tak, jak by developerská společnost vyžadovala.[8][10]

Audit pozemku je částí, na kterou by developer neměl nikdy zapomenout. Audit by se měl provést ještě před zakoupením pozemku, pokud s tím vlastník pozemku souhlasí. Audit by měl odhalit rizika, které by mohli při realizaci projektu vzniknout. Každé riziko přináší pro developera potenciální ztráty, kterým se chce vyhnout. Pokud se při auditu některá rizika zjistí, měl by developer najít optimální opatření, které by vedly k vyloučení zjištěných rizik.[10]

Pro developera je významným úkolem najít vhodnou instituci, které mu pomůže s financováním jeho projektu. Developerské projekty jsou na finance velmi náročné, a proto bankovní domy mají pro developery připravené speciální produkty. Splácení je

velmi závislé na příjmech developerské společnosti. Ať už se jedná o příjmy z prodeje nebo z pronájmu, jsou to příjmy, z kterých se zpravidla úvěr splácí. Je velmi důležité analyzovat možnosti úvěrů, na které jako developerská společnost může dosáhnout a skutečnost, jak jsme schopni dostat vzniklým závazkům.[10]

3.1.2 Realizační část

Do této doby jsme vše měli pouze „na papíře“, ve formě podnikatelského plánu a mnoho analýz proveditelnosti. V této části se dostává developerská společnost k realizaci toho, co jsme v předchozí části plánovali. Dochází tedy k nákupu pozemku, získávání nejvýhodnějšího úvěru, tvorba auditu nemovitosti, pokud se tento audit nestihl nebo k němu nebylo svoleno vlastníkem, získávání nezbytných povolení, samotná výstavba, snaha prodeje či pronájmu předmětu projektu...[9]

Jedná se tedy o mnoho činností, které před kterými developerská společnost stojí. Většinu těchto činností neprovádí sama developerská společnost, ale dochází k outsourcingu. Pokud tedy mluvíme o činnosti výstavby, pak developer musí vybrat veškeré dodavatele, sepsat smlouvy o dílo, dále se stavbou souvisí získání překlenovacího úvěru, reakce o zvýšenou poptávku či nabídku. Na toto všechno musí developer reagovat.[9]

Tato část developerské činnosti je nejrozsáhlejší a časově nejnáročnější. Je to dáno jednat samotnou stavbou, tak i velmi důležitými činnostmi, které stavbě předcházejí. Ať už jde o dodavatelské smlouvy, smlouvy o smlouvách budoucích, zajištění vlastnických práv k nemovitosti či pozemku či získání veškerých povolení. Právě získávání povolení je časově velmi náročné a stojí na nich úspěšnost celého projektu.[9]

3.1.3 Závěrečná část

K závěrečné fázi směřuje každá developerská společnost, protože v této fázi dochází k prodeji nebo pronájmu dokončeného projektu. U rezidenčního developmentu jsou investorem zpravidla privátní osoby, tedy noví nájemci či majitelé bytů. K prodeji či pronájem bytů dochází již od získání všech povolení.[8][9]

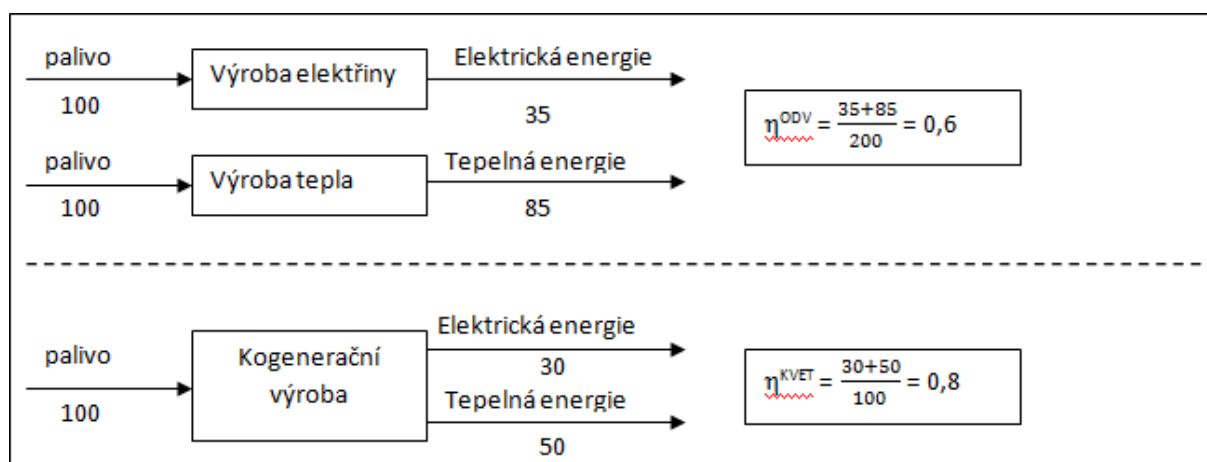
4 Společná výroba tepla a elektrické energie

Kogenerace, nebo také kombinovaná výroba elektrické energie a tepla (KVET), „je společná (integrovaná) postupná nebo současná produkce konečných forem energií

přeměněných z primární formy v transformačních řetězcích a připravených k využití u spotřebitele“[4]. Nejčastěji se setkáváme s kombinovanou výrobou elektrické energie a tepla.[4]

Využití kombinované výroby energií výrazně přispívá ke zvýšení účinnosti primárních zdrojů. V oddělené výrobě energií se buď vyrábí elektrická energie, nebo tepelná energie. Účinnost takovéto výroby je nižší než účinnost výroby z KVET. Pokud budeme uvažovat, že účinnost oddělené výroby energie elektrické je 35 % a tepelné 85 %, pak účinnost tohoto systému je 60 %. Při využití kogeneračního systému je tato účinnost 80 %.[4]

Obrázek 1: Výrobní řetězec transformace primárního zdroje



Pramen: DVORSKÝ, Emil a Pavla HEJTMÁNKOVÁ. *Kombinovaná výroba elektrické a tepelné energie*. 1. vyd. Praha: BEN - technická literatura, 2005

Výhody kogenerace definovat jako:

- Společná výroba elektrické a tepelné energie v kogeneračním systému vede ke zvýšení účinnosti využití paliva
- Místo výroby může být blízko místa energetického využití, což snižuje ztráty vzniklé přenosem a dopravou elektrické energie z ES
- Snížení znečištění životního prostředí – snížení emisí CO₂
- Zvýšení konkurence[4]

Kogenerační jednotka se tedy skládá ze čtyř základních částí. První část je nazvána jako zařízení pro úpravu primárního zdroje energie. Zde se upravuje palivo, které do kogenerační jednotky vstupuje. Palivo vstoupí a musí být upraveno tak, aby splňovalo veškeré parametry, které vyžaduje primární jednotka. Druhou a nejdůležitější částí kogenerační jednotky je primární jednotka. Právě v primární jednotce dochází ke přeměně energie obsažené v palivu na ušlechtlejší formu

energie. Může se jednat buď o elektrickou energii, nebo mechanickou. Kogenerační jednotky se rozlišují právě podle primárních jednotek. Třetí částí kogenerační jednotky je zařízení pro výrobu a úpravu elektrické energie. Jedná se o elektrický generátor, který přeměňuje mechanickou energii vyrobenou tepelným motorem na elektrickou a o elektrický měnič, který se používá jen tehdy, kdy je potřeba upravit frekvenci nebo transformuje stejnosměrný na střídavý proud. Poslední částí je zařízení pro rekuperaci tepelné energie. Zde se transformuje získaný tepelný výkon na požadovanou formu.[11][4]

4.1 Rozdělení primárních jednotek

4.1.1 Palivové články

Primární jednotky vzniklé z palivových přinášejí velký potenciál, protože jsou ekologicky čisté, tiché a velmi vysoce účinné. Dnes jsou stále ve formě bádání a zkoumání, ale první prototypy jsou již na světě. Jejich pořizovací cena je velmi vysoká. Elektrický výkon se nachází v rozmezí $5 \text{ kW}_e - 2 \text{ MW}_e$. Záleží to především na typu palivového článku.[4]

Obrázek 2: Schéma KJ s palivovým článkem



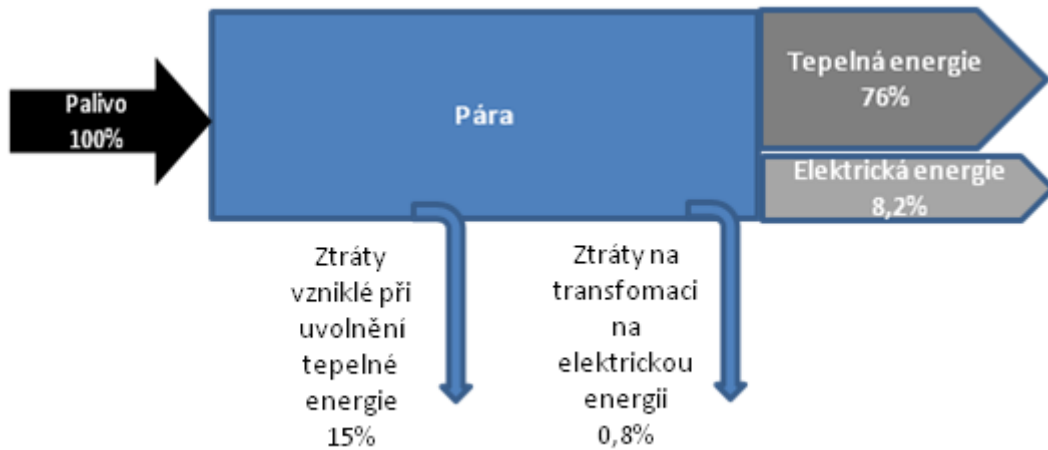
Pramen: DVORSKÝ, Emil a Pavla HEJTMÁNKOVÁ. *Kombinovaná výroba elektrické a tepelné energie*. 1. vyd. Praha: BEN - technická literatura, 2005

4.1.2 Parní turbíny

Parní turbíny se využívají především v teplárnách. Jsou konstruovány tak, aby vyhověly co nejvíce požadavkům na dodávku tepla. U parních turbín je snaha, aby elektrická účinnost byla co nejvyšší. Tyto účinnosti se velmi liší podle typu parní turbíny. Máme 2 typy: kondenzační a protitlaké. U protitlakých turbín je

nejdůležitější dodávka tepla. Zde veškeré množství páry je využito pro zisk technické práce. Kondenzační turbíny jsou sestrojeny tak, aby se naopak preferovala výroba elektrické energie. Rozmezí výkonů parních turbín je velmi široké 1000 kW_e – 250 MW_e. [4]

Obrázek 3: Schéma KJ s protitlakou parní turbínou



Obrázek 4: Schéma KJ s kondenzační parní turbínou

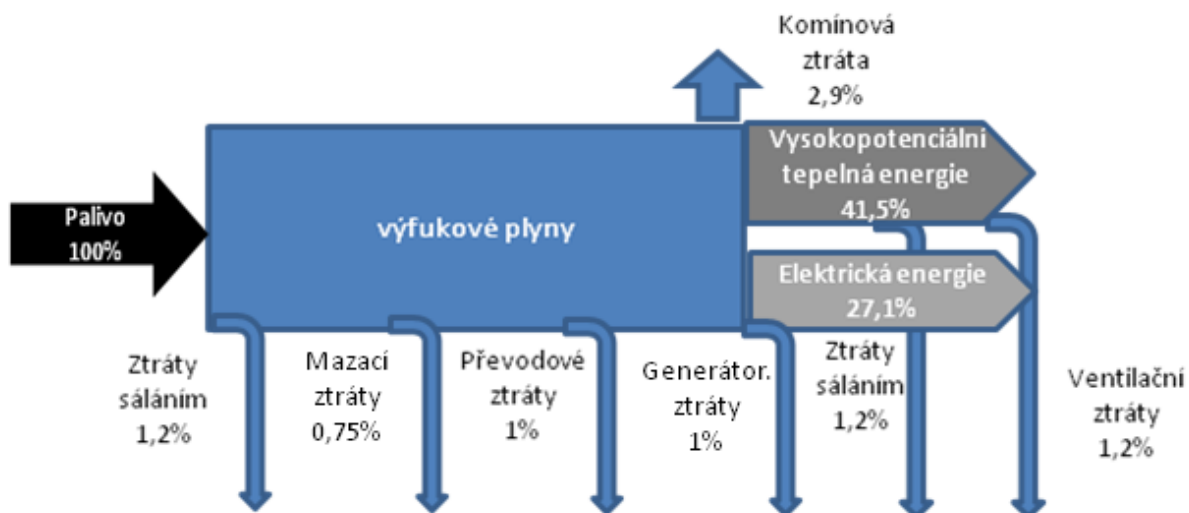


Pramen: DVORSKÝ, Emil a Pavla HEJTMÁNKOVÁ. Kombinovaná výroba elektrické a tepelné energie. 1. vyd. Praha: BEN - technická literatura, 2005

4.1.3 Plynové turbíny

Tyto turbíny jsou nejobvyklejším typem primární jednotky kogeneračních systémů. Plynové turbíny pracují s Braytonovým cyklem. Pracovním médiem je vzduch, který stlačený je vehnán do spalovací komory, kde je mu při spalování paliva dodána tepelná energie a v turbíně dochází k tlakové expanzi. Elektrický výkon se je v rozmezí 500 kW_e – 250 MW_e. [4]

Obrázek 5: Schéma KJ se spalovací turbínou



Pramen: DVORSKÝ, Emil a Pavla HEJTMÁNKOVÁ. *Kombinovaná výroba elektrické a tepelné energie*. 1. vyd. Praha: BEN - technická literatura, 2005

4.1.4 Mikroturbíny

Nejsou nic jiného, než plynové turbíny malého výkonu. Tyto turbíny pracují ve vysokých otáčkách přibližně 100 000 ot/min. Tyto turbíny mají malý elektrický výkon (30 – 350 kW_e). Tyto kogenerační jednotky jsou malé, jejich výhoda tedy je, že se umisťují blízko spotřeby tepelného výkonu.[4]

4.1.5 Stirlingův motor

Je to pístový motor s vnějším spalováním, kde se uvolněná tepelná energie předává pracovní látce. Pracovní látkou je vždy plyn (helium, vzduch, dusík nebo CO₂). Pracovní látka je stlačována ve studeném válci a expanduje v horkém válci, kde je teplo přiváděno do vnějšího zdroje pomocí tepelného výměníku.

Výhodou tohoto motoru je, že nemá explozivní spalování. To znamená, že nemusí mít zapalovací zařízení a další komponenty, jako má spalovací motor. Tím se snižuje jeho velikost a je výhodný pro mikrokogeneraci.

Malé jednotky mají elektrický výkon od 10 do 600 kW_E. Dále se vyrábějí jednotky větších výkonů, které jsou konstruovány pro využití spalování biomasy. Tyto jednotky pak mají vyšší výkon a to v rozmezí od 1 do 1,5 MW_E.

V této jednotce je viděna budoucnost, protože je malých rozměrů a počítá se s ní pro masové využití právě pro malé lokální zdroje, jako jsou domácnosti.[4]

4.1.6 Spalovací motory

Spalovací motory jsou velmi rozšířené a dají se využít také jako primární jednotka v kogenerační jednotce. Tyto motory se využívají, protože jsou poměrně levné a mají vysokou účinnost v širokém výkonovém rozmezí. Výkon se pak pohybuje někde mezi 10 kW až 5 MW. Lze dosáhnout i vyšších výkonů, ale zpravidla se tak neděje, protože se tyto zdroje umisťují do místa spotřeby. Podle způsobu zapalování paliva je dělíme na vznětový a zážehový motor. U zážehových motorů se zapalovaná směs vznítí pomocí jiskry, která je produkována na elektrické svíčke. U vznětových motorů je směs vznícena po dosažení zápalných hodnot paliva.[4]

4.2 Legislativa a podpora kombinované výroby elektřiny a tepla

Legislativa a podpora pro kombinovanou výrobu elektřiny a tepla je zakotvena ve více pramenech. Základním pramenem je zákon **č. 458/2000 Sb.**, o podmínkách podnikání a výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (Energetický zákon), a prováděcích předpisech k tomuto zákonu (vyhláška č. 344/2009 Sb., o podrobnostech způsobu určení elektřiny z vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla založené na poptávce po užitečném teple a určení elektřiny z druhotných energetických zdrojů). Dalšími dvěma prameny jsou zákon **č. 406/2000 Sb.**, o hospodaření s energií a zákon **č. 165/2012 Sb.**, zákon o podporovaných zdrojích energie.[3]

4.2.1 Podmínky pro získání licence na podnikání s elektřinou

Pojem vysokoúčinná kombinovaná výroba elektřiny a tepla je zakotvena ve výše uvedených pramenech. Zde najdeme podmínky, které musí výrobce elektrické energie splnit, aby byl připojen do elektrické sítě.

- Hlavní podmínkou je udělení licence na podnikání s elektřinou. O tuto licenci musíme žádat Energetický regulační úřad, který rozhodne o přidělení nebo nepřidělení licence. Bez této licence nelze elektrickou energii vyrábět a prodávat.
- Dále se musíme registrovat u Operátora trhu s energiemi. Po registrování se stáváme účastníkem trhu s elektřinou, můžeme tedy elektřinu prodávat.
- Další podmínkou, kterou musíme jako výrobce elektřiny splnit, je uzavření smlouvy o připojení s provozovatelem distribuční nebo přenosové soustavy. Provozovatel přenosové nebo distribuční soustavy je povinen připojit zdroj,

který využívá kombinovanou výrobu elektřiny a tepla, pokud je to technicky možné.

- Pokud vyrobíme více elektrické energie, než spotřebujeme, pak musíme uzavřít smlouvu s licencovaným obchodníkem, abychom mohli přebytečnou energii prodávat do sítě.
- S prodejem jde pak ruku v ruce Osvědčení o původu elektřiny z vysokoúčinné KVET. Toto osvědčení prokazuje původ vyráběné elektřiny dle požadavků zákona č. 165/2012 Sb. O podporovaných zdrojích. Toto osvědčení je velmi důležité, pro další stanovení podpory elektřiny vyrobené kombinovanou výrobou. Toto osvědčení vydává Ministerstvo průmyslu a obchodu.[2][16][17][20]

4.2.2 Právní předpisy pro kombinovanou výrobu

4.2.2.1 Zákon o podporovaných zdrojích energie 165/2012 Sb.

Tento zákon je nový a nahradil zákon č. 180/2004 Sb. a obsahuje veškeré podmínky podpory pro elektřinu z obnovitelných zdrojů, druhotných zdrojů, kombinované výroby a elektřiny, tepla z obnovitelných zdrojů, biometanu, decentrální výroby elektřiny. V tomto zákoně, přímo v §2 najdeme definici pro kombinovanou výrobu elektřiny a tepla. *„Kombinovanou výrobou elektřiny a tepla se rozumí přeměna primární energie na energii elektrickou a užitečné teplo ve společném současně probíhajícím procesu v jednom výrobním zařízení.“*[3][18]

Předmětem podpory je elektřina, a to taková, která vznikla z vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla. Podle výše zmíněného zákona se za elektřinu z vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla považuje elektřina vyrobená ve společném procesu spojeném s dodávkou užitečného tepla v zařízení, na které Ministerstvo průmyslu a obchodu vydalo osvědčení o původu elektřiny z vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla. O výši a rozsahu podpory elektřiny vyrobené v KVET rozhoduje Energetický regulační úřad v jeho cenovém rozhodnutí, tedy v Energetickém regulačním věštníku.[18]

Jak již bylo zmíněno provozovatel přenosové nebo distribuční soustavy je povinen přednostně připojit zdroj, který využívá vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla, pokud si o to výrobce zažádal pokud je to technicky možné.[18]

Výrobce má 2 možnosti jak se zaregistrovat k podpoře. Prostřednictvím obchodníka, který vyrobenou energii vykupuje. Druhou možností je, že výrobce se přihlásí přímo Operátorovi trhu s energiemi. Podpora se čerpá jen ve formě zeleného bonusu. Zelený bonus je poskytován hodinovém nebo ročním režimu a je vyčíslován v jednotkách Kč/MWh. U kombinované výroby elektřiny a tepla je povolen pouze režim ročních výplat. Operátor trhu je povinen stanovit vyúčtování zeleného bonusu, které je stanoveno buď z naměřených hodnot vyrobené elektřiny, nebo z hodnot, ke kterým došel Operátor trhu výpočtem. [18]

Výše podpory je pak stanovena Energetickým regulačním úřadem, který ji zveřejní v Energetickém regulačním věstníku. Výše podpory je závislá na umístění a velikosti instalovaného výkonu zdroje elektřiny, na použitém palivu a na provozním režimu zdroje. Energetický regulační úřad tuto výši meziročně upravuje. Je to dáno tím, že ceny elektřiny, tepla a zdrojů se neustále mění, tak ERÚ meziročně tyto výše podpor upravuje.[18]

4.2.2.1.1 Prováděcí předpisy k zákonu o podporovaných zdrojích

Nejprve se podíváme na vyhlášku č. 140/2009 Sb., o způsobu regulace cen v energetickém prostředí a postupech pro regulaci cen. Hlavním a jediným regulátorem cen za elektrickou energii je v České republice Energetický regulační úřad (ERÚ). Ten reguluje jak cenu za činnosti operátora trhu, tak i stanovuje složku ceny za přenos a distribuci elektřiny na krytí nákladů spojených s podporou elektřiny. Tyto ceny ERU musí stanovit k 30. listopadu předcházejícího roku a nabývají účinnosti k 1. ledna regulovaného roku.[3][19]

2. prováděcím předpisem je vyhláška č. 453/2012 Sb., o elektřině z vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla a elektřině z druhotných zdrojů. V této vyhlášce jsem se zabýval především způsobem určení množství elektřiny z vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla - §2 a osvědčením o původu elektřiny z kombinované výroby - §3. Pro kogenerační jednotku se stanovuje množství vyrobené energie na základě dosažených a naměřených hodnot. Tyto hodnoty jsou hodnoty spotřeby energie v palivu, výroba elektřiny a výroba užitečného tepla. Abychom mohli považovat elektřinu vyrobenou z KVET, pak celková účinnost mí dosahovat nejméně 75 až 80 %. Tato účinnost závisí na typu kogenerační jednotky. Pokud má kogenerační jednotka účinnost menší, pak množství vyrobené elektřiny z KVET se stanovuje

postupem jiným. Tato vyhláška obsahuje veškeré potřebné vzorce, pro výpočty účinností kogenerační jednotky, množství vyrobené elektřiny z KVET a množství úspory primárního paliva, která musí přesáhnout 10%, abychom mohli vyrobenou elektřinu považovat za vyrobenou KVET. Pokud jsme stanovili množství vyrobené elektřiny, pak musíme požádat o osvědčení o původu elektřiny z KVET. Toto osvědčení se vydává pro kogenerační jednotku a vydává ho Ministerstvo průmyslu a obchodu. Pro vydání tohoto osvědčení musí žadatel vyplnit žádost, jejíž vzor je v této vyhlášce uveden.[17]

Poslední dvě vyhlášky k zákonu o podporovaných zdrojích je vyhláška 346/2012 Sb., která stanovuje termíny a postupy ke správnému stanovení formy podpory, registraci k OTE a důležité data a postupy ke stanovení správného režimu zeleného bonusu na elektřiny. Druhou vyhláškou je vyhláška č. 478/2012 Sb., která také určuje způsob evidence naměřených a vypočtených hodnot elektřiny z podporovaných zdrojů a srovnání s podporou formy zelených bonusů.[3]

4.2.2.2 Zákon o hospodaření s energií 406/2000 Sb.

Tento zákon se stanovuje především práva a povinnosti fyzických a právnických osob při nakládání s energií, zejména elektrickou a tepelnou, a dále s plynem a dalšími palivy. Předmětem je tedy zvyšování hospodárnosti užití energií, dále pak pravidla pro tvorbu Státní a územní energetické koncepce, a také Státního programu na podporu úspor energie a využití obnovitelných zdrojů energie.[3]

4.3 Technicko-ekonomické parametry kogeneračních jednotek

Cílem použití těchto technicko-ekonomických ukazatelů je především vybrat optimální variantu uvažované investice. To není pouze o ekonomice, ale také o správném stanovení provozu kogenerační jednotky, která by měla zajišťovat provozovateli maximální zisk. Dalším cílem, proč se snažíme tyto technicko-ekonomické ukazatele stanovit je, abychom dokázali porovnat různé varianty a zvládli sestavit pořadí posuzovaných variant právě podle těchto ukazatelů. Tyto ukazatele by nám pak měly dát podklad pro respektování neekonomických faktorů.

4.3.1 Roční výrobní náklady a výnosy

Pokud chceme posuzovat nějaký projekt, základním stavebním kamenem pro ekonomické hodnocení jsou roční výrobní náklady a výnosy. Roční výrobní náklady pak v energetice dělíme na:[14]

- Podle závislosti na zatížení elektrické výroby
 - Fixní, které nejsou závislé na zatížení
 - Variabilní, ty jsou přímo úměrně závislé na zatížení výroby[14]
- Podle způsobu vynakládání na:
 - Investiční náklady (N_i) - náklady na výstavbu a provoz
 - Roční provozní náklady (N_{pT}) [14]

Poté platí že:
$$N_{vT} = a_{Tz}N_i + N_{pT} ;$$

N_{vT}Roční výrobní náklady [Kč/r]

a_{Tz}poměrná anuita za dobu životnosti (T_z)

N_iinvestiční náklady [Kč]

N_{pT}roční provozní náklady [Kč/r]

Jak již bylo zmíněno výše, investičními náklady nazýváme prostředky, které vynaložíme na výstavbu a provoz kogenerační jednotky. Velikost těchto nákladů závisí na typu jednotky, tyto investiční náklady velmi rostou, pokud je nutné rekonstruovat síť, jak elektrické, tak síť centralizovaného vytápění teplem. Jednotlivé složky investičních nákladů nastíním níže:[14]

- Pořizovací cenu kogenerační jednotky
- Zásobní nádrže, ovládací zařízení
- Připojení na místní nebo veřejnou elektrickou síť, rekonstrukce sítě
- Úpravy stávající budovy
- Projekty, dozory, atd.

Roční provozní náklady se vyčíslují obvykle jednou za kalendářní rok a stávají z níže uvedených složek:[14]

- Palivové náklady (N_{pp})
- Náklady na provozní materiál (N_{ppm})
- Náklady na vodu (N_{pv})
- Náklady na opravu a údržbu (N_{pu})

- Náklady na zakoupenou energii (N_{pe})
- Náklady na režii a ostatní (N_{pr})
- Náklady na mzdy (N_{pm})
- Náklady na poplatky za znečištění životního prostředí (N_{pex})

Poté platí, že:
$$N_{pT} = N_{pp} + N_{ppm} + N_{pv} + N_{pu} + N_{pe} + N_{pr} + N_{pm} + N_{pex} \quad [Kč/r]$$

Z ročních provozních nákladů tvoří podstatnou část náklady na palivo. Velikost nákladů na palivo je velmi ovlivněna účinností kogenerační jednotky, kvalitou paliva a jeho měrnou cenou. Ostatní složky ročních provozních nákladů, jsou zanedbatelné proti nákladům na palivo. Tyto složky se pak stanovují buď odhadem, nebo se úplně zanedbají.[14]

Výnosy u kogeneračních jednotek rozeznáváme dvojího typu. Buď se jedná o výnosy za vyrobenou a prodanou elektrickou energii a teplo nebo se na výnosy můžeme dívat, jako na úsporu energie, kterou nebudeme muset nakoupit od externích dodavatelů. Velmi často se tyto výnosy kombinují. Když tedy vyprodukujeme elektrickou energii, nejčastěji ji využijeme pro:

- Částečné krytí vlastní spotřeby, zbytek se nakupuje z veřejné rozvodné sítě
- Pokrytí vlastní spotřeby a prodej přebytků do veřejné rozvodné sítě
- Prodej do veřejné rozvodné sítě
- Ostrovní provoz bez připojení k veřejné rozvodné síti[14]

Pokud budeme mluvit o úspoře finančních prostředků z využití elektřiny pro vlastní spotřebu, pak její výši najdeme, jako rozdíl mezi měrnou cenou elektřiny nakupované a vyrobené kogenerační jednotkou. Právě připojení kogenerační jednotky k veřejné rozvodné síti má podstatný vliv na dosažené úspore. Pokud dodáváme do rozvodné sítě, je dalším výnosem tržba za vyrobenou elektřinu. Velikost tohoto výnosu závisí na způsobu využívání kogenerační jednotky. Měli bychom si zapamatovat, že měrná cena elektřiny, která je smluvně dodávaná, je vždy vyšší, než měrná cena nepravidelných přebytků, které prodáváme do veřejné rozvodné sítě. Nejvyšší měrná cena elektrické energie je vždy v dobách energetické špičky. [14]

V dnešní době je Energetickým regulačním úřadem stanovena podpora pro vysokoúčinnou kombinovanou výrobu elektřiny a tepla. Tato podpora je závislá na

způsobu provozu kogenerační jednotky a na výkonu elektrického zdroje kogenerační jednotky. Proto je velmi důležité správně dimenzovat kogenerační jednotku pro určený objekt a navrhnout optimální provoz kogenerační jednotky pro potřeby daného objektu.

4.3.2 Doba návratnosti (Pay Back Period)

Jedná se o jednu z nejjednodušších metod, jak hodnotit investici. Doba návratnosti, nebo také doba splacení, nám udává, za kolik let se kapitálový výdaj splatí očekávanými příjmy z investice. Z této definice vyplývá, že čím kratší bude doba návratnosti, tím výhodnější pro nás projekt bude. Vzorec pro výpočet je pak:[21]

$$I = \sum_{t=1}^{DN} P_t$$

I..... Kapitálový výdaj
DN..... Doba návratnosti
t..... jednotlivé roky ekonomické životnosti
P_t..... očekávaný peněžní příjem v *t*-tém roce životnosti

Nevýhodou této metody je, že zanedbává, co se stane po době splacení. Může se jednat o neefektivnější variantu podle metody doby návratnosti, ale vůbec se neuvažuje časový úsek mezi dobou splacení a koncem ekonomické životnosti projektu. Následné finanční toky po splacení investice, mohou velmi často ovlivnit efektivnost tohoto projektu. Za tento nedostatek je tato metoda obvykle kritizována. Druhým nedostatkem této metody je nerespektování faktoru času. Není však složité, do této metody vložit diskontní sazbu a lze si tak upravit vzorec, aby odpovídal požadavku časového rozlišení peněžních toků. Níže uvedený vzorec označujeme za diskontovanou dobu návratnosti. Upravený vzorec pro výpočet diskontované doby návratnosti je:[21]

$$I = \sum_{t=1}^{DN} \frac{P_t}{(1+i)^t}$$

I, DN, t, P_t..... proměnné jsou stejné jako v rovnici výše
i..... diskontní sazba

4.3.3 Čistá současná hodnota (Net Present Value)

Čistá současná hodnota (NPV) se doporučuje jako výchozí metodou hodnocení investic. Základem pro tuto hojně využívanou metodu je součet diskontovaných čistých toků peněžních prostředků v jednotlivých letech životnosti uvažovaného projektu. Jedná

se tedy o metodu, která již uvažuje časovou hodnotu peněz, a níže budeme mluvit o takzvaných dynamických metodách.[5] [12][21]

$$NPV = \sum_{t=0}^{T_{\dot{z}}} CF_t \cdot (1 + i)^{-t}$$

NPV..... čistá současná hodnota
T_ž..... doba životnosti projektu
CF_t..... peněžní toky (cash-flow) v t-tém roce životnosti projektu
i..... diskontní sazba
t..... jednotlivé roky ekonomické životnosti projektu

Hlavní výhodou této metody je, že nám udává, kolik peněz získáme realizací daného projektu. Výsledek je pak udán v absolutním čísle a vyjadřuje nám již přínos investice v měně, ve které počítáme (většinou v Kč). Tím že se jedná o absolutní číslo, můžeme různé výsledky uvažovaných investic sčítat, tato výhoda NPV se využívá pro stanovení celkové hodnoty podniku.[5]

Výsledky, které při výpočtu NPV dostaneme, můžeme interpretovat následujícím rozdělením:[6]

- Pokud $NPV > 0$, pak investice nám přinese vyšší výnos za dobu hodnocení, než je uvažovaná hodnota diskontu
- Pokud $NPV = 0$, pak nám investice přinese stejný výnos za dobu hodnocení a to ve výši uvažované diskontní míry i
- Pokud $NPV < 0$, pak investice sice může být zisková, ale nepřevyšuje nám mírou výnosu námi uvažovaný diskont, nebo investice zisková není a neměla by být ani realizována[6]

Abychom vybrali ten správný investiční projekt, musíme vybrat projekt s maximální hodnotou NPV. Jde tedy o maximalizace tohoto ukazatele.

Mezi hlavní nevýhody této metody bych zařadil vysokou citlivost na správné stanovení diskontní míry. Protože při rostoucí diskontní sazbě se výnos z uvažovaného projektu snižuje (za jinak stejných podmínek). V různých ekonomikách se pak diskontní sazba různě mění, a tak správné stanovení diskontní míry je velmi obtížné, přesto pro přesnost výsledku velmi důležité. Druhou nevýhodou této metody je různá ekonomická životnost porovnávaných projektů. Projekty musí mít stejnou dobu porovnávání.

Nejčastěji se to řeší tak, že u projektu s delší dobou ekonomické životnosti tuto dobu zkrátíme na dobu ekonomické životnosti projektu s kratší dobou a k výsledku projektu přičteme zůstatkovou cenu tohoto projektu. Druhou variantou, jak vyřešit tento nedostatek, je nalezení nejmenšího společného násobku ekonomických životností projektů. Pak můžeme tyto projekty porovnávat, protože předpokládáme, že investice se v čase obnovují a vygenerované peněžní toky se opět investují do těchto stejných projektů.[6][21]

4.3.4 Vnitřní výnosové procento (Internal Rate of Return)

Na vnitřní výnosové procento (IRR) můžeme nahlížet jako na úrokovou míru, při které se NPV, tedy součet všech diskontovaných peněžních toků na konci ekonomické doby životnosti, se rovná nule. Můžeme se na toto vnitřní výnosové procento dívat tak, že je to úroková míra, při které posuzovaný projekt není ani zisková, ani ztrátová. Vzorec pro vnitřní výnosové procento je:[21]

$$\sum_{t=0}^{T_{\check{z}}} CF_t \cdot (1 + x)^{-t} = 0$$

x *vnitřní výnosové procento*

$T_{\check{z}}, t, CF_t$ *proměnné jsou stejné jako v rovnici výše*

Při výpočtu IRR postupujeme stejně jako při výpočtu NPV, rozdíl je pouze v tom, že zde hledáme uvažovanou diskontní míru. Nezájímáme tedy ve výsledku absolutní číslo, ale pouze relativní číslo a to v %. Pak platí, že projekt, který má vyšší IRR je většinou výhodnější. Použitím této metody se vyhýbáme nedostatku, který má metoda čisté současné hodnoty, a to stanovení výše diskontní sazby. Když zjistíme velikost IRR, pak nemusíme znát přesnou hodnotu diskontní sazby. Stačí nám pouze její odhad (interval, horní hranice,...). Pokud bude námi vypočtené IRR nad uvažovaným intervalem diskontní míry, nebo nad její horní hranicí, pak víme, že projekt je pro nás výhodný a měli bychom ho realizovat.[5][21]

4.3.5 Minimální cena tepla

U kogeneračních jednotek je velmi důležitým ukazatelem minimální cena tepla. Ta nám vyjadřuje výhodnost či nevýhodnost investice. Kolikrát se ukazatel NPV liší o velmi malé částky, proto budeme uvažovat i tento ukazatel. Kogenerační jednotka se projektuje na pokrytí tepelné spotřeby a z prodeje tepla plynou velmi zajímavé příjmy

pro majitele kogenerační jednotky. Minimální cenou tepla se rozumí cena tepla, při které NPV bude rovno nule. Abych mohl vypočítat minimální cenu tepla, musím znát přepočtení roční ekvivalentní hodnoty nákladů (RFC). Jedná se o roční ekvivalentní hodnotu i s investicí, která je zahrnuta pomocí poměrné anuity. Jelikož pracuji v Excelu, pak mohu využít funkce PLATBA, kterou dokážu RFC stanovit. Funkce PLATBA je pak zadaná následovně:

$$=PLATBA(i;T_z;NPV)$$

Velikost minimální ceny tepla, lze pak stanovit pomocí vzorce:

$$\min c_t = \frac{RFC}{Q_{vyr}}$$

min c_t..... minimální cena tepla [Kč/kWh; Kč/G]

RFC..... roční ekvivalentní hodnota nákladů [Kč]

Q_{vyr}..... celkové roční vyrobené teplo [kWh; G]

Pro developera bude nejvýhodnější varianta s nejnižší hodnotou minimální ceny tepla, protože u té varianty bude maximalizovat svůj zisk.

4.3.6 Diskontní sazba a požadovaná výnosnost

Stanovení správné diskontní sazby je jedna z nejdůležitějších věcí celého projektu. Jelikož projekty porovnáváme pomocí NPV, které je na diskontní sazbu velmi citlivé. Na diskontní sazbu se můžeme koukat jako na požadovanou výnosnost z uvažovaného projektu. Diskontní sazba nám zajišťuje, že při hodnocení projektu bereme v úvahu vliv faktoru času na hodnotu peněz. To znamená, že pomocí diskontu aktualizujeme náklady, výnosy a peněžní toky z uvažovaného projektu a zároveň je v našem projektu zohledněn i faktor rizika. Ve své práci budu uvažovat jako diskont vážený průměr nákladů na kapitál (WACC - Weighted Average Cost of Capital). Tento ukazatel pracuje s podíly vlastního a cizího kapitálu, dále uvažuje, že náklady na vlastní kapitál ovlivňuje bezriziková úroková sazba a tržní přírážka, která je upravena o beta koeficient. Náklady na cizí kapitál se vypočítávají obdobně, uvažujeme bezrizikovou úrokovou míru, ke které přičítáme dluhovou prémii. Vzorec pak vypadá následovně:[12][14]

$$WACC = (r + \beta * TRP) \frac{E}{E + D} + (r + DP)(1 - T) \frac{D}{E + D}$$

WACC..... vážený průměr nákladům kapitál
r..... bezriziková úroková míra
β..... koeficient beta
TRP..... tržní riziková přirážka
E..... vlastní kapitál
D..... cizí kapitál
DP..... dluhová prémie
T..... efektivní daňová sazba (daň z příjmu právnických osob)

4.3.7 Doba životnosti projektu (T_ž)

Dalším velmi důležitým ukazatelem, který budeme uvažovat je doba porovnání. Musíme správně stanovit tuto dobu, abychom mohli projekty porovnávat. Jelikož se budeme zabývat kogeneračními jednotkami, pak doba porovnání by měla být rovna životnosti kogenerační jednotky. Uvažovaná životnost kogenerační jednotky je okolo 80 000 hodin. Doba životnosti je pak dána způsobem používání. Pokud bychom tedy používali kogenerační jednotku v denním režimu 24 h, pak by doba porovnávání byla 9 let. 24 hodinový režim se využívá jen málokdy. Myslím si, že životnost kogenerační jednotky je někde okolo 15 let. Záleží také na pravidelném servisu. Myslím si, že dobu životnosti bych měl stanovit kratší 15-ti let. Má uvažovaná ekonomická doba životnosti projektu je tedy 10 let.[12]

4.4 Volba předpokladů pro výpočty

V této kapitole se budu snažit stanovit veškeré předpoklady, se kterými se budu setkávat v následujících kapitolách. Tyto předpoklady budou stejné, jak pro ekonomický model, tak i pro následné ekonomické posouzení kogenerační jednotky pro Porákův dům. Pokud by se objevil další předpoklad, pak bude vysvětlen přímo v kapitole, do které bude náležet.

4.4.1 Inflace

Česká národní banka v roce 1998 přešla k přímému cílování inflace a snaží se tak komunikovat s veřejností. Díky tomuto trendu vydává Česká národní banka čtvrtletní zprávy o inflaci. Pak se můžeme dozvědět, že inflace je očekávána na první a druhé

čtvrtletí roku 2015 ve výši 2,8%. Dlouhodobým cílem ČNB je stagnace inflace v rozmezí mezi 1 – 3 %. Myslím si, že kvůli Evropské unii bude tento trend nadále dodržována a mohu tak stanovit, že inflace bude v následujících letech 2%. Pro své výpočty budu tedy vycházet z předpokladu, že mnou stanovená inflace bude na úrovni stanoveného inflačního cíle České národní banky, což jsou 2%. Myslím si, že přesné stanovení inflace na dobu 10-ti let je velmi obtížné a pro svou práci můžu pracovat s tímto předpokladem.[22]

4.4.2 Diskontní sazba

Jak lze stanovit diskontní sazbu jsem uváděl v kapitole 4.3.6.. Pro své výpočty budu uvažovat výpočet jiný. Neuvažuji vůbec o vlivu cizího kapitálu. Veškeré investice budou probíhat z vlastních prostředků. Proto nelze využít celý výše uvedený vzorec. Využijeme pouze část tohoto vzorce a to tu, pro vlastní kapitál. Tato část se také nazývá jako model CAPM.

$$\text{diskontní sazba} = r + \beta * TRP$$

Ke stanovení diskontní sazby jsem využil stránek profesora Damodarana, kde jsem získal většinu potřebných veličin. První veličinu, kterou jsem hledal, byla tržní riziková přírážka (TRP – Total Risk Premium), která je stanovena pro Českou republiku ve výši 7,08%. Velikost proměnné beta, jsem stanovoval pomocí cenných papírů společnosti ČEZ, která je českým lídrem v energetice. Koeficient beta je pak roven 0,8. Poslední proměnnou v této rovnici je bezriziková úroková míra. Pro stanovení bezrizikové úrokové míry jsem musel zjistit úrokové sazby státních dluhopisů. Uvažoval jsem tedy desetiletý dlouhodobý státní dluhopis, kde je k 31.3.2014 výnos z desetiletého státního dluhopisu ve výši 2,2%. Diskontní sazba mi vychází na 7,86%. [23]

$$\text{diskontní sazba} = r + \beta * TRP = 2,2 + 0,8 * 7,08 = 7,864\%$$

4.4.3 Zemní plyn

Zemní plyn je palivem jak pro kogenerační jednotku, tak i pro špičkový zdroj, zde uvažovaný plynový kotel. Cena a vývoj ceny plynu je tedy zásadním ukazatelem pro ekonomické hodnocení projektu s kogenerační jednotkou. Čím levnější bude vstup, tím vyšší příjmy bude majitel kogenerační jednotky mít.

Cena zemního plynu

V Českém Krumlově je distributorem zemního plynu společnost E.ON. Společnost E.ON budu tedy uvažovat jako obchodníka, s kterým developer bude uzavírat smlouvu o nákupu zemního plynu. Na stránkách společnosti E.ON jsem zjistil cenu 1365 Kč/MWh.[25] Tato cena obsahuje daň ze zemního plynu, kterou musí developer platit. Myslím si, že developer při vyšších odběrech dosáhne na nižší cenu. Tato cena je stanovena pro odběr okolo 250 MWh ročně, který budu uvažovat pro administrativní budovu Porákův dům. Pokud se bude jednat o větší bytový komplex, pak cena bude nižší. Pro svou práci tedy uvažuji cenu zemního plynu na úrovni 1290 Kč/MWh. Tato cena je pouze orientační a stanovení přesné ceny pro různé odběry je obtížné. Ke každému velkoodběrateli totiž obchodníci přistupují individuálně a na základě odebraného množství plynu a rezervované kapacity stanovují konečnou cenu plynu.

Růst ceny plynu

Stanovení vývoje ceny zemního plynu je velmi obtížné. Pokud se podíváme na historická data, můžeme vidět, že trh s plynem je jako na horské dráze. Několikrát za posledních 10 let cena zemního plynu vzrostla o desítky procent a poté se zase cena propadla. Cena v roce 2004 byla na dnešní úrovni, ale např. koncem roku 2005 nebo v roce 2008 cena prudce vzrostla, ale opět po pár dnech prudce klesla. Z dlouhodobého hlediska se pak cena plynu na burze pohybuje v rozmezí od 3 do 4 korun na m³. Z aktuálního dění bych si dovolil tvrdit, že díky nově objevené možnosti těžby plynu z břidlice nebudeme očekávat prudký nárůst ceny. Jediný možný impuls k možnému nárůstu plynu je vyhrocení situace mezi Ukrajinou a Ruskem, tím pádem mezi Ruskem a Evropskou unií, poté je možné očekávat nárůst ceny plynu jako komodity. Tento scénář bych neviděl jako stěžejní, tudíž stanovuji růst ceny plynu o něco vyšší než je inflace. Růst ceny plynu bych navýšil o třetinu procentního bodu nad inflaci, což je 2,3%.[24][26]

4.4.4 Elektřina

Výrobou a formou prodeje elektřiny se stanovují hlavní příjmy z provozu kogenerační jednotky. To znamená, že kogenerační jednotka bude efektivní, pokud bude cena elektřiny co nejvyšší. Ať už se jedná o ušetřenou spotřebu elektřiny či příjmy z prodeje elektřiny.

Cena elektřiny

Stanovení výkupní ceny je obtížné, protože každý obchodník si s výrobcem elektřiny může stanovit výkupní cenu elektřiny ve smlouvě. Jedná se tedy o individuální přístup. Já bych chtěl stanovit výkupní cenu elektřiny, jako průměrnou cenu silové elektřiny na burze. Cena elektřiny na burze činí 930 Kč/MWh. Tuto cenu bych uvažoval, pokud celkové vyprodukované množství elektrické energie bych prodával obchodníkovi. Pokud bych prodával obchodníkovi pouze přebytky a spotřebovával bych elektřiny sám, pak bych stanovil výkupní cenu nižší. Cenu, za kterou bych prodával pouze nespotřebované přebytky do sítě, bych stanovil na 650 Kč/MWh.[26]

Vývoj ceny elektřiny

Pokud se podíváme na vývoj ceny silové elektřiny, pak můžeme konstatovat, že ceny silové elektřiny stále klesají. A na příštích 5 let nemáme s žádným nárůstem cen počítat, zní z úst společnosti OTE. OTE predikuje na příštím 5 let stagnaci či mírný růst cen. Z dlouhodobého hlediska však můžeme očekávat návrat k růstu cen, protože ceny paliv a ceny povolenek v budoucnu porostou. S tím je spojen i růst cen za elektřinu. Růst ceny elektřiny bych stanovil o procentní bod nad inflační predikci. Růst ceny elektřiny bych stanovil na 3%.[24]

4.4.5 Teplo

Hlavní příjmy by měl provozovatel kogenerační jednotky dosahovat z prodeje tepla. V dnešní době je mnoho objektů zásobováno teplem z tepláren. Naší cenou bychom se měli dostat minimálně na jejich úroveň, spíše pod úroveň cen tepla z tepláren. Ale projekt kogenerační jednotky musí být stále rentabilní. Proto ve svých výpočet uvažuji především minimální cenu tepla z kogenerační jednotky.

Cena tepla

Cena tepla v Českém Krumlově od společnosti Energo Český Krumlov s.r.o. je pro rok 2014 stanovena na 580 Kč/GJ. Tato cena je pouze orientační a pro větší odběry bude nižší. Ceny tepla jsou však v různých regionech různé, proto příjmy z prodeje tepla neuvažuji a vypočítávám pouze minimální cenu tepla.

5 Model pro posuzování efektivnosti KJ pro developerský projekt

Mou hlavní myšlenkou bylo přinést k příjmům z developerské činnosti (většinou k příjmu z pronájmu budov), také příjmy sekundární. Napadly mě právě kogenerační jednotky, protože sám developer může ve své výstavbě uvažovat s touto variantou a získat tak sekundární příjem z prodeje tepla svým nájemcům a zároveň také z prodeje elektřiny do veřejné sítě. Může tedy vhodně naprojektovat kotelnu s kogenerační jednotkou pro zástavbu domů, bytů či obchodních center. Chtěl bych tedy vytvořit jakýsi model, který by byl schopen stanovit, kdy se bude vyplácet developerovi využít kogenerační jednotku. Stanovit tak určitou minimální plochu či hustotu zastavění tak, aby projekt kogenerační jednotky byl rentabilní. Budu tedy uvažovat nové developerské projekty, které vyrůstají tzv. „na zelené louce“.

Developer při plánování stavby stojí před otázkou, jak bude nový objekt energeticky zásobovat a může tak plánovat i stavební úpravy. U obchodních a bytových domů si připraví veškeré rozvody a technickou místnost tak, aby vyhovovala pro kogenerační jednotku, u výstavby rodinných domů může připravit zásobování teplem z blízkého odběrného místa, v kterém se bude nacházet kogenerační jednotka. Investice jsou pak menší, než když se budovy či okolí budov upravuje pro potřeby kogeneračních jednotek. Proto vidím výhodu použití kogeneračních jednotek v developerských projektech, protože developer s projektem kogenerační jednotky počítá předem a investiční náklady jsou pak nižší, nebo přímo zahrnuté do investičních nákladů na výstavbu samotného developerského projektu.

Pokud se developer pro investici do kogenerační jednotky rozhodne, pak musí vědět, že ho čeká administrativně náročný postup od získání licence pro výrobu elektřiny, zaregistrování výrobní, přes přihlašování se k OTE a získání licence pro distribuci elektřiny. Pokud chce developer maximalizovat zisky, pak musí vyrobenou elektřinu prodávat svým nájemcům. Nejvýhodnější pro developera by bylo, kdyby mohl vyrobenou elektřinu sám spotřebovat. Ano spotřebovali by ji nájemníci ne developer, on by jim pouze účtoval náklady spojené s výrobou elektřiny, ale toto zákon v dnešní době nedovoluje. Pokud je na místě zdroj elektrické energie, pak prodej elektrické energie může probíhat pouze za dozoru OTE a majitel zdroje musí mít licenci na distribuci. S touto formou prodeje jsou spojeny náklady, které po developerovi bude OTE

vyžadovat (podpora obnovitelných zdrojů, podpůrné služby a za činnost OTE), ale stále je to pro něj výhodnější, než prodávat elektřinu do sítě. Podle mě veškeré tyto dotace či podpory ničí trh, ale s Evropskou unií jdou tyto věci ruku v ruce a nelze se jim vyhnout. Jde o náročnou administrativu a nakonec my jako výrobce získáme příspěvek a stejný příspěvek zase odvedeme. Získáme příspěvek za to, že využíváme ekologicky šetrný zdroj energie (doplňková sazba u podpory pro KVET spalující výhradně zemní plyn 455 Kč/MWh) a hned musíme při distribuci zaplatit skoro stejnou částku na podporu obnovitelných zdrojů (jedná se o služku ceny elektřiny).

Abych se vrátil k tématu, budu se snažit vytvořit takový model, který bude předpokládat, že developer bude využívat kogenerační jednotku k vytápění bytových domů. Vyrobenou elektřinu pak bude prodávat svým nájemcům. Z prodeje elektřiny mu zajistí první příjem. Dalším příjmem pro developera bude výše podpory za vyrobenou elektřinu a pokud bude přebytek elektrické energie, který nespotřebují nájemníci, pak zisk z prodeje elektřiny obchodníkovi. Hlavním příjmem by měl být prodej tepla. Proto se ve svém ekonomickém modelu zaměřím na minimální cenu tepla, za kterou by mohl developer teplo prodávat. Čím nižší bude minimální cena tepla, tím vyšší budou plynout příjmy developerovi. Další výhodou, kterou vidím v kogeneraci, je růst cen energií, protože cena elektřiny roste nepatrně rychleji než cena plynu. Cena plynu kolísá, měla své růsty a poklesy, ale z dlouhodobého hlediska je zajímavé, že v dnešní době je cena plynu stejně vysoká, jako v roce 2004. A čím bude elektřina dražší oproti plynu, tím vyšší budou výnosy z kogenerace.

V uvažovaném modelu jsem se snažil pomocí počtu vystavených obytných metrů čtverečních bytového domu, stanovit minimální ceny tepla pro různé kogenerační jednotky. Pokud bude minimální cena tepla nižší, než cena tepla obvyklá v této oblasti, pak se developerovi vyplatí nainstalovat kogenerační jednotku. V každém z projektů počítám s instalací kogenerační jednotky od společnosti Tedom, akumulacním zásobníkem a špičkovým kotlem. Základní údaj m^2 jsem si vybral proto, abych dokázal pomocí tohoto ukazatele stanovit přibližné spotřeby plánovaných staveb. Druhým hlediskem bylo, že to bude první věc, kterou bude developer vědět, velikost svého zamýšleného projektu.

Výpočet spotřeby tepla uvažovaných objektů jsem rozdělil na spotřebu tepla na otop a spotřebu tepla na TUV. U těchto spotřeb jsem vycházel z vyhlášky č. 194/2007 Sb. kterou se stanoví pravidla pro vytápění a dodávku teplé vody, měrné ukazatele

spotřeby tepelné energie pro vytápění a pro přípravu teplé vody a požadavky na vybavení vnitřních tepelných zařízení budov přístroji regulujícími dodávku tepelné energie konečným spotřebitelům. Tato vyhláška stanovuje postup, jak pomocí koeficientů a deňostupňů vypočítat přibližnou spotřebu tepla objektu. Pokud má objekt 2,7 m vysoké stropy, které jsou pro bytovou zástavbu typické, pak se výpočet spotřeby tepla na vytápění stanoví podle vzorce:[27]

$$\text{Spotřeba na vytápění v kWh} = (0,138 * m^2 * D^\circ)/3,6$$

M²..... počet obytných m²

D[°] počet deňostupňů

$$D^\circ = n * (tis - tes)$$

n počet dnů vytápění v otopném období

tis průměrná teplota vzduchu ve vytápěných prostorách objektu (20°C)

tes průměrná teplota venkovního vzduchu ve dnech vytápění

Zde v ekonomickém modelu jsem uvažoval otopné období od začátku zří do konce května (1.9. – 31.5.) což je 273 dní (6552 hodin). Průměrnou venkovní teplotu vzduchu jsem zjistil na stránkách OTE. Z denních průměrných teplot jsem udělal průměrné měsíční a vypočetl tak počet deňostupňů na měsíc. Tak to jsem pak mohl pohodlně dopočítat měsíční spotřeby tepla na vytápění. Z této vyhlášky jsem také použil výpočet pro spotřebu tepla na TUV. Tuto spotřebu jsem spočetl podle vzorce:[27]

$$\text{Spotřeba na přípravu TUV v kWh} = (0,21 * m^2 * 1000)/3,6$$

Velmi obtížně se stanovovala spotřeba elektřiny v uvažovaném bytovém komplexu, protože žádný vzorec či koeficienty pro předpokládanou spotřebu objektu jsem nenašel. Ono je také velmi obtížné stanovit, průměrnou domácnost s průměrnou spotřebou elektrické energie, protože každá domácnost má jiné návyky využívání elektrické energie. Také složení elektrospotřebičů je rozdílné. Budu tedy vycházet z celkové spotřeby elektřiny maloodběru domácností za rok 2012, kterou jsem našel v Roční zprávě o provozu ES ČR v roce 2012 na stránkách ERÚ. V roce 2012 byla celková hodnota maloodběru domácností 14580 GWh. Dále jsem chtěl spočítat spotřebu na průměrnou domácnost. Na stránkách ČSÚ jsem získal ze sčítání domů a bytů získal

celkovou hodnotu domácností v ČR. V roce 2011 bylo v ČR 2150000 domácností, a pokud stanovím průměrnou velikost průměrného bytu domácnosti, pak získám hodnotu spotřeby elektrické energie na m² obytné plochy. Velká realitní společnost REMAX udává průměrnou hodnotu velikosti bytu 70 m². Po zpracování těchto vstupních informací jsem získal hodnotu 50,2 kWh/m², kterou jsem uvažoval dále ve svém modelu. Pomocí tohoto koeficientu, který jsem stanovil, mohu vypočítat přibližnou roční spotřebu elektřiny v objektu. K ekonomickým výpočtům nepotřebuji roční spotřebu elektřiny, ale spotřebu měsíční. Za předpokladu, že developer buduje bytový komplex, počítám tedy, že měsíční spotřebu mohu stanovit pomocí typových diagramů dodávky (TDD) elektřiny pro rok 2013. TDD reflektují spotřebu elektřiny domácností podle různých tarifů, které mají domluvené s obchodníkem. Typickým tarifem pro domácnosti je tarif D02d. Tak lze celkem přesně stanovit měsíční spotřebu elektrické energie v uvažovaném objektu.[28][29][30]

Pro svou práci uvažuji 9 možných kogeneračních jednotek, které by měly pokrýt široký rozsah výroby tepelné energie. Myslím si, že tento ekonomický model se dá použít v rozmezí od 500 m² do 8500 m², což zajišťuje velké rozmezí volby pro developera. [15]

	výkon kWt	výkon kWe	CZK	Spotřeba m3/h	Spotřeba kW
Micro T7	17,2	7	550 000 Kč	2,7	25,5
MicroT30	61,3	30	820 000 Kč	10,2	96,33333333
Micro T50	91	48	1 460 000 Kč	16,6	156,7777778
Centro T80 KON	120	81	2 320 000 Kč	24,4	230,4444444
Centro T100 KON	142	104	2 480 000 Kč	29,8	281,4444444
Centro T120 KON	177	125	2 640 000 Kč	36,3	342,8333333
Centro T160 KON	209	164	3 200 000 Kč	45,9	433,5
Centro T180 KON	218	184	3 380 000 Kč	49,7	469,3888889
Centro T200 KON	237	200	3 620 000 Kč	54	510

Tabulka 1: Uvažované kogenerační jednotky a jejich parametry

Pro svůj ekonomický model zohledňuji následující náklady a výnosy, které jsou pro každou kogenerační jednotku různé.

Ni	Kogenerační jednotka
	Zásobník TUV

Připojení KJ
Špičkový kotel
Celkem

Np	Plyn.náklady
	Servisní náklady KJ
Npd	Poplatek systémové služby
	Podpora obnovitelných zdrojů
	Za činnost OTE
	Daň z elektřiny
	Celkem

V	Za prodanou elektřinu obchodníkovi
	Zelené bonusy
	Decentrální výroba
	Prodaná elektřina
	Celkem

Tabulka 2: Přehled nákladů a výnosů uvažovaných v ekonomickém modelu

Náklady investiční se skládají z pořizovací ceny kogenerační jednotky. Druhým investičním nákladem je cena akumulčního zásobníku. Velikost uvažovaného akumulčního zásobníku stanovuji tak, aby 1 kW_t odpovídal objem 50 l. Akumulační zásobník by měl mít 2 vnořené šnekové výměníky, abychom mohli na jeden výměník napojit špičkový kotel a na druhý kogenerační jednotku. Další vstupním investičním nákladem je připojení kogenerační jednotky. Jsou to náklady na dopravném, instalaci kogenerační jednotky a připojení do sítě. Obvykle se jedná o částku okolo 1/3 pořizovací ceny kogenerační jednotky, jak jsem byl obeznámen společností TEDOM. Investiční náklady jsou dále navýšeny o pořizovací cenu špičkového zdroje. Zde jsem stanovil velikost této investice na 900 Kč/kW_t instalované kogenerační jednotky, což by mělo vyjádřit hodnotu špičkového kotle na pokrytí špičkového výkonu.

Provozní náklady jsem rozdělil na náklady na palivo, náklady na údržbu a servis a mzdové náklady. To jsou náklady, které jsou spojené s kogenerační jednotkou, a myslím si, že ostatní náklady pro tento model jsou zanedbatelné. Výši nákladů na údržbu a servis jsem stanovil jako $0,4 \text{ Kč/kWh}$. [31] Další provozní náklady jsou spojené s prodejem elektrické energie. To jsou ty náklady, které musím odvést při prodeji elektřiny koncovým zákazníkům. Jsou to především regulované složky ceny elektrické energie. Tzn. cena za systémové služby, které jdou na účet provozovateli

přenosové soustavy, příspěvek na obnovitelné zdroje, které si účtuje OTE, poplatek za operátora trhu a daň z elektřiny. Velikost těchto poplatků stanovuje každý rok Energetický regulační úřad pro následující rok. Posledním uvažovaným nákladem jsou mzdové náklady. Aby developer neměl problémy s administrativou a péčí o kogenerační jednotku, byl by zaměstnán člověk na částečný úvazek, který by kontroloval chod kogeneračních jednotek, měl by na starost administrativu spojenou s prodejem a distribucí elektřiny a tepla a každý rok by měl na starost zúčtování s nájemníky za využitou energii, jak tepelnou, tak elektrickou. Výše odměn je stanovena v následující tabulce.

Odměna zaměstnanci	
Micro T7	6 000,00 Kč
MicroT30	10 000,00 Kč
Micro T50	12 000,00 Kč
Cento T80 KON	12 000,00 Kč
Cento T100 KON	15 000,00 Kč
Cento T120 KON	15 000,00 Kč
Cento T160 KON	15 000,00 Kč
Cento T180 KON	15 000,00 Kč
Cento T200 KON	15 000,00 Kč

Tabulka 3: Měsíční odměna pro zaměstnance v závislosti na typu KJ

Výnosy tvoří pouze výnosy spojené s prodejem a s podporou výroby elektrické energie. Developerovi se vždy vyplatí elektrickou energii prodávat, protože cena jedné kWh v tarifu D02d je 4,3 Kč/kWh. Pokud by developer prodával vyprodukovanou elektrickou energii přímo obchodníkovi, nikdy by se na takto vysokou cenu prodeje nedostal. Aby se podařilo přesvědčit nájemce, aby nakupovali elektřinu od něj, musí developer pro své nájemce stanovit nižší cenu, než jakou by měli od dodavatele. Ve své práci tedy uvažují, že by každý nájemce ušetřil 0,5 Kč/kWh. Tudíž cena pro nájemce je 3,8 Kč/kWh. Vyplatí se tedy vždy prodávat elektřinu odběratelům přímo, i za cenu toho, že je s tím spojeno mnoho administrativy. Dalším příjmem pro developera jsou příspěvky spojené s podporou vysokoúčinné výroby elektřiny a tepla. Jedná se o Zelené bonusy, které při celoročním provozu 12 hodin, což je 4380 hodin ročně, spadají do bonusu 1605 Kč/MWh i s připočtenou dílčí sazbou. Dalším příspěvkem je příspěvek za decentralní výrobu, který je stanoven na 27 Kč/MWh.[7][32]

Pro vyhodnocení tohoto ekonomického modelu jsem použil ukazatel minimální cena tepla. Tato cena tepla by se měla rovnat ceně tepla, při které je NPV=0. Minimální cenu tepla jsem tak spočetl pomocí funkce PLATBA(diskont;životnost;vypočtené NPV)

v tabulkovém editoru Excel a vydělil jsem tuto hodnotu hodnotou vyrobeného tepla. Získávám pak cenu za kWh. Popis výpočtu jsem znázornil v kapitole 4.3.5..

Vhodnost použití kogenerační jednotky jsem se snažil také stanovit velikostí špičkového zdroje. Nejde, abychom při použití kogenerační jednotky o určitém výkonu měli špičkový zdroj o výkonu dvojnásobném. Proto jsem se snažil stanovit špičkový zdroj tak, aby se jednalo o zdroj špičkový. Zadaný výkon kotle uvažuji při provozu 24 hodin denně.

Ceny	Max. výkon kotle [kW]
Micro T7	35
MicroT30	80
Micro T50	100
Cento T80 KON	120
Cento T100 KON	145
Cento T120 KON	175
Cento T160 KON	210
Cento T180 KON	230
Cento T200 KON	250

Tabulka 4: Omezení výkonů špičkových zdrojů pro dané KJ

V ekonomickém modelu jsem se snažil stanovit minimální cenu tepla, aby developer mohl zjistit, při jaké variantě bude dosahovat nejvyšších zisků. Hledisko stanovení minimální ceny jsem zohlednil také kvůli velké rozdílnosti cen tepla v různých regionech. S cenou tepla bych mohl v ekonomickém modelu pracovat velmi těžko, a tak jsem nabídl tento získaný výsledek developerovi, aby si ho mohl porovnat s cenou tepla v regionu, kde bude uvažovaný objekt realizovat.

6 Případová studie Porákův Dům

Pro svou případovou studii jsem si vybral developerský projekt, který je podle mě velmi zajímavým počinem nejen na Českokrumlovsku. Jedná se o využití jedné z nejstarších továren v Českém Krumlově, která patří mezi památkově chráněné budovy a nacházející se v ochranném pásmu městské památkové rezervace (zapsané v seznamu UNESCO). Developer zde musel velmi citlivě zkoumat historii této budovy a při transformaci této továrny na komerční objekt postupovat tak, aby nepoškodil velmi cennou historickou hodnotu budovy.

6.1 Porákův dům

Porákův dům se nachází na v zóně zvané Ambit. Toto území bylo situováno na periférii Českého Krumlova na pravém břehu řeky Vltavy a jeho rozvoj se datuje k roku 1797, kdy byla zahájena výstavba ulice Pod Kamenem. Tato ulice vede po levém břehu toku Vltavy, bohužel tato zástavba se do dnes nezachovala, protože musela ustoupit dnešní silnici na České Budějovice. Pravý břeh řeky byl využíván spíše zemědělsky. Urbanistický význam pravý břeh získává ve 30. letech 19. století. Roku 1835 zde Vincenz Jungbauer dokončuje továrnu „Pod kamenem“ na výrobu sukna a kazamíru. Tato továrna je spojena dřevěným mostem s českobudějovickou silnicí a toto území začíná urbanisticky růst. Právě tento areál se dnes nazývá Ambitem. V roce 1835 zde tedy vzniká podnik s oficiálním názvem „Die k.k. privilegierte Tuch-Casimir und Zeugfabrik“. Areál zahrnoval, provozní budovu (dnešní Porákův dům), pomocnou budovu, stodolu sýpku a kůlnu na vozy. Stroje fungovaly na vodní pohon, proto musela být k budově přivedena voda. Voda byla přivedena kanálem o šířce 7,584 m.

Přesný popis historické budovy známe díky povodni, která přišla v noci ze 14. na 15.7.1848 a ukončila tím provoz textilního podniku. Popis budovy z 21.9.1853 inventarizuje nefunkční továrnu. Dochoval se tak popis, který potvrzuje existenci stavebních konstrukcí, jež je možno bez porušení spatřit i dnes. V přízemí se nacházeli 2 nádherné trojlodní sály, které byly od sebe odděleny vstupní částí a schodištěm. Tyto trojlodní sály byly zaklenuty tzv. českými plackami do eliptických klenebních pásů podpíraných dvaceti kamennými pilíři. 1. Patro se nacházel pracovní sál a schodiště na půdu. Krov byl typu ležaté stolice a na něm byla tašková krytina.

Jungbauerova továrna ožila až v 60. letech 19. století, kdy továrna byla zakoupena společností Krumlovské těžařstvo a byla postupně opravována. Roku 1868 se do

továrny přenáší drtírna grafitu a roku 1876 kupuje majetek Krumlovského těžářstva Anna Poráková. Drtírna grafitu byla velmi hojně využívána a díky tomu, že podnik prosperoval, budova se stále upravovala a opravovala po již zmíněných povodních. Roku 1882 je Krumlovské těžářstvo přejmenováno na „Krumlovské grafitové závody – bratři Porákové“. Odtud vznikl dnešní název centra Porákův dům. Za éry bratrů Poráků, se továrna mírně změnila. K přízemnímu objektu, vymezenému pro účely bývalé barvírny na straně směrem k městu, bylo přistaveno v roce 1907 druhé patro a továrna získává podobu dnešního Porákova domu.

Porákova továrna na zpracování tuhy v roce 1926 krachuje a bývalou továrnu vydražila Českokrumlovská záložna za 573 000 Kč, díky starým pohledávkách po bratrech Porákových. Záložna se pak snažila továrnu prodat, ale nepodařilo se, tak přistoupila k formě pronájmu jednotlivých objektů. Po druhé světové válce se zde vystřídalo mnoho nájemců. Bývalá továrna byla využívána především jako sklady pro uskladnění obilí. V 70. a 80. letech došlo k dobudování Porákova domu. Bývalá továrna pak byla využívána především jako sklady, kanceláře a prodejny.

Z developerského pohledu byl velmi zajímavý přelom tisíciletí. Právě rok 1999 byl zásadním zlomem pro tento developerský projekt. Zkrachovalá společnost Ambient se snažila tuto bývalou továrnu prodat. Hlavním zájemcem bylo rakouské konsorcium Immoconsult, které měl v plánu po demolici vystavit luxusní Businesshotel Krumau. Rakouské konsorcium požadovalo po společnosti Ambient povolení ke zbourání bývalé továrny, ale toto povolení společnost Ambient od stavebního úřadu nezískala. Pro odkoupení těchto pozemků byl v té době také starosta Českého Krumlova. Hotel by řešil mnoho problémů z pohledu města. Hlavně nezaměstnanost v regionu, protože by vytvořil až 150 nových pracovních míst. Dalším trnem v oku starostovi byla otázka financování zachování chátrající továrny. Tudiž také město bylo pro demolici a výstavbu nového hotelu. Hlavní krok pro záchranu této historické památky udělal Památkový ústav v Českých Budějovicích, na podnět Památkářské obce českokrumlovské. PÚ v Českých Budějovicích zaslal na Ministerstvo kultury ČR žádost o zapsání tohoto nevzhledného areálu do seznamu kulturních památek. Exteriér skoro 80 metrové budovy s nevzhledným šedavým nástřikem omítkové směsi a s částečně zazděnými okny skrýval v interiéru všechny zachovalé stavební konstrukce, a tak Ministerstvo kultury ČR zaslalo upozornění Městskému úřadu v Českém Krumlově, že jde o industriálně hodnotnou budovu a tato budova nesmí být zbořena. Zahraniční

investor tedy byl neúspěšný a v roce 2002 získal objekt soukromý investor, který revitalizoval celý objekt. Dnes zde stojí bývalá Poráková továrna, která slouží jako obchodně-administrativní centrum a v menší míře i bytová výstavba. A na tomto zdárném příkladu můžeme vidět, jak může development spojit moderní administrativně-obchodní centrum s historicky vzácnou nejstarší textilní továrnou v této oblasti.

6.2 Stávající stav objektu

Třípodlažní objekt je obdélníkového tvaru o rozměrech 78,6 m a 14,9 m s výškou hlavního hřebene cca 15 m. Od roku 2004 má stálou podobu, kterou získal po velké povodni v roce 2002. Objekt centra Porákův most slouží jako polyfunkční budova. Od roku 2004 sloužil Porákův most jako administrativně-obchodní centrum. V roce 2008 v přístavbě podkroví v jihozápadní části štítu vznikly 2 bytové jednotky, které jsou dnes využívány. V prvním patře se nachází především obchody - pracovní pomůcky, prodej počítačů a příslušenství. V severozápadním sále v 1. patře je sklad s prodejním sortimentem oboru TZB. Ve druhém patře se nacházejí zejména kanceláře, dále koupelnové studio a vlasové studio. Třetí patro je využíváno zatím pouze u jihozápadní části na byty. Zbytek podkroví je zatím nevyužíván.

Obrázek 6: Řez centra Porákův most

3. NP	Nevyužitě podkroví				2 byty	
2. NP	Prodejna a sklad koupelnového studia		Kanceláře		Vlasové studio a kosmetika	
1. NP	Sklad s prodejním sortimentem oboru TZB		Prodejna - dveře a zárubně	Prodejna - pracovní pomůcky	Kanceláře	Prodejna a servis PC
Původní Jungbauerova továrna z roku 1835					Přístavba z roku 1907	

Níže uvádím také přibližné rozdělení kanceláří a obchodů na půdorysech s jejich plochou:

Obrázek 7: Náčrt půdorysu 1. nadzemního podlaží

1. NP

Sklad s prodejním sortimentem oboru TZB - 340 m²	Prodejna - dveře a zárubně - 65 m²	Prodejna - pracovní pomůcky 83 m²	Kanceláře 105 m²	Prodejna a servis PC 90 m²
				Kanceláře 35 m²

Obrázek 8: Náčrt půdorysu 2. nadzemního podlaží

2.NP

Prodejna a sklad koupelnového studia 417 m²	Kanceláře 247 m²		Vlasové studio a kosmetika 125 m²
	Kotelna		

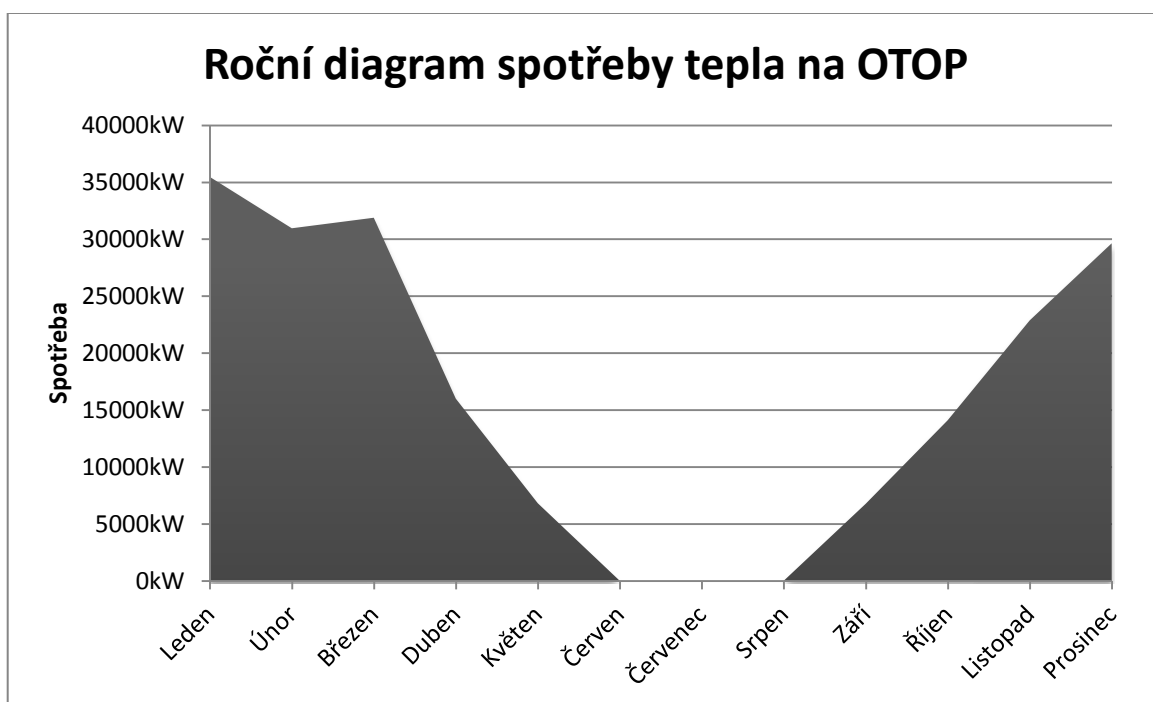
Třetí patro jsem vynechal. Ve třetím patře se nacházejí pouze 2 byty, které pro svou práci neuvažují. Důvody, proč s oběma byty nepočítám, budou v následující kapitole. Celková plocha obou pater je 1507 m². Je zajímavé, že v 1. NP je plocha menší než v druhém. Tím, že je to stará továrna, tak její zdi jsou v 1. NP výrazně širší, než v 2. NP. Tím je dán rozdíl mezi 1. NP a 2. NP okolo 70 m².

6.3 Energetické zásobování objektu

Objekt je zásobován teplem z vlastní kotelny, která se nachází ve druhém patře budovy. Teplem je zásobován celý objekt, pouze 2 byty v podkroví mají vlastní plynovou přípojku, proto jsem již nastínil výše, že spotřebu těchto dvou bytů neuvažujeme. Podle mého názoru by bylo dobré, přesvědčit nájemníky bytů, aby se připojili do systému vytápění. Myslím si, že by je to vyšlo pak levněji. Majitel

nemovitosti si však tuto variantu nepřeje a chtěl by mít tyto 2 byty mimo systém zásobování teplem administrativní budovy. Hlavní spotřebu tepla představuje teplo na otop. Podle vyhlášky č. 194/2007 Sb. je otopné období od 1. září do 31. března. Dále je upraveno vyhláškou, že topné období začíná, když průměrná denní teplota 2 po sobě jdoucích dnů je nižší než 13 stupňů. Topná sezóna v centru Porákův most v roce 2013 začala 10. září a skončila 31. března. Tento rok budu brát ve své práci jako rok průměrný. Kanceláře jsou vytápěny na 20°C a sklady a ostatní místnosti na 15-18°C.

Jak jsem již nastínil, otop je realizován vlastní kotelnou, kterou vlastní majitel objektu (v našem případě developer). Odečty tepla pro otop jsem získal v součtech měsíčních spotřeb všech provozoven. Skutečná spotřeba tepla pro otop za rok je 194 451 kWh. Kdy topná sezóna trvala 263 dnů.



Graf 1: Roční diagram spotřeby tepla na otop

	Celková měsíční spotřeba tepla na otop [kWh]	Střední výkon [kW]	Počet dnů otopu
Leden	35462,5	47,66	31
Únor	30953,4	46,06	28
Březen	31879,2	42,85	31
Duben	15993,3	22,21	30
Květen	6808,7	9,15	31

Červen	0,0	0,00	0
Červenec	0,0	0,00	0
Srpen	0,0	0,00	0
Září	6761,1	14,09	20
Říjen	14096,6	18,95	31
Listopad	22861,8	31,75	30
Prosinec	29634,5	39,83	31
Celkem	194451		263

Tabulka 5: Měsíční spotřeba tepla na otop, střední výkon a počet dnů topné sezóny

Tuto hodnotu jsem pro jistotu kontroloval pomocí měrného ukazatele spotřeby tepelné energie pro vytápění podle vyhlášky č. 194/2007 Sb.. U prvního výpočtu a) jsem došel k hodnotě 196747,2 kWh a podle druhého výpočtu b) 202574,3 kWh. Níže uvádím uvažované vzorce:

$$a) \quad \frac{0,47GJ}{m^2} \text{ za otop. období} \qquad b) \quad 0,138MJ/(m^2 * D^\circ)$$

D° počet deňostupňů

$$D^\circ = n * (tis - tes)$$

n počet dnů vytápění v otopném období

tis průměrná teplota vzduchu ve vytápěných prostorách objektu (uvažoval jsem 20°C)

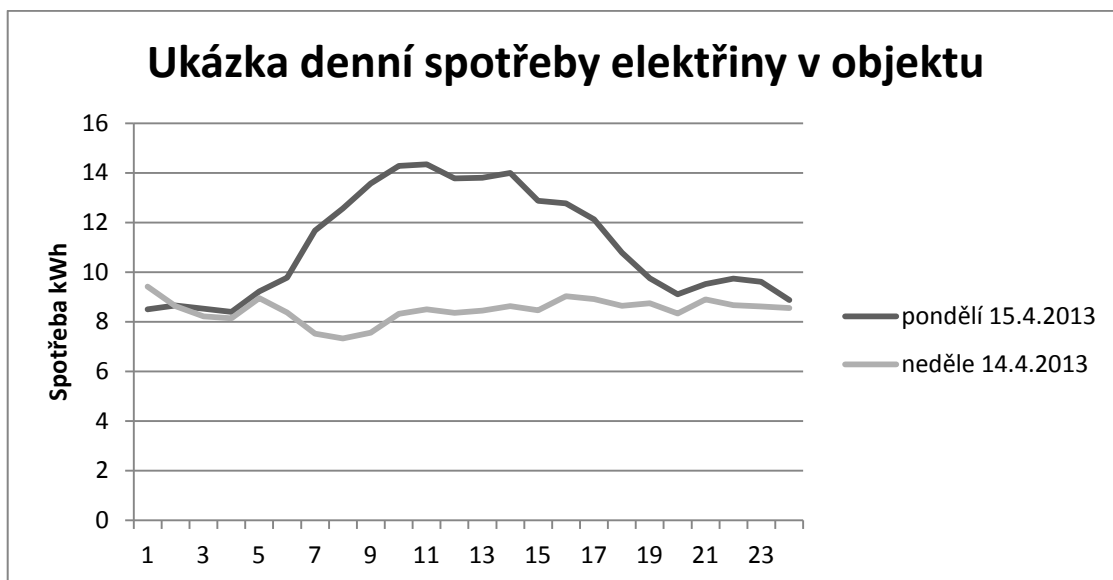
tes průměrná teplota venkovního vzduchu ve dnech vytápění (4,66°C)

Jak můžeme vidět, hodnoty skutečné a vypočtené se moc neliší. Jedná se řádově o jednotky procent. Takže si myslím, že lze bez problémů celkovou spotřebu na otop stanovovat podle výše uvedené vyhlášky. Dále budu počítat s naměřenými hodnotami.

Jelikož se jedná o administrativní budovu, teplá užitková voda (TUV) není tolik využívána. TUV se v uvažovaném objektu vytváří pomocí elektrických bojlerů. Spotřeba tepla na TUV je tedy nulová a nahřívání užitkové vody se projeví pouze na spotřebě elektrické energie.

Zjistit spotřebu elektrické energie bylo velmi složité. Každá provozovna má své smlouvy s dodavatelem a tedy i vlastní elektroměr. Největší odběr administrativní budovy je v týdnu. O víkendu je odběr minimální, protože kanceláře jsou prázdné a funguje jen několik provozoven. Ke stanovení spotřeby elektřiny jsem zjistil roční

spotřebu 4 provozoven, u ostatních se mi to nepovedlo. Provozovatelé mi nechtěli tuto informaci sdělit. Abych stanovil alespoň přibližnou spotřebu objektu, musel jsem spotřebu těchto 4 provozoven přepočíst na kWh/m² a celkovou spotřebu pak dopočíst podle celkově využívané plochy. Na 505 m² bylo spotřebováno 33426 kWh elektřiny. Myslím si, že provozovny budou mít podobné odběry, protože se jedná o prodejny a kanceláře, kde největší spotřebu představuje především osvětlení. Co do počtu elektrospotřebičů, spotřeba u kanceláří je větší než u provozoven, ale myslím si, že to nebude takový rozdíl. Měrná spotřeba tohoto objektu je pak 66,2 kWh/m². Celková spotřeba je 99763 kWh. Tato spotřeba by mi měla přibližně reflektovat skutečnou spotřebu elektrické energie. Denní a měsíční spotřebu objektu vypočítám pomocí typových diagramů dodávky (TDD č. 2). U administrativní budovy počítáme se špičkou odběru během dne. Diagram zatížení administrativní budovy bude opačný, než u diagramu domácnosti. Nejvyšší odběr je tedy v týdnu a to v době od 7 do 17 hodin. Mimo tyto hodiny je odběr objektu minimální, jelikož objekt je prázdný. Minimální odběr je také o víkendech, kde se pracuje jen v několika provozovnách. V práci tedy budeme uvažovat, že objekt bude vyrobenou elektřinu spotřebovávat převážně v týdnu během dne, v noci a o víkendech budeme vyrobenou elektřinu spotřebovávat a přebytky prodávat do sítě předem domluvenému obchodníkovi.



Graf 2: Znáornění spotřeby elektřiny ve všední den a o víkendu

Již dnes by mohl mít developer sekundární příjem z prodaného tepla z vlastní kotelny nájemníkům. Ale není tomu tak. Z rozhovoru s ním jsem zjistil, že naopak na kotelně prodělává. Nájemce platí jemu připadající podíl roční faktury za spotřebu plynu.

Tento podíl je roven jeho podílu na celkově spotřebovaném teple. Majitel tedy v ceně tepla neuvažuje ani náklady na obsluhu a servis, ani odpisy a další poplatky spojené se správou plynoměru a chodem kotelny. Podle mého názoru může majitel, tyto náklady promítnout do výše nájemného. Pak by mohl z nájemného tyto platby platit. Ve své práci bych chtěl dosáhnout toho, aby nájemné bylo jen za pronajatou plochu provozovny. Jako sekundární příjem by pak majitel měl příjmy z prodeje elektřiny a tepla. Tento způsob je pro majitele sice administrativně náročnější, musí získat licence na výrobu elektřiny, na distribuci elektřiny atd., ale přináší větší zisky, než přenesení nákladů za kotelnu do nájmu.

Kotelna se nachází ve druhém nadzemním patře v blízkosti kanceláří. Základním požadavkem na kotelnu tedy je, aby její chod nebyl moc hlučný. Dnešní kotel Hoval TopGas 60 má hladinu akustického výkonu 63 dB. Ve vzdálenosti jednoho metru od kotle se snižuje akustický výkon o 10-15 dB. Proto budu uvažovat pro svou práci pouze mikrokogeneraci, která je nejméně hlučná. Stávající kotle jsou od společnosti Hoval. Jedná se o 2 plynové kondenzační kotle Hoval TopGas 60, jejich výkon je dán v rozmezí od 12,8 – 60,7 kW pro každý z nich. Kotelna je z roku 2004 což znamená, že rozvody jsou nové a nebude potřeba do nich investovat mnoho peněžních prostředků. Kotel nahřívá vodu, v rozdělovači se voda dělí do větví. Pro každou provozovnu je zvláštní větev otopu. Tak může majitel kontrolovat spotřebu tepla pro každou provozovnu zvlášť. Vedle kotlů je expanzní nádoba, která zajišťuje, aby v otopné soustavě byl stálý tlak. Na každé z větví se nachází oběhové čerpadlo GRUNDFOS typ USP 25-120.



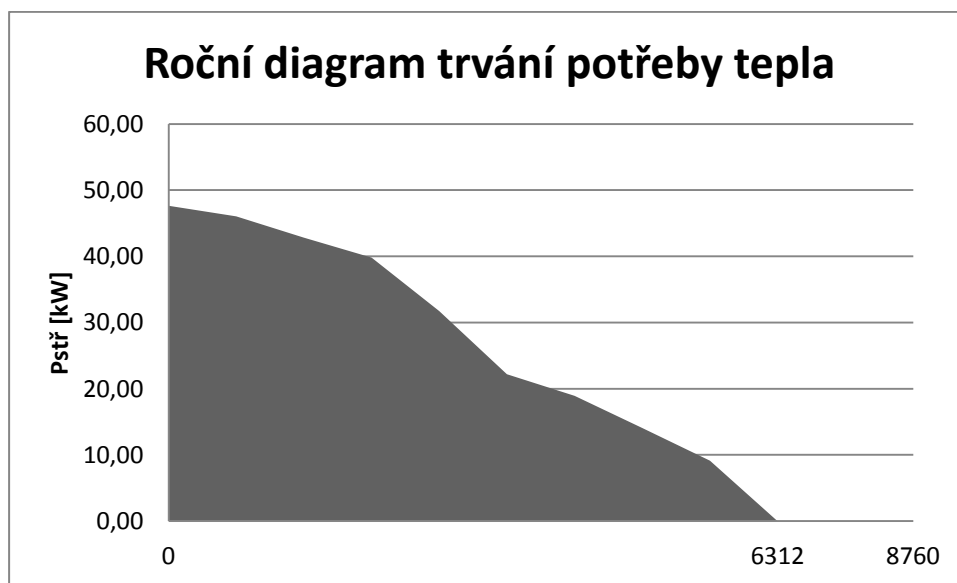
Obrázek 9: Kotelna, rozvod otopné vody

6.4 Výběr vhodné kogenerační jednotky

Pokud se podíváme na spotřebu tepla, kterou jsem pro objekt nastínil výše, pak vhodnou kogenerační jednotku budeme hledat v mikrokogeneraci. Je to dáno tím, že maximální střední zatížení je 47,66 kW_t a výkony mikroturbín jsou ideální pro tuto malou spotřebu. Velké kogenerační jednotky mají mnohem větší výkon, který by nebyl pro tento objekt ideální. Druhou podmínkou, proč využít mikrokogeneraci, je snížení hlučnosti kogenerační jednotky. Tyto malé kogenerační jednotky jsou výrazně tišší než velké kogenerační jednotky. Jejich hlučnost se pohybuje v rozmezí 60 – 75 dB, což je podobná hlučnost jako stávající kotle. Tato hlučnost je ideální pro podmínky

uvažovaného objektu. Třetí výhodou mikrokogenerace je velikost projektované jednotky. Jednotky připomínají větší lednici a bez problémů se vejde do stávající kotelny. Po prohledání různých produktových katalogů, jsem našel pouze 3 výrobce kogeneračních jednotek malého výkonu. Jsou jimi výrobci TEDOM, BOSCH a Viessmann. Dalším problémem je, že společnost Viessmann uvažovanou kogenerační jednotku nabízí na svých internetových stránkách, ale při kontaktu s výrobcem mi bylo řečeno, že poptávaná jednotka není ve výrobním programu pro Českou republiku a tudíž mi nemůže sdělit cenu kogenerační jednotky. Proto budu uvažovat pouze výrobce Bosch a Tedom.

Pro stanovení optimálního výkonu kogenerační jednotky je velmi důležitý diagram trvání výkonů tepla za roční období. Plocha tohoto diagramu nám znázorňuje celkově vyrobené teplo. Jedná se tedy o znázornění trvání středních výkonů tepla v čase. Jak můžeme vidět, maximální střední výkon je 47,66 kW_t. Jelikož se TUV v kotelně nevyrábí, diagram končí na hodnotě 6312 hodin, což znázorňuje otopné období roku 2013 .



Graf 3: Diagram trvání výkonů tepla

Navrhovaná kogenerační jednotka bude tedy základní tepelný zdroj objektu. Projektovat kogenerační jednotku na maximální střední výkon je nevhodné. Kogenerační jednotka by pak pracovala na svůj jmenovitý výkon pouze pár hodin v roce a povětšinu roku by pracovala s mnohem nižším výkonem a to znamená s nižší účinností. Proto budu navrhovat kogenerační jednotku na nižší výkon než je maximální

a výkon ve špičce diagramu budu krýt špičkovým zdrojem. Jedná se o kondenzační plynový kotel.

Abych zjistil optimální typ kogenerační jednotky, využiji ekonomické porovnání níže uvedených tří jednotek. Jedná se o 3 druhy mikrokogenerace různých výkonů. Je zde zastoupení 2 kogeneračních jednotek od společnosti Tedom, které mají výkon 17,2 kW_t a 61,6 kW_t. Jedná se o porovnání malého a velkého výkonu. Do třetice je zde kogenerační jednotka od společnosti Bosch s tepelným výkonem 31 kW_t.

	Tedom Micro T7	Bosch CHP CE 19 NA	Tedom Micro T30
Elektrický výkon (kWe)	7	19	30
Tepelný výkon (kWt)	17,2	31	61,6
Spotřeba paliva (kW)	25,5	54	96,3
(m³/h)	2,7	5,7	10,2
Elektrická účinnost	27	35,1	31,2
Tepelná účinnost	66,3	57,3	64,1
celková účinnost	93,3	92,4	95,3

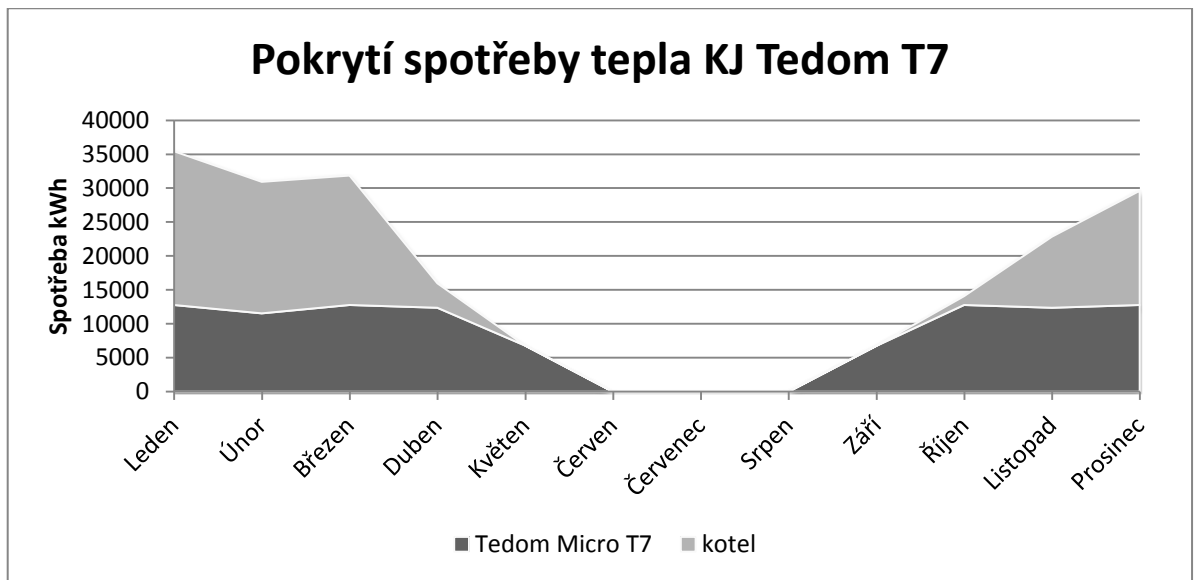
Tabulka 6: Porovnání 3 variant kogeneračních jednotek

6.4.1 Varianta 0 – Stávající stav

Stávající stav je popsán výše v popisu kotelný v kapitole 6.3.

6.4.2 Varianta 1 – Kogenerační jednotka Tedom Micro T7

Nejprve jsem se snažil navrhnout optimální využití kogenerační jednotky malého výkonu. Jednalo se o jednotku Tedom Micro T7. Tato jednotka o malém výkonu by musela být v provozu celé otopné období po dobu 24 hodin denně. Dále by se zde nacházel kotel na vykrytí zbývající spotřeby. Kotel by se nacházel spolu s kogenerační jednotkou v kotelně a měl by být také 24 hodin v provozu. Výhodou této malé kogenerace je, že bychom jako špičkový zdroj mohli použít jeden ze stávajících kotlů Hoval TopGas 60, který má účinnost 95% a jmenovitý výkon v rozmezí 12,8 – 60,7 kW. Kogenerační jednotka by tak pracovala 5878 hodin v roce. Níže můžeme vidět spolupráci kogenerační jednotky a kotle na krytí celkové spotřeby objektu. Další výhodou spolupráce špičkového zdroje a malé kogenerační jednotky, která je v provozu 24 hodin denně, je skutečnost, že nemusíme vyrobené teplo akumulovat, tím nám odpadá poměrně vysoká investice do akumulčního zásobníku. Výkonový teplotenský součinitel je 0,36, což reflektuje dlouhou roční dobu využití kogenerační jednotky.

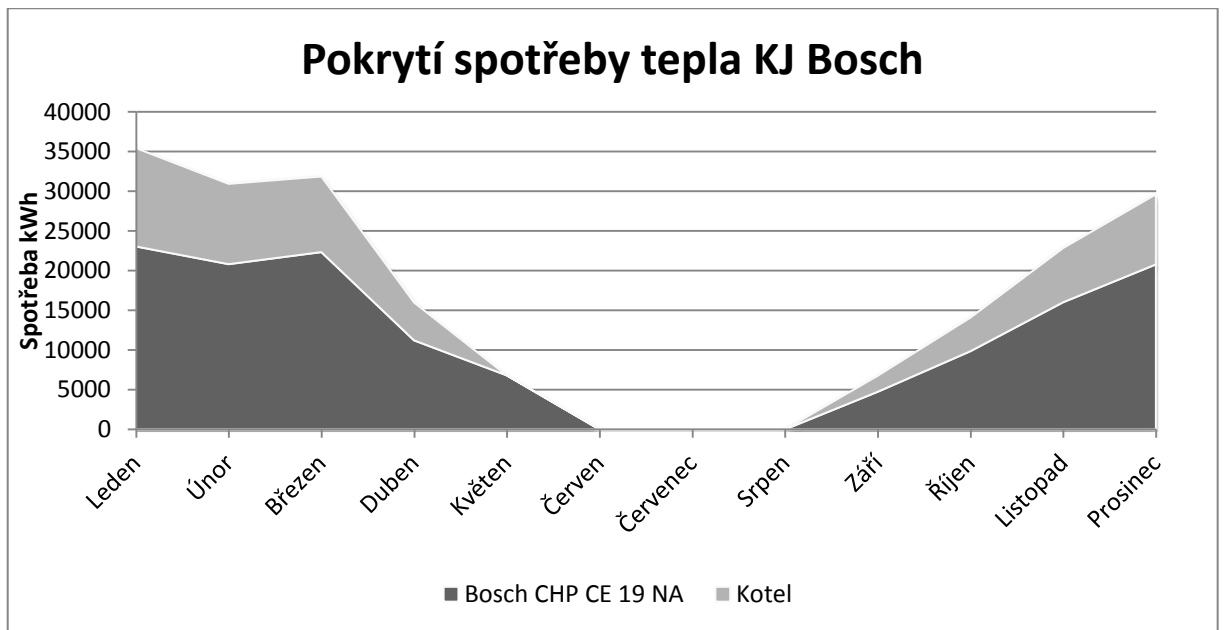


Graf 4: Pokrytí spotřeby tepla kogenerační jednotkou Tedom Micro T7 provoz 24h

Z technického hlediska je tato kogenerační jednotka v našem objektu použitelná. Na ekonomické posouzení vhodnosti kogenerační jednotky se podíváme později.

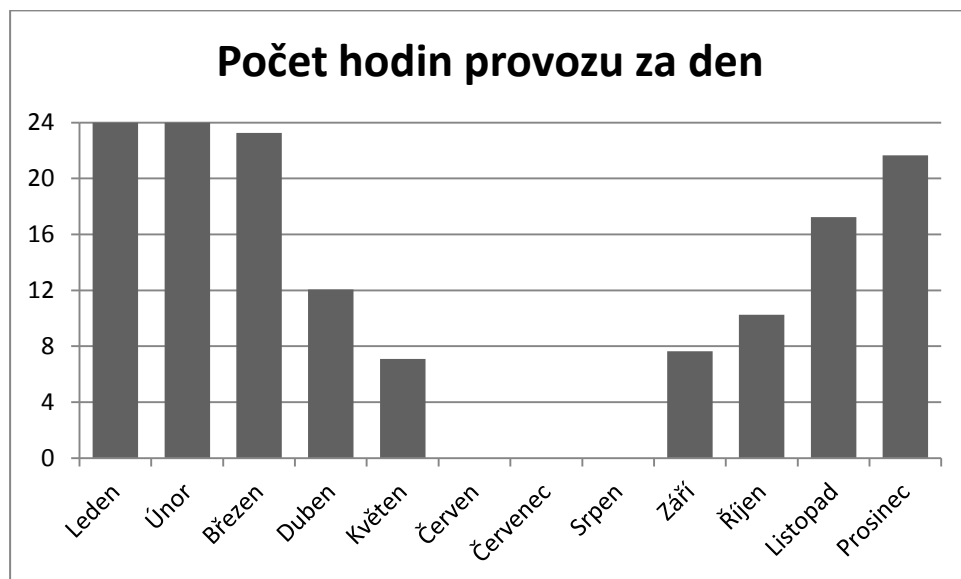
6.4.3 Varianta 2 – Kogenerační jednotka Bosch CHP CE 19 NA

Druhou variantou je kogenerační jednotka od společnosti Bosch s tepelným výkonem 31 kW. Tato jednotka je velmi tichá a oproti jednotkám od společnosti Tedom má vyšší elektrickou účinnost. Na druhou stranu tepelná účinnost je nižší a spotřeba lehce vyšší než u jednotek Tedom. Vybral jsem tuto jednotku proto, abych zjistil, zda není výhodnější pokrýt zvýšenou spotřebu paliva výnosy z výroby elektrické energie. Kogenerační jednotku od společnosti Bosch jsem projektoval na dobu provozu do 4400 hodin za rok. Ke kogenerační jednotce bude připojen špičkový zdroj ve formě plynového kotle, který by měl mít jmenovitý výkon v rozmezí 10 – 30 kW při jeho 24 hodinovém provozu. To znamená, že opět můžeme využít stávající kotel. Provoz kogenerační jednotky během roku bude různý. Vytíženost kogenerační jednotky jsem se snažil navrhnout tak, abych respektoval požadavky na vyrobené teplo a abych minimalizoval výkon špičkového zdroje. Výkonový teplotenský součinitel je pak 0,65 což je více než doporučené rozmezí, což znamená, že výkon kogenerační jednotky je lépe využit.



Graf 5: Pokrytí spotřeby tepla kogenerační jednotkou Bosch CHP CE 19 NA provoz do 4400 h/rok

Pro názornost uvádím průměrnou denní dobu provozu kogenerační jednotky v jednotlivých měsících v roce. Pro každou kogenerační jednotku nejsou dobré časté rozjezdy. Kogenerační jednotka by tak měla pracovat co nejdéle možný čas v kuse. Pokud se kogenerační jednotka rozjede, měla by minimálně 4 hodiny běžet, budeme tím minimalizovat vícenáklady za opravy a servis.

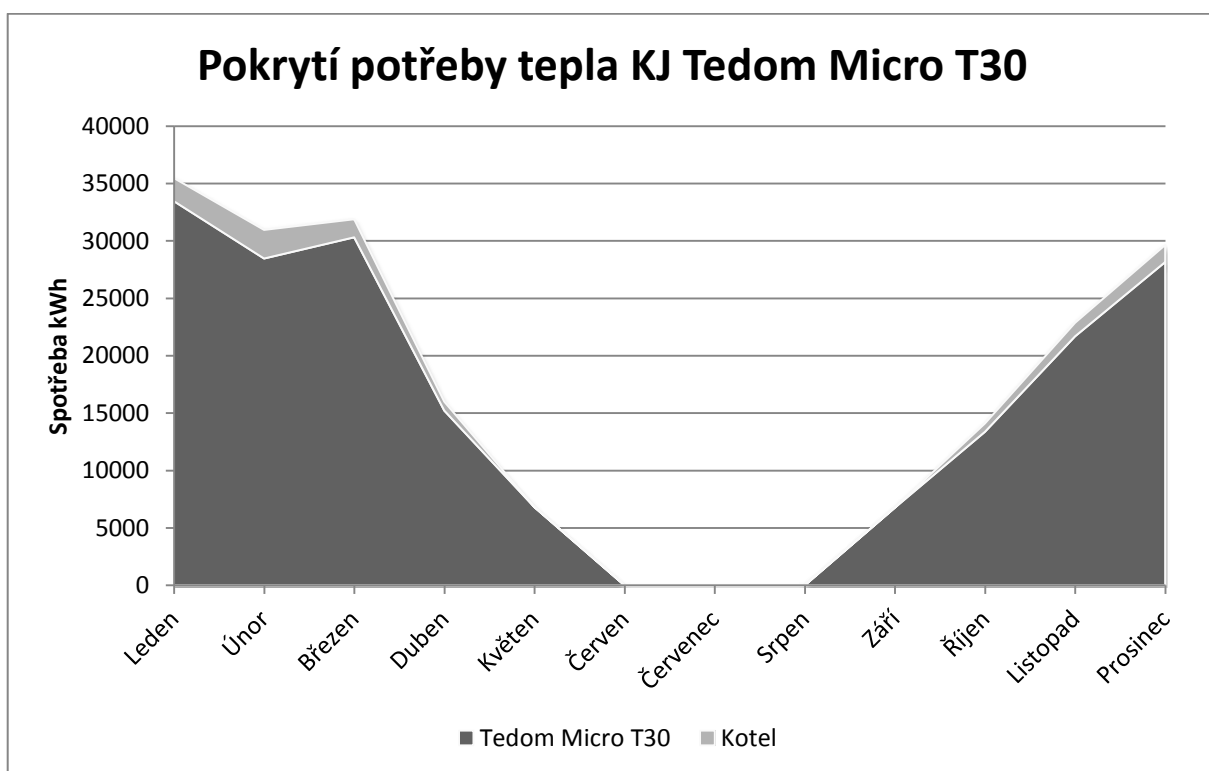


Graf 6: Průměrná denní doba provozu kogenerační jednotky Bosch v jednotlivých měsících v roce

Také u varianty s kogenerační jednotkou společnosti Bosch neuvažujeme s tepelným zásobníkem. Nedostatek tepla vykryvá plynový kotel, který je v provozu 24 hodin denně s dostatečným výkonem.

6.4.4 Varianta 3 – Kogenerační jednotka Tedom Micro T30

U této varianty s největším tepelným výkonem uvažujeme roční dobu provozu do 3000 hodin, abychom s tepelným výkonem nepřesahovali požadovanou výrobu tepla v měsíci. Kogenerační jednotka by byla umístěna v dnešní kotelně spolu se špičkovým plynovým kotlem a akumulčním zásobníkem. Akumulační zásobník je již potřebný a navrhol bych zde zásobník na 2000 l. Myslím si, že takto velký zásobník by byl pro tuto budovu dostatečný, protože již sama budova dokáže naakumulovat teplo a objem 2000 l by měl pojmout zbytek. Tuto jednotku jsem také navrhol tak, aby minimalizovala špičkový výkon kotle a respektovala potřebu vyrobeného tepla. Spotřeba tepla je skoro celá pokrytá výrobou z kogenerační jednotky, ale minimalizací špičkového výkonu kotle jsem se dostal na velmi malý výkon kotle.



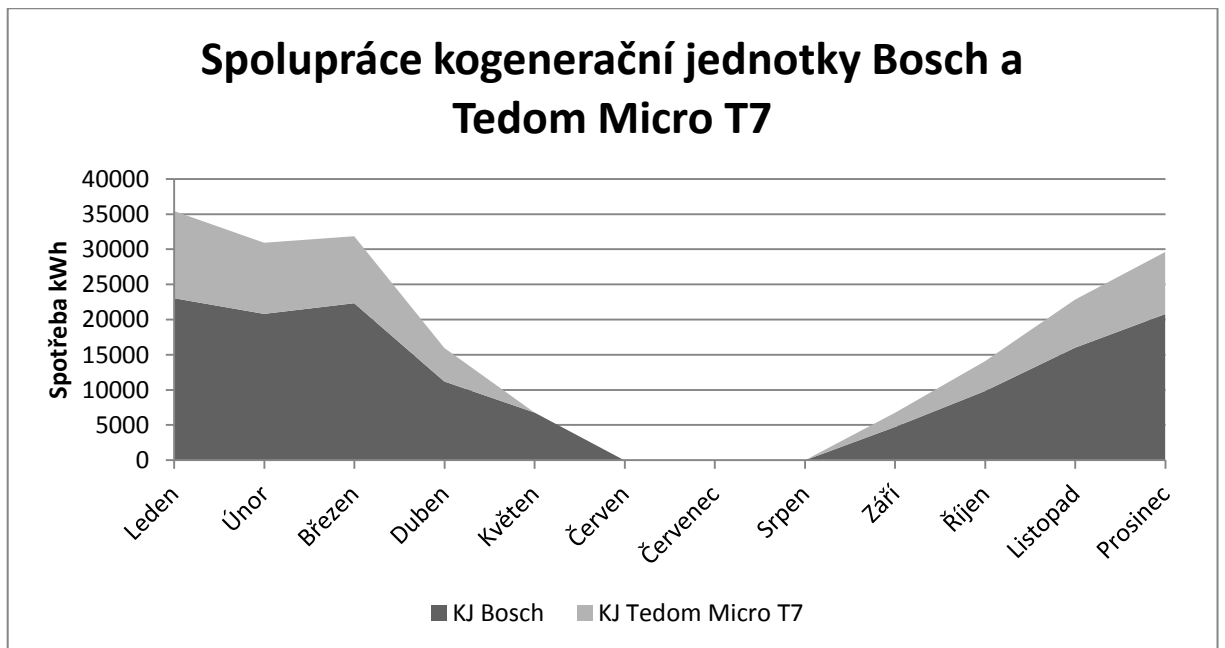
Graf 7: Pokrytí spotřeby tepla kogenerační jednotkou Tedom Micro T30 provoz do 3000 h/rok



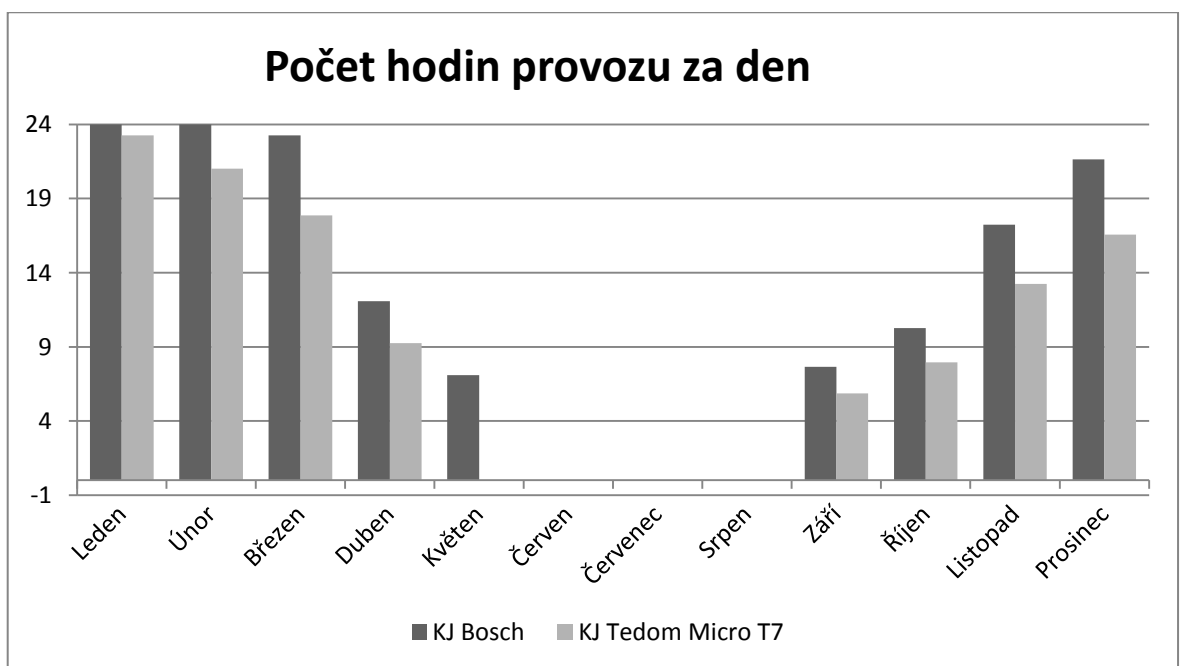
Graf 8: Průměrná denní doba provozu kogenerační jednotky Tedom Micro T30 v jednotlivých měsících v roce

6.4.5 Varianta 4 - spolupráce KJ Bosch a Tedom Micro T7

U této varianty uvažují o nahrazení špičkového kotle kogenerací malého výkonu. Při uvažované spotřebě se tato kombinace nabízí. Spolupráce tohoto soustrojí by měla fungovat. Nebudeme potřebovat žádný akumulací zásobník, protože obě kogenerační jednotky dohromady pokryjí potřebu tepla po celý rok. Kogenerační jednotka Bosch bude pracovat do 4378 hodin a špičková kogenerační jednotka 3416 hodin. Tzn., že můžeme čerpat Zelené bonusy této výroby pro zdroje do 4400 hodin ročně, jelikož počet hodin se bere podle délky běžící kogenerační jednotky.



Graf 9: Pokrytí spotřeby tepla kogenerační jednotkou Bosch CHP CE 19 NA provoz a kogenerační jednotkou Tedom Micro T7



Graf 10: Průměrná denní doba provozu spolupracujících kogeneračních jednotek Bosch a Tedom Micro T7 v jednotlivých měsících v roce

6.5 Ekonomické hodnocení

Ekonomické zhodnocení bude uvažováno veškeré varianty. K těmto 4 variantám přibudou další podvarianty. Jedná se o varianty, jak bude developer nakládat s vyrobenou elektřinou. Je několik způsobů, jak s ní naložit. Developer se rozhodne, že

nechce mít okolo kogenerační jednotky další starosti a rozhodl se, že bude vyrobenou elektřinu prodávat do sítě obchodníkovi. Druhá varianta je administrativně náročnější. Developer si ve své budově vytvoří distribuční síť a bude prodávat elektřinu nájemníkům. Musí však mít licenci na distribuci elektřiny. Tato varianta je administrativně náročnější. Myslím si, že by pak developer měl zaměstnat člověka, který by se o tyto náležitosti, spojené s kogenerační jednotkou staral.

6.5.1 Varianta 0 – stávající varianta

Stávající varianta je zanechání spolupráce kotlů Hoval TopGas 60. U této varianty počítám pouze s náklady na pořízení paliva a náklady na obsluhu a servis kotelny. Příjmy z této varianty jsou nulové.

NPV této varianty je pak -2 269 738,20 Kč

6.5.2 Varianta 1.1. – Kogenerační jednotka Tedom Micro T7

U této varianty počítáme s tím, že veškerou vyrobenou elektřinu prodáme obchodníkovi. Tuto elektřinu prodáme za předem sjednanou cenu 930 Kč/MWh. Investiční náklady jsou v následující tabulce:

Investiční náklady	
Pořízení KJ	550 000,00 Kč
Montáž KJ + uvedení do provozu	183 333,33 Kč
Stavební úpravy	20 000,00 Kč
Rozvody a vyvedení výkonu	50 000,00 Kč
Rezerva	100 000,00 Kč
Investiční náklady celkem	903 333,33 Kč

Tabulka 7: Investiční náklady varianty 1.1. 1.2.

Hlavní složkou investičních nákladů je pořízení kogenerační jednotky. Tato kogenerační jednotka malého výkonu stojí podle informací společnosti TEDOM cca. 500000 Kč. Další velkou částí investičních nákladů je doprava, umístění, montáž a uvedení kogenerační jednotky do provozu. Tato část odpovídá 1/3 ceny pořízení. Dále uvažuji s drobnými úpravami kotelny a dalšími drobnými investičními náklady.

Provozními náklady se rozumí palivové náklady. Tato částka je hlavní částkou provozních nákladů. Další uvažované náklady jsou náklady na servis a údržbu kogenerační jednotky, kde výrobce uvádí cenu cca. 13,50 Kč/provozní hodinu.

Posledním uvažovaným dílem provozních nákladů je servis a údržba kotelny. Zde jsem stanovil pro tuto variantu částku 10 000 Kč/rok.

Výnosová část této varianty se skládá z prodané elektřiny obchodníkovi, kde je smluvní cena 930 Kč/MWh. Dalšími výnosy budou příspěvky od OTE. Příspěvek za decentralní výrobu elektrické energie, která činí 27 Kč/MWh, Zelený bonus ve výši 220 Kč/MWh a doplňková sazba činí 455 Kč/MWh. U těchto příspěvků jsem uvažoval s meziročním růstem 2%.

Výsledné NPV je -3 615 624,78 Kč. Z tohoto NPV jsem se snažil dále stanovit minimální cenu tepla, která je 764,88 Kč/GJ. To znamená, že při této ceně bychom získali požadovanou výnosnost projektu.

Shrnutí varianty 1.1.	Ceny	Růst (%)
Zelené bonusy	220 Kč/MWh	2%
Doplňková sazba	455 Kč/MWh	2%
Decentralní výroba	27 Kč/MWh	2%
Cena elektřiny	930 Kč/MWh	3%
NPV	-3 615 624,78 Kč	
Minimální cena tepla	764,88 Kč/GJ	

Tabulka 8: Shrnutí varianty 1.1.

6.5.3 Varianta 1.2. – KJ Micro T7 s prodejem elektřiny nájemcům

U této varianty uvažuji, že vyrobenou elektrickou energii spotřebuji ve svém objektu a přebytečnou prodám obchodníkovi. To znamená, že vyrobenou elektřinu dodám do lokální distribuční sítě a dodám ji svým nájemníkům za pro ně zvýhodněnou cenu 3,5 Kč/kWh. Tato cena by měla zajistit, že nájemce bude odebírat elektrickou energii ode mě, protože ušetří desetihalíře na kilowatthodinu, když se bude odebírat vyrobenou elektřinu od developera. U této varianty s prodejem přebytků do sítě neuvažujeme, protože hodinová spotřeba tohoto objektu je průměrně 11,5 kWh a elektrický výkon této mikrokogenerační jednotky je 7 kW_e.

Investiční náklady jsou shodné jako u varianty 1.1., protože na lokální distribuční síti se nic měnit nebude a jediná investice, která je nutná, je investice do vlastních elektroměrů u nájemníků. Tato investice je minimální a lze ji proto zanedbat nebo rozpustit v investičních nákladech Rezerva.

Provozní náklady budou u této varianty navýšeny od předchozí varianty 1.1. o náklady spojené s prodejem elektřiny. Jedná se především o náklady, které musí odvádět distributor elektrické energie různým subjektům z ceny elektřiny. Většina těchto poplatků jde na účet OTE. Dalším provozním nákladem je mzda. Myslím si, že pokud by se rozhodl developer pro možnost s prodejem elektřiny nájemníkům, měl by alespoň na částečný úvazek zaměstnat osobu, která se mu bude starat o veškerou administrativu a provoz kogenerační jednotky. Odměnu tohoto zaměstnance jsem stanovil na 3000 Kč měsíčně. Popis práce tohoto zaměstnance by byl především: kontrola kogenerační jednotky, zajištění oprav a servisu, zajištění veškeré administrativy, která je spojená s prodejem a distribucí elektřiny a zúčtování příjmů a nákladů za prodej elektřiny a tepla. Developer může tuto částku ušetřit tím, že by vše dělal sám, ale pro svůj projekt s touto možností neuvažují.

Provozní náklady	Ceny	Růst (%)
Poplatek za systémové služby	0,11925 Kč/kWh	2%
Podpora obnovitelných zdrojů	0,495 Kč/kWh	2%
Poplatek za činnost OTE	0,0755 Kč/kWh	2%
Daň z elektřiny	0,0283 Kč/kWh	2%
Mzdové náklady	3 000 Kč/měsíc	2%

Tabulka 9: Provozní náklady, o které je varianta 1.2. navýšena od varianty 1.1.

U této varianty jsou hlavní částí výnosů, výnosy z prodané elektřiny nájemníkům. Nájemníci budou motivováni cenou 3,5 Kč/kWh. Díky této ceně je zaručen prodej veškeré vyrobené elektřiny nájemníkům. Další částí výnosů jsou opět roční bonusy za vyrobenou elektřinu z vysokoúčinné kogenerace a bonusy za decentralní výrobu.

Shrnutí varianty 1.1.	Ceny	Růst (%)
Zelené bonusy	220 Kč/MWh	2%
Doplňková sazba	455 Kč/MWh	2%
Decentralní výroba	27 Kč/MWh	2%
Výkupní cena elektřiny (nájemníkům)	3500 Kč/MWh	3%
NPV	-3 276 103,41 Kč	
Minimální cena tepla	693,06 Kč/GJ	

Tabulka 10: Shrnutí varianty 1.2.

6.5.4 Varianta 2.1. – Kogenerační jednotka Bosch

Varianta 2.1. uvažuje využití kogenerační jednotky Bosch a stávajícího plynového kotle Hoval TopGas 60. Veškerou vyrobenou elektrickou energii budeme prodávat obchodníkovi za předem stanovenou smluvní cenu a to 930 Kč/MWh. Investiční náklady jsou tvořeny z:

Investiční náklady	
Pořízení KJ	1 174 500 Kč
Montáž KJ + uvedení do provozu	v ceně pořízení KJ
Stavební úpravy	20 000 Kč
Rozvody a vyvedení výkonu	50 000 Kč
Rezerva	100 000 Kč
Investiční náklady celkem	1 344 500 Kč

Tabulka 11: Investiční náklady varianty 2.1 a 2.2

Provozní náklady jsou v této variantě shodné s variantou 1.1.. Výše provozních nákladů se liší, protože spotřeba paliva je různá. Také počet provozních hodin je rozdílný, tudíž i výše nákladů na servis a údržbu kogenerační jednotky je rozdílná od varianty 1.1..

Příjmy se skládají z výnosů za prodej elektřiny obchodníkovi a ze státních příspěvků za vysokouúčinnou výrobu elektřiny a tepla a za decentrální výrobu. U této varianty počítáme s provozem kogenerační jednotky do 4400 hodin za rok. Tzn., že výše Zelených bonusů bude rozdílná od předchozích variant. Uvažujeme zde bonusy ve výši 1150 Kč/MWh a doplňková sazba je stále stejná.

Shrnutí varianty 2.1.	Ceny	Růst (%)
Zelené bonusy	1150 Kč/MWh	2%
Doplňková sazba	455 Kč/MWh	2%
Decentrální výroba	27 Kč/MWh	2%
Výkupní cena elektřiny	930 Kč/MWh	3%
NPV	-3 418 439,57 Kč	
Minimální cena tepla	723,17 Kč/GJ	

Tabulka 12: Shrnutí varianty 2.1.

6.5.5 Varianta 2.2. – KJ Bosch s prodejem elektřiny nájemníkům

Varianta 2.2. uvažuje s provozem kogenerační jednotky do 4400 hodin za rok a s možností prodeje vyrobené elektřiny nájemníkům za zvýhodněnou cenu 3,5 Kč/kWh. U této varianty již musíme počítat i s přebytečnou elektřinou, která se v objektu

nespotřebuje. Přebytky elektřiny se prodávají obchodníkovi za smluvně dohodnutou cenu 650 Kč/MWh. Investiční náklady této varianty jsou shodné s variantou 2.1.. Dalším možným vstupem je stejně jako u varianty 1.2. nákup elektroměrů, který je svou výší zanedbatelný.

Provozní náklady budou shodné s variantou 2.1. a navýšeny o náklady spojené s distribucí elektřiny. Jednotlivé složky těchto nákladů spojených s distribucí elektřiny najdete u varianty 1.2. v tabulce č. Tabulka 9: Provozní náklady, o které je varianta 1.2. navýšena od varianty 1.1..

Výnosy z této varianty jsou výnosy za prodej elektřiny nájemníkům, prodej přebytečné elektřiny, Zelené bonusy a příspěvek za decentrální výrobu.

Shrnutí varianty 2.2.	Ceny	Růst (%)
Zelené bonusy	1150 Kč/MWh	2%
Doplňková sazba	455 Kč/MWh	2%
Decentrální výroba	27 Kč/MWh	2%
Výkupní cena elektřiny (nájemníci)	3500 Kč/MWh	3%
Výkupní cena elektřiny (obchodník)	650 Kč/MWh	
NPV	-2 714 524,24 Kč	
Minimální cena tepla	574,26 Kč	

Tabulka 13: Shrnutí varianty 2.2.

6.5.6 Varianta 3.1. – KJ Tedom Micro T30

Tato varianta počítá s provozem kogenerační jednotky Tedom Micro T30 po dobu 3000 hodin za rok. Vhodným stanovením provozu této kogenerační jednotky dokážeme vykryt skoro celou spotřebu objektu. Investiční náklady jsou rozdílné od předchozích variant využitím akumulární zásobníku. Investiční náklady jsou následující:

Investiční náklady	
Pořízení KJ	820 000 Kč
Montáž KJ + uvedení do provozu	273 333 Kč
Stavební úpravy	20 000 Kč
Rozvody a vyvedení výkonu	50 000 Kč
Akumulační zásobník	145 000 Kč
Rezerva	150 000 Kč
Investiční náklady celkem	1 458 333 Kč

Tabulka 14: Investiční náklady varianty 3.1.

Provozní náklady jsou spojené pouze s výrobou elektřiny a tepla. Složení nákladů je tedy stejné jako u variant 1.1. a 2.1.. Jejich výše se liší ve výši spotřeby paliva a počtu provozních hodin.

Výnosy u této varianty jsou spojené s prodejem elektřiny obchodníkovi. Cena za prodanou MWh elektřiny je sjednaná na 930 Kč. Oproti předchozím variantám se varianta 3.1. liší ve velikosti Zelených bonusů na vysokoúčinnou kombinovanou výrobu tepla a elektřiny. Výše Zelených bonusů je 1610 Kč/MWh. Doplnková sazba je stále stejná 455 Kč/MWh. Hodnocení varianty je pak následující:

Shrnutí varianty 3.1.	Ceny	Růst (%)
Zelené bonusy	1610 Kč/MWh	2%
Doplnková sazba	455 Kč/MWh	2%
Decentrální výroba	27 Kč/MWh	2%
Výkupní cena elektřiny	930 Kč/MWh	3%
NPV	-3 023 082,52 Kč	
Minimální cena tepla	639,53 Kč	

Tabulka 15: Shrnutí varianty 3.1.

6.5.7 Varianta 3.2. – KJ Micro T30 s prodejem elektřiny nájemníkům

U této varianty, stejně jako u varianty 2.2., uvažujeme s prodejem potřebné elektřiny nájemníkům a přebytečné elektřiny do sítě. Investiční náklady jsou shodné s variantou 3.1..

Provozní náklady budou opět navýšeny o složky nákladů spojené s prodejem elektřiny. Dále je do provozních nákladů připočten náklad na mzdy pracovníka, který bude mít agendu kogenerační jednotky na částečný úvazek v kompetenci.

Celkové výnosy jsou stanoveny stejně jako u varianty 2.2.. Výsledky varianty 3.2. jsou pak následující:

Shrnutí varianty 3.2.	Ceny	Růst (%)
Zelené bonusy	1150 Kč/MWh	2%
Doplnková sazba	455 Kč/MWh	2%
Decentrální výroba	27 Kč/MWh	2%
Výkupní cena elektřiny (nájemníci)	3500 Kč/MWh	3%
Výkupní cena elektřiny (obchodník)	650 Kč/MWh	3%
NPV	-2 324 309,93 Kč	

Tabulka 16: Shrnutí varianty 3.2.

6.5.8 Varianta 4.1. – Spolupráce KJ Bosch a Tedom Micro T7

U této varianty jsem chtěl spíše vyzkoušet, na kolik se vyplatí investičně, v takto malém objektu, nechat spolupracovat 2 kogenerační jednotky. Hlavní základní jednotku Bosch s větším tepelným a elektrickým výkonem a špičkový zdroj kogenerační jednotku Tedom Micro T7 s malým tepelným i elektrickým výkonem. Tyto dvě kogenerační jednotky provozujeme zároveň, a vyrobenou elektrickou energii prodáváme do sítě obchodníkovi za předem sjednanou cenu. Investiční náklady jsou u této varianty vyšší než u ostatních. Je to dáno tím, že pořizujeme jako špičkový zdroj kogenerační jednotku, která je sama o sobě dražší než kotel. Investiční náklady jsou pak:

Investiční náklady	
Pořízení KJ Bosch	1 174 500 Kč
Montáž KJ + uvedení do provozu	v poř. Ceně
Stavební úpravy	20 000 Kč
Rozvody a vyvedení výkonu	50 000 Kč
Rezerva	150 000 Kč
Pořízení KJ Tedom Micro T7	550 000 Kč
Montáž KJ + uvedení do provozu	183 333 Kč
Investiční náklady celkem	2 127 833 Kč

Tabulka 17: Investiční náklady varianty 4.1.

Provozní náklady se o mnoho neliší. Tvoří je z největší části náklady na palivo těchto dvou kogeneračních jednotek. Druhou položkou jsou náklady na údržbu a servis.

Také skladba výnosů není rozdílná od ostatních variant. Jedná se o příjmy z prodané elektřiny, Zelených bonusů a příspěvku na decentralní výrobu. Stanovení výše Zelených bonusů je zde závislé na více používané kogenerační jednotce. Jde totiž o jednu výrobní a doba provozu je dána provozem celé výrobní. Tudíž stačí, aby pracovala jedna jednotka, a výrobní je v provozu. Provoz této výrobní je 4378 hodin za rok.

Shrnutí varianty 4.1.	Ceny	Růst (%)
Zelené bonusy	1150 Kč/MWh	2%
Doplňková sazba	455 Kč/MWh	2%
Decentralní výroba	27 Kč/MWh	2%
Výkupní cena	930 Kč/MWh	3%

elektřiny	
NPV	-4 281 603,41 Kč
Minimální cena tepla	905,77 Kč

Tabulka 18: Shrnutí varianty 4.1.

6.5.9 Varianta 4.2. - KJ Bosch a Tedom Micro T7 s následným prodejem elektřiny nájemníkům

Při této variantě spolupráce vyrobíme největší množství elektřiny. Vyrobenou elektřinu se budeme snažit prodat nájemníkům za zvýhodněnou cenu 3,5 Kč/kWh a přebytky prodáváme obchodníkovi za nižší cenu 650 Kč/MWh. Investiční náklady jsou totožné s variantou 4.1..

Provozní náklady jsou navýšeny, oproti variantě 4.1., o náklady spojené s prodejem elektřiny nájemníkům. Dalším nezanedbatelným provozním nákladem je mzda zaměstnance, který se bude starat o provoz kogenerační jednotky a bude mít na starost distribuci a prodej elektrické energie a tepla. To vše by měl zvládat na částečný úvazek s platem 3000 Kč/měsíc.

Výnosy jsou tvořeny především prodejem elektřiny nájemníkům, prodej přebytků do sítě, dále Zelenými bonusy a dalšími příspěvky.

Shrnutí varianty 4.2.	Ceny	Růst (%)
Zelené bonusy	1150 Kč/MWh	2%
Doplňková sazba	455 Kč/MWh	2%
Decentrální výroba	27 Kč/MWh	2%
Výkupní cena elektřiny (nájemníci)	3500 Kč/MWh	3%
Výkupní cena elektřiny (obchodník)	650 Kč/MWh	3%
NPV	-3 301 774,24 Kč	
Minimální cena tepla	698,49 Kč	

Tabulka 19: Shrnutí varianty 4.2.

6.5.10 Závěr z ekonomického hodnocení

	NPV	Min. cena tepla
Varianta 0	-2 269 738,20 Kč	
Varianty s prodejem elektřiny obchodníkovi		
Varianta 1.1.	-3 615 624,78 Kč	764,88 Kč/GJ

Varianta 2.1.	-3 418 439,57 Kč	723,17 Kč/GJ
Varianta 3.1.	-3 023 082,52 Kč	639,53 Kč/GJ
Varianta 4.1.	-4 281 603,41 Kč	905,77 Kč/GJ
Varianty s prodejem elektřiny nájemníkům		
Varianta 1.2.	-3 276 103,41 Kč	693,06 Kč/GJ
Varianta 2.2.	-2 714 524,24 Kč	574,26 Kč/GJ
Varianta 3.2.	-2 324 309,93 Kč	491,71 Kč/GJ
Varianta 4.2.	-3 301 774,24 Kč	698,49 Kč/GJ

Tabulka 20: Ekonomické vyhodnocení všech variant

Pokud se podíváme na tabulku č. **Chyba! Nenalezen zdroj odkazů.**, pak zjistíme, že pokud nebude developer prodávat elektrickou energii svým nájemníkům, pak se nevyplatí žádná z uvažovaných variant. Investice do kogeneračních jednotek je vysoká a výnosy z vyrobené elektřiny nejsou dostatečně vysoké, aby zaručili požadovaný výnos a pokryly náklady spojené s provozem kogenerační jednotky. Poté by se developerovi vyplatilo zůstat u nynější formy energetického zásobování objektu, u spolupráce kotlů Hoval TopGas 60. Není tedy jiné východisko pro developera, než se snažit prodávat vyrobenou elektřinu svým nájemníkům. Developer by měl profitovat z výhod instalace kogenerační jednotky. Hlavní výhodou je právě vlastní spotřeba elektrické energie. Vlastní spotřebu budou zajišťovat nájemníci. Čím více pokryjeme výrobou spotřebu objektu elektrické energie, tím vyšší budou příjmy pro developera. U našeho uvažovaného objektu se nevyplatí ani tato varianta s prodejem elektřiny nájemníkům. Pokud se developer rozhodne vyřadit kotle z provozu, nebo se rozhodne pro kogeneraci, pak nejlepší variantou je varianta 3.2., kde se dostáváme na minimální cenu tepla 491,71 Kč/GJ. To je cena tepla, při které uvažujeme požadovanou výnosnost a NPV=0.

Jak můžeme vidět ve výsledcích, tato „malá kogenerace“ je velmi závislá na tom, aby vyráběla elektrickou a tepelnou energii pouze pro vlastní spotřebu. Varianta 3.2. vyšla nejlépe, protože kogenerační jednotka vyprodukuje téměř tolik tepla, aby pokryla celou tepelnou potřebu objektu a zároveň vyrobí dostatek elektrické energie. Pokud si porovnáme varianty 4.1. a 4.2. můžeme vidět, že při prodeji elektrické energie obchodníkovi je tato varianta 4.1. ze všech nejhorší. Jde o vysoké investiční náklady a

nízké příjmy z prodeje elektřiny. Ale u varianty 4.2. dokážeme kogeneračními jednotkami pokrýt celkovou vlastní spotřebu objektu elektřiny i tepla a je schopna ještě získané přebytky elektřiny nabízet obchodníkovi. Pokusím se zobecnit porovnávané varianty x.1. (prodej elektřiny obchodníkovi) a x.2. (prodej elektřiny nájemci).

Pokud prodávám elektřinu obchodníkovi, pak na 1 kWh spotřebuji 3,2 kWh paliva. Při ceně zemního plynu 1,27 Kč/kWh mi vychází, že výroba 1 kWh_e stojí developera 4 Kč. Náklady spojené prodejem elektřiny jsou cca. 0,72 Kč/kWh. Celkové náklady developera na vyrobení jsou 4,72 Kč/kWh. Příjem za podporu KVET a decentralní výroby je závislý na počtu provozních hodin. Pokud budu uvažovat střední variantu, provoz do 4400 hodin, pak příjem je 1,63 Kč/kWh. Pokud se tedy podaří prodat developerovi elektřinu nájemníkům za cenu 3 Kč/kWh, pak si tímto prodejem pokryje náklady na vyrobenou elektřinu a příjmy za vyrobené teplo, jsou jeho ziskem. V dnešní době se na cenu 3 Kč/kWh dostane vždy. Naopak developer si bude moci tuto cenu ještě navýšit, protože dnešní cena je výrazně vyšší.

Při prodeji obchodníkovi budu postupovat stejným uvažováním. Při palivových nákladech 4 Kč vyrobím 1 kWh elektřiny. Opět získám bonus 1,63 Kč/kWh a naopak žádné poplatky neplatím. Cena jedné kWh elektřiny je pak 2,37 Kč. Při ceně elektřiny 2,37 Kč/kWh bych získal teplo jako bonus zdarma. Pokud je obchodník ochoten ode mě vykoupit elektřinu pouze za 0,93 Kč/kWh, pak na každou kWh doplácím 1,44 Kč. A zde je vidět tento rozdíl v uvažovaných variantách.

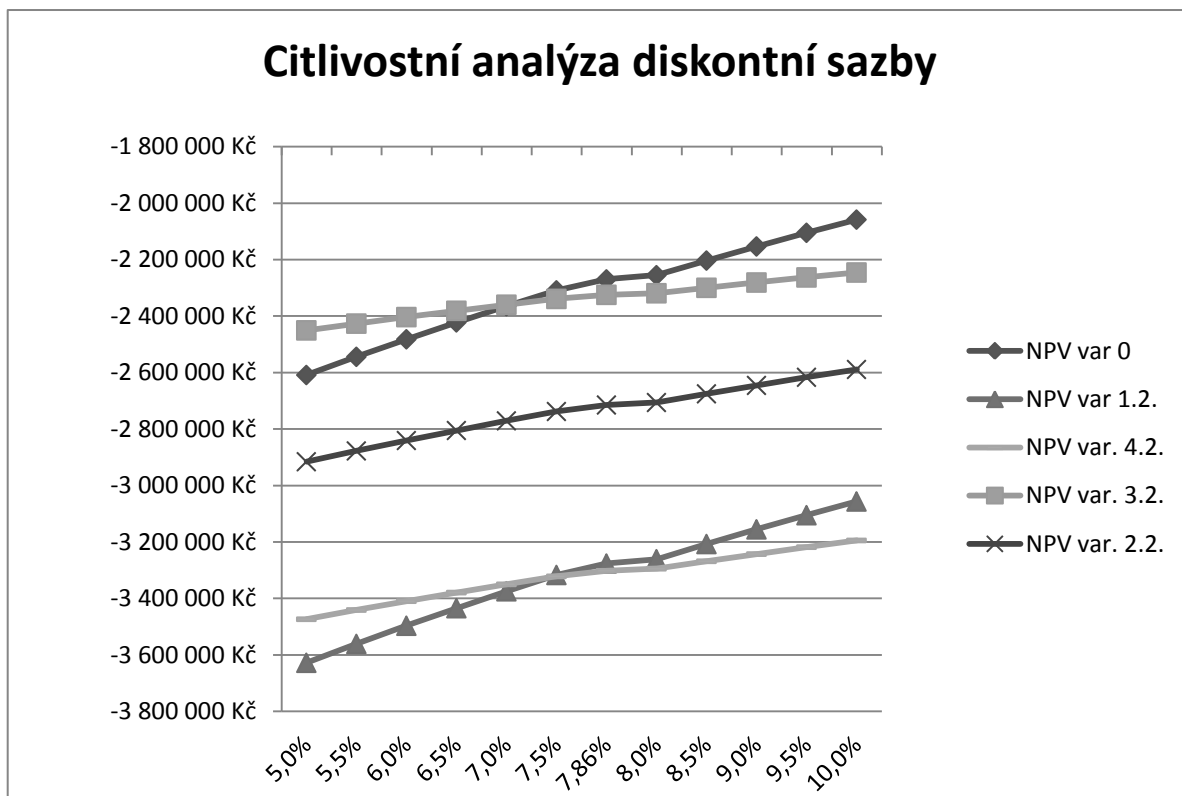
6.6 Citlivostní analýzy

V této kapitole bych se chtěl věnovat vlivu citlivosti některých vstupních údajů na výsledné hodnocení. Změna některých hodnot vstupů dokáže velmi podstatně změnit vyhodnocení celého projektu. Zde bych se zaměřil na některé z nich. Nejprve budu zjišťovat citlivost uvažované diskontní míry na vyhodnocení projektu. Dále se zaměříme na ceny jednotlivých nakupovaných a prodávaných komodit a jejich růst.

Diskontní sazba

První uvažovanou citlivostí, je citlivost projektu na změnu diskontní míry. Tato míra vyjadřuje postoj investora k výnosnosti celého projektu. To znamená, že každý investor může zvolit vlastní diskontní míru, ale hodnocení projektu je na tomto ukazateli velmi závislé. Ve své práci uvažuji s diskontní mírou ve výši 7,86%. Při této

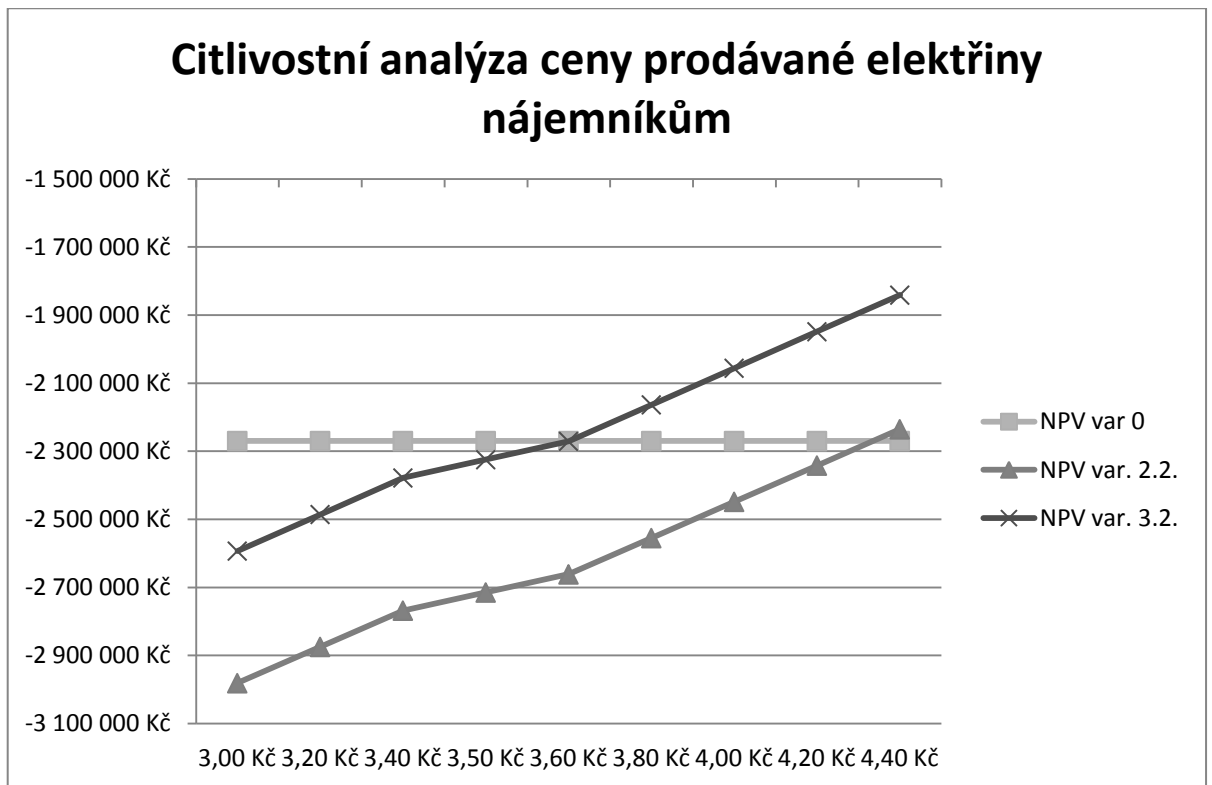
diskontní míře je lehce výhodnější nulová varianta. Varianta 3.2. s kogenerační jednotkou, která dokáže pokrýt téměř celou spotřebu je výhodnější oproti nulové variantě do 7,4%. Pokud by investor požadoval výnosnost vyšší, pak by se již žádná z variant nevyplatila. Pro přehlednost grafu jsem nevynesl do grafu varianty 1.1. a 4.1., které byly nejhorší a nacházeli se až okolo -4 000 000 Kč.



Graf 11: Citlivostní analýza diskontní sazby

Cena elektřiny prodaná zákazníkům

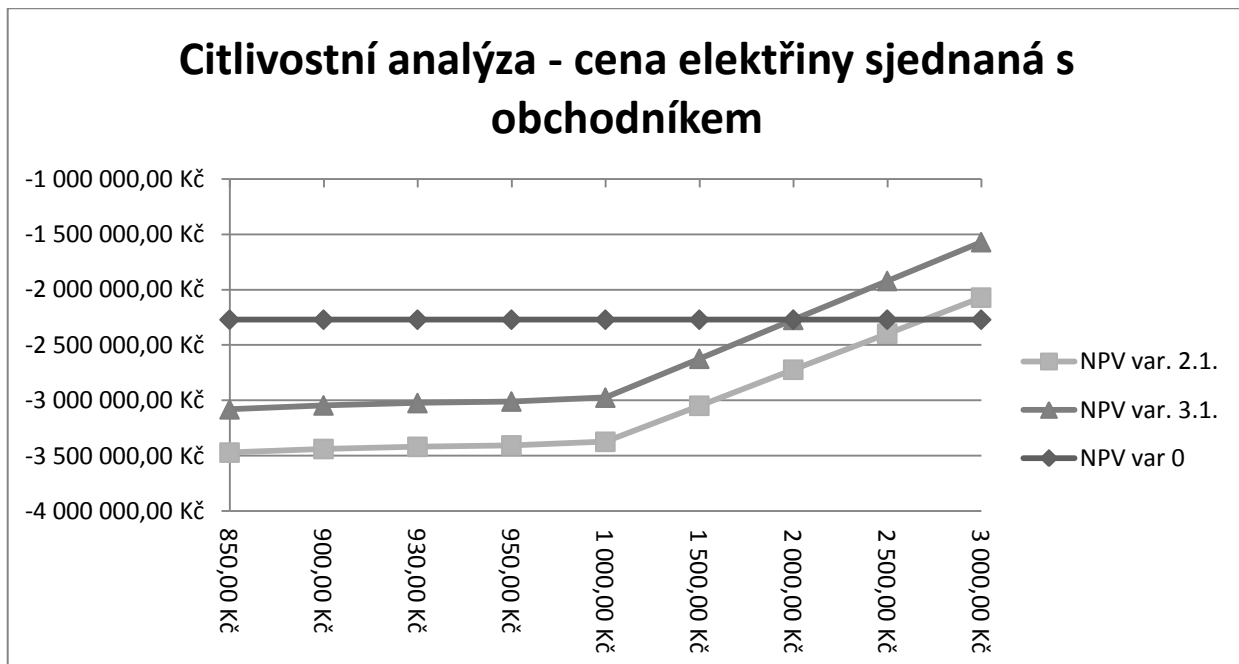
Stanovení ceny elektrické energie pro nájemníky je pro developera velmi podstatné. Developer musí touto cenou motivovat nájemníky, aby jeho elektřinu využívali, ale výše ceny musí být pro developera výhodná, aby projekt přinášel požadované zisky. U této varianty porovnávám s nulovou variantou varianty 2.2. a 3.2., které vycházejí nejlépe. Pokud se podíváme na graf níže, můžeme vidět, že nulová varianta se nám vyplatí do uvažované ceny 3,61 Kč/kWh, pokud je cena vyšší, pak se nám vyplatí varianta 3.2.. Při ceně 4,30 Kč/kWh se nám vyplatí i druhá uvažovaná varianta 2.2. oproti nulové variantě.



Graf 12: Citlivostní analýza ceny prodávané elektřiny nájemníkům

Smluvní sjednaná cena elektřiny s obchodníkem

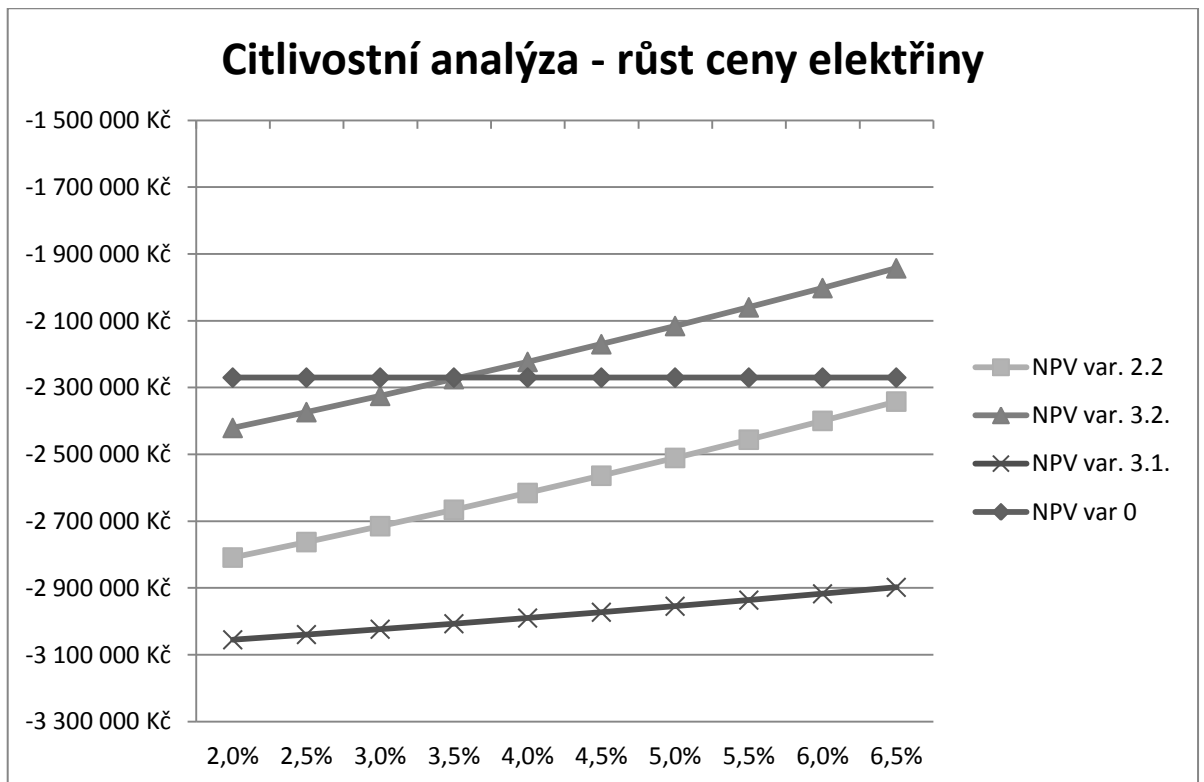
U této citlivostní analýzy zkoumám citlivost sjednané smluvní ceny s obchodníkem, který bude z objektu vykupovat vyrobenou elektřinu. Jedná se tedy o varianty X.1., kde uvažuji varianty 2.1. a 3.1., protože další dvě varianty 1.1. a 4.1. nejsou výhodné, ani při skokovém navýšení ceny o tisíce. Z této citlivostní analýzy vyplývá, že při prodeji elektřiny obchodníkovi se nevyplatí žádná z variant. Vyplácet se začínají varianty až při výkupní ceně cca. 2000 Kč/MWh, resp. 2500 Kč/MWh, pro varianty 3.1. a 2.1.. Tuto cenu nelze sjednat u žádného z obchodníků s elektřinou.



Graf 13: Citlivostní analýza - cena elektřiny sjednaná s obchodníkem

Růst ceny elektřiny

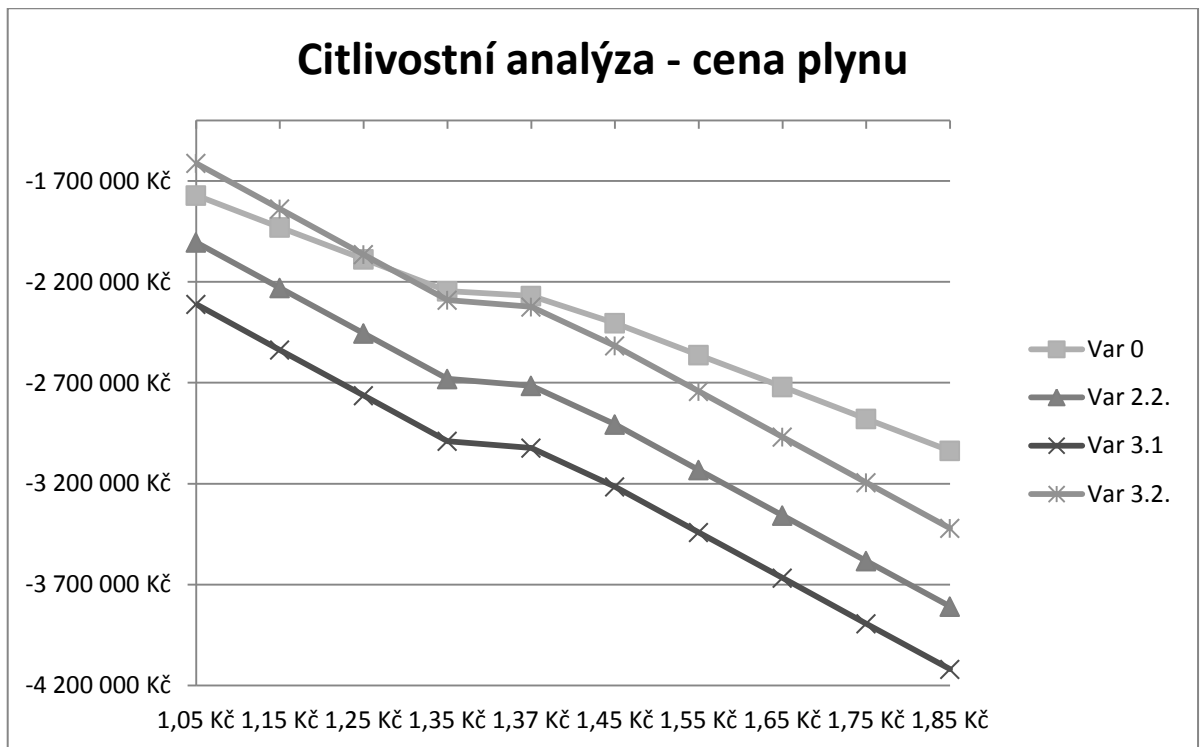
Predikovat růst ceny elektřiny je velmi obtížné. V dnešní době se žádný velký růst ceny elektřiny neočekává, ale je velmi obtížné, predikovat růst na tak dlouho. Proto jsem se rozhodl vytvořit citlivostní analýzu i na tento ukazatel. Pro tuto analýzu jsem použil 3 nejlepší varianty 2.2., 3.1. a 3.2. a porovnával ji s nulovou variantou. Pokud se podíváme na variantu 3.1., pak je vidět, že ani velký růst ceny elektřiny nezaručí výhodnost této varianty. Jde o to, že je nutné, prodávat elektřinu přímo nájemníkům za vyšší ceny. Při porovnání variant 2.2. a 3.2., které uvažují zmíněný prodej elektřiny nájemníkům, vidíme, že při meziročním růstu 3,5% se nám již vyplatí varianta 3.2.. Pokud bude růst ještě vyšší, pak se dostává také varianta 2.2. nad nulovou variantu. Výše meziročního růstu by pak musela být 7,3%, což je růst velmi vysoký a myslím si, že takto vysoký růst se ani očekávat nedá.



Graf 14: Citlivostní analýza - růst ceny elektřiny

Cena plynu

Hlavním vstupem, který pro kogenerační jednotku nakupujeme, je palivo. V tomto případě zemní plyn. Cena zemního plynu je v mém projektu 1,365 Kč/kWh a při této ceně je ideální variantou tohoto projektu varianta nulová. Citlivostní analýzu na tento vstup dělám, abych viděl, jak moc tento ukazatel ovlivňuje vhodnost projektu. Do ceny plynu 1,28 Kč/kWh je výhodná varianta 3.2.. Pokud bude cena plynu vyšší, pak je nejvýhodnější zůstat u stávajícího stavu.



Graf 15: Citlivostní analýza - cena plynu

Pokud si prohlédneme výše uvedená citlivostní analýzy, pak můžeme konstatovat, že použití kogenerační jednotky je velmi závislé na způsobu použití elektřiny a její ceně. Pro tento objekt je nevhodné prodávat elektřinu obchodníkovi, a tudíž bych doporučil prodej elektřiny nájemníkům. Kogenerační jednotkou se musíme pokusit pokrýt veškerou spotřebu elektrické energie objektu. Přebytky pak prodáváme obchodníkovi. Z grafů lze také vidět, že využití kogenerační jednotky je velmi závislé, na rozdílu cen elektřiny a plynu. Pokud se bude zvyšovat cena elektřiny rychleji než cena plynu, pak i příjmy z kogenerace budou vyšší. Naopak pokud se rozdíl těchto cen bude snižovat, pak možnosti instalací kogeneračních jednotek budou velmi omezeny.

7 Závěr

Účelem mé diplomové práce bylo sestavení ekonomického modelu pro využití kogeneračních jednotek v developerské činnosti a následné vyhodnocení případové studie. Pro účely této diplomové práce jsem uvažoval jeden z nejznámějších developerských projektů v Českém Krumlově. Jedná se o centrum Porákův dům. Nastudoval jsem tak problematiku developerských projektů a seznámil jsem se se všemi fázemi developerského projektu. Podle mého názoru je hlavní fází developerského projektu fáze přípravná, protože tato fáze vytváří a profiluje celý developerský projekt a zanedbáním jediné činnosti v této fázi vystavuje celý projekt nebezpečí neúspěchu.

Abych mohl sestavit ekonomický model, musel jsem nastudovat nejprve vyhlášku č. 197/2007 Sb. kterou se stanoví pravidla pro vytápění a dodávku teplé vody, měrné ukazatele spotřeby tepelné energie pro vytápění a pro přípravu teplé vody a požadavky na vybavení vnitřních tepelných zařízení budov přístroji regulujícími dodávku tepelné energie konečným spotřebitelům. Tato vyhláška byla pro tuto práci stěžejní. Pomocí této vyhlášky jsem mohl stanovit celkové spotřeby tepla otopu i TUV v uvažovaných developerských projektech. Pro sestavení ekonomického modelu jsem dopočítal spotřebu elektrické energie a model mohl být sestaven.

Dále jsem se musel zorientovat a prostudovat problematiku kogeneračních jednotek. Ne každá kogenerační jednotka je vhodná pro toto použití. V bytové zástavbě, kterou většinou developer navrhuje, musíme minimalizovat především hlučnost kogeneračních jednotek. Po seznámení s touto problematikou, jsem pak mohl stanovit varianty a konkrétní typy kogeneračních jednotek pro svou diplomovou práci. Kogenerační jednotka je státně podporovaným zdrojem elektřiny a tepla, tudíž je s jejím provozem spjatá rozličná legislativa. Proto jsem se snažil sestavit jakýsi krátký souhrn celé legislativy pro developera.

Po zhodnocení způsobu provozu kogeneračních jednotek v centru Porákův dům, jsem se snažil veškeré varianty vyhodnotit. Počítal jsem varianty, kdy developer nebude mít mnoho starostí s provozem kogenerační jednotky, a bude tak prodávat veškerou elektřinu obchodníkovi za smluvně sjednanou cenu. A varianty, ve kterých developer počítá se svou lokální sítí a stává se tak distributorem a prodejcem elektřiny svých nájemníků. Tyto varianty byly rozdílné ve svých příjmech, protože při prodeji elektrické energie nájemníkům, dokáže developer dokáže prodat vyrobenou elektřinu za vyšší

cenu než obchodníkovi. Příjem je vyšší za cenu navýšení nákladů. Při prodeji elektřinu nájemníkům, musí developer odvádět poplatky s tím spojené. Což jsou poplatky za činnost OTE, poplatek na podporu obnovitelných zdrojů, platby za systémové služby a daň. Pro ekonomické zhodnocení všech variant jsem uvažoval diskont 7,86%, který jsem vypočítal podle postupu profesora Damoradana. Na jeho stránkách jsem získal veškeré potřebné informace a tak jsem mohl stanovit takto vysoký diskont, který znázorňuje uvažovanou výnosnost v sektoru energetiky, který je charakterizován v ČR společnostmi ČEZ a.s.. Po uvážení tohoto diskontu a ekonomickém vyhodnocení všech variant jsem došel k závěru, že pokud budeme srovnávat uvažované varianty se stávajícím stavem, pak se nám ani jedna z uvažovaných variant nevyplatí. Pokud by ale majitel chtěl modernizovat kotelnu, což byl také jeden z požadavků, pak si myslím, že při uvažované výnosnosti a době ekonomické životnosti 10 let se minimálně varianta 3.2. developerovi vyplatí. Jedná se o variantu využití vyššího výkonu kogenerační jednotky TEDOM Micro T30, která dokáže pokrýt téměř celou potřebu tepla objektu. Vyrobené teplo je tedy spotřebováno a elektrická energie bude prodávána nájemníkům. Přebytkovou elektrickou energii budeme dodávat do veřejné sítě za cenu 650 Kč/MWh smluvně sjednanému obchodníkovi. Po vyhodnocení této varianty získáváme minimální cenu tepla 492 Kč/GJ. Pokud by developer prodával teplo nájemníkům za tuto minimální cenu, pak by doba návratnosti činila přesně 10 let, kterou developer požaduje. Cena je však výrazně nižší než cena tepla obvyklá v Českém Krumlově, pak tedy návratnost tohoto projektu bude kratší než požadovaná.

Myšlenka kogeneračních jednotek se mi velmi líbí. Jedná se o hospodárnou výrobu energie při úspoře primárních vstupů. Bohužel kvůli vysoké investici se v domácím použití moc ekonomicky nevyplatí. Dále je výhodnost instalace kogenerační jednotky velmi závislá na formě podpory. Dnešní výše podpory je podle mě dostačující, ale je to velké riziko projektovat tento zdroj s dnešní podporou, protože se může stát, že podpora jednoho dne bude ukončena, a pak výhodnost instalace kogeneračních jednotek bude velmi ohrožena. Myslím si, že kogenerace může přinést pro vlastníky mnoho výhod. Hlavní výhodou je podle mě to, že je schopna kogenerační jednotka vyrobit teplo a elektřinu za cenu přijatelnou pro obyvatele. Nevýhodou pro masové rozšíření této technologie jsou vysoké investiční náklady, oproti dnešním plynovým a kondenzačním kotlům na zemní plyn.

Použití kogenerační jednotky je nutno prozkoumat z různých úhlů pohledu. Developer musí zajistit ty nejvhodnější podmínky pro její provoz. Ekonomická výhodnost je pak velmi závislá na způsobu tohoto provozu. Abychom maximalizovali ekonomickou výhodnost takto malých kogeneračních zdrojů, musí být projektována kogenerační jednotka tak, aby vyráběla tepelnou a elektrickou energii pro pokrytí vlastní spotřeby. Nesmíme však zapomínat, že provoz kogenerační jednotky musíme optimalizovat také tak, abychom brali ohled na životní prostředí a především, abychom neomezovali své nájemníky.

Seznam grafů

Graf 1: Roční diagram spotřeby tepla na otop	45
Graf 2: Znázornění spotřeby elektřiny ve všední den a o víkendu.....	47
Graf 3: Diagram trvání výkonů tepla	50
Graf 4: Pokrytí spotřeby tepla kogenerační jednotkou Tedom Micro T7 provoz 24h.....	52
Graf 5: Pokrytí spotřeby tepla kogenerační jednotkou Bosch CHP CE 19 NA provoz do 4400 h/rok.....	53
Graf 6: Průměrná denní doba provozu kogenerační jednotky Bosch v jednotlivých měsících v roce	53
Graf 7: Pokrytí spotřeby tepla kogenerační jednotkou Tedom Micro T30 provoz do 3000 h/rok.....	54
Graf 8: Průměrná denní doba provozu kogenerační jednotky Tedom Micro T30 v jednotlivých měsících v roce	55
Graf 9: Pokrytí spotřeby tepla kogenerační jednotkou Bosch CHP CE 19 NA provoz a kogenerační jednotkou Tedom Micro T7.....	56
Graf 10: Průměrná denní doba provozu spolupracujících kogeneračních jednotek Bosch a Tedom Micro T7 v jednotlivých měsících v roce	56
Graf 11: Citlivostní analýza diskontní sazby	67
Graf 12: Citlivostní analýza ceny prodávané elektřiny nájemníkům.....	68
Graf 13: Citlivostní analýza - cena elektřiny sjednaná s obchodníkem.....	69
Graf 14: Citlivostní analýza - růst ceny elektřiny	70
Graf 15: Citlivostní analýza - cena plynu.....	71

Seznam tabulek

Tabulka 1: Uvažované kogenerační jednotky a jejich parametry	37
Tabulka 2: Přehled nákladů a výnosů uvažovaných v ekonomickém modelu.....	38
Tabulka 3: Měsíční odměna pro zaměstnance v závislosti na typu KJ	39
Tabulka 4: Omezení výkonů špičkových zdrojů pro dané KJ	40
Tabulka 5: Měsíční spotřeba tepla na otop, střední výkon a počet dnů topné sezóny	46
Tabulka 6: Porovnání 3 variant kogeneračních jednotek	51
Tabulka 7: Investiční náklady varianty 1.1. 1.2.	57
Tabulka 8: Shrnutí varianty 1.1.	58
Tabulka 9: Provozní náklady, o které je varianta 1.2. navýšena od varianty 1.1.	59
Tabulka 10: Shrnutí varianty 1.2.	59
Tabulka 11: Investiční náklady varianty 2.1 a 2.2	60
Tabulka 12: Shrnutí varianty 2.1.	60
Tabulka 13: Shrnutí varianty 2.2.	61
Tabulka 14: Investiční náklady varianty 3.1.	61
Tabulka 15: Shrnutí varianty 3.1.	62
Tabulka 16: Shrnutí varianty 3.2.	63
Tabulka 17: Investiční náklady varianty 4.1.	63
Tabulka 18: Shrnutí varianty 4.1.	64
Tabulka 19: Shrnutí varianty 4.2.	64
Tabulka 20: Ekonomické vyhodnocení všech variant.....	65

Seznam obrázků

Obrázek 1: Výrobní řetězec transformace primárního zdroje	16
Obrázek 2: Schéma KJ s palivovým článkem	17
Obrázek 3: Schéma KJ s protitlakou parní turbínou	18
Obrázek 4: Schéma KJ s kondenzační parní turbínou.....	18
Obrázek 5: Schéma KJ se spalovací turbínou	19
Obrázek 6: Řez centra Porákův most	43
Obrázek 7: Náčrt půdorysu 1. nadzemního podlaží	44
Obrázek 8: Náčrt půdorysu 2. nadzemního podlaží	44
Obrázek 9: Kotelna, rozvod otopné vody.....	49

Použitá literatura

- [1] B. ANDERSEN, L. ANDERSEN: *Residential real estate development: a practical approach for beginners and experts*, S.l.: Lulu Com, 2006, ISBN 18-472-8609-7.
- [2] Energetický regulační úřad: *Metodický návod energetického regulačního úřadu* [online]. [citováno 8.1.2014]. Dostupné z WWW: <http://www.eru.cz/user_data/files/licence/info_pro_zadatele/metod_pokyn_011_2009.pdf>
- [3] Teplárenské sdružení České republiky: *Právní předpisy pro kombinovanou výrobu - Česká republika* [online]. [citováno 4.1.2014] Dostupné z WWW: <<http://www.kombinovana-vyroba.cz/?id=152005#>>
- [4] E. DVORSKÝ, P. HEJTMÁNKOVÁ: *Kombinovaná výroba elektrické a tepelné energie*. 1. vyd. Praha: BEN - technická literatura, 2005, 287 s. ISBN 80-730-0118-7.
- [5] MÁČE, M.: *Finanční analýza investičních projektů, praktické příklady a použití*. 1. vyd. Praha; Grada Publishing, 2006. 80 stran. ISBN 80-247-1557-0.
- [6] VALACH, J.: *Investiční rozhodování a dlouhodobé financování*. 2. přeprac. vyd. Praha; Ekopress, 2006. 324 stran. ISBN 80-86929-01-9.
- [7] Energetický regulační úřad: *Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 4/2013 ze dne 27. listopadu 2013, kterým se stanovuje podpora pro podporované zdroje energie*. [online]. [citováno 2. 1. 2014] Dostupný z WWW: <<http://www.eru.cz/-/cenove-rozhodnuti-c-4-2013> >
- [8] ACHOUR, Gabriel: *Developerské projekty – I.část*. [online]. [citováno 26. 12. 2013]. Dostupný z WWW: <<http://www.epravo.cz/top/clanky/developerske-projekty-i-cast-32869.html>>
- [9] ACHOUR, Gabriel: *Developerské projekty II – realizace projektu*. [online]. [citováno 26. 12. 2013]. Dostupný z WWW: <<http://www.epravo.cz/top/clanky/developerske-projekty-ii-realizace-projektu-22849.html>>
- [10] ACHOUR, Gabriel: *Developerské projekty I – Financování developerského projektu*. [online]. [citováno 26. 12. 2013]. Dostupný z WWW: <<http://www.epravo.cz/top/clanky/developerske-projekty-i-financovani-developerskeho-projektu-22654.html>>
- [11] FLIN, David: *Cogeneration: a user's guide*. 1. publ. London: Institute of Engineering and Technology, 2010. ISBN 978-086-3417-382
- [12] ZIKMUND, Martin: *Hodnocení investic: Čistá současná hodnota (NPV) stručně a jasně*. BusinessVize [online]. [citováno 27.2.2014]. Dostupné z WWW: <<http://www.businessvize.cz/rizeni-a-optimalizace/hodnoceni-investic-cista-soucasna-hodnota-npv-strucne-a-jasne>>

- [13] Energetický regulační úřad: *Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 5/2013 ze dne 27. listopadu 2013, kterým se stanovují regulované ceny související s dodávkou elektřiny*. [online]. [citováno 21.4.2014]. Dostupné z WWW: <<http://www.eru.cz/cs/-/cenove-rozhodnuti-c-5-2013>>
- [14] KRBEK, Jaroslav; POLESNÝ, Bohumil. *Kogenerační jednotky zřizování a provoz*. Praha : GAS s.r.o., 2007. 201 s. ISBN 978-80-7328-151-9.
- [15] *TEDOM* [online]. [cit. 28.4.2014]. Dostupné z WWW: <<http://kogenerace.tedom.cz/>>
- [16] COGEN, Sdružení pro kombinovanou výrobu elektřiny a tepla: *Rukověť provozovatele kogenerační jednotky*. [online]. [citováno 12. 1. 2014]. Dostupné z WWW: <<http://www.cogen.cz/download/127.pdf>>
- [17] Ministerstvo průmyslu a obchodu: *Metodický pokyn k aplikaci vyhlášky č. 453/2012 Sb., o elektřině z vysokoučinné kombinované výroby elektřiny a tepla a elektřině z druhotných zdrojů* [online]. Cogen, Sdružení pro kombinovanou výrobu elektřiny a tepla. [citováno 14.1.2014]. Dostupné z WWW: <<http://www.cogen.cz/download/371.pdf>>
- [18] Česká republika: *Zákon č. 165/2012 Sb. o podporovaných zdrojích a o změně některých zákonů*. [online] [citováno 2.1.2014]. Dostupné z WWW: <<http://www.epravo.cz/top/zakony/sbirka-zakonu/zakon-ze-dne-31-ledna-2012-o-podporovanych-zdrojich-energie-a-o-zmene-nekterych-zakonu-18953.html>>
- [19] Česká republika: *Vyhláška č. 140/2009 Sb. o způsobu regulace cen v energetických odvětvích a postupech pro regulaci cen*. [online]. [citováno 4.1.2014]. Dostupné z WWW: <<http://www.tzb-info.cz/pravni-predpisy/vyhlaska-c-140-2009-sb-o-zpusobu-regulace-cen-v-energetickych-odvetvich-a-postupech-pro-regulaci-cen>>
- [20] Česká republika: *Zákon č. 458/2000 Sb. o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon)*. [online]. [citováno 4.1.2014] Dostupné z WWW: <<http://www.tzb-info.cz/pravni-predpisy/zakon-c-458-2000-sb-o-podminkach-podnikani-a-o-vykonu-statni-spravy-v-energetickych-odvetvich-a-o-zmene-nekterych-zakonu-energeticky-zakon>>
- [21] KRUTINA, Václav: *Ekonomika podniku – studijní text*. Jihočeská univerzita v Českých Budějovicích, 2009, Studijní text JČU pro ekonomiku podniku
- [22] Česká národní banka: *Nový inflační cíl ČNB a změny v komunikaci měnové politiky*. [online]. [citováno 24.4.2014]. Dostupné z WWW: <http://www.cnb.cz/miranda2/export/sites/www.cnb.cz/cs/menova_politika/strategicke_dokumenty/download/inflacni_cil_cnb_2010.pdf>
- [23] Damodaran, A.: *Damodaran Online: Home page for Aswath Damodaran*. [online]. [citováno 22. 4. 2014]. Dostupné z WWW: <<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>>
- [24] OTE a.s.: *Dlouhodobá rovnováha mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a zemního plynu únor 2013*. [online]. [citováno 26.4.2014]. Dostupné

- z WWW: <https://www.ote-cr.cz/statistika/files-dlouhodobebilance/Zprava_o_ocekavane_rovnovaze_mezi_nabidkou_a_poptavkou_elektriny_a_plynu.pdf>
- [25] *Spočítejte si a uspořte s námi na zemním plynu.* [online]. E.ON Česká republika. [citováno 29.4.2014]. Dostupné z WWW: <<http://www.eon.cz/srv/www/qf/cs/ramjet/gasCalculatorCompany?currentSupplier=1®ionSelect=3&districtSelect=14&product=3>>
- [26] *Komodity.* [online]. Kurzy.cz [citováno 29.4.2014]. Dostupné z WWW: <<http://www.kurzy.cz/komodity/>>
- [27] Česká republika: *Vyhláška č. 197/2007 Sb. kterou se stanoví pravidla pro vytápění a dodávku teplé vody, měrné ukazatele spotřeby tepelné energie pro vytápění a pro přípravu teplé vody a požadavky na vybavení vnitřních tepelných zařízení budov přístroji regulujícími dodávku tepelné energie konečným spotřebitelům.* [online]. [citováno 29.4.2014]. Dostupné z WWW: <<http://www.tzb-info.cz/pravni-predpisy/vyhlaska-c-194-2007-sb-ktterou-se-stanovi-pravidla-pro-vytapeni-a-dodavku-teple-vody>>
- [28] Energetický regulační úřad: *Roční zpráva o provozu ES ČR 2012.* [online]. [citováno 30.4.2014]. Dostupné z WWW: <http://www.eru.cz/documents/10540/462820/Rocni_zprava_provoz_ES_2012.pdf/4fdde065-9e59-442f-ba17-74651ff68625>
- [29] Český statistický úřad: *Obyvatelstvo, domy, byty a domácnosti podle Sčítání lidu, domů a bytů 2011 - ČR, kraje, okresy, SO ORP, správní obvody Prahy a města (sídlá SO ORP)* [online]. [citováno 30.4.2014]. Dostupné z WWW: <<http://www.scitani.cz/csu/2013edicniplan.nsf/p/20000-13>>
- [30] OTE a.s.: *Přepočtené TDD.* [online] [citováno 30.4.2014]. Dostupné z WWW: <<http://www.ote-cr.cz/statistika/typove-diagramy-dodavek-elektriny/prepoctene-tdd>>
- [31] *Kogenerace.* [online]. EkoWATT s.r.o. [citováno 30.4.2014]. Dostupné z WWW: <<http://www.ekowatt.cz/uspory/kogenerace.shtml>>
- [32] *Spočítejte si a uspořte s E.ON na elektřině.* [online]. E.ON Česká republika. [citováno 30.4.2014]. Dostupné z WWW: <<http://www.eon.cz/srv/www/qf/cs/ramjet/electricityCalculator/electricityCalculatorPage?regionSelect=3&districtSelect=14¤tSupplier=1&product=9>>

Seznam příloh:

Příloha 1: Budova centra Porákův dům

Příloha 2: Typy kogeneračních jednotek od společnosti TEDOM

Příloha 3: Typy kogeneračních jednotek Bosch

Příloha 4: Roční diagram spotřeby tepla na otop v objektu centra Porákův dům

Příloha 5: Spočtená spotřeba elektřiny centra Porákův dům podle TDD

Příloha 6: Ukázka zadávacího rozhraní ekonomického modelu volby KJ pro developera

Příloha 1: Budova centra Porákův dům



Příloha 2: Typy kogeneračních jednotek od společnosti TEDOM

Základní technické údaje – ZEMNÍ PLYN

Řada MICRO

Typ jednotky	Elektrický výkon (kW)	Tepelný výkon (kW)	Elektrická účinnost (%)	Tepelná účinnost (%)	Celková účinnost (%)	Spotřeba plynu (m ³ /h)
Micro T7	7	17,2	27,0	66,3	93,3	2,7
Micro T30	30	61,6	31,2	64,1	95,3	10,2
Micro T50	48	91,0	32,5	61,6	94,1	15,6

Řada CENTO

Typ jednotky	Elektrický výkon (kW)		Tepelný výkon (kW)		Elektrická účinnost (%)		Tepelná účinnost (%)		Celková účinnost (%)		Spotřeba plynu (m ³ /h)	
	PK	KON	PK	KON	PK	KON	PK	KON	PK	KON	PK	KON
Cento M50	50	-	79	-	33,8	-	53,4	-	87,2	-	15,7	-
Cento T80	81	81	120	120	35,1	35,1	52,2	52,2	87,3	87,3	24,4	24,4
Cento T100	104	104	142	142	36,9	36,9	50,5	50,5	87,4	87,4	29,8	29,8
Cento T120	125	125	177	177	36,4	36,4	51,7	51,7	88,1	88,1	36,3	36,3
Cento T160	164	164	221	209	37,8	37,8	50,9	48,2	88,7	86,0	45,9	45,9
Cento T180	184	184	232	218	39,2	39,2	49,5	46,4	88,7	85,6	49,7	49,7
Cento T200	200	200	253	237	39,2	39,2	49,5	46,4	88,7	85,6	54,0	54,0
Cento L200	200	200	239	222	39,9	39,9	47,6	44,2	87,5	84,1	53,3	53,3
Cento L230	235	235	282	262	39,6	39,6	47,6	44,2	87,2	83,8	62,7	62,7
Cento L330	331	331	392	365	40,1	40,1	47,5	44,3	87,6	84,4	87,2	87,2
Cento L410	410	410	511	486	39,0	39,0	48,7	46,3	87,7	85,3	111	111
Cento L450	455	455	550	517	39,6	39,6	48,0	45,1	87,6	84,7	121	121
Cento L500	497	497	588	547	40,1	40,1	47,5	44,2	87,6	84,3	131	131

Rozměry a hmotnosti



MICRO



CENTO s protihlukovým krytem



Cento a Quanto v kontejneru

Řada MICRO

Typ jednotky	A (mm)	B (mm)	C (mm)	D (mm)	Provozní hmotnost (kg)
Micro T7	1 300	700	1 380	1 120	645
Micro T30	1 650	780	1 750	1 345	1 100
Micro T50	2 450	970	1 640	1 400	1 900

Řada CENTO

s protihlukovým krytem

Typ jednotky	A (mm)	B (mm)	C (mm)	D (mm)	Provozní hmotnost (kg)*
Cento T80 - T120	5 000	2 500	2 591	5 900	8 265
Cento T160 - T200	5 000	3 000	2 591	6 000	9 285
Cento L200 - L230	4 200	1 350	2 260	5 240	5 860
Cento L330	4 500	1 750	2 700	5 650	8 695
Cento L410 - 500	4 500	2 050	2 700	5 650	9 910

v kontejneru

Typ jednotky	A (mm)	B (mm)	C (mm)	D (mm)	Provozní hmotnost (kg)*
Cento M50	3 650	1 110	1 900	—	2 095
Cento T80 - T120	3 350	1 500	2 155	4 395	4 455
Cento T160 - T200	3 350	1 500	2 155	4 395	4 910

Příloha 3: Typy kogeneračních jednotek Bosch



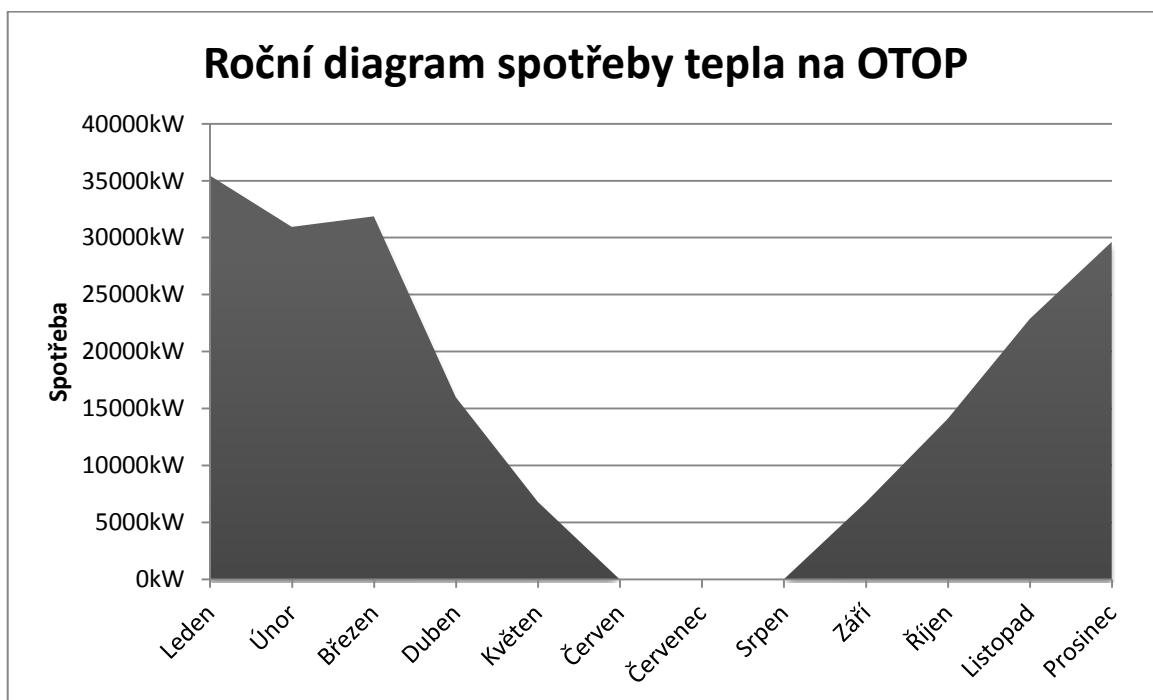
Fuel: 100% Natural gas

Our performance data apply under the following conditions: 35 °C intake temperature; installation altitude 100 m, MZ > 80; atmospheric pressure 1.013 bar, water coolant mixture temperature 50 °C; Nox = 500 mg/Nm³; exhaust gas temperature 120 °C.

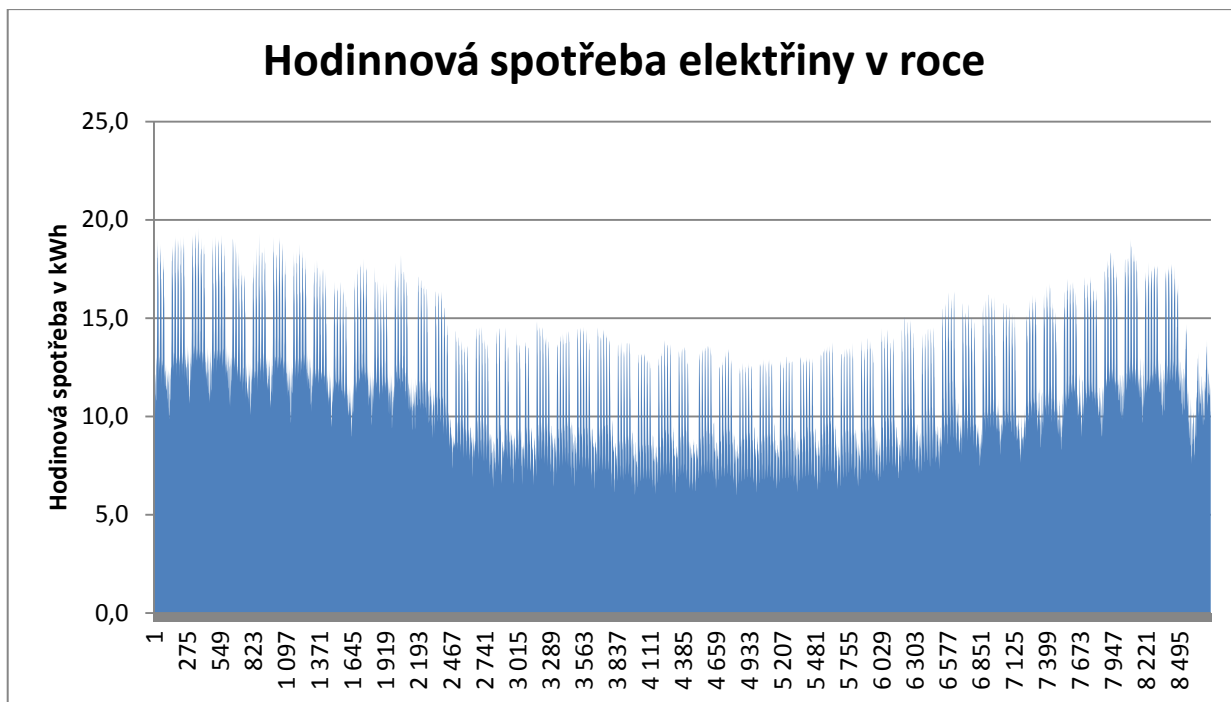
* Available with various motors

Natural gas						
Type	Output			Efficiency		
	Electrical [kW]	Thermal [kW]	Primary [kW]	Electrical [%]	Thermal [%]	Total [%]
CHP CE 20 N	19	31/38	54	35.1	57.3/70.3	94.2/105
CHP CE 50 N	50	80	148	33.8	54.1	87.8
CHP CE 70 N	70	109	204	34.3	53.4	87.7
CHP CE 140 N	140	212	384	36.5	55.2	91.7
CHP CE 240 N	240	374	669	35.9	55.9	91.8
CHP CE 365 N	365	478	955	38.2	50.1	88.3
CHP CE 400 N*	400	500	1038	38.5	48.2	86.7
CHP CE 400 N*	400	427	948	42.2	45.0	87.2
CHP CE 600 N	600	652	1422	42.2	45.9	88.0
CHP CE 800 N	800	831	1891	42.3	43.9	86.3
CHP CE 849 N	849	948	2054	41.3	46.2	87.5
CHP CE 1166 N	1166	1303	2822	41.3	46.2	87.5
CHP CE 1189 N	1189	1154	2718	43.7	42.5	86.2
CHP CE 1200 N	1200	1197	2750	43.6	43.5	87.2
CHP CE 1286 N	1286	1413	3091	41.6	45.7	87.3
CHP CE 1487 N	1487	1502	3523	42.2	42.6	84.8
CHP CE 1560 N	1560	1584	3606	43.3	43.9	87.2
CHP CE 1562 N	1562	1719	3765	41.5	45.7	87.1
CHP CE 1712 N	1712	1879	4124	41.5	45.6	87.1
CHP CE 1948 N	1948	2156	4685	41.6	46.0	87.6
CHP CE 2000 N	2000	1971	4583	43.6	43.0	86.6
CHP CE 2145 N	2145	2360	5139	41.7	45.9	87.7

Příloha 4: Roční diagram spotřeby tepla na otop v objektu centra Porákův dům



Příloha 5: Spočtená spotřeba elektřiny centra Porákův dům podle TDD



Příloha 6: Ukázka zadávacího rozhraní ekonomického modelu volby KJ pro developera

The image displays two screenshots of a Microsoft Excel spreadsheet titled "Model pro výhodnost kogenerace pro developera".

Top Screenshot (Worksheet D22):

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1	Zadej									
2	Výsledek									
3										
4	Velikost podlahové plochy		m2							
5										
6	Kogenerační jednotka	Tedom Micro T7	Tedom Micro T30	Tedom Micro T50	Tedom T80	Tedom T100	Tedom T120	Tedom T160	Tedom T180	Tedom T200
7	Minimální cena tepla (Kč/GJ) - vlastní spotřeba	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!
8	Minimální cena tepla (Kč/GJ) - prodej elektřiny obchodníkovi	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!
9	Vhodnost podle špičkového zdroje	Vhodné	Vhodné	Vhodné	Vhodné	Vhodné	Vhodné	Vhodné	Vhodné	Vhodné
10	Uvažovaný maximální výkon špičkového zdroje	35	80	100	125	145	175	210	230	250

Bottom Screenshot (Worksheet B5):

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1	Zadej									
2	Výsledek									
3										
4	Velikost podlahové plochy	3500	m2							
5										
6	Kogenerační jednotka	Tedom Micro T7	Tedom Micro T30	Tedom Micro T50	Tedom T80	Tedom T100	Tedom T120	Tedom T160	Tedom T180	Tedom T200
7	Minimální cena tepla (Kč/GJ) - vlastní spotřeba	425,40 Kč	369,65 Kč	360,70 Kč	430,92 Kč	472,56 Kč	528,34 Kč	523,26 Kč	528,77 Kč	546,79 Kč
8	Minimální cena tepla (Kč/GJ) - prodej elektřiny obchodníkovi	451,14 Kč	473,13 Kč	507,27 Kč	565,06 Kč	598,38 Kč	648,82 Kč	633,48 Kč	633,27 Kč	648,39 Kč
9	Vhodnost podle špičkového zdroje	Nevhodné	Nevhodné	Nevhodné	Vhodné	Vhodné	Vhodné	Vhodné	Vhodné	Vhodné
10	Uvažovaný maximální výkon špičkového zdroje	35	80	100	125	145	175	210	230	250

Veškeré výpočty spojené s ekonomickým modelem a s případovou studií naleznete v příloženém CD.