



ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE

**Fakulta elektrotechnická
Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd**

Malé kogenerační jednotky a systém jejich podpor

Small-scale cogeneration units and the system of their support

Diplomová práce

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management

Studijní obor: Ekonomika a řízení energetiky

Vedoucí práce: Ing. Tomáš Králík

Tereza Pudová

Praha, 2016

České vysoké učení technické v Praze
Fakulta elektrotechnická

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

ZADÁNÍ DIPLOMOVÉ PRÁCE

Student: Pudová Tereza

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

Název tématu: Malé kogenerační jednotky a systém jejich podpor

Pokyny pro vypracování:

- popis dostupných technologií a jejich parametrů pro malou kogeneraci
- popis používaných systémů podpor malé kogenerace ve vybraných zemích
- technicko-ekonomické vyhodnocení instalace malé kogenerace
- analýza vlivu jednotlivých systémů podpor na ekonomiku provozu KJ

Seznam odborné literatury:

Směrnice evropského parlamentu a rady 2012/27/EU ze dne 25.10.2012 o energetické účinnosti, o změně směrnic 2009/125/ES a 20
Cenové rozhodnutí ERÚ

Vedoucí diplomové práce: Ing. Tomáš Králík – ČVUT FEL, K 13116

Platnost zadání: do konce letního semestru akademického roku 2016/2017

L.S.

Prof. Ing. Jaroslav Knápek, CSc.
vedoucí katedry

Prof. Ing. Pavel Ripka, CSc.
děkan

V Praze dne 11.2.2016

Poděkování

Na tomto místě bych chtěla moc poděkovat panu Ing. Tomáši Králíkovi, vedoucímu mé práce, za vstřícnost, ochotu, cenné rady ale také za povzbuzení při psaní práce, dále panu doc. Ing. Jiřímu Vašíčkovi, Csc. za poskytnuté přínosné konzultace a za čas, který nad mou prací strávil. Za cenné informace z praxe bych dále ráda poděkovala panu Bc. Marku Bacúrovi z firmy TEDOM a panu Ing. Jiřímu Veckovi z Teplárenského sdružení. V neposlední řadě patří dík také mé rodině a přátelům za poskytnutí podpory při psaní práce i při studiu.

Prohlášení

Prohlašuji, že jsem předloženou práci vypracovala samostatně a že jsem uvedla veškeré použité informační zdroje v souladu s Metodickým pokynem o dodržování etických principů při přípravě vysokoškolských závěrečných prací.

Nemám závažný důvod proti užití tohoto školního díla ve smyslu §60 Zákona č. 121/2000 Sb., o právu autorském, o právech souvisejících s právem autorským a o změně některých zákonů (autorský zákon).

V Praze dne

.....

Tereza Pudová

Abstract

This thesis is dealing with the system of the support of the small-scale cogeneration units in the Czech Republic, compared with the situation in selected countries across Europe. It describes different technologies, used for the small-scale cogeneration and it analyses the legislation and funding conditions in different countries. The practical part of this thesis is focused on economical assessment of different systems of operating subsidies of small-scale cogeneration.

Keywords:

Small-scale cogeneration, Operating subsidies, CHP units, Decentralization

Abstrakt

Tato diplomová práce se zabývá porovnáním systému podpory malých kogeneračních jednotek v České republice a ve vybraných zemích napříč Evropou. Práce popisuje různé technologie, které se pro malou kogeneraci používají, a analyzuje legislativní situaci a podmínky získání dotací v jednotlivých zemích. Praktická část práce se zabývá ekonomickým posouzením různých systémů provozních dotací pro malou kogeneraci.

Klíčová slova:

Malá kogenerace, Provozní podpora, Kogenerační jednotky, Decentralizace

Obsah práce

1	Úvodní motivační kapitola.....	- 6 -
1.1	Popis aktuální situace	- 6 -
1.2	Motivace ke studiu malé kogenerace.....	- 7 -
1.3	Proč podporovat malé kogenerační jednotky	- 8 -
2	Základní pojmy a specifikace kogeneračních jednotek	- 9 -
2.1	Typy kogenerace.....	- 10 -
2.1.1	Velká kogenerace – teplárství	- 10 -
2.1.2	Malá kogenerace – do 5 MW	- 11 -
2.1.3	Trigenerace.....	- 11 -
2.2	Popis technologií, používaných pro kogeneraci	- 12 -
2.2.1	Spalovací plynový motor	- 12 -
2.2.2	Parní turbína.....	- 14 -
2.2.3	Spalovací plynová turbína.....	- 15 -
2.2.4	Mikroturbína	- 15 -
2.2.5	Stirlingův motor	- 16 -
2.2.6	Organický Rankinův cyklus (ORC).....	- 17 -
2.2.7	Palivový článek.....	- 17 -
2.3	Využití technologií pro malou kogeneraci	- 18 -
3	Legislativní předpisy, ovlivňující situaci v ČR.....	- 20 -
3.1	Popis stávajícího legislativního systému	- 20 -
3.1.1	Vazba na legislativu EU.....	- 20 -
3.1.2	Zákony platné v ČR	- 22 -
3.2	Aktuální výše podpor a dotací	- 25 -
3.2.1	Zelené bonusy, cenové rozhodnutí ERÚ.....	- 25 -
3.2.2	Investiční dotace - OPŽP, OPPIK.....	- 28 -
3.3	Výhled do budoucna.....	- 29 -
4	Konfrontace situace v ČR s Evropou – analýza systémů podpory	- 30 -
4.1	Německo.....	- 31 -
4.1.1	Aktuální situace	- 31 -
4.1.2	Zákony, systém podpory	- 31 -

4.2	Slovinsko	- 33 -
4.2.1	Aktuální situace	- 33 -
4.2.2	Používaný systém podpory	- 34 -
4.3	Belgie.....	- 35 -
4.3.1	Brusel	- 35 -
4.3.2	Vlámsko	- 35 -
4.3.3	Valonsko	- 36 -
4.4	Itálie.....	- 36 -
4.4.1	Aktuální situace	- 36 -
4.4.2	Systém podpory	- 36 -
4.5	Kypr.....	- 37 -
5	Technickoekonomické vyhodnocení instalace malé kogenerační jednotky	- 38 -
5.1	Metody pro porovnání investic.....	- 38 -
5.1.1	Lhůta splacení	- 39 -
5.1.2	Výnosnost investice ROI	- 39 -
5.1.3	Metoda čisté současné hodnoty - NPV	- 39 -
5.1.4	Vnitřní výnosové procento IRR	- 40 -
5.2	Výběr a parametry kogenerační jednotky.....	- 41 -
5.2.1	Zvolení jednotky, technické parametry.....	- 41 -
5.2.2	Připojení k síti.....	- 42 -
5.2.3	Další provozní specifikace kogenerační jednotky	- 42 -
5.3	Ekonomické předpoklady	- 43 -
5.4	Vstupní hodnoty	- 44 -
5.4.1	Diskont.....	- 44 -
5.4.2	Cena komodit.....	- 46 -
6	Diskuze výsledků provozu malé kogenerační jednotky.....	- 48 -
6.1	Česká republika	- 49 -
6.2	Německo.....	- 51 -
6.3	Brusel.....	- 53 -
6.4	Valonsko.....	- 54 -
6.5	Vlámsko.....	- 56 -
6.6	Itálie	- 58 -
6.7	Slovinsko	- 59 -

6.8	Další zajímavosti	- 61 -
7	Závěr	- 62 -
8	Zdroje, použitá literatura.....	- 64 -
9	Seznam obrázků	- 67 -
10	Seznam tabulek	- 68 -
11	Seznam grafů	- 69 -
12	Přílohy.....	- 70 -

1 Úvodní motivační kapitola

1.1 Popis aktuální situace

V dnešní době stojíme na pomyslné křižovatce energetiky a je zřejmé, že v příštích letech či desetiletích se rozhodne o jejím budoucím směřování. Pojdme se nyní otočit do minulosti a zjistit, proč se energetika na tuto křižovatku dostala. Prvním důvodem bylo bezpochyby zvyšování energetické náročnosti společnosti, kterou se energetika snažila po desetiletí uspokojovat, k čemuž používala většinou konvenční zdroje, kterých je na zemi omezená zásoba. V posledních letech můžeme naopak pozorovat snižování energetické spotřeby, způsobené snahami o energeticky úsporné spotřebiče, ale i bydlení či dopravu. Jednou z cest, kterou se tedy můžeme vydat, je snaha dále energiemi co nejvíce šetřit a tím snížit počet potřebných zdrojů. Druhým důvodem mohly být i změny ve společnosti a s tím spojená liberalizace energetiky. Otevření trhu, které přineslo konkurenční boj více menších výrobců, předznamenalo trend dnešní doby - postupnou decentralizaci, čili rozmělnění výroben elektřiny po celém území republiky. Výhodou tohoto uspořádání je zmenšování závislosti na velkých zdrojích a tím zvýšení energetické soběstačnosti domácností – ty si tak mohou určitou část elektřiny vyrobit samy, a ze sítě odebírat pouze to, co jim jejich zdroj nevyrobí. Naopak nevýhodou decentralizace může být horší možnost koordinace a kontroly ze strany státu. Posledním velkým důvodem, proč jsme se dostali na rozcestí, jsou stále častější volání po ekologické zodpovědnosti, spojené s požadavky na ochranu klimatu a snižování emisí. Ekologická témata jsou „IN“ a není tudíž divu, že se do boje za lepší zítřky pustila i Evropská unie. V rámci strategie 20-20-20 by chtěla do roku 2020 snížit emise skleníkových plynů o 20% oproti roku 1990, zvýšit podíl obnovitelných zdrojů na energetickém mixu na 20% a zvýšit energetickou účinnost o 20%. Potřebujeme najít takové energetické zdroje, které nám umožní vyrobit co nejvíce elektřiny s co nejnižšími emisemi a co nejnižším rizikem výpadku.

Z výše uvedeného vyplývá, že pravděpodobný směr, kterým se energetika bude v budoucnu ubírat, je založen na využití obnovitelných zdrojů; ty ze své podstaty disponují malým výkonem, tudíž jejich využití přispívá k decentralizaci výroben. V rámci co nejekologičtějšího hospodaření s energií můžeme očekávat další snižování energetické náročnosti, vývoj technologií, umožňujících kvalitní dálkové řízení a koordinaci zdrojů, a v neposlední řadě také zvyšování účinnosti výroben. Leccos o našem budoucím vývoji nám mohou napovědět také stávající poměry v sousedním Německu, které se vydalo cestou

obnovitelných zdrojů. Do tohoto uspořádání energetiky dobře zapadá také využití kogenerace, tedy kombinované výroby elektřiny a tepla.

1.2 Motivace ke studiu malé kogenerace

Malé kogenerační jednotky se vyvíjejí - od aplikací pro lokální kotelny či velké firmy se posouvají i k využití v domácnostech. Když k možnosti dosáhnout z jednoho paliva dvou výstupních produktů přičteme pozitivní dopad na životní prostředí, úsporu primárních paliv, vysokou účinnost a další pozitiva, zdá se, že kogenerace nemá konkurenci a její využití je nezpochybnitelné.

Širší využití malých kogeneračních jednotek je nyní chápáno spíše jako záležitost budoucnosti, jelikož k plnému využití potenciálu, který kogenerace jistě nabízí, je třeba zdokonalení stávajících technologií a zavedení sériové výroby malých kogeneračních jednotek. Z mého pohledu je ale pro světlou budoucnost malé kogenerace nutné, aby se tato technologie dostala do povědomí široké veřejnosti, jelikož kogenerace (jako podporovaný zdroj) není, na rozdíl od obnovitelných zdrojů, tak známá. Obnovitelné zdroje jako takové jsou nyní chápány spíše negativně, a to nejenom z důvodu nepromyšlených dotací pro fotovoltaické panely, ale přispívá k tomu i to, s čím se lidé setkávají osobně, na fakturách za elektřinu – poplatek na podporu POZE. Proto si myslím, že je u malých kogeneračních jednotek důležité se nejenom koukat do budoucnosti, ale také hledat aplikace, ve kterých se využití malé kogenerační jednotky vyplatí i za dnešních podmínek, aby si lidé na tuto technologii vytvořili pozitivní náhled.

Malé kogenerační jednotky mohou sloužit například jako záložní zdroj elektřiny a tepla pro objekty, které potřebují jejich nepřetržitou dodávku. Jejich použití jakožto nouzových zdrojů může být realizováno i v ostrovním provozu nezávisle na síti. Kogenerační jednotky mají oproti většině obnovitelných zdrojů nespornou výhodu v tom, že můžeme přesně řídit a plánovat jejich výrobu. Vedle ukládání vyrobené energie do velkokapacitních baterií a akumulacích vodních zdrojů se dají kogenerační jednotky chápat jako berlička energetiky, pokud nastane odklon od konvenčních paliv a bude potřeba vyrovnávat energetickou bilanci z důvodu nemožnosti řízení obnovitelných zdrojů.

Jako překážku většího rozvoje malé kogenerace můžeme v dnešní době chápat nejistý ekonomický aspekt provozu malé kogenerační jednotky – dotační systém je neprůhledný a přísun dotací je z dlouhodobého hlediska nejistý.

1.3 Proč podporovat malé kogenerační jednotky

Bez systému podpor a dotací je provoz malé kogenerační jednotky v dnešních podmínkách neefektivní a nedává tak investorům pozitivní odpověď na jejich základní motivační otázku: „Za jak dlouho se mi moje investice vrátí a kolik na tom vydělám?“. Podpora kogenerace je zahrnuta ve státní energetické koncepci, je podporována také ze strany Evropské unie, a navíc je její rozvoj přínosný i z hlediska plnění cílů o snižování emisí, což by nás mělo motivovat k vytvoření podmínek pro její rozvoj. Vzhledem k tomu, že bez předpokladu ekonomické efektivnosti se nedá očekávat růst tohoto odvětví, je v zájmu rozkvětu kogenerace nutné podporovat budování a provoz malých kogeneračních jednotek, a to nejen finančně. Domnívám se, že provoz kogeneračních jednotek by se měl do budoucna obejít bez dotací. Systém dotací by měl fungovat jako motivace pro investory k podpoření startu a rozvoje odvětví, a pak by se mělo ukázat, zda je daná technologie perspektivní. Vzhledem k tomu, že v České republice již systém dotací funguje více než jedno desetiletí, měli bychom již dle mého názoru mít dostatek podkladů ke komplexnějšímu zhodnocení dotací do tohoto odvětví.

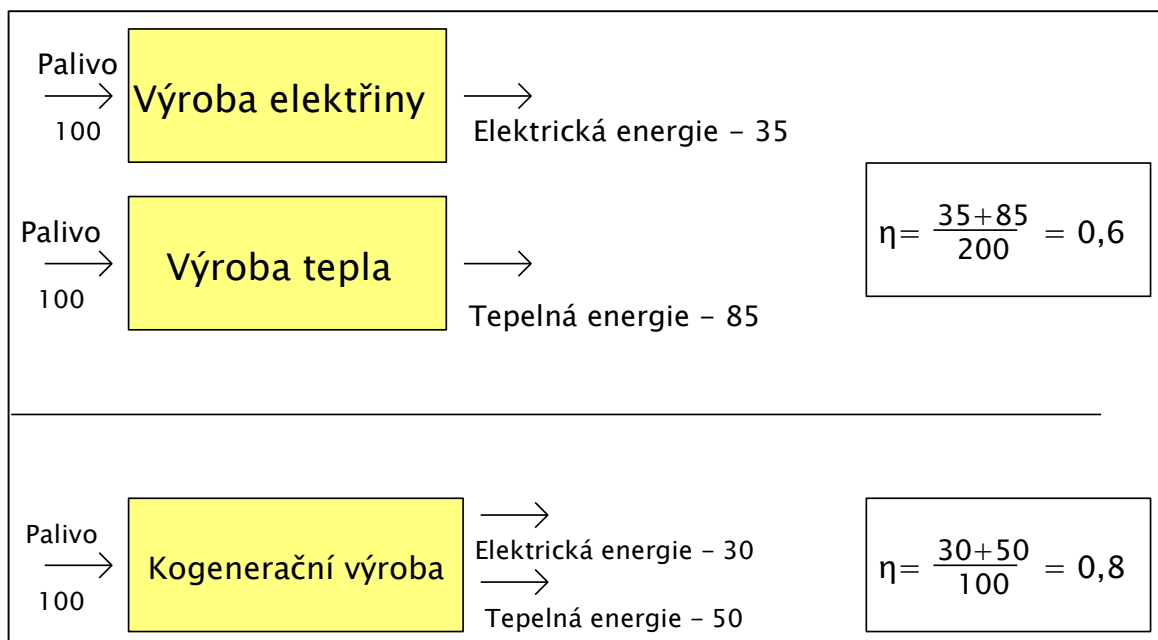
V České republice je zejména velká kogenerace vyvinutá vzhledem k jejímu dlouholetému využití v teplárenství. Ale nejen velká kogenerace je u nás hojně zastoupena – například známá Třebíčská firma TEDOM nainstalovala od svého založení v roce 1991 více než 3300 kogeneračních jednotek o celkovém výkonu přes 850 MW. Firma TEDOM kogenerační jednotky nedodává pouze na český trh, ale je i významným exportérem – vyváží nejen do evropských zemí, ale i do Ruska či USA [1].

Motivací a cílem mojí práce je tedy nejenom zjistit, jaké technologie se pro malou kogeneraci využívají, ale komplexně zhodnotit provoz malé kogenerační jednotky a posoudit ekonomiku jejího provozování včetně vlivu dotací. Dále bych ráda zhodnotila různé systémy podpory a dotací nejen u nás, ale i jinde v Evropě.

2 Základní pojmy a specifikace kogeneračních jednotek

Kogenerace je proces, při kterém se z jednoho paliva vyrábí elektřina a teplo zároveň – odpadní teplo, které by bylo při samostatné výrobě elektřiny vypouštěno bez užitku se spalinami do ovzduší, se využije k vytápění objektů či k ohřevu teplé vody. Tento způsob výroby je velice ekologický – energie paliva je využita až z 90% [2]

Mezi hlavní výhody kogeneračních jednotek patří především již zmíněné dobré ekologické aspekty - palivo se spaluje s vysokou účinností (až o 20 % větší než při odděleném spalování – jak ukazuje Obrázek 1), při čemž se uspoří až 40 % paliva oproti oddělené výrobě, s čímž souvisí omezení znečištění ovzduší tím, že se vypustí méně emisí CO₂ (ale i SO₂, NO_x, CO a prachu). Oproti obnovitelným zdrojům ale mají malé kogenerační jednotky ještě výhodu možnosti naplánování výroby, čímž mohou omezit krytí spotřeby výrobou z vysoce emisních zdrojů. Vedle ekologie je výhodné také to, že kogeneraci lze snadno napojit na stávající technologie, není tedy nutné budovat novou infrastrukturu. Elektřina z malých kogeneračních jednotek se spotřebovává většinou hned na místě výroby, čímž se značně omezí ztráty v přenosu soustavou.



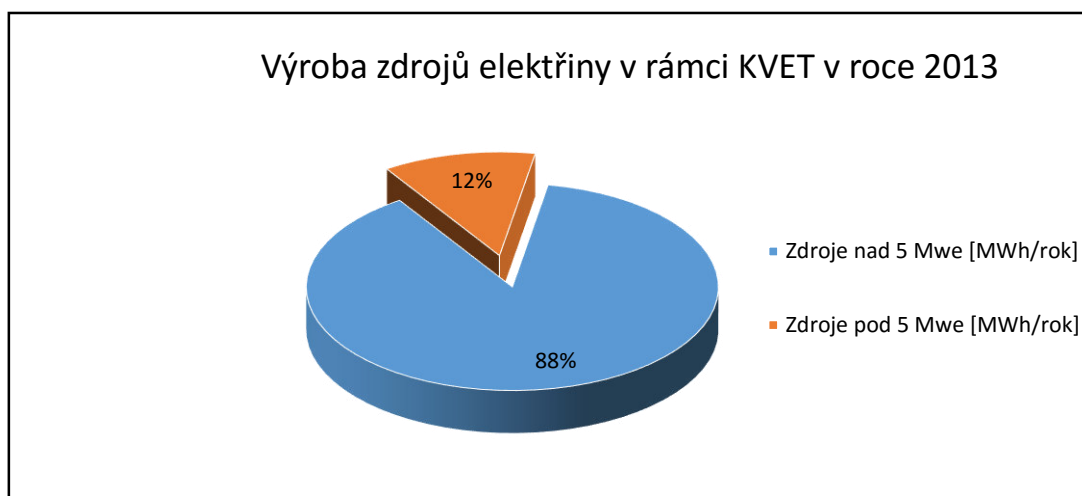
Obrázek 1 – Účinnost transformace primární energie [7]

Hlavní nevýhody kogeneračních jednotek jsou ty ekonomické – pořizovací ceny kogeneračních jednotek jsou vysoké a návratnost investice je nejistá. Vzhledem k tomu, že

prodávat přebytky výroby elektřiny do sítě se nevyplatí, je nutné naplánovat výrobu tak, aby jednotka jela co nejvíce hodin v roce, ale takovým způsobem, aby se celá výroba spotřebovala na místě. Jedním z hlavních technických nedostatků kogeneračních jednotek je hluk, který při provozu vzniká. To se ale dá vyřešit tím, že se kogenerační jednotka uzavře do zvukotěsného obalu. Pokud je navíc jednotka daleko od obydlené oblasti, zavřená v hale, kam nikdo běžně nechodí, tento aspekt pak není tak důležitý.

2.1 Typy kogenerace

V České republice se principu kogenerace využívá již delší dobu – velké teplárny, které krom elektřiny vyrábí i teplo, jej již několik desetiletí posílají do dálkového systému CZT (Centralizované zásobování teplem). Od 90. let se ale rozvíjí opačný trend – DZT (Decentralizované zásobování teplem), při kterém se elektřina a teplo vyrobí v malé kogenerační jednotce a spotřebuje se na stejném místě. V posledním desetiletí můžeme pozorovat výrazný nárůst počtu malých kogeneračních jednotek (tzn. do 5 MW), a také klesající podíl velké kogenerace; je ale nutné si uvědomit, že procento výroby elektřiny z velkých zdrojů je pořád daleko větší než z malých jednotek – dokládají to data znázorněná na grafu 1.



Graf 1 – Výroba zdrojů elektřiny v rámci KVET v roce 2013 [3]

2.1.1 Velká kogenerace – teplárenství

Ačkoliv se ve své práci budu zabývat malou kogenerací, pro úplnost přidám i pár informací o velké kogeneraci – předchůdkyni malých kogeneračních jednotek. Podle Teplárenského sdružení ČR [3] pokrývá KVET (kombinovaná výroba elektřiny a tepla) téměř 14 % netto spotřeby elektřiny v ČR a téměř 2/3 dodávek tepla do CTZ. Teplo mohou do soustavy dodávat různé typy druhů zdrojů, jako jsou uhelné teplárny nebo jaderné elektrárny.

Například na sever Prahy je dodáváno teplo 30 km dlouhým teplovodem z tepelné elektrárny Mělník a město Týn nad Vltavou je zásobováno teplem z nedaleké jaderné elektrárny Temelín.

2.1.2 Malá kogenerace – do 5 MW

Za malou kogeneraci považujeme kogenerační jednotky do výkonu 5 MW, které vyrábí elektřinu a teplo pro přímou spotřebu v místě výroby. Teplo, které je tímto způsobem vyrobeno, slouží k ohřevu teplé vody nebo k vytápění objektů. Většina vyrobené elektřiny poslouží ke spotřebě objektů, přebytky může majitel prodat do rozvodné sítě. Možným technologiím a používaným palivům se budu podrobněji věnovat v následující kapitole.

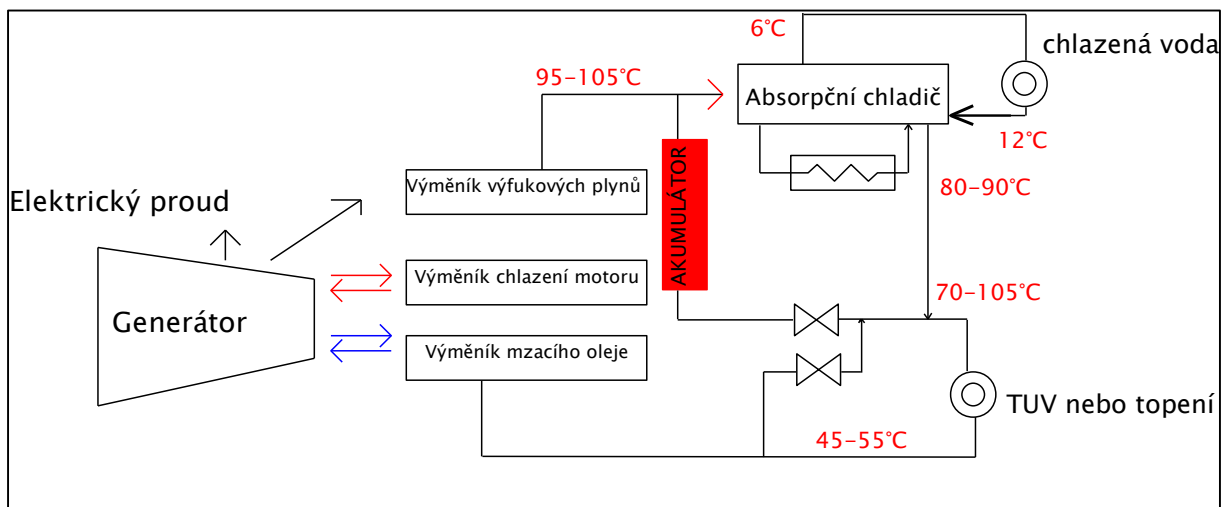
Kogenerační jednotkou můžeme v podstatě nahradit kotel, používat ji tak pro vytápění, a vyrobenou elektřinu spotřebovat namísto elektřiny ze sítě. Vzhledem k tomu, že pořizovací cena kogenerační jednotky je však daleko vyšší, než cena kotle, bude se její majitel v zájmu co nejekonomičtějšího provozu snažit ji využívat co nejvíce, a krýt její výrobou svůj diagram odběru elektřiny a především tepla. Ekonomicky výhodná je tedy její instalace pouze tam, kde je celoročně co největší potenciál odběru tepla. Můžou to být malé penziony, lázně, nemocnice nebo menší podniky; jednotky malého výkonu pak mohou být instalovány i v malých domech.

Díky možnosti řídit svou výrobu mohou být malé kogenerační jednotky použité také k vyrovnávání bilance v přenosové soustavě a poskytovat tak některé podpůrné služby. Princip tzv. virtuální (rozptýlené) elektrárny spočívá v dispečerském řízení více malých zdrojů, umístěných v různých lokalitách – navenek ale vystupujících jako jeden celek. Pokud se jeden ze spojených zdrojů porouchá, je snadno nahraditelný jiným. V ČR takové elektrárny provozuje například TEDOM či Amper Market.

2.1.3 Trigenerace

V místech, kde není možné zaručit celoroční odběr tepla, se nabízí jako alternativa využití trigenerace – kombinované výroby elektřiny, tepla a navíc i chladu. Jedná se o spojení kogenerační jednotky a absorpčního chladiče. Produkované teplo se tedy využije k výrobě chladu tím, že odejme teplo jinému médiu. V zimě tedy může být jednotka využita pro vytápění a v létě k chlazení, což zvyšuje možnou dobu chodu a zlepšuje ekonomii provozu jednotky. Chladicí směs cirkulující systémem se nejprve zahřeje a při expanzi ve výparníku pak ochlazuje, čímž ochladí vodu ve výměníku. Pro ochlazení na 6-12 °C se používá směs vody a bromidu lithnatého, pro dosažení minimální teploty kolem -60 °C se místo bromidu lithnatého použije čpavek. Absorpční chladicí jednotka využije až 80% tepelného výkonu kogenerační

jednotky na chlazení vody [4]. Praktické využití trigenerace můžeme vidět například v Plzeňském pivovaru, kde se navíc provoz obejde i bez dotací.

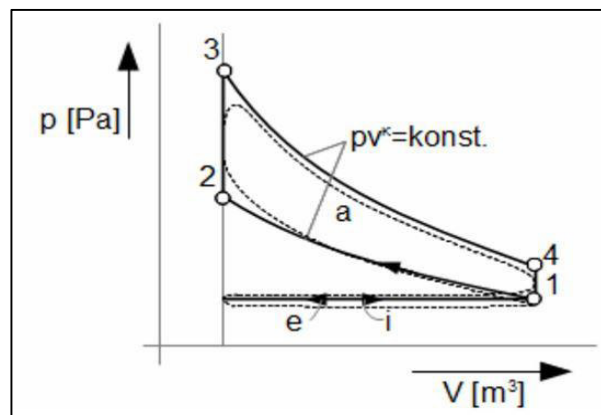


Obrázek 2 – Princip trigenerace

2.2 Popis technologií, používaných pro kogeneraci

2.2.1 Spalovací plynový motor

Pro pohon kogeneračních jednotek o výkonu v řádech desítek kW_e až jednotek MW_e se nejčastěji setkáváme s využitím zážehových spalovacích motorů, čili princip s vnitřním spalováním. Spalovací motory fungují na principu tzv. Ottova cyklu. Ideální Ottův oběh je se skládá ze 4 vratných termodynamických změn. Na obrázku 3 je



Obrázek 3 – p-V diagram Ottova cyklu [5]

znázorněn ideální (plnou čarou) a skutečný (tečkovaně) Ottův cyklus. Pro ideální oběh by byla potřeba, aby motor běžel po fázích – jelikož ale v praxi běží motor nepřetržitě, je zřejmé, že ideálnímu cyklu se můžeme pouze přiblížit.

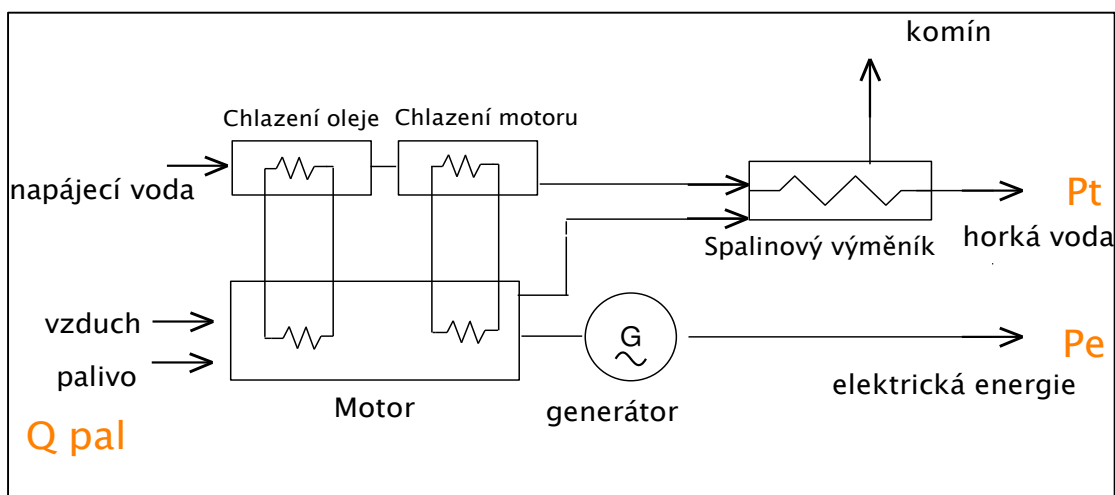
První fází, znázorněnou v p-V diagramu, je sání („i“), při které se do válce nasává směs plynu se vzduchem. Druhou fází je izoentropická¹ komprese („1-2“), při které je sací ventil uzavřen a směs je stlačována. Konečná kompresní teplota musí být nižší než teplota vznícení směsi, ale zároveň musí být dostatečná teplotě hoření. Následuje fáze izochorického² hoření

¹ Izoentropický děj – termodynamický děj, při kterém se nemění entropie soustavy

² Izochorický děj – termodynamický děj, při kterém zůstává konstantní objem soustavy

směsi („2-3“), při které se v důsledku zapálení svíčky prudce zvýší tlak a teplota směsi. Při následující fázi adiabatické³ expanze horkých spalín působí spaliny na píst, který se pohybuje směrem dolů. V poslední fázi („4-1“) se odvede teplo, a část spalín z válce je odvedena do výfuku. Oběh končí, pokud se vyfouknou všechny spaliny („e“). [5]

Princip fungování kogenerační jednotky s plynovým motorem je znázorněn na obrázku 4. Použitým palivem bývá nejčastěji zemní plyn, ale může jim být i důlní plyn nebo například bioplyn. Plyn se nasává společně se vzduchem do spalovací komory motoru, který pohání elektrický generátor za účelem výroby elektřiny. Pomocí tepelných výměníků (každý pro jinou teplotní úroveň) je pak ze spalín a z části motoru získáno teplo, které může být následně dodáno spotřebiteli. Tento typ kogeneračních jednotek je výhodný zejména pro ohřev vody. Je-li potřeba krom vody ohřát i páru, můžeme teplo výfukových spalín použít přímo k výrobě páry. Voda se teplem spalín ohřeje na teplotu, přesahující 150 °C (podle potřebného tlaku páry), a přes škrtkovací ventil a odlučovač vlhkosti je vzniklá pára odváděna do sítě. [6]



Obrázek 4 – Princip fungování KJ se spalovacím motorem na zemní plyn

První dva výměníky odvádí teplo z bloku motoru a z oleje. Vstupní chladicí voda musí mít teplotu nejvýše 60 °C [6] a může se ohřát maximálně na 80 °C (pokud je primární okruh tlakový, může teplota stoupnout i ke 100°C). Voda pokračuje do dalšího výměníku, kde využívá tepla výfukových plynů o teplotě okolo 500 °C, které ji tak dokážou ohřát až na 110 °C. Výměníky jsou zapojeny do série – ohřívána (vratná) voda nejprve projde prvním výměníkem a předeřtá potom putuje do druhého výměníku, kde se její teplota zvýší na požadovanou úroveň. Nejčastěji je teplotní spád topné vody a vratné vody 90/70 °C – což jsou běžné parametry používané pro teplovodní systémy. Jelikož odběr tepla z kogenerační jednotky

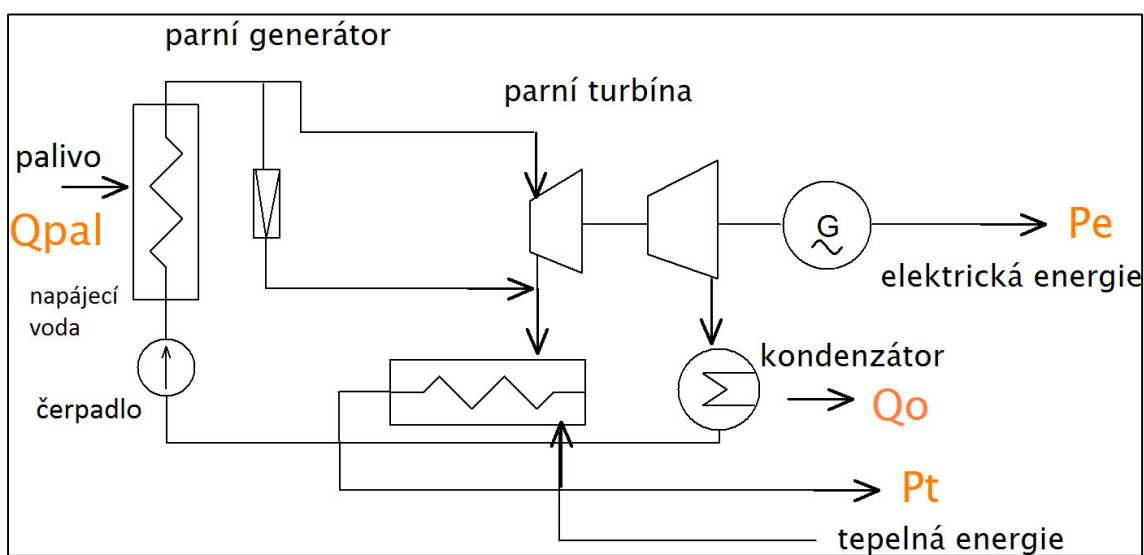
³ Adiabatický děj - termodynamický děj, při kterém nedochází k tepelné výměně mezi plynem a okolím

nemusí být zajištěn po celou dobu jejího provozu, jsou jednotky vybaveny i vzduchovým chlazením, kdy je teplo z kogenerační jednotky odváděno přímo do atmosféry.

Tento typ kogenerační jednotky se dá použít téměř všude – důležitý je přívod plynového potrubí a správné odvětrávání místnosti. Kogenerační jednotka je zabudována do skříně, která bývá většinou protihluková; stačí jen vyvést spaliny do atmosféry, a připojit přívodní a vratné potrubí k otopnému systému. Provoz jednotky je řízen automaticky, bez požadavku na trvalou obsluhu. Nutné je akorát provést kontrolu (zejména parametrů oleje) po stanoveném počtu provozních hodin.

2.2.2 Parní turbína

Další technologií, která je ale využívána spíše pro velkou kogeneraci, je parní turbína. Princip parního cyklu spočívá v klasickém Rankinově oběhu - pára, která vstupuje z parního generátoru do turbíny, je vyrobená většinou teplem uvolněným z tuhých fosilních paliv, nejčastěji pak z hnědého uhlí. Další cesta páry se liší podle toho, jaká turbína byla ve výrobě použita. Pokud pára vstupuje do protitlaké turbíny, je po průchodu turbínou přímo napojena na topnou soustavu. Pokud ale nemáme zajištěný trvalý odběr vyprodukovaného tepla, turbína se nebude točit, a nebude tak vyrábět elektřinu. Tuto nevýhodu protitlaké turbíny částečně řeší odběrová kondenzační turbína – umožňuje do jisté míry regulovat množství páry, která turbínou prochází – teplo můžeme dodávat díky odběru páry z turbíny přímo v průběhu expanze. Odběrové kondenzační turbíny bývají používány tam, kde je preferována produkce elektřiny – teplo je tedy chápáno pouze jako vedlejší produkt kombinované výroby. [7]

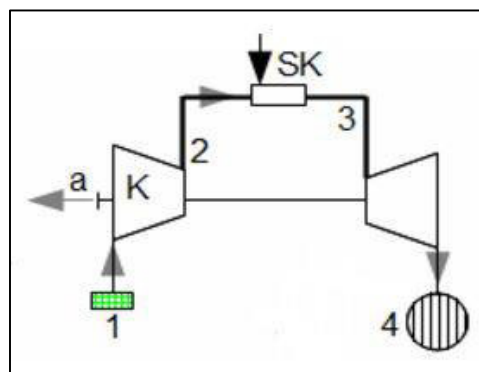


Obrázek 5 – Princip kogenerační jednotky s parní turbínou

Pro parní turbínu můžeme využít různé typy paliv, například plyn, ale i biopalivo nebo dřevo – kotel je oddělen od parogenerátoru, a zplodiny ze spalování tak neznečišťují pracovní látku tepelného oběhu.

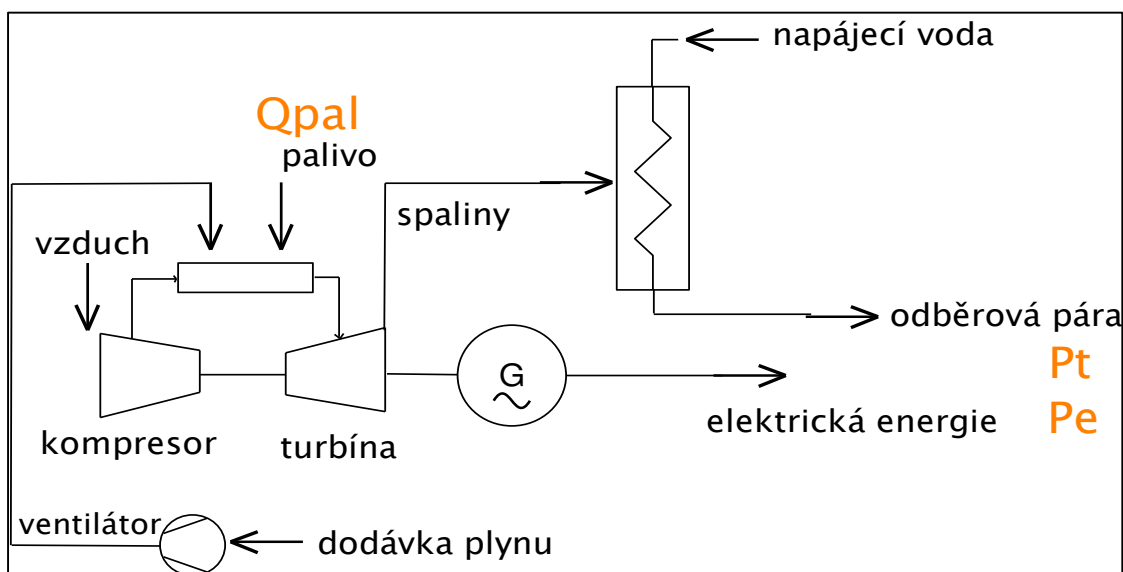
2.2.3 Spalovací plynová turbína

Kogenerační jednotky s plynovou spalovací turbínou fungují na principu otevřeného Braytonova oběhu – schéma znázorňuje obrázek 7. Kompresor („K“) stlačuje vzduch ze stavu „1“ do stavu „2“, ten poté proudí do spalovací komory, kde se smísí s palivem a hoří při konstantním tlaku. Poté putuje do turbíny, kde adiabaticky expanduje a koná práci (pohání alternátor nebo kompresor). Pracovní médium



Obrázek 7 – Braytonův oběh [5]

se poté ochladí v chladiči, spaliny se vyfouknou, a oběh může začít od začátku. V teplárnách se dále můžeme setkat s plynovou turbínou s rekuperací odpadního tepla. Tato turbína využívá energii spalin, jenž ohřívají vzduch stlačený kompresorem, který poté expanduje uvnitř turbíny.

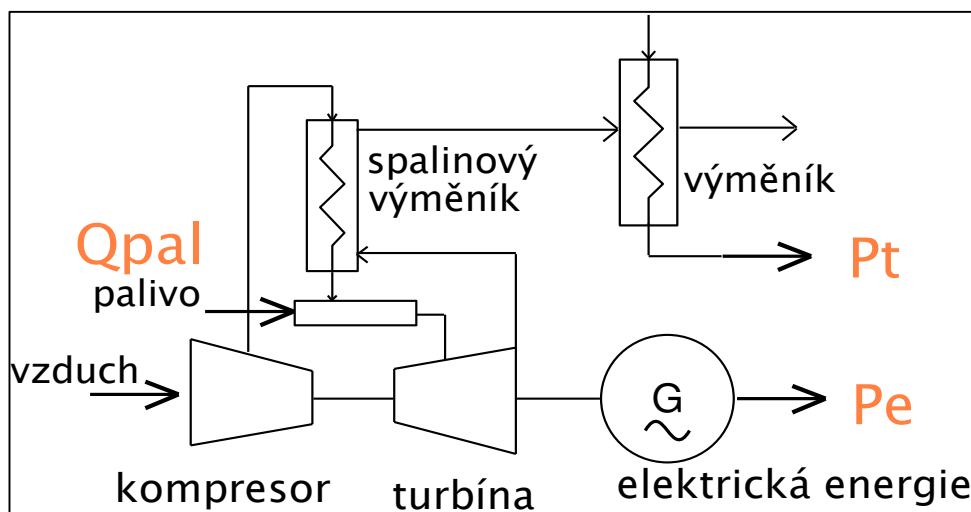


Obrázek 6 – Kogenerační jednotka s plynovou spalovací turbínou

2.2.4 Mikroturbína

Mikroturbíny pracují na podobném principu jako velké plynové turbíny, ale mají nižší výkony, nižší teplotu vzduchu, který vstupuje do kompresoru, a větší tlakový poměr. Oproti větším turbínám se u mikroturbín používají vysokorychlostní generátory, které jsou vzhledem k vysokým otáčkám turbíny výhodné. Není třeba používat převodovku, která bývá obecně velmi namáhaná, což zmenšuje a zlehčuje celou konstrukci. Pro vysoké otáčky jsou

u mikroturbín upravené i ložiska. Používají se vzduchová ložiska, což vzhledem k tomu, že je není nutno mazat, značně zjednodušuje údržbu. Celá konstrukce mikroturbíny je jednoduchá – její soustrojí spočívá z jediného pohyblivého dílu. Na společné hřídeli můžeme najít jednostupňový kompresor, jednostupňovou turbínu a generátor. Schéma mikroturbíny je znázorněno na Obrázek 8. Na jejím výstupu vidíme spalínový výměník, který teplem spalín ohřívá teplou vodu. Mikroturbína může spalovat klasický zemní plyn, ale i skládkový plyn či bioplyn. Jelikož jsou mikroturbíny poměrně nová zařízení, jejich technologie se zdokonalují, účinnost se zvyšuje a postupně se tato technologie zavádí do běžné praxe. V České republice je nyní instalovaných přibližně 10 mikroturbín; první instalace byla provedena v Českém Brodě, další se například zkoumá na VŠB-TU v Ostravě. [8], [9]



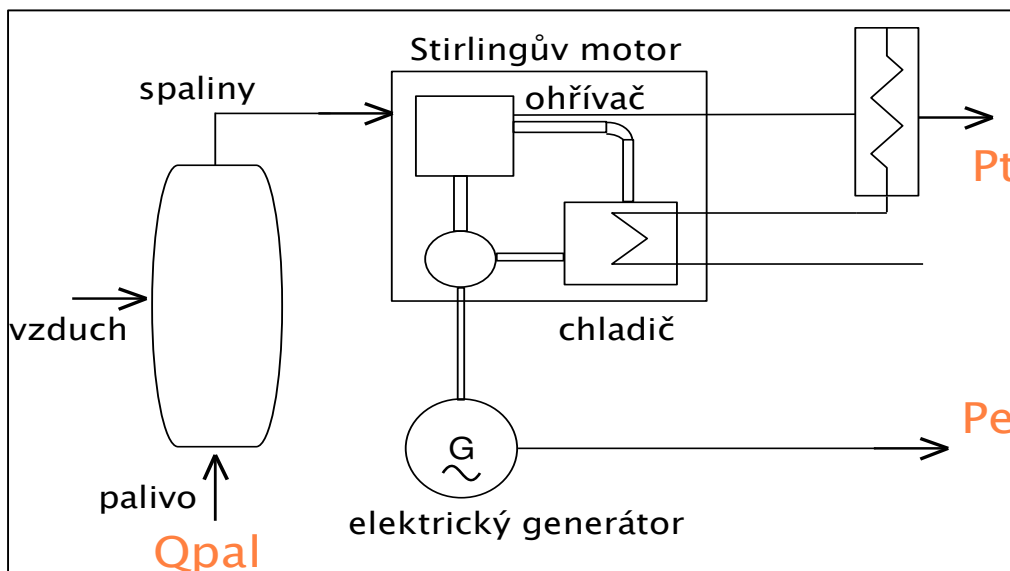
Obrázek 8 – Schéma mikroturbíny

2.2.5 Stirlingův motor

Jednou z nejstarších technologií, používaných pro kogenerační jednotky, je Stirlingův motor. Byl vyvinut již v 19. století, v době velkého rozmachu techniky, kdy se hledala vhodná technologie pro pohon průmyslových strojů. Stirlingův motor byl v té době považován za nadějný konkurenta spalovacích motorů, u kterých docházelo často k výbuchům parního kotle. Na začátku 20. století ale z důvodu nízkých cen ropy zvítězila technologie spalovacích motorů a Stirlingův motor se přestal používat. Vzhledem k jeho nesporným přednostem nyní ale jeho vývoj pokračuje, a do budoucna se očekává jeho další zdokonalování a rozšíření.

Stirlingův motor je znázorněný na obrázku 9. Je to pístový motor s vnějším spalováním, což chrání vnitřní součásti motoru před opotřebením, zvyšuje jeho životnost a snižuje nároky na údržbu. Z důvodu externího spalování je také možné použít různé druhy paliv. Energie paliva je předávána pracovnímu plynu, kterým může být například vzduch, dusík nebo helium.

Důležitými kritérii jsou dobrá tepelná vodivost a roztažnost. Pracovní plyn je nejprve stlačen ve studeném válci, a poté se v důsledku zahřívání roztahuje a expanduje v teplém válci, poté je opět ochlazen v chladiči. Střídání teplot zapříčiňuje změnu objemu plynu, což přes hřídel vyvolá otáčivý pohyb, čímž se tepelná energie mění na mechanickou a prostřednictvím připojeného generátoru dostáváme vyrobenou elektřinu. Teplá voda, která odhází na výstupu z chladiče, pak může být použita například k vytápění objektů. [7], [10]



Obrázek 9 – Princip fungování kogenerační jednotky se Stirlingovým motorem [7]

2.2.6 Organický Rankinův cyklus (ORC)

Princip ORC vychází z Rankin-Clausiova cyklu, na jehož principu fungují velké tepelné elektrárny. Pracovní látkou je voda, která je nejprve zahřáta, výsledná pára pak expanduje v turbíně a po průchodu kondenzátorem je ochlazená a okruh pokračuje od začátku. U ORC se místo vody využívá jako pracovní látka organická sloučenina, nejčastěji silikonový olej. Tento olej expanduje při nižší tlaku než voda, což snižuje i teplotu v celém oběhu a je tedy možné spalovat i paliva s nižší výhřevností při vysoké účinnosti. Tato technologie se tedy nabízí ve spojitosti se spalováním biomasy. Organická látka poté putuje do výparníku, vzniklé páry expandují v turbíně a poté v kondenzátoru předávají tepelnou energii chladicí vodě, která tak může teplem zásobovat přilehlé objekty. [7], [11]

2.2.7 Palivový článek

Kogenerační jednotky s palivovým článkem jsou založeny na chemické reakci plynu se vzduchem. Elektrická energie je zde vyráběna přímo přeměnou chemické energie v palivu, nemusíme tedy uvažovat ztráty způsobené další přeměnou na energii tepelnou. Palivový článek je tvořen elektrodami (anoda a katoda) a elektrolytem (hydroxid draselný, kyselina

fosforečná...)). Do prostoru kolem anody se přivádí palivo, na katodu se přivádí vzduch, čímž palivo ionizuje, elektrony se zachytí na anodě, protony putují přes elektrolyt ke katodě. Mezi elektrodami se vytváří elektrické napětí a článek tedy může vyrábět elektřinu. Vzhledem k tomu, že se v článku vyrábí stejnosměrný proud, je pro dodávku elektřiny nutné zapojit do jednotky střídač. Palivové články pracují na principu opačném k elektrolýze vody⁴ – produktem reakce je tedy vedle elektřiny i voda. Odpadní teplo pak můžeme odvést a dále jej smysluplně použít.

Nejvýhodnějším palivem pro palivové články je z provozního hlediska bezpochyby vodík; jelikož ale dosud nebyly vyřešeny problémy s jeho získáním a skladováním, používá se jako palivo většinou zemí plyn. V dnešní době jsou palivové články spíše ve stadiu vývoje a pro běžné použití jsou tak příliš drahé. Pokud se ale technologie palivových článků dostane do hromadné výroby a dojde tak ke snížení její ceny, má pro použití v kogeneraci vzhledem k nesporným výhodám jistě velké perspektivy. Palivové články nemají otáčivé části, které by byly při provozu namáhány, pracují na jednoduchém principu, mají vysokou účinnost, jelikož při výrobě elektřiny nedochází k „mezistupni“ v podobě transformace energie paliva na energii tepelnou, mají velmi nízké emise a jejich provoz je velice tichý. [9]

2.3 Využití technologií pro malou kogeneraci

Z předchozích kapitol můžeme vyvodit pro praktické využití kogeneračních jednotek několik závěrů. Z popsaných technologií se samozřejmě pro malou kogeneraci nehodí použití velkých turbín, které se využívají spíše ve velkých teplárnách. Nejrozšířenější pro malou kogeneraci jsou v dnešní době kogenerační jednotky s vnitřním spalováním se spalovacím motorem. Důvodem je prostý fakt, že spalovací motory jsou v dnešní době hojně využívány pro automobilovou dopravu, prošly tedy dlouhým a pečivým vývojem, s jejich používáním máme dlouhé zkušenosti a jejich cena je velmi nízká. Naopak mezi jejich nevýhody patří vnitřní spalování, které omezuje využití určitých paliv. Motor obsahuje hodně pohyblivých částí, které se tímto opotřebovávají a nemají dlouhou životnost.

Ostatní technologie jsou v dnešní době spíše doplňkové, jelikož jejich cena je daleko vyšší než u spalovacího motoru. Dalším problémem nových technologií je také jejich dostupnost. Ačkoliv se objevují v katalogích výrobců, je jejich koupě a dodávka často spojena

⁴ Elektrolýza je fyzikálně-chemický jev, při kterém dochází v důsledku průchodu stejnosměrného proudu vodivou kapalinou (zde voda) k pohybu kladných iontů k záporné elektrodě a naopak. Z vody se uvolňuje vodík u jedné a kyslík u druhé elektrody.

s dlouhými čekacími lhůtami. Také při provozování takové kogenerační jednotky se můžeme potýkat s problémy, například s nedostupným nebo nedostatečným servisem. Za předpokladu vývoje a zdokonalení však tyto technologie určitě mají v budoucnosti své místo z důvodu nesporných výhod.

Pro malou kogeneraci můžeme z těchto nových technologií použít mikroturbínu. Její výhody spočívají v malých rozměrech, snadné údržbě, menším počtu rotujících součástí a hlavně v menším množství vypuštěných emisí. V dnešní době ale mikroturbíny nejsou příliš rozšířené, používají se zejména pro výzkumné projekty. Využití ORC cyklu se pro malé kogenerační jednotky nabízí v souvislosti s ekologickým spalováním biomasy díky možnosti spalování při nízké teplotě, které slibuje i využití nízkopotenciálního tepla z biomasy. Bohužel je tato technologie pro malou kogeneraci hodně složitá a nákladná. Využití Stirlingova motoru, jakožto jednoduchého stroje s nízkými emisemi, u kterého není výroba tepla přímo vázána na výrobu elektřiny, je bohužel limitováno nedostatkem zkušeností s jeho provozem při nízkých výkonech a nutností vnějšího přívodu tepla. Využití palivových článků s extrémně nízkými emisemi a přímou přeměnou chemické energie na elektřinu je bohužel zatím nemožné z důvodu vysokých nákladů, nízké doby životnosti a nedořešenou otázkou spalování vodíku.

Co se týče paliva pro kogenerační jednotky, používáme nejčastěji zemní plyn, který je jako palivo technicky nejsnáze použitelný – není nutné jej před použitím jakkoliv upravovat a je jednoduché ke kogenerační jednotce přivést; nevznikají tak další náklady a problémy s dopravou. Použití zemního plynu je navíc výhodné i ekonomicky (nízká cena, dostatek zdrojů) a ekologicky (malé znečištění ovzduší). Dále můžeme jako palivo použít také propan či nafta nebo alternativní paliva jako bioplyn nebo důlní plyn. Do budoucna se počítá s větším využitím biologických paliv, bohužel je jejich použití spojeno s vyššími technologickými i provozními požadavky a mnoho výrobců v dnešní době garantuje provozní parametry a dobu životnosti kogenerační jednotky pouze za předpokladu spalování zemního plynu. Z výše uvedených důvodů jsem si pro podrobnější studium vybrala jednotky spalující zemní plyn.

3 Legislativní předpisy ovlivňující situaci v ČR

3.1 Popis stávajícího legislativního systému

Stávající systém podpory kombinované výroby elektřiny a tepla má své kořeny v zákoně z roku 1994, který upravoval podmínky podnikání v energetických odvětvích v ČR a reagoval tak na liberalizaci trhu s elektřinou – již tehdy musela být elektřina z kogenerace povinně vykupována. První cenové rozhodnutí vydané po založení Energetického regulačního úřadu v roce 2002 obsahovalo podmínky pro výkup elektřiny z kombinované výroby. Pro elektřinu vyrobenou v kogeneračním zařízení do výkonu 5 MW_e a dodanou do distribuční soustavy byla stanovena minimální výkupní cena 1130 Kč/MWh (pro elektřinu z kombinované výroby nad 5 MW_e to bylo 970 Kč/MWh). Od roku 2004, kdy ČR vstoupila do EU, jsou české zákony do jisté míry ovlivňovány evropskými normami. Původní 2 kategorie (do 5 MW_e a nad 5 MW_e) se rozdělily dále na více menších kategorií podle výkonu, provozních hodin za rok či podle úspory primární energie. V této kapitole popíšu nejen českou legislativu, ale i evropskou, která jí do jisté míry „ukazuje cestu“. [12]

3.1.1 Vazba na legislativu EU

Podpora kogenerace v České republice má původ i v legislativě Evropské unie. Stěžejní je v tomto směru směrnice Evropského parlamentu a Rady 2012/27/EU o energetické účinnosti [13], která nahradila směrnici Evropského parlamentu a Rady 2004/8/ES o podpoře kombinované výroby elektřiny a tepla [14]. Dalšími směrnicemi, které se kogeneraci okrajově věnují, jsou směrnice Evropského parlamentu a Rady o podpoře využívání energie z obnovitelných zdrojů [15] a Směrnice Evropského parlamentu a Rady 2010/31/EU o energetické náročnosti budov [16]. Podle dnes již neplatné směrnice [14] měl každý členský stát povinnost vypracovat analýzu potenciálu využití KVET (v ČR byla vypracována roku 2006 na základě studie z roku 2004) do roku 2007 a dále každé 4 roky vyhodnocovat pokrok při zvyšování podílu vysokoúčinné KVET. Od roku 2014, kdy byla směrnice nahrazena, má každý stát povinnost každoročně zasílat Evropské komisi statistické údaje, a do konce roku 2015 a dále každých 5 let pak komplexní posouzení potenciálu KVET. Členské státy používají různé systémy podpor; společným znakem by však vedle objektivitu, nediskriminačního přístupu a odstranění právních překážek měla být podpora kombinované výroby tam, kde je ekonomicky odůvodnitelná poptávka po teple a chlazení. Zpracováním národních potenciálů, ale i vytvořením postupů pro jednotlivé státy EU se zabývaly i projekty financované Evropskou unií CODE (Cogeneration Observatory and Dissemination Europe) a navazující CODE 2. [17], [18]

Podpora decentralizované výroby energie (a do ní náležících zařízení pro kombinovanou výrobu elektřiny a tepla s příkonem do 20 MW) je jedním z prostředků, které Evropská unie podporuje ve své směrnici o energetické účinnosti. [13] Aby přispěla k většímu rozšíření kogenerace, vydala EU v rámci [13] další opatření – nová, nebo podstatně rekonstruovaná zařízení na výrobu elektřiny by měla být vybavena kogeneračními jednotkami, aby bylo možné využít odpadní teplo. Z tohoto důvodu musí každé takové zařízení projít analýzou nákladů a přínosů. Tato analýza by měla posoudit lokální situaci v blízkosti potenciálního umístění kogenerační jednotky, dále definovat referenční bod (výchozí úroveň) a prozkoumat dopady alternativních scénářů. Hlavním kritériem, podle kterého by se výpočty měly řídit, je čistá současná hodnota (NPV); zahrnout by se do něj mělo co nejvíce externích nákladů, jako je například vliv investice na zdraví nebo na životní prostředí. Bohužel, aby se tyto externí náklady mohly v analýze použít, musela by být v národní či evropské legislativě jasně stanovena jejich tržní cena, což bohužel není a tak dochází k řadě nepřesností ve výpočtech.

Pokud se na tuto problematiku podíváme komplexněji, zjistíme, že země, které se dosud úsporami primární energie a ochranou životního prostředí příliš nezabývaly, mají před evropskou legislativou jakousi výhodu - mají větší potenciál úspor a ke splnění cílů nemusí dělat tak velké zásahy. Stačí jim udělat opatření, která mají ostatní státy dávno za sebou, což jim postačí ke splnění cílů. Předpisy totiž nezohledňují již provedené investice do zlepšování účinnosti, a tak i země, která má hospodářství efektivní, musí hledat cesty pro další snižování energetické náročnosti.

Provozovatel přenosové a distribuční soustavy pak musí zaručit připojení zařízení vyrábějícího elektřinu kombinovaně s teplem do soustavy (členské státy mohou připojení k síti legislativně usnadnit). Při dispečerském řízení se obnovitelné zdroje elektřiny (OZE) nasazují přednostně – mezi jednotlivými druhy OZE je pak jasně definované pořadí, které si určí každá členská země podle svého energetického mixu. Pro připojení k soustavě musí majitel zařízení dostat od PPS veškeré potřebné informace týkající se nákladů a důležitých termínů.

Směrnice také stanovuje pravidla pro vydávání záruky o původu elektřiny. Toto osvědčení slouží výrobcí elektřiny k tomu, aby mohl prokázat a zaručit, že jím vyrobená elektřina pochází z vysoko účinné kombinované výroby elektřiny a tepla, čili z kogenerační jednotky malého výkonu či mikrokogenerační jednotky s úsporou primární energie alespoň

10 % ve srovnání s oddělenou výrobou elektřiny a tepla. Úsporu primární energie (PES) vypočítáme podle vzorce uvedeného v příloze II [13]:

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{CHP H\eta}{Ref H\eta} + \frac{CHP E\eta}{Ref E\eta}} \right) * 100 \%$$

- PES – úspora primární energie
- $CHP H\eta$ – účinnost tepla, pocházejícího z kombinované výroby tepla a elektřiny
- $CHP E\eta$ – elektrická účinnost kombinované výroby tepla a elektřiny
- $Ref H\eta$ - referenční hodnota pro oddělenou výrobu tepla (Zohledňuje rok výstavby, druh paliva, klimatické podmínky, použité technologie...)
- $Ref E\eta$ - referenční hodnota pro oddělenou výrobu elektřiny (Zohledňuje rok výstavby, druh paliva, klimatické podmínky, použité technologie...)

Ve vydaném osvědčení najdeme zejména základní data o kogenerační jednotce – její typ, výkon, datum uvedení do provozu, umístění, účinnost či velikost úspory primární energie. Dále by v něm měla být zapsaná kalorická hodnota zdroje paliva, z něhož je elektřina vyrobena, datum a místo výroby a množství elektřiny (nebo tepla), na kterou se záruka vztahuje, a do jaké míry využilo zařízení některou z podpor.

Tyto směrnice Evropské unie mají členské státy povinnost implementovat do národních legislativ. O tom, jak se s implementací vypořádala Česká republika, vypovídá následující kapitola.

3.1.2 Zákony platné v ČR

V České republice upravuje pravidla pro kombinovanou výrobu elektřiny a tepla zákon o podporovaných zdrojích energie [19], zákon o hospodaření energií [20], dále vyhláška č. 453 o elektřině z vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla a elektřině z druhotných zdrojů [21] a vyhláška č. 347, kterou se stanoví technicko-ekonomické parametry obnovitelných zdrojů pro výrobu elektřiny a doba životnosti výroben elektřiny z podporovaných zdrojů [22]. Obecný rámec pak stanovuje státní energetická koncepce [23] – ta se snaží vytyčit cesty, kterými má Česká republika dostát svému závazku vyrábět do roku 2020 z obnovitelných zdrojů 13 % hrubé konečné spotřeby energie. Vysoký stupeň využití energie v palivu při kogeneraci je hlavním důvodem, proč mají výrobní přecházet na kogenerační výrobu, a proč chce stát vytvořit podmínky pro rozvoj mikrokogenerace a pro rozumnou integraci kogeneračních jednotek do sítě; přednost by však mělo mít využití energie

z kogenerace pro vlastní spotřebu výrobce. Výhodná pro kogeneraci je pak i podpora decentralizovaných zdrojů a využití zemního plynu.

Ačkoliv česká legislativa vychází z té evropské, ráda bych na tomto místě upozornila na pár drobných odlišností v definicích základních pojmů. Evropské předpisy shodně definují kombinovanou výrobu tepla a elektřiny jako „současnou výrobu tepelné energie a elektrické nebo mechanické energie v jednom procesu“ [13], kdežto česká legislativa ji určuje jako „přeměnu primární energie na energii elektrickou a užitečné teplo ve společném současně probíhajícím procesu v jednom výrobním zařízení“ [19]. Ačkoliv jsou rozdíly jen minimální, vidíme, že podle evropské legislativy nemusí, na rozdíl od českých předpisů, výroba probíhat v jednom zařízení a podle evropských předpisů je navíc podporována i vyrobená mechanická energie. Dalším rozdílem je vymezení pojmu „užitečné teplo“. Podle evropských předpisů je to „teplo vyrobené v procesu kombinované výroby tepla a elektřiny k uspokojování ekonomicky odůvodněné poptávky po vytápění a chlazení“, přičemž ekonomicky odůvodnitelnou je ta poptávka, která „nepřekračuje potřeby tepla nebo chlazení, a která by byla za tržních podmínek jinak uspokojována jinými procesy výroby energie než kombinovanou výrobou tepla a elektřiny“ [13]. Podle české legislativy je to ale „teplo vyrobené v procesu kombinované výroby elektřiny a tepla sloužící pro dodávky do soustavy zásobování tepelnou energií nebo k dalšímu využití pro technologické účely s výjimkou odběru pro vlastní spotřebu zdroje a tepelné energie využitě k další přeměně na elektrickou nebo mechanickou energii“ [19]. V české legislativě tedy úplně chybí nutnost ekonomicky odůvodnitelné poptávky po teple.

České zákony považují za kogenerační jednotku: paroplynové zařízení s dodávkou tepla, parní protitlakou turbínu, kondenzační odběrovou turbínu, plynovou turbínu, spalovací motor, mikroturbínu, Stirlingův motor, palivový článek, parní stroj, organický Rankinův cyklus nebo jejich kombinaci [21]. Množství vyrobené elektřiny nebo tepla se měří na výstupu z generátoru pro jednu jednotku nebo sériovou sestavu jednotek. Pro různé typy kogeneračních jednotek je pak stanovena minimální potřebná účinnost, které musí dosáhnout (kondenzační odběrová turbína a paroplynové zařízení s dodávkou tepla musí mít účinnost nad 80 %, ostatním typům postačí minimální účinnost 75 %). Aby měla vyrobená elektřina poskytnuto osvědčení, že pochází z vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla, musí dosahovat alespoň 10 % úsporu paliv oproti oddělené výrobě (vychází z evropské legislativy) a zařízení musí mít osvědčení, vydané ministerstvem – elektřina musí být vyrobena, prodána i odebrána v ČR. Záruku o původu elektřiny vydává OTE nejpozději 12 měsíců od výroby. Při budování nového zdroje nebo rekonstrukci starého pak musí výrobce dle [20] podrobit stavbu energetickému

auditu z hlediska zavedení kombinované výroby elektřiny a tepla, a to pro výkonové limity stanovené pro dané technologie výroben.

Kombinovaná výroba elektřiny a tepla má, jako jeden z podporovaných zdrojů energie, právo na finanční podporu, a to formou zelených bonusů k ceně elektřiny. V ČR existuje ještě systém podpory formou výkupních cen, ale vzhledem k tomu, že jej mohou využít pouze vodní elektrárny do 10 MW a obnovitelné zdroje energie do 100 kW, nebudu se jím více zabývat. Zelený bonus je stanoven v [Kč/MWh] a pro obnovitelné zdroje energie nad 100 kW je poskytován hodinově, pro ostatní ročně (druhotné zdroje, spalování komunálního odpadu, obnovitelné zdroje do 100 kW). Maximální hodnota podpory je 4 500 Kč/MWh. Zelené bonusy může výrobce elektřiny uplatňovat, pokud spotřebuje část vyrobené elektřiny, a zbytek prodá do sítě – na zelený bonus má tedy nárok i pro elektřinu, kterou sám spotřebuje. [19]

Zelené bonusy vyplácí operátor trhu; vyúčtování probíhá na základě vypočtených nebo naměřených hodnot, které má výrobce povinnost předat operátorovi trhu elektronicky, a umožnit mu přístup k měřicímu zařízení. Jejich výši určuje každoročně Energetický regulační úřad ve vydaném cenovém rozhodnutí. Ceny stanoví jako 95 – 115 % z loňské ceny (tady bych ráda upozornila na nerovnoměrnost v možném zvyšování či snižování), v závislosti na změnách cen elektřiny, tepla a primárních zdrojů. Při dosažení záporné hodinové ceny je zelený bonus maximálně takový, jako při nulové ceně. Nevýhodou zelených bonusů pro provozovatele je bezpochyby to, že ze zákona není zaručena doba návratnosti, a příští rok se může podpora razantně změnit, nebo úplně zrušit. Aktuálně platným sazbám se budu podrobněji věnovat v následující kapitole.

Dalším problémem, který je nutno vyřešit, je otázka odpovědnosti za odchylku. Ta totiž není v režimu zelených bonusů pevně dána (v režimu výkupních cen je odpovědný za odchylku povinně vykupující obchodník). Jelikož výrobce z malých zdrojů většinou není subjektem zúčtování, bude tato odpovědnost přenesena na obchodníka. Konečné ustanovení o tom, kdo bude za odchylku odpovědný, musí být jasně dané ve smlouvě o dodávce elektřiny. Pokud tato otázka nebude jasně vyřešena, vystavuje se výrobce riziku, že elektřina jím dodaná do sítě bude považována za neoprávněnou dodávku, čímž mu zaniká nárok na získání finanční podpory.

Celkový přehled o výši podpory kombinované výroby elektřiny a tepla v ČR je v tabulce 1. [3] Můžete tam najít nejen objem vyrobené elektřiny, ale i celkovou velikost vyplacené podpory za daný rok a její průměrnou výši na MWh pro velkou a malou kogeneraci od roku 2007 až do roku 2013. Jasně vidíme, že zatímco výroba elektřiny z velkých

kogeneračních zdrojů přibližně stagnuje, objem celkové výroby malých zdrojů se za tu dobu téměř ztrojnásobil. Výše podpory na vyrobenou MWh je pro velké zdroje několikanásobně nižší, než je tomu u menších zdrojů. Možná právě nespokojenost provozovatelů velkých tepláren s tímto systémem stojí za zvýšením podpory mezi lety 2012 a 2013. Zatímco ve starších cenových rozhodnutích byla pro tuto kategorii pouze jednotná částka 45 Kč/MWh, od roku 2013 se tato kategorie rozdělila na více částí. Pokud dosahuje úspora primární energie (ÚPE) 10-15 %, zůstává podpora 45 Kč/MWh, s vyšší úsporou však podpora roste – v pozdějších letech se tato kategorie dále rozdělila na více menších kategorií podle účinnosti výroby energie.

Tabulka 1 – přehled kombinované výroby v ČR [3]

			2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Výroba elektřiny KVET	Nad 5 MW _e	[MWh/rok]	7 479 543	6 561 082	6 874 299	8 353 131	7 826 844	7 564 846	7 400 625
	Pod 5 MW _e	[MWh/rok]	335 804	322 454	298 120	567 057	717 158	805 945	986 441
Podpora elektřiny z KVET	Nad 5 MW _e	[tis. Kč/rok]	336 568	295 249	309 343	374 492	353 608	340 620	1 300 539
	Pod 5 MW _e	[tis. Kč/rok]	234 598	208 124	183 287	394 288	490 065	485 587	669 621
Průměrná podpora	Nad 5 MW _e	[Kč/MWh]	45	45	45	45	45	45	176
	Pod 5 MW _e	[Kč/MWh]	699	645	615	695	683	603	679

3.2 Aktuální výše podpory a dotací

3.2.1 Zelené bonusy, cenové rozhodnutí ERÚ

Výši dotací pro podporované zdroje stanovuje podle zákona [19] každoročně koncem listopadu energetický regulační úřad na následující rok prostřednictvím vydání cenového rozhodnutí. [12] Vyplácení podpory pro kogeneraci však není garantováno na celou dobu životnosti zařízení, což je důvod, proč investoři do kogenerační výroby neinvestují tolik peněz. V nedávné době se navíc řešil problém nevypsání podpory pro rok 2016. Předsedkyně ERÚ nejprve vypsala podporu pouze pro notifikované zdroje (spuštěné mezi lety 2013 a 2015), což znamená, že většina zdrojů, včetně malých kogeneračních jednotek, na podporu nedosáhla. [24] Situace se ale na poslední chvíli, těsně před koncem roku 2015, vyřešila, a podpora tak byla vypsána. Není však vyloučeno, že v příštích letech se bude situace opakovat, ačkoliv snahou ERÚ je nastavit dlouhodobé podmínky podpory. Velikost zeleného bonusu mezi lety 2015 a

2016 meziročně snížila, a to řádově o jednotky procent v závislosti na dané kategorii. Podporu mohou čerpat pouze jednotky uvedené do provozu do konce roku 2015.

V tabulce 2 můžeme vidět výši základní sazby podpory, platné v roce 2016. V aktuálně používaném systému můžeme najít 2 hlavní kategorie s rozdílným systémem podpory – velkou (nad 5 MW) a malou (do 5 MW) kogeneraci – o těchto kategoriích jsem se již zmiňovala v kapitole 2.1. Kategorie malé kogenerace je pak dále rozdělena podle výkonu. Vzhledem k tomu, že se moje práce zabývá malou kogenerací, budu se dále věnovat pouze podpoře malé kogenerace. Jak již bylo napsáno dříve, kogenerace je podpořena pomocí zelených bonusů, které jsou vypláceny k ceně elektřiny. Zelený bonus je v tomto případě rozdělen na základní a doplňkovou sazbu – na základní dosáhnou všichni výrobci, na doplňkovou pouze ti, kteří vyrábí elektřinu z ekologických paliv (čistá biomasa, bioplyn, důlní plyn...). Základní sazba podpory je rozdělena na 3 kategorie podle instalovaného výkonu, a každá z nich se dále dělí na další 3 podle počtu provozních hodin za rok (3000, 4400 a 8400). Z tabulky můžeme vidět, že s rostoucím výkonem a počtem hodin klesá výše podpory vyplácené na vyrobenou MWh. Pro porovnání - jelikož se silová elektřina dá v dnešní době prodat maximálně za cca 800 Kč/MWh, je podpora opravdu velkým příjmem pro investora.

Tabulka 2 – Výše zeleného bonusu 2016 – základní sazba [12]

Podporovaný druh energie	Instalovaný výkon výroby [kW]		Provozní hodiny [h/rok]	Zelené bonusy [Kč/MWh]
	od	do (včetně)		
Elektřina z KVET s výjimkou elektřiny z KVET vyrobené ve výrobně elektřiny podporované podle bodu (1) ⁵ a/nebo (2.1) ⁶ cenového rozhodnutí a s výjimkou elektřiny z KVET vyrobené ve výrobně elektřiny spalující komunální odpad	0	200	3000	1580
	0	200	4400	1115
	0	200	8400	215
	200	1000	3000	1140
	200	1000	4400	740
	200	1000	8400	135
	1000	5000	3000	800
	1000	5000	4400	470
	1000	5000	8400	45
Elektřina z KVET vyrobená ve výrobně elektřiny současně podporované podle bodu (1) a/nebo (2.1) cenového rozhodnutí a elektřina z KVET vyrobená ve výrobně elektřiny spalující komunální odpad	0	5000	8400	45

⁵ Podle bodu 1 se podporuje elektřina vyrobená z obnovitelných zdrojů a důlního plynu z uzavřených dolů

⁶ Podle bodu 2.1 se podporuje elektřina vyrobená spalováním důlního plynu z otevřených i uzavřených dolů

K této základní sazbě bylo ještě do roku 2015 možné za určitých podmínek připočítat ještě jednu ze dvou doplňkových sazeb. Pro rok 2016 byla zachována pouze doplňková sazba I. Tabulka 3 znázorňuje sazby doplňkové sazby I pro rok 2016 (jsou zachovány stejné hodnoty jako v roce 2015).

Tabulka 3 – Výše zeleného bonusu 2016 – doplňková sazba I [12]

Podporovaný druh energie	Datum uvedení výroby do provozu		Instalovaný výkon výroby [kW]		Kategorie biomasy a proces využití	Zelené bonusy [Kč/MWh]
	Od (včetně)	Do (včetně)	Od (včetně)	Do (včetně)		
Výrobní elektriny spalující čistou biomasu	1.1.2013	31.12.2013	0	5000	O ⁷	100
	1.1.2014	31.12.2015	0	5000	O	455
Výrobní elektriny spalující (samostatně) plyn ze zplyňování pevné biomasy	1.1.2013	31.12.2013	0	2500	O	455
	1.1.2014	31.12.2015	0	2500	O	755
Výrobní elektriny spalující bioplyn v bioplynové stanici	1.1.2013	31.12.2013	0	2500	AF ⁸	455
Výrobní elektriny spalující bioplyn v bioplynové stanici splňující podmínku bodu (3.4.2) ⁹	1.1.2014	31.12.2015	0	2500	AF	900
Nová výrobní spalující bioplyn v bioplynové stanici splňující podmínku bodu (3.4.3) ¹⁰	1.1.2014	31.12.2015	0	550	AF	900
Výrobní el. spalující dřívní plyn	1.1.2013	31.12.2015	0	5000	-	455
Výrobní elektriny spalováním komunálního odpadu nebo společným spalováním komunálního odpadu s různými zdroji energie	-	31.12.2012	0	5000	-	155
Výrobní elektriny spalující (samostatně) zemní plyn	-	31.12.2015	0	5000	-	455

Ještě v roce 2015 bylo možné uplatnit doplňkovou sazbu I, a to pro poměrnou část podporované elektřiny, připadající na podíl biomasy, maximálně však 75 % elektřiny vznikající v kombinované výrobě elektřiny a tepla. Výši doplňkové sazby II, jak platila pro rok 2015, znázorňuje tabulka 4.

⁷ O – kategorie pro spalování čisté biomasy

⁸ AF – kategorie pro proces anaerobní fermentace

⁹ Bod 3.4.2 – výrobní uvedena do provozu před 1. 1. 2014, s max. 4400 provozními hodinami ročně

¹⁰ Bod 3.4.3 – výrobní uvedena do provozu po 1. 1. 2014,

Tabulka 4 – Výše zeleného bonusu 2015 – doplňková sazba II [12]

Podporovaný druh energie	Kategorie biomasy a proces využití	Zelené bonusy [Kč/MWh]
Společné spalování biomasy a neobnovitelného zdroje energie	S1 ¹¹	940
	S2 ¹²	520
	P1 ¹³	940
	P2 ¹⁴	520

Tento systém podpory má ale i své nedostatky. Největším nedostatkem je podle mě chybějící vize - nikdo neví, jak to s podporou bude vypadat v roce n+1, dostupné informace jsou pouze „z roku na rok“ (někdy ani to ne). Investice do kogenerační jednotky je dlouhodobá a informace o podpoře v dalších letech by zcela jistě pomohly k rozvoji odvětví. Dalším nedostatkem se zdá být rozdělení výše podpory podle počtu provozních hodin, které může mít negativní vliv na systém provozování kogenerační jednotky. V rámci zlepšení ekonomiky provozu se výrobce bude snažit maximalizovat výši získané podpory, a nikoliv o efektivní provoz podle rozložení odběru tepla. Tento systém v podstatě obrací priority provozovatele kogeneračních jednotek – z principu jejich fungování by měla být prvořadá výroba tepla (podle potenciálu jeho odběru by se jednotka měla provozovat), a výroba elektřiny by měla být vedlejší. Systém zelených bonusů ale tyto priority bohužel obrací a kogenerační jednotky jsou tak běžně provozovány neefektivním způsobem. Dalším problémem je striktní rozdělení do výkonových kategorií – jednotka o instalovaném výkonu 199 kW není výkonově tak odlišná od jednotky s 201 kW, výše obdržené podpory se ale značně liší – větší dostane téměř o třetinu nižší podporu na vyrobenou MWh. V rámci přiblížení vyplacené podpory a odstranění skokových změn by bylo možné podporu počítat například pomocí lineárního vzorce.

3.2.2 Investiční dotace - OPŽP, OPPIK

Kromě dotací na provoz kogenerační jednotky je možné za určitých podmínek dostat také investiční podporu. V současné době má investor, pokud se řadí do jedné z podporovaných kategorií, možnost využít dotace ze strukturálních fondů soudržnosti Evropské unie v Operačním programu Životní prostředí. Starý program, který platil v letech 2007-2013 umožňoval v rámci prioritní osy 3, která se zabývala dotacemi na udržitelné využívání zdrojů energie, provozovatelům kogeneračních jednotek dosáhnout na podporu ve výši až 90 % ze způsobilých investičních výdajů při pořízení kogenerační jednotky spalující

¹¹ S1 - Cíleně pěstovaná biomasa společně spalovaná s neobnovitelným zdrojem

¹² S2 – Hnědá biomasa společně spalovaná s neobnovitelným zdrojem

¹³ P1 - Cíleně pěstovaná biomasa paralelně spalovaná s neobnovitelným zdrojem

¹⁴ P2 - Hnědá biomasa paralelně spalovaná s neobnovitelným zdrojem

bioplyn, skládkový a kalový plyn, pevnou biomasu nebo využívající geotermální energii [25]. V novém programu, který bude platit od roku 2014 do roku 2020, se podporou kogenerace zabývá prioritní osa 5, která pojednává o energetických úsporách a má za cíl snížit energetickou náročnost veřejných budov. Podporována je výměna kotle za malou vysoce účinnou kogenerační jednotku spalující obnovitelné zdroje nebo zemí plyn (je možné podporovat i zdroje na jiné palivo, dosáhne-li 30 % úspory emisí CO₂). Kogenerace musí dosahovat alespoň 10 % úspory primární energie oproti oddělené výrobě. Žadatel má možnost dostat až 60 % ze všech způsobilých výdajů projektu. Bohužel, na dotace z OPŽP běžný investor nedosáhne. Program je určen pro veřejné instituce, čili například státní organizace, kraje či obce, školy, státní neziskové organizace či církve. [26]

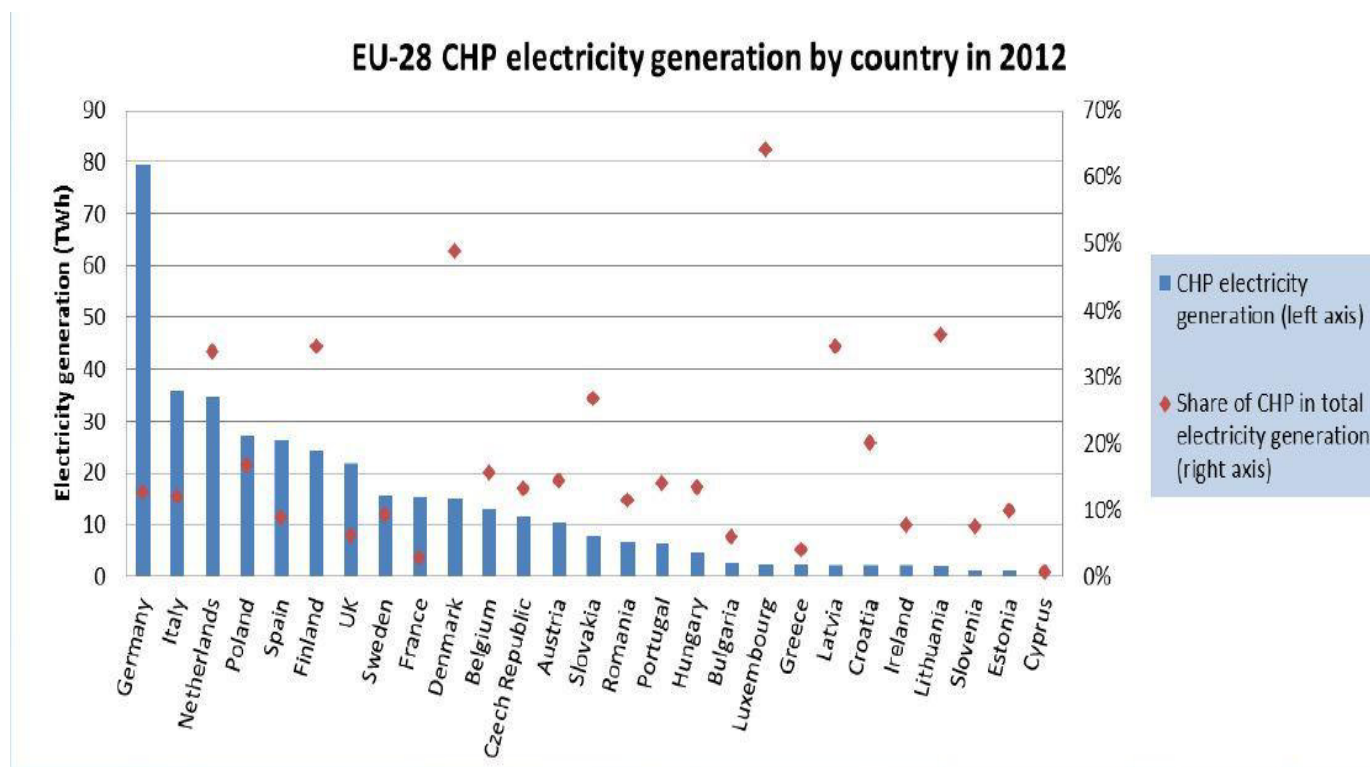
Další možností, jak získat investiční dotace, je program ministerstva průmyslu a obchodu České republiky „Operační program Podnikání a inovace pro konkurenceschopnost 2014-2020“, konkrétně jeho prioritní osa 3. V tomto programu mohou o podporu požádat malé a střední podniky, nesmí jít ale o komerční turistická či volnočasová zařízení, domy ani státní instituce. Místo realizace projektu navíc musí být mimo hlavní město Praha. Pro podání žádosti o dotaci musí mít investor vypracovaný energetický audit a kogenerace musí mít vysokou účinnost. Podnik, který o tuto dotaci požádá, by si měl také uvědomit, že při využití investiční dotace je podle cenového rozhodnutí poměrově krácena provozní podpora. [27]

3.3 Výhled do budoucna

V dnešní době se mluví o změně systému podpory KVET v České republice. Cílem těchto změn má být především upuštění od trendu nehospodárného provozu kogeneračních jednotek, který se nyní uplatňuje – s cílem zvýšit obdržené dotace z vyrobené elektřiny výrobci upouštějí od řízení provozu podle odběru tepla. Požadavkem na nový systém dotací je kromě zjednodušování podmínek či poskytnutí dlouhodobější vize podpory také zachování přibližně stejně velkého balíku peněz, který bude mezi výrobce jako podpora rozdělen. Další diskutovanou změnou by mohlo být i zavedení limitu provozních hodin za dobu životnosti (či za rok), pro které bude mít zařízení nárok na podporu. Při tvorbě nového systému je vhodné se podívat, jakým způsobem probíhá podpora v zahraničí – diskutuje se o tom, že by se nový český systém mohl přiblížit systému, který platí v Německu. Z tohoto důvodu jsem se rozhodla věnovat následující kapitole studiu systémů podpor v Evropě.

4 Konfrontace situace v ČR s Evropou – analýza systémů podpory

V této kapitole bych se ráda podívala na situaci v Evropě – jak si na tom Česká republika stojí a v čem se liší systémy vyplácených podpor v 5 vybraných státech. Podle výsledné zprávy programu CODE 2 [17] je nutné, aby se v Evropě vytvořily příznivé podmínky pro investory – musíme odstranit legislativní nejistotu, která dnes v Evropě panuje, podpořit rozvoj technologií. Nejdůležitější 3 věci podle projektu jsou: fungující trh, transparentní zákony a povědomí o technologii. Problémem pro větší rozvoj kogenerace jsou pak krom nejasné legislativy vysoké ceny plynu v souvislosti s nízkými výkupními cenami elektřiny. Do roku 2030 pak je teoreticky možné v EU vyrábět 20 % elektřiny z kogenerace.



Graf 2 - Produkce elektřiny z kogenerace v Evropě [28]

Na grafu 2 je znázorněno, kolik elektřiny se v jednotlivých zemích vyrobí v kogeneračních jednotkách a jaké procento v produkci elektřiny kogenerace zaujímá. V Evropě máme země se špatným povědomím o kogeneraci a nedostatečnou podporou, jako Rakousko, Rumunsko, Portugalsko, Španělsko nebo Nizozemí, které se od kogenerace spíše odklání. Ve Francii brání většímu rozvoji kogenerace fakt, že spotřeba země je již pokryta jadernými zdroji, Lucembursko je zase z větší části importní země a větší rozvoj kogenerace by zvýšil emise skleníkových plynů, které země produkuje. Rumunsko nemá pro malé kogenerační

zdroje žádný mechanismus podpory. U východních zemí, zejména v Pobaltí, je pak problém v téměř 100 % závislosti na dovozu zemního plynu z Ruska – instalace kogeneračních jednotek na zemní plyn tedy není tou nejlepší volbou k bezpečnému energetickému hospodářství. Vysoký podíl a očekávaný rozvoj do budoucna se naopak očekává v Německu, Švédsku, Polsku či Slovinsku. Potenciál v průmyslovém využití kogenerace najdeme dále například ve Velké Británii. Do budoucna je pak potenciál rozvoje kogenerace spatřován v použití biopaliv – touto cestou se již teď vydává Francie, Rakousko či Dánsko. [28], [29]

K podrobnější studii jsem si vybrala Německo jako leadera oblasti, dále Slovinsko, které má podobný systém podpory jako my, pak Belgie, kde platí v každém regionu jiná pravidla, Itálii s odlišnou podporou a Kypr, kde není k dispozici zemní plyn.

4.1 Německo

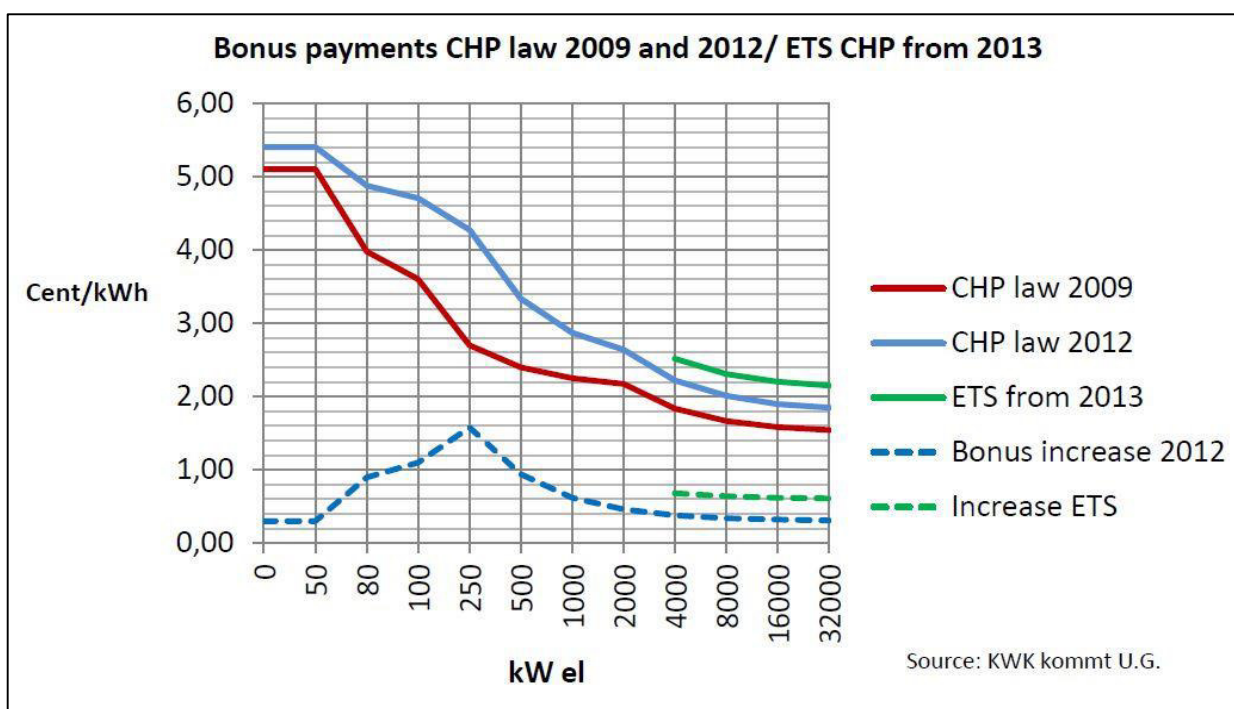
4.1.1 Aktuální situace

Jelikož Německo je země, se kterou je český průmysl velmi úzce provázán, je zřejmé, proč jsem si pro podrobnější studium systému podpory kogenerace vybrala právě tuto zemi – směřování Německa se s největší pravděpodobností dříve či později odrazí i u nás. Energetika Německa, které platí za ekologického leadera, se již od začátku nového tisíciletí orientuje k co největšímu využití obnovitelných zdrojů, což bylo důrazně potvrzeno v roce 2011 po havárii v japonské elektrárně Fukušima. Německo se rozhodlo do roku 2022 odstavit všechny jaderné elektrárny, a v roce 2050 mají obnovitelné zdroje tvořit 80 % německého energetického mixu [30]. Jedním z prostředků, jak dosáhnout co nejekologičtější energetiky, je právě zvýšení podílu elektřiny z kogenerace – do roku 2020 se má kogenerace podílet 25 % na hrubé výrobě elektřiny v Německu (16,2 % v roce 2013) [31].

4.1.2 Zákony, systém podpory

Prvním zákonem, který se podporou kogenerace v Německu zabýval, je tzv. KWKG z roku 2002 [31]. Ten podporoval hlavně rekonstrukce velkých kogeneračních výroben a nové instalace hlavně do výkonu 2 MWe. Podpora probíhala pomocí zelených bonusů – jejich výše záležela na výkonové kategorii (0-50 kW, 50 kW – 2 MW, nad 2 MW) a nárok na jejich získání měl výrobce pouze pro tu elektřinu, kterou prodal do sítě. V roce 2004 se s novým zákonem o obnovitelných zdrojích přidala dodatečná podpora pro kogenerační jednotky spalující nějaký z obnovitelných zdrojů. S novelou zákona v roce 2009 se podpora rozšířila – začaly se podporovat rekonstrukce i nové výstavby bez ohledu na instalovaný výkon a na zelené bonusy

dostala nárok i elektřina spotřebovaná výrobcem; podporovat se začalo i budování sítí pro zásobování teplem. Se zvětšením podpory souvisí i zvětšení finančního objemu – maximální roční limit se stanovil na 750 milionů EUR. V roce 2012 byl zákon znovu přepracován – podpora se v každé kategorii zvýšila o 3 centy na kWh, přibyla nová výkonová kategorie (50-250 kW_e) a byly stanoveny jasné cíle, jako již zmíněný požadovaný 25 % podíl kogenerace na vyrobené elektřině. Také se začala měnit délka vyplácené podpory – ze systému, kdy se délka podpory měří v letech, se přešlo k systému závislému na počtu provozních hodin zařízení. Pro mikrokogenerace do 50 kW_e se podpora vyplácí 10 let, pro ostatní 30 000 provozních hodin. Vývoj výše bonusové platby pro jednotlivé výkonové kategorie můžete vidět na grafu 3.



Graf 3 - Výše zelených bonusů v Německu

Pro rok 2016 jsou podmínky upraveny – celková částka vyplácené podpory se zvýšila ze 750 milionů EUR na 1,5 miliardy EUR ročně. Důvodem pro tento krok bylo zjištění, že při současné výši podpory by Německo nesplnilo cíl na dosažení 25 % elektřiny z kogenerace. [32] Zákon o podpoře by měl platit do roku 2020. Nejvíce podporované by měly být zdroje, které dodávají elektřinu do rozvodné sítě.

Konkrétní hodnoty podpory, čili výše zelených bonusů, jsou znázorněny v tabulce 5. Podpora je realizována následujícím způsobem: pro elektřinu vyrobenou v prvních 50 kW_e zařízení platí nejvyšší podpora, pro přesahující výkon, a to až do 100 kW_e, má výrobce nárok na podporu podle nižší sazby a tak dále až do poslední výkonové kategorie. [33] Při porovnání

hodnot platných z KWKG z roku 2012, platných mezi lety 2012 a 2015, a hodnot z nového zákona z roku 2016 můžeme vidět řadu změn. Hlavním rozdílem je rozdělení podpory na více kategorií podle toho, zda vyrobenou elektřinu majitel spotřebuje sám v místě její výroby, nebo zda ji prodá do sítě – podpory pro elektřinu prodanou do sítě vzrostly téměř o třetinu (motivace pro investory s cílem splnit stanovené hodnoty instalovaných kogenerací), naopak za elektřinu vyrobenou pro vlastní spotřebu dostane výrobce podporu pouze, pokud je instalovaný výkon kogenerační jednotky do 100 kW. Dalším rozdílem je pak rozdělení kategorie 51 – 250 kW na dvě (novým limitem je hodnota výkonu 100 kW).

Tabulka 5 – výše zelených bonusů v Německu

Size of CHP plant	<u>KWK-G 2012</u>	<u>KWK-G 2016</u>	<u>KWK-G 2016</u>	<u>KWK-G 2016</u>
	CHP surcharge for electricity fed into the grid & self-consumend	CHP surcharge for self-consumend electricity	CHP surcharge for electricity used off-grid ¹	CHP surcharge for electricity fed into the grid
< 50 kW	5.41 ct/kWh	4.00 ct/kWh	4.00 ct/kWh	8.00 ct/kWh
51 - 100 kW	4.00 ct/kWh	3.00 ct/kWh	3.00 ct/kWh	6.00 ct/kWh
101 - 250 kW	4,00 ct/kWh	0.00 ct/kWh	2.00 ct/kWh	5.00 ct/kWh
251 - 2,000 kW	2.40 ct/kWh	0.00 ct/kWh	1.50 ct/kWh	4.40 ct/kWh
> 2,000 kW	1.80 ct/kWh	0.00 ct/kWh	1.00 ct/kWh	3.10 ct/kWh

4.2 Slovinsko

4.2.1 Aktuální situace

Ve Slovinsku, které má podobně jako my zkušenosti s využitím kogenerace pro systém CZT, podíl elektřiny z kogenerace roste – z 6,74 % v roce 2009 se zvýšil na 7,53 % v roce 2012, a i do budoucna očekáváme spíše její rozvoj, každý rok se instalovaný výkon kogeneračních jednotek zvyšuje o více než 100 MW_e. Kogenerací se vyrobí přibližně 500 GWh elektřiny ročně. V zemi je největší podíl jednotek na zemní plyn, a to více jak 50 %. Problémem pro větší rozvoj pak může být nejistota, kterou vneslo do do té doby důvěryhodného legislativního systému zastavení podpory pro nové zdroje v září roku 2014. Přijetím nového energetického zákona přestaly mít na podporu nárok zdroje nově uvedené do provozu, a ty, které budou podporu dostávat, jsou vybírány prostřednictvím veřejného výběrového řízení. Celková částka, která se na podporu obnovitelných zdrojů a kogenerace vyplatí, je odhadována na přibližně 150 milionů EUR ročně. Z realizovaných investic je jen málo od soukromých investorů a jistým problémem může být, podobně jako v Baltických zemích, závislost na dovozu zemního plynu z Ruska, odkud Slovinsko odebírá více než 60 % své spotřeby.

4.2.2 Používaný systém podpory

Jak již bylo zmíněno, Slovinsko používá podobný systém podpory jako Česká republika. Platí od roku 2009 a využívá principu provozní podpory formou bonusu (u jednotek do 1 MW si může výrobce vybrat podporu formou garantovaných výkupních cen). Kogenerační jednotky na bázi fosilních paliv dostaly v roce 2014 podporu v celkové výši 27,7 milionů EUR. Doba, po kterou je provozovateli zdroje podpora poskytována, je 10 let pro jednotky spalující fosilní paliva, a 15 let pro jednotky na obnovitelné zdroje. Výše podpory je, podobně jako u nás, každoročně upravována, a to v závislosti na ceně paliv na trhu.

Tabulka 6 – Podpora elektřiny vyrobené kogenerací z fosilního paliva ve Slovinsku pro roky 2015, 2016 [34]:

Podpora [EUR/MWh]	2015		2016	
	do 4000 hodin	nad 4000 hodin	do 4000 hodin	nad 4000 hodin
Micro - (0-50 kW)	204,89	145,07	198,80	139,12
Malé (50 kW-1 MW)	122,64	90,52	116,09	84,08
Střední (1-5 MW)	86,37	62,3	79,52	55,48
Střední (10-25 MW)	83,23	62,1	75,02	53,92
Velké (25-50 MW)	85,08	59,77	77,82	52,54
Velké (50-200 MW)	74,41	51,03	67,86	44,51

Výše podpory je odstupňována podle toho, zda je palivem fosilní zdroj, dřevo, bioplyn, skládkový plyn, nebo odpad. Dále se podpora dělí podle ročního počtu provozních hodin (do 4000 h/rok nebo nad 4000 h/rok) a do 6 výkonových kategorií. Nebudu přikládat tabulky s velikostí pro všechna podporovaná paliva, jako ilustrační jsem zvolila nejrozšířenější kategorii – pro jednotky spalující fosilní paliva – jsou v tabulce 6. Ačkoliv se výkonové kategorie, do kterých se podpora člení, nepřekrývají s těmi českými, vidíme, že u kategorií s nejvyšší podporou na vyrobenou MWh, stoupá hodnota podpory až přes 100 EUR, což je více než dvojnásobek nejvyšší podpory, kterou může dostat výrobce v České republice. Při porovnání podpory mezi roky 2015 a 2016 můžeme vidět mírný pokles. Nutno ale podotknout, že uvedené ceny platí pro jednotky uvedené do provozu do roku 2014.

Podpory jsou financovány prostřednictvím poplatků, které tvoří jednu z položek účtu za elektřinu všech slovinských odběratelů. Všichni výrobci, kteří chtějí dotace ze systému čerpat, musí mít platné potvrzení o záruce původu vyprodukované elektřiny. [34], [17]

4.3 Belgie

Situace v Belgii je v mnoha ohledech jedinečná. Celkový instalovaný výkon kogeneračních jednotek v roce 2012 byl 2700 MW, výroba z kogenerace se na produkci elektřiny podílela přibližně 15 %. Kogenerace v Belgii zaznamenala boom od roku 2005, rostla až do roku 2009, kdy se mírně stabilizovala a znovu se zvyšovala od roku 2010. Do budoucna je plánován další již jen mírný rozvoj – do roku 2020 je plánováno vybudovat dalších 500 MW zejména mikrokogeneračních jednotek. Hlavní eventualitou, kterou se Belgie liší od ostatních zemí, je ale zejména fakt, že se dělí na 3 regiony, z nichž každý má svůj vlastní klimatický plán, a svoje pravidla; totéž platí i pro kogeneraci. Snad jedinou podporou, která platí pro Belgii celostátně, jsou daňové úlevy – investicí do kogenerační jednotky si může investor snížit daňový základ, a tím ušetřit peníze, které zaplatí na daních.

4.3.1 Brusel

Prvním regionem, kterým se budu zabývat, je region hlavního města – Bruselu. V tomto regionu se kogenerační jednotky používají hlavně v terciálním sektoru, a téměř 100 % používá jako palivo zemní plyn. V Bruselu dostávají kogenerační jednotky investiční podporu 3500 – 4500 EUR, maximálně 30 % oprávněných nákladů. Provozní podpora je založena na systému tzv. zelených certifikátů, které jsou používány pro obnovitelné zdroje a pro kogenerační jednotky. Princip fungování je jednoduchý – výrobce elektřiny dá data o výrobě k dispozici regulačnímu úřadu, který mu podle množství vyrobené elektřiny přidělí určitý počet zelených certifikátů. Tyto certifikáty pak výrobce prodá dodavateli elektřiny, který má povinnost dané množství těchto certifikátů vykoupit. Cena certifikátů je poměrně stabilní – v roce 2014 se pohybovala nad 89 EUR/certifikát, nyní je stanovena minimální cena – 65 EUR. V minulosti, kdy měly kogenerační jednotky finanční problémy, také došlo k situaci, kdy byla cena certifikátu násobena koeficientem, závislým na technologii.

4.3.2 Vlámsko

Vlámsko je region, ve kterém je kogenerace nejvíce rozvinuta. Elektřina z kogenerace, která je ve Vlámku vyráběna především ze zemního plynu, se využívá většinou v průmyslu, ale velké zastoupení má i zemědělství. Ve Vlámku neexistuje systém investiční podpory, zato je tam velmi efektivní systém podpory provozní; je založen na tzv. CHP certifikátech, čili jakýchsi „kogeneračních“ certifikátech. Jeden kogenerační certifikát se vydává za 1 MWh úspor primární energie. Pokud výrobce používá jako palivo obnovitelné zdroje, dostane ještě zelený certifikát za MWh „zelené“ elektřiny. V minulosti bylo ve Vlámku nainstalováno velké

množství kogeneračních jednotek a systém podpory byl „předdimenzován“. Bylo vydáno velké množství certifikátů a jejich prodejní cena v důsledku toho klesla (například v roce 2013 byla tržní cena certifikátu 41 EUR, prodávaly se ale jen za 27 EUR). Po této zkušenosti začaly úřady vydávat certifikáty také v závislosti na technologii, kterou kogenerační jednotka používá – vyrobené MWh se násobí koeficientem, určeným právě podle použitých technologií.

4.3.3 Valonsko

Posledním Belgickým regionem je Valonsko. Tento region má jedno specifikum – více než 50 % kogeneračních jednotek využívá jako palivo obnovitelné zdroje. Aplikace těchto kogeneračních jednotek je zejména v průmyslu. Pořízení kogenerační jednotky může být z části dotováno jedním z mnoha systémů investiční podpory, ty se liší podle adresáta – jiné podmínky platí pro soukromou osobu, veřejné organizace či soukromou firmu. Provozní podpora je založena na systému zelených certifikátů, který je shodný pro kogeneraci i pro obnovitelné zdroje. Zelené certifikáty jsou vydávány podle množství CO₂, ušetřeného v porovnání s referenční jednotkou. Jeden zelený certifikát se pak vydává za 1 MWh elektřiny, vyrobené „bezemisně“. Množství obdržených certifikátů se přepočítává právě podle referenčního zdroje, 1 certifikát odpovídá 345 kg ušetřeného CO₂. Čím ekologičtější zařízení je, tím více zelených certifikátů jeho provozovatel získá. Minimální prodejní cena certifikátu je stanovena na 65 EUR. [17]

4.4 Itálie

4.4.1 Aktuální situace

Kogenerace má v Itálii poměrně velké zastoupení – pomůže jí ročně ušetřit 27-28 % primárních zdrojů elektřiny. Více než ze 2/3 je palivem kogeneračních jednotek zemní plyn. V roce 2012 se elektřina z kogenerace podílela 12 % na celkové výrobě elektřiny v Itálii.

4.4.2 Systém podpory

Systém podpory kogenerace je v Itálii založen na tzv. bílých certifikátech. Jelikož tento systém využívá povinných kvót, je obecně chápán jako úspěšný – roční úspory primární energie vzrostly z 0,2 Mtoe v roce 2005 na 7,6 Mtoe, které se předpokládají pro rok 2016. Systém bílých certifikátů funguje na tržním principu – provozovatel dostane tolik bílých certifikátů, kolik toe za rok ušetřil díky využívání kombinované výroby, a ty pak prodá. Tržní cena bílých certifikátů prvních 6 měsíců, kdy byl systém v provozu, rostla a dosáhla hodnoty 144 EUR/toe. Nyní se pohybuje okolo 100 EUR/toe. Velkým zvýhodněním jsou kromě příjmů z bílých

certifikátů také úlevy na daních ze spotřebovaného zemního plynu. Dále může provozovatel využít i investiční dotace ve výši 30% z investice. Provozovatel kogenerační jednotky může tento systém využívat maximálně 10 let (15 let, dodává-li zároveň teplo do centrální soustavy). Systém je bohužel velmi složitý, čímž se z jeho využívání prakticky vyřazují malé a střední podniky, které jsou pro Italskou ekonomiku stěžejní; v průmyslovém sektoru ale funguje dobře. [17]

4.5 Kypr

Kypr, jakožto ostrovní stát, má oproti jiným státům EU jedno specifikum – nemá vybudovanou infrastrukturu pro přenos a dodávku zemního plynu. Z tohoto důvodu je kogenerační výroba v této zemi málo rozvinutá – pár zemědělských instalací má na vyrobené elektřině podíl menší než 1 %. Na ostrově není vybudovaný žádný centrální systém pro zásobování teplem či chladem, zákony tuto oblast tedy neupravují. Investiční podpora nových kogeneračních jednotek může být až do výše 30 % ceny (až 45 %, jedná-li se o města, církve, charitativní nebo neziskové organizace). Výše provozních dotací je závislá od tržní ceny paliva a stanovuje ji místní energetický úřad. Pro rok 2014 platily výkupní ceny pro elektřinu vyrobenou ve dne (7:00 – 23:00) ve výši 36,05 EUR/MWh, pro noční elektřinu je pak podpora 31,61 EUR/MWh. [17]

5 Technickoekonomické vyhodnocení instalace malé kogenerační jednotky

Touto kapitolou bych ráda uvedla výpočtovou část své práce. Představím zde hlavní body provedených výpočtů a přijaté zjednodušující předpoklady. Hlavní náplní výpočtů je porovnání existujících systémů podpor ve vybraných evropských zemích. Jejich bližší popis je uveden v předcházející kapitole, nebudu se jimi tedy již více zabývat. Abych mohla porovnávat opravdu jenom systémy podpory, předpokládala jsem v těchto výpočtech modelovou situaci, kdy jsem počítala pro všechny porovnávané země se stejnými vstupy – těmi, které v současné době platí v České republice. Pojmem „vstupy“ mám na mysli zejména pravidla odepisování investic, ceny komodit či pravidla pro započítání nevratné investiční dotace do výpočtu čisté současné hodnoty projektu. Pro účely výpočtů jsem počítala s investorem v podobě velké soukromé nadnárodní společnosti.

Z důvodu rozdílné výše zdanění a jiné makroekonomické situace v jednotlivých zemích se však budou ve zkoumaných zemích lišit nejen ceny komodit, ale i výše diskontu. Z tohoto důvodu jsem provedla i druhý doplňkový výpočet, který porovnává investiční situaci instalace malé kogenerační jednotky v těchto zemích – v těchto výpočtech jsou už použity pro všechny země jejich opravdové hodnoty, výsledná hodnota tedy více odpovídá reálné situaci. Aby bylo možné výpočet takto provést, bylo nutné nejen stanovit vstupní technické a ekonomické hodnoty, ale i přijmout některé výchozí „zjednodušující“ předpoklady. O jejich stanovení a bližším vysvětlení bude pojednávat následující kapitola.

5.1 Metody pro porovnání investic

Pro zhodnocení výhodnosti investic a pro získání možnosti porovnat jednotlivé investice mezi sebou existují různé metody. Pro účely této práce však neporovnávám různé investice (jednotlivé varianty počítají shodně s investicí stejné kogenerační jednotky), ale systémy podpor. Jednotlivé výpočty, reprezentující výhodnost investice s dotacemi platnými v příslušné zemi, tak beru jako jednotlivé investiční příležitosti, které díky tomu mohu porovnávat. V této podkapitole bych ráda představila jednotlivé metody výpočtu, zhodnotila jejich relevantnost, klady a zápory, a nakonec vybrala způsoby, kterými budu varianty hodnotit a porovnávat je mezi sebou.

5.1.1 Lhůta splacení

První metoda, metoda lhůty splacení, je nejjednodušším porovnávacím nástrojem – neuvažuje totiž časovou hodnotu peněz. Určujeme dobu návratnosti investice, hledáme tedy „zlomový bod“, kdy se nám suma vynaložených výdajů bude rovnat celkovým příjmům, dosaženým díky této investici. Pro nás nejlepší investice je pak logicky ta, která má dobu splácení co nejmenší.

Jak jsem již naznačila, pro porovnání pomocí této metody potřebuji pouze sčítání a odčítání, její výhodou je tedy jednoduchost. Nezohledňuje totiž časovou hodnotu peněz. Tato metoda však není jednoznačná a upřednostňuje jednoduché investice, které nestojí mnoho, a tudíž se vynaložené finance rychle vrátí. Další nevýhodou je skutečnost, že metoda nerespektuje budoucí hotovostní toky poté, co kumulovaný CF přesáhne 0 – nedívá se totiž na to, co se stane dále. Z tohoto důvodu je při použití této metody nutné myslet na to, aby porovnávané projekty měly podobnou technologickou náročnost a dobou životnosti.

5.1.2 Výnosnost investice ROI

Investice můžeme dále porovnat pomocí metody hodnocení výnosnosti investice ROI, kterou vypočítáme podle následujícího vzorce:

$$ROI = \frac{\frac{\sum_{t=0}^T CF}{T}}{Investice} \quad [\%]$$

Nejlepší investice bude ta s nejvyšším procentem výnosnosti. Tato metoda je opět jednoduchá, ale bohužel také není příliš jednoznačná.

5.1.3 Metoda čisté současné hodnoty - NPV

Asi nejčastěji používanou metodou hodnocení a porovnávání investic je pak porovnání pomocí čisté současné hodnoty projektu - NPV. Pro výpočet NPV použijeme následující vzorec:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t}$$

Kde:

NPV – čistá současná hodnota

CF_t – peněžní toky v jednotlivých letech

n – Doba životnosti projektu

r – diskontní míra

Je-li výsledná hodnota NPV záporná, znamená to, že daný projekt je pro nás nevýhodný. Je-li NPV rovno 0, splní projekt přesně naše očekávání (budeme mít výnos přesně odpovídající našemu zvolenému diskontu). Čím vyšší NPV dostaneme, tím větší bude náš zisk z investice. Porovnáváme-li tedy 2 varianty investice, zvolíme si tu, jejíž NPV je vyšší.

Největší výhodou této metody je spolehlivost a přesnost. Pro výpočet čisté současné hodnoty je ale třeba zjistit další údaje, které jsme u předchozích metod nepotřebovali. Nejprve je třeba zvolit dobu životnosti projektu, pokud možno co nejpřesněji, aby nedocházelo ke zkreslování výsledných hodnot. Dále je třeba určit diskont – tedy míru rizika, které investor podstupuje tím, že financuje právě zvolený projekt. Čím vyšší bude diskont, tím rizikovější investice je. Hodnota diskontu výrazně ovlivňuje vypočítanou hodnotu NPV – jeho výpočtu jsem věnovala kapitolu 5.4.1.

5.1.4 Vnitřní výnosové procento IRR

Vnitřní výnosové procento udává relativní výnos, který nám investice přinese. Zjednodušeně řečeno je to hodnota diskontu, při které nám vyjde NPV rovna nule. Čím vyšší IRR nám vyjde, tím výhodnější pro nás investice je – tím vyšší má výnosnost. Výpočet pomocí tohoto ukazatele je náročnější, ale přesná. Tato metoda však bohužel není univerzální a nemůžeme ji tak použít pokaždé, protože při výpočtu můžeme narazit na jeden z následujících problémů. Pokud mají zkoumané hotovostní toky rozdílná znaménka v jednotlivých letech, může se nám snadno přihodit, že získáme dvě různé hodnoty IRR kvůli tomu, že graf NPV protne nulu ve dvou různých bodech. V tomto případě může být investice výhodná buď uvnitř, nebo vně daného intervalu, ohraničeném body protnutí s osou X . Pokud se průběh velikosti NPV pro všechny zkoumané hodnoty neseťká s vodorovnou osou, a ta je tak po celou dobu kladná (či záporná), hodnota IRR neexistuje.

Výše popsané způsoby porovnání výhodnosti investic se liší hlavně tím, uvažují-li časové rozložení peněžních toků. Jelikož jsou metody, které s tímto rozložením počítají, daleko přesnější, rozhodla jsem se investice porovnávat pouze těmito způsoby – použila jsem ukazatele NPV a IRR. Investici v mých výpočtech reprezentuje budoucí cash-flow, nepotřebuji tedy znát hodnotu firmy ani její závazky, zajímají mě čistě jen o peněžní toky související s daným

projektem. Výsledné hodnoty ukazatelů jsou rozdílové a znázorňují, o kolik se změní finanční situace investora.

5.2 Výběr a parametry kogenerační jednotky

5.2.1 Zvolení jednotky, technické parametry

První oblastí, pro kterou budu upřesňovat použité hodnoty, jsou technické parametry. Pro výpočty jsem podle řešerše popsané v kapitole 2 vybrala malou kogenerační jednotku, jejímž palivem je zemní plyn – důvodem pro toto rozhodnutí je zejména fakt, že i přes rozšiřování použití obnovitelných zdrojů je zemní plyn pořád jako palivo nejvyužívanější. Co se týče výkonu, hledala jsem jednotky z oblasti mezi 100 kW_e - 1 MW_e, které by mohly být nainstalovány například pro použití ve firemních budovách. Zvolila jsem jednotku od českého výrobce TEDOM Cento T200 SP NE, která, jak jsem si ověřila u výrobce, bývá běžně exportována do zemí celého světa, tudíž mohu s jejím použitím počítat pro všechny srovnávané země. Její základní parametry můžete vidět v tabulce 7 níže.

Tabulka 7 – Parametry zvolené kogenerační jednotky

Elektrický výkon [kW]	200
Tepelný výkon [kW]	253
Elektrická účinnost [%]	39,2
Tepelná účinnost [%]	49,5
Celková účinnost [%]	88,7
Příkon v palivu [kW]	510
Cena jednotky [Kč]	3 400 000

Dalším důležitým údajem, který musíme zvolit, je doba využití – tedy počet hodin v roce, po které bude jednotka v provozu. Počet provozních hodin závisí hlavně na tom, do jaké míry jsme schopni využívat vyrobené teplo. Pro využití kancelářské budovy jsem zvolila hodnotu 3 500 hodin, která je pro naše klimatické podmínky reálná. Ačkoliv porovnávám země s mírně odlišným klimatem a jsem si vědoma toho, že například v Itálii bude doba využití odpadního tepla určitě nižší, než výše deklarovaný počet hodin, rozhodla jsem se v rámci porovnatelnosti výsledků počítat ve všech zemích se stejnou dobou využití.

Z těchto hodnot je již možné vypočítat základní provozní parametry kogenerační jednotky – roční hodnoty spotřeby zemního plynu a množství vyrobené elektřiny a tepla. Ve výpočtech jsem počítala s výhřevností zemního plynu 9,47 kWh/m³. Vypočítané hodnoty jsou přehledně znázorněny v následující tabulce 8.

Tabulka 8 – Základní provozní parametry zvolené kogenerační jednotky

Doba provozu [hod/rok]	3 500
Vyrobená elektřina [MWh/rok] - bez VS	658
Vyrobené teplo [MWh/rok]	885
Vyrobené teplo [GJ/rok]	3 187
Spotřeba paliva [m ³]	188 556
Spotřeba paliva [kWh]	1 785 000

5.2.2 Připojení k síti

Poslední velkou technickou otázkou, kterou je nutné před instalací vyřešit, je využití vyrobené elektřiny a tepla – bude je investor spotřebovávat sám v místě výroby, nebo je bude prodávat do sítě? Odpověď na tuto otázku je velmi důležitá, jelikož pro dané situace se bude velmi lišit další postup investora. V obou případech bude investor potřebovat stavební povolení, dále nainstalovat elektroměr podle vyhlášky, aby bylo možné měřit výrobu kogenerační jednotky, za kterou bude dostávat dotace, k čemuž ale potřebuje uzavřít ještě smlouvu na úhradu příspěvku na podporu KVET. Další podmínkou je pak zažádat o osvědčení o původu elektřiny a tepla, a dále pak povolení o připojení k elektrizační soustavě, projekt na vyvedení elektrického výkonu a licenci na výrobu elektřiny.

Pro účely výpočtů jsem se rozhodla počítat s tím, že investor sám spotřebuje vyrobené teplo a elektřinu prodá do rozvodné sítě. Toto rozhodnutí jsem učinila s ohledem na to, aby byly systémy podpor pro všechny dané země porovnatelné. V České republice by investor dosáhl největších zisků, pokud by sám spotřeboval i vyrobenou elektřinu, zejména z důvodu klesající ceny silové elektřiny na trhu a s ohledem na to, že pokud by vyrobením elektřiny „vytěsnil“ elektřinu, kterou dosud odebíral ze sítě, ušetřil by podle aktuálně platných pravidel i část fixních distribučních poplatků, které ovšem tvoří značnou část ceny dodané elektřiny. Ve většině ostatních zkoumaných zemí platí podobná pravidla jako u nás, ale v sousedním Německu je podpora od letošního roku s příchodem nového zákona v dané výkonové kategorii vypsána jen pro zdroje, které prodávají elektřinu do sítě.

5.2.3 Další provozní specifikace kogenerační jednotky

Jak jsem již zmínila dříve, zvolená kogenerační jednotka je od výrobce TEDOM o výkonu 200 kW_e. Pořizovací cena je dle informací výrobce ve všech zemích stejná, ovšem lišit se v jednotlivých zemích budou další pořizovací náklady – zejména cena instalace jednotky. Jelikož jsem ale bohužel nenašla informace, o kolik se cena prací, potřebných pro nainstalování

jednotky v jednotlivých zemích liší, ponechala jsem cenu instalace ve všech zemích na stejné úrovni a budu to považovat za zjednodušující předpoklad výpočtů.

Další informací, kterou je nutné určit, je rok uvedení kogenerační jednotky do provozu. Může se totiž stát, že nastavený systém podpory bude platit jenom pro jednotky uvedené do provozu před určitým datem. Jako příklad uvedu Českou republiku, kde pro získání aktuálně vypsané podpory musela být jednotka uvedena do provozu před koncem roku 2015. Pokud by ale nebyl vyřešen výše zmíněný problém s notifikací zařízení, dostaly by podporu jen jednotky nainstalované mezi lety 2013 a 2015. Obdobné omezení platí i například ve Slovinsku – tam se podpora zastavila v roce 2014 – jednotky uvedené do provozu později mohou dostat podporu jen za předpokladu, že úspěšně projdou výběrovým řízením. Z tohoto důvodu jsem jako rok instalace zvolila rok 2015, a zavedla jsem předpoklad, že ve Slovinsku prošel projekt investora výběrovým řízením, a nainstalovaná kogenerační jednotka má tudíž právo na podporu.

Dále je nutné určit dobu provozu kogenerační jednotky. Tady narážím na jedno specifikum kogeneračních jednotek – a sice možnost provedení tzv. generální opravy, která značně prodlouží dobu životnosti kogenerační jednotky (po generální opravě je jednotka opět považována za novou). Tato generální oprava se provádí nejpozději po 50 000 motohodinách a její cena je přibližně poloviční než cena nové jednotky. V našem případě by provedení generální opravy vyšlo cca na 13. rok provozu, ale pro jistotu jsem počítala s provedením opravy dříve – již po 10. roce provozu (spíše to bude později – výrobce má rezervu); celková doba životnosti zkoumané kogenerační jednotky je tak 20 let. Investor si však při rozhodování o tom, jestli bude provádět u své kogenerační jednotky generální opravu nebo zda investuje do nové, musí ujasnit pár věcí. Ačkoliv je totiž generální oprava daleko levnější než pořízení celé nové jednotky, předpokládá se, že nová jednotka má lepší účinnost, menší náklady na opravy a údržbu, menší spotřebu oleje a podobně – mnohdy se tedy z důvodu „morálního“ opotřebení vyplatí spíše investice do nové jednotky.

5.3 Ekonomické předpoklady

Hlavní oblastí, kterou budu v této kapitole popisovat, jsou „účetní“ předpoklady. První se týká způsobu započítání investičních dotací do výpočtu NPV. V České republice nevratná investiční dotace zpravidla snižuje pořizovací cenu projektu, a tudíž se odpisuje jen ta část investice, která byla pořízená z vlastních (či půjčených) peněz investora. Tento postup je v souladu s mezinárodními účetními standardy IFRS, ačkoliv ty dovolují i jinou variantu - započítávat investiční dotaci do výnosů po dobu životnosti. V rámci stejného postupu ve všech

zemích jsem se tedy rozhodla počítat s postupem běžným v ČR a přípustným pro ostatní země, tedy se snížením ceny investice o obdrženou investiční dotaci.

Různá pravidla platí také v oblasti odpisů. Jelikož není předmětem této práce zkoumat odpisovou situaci v různých zemích, dovolila jsem si v tomto bodě mírné zjednodušení, a sice počítat pro všechny země s odepisováním podle českého systému, ve kterém patří kogenerační jednotka do 3. odpisové skupiny (stejně jako turbíny či generátory), a odepisuje se 10 let.

Pro možnost investovat do kogenerační jednotky si investor musí zpravidla část peněz půjčit od banky – už jenom proto, že cena cizího kapitálu je pro firmu nižší než cena vlastních peněz. Pro účel porovnání jsem zvolila půjčku 60 % investice, kterou bude investor splácet po celou dobu provozu kogenerační jednotky. Podle údajů evropské centrální banky [35] jsem zvolila ve všech porovnávaných zemích úrok, za který si investor půjčuje, na 3,27 %. V posledních letech úrokové sazby ve všech zemích silně klesly, a rozdíly mezi jednotlivými zeměmi, které byly patrné ještě v roce 2013, se z velké míry vyrovnaly.

5.4 Vstupní hodnoty

5.4.1 Diskont

Jedním ze základních rozdílů mezi zkoumanými zeměmi je velikost diskontu. Jak jsem již zmínila dříve, ve výpočtech jsem počítala s tím, že si investor půjčí na 60 % investice (čili vlastní kapitál $E = 0,4$, cizí kapitál $D = 0,6$) s úrokem $r_d = 3,27\%$ - tyhle údaje jsou ve všech zemích stejné. Jelikož se ale investiční situace v každé ze zemí mírně liší, spočítala jsem diskont pro každou zemi zvlášť. Pro každou zemi se totiž liší daňová zátěž τ – pro Českou republiku a Slovinsko jen nepatrně (19 % a 17 %), ale například v Belgii je sazba daně daleko vyšší, a to 33,99 %. Vzhledem ke kombinovanému financování projektu – tedy kombinaci půjčky s investovaným vlastním kapitálem budu za diskont považovat vypočtenou hodnotu WACC, tedy průměrných vážených nákladů na kapitál. Vzoreček, který jsem pro jeho výpočet použila, je znázorněný níže.

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

kde:
$$r_e = r_f + ERP * \beta_n$$

Pro výpočty diskontu jsem počítala s údaji, zveřejněnými na stránce pana profesora Damodarana [36]. Pro výpočet r_e , čili míry požadované výnosnosti vlastního kapitálu, musím znát v první řadě r_f – bezrizikovou úrokovou míru. V tomto případě jsem počítala s tím, že se liší podle měny, která se v dané zemi používá – pro všechny zkoumané země s výjimkou České republiky jsem použila bezrizikovou míru Eura 0,63%, pro Českou korunu pak sazbu – 0,23 %.

Dalším vstupním údajem do výpočtů je hodnota prémie za riziko, tedy ERP. Udává nám očekávaný výnos nad rámec bezrizikové investice, kterou jsou typicky státní dluhopisy vydávané na stejnou dobu, jako je životnost investice.

Stanovení koeficientu β jednotlivých zemí, který vyjadřuje systematické riziko podnikání v daném odvětví, bylo trošku složitější. Nejprve bylo nutné vyhledat si velikost $\beta_{nezadlužená}$; ta je pro odvětví energetiky opět stejná pro všechny porovnávané země - ty jsou v materiálech ze zmíněného webu zařazeny do kategorie západní Evropy (0,95) – s výjimkou České republiky (0,94). V našem případě je ale nutné velikost koeficientu ze souboru mírně upravit – důvodem pro tento zásah je fakt, že ne ve všech zemích je podpora malé kogenerace garantovaná ze zákona, a v určitých zemích (včetně České republiky) tak může nastat situace, že stát přestane z roku na rok podporu investorům vyplácet. U zemí, kde podpora není garantovaná je tedy nutné hodnotu systematického rizika navýšit. Bohužel, hodnota navýšení se dá jen velmi těžko stanovit. Pro inspiraci, jak velký vliv na velikost koeficientu má garance podpory, jsem nahlédla do zprávy o metodice ERÚ [12]. Ve výpočtech ERÚ zvyšoval koeficient Beta o 0,05 %, použila jsem tedy stejnou hodnotu. Výsledný koeficient se ale vztahuje k investorovi, který si celý projekt hradí z vlastního kapitálu, což ovšem v našem případě neplatí. Z této hodnoty si tedy musíme spočítat hodnotu koeficientu pro investora, který se kvůli realizaci projektu zadluží, a to podle vzorečku:

$$\beta_{zadlužená} = \beta_{nezadlužená} * \left(1 + \frac{D}{E} * (1 - \tau)\right)$$

Hodnoty všech ukazatelů a koeficientů, potřebných pro výpočet diskontu, jsem znázornila v tabulce 9. Pro přehlednější orientaci jsem u zemí, kde podpora není garantovaná, znázornila hodnotu koeficientu beta tučně. Pro porovnání investiční situace v daných zemích jsem použila hodnoty z tabulky pro danou zemi, a pro porovnání dotačních systémů jsem vzala aritmetický průměr těchto hodnot. Prvním důvodem pro tento krok byla snaha o co největší eliminaci

extrémních rozptylů (například co se týče daní), druhým důvodem je opět inspirace zprávou o metodice ERÚ, ve které také počítají s průměrem evropských hodnot.

Tabulka 9 – Hodnoty investičních ukazatelů pro jednotlivé země

Země	ČR	Německo	Brusel	Valonsko	Vlámsko	Itálie	Slovinsko	"EVROPSKÉ HODNOTY"
Úrok	3,27%	3,27%	3,27%	3,27%	3,27%	3,27%	3,27%	3,27%
Daň	19%	29,65%	33,99%	33,99%	33,99%	31,40%	17%	28,43%
D	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60,0%
BETA nezadlužená	0,99	0,95	0,95	0,95	1	1	0,95	0,97
ERP	7,56%	6,47%	7,40%	7,40%	7,40%	9,41%	9,87%	7,93%
rf	-0,23%	0,63%	0,63%	0,63%	0,63%	0,63%	0,63%	0,51%
BETA zadlužená	2,193	1,952	1,891	1,891	1,990	2,029	2,133	2,01
re	16,35%	13,26%	14,62%	14,62%	15,36%	19,72%	21,68%	16,52%
diskont - nezadlužená	7,25%	6,78%	7,66%	7,66%	8,03%	10,04%	10,01%	8,20%
diskont - zadlužená	8,13%	6,68%	7,14%	7,14%	7,44%	9,23%	10,30%	8,01%

5.4.2 Cena komodit

Tuto kapitolu věnuji určení vstupních údajů, především pak ceny zemního plynu použitého jako paliva, silové elektřiny prodané do sítě a tepla, které nemusíme kupovat ze sítě, protože si ho dokážeme sami vyrobit v kogenerační jednotce. Ceny komodit jsem určila pro každou ze zkoumaných zemí. Ve výpočtech, které slouží pro porovnání systémů podpor, jsem počítala s průměrem vyhledaných cen komodit pro vybrané země, pro porovnání investiční situace mezi zeměmi jsem pak vždy použila hodnoty, které přísluší dané zemi.

Nejdůležitějším nákladem je pro provozovatele kogenerační jednotky cena paliva – zemního plynu. Tu musíme stanovit s ohledem na to, zda je investorem domácnost či subjekt z průmyslu – dodavatelské ceny plynu se pro tyto kategorie liší. Jelikož roční odběr plynu v našem případě není nikterak velký, rozhodla jsem se ve výpočtech použít ceny pro maloobdobě. Jelikož všechny evropské země jsou, co se týče zemního plynu, importéry, cena komodity se mezi evropskými zeměmi příliš lišit nebude. Konkrétní cenu 1,08 Kč/kWh, totožnou pro celou Evropu, jsem převzala z údajů statistické agentury Eurostat [37].

Prvním z příjmů je cena za elektřinu prodanou dle předpokladů do sítě. V těchto výpočtech tedy musíme počítat s cenou silové elektřiny, za kterou výrobce prodá elektřinu na trhu. Data pro jednotlivé země jsem našla opět ve statistikách na webu Eurostatu [37] – jsou znázorněny v tabulce níže.

Tabulka 10 – Ceny silové elektřiny ve vybraných zemích

Země	ČR	Německo	Brusel	Valonsko	Vlámsko	Itálie	Slovinsko
Cena elektřiny [Kč/kWh]	0,78	0,97	0,76	0,76	0,76	0,89	0,87

Jak je patrné z tabulky 10, cena elektřiny se v jednotlivých evropských zemích nijak dramaticky neliší – ve všech zkoumaných zemích se pohybuje okolo hodnoty 0,8 Kč/kWh; nejvíce dostane investor za vyrobenou elektřinu v Německu – 0,97 Kč/kWh, nejméně pak v Belgii – 0,76 Kč/kWh. Důvodem pro podobnou cenovou hladinu silové elektřiny napříč Evropou bude dle mého názoru zejména silné propojení evropských energetických burz a trhů s elektřinou.

Co se týče určení ceny tepla, je situace poněkud zamotanější. Zatímco v České republice, Německu či Slovinsku existuje poměrně rozvinutý systém centrální dodávky tepla z tepláren, v Belgii je tento způsob dodávek tepla jen marginální (cca 1 % dodávek tepla) a v Itálii, která leží poněkud jižněji, není po teple taková poptávka jako ve státech s chladnějším podnebím. Navíc se cena tepla značně liší i jen mezi jednotlivými českými městy – záleží na nabídkových cenách nejbližší teplárny. Výsledné ceny pro Českou republiku jsem určila jako průměr ceny jednotlivých tepláren bez DPH (zveřejňováno ERÚ [12]), na cenu tepla pro Belgii jsem se rozhodla udělat citlivostní analýzu z důvodu neexistujících dat, data pro ostatní země mi poskytlo teplárenské sdružení ČR. Ceny pro zkoumané země jsou zobrazeny v tabulce 11. Ve výpočtech, porovnávajících systémy podpor, jsem počítala s průměrem z těchto hodnot – 410 Kč/GJ.

Tabulka 11 – Ceny tepla ve vybraných zemích

Země	ČR	Německo	Brusel	Valonsko	Vlámsko	Itálie	Slovinsko
Cena tepla [Kč/GJ] bez DPH	422,65	605,92	350,00	350,00	350,00	430,12	359,77

6 Diskuze výsledků provozu malé kogenerační jednotky

V této kapitole bych ráda představila konečné výsledky, ke kterým jsem během vypracování své práce dospěla. První dvě tabulky - číslo 12 a 13 - znázorňují výsledky výpočtů, které porovnávají systémy podpor – jak již bylo zmíněno v předchozí kapitole, pro všechny země jsou brány stejné vstupy, s výjimkou obdržených dotací; v tabulkách je pak dále uvedena celková suma dotací, kterou kogenerační jednotka za dobu své životnosti dostane. Tabulka 12 zobrazuje výsledky ukazatelů NPV a IRR, které porovnávají situaci, kdy majitel dostává pouze provozní dotace, tak jak jsou vypsány a definovány v jednotlivých zemích (nejsou tedy započítány investiční dotace, které může majitel kogenerační jednotky v některých zemích dostat). Z tabulky můžeme vidět, že nejvýhodnější je investovat do kogenerační jednotky v Bruselu a ve Slovinsku. Nejhůře je na tom pak investor ve Vlámku, Valonsku a v Itálii.

Tabulka 12 – Výsledné hodnoty pro jednotlivé země bez investiční dotace

Bez investiční dotace:	ČR	Německo	Brusel	Valonsko	Vlámko	Itálie	Slovinsko
NPV [Kč]	- 532 046	777 204	6 687 778	-1 433 726	-2 561 941	- 3 609 256	4 234 901
Obdržené dotace celkem [Kč]	14 673 400	17 544 630	25 772 807	10 412 356	8 891 336	4 815 687	20 662 743
IRR [%]	2%	17%	94%	Neexistuje	Neexistuje	Neexistuje	70%

Tabulka 13 pak znázorňuje výsledné hodnoty ukazatelů včetně obdržených investičních dotací. Ne ve všech zemích je však možné na investiční dotace dosáhnout (Slovinsko, Vlámko), proto se najdou země, ve kterých se výsledné hodnoty oproti předchozí tabulce vůbec nezměnily. V zemích, kde investiční dotace fungují (ČR, Německo, Brusel, Valonsko, Itálie), pak dle očekávání tyto dotace zvýšily nejen celkovou sumu obdržených dotací, ale i výsledné hodnoty ukazatelů NPV a IRR.

Tabulka 13 – Výsledné hodnoty pro jednotlivé země s investiční dotací

S investiční dotací	ČR	Německo	Brusel	Valonsko	Vlámko	Itálie	Slovinsko
NPV [Kč]	- 109 138	777 204	7 146 634	- 813 869	- 2 561 941	- 2 346 443	4 234 901
Obdržené dotace celkem [Kč]	15 168 097	17 544 630	25 894 532	10 818 106	8 891 336	6 355 687	20 662 743
IRR [%]	7%	20%	97%	Neexistuje	Neexistuje	Neexistuje	70%

V tabulce 14 jsou znázorněny výsledky porovnání investiční situace v jednotlivých zemích – pro každou zemi tedy do výpočtů vstupují hodnoty, které přísluší dané zemi. Vidíme, že výsledné hodnoty se zvýšily pro Česko, Německo a Itálii, pro všechny ostatní zkoumané oblasti naopak klesly. Jednotlivým zemím se budu podrobněji věnovat v následující kapitole, včetně zhodnocení, citlivostních analýz na vstupní hodnoty a komentářů k vypočítaným hodnotám. U všech zemí jsem vytvořila citlivostní analýzy na vstupní hodnoty diskontu, cenu plynu, cenu a množství dodaného tepla. Všechny citlivostní analýzy jsou k dispozici v přílohách, v textu ukážu pouze ty nejzajímavější z nich.

Tabulka 14 – Výsledné hodnoty pro jednotlivé země – porovnání investiční situace

Bez investiční dotace:	ČR	Německo	Brusel	Valonsko	Vlámsko	Itálie	Slovinsko
NPV [Kč]	- 188 132	8 280 413	4 893 882	- 2 840 555	- 3 841 013	- 1 925 754	3 987 116
Obdržené dotace celkem [Kč]	14 673 400	17 544 630	25 772 807	10 412 357	8 891 337	4 815 688	20 662 743
IRR [%]	6%	59%	78%	Neexistuje	Neexistuje	Neexistuje	73%
S investiční dotací:							
NPV [Kč]	724 960	8 713 990	4 960 317	- 2 619 103	- 3 841 013	- 1 136 990	3 987 116
Obdržené dotace celkem [Kč]	15 168 097	17 544 630	25 894 532	10 818 107	8 891 337	6 355 688	20 662 743
IRR [%]	14%	59%	79%	Neexistuje	Neexistuje	Neexistuje	73%

6.1 Česká republika

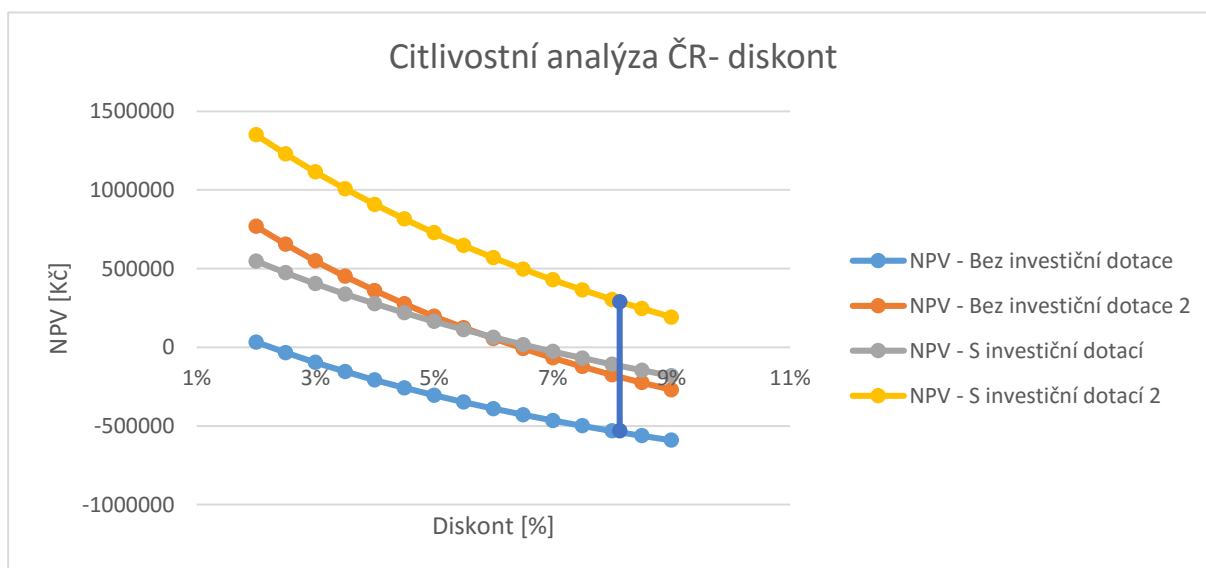
V tabulce 15 jsou přehledně vypsány všechny výsledky výpočtů pro Českou republiku. Při použití průměrných evropských hodnot vychází výsledky hůře, než za použití autentických údajů. Je to způsobeno zejména tím, že česká výše zdanění je pod evropským průměrem – při porovnání investiční situace jsou tedy nižší náklady na placení daní. Navíc je průměrná cena tepla, se kterou jsem počítala při porovnávání systémů podpory, nižší než cena v České republice, tudíž při použití českých hodnot dostaneme vyšší příjmy.

Tabulka 15 – Celkový přehled výsledků – Česká republika

	Porovnání systémů podpory		Porovnání Investiční situace	
	Bez investiční dotace	S investiční dotací	Bez investiční dotace	S investiční dotací
NPV [Kč]	- 532 046,43	- 109 139,72	- 188 131,58	724 960,30
Obdržené dotace [Kč]	14 673 400,00	15 168 097,00	14 673 400,00	15 168 097,00
IRR [%]	2 %	7 %	6 %	14 %

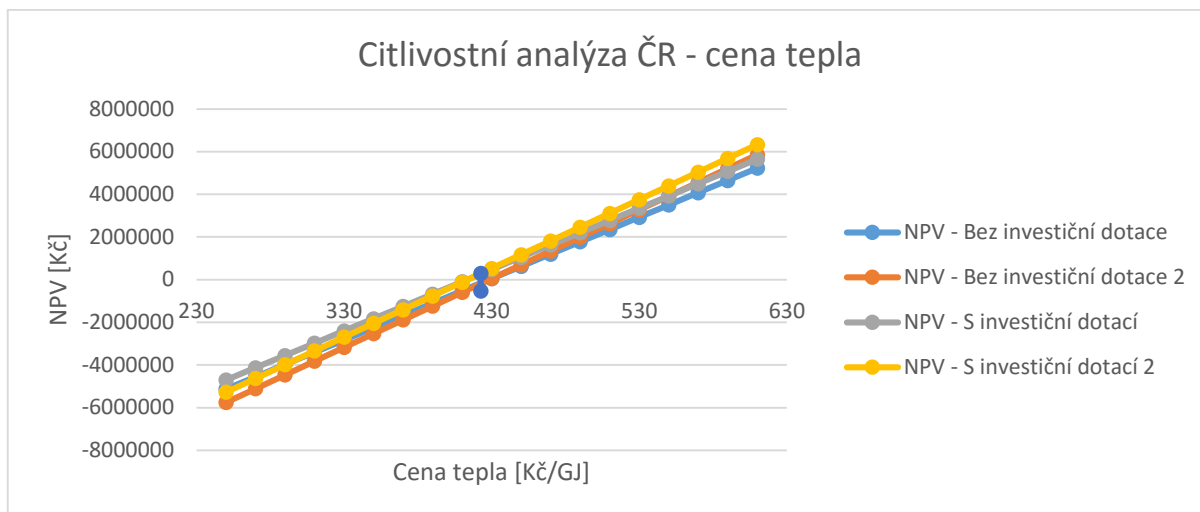
Podpora pro české investory ovem není garantovaná, může se tedy stát, že z roku na rok přestanou dotace dostávat. Z tohoto důvodu jsem u všech zemí vypočítala dobu, po kterou by musel investor v dané zemi provozní dotace pobírat, aby se mu investice vyplatila. Pro variantu porovnávání podpor a se započítáním investiční dotace jsem se dostala pro Českou republiku k době 22 let, pro porovnání investiční situace mi pak vyšlo, že majitel jednotky by podporu musel pobírat 17 let, aby se mu investice vrátila. V České republice jsou různé možnosti získání investiční dotace, která zlepšuje celkovou výnosnost investice, a to i přesto, že při využití možnosti obdržení investiční dotace klesnou výrobci každoroční pravidelné platby provozní dotace.

V grafu 4, který znázorňuje citlivost výsledné hodnoty NPV na výši diskontu, můžeme vidět, že výsledek je na diskontu poměrně hodně závislý. Průběh hodnot, který není doplněn číslem, znázorňuje porovnání systémů podpor, řady označené číslem 2 ukazují porovnání investiční situace. Hodnota diskontu, se kterou jsem ve výpočtech počítala je vyznačena modrou čarou.



Graf 4 – CA na výši diskontu pro ČR

Další graf ukazuje citlivost výsledného NPV na změnu vstupní ceny tepla. V tomto případě vidíme, že cena tepla má na výsledek také velký vliv – použitá hodnota 422 Kč/GJ (znázorněna modře) je velmi blízko zlomové hodnotě, která se v závislosti na variantě výpočtu pohybuje okolo 400 Kč/GJ.



Graf 5 – CA na cenu tepla pro ČR

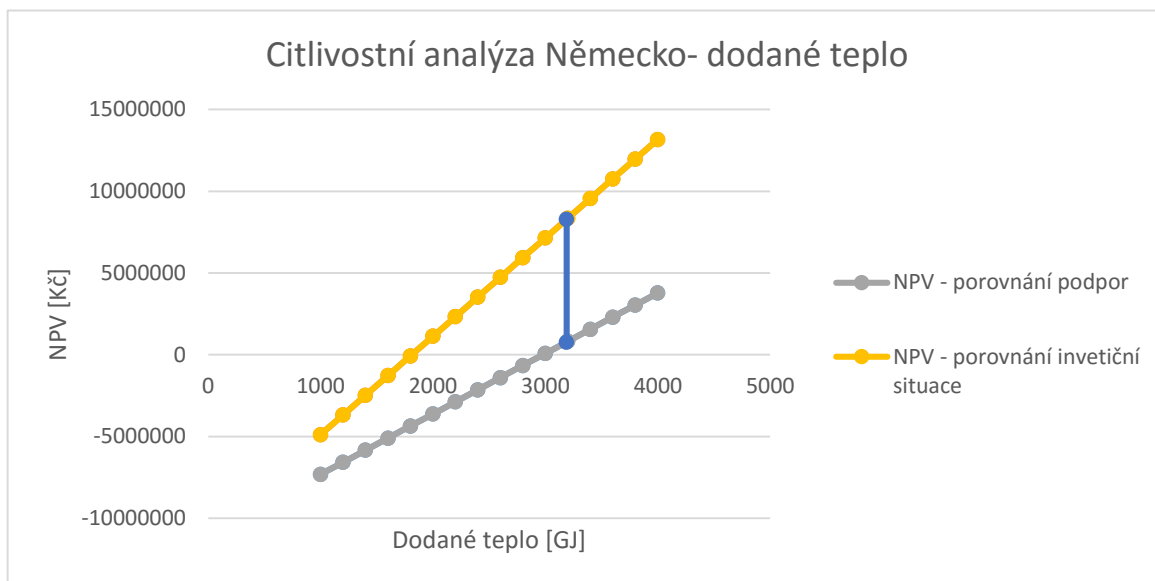
6.2 Německo

Pro přehled výsledků pro Německo jsem vytvořila tabulku 16. V porovnání se situací v České republice obdrží investor v Německu více dotací – cca o 3 miliony Kč. Německo se snaží maximálně podporovat investory k investování do kogenerace; je to i jedna z jejich energetických priorit. Jelikož ale výkupní cena silové elektřiny dlouhodobě klesá, nedosahoval počet nově instalovaných kogeneračních jednotek očekávaných hodnot, což vedlo zákonodárce k rozhodnutí razantně zvýšit podporu (ale jen pro jednotky, které dodávají elektřinu do sítě).

Tabulka 16 - Celkový přehled výsledků – Německo

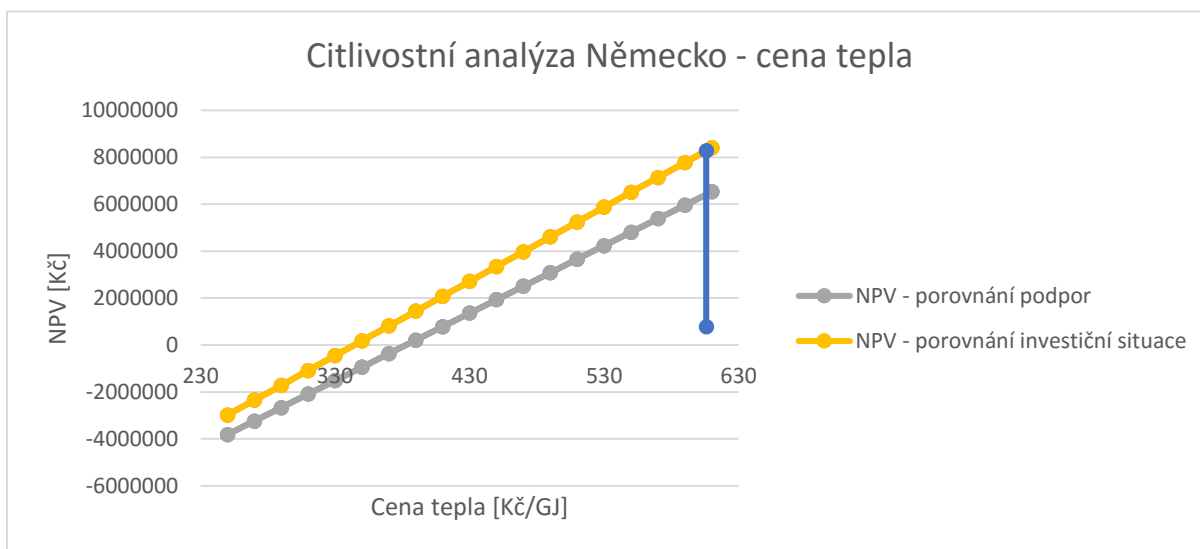
	Porovnání systémů podpory		Porovnání Investiční situace	
	Bez investiční dotace	S investiční dotací	Bez investiční dotace	S investiční dotací
NPV [Kč]	777 204	777 204	8 280 413	8 280 413
Obdržené dotace celkem [Kč]	17 544 630	17 544 630	17 544 630	17 544 630
IRR [%]	17 %	17 %	59 %	59 %

Při pohledu na tabulku výsledků je také vidět markantní rozdíl mezi výsledky při porovnání systémů podpory a při porovnání investiční situace. Při použití reálných německých hodnot dostaneme přibližně desetkrát vyšší hodnotu NPV, a to ze dvou hlavních důvodů. Německo kogeneraci dlouhodobě podporuje, dotace jsou garantované, a investiční situace je tam velmi stabilní. Z tohoto důvodu je v Německu nejnižší diskont ze všech porovnávaných zemí, což vede k vyšším výsledným hodnotám. Dalším důvodem je velmi vysoká cena tepla - cca o 200 Kč za GJ větší než průměrná hodnota – příjmy za teplo jsou tedy vyšší a tato skutečnost zlepšuje i výsledné hodnoty.



Graf 6 – CA na množství dodaného tepla v Německu

Graf 6 znázorňuje analýzu na citlivost výsledného NPV na množství dodaného tepla. Jelikož v Německu není možnost investičních dotací, jsou v grafu viditelné pouze dvě řady hodnot – porovnání dotačních systémů a investiční situace. Z grafu vidíme, že při použití daných hodnot bude NPV kladné až do 1700 GJ, respektive 3000 GJ, dodaného tepla. Tyto hodnoty jsou obě menší, než teplo, které kogenerační jednotka vyrobí (3 187 GJ).



Graf 7 – CA na cenu tepla v Německu

Graf 7 znázorňuje citlivost na cenu tepla – veličinu, která má pro konečné výsledky rozhodující vliv. Vysoká cena tepla v Německu zaručuje velmi kladné výsledky, ale vidíme, že i kdyby klesla až na cca 380 Kč/GJ, výsledné NPV by bylo pořád kladné.

Dalším údajem, který jsem ve výpočtech zjišťovala, byla doba, po kterou by musela kogenerační jednotka dostávat podporu, aby NPV vyšlo kladně. V případě Německa jsem dospěla k velmi zajímavým hodnotám – při použití společných evropských hodnot jsem získala výsledek 15 let pobírání dotací, aby se provoz jednotky vyplatil. Naopak při použití ryze německých hodnot vyšla magická hodnota 0, což znamená, že nízký diskont v kombinaci s vysokou cenou tepla by měl pro německého investora zaručit ekonomicky výhodný provoz i bez dotací.

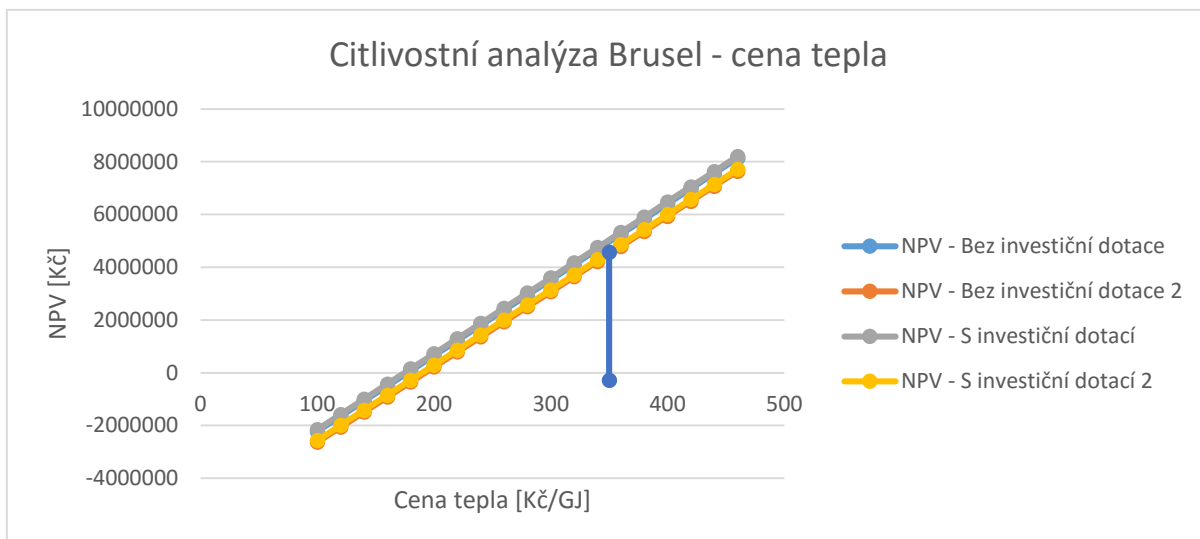
6.3 Brusel

Tabulka 17 obsahuje přehled výsledků pro Brusel. Tento region je specifický tím, že výsledky výpočtů zde vychází extrémně kladně. Celková suma obdržených dotací velmi převyšuje hodnoty jiných zemí – je přibližně o 10 milionů vyšší než suma v České republice. Bruselský region obsahuje téměř pouze městskou zástavbu, a z tohoto důvodu je tu složitější situace pro umístění obnovitelných zdrojů, a také není žádoucí budovat uhelnou teplárnu, která by znečišťovala tamní ovzduší. Z tohoto pohledu se kogenerační jednotky jeví jako ideální zdroj tepla, a tudíž je pochopitelné, že je tolik podporovaný. Tomu odpovídá i cena zelených certifikátů, která se drží na velmi vysoké úrovni.

Tabulka 17 - Celkový přehled výsledků – Brusel

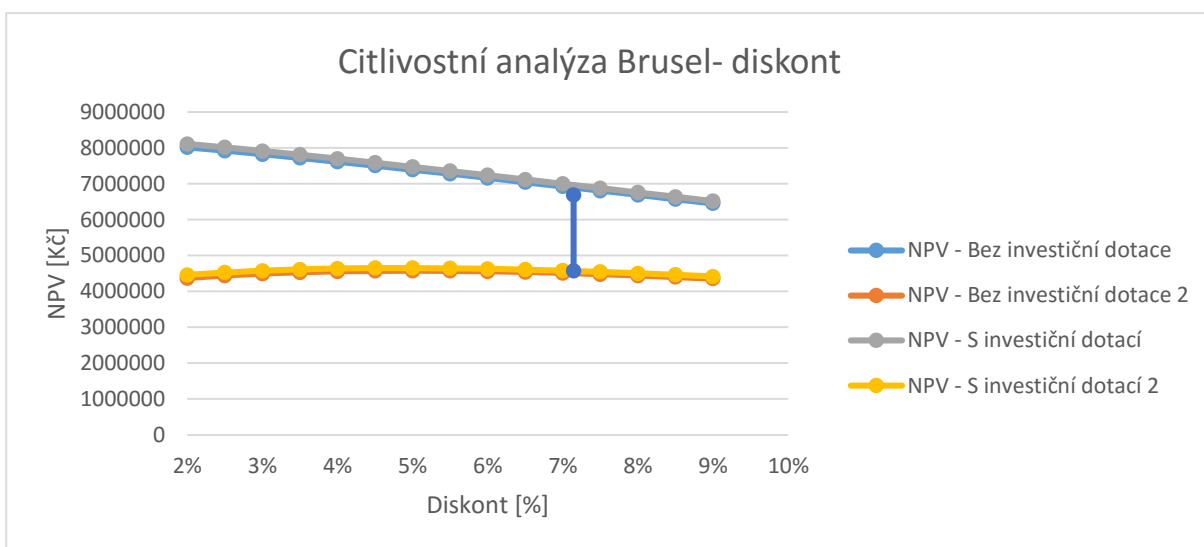
	Porovnání systémů podpory		Porovnání Investiční situace	
	Bez investiční dotace	S investiční dotací	Bez investiční dotace	S investiční dotací
NPV [Kč]	6 687 778	6 756 778	4 504 116	4 570 552
Obdržené dotace celkem [Kč]	25 772 807	25 894 532	25 772 807	25 894 532
IRR [%]	94 %	95 %	78 %	79 %

V Bruselu, stejně jako v celé Belgii, jsou dodávky tepla zajišťovány pomocí centrálního zásobování jen minoritně (méně než 1 %), a z tohoto důvodu je velmi složité, téměř nemožné určit cenu za teplo pro kterýkoliv z belgických regionů. Neexistující data jsou také důvodem, proč jsem pro všechny belgické regiony vytvořila citlivostní analýzy na cenu tepla – pro Brusel je vidět v grafu číslo 8. Ze zobrazených hodnot jasně vidíme, že pro případ Bruselu by cena tepla musela klesnout až pod hodnotu přibližně 200 Kč/GJ, aby se výsledná čistá současná hodnota dostala do záporných hodnot. Celkové výsledky výpočtů jsou na cenu tepla obecně velmi citlivé. Dále jsem zjistila, že investorovi stačí pobírat dotace po dobu 4 let, aby se mu investice vrátila (porovnání podpor, s investiční dotací).



Graf 8 – CA na cenu tepla v Bruselu

V grafu 9 vidíme citlivostní analýzu na diskont, která nám ukazuje, že vstupní hodnota výše diskontu nemá na výslednou hodnotu NPV téměř žádný vliv. Pro všechny možnosti se výsledná čistá současná hodnota drží vysoko v kladných hodnotách.



Graf 9 – CA na výši diskontu pro Brusel

6.4 Valonsko

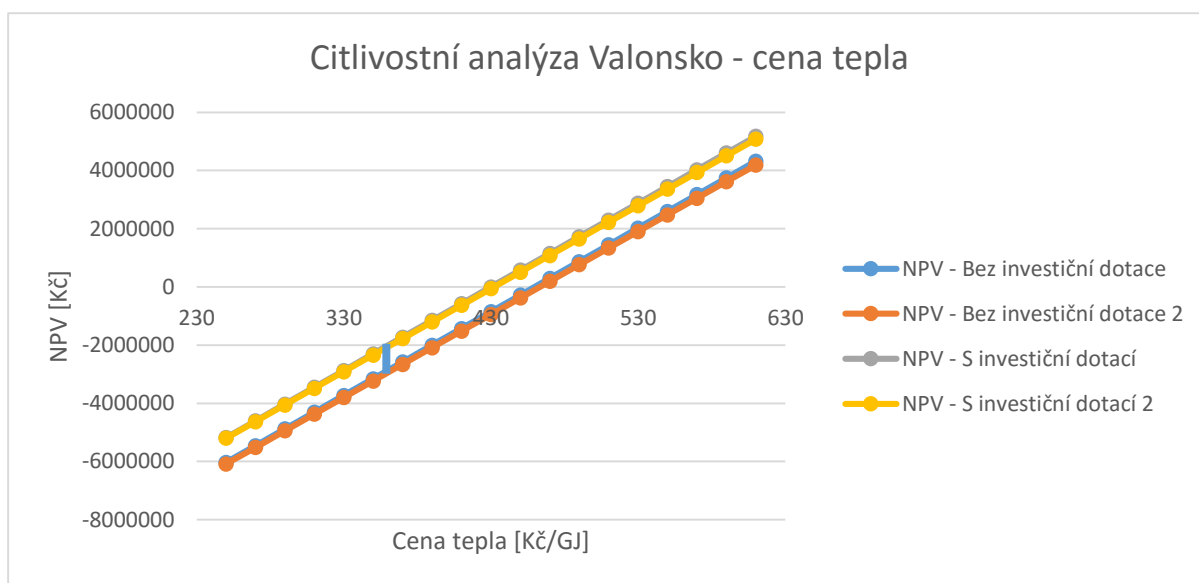
Výsledky pro Valonsko v tabulce 18 nám ukazují pro všechny varianty záporné hodnoty NPV a neexistující IRR. Celková výše obdržených dotací je poměrně nízká – na úrovni 2/3 českých hodnot. Při porovnávání systémů podpory jsou výsledky lepší než při hodnocení investiční situace – důvodem pro to může být jednak vysoká míra zdanění v Belgii (která ale v případě Bruselu neměla na výsledek vliv), nebo nižší vstupní cena tepla – na tu je níže zobrazená citlivostní analýza. Ve Valonsku jsou kogenerační jednotky používány zejména

v průmyslu či pro zemědělství a velký důraz je tam kladen na používání obnovitelných zdrojů energie. Tento fakt je podle mě hlavním důvodem, proč jsou dotace pro plynovou kogeneraci na tak nízké úrovni.

Tabulka 18 - Celkový přehled výsledků – Valonsko

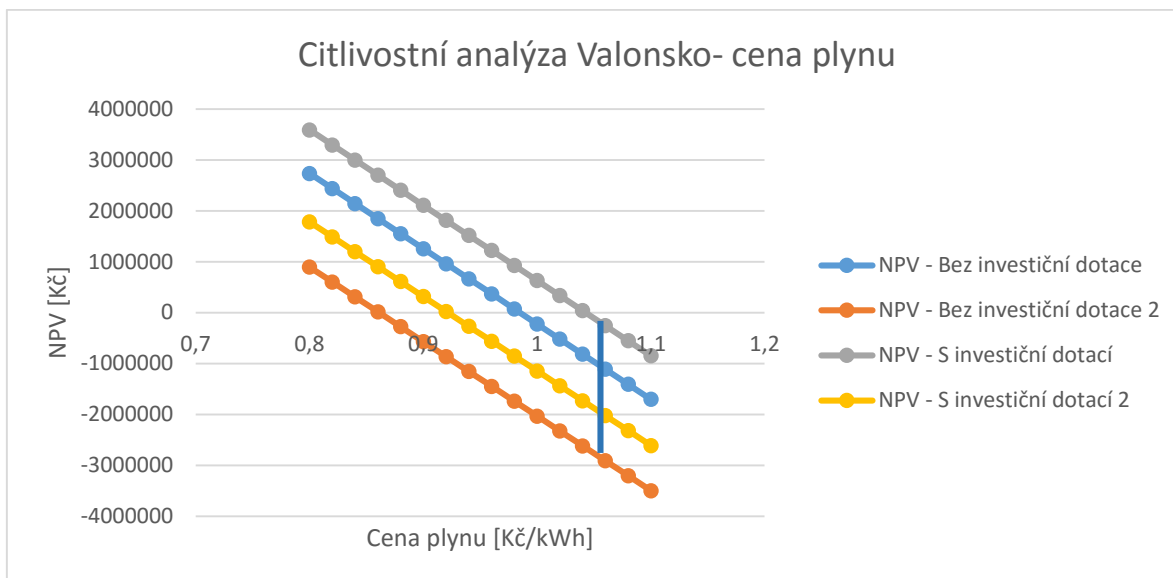
	Porovnání systémů podpory		Porovnání Investiční situace	
	Bez investiční dotace	S investiční dotací	Bez investiční dotace	S investiční dotací
NPV [Kč]	- 1 433 726	- 1 203 725	- 3 230 319	- 3 008 867
Obdržené dotace celkem [Kč]	10 412 356	10 818 106	10 412 356	10 818 106
IRR [%]	Neexistuje	Neexistuje	Neexistuje	Neexistuje

Prvním vstupním parametrem, na jehož změny jsem testovala citlivost výsledných hodnot, je cena tepla. Jak vidíme v grafu 10, pro otočení výsledků do kladných hodnot by musela cena tepla vzrůst z 350 Kč/GJ, se kterými jsem pro Valonsko a celou Belgie počítala, na hodnoty mezi 430 – 450 Kč/GJ, v závislosti na variantě výpočtu.



Graf 10 – CA na cenu tepla pro Valonsko

Další citlivostní analýzou, kterou bych pro Valonsko zmínila, je citlivost čisté současné hodnoty investice na cenu zemního plynu, tedy paliva. Z grafu 11 vidíme, že již změna ceny plynu o 0,1 Kč/kWh změní výhodnost investice pro varianty porovnávající systémy podpor. Pro zajištění výhodnosti variant, ve kterých jsem počítala s autentickými hodnotami pro Valonsko, tedy pro porovnání investiční situace, by musela cena plynu klesnout z 1,08 Kč/kWh na 0,85 Kč/kWh.



Graf 11 – CA na cenu plynu pro Valonsko

Pro variantu porovnání systémů podpor mi vyšlo, že investor by musel dotace pobírat po dobu 32 let, aby se mu investice vrátila – jelikož je tato doba delší, než doba životnosti kogenerační jednotky, je zřejmé, že se investice nevyplatí. Pro variantu porovnání investiční situace se vložené finanční prostředky nevrátí nikdy.

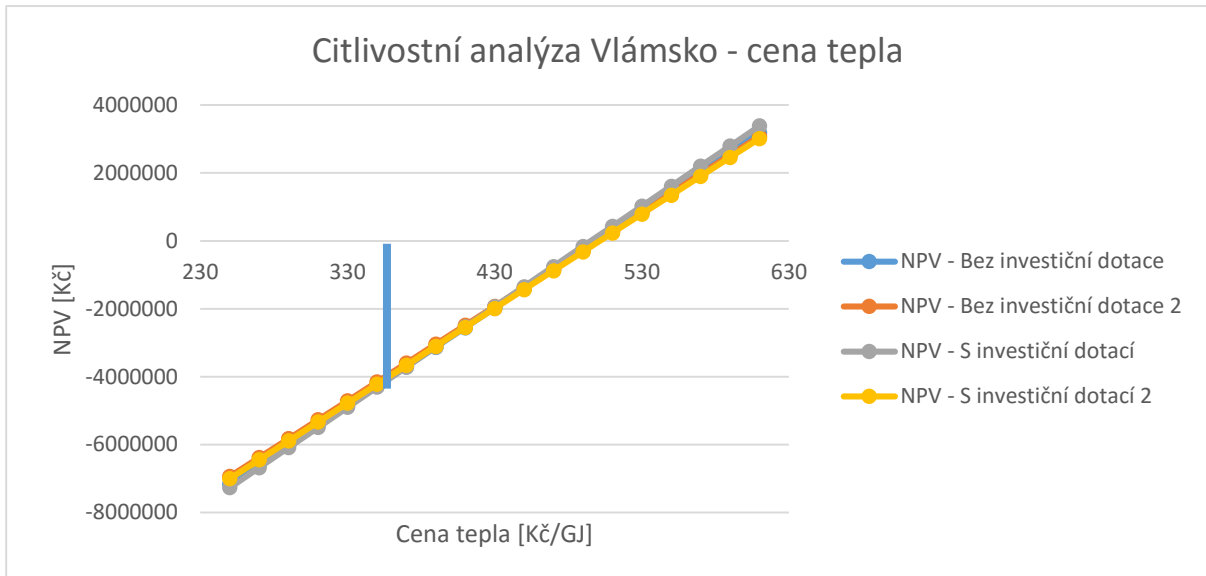
6.5 Vlámsko

Výsledky pro Vlámsko vychází podobně jako ve Valonsku, v předchozím belgickém regionu. Vlámsko však v minulosti prošlo velkým boomem instalace kogeneračních jednotek, a vysoká podpora vedla až k předimenzování trhu. Výsledkem bylo razantní snížení podpory, jelikož ve Vlámku nemají o nové instalace zájem – to je také důvod, proč obdrží investor ve Vlámku nejmenší celkovou výši dotací z celé Belgie, tudíž Vlámko již není pro investory do kogenerace atraktivní.

Tabulka 19 - Celkový přehled výsledků – Vlámko

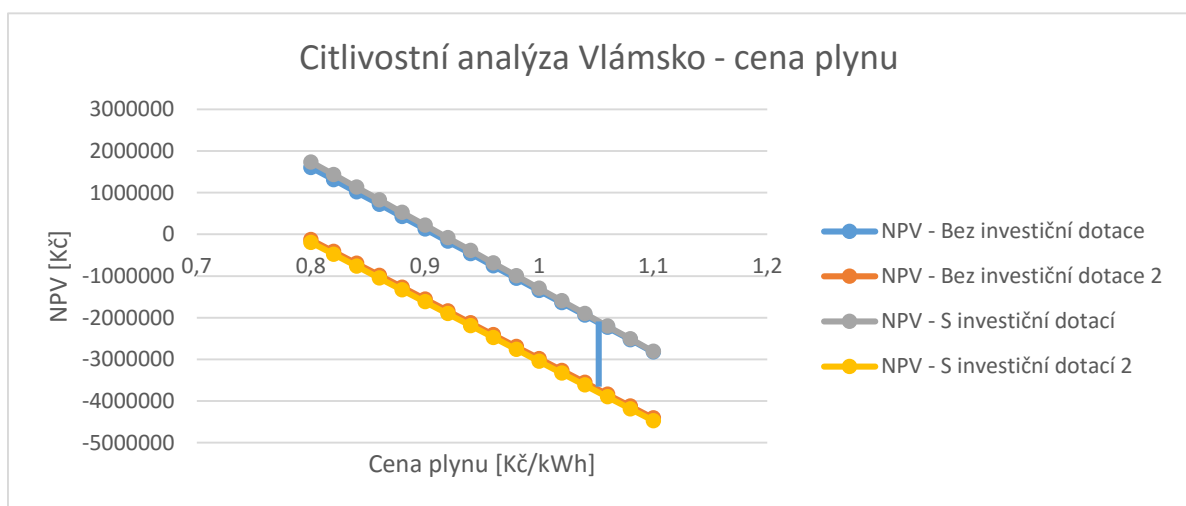
Vlámko	Porovnání systémů podpory		Porovnání Investiční situace	
	Bez investiční dotace	S investiční dotací	Bez investiční dotace	S investiční dotací
NPV [Kč]	- 2 561 941	- 2 539 580	- 4 155 169	- 4 220 222
Obdržené dotace celkem [Kč]	8 891 336	8 891 336	8 891 336	8 891 336
IRR [%]	Neexistuje	Neexistuje	Neexistuje	Neexistuje

Pro Vlámsko jsem, stejně jako pro zbytek Belgie, udělala citlivostní analýzu na cenu tepla. Graf 12 ukazuje, že pro všechny porovnávané varianty by se investice stala výhodnou až při ceně tepla přibližně 490 Kč/GJ.



Graf 12 – CA na cenu tepla pro Vlámsko

Dalším vstupním údajem, který jsem pro Vlámsko podrobila citlivostní analýze, je cena zemního plynu. Jak ukazuje graf 13, pro dosažení kladných výsledných hodnot pro porovnání dotačních systémů by ve Vlámsku musela cena plynu klesnout až na hodnotu přibližně 0,9 Kč/GJ. Pro varianty, porovnávající investiční situaci mezi regiony, by pak cena plynu musela dosáhnout hodnoty pouze 0,8 Kč/GJ tedy ještě o 0,1 Kč/GJ méně než tomu bylo ve Valonsku.



Graf 13 – CA na cenu plynu pro Vlámsko

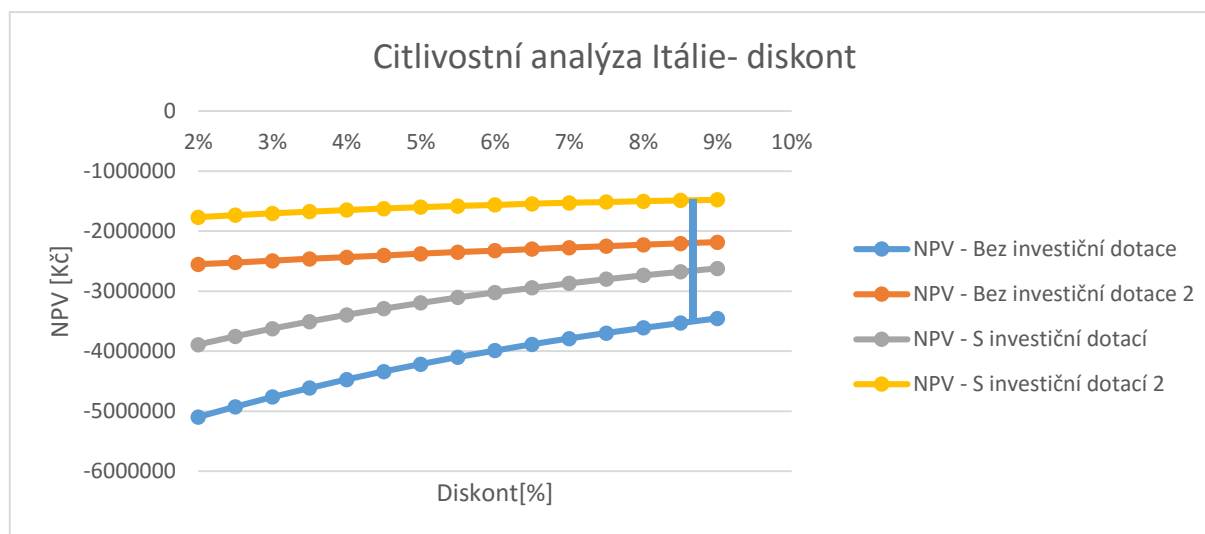
6.6 Itálie

Itálie je zemí, která má ze všech zkoumaných regionů nejnižší podporu malých kogeneračních jednotek. Ani poměrně vysoké investiční dotace a zvýhodněná cena zemního plynu pro provozovatele kogeneračních jednotek nevykompenzuje nízkou cenu bílých certifikátů, které investoři za svou produkci elektřiny dostanou. Vzhledem k teplému klimatu je pravděpodobné, že poptávka po teple nebude v Itálii taková, jako v severnějších zemích. Potenciál kombinované výroby elektřiny a tepla se tak dá v Itálii plně využít například pro provoz lázní či nemocnic, pro vytápění objektů či kanceláří už méně. Jak vidíme v tabulce 20, pro všechny varianty vychází záporné hodnoty NPV a neexistující IRR. Hodnoty, které porovnávají investiční situaci, vychází lépe než ty, které porovnávají systémy podpory, a to hlavně z důvodu vyšší ceny tepla v Itálii než je průměrná cena v Evropě, se kterou jsem počítala.

Tabulka 20 - Celkový přehled výsledků – Itálie

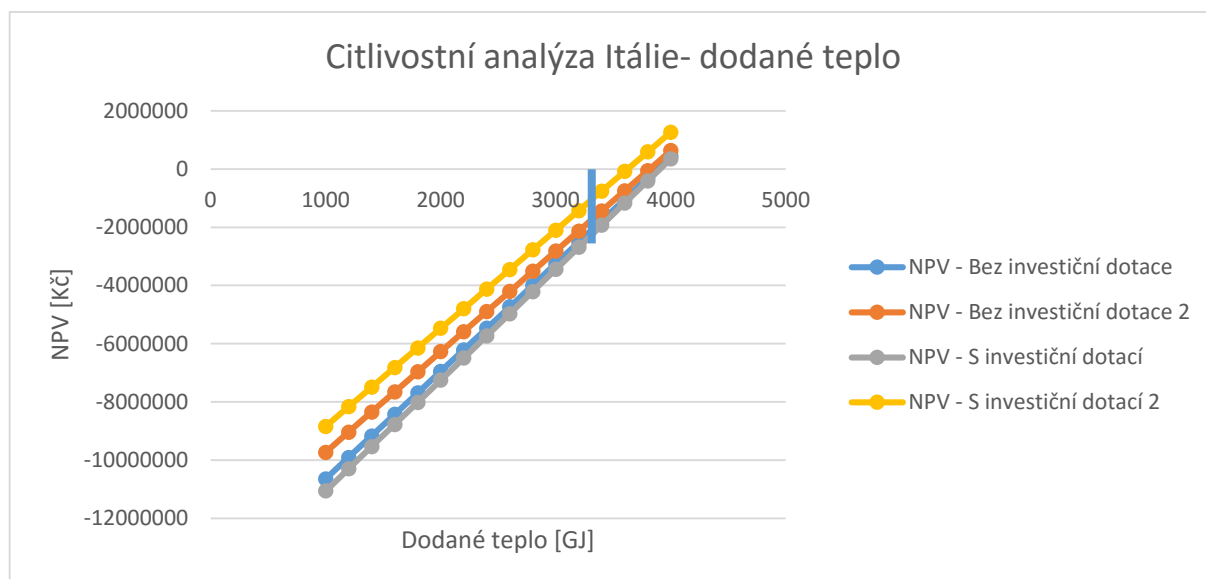
	Porovnání systémů podpory		Porovnání Investiční situace	
	Bez investiční dotace	S investiční dotací	Bez investiční dotace	S investiční dotací
NPV [Kč]	- 3 609 256	- 2 735 102	- 2 172 716	- 1 470 383
Obdržené dotace celkem [Kč]	4 815 687	6 355 687	4 815 687	6 355 687
IRR [%]	Neexistuje	Neexistuje	Neexistuje	Neexistuje

Pro Itálii bych se zastavila u testování citlivosti výsledků na změnu diskontu. Jak vidíme v grafu 14, výsledné hodnoty ukazatelů jsou na změnu diskontu citlivé jen minimálně – při změnách mezi 2 % a 9 % se výsledky drží stále hluboko v záporných hodnotách a to pro všechny porovnávané varianty.



Graf 14 – CA na výši diskontu pro Itálii

Dále bych se pro Itálii ráda zastavila u citlivosti výsledných hodnot na množství dodaného tepla. Podle grafu 15 by stačilo mírné zvýšení množství dodaného tepla ročně (o necelých 1000 GJ) na to, aby se výsledné hodnoty dostaly do kladných čísel.



Graf 15 – CA na množství dodaného tepla pro Itálii

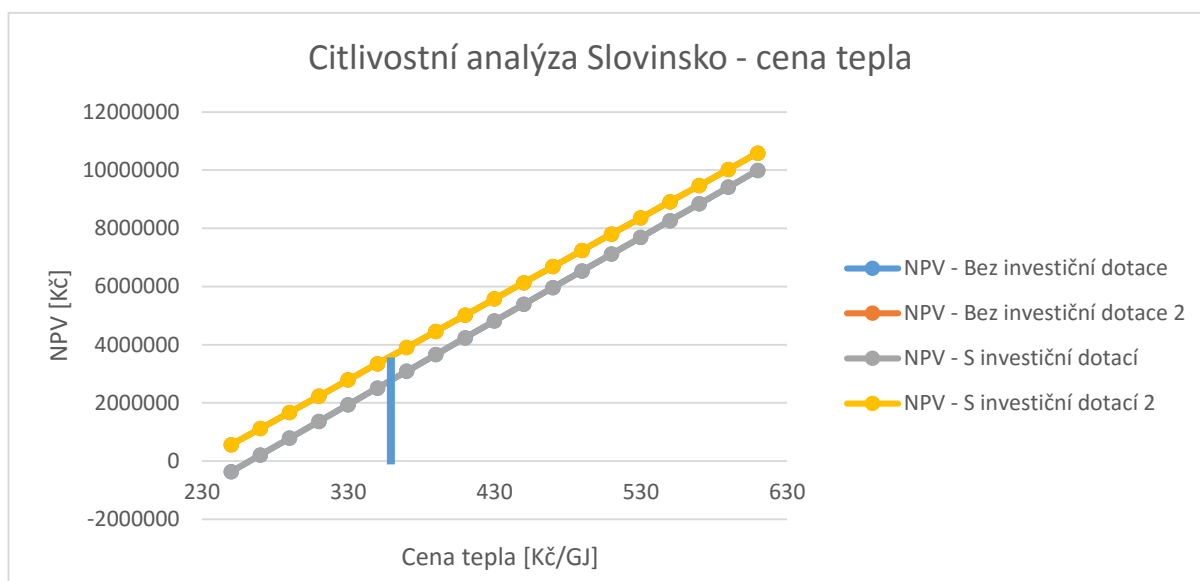
6.7 Slovinsko

Slovinsko je zemí, která má po Bruselu druhé nejvyšší provozní dotace, a výsledky vycházejí vysoko v kladných hodnotách i přesto, že investiční dotace ve Slovinsku nefungují. Ačkoliv je systém provozních dotací podobný jako v České republice, hodnoty provozní podpory za MWh jsou daleko vyšší než u nás. Od roku 2014 se však podpora pro nové zdroje zastavila, a pro možnost pobírat vypsané dotace musí projekt projít výběrovým řízením, což může být jeden z důvodů, proč jsou vypsané dotace takto vysoké. V tabulce 21 jsou znázorněny výsledky ukazatelů pro Slovinsko – nejen NPV, ale i IRR dosahují velmi vysokých hodnot.

Tabulka 21 - Celkový přehled výsledků – Slovinsko

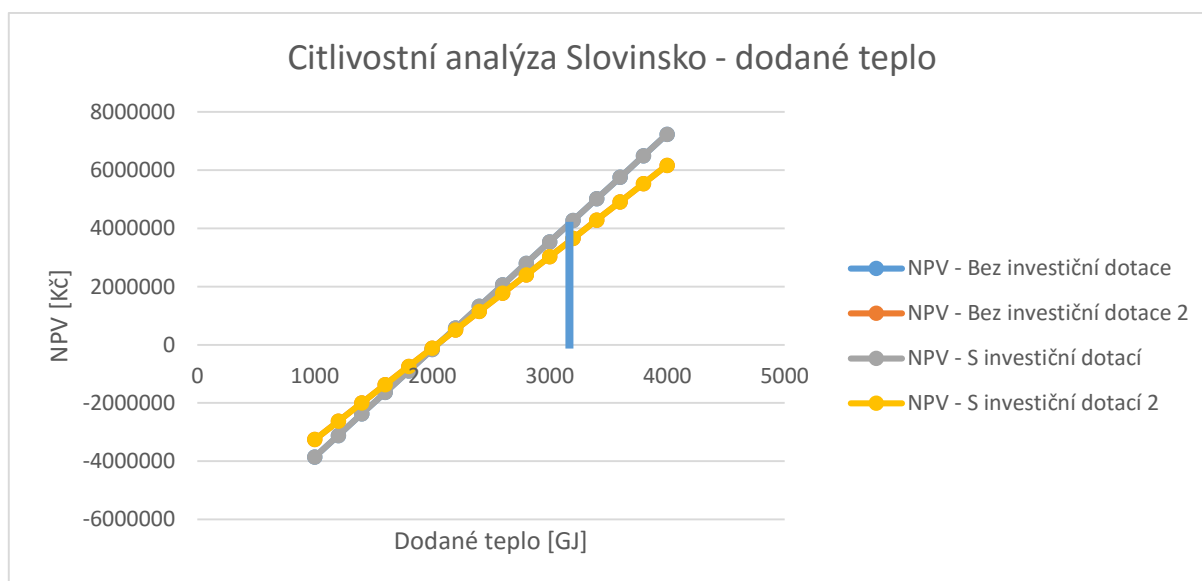
	Porovnání systémů podpory		Porovnání Investiční situace	
	Bez investiční dotace	S investiční dotací	Bez investiční dotace	S investiční dotací
NPV [Kč]	4 234 901	4 234 901	3 620 553	3 620 553
Obdržené dotace celkem [Kč]	20 662 743	20 662 743	20 662 743	20 662 743
IRR [%]	70 %	70 %	73 %	73 %

Pro případ Slovinska jsem si dovoluila přidat do textu více citlivostních analýz, než u předchozích zemí. První z nich je analýza na citlivost výsledků na cenu tepla v grafu 16. Vidíme, že aby se investice stala nevýhodnou, musela by cena tepla být opravdu nízká (kolem 250 Kč/GJ)



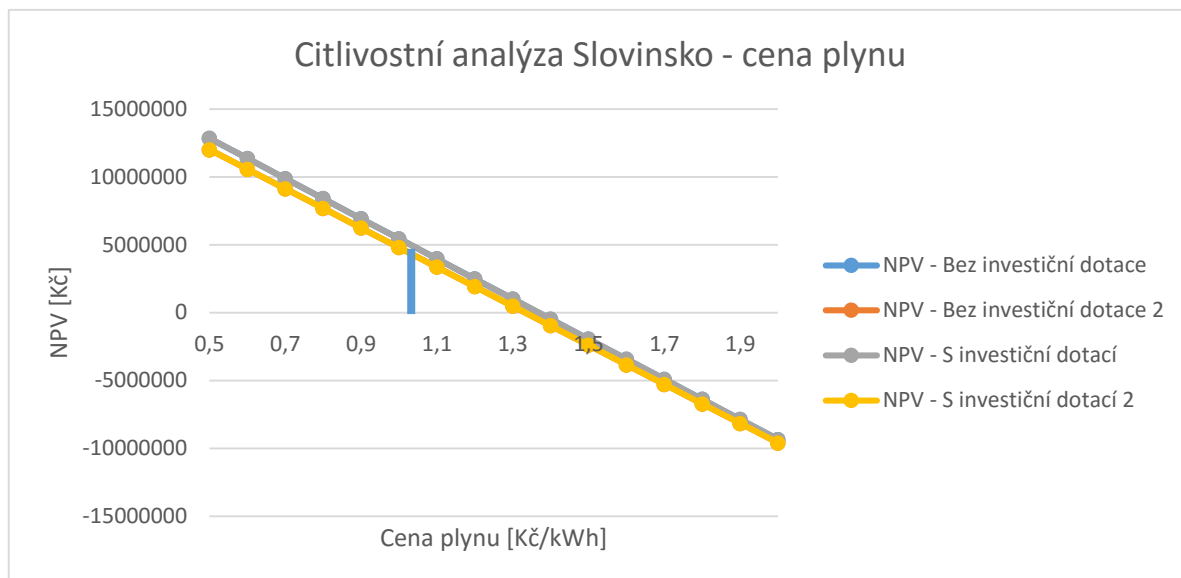
Graf 16 - CA na cenu tepla na Slovinsku

Dalším parametrem, který si dle mého názoru zaslouží komentář, je množství dodaného tepla. Z grafu 17 vidíme, že množství dodaného tepla může ještě o třetinu klesnout, a investice se pořád vyplatí.



Graf 17 - CA na množství dodaného tepla pro Slovinsko

Posledním ukazatelem, který jsem ve Slovinsku podrobila citlivostní analýze, je cena zemního plynu. Jak ukazuje graf 18, cena plynu by musela hodně stoupnout, aby Slovinsko přestalo být pro investory zajímavé. Aktuální cena 1,08 Kč/kWh může růst až do 1,4 Kč/kWh, což představuje více jak čtvrtinový nárůst ceny.



Graf 18 - CA na cenu plynu pro Slovinsko

6.8 Další zajímavosti

V tabulce 22 jsem znázornila, kolik Kč v dotacích dostane průměrně výrobce za vyrobenou MWh v jednotlivých zemích. Podle očekávání jsou nejvyšší hodnoty v Bruselu a Slovinsku, nejnižší naopak v Itálii a Vlámku.

Tabulka 22 – Výše podpory na vyrobenou MWh elektřiny

dotace [Kč/MWh]	ČR	Německo	Brusel	Valonsko	Vlámko	Itálie	Slovinsko
Bez investiční dotace	1 115,00	1 333,18	1 958,42	791,21	675,63	365,93	1 570,12
s investiční dotací	1 152,59	1 333,18	1 967,67	822,04	675,63	482,95	1 570,12

Dalšími údaji, které jsem vložila do tabulky 23, je doba, po kterou by v jednotlivých zemích musel investor pobírat provozní podporu, aby se mu vložené finance vrátily. Výsledky dopadly dle očekávání – nejlépe je na tom investor v Bruselu a Slovinsku, nejhůře v Itálii, Vlámku a Valonsku.

Tabulka 23 – Doba pobírání dotací pro návratnost investice

	ČR	Německo	Brusel	Valonsko	Vlámko	Itálie	Slovinsko
NPV - Bez investiční dotace	30	15	4	38	41	41	5
NPV - S investiční dotací	22	15	4	32	41	41	5
NPV - Bez investiční dotace 2	22	0	6	41	41	41	6
NPV - S investiční dotací 2	17	0	6	∞	∞	∞	6

7 Závěr

Malé kogenerační jednotky jsou v dnešní době již poměrně rozšířenou technologií. Ačkoliv jsou pořád nejvíce využívané spalovací jednotky, jejichž palivem je zemní plyn, vývoj nových technologií stále pokračuje. Ve své práci jsem představila například palivové články a jednotky poháněné mikroturbínou či Stirlingovým motorem, jejichž palivem mohou být různé druhy plynů, ale i obnovitelné zdroje, například biomasa. Jelikož bylo cílem mé práce zhodnotit provoz vzorové kogenerační jednotky z technickoekonomického pohledu, vybrala jsem si k hodnocení nejrozšířenější technologii plynové kogenerace se spalovacím motorem, s jejímž provozováním máme nejvíc zkušeností.

Nejen u nás, ale i jinde v Evropě je malá kogenerace podporována legislativou, což má původ i ve společných evropských směrnicích. Ačkoliv zatím v České republice není legislativní garance dlouhodobé podpory a o vypsání dotací pro letošní rok se vedly dlouhé spory, provozovatelé kogeneračních jednotek dostávají dotace již více než jedno desetiletí. Systémy dotací v Evropě bych rozdělila na dvě hlavní skupiny – první je ta, kde je cena, kterou provozovatel dostane, pevně daná, u druhé se cena mění. Náš systém patří společně s Německem či Slovinskem do první skupiny – státní orgán (úřad, ministerstvo) určí přesně danou výši podpory pro vyrobenou MWh elektřiny, kterou pak výrobce dostává. Mezi zeměmi se liší jen podporované technologie, množství peněz a podmínky, které musí výrobce splnit, aby na podporu dosáhl. Druhá skupina je charakterizována tím, že výrobce dostává určité množství certifikátů, které pak prodá na trhu. Tento systém funguje třeba v Itálii (bílé certifikáty) nebo v Belgii (zelené certifikáty). Tyto systémy se pak mezi zeměmi liší v tom, za co dostane výrobce jeden certifikát (vyrobená MWh, ušetřená TOE, ušetřené emise CO₂).

Z technického pohledu se s provozováním kogeneračních jednotek váží možné problémy, které souvisí s decentralní výrobou obecně. Zejména v sítích nízkého napětí může elektřina, dodávaná do sítě z kogenerace, způsobovat zvýšení distribučních ztrát či otáčení toků v síti, což znesnadňuje regulaci. V ideálním případě bychom tak museli mít odběr elektřiny ve stejném uzlu, do kterého je vyveden výkon decentralního zařízení, což je však někdy těžké zaručit.

Další technické problémy souvisí přímo s dotačním systémem. Původní logikou kogenerace je provozování kogenerační jednotky primárně podle odběru tepla s tím, že vyrobená elektřina je pro výrobce určitým bonusem. Při nastavení dotačního systému podle

vyrobené elektřiny se však teplo dostává na druhou kolej, odběrový diagram tepla není respektován a může se tedy stát, že jednotka vyrobí teplo, které nemá využití. Kogenerace se tak instaluje i v místech, kde k tomu nejsou přirozené podmínky, a kde se její provoz vyplatí jen díky dotacím. Příklad pivovaru v Plzni nám však dosvědčuje, že se kogenerace (v tomto případě trigenerace) může vyplatit i bez dotací, pokud je však zaručen odběr tepla a pokud je dodržován odběrový diagram.

Pro porovnání dotací a jejich systémů mezi vybranými zeměmi jsem použila ukazatele NPV a IRR a vytvořila jsem dvě varianty výpočtů. Prvním způsobem jsou porovnávány systémy dotací. Abychom mohli země efektivně porovnat, měli bychom pro všechny oblasti použít stejné vstupní hodnoty, s výjimkou velikosti obdržených dotací. Za vstupní hodnoty jsem tedy použila dle situace buď parametry pro Českou republiku, nebo průměrné hodnoty ukazatelů. Druhý způsob výpočtů, který v mé práci slouží spíše jako doplňková informace, porovnává investiční situace mezi zeměmi. Pro tyto výpočty jsem použila u každé země její vstupní hodnoty, což pomůže přesněji zhodnotit tamní situaci pro investory do kogenerace, ale z důvodů rozdílných cen či míry zdanění zkruskuje pohled na dotační systém. Pro každou variantu jsem pak hodnotila efektivnost bez investičních dotací a s nimi.

Z výsledků je patrné, že částka podpory, kterou výrobce pro kogenerační jednotku dostane, se mezi zeměmi značně liší. Kupříkladu investor v Bruselu dostane na dotacích téměř pětinásobek toho, co investor v Itálii. Z výsledných hodnot ukazatelů jsem zjistila, že nejvýhodnější je investovat do kogenerační jednotky v Bruselu a ve Slovinsku, nejhůře je na tom pak investor ve Vlámsku, Valonsku a v Itálii, kde by se investice vyplatila až po čase, který značně převyšuje dobu životnosti jednotky. Ačkoliv jsou pro všechny země výsledné hodnoty porovnání systémů dotací a porovnání investiční situace mírně odlišné, nemění se znaménko výsledného NPV, čili to, zda investice je či není výhodná. Oproti porovnání podpor se při porovnání dotačních systémů situace pro investora zlepšila v Česku, Německu a Itálii, pro ostatní státy pak vyšla hůře.

8 Zdroje, použitá literatura

1. Jak funguje kogenerace. Kogenerace TEDOM. [Online] TEDOM. [Citace: 26. 10 2015.] <http://kogenerace.tedom.com/jak-funguje-kogenerace.html>.
2. O kogeneraci. COGEN Czech. [Online] [Citace: 25. 10 2015.] <http://www.cogen.cz/o-kogeneraci.html>.
3. Kombinovaná výroba - efektivní a ekologické využití paliva. Kombinovaná výroba. [Online] Teplárenské sdružení ČR. [Citace: 28. 10 2015.] www.kombinovana-vyroba.cz.
4. Jedno zařízení, tři různé druhy energie. C-Energy. [Online] [Citace: 28. 10 2015.] http://www.c-energy.cz/images/stories/articles/leaflets/trigeneracni_jednotky.pdf.
5. Škorpík, Jiří. Tepelné oběhy a jejich realizace. Transformační technologie. [Online] [Citace: 28. 10 2015.] <http://www.transformacni-technologie.cz/tepelne-obehy-a-jejich-realizace.html>.
6. Krbek, Jaroslav a Polesný, Bohumil. Malé kogenerační jednotky v komunální a průmyslové energetice. Brno : PC-DIR Real, 1999. 80-85895-23-4.
7. Dvorský, Emil a Hejtmánková, Pavla. Kombinovaná výroba elektrické a tepelné energie. Praha : BEN - technická literatura, 2005. 80-7300-118-7.
8. Mikroturbína. Mikroturbína. [Online] Asociace mikroturbín, 2015. [Citace: 23. 11 2015.] <http://www.mikroturbina.cz/mikroturbina.htm>.
9. Šurovský, Jan. Mikroturbína. Praha : Neoset, 2003.
10. Zelené zprávy. Stirlingův motor - historie, princip a jeho využití při kogeneraci. [Online] 16. 10 2012. [Citace: 24. 11 2015.] <http://www.zelenezpravy.cz/stirlinguv-motor-%E2%80%93-historie-princip-a-jeho-vyuziti-pri-kogeneraci/>.
11. Biomasa - efektivní palivo pro IRC technologii. TZB- info. [Online] tss group, 11. 4 2005. [Citace: 24. 11 2015.] <http://www.tzb-info.cz/2455-biomasa-efektivni-palivo-pro-irc-technologie>.
12. Energetický regulační úřad. ERÚ. [Online] 2014. [Citace: 13. 12 2015.] <http://www.eru.cz/cs/>.
13. Směrnice Evropského parlamentu a Rady 2012/27/EU ze dne 25. října 2012 o energetické účinnosti, o změně směrnic 2009/125/ES a 2010/30/EU a o zrušení směrnic 2004/8/ES a 2006/32/ES. Úřední věstník Evropské unie. Evropský parlament, 2012. Sv. L 315.
14. Směrnice Evropského parlamentu a Rady 2004/8/ES o podpoře kombinované výroby elektřiny a tepla založen na poptávce po užitečném teple na vnitřním trhu s energií a o změně směrnic 92/42/EHS. Úřední věstník Evropské unie. Evropský parlament, 2004.
15. Směrnice Evropského parlamentu a Rady 2009/28/ES o podpoře využívání energie z obnovitelných zdrojů a o změně a následném zrušení směrnic 2001/77/ES a 2003/30/ES. Směrnice. Evropský parlament, 2009.

16. Směrnice EP a Rady 2010/31/EU ze dne 19. května 2010 o energetické náročnosti budov. Evropská komise, 2010. 2010/31/EU.
17. Cogeneration Observatory and Dissemination Europe. CODE2. [Online] 2013-2014. [Citace: 8. 12 2015.] <http://www.code2-project.eu/>.
18. Energetická účinnost. Ministerstvo průmyslu a obchodu. [Online] 17. 7 2014. [Citace: 14. 12 2015.] <http://www.mpo.cz/cz/energetika-a-suroviny/uspory-energie/>.
19. Zákon o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů. Parlament ČR, 2012. 165.
20. Zákon o hospodaření energií. Parlament ČR, 2000. 406/2000.
21. Vyhláška o elektřině z vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla a elektřině z druhotných zdrojů . Ministerstvo průmyslu a obchodu ČR, 2012. 453.
22. Vyhláška, kterou se stanoví technicko-ekonomické parametry obnovitelných zdrojů pro výrobu elektřiny a doba životnosti výroben elektřiny z podporovaných zdrojů. Energetický regulační úřad ČR, 2012. 347/2012.
23. Státní energetická koncepce České republiky. Praha : Ministerstvo průmyslu a obchodu, 2014.
24. ERÚ nevypíše podporu obnovitelných zdrojů, vláda situaci prý nevyřešila. Zprávy E15. [Online] Mladá fronta, 3. 12 2015. [Citace: 14. 12 2015.] <http://zpravy.e15.cz/byznys/prumysl-a-energetika/eru-nevypise-podporu-obnovitelnych-zdroju-vlada-situaci-pry-nevyresila-1251823>.
25. Operační program životní prostředí. OPŽP 2007-2013. [Online] [Citace: 15. 12 2015.] <http://www.opzp2007-2013.cz/sekce/254/aktuality/>.
26. Operační program životní prostředí. Evropské strukturální a investiční fondy . [Online] Státní fond životního prostředí, 20115. [Citace: 15. 12 2015.] <http://www.opzp.cz/>.
27. Operační program podnikání a inovace pro konkurenceschopnost 2014-2020. OPPIK. [Online] 7 2014. [Citace: 15. 12 2015.] <http://www.oppik.cz/files/oppik-text-operacniho-programu.pdf>.
28. Tudoroiu-Lakaviče, Alexandra. Micro-cogénération en Europe. COGEN Europe. [Online] 29. 1 2015. [Citace: 17. 11 2015.]
29. Legal sources on renewable energy. RES LEGAL. [Online] [Citace: 20. 12 2015.] <http://www.res-legal.eu/>.
30. The History of Energy in Germany. Planete energies. [Online] TOTAL. [Citace: 29. 10 2015.] <http://www.planete-energies.com/en/medias/saga-energies/history-energy-germany>.
31. KWKG. 2002.
32. Ministerial Draft for Combined Heat and Power Act Amendment. German Energy Blog. [Online] 1. 9 2015. [Citace: 29. 10 2015.] <http://www.germanenergyblog.de/?p=19367>.
33. The NEw German CHP Law. Golbach, Adi. COGEN Europe, 2012.

34. Slovenian Power Market Operator. BORZEN. [Online] 2015. [Citace: 20. 12 2015.] <https://www.borzen.si/en/Home/menu2/Centre-for-RES-CHP/Data-and-Reports>.
35. Evropská centrální banka. ECB. [Online] [Citace: 19. 4 2016.] <https://www.ecb.europa.eu/press/pdf/mfi/mir1509.pdf>.
36. Damodaran online. [Online] [Citace: 21. 4 2016.] <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>.
37. EUROSTAT. Eurostat. [Online] [Citace: 3. 5 2016.] <http://ec.europa.eu/eurostat>.
38. TZB-nfo / Energetika. TZB-info. [Online] [Citace: 26.. 10. 20115.] <http://energetika.tzb-info.cz/kogenerace>.
40. Kogenerace. Ekowatt. [Online] [Citace: 26. 10 2015.] http://ekowatt.cz/upload/8d8404454da8be9d52d9234092c9d457/kogenerace_web.pdf.
41. Paděra, Jiří. Kogenerační jednotky pro domácí využití - DP. Brno : VUT, 2008.
42. Boutot, Pierre. Politique énergétique & cogénération. Developpment Durable. [Online] 29. 1 2013. [Citace: 17. 11 2015.] <http://events.femto-st.fr/sites/femto-st.fr/Journees-Cogeneration/files/content/pdf%202015/01.%20Pierre%20BOUTOT.pdf>.
43. Final Cogeneration Roadmap non pilot Member State: France. CODE 2. [Online] 7 2014. [Citace: 17. 11 2015.] <http://www.code2-project.eu/wp-content/uploads/CODE2-D5-1-Roadmap-France-Dec14.pdf>.
44. Připomínky - cenové rozhodnutí POZE na rok 2016. ERÚ. [Online] 11 2015. [Citace: 14. 12 2015.] http://www.eru.cz/documents/10540/462894/151112_P%C5%99ipom%C3%ADnky+CR+POZE+na+rok+2016.pdf/4f7fecae-dcc0-4034-9db6-4723ebc558db.
45. Taiding economics. [Online] [Citace: 23. 4 2016.] <http://www.tradingeconomics.com/>.
46. eurostat. Statistics Explained. [Online] [Citace: 23. 4 2016.] http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/File:EU-28_EA-19_industrial_producer_prices_total_industry_annual_rates_of_change_2005-2015.png.

9 Seznam obrázků

Obrázek 1 – Účinnost transformace primární energie [7].....	- 9 -
Obrázek 2 – Princip trigenerace	- 12 -
Obrázek 3 – p-V diagram Ottova cyklu [5].....	- 12 -
Obrázek 4 – Princip fungování KJ se spalovacím motorem na zemní plyn	- 13 -
Obrázek 5 – Princip kogenerační jednotky s parní turbínou	- 14 -
Obrázek 7 – Kogenerační jednotka s plynovou spalovací turbínou.....	- 15 -
Obrázek 6 – Braytonův oběh [5].....	- 15 -
Obrázek 8 – Schéma mikroturbíny.....	- 16 -
Obrázek 9 – Princip fungování kogenerační jednotky se Stirlingovým motorem [7].....	- 17 -

10 Seznam tabulek

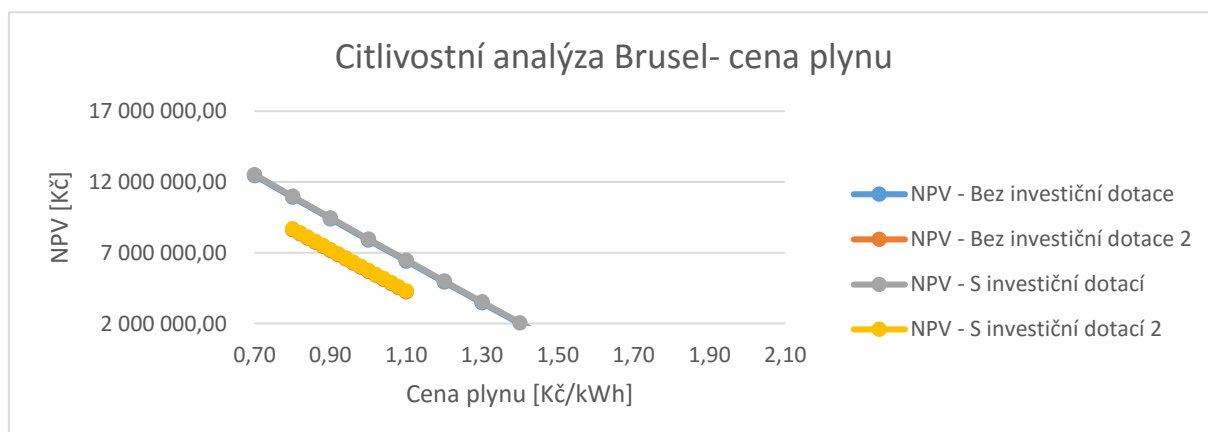
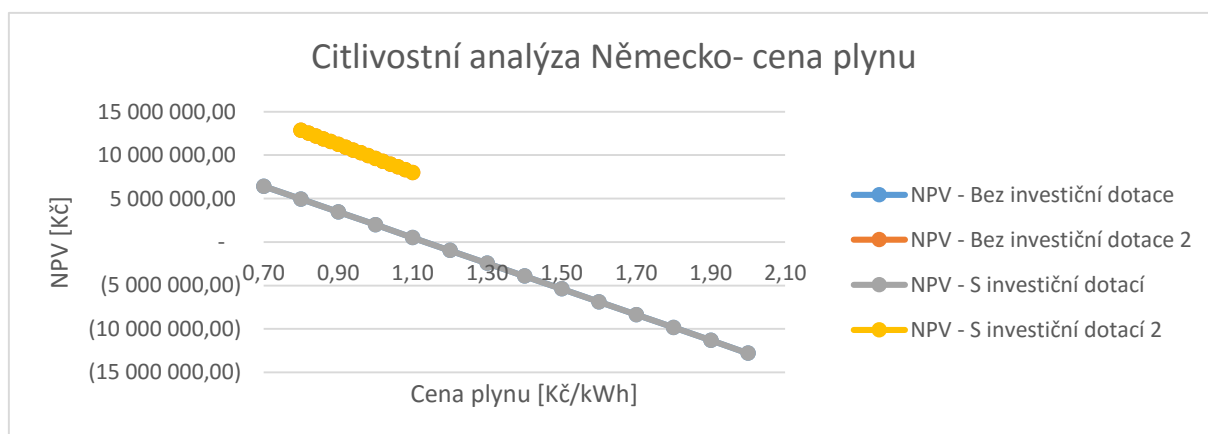
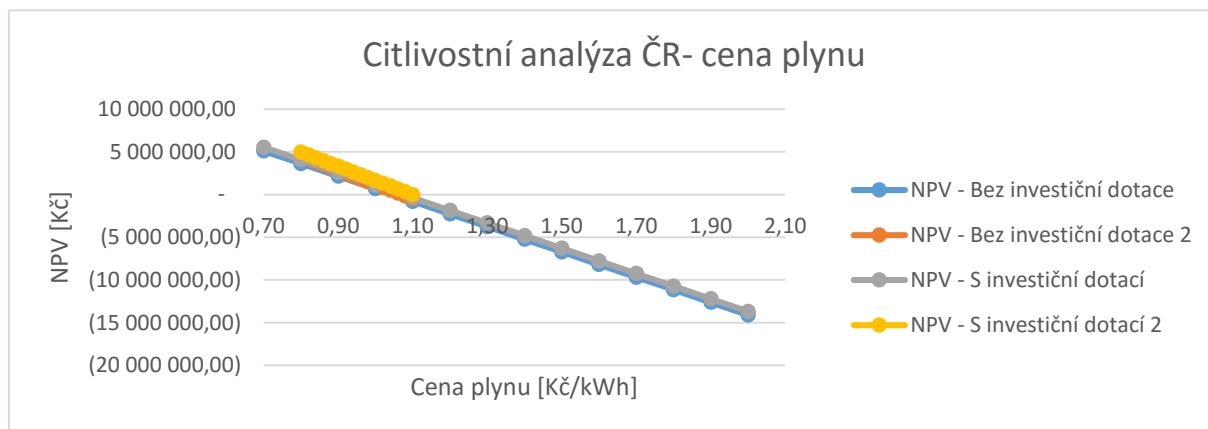
Tabulka 1 – přehled kombinované výroby v ČR [3].....	- 25 -
Tabulka 2 – Výše zeleného bonusu 2016 – základní sazba [12].....	- 26 -
Tabulka 3 – Výše zeleného bonusu 2016 – doplňková sazba I [12].....	- 27 -
Tabulka 4 – Výše zeleného bonusu 2015 – doplňková sazba II [12].....	- 28 -
Tabulka 5 – výše zelených bonusů v Německu	- 33 -
Tabulka 6 – Podpora elektřiny vyrobené kogenerací z fosilního paliva ve Slovinsku pro roky 2015, 2016 [34]:	- 34 -
Tabulka 7 – Parametry zvolené kogenerační jednotky	- 41 -
Tabulka 8 – Základní provozní parametry zvolené kogenerační jednotky	- 42 -
Tabulka 9 – Hodnoty investičních ukazatelů pro jednotlivé země	- 46 -
Tabulka 10 – Ceny silové elektřiny ve vybraných zemích	- 47 -
Tabulka 11 – Ceny tepla ve vybraných zemích	- 47 -
Tabulka 12 – Výsledné hodnoty pro jednotlivé země bez investiční dotace	- 48 -
Tabulka 13 – Výsledné hodnoty pro jednotlivé země s investiční dotací	- 48 -
Tabulka 14 – Výsledné hodnoty pro jednotlivé země – porovnání investiční situace	- 49 -
Tabulka 15 – Celkový přehled výsledků – Česká republika	- 49 -
Tabulka 16 - Celkový přehled výsledků – Německo	- 51 -
Tabulka 17 - Celkový přehled výsledků – Brusel	- 53 -
Tabulka 18 - Celkový přehled výsledků – Valonsko	- 55 -
Tabulka 19 - Celkový přehled výsledků – Vlámsko	- 56 -
Tabulka 20 - Celkový přehled výsledků – Itálie	- 58 -
Tabulka 21 - Celkový přehled výsledků – Slovinsko	- 59 -
Tabulka 22 – Výše podpory na vyrobenou MWh elektřiny	- 61 -
Tabulka 23 – Doba pobírání dotací pro návratnost investice	- 61 -

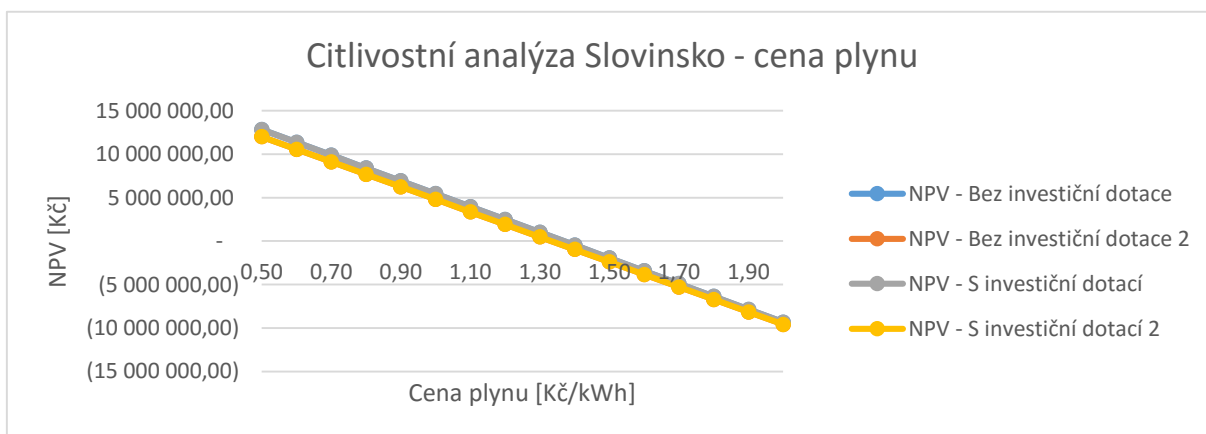
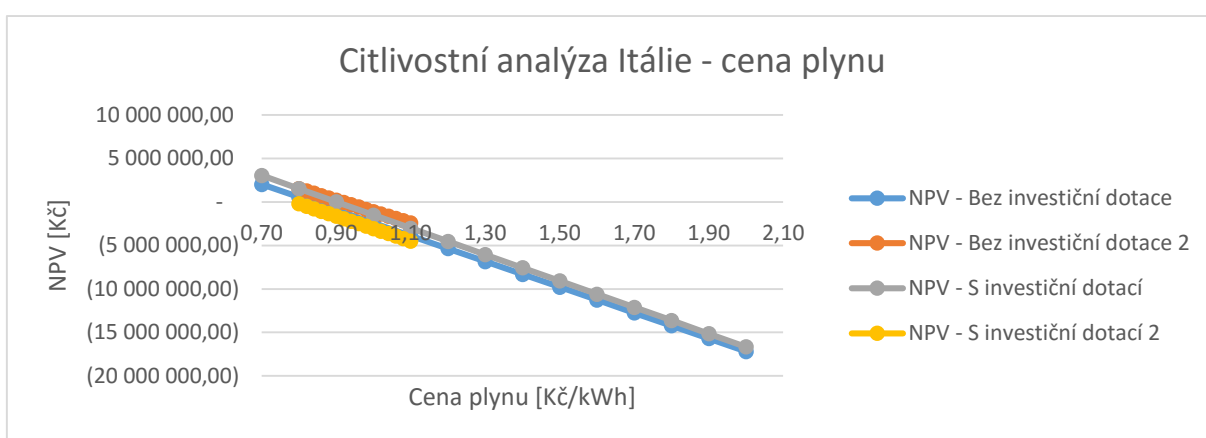
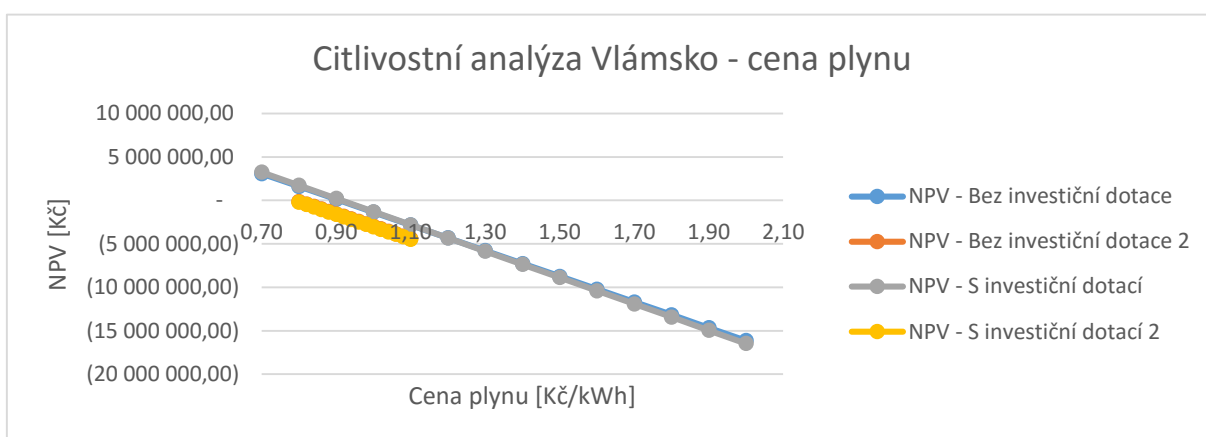
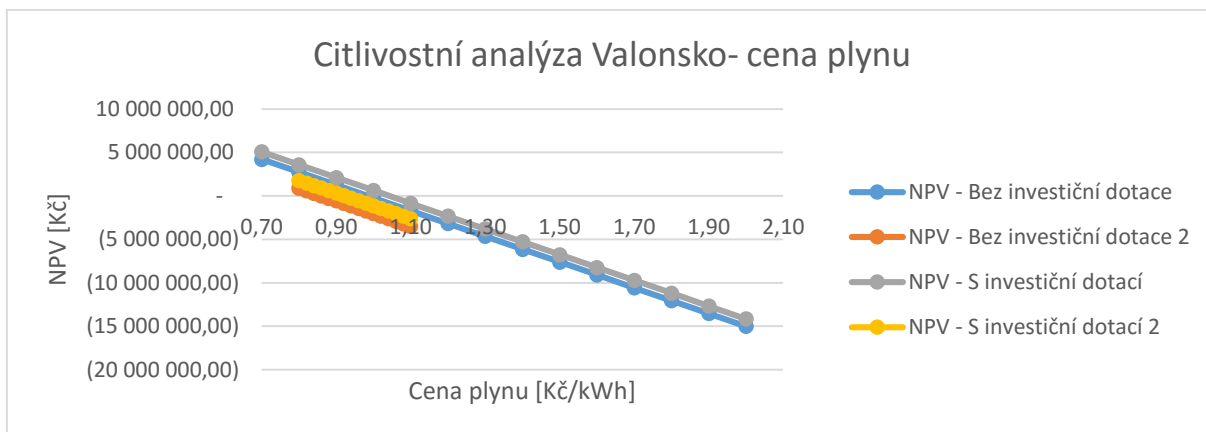
11 Seznam grafů

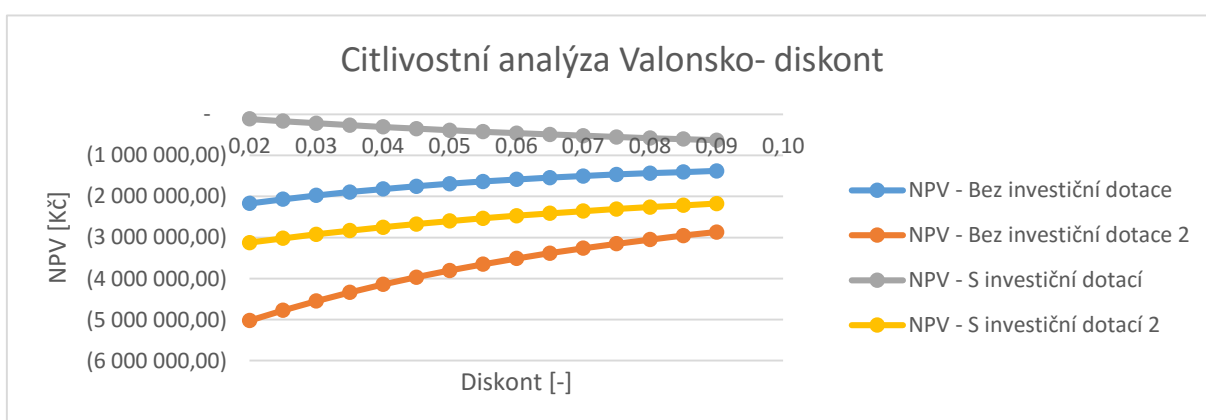
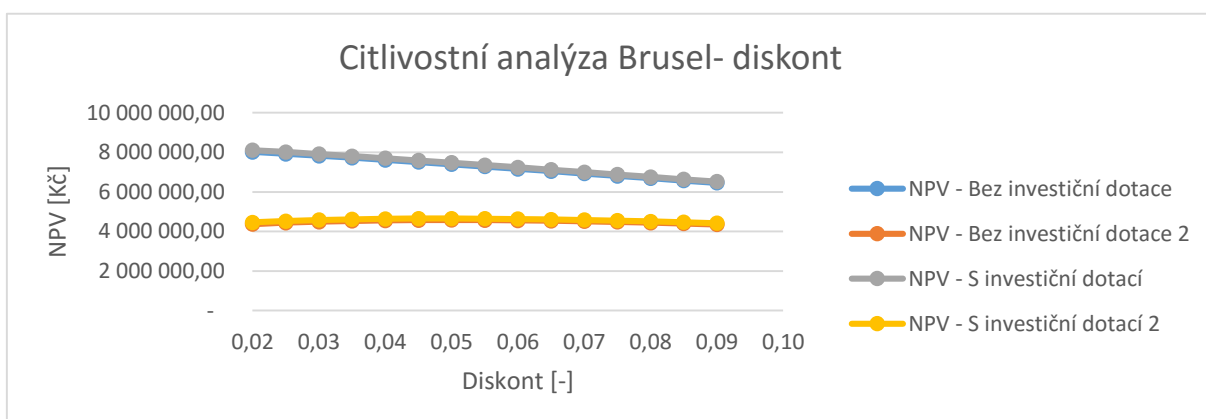
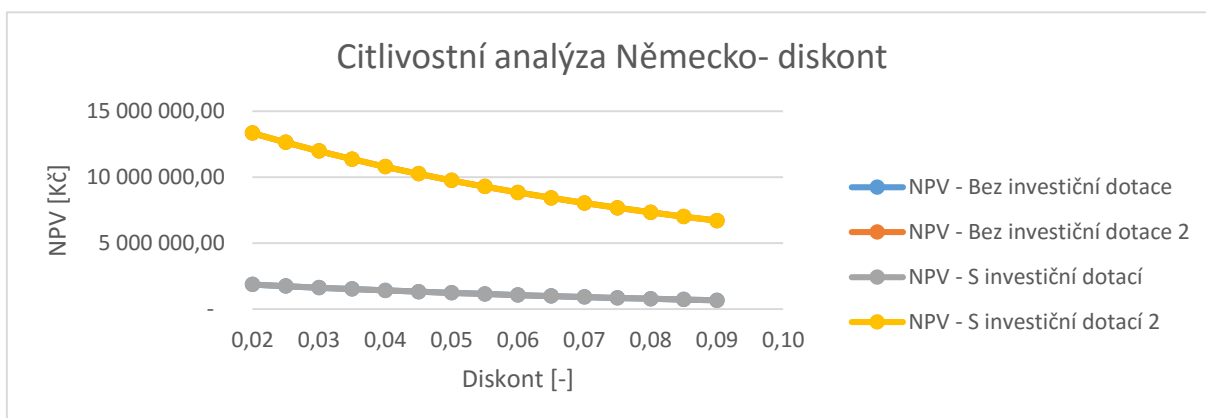
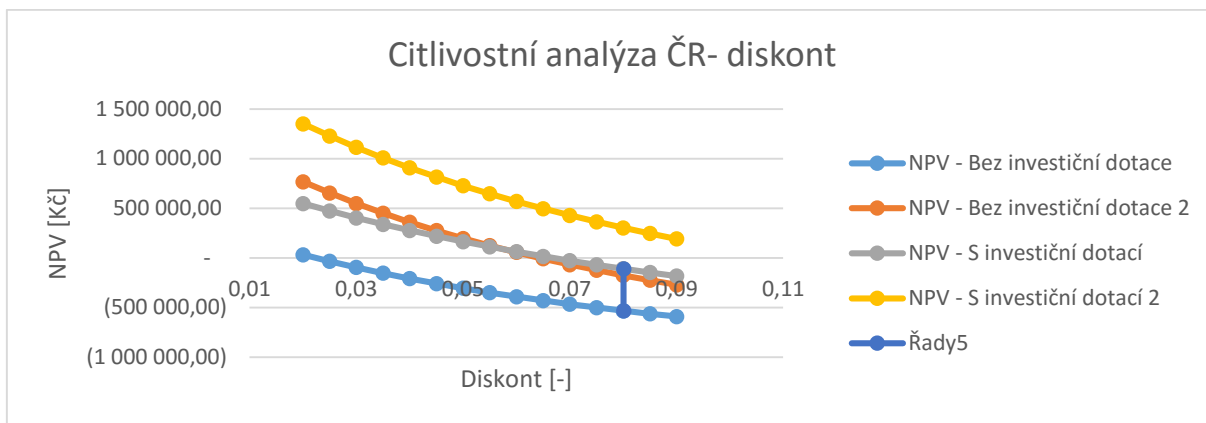
Graf 1 – Výroba zdrojů elektřiny v rámci KVET v roce 2013 [3].....	- 10 -
Graf 2 - Produkce elektřiny z kogenerace v Evropě [28].....	- 30 -
Graf 3 - Výše zelených bonusů v Německu	- 32 -
Graf 4 – CA na výši diskontu pro ČR	- 50 -
Graf 5 – CA na cenu tepla pro ČR	- 51 -
Graf 6 – CA na množství dodaného tepla v Německu	- 52 -
Graf 7 – CA na cenu tepla v Německu.....	- 52 -
Graf 8 – CA na cenu tepla v Bruselu	- 54 -
Graf 9 – CA na výši diskontu pro Brusel	- 54 -
Graf 10 – CA na cenu tepla pro Valonsko	- 55 -
Graf 11 – CA na cenu plynu pro Valonsko	- 56 -
Graf 12 – CA na cenu tepla pro Vlámsko	- 57 -
Graf 13 – CA na cenu plynu pro Vlámsko	- 57 -
Graf 14 – CA na výši diskontu pro Itálii	- 58 -
Graf 15 – CA na množství dodaného tepla pro Itálii	- 59 -
Graf 16 - CA na cenu tepla na Slovinsku	- 60 -
Graf 17 - CA na množství dodaného tepla pro Slovinsko.....	- 60 -
Graf 18 - CA na cenu plynu pro Slovinsko	- 61 -

12 Přílohy

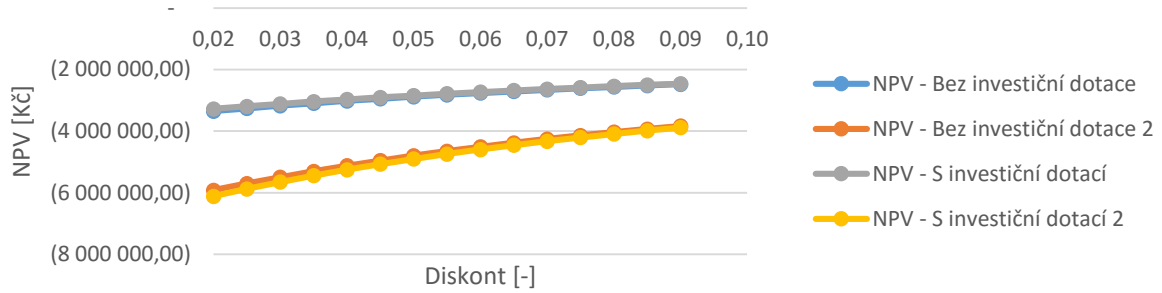
12.1 Citlivostní analýzy



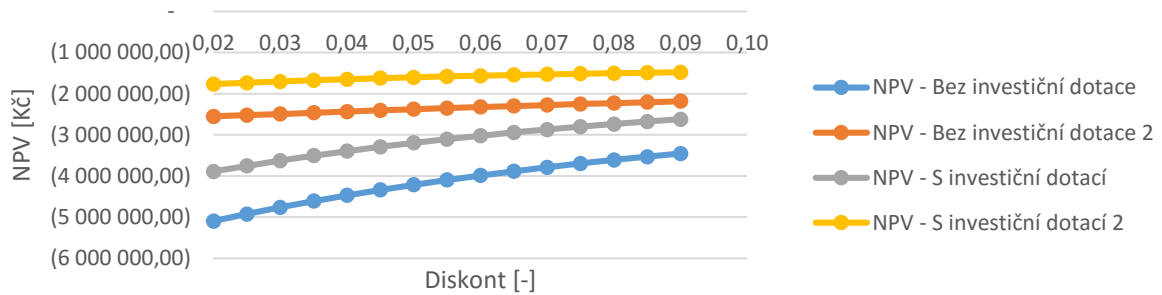




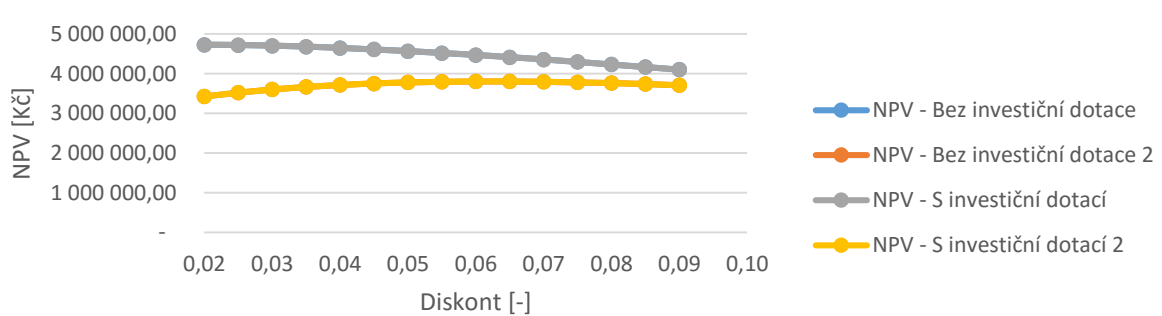
Citlivostní analýza Vlámsko- diskont



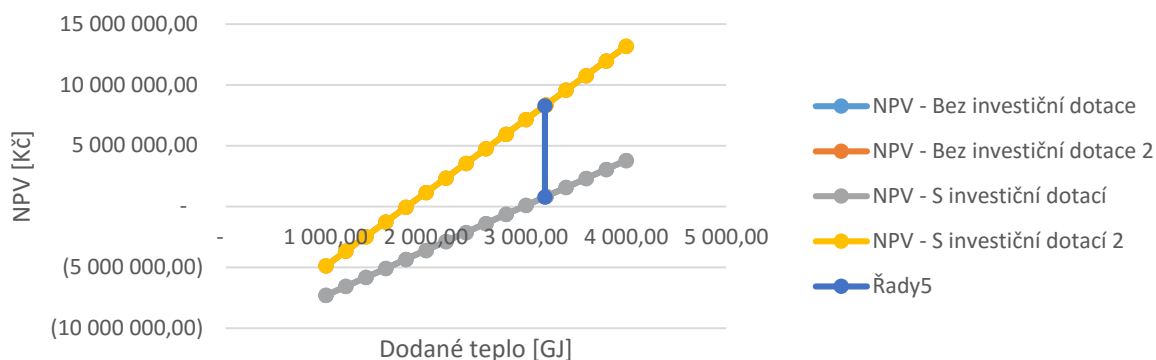
Citlivostní analýza Itálie- diskont



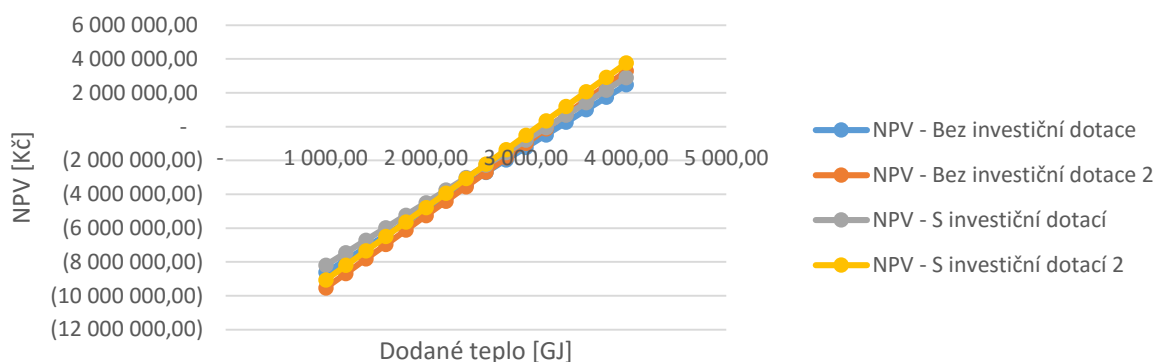
Citlivostní analýza Slovinsko - diskont



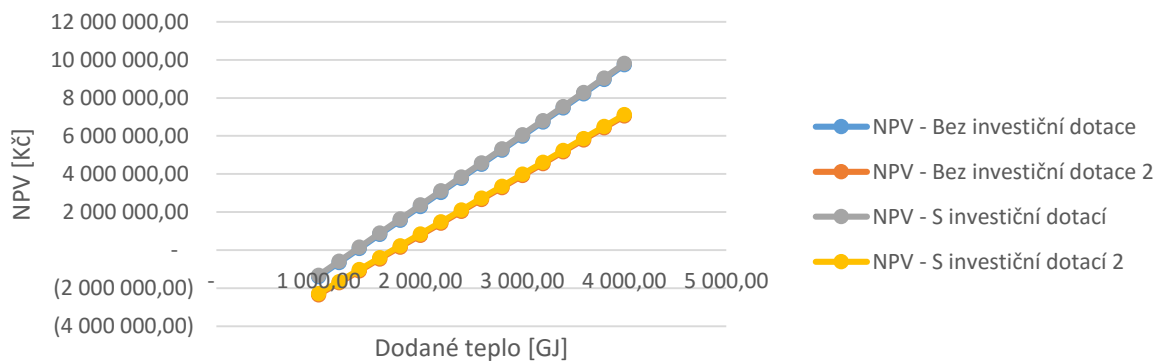
Citlivostní analýza Německo- dodané teplo



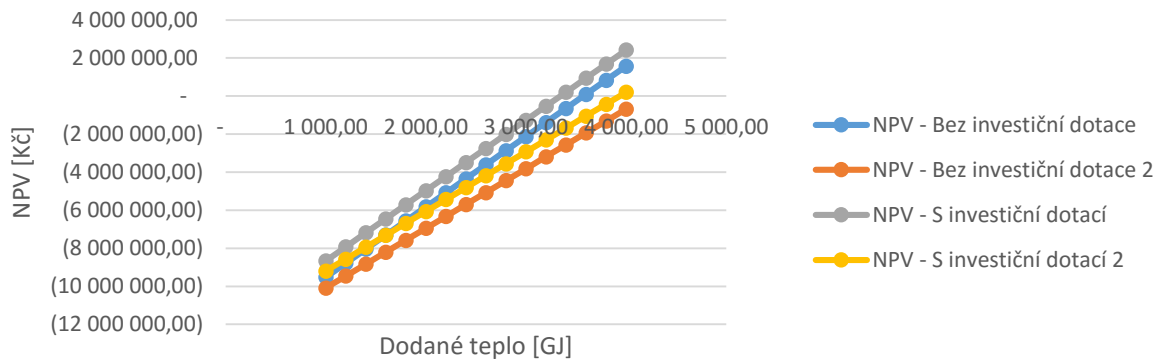
Citlivostní analýza ČR - dodané teplo



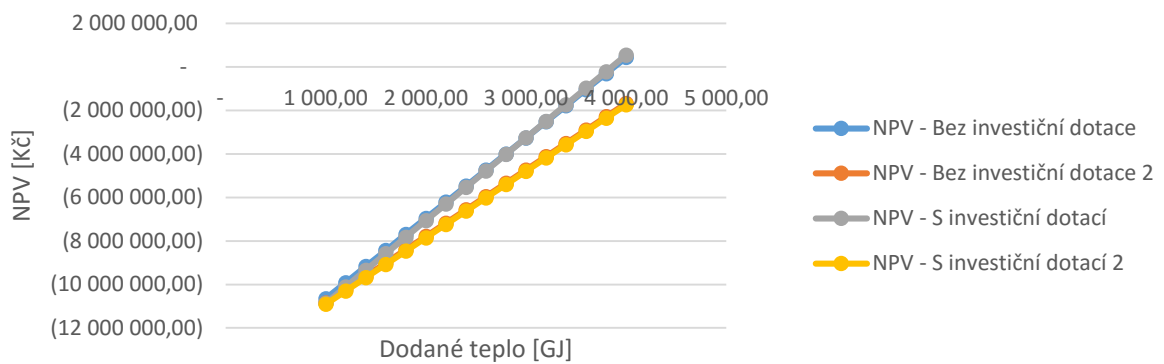
Citlivostní analýza Brusel - dodané teplo

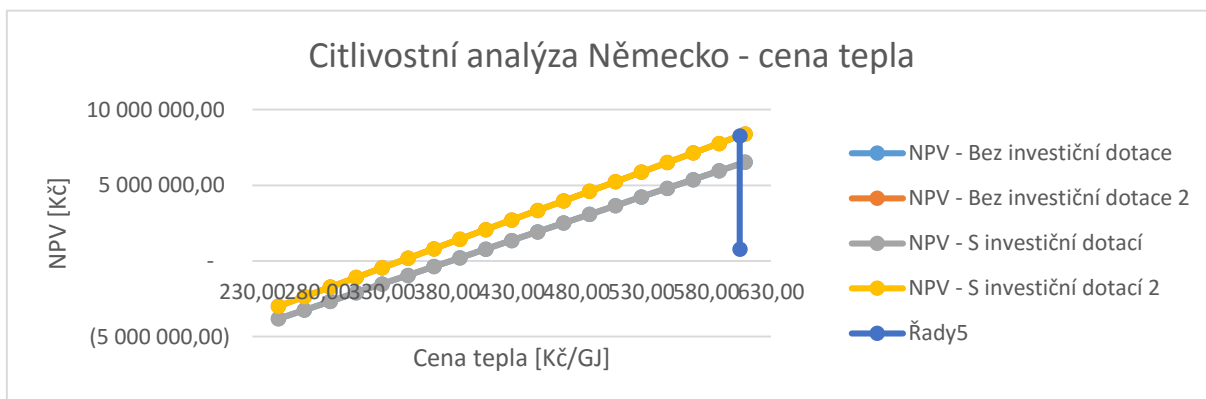
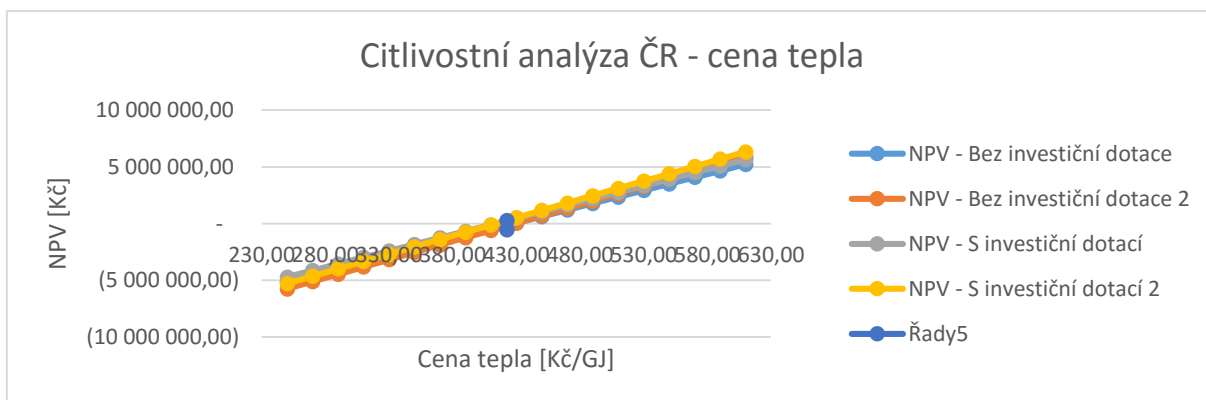
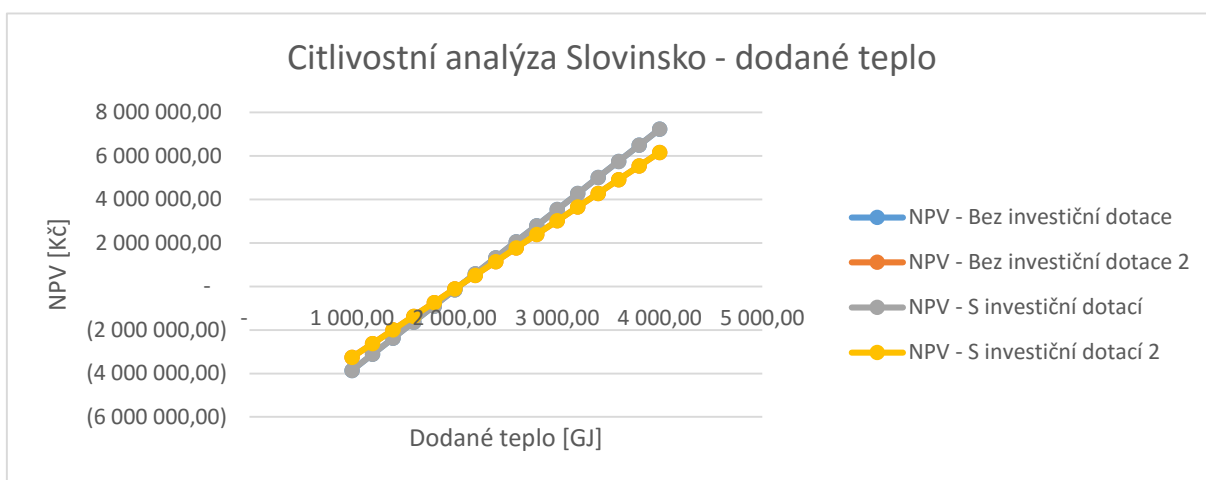
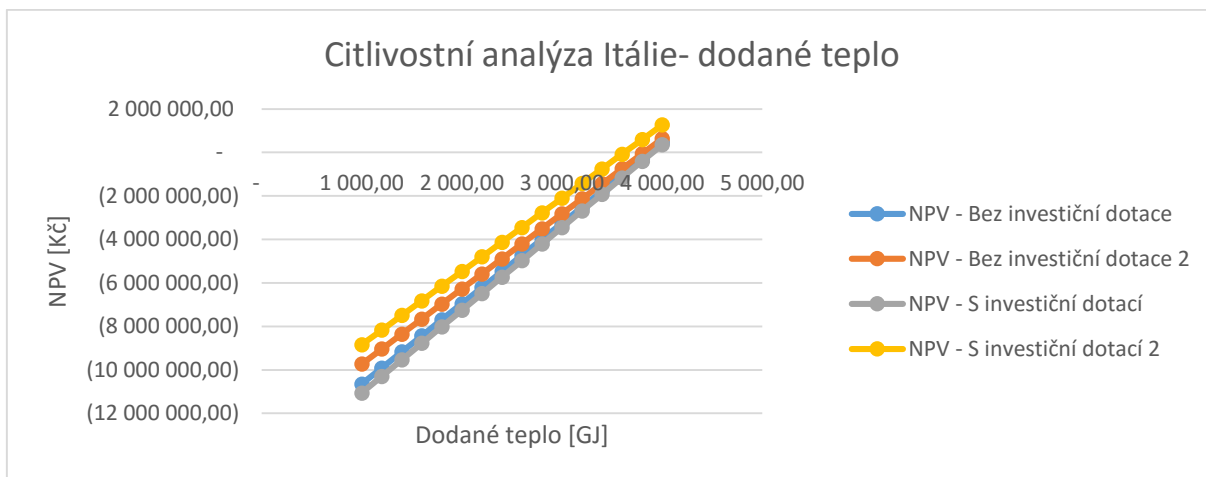


Citlivostní analýza Valonsko- dodané teplo

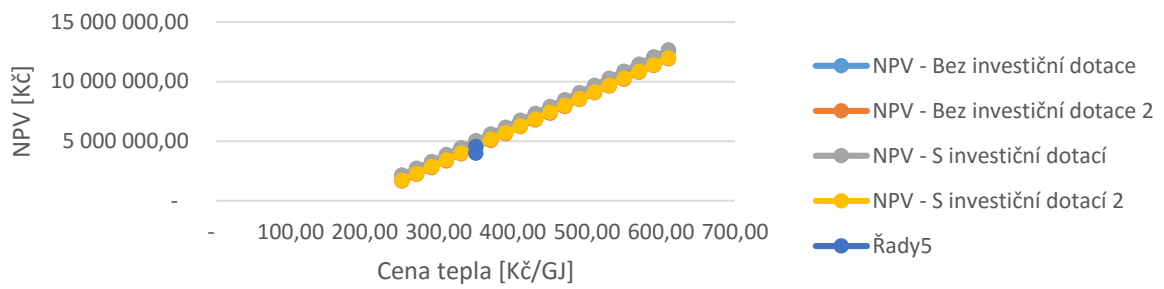


Citlivostní analýza Vlámsko- dodané teplo

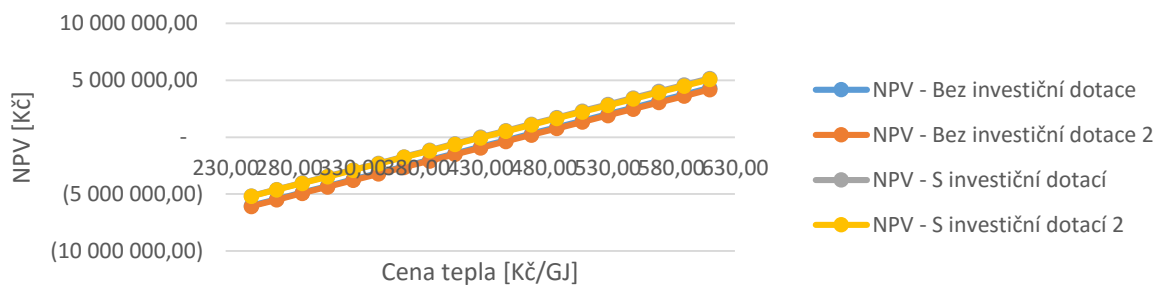




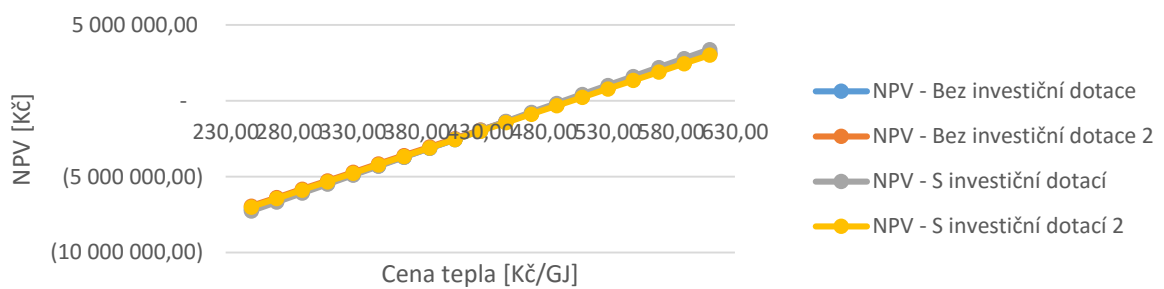
Citlivostní analýza Brusel - cena tepla

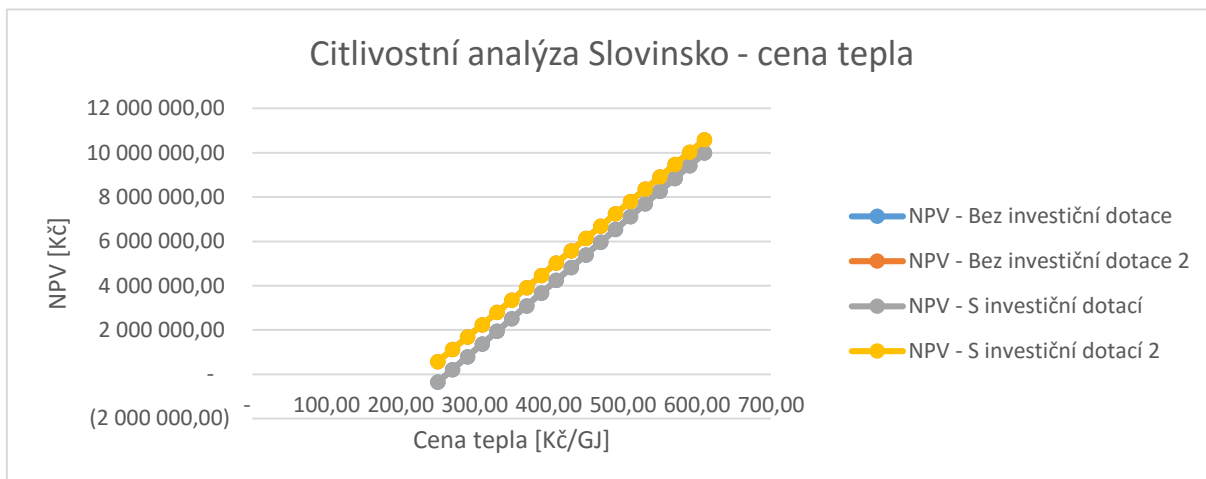
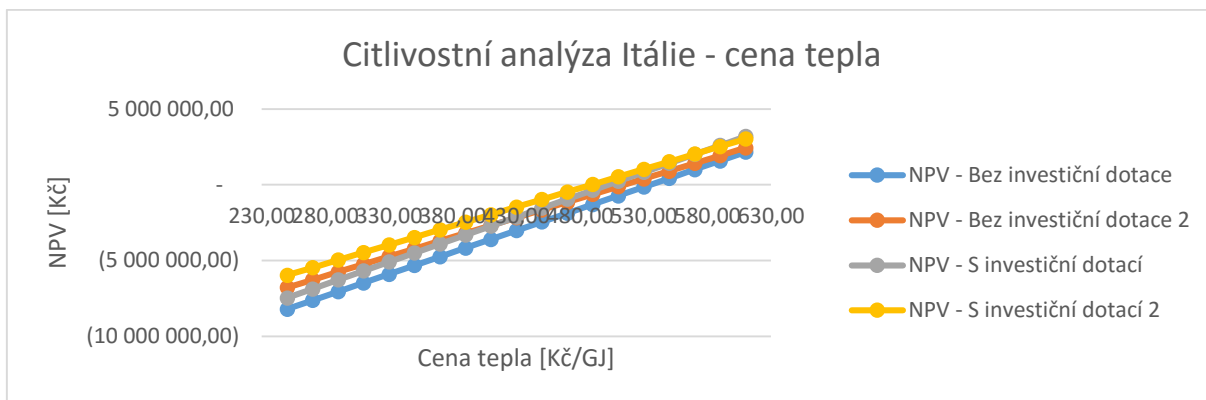


Citlivostní analýza Valonsko - cena tepla



Citlivostní analýza Vlámsko - cena tepla





12.2 Výpočty

Rok	-	1	2	...	20
Investice	3 850 000,00			...	
ODPISY		211 750,00	404 250,00	...	
				...	
Údržba		385 000,00	392 700,00	...	560 872,30
Cena plynu [Kč/kWh]	1,08	1,10	1,13	...	1,61
Cena elektřiny [Kč/kWh]	0,78	0,80	0,82	...	1,17
Cena tepla [Kč/GJ]	409,78	422,07	434,73	...	740,11
Náklady na palivo [Kč]		1 969 997,40	2 009 397,35	...	2 869 914,22
Náklady na elektřinu VS [Kč]				...	
Ušetřeno za elektřinu [Kč]		526 491,46	537 021,29	...	766 998,64
Ušetřeno za teplo [Kč]		1 345 482,73	1 385 847,22	...	2 359 312,12
Půjčka [Kč]	2 310 000,00			...	
Splátka [Kč]		159 170,00	159 170,00	...	159 170,00
Zbývajícím dluh [Kč]		2 226 367,00	2 139 999,20	...	-
Úrok [Kč]		75 537,00	72 802,20	...	5 040,05
Úmor [Kč]		83 633,00	86 367,80	...	154 129,95
	NPV	Obdržené dotace	IRR	...	

Česká republika:	- 532 046,43	14 673 400,00	2 %	...	
ZB [Kč/MWh]	1 115,00	1 580,00	1 115,00	...	
ZB [Kč]		733 670,00	733 670,00	...	733 670,00
EBT [Kč]		- 36 640,20	- 222 611,04	...	424 154,19
Daňový štít [Kč]		10 417,33	63 291,50	...	-
Daň [Kč]		-	-	...	120 593,09
EAT [Kč]		- 26 222,87	-159 319,54	...	303 561,09
CF [Kč]	-1 540 000,00	101 894,13	158 562,66	...	149 431,14
Německo:	777 204,02	17 544 630,00	17 %	...	
ZB [Kč/MWh]	1 555,38			...	
ZB [Kč] (prvních 30000 hodin)		1 023 436,75	1 023 436,75	...	
EBT [Kč]		253 126,55	67 155,71	...	- 309 515,81
Daňový štít [Kč]		-	-	...	87 999,77
Daň [Kč]		71 967,49	19 093,33	...	-
EAT [Kč]		181 159,05	48 062,38	...	- 221 516,05
CF [Kč]	- 1 540 000,00	309 276,05	365 944,58	...	- 375 646,00
Brusel:	6 687 778,20	25 772 807,20	94 %	...	
Podpora [Kč/zelený certifikát]	2 164,00			...	
ZB [Kč] (koeficient 1,81)		2 577 280,72	2 577 280,72	...	
EBT [Kč]		1 806 970,52	1 620 999,68	...	- 309 515,81
Daňový štít [Kč]		-	-	...	87 999,77
Daň [Kč]		513 747,53	460 873,37	...	
EAT [Kč]		1 293 222,98	1 160 126,31	...	- 221 516,05
CF [Kč]	- 1 540 000,00	1 421 339,98	1 478 008,51	...	-375 646,00
Valonsko:	- 1 433 726,83	10 412 356,50	Neexistuje	...	
Podpora [Kč/zelený certifikát]	1 758,25			...	
ZB [Kč] (koeficient pro ZP: 0,6)		694 157,10	694 157,10	...	
EBT [Kč]		- 76 153,10	- 262 123,94	...	- 309 515,81
Daňový štít [Kč]		21 651,42	74 525,58	...	87 999,77
Daň [Kč]		-	-	...	-
EAT [Kč]		- 54 501,69	-187 598,36	...	- 221 516,05
CF [Kč]	- 1 540 000,00	73 615,31	130 283,84	...	- 375 646,00
Vlámsko:	- 2 561 941,51	8 891 336,55	Neexistuje	...	
Podpora [Kč/zelený certifikát]	838,55			...	
ZB [Kč] - počítáno přes UPE		444 566,83	444 566,83	...	444 566,83
EBT [Kč]		- 325 743,38	- 511 714,22	...	135 051,02
Daňový štít [Kč]		92 613,50	145 487,66	...	-
Daň [Kč]		-	-	...	38 396,93
EAT [Kč]		- 233 129,88	- 366 226,55	...	96 654,08
CF [Kč]	- 1 540 000,00	- 105 012,88	- 48 344,35	...	- 57 475,87

Itálie:	- 3 609 256,51	4 815 687,58	Neexistuje	...	
Podpora [Kč/bílý certifikát]	2 840,25			...	
Speciální cena ZP		1 915 376,40	1 954 776,35	...	2 815 293,22
ZB [Kč]		240 784,38	240 784,38	...	240 784,38
EBT [Kč]		-474 904,83	-660 875,66	...	- 14 110,43
Daňový štít [Kč]		135 022,23	187 896,39	...	4 011,80
Daň [Kč]		-	-	...	-
EAT [Kč]		- 339 882,60	-472 979,27	...	- 10 098,64
CF [Kč]	-1 540 000,00	- 211 765,60	-155 097,07	...	-164 228,59
Slovensko:	4 234 901,33	20 662 743,01	70 %	...	
Podpora [Kč/MWh]	3 140,23	116,09	84,08	...	
ZB [Kč]		2 066 274,30	2 066 274,30	...	
EBT [Kč]		1 295 964,10	1 109 993,26	...	- 309 515,81
Daňový štít [Kč]		-	-	...	87 999,77
Daň [Kč]		368 461,11	315 586,94	...	-
EAT [Kč]		927 502,99	794 406,32	...	- 221 516,05
CF [Kč]	- 1 540 000,00	1 055 619,99	1 112 288,52	...	- 375 646,00