

Diplomová práce



České
vysoké
učení technické
v Praze

F3

Fakulta elektrotechnická

Zdroje energie a jejich využití v průmyslu

Bc. Jiří Weiss

Vedoucí práce: Mgr. Ing. Vít Klein, Ph.D.
2024

I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: **Weiss** Jméno: **Jiří** Osobní číslo: **492000**
Fakulta/ústav: **Fakulta elektrotechnická**
Zadávající katedra/ústav: **Katedra elektroenergetiky**
Studijní program: **Elektrotechnika, energetika a management**
Specializace: **Elektroenergetika**

II. ÚDAJE K DIPLOMOVÉ PRÁCI

Název diplomové práce:

Zdroje energie a jejich využití v průmyslu

Název diplomové práce anglicky:

Energy sources and their use in industry

Pokyny pro vypracování:

- 1) Popište druhy obnovitelných zdrojů energie.
- 2) Vyhodnoťte výhody a nevýhody jednotlivých druhů obnovitelných zdrojů energie navzájem a v porovnání s neobnovitelnými zdroji energie.
- 3) Navrhněte vybraný zdroj energie pro zásobování průmyslového podniku energií.
- 4) Zpracujte technicko – ekonomickou analýzu vybraného zdroje energie.
- 5) Popište závěrečná doporučení.

Seznam doporučené literatury:

- 1) BENDA, V. a kol. Obnovitelné zdroje energie. 1. vyd. Praha: Profi press, 2012, 208 s. ISBN 978-808-6726-489.
- 2) IBLER, Zdeněk. Technický průvodce energetika. Praha: BEN – technická literatura, 2003. ISBN 80-7300-026-1.
- 3) Petr Mastný, Jiří Drápela, Stanislav Mišák, Jan Macháček Michal Ptáček, Lukáš Radil, Tomáš Bartošik, Tomáš Pavelka, Obnovitelné zdroje elektrické energie. Praha: ČVUT, 2011. 257 s. ISBN 978-80-01-04937-2.
- 4) Kolektiv autorů. Úvod do liberalizované energetiky Trh s elektřinou. Praha: Asociace energetických manažerů, 2016. ISBN 978-80-260-9212-4.

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) diplomové práce:

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

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

Datum zadání diplomové práce: **08.02.2024**

Termín odevzdání diplomové práce: **24.05.2024**

Platnost zadání diplomové práce: **21.09.2025**

Ing. Mgr. Vít Klein, Ph.D.
podpis vedoucí(ho) práce

doc. Ing. Zdeněk Müller, Ph.D.
podpis vedoucí(ho) ústavu/katedry

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

III. PŘEVZETÍ ZADÁNÍ

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

Datum převzetí zadání

Podpis studenta

Čestné prohlášení

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

V Praze dne 23. 05. 2024

Bc. Jiří Weiss

Poděkování

Děkuji panu Mgr. Ing. Vítu Kleinovi, Ph.D., za pomoc a ochotu při vedení této práce. Dále děkuji své rodině a přátelům, kteří mě při vytváření této práce podpořili.

Abstrakt

Diplomová práce se zabývá zdroji energie a jejich využitím v průmyslu.

Práce začíná přehledem obnovitelných zdrojů energie. Konkrétně obnovitelnými zdroji relevantními pro využití v elektroenergetice.

Dále je provedeno srovnání obnovitelných zdrojů energie se současnými elektrárnami na fosilní nebo jaderná paliva. Důraz je kladen na dostupnost zdrojů energie, kvalitu elektrické energie a na náklady na provoz.

Praktická část se zabývá návrhem a technickoekonomickým zhodnocením zdroje elektrické energie pro průmyslový podnik. Navrhovanými zařízeními jsou fotovoltaická elektrárna a kogenerační jednotka.

Klíčová slova

Obnovitelné zdroje energie, výkonová rovnováha, kvalita elektrické energie, návrh fotovoltaické elektrárny, návrh kogenerační jednotky

Abstract

The diploma thesis deals with energy sources and their use in industry.

The work begins with an overview of renewable energy sources. Specifically, renewable resources relevant for use in the electric power industry.

Furthermore, a comparison of renewable energy sources with current fossil or nuclear fuel power plants is made. The emphasis is on the availability of energy sources, the quality of electricity and the cost of operation.

The practical part deals with the design and technical-economic evaluation of the source of electrical energy for an industrial enterprise. The proposed facilities are a photovoltaic power plant and a cogeneration unit.

Keywords

Renewable energy sources, power balance, power quality, design of a photovoltaic power plant, design of a cogeneration unit

Obsah

1	Úvod.....	1
2	Druhy obnovitelných zdrojů energie.....	3
2.1	Definice a plány obnovitelných zdrojů energie v České republice.....	3
2.2	Větrné elektrárny.....	4
2.3	Fotovoltaické elektrárny	6
2.4	Vodní elektrárny.....	9
2.5	Elektrárny využívající biomasu.....	11
2.5.1	Biomasa	11
2.5.2	Bioplyn	12
2.6	Geotermální elektrárny.....	13
3	Srovnání obnovitelných a neobnovitelných zdrojů energie.....	17
3.1	Dostupnost energie.....	17
3.2	Vlivy na síť	19
3.2.1	Kvalita elektrické energie.....	19
3.2.2	Udržování výkonové rovnováhy.....	21
3.3	Cena elektřiny zdrojů	23
3.4	Emise a surovinová náročnost	25
4	Výběr zdroje pro průmysl	29
4.1	Informace o podniku	29
4.1.1	Spotřeba elektrické energie.....	29
4.1.2	Spotřeba tepla a plynu	31
4.2	Návrh fotovoltaické elektrárny	35
4.2.1	Velikost a umístění fotovoltaické elektrárny.....	35
4.2.2	Základní komponenty elektrárny.....	36
4.2.3	Kabely a ochrany.....	37
4.2.4	Připojení výroby.....	39

4.2.5	Chování výroby v distribuční soustavě	40
4.2.6	Data pro výrobu sluneční energie	42
4.2.7	Dodávky elektrické energie	42
4.3	Návrh zdroje tepla	44
4.3.1	Možná velikost zdroje tepla	44
4.3.2	Kogenerační jednotka	47
4.3.3	Zvolená kogenerační jednotka.....	49
4.3.4	Dodávky tepla a elektřiny z kogenerační jednotky	50
5	Ekonomické zhodnocení.....	55
5.1	Hodnotící ekonomická kritéria	55
5.2	Společné ekonomické parametry hodnocení.....	56
5.2.1	Parametry hodnocení	56
5.2.2	Eskalace a inflace	56
5.2.3	Náklady za energii.....	57
5.3	Fotovoltaická elektrárna	59
5.3.1	Vstupní parametry	59
5.3.2	Výsledky.....	60
5.3.3	Citlivostní analýza	62
5.4	Kogenerační jednotka	65
5.4.1	Vstupní parametry	65
5.4.2	Výsledky.....	66
5.4.3	Citlivostní analýza	67
6	Souhrn a doporučení	73
7	Závěr	77
8	Seznam literatury.....	79
9	Seznam příloh	87

Obrázky

Obr. 2.1 – Podíl paliv a technologií na výrobě elektřiny brutto – 2022.....	4
Obr. 2.2 – Druhy regulace: a) PITCH, b) STALL.....	5
Obr. 2.3 – Území s dostatečným větrným potenciálem vs. velkoplošná chráněná území	6
Obr. 2.4 – VA charakteristika fotovoltaického článku	7
Obr. 2.5 – Výnos energie v závislosti na sklonu a orientaci článku	8
Obr. 2.6 – Volba typu turbíny podle spádu a průtoku	10
Obr. 2.7 – Schéma bioplynové stanice s kogenerační jednotkou.....	13
Obr. 3.1 – Dodávky ropy a plynu do Evropy ve 3. kvartálu 2023.....	19
Obr. 3.2 – Vliv zdroje vn na napětí podél vedení bez regulace Q	21
Obr. 3.3 – LCOE vybraných zdrojů dle studie LAZARD	23
Obr. 3.4 – Náklady na výrobu elektrické energie v USA	24
Obr. 3.5 – Cena emisní povolenky za poslední 3 roky	25
Obr. 3.6 – Emise CO ₂ za životní cyklus	26
Obr. 4.1 – Hodinové spotřeby elektrické energie v roce 2023.....	30
Obr. 4.2 – Denní spotřeby elektrické energie v roce 2023	30
Obr. 4.3 – Vybrané denní spotřeby elektrické energie v roce 2023.....	31
Obr. 4.4 – Hodinové spotřeby tepla v roce 2023.....	32
Obr. 4.5 – Denní spotřeby tepla v roce 2023	32
Obr. 4.6 – Vybrané denní spotřeby tepla v roce 2023.....	33
Obr. 4.7 – Hodinové spotřeby plynu v roce 2023	34
Obr. 4.8 – Denní spotřeby plynu v roce 2023	34
Obr. 4.9 – Přibližné umístění modulů fotovoltaické elektrárny.....	35
Obr. 4.10 – Zapojení PROJOY Odpínače PL120S-21	39
Obr. 4.11 – Spotřeba a výroba elektrické energie 1. června	44
Obr. 4.12a – Spotřeby tepla v závislosti na venkovní teplotě	45
Obr. 4.12b – Spotřeby tepla v závislosti na venkovní teplotě	46
Obr. 4.13 – Čára trvání tepelného výkonu	47
Obr. 4.14 – Základní schéma kogenerační jednotky.....	48

Obr. 4.15 – Proklady pracovních bodů kogeneračních jednotek	50
Obr. 4.16 – Proklady pracovních bodů kotle	51
Obr. 4.17 – Bilance dodávek tepla z kogeneračních jednotek.....	53
Obr. 4.18 – Bilance dodávek elektřiny z kogeneračních jednotek	53
Obr. 5.1 – Fotovoltaická elektrárna – diskontovaný tok hotovosti	61
Obr. 5.2 – Fotovoltaická elektrárna – závislost NPV na diskontu	62
Obr. 5.3 – Fotovoltaická elektrárna – závislost NPV na inflaci a eskalaci elektrické energie (komodita)	63
Obr. 5.4 – Fotovoltaická elektrárna – závislost NPV na eskalaci elektrické energie (komodita)	64
Obr. 5.5 – Fotovoltaická elektrárna – závislost NPV na dodatečných investicích.....	64
Obr. 5.6 – Fotovoltaická elektrárna – závislost NPV na velikosti revize	65
Obr. 5.7 – Kogenerační jednotka Quanto 1000 – diskontovaný tok hotovosti	67
Obr. 5.8 – Kogenerační jednotka Quanto 2300 – diskontovaný tok hotovosti	67
Obr. 5.9 – Kogenerační jednotka – závislost NPV na diskontu	68
Obr. 5.10 – Kogenerační jednotka – závislost NPV na inflaci (komodity rostou o inflaci stejně jako ostatní prvky modelu).....	69
Obr. 5.11 – Kogenerační jednotka – závislost NPV na inflaci (komodity mají eskalaci 2 %)..	69
Obr. 5.12 – Kogenerační jednotka – závislost NPV na eskalaci elektrické energie (komodita)	70
Obr. 5.13 – Kogenerační jednotka – závislost NPV na eskalaci zemního plynu (komodita) ..	70
Obr. 5.14 – Kogenerační jednotka – závislost NPV na dodatečných investicích.....	71
Obr. 5.15 – Kogenerační jednotka – závislost NPV na velikosti revize	71

Tabulky

Tab. 2.1 – Výhřevnosti štěpky podle vlhkosti.....	12
Tab. 3.1 – Potřeba materiálů a surovin na produkci.....	27
Tab. 4.1 – Popis zón pro fotovoltaické moduly	35
Tab. 4.2 – Parametry fotovoltaického modulu.....	36
Tab. 4.3 – Parametry střídače	37
Tab. 4.4 – Legislativní hranice výkonu FVE z hlediska různých povolení	39
Tab. 4.5 – Nastavení ochran z hlediska mezí napětí a frekvence	41
Tab. 4.6 – Doba provozu pro hodnoty napětí a frekvence v mezích ochran.....	41
Tab. 4.7 – Bilance výroby a spotřeby elektrické energie	43
Tab. 4.8 – Bilance dodávek tepla a elektřiny z kogeneračních jednotek	49
Tab. 4.9 – Bilance dodávek tepla a elektřiny z kogeneračních jednotek	52
Tab. 5.1 – Poplatky za regulované služby v distribuci elektřiny.....	57
Tab. 5.2 – Odhadovaný vývoj elektřiny (komodita)	58
Tab. 5.3 – Poplatky za regulované služby v distribuci plynu	58
Tab. 5.4 – Odhadovaný vývoj plynu (komodita).....	59
Tab. 5.5 – Investice – seznam položek.....	60
Tab. 5.6 – Výsledky ekonomické analýzy fotovoltaické elektrárny	61
Tab. 5.7 – Fotovoltaická elektrárna – závislost NPV na inflaci a eskalaci elektrické energie (komodita)	63
Tab. 5.8 – Ceníková nabídka na kogenerační jednotky a kotle.....	66
Tab. 5.9 – Výsledky ekonomické analýzy kogeneračních jednotek.....	66

Seznam zkratk

ČR	Česká republika
ČNB	Česká národní banka
EU	Evropská unie
FVE	Fotovoltaická elektrárna
IRR	Vnitřní výnosová míra (Internal Rate of Return)
KGJ	Kogenerační jednotka
NPV	Čistá současná hodnota (Net Present Value)
OZE	Obnovitelný zdroj energie
PPDS	Pravidla provozování distribuční soustavy
TČ	Tepelné čerpadlo

Seznam použitých technických norem

- I. ČSN 33 2000-4-43 ed. 2. Elektrické instalace nízkého napětí – Část 4-43: Bezpečnost – Ochrana před nadproudy. Praha: Úřad pro technickou normalizaci, metrologii a státní zkušebnictví, 2010
- II. ČSN 33 2000-5-52 ed. 2. Elektrická instalace nízkého napětí – Část 5-52: Výběr a stavba elektrických zařízení – Elektrická vedení. Praha: Úřad pro technickou normalizaci, metrologii a státní zkušebnictví, 2012.
- III. ČSN 33 2000-7-712 ed.2. Elektrické instalace nízkého napětí – Část 7-712: Zařízení jednoúčelová a ve zvláštních objektech – Fotovoltaické (PV) systémy. Praha: Úřad pro technickou normalizaci, metrologii a státní zkušebnictví, 2016.
- IV. ČSN P 73 0847. Požární bezpečnost staveb – Fotovoltaické (PV) systémy. Praha: Úřad pro technickou normalizaci, metrologii a státní zkušebnictví, 2024.

1 Úvod

V současné době je jedním z hlavních společenských témat globální oteplování. Svět se toto riziko snaží řešit snížením vypouštění skleníkových plynů do ovzduší. Jedním z největších emitentů skleníkových plynů jsou elektrárny spalující fosilní paliva jako je uhlí a zemní plyn. Tyto elektrárny se tak ocitly v popředí snah o snížení emisí. Snahy o snížení emisí nutně vedou majitele elektráren k dodatečným investicím, které zvyšují cenu energií pro podniky a domácnosti. Z dlouhodobého hlediska je však nevyhnutelný jejich postupný útlum.

Hlavními nástroji dekarbonizace energetiky budou obnovitelné zdroje energie a jaderné elektrárny. V rámci zodpovědného přístupu k planetě se dále otevírá téma dlouhodobého přístupu k zásobám nerostného bohatství. To vede v mnoha zemích ke snaze dosáhnout zmíněných cílů pouze obnovitelnými zdroji energie. Cílem rešeršní části práce je proto seznámit čtenáře s druhy obnovitelných zdrojů energie a s jejich výhodami a nevýhodami.

Vzhledem ke spíše rostoucím cenám energií, daným přechodem k novému typu energetiky, se pro všechny odběratele nabízí otázka, jak snížit svoji spotřebu za účelem snížení nákladů. Toho lze dosáhnout mnoha způsoby – úpravou / modernizací používaných technologií, investicemi do snížení energetické náročnosti budov, či výstavbou vlastních zdrojů energie. Praktická část se zabývá poslední možností. Konkrétně se zabývá možností výstavby zdroje elektrické a tepelné energie pro průmyslový objekt s cílem snížit odběr energií. Čtenář bude seznámen s rozбором spotřeb podniku, který je nutný pro správný návrh zdrojů energie. Následně je popsán výběr konkrétních technologií s ohledem na klíčové technické parametry pro začlenění navrhovaných zdrojů do podnikové struktury. Vypracované návrhy jsou nakonec podrobeny technickoekonomickému zhodnocení, ze kterého se zjistí, zda jsou zvažované projekty ekonomicky výhodné.

2 Druhy obnovitelných zdrojů energie

2.1 Definice a plány obnovitelných zdrojů energie v České republice

Dle zákona č. 17/1992 Sb. - Zákon o životním prostředí je obnovitelný přírodní zdroj definován v paragrafu 7 takto: „*Obnovitelné přírodní zdroje mají schopnost se při postupném spotřebovávání částečně nebo úplně obnovovat, a to samy nebo za přispění člověka. Neobnovitelné přírodní zdroje spotřebováváním zanikají.*“.

Pro energetiku je důležitá definice obnovitelného zdroje energie (dále také OZE) definovaná v paragrafu 2 zákona č. 165/2012 Sb. Zákon o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů, která specifikuje OZE jako: „*obnovitelné nefosilní zdroje energie, jimiž jsou energie větru, energie slunečního záření (termální a fotovoltaická), geotermální energie, energie okolního prostředí, energie z přílivu nebo vln a jiná energie z oceánů, energie vody, energie biomasy a paliv z ní vyráběných, energie skládkového plynu, energie kalového plynu z čistíren odpadních vod a energie bioplynu.*“ Pro energetiku České republiky významné OZE jsou rozepsány v následujících kapitolách.

Tyto definice jsou důležité, neboť bezemisní zdroj (nulové emise CO₂) není nutně zdrojem obnovitelným. Příkladem budiž jaderné elektrárny, které sice neprodukují škodlivé emise, ale jaderné palivo je spotřebováváno. Stejně tak neplatí, že obnovitelné zdroje energie jsou vždy bezemisní. Zde lze jako příklad uvést elektrárny na biomasu / bioplyn, které při provozu vypouští emise. Nicméně legislativně jsou považovány za bezemisní zdroj – nepotřebují nakupovat emisní povolenky.

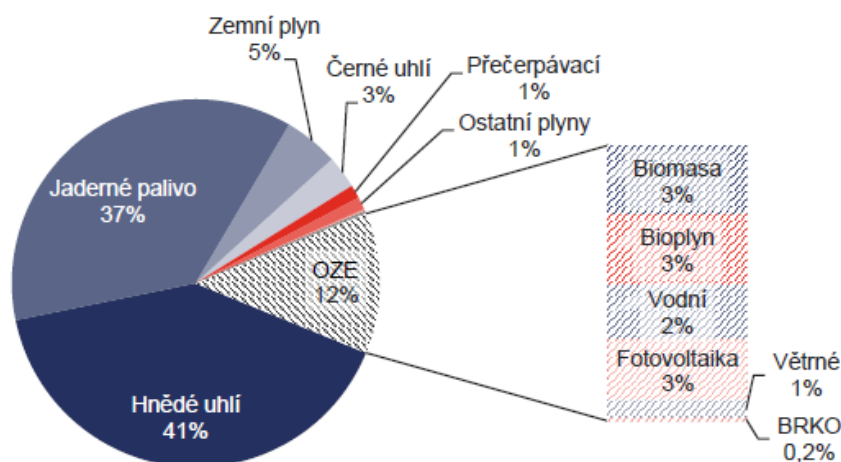
Jakožto člen Evropské unie (dále také EU) se Česká republika (dále také ČR) zavázala spolu s ostatními členy k dlouhodobému cíli dosáhnout tzv. uhlíkové neutrality. Střednědobým cílem je pak v roce 2021 schválený legislativní balíček Fit for 55, který podporuje snížení emisí skleníkových plynů o 55 % do roku 2030 oproti roku 1990 (napříč celou EU).

V rámci ČR je zpracována řada dokumentů, z nichž vyplývá snaha zapojit do české energetiky více obnovitelných zdrojů. Jedná se zejména o Státní energetickou koncepci z roku 2015, která brzy dozná aktualizace a Vnitrostátní plán České republiky v oblasti energetiky a klimatu z roku 2019, který byl v minulém roce (2023) aktualizován. Původní požadavek na podíl OZE na hrubé konečné spotřebě elektrické energie do roku 2030 činil cca 22 %. Tento záměr byl

v rámci aktualizace vnitrostátního plánu zvýšen na 30 %. V letošním roce se podíl OZE blíží 20 %.

Podle roční zprávy o provozu elektrizační soustavy Energetického regulačního úřadu z roku 2022, tvořil podíl OZE 12 %. Podrobněji lze podíl vidět na obrázku níže. Instalované výkony hlavních OZE byly: 2,1 GW fotovoltaické elektrárny, 1,1 GW vodní elektrárny, 1,1 přečerpávací vodní elektrárny, 0,33 GW větrné elektrárny a cca 0,6 GW bioplynové stanice a elektrárny na biomasu. V případě fotovoltaických elektráren došlo v posledních dvou letech k významnému nárůstu instalovaného výkonu, který již dnes přesahuje hodnotu 3 GW.

Podíl paliv a technologií na výrobě elektřiny brutto – 2022



Obr. 2.1 – Podíl paliv a technologií na výrobě elektřiny brutto – 2022 ¹

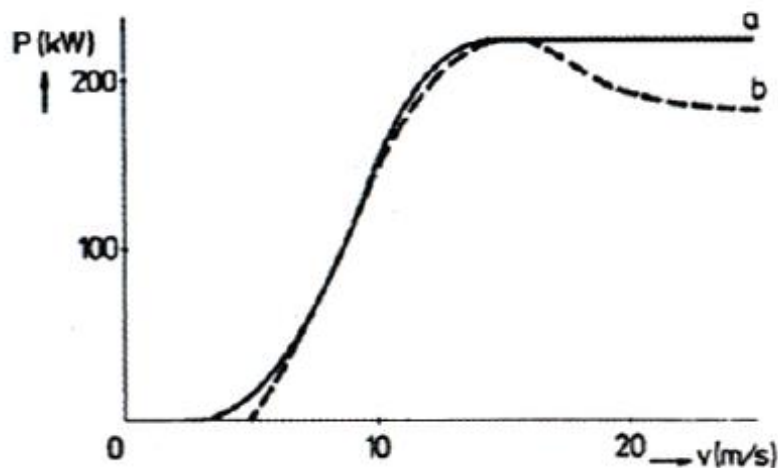
2.2 Větrné elektrárny

Větrná energie je jedna z nejstarších forem energií používaných lidmi. Kinetická energie větru je v elektrárnách přeměňována působením větru na listy rotoru na mechanickou otáčivou energii, která je následně v generátoru přeměněna na energii elektrickou. Listy mohou využívat dva principy k předání energie z větru – odporový a vztlakový. Odporový princip využívá principu rozdílného odporu vzduchu. Vztlakový, v energetice používaný, využívá aerodynamického vztlaku, díky kterému dosahuje větrná elektrárna větší účinnosti a řádově vyšší síly pro otáčení generátoru. Na rozdíl od odporového principu, vztlakový vyžaduje štíhlý

¹ ENERGETICKÝ REGULAČNÍ ÚŘAD. ROČNÍ ZPRÁVA O PROVOZU ELEKTRIZAČNÍ SOUSTAVY ČESKÉ REPUBLIKY 2022 [online]. Jihlava, 2023. [cit. 30.04.2024]. Dostupné z: <https://eru.gov.cz/zpravy-o-provozu?odvetvi=1&druh=345>.

proudnicový tvar listů, který je obtížně výrobitelný, tudíž náklady na pořízení takového systému jsou větší.

Regulace výkonu elektrárny je možná pomocí systémů PITCH, STALL nebo jejich kombinací. Regulace STALL využívá geometrie lopatek, která se změnou rychlosti mění svůj vztlak, což je dáno změnou proudění z laminárního na turbulentní. Jedná se o levnější řešení, které má ale nevýhody v podobě nižšího výkonu na vyšších rychlostech a nemožnosti samostatného rozběhu. Naproti tomu regulace PITCH poskytuje sice dražší, ale technologicky dokonalejší regulaci. V reakci na rychlost větru jsou hydraulickým systémem natáčeny listy rotoru, čímž se mění vztlak. Nevýhodou jsou taktéž pomalé reakce na změny větru a vyšší poruchovost. V praxi se proto používají spíše jejich kombinace. Vliv regulací je na Obr. 2.2.



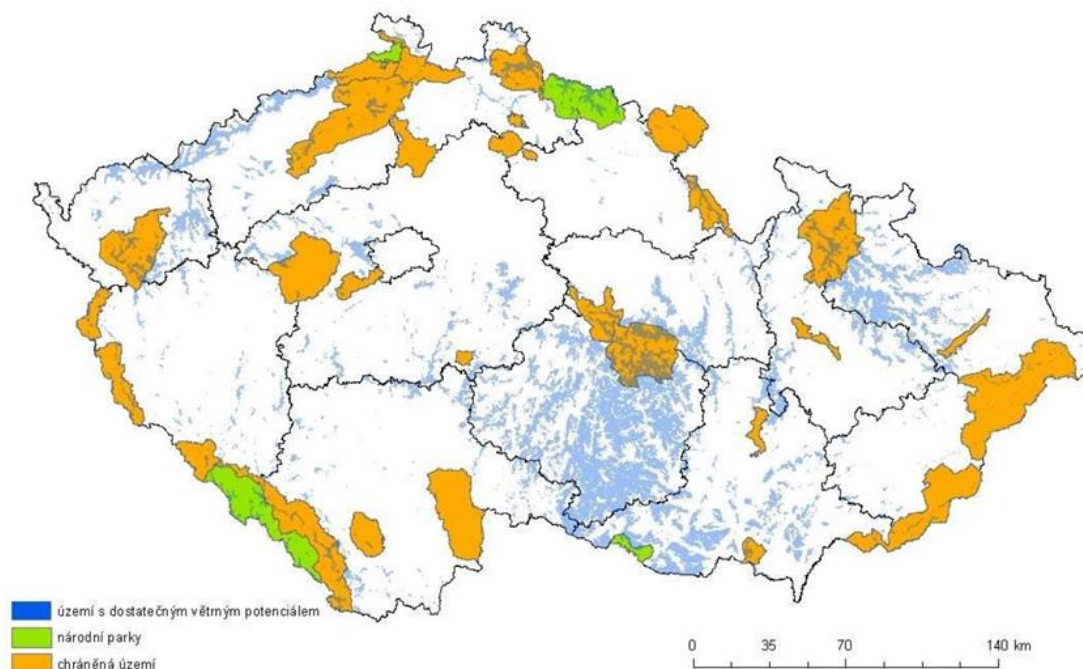
Obr. 2.2 – Druhy regulace: a) PITCH, b) STALL ²

Aby měla větrná elektrárna dostatečný výkon, je nutné ji umístit do dostatečně větrné lokality, ideálně bez výrazných terénních překážek či změn terénu. Vítr pak má vysokou rychlost i v nízkých výškách. Aby se naplno využil tvar listů, měl by přicházející vítr obsahovat co nejméně turbulencí. Volba lokality má přímý dopad na dobu využití, která se může v podmínkách ČR pohybovat od 2 000 do 3 000 hodin.

Přestože je v České republice poměrně mnoho hor a kopců vhodných pro výstavbu větrné elektrárny, je nutné zvažovat při stavbě další hlediska. Elektrárna musí být dostatečně daleko od lidských obydlí, aby je neobtěžovala nadměrným hlukem, či odrazy nebo míháním světla (stroboskopický efekt). V ČR je minimální vzdálenost od rodinných objektů 500 m. V blízkosti elektrárny by měla být možnost vyvedení výkonu do přenosové či distribuční sítě, což

² MASTNÝ Petr a kolektiv. *Obnovitelné zdroje elektrické energie*. Praha: České vysoké učení technické v Praze, 2011. 257s. ISBN 978-80-01-04937-2

vzhledem k umístění elektráren není vždy možné. V neposlední řadě větrné elektrárny nesmí ovlivňovat jiné technologie (radary, telekomunikace atd.) a letecký či vojenský provoz. O složitosti výběru lokality se lze přesvědčit na následujícím obrázku, který zobrazuje pouze území s dostatečným větrným potenciálem bez zohlednění výše zmíněných omezení.



Obr. 2.3 – Území s dostatečným větrným potenciálem vs. velkoplošná chráněná území ³

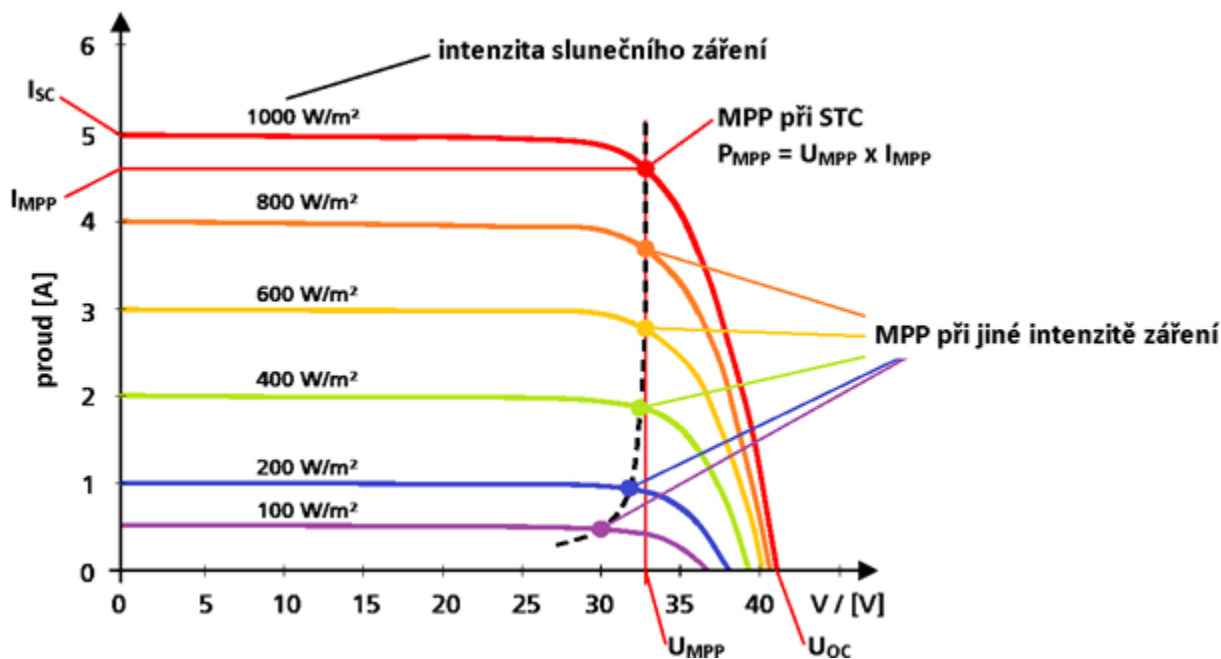
2.3 Fotovoltaické elektrárny

Fotovoltaické elektrárny (dále také FVE) využívají fotoelektrického jevu. Fotony ze slunečního záření jsou absorbovány v látce, v jejíž krystalové mřížce vzniká pár elektron-díra. Aby nedošlo k rekombinaci vzniklé dvojice, je nutné použít struktur s vestavěným elektrickým polem – polovodičové PN přechody. Elektrony a díry jsou urychleny do N a P oblastí, čímž dochází ke vzniku fotovoltaického napětí. Připojení fotovoltaického článku k zátěži začne téct elektrický proud. Výstupem jsou stejnosměrné průběhy proudu a napětí, které je potřeba převést na síťově střídavé průběhy. K tomu slouží střídač.

Specifikem fotovoltaických elektráren je přímá závislost mezi dopadajícím slunečním zářením a generovaným proudem. Jakákoliv změna počasí se tak ihned projeví na výkonu elektrárny.

³ HANSLIAN, David. *Aktualizace potenciálu větrné energie v České republice z perspektivy roku 2020* [online]. Praha: Ústav fyziky atmosféry AV ČR, 2020. [cit. 5.1.2024]. Dostupné z: https://www.ufa.cas.cz/DATA/vetrna-energie/Potencial_vetrne_energie_2020.pdf

Aby byla elektrárna pokaždé provozována v bodě maximálního výkonu, je potřeba umístit mezi fotovoltaické moduly a střídač MPPT měnič (měnič typu DC/DC), který neustále hledá bod maximálního výkonu (MPP - Maximum Power Point). Tento měnič již je často integrován přímo do střídačů.



Obr. 2.4 – VA charakteristika fotovoltaického článku⁴

Střídače mohou být různých typů (s transformátorem nebo bez) a různých velikostí. Od malých modulových o výkonech desítky až stovky W, přes řetězcové o výkonu do 20 kW, až po centrální, kdy výkony střídačů dosahují až jednotek MW. Čím méně je střídačů, tím se dosahuje menších měrných nákladů na kWp. Nevýhodou menšího počtu střídačů je pak horší spolehlivost a nedokonalé sledování bodu maximálního výkonu. Střídače s transformátory poskytují vyšší bezpečnost díky oddělení stejnosměrné a střídavé strany. Jejich nevýhodou je větší složitost, váha a cena. Přítomností transformátoru dochází taktéž k přídavným ztrátám, tudíž oproti střídačům bez transformátoru je dosahováno o něco nižší účinnosti.

Při návrhu fotovoltaické elektrárny je potřeba zohlednit mnoho okolností. Podstatný vliv má výběr lokality, kde je potřeba vzít v potaz závislost výroby elektrické energie na orientaci modulů. Pro ČR je ideální jižní orientace se sklonem 30 – 40 stupňů. Volba východní nebo západní orientace sníží výnosnost elektrárny cca o 15 – 20 %, ale na druhou stranu umožní zařídit větší výrobu v dopoledních a odpoledních hodinách, čehož mohou využít zejména

⁴ BECHNÍK Bronislav. *Nejpoužívanější pojmy ve fotovoltaice* [online]. Praha 2014. [cit. 04.03.2024].

Dostupné z: <https://oze.tzb-info.cz/fotovoltaika/11772-nejpouzivanejsi-pojmy-ve-fotovoltaice>

domácnosti a průmysl. Vliv počasí a lokality se projevuje i na chování samotných modulů, kdy například s rostoucí teplotou klesá výkon.



Obr. 2.5 – Výnos energie v závislosti na sklonu a orientaci článku ⁵

Dále je nutné vyloučit vliv zastínění modulů okolním prostředím či umístění modulů v dostatečných rozestupech. V případě elektráren na střechách domů a hal je pak potřebné zvážit, zda střecha zvládne přídatné zatížení způsobenou hmotností modulů.

Samotné moduly se dnes vyrábějí převážně z monokrystalického křemíku. Jeho přednostmi jsou zvládnutá technologie výroby, která umožňuje dosahování účinností až 26 %. Jedná se však o laboratorní měření. Na trhu nabízené moduly mají účinnosti nižší, ale i tak již dosahují účinnosti i více než 23 %. V posledních měsících bylo již dosaženo 24,1 % firmou SUNPOWER.⁶ Těchto účinností bylo dosaženo omezením optických ztrát, ztrát rekombinací, či snížením ztrát ve vodičích. Je zde řeč o technologiích jako TOPcon, HJT, ABC nebo IBC. Zvýšení účinnosti taktéž pomohlo rozdělení článku pomocí half-cut technologie, čímž se dosáhlo rozdělení proudů vodiči, a tedy snížení ztrát. Další výhodou half-cut je lepší chování modulu při částečném zastínění.

⁵ BECHNÍK Bronislav. *Optimální orientace a sklon fotovoltaických panelů* [online]. Praha 2014. [cit. 04.03.2024]. Dostupné z: <https://oze.tzb-info.cz/114865-optimalni-orientace-a-sklon-fotovoltaickych-panelu>

⁶ SVARC, Jason. *Most efficient solar panels 2024*. CLEAN ENRGY REVIEWS [online]. 2024 [cit. 06.03.2024]. Dostupné z: <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/most-efficient-solar-panels>

Kromě monokrystalického křemíku probíhá vývoj tenkovrstvých a perovskitových technologií. Zejména do modulů na bázi perovskitů jsou vkládány velké naděje a potenciál nahrazení monokrystalických křemíkových modulů. Výhodami perovskitů jsou vyšší účinnosti, které již dnes dosahují 30 %, možnost využití v tandemových aplikacích a nižší cena modulů. Velkou výzvou je zatím zajištění životnosti, která se nyní pohybuje nanejvýše v jednotkách let, což je oproti 30+ let u monokrystalického křemíku velmi málo.

Moduly na trhu se dále liší svojí velikostí a výkonem. Nabízené velikosti jsou cca od 1 x 1,7 m až po 1,3 x 2,4 m. Tomu odpovídají výkony modulů, které v závislosti na velikosti a technologii modulů jsou 300 – 600+ Wp (výkon je udáván ve watt peaku, což je výkon modulu změřený za standardních (ideálních) testovacích podmínek (STC) tj. intenzita záření 1000 W.m⁻², spektrum AM1,5 Global a teplota panelu 25 °C.)⁷

2.4 Vodní elektrárny

Vodní elektrárny využívají hydroenergetického potenciálu vody. Potenciály jsou definovány dva – primární a sekundární. Primární se používá pro získání energie z vody přirozeně přitékající do vodní nádrže, zatímco sekundárním potenciálem jsou charakterizovány tzv. přečerpávací elektrárny, kde je voda přečerpávána do vyšších poloh, tedy dochází k ukládání energie, a později je vypouštěna pro získání energie zpět.⁸

Výroba elektrické energie probíhá přivedením vody na turbínu, která následně roztáčí generátor. Dochází tak k přeměně hydraulické energie na mechanickou a následně na elektrickou. Teoretický výkon turbíny lze spočítat hrubě pomocí následujícího vztahu:

$$P = Q \cdot \rho \cdot g \cdot H \cdot \eta_c \quad [W, m^3 \cdot s^{-1}, kg \cdot m^{-3}, m \cdot s^{-2}, m, -] \quad (2.1)$$

Q – průtok turbínou; ρ – hustota vody; g – gravitační konstanta; H – spád;
 η_c – celková účinnost elektrárny od turbíny až po transformátor (0,8 - 0,85 pro velké elektrárny)

Pro velké vodní elektrárny se používá synchronního generátoru - hydroalternátoru, pro malé elektrárny generátoru asynchronního. Turbín existuje několik druhů, jejichž volba se liší podle spádu a průtoku vody viz Obr 2.6. Mezi nejčastější patří turbíny Kaplanova, Francisova a Peltonova. Kaplanova a Francisova turbína jsou turbíny přetlakového typu, kde dochází

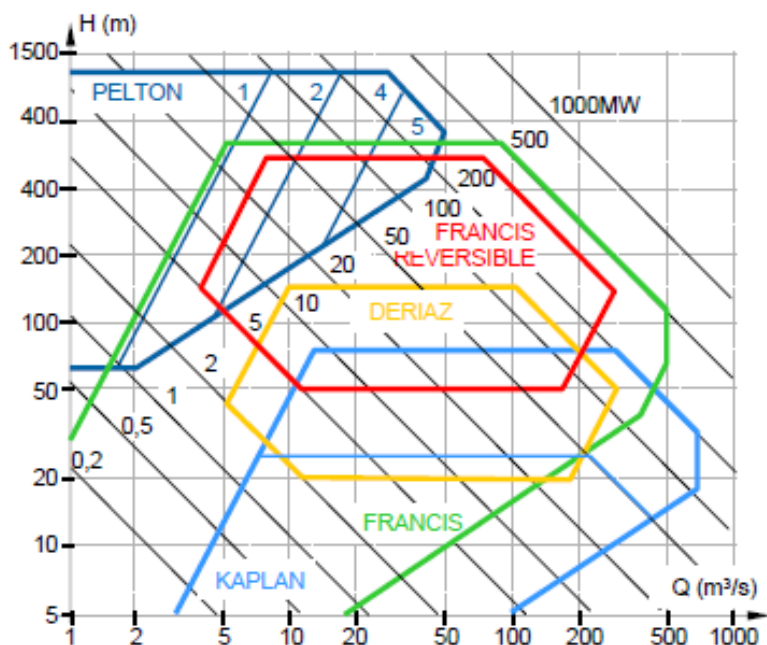
⁷ BECHNÍK Bronislav. *Nejpoužívanější pojmy ve fotovoltaice* [online]. Praha 2014. [cit. 06.03.2024].

Dostupné z: <https://oze.tzb-info.cz/fotovoltaika/11772-nejpouzivanejsi-pojmy-ve-fotovoltaice>

⁸ BENDA, Vítězslav, Helena DOLEŽALOVÁ aj. *Obnovitelné zdroje energie*. Praha: Profi Press, 2012. 208 s. ISBN 978-80-86726-48-9.

k přeměně polohové energie vody na kinetickou, jak v rozváděcích, tak i v oběžných kolech turbíny. Výhodou Francisovy turbíny je možnost reverzního chodu, které se využívá u přečerpávacích vodních elektráren. Peltonova turbína naopak spadá do kategorie rovnotlakých turbín, kde dochází k přeměně polohové energie na kinetickou v rozváděcí části turbíny, která je zde tvořena dýzami (tryskami). Voda z trysek pak proudí na neregulovatelné oběžné lopatky.

Regulace výkonu vodní elektrárny se provádí regulací objemového toku omezením přívodu vody natáčením lopatek rozváděcích či oběžných kol. Kaplanova turbína umožňuje natáčení obou kol, Francisova turbína pak pouze rozváděcího kola. U Peltonovy turbíny dochází k zasouvání jehly do dýzy. Výhodou vodních elektráren je z hlediska energetiky zejména rychlost reakce na požadavek změny výkonu, která je v řádu sekund a možnost akumulovat energii.



Obr. 2.6 – Volba typu turbíny podle spádu a průtoku ⁹

Další pozitiva vodních elektráren jsou pak bezemisní provoz, absence odpadů, malá potřeba údržby, nízké náklady na provoz a malý až nulový počet zaměstnanců. V neposlední řadě přítomnost elektráren nabízí možnost regulace vodních toků například při povodních.

Jak je zřejmé, z již dříve uvedeného vztahu, při výběru vhodné lokality pro umístění vodní elektrárny by bylo ideální disponovat jak velkým průtokem, tak i spádem. V rámci ČR je většina vhodných lokalit již využita. Výstavba nových velkých elektráren (nad 200 MW) narazila

⁹ KOČÁRNÍK Petr. Přednášky z předmětu Strojní struktury elektráren (B1M14SSE). FEL ČVUT v Praze, 2022

na odpor ekologických organizací (ochrana krajiny a vodních živočichů), či na potřebě záběru pozemků. V praxi, z hlediska nové výstavby, tak přihází v úvahu pouze malé vodní elektrárny (do 10 MW). I zde se však dají očekávat problémy s místními přírodními podmínkami či problémy s rentabilitou projektů. Ekonomická návratnost by se v současnosti, ve světle událostí posledních let, mohla zlepšit. Realizovatelnými projekty jsou přestavba již existujících jezů na elektrárny, využití vodních nádrží na pitnou vodu, či využití velkého počtu rybníků.

2.5 Elektrárny využívající biomasu

2.5.1 Biomasa

Elektrárny na biomasu využívají spalování biomasy. Jedná se hmotu biologického původu, přičemž její podstatou je zachycená sluneční energie. Biomasa se dělí podle typu na dřevní biomasu (dendromasu), biomasu rostlin (fytomasu) a biomasu živočišného původu (zoomasu).¹⁰ Dále se do biomasy dá zařadit i biologicky rozložitelná část odpadů.

V přírodě existuje velké množství rostlin, stromů a biologických odpadů, proto je zde není nutné všechny vypisovat. Z rostlin patří mezi významnou biomasu obilniny, kukuřice, řepka olejka, cukrová řepa a jejich slámy. U dřevin se jedná o rychle rostoucí stromy jako topoly a vrby, pěstované za energetickým účelem, či „běžná“ těžba dřeva v lesích, v ČR pak převážně jehličnatých. Vytěžené dřeviny jsou následně podle účelu zpracovány na polena, dřevní štěpku či slisovány do pelet a briket. V ČR je tato biomasa kvůli přítomnosti kůrovce v lesích silně zastoupena. Ze zoomasy je využíván hnůj a kejda. Požadované parametry biomasy, aby byla považována za obnovitelnou, jsou podrobně rozepsány ve vyhlášce č. 110/2022 Sb. - Vyhláška o stanovení druhů a parametrů podporovaných obnovitelných zdrojů a kritérií udržitelnosti a úspory emisí skleníkových plynů pro biokapaliny a paliva z biomasy.

Biomasa nachází v moderní společnosti poměrně široké uplatnění. Od malých výkonů (jednotky kW) pro vytápění domácností až po velké kotelny pro centrální zásobování teplem (desítky MW). Pro výrobu elektrické energie se biomasa používá v menších elektrárnách s výkonem obvykle jednotek MW, v kogeneračních jednotkách či v rámci spolu spalování s uhlím v hnědouhelných elektrárnách jakými jsou např. Hodonín, Tisová nebo Poříčí v majetku společnosti ČEZ.

Biomasa nabízí řadu výhod, jakými jsou podpora lokálního průmyslu a zemědělců. Dále je to energetická bezpečnost v podobě rozptýlené výroby elektřiny a tepla po území státu, tak i

¹⁰ BENDA, Vítězslav, Helena DOLEŽALOVÁ aj. *Obnovitelné zdroje energie*. Praha: Profi Press, 2012. 208 s. ISBN 978-80-86726-48-9.

lokální charakter zdrojů, kdy vzdálenost zdroje biomasy od místa spotřeby je v řádu desítek až stovek km. Z hlediska vlivu na životní prostředí při spalování biomasy sice vzniká CO₂, ale jiné škodliviny jako je SO₂ a oxidy dusíku jsou zanedbatelné. Další výhodou biomasy je, že pěstování některých plodin může být použito v rámci rekultivace průmyslových zón.

Velký vliv na kvalitu biomasy má vlhkost (obsah sušiny), jak je vidět na příkladu štěpky v následující tabulce. Podle vlhkosti se biomasa dělí na suchou a mokrou, přičemž k rozdělení dochází při 50 % vlhkosti. Vlhkou biomasu je potřeba vysušit nebo ji lze využít pro výrobu bioplynu viz následující kapitola.

Výhřevnosti štěpky podle vlhkosti		
Stav štěpky	Obsah vody	Výhřevnost
	%	MJ·kg ⁻¹
Čerstvá	55	7,0
Zavadlá	40	10,5
Polosuchá	30	12,2
Suchá	20	15,0

Tab. 2.1 – Výhřevnosti štěpky podle vlhkosti ¹¹

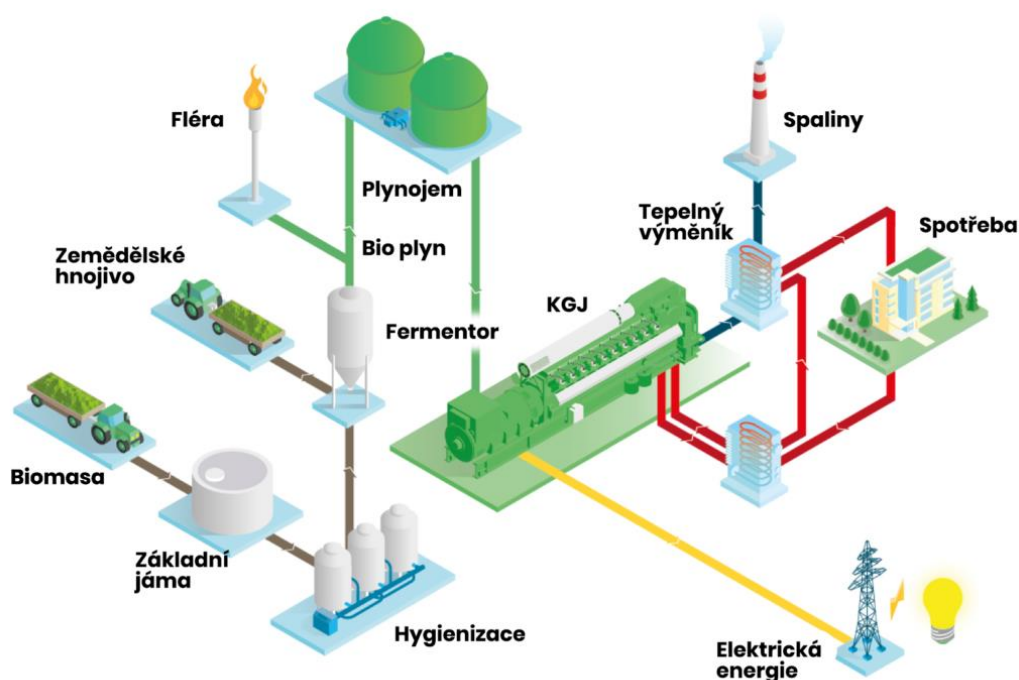
2.5.2 Bioplyn

Bioplynové elektrárny představují speciální kategorii OZE, neboť se jedná ve své podstatě taktéž o elektrárny na biomasu. Vstupními surovinami, pokud jsou vhodně upraveny, mohou být všechny dříve vyjmenované druhy biomasy. Bioplyn se získává anaerobní fermentací. Jedná se o proces se čtyřmi kroky – hydrolýza, acidogeneze, acetogeneze a metanogeneze. Celý proces vykonávají anaerobní mikroorganismy. Při hydrolýze se organické materiály rozkládají na jednodušší sloučeniny. Acidogeneze tyto sloučeniny za nepřítomnosti kyslíku převede na vyšší mastné kyseliny, kyselinu octovou, vodík a oxid uhličitý. Následná acetogeneze přemění i zbylé mastné kyseliny na kyselinu octovou, vodík a oxid uhličitý. Tyto plyny jsou pak při metanogenezi transformovány v metan. Materiál vstupující na začátku celého procesu musí splňovat několik parametrů z nichž mezi významné patří přítomnost vlhkého materiálu a zajištění optimálního poměru uhlíku a dusíku C:N = 25 – 30. Z procesu vystupující bioplyn je pak složen zejména z metanu (50 – 75 obj. %) a oxidu uhličitého (20 – 45 obj. %). Ten je následně dále čištěn až na obsah metanu 95 – 98 obj. %, kterému se pak již říká biometan.

¹¹ Graficky upravená tabulka z: BENDA, Vítězslav, Helena DOLEŽALOVÁ aj. *Obnovitelné zdroje energie*. Praha: Profi Press, 2012. 208 s. ISBN 978-80-86726-48-9.

Bioplyn vzniká v bioplynových stanicích, které se skládají z příjmové části, fermentoru, úpravny bioplynu a kalové koncovky. V příjmové části probíhá úprava biomasy pro použití ve fermentoru. Ve fermentoru vzniká bioplyn výše zmíněným procesem, při teplotách obvykle okolo 30 – 45 °C. Vzniklý bioplyn je odváděn k úpravě, kde dojde k odstranění vlhkosti, CO₂ a sulfanu (H₂S). Fermentovaný materiál, který zůstane ve fermentoru, jemuž se říká digestát, je kalovou koncovkou odváděn pryč a používán v hnojivech, či jako přísada do kompostů.

Využití nachází bioplyn v rámci přímého spalování, v kotlích na vytápění, či v kogeneračních jednotkách. Biometan je možné vtláčet i do plynovodů (při zajištění alespoň 95 obj. % metanu). Výhody bioplynu jsou v zásadě shodné s výhodami biomasy.



Obr. 2.7 – Schéma bioplynové stanice s kogenerační jednotkou ¹²

2.6 Geotermální elektrárny

Geotermální elektrárny využívají geotermální energie Země. Tato energie pochází primárně ze zemského jádra. Dalšími příspěvky ke geotermální energii jsou ohřev planety slunečním zářením či rotací Země. Tepelná energie z jádra se pomocí proudění a vedení dostává k zemské kůře, kde se již uplatní jen vedení vlivem tuhosti zemské kůry. Využitelnost této energie velmi záleží na struktuře a tepelné vodivosti zemské kůry. Podle teploty hornin nebo

¹² RAYO ENGINEERING S.R.O. *BIOPLYN* [online]. 2020 [cit. 15.03.2024]. Dostupné z: <https://www.rayoeng.cz/jenbacher-vyuziti-bioplyn/>

vody (zdroje tepla) v hloubkách jednotek km lze stanovit vhodné využití. Místa s vyššími teplotami lze naneštěstí nalézt převážně ve vulkanicky aktivních oblastech či na rozhraní litosférických desek, což se netýká ČR.

Lokality s teplotou zdroje do 100 °C jsou nízkoteplotní. Takové lokality lze využít prakticky jen pro tepelná čerpadla na vytápění, či přímý ohřev zájmové technologie. Středně teplotní jsou lokality, kde se dosahuje teplot do 150 °C. S těmito teplotami již lze kromě vytápění vyrábět i elektřinu. Nad 150 °C se nachází kategorie vysokoteplotních zdrojů tepla, kdy se nabízí využití k výrobě elektrické energie turbínovým soustrojím.¹³

V praxi se využívá několika druhů elektráren pro výrobu elektrické energie. Liší se způsobem výroby páry. Nejjednodušší je systém přímé suché páry, která je přímo odebírána z vrtu a posílána do turbíny. Na to je potřeba zdroj o teplotě alespoň 150 °C. Dalším systémem je „flash“ systém, který je vhodný pro zdroje s teplotou nad 180 °C. Systém je podobný předchozímu s tím rozdílem, že se zde nachází separátor, jehož úlohou je snížit tlak pro expandování vody a oddělit vodu od páry. Pro zvýšení účinnosti elektrárny lze využít dvou separátorů pro přívod par o rozdílných parametrech do dvoudílné turbíny. Tím se dosáhne účinnosti elektrárny až 25 %. Nejsofistikovanějším systémem je systém binární, kdy je voda ze zdroje přivedena do výměníku, kde je teplo předáno jiné látce, která se díky tomu přemění v páru. Tato látka koluje v uzavřeném oběhu. Zdroj pro tento systém obvykle má teploty 100 - 170 °C. Při vhodném návrhu elektrárna zvládne i o něco málo nižší teploty za cenu snížení účinnosti.

Výhodou středně a vysokoteplotních geotermálních elektráren je bezemisní a nepřetržitý provoz. Investiční náklady jsou poměrně vysoké, nicméně samotný provoz je již relativně levný, neboť provoz nevyžaduje nákup paliv. Vysoká vstupní investice je dána zejména náklady na vyhledání vhodné lokality a vznik vrtu, který je několik km hluboký. To, v kombinaci s často obtížným přístupem, limituje ekonomickou rentabilitu projektů. K rozšíření těchto geotermálních elektráren došlo zejména v sopečných oblastech nebo v oblastech podél tektonických desek. Jedná se zejména ve světě o Spojené státy Americké, Filipíny a Indonésii, či v Evropě o Itálii, Turecko a Island. V ČR byla dlouho plánovaná pilotní výstavba v Litoměřicích, která se však kvůli obtížné rentabilitě nakonec nezrealizovala. Dalšími aspekty návrhu geotermálních elektráren je nutnost zohlednit úbytek vody v podzemí, tedy že je nutné do vrtů i vodu vtláčet. Dále je nutné vzít v úvahu možné ochlazení podzemí při nadměrném odběru tepla, aby lokalita zůstala dlouhodobě využitelná.

¹³ BENDA, Vítězslav, Helena DOLEŽALOVÁ aj. *Obnovitelné zdroje energie*. Praha: Profi Press, 2012. 208 s. ISBN 978-80-86726-48-9.

Pro ČR je geotermální energie proto zajímavá prakticky jen pro účely vytápění. K tomu lze použít nízkoteplotní zdroje, kde jich využívají tepelná čerpadla (dále také TČ). V principu se tepelná čerpadla skládají z výparníku, kompresoru, kondenzátoru a expanzního ventilu. Ve výparníku je odebráno teplo zdroji, které způsobí vznik páry v okruhu TČ. Následně v kompresoru dojde ke stlačení páry, a tedy ke zvýšení její teploty. V kondenzátoru je teplo páry předáno pracovní látce topného okruhu. Zkondenzovaná pára nakonec putuje přes expanzní ventil zpět do výparníku. Z pohledu Carnotova cyklu se jedná o levotočivý (chladičenský) oběh. Podle skupenství zdroje tepla a látky, která vytápí zájmový prostor se dělí systémy na země-voda, voda-voda, vzduch-voda.

3 Srovnání obnovitelných a neobnovitelných zdrojů energie

3.1 Dostupnost energie

Evropská unie každý rok vydává více než 400 mld EUR na fosilní paliva, která se dováží ze zahraničí. Zpravidla se jedná o státy, které představují bezpečnostní riziko z hlediska bezpečnosti dodávek. Ať už to je Ruská federace, která se po válce na Ukrajině stala bezpečnostní hrozbou s přesahem i do oblasti vojenství, nebo autokratické státy z Afriky a Blízkého východu. Tyto státy se v rámci své politiky nebojí používat dodávku fosilních paliv jako prostředky pro vyjednávání. Příkladem budiž dvě ropné krize ze 70. let minulého století. Dává tedy smysl pokusit se najít nový model pro energetiku, který bude využívat obnovitelných zdrojů energie.

V případě energie ze slunce, vody a větru lze říct, že tato energie zde bude k dostání pro energetické potřeby ještě velmi dlouho. Vlivem vývoje klimatu se však mění lokální množství. Zatímco v případě sluneční energie její množství v letech spíše mírně narůstá¹⁴, v případě vody zažíváme období sucha, což ovlivňuje jak malé, tak v poslední době už i velké vodní elektrárny.

Biomasa a bioplyn je v rámci České republiky spíše doplňkovým zdrojem s podílem na výrobě cca 6 %. Jejich výhodou je využívání odpadů z potravinářství, zemědělství a lesnictví, či možnost jejího rychlého vypěstování prostřednictvím energetických rostlin a dřevin. Obyvatel v ČR zřejmě zásadně nepřibude a o odpady z potravinářství probíhá konkurenční boj mezi mnoha průmyslovými odvětvími jakými jsou například výrobci hnojiv, či zemědělci požadující krmiva pro zvířata. Zásadnější navýšení produkce biomasy pro energetické využití se tak dá očekávat spíše novou výsadbou. Zde však narážíme na prostorové možnosti ČR z hlediska využitelné plochy. V současné době se využívá cca 350 – 400 tisíc ha půdy. V ČR je potenciál až pro 1,5 miliónu ha půdy bez ohrožení potravinové bezpečnosti ČR. Jde tak předpokládat navýšení výroby elektrické energie až na přibližně trojnásobek současné hodnoty. Výhodou tohoto rozšíření by bylo i využití půdy, která již není vhodná pro pěstování běžných potravin, neboť energetické plodiny a dřeviny nepotřebují vysokou kvalitu půdy. V budoucnosti se pak předpokládá spíše využívání bioplynu. Současný objem výroby

¹⁴ THE COPERNICUS CLIMATE CHANGE SERVICE. Clouds and sunshine duration [online]. 2022 [cit. 04.02.2024]. Dostupné z: <https://climate.copernicus.eu/esotc/2022/clouds-and-sunshine-duration>

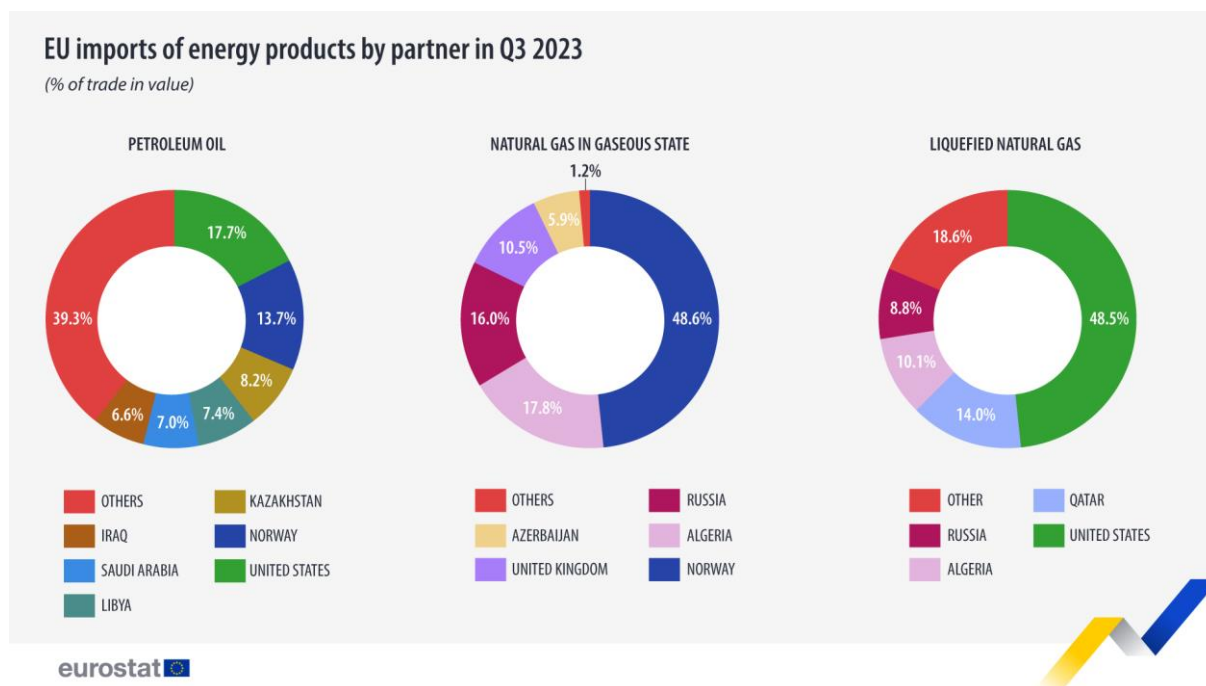
z biomasy bude zhoršen odeznívající kůrovcovou kalamitou. Nevýhodou rozšiřování produkce biomasy je pak další zhoršování kvality půdy a narušování biodiverzity.

U uhlí je situace zřejmá. Uhlí jako zdroj elektrické energie v ČR postupně končí. V ČR se v roce 2025 plánuje těžit cca 25 mil. tun hnědého uhlí a cca 1 mil. tun uhlí černého. V roce 2019 data od České geologické služby ukazovala, že se na území ČR vyskytuje 646,5 mil. tun hnědého uhlí připraveného k vytěžení. Celkově pak bylo v ČR 8,6 mld. tun hnědého a 16,3 mld. tun černého uhlí. Uhlí by tedy mohlo být z hlediska zásob ještě delší dobu provozováno, pokud by byly prolamovány těžební limity a nová naleziště byla ekonomicky dosažitelná. Nicméně ve 30. letech je plánováno ukončení provozu uhelných elektráren z důvodu snah o dekarbonizaci (současná vláda prosazuje konec v roce 2033).

Zemní plyn byl zvolen jako přechodné palivo v energetice do zvládnutí dekarbonizace v 50. letech. Na rozdíl od uhlí, ve kterém je ČR soběstačná, se v Česku vyskytuje malé množství zemního plynu, a ještě méně se ho těží. Produkce plynu v Česku by pokryla pouze cca 2 % spotřeby celé ČR (ČR celkem: 7,544 mld. m³ což je 81 547 GWh). Je tak nutné plyn dovážet. Do války na Ukrajině (únor 2022) byla ČR téměř ze 100 % závislá na „levném“ plynu z Ruské federace. Z důvodu pozastavených dodávek plynu z Ruska, a tedy hrozící energetické krize, byla ČR nucena přejít během krátké chvíle na jiné dodavatele, a to nejen z Evropy, ale i formou zkapalněného zemního plynu ze zemí mimo EU. Ze zdrojové příměřenosti z roku 2022 od ČEPS vyplývá, že spotřeba plynu pro výrobu elektřiny měla stoupnout z cca 1,2 mld. m³ plynu až na necelé 4 mld. m³ (v případě nejambicióznějšího dekarbonizačního scénáře). Změna dodavatele plynu zcela jistě povede k přehodnocení plánovaného objemu potřebného plynu kvůli jeho zdražení. Momentálně Evropa profituje z mírných zim v Evropě a Asii, přičemž pokud se podaří vyjednat dlouhodobé kontrakty na dodávky plynu, mělo by plynu být pro ČR, a potažmo Evropu, dostatek v příštích letech. Pravděpodobným partnerem bude zřejmě někdo ze současných dodavatelů, viz obrázek zastoupení zemí v dodávkách ropy a plynu níže.

U jaderného paliva je možný horší výběr dodavatelů v porovnání s počtem dodavatelů plynu. Stejně jako v případě zemního plynu ČR není soběstačná, a tedy musí palivo dovážet. Výroba paliva se skládá ze 3 hlavních částí – těžby uranu, obohacování a tvorby palivových tyčí. Těžba uranu probíhá napříč celým světem, především v Kazachstánu, Kanadě, Austrálii, Namibii a Rusku. Další části výroby probíhají zejména ve státech jaderných mocností – ve Spojených státech Amerických (USA), Francii a Rusku. Lze tak nalézt dodavatele, kteří nejsou bezpečnostním rizikem, jak ostatně v minulém roce prokázal ČEZ náhradou paliva od Statní korporace pro atomovou energii Rosatom za paliva Westinghouse (USA) a Framatome

(Francie). Výzvou by mohla být dostatečná produkce jaderného paliva, pokud by více států zahájilo odklon od Ruskem produkováného.



Obr. 3.1 – Dodávky ropy a plynu do Evropy ve 3. kvartálu 2023 ¹⁵

3.2 Vlivy na síť

K tomu, aby elektrizační soustava fungovala správně a splňovala požadavky na kvalitu elektrické energie, provozuje ČEPS (provozovatel přenosové soustavy) systémové služby – udržování kvality elektrické energie, udržování výkonové rovnováhy, obnovení provozu a dispečerské řízení. Hlavní tíha plnění systémových služeb leží na výrobnách elektrické energie, které jsou za tímto účelem vhodně řízeny.

3.2.1 Kvalita elektrické energie

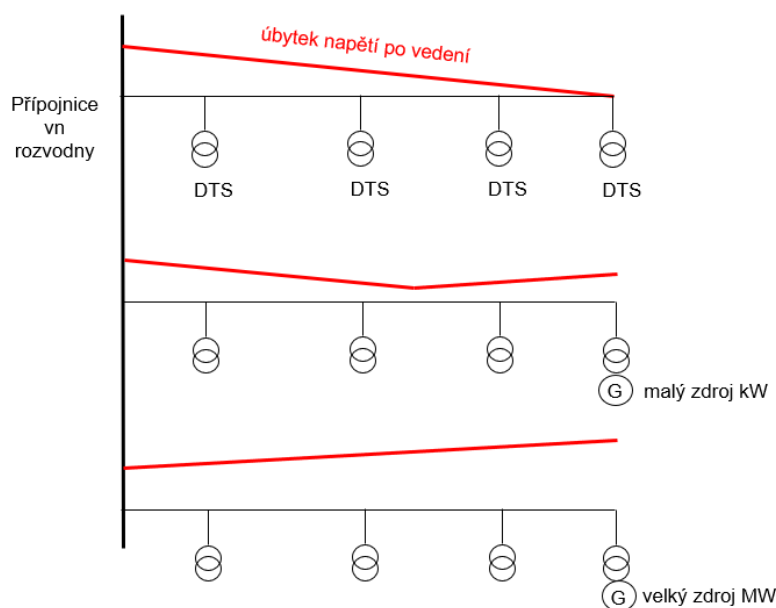
V rámci kvality elektrické energie se sleduje několik parametrů: velikost napětí, frekvence, sinusový průběh napětí a symetrie mezi jednotlivými fázemi. Parametry jsou dány v normě ČSN EN 50160 ed.3 - Charakteristiky napětí elektrické energie dodávané z veřejných distribučních sítí. Tyto parametry musí být dodržovány na všech úrovních napětí, přičemž na ně mají odběratelé nárok. Dále platí, že na jejich plnění mají vliv jak výrobci, tak i spotřebitelé.

¹⁵ EUROSTAT. Drop in EU imports of energy products in Q3 2023 [online]. Lucembursko, 2023 [cit. 26.12.2023]. Dostupné z: <https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/w/ddn-20231222-1>

Úroveň napětí se upravuje formou regulace několika pilotních uzlů na úrovni přenosové soustavy. K zajištění požadované hodnoty se dá využít jalového výkonu dodávaného elektrárnami nebo kompenzačními prostředky, změnou převodu transformátorů, či úpravou zapojení sítě. Klasické elektrárny umožňují snadnou dodávku jalového výkonu pomocí změny buzení generátoru. Relativně malý počet výkonných klasických elektráren (oproti elektrárnám na OZE) pak zajišťuje snazší regulaci jalového výkonu a dodávají síti „tvrdost“. Výrobní z OZE, vyjma vodních zdrojů, nemají zatím dostatečný výkon, aby byly zařazovány do přenosové soustavy. Na úrovni distribuce se vyskytují klasické zdroje menších výkonů a v posledních letech výrobní z OZE. Rozptýlená výroba OZE způsobuje komplikace s udržováním velikosti napětí pro zákazníky, neboť výrobní při dodávce jalového výkonu zvyšují lokálně napětí v síti (Obr. 3.2). To se týká zejména fotovoltaických zdrojů, proto i z tohoto důvodu již v některých lokalitách v ČR distributoři nepovolují umístění nových zdrojů do doby, než dojde k posílení sítě. Dalším důvodem je např. zvýšení zkratového výkonu v oblasti nebo přetěžování vedení toky výkonu.

Dále se velikosti napětí dotýká tzv. Flicker efekt, neboli kolísání napětí. Dosud bylo kolísání napětí způsobováno především proměnnými zátěžemi (obloukové pece), či spínáním velkých zátěží, jakými jsou třeba velké motory. S nástupem OZE však dochází ke kolísání napětí i kvůli zdrojům - dochází k proměnlivé dodávce výkonu, což má vliv i na velikost napětí. Příkladem mohou být např. nárazy větru u větrných elektráren, či zastínění, vlivem oblačnosti, u fotovoltaických elektráren. U stabilnějších zdrojů, jakými jsou klasické elektrárny, vodní zdroje, nebo elektrárny na biomasu k podobným jevům z principu výroby elektrické energie a spolehlivosti tolik nedochází.

Co se týká průběhu elektrických veličin, v síti by měly být v ideálním případě střídavé průběhy napětí a proudů sinusové. V praxi toho není možné dosáhnout, a proto se v síti vyskytuje deformovaná sinusoida vlivem existence vyšších harmonických. Klasické elektrárny, vlivem nesinusovosti magnetického pole rotoru synchronního generátoru, generovaly do sítě vyšší harmonické napětí. Vyšší harmonické napětí nejsou tak závažným problémem, neboť jsou zpravidla lokální povahy. Aby se dostala vyšší harmonická napětí přes transformátory dál do sítě, musela by být jejich velikost už velmi vysoká. V rámci lokality pak mohou způsobit častější nebo nepravidelné průchody napětí nulou, což může být klíčové pro zařízení, která se jím řídí. Příchod obnovitelných zdrojů, primárně pak střídačů u fotovoltaiky, vnáší do sítě proudové vyšší harmonické. Ty jsou pro síť větším problémem, neboť zvyšují ztráty v síti, čímž omezují její přenosovou schopnost. Dále řada prvků v distribuci má frekvenčně závislou impedanci. Vyšší harmonické proudy tak mohou způsobit nadměrné ohřevy např. transformátorů a jejich vinutí.



Obr. 3.2 – Vliv zdroje vn na napětí podél vedení bez regulace Q ¹⁶

3.2.2 Udržování výkonové rovnováhy

V každém okamžiku musí být v rovnováze poptávka a nabídka elektrické energie. Poptávku tvoří odběratelé elektrické energie (průmysl a domácnosti), zatímco nabídku výroby elektrické energie. Rovnováhu pak můžeme rozdělit na statickou a dynamickou. Statickou rovnováhou rozumíme dlouhodobě plánovanou dodávku a spotřebu elektrické energie. Obchodníci s elektrickou energií a průmysl přibližně znají svoji spotřebu. Stejně tak elektrárny dokáží předpovídat výrobu s ohledem na plánované odstávky. Dynamickou rovnováhou pak je okamžitý nesoulad předpokladů výroby a spotřeby s realitou. Tento nesoulad se nazývá systémová odchylka.

V případě klasických neobnovitelných zdrojů, které pracují zpravidla na principu spalování fosilních paliv je možné si dopředu naplánovat výrobu podle sjednaného / vytěženého množství paliva. Výkon elektrárny, pokud nedochází k zásahu do výroby požadavkem z ČEPS, se pak příliš neliší v závislosti na ročním období. V zimě např. dosahují klasické elektrárny vyšších výkonů vlivem studenější chladící vody. V případě komplikací v síti, pak využívá soustava velkých setrvačných hmot turbogenerátorů, které reagují s několika sekundovým zpožděním na výkonovou nerovnováhu. Je-li nedostatek výroby, nahromaděná rotační energie udržuje turbogenerátor v chodu (zpomalování není tak intenzivní) do poklesu

¹⁶ VANĚK, Roman. Regulace U/Q lokálních zdrojů v síti vn [online prezentace]. ČEZ Distribuce, a.s. 2018. Dostupné z: <https://www.mpo.cz/assets/cz/podnikani/dotace-a-podpora-podnikani/oppik-2014-2020/aktualni-informace/2018/9/CEZ-Distribuce----Regulace-lokalnich-zdroju-U-Q.pptx>

poptávky nebo do zvýšení výkonu výroby. Naopak při přebytku výroby je přítomná tendence urychlování turbosoustrojí. V síti dochází k neustálému vyvažování obou situací. Synchronní generátory díky setrvačnosti hůře vypadávají ze synchronismu. Další rychlou možností regulace výkonů je omezení přívodu páry na turbínu, při nadbytku elektrické energie. Z delšího časového hlediska se pak používá zvýšení/snížení dodávaného množství paliva. Změna množství paliva se však projeví na velikosti výkonu elektrárny až za několik minut. Jedná se o důsledek doby nutné na spálení paliva, předání získaného tepla vodě, přeměně vody v páru, a nakonec doputování páry do turbíny. Zdroje na fosilní paliva tak nabízí stabilní a předvídatelný zdroj elektrické energie. Podobné je to i s jadernými elektrárnami.

S udržováním výkonové rovnováhy je to u OZE složitější a nejde přijmout zjednodušený pohled jako u klasických elektráren. Velmi zde záleží na původci energie.

Vodní elektrárny představují stabilní a kvalitní zdroj elektrické energie díky přítomnosti turbogenerátoru. Regulace je zajišťována množstvím přitékající vody k turbíně. Dokud je přítomná voda, je možné vyrábět elektrickou energii. Pokud se nejedná o průtočné elektrárny, pak je nutné provozovat vodní elektrárny s ohledem na množství vody v nádrži. Vodní elektrárna musí dodržovat pravidla ohledně stavu hladiny v nádrži, kdy hladina nesmí klesat příliš rychle, či klesnout pod určitou úroveň.

Fotovoltaické elektrárny jsou v rámci provozu závislé na aktuálním ozáření. Přibližně platí přímá úměra mezi množstvím dopadajícího slunečního záření a výkonem. Tedy je-li slunečno, elektrárna vyrábí na maximální možný výkon (s ohledem na polohu Slunce). Stačí však i malá oblačnost, která zakryje části elektrárny, a výkon klesá. Jelikož se v procesu výroby elektrické energie nevyskytují žádné prvky, které by vytvářely zpoždění, projevuje se změna intenzity světla ihned. To přináší komplikace pro řízení soustavy. Vliv počasí se dá předpovídat, jestli má být jasno nebo zataženo. Při polojasném počasí se pak výkony napříč oblastí mění často a rychle, což je potřeba vzít v úvahu při skladbě zdrojů a prvků zajišťující výkonovou rovnováhu. Omezení fluktuujícího výkonu lze dosáhnout například pořízením baterií, které by pomáhaly elektrárně udržet konstantní výkon.

Větrné elektrárny jsou závislé na rychlosti proudění větru. Na rozdíl od slunečního záření se rychlost větru nemění tak často. Předpovídání výkonu je tak přesnější než v případě fotovoltaických elektráren. Regulace formou natáčení lopatek rotoru přináší poměrně rychlou změnu výkonu.

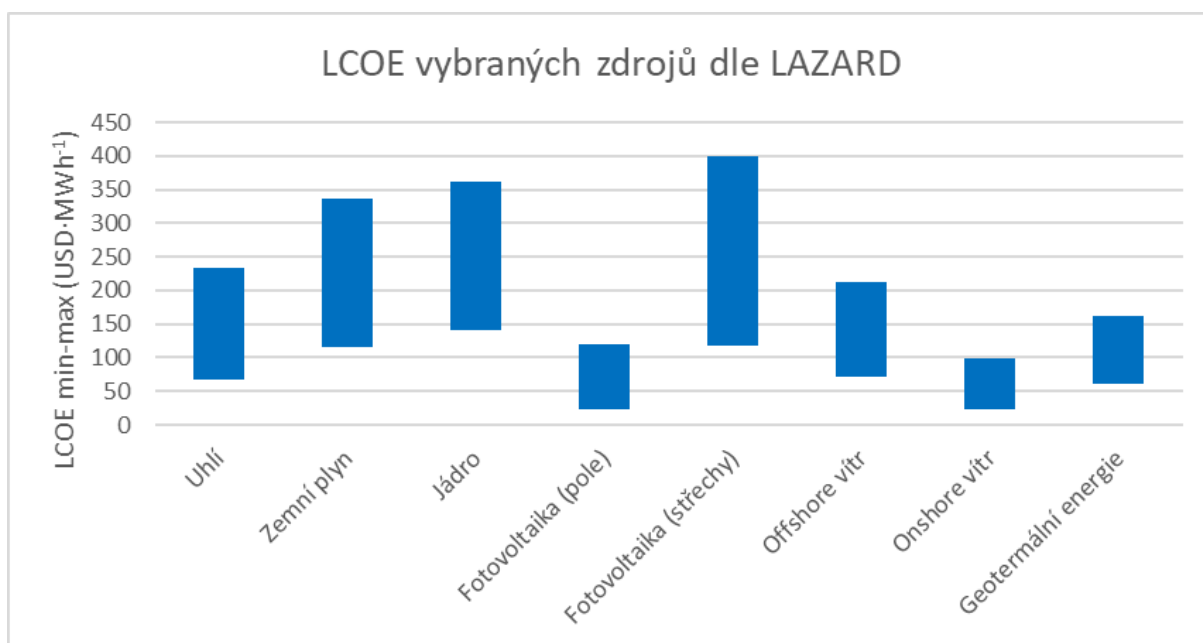
Elektrárny na biomasu a bioplyn představují zástupce stabilního dodavatele elektrické energie z řad obnovitelných zdrojů. Dodávka a spalování biomasy/bioplynu probíhá kontinuálně, a tedy lze predikovat výrobu. Vzhledem k výkonům pohybujícím se i v řádech desítek MW se nabízí

využití těchto elektráren pro stabilizaci sítě v rámci primární a sekundární regulace namísto uhelných elektráren.

3.3 Cena elektřiny zdrojů

Aby mohlo dojít k přechodu na nízkoemisní energetiku, musí být nové zdroje mimo jiné i cenově dostupné.

Jedním z nejoblíbenějších, ale také nejjednodušších, ukazatelů ekonomické náročnosti je LCOE (Levelised Cost of Electricity). LCOE je podíl součtu investice, provozních nákladů a nákladů na likvidaci vůči vyrobenému množství energie. Bohužel LCOE trpí výrazným zkreslením, neboť v sobě nezahrnuje časové a prostorové měřítko. Klasické elektrárny mohou vyrábět tzv. 24 / 7 s ročním využitím i více než 80 %, zatímco nestálé a obtížně predikovatelné obnovitelné zdroje energie (slunce, vítr) se dostanou na využití okolo 10 - 30 %. To způsobuje dodatečné náklady na regulaci sítě a nutnost udržování výkonových záloh. Dále LCOE nezohledňuje hustotu energie, kdy klasické elektrárny zabírají relativně malé území v porovnání s rozsáhlými fotovoltaickými či větrnými parky. Je tak zabírána plocha státu, která by mohla sloužit jiným účelům. Pro ukázkou je pak na následujícím grafu zobrazeno LCOE od společnosti LAZARD, která studii zpracovává na základě amerických dat.

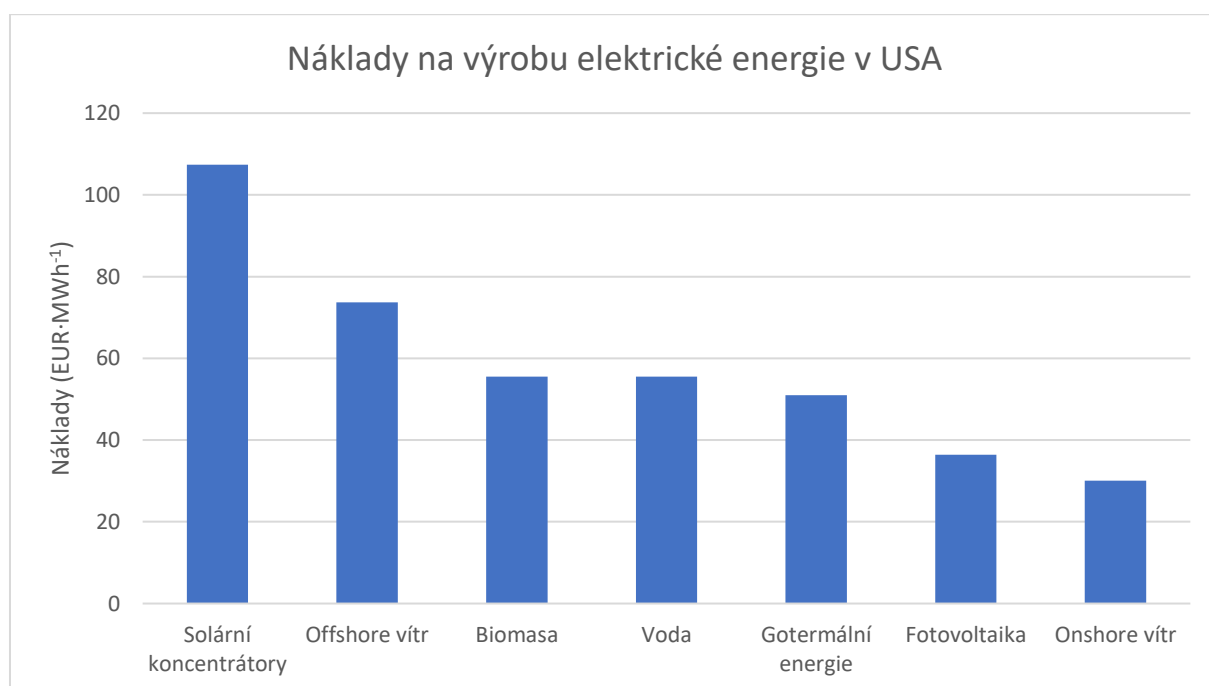


Obr. 3.3 – LCOE vybraných zdrojů dle studie LAZARD ¹⁷

¹⁷ Autorem upravený graf ze zdroje: *2023 Levelized Cost Of Energy+*. LAZARD [online]. APRIL 12, 2023 [cit. 04.02.2024]. Dostupné z: <https://www.lazard.com/research-insights/2023-levelized-cost-of-energyplus/>

Graf zobrazuje minimální a maximální hodnoty LCOE zdrojů, jaké by byly, kdyby se nyní zmíněné zdroje měli stavět a provozovat. Je vidět, že tradiční elektrárny dosahují vyšších LCOE. Výjimkou jsou pak instalace střešních fotovoltaických elektráren na rodinné domy.

Jelikož je elektřina obchodovatelným produktem (v Evropské unii je to zejména v Rotterdamu), je důležité taktéž zohledňovat cenu zdrojů, aby se uplatnily na produkci. Systém funguje na principu „Merit order“, kdy se stanoví poptávka po elektrické energii a výrobci pak nabízí kolik jsou schopni vyrobit elektrické energie a za jakou cenu. Hlavní váhu mají variabilní náklady výrobců. Nabídky jsou seřazeny od nejnižších po nejvyšší. Poslední „závěrná“ nabídka, která pokryje poptávku, pak stanovuje cenu pro všechny. Konkrétní ceny jsou obecně obchodním tajemstvím, proto jsou pro přiblížení využita alespoň data ze Spojených států Amerických. Na serveru Statista jsou vidět náklady na výrobu elektrické energie. Zobrazené náklady jsou přepočteny z US centů·kWh⁻¹ na EUR·MWh⁻¹.



Obr. 3.4 – Náklady na výrobu elektrické energie v USA ¹⁸

V případě uhelných elektráren se cena vyrobené elektrické energie pohybuje na cca 40 – 50 EUR·MWh⁻¹ + cena emisní povolenky (platí, že 1 emisní povolenka vystačí přibližně na 1 MWh vyrobené energie). Cena emisní povolenky má tedy velký dopad na cenu vyrobené elektrické energie.

¹⁸ Autorem upravený graf ze zdroje: STATISTA. Average renewable electricity generation cost worldwide in 2022, by energy source(in U.S. cents per kilowatt-hour) [online]. 2022 [cit. 4.2.2024]. Dostupné z: <https://www.statista.com/statistics/478049/global-utility-scale-electricity-generation-cost-by-resource/>

Cena emisní povolenky (EUA) [EUR/t]

Max 2Y 1Y YTD 1M



Obr. 3.5 – Cena emisní povolenky za poslední 3 roky¹⁹

Pro stávající jaderné elektrárny v ČR se nabízené ceny pohybují v nízkých desítkách EUR·MWh⁻¹. Výše zmíněné ceny klasických zdrojů prezentují pro elektrárny v majetku ČEZ (zpravidla odepsané), kdy přibližné ceny byly zjištěny z dotazů při exkurzích v průběhu studia.

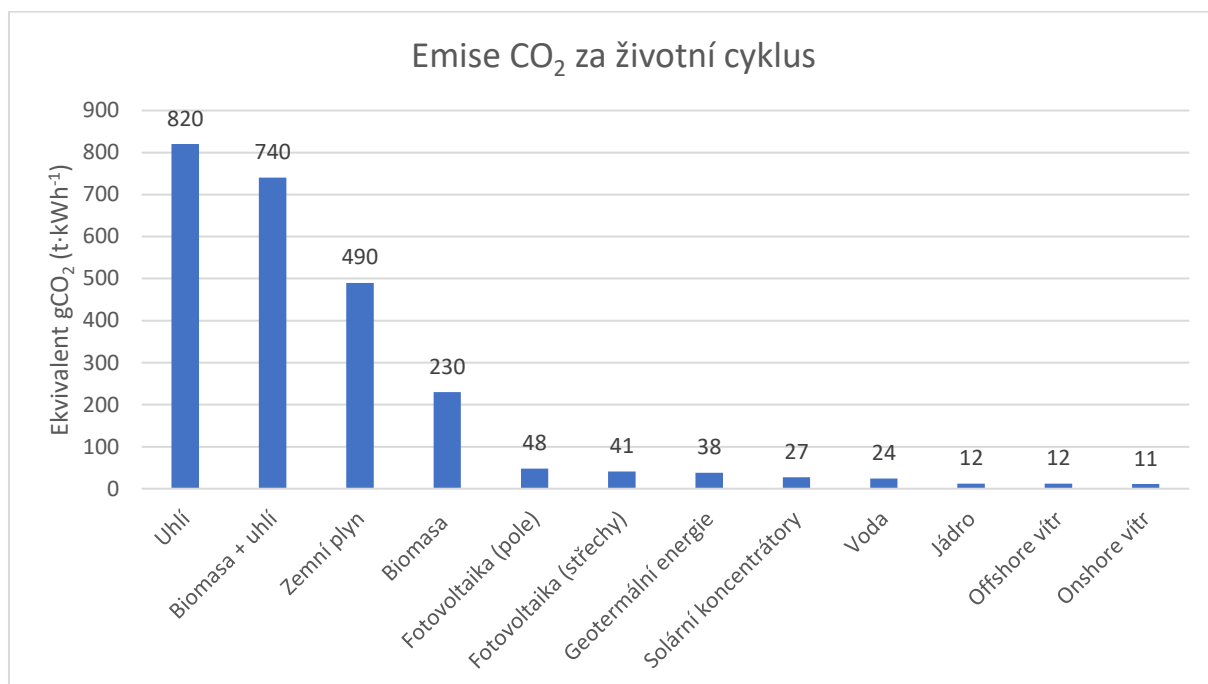
Je vidět, že nebýt emisních povolenek, cenový rozdíl některých OZE by nebyl nijak závratný. To, v kombinaci s často nižší dobou využití, přinášelo problémy s návratností investic, neboť do roku 2020 byla cena elektřiny v Evropě (České republice) velice nízká, což vedlo k nutnosti zavádění podpůrných mechanismů pro investování do OZE.

3.4 Emise a surovinová náročnost

Jedním z hlavních cílů obměny zdrojové základny elektrické energie je, mimo náhrady již dosluhujících fosilních elektráren, snaha o dekarbonizaci energetiky. Nicméně i elektrárny využívající obnovitelné zdroje energie mají dopad na emisi látek ovlivňující globální změnu klimatu. Přestože je jejich provoz zpravidla bezemisní, elektrárny bylo nutné z něčeho a s něčím postavit a na konci životnosti zlikvidovat. Podíváme-li se na graf na Obr 3.6, vidíme

¹⁹ Snímek obrazovky: Cena emisní povolenky (EUA). OENERGETICE.CZ [online]. 2020, 2024 [cit. 16.05.2024]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/energostat/ceny-aktualne/emisni-povolenka>

přibližné emise oxidu uhličitého jednotlivých druhů elektráren v přepočtu na jednotku vyrobené energie.



Obr. 3.6 – Emise CO₂ za životní cyklus²⁰

Lze vidět velký rozdíl mezi fosilními elektrárnami a elektrárnami na obnovitelné zdroje energie. Při obrovských objemech vyrobené elektrické energie (jen v ČR v řádech desítek TWh·rok⁻¹) představuje využívání obnovitelných zdrojů obrovskou úlevu pro životní prostředí. V případě biomasy rozdíl není tak extrémní, jelikož zde probíhá spalování dřeva a dalších rostlinných produktů. Poněvadž se ale jedná o biomasu, kterou lze relativně rychle obnovit, je i biomasa považována za možný zdroj v rámci dekarbonizace. Překvapivě může působit pozice jaderné energetiky jako jednoho z nejméně emisně náročných zdrojů. To je dáno bezemisním provozem a dlouhou životností, která je 60+ let. Naproti tomu, např. fotovoltaické elektrárny je potřeba obnovovat častěji. Fotovoltaické moduly se z provozně-ekonomických důvodů mění po snížení výkonu na 70 – 80 % jmenovitého výkonu. To nastává u starších modulů po 20 letech. U nových modulů se díky mohutně dotovanému vývoji předpokládá životnost i více než 30 let. Každá obměna technologií pak přináší dodatečné emise CO₂.

Dalším důležitým ukazatelem pro náročnost přechodu k obnovitelným zdrojům energie je surovinová náročnost na výstavbu jednotlivých zdrojů energie. V tabulce níže jsou zobrazeny

²⁰ Autorem upravený graf ze zdroje: WORLD NUCLEAR ASSOCIATION. Carbon Dioxide Emissions From Electricity [online]. říjen 2022 [cit. 04.02.2024]. Dostupné z: <https://world-nuclear.org/information-library/energy-and-the-environment/energy-return-on-investment.aspx>

přibližné potřebné hmotnosti v tunách základních stavebních materiálů v přepočtu na předpokládanou výrobu TWh. Až na vodní elektrárny je vidět, že obnovitelné zdroje energie představují výraznou surovinovou zátěž oproti tradičním zdrojům. To je dáno rozdílnou plochou potřebnou pro výstavbu a dosažení požadovaného výkonu. Tradiční elektrárny (uhlí, plyn, jádro) jsou soustavy několika budov, chladících věží a vnitřního vybavení na ploše o několika nanejvýš stovek ha (např. oplocená část jaderné elektrárny Temelín je 123 ha). Tato koncentrace výkonu na malou plochu představuje úsporu oproti větrným a fotovoltaickým elektrárnám, které jsou rozloženy na velkých plochách (solární a větrné parky). U fotovoltaických elektráren pak vynikne vysoká spotřeba kovů potřebná na montážní rámy a elektrické propojení statisíců FV modulů nutných pro dosažení podobného výkonu, jakým disponují tradiční velké elektrárny.

Potřeba materiálů a surovin na produkci elektřiny (t·TWh⁻¹)						
	Uhlí	Plyn	Jádro	Voda	Vítr	Slunce FVE
Beton / cement	870	400	760	14 000	8 000	4 050
Sklo	0	0	0	0	92	2 700
Křemík	0	0	0	0	0	57
Kovů	314	171	168	68	1 978	9 430
Železo / ocel	310	170	165	67	1 920	7 900
Měď	1	0	3	1	23	850
Hliník	3	1	0	0	35	680

Tab. 3.1 – Potřeba materiálů a surovin na produkci ²¹

²¹ Autorem upravená tabulka ze zdroje: WORLD NUCLEAR ASSOCIATION. Energy Return on Investment [online]. březen 2020 [cit. 04.02.2024]. Dostupné z: <https://world-nuclear.org/information-library/energy-and-the-environment/energy-return-on-investment.aspx>

4 Výběr zdroje pro průmysl

Předmětem praktické části diplomové práce je návrh možných zdrojů pro průmyslový podnik v Ústeckém kraji. Podnik se zabývá hutní výrobou a výrobou kovových výrobků. Jedná se tedy o podnik s velkou spotřebou energií a je tedy na místě uvažovat o pořízení zdrojů pro snížení nákladů za energie. Podmínkou získání podkladů k vypracování praktické části, návrhu zdroje elektrické energie a zdroje pro vytápění, je anonymita podniku (vedoucí práce podnik zná).

Získané podklady:

- Čtvrt hodinové spotřeby elektrické energie, tepla a plynu. Spotřeba plynu poskytnuta jako součet spotřeb na vytápění a technologie.
- Podrobnosti o kotlích pro vytápění
- Rozměry budov v areálu
- Elektrické schéma podniku
- Faktura za elektřinu a zemní plyn z března 2024

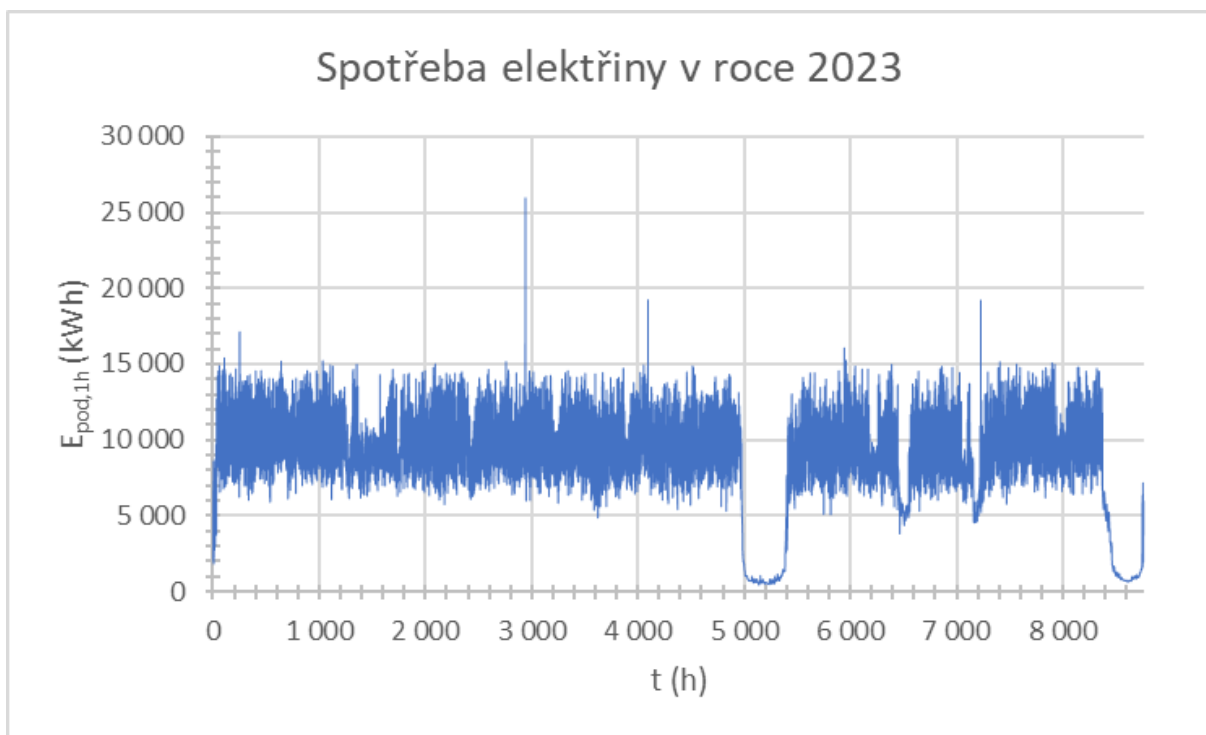
Praktický návrh se bude skládat z návrhu FVE a úvahy o náhradě zdroje tepla kogenerační jednotkou. Návrhy jsou následně v 5. kapitole podrobeny ekonomické analýze.

4.1 Informace o podniku

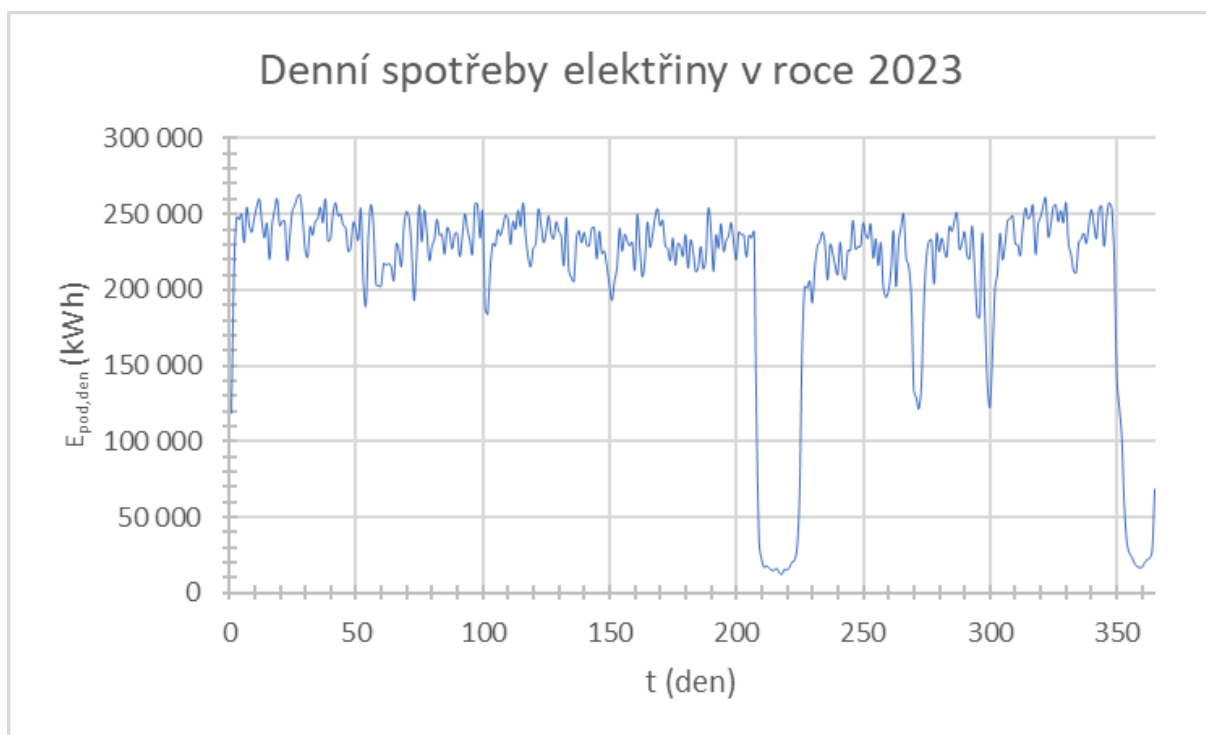
4.1.1 Spotřeba elektrické energie

Areál podniku je napájen ze dvou míst, přičemž viditelná je zejména rozvodna 110 / 10 kV. Z obou přípojních míst je následně rozváděna elektrická energie do areálu. Jak je vidět na následujícím grafu, spotřeba elektrické energie se u podniku pohybuje dlouhodobě mezi 5 – 15 MWh, přičemž překonání 15 MWh je spíše výjimečné. Dále lze vidět 2 velká firemní volna - na začátku srpna (hodiny 5 000 – 5 300) a v období vánočních svátků (konec roku).

Další grafy v rámci obrázků 4.2 a 4.3, které jsou přiblížením dat z obrázku 4.1, dále detailněji zobrazují spotřebu. Denní spotřeby, které se v závislosti na dni liší o cca 50 MWh za den, představují velké rozdíly odběru ekletické energie. V rámci podniku se ale nejedná o výrazné změny o vyšší desítky % spotřeby v porovnání mezi sebou. Detailní zobrazení vybraných dní (různé dny v týdnu) ukazují, že průběhy se liší, ale obecné chování nehledě na den v týdnu se zásadně nemění – základní spotřeba na úrovni cca 6 kWh a 4 zvýšené odběry denně na 12 – 13 MWh.

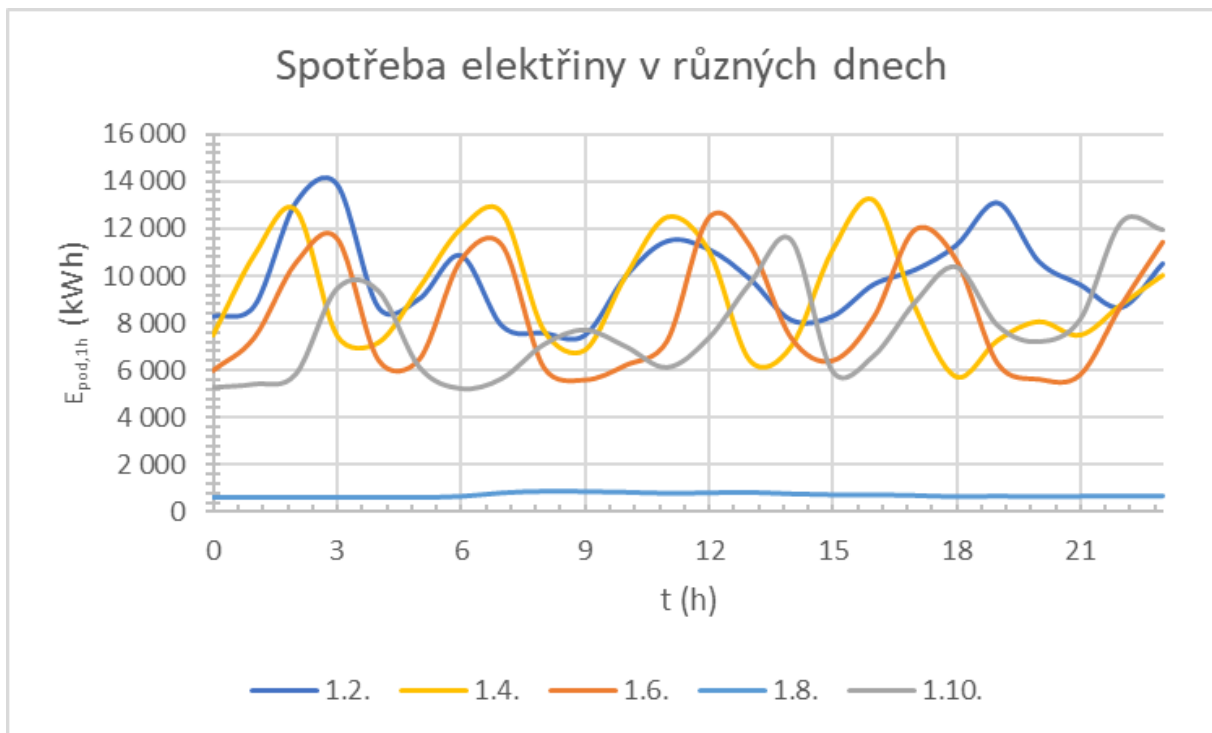


Obr. 4.1 – Hodinové spotřeby elektrické energie v roce 2023 ²²



Obr. 4.2 – Denní spotřeby elektrické energie v roce 2023

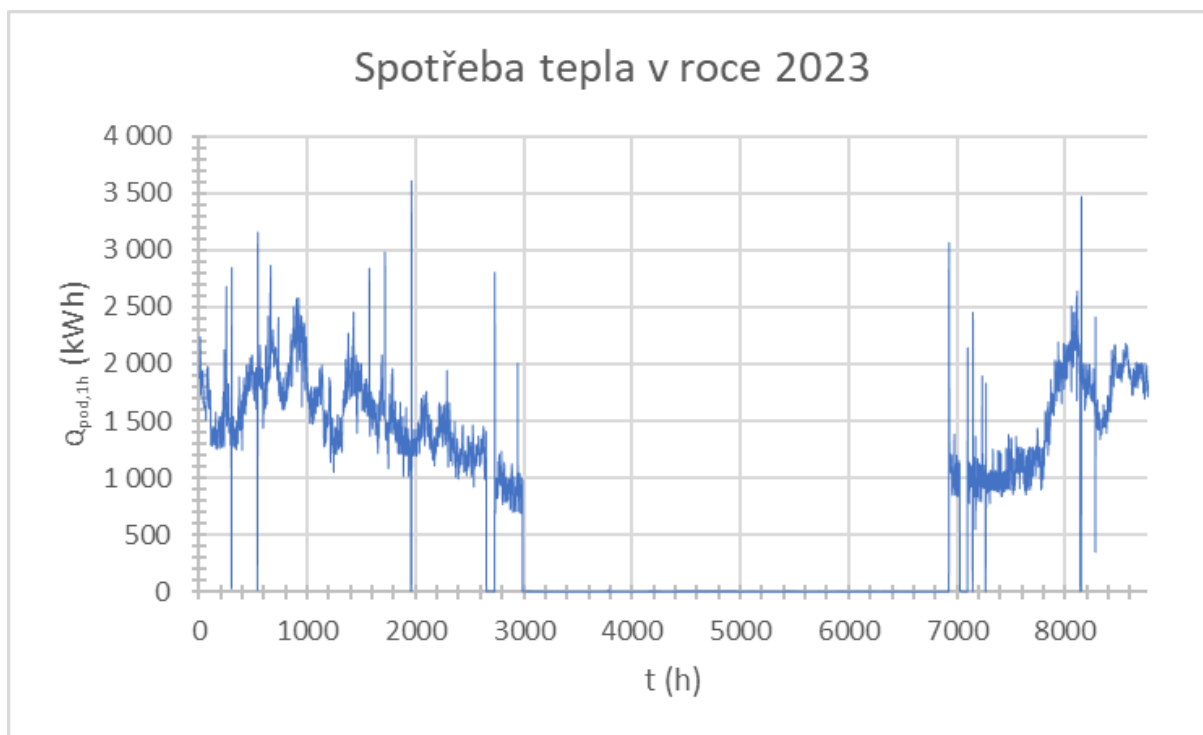
²² Všechny tabulky a obrázky v kapitole 4 a 5 jsou tvorbou autora, pokud není specifikováno jinak. Obrázky v kapitole 4.1 jsou vytvořeny na základě poskytnutých údajů z podniku.



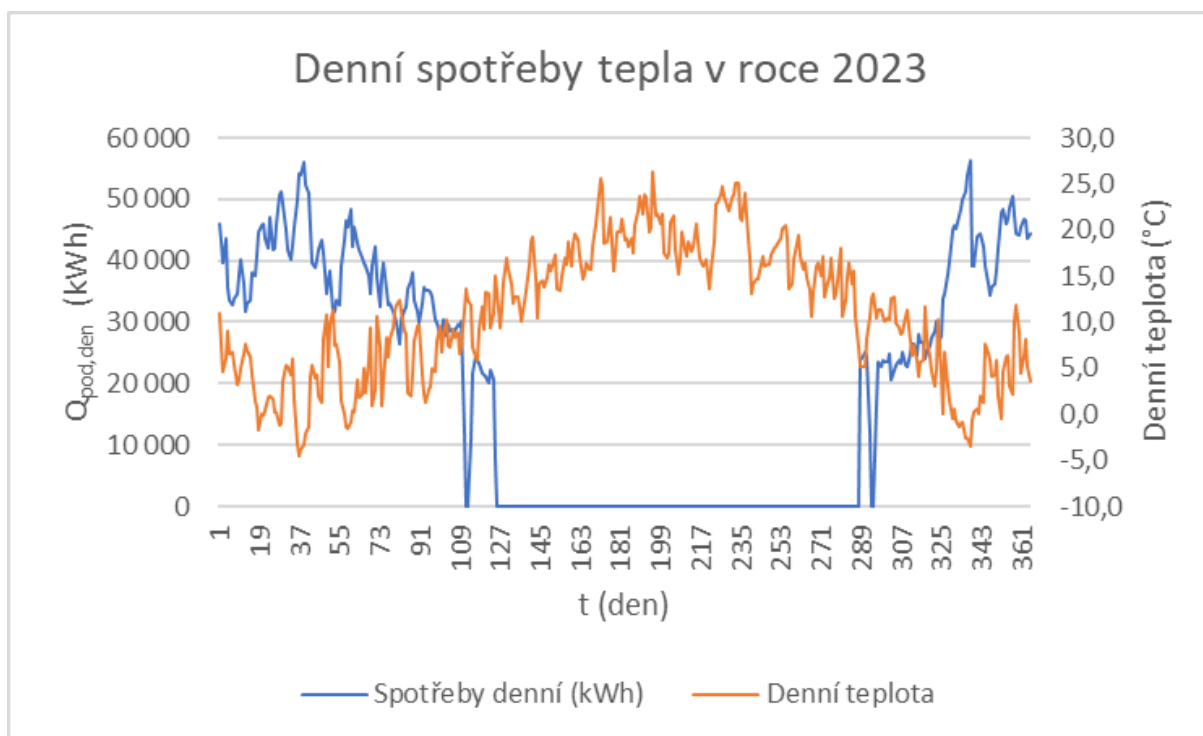
Obr. 4.3 – Vybrané denní spotřeby elektrické energie v roce 2023

4.1.2 Spotřeba tepla a plynu

Podnik využívá zemního plynu k vytápění (spotřeba tepla) a technologickým procesům. Spotřeba tepla se mění v závislosti na venkovní teplotě. Hodinová spotřeba se tak pohybuje v rámci roku mezi cca 0,7 – 3 MWh tepla. Denní spotřeby se pak pohybují mezi 20 – 57 MWh. V grafech na Obr. 4.4 a 4.5 je vidět ve středu grafu oblast bez odběru tepla, kdy nedochází k vytápění. Období bez dodávek tepla probíhalo od začátku května až do poloviny října. Bližší informace k jednotlivým dnům na Obr. 4.6 ukazují v zásadě vyrovnaný odběr tepla v průběhu dne.

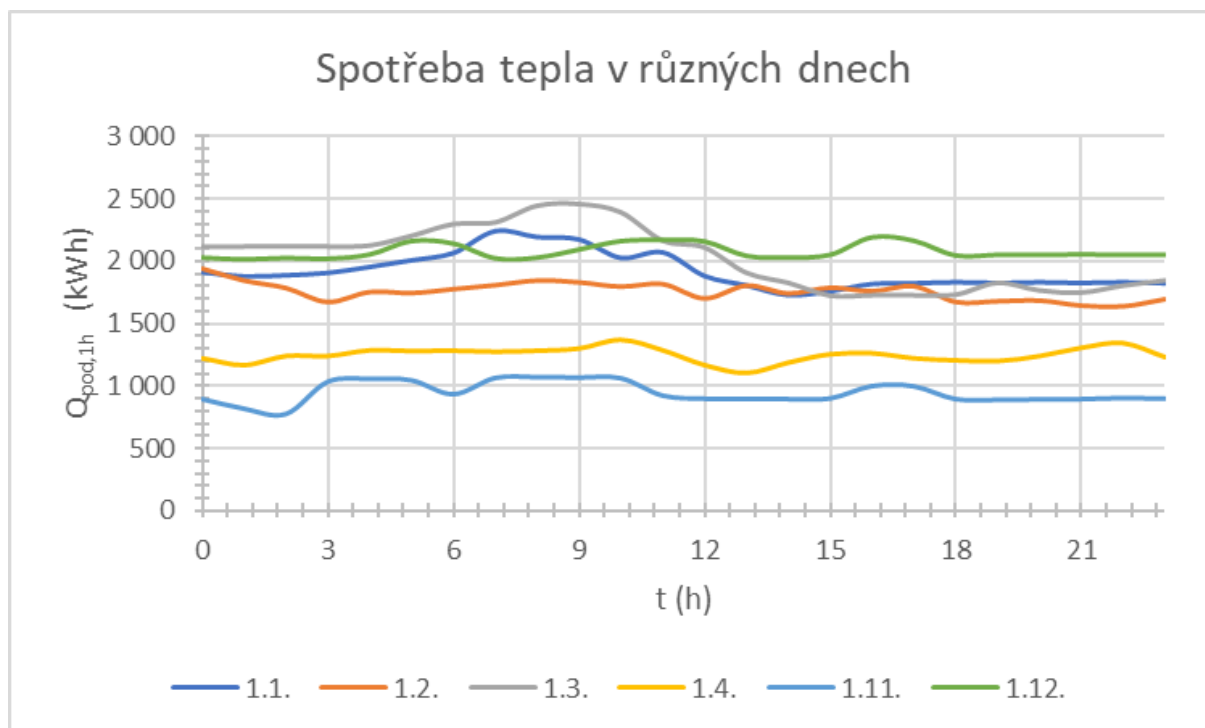


Obr. 4.4 – Hodinové spotřeby tepla v roce 2023



Obr. 4.5 – Denní spotřeby tepla v roce 2023 ²³

²³ Data o venkovní teplotě převzata z ČESKÝ HYDROMETEOROLOGICKÝ ÚSTAV. *Denní data dle zákona 123/1998 Sb. - Průměrná denní teplota vzduchu v Ústeckém kraji* [online]. 1998, 2023 [cit. 09.04.2024]. Dostupné z: <https://www.chmi.cz/historicka-data/pocasi/denni-data/Denni-data-dle-z.-123-1998-Sb#>



Obr. 4.6 – Vybrané denní spotřeby tepla v roce 2023

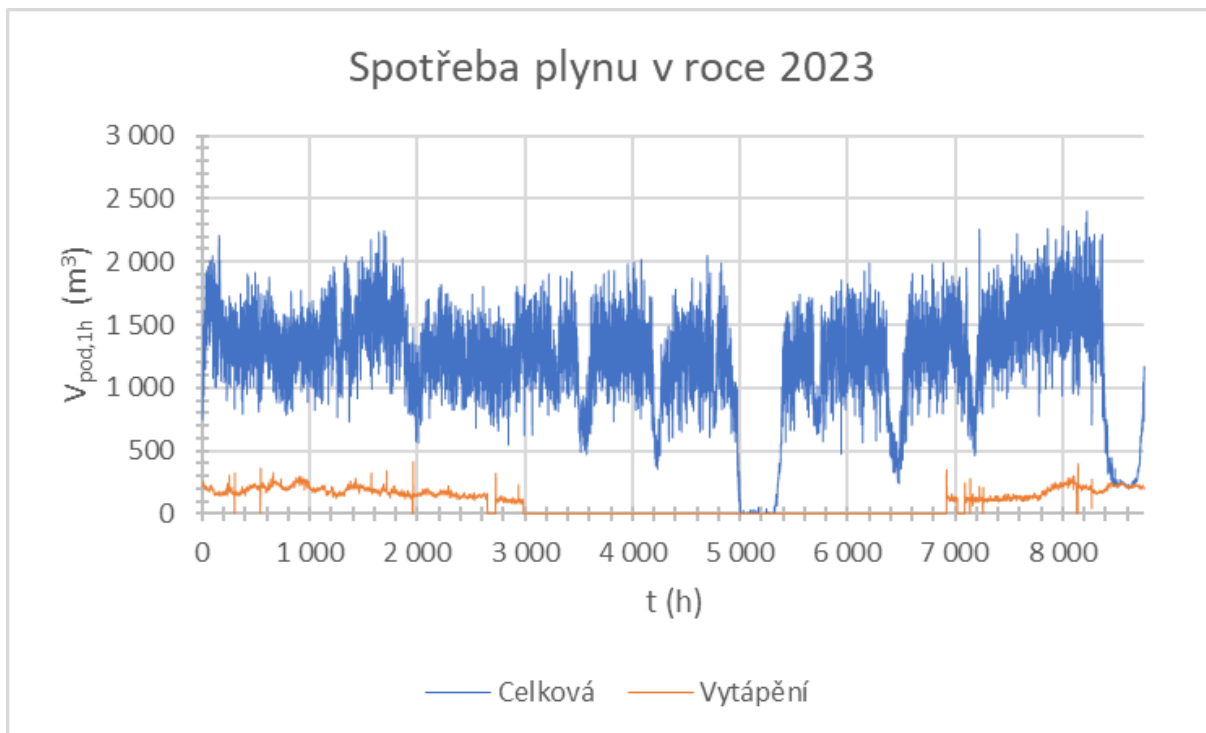
K vytápění podniku slouží 2 kotle Viessmann VITOMAX 200 o výkonu 5,2 MW, celkem tedy 10,4 MW. Z poznatků dříve zmíněných je tedy zjevné, že pro potřeby dodávky tepla je přítomnost kotlů o výkonu 10,4 MW předimenzovaná. V chodu je jen jeden kotel, druhý slouží prakticky jen jako záloha při výpadku prvního kotle, či při zvýšeném odběru tepla při poklesu venkovních teplot hluboko pod 0 °C.

Účinnosti kotlů jsou: kotel 1 = 92,78 % a kotel 2 = 91,6 %. V areálu je teplo rozváděno dvěma dvoutrubkovými rozvody do devíti výměňkových stanic s velikostí rozvodů, podle umístění v otopné soustavě, DN 25 – DN 250. Izolace rozvodů je provedena minerální vatou tloušťky 40 – 140 mm s FeZn obalem. Měření spotřeby tepla je prováděno výpočtem z účinnosti kotlů a spotřebovaného zemního plynu. Regulace je zajišťována automaticky. Teploty topné vody jsou 90 °C na přívodu a 70 °C na zpátečce.

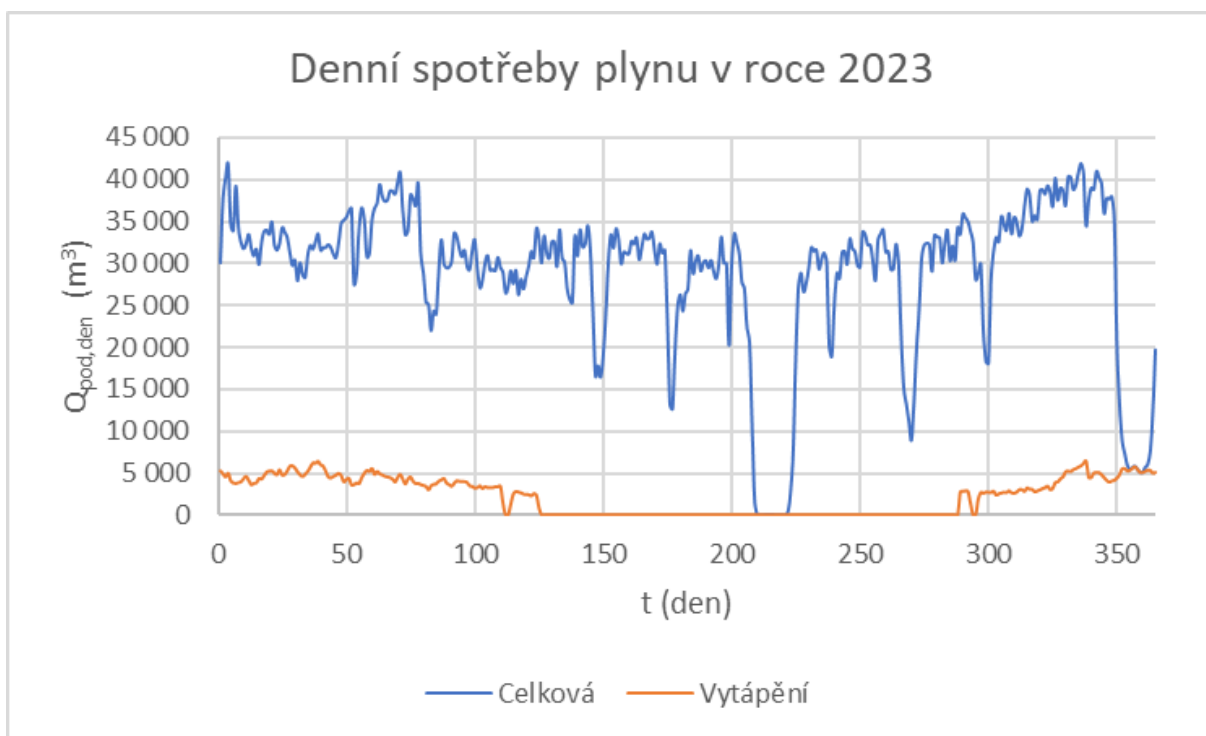
Podíl plynu spotřebovaného na vytápění je oproti celkové spotřebě plynu podnikem relativně malý. V Obr. 4.7 a 4.8 lze pozorovat, že i při slabší výrobě (malé spotřebě plynu), tvoří spotřeba plynu na vytápění méně než 20 % aktuální spotřeby. Nahrazení plynu ve vytápění by tedy zásadně nezměnilo podnikovou spotřebu plynu s ohledem na dekarbonizaci. Spotřeba plynu na vytápění byla určena přes následující rovnici:

$$V_{vyt,1h} = \frac{Q_{pod,1h}}{H \cdot \eta_{K1}} \quad [m^3, kWh, kWh \cdot m^{-3}, -] \quad (4.1)$$

$Q_{pod,1h}$ – spotřeba tepla; H – výhřevnost = 9,44; η_{K1} – účinnost kotle 1



Obr. 4.7 – Hodinové spotřeby plynu v roce 2023



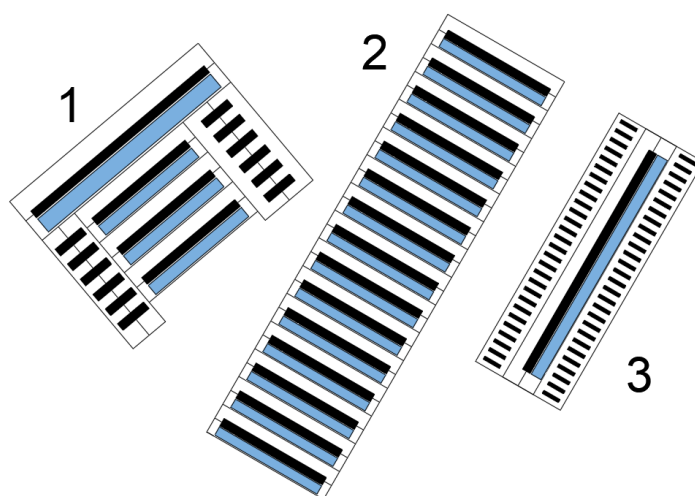
Obr. 4.8 – Denní spotřeby plynu v roce 2023

4.2 Návrh fotovoltaické elektrárny

4.2.1 Velikost a umístění fotovoltaické elektrárny

V areálu objektu byly identifikovány 3 haly, které nabízejí dostatečně velký prostor pro umístění většího počtu fotovoltaických modulů s relativně snadným přístupem a malým počtem prvků narušujících umístění modulů (okna, komíny, vzduchotechnika, ...).

Celkový výkon všech FVE je navrhnout na hodnotu 1 496 250 Wp, což je tvořeno 2 625 moduly. Zobrazení zón s umístěním modulů a jejich dílčí výkony jsou na obrázku a v tabulce níže. Modré oblasti jsou zóny s fotovoltaickými moduly, černé se skleněnými a nevhodnými částmi střech. Orientace budov a měřítko jsou stejná, vzájemné pozice a vzdálenosti nikoliv.



Obr. 4.9 – Přibližné umístění modulů fotovoltaické elektrárny

	Objekt 1	Objekt 2	Objekt 3
Rozměry objektu (m)	146 x 114	286 x 80	170 x 58
Orientace objektu od jihu (°)	40	-30	60
Rozměry zóny pro FVE (m)	134 x 12,7	70 x 7,4	150 x 8,1
Sklon střechy (°)	10	20	10
Počet zón (ks)	1	15	1
Počet FV modulů na zónu (ks)	400	100	275
Rozměry zóny pro FVE (m)	72 x 9,6	-	-
Sklon střechy (°)	20	-	-
Počet zón (ks)	3	-	-
Počet FV modulů na zónu (ks)	150	-	-
Celkový počet FV modulů (ks)	850	1500	275
Celkový výkon objektů (Wp)	484 500	855 000	156 750

Tab. 4.1 – Popis zón pro fotovoltaické moduly

Při určování počtu modulů na zónu byla brána v potaz prostorová rezerva na dostatečnou vzdálenost od jímací soustavy (hromosvodů), prostor pro chůzi a občasné se vyskytující části jiných technologií (komíny, vzduchotechnika, ...). Rozměry zón v Tab. 4.1 jsou skutečné plochy pro umístění modulů (nikoliv půdorysy).

4.2.2 Základní komponenty elektrárny

Fotovoltaické moduly byly zvoleny od firmy JINKO. Konkrétně se jedná o modul Tiger Neo N-type JKM570N-72HL4-V. Parametry modulu při STC jsou níže.

JINKO TIGER JKM570N-72HL4-V			
Výkon P (Wp)	570	Změna P s teplotou (%·°C ⁻¹)	-0,300
Napětí U _{oc} (V)	50,74	Změna U s teplotou (%·°C ⁻¹)	-0,250
Proud I _{sc} (A)	14,31	Změna I s teplotou (%·°C ⁻¹)	0,046
Účinnost (%)	22,07	Hmotnost (kg)	28
Rozměry (mm)	2278 × 1134 × 35		
Záruka	12 let, po 30 letech zaručen výkon 87,4 % (-0,4 %·rok ⁻¹)		

Tab. 4.2 – Parametry fotovoltaického modulu

Haly mají falcové střechy, což bylo zohledněno při výběru montáže modulů. Montáž byla vybrána ze stránek Q-ELEKTRIK a konkrétně se jedná o produkt: SADA 16 - PRO 2 PANELY 540W, FALCOVÁ STŘECHA. I přes název produktu by měla zvolená montáž pojmut vybrané moduly.

Vzhledem k potřebným vysokým výkonům byl zvolen střídač SOLAX X3-FTH-100K. Jedná se o beztransformátorový střídač vhodný pro rozsáhlé komerční aplikace. Disponuje devíti MPP sledovači, přičemž na každý MPP sledovač je možné zapojit 2 řetězce (stringy). S ohledem na níže zobrazené parametry je nutné zvolit vhodný počet fotovoltaických modulů do jednoho řetězce, potažmo sledovače a zkontrolovat nepřekročení hraničních hodnot při nepříznivých vnějších podmínkách. Jedná se zejména o hranice MPP sledovače pro dosažení co největšího zisku z výroby. Kontrola je provedena pro nejnižší naměřenou teplotu -19 °C a nejvyšší naměřenou teplotu 40 °C ve sledované lokalitě. Z toho vychází maximálně 19 modulů na řetězec. Vzhledem k malému počtu fotovoltaických modulů vůči maximálním možnostem sledovačů bude z hlediska účinnosti lepší, pokud bude na řetězec vycházet pouze 11 modulů, čímž bude střídač pracovat v oblasti s nejvyšší účinností (podrobněji lze rozbor nalézt v příloze 1).

SOLAX X3-FTH-100K	
Max. vstupní DC napětí (V)	1 100
Startovací vstupní DC napětí (V)	200
Jmenovité vstupní DC napětí (V)	580
Rozsah MPPT (V)	180 - 1 000
Počet MPPT / řetězců na MPPT (ks)	9 / 2
Max. vstupní DC proud (A)	32
Jmenovitý AC výkon (kW)	100
Jmenovitý AC proud (A)	151,6
Rozsah účnku (-)	± 0,8
THDi (%)	< 3
Maximální účinnost (%)	98,6
Rozměry (mm)	985 x 660 x 327
Váha (kg)	80

Tab. 4.3 – Parametry střídače

Střídačů bude celkem třeba 16: 3 pro objekt 1, 9 pro objekt 2 a 2 pro objekt 3. Vzhledem k vyššímu počtu střídačů bude nutné zařídit spolupráci a komunikaci s nadřazeným řídicím systémem, což bude realizováno skrze SOLAX DATAHUB1000, který slouží pro správu a monitoring. Toto zařízení umožňuje propojit až 60 stejných střídačů. Celkem jsou potřeba 3 tato zařízení z důvodu velké vzdálenosti mezi budovami (stovky metrů).

4.2.3 Kably a ochrany

K propojení fotovoltaických modulů mezi sebou a střídačem je použit solární kabel H1Z2Z2-K o průřezu 4 mm² a konektory typu MC4. Tato volba vychází z použitých vodičů na modulu z výroby. Kably budou uloženy v kovových žlabech. Jištění řetězce proti nadproudu je provedeno pomocí pojistek o jmenovitém proudu 16 A. K ochraně proti přepětí jsou použity svodiče přepětí DC T2 Hakel HSA PV 1000 M S, které jsou nutné vzhledem k očekávané vzdálenosti mezi vstupem kabelů do objektu a střídačem, která je větší než 10 m. Jejich umístění bude před vstupem do objektu v plastových rozváděcích pro venkovní použití. Uzemnění svodičů přepětí je provedeno pomocí vodiče CY o průřezu 16 mm². Jelikož se předpokládá dodržení ochranné vzdálenosti od jímací soustavy, na pospojování fotovoltaických modulů postačuje vodič CY o průřezu 6 mm².

Kabel na AC straně musí zvládnout jmenovitý proud střídače 152 A. Střídač konstrukčně umožňuje využití kabelu o průřezu 70 – 240 mm². Výběr vhodného průřezu závisí na mnoha faktorech. Zde jsou zohledněny způsob uložení kabelů, počet souběžně jdoucích kabelů a okolní teplota. Kably budou vedeny na perforované kabelové lávce (uložení E). V případě objektu 2 na dvou lávkách. Počet souběžných kabelů odpovídá počtu střídačů v každém

z objektů. Okolní teplotu očekávám 30 °C. Podle normy ČSN 33 2000-5-52 ed. 2 Elektrické instalace nízkého napětí - Část 5-52: Výběr a stavba elektrických zařízení - Elektrická vedení, je kabel s průřezem 70 mm² schopen vést 179 A (teoreticky dostatečný). Při zohlednění výše zmíněných okolních vlivů je ale nutné tento průřez navýšit na 95 mm² se jmenovitým proudem 216 A – kabel 1-CYKY-J 4 x 95. Důvodem je nutné splnění následující podmínky vycházející z již zmíněné normy a normy ČSN 33 2000-4-43 ed. 2. Elektrické instalace nízkého napětí – Část 4-43: Bezpečnost – Ochrana před nadproudy (kontrola podmínky v příloze 1):

$$I_v < I_{Nj} < I_{dov} < I_N \quad [A; A; A; A] \quad (4.2)$$

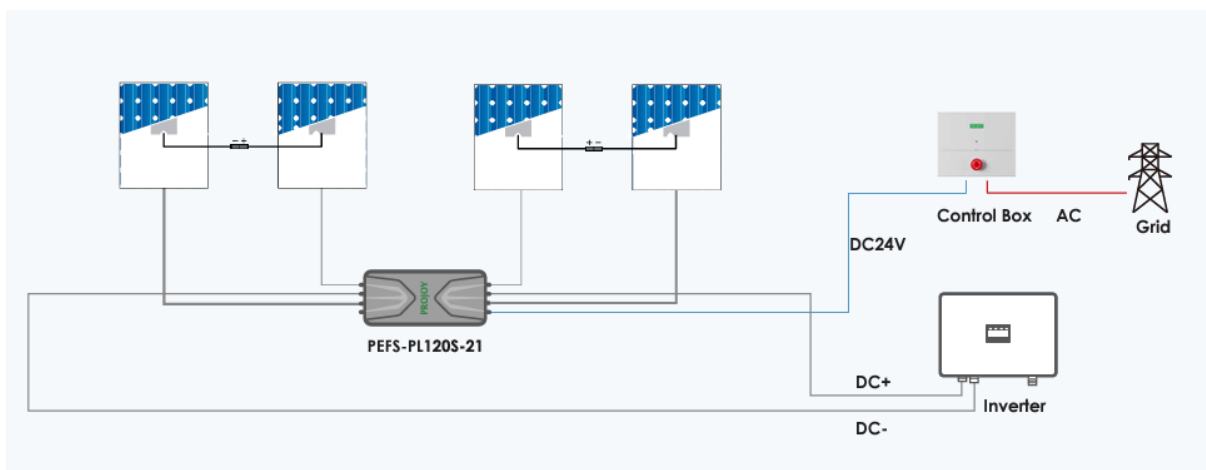
I_v – výpočtový (skutečný) proud; I_{Nj} – jmenovitý proud jističího prvku;

I_{dov} – dovolený proud (maximální zatížitelnost kabelu v dané lokalitě);

I_N – jmenovitá hodnota proudu kabelu

Uzemnění střídače provedeno je vodičem o průřezu 50 mm². Ochrana proti přepětí již je integrována ve střídači na stejnosměrné i střídavé straně. Výkon je pak skrze kabely veden do rozvodny Ar6 RM3 pro objekty 2 a 3, a do rozvodny Ar8 RM1 pro objekt 1. Jedná se o rozvodny v systému TN-C na napětí 0,4 kV. Obě zmíněné rozvodny jsou napájeny z podnikové hladiny napětí 10 kV skrze transformátory o výkonu 1,6 MVA. V obou případech připojením střídačů do příslušných rozvodů nedojde k překonání výkonů transformátorů. Jištění kabelů je provedeno výkonovým jističem EATON, typ A, 3-pólový, 160 A. Na každém vývodu je umístěno polopřímé měření. Součet měření (vyrobené elektrické energie) bude poskytován podniku a distributorovi. V každém objektu je doplněna napěťová a frekvenční ochrana, která v případě reakce odpojí výkonové odpínače s možností dálkového vypnutí EATON 160 A doplněný o vypínací spoušť. Řízení střídačů je provedeno pomocí již zmíněných SOLAX DATAHUB1000 a RTU jednotky (více v kapitole 4.2.5).

Z hlediska protipožární ochrany dnes existuje ČSN P 73 0847 – Požární bezpečnost staveb – Fotovoltaické (PV) systémy. Jedná se o předběžnou normu, která ještě může být připomínkována. Pro instalace na střechy objektů pak považuji pro tuto práci za klíčové zejména dodržení dostatečného prostoru pro chůzi, umístění modulů dostatečně daleko od vzduchotechniky a oken, a zabezpečení existence centrálního stop tlačítka pro vypnutí elektrárny. V případě zásahu je pak vhodné zajistit omezení napětí na stejnosměrné straně na maximálně 120 V kdekoliv v rámci FVE, jinak se jedná o podmínky složité pro zásah (střídavá strana bude v případě požáru vypnuta jak střídači, tak i jističi či jinými prvky v rámci podnikové elektroinstalace). Pro omezení napětí byl zvolen PROJOY Odpínač PL120S-21 pro 4 moduly. Limity v podobě proudu 15 A a napětí 120 V na 2 moduly v sérii jsou dodrženy.



Obr. 4.10 – Zapojení PROJOY Odpínače PL120S-21 ²⁴

Central stop tlačítkem bude PROJOY ovládací skříňka PEFS-PCY-S-60 (v Obr. 4.10 jako Control box), na kterou lze připojit až 60 již zmíněných odpínačů.

4.2.4 Připojení výroby

Navrhovaná FVE vzhledem ke svému výkonu již vyžaduje vyřízení řady povinností nejen vůči distributorovi, ale i vůči státu. Hlavní povinnosti jsou zobrazeny v tabulce níže.

Velikost FVE	Povolení a schválení						
	Smlouva o připojení	Stavební povolení	Energetická licence ERÚ	Dispečerské řízení	Posouzení životního prostředí	Vyhodnocení vlivu na síť	Autorizace MPO
do 50 kW	ANO	NE	NE	NE	NE	NE	NE
do 100 kW	ANO	ANO	ANO	NE	NE	NE	NE
nad 100 kW	ANO	ANO	ANO	ANO	NE	NE	NE
nad 1 MW	ANO	ANO	ANO	ANO	ANO	ANO	ANO

Tab. 4.4 – Legislativní hranice výkonu FVE z hlediska různých povolení ²⁵

Vůči státu je potřeba vyřídit stavební povolení na místním stavebním úřadu. Součástí stavebního řízení je nutnost vytvořit posudek vlivů na životní prostředí (posudek EIA), který by však v případě FVE a průmyslového areálu zabývajícím se mj. hutní výrobou umístěného v průmyslové zóně neměl být problém. Z hlediska oprávnění je potřeba dle energetického

²⁴ KOVE TOOLS. PROJOY Odpínač PL120S-21 pro 4 moduly [online]. 2024. [cit. 14.05.2024]. Dostupné z: <https://www.kovetools.cz/solarni-systemy/projoy-odpinac-pl120s-21-pro-4-moduly/>

²⁵ Grafická úprava: MEMODO. Legislativní hranice výkonu FVE z hlediska různých povolení. [online]. 2024, 21. února 2024. [cit. 14.05.2024]. Dostupné z: <https://www.memodo.cz/m/novinky/legislativni-hranice-vykonu-fve-z-hlediska-ruznych-povoleni/>.

zákona státní autorizace na výstavbu výroby elektřiny, která se vyřizuje na ministerstvu průmyslu a obchodu, a licence na výrobu elektrické energie u Energetického regulačního úřadu. Tab. 4.4 – Legislativní hranice výkonu FVE z hlediska různých povolení.

Jednání s distributorem se vede v souladu s dokumentem Pravidla provozování distribuční soustavy (dále také PPDS) a Vyhlášky č. 16/2016 Sb. Vyhláška o podmínkách připojení k elektrizační soustavě. Pro výstavbu nové výroby je klíčová zejména příloha 4 PPDS. Tato příloha stanovuje povinnosti výroby a její chování v závislosti na jejím výkonu. Navrhovaná FVE patří se svým výkonem mezi výrobní moduly kategorie B2 (1 – 30 MW). Moduly kategorie B2 se zpravidla vyvádějí do napěťových soustav vysokého napětí. Řízení s distributorem probíhá obecně podle následujícího postupu:

- Žadatel – Žádost o připojení výroby na základě technických konzultací a vlastního návrhu výroby.
- Distributor – Posouzení žádosti o připojení výroby.
- Žadatel – Na základě podkladů od distributora provede studii připojitelnosti výroby (dlouhodobé ovlivnění sítě a zpětné vlivy na síť).
- Dojde k uzavření smlouvy

Po výstavbě nového výrobního modulu pak dochází k podání žádosti o umožnění provozu pro ověření technologie a souladu (testovací provoz a ověření nastavení ochran). Následně po určité době a po splnění požadavků distributora umožní distributor trvalý provoz výroby v paralelním provozu s distribuční soustavou.

4.2.5 Chování výroby v distribuční soustavě

Výrobna by neměla svým připojením k síti způsobit negativní ovlivnění parametrů elektrické sítě a zároveň se musí podílet na jejím udržování. Požadavky a nastavení vycházejí z PPDS přílohy 4. Ochrany musí zohledňovat velikost napětí a frekvence v síti. Řídící systém dále musí být schopen regulovat jalový výkon. Doporučená nastavení ochran jsou v následující tabulce. Jedná se o krajní meze, kdy dochází k zapůsobení ochran. Doložení schopnosti plnit požadavky týkající se chování výroby změnou dodávek činného a jalového výkonu se prokazují vyplněním dokumentu výrobního modulu (zde typ B2 – nesynchronní), kde dochází k „prokázání souladu výrobního modulu s požadavky RfG dle čl. 40 nařízení komise (EU) 2016/631“.

funkce	Rozsah nastavení	Doporučené nastavení ochrany ⁽²⁾	
Nadpětí 3. stupeň $U \gg$	1,00 – 1,30 Un	1,25 Un	0,1 s
Nadpětí 2. stupeň $U \gg$	1,00 – 1,30 Un	1,2 Un	5s
Nadpětí 1. stupeň $U >$	1,00 – 1,30 Un	1,15 Un ⁽¹⁾	≤ 60 s
Podpětí 1. stupeň $U <$	0,10 – 1,00 Un	0,7 Un	0 – 2,7 s
Podpětí 2. stupeň $U \ll$	0,10 – 1,00 Un	0,3 Un (0,45 Un) ⁽³⁾	$\geq 0,15$ s
nadfrekvence $f >$	50 – 52 Hz	51,5 Hz	≤ 100 ms
podfrekvence $f <$	47,5 – 50 Hz	47,5 Hz ⁽⁴⁾	≤ 100 ms
směr jalového výkonu a podpětí (Q_{\rightarrow} & $U <$) ⁽⁵⁾	0,70 – 1,00 Un	0,85 Un	$t_1 = 0,5$ s

Tab. 4.5 – Nastavení ochran z hlediska mezí napětí a frekvence ²⁶

V rámci povolených intervalů v Tab. 4.4, které vyznačují krajní meze, se pak nacházejí povolené doby provozu.

Rozsah frekvence	Minimální doba provozu
47,5 – 48,5 Hz	30 min
48,5 – 49 Hz	90 min
49 – 51 Hz	neomezeně
51 – 51,5 Hz	30 min

Rozsah napětí	Doba provozu
0,85 p.j. – 0,90 p.j.	60 minut
0,90 p.j. – 1,118 p.j.	neomezená
1,118 p.j. – 1,15 p.j.	60 minut

Tab. 4.6 – Doba provozu pro hodnoty napětí a frekvence v mezích ochran ²⁷

Výčet všech požadavků s příslušnými grafy a tabulkami by zabral mnoho stránek a jednalo by se jen o přepsání příslušného dokumentu, proto nebudou dále zmíněny.

²⁶ PROVOZOVATELÉ DISTRIBUČNÍCH SOUSTAV. PRAVIDLA PRO PARALELNÍ PROVOZ VÝROBEN A AKUMULAČNÍCH ZAŘÍZENÍ SE SÍTÍ PROVOZOVATELE DISTRIBUČNÍ SOUSTAVY PŘÍLOHA 4 [online]. 2022. [cit. 14.05.2024]. Dostupné z: https://www.cezdistribuce.cz/file/edee/distribuce/ppds/ppds-2022_priloha-4.pdf.

²⁷ Tamtéž

Výjimkou bude zmínka o přítomnosti logického modulu, který je nutný pro výrobní od kategorie B a výše, protože umožňuje dispečerské řízení a komunikaci s provozovatelem distribuční soustavy. To je zajištěno řídicí jednotkou (často pomocí remote terminal unit (RTU)), která podporuje protokol IEC 608705-104. Samotná komunikace probíhá bezdrátově pomocí 2G nebo 4G sítě, nebo pomocí optických kabelů (v závislosti na lokalitě). Regulaci výkonu musí být možno provádět jak pomocí řídicí jednotky, tak pomocí hromadného dálkového ovládní. Řídicí jednotka bývá centrem řízení celé FVE. Stejně tak tomu bude i v navrhované elektrárně, kde bude řídicí jednotka ovládat odpínače a skrze SOLAX DATAHUB1000 a komunikaci RS485 střídače. Nutným příslušenstvím je napojení na data o stavu sítě (napětí, frekvence atd.).

4.2.6 Data pro výrobu sluneční energie

Zisk energie z fotovoltaické elektrárny je silně závislý na aktuálním počasí – zejména pak na slunečním záření. Vzhledem k proměnlivosti slunečního záření je nutné zkoumat chování elektrárny v co nejkratších možných termínech, neboť může docházet k přetokům elektrické energie do sítě. Vyhodnocení na měsíční nebo roční bázi je nedostatečné. Pro vyhodnocení výroby elektrické energie z FVE bylo využito veřejně přístupného nástroje PVGIS, spravovaného Evropskou unií, který poskytuje pro zvolenou konfiguraci FVE a lokalitu hodinová data výroby elektrické energie.

Data byla stažena pro FVE o výkonu 1 kWp při různých úhlech natočení. V modelu výroby je pak data v každou hodinu násobena instalovaným výkonem. Ztráty v celém systému byly ponechány na výchozí hodnotě, tedy na 14 %. Dále je nutné zvolit z jakého roku / let se vezmou vygenerovaná data. Pokud se vezme jen jeden rok, získají se data pro skutečnou výrobu v daném roce, a to s maximálními hodnotami výroby při jasné obloze, tak i za dny bez výroby, při zhoršeném počasí. Nebo je možné stáhnout data pro více roků a zprůměrovat výrobu, čímž dojde k potlačení maxim a snížení počtu dní bez výroby. V této práci je využito druhého způsobu, tedy průměrování. Data jsou z lokality podniku pro roky 2017 – 2019. Jedná se o poslední roky nabízené v PVGIS. Výběr „pouze“ tří posledních let byl zvolen na základě zachování trendu výroby FVE z posledních let (silnější výroba v porovnání s obdobím před rokem 2017).

4.2.7 Dodávky elektrické energie

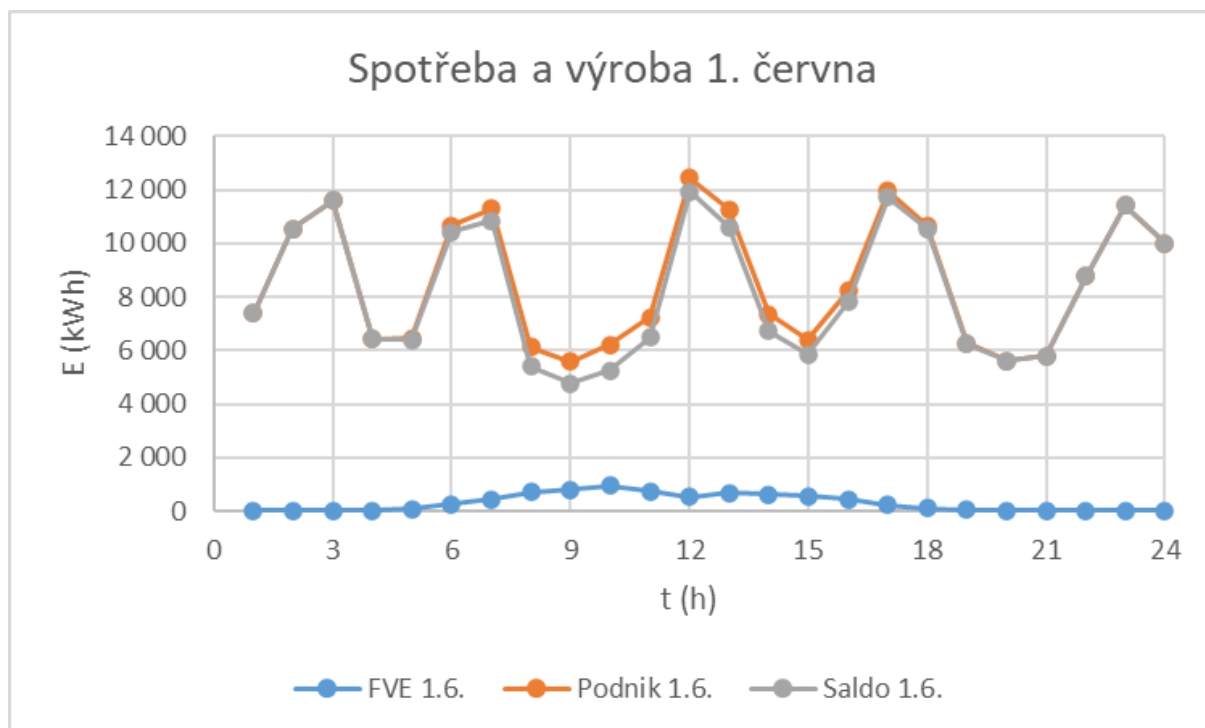
S výše získanými daty jsou ve výpočetním programu MS Excel provedeny hodinové bilance dodávky elektrické energie (viz příloha 1). Pro každý objekt a zónu byla stažena data zvlášť. Výsledky jsou prezentovány v následující tabulce a grafu. Lze pozorovat téměř kompletní

využití elektrické energie vyráběné FVE. Případné přebytky vznikají pouze v letních měsících, a navíc v době, kdy má podnik závodní dovolenou. Doba soběstačnosti podniku se tak pohybuje v nízkých desítkách hodin ročně. V běžný pracovní den má FVE relativně malý vliv na odběr elektrické energie ze sítě, jak je ostatně vidět na šedém průběhu v grafu níže. Vzhledem k nízkým přebytkům a obtížné situaci s připojováním nových fotovoltaických zdrojů do distribuční soustavy bude zaveden předpoklad, že FVE bude nastavena na potlačení přebytků, tedy že se v ekonomické části práce výnosy z přebytků neprojeví. Navíc se dá do budoucna očekávat v elektrizační soustavě častější výskyt nadbytku výroby nad spotřebou v letních měsících, tudíž by cena za přebytky byla poměrně nízká.

FVE ročně ušetří cca 1,88 % elektrické energie.

	Podnik elektřina (MWh)	Výroba z FVE (MWh)	Přetoky do sítě (MWh)
Leden	7 415	39	0,00
Únor	6 638	75	0,00
Březen	7 107	108	0,00
Duben	7 022	173	0,00
Květen	7 123	197	0,00
Červen	6 887	213	0,00
Červenec	6 192	204	0,25
Srpen	4 117	177	4,07
Září	6 365	123	0,00
Říjen	6 648	84	0,00
Listopad	7 213	39	0,00
Prosinec	4 362	25	0,00
Celkem	77 090	1 457	4,32
Soběstačnost podniku s FVE		27	h·rok⁻¹

Tab. 4.7 – Bilance výroby a spotřeby elektrické energie



Obr. 4.11 – Spotřeba a výroba elektrické energie 1. června

4.3 Návrh zdroje tepla

4.3.1 Možná velikost zdroje tepla

Obecný postup pro návrh zdroje tepla se skládá z určení tepelných ztrát objektu v ustáleném stavu a následném určení velikosti zdroje, odpovídající tepelným ztrátám. Aby se daly spočítat tepelné ztráty pro podnik, musely by být známy informace o velikosti a skladbě vytápěných prostor / budov. Takovéto informace nemám. Stejně tak nedisponuji podklady týkající se dalších vlivů na vytápění, jakými jsou odpadní teplo z technologických procesů, počet osob v jednotlivých budovách či velikost oken pro odhad tepelných zisků ze slunečního záření, či ztrát větráním.

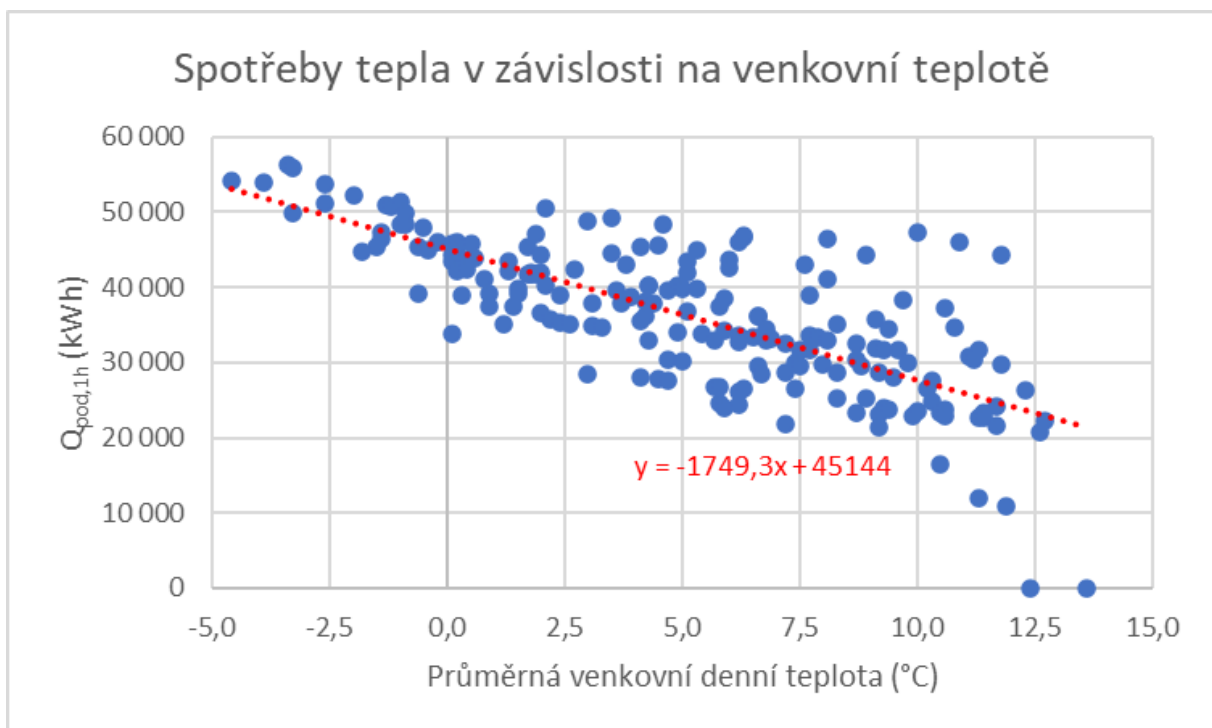
Jediné informace k vytápění podniku jsou jen spotřeby tepla, velikosti a typ kotlů, a teploty v otopném systému (viz kapitola 4.1.2). Pro určení potřebného výkonu nového zdroje by tak mohlo stačit vzít nejvyšší potřebnou hodinovou spotřebu tepla, neboť naměřené spotřeby v sobě zahrnují jednak skutečnou potřebu tepla na vytápění, tak i teplo na hrazení ztrát při jeho distribuci. Jelikož byl rok 2023 neobvykle teplý, je nutné zohlednit, že v budoucnosti mohou být venkovní teploty nižší, proto bylo nutné odhadnout spotřebu tepla i při nižších teplotách. Zejména důležitá je výpočtová venkovní teplota, která je pro příslušnou lokalitu

stanovena na hodnotu -12 °C .²⁸ Odhad spotřeby je proveden zobrazením denních spotřeb tepla v závislosti na okolní teplotě a následným lineárním prokladem. Volbou rozsahu použitých venkovních teplot a odpovídajících spotřeb tepla lze dosáhnout různých prokladů.

Pro další návrh jsem zvolil druhý proklad, neboť lépe odpovídá předpokladu lineárního chování vycházející z potřeby tepelného výkonu, který je dán součinem součinitele tepelných ztrát (prostup stěnou, větrání) a rozdílem teplot (interiér – exteriér). Dalším důvodem je snaha o prozkoumání chování soustavy při nízkých zimních teplotách, kdy se nedají očekávat velké zisky ze slunečního záření.

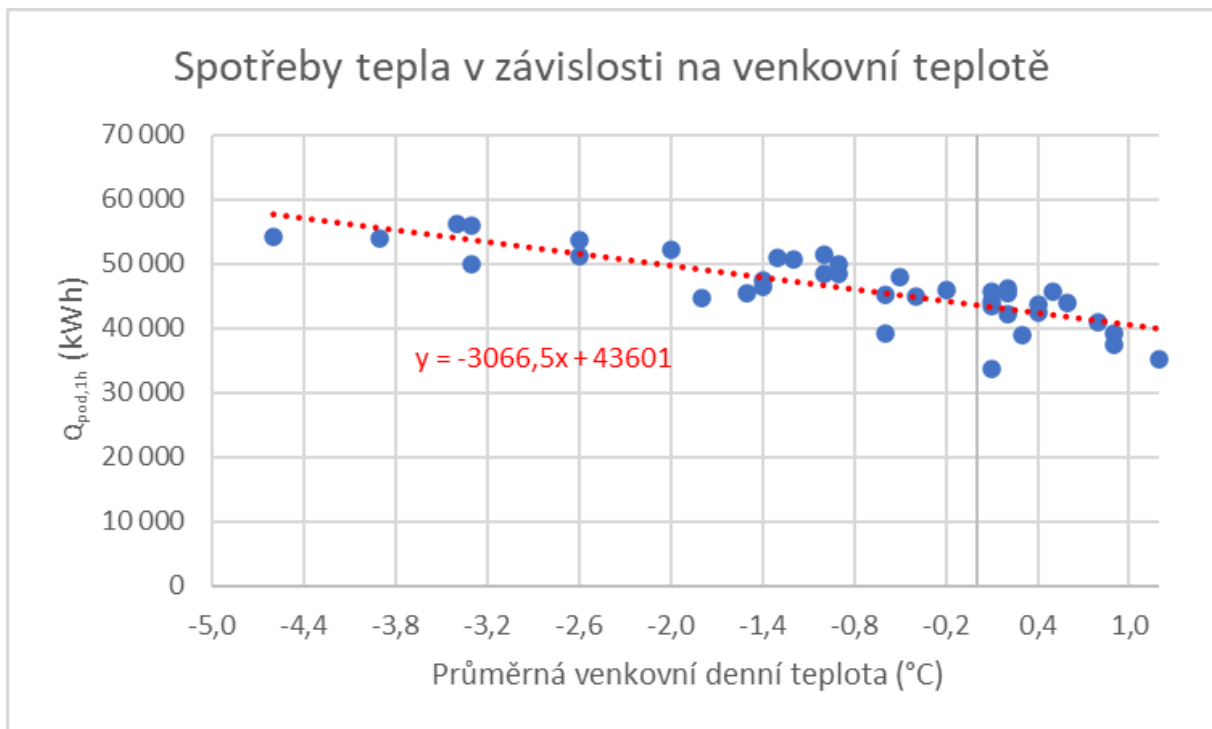
Pomocí lineární rovnice vzniklého prokladu je odhadnuta denní spotřeba při -12 °C :

$$\begin{aligned} Q_{\text{pod,den,-12}} = y &= -3\,066,5 \cdot x + 43\,601 = -3\,066,5 \cdot (-12) + 43\,601 \\ &= 80\,399 \qquad \qquad \qquad [\text{kWh, °C}] \quad (4.3) \end{aligned}$$



Obr. 4.12a – Spotřeby tepla v závislosti na venkovní teplotě

²⁸ TZB-INFO. Venkovní výpočtové teploty a otopná období dle lokalit [online]. [cit. 09.04.2024]. Dostupné z: <https://vytapani.tzb-info.cz/tabulky-a-vypocty/25-venkovni-vypoctove-teploty-a-otopna-obdobi-dle-lokalit>



Obr. 4.12b – Spotřeby tepla v závislosti na venkovní teplotě

Z Obr. 4.6, který ukazuje malé změny spotřeby tepla v rámci dne, se dostaneme jednoduše k potřebné hodinové spotřebě tepla, a tedy k potřebnému výkonu zdroje vytápění, vydělením výsledku výpočtu (4.1) 24 hodinami. Požadovaný výkon nového zdroje by tak měl být:

$$P_{\min} = \frac{Q_{\text{pod,den,-12}}}{t_{24h}} = \frac{80\,399}{24} \approx 3\,350 \quad [\text{kW, kWh, h}] \quad (4.4)$$

Hodnota 3,35 MW by měla představovat naprosté minimum hledaného zdroje/ů, aby bylo možné vykrýt náhlé požadavky na rychlou potřebu tepla (viz několik špiček v zobrazených hodinových spotřebách na Obr. 4.4). S ohledem na poskytnutá data o teple, kdy byly zaznamenány vysoké odběrové špičky tepla, by se ale mělo spíše jednat o zdroj o výkonu cca 3,5 MW.

Dále je nutné při návrhu uvažovat o využití výkonu nového zdroje. Jeden velký zdroj by byl provozován většinu času hluboko pod jmenovitým výkonem, čímž by mohlo dojít k nesprávnému spalování, zhoršené účinnosti zdroje či dokonce ke snížení životnosti.



Obr. 4.13 – Čára trvání tepelného výkonu

Jak již bylo zmíněno v kapitole 4.1.2, velký odběr plynu pro technologie podniku a existující otopná soustava s distribucí tepla po areálu vybízí k pokračujícímu využívání zemního plynu i pro vytápění. Výběr tepelného zdroje/ů lze pak zjednodušit na výběr kotle na zemní plyn, kogenerační jednotky nebo jejich kombinací. Jelikož podnik již disponuje kotli na zemní plyn, domnívám se, že pořízení kotlů o nižším výkonu by nepřinášelo dostatečnou motivaci k výměně v současnosti používaných kotlů. Zlepšení by spočívalo pouze v lepším využití nového kotle, který by byl déle provozován na výkonech blízkých jmenovitému. V další části této práce proto bude dále zkoumána možnost pořízení kogenerační jednotky.

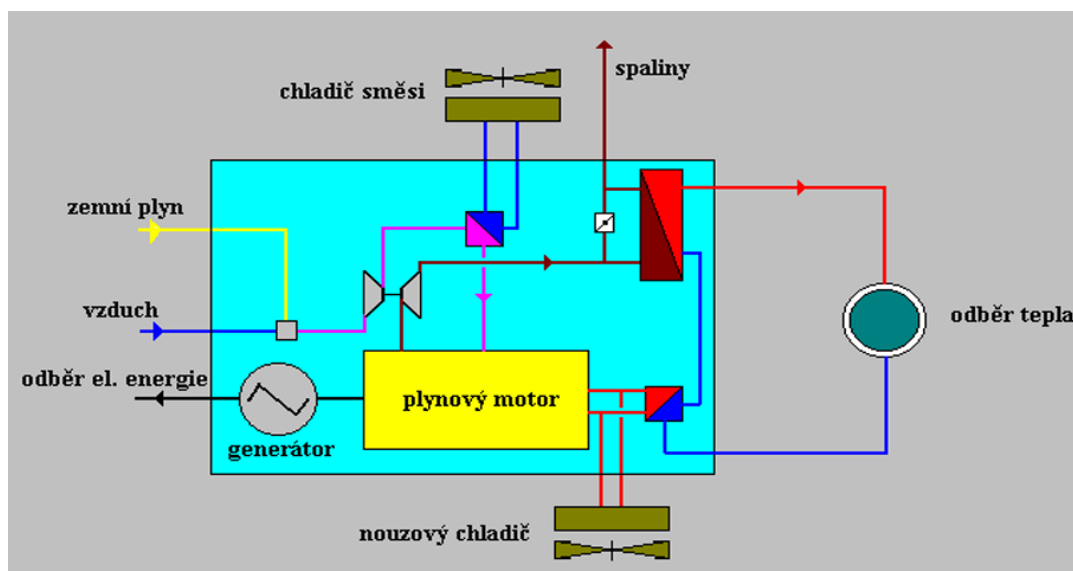
4.3.2 Kogenerační jednotka

Kogenerační jednotka (dále také KGJ) je zařízení, které kombinuje výrobu elektřiny a tepla. Na rozdíl od běžných elektráren a diesel generátorů, které mají účinnosti využití vstupní energie okolo 30 – 40 %, dosahují KGJ účinností přes 85 %, moderní jednotky i přes 90 %. To je docíleno využitím tepla vznikajícího při výrobě elektrické energie k vytápění. V kotlích na zemní plyn je dosahováno účinností přes 90 %, nicméně zde vzniká „pouze“ teplo.

Základním prvkem KGJ je soustava plynového motoru a generátoru. V motoru je spalován zemní plyn, díky kterému je pak následně roztáčen generátor. Přitom unikají do okolí tepelné ztráty v podobě horkých spalin a ohřáté soustavy motoru a generátoru. Pro využití unikajícího tepla je přímo v KGJ, nebo v okolním příslušenství, několik tepelných výměníků, které tvoří

soustavu ohřevu vody na vytápění. V KGJ jsou 3 základní okruhy – primární, sekundární a technologický. V primárním okruhu je odebíráno teplo z motoru a generátoru. Sekundární okruh je pak okruhem, kterým je odváděno teplo do otopné soustavy spotřebitele. Technologický okruh, sloužící k ochlazení plnicí směsi, je pak využit k dodatečnému ohřevu sekundárního okruhu. Popis KGJ je lépe představitelný z následujícího obrázku.

Výhodami KGJ jsou zejména snížení závislosti na elektrické energii ze sítě, lepší využití paliva a bezpečnost dodávek elektrické energie a tepla. Mezi nevýhody pak je nutné uvést vyšší vstupní investice, nutná údržba, možné poruchy a s ní spojené přerušené dodávky tepla a elektřiny. Dále je nutné vzít v úvahu relativně vysokou hlučnost jednotky danou provozem motoru, která může dosáhnout v provedení bez kapoty i 100 dB, což je nutné s ohledem na hygienické limity zohlednit při návrhu protihlukových opatření.



Obr. 4.14 – Základní schéma kogenerační jednotky ²⁹

Výběr KGJ je nutné posoudit jak z technického hlediska – teploty sekundárního okruhu, tlaky, rozměry, tak i z hlediska volby výkonu jednotky. Vzhledem k poměrně vysoké vstupní investici se považuje za vhodné, aby KGJ byla v provozu co nejdéle, a přitom se co nejvíce blížila provozu při jmenovitém výkonu. Dalším požadavkem by mělo být kompletní využití produkovaného tepla.

²⁹ RAEN, spol. s.r.o. *Návrh a provoz kogeneračních jednotek* [online]. 2000 [cit. 23.04.2024]. Dostupné z: <https://www.mpo-efekt.cz/cz/efekt/publikace/911>

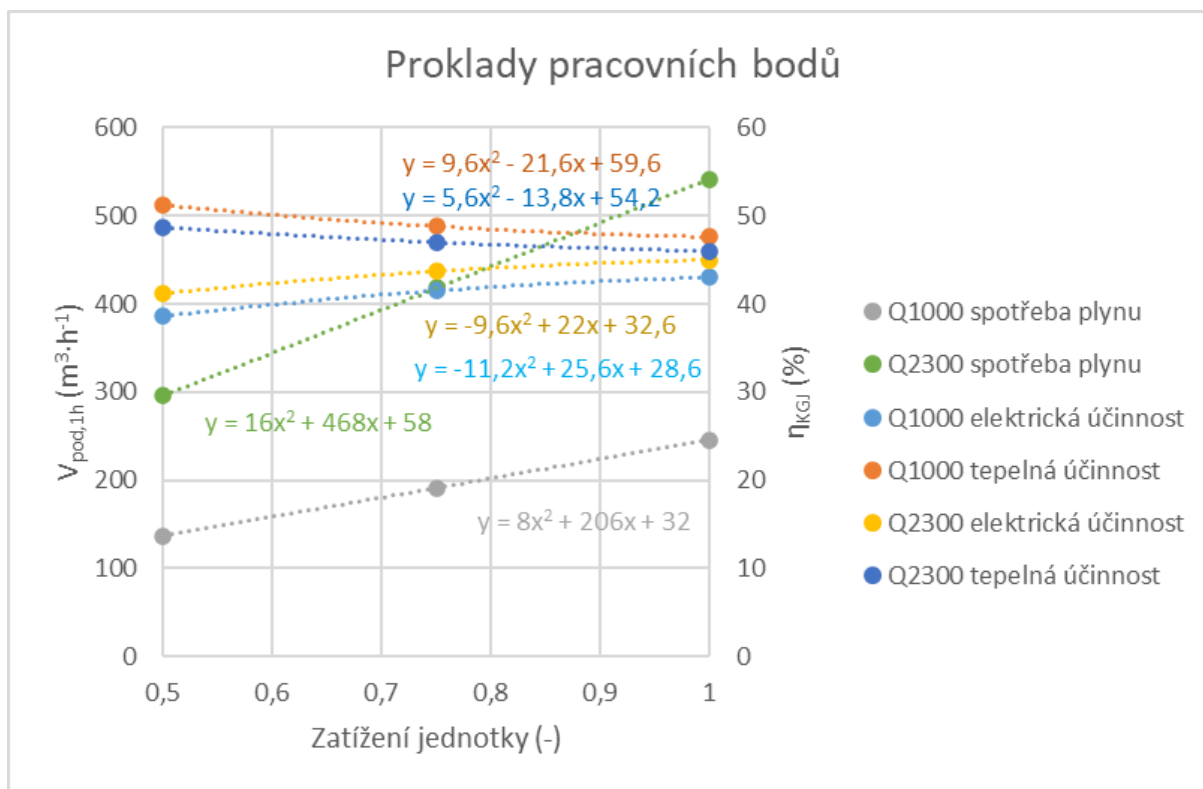
4.3.3 Zvolená kogenerační jednotka

S ohledem na čáru trvání tepelného výkonu zobrazenou dříve se nabízí zvolit výkon KGJ o hodnotě cca 1MWt (MW tepelný). Jelikož se v posledních letech měnila cena elektřiny a plynu, bude zkoumáno i pořízení větší jednotky. S žádostí o podrobnější informace a cenové nabídky bylo osloveno několik firem, nicméně zareagovala pouze firma TEDOM, jejíž KGJ se dále vyskytují v práci. Konkrétně se jedná o jednotky na zemní plyn Quanto 1000 a Quanto 2300 s teplotou sekundárního okruhu 90 / 70. Základní technické parametry jednotek jsou zobrazeny v následující tabulce. Elektrický výkon by byl vyráběn v 10 kV synchronním generátoru. Jmenovité elektrické proudy KGJ pak vychází cca 58 A u Quanto 1000 a 133 A u Quanto 2300. Rozváděč KGJ je součástí dodávky výrobce. Výkon by byl vyveden do neblíže položené podnikové rozvodny Ar6 na 10 kV.

Typ	Quanto 1000			Quanto 2300			
	100%	75%	50%	100%	75%	50%	
Zatížení							
Elektrický výkon	999	749	499	2 300	1 725	1 150	kW
Elektrická účinnost	43,0	41,5	38,6	45,0	43,7	41,2	%
Tepelný výkon	1 106	882	663	2 354	1 857	1 360	kW
Tepelná účinnost	47,6	48,8	51,2	46,0	47,0	48,7	%
Příkon v palivu	2 323	1 806	1 294	5 115	3 951	2 794	kW
Celková účinnost	90,6	90,3	89,8	91,0	90,7	89,9	%
Spotřeba plynu	246	191	137	542	418	296	m ³ ·h ⁻¹
Motor	MWM - TCG2020V12			MWM - TCG 3020 V20 P			
Generátor	MARELLI - MJB 450 LB4			MARELLI - MJB 630 LB4			

Tab. 4.8 – Bilance dodávek tepla a elektřiny z kogeneračních jednotek

Jelikož jsou známy parametry KGJ jen při určitých zatíženích, je nutné pro vyhodnocení hodinových dodávek elektřiny a tepla, respektive spotřeby plynu provést odhad chování KGJ i při jiných zatíženích. Toho je docíleno prokladem skrze poskytnuté parametry. Vztah mezi spotřebou plynu a příkonem v palivu je dán přepočtem skrze výhřevnost zemního plynu, která je 34 MJ·m⁻³ a převodem jednotek z MJ na kWh (1 kWh = 3,6 MJ). Proklady lze považovat za vypovídající jen v zobrazované oblasti, neboť dle výrobce by KGJ neměly být dlouhodobě provozovány s elektrickým zatížením nižším než 50 %.



Obr. 4.15 – Proklady pracovních bodů kogeneračních jednotek

4.3.4 Dodávky tepla a elektřiny z kogenerační jednotky

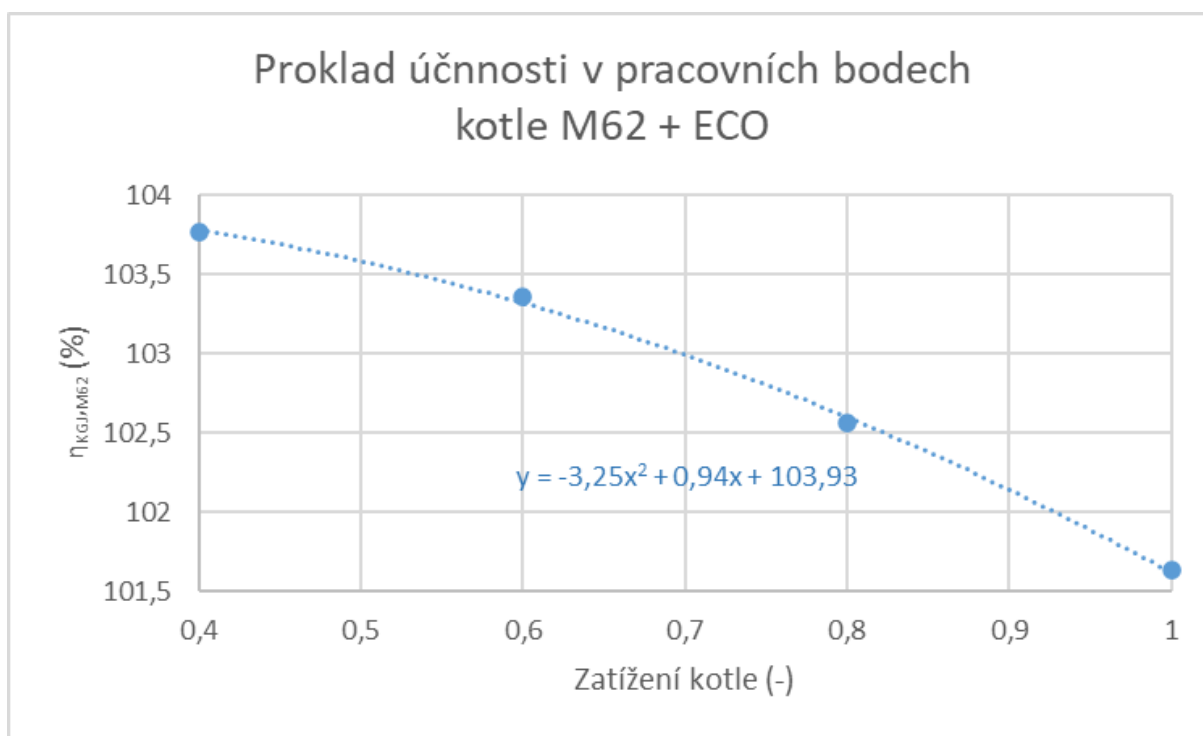
S nalezenými proklady jsou ve výpočetním programu MS Excel provedeny hodinové bilance dodávky tepla a elektrické energie (viz příloha 2). Výsledky jsou prezentovány v následující tabulce a grafech. Hlavní podmínkou chodu KGJ bylo kompletní využití vyráběného tepla. V případě KGJ Quanto 1000 lze pozorovat provoz jednotky po celou dobu vytápění, čímž tvoří pomyslné základní zatížení vytápění. Naprostou většinu času, kdy je potřeba vytápět, jednotka pracuje s minimálně 50procentním zatížením, čímž nedochází k nadměrnému namáhání součástí častou změnou výkonů a opakovaným zapínáním jednotky. Zbytek tepla nedodaného jednotkou bude muset dodat plynový kotel. V případě jednotky Quanto 2300, bylo nutné zohlednit její vysoký výkon, který by způsoboval častý chod jednotky se zatížením méně jak 50 % - více než 1 000 hodin za rok, což by bylo v rozporu s pokyny v technickém listu jednotky. Při zatížení menším jak 50 % je jednotka v dané hodině vypínána. Quanto 2300 se tedy uplatní až při nízkých venkovních teplotách.

Lze tedy dovodit, že KGJ k sobě budou potřebovat dodatečný zdroj tepla v podobě např. plynového kotle, který bude v případě Quanto 1000 sloužit jako špičkový, neboť Quanto 1000 zvládne dodávat teplo samostatně pouze 861 hodin ročně. V případě Quanto 2300 poslouží doplňkový zdroj k dorovnání spotřeby tepla ve špičce a pro zásobování teplem při malém

odběru. Tato jednotka zvládne dodávat teplo samostatně 3 554 hodin. Zvažované výkony by pak měly být v souladu se závěry kapitoly 4.3.1, tedy pro Quanto 1000 by měl být doplněn zdroj o výkonu cca 2,5 MW a pro Quanto 2300 by měl dostačovat zdroj o výkonu cca 1 MW. Při hledání vhodných kotlů byla oslovena firma Viessmann (dodavatel stávajících kotlů). Z produktové nabídky byly zvoleny kotle VITOMAX LW typ M60A o výkonu 1,1 MW a VITOMAX LW typ M62 o výkonu 2,3 MW. Oba kotle by byly dodány s ekonomizéry, čímž jejich účinnosti vztahované k výhřevnosti přesáhnou 100 %. Z důvodu přítomnosti ekonomizéru bude nutné zajistit odvod kondenzátu.

Bohužel byly dodány účinnosti při různých úrovních zatíženích jen pro větší kotel. Očekávám, že účinnosti menšího kotle by byly podobné, proto bude v modelu použito pro oba kotle stejného prokladu, který bude proveden stejně jako u KGJ.

V případě, že součet KGJ a nového kotle nedosáhne aktuální spotřeby tepla, je účinnost nového kotle při výpočtu spotřeby plynu nahrazena účinností stávajícího kotle K1, který by musel zastoupit menší kotel.



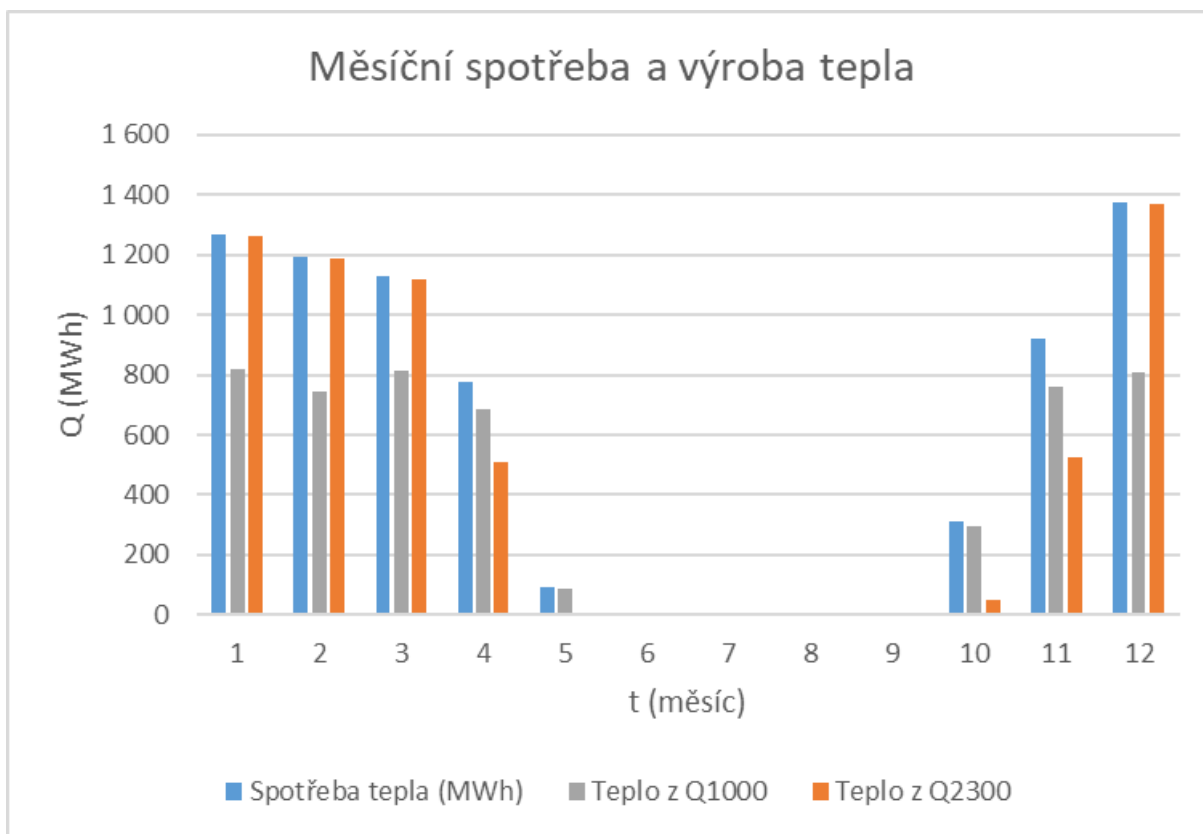
Obr. 4.16 – Proklady pracovních bodů kotle

Možné přetoky elektrické energie se v obou případech nachází v období po 19. prosinci, kdy má podnik odstávku, nicméně vytápění je v provozu.

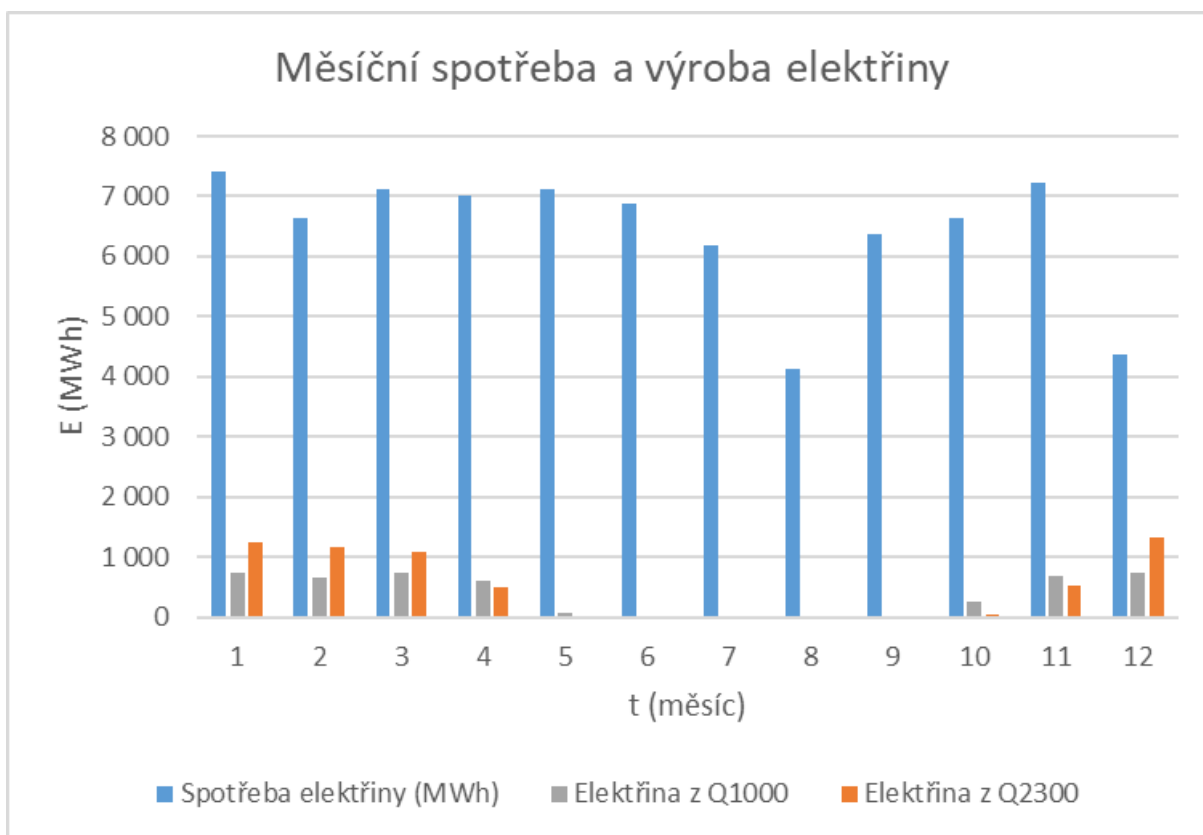
Úspora elektrické energie dosahuje 5,88 % u Quanto 1000 a 7,63 % u Quanto 2300.

Měsíc	Podnik		Quanto 1000		Quanto 2300	
	Spotřeba tepla (MWh)	Spotřeba elektřiny (MWh)	Výroba tepla v KGJ (MWh)	Výroba elektřiny v KGJ (MWh)	Výroba tepla v KGJ (MWh)	Výroba elektřiny v KGJ (MWh)
Leden	1 267	7 415	819	740	1 263	1 234
Únor	1 191	6 638	743	671	1 187	1 160
Březen	1 129	7 107	816	737	1 116	1 089
Duben	776	7 022	684	617	512	499
Květen	91	7 123	90	81	2	2
Červen	0	6 887	0	0	0	0
Červenec	0	6 192	0	0	0	0
Srpen	0	4 117	0	0	0	0
Září	0	6 365	0	0	0	0
Říjen	312	6 648	298	270	48	47
Listopad	919	7 213	760	687	526	516
Prosinec	1 375	4 362	810	732	1 370	1 338
Celkem	7 060	77 090	5 020	4 535	6 024	5 885
Možné přetoky el. energie do sítě			33	MWh·rok ⁻¹	256	MWh·rok ⁻¹
Spotřeba plynu na vytápění před			805 984	m ³ ·rok ⁻¹	805 984	m ³ ·rok ⁻¹
Spotřeba plynu na vytápění s KGJ			1 327 920	m ³ ·rok ⁻¹	1 547 501	m ³ ·rok ⁻¹
Počet hodin provozu KGJ na 100 %			3 796	h·rok ⁻¹	66	h·rok ⁻¹
Počet hodin provozu KGJ na > 50 %			4 648	h·rok ⁻¹	3 614	h·rok ⁻¹
Počet hodin provozu KGJ celkem			4 657	h·rok ⁻¹	3 614	h·rok ⁻¹

Tab. 4.9 – Bilance dodávek tepla a elektřiny z kogeneračních jednotek



Obr. 4.17 – Bilance dodávek tepla z kogeneračních jednotek



Obr. 4.18 – Bilance dodávek elektřiny z kogeneračních jednotek

5 Ekonomické zhodnocení

5.1 Hodnotící ekonomická kritéria

Každý projekt je nutné posuzovat z řady hledisek. K nejdůležitějším patří ekonomické hledisko, které odpovídá na otázky, zda se zvažovaný projekt vyplatí realizovat. K tomu existuje celá řada ukazatelů a hodnotících kritérií. V této práci budou využívány následující kritéria: Čistá současná hodnota (dále jen NPV), vnitřní výnosová míra IRR (dále jen IRR), prostá a diskontovaná doba návratnosti T_s a T_{sd} .

S pomocí NPV se snažíme dosahovat co nejvyšších hodnot budoucích peněžních toků. Jelikož se hodnota peněz v čase mění, je nutné převést budoucí hodnoty pomocí diskontování na hodnoty současné (k roku uvedení do provozu). Výpočet pak probíhá pomocí následujícího vzorce:

$$NPV = \sum_{t=1}^{Tž} \frac{CF_t}{(1+r)^t} - IN \quad (5.1)$$

CF_t – hotovostní tok v roce t (příjmy - výdaje); r – diskont; IN – investice;

$Tž$ – doba uvažování projektu (životnost)

Dle výsledku se přijímá rozhodnutí o realizaci. Je-li $NPV > 0$, pak je projekt vhodné realizovat. Pokud je $NPV = 0$, projekt je na hranici rentability. Pro výsledek $NPV < 0$ se přijímá rozhodnutí, že se realizace zamítá. Pokud je nutné vybrat projekt a žádná varianta není kladná nebo rovna 0, vybírá se projekt s nejméně záporným NPV.

IRR informuje o velikosti diskontu, při kterém se dosahuje $NPV = 0$. Tato hodnota slouží k porovnání různých projektů. IRR samo o sobě však nemůže sloužit jako jediné rozhodovací kritérium. V některých případech dokonce ani nemusí existovat.

$$NPV = \sum_{t=1}^{Tž} \frac{CF_t}{(1+IRR)^t} - IN = 0 \quad (5.2)$$

CF_t – čistý hotovostní tok v roce t (příjmy – výdaje); IN – investice;

$Tž$ – doba hodnocení projektu (životnost)

Doby návratnosti T_s a T_{sd} , prostá a diskontovaná, pak vyjadřují, za jak dlouho se zaplatí investice z přínosů získanými realizací projektu. Nevýhodou je pak absence informace, co se

s projektem děje po splacení investice. Dále není možné zjistit výnosnost (zhodnocení vloženého kapitálu).

$$\sum_{t=1}^{Ts} CF_t - IN = 0 \quad (5.3)$$

$$\sum_{t=1}^{Tsd} \frac{CF_t}{(1+r)^t} - IN = 0 \quad (5.4)$$

5.2 Společné ekonomické parametry hodnocení

5.2.1 Parametry hodnocení

Doba hodnocení (TŽ) je zvolena na 25 let. Při vhodném provozu a servisu lze očekávat u obou posuzovaných projektů delší životnost. Odhady parametrů ekonomické analýzy by však byly naprosto neodhadnutelné i s ohledem na nejasný budoucí stav přechodu Evropské unie k bezemisní energetice a odchodu od fosilních paliv.

Výše diskontu je předmětem obchodního tajemství, jelikož diskont představuje výnosnost, kterou podnik očekává od investice a kterou by získal z jiného projektu (jsou to tak náklady obětované příležitosti). Diskont se skládá ze dvou částí - bezrizikové a z přírážky za riziko. Existuje mnoho možností, jak diskont spočítat, například skrze model CAPM, nicméně jeho spočítání není jednoduché a výpočet by navíc vyžadoval přístup k účetnictví a firemní politice. Pro potřeby této práce je diskont stanoven na úrovni 9 % a jeho hodnota je následně předmětem citlivostní analýzy.

Veškeré uváděné ceny a výsledky jsou v cenách bez DPH.

5.2.2 Eskalace a inflace

V průběhu hodnocení projektů dochází ke změně cen položek. Jedná se o změny v cenách elektřiny, plynu a velikosti inflace. U všech zmíněných změn došlo v posledních letech k velkým až abnormálním výkyvům způsobenými globálními událostmi, jakými byli COVID-19, válka na Ukrajině a na ní navazující energetická krize v Evropě. Tyto události dokazují, že předvídání cen a inflace je obtížná činnost. Jejich vývoj lze předvídat jen s určitou přesností, a to jen na několik málo nadcházejících let. Dále je nastíněn autorův odhad, opírající se o aktuální informace od relevantních institucí a zdrojů.

U inflace neboli růstu cenové hladiny v minulých letech docházelo k velkému meziročnímu nárůstu. V době zpracování této práce (jaro 2024) se inflace nachází na hodnotě 2,6 %,

příčemž Česká národní banka (dále také ČNB) očekává již v příštím roce inflaci na úrovni 2 %, která je zároveň dlouhodobým cílem ČNB. V dílčích položkách CF_t proto je inflace v celé době hodnocení stanovena na 2 %.

5.2.3 Náklady za energie

Cena elektrické energie se skládá z regulované a obchodní části. Regulovaná část, je dána cenovými rozhodnutími Energetického regulačního úřadu a liší se stálými platbami za rezervovanou kapacitu a příkon ($\text{Kč}\cdot\text{MW}^{-1}\cdot\text{měsíc}^{-1}$) a platbami za odebranou energii ($\text{Kč}\cdot\text{MWh}^{-1}$). Posledními cenovými rozhodnutími jsou č. 5 / 2022 a č. 10 / 2023. Z nich vyplývají následující platební povinnosti, viz tabulka níže. Podpora OZE je vzhledem k velké spotřebě elektrické energie daná nikoliv za odebrané množství, ale podle příkonu. Vzhledem k velikosti podniku a hutnímu provozu, neočekávám po instalaci KGJ nebo FVE změnu v rezervovaném příkonu a kapacitě, z důvodu bezpečnosti dodávek. Tedy platby dané příkonem a kapacitou, společně s nezmíněnou platbou za služby OTE, nejsou v navazující ekonomické části nadále důležité. U plateb za použití sítí a regulované služby lze, vzhledem k investicím do rozvoje distribuční a přenosové sítě a v důsledku nárůstu OZE, očekávat v blízkých letech jejich nárůst, přičemž konkrétní navýšení nelze v současnosti predikovat. Aby byl nárůst podchycen, budou zmíněné regulované části eskalovány po celou dobu o inflaci a v roce 2028 dojde ke skokovému nárůstu o 10 %.

Regulovaná část platby za elektřinu	Příkon ($\text{Kč}\cdot\text{MW}^{-1}\cdot\text{měsíc}^{-1}$)	Kapacita ($\text{Kč}\cdot\text{MW}^{-1}\cdot\text{měsíc}^{-1}$)	Množství ($\text{Kč}\cdot\text{MWh}^{-1}$)
Platba za použití sítí	-	-	115,23
Platba za roční rezervovanou kapacitu	-	79 607,00	-
Platba za systémové služby	-	-	212,82
Platba za OZE, KVET a DZ	115 880,79	-	-

Tab. 5.1 – Poplatky za regulované služby v distribuci elektřiny

V porovnání s obchodní částí tvoří regulované platby menší část celkových nákladů na elektřinu (cca 20 %). Na ekonomický model záměru tak má mnohem větší vliv obchodní část. Obchodní část se odvíjí od ceny na burze viz kapitola 3.3 a schopnosti podniku vyjednávat s obchodníkem. Předmětný podnik v letošním roce 2024 odebírá elektřinu (komodita) za $140 \text{ EUR}\cdot\text{MWh}^{-1}$. Jedná se o cenu, která byla na burze zhruba před rokem v době stále ještě vysokých cen. Další vývoj je obtížně předvídatelný. K odhadu bude využita burza EEX s produktem na bázi futures. Pro ČR jsou vidět futures pouze do roku 2027. Pro odhad do roku 2030 bude využito německých futures, které lze dohledat až do tohoto roku. Německé ceny v tabulce níže jsou navýšeny o rozdíl oproti českým pozorovatelný v letech

2025 - 2027. Vývoj po roce 2030 je velmi závislý na stavu trhu, neboť v roce 2030 již pravděpodobně dojde k odstavení všech uhelných elektráren fungujících na běžném tržním mechanismu (bez vlivu kapacitních plateb), které dnes tvoří základní zatížení. Pro výchozí rozbor volím po roce 2030 eskalaci elektřiny dle inflace s tím, že vliv této eskalace bude předmětem citlivostní analýzy.

Rok	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Elektřina (EUR·MWh ⁻¹)	96	83	73	65	64	63	-
Meziroční změna (%)	-31,43	-13,54	-12,05	-10,96	-1,54	-1,56	2,00

Tab. 5.2 – Odhadovaný vývoj elektřiny (komodita)

Cena plynu se taktéž skládá z regulované a obchodní části. Posledním cenovým rozhodnutím pro regulované platby je u plynu č. 4 / 2023. Regulovaná část se skládá z platby za distribuovaný plyn, platby za činnost operátora a platby za pevnou denní rezervovanou kapacitu. První dvě zmíněné platby jsou závislé na odebraném množství plynu, a tudíž budou později součástí ekonomické analýzy. Podobně jako u elektřiny nepředpokládám změnu v denní rezervované kapacitě, která je v současnosti 46 tis. m³. Podnik je připojen na plynový dálkovod v distribuční soustavě GasNet, s.r.o. Podíl regulované části na faktuře za plyn je cca do 10 % - význam této regulované části je tak nižší v porovnání s regulovanou částí u elektřiny. Vzhledem k pozvolnému snižování odběratelů plynu se dá do budoucna očekávat nárůst regulovaných plateb za plyn. Eskalace pro platby za regulovanou část plynu proto budu eskalovat do roku 2028 o inflaci a poté o 4 %.

Regulovaná část platby za plyn	Kapacita (Kč·MW ⁻¹ ·měsíc ⁻¹)	Množství (Kč·MWh ⁻¹)
Platba za distribuovaný plyn	-	23,16
Platba za denní rezervovanou kapacitu	185 000,00	-
Platba za činnost operátora trhu	-	2,60

Tab. 5.3 – Poplatky za regulované služby v distribuci plynu

Stejně jako u elektřiny i plyn je obchodován na burze. Podnik odebírá plyn od obchodníka za cenu 35,65 EUR·MWh⁻¹. Opět se jedná o cca rok staré ceny. K odhadu budoucích cen opět poslouží burza EEX s produktem na bázi futures. Pro ČR se jedná o futures EEX CZ V TP, přičemž jsou sledovatelné ceny pouze do roku 2027. Pro roky 2027 – 2029 byl proveden odhad pomocí německých futures EEX THE a korekce vůči pozorovatelnému rozdílu českých futures. Po roce 2029 eskalují cenu o velikost inflace, neboť další vývoj ceny plynu je obtížně předvídatelný z důvodu snahy Evropské unie o dekarbonizaci, a tedy o zvyšování ceny plynu i přesto, že plyn je považován za přechodné palivo. Zároveň se ale dá očekávat větší těžba plynu, což by mohlo na druhou stranu stlačovat jeho cenu dolů.

Rok	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Plyn (EUR·MWh ⁻¹)	38	33	30	29	29	-	-
Meziroční změna (%)	6,59	-13,16	-9,09	-3,33	0,00	2,00	2,00

Tab. 5.4 – Odhadovaný vývoj plynu (komodita)

5.3 Fotovoltaická elektrárna

5.3.1 Vstupní parametry

Velikost investice je pro FVE dána součtem položek potřebných pro realizaci a náklady na montáž a zprovoznění. Jelikož mohlo dojít k opomenutí některých položek nebo drobného elektroinstalačního materiálu, nebo mohlo dojít k podhodnocení níže zmíněných položek (viz Tab. 5.5), bude v ekonomickém modelu i položka zohledňující možné dodatečné náklady. Výchozí dodatečné náklady jsou stanoveny na 100 tis. Kč.

Výnosem provozu FVE je produkovaná elektrická energie, resp. její úspora, která vznikne snížením odběru elektrické energie ze sítě.

Nákladem na provoz FVE je nutnost revizí, čištění modulů a licenční poplatky k řídicí jednotce. Revize je podle ČSN 331500 Elektrotechnické předpisy - Revize elektrických zařízení nutné u FVE provádět minimálně každé 4 roky. Jejich výše je odhadnuta na 1 000 000 Kč. U čištění modulů se pohybují ceny přibližně 35 Kč·(m²)⁻¹.³⁰ Vzhledem k lokalitě a typu provozu předpokládám nutnost čištění každý rok. Licenční poplatky k řídicímu systému jsou odhadnuty na 10 000 Kč měsíčně.

Náklady na likvidaci považuji za nulové, neboť vzhledem k vysoké míře recyklovatelnosti materiálů z FVE (hliník, sklo, ...), očekávám pokrytí nákladů na likvidaci.

³⁰ PROFÍ SERVIS. Mytí fotovoltaických panelů [online]. Litomyšl. 2024. [cit. 14.05.2024]. Dostupné z: <https://www.profi-servis.cz/sluzby/myti-fotovoltaickych-panelu>Doplnit

Zařízení / materiál	Množství (ks)	Cena za položku (Kč.ks ⁻¹)	Celková cena (Kč)
JINKO TIGER JKM570N-72HL4-V	2 625	2 269,42	5 957 228
SOLAX X3-FTH-100K	16	96 427,27	1 542 836
Solax DataHUB1000	3	12 421,49	37 264
SADA 16 - PRO 2 PANELY 540W, FALCOVÁ STŘECHA	1 314	5 018,46	6 594 256
Svodič přepětí DC T2 HakeI HSA PV 1000 M S	238	2 194,12	522 201
Odpínač válcových pojistek CH10x38 gPV ETI EFH 10 DC 2P 1000VDC 25A 002540203	238	176,42	41 988
Pojistka válcová ETI CH10x38 gPV 16A 1000VDC pro fotovoltaické systémy 002625081	476	117,48	55 920
Jistič výkonový, typ A, 3-pólový, 25kA, 160A	16	7 496,50	119 944
Odpínač 3-pólový, 160 A s možností výbavy	16	4 799,85	76 798
Vypínací spoušť 208-250V AC/DC pro MC1, kabel 3 m	16	1 476,20	23 619
Řadový rozvaděč AC IP55, 1křídle dveře, 2 x 0,8 x 0,4m	10	18 353,50	183 535
Řídící jednotka a příslušenství *	1	500 000,00	500 000
PROJOY Odpínač PL120S-21 pro 4 moduly	656	1 239,00	813 094
PROJOY ovládací skříňka PEFS-PCY-S-60 k odpínačům PEFS	11	1 379,00	15 169
Měření *	16	10 000,00	160 000
U-f ochrana *	16	10 000,00	160 000
Solární konektor MC4	476	24,79	11 800
Kabely a žlaby	Množství (m)	Cena za položku (Kč.m ⁻¹)	Celková cena (Kč)
Solární kabel H1Z2Z2-K 4 SW 4mm2 černý / červený	1 000	24,48	24 480
Vodič H07V-U 6 žlutozelená (CY 6)	400	23,09	9 236
Vodič H07V-K 16 žlutozelená (CYA 16)	500	56,75	28 375
Silový vodič H07V-K 50 žlutozelená (CYA)	200	178,43	35 686
1-CYKY-J 4 x 95	1 000	1 329,19	1 329 190
Silový vodič H07V-K 1,50 černá / modrá / zelenožlutá (CYA)	50	5,63	282
Kabel SYKFY 2x2x0,5	500	6,03	3 015
HL CVF100.100 Žlab drátěný Klik	700	266,90	186 830
Žlab kabelový neděrovaný s integrovanou spojkou NKZIN 50X125X0.70 S zinkování	1 200	173,84	208 608
Práce	Množství (h)	Cena za položku (Kč.h ⁻¹)	Celková cena (Kč)
Elektrikářské práce (6 lidí, 30 dní) *	1 440	1 000,00	1 440 000
Stavební úpravy (2, 5 dní) *	80	800,00	64 000
Celkem investice			20 145 354

Ceny položek označené * představují odhad. Ceny zjišťovány 13.05.2024

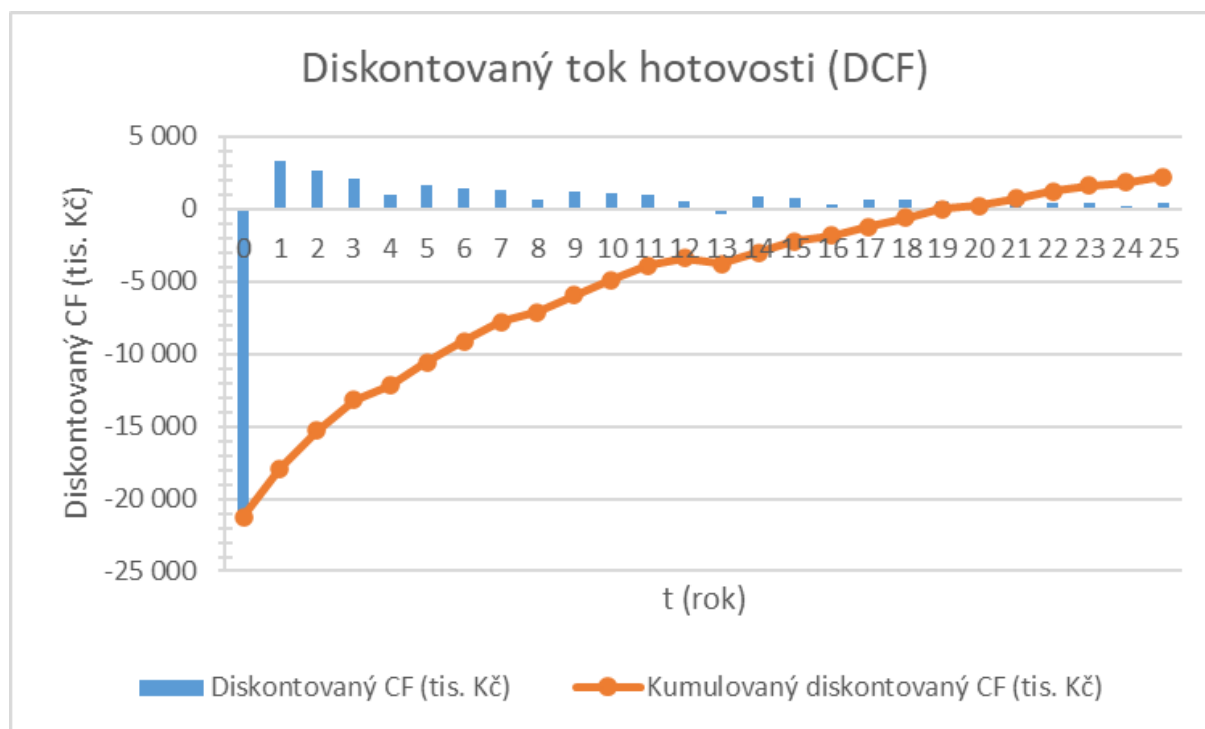
Tab. 5.5 – Investice – seznam položek

5.3.2 Výsledky

Při zvolených parametrech ekonomické analýzy vychází ekonomické kritérium NPV kladně. Bylo dosaženo převýšení diskontu v rámci ukazatele IRR. Projekt výstavby FVE tak lze doporučit. Mírným negativem je poměrně dlouhá doba návratnosti. Zároveň je dobře vidět velký rozdíl mezi diskontovanou a nediskontovanou dobou návratnosti.

Investice + revize (tis. Kč)	21 245
NPV (tis. Kč)	2 206
IRR (%)	10,4
Ts (rok)	9
Tsd (rok)	20

Tab. 5.6 – Výsledky ekonomické analýzy fotovoltaické elektrárny



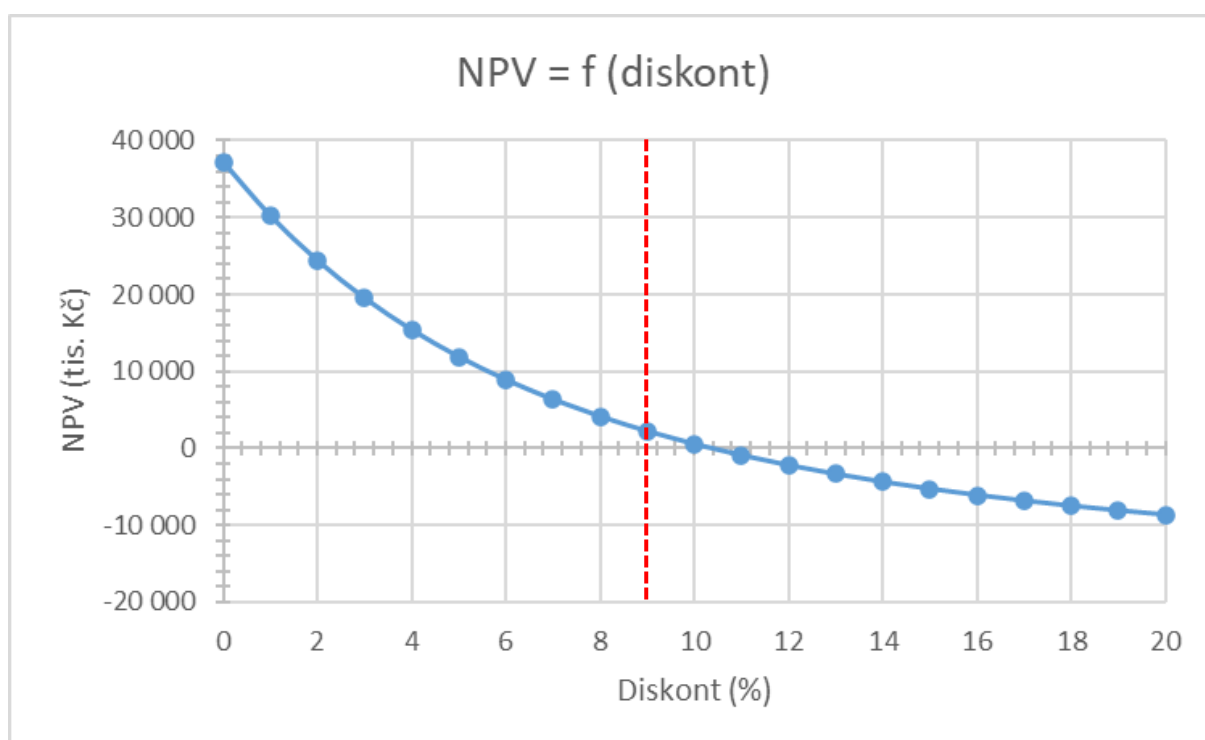
Obr. 5.1 – Fotovoltaická elektrárna – diskontovaný tok hotovosti

Výsledek by zlepšilo úspěšné získání dotace od Státního fondu pro životní prostředí RES+ č. 1/2024 – Fotovoltaické elektrárny 10 kW – 5 MW s vlastní spotřebou, kde je možné žádat o proplacení až 30 % způsobilých výdajů projektu (přímé realizační výdaje, dozor, vícepráce atd.). Šance na úspěch přiznání dotace je vyšší díky umístění v rámci Ústeckého kraje. Při její maximální velikosti, která by mohla být až cca 6 mil. Kč by se zvedlo NPV na 8,2 mil. Kč, IRR by bylo 15,9 % a doby návratnosti by vycházely u prosté doby 6 let a u diskontované 9 let.

5.3.3 Citlivostní analýza

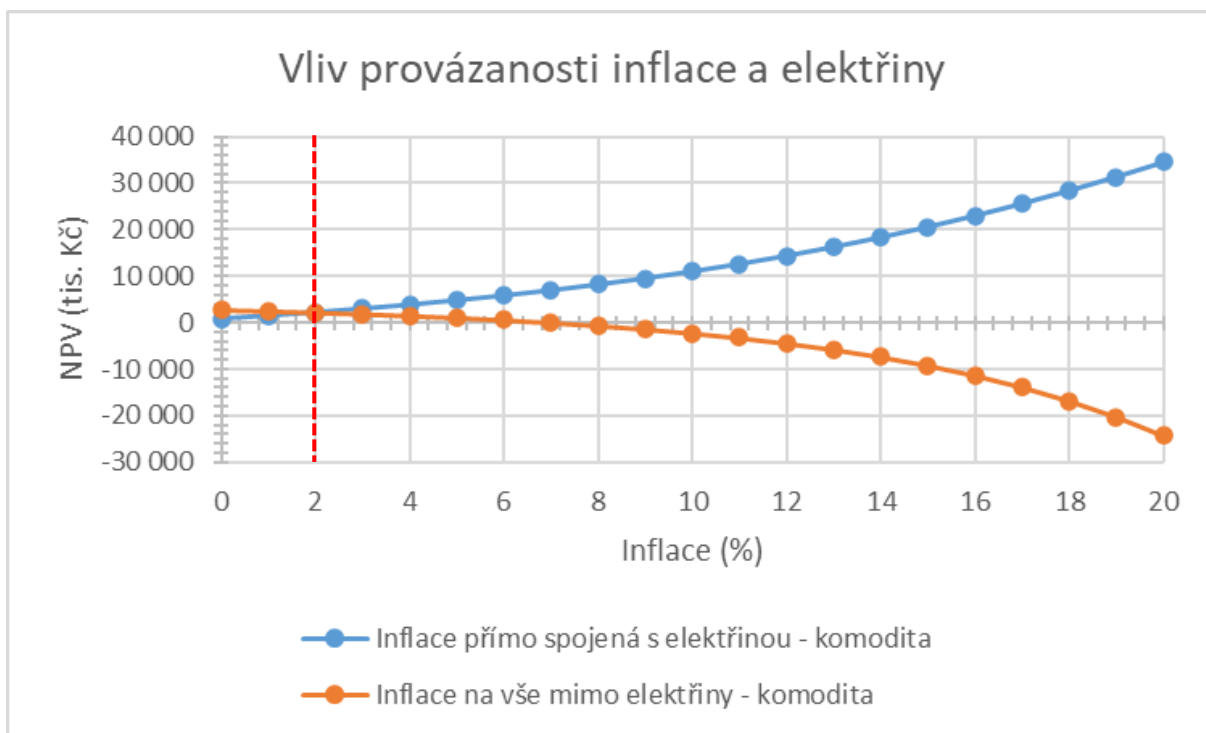
Součástí ekonomické analýzy musí být citlivostní analýza, která umožní pochopit výhody a rizika zkoumaného projektu. Zobrazeny jsou vlivy diskontu, inflace, dodatečných investičních nákladů, revize a ceny elektřiny jako komodity. V grafech a tabulkách je vždy červeně vyznačen zvolený parametr.

Obr. 5.2 zobrazuje závislost NPV na volbě diskontu. S vyšším očekávaným výnosem projektu NPV klesá. Nulové NPV nastává při 10,4 % (viz. IRR).



Obr. 5.2 – Fotovoltaická elektrárna – závislost NPV na diskontu

Další analýzou je závislost NPV na inflaci. Zde záleží, jak se inflace projeví na výnosech a nákladech. Konkrétně, zda bude obchodní část elektřiny (komodita) růst stejně rychle jako inflace. Obr. 5.3 zobrazuje situace, kdy se mění elektřina i inflace shodně a situaci, kdy elektřina (komodita) zůstává na úrovni 2 %. Jiné situace vizualizuje Tab. 5.7, kde je ukázán vliv vzájemného poměru eskalací.

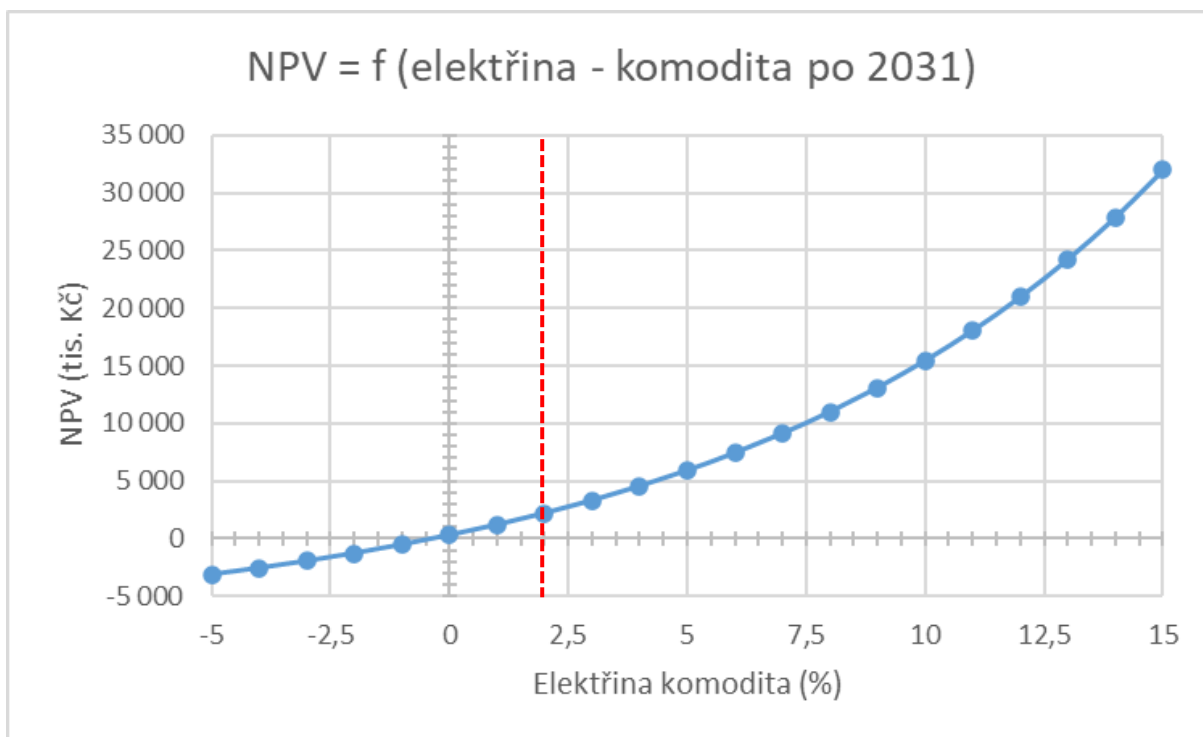


Obr. 5.3 – Fotovoltaická elektrárna – závislost NPV na inflaci a eskalaci elektrické energie (komodita)

		Eskalace elektřiny - komodita po 2031 (%)														
		2 206	-6%	-4%	-2%	0%	2%	4%	6%	8%	10%	12%	14%	16%	18%	20%
Inflace nákladů a regulované části plateb za elektřinu (%)	0%	-3 093	-2 021	-730	835	2 745	5 087	7 973	11 546	15 984	21 516	28 427	37 079	47 929	61 547	
	1%	-3 345	-2 274	-982	583	2 493	4 835	7 721	11 294	15 732	21 264	28 175	36 827	47 676	61 295	
	2%	-3 632	-2 561	-1 269	296	2 206	4 548	7 434	11 007	15 445	20 976	27 888	36 540	47 389	61 008	
	3%	-3 960	-2 888	-1 597	-31	1 878	4 220	7 107	10 679	15 118	20 649	27 560	36 213	47 062	60 681	
	4%	-4 333	-3 262	-1 970	-405	1 505	3 847	6 733	10 306	14 744	20 275	27 187	35 839	46 688	60 307	
	5%	-4 761	-3 689	-2 398	-833	1 077	3 419	6 305	9 878	14 316	19 848	26 759	35 411	46 261	59 879	
	6%	-5 252	-4 180	-2 889	-1 323	586	2 928	5 815	9 387	13 826	19 357	26 268	34 921	45 770	59 389	
	7%	-5 815	-4 744	-3 452	-1 887	23	2 365	5 251	8 824	13 262	18 794	25 705	34 357	45 206	58 825	
	8%	-6 464	-5 393	-4 101	-2 536	-626	1 716	4 602	8 175	12 613	18 144	25 055	33 708	44 557	58 176	
	9%	-7 213	-6 142	-4 850	-3 285	-1 375	967	3 853	7 426	11 864	17 395	24 306	32 959	43 808	57 427	
	10%	-8 079	-7 008	-5 716	-4 151	-2 241	101	2 987	6 560	10 998	16 529	23 440	32 093	42 942	56 561	
	11%	-9 083	-8 011	-6 720	-5 154	-3 245	-903	1 984	5 556	9 995	15 526	22 437	31 090	41 939	55 558	
	12%	-10 247	-9 175	-7 884	-6 319	-4 409	-2 067	819	4 392	8 830	14 362	21 273	29 925	40 775	54 393	
	13%	-11 601	-10 529	-9 238	-7 672	-5 763	-3 421	-534	3 038	7 477	13 008	19 919	28 571	39 421	53 040	
	14%	-13 178	-12 106	-10 815	-9 249	-7 340	-4 998	-2 111	1 461	5 900	11 431	18 342	26 995	37 844	51 463	
	15%	-15 017	-13 945	-12 654	-11 089	-9 179	-6 837	-3 951	-378	4 060	9 592	16 503	25 155	36 005	49 623	
	16%	-17 166	-16 094	-14 803	-13 237	-11 328	-8 986	-6 099	-2 527	1 912	7 443	14 354	23 006	33 856	47 475	
	17%	-19 680	-18 608	-17 317	-15 751	-13 841	-11 499	-8 613	-5 040	-602	4 929	11 840	20 493	31 342	44 961	
	18%	-22 624	-21 552	-20 261	-18 695	-16 785	-14 443	-11 557	-7 984	-3 546	1 985	8 896	17 549	28 398	42 017	
	19%	-26 075	-25 003	-23 712	-22 147	-20 237	-17 895	-15 009	-11 436	-6 998	-1 466	5 445	14 097	24 947	38 565	
20%	-30 126	-29 054	-27 763	-26 197	-24 288	-21 946	-19 059	-15 487	-11 048	-5 517	1 394	10 046	20 896	34 515		

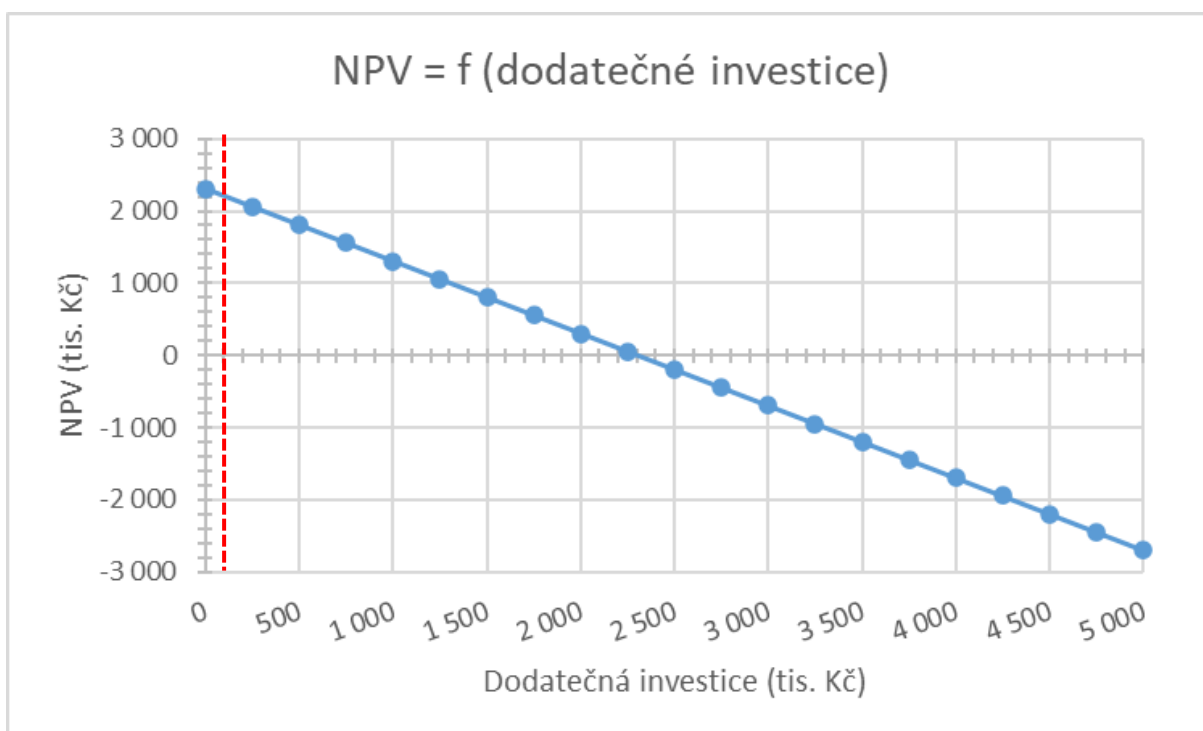
Tab. 5.7 – Fotovoltaická elektrárna – závislost NPV na inflaci a eskalaci elektrické energie (komodita)

Pokud dojde pouze k eskalaci ceny elektřiny (komodita) po roce 2031, lze pozorovat následující vývoj (Obr. 5.4). Kdyby, i přes neklidné výhledy v energetice, došlo k poklesu cen, by se projekt nevyplatil



Obr. 5.4 – Fotovoltaická elektrárna – závislost NPV na eskalaci elektrické energie (komodita)

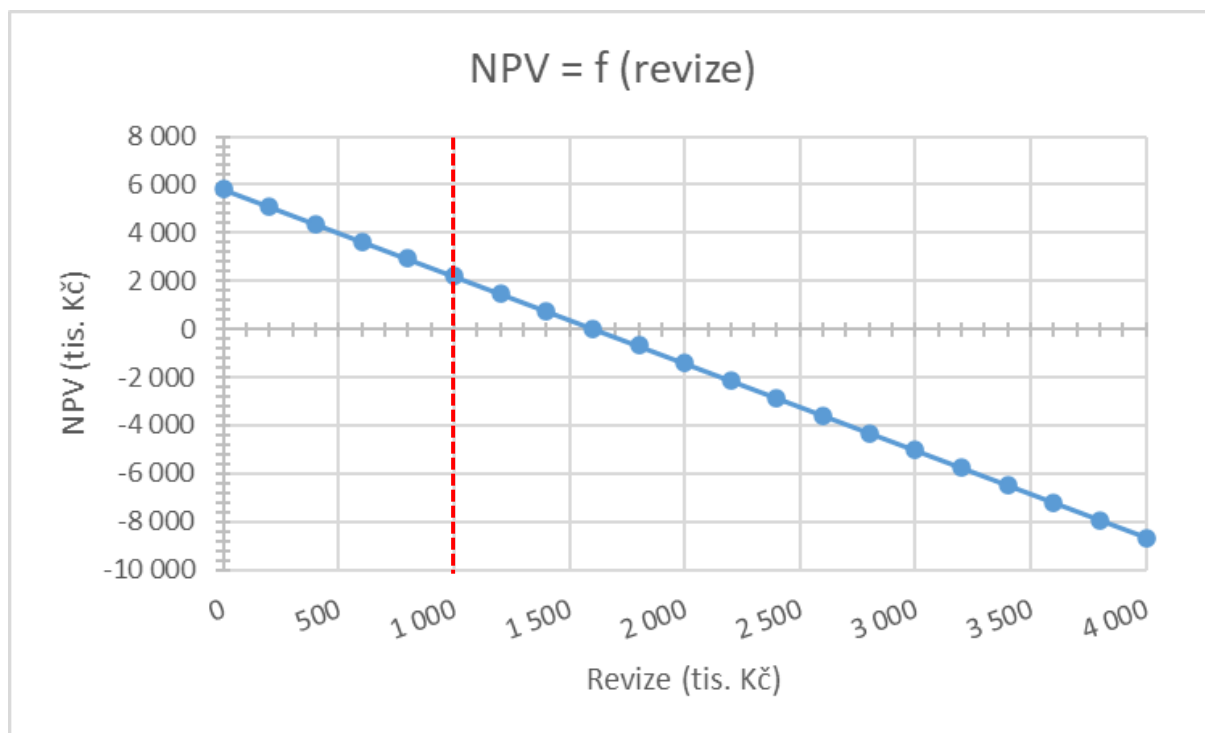
Jedním z odhadů při tvorbě ekonomického modelu byla velikost nezohledněných investic. Obr. 5.5 ukazuje, že nezapočítané investice by musely tvořit až 2,25 mil. Kč, aby jejich výše ohrozila projekt. Taková hodnota by již ale znamenala závažné nedostatky v návrhu.



Obr. 5.5 – Fotovoltaická elektrárna – závislost NPV na dodatečných investicích

Dalším významným odhadovaným parametrem byla velikost revizí. Aby se projekt dostal do záporných čísel, musela by revize v nultém investičním roce vycházet na 1,6 mil. Kč.

V modelu byla navíc provedena citlivostní analýza na velikost zvýšení regulované složky v roce 2028. Její vliv je v porovnání s ostatními vnějšími vlivy malý, proto zde nebude uveden.



Obr. 5.6 – Fotovoltaická elektrárna – závislost NPV na velikosti revize

5.4 Kogenerační jednotka

5.4.1 Vstupní parametry

U obou KGJ byla společně s technickými parametry poptána i cenová nabídka. Podrobnosti jsou zobrazeny v tabulce níže. Investice se skládá z nákladů na samotnou KGJ a na nutné stavební úpravy a příslušenství ke KGJ. Úpravy a příslušenství je těžké odhadnout bez detailní znalosti kotelny a jejího stavu, co se týče stáří a technických vlastností komponent. Firma TEDOM ze zkušenosti odhaduje tyto vedlejší náklady na 50 – 100 % ceny KGJ. Vzhledem k zmíněnému velkému rozsahu je velikost dodatečných nákladů později předmětem citlivostní analýzy. V základu bude nastaveno 100 %. V ryze praktické rovině však neočekávám výrazné problémy vzhledem k předimenzovanosti přívodu plynu a vzduchu pro stávající plynové kotle, dané jejich vysokým výkonem. Náklady na servis byly zaslány v Kč za vyrobenou jednotku energie. U KGJ je nutné provádět generální opravu, která se u jednotek TEDOM provádí obvykle po 80 000 mth (motoshodiny). Pro jednotku Quanto 1000 tedy vychází generální oprava

přibližně na 17. rok provozu, u jednotky Quanto 2300 lze očekávat generální opravu po 22 letech. V obou případech dojde k jedné generální opravě po dobu hodnocení projektu.

KGJ	Quanto 1000	Quanto 2300
Ceníková cena (Kč)	13 450 000	24 400 000
Generální oprava (Kč)	1 600 000	2 300 000
Náklady na servis (Kč·kWh ⁻¹)	0,176	0,139
KOTEL	M62	M60A
Ceníková cena (Kč)	4 816 751	1 626 510

Tab. 5.8 – Ceníková nabídka na kogenerační jednotky a kotle

Výnosem provozu KGJ je produkovaná elektrická energie, resp. její úspora, která vznikne snížením odběru elektrické energie ze sítě.

Nákladem, který se projevuje v hodnocení oproti současnému stavu, je zvýšená spotřeba plynu podniku (navýšení spotřeby plynu) a nutnost udržovat jednotku v dobrém stavu, tedy již zmíněnými opravami a servisem. Dále, protože se jedná o plynové zařízení, je potřebná revize. Revize je potřeba dělat alespoň každé 3 roky, pro větší bezpečnost budu uvažovat každoroční revizi s odhadovanými náklady 100 tis. Kč.

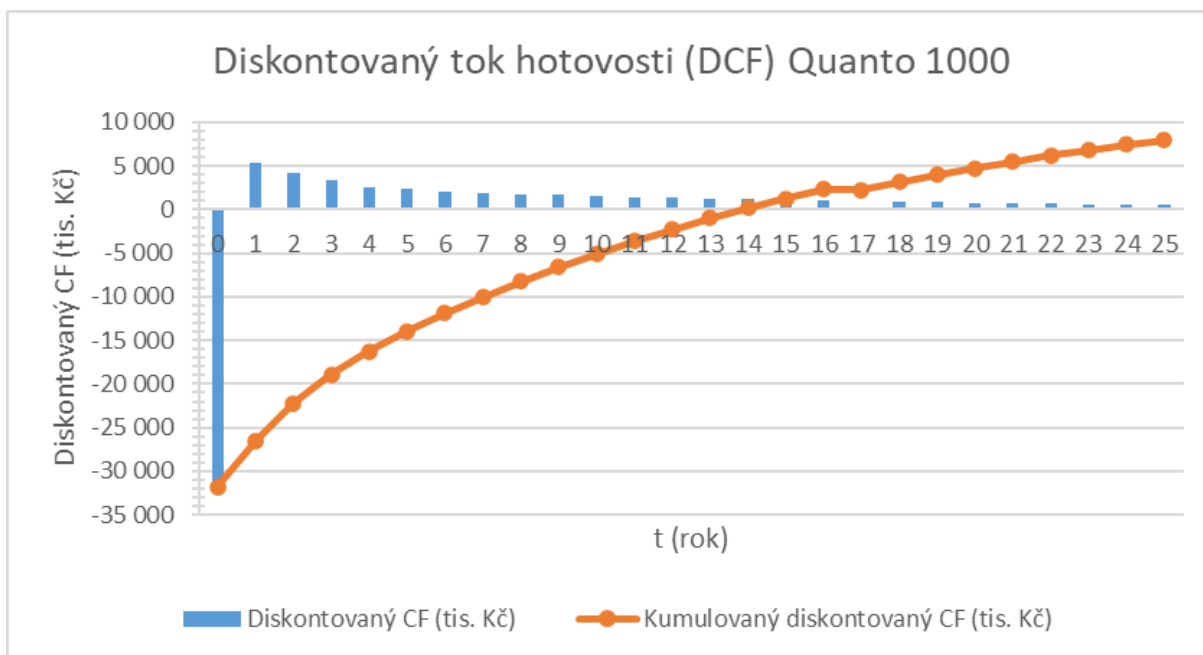
5.4.2 Výsledky

Při zvolených parametrech ekonomické analýzy vychází ekonomické kritérium NPV pro menší KGJ Quanto 1000 kladně. Bylo dosaženo převýšení diskontu v rámci ukazatele IRR. Projekt výstavby FVE tak lze doporučit. V kontextu doby hodnocení 25 let, považuji doby návratnosti za rozumné. Stejně jako v případě FVE je zde vidět velký rozdíl mezi prostou a diskontovanou dobou návratnosti. U větší KGJ Quanto 2300 bohužel kladného NPV nebylo dosaženo. Aby bylo NPV kladné musely by se výrazně měnit vstupní parametry ekonomického modelu. Kladné IRR svědčí o tom, že snížením diskontu by bylo možné dosáhnout na kladné NPV.

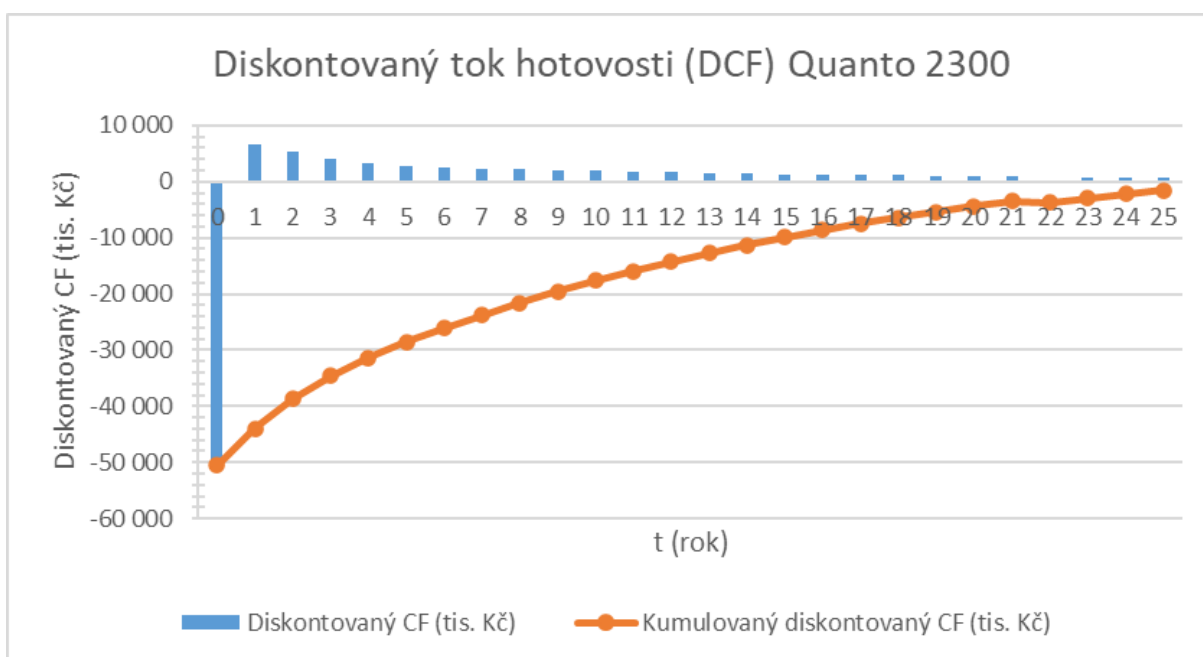
	Quanto 1000	Quanto 2300
Investice + revize (tis. Kč)	31 817	50 527
NPV (tis. Kč)	7 987	-1 551
IRR (%)	12,2	8,6
Ts (rok)	8	11
Tsd (rok)	14	>25

Tab. 5.9 – Výsledky ekonomické analýzy kogeneračních jednotek

Na rozdíl od FVE nebyly nalezeny dotace, které by mohly vylepšit návratnost projektu.



Obr. 5.7 – Kogenerační jednotka Quanto 1000 – diskontovaný tok hotovosti

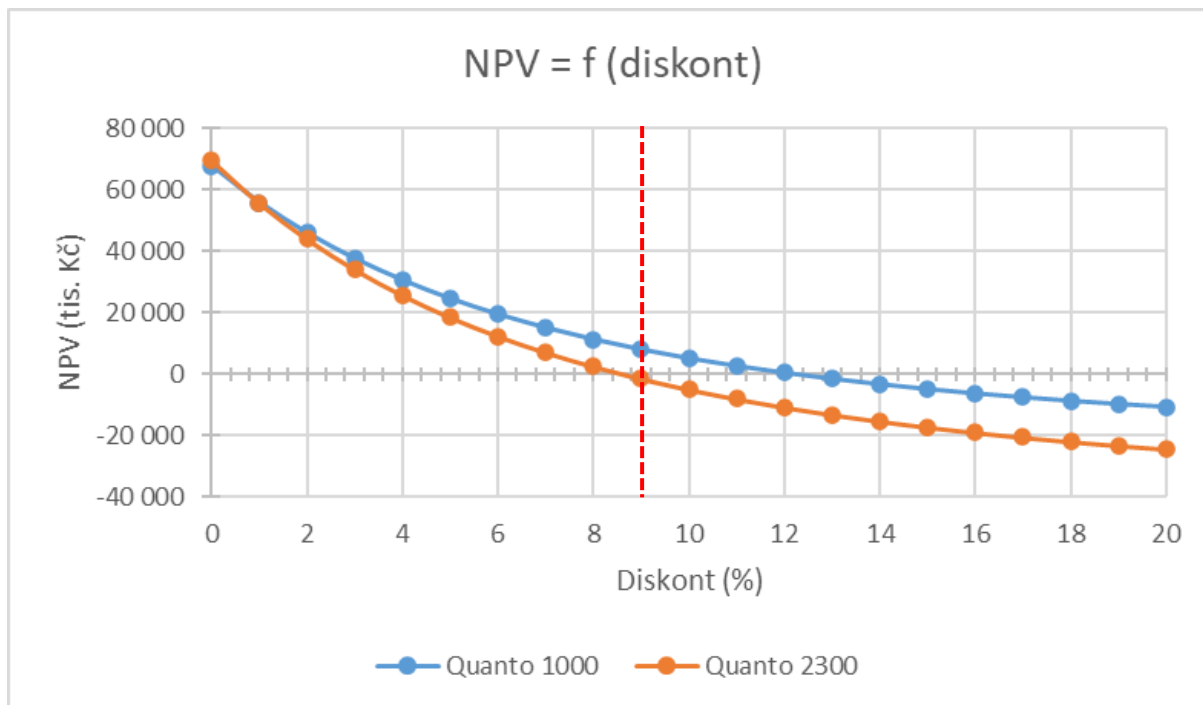


Obr. 5.8 – Kogenerační jednotka Quanto 2300 – diskontovaný tok hotovosti

5.4.3 Citlivostní analýza

Součástí ekonomické analýzy musí být citlivostní analýzy, které umožní pochopit výhody a rizika zkoumaného projektu. Zobrazeny jsou vlivy diskontu, inflace, dodatečných investičních nákladů, revize a ceny elektřiny a plynu jako komodity. V grafech a tabulkách je vždy červeně vyznačen zvolený parametr.

Obr. 5.9 ukazuje závislost NPV na volbě diskontu. S vyšším očekávaným výnosem projektu NPV klesá. U obou KGJ je vidět průsečík s NPV = 0 odpovídající ukazateli IRR. V případě Quanto 2300 se hodnota IRR nenachází příliš daleko od zvoleného NPV, tudíž je zde prostor pro změnu přístupu ve firemní politice.

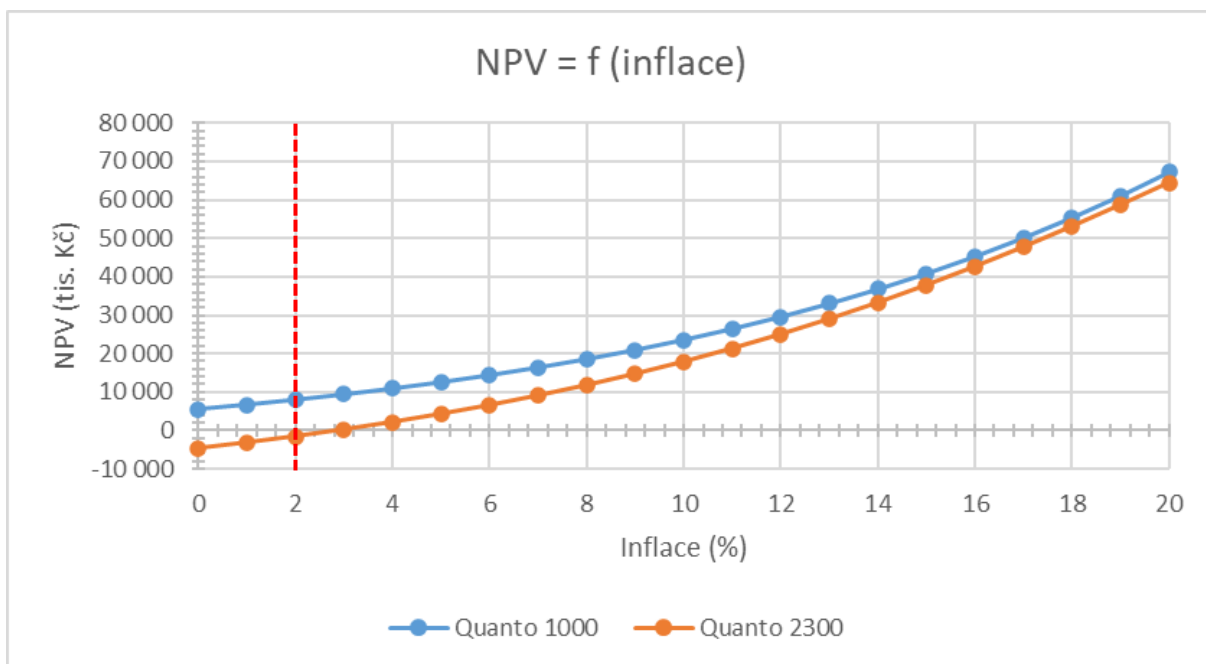


Obr. 5.9 – Kogenerační jednotka – závislost NPV na diskontu

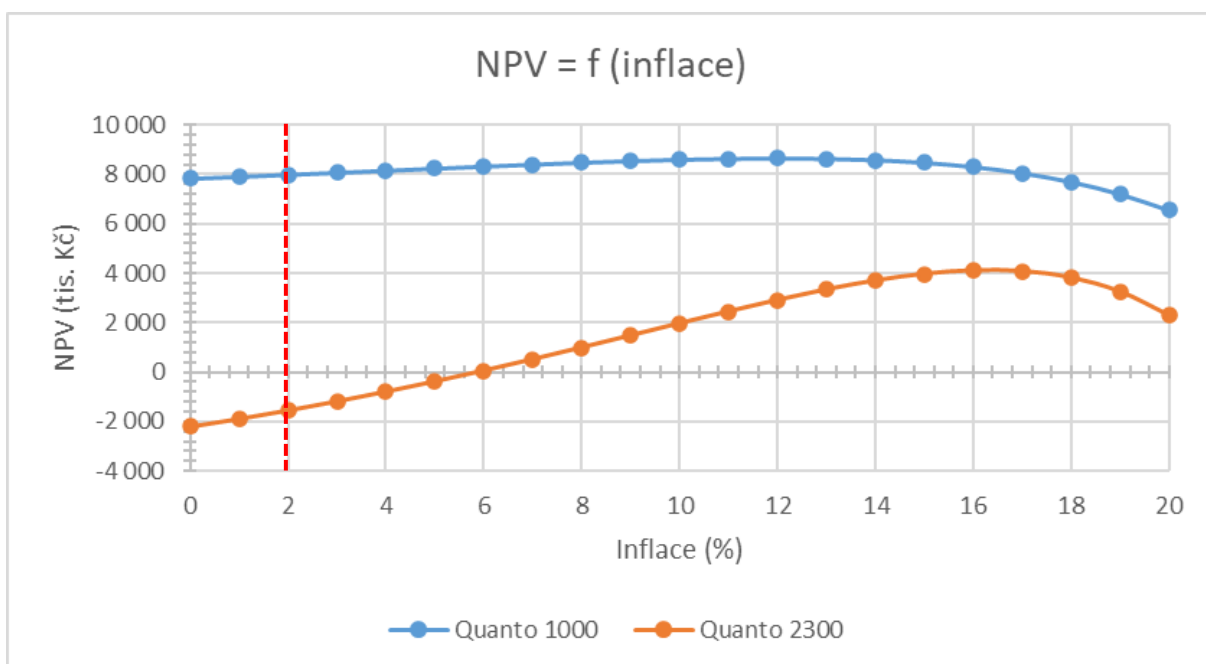
Dalším vlivem je velikost inflace. U inflace velmi záleží, jak se projeví na cenách komodit elektřiny a plynu. Pokud by se ceny komodit od roku 2031 pro elektřinu a od roku 2030 pro plyn měnily stejně jako inflace, pak je vývoj NPV zobrazen na Obr. 5.10.

Pokud by se projevovala inflace všude mimo komodit, pak je vývoj NPV zobrazen na Obr. 5.11. Až kolem inflace 15 % by došlo ke zvratu a výnosy by byly menší než náklady. Tohoto jevu je dosaženo obrovskými náklady na generální opravu jednotek.

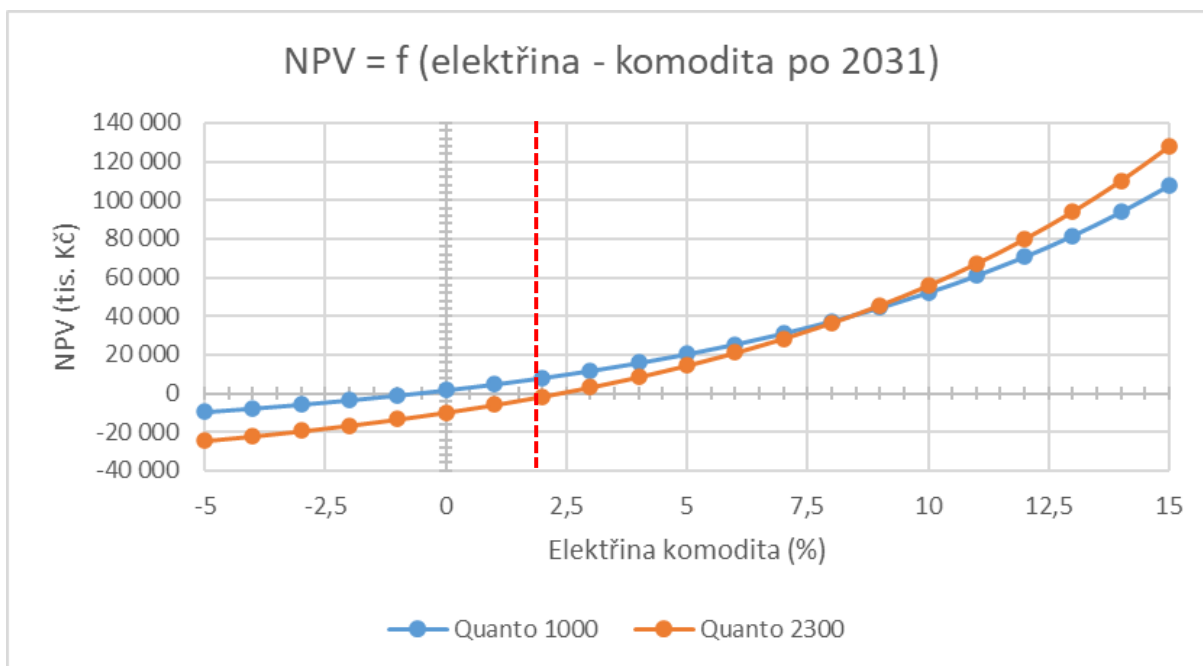
Mnohem pravděpodobněji spíše nastane situace, že se inflace bude pohybovat okolo dlouhodobého cíle, zatímco náklady na komodity budou stoupat obzvláště v EU, z důvodu přechodu k čistší energetice. Vliv eskalací komodit je vidět na Obr. 5.12 a Obr. 5.13. Z nárůstu ceny elektrické energie, která tvoří většinu generovaných úspor, profitují obě KGJ. U Quanto 1000 je dobrou zprávou kladné NPV i při nulové eskalaci. Quanto 2300 potřebuje k dosažení kladného NPV eskalaci alespoň 3 %. Větší znepokojení vzbuzuje eskalace plynu, kterou by Quanto 2300 potřebovalo na úrovni nejvýše 1 %. Quanto 1000 zvládá lépe nárůst cen plynu, kde by k dosažení záporného NPV bylo nutné mít eskalaci až 5 %.



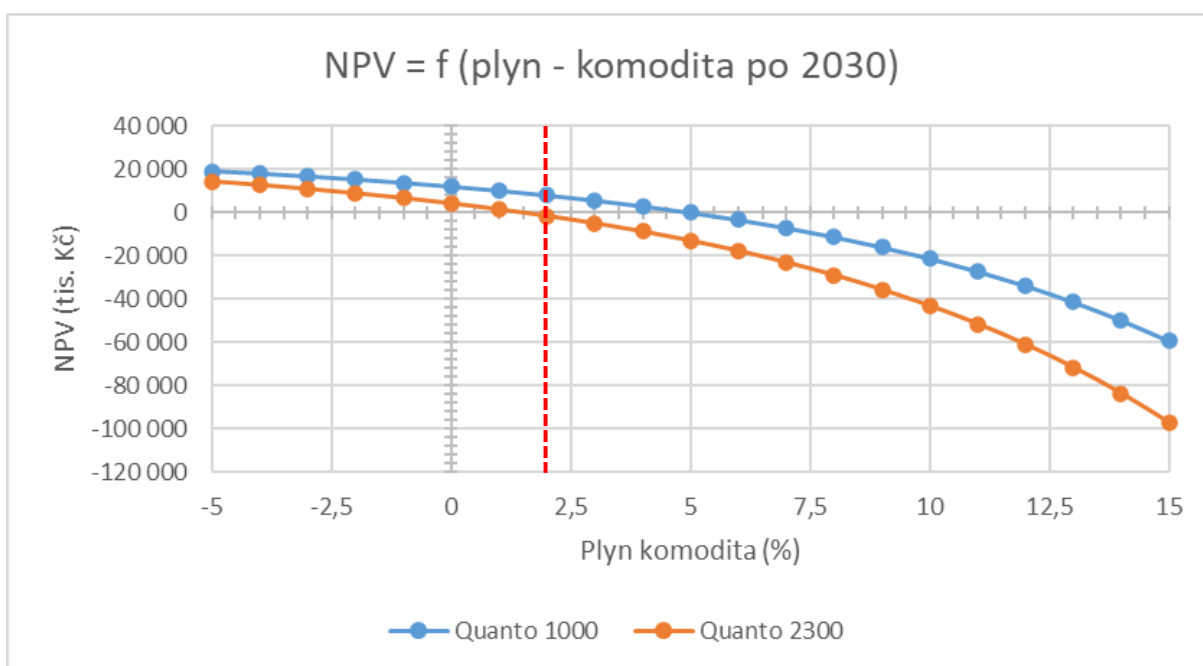
Obr. 5.10 – Kogenerační jednotka – závislost NPV na inflaci (komodity rostou o inflaci stejně jako ostatní prvky modelu)



Obr. 5.11 – Kogenerační jednotka – závislost NPV na inflaci (komodity mají eskalaci 2 %)



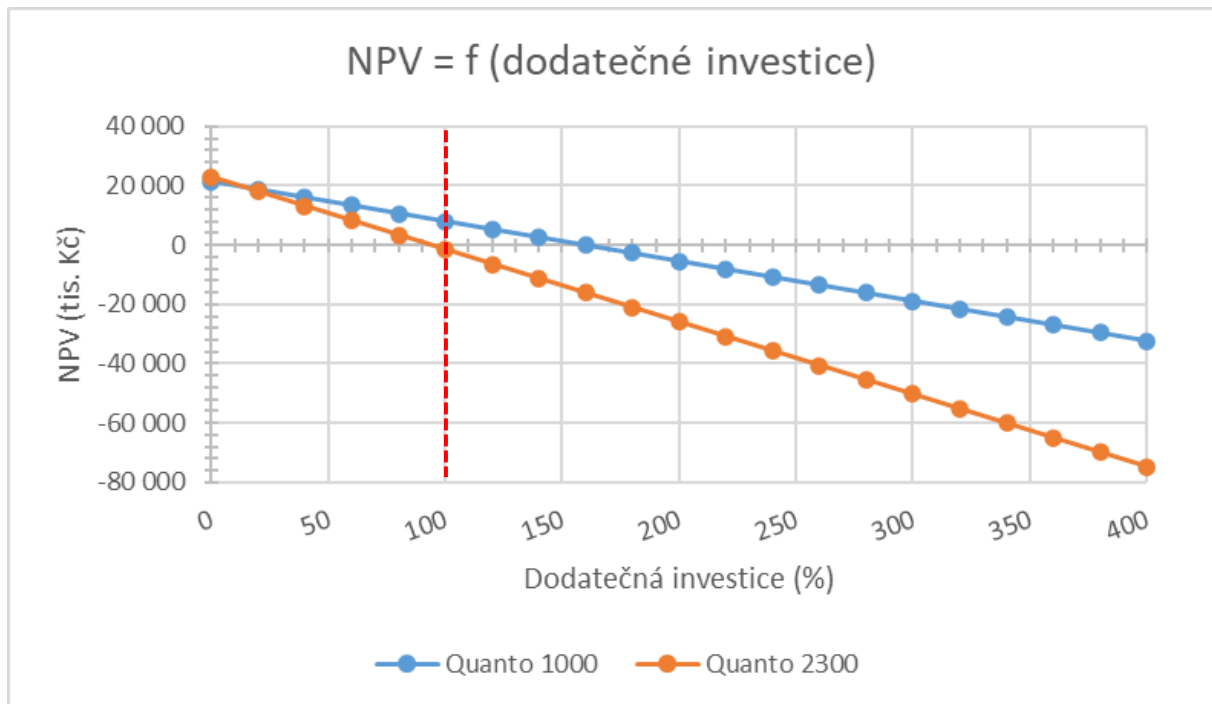
Obr. 5.12 – Kogenerační jednotka – závislost NPV na eskalaci elektrické energie (komodita)



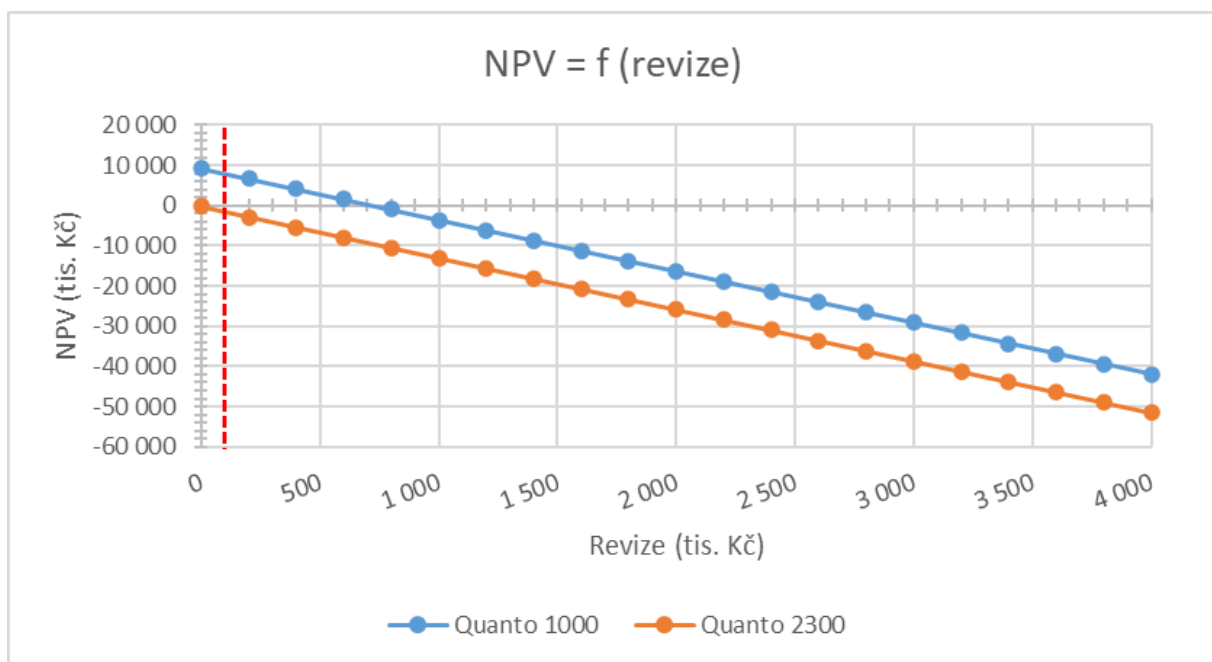
Obr. 5.13 – Kogenerační jednotka – závislost NPV na eskalaci zemního plynu (komodita)

Dále byly provedeny citlivostní analýzy na velikost dodatečných investic a revize. V obou případech se jednalo o odhady. U Quanto 2300 by nárůst obou vlivů způsobil ještě zápornější NPV, než jaké vyšlo v modelu, což je nutné vzít v potaz při případných budoucích úvahách. Quanto 1000 disponuje dostatečnou rezervou pro navýšení obou položek. U investice by muselo dojít v podniku k velkým vícenákladům na realizaci oproti zkušenostem firmy TEDOM.

V případě revizí je zde prostor pro jejich navýšení, pokud by byl odhad podceněný. Vliv revize lze snížit periodou mezi revizemi z 1 roku na 2 nebo 3 roky.



Obr. 5.14 – Kogenerační jednotka – závislost NPV na dodatečných investicích



Obr. 5.15 – Kogenerační jednotka – závislost NPV na velikosti revize

6 Souhrn a doporučení

V praktické části této práce byly zkoumány možnosti úspor v rámci výstavby zdrojů energie v areálu průmyslového podniku v Ústeckém kraji, zabývajícího se mj. hutní výrobou. Podnik si přeje zůstat v anonymitě. Vzhledem k hutní výrobě se jedná o podnik, který má velký odběr elektřiny a plynu. Každá úspora energií má tedy vliv na celkové hospodaření podniku.

Pro úsporná opatření byly realizovány 3 návrhy - FVE o výkonu 1 496 kWp, KGJ o elektrickém výkonu 999 kW a KGJ o elektrickém výkonu 2 300 kW. Vzhledem k omezeným informacím o podniku byl pouze návrh FVE proveden podrobně nejen z hlediska výběru klíčových komponent, ale i s ohledem na velikosti kabelů, jištění a ochran. V porovnání s FVE je návrh KGJ brán jako úvaha nad možností náhrady současného způsobu vytápění. U KGJ byla vyhodnocena podniková spotřeba tepla a na jejím základě navržen výkon KGJ. Všechny varianty byly následně podrobeny ekonomické analýze skrze kritéria NPV, IRR, Ts a Tsd. Základními parametry analýz jsou doba hodnocení 25 let a diskont 9 %. V průběhu let jsou vzaty do úvahy eskalace vstupů, jakými jsou inflace, elektřina a plyn.

U FVE byla snaha autora o co nejjednodušší připojení výroby do stávajícího elektrického rozvodu podniku s minimalizací stavebních úprav. S ohledem na velikost průmyslových hal podniku a rozmístění podnikových rozvodů 10 / 0,4 kV, byly vybrány 3 objekty, které nabízejí dostatečný prostor pro umístění většího počtu fotovoltaických modulů s orientací střech směřujících přibližně k jihu. V areálu se nachází i další budovy s vhodnou orientací, nicméně tam je větší hustota prvků bránících snadné montáži a rozmístění fotovoltaických modulů (komíny, okna, jímací soustavy, členitější střechy). Z modulů je výkon veden ke střídačům. Z nich je pak výkon předáván do podnikových rozvodů na straně 0,4 kV. Přitom bylo zohledněno, aby nedošlo k překročení výkonů stávajících transformátorů. Všechny střídače budou řízeny centrálně s pomocí řídicí jednotky, která taktéž zajistí komunikaci s distributorem. Data o předpokládané výrobě byla převzata z nástroje PVGIS. Z bilance dodávek vyrobené elektřiny vyplynulo využití téměř 100 % vyrobené energie. I tak byla z celkové podnikové spotřeby elektrické energie ušetřena jen necelá 2 %.

Z následné ekonomické analýzy vyplývá, že FVE dosáhne kladného NPV. Nevýhodou je relativně dlouhá doba návratnosti Tsd, která činí 20 let. Na FVE tak budou mít velký vliv vnější podmínky. Klíčový vliv bude mít zejména vliv ceny elektřiny (komodity), u které je potřeba, aby po roce 2031 neklesala. Čím více cena elektřiny stoupne tím větší budou úspory. Zkoumané nezohledněné (opomenuté) investice a velikost revizí disponují dostatečnou rezervou, aby

jejich podcenění nevedlo brzy k zápornému NPV. Aby byl projekt FVE ohrožen inflací, musela by vyrůst na 8 % a vydržet dlouhou dobu, což považuji za málo pravděpodobné. Významným přínosem pro FVE je možnost dotace, která by mohla pokrýt až 30 % investičních nákladů. V případě zisku maximální možné dotace by byla realizace na FVE z hlediska zkoumaných vnějších vlivů a nastavených předpokladů téměř bezpečnou investicí.

Návrh kogenerační jednotky se skládá z výběru dvou výkonových variant. Z menší KGJ, která je navržena v souladu se zvyklostmi na co nejdelší dobu provozu a z větší KGJ, kde je zkoumáno, zda se jí nevyplatí pořídit vzhledem k cenám elektrické energie, které v posledních letech narostly. Jelikož ani jedna z KGJ nezajistí plné pokrytí spotřeb tepla, a protože v některé hodiny je potřeba jen relativně malého tepelného výkonu na dorovnání spotřeby, je ke každé KGJ doplněn menší kotel, aby nebyl v provozu stávající velký kotel při malém zatížení. V kotelně, kde se nyní nacházejí 2 velké kotle, by 1 velký zůstal a přibyla by 1 KGJ a 1 doplňkový menší kotel. Z hlediska přívodu vzduchu, přívodu plynu a výstupu spalin neočekávám výrazné komplikace, jelikož stávající přívody a výstupy jsou dimenzovány pro 2 velké kotle, které jsou pro potřeby podniku předdimenzovány. Nově bude nutné vybudovat kabelové vedení z kotelny pro vyvedení elektrického výkonu KGJ společně s příslušným vybavením v rozvodně a zajistit odvod kondenzátu z ekonomizéru. Jelikož není v tuto chvíli jasné, jak náročné bude zařídit tyto položky, vzhledem k neznalosti lokality a vzdálenosti stovek metrů mezi kotelnou a rozvodnou, je velikost dodatečných investic v modelu nastavena na 100 % ceny KGJ (horní odhad dodatečných nákladů firmy TEDOM).

Bilance dodávek tepla a spotřeby plynu byly učiněny s pomocí výhřevnosti zemního plynu a účinností navrhovaných zařízení. Pro ekonomickou analýzu byla následně spotřeba plynu v m³ přepočtena přes spalné teplo na MWh. Výsledkem je kladné NPV u menší KGJ a záporné NPV u té větší. S ohledem na citlivostní analýzy a na nepříliš vhodný provoz větší KGJ v rámci podniku, není KGJ Quanto 2300 nadále považována za vhodnou volbu, a to ani při zvýšených cenách elektrické energie. Naopak Quanto 1000 se ukazuje být dobře zvolenou možností. Citlivostní analýzy ukázaly relativně dobrou odolnost proti poklesu cen elektřiny, kdy se NPV nedostane do záporných hodnot ani při eskalaci 0 % a také odolnost proti nárůstu cen za plyn, kdy by musela být meziroční eskalace 5 %. Trvalý meziroční nárůst cen plynu 5 % po roce 2030 považuji za poměrně vysoký, a to i při očekávané snaze Evropy o snižování podílu fosilních paliv v energetice a průmyslu. Největší nejistotu při pořízení KGJ momentálně spatřuji v nepřesném odhadu celkových vstupních investic, protože dodatečné náklady oproti ceníkovým cenám KGJ a menšího kotle mohou dle analýzy narůst na maximálně 150 % ceny KGJ (50 % odpovídá cca 6,7 mil. Kč).

Závěrečné doporučení:

K realizaci se doporučuje FVE a v případě menší KGJ se doporučuje zahájení rozhovorů s dodavateli technologií za účelem získání podrobné nabídky, kde by dodatečné náklady neměli přesáhnout 150 % nákladů na pořízení KGJ. U FVE je pak silně doporučeno ucházet se o dotaci.

Vhledem k elektrickým výkonům obou doporučovaných řešení je možné realizovat obě investice, aniž by se FVE a KGJ navzájem omezovaly, a to jak prostorově, tak i z hlediska dodávek elektrické energie. Součtem jejich výkonů totiž nedojde k překonání aktuálních hodinových spotřeb elektrické energie s výjimkou podnikového volna v srpnu a na konci roku (viz příloha 1).

7 Závěr

Čtenář byl seznámen s nejvýznamnějšími obnovitelnými zdroji energie vhodnými pro uplatnění v českém energetickém mixu. Následně byly popsány obnovitelné zdroje podrobeny vzájemnému srovnání mezi sebou a se stávajícími elektrárnami na fosilní paliva a jádro. Srovnání probíhalo v klíčových ukazatelích jako je: dostupnost energie, vlivy na elektrizační soustavu a náklady na provoz a výstavbu jednotlivých zdrojů. Praktická část se skládá z rozboru spotřeb energií (elektrická energie a teplo) a následného návrhu jeho zdroje. Objektem zájmu byl průmyslový podnik zabývající se mj. hutní výrobou. Roční spotřeby podniku jsou cca 7 GWh tepla a 77 GWh elektrické energie. Vzhledem k takto vysokým spotřebám je na místě uvažovat o jejich snížení. Oproti zadání došlo k rozšíření na návrh 2 zdrojů energie - fotovoltaické elektrárny (FVE) a kogenerační jednotky (KGJ).

U FVE byl proveden podrobný návrh včetně výběru kabelů, ochran a elektroinstalačního materiálu. Její výkon byl navrhnut na 1,496 MWp, přičemž k jejímu umístění byly vybrány 3 velké haly. FVE tohoto výkonu by vyšla dle provedeného návrhu na 20,2 mil. Kč. U KGJ byla provedena úvaha nad náhradou jednoho ze dvou kotlů na zemní plyn (2 x 5,2 MW) s ohledem na základní technické parametry a volbu výkonu. Byly zkoumány dvě různě velké kogenerační jednotky Quanto 1000 a Quanto 2300 od firmy TEDOM (číslo označuje elektrický výkon). Ke kogeneračním jednotkám byl navrhnut výkon doplňkových zdrojů tepla v podobě kotlů na zemní plyn menších výkonů. Jedná se o kotle M62 (2,3 MW), pro menší KGJ, a M60a (1,1 MW) pro větší KGJ, od firmy Viessmann. Celkové investiční náklady byly odhadnuty na 31,7 mil. Kč u jednotky Quanto 1000 a 50,4 mil. Kč s využitím Quanto 2300.

Ve všech případech došlo k vypočtení předpokládané výroby elektřiny a tepla (teplo u kogenerační jednotky). Následně byla provedena technickoekonomická analýza všech návrhů. Analýza byla provedena s pomocí ekonomických kritérií NPV, IRR, Ts a Tsd. V analýze bylo uvažováno s dobou hodnocení 25 let a diskontem 9 %. Výstupem analýzy je doporučení výstavby fotovoltaické elektrárny (NPV = 2 206 tis. Kč, IRR = 10,3 %) a pořízení menší kogenerační jednotky (NPV = 7 987 tis. Kč a IRR = 12,2 %). V případě fotovoltaické elektrárny se jedná o projekt, u kterého dosáhne kumulovaný diskontovaný tok hotovosti kladné hodnoty až v poslední čtvrtině doby hodnocení. Zda se projekt vyplatí bude velmi záležet na okolních vlivech. Velký vliv bude taktéž mít výše možné dotace. U větší kogenerační jednotky, i přes zvýšené ceny elektřiny oproti období před rokem 2020, nedošlo k dosažení

kladného NPV. Nadále tedy platí, že je vhodné u kogeneračních jednotek volit menší výkony pro co nejvyšší dobu provozu.

Autor konstatuje, že splnil všechny body zadání.

8 Seznam literatury

- [1] BENDA, Vítězslav, Helena DOLEŽALOVÁ aj. *Obnovitelné zdroje energie*. Praha: Profi Press, 2012. 208 s. ISBN 978-80-86726-48-9.
- [2] BENDA Vítězslav, Pavel HRZINA. *Přednášky z předmětu Solární systémy a elektrochemické zdroje (B1B13SSE1)*. FEL ČVUT v Praze, 2022.
- [3] Fakta o klimatu. *Co je Fit for 55* [online]. Brno, 2024. [cit. 02.02.2024]. Dostupné z: faktaoklimatu.cz/infografiky/fit-for-55
- [4] ODBOR KOMUNIKACE. *Počet fotovoltaických elektráren zapojených do sítě se od začátku roku 2022 více než zdvojnásobil. MPO pracuje na zjednodušení jejich povolování*. [online]. 2023. Dostupné z: <https://www.mpo.gov.cz/cz/rozcestnik/pro-media/tiskove-zpravy/pocet-fotovoltaickych-elektren-zapojenych-do-site-se-od-zacatku-roku-2022-vice-nez-zdvojnashobil--mpo-pracuje-na-zjednoduseni-jejich-povolovani--275690/>. [cit. 30.04.2024].
- [5] ENERGETICKÝ REGULAČNÍ ÚŘAD. *ROČNÍ ZPRÁVA O PROVOZU ELEKTRIZAČNÍ SOUSTAVY ČESKÉ REPUBLIKY 2022* [online]. Jihlava, 2023. [cit. 30.04.2024]. Dostupné z: <https://eru.gov.cz/zpravy-o-provozu?odvetvi=1&druh=345>.
- [6] KOČÁRNÍK Petr. *Přednášky z předmětu Strojní struktury elektráren (B1M14SSE)*. FEL ČVUT v Praze, 2022
- [7] WEISS, Jiří. 2022. *Návrh elektroinstalace bytového domu s obnovitelnými zdroji energie*. Praha. Bakalářská práce. FEL ČVUT. Vedoucí práce Vít Klein.
- [8] *PVGIS Photovoltaic Geographical Information System* [online]. Ispra: © PVGIS © European Communities, 2001-2017. 2020 [cit. 08.04.2022]. Dostupné z: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/
- [9] *2023 Levelized Cost Of Energy+*. LAZARD [online]. APRIL 12, 2023 [cit. 04.02.2024]. Dostupné z: <https://www.lazard.com/research-insights/2023-levelized-cost-of-energyplus/>
- [10] ŘEŽÁBEK Pavel. *Energetické mýty a realita* [online]. 2023 [cit. 17.12.2023]. Dostupné z: http://www.eacr.cz/miranda2/m2/dokumenty/Rerabek_Energeticke-myty-a-realita.pdf
- [11] MASTNÝ Petr a kolektiv. *Obnovitelné zdroje elektrické energie*. Praha: České vysoké učení technické v Praze, 2011. 257s. ISBN 978-80-01-04937-2

- [12] TLUSTÝ Josef a kolektiv. *Návrh a rozvoj elektroenergetických sítí*. Praha: České vysoké učení technické v Praze, 2011. 255s. ISBN 978-80-01-04939-6
- [13] LOWENSTEIN Z. Michael. *Harmonic Current and Voltage Distortion* [online]. Overland park, 2002. [cit. 1.12.2023]. Dostupné z: <https://www.ecmweb.com/content/article/20887165/harmonic-current-and-voltage-distortion>
- [14] VLADIMÍR, Korenc. *Regulace jalového výkonu u fotovoltaických elektráren* [online]. In: . Praha: PRŮMYSLOVÉ SPEKTRUM, 2012 [cit. 5.12.2023]. Dostupné z: <https://www.mmspektrum.com/clanek/regulace-jaloveho-vykonu-u-fotovoltaickych-elektraren>
- [15] KLAJČ, Zvonimir, Goran KNEŽEVIĆ, Mario PRIMORAC a Danijel TOPIĆ. *Impact of photovoltaic and biogas power plant on harmonics in distribution network*. In: IET Renewable Power Generation [online]. The Institution of Engineering and Technology, 2019, s. 110-117 [cit. 04.02.2024]. ISSN 1752-1416. Dostupné z: <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2019.0528>
- [16] TRNAVSKÝ, Jiří. *Obnovitelné zdroje a elektrizační soustava*. Online. Energie 21. Roč. 2022, č. 6. ISSN 1803-0394. [cit. 04.02.2024]. Dostupné z: <https://energie21.cz/obnovitelne-zdroje-a-elektrizacni-soustava/>
- [17] SINSEL R., Simon; RIEMKE L., Rhea a HOFFMANN H., Volker. *Challenges and solution technologies for the integration of variable renewable energy sources - a review* [online]. Renewable Energy. 2020, article 145, s. 2271-2285. ISSN 0960-1481. [cit. 04.02.2024]. Dostupné z: <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.06.147>.
- [18] IMPRAM, Semich; V. NESE, Secil a ORAL, Bülent. *Challenges of renewable energy penetration on power system flexibility: A survey*. [online]. Energy Strategy Reviews. 2020, article 31. ISSN 0960-1481. [cit. 04.02.2024]. Dostupné z: <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.esr.2020.100539>.
- [19] Kolektiv autorů. *Informační portál energetické gramotnosti* [online]. 2018 [cit. 04.02.2024]. Dostupné z: <https://www.informacni-portal.cz/>
- [20] ČEZ DISTRIBUCE. *Pravidla provozování distribuční soustavy 2023* [online]. 2023 [cit. 7.12.2024]. Dostupné z: <https://www.cezdistribuce.cz/cs/elektroenergeticka-legislativa/pravidla-provozovani-ds/pravidla-provozovani-distribucni-soustavy-2023>
- [21] STATISTA. *Average renewable electricity generation cost worldwide in 2022, by energy source(in U.S. cents per kilowatt-hour)* [online]. 2022 [cit. 4.2.2024]. Dostupné z: <https://www.statista.com/statistics/478049/global-utility-scale-electricity-generation-cost-by-resource/>

- [22] THE COPERNICUS CLIMATE CHANGE SERVICE. *Clouds and sunshine duration* [online]. 2022 [cit. 04.02.2024]. Dostupné z: <https://climate.copernicus.eu/esotc/2022/clouds-and-sunshine-duration>
- [23] KAŠINSKÝ, Jan. Jaký je potenciál využití biomasy v Česku a ve světě. In: OENERGETICE.CZ [online]. [cit. 04.02.2024]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/nazory/jaky-potencial-vyuziti-biomasy-cesku-ve-svete>
- [24] Kolektiv autorů. *Obnovitelné zdroje energie a možnosti jejich uplatnění v České republice* [online]. Praha: ČEZ, 2007 [cit. 28.12.2023]. Dostupné z: https://www.cez.cz/edee/content/file/vzdelavani/obnovitelne_zdoje_energie_a_mozno_moz_jejich_vyuziti_pro_cr.pdf
- [25] Redakce Seznam Zpráv. *Zásoby uhlí, které se dá v Česku těžit, klesají. U černého ubyly za čtyři roky o polovinu.* Seznam Zprávy [online]. 2019 [cit. 28.12.2023]. Dostupné z: <https://www.seznamzpravy.cz/clanek/zasoby-uhli-ktere-se-da-v-cesku-tezit-klesaji-u-cerneho-ubyly-za-ctyri-roky-o-polovinu-84975>
- [26] ERÚ (Energetický regulační úřad). KURZYCZ. *Loňská spotřeba plynu (rok 2022) v České republice byla nejnižší za posledních 8 let, meziročně se snížila o pětinu* [online]. 2023 [cit. 2.1.2024]. Dostupné z: <https://www.kurzy.cz/zpravy/699628-lonska-spotreba-plynu-rok-2022-v-ceske-republice-byla-nejnizsi-za-poslednich-8-let-mezirocne-se/>
- [27] BUFKA, Aleš, Jana BLECHOVÁ TOURKOVÁ, Jana VEVERKOVÁ a Miloslav MODLÍK. *Zemní plyn v České republice 2010–2020* [online]. Praha: Oddělení analýz a datové podpory koncepcí - Ministerstvo průmyslu a obchodu ČR, 2021. Dostupné z: https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/statistika/plynna-paliva/2022/1/Zemni-plyn-2010-2020_1.pdf
- [28] EUROSTAT. *Drop in EU imports of energy products in Q3 2023* [online]. Lucembursko, 2023 [cit. 26.12.2023]. Dostupné z: <https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/w/ddn-20231222-1>
- [29] STROUHAL, Jan. Ruské jaderné palivo? Závislost nehrozí, Evropa se obejde i bez něj [online]. In: . Praha: FORBES, 2023 [cit. 28.12.2023]. Dostupné z: <https://forbes.cz/ruske-jaderne-palivo-zavislost-nehrozi-evropa-se-obejde-i-bez-nej/>
- [30] STUDENTÍK, Jiří a Michal SVITAVSKÝ. *Energie větru, vody, biomasy* [online]. Brno, 2016 [cit. 28.12.2023]. ISBN 978-80-88058-08-3.
- [31] HANSLIAN, David. *Aktualizace potenciálu větrné energie v České republice z perspektivy roku 2020* [online]. Praha: Ústav fyziky atmosféry AV ČR, 2020. [cit. 5.1.2024]. Dostupné z: https://www.ufa.cas.cz/DATA/vetrna-energie/Potencial_vetrne_energie_2020.pdf

- [32] WORLD NUCLEAR ASSOCIATION. *Energy Return on Investment* [online]. březen 2020 [cit. 04.02.2024]. Dostupné z: <https://world-nuclear.org/information-library/energy-and-the-environment/energy-return-on-investment.aspx>
- [33] WORLD NUCLEAR ASSOCIATION. *Carbon Dioxide Emissions From Electricity* [online]. říjen 2022 [cit. 04.02.2024]. Dostupné z: <https://world-nuclear.org/information-library/energy-and-the-environment/carbon-dioxide-emissions-from-electricity>
- [34] VANĚK, Roman. *Regulace U/Q lokálních zdrojů v síti vn* [online prezentace]. ČEZ Distribuce, a.s. 2018. Dostupné z: <https://www.mpo.cz/assets/cz/podnikani/dotace-a-podpora-podnikani/oppik-2014-2020/aktualni-informace/2018/9/CEZ-Distribuce----Regulace-lokalnich-zdroju-U-Q.pptx>
- [35] Cena emisní povolenky (EUA). OENERGETICE.CZ [online]. 2020, 2024 [cit. 04.02.2024]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/energostat/ceny-aktualne/emisni-povolenka>
- [36] BECHNÍK Bronislav. *Nejpoužívanější pojmy ve fotovoltaice* [online]. Praha 2014. [cit. 04.03.2024]. Dostupné z: <https://oze.tzb-info.cz/fotovoltaika/11772-nejpouzivanejsi-pojmy-ve-fotovoltaice>
- [37] BECHNÍK Bronislav. *Optimální orientace a sklon fotovoltaických panelů* [online]. Praha 2014. [cit. 04.03.2024]. Dostupné z: <https://oze.tzb-info.cz/114865-optimalni-orientace-a-sklon-fotovoltaickych-panelu>
- [38] SVARC, Jason. *Most efficient solar panels 2024*. CLEAN ENRGY REVIEWS [online]. 2024 [cit. 06.03.2024]. Dostupné z: <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/most-efficient-solar-panels>
- [39] IRENA. *Geothermal Power: Technology Brief* [online]. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2017 [cit. 11.03.2024]. ISBN 978-92-9260-036-5. Dostupné z: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Aug/IRENA_Geothermal_Power_2017.pdf
- [40] ČESKÁ REPUBLIKA. Vyhláška č. 110/2022 Sb. Vyhláška o stanovení druhů a parametrů podporovaných obnovitelných zdrojů a kritérií udržitelnosti a úspory emisí skleníkových plynů pro biokapaliny a paliva z biomasy. In: Sbíрка zákonů č. 165 / 2012. Praha: Ministerstvo vnitra ČR. Ročník 2022, částka 54, s. 64. Dostupné z: https://aplikace.mvcr.cz/sbirka-zakonu/SearchResult.aspx?q=110/2022&typeLaw=zakon&what=Cislo_zakona_smlouvy

- [41] ČESKÁ REPUBLIKA. Zákon č. 165/2012 Sb. Zákon o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů. In: Sbírka zákonů č. 165 / 2012. Praha: Ministerstvo vnitra ČR. Ročník 2012, částka 59, s. 32. Dostupné z: https://aplikace.mvcr.cz/sbirka-zakonu/SearchResult.aspx?q=165/2012&typeLaw=zakon&what=Cislo_zakona_smlouvy
- [42] Seznam tepelných elektráren v Česku. Online. In: Wikipedia: the free encyclopedia. San Francisco (CA): Wikimedia Foundation, 2024. [cit. 14.05.2024]. Dostupné z: https://cs.wikipedia.org/wiki/Seznam_tepeln%C3%BDch_elektr%C3%A1ren_v_%C4%8Cesku. [cit. 2024-05-14].
- [43] RAYO ENGINEERING S.R.O. *BIOPLYN* [online]. 2020 [cit. 15.03.2024]. Dostupné z: <https://www.rayoeng.cz/jenbacher-vyuziti-biopllyn/>
- [44] KRBEK, Jaroslav a POLESNÝ, Bohumil. *Kogenerační jednotky - zřízení a provoz*. GAS. Praha: GAS, 2007. ISBN 978-80-7328-151-9.
- [45] RAEN, spol. s.r.o. *Návrh a provoz kogeneračních jednotek* [online]. 2000 [cit. 23.04.2024]. Dostupné z: <https://www.mpo-efekt.cz/cz/efekt/publikace/911>
- [46] ČESKÝ HYDROMETEOROLOGICKÝ ÚSTAV. *Denní data dle zákona 123/1998 Sb. - Průměrná denní teplota vzduchu v Ústeckém kraji* [online]. 1998, 2023 [cit. 09.04.2024]. Dostupné z: <https://www.chmi.cz/historicka-data/pocasi/denni-data/Denni-data-dle-z.-123-1998-Sb#>
- [47] TZB-INFO. *Venkovní výpočtové teploty a otopná období dle lokalit* [online]. [cit. 09.04.2024]. Dostupné z: <https://vytapeni.tzb-info.cz/tabulky-a-vypocty/25-venkovni-vypoctove-teploty-a-otopna-obdobi-dle-lokalit>
- [48] PROVOZNÍ INSTRUKCE Požadavky na regulaci, ovládání a přenos informací pro zařízení na dodávku nebo odběr elektřiny připojovaná do distribuční soustavy ČEZ Distribuce, a. s. Online. Děčín: ČEZ Distribuce, 2022. [cit. 14.05.2024]. Dostupné z: <https://www.cezdistribuce.cz/file/edee/distribuce/provozni-instrukce-regulace.pdf>.
- [49] PROVOZOVATELÉ DISTRIBUČNÍCH SOUSTAV. *PRAVIDLA PRO PARALELNÍ PROVOZ VÝROBEN A AKUMULAČNÍCH ZAŘÍZENÍ SE SÍTÍ PROVOZOVATELE DISTRIBUČNÍ SOUSTAVY PŘÍLOHA 4* [online]. 2022. [cit. 14.05.2024]. Dostupné z: https://www.cezdistribuce.cz/file/edee/distribuce/ppds/ppds-2022_priloha-4.pdf.
- [50] MUDRUŇKOVÁ, Anna. *Elektroenergetika 1*. [online]. Praha. 2016. [cit. 14.05.2024]. ISBN 978-80-88058-81-6. Dostupné z: <https://publi.cz/books/260/Cover.html>
- [51] VOTAVA Jan, Zdeněk MÜLLER. *Přednášky a cvičení z předmětu B1M15PPE1 - Prvky a provoz elektroenergetických soustav (B1M15PPE1)*. FEL ČVUT v Praze, 2022.

- [52] MEMODO s.r.o. *Legislativní hranice výkonu FVE z hlediska různých povolení* [online]. Praha 2024, 21. února 2024. [cit. 14.05.2024]. Dostupné z: <https://www.memodo.cz/m/novinky/legislativni-hranice-vykonu-fve-z-hlediska-ruznych-povoleni/>.
- [53] ŠUBRT, Roman. *Učebnice specialisty – Energetický audit a energetický posudek* [online]. Praha: AES, 2015. Dostupné z: <https://www.mpo-efekt.cz/cz/efekt/publikace/71258>.
- [54] VAŠÍČEK Jiří, Tomáš KRÁLÍK. *Přednášky a cvičení z předmětu Ekonomika elektroenergetiky (B1M16EKE1)*. FEL ČVUT v Praze, 2023.
- [55] MOBLER. *JINKO Tiger Neo N-type 570W Silver Frame 22.07%. JKM570N-72HL4-V* [online]. 2024. [cit. 14.05.2024]. Dostupné z: https://www.mobler.cz/jinko-tiger-neo-n-type-570w-black-frame-22-07--jkm570n-72hl4-v/?variantId=271977&gad_source=1&gclid=CjwKCAjw-OwBhBnEiwAgwzrUiSVj7rqCL-f_wswNtdo7pNBIMqnT_E15K5EWUp1dl6o6_eDj4jRoCRjMQAvD_BwE.
- [56] Q-ELEKTRIK. *SADA 16 - PRO 2 PANELY 540W, FALCOVÁ STŘECHA* [online]. 2024. [cit. 14.05.2024]. Dostupné z: <https://elektro.q-elektrik.cz/sada-16-pro-2-panely-540w-falcova-strecha>.
- [57] HAKEL. *S LPS, kde je dodržena přeskoková vzdálenost „s“* [online]. 2024. [cit. 14.05.2024]. Dostupné z: <https://www.hakel.com/solution-s-lps-kde-je-dodrzena-preskokova-vzdalenost-s-22975#D>.
- [58] DEK. *Svodič přepětí DC T2 Hakel HSA PV 1000 M S* [online]. 2024. [cit. 14.05.2024]. Dostupné z: <https://www.dek.cz/produkty/detail/8502500630-hakel-svodic-prepeti-hsa-pv-1000-m-s-typ-t2>
- [59] MOBLER. *Solax X3-FTH-(80-150)K* [online]. 2024. [cit. 14.05.2024]. Dostupné z: https://www.mobler.cz/jinko-tiger-neo-n-type-570w-black-frame-22-07--jkm570n-72hl4-v/?variantId=271977&gad_source=1&gclid=CjwKCAjw-OwBhBnEiwAgwzrUiSVj7rqCL-f_wswNtdo7pNBIMqnT_E15K5EWUp1dl6o6_eDj4jRoCRjMQAvD_BwE.
- [60] K&V ELEKTRO A.S. *Odpínač válcových pojistek CH10x38 gPV ETI EFH 10 DC 2P 1000VDC 25A 002540203* [online]. 2024. [cit. 14.05.2024]. Dostupné z: <https://www.kvelektro.cz/odpinac-valcovych-pojistek-ch10x38-gpv-eti-efh-10-dc-2p-1000vdc-25a-002540203-p1690349>. [cit. 2024-05-14].

- [61] K&V ELEKTRO A.S. *Pojistka válcová ETI CH10x38 gPV 16A 1000VDC pro fotovoltaické systémy 002625081* [online]. 2024. [cit. 14.05.2024]. Dostupné z: <https://www.kvelektro.cz/pojistka-valcova-eti-ch10x38-gpv-16a-1000vdc-pro-fotovoltaicke-systemy-002625081-p1635283>
- [62] SCHRACK. *Jistič výkonový, typ A, 3-pólový, 25kA, 160A* [online]. 2024. [cit. 14.05.2024]. Dostupné z: <https://www.schrack.cz/eshop/jistic-vykonovy-typ-a-3-polovy-25ka-160a-mc116131.html>
- [63] SCHRACK. *Řadový rozvaděč AC IP55, 1křídle dveře, 2000 x 800 x 400 mm* [online]. 2024. [cit. 14.05.2024]. Dostupné z: <https://www.schrack.cz/eshop/skrine-pro-rozvadec-a-rozvodnice/prumyslove-stojanove-rozvadec-a-prislusenstvi/radove-skrine-pro-rozvadec-ac/jednokridle-bez-montazni-desky-v-x-s-x-h/radovy-rozvadec-ac-ip55-1kridle-dvere-2000-x-800-x-400-mm-ac208041.html>
- [64] SCHRACK. *Vypínač 3-pólový, 160A s možností výbavy* [online]. 2024. [cit. 14.05.2024]. Dostupné z: <https://www.schrack.cz/eshop/jistici-a-ochranne-pristroje/jistice-vykonove-a-vypinace/vypinace-mc-pevne-provedeni/vypinace-mc-velikost-1-3-polove/vypinac-3-polovy-160a-s-moznosti-vybavy-mc116035.html>
- [65] SCHRACK. *Vypínací spoušť 208-250V AC/DC pro MC1* [online]. 2024. [cit. 14.05.2024]. Dostupné z: <https://www.schrack.cz/eshop/jistici-a-ochranne-pristroje/jistice-vykonove-a-vypinace/vykonove-jistice-mc-pevne-provedeni/vykonove-jistice-mc-velikost-1-prislusenstvi/vypinaci-spoust-208-250v-ac-dc-pro-mc1-kabel-3-m-mc199744.html>
- [66] KOVE TOOLS. *PROJOY Odpínač PL120S-21 pro 4 moduly* [online]. 2024. [cit. 14.05.2024]. Dostupné z: <https://www.kovetools.cz/solarni-systemy/projoy-odpinac-pl120s-21-pro-4-moduly/>
- [67] KOVE TOOLS. *PROJOY ovládací skříňka PEFS-PCY-S-60 k odpínačům PEFS* [online]. 2024. [cit. 14.05.2024]. Dostupné z: <https://www.kovetools.cz/solarni-systemy/projoy-ovladaci-skrinka-pefs-pcy-s-60-k-odpinacum-pefs/>
- [68] EEX. *EEX - PXE CZECH POWER FUTURES* [online]. 2024. [cit. 02.05.2024]. Dostupné z: <https://www.eex.com/en/market-data/power/futures#%7B%22snippetpicker%22%3A%2219%22%7D>.
- [69] EEX. *EEX - VTP CZECH NATURAL GAS FUTURES* [online]. 2024. [cit. 02.05.2024]. Dostupné z: <https://www.eex.com/en/market-data/natural-gas/futures#%7B%22snippetpicker%22%3A%22304%22%7D>

- [70] ZHOU, Huangluolun; DAHLEM, Elena a SCHMITT, Alex. EU Energy Outlook to 2060: power prices and revenues predicted for wind, solar, gas, hydrogen + more [online]. Energypost.eu. 2023. [cit. 02.05.2024]. Dostupné z: <https://energypost.eu/eu-energy-outlook-to-2060-power-prices-and-revenues-predicted-for-wind-solar-gas-hydrogen-more/>.
- [71] PROFÍ SERVIS. *Mytí fotovoltaických panelů* [online]. Litomyšl. 2024. [cit. 14.05.2024]. Dostupné z: <https://www.profi-servis.cz/sluzby/myti-fotovoltaickych-panelu>
- [72] KŘÍŽ, Michal. *Otázky a odpovědi z elektrotechnické praxe - otázka 2*. Online. ELEKTRO. Roč. 2021, č. 12. [cit. 14.05.2024]. Dostupné z: <http://www.odbornecasopisy.cz/elektro/casopis/tema/otazky-a-odpovedi-z-elektrotechnicke-praxe--10469>.
- [73] SOLAR SOLUTION. *Ceník služeb a oprav FVE pro rok 2020* [online]. Liberec. 2024. [cit. 14.05.2024]. Dostupné z: <https://solar-solution.cz/cenik-sluzeb-a-oprav-fve-pro-rok-2018/>
- [74] ČESKÁ NÁRODNÍ BANKA. *Prognóza ČNB – zima 2024* [online]. 2024, aktualizováno 8. 2. 2024 [cit. 25.03.2024]. Dostupné z: <https://www.cnb.cz/cs/menova-politika/prognoza/>
- [75] RES+ č. 1/2024 – *Fotovoltaické elektrárny 10 kW – 5 MW s vlastní spotřebou* [online]. DOTACE-FONDY.EU. 2024. [cit. 16.05.2024]. Dostupné z: <https://dotace-fondy.eu/modernizacni-fond-res>.

9 Seznam příloh

Příloha 1: FVE (spotřeby a ekonomika) (.xlsx)

Příloha 2: KGJ (spotřeby a ekonomika) (.xlsx)

Příloha 3: Zapojení FVE (.pdf)