

České vysoké učení technické v Praze  
Elektrotechnická fakulta  
Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd



# Off-grid hybridní systém zásobování energií

Diplomová práce

Autor: Bc. Daniel Szántai  
Vedoucí práce: Ing. Tomáš Králík

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management  
Study subprogram: Ekonomika řízení energetiky



České vysoké učení technické v Praze  
Fakulta elektrotechnická

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

## ZADÁNÍ DIPLOMOVÉ PRÁCE

Student: Daniel **Szántai**

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

Název tématu: Off-grid hybridní systém zásobování elektrickou energií

Pokyny pro vypracování:

- identifikovat a popsat dostupná technická řešení off-grid systémů pro výrobu elektřiny
- popsat off grid systém ve vybrané lokalitě z pohledu požadavků na dodávku elektrické energie (požadovaný diagram dodávky)
- navrhnout variantně off grid systém pro dodávku elektrické energie pro vybranou lokalitu
- vybrat optimální variantu z technicko-ekonomického pohledu

Seznam odborné literatury:

Surkov, M. Lukutin, B. : Alternative power sources, Tomsk Polytechnic University Publishing House, 2013

REHTANZ, Christian. Autonomous systems and intelligent agents in power system control and operation. New York: Springer, 2003. Power systems. ISBN 3-540-40202-0.

Rural Electrification with PV Hybrid Systems: Overview and Recommendations for Further Deployment [online]. 1. IAE, 2013. ISBN 978-3-906042-11-4.

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

Platnost zadání: do konce zimního semestru akademického roku 2017/2018

L.S.

*Prof. Ing. Jaroslav Knápek, CSc.*  
vedoucí katedry

*Prof. Ing. Pavel Ripka, CSc.*  
děkan

V Praze dne 19.10.2016



## **Pod'akovanie**

Moja vďaka patri vedúcemu práce, Ing. Tomášovi Králikovi, za odbornú a metodickú pomoc pri koncipovaní tejto práce, za jeho rady a pripomienky, ktoré boli pre mňa cenným prínosom.

Záverom musím poďakovať svojej rodine, za to, že mi boli vždy oporou a podporovali ma behom celého štúdia.



# Prehlásenie

Prehlasujem, že som predloženú prácu vypracoval samostatne, a že som uviedol všetky informačné zdroje v súlade s Metodickým pokynom o etickej príprave vysokoškolských záverečných prác.

Beriem na vedomie, že sa na moju prácu vzťahujú práva a povinnosti vyplývajúce zo zákona č. 121/2000 Sb., autorského zákona, v znení neskorších predpisov, a skutočnosť, že České vysoké učení technické v Praze má právo na uzatvorenie licenčnej zmluvy o použití tejto práce ako školského diela podľa § 60 ods. 1 autorského zákona.

V Prahe, dňa 4. januára 2017

.....

Czech Technical University in Prague  
Faculty of Electrical Engineering  
Tomsk Polytechnic University  
Institute of Power Engineering

© 2017 Daniel Szantai. All rights reserved.

*This thesis is school work as defined by Copyright Act of the Czech Republic and the Russian Federation. It has been submitted at Czech Technical University in Prague, Faculty of Electrical Engineering and at Tomsk Polytechnic University, Institute of Power Engineering. The thesis is protected by the Copyright Act and its usage without author's permission is prohibited (with exceptions defined by the Copyright Act).*

**Citation of this thesis:**

Szantai, Daniel. *Off-grid energy system for energy supply*. Master's thesis. Czech Technical University in Prague, Faculty of electrical engineering, 2017.



## **Abstrakt**

Diplomová práca je zameraná návrh hybridnej energetickej stanice pre obec ležiacu oblasti bez pripojenia na centrálnu elektrickú sieť. Cieľom práce je modifikácia samostatne stojacej dieselovej stanice na hybridnú energetickú stanicu. Práca obsahuje dve automatizované ekonomické modely pre minimalizáciu spotreby dieselovej stanice a maximalizáciu čistej súčasnej hodnoty hybridnej stanice pozostávajúcu z dieselových generátorov a fotovoltaických panel. Obe tieto optimalizačné modely sú aplikované na spotrebné charakteristiky konkrétnej osady v decentralizovanej oblasti, avšak návrh modelov umožňuje ich využitie pri akejkoľvek modifikácii dieselovej stanice na hybridnú využívajúcu solárnu energiu.

## **Kľúčové slová**

hybridný systém zásobovania energiou, autonómny odberateľ , off-grid systém, dieselová stanica

## **Abstract**

The master thesis focuses on the development to hybrid power system for the needs of village located in decentralized power supply. The goal of the thesis is a modification of the off-grid power station using one source, to hybrid power station. Thesis contains two automatized economical models for minimalization consumption of the stand-alone diesel power station and maximizing net present value for hybrid system, which consists from diesel generators and photovoltaic panels. Both models were applied on specifical village in decentralized zone, but design of these models allow the application for any modifications of diesel power station to hybrid station, that consist of diesel generators and solar energy.

## **Key words**

hybrid power supply system, autonomous consumer, rural area, off-grid systém, diesel generators unit



# Obsah

Úvod.....	1
1 Úvod do problematiky.....	3
1.1 Definícia off-grid systémov .....	3
1.2 Využitie off-grid systémov .....	3
1.2.1 Definovanie problémov elektrifikácie.....	3
1.2.2 Úloha off-grid systémov v procese elektrifikácie .....	5
1.3 Zhrnutie .....	6
2 Off-grid systémy.....	7
2.1 Rozdelenie off-grid systémov.....	7
2.1.1 Podľa využívania akumulačnej jednotky .....	7
2.1.2 Podľa počtu zdrojov .....	7
2.2 Prehľad off-grid technológií .....	8
2.2.1 Spaľovacie agregáty .....	8
2.2.2 Fotovoltaické panely .....	9
2.2.3 Malé veterné turbíny .....	10
2.2.4 Malé vodné turbíny .....	12
2.2.5 Technicko-ekonomické porovnanie off-grid OZE technológií.....	12
2.2.6 Ostatné dostupné technológie.....	14
2.3 Zhrnutie .....	15
3 Vymedzenie projektu.....	16
3.1 Definovanie segmentu off-grid technológií v Rusku .....	16
3.1.1 Úloha off-grid systémov v elektrifikácii .....	16
3.1.2 Nákladová analýza prevádzky off-grid systémov .....	17
3.1.3 Štátna podpora hybridných systémov .....	18
3.2 Definovanie rozhodovateľa .....	19
3.3 Definovanie makroekonomických ukazovateľov.....	20
3.4 Základné informácie o projekte .....	21
3.5 Určenie potenciálu obnoviteľných zdrojov .....	22
3.5.1 Solárna energia .....	22
3.5.2 Veterná energia .....	23
3.5.3 Vodná energia .....	25
3.6 Zhrnutie .....	25

4	Analýza nulovej varianty.....	27
4.1	Spotreba elektrickej energie .....	27
4.1.1	Ročná spotreba .....	27
4.1.2	Zaťaženie v sieti .....	28
4.2	Výroba elektrickej energie.....	30
4.2.1	Charakteristiky dieselových generátorov .....	31
4.2.2	Obmedzenia dieselových generátorov .....	33
4.3	Optimalizácia mernej spotreby dieselovej stanice.....	33
4.3.1	Obmedzujúce podmienky.....	34
4.3.2	Popis procesu optimalizácie .....	34
4.3.3	Výsledky optimalizácie .....	36
4.4	Určenie dlhodobej nákladovej štruktúry dieselovej stanice .....	37
4.4.1	Definovanie merných nákladov .....	37
4.4.2	Nákladová štruktúra prevádzky.....	37
4.5	Zhrnutie .....	39
5	Návrh hybridnej stanice.....	41
5.1	Definovanie scenárov užitia .....	41
5.2	Definovanie modelu pre návrh hybridnej stanice.....	43
5.2.1	Vstupné dáta modelu.....	43
5.2.2	Obmedzujúce podmienky.....	44
5.3	Výsledky optimalizácie .....	46
5.3.1	Nákladová analýza optimálnej varianty hybridnej stanice.....	48
5.3.2	Schéma zapojenia optimálnej varianty.....	49
5.4	Citlivostné analýzy .....	50
5.4.1	Závislosť na zmene ceny paliva .....	50
5.4.2	Závislosť na nákladoch za transport paliva.....	51
5.4.3	Závislosť na miere inflácie.....	51
5.5	Zhrnutie .....	52
6	Záver.....	53
	Dodatok A – Bibliografia.....	55
	Dodatok B – Zoznam použitých skratiek.....	59
	Dodatok C – Prílohy.....	60
	Dodatok D – Obsah priloženého CD.....	70

## Zoznam tabuliek

Tabuľka 1 – Porovnanie technicko-ekonomických ukazovateľov technológií OZE používaných v off-grid systémoch .....	13
Tabuľka 2 – Porovnanie štátom garantovanej maximálnej ceny za kilowatthodinu v Rusku .	18
Tabuľka 3 – Charakteristiky dieselových generátorov. ....	31
Tabuľka 4 – Vstupné podmienky pre proces optimalizácie mernej spotreby stanice. ....	34
Tabuľka 5 – Minimálne merné spotreby paliva a pre jednotlivé kombinácie generátorov.....	36
Tabuľka 6 – Identifikované scenáre zapojenia hybridnej stanice .....	43
Tabuľka 7 – Charakteristiky solárnych panelov využitých pri návrhu hybridnej stanice.....	43
Tabuľka 8 – Charakteristiky meničov využitých pri návrhu hybridnej stanice. ....	44
Tabuľka 9 – Vstupné podmienky pre proces návrhu hybridnej stanice.....	45
Tabuľka 10 – Zhrnutie parametrov využitých pri výpočte NPV .....	46
Tabuľka 11 – Porovnanie investičných nákladov pre rôzne konfigurácie hybridnej stanice...	47
Tabuľka 12 – Porovnanie ekonomickej efektívnosti definovaných scenárov.....	47
Tabuľka 13 – Výber optimálneho návrhu hybridnej stanice.....	48



## Zoznam obrázkov

Obrázok 1 – Mapa rozloženia sveta podľa stupňa elektrifikácie. ....	4
Obrázok 2 – Rozloženie energetických staníc v projekte <i>WEM</i> podľa typu pripojenia .....	5
Obrázok 3 – Klasifikácia technológií pri off-grid systémoch .....	7
Obrázok 4 – Znázornenie zvýšenia spotreby u malých a stredných generátorov .....	9
Obrázok 5 – Inštalovaný výkon malých veterných turbín v rokoch 2009-2020. ....	11
Obrázok 6 – Porovnanie investičných nákladov a LCOE pre technológie OZE .....	14
Obrázok 7 – Mapa Ruska podľa stupňa elektrifikácie .....	16
Obrázok 8 – Mapa energetickej sústavy Tomského regiónu .....	21
Obrázok 9 – Znázornenie priemernej dennej intenzity žiarenia a podiel difúzneho žiarenia ..	22
Obrázok 10 – Mapa veterného potenciálu pre Tomský región .....	23
Obrázok 11 – Distribučná funkcia vetra - Lisitsa .....	24
Obrázok 12 – Mapa potenciálu vodnej energie pre Tomský región .....	25
Obrázok 13 – Ročné rozdelenie spotreby elektriny pre Lisitsu .....	27
Obrázok 14 – Typový diagram denného zaťaženia pre stredne veľké vidiecke osady .....	28
Obrázok 15 – Diagram denného zaťaženia - Lisitsa .....	29
Obrázok 16 – Diagram trvania zaťaženia - Lisitsa.....	30
Obrázok 17 – Schéma zapojenia dieselovej stanice - Lisitsa.....	31
Obrázok 18 – Spotrebné charakteristiky dieselových generátorov - Lisitsa.....	32
Obrázok 19 – Zobrazenie priebehu optimalizácie prevádzky dieselovej stanice.....	35
Obrázok 20 – Nákladová štruktúra dieselovej stanice - Lisitsa .....	38
Obrázok 21 – Časový vývoj nákladov u dieselovej stanice - Lisitsa .....	39
Obrázok 22 – Závislosť inštalovaného výkonu PV časti na prebytku energie - Lisitsa .....	42
Obrázok 23 – Nákladová štruktúra hybridnej stanice - Lisitsa .....	49
Obrázok 24 – Časový vývoj nákladov hybridnej stanice - Lisitsa.....	49
Obrázok 25 – Závislosť NPV na raste cien motorovej nafty .....	51
Obrázok 26 – Závislosť NPV na veľkosti nákladov za transport paliva.....	51
Obrázok 27 – Závislosť NPV na reálnej diskontnej úrokovej miere .....	52





# Úvod

Zabezpečenie elektrickej energie pre ťažko prístupné oblasti, a oblasti s nízkou hustotou obyvateľstva ostáva v niektorých regiónoch sveta zásadným problémom aj v 21. storočí. Pre rozvoj týchto oblasti sa stalo nutnosťou poskytnutie cenovo dostupných energetických produktov obyvateľstvu. Primárnym riešením problému dodávky elektriny pre tieto oblasti sa stalo inštalovanie energetických staníc v blízkosti miesta spotreby. Veľké vzdialenosti môžu ale pri týchto oblastiach viesť k výraznému zvýšeniu finančnej náročnosti pri generovaní, predovšetkým, ak samostatne stojace stanice nevyužívajú na výrobu lokálne zdroje. Táto práca sa pokúsi prispieť k riešeniu problému elektrifikácie týchto oblastí tým, že vytvorí ekonomický model na návrh optimálneho variantu hybridnej stanice. Práve využívanie lokálnych zdrojov pri decentralizovaných energetických stanicích je najefektívnejším spôsobom ako eliminovať vysoké náklady výrobu elektriny.

Cieľom práce je návrh hybridnej stanice pre osadu Lisitsa nachádzajúcu sa v izolovanej oblasti Sibíri. Táto oblasť má pre jej obrovskú rozlohu a nízku hustotu obyvateľstva, zásadný problém s poskytovaním elektriny pre oblasti izolované od centrálnej elektrickej sústavy.

Pri návrhu hybridnej stanice bude snaha vytvoriť univerzálny model, ktorý by mohol byť aplikovateľný na energetické stanice využívajúce obdobné zdroje ako hybridná stanica v Lisitsi. Tento model by mal byť schopný, nezávisle na zasahovaní do výpočtov, iba na základe zmeny vstupných dát určiť návrh hybridného systému.

Pre zostavenie komplexného technicko-ekonomického modelu je potrebná dobrá orientácia v oblasti off-grid technológií. Úvodná časť práce preto obsahuje odborné rešerše na túto tému. Prvá kapitola obsahuje stručný úvod do problematiky off-grid energetických systémov. Druhá časť práce je venovaná popisu technológií využívaných v decentralizovaných energetických stanicích. Nakoľko navrhovaný model bude posudzovať ekonomickú efektívnosť inštalovania hybridnej stanice je tretia kapitola zameraná na definovanie právno-ekonomického prostredia hybridných systémov v Rusku, a predovšetkým na identifikovanie možných podporných mechanizmov pre inštaláciu týchto staníc. Nakoľko sa pri návrhu pre Lisitsu nejedná o návrh novej stanice, ale modifikáciu existujúcej dieselovej stanice na hybridnú, bude pred začatím práce nutná podrobná analýza výroby v tejto stanici. Tejto analýze je venovaná štvrtá kapitola. Táto analýza bude tvoriť nulovú variantu, od ktorej bude následný návrh hybridnej stanice odvodzovaný. Nasledujúca kapitola obsahuje návrh optimalizačného modelu a jeho implementáciu na vstupné dáta pre Lisitsu. Každá kapitola na konci obsahuje stručné zhrnutie toho, čo bolo v spomenutej kapitole dosiahnuté, a ako budú tieto poznatky využívané v ďalšom priebehu práce.

Táto práca bola napísaná v rámci *Double Degree študijného programu* medzi univerzitami *Tomsk Polytechnic University* a *Českým vysokým učením technickým v Prahe*. Jej náplň a forma je koncipovaná tak, splňala náležitosti Diplomových prác na oboch týchto univerzitách.



# 1 Úvod do problematiky

## 1.1 Definícia off-grid systémov

Princíp off-grid systémov je alternatívnym spôsobom zabezpečenia energie alebo inej služby pre objekty, v ktorých nie je ekonomicky či technicky možné zabezpečenie tejto služby prostredníctvom centrálnych inžinierskych sietí. Objekt môže byť týmto spôsobom autonómny vo vzťahu k centrálnej dodávke elektrickej energie, plynu, vody, či vo vzťahu k iným sieťam ako je napríklad kanalizácia. V tomto dokumente bude ale na termín off-grid systém nahliadané výhradne z pohľadu dodávky elektrickej energie.

Pre tento typ systémov sa v odbornej literatúre používa mnoho termínov. Najpoužívanejšími sú:

- off-grid systém;
- samostatne stojaca energetická stanica (angl. *Stand-alone power system* – SAPS);
- ostrovny systém;
- systém decentralizovanej dodávky energie.

Off-grid systémy sú energetické jednotky, kde výroba a distribúcia nemá žiadnu iteráciu s ostatnými jednotkami. Systémy sú preto budované vždy v súčinnosti a na základe požiadaviek konečného odberateľa, nakoľko sa stáva primárnym, a vo väčšine prípadov aj jediným užívateľom systému. Všeobecne by off-grid stanica mala spĺňať nasledujúce podmienky:

- minimalizuje cenu el. energie a riziko jej zmeny;
- zaručuje stálosť a kvalitu dodávky el. energie pri rôznych výrobných situáciách a rôznom dopyte;
- minimalizuje závislosť dodávky el. energie od zmeny externých faktorov.

## 1.2 Využitie off-grid systémov

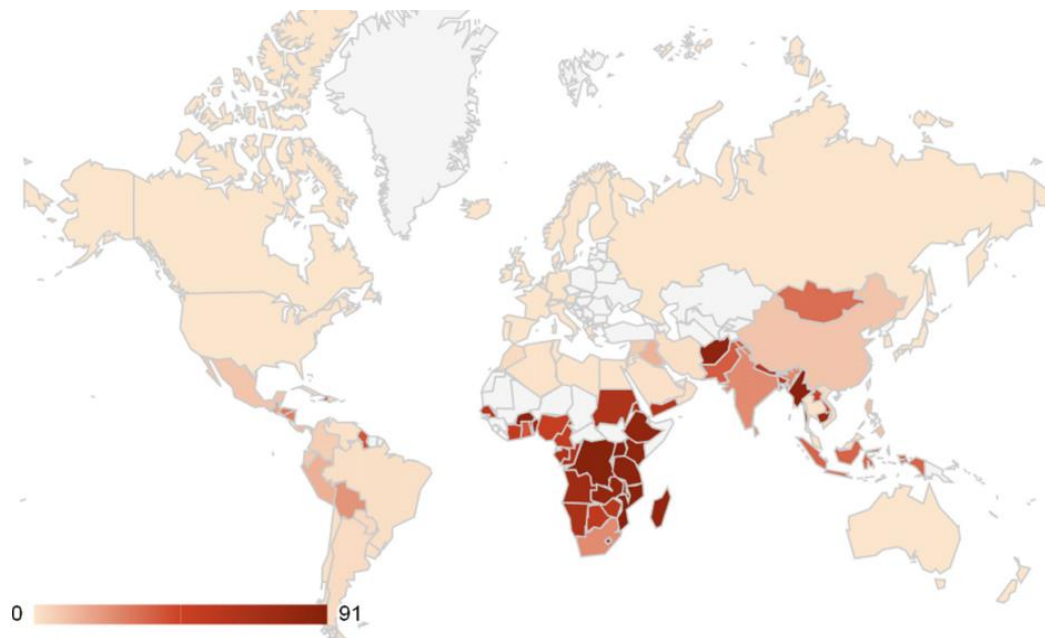
### 1.2.1 Definovanie problémov elektrifikácie

Podľa správy *International Energy Agency (IEA)* z roku 2015, viac ako 1,2 miliardy ľudí - 17% zo svetovej populácie - nemalo v roku 2013 prístup k elektrickej energii. Takmer 80% z týchto ľudí žije vo vidieckych oblastiach, pre ktoré je prístup k centrálnej elektrickej sústave komplikovanejší.[1]

Na obr. 1 sú zobrazené percentuálne podiely ľudí, ktorí nemajú prístup k elektrine v rôznych krajinách po celom svete. Takmer 95% z týchto ľudí žije v subsaharskej Afrike a rozvojových krajinách Ázie, ktoré popri technologickej zaostalosti zažívajú v poslednom desaťročí aj výrazný nárast pôrodnosti. Zvýšené percento ľudí bez prístupu k elektrickej energii je zaznamenané aj v krajinách či regiónoch s veľkým percentom obyvateľstva žijúcim v riedko osídlených vidieckych oblastiach ako sú severné časti Kanady, Mongolsko, Kazachstan, či ázijská časť Ruska.

Jednotná definícia vidieckych oblastí neexistuje, ale vo všeobecnosti sa jedná o regióny s nízkou hustotou osídlenia, pričom za najdôležitejšie aspekty charakterizujúce

životnú úroveň v nich sa považujú: slabý prístup k vzdelaniu, sociálnej i zdravotnej starostlivosti a bránenie technologickému progresu spôsobené primárne zlým prístupom k zdrojom energie. Zvyšovanie prístupu k cenovo dostupným a spoľahlivým energetickým službám je základným predpokladom k eliminácii týchto problémov a zlepšeniu životnej úrovne v týchto regiónoch.



Obrázok 1 – Mapa zobrazujúca percento obyvateľstva bez prístupu k elektrickej energii v krajinách sveta. [2]

*The world energy model (WEM)*[2], ktorý v roku 2009 predstavila agentúra *IEA* sa sústreďí na stratégiu celosvetového boja s problémom elektrifikácie v období rokov 2010 až 2030. Na jej základe má každoročne získať prístup k elektrine 26 miliónov ľudí.<sup>1</sup> Na toto obdobie bolo vyčlenených 275 miliárd USD, čo predstavuje priemernú ročnú investíciu do elektrifikácie na úrovni 13 mld. USD (327,5 mld. CZK<sup>2</sup>). [1] Vzhľadom na vývin svetovej populácie to má viesť k zvýšeniu dostupnosti elektriny z 81% v roku 2009 na 88% v roku 2030. Problémom zostáva, že znižovanie veľkosti populácie bez prístupu k elektrine sa bude diať primárne pomocou elektrifikácie zaostalých a ľudnatých krajín. Demonštrovať sa to dá na základe údajov z [2,3]. V roku 2015 získalo prístup k elektrine 84 miliónov ľudí, no iba 11% z tohto čísla predstavujú obyvatelia vidieckych oblastí. Na základe vykonaných analýz bude po skončení projektu *WEM* 86-88% ľudí bez elektriny pochádzať z vidieckych oblastí.

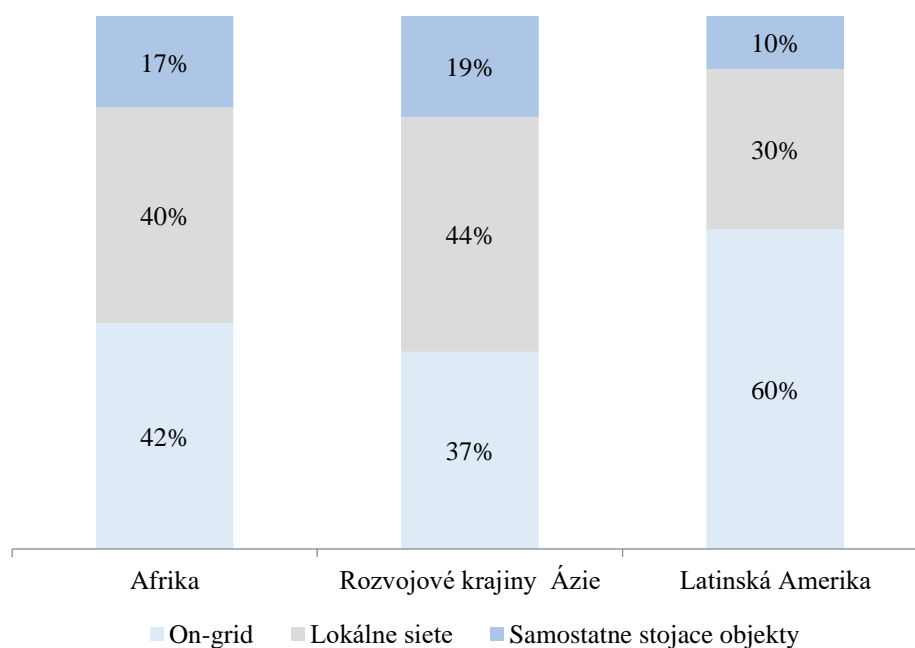
<sup>1</sup> Prístup k elektrine sa stal súčasťou základných ľudských práv v roku 2005. [4]

<sup>2</sup> Kurz ruského rubľa sa od r. 2013 radí k najmenej stabilným svetovým menám. Zmena menového kurzu by mohla v budúcnosti spôsobiť znehodnotenie výsledkov tejto práce a tak aj napriek tomu, že projekt optimalizácie off-grid systému je určený pre vidiecku oblasť v Rusku bude v tomto dokumente primárne využívaná Česká koruna (CZK). Autor sa domnieva, že to povedie k lepšej orientácii vo výsledkoch, a k ľahšiemu vzťahnutiu finančných záverov na české podnikateľské prostredie. Prepočty sú vykonané na základe menového kurzu *XE Exchange Rate* zo dňa 19.10.2016. Rubel (RUB) je prepočítaný na základe hodnoty 2,6322 za CZK a americký dolár (USD) za 25,206 CZK.

## 1.2.2 Úloha off-grid systémov v procese elektrifikácie

Hlavné faktory určujúce koncepciu riešenia problému elektrifikácie na úrovni štátnych aparátov sú: veľkosť populácie bez prístupu k elektrine, veľkosť ES, infraštruktúra, dostupnosť regionálnych energetických zdrojov a nákladová náročnosť jednotlivých foriem dodávky elektriny. Tieto faktory viedli k vzniku dvoch základných stratégií riešenia problému elektrifikácie. Prvou je rozširovanie elektrickej sústavy tzv. on-grid systém, druhým je systém distribuovanej výroby energie tzv. off-grid systém.

Metóda rozširovania ES je v súčasnosti aplikovaná hlavne v rozvojových krajinách, v ktorých je stále veľké percento ľudí bez prístupu k elektrine. V týchto prípadoch nie je jej absencia vyvolaná geografickým problémom, ale predovšetkým problémom demografickým. Málo technologicky rozvinuté krajiny, ktoré na viac zažívajú populačnú explóziu, nemajú dostatok vlastných energetických zdrojov, a preto ich musia dovážať, čo zvyšuje cenu, a tým znižuje prístupnosť elektriny. Hlavným dôvodom uplatnenia on-grid stratégie je slabá energetická infraštruktúra, ktorá je v týchto krajinách iba v procese tvorby. To znamená, že v rozvojových krajinách nie sú cieľové skupiny málo osídlené geograficky rozptýlené oblasti, ale rýchlo sa rozširujúce mestá so zlou, prípadne žiadnou energetickou infraštruktúrou. Výstavba nových liniek a rozširovanie ES sa tak vzhľadom na veľkosť dopytu stáva najefektívnejším riešením.



Obrázok 2 – Percentuálne rozloženie elektrickej energie, ktorá bude do roku 2030 zabezpečená v rámci projektu WEM, podľa oblastí a typu pripojenia.[5]

Naopak najvýhodnejšou stratégiou pre vidiecke oblasti sa stal systém decentralizovanej dodávky elektrickej energie. Ide o stratégiu budovania výrobných jednotiek (off-grid staníc) v blízkosti miesta odberu. Tým vznikajú energetické ostrovy, ktoré nie sú závislé na polohe k centrálnej elektrickej sústave. Z procesu dodávky elektriny tak vypadáva jeho kritický bod. Pri tejto stratégii sú výroba a distribúcia zvyčajne prispôbené špecifickým miestnym potrebám v oblasti energetiky. Preto je pri týchto

systémoch dôležité rozlišovať či ide o zásobovanie jedného blízkeho spotrebiteľa, alebo sa jedná o viac nezávislých spotrebiteľov prostredníctvom lokálnej siete.

Na Obrázok 2 sú zobrazené percentuálne podiely podľa regiónov a spôsobu poskytovania energie v rámci projektu *WEM*. Výsledky boli publikované agentúrou *IRENA* na základe dát zverejnených v [5]. Odhaduje sa, že v oblastiach, ktoré sú v súčasnosti bez elektrickej energie bude až 60% energie v roku 2030 produkovaná off-grid energetickými stanicami. Miernu prevahu budú mať oproti domácim systémom stanice napájajúce lokálne siete.

### **1.3 Zhrnutie**

Off-grid systémy sú alternatívnym spôsobom zabezpečenia elektrickej energie pre oblasti, v ktorých nie je z technicko-ekonomických dôvodov možné pripojenie na centrálnu elektrickú sieť. Koncept je založený na minimalizácii nákladov na vybudovanie a správu pripojenia na centrálnu sieť tým, že elektrinu zabezpečujú energetické stanice v blízkosti miesta spotreby. Tento koncept je celosvetovo vo vidieckych oblastiach jediným efektívnym riešením pre dodávku elektriny, a to bez rozdielu, či sa jedná o napájanie lokálnych sietí, alebo samostatne stojacich objektov.

## 2 Off-grid systémy

V tejto kapitole budú opísané základné delenia off-grid systémov. Budú predstavené výhody a nevýhody jednotlivých technológií používaných v týchto systémoch, ktoré poskytnú lepší základ pre praktický návrh systému.

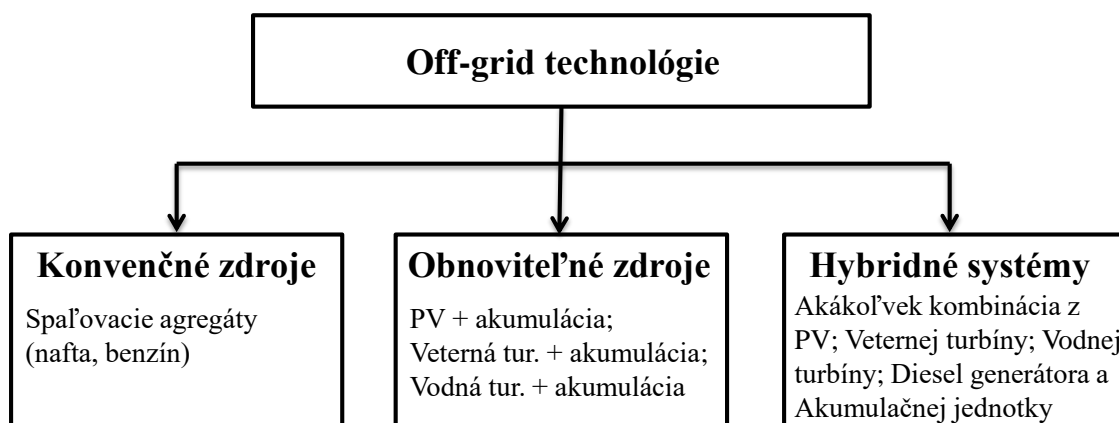
### 2.1 Rozdelenie off-grid systémov

#### 2.1.1 Podľa využívania akumuláčnej jednotky

Jedným z najzákladnejších rozdelení off-grid systémov je na základe využívania akumuláčnej jednotky. Výsledok tohto rozdelenia úzko súvisí s počtom a typom energetických zdrojov, z ktorých je energia v systéme vyrábaná. Takzvané priame systémy (angl. *Direct systems*) musia využívať minimálne jeden stabilný a dobre ovládateľný zdroj, aby boli schopné efektívne pracovať pri rôznych typoch zaťaženia a vyrovnávať aj krátkodobé výkyvy v sieti. Tento variant je jedinou možnosťou pri systémoch s veľkým inštalovaným výkonom (typicky nad 100 kW), u ktorých z ekonomických dôvodov nie je možná akumulácia energie pre pokrytie období s nízkou produkciou nestabilného zdroja. K používaniu batérií dochádza predovšetkým pri inštalovaní OZE u samostatne stojacich objektov.

#### 2.1.2 Podľa počtu zdrojov

Na základe počtu zdrojov rozlišujeme dva typy systémov a to systém využívajúci jeden zdroj, alebo tzv. hybridné systémy využívajúce viac zdrojov (angl. *Hybrid power systems* – HPS). U systémov s jedným zdrojom ešte rozlišujeme, či sa jedná o konvenčné alebo obnoviteľné zdroje energie. Podrobné rozdelenie technológií používaných v jednotlivých kategóriách je zobrazené na Obrázok 3.



Obrázok 3 – Klasifikácia výrobných technológií pri off-grid systémoch.(voľný preklad [6])

Off-grid systémy využívajúce jeden konvenčný zdroj zostávajú najlepším variantom pre ad-hoc projekty dodávky elektrickej energie. V drvivej väčšine prípadov sa jedná o systémy využívajúce agregáty spaľujúce naftu alebo benzín. Takéto systémy sa môžu

vyskytovať od menších prenosných jednotiek až po veľké celky (typicky do 2 MW). U tohto typu elektrocentrál ide väčšinou o priame systémy, ktoré využívajú riadiacu jednotku (angl. *Genset controller*) regulujúcu chod generátorov na základe záťaže. Technicko-ekonomické charakteristiky týchto systémov sú dané charakteristikami používaných generátorov, ktoré budú podrobne opísané v podkapitole 2.2.1.

Systémy využívajúce jeden obnoviteľný zdroj predstavujú riešenie, ktoré využívaním lokálnych zdrojov nielenže nahrádza pripojenie k centrálnej sieti, ale na rozdiel od konvenčných staníc nevedie k vzniku nových dopravných liniek pre transport paliva. Právě redukciov prevádzkových nákladov dokážu byť konkurencieschopné a môžu ponúknuť nižšiu cenu za kilowatt hodinu ako konvenčné zdroje. Majú aj výrazne pozitívnejší dopad na životné prostredie. Hlavným nedostatkom je používanie nestabilných stochastických zdrojov, ktoré vylučujú inštaláciu týchto staníc bez využitia akumuláčnych jednotiek. Technológie využívané pri týchto typoch energetických staníc budú opísané v podkapitolách 2.2.2, 2.2.3 a 2.2.4.

Najsofistikovanejším z dostupných riešení je kombinácia viacerých zdrojov v HPS systéme. Nakoľko má každý dostupný zdroj, či každá technológia pozitíva i negatíva, pri ich vhodnej kombinácii je možné navzájom eliminovať možné riziká a znížiť celkové náklady na výrobu elektriny. Zdroje môžu operovať spoločne, alebo môže sekundárny zdroj pracovať iba v dobe odstavenia primárneho. Tieto systémy nemusia nutne využívať akumuláčne jednotky. Práve naopak, najrozšírenejším variantom je kombinácia nestabilného zdroja pracujúceho pri minimálnych prevádzkových nákladoch, so zdrojom pracujúcim pri vyšších nákladoch, ale schopným podávať stabilný výkon s krátkou dobou spustenia.

## 2.2 Prehľad off-grid technológií

### 2.2.1 Spaľovacie agregáty

Spaľovacie agregáty boli v prvotnej fáze elektrifikácie ťažko prístupných oblastí považované za najlepšie riešenie.[6] Nárast ich používania nastal v posledných dvoch dekádach minulého storočia. K hlavným výhodám patria nízke investičné náklady, krátka a nenáročná inštalácia, nezávislosť na externých faktoroch, a hlavne flexibilita pri poskytovaní výkonu.

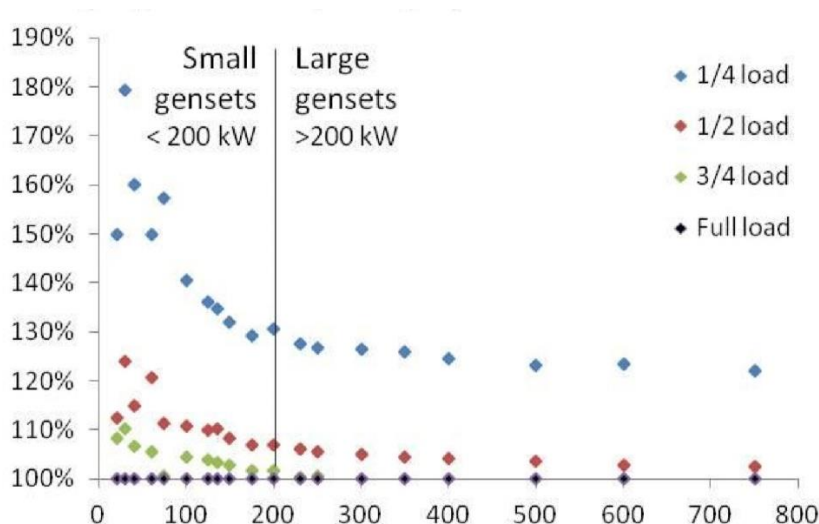
Dieselové generátory majú nižšie náklady na inštalovaný kilowatt v porovnaní so zvyšnými technológiami využívanými v off-grid systémoch. [7] Sú to ale prevádzkové náklady, ktoré robia z dieselových generátorov najdrahšiu variantu pre výrobu el. energie. Tie zahŕňajú predovšetkým vysoké náklady na palivo a jeho prepravu, ktorá môže pri odľahlejších oblastiach predstavovať dodatočné náklady až do výšky 100% ceny paliva.[6] Komplikovaný transport vedie k potrebe uskladňovať veľké množstvo pohonných hmôt pre minimalizáciu frekvencie dodávky a zabezpečenie problémových období (obdobie dažďov, zimné mesiace a pod.).

Veľký pozor je pri inštalovaní dieselových generátorov nutné dávať na správne nadimenzovanie systému. Na Obrázok 4 sú zobrazené spotrebné charakteristiky malých dieselových generátorov. Generátory, špeciálne tie s výkonom pod 200 kW, zaznamenávajú výrazné navýšenie spotreby paliva na vyrobenú kWh pri nízkej úrovni zaťaženia. Preto by mali byť primárne využívané pri zaťažení vyššom ako je 50% z nominálneho výkonu.



Je nutné brať do úvahy, že kategória generátorov využívaných v off-grid systémoch (neobmedzená ročná doba prevádzky a schopnosť pracovať pri rôznych úrovniach záťaže) by podľa normy ISO-8528-1:2005 nemala byť využívaná pri priemernom ročnom zaťažení väčšom ako 70% nominálneho výkonu.[8]

Medzi nevýhody patrí veľký dopad na životné prostredie. Dieselové generátory majú napríklad v priemere na každú vyrobenú kilowatt hodinu o 0,7 kilogramu vyšší príspevok oxidu uhličitého ako fotovoltaické panely.[6]



Obrázok 4 – Grafické znázornenie zvýšenia spotreby u malých a stredných generátoroch v závislosti na úrovni záťaže.[9]

## 2.2.2 Fotovoltaické panely

Solárna energia je najrozšírenejším obnoviteľným zdrojom energie na svete. Súčasný technologicky pokrok dáva nádej, že solárna energia v budúcnosti nahradí veľkú časť energie z fosílnych palív. V off-grid module má zásadnú výhodu v tom, že nie je tak výrazne závislá na lokálnych špecifikách ako vodné a veterné turbíny.

K hlavným výhodám fotovoltaických panelov patrí nenáročná inštalácia a údržba, nízke prevádzkové náklady a životnosť 20-25 rokov. PV systémy neobsahujú žiadne pohyblivé časti, ktoré by vydávali rušivý zvuk a ich vplyv na životné prostredie je minimálny. Jedinými emisiami, ktorými sa podieľajú na znečistení ovzdušia, sú tie vyprodukované pri výrobe a doprave. Za najväčšie pozitívum je považovaná priama úmera medzi plochou fotovoltaických panelov a ich produkciou, čo v off-grid module umožňuje väčšiu flexibilitu pri dimenzovaní systému v porovnaní s inými technológiami OZE. Môže tak byť použitá aj pri domácnostiach s veľmi nízkou spotrebou.

Základným limitujúcim faktorom využitia fotovoltaických panelov je závislosť na intenzite slnečného žiarenia. Aj napriek technologickému vývoju majú panely účinnosť okolo 16%, čo prakticky vylučuje efektívne využívanie solárnej energie touto technológiou v oblastiach s priemernou ročnou hodnotou žiarenia pod 250 wattov na meter štvorcový.[9] Ďalším limitujúcim faktorom je doba denného svitu. Solárnu energiu tak v off-grid systéme s jedným zdrojom nie je možné využívať bez prítomnosti akumuláčného zariadenia z dôvodu

zabezpečenia dodávky elektriny v nočných hodinách a pri nízkej produkcii. Cena týchto batérií závisí na celkovej kapacite, ale priemerne sa pohybuje v intervale 300-500 USD/kWh (viď 2.2.6), k ďalším nevýhodám ich použitia patria výrazné straty<sup>3</sup> a nižšia doba životnosti.<sup>4</sup>

V drvivej väčšine prípadov sa akumulčné jednotky používajú aj pri HPS využívajúcich solárnu energiu. Výnimku tvoria systémy, v ktorých je solárna energia iba doplnkovým zdrojom. V takých prípadoch je možné poddimenzovaním a kombináciou s regulovateľným zdrojom dosiahnuť konfiguráciu systému, ktorá umožní využívanie solárnej energie v ostrovnom režime bez akumulácie energie.

Pri zásobovaní samostatných objektov musí byť zdroj energie umiestnený v blízkosti miesta spotreby, a práve plnenie tejto podmienky je základnou výhodou solárnej energie. Úroveň slnečného žiarenia je totiž rovnaká v takmer všetkých miestach oblastí. Naproti tomu pre využitie vodnej energie je nutná umiestnenie v blízkosti riek, veterná energia je závislá na umiestnení bez prekážok v prevládajúcom smere vetra, čo pri použití u jedného objektu predstavuje výrazný limitujúci faktor. Najrozšírenejší z fotovoltaických aplikácií je SHS (angl. *Solar home system*), používaný pre pripojenie domácnosti, a koncipovaný tak, aby spĺňal ich požiadavky na elektrinu. V súčasnosti táto aplikácia poskytuje elektrinu miliónom ľudí, konkrétne množstvo užívateľov je ale ťažké odhadnúť. Iba v Číne a Bangladéši sa vlády rozhodli reagovať na populačný rast vo vidieckych oblastiach tým, že od roku 2008 inštalovali 400 000 resp. 500 000 takýchto staníc.[10] Náklady na jednu kilowatt hodinu pri SHS sa pohybujú od 0,45 USD/kWh až po 2,1 USD/kWh v závislosti na mnohých faktoroch ako sú: štátna podpora, inštalovaný výkon, konfigurácia systému, klíma, či sila slnečného žiarenia.[6,11]

Napájanie lokálnych sietí ponúka pre vodné a veterné turbíny väčší priestor pre výber vhodnej lokality, čím sa stráca výhoda dostupnosti solárnej energie. V týchto prípadoch už nie je možné explicitne označiť solárnu energiu za najľahšie dostupný zdroj. Výskum *Energy for suitable development* [1] ukázal, že oproti veterným a malým vodným elektrárnám sú off-grid fotovoltaické stanice ekonomicky menej výhodné, a to v prípade, že sa jedná o miesta, kde majú všetky spomenuté typy zdrojov vysoký potenciál. V týchto lokalitách štúdia odporúča využívanie malých vodných elektrární, pretože ich náklady na kilowatt hodinu sú v priemere o 15% nižšie ako v prípade fotovoltaických elektrární.

### 2.2.3 Malé veterné turbíny

Počas posledných dvoch dekád zažila veterná energia výrazný posun vpred, ako po stránke konštrukčných vlastností, tak po stránkach minimalizácie investičných nákladov a celosvetovej rozšírenosti.

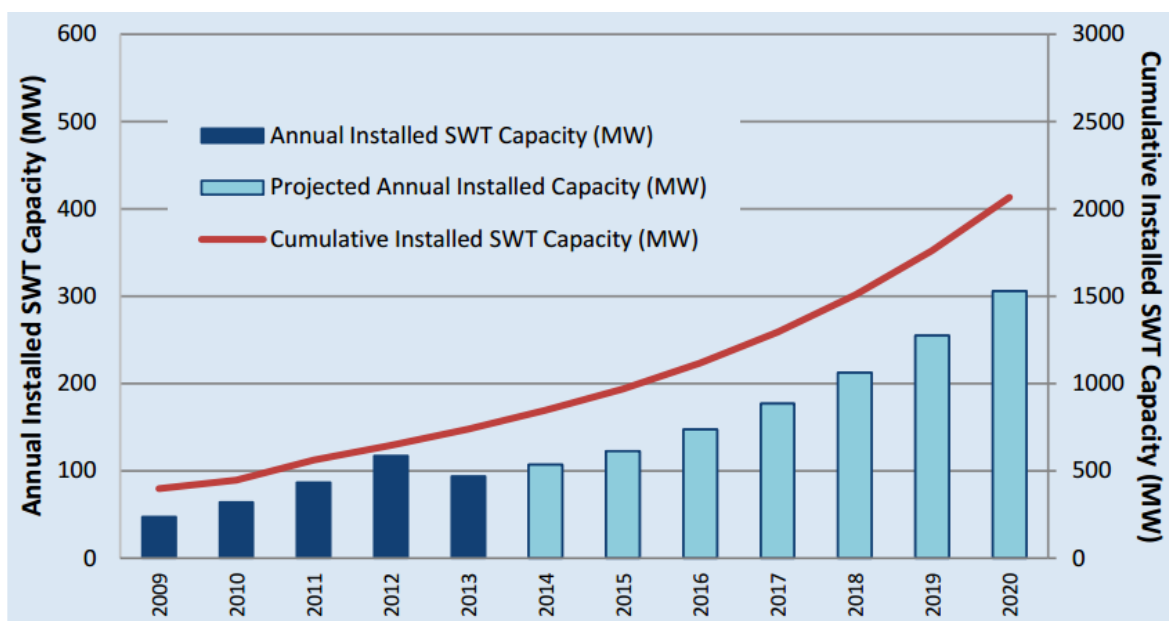
Aj keď neexistuje žiadna oficiálna definícia, za malé veterné turbíny sú všeobecne považované tie s kapacitou do 100 kW.[10] V roku 2013 bol celkový inštalovaný výkon týchto turbín 755 MW (viď Obrázok 5), podiel týchto turbín z celosvetového inštalovaného výkonu veterných elektrární tak bol iba 0,14%. Tento podiel by mal roku 2020 dosiahnuť

---

<sup>3</sup> Niektoré štúdie uvádzajú, že straty v akumulačných jednotkách predstavujú až 40% z celkových strát PV stanice.[6]

<sup>4</sup> Životnosť je závislá predovšetkým na počte a hĺbke vybíjania. V priemere sa doba životnosti pohybuje okolo 10-15 rokov. [12]

0,48% a celkový inštalovaný výkon malých veterných turbín by mal presiahnuť 2 GW.[13] Najväčšími trhmi pre malé veterné turbíny sú USA, Veľká Británia a Čína.



Obrázok 5 – Vývoj celkového inštalovaného výkonu u malých veterných turbín v rokoch 2009-2020.[15]

Malé veterné turbíny dosahujú životnosť až 20-25 rokov, podobne ako dieselové generátory produkujú striedavý prúd, majú nízke náklady na údržbu a minimálny vplyv na životné prostredie. V porovnaní s veľkými veternými turbínami majú vyššie investičné náklady na inštalovaný kilowatt a výrazne nižší priemerný koeficient ročného užitia. Investičné náklady u týchto turbín sa líšia v závislosti na konkurencii na trhu a faktoroch ovplyvňujúcich inštaláciu (terén, dostupnosť a pod.). Priemerná cena v USA je 4400 USD/kW, v Kanade 5430 USD/kW, v Číne sa cena pohybuje do 3000 USD/kW - samozrejme v závislosti na kvalite a spoľahlivosti.[14]

LCOE<sup>5</sup> malých veterných elektrární sa pohybuje rozmedzí 0,15 USD/kWh od 0,35 USD/kWh, odhadované náklady na údržbu sú v intervale 0,01-0,05 USD/kWh.[13] Zníženie nákladov na vyrobenú kilowatt hodinu sa nezaobíde bez zvýšenia ročného užitia a zníženia inštalčných nákladov. Len týmto spôsobom je možné dosiahnuť celosvetovo nárastu využívania malých veterných turbín.

Veterná energia patrí k najmenej stabilným a najhoršie predikovateľným zdrojom energie a jej použitie v ostrovnom režime je tak podmienené využitím batérií. Možnosti využitia veternej energie v off-grid systémoch sú taktiež obmedzené veterným potenciálom lokality. Mále horizontálne veterné turbíny (angl. *Horizontal axial wind turbine* - HAWT) potrebujú priemernú ročnú rýchlosť vetra aspoň na úrovni 4 m/s, u vertikálnych turbín (angl. *Vertical axial wind turbine* - VAWT) je hodnota o niečo nižšia (cca. 3,5 m/s). Z toho dôvodu sú u domácich staníc preferovanejšie VAWT, ktoré začínajú generovať elektrinu pri nižších rýchlostiach vetra. Tiež majú nižšiu hlučnosť a nižšie inštalčné náklady na kilowatt ako

<sup>5</sup> Priemerné standardizované náklady na vyrobenú kWh. V tomto dokumente sú všetky hodnoty tohto ukazovateľa citované zo správ IEA alebo vypočítané podľa nimi používaného vzorca [16].

HAWT.<sup>6</sup> Naopak napojenie na lokálnu sieť ponúka väčšiu možnosť výberu lokality bez prekážok v prevládajúcom smere vetra, pri napájaní lokálnych sietí dochádza k častejšiemu použitiu HAWT.

#### 2.2.4 Malé vodné turbíny

Globálne je dnes vodná energia najdôležitejším obnoviteľným zdrojom energie. V rozvinutých krajinách je ale potenciál zvyšovania využitia vodnej energie pre produkciu elektriny obmedzený. Odhaduje sa, že využívaním potenciálu v rozvojovom svete produkcia elektriny z vodných zdrojov dosiahne svoj limit na úrovni 40 000 TWh ročne.[6]

Pojmom malé vodné turbíny sú v slovenčine označované najmenšie typy vodných turbín s inštalovaným výkonom do 100 kW. Na napájanie domácností sa používajú turbíny s výkonom do 5 kW (angl. *Pico-hydro turbine*). U napájaní lokálnych sietí sú používané turbíny s inštalovaným výkonom od 5 do 100 kW (angl. *Micro-hydro turbine*).

Vodná energia patrí medzi najstaršie využívané typy energie. Behom vývoja boli postupne odstraňované limity, a tak dnes už konštrukcia vodných turbín neposkytuje veľa možností na modifikáciu za úmyslom zlepšenia výkonu. Ich účinnosť totiž momentálne dosahuje až 90%, a preto na rozdiel od veterných turbín a fotovoltaických panelov, u ktorých vývoj neustále mení preferované technológie a súčiastky, nie je u vodných turbín problém definovať najpoužívanejšie typy. Pre inštaláciu v off-grid režime to sú: *Pico Power Pack*, *Peltrix turbine*, *Stream Engine*, *Turgo turbine*, *PowerPal* a priečne prietokové turbíny.[6]

Hlavnou ekonomickou výhodou malých vodných elektrární je vysoká rentabilita investovaného kapitálu. Náklady na inštalovaný kilowatt sa pohybujú od 1300-4000 USD. LCOE je podľa dát z roku 2012 medzi 0.02-0.27 USD/kWh. Výhodou je aj jednoduchá prevádzka a údržba, všeobecne sa náklady za ňu pohybujú ročne na úrovni 1-6 % z obstarávacej ceny.[16]

Malé vodné elektrárne sú najstabilnejším z obnoviteľným zdrojov používaným v off-grid systémoch. Z krátkodobého hľadiska sa ich výkon považuje za konštantný. K jeho výkyvom dochádza len minimálne. Z dlhodobého hľadiska môže dochádzať k výkyvom v produkcii elektriny vplyvom sezónnych faktorov. Výhodou v ťažko prístupných oblastiach môže byť možnosť zostrojiť si vodnú turbínu svojpomocne.

Napriek vyspelosti tejto technológie ostáva najväčším problémom u vodných turbín prietok vody a zmena vodnej hladiny vplyvom sezónnych udalostí. V období sucha je výroba elektriny minimálna, na druhej strane v období dažďov musia byť turbíny odstavené, aby sa zabránilo ich poškodeniu. Práve skutočnosť, že produkcia elektriny je závislá na prietoku a vodnom spáde geograficky limituje využívanie malých vodných turbín.

Na rozdiel od ostatných zdrojov OZE na uvedenie malej vodnej elektrárne do prevádzky sú potrebné väčšie stavebné práce (porovnateľné iba s osadením stožiara pri veterných turbínach).

#### 2.2.5 Technicko-ekonomické porovnanie off-grid OZE technológií

Porovnanie základných technicko-ekonomických ukazovateľov technológií využívajúcich obnoviteľne zdroje v ostrovnom režime (inštalovaných v priebehu rokov 2012-

---

<sup>6</sup> Pri zachovaní výšky stožiara.

2014) môžete vidieť v Tabuľka 1. Všetky použité dáta pochádzajú z výročných správ agentúry IRENA.

Tabuľka 1 – Porovnanie technicko-ekonomických ukazovateľov technológií OZE používaných v off-grid systémoch a inštalovaných v r.20012-2014. (spracované na základe [13,17,18])

		Typ obnoviteľného zdroja energie		
		Fotovoltaický panely [17]	Malé veterné turbíny <sup>a)</sup> [13]	Malé vodné turbíny [17]
Technické parametre	Typ prúdu	DC	AC	AC
	Koeficient ročného užitia	10-35%	25-35%	25-95%
	Typ zdroja	nestabilný	nestabilný	stabilný z krátkodobého hľadiska; náchylný na sezónne zmeny
	Externý faktor	dĺžka denného svitu; sila slnečného žiarenia	rýchlosť vetra	prietok; vodný spád
	Inštalovaná kapacita	FV panely [18] 219 297 MW	<10kW [13] 755 MW	<1MW [18] 31 046 MW
	Produkcia (r.2015) [17]	188 073 GWh		109 881 GWh
Ekonomické parametre	LCOE	0,08-0,38 USD/kWh	0,15-0,35 USD/kWh	0,02-0,10 USD/kWh pre malé tur. <sup>b)</sup> 0,08-0,27 USD/kWh pre Pico-hydro
	Prevádzkové náklady	0,03-0,05 USD/kWh	0,01-0,05 USD/kWh	1-6% p.a. z obstarávacej ceny <sup>b)</sup>
	Inštalčné náklady	1700-5200 USD/kW	3100-4400 USD/kW <sup>c)</sup>	1300-8000 USD/kW

a) Zahŕňa turbíny do 100kW

b) Zahŕňa turbíny do 20MW. [13]

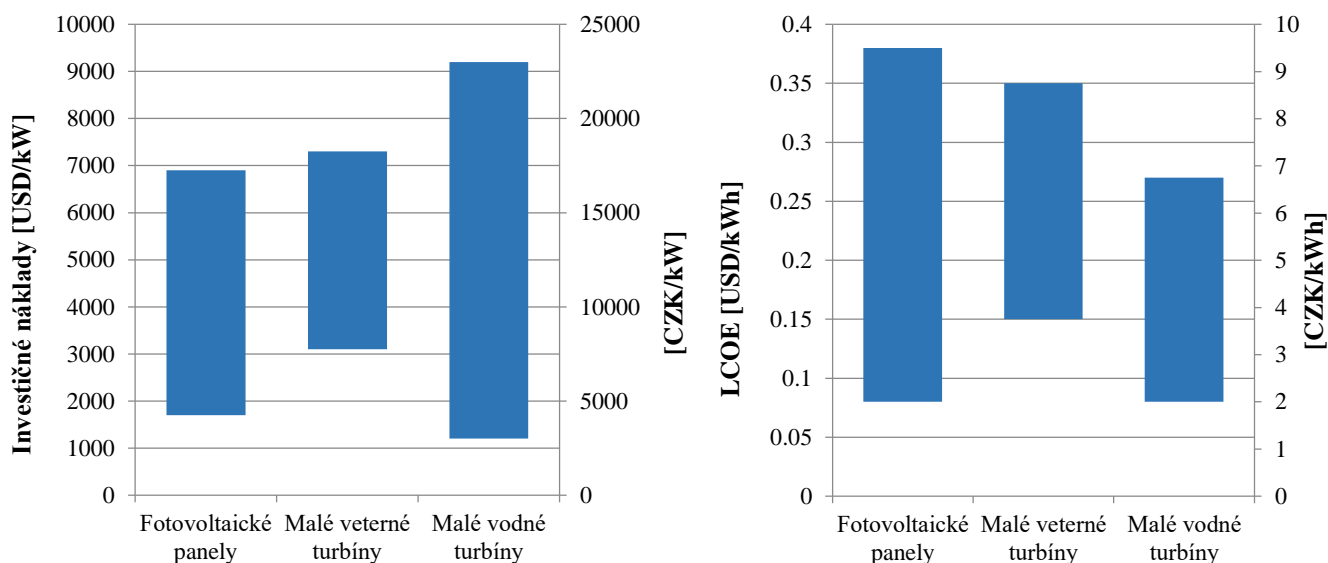
c) Cenový interval za inštalovaný kW v Európe. [13]

Z technických parametrov sa vymyká predovšetkým koeficient ročného užitia malých vodných turbín, ktorý môže dosiahnuť až 95%. To je dôvod prečo môžu byť vodné elektrárne teoreticky inštalované aj bez akumulácie jednotky. Z technického hľadiska bude preto v prípade dostupnosti všetkých spomenutých zdrojov najefektívnejšie využiť vodnú elektrárňu. Ďalšou výnimkou je nízky inštalovaný výkon u malých veterných turbín, ktorý celosvetovo neprekročil jeden gigawatt. Spôsobuje to komplikovaná predikovateľnosť zdroja, ktorá pri off-grid systémoch predstavuje ešte väčší problém ako pri on-grid riešení.

V odbornej literatúre sú zväčša prevádzkové náklady OZE určované ako percentuálny podiel z obstarávacej ceny. Prevádzkové náklady tak sú považované za fixné nakoľko nie sú závislé na výrobe energie. Agentúra IRENA u solárnych paneloch a veterných turbín uvádza prevádzkové náklady ako variabilnú zložku nákladov. Tento typ definovania nákladov u OZE je považovaný za diskutabilný. V prípade, že je potenciál zdroja v jednej oblasti výrazne vyšší ako v druhej, zákonite to bude znamenať, že má táto stanica výrazne vyššie prevádzkové náklady (spôsobené vyššou produkciou). Napríklad u solárnych panelov ale nie je zrejmé, čo by reálne také zvýšenie nákladov malo vyvolať.

Pre lepšiu ilustráciu ekonomických ukazovateľov boli vypracované grafy zobrazené na Obrázok 6. V grafoch sú porovnané štandardizované náklady na vyrobenú kilowatthodinu a investičné náklady na inštalovaný kilowatt pre jednotlivé technológie využitia OZE v off-grid systémoch. Pri zostavení týchto grafov boli použité dáta zverejnené spoločnosťou IRENA, ktoré určujú pri akých hodnotách boli celosvetovo inštalované tieto technológie

v rokoch 2012-2014. Presnejšie stanovenie hodnôt nie je celosvetovo možné poskytnúť. Investičné náklady aj LCOE sú totiž výrazne ovplyvnené veľkým množstvom vstupných parametrov.



Obrázok 6 – Porovnanie investičných nákladov (vľavo) a LCOE (vpravo) u technológií používaných v off-grid systémoch a inštalovaných v rokoch 2012-2014. (spracované na základe [13,17,18])

## 2.2.6 Ostatné dostupné technológie

Jedným z najväčším rozdielov medzi energetikou a ostatnými odvetviami je doba návratnosti investícií. Tá sa aj u malých decentralizovaných systémov pohybuje v radoch desiatok rokov. V takto dlhom intervale je možné predpokladať pokročilý vývoj nových technológií, či zmenu parametrov u v súčasnosti dostupných riešení. Preto je pri inštalácii nutné počítať s možnosťou odloženia inštalácie hlavne na základe analýzy v budúcnosti dostupných riešení.

Z novo vyvíjaných produktov môžu výrazne zmeniť situáciu v odvetví off-grid systémov malé modulárne reaktory. Ich vývoj je celosvetovo vo fáze dokončovania napr. firmami *Toshiba*, *Westinghouse*, *Babcock & Wilcox* či *Hyperion*. Ich základnou výhodou bude podávanie konštantného výkonu, lepšia regulovateľnosť a eliminácia dodávok paliva. Aj napriek tomu, že nebudú využívané lokálne zdroje, prevádzkové náklady budú minimálne, nakoľko palivo bude nutné meniť približne raz za 30 rokov. Produkt by na viac poskytoval možnosť využitia zbytkového tepla. Podľa *Toshiby* by mal ich reaktor vyrábať elektrinu pri cene okolo 0,05-0,07 USD/kWh pri inštalčných nákladoch 2500 USD/kW. Momentálne dochádza k pilotným inštaláciám takýchto staníc, a v stredne dlhom období sa dá počítať s výrazným nárastom ich využívania v decentralizovanom systéme dodávania energie.[19]

Veľkú zmenu prinesie bezpochyby aj vývoj v oblasti akumulčných zariadení. Táto technológia už je niekoľko rokov dostupná, ale jej cena zatiaľ limituje používanie na situácie, v ktorých nie je dostupné iné riešenie – teda hlavne na domáce stanice. Zvýšenie finančnej dostupnosti týchto zariadení by odstránilo problém s využívaním nestabilných zdrojov

v ostrovnom režime. Agentúra IEA v roku 2015 zverejnila štúdiu v ktorej odhaduje, že cena za kWh klesne do roku 2025 na polovicu súčasne ceny.[20]

Najväčší potenciál pre vidiecke oblasti a tým pádom aj pre off-grid systémy má lesná biomasa (drevo, drevné produkty a drevný odpad). Problémom systémov na splyňovanie biomasy je nedostatočne rozvinutá predajná a servisná sieť vo vidieckych oblastiach a rozvojových krajinách, ako aj fakt, že na rozdiel od ostatných zdrojov OZE je potrebná obsluha zariadenia.

## 2.3 Zhrnutie

V minulosti boli v oblasti off-grid systémov preferované stanice využívajúce spaľovacie agregáty. Oproti výstavbe prenosovej sústavy výrazne znižovali investičné náklady, na druhej strane ich používanie znamenalo veľké prevádzkové náklady, spojené predovšetkým so zabezpečením paliva. V súčasnosti sa tento typ výroby elektriny používa najmä pri ad-hoc projektoch.

Po celosvetovom nástupe OZE sa do popredia dostalo sofistikovanejšie riešenie využívajúce viacero zdrojov. Tzv. hybridné systémy kombinovaním výroby z viacerých zdrojov energie dokážu eliminovať prevádzkové náklady, pričom sú schopné aj splňať výkon požadovaný od konečného užívateľa. Nevýhodou ostáva nákladnejšia inštalácia v porovnaní s dieselovými stanicami, a nutnosť podrobnej technicko-ekonomickej analýzy. Pri použití obnoviteľných zdrojov je totiž potrebné rátať s vplyvom vonkajších faktorov, ktoré neumožňujú zovšeobecnenie riešenia a jeho široko využiteľnú aplikáciu, ale vyžadujú prípadovú štúdiu pri každom nasadení systému. Najpoužívanejšou kombináciou zdrojov v HPS je kombinácia stochastického lokálneho zdroja (OZE) so stabilným zdrojom schopným pracovať pri rôznych úrovniach záťaže a nezávislom na vonkajších faktoroch (typicky dieselové generátory).

### 3 Vymedzenie projektu

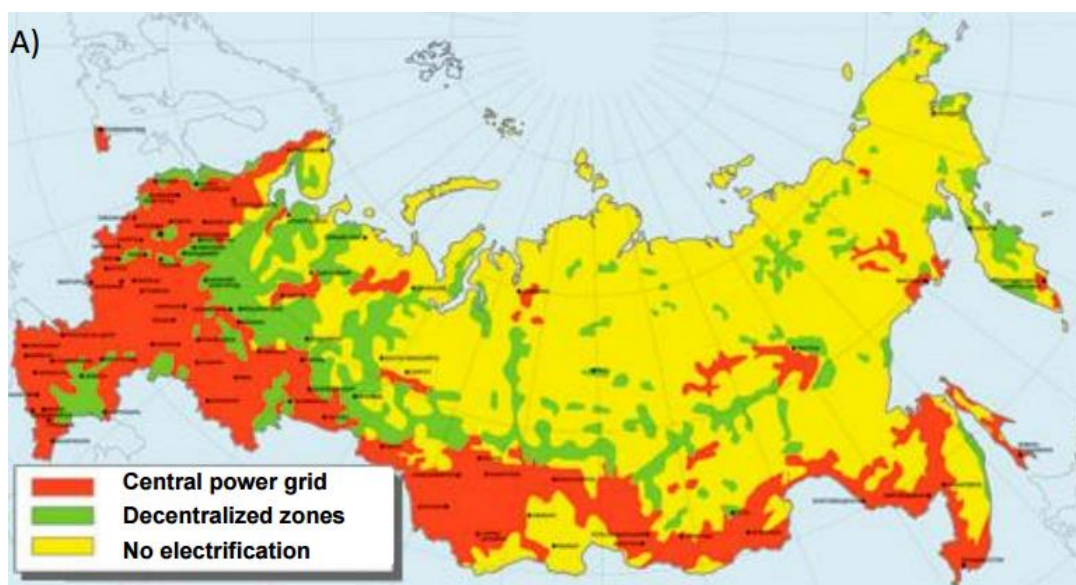
V tejto kapitole bude definované ekonomicko-právne prostredie off-grid systémov v Rusku, bude analyzovaná ponuka a dopyt po týchto systémoch a budú identifikované podporné mechanizmy a legislatívne predpisy pre inštaláciu hybridných systémov.

V druhej časti kapitoly budú opísané základné informácie o vidieckej oblasti pre ktorú je návrh hybridnej stanice určený. Taktiež v nej budú definované potenciály obnoviteľných zdrojov pre danú lokalitu.

#### 3.1 Definovanie segmentu off-grid technológií v Rusku

##### 3.1.1 Úloha off-grid systémov v elektrifikácii

Podľa údajov Svetovej banky je v Ruskej Federácii bez elektrickej energie menej ako pol percenta obyvateľov. [21] Rovnaká správa zároveň uvádza, že už v roku 1990 bol stupeň elektrifikácie Ruska 98 %, čo by sa dalo považovať za diskutabilný údaj hlavne na základe mapy zobrazenej na Obrázok 7. Tá ukazuje rozloženie územia Ruska podľa stupňa elektrifikácie z roku 2005. Na jej základe pokrýva centrálna elektrická sieť iba necelých 40% územia Ruska.



Obrázok 7 – Mapa Ruska podľa stupňa elektrifikácie.[22]

Dôvodom geografickej obmedzenosti centrálnej elektrickej sústavy v Rusku je silne nehomogénne rozloženie obyvateľstva, ktoré zabraňuje efektívne inštalovaniu ES vo veľkej časti Sibíra, a v arktických oblastiach. Ďalším dôvodom je konfigurácia ES. Tá je z veľkej časti ovplyvnená Leninovým programom elektrifikácie, na ktorý následne nadviazalo centralistické plánovanie za čias Sovietskej éry. Strategický program pozostával z rozširovania mestských elektrických sietí, centralizácie regionálnych staníc a postupnom pridružení geograficky dostupných obcí k väčším regionálnym sústavám.[1] Následkom tejto stratégie bolo vysídľovanie Sibíra a presun z odľahlých oblastí do miest či dedín



spadajúcich do regionálnych sietí.<sup>7</sup> Tým sa ešte znížila úroveň osídlenia v regiónoch bez pripojenia na centrálnu ES, čo v spojitosti s geografickou izolovanosťou viedlo k vzniku veľkého množstva energetických ostrovov.

V súčasnosti je tak na tretine územia Ruska elektrina zabezpečovaná off-grid energetickými systémami. V týchto oblastiach žije približne 20 miliónov ľudí, čo znamená, že 15% obyvateľstva Ruska využíva elektrinu z izolovaných energetických staníc.[23] Vychádzajúc z údajov Svetovej Banky musela byť väčšina týchto staníc inštalovaná pred rokom 1990, to do veľkej miery determinuje spôsob výroby a nákladovú štruktúru dodávky elektrickej energie v týchto regiónoch.

V Rusku je inštalovaných viac ako 1400 decentralizovaných staníc využívajúcich na výrobu elektriny konvenčné zdroje energie (hlavne diesel a benzín). Každoročne je na chod dieselových staníc využívaných 5 miliónov TOE nafty.[24,25] Na základe Obrázok 7 je viditeľné, že samostatne stojace stanice využívajú predovšetkým ťažko dostupné oblasti s extrémnymi klimatickými podmienkami (Arktické oblasti a oblasti Ďalekého východu), pri ktorých treba rátať s vysokými vydajmi na transport paliva. Tieto oblasti sú nezriedka kvôli neexistujúcej infraštruktúre zásobované vládnymi vrtuľníkmi. Iba v Tomskom regióne sa nachádza 123 dieselových staníc, ktoré na základe zdrojov [26] ročne spotrebujú palivo za 20 miliónov dolárov.

V roku 2009 predstavovali HPS iba 6% z off-grid inštalovaných systémov. Rusko tak predstavuje jeden z najväčších trhov pre inštaláciu hybridných systémov.[27]

### 3.1.2 Nákladová analýza prevádzky off-grid systémov

V Tomskom regióne sa priemerná cena elektriny pre maloodberateľov pohybuje na úrovni 3 RUB/kWh (1,14 CZK/kWh). S rastom nákladov na výrobu elektriny vo vidieckych oblastiach, ale treba počítať aj s vyššou cenou za elektrinu pre odberateľov.

Ruská legislatíva pre tieto prípady definuje maximálnu cenu elektriny pre maloodberateľov, ktorú stanovuje na základe regiónu a zdroja, z ktorého elektrická energia pochádza. Maximálne ceny za elektrinu pre Tomský región sú zobrazené v Tabuľka 2. Na garantovanej maximálnej cene sa prejavuje štátna podpora strategických surovín (ropy a zemného plynu). Štruktúra cien elektriny sa preto výrazne odlišuje od tých používaných v Európe. Odberatelia elektriny z fotovoltaiických elektrární majú napríklad garantovanú maximálnu cenu za kilowatthodinu viac ako trojnásobne vyššiu, v porovnaní s elektrinou vyrobenou dieselovými generátormi. Práve v maximálnej cene za elektrinu pre maloodberateľov je možné hľadať pôvod dominantného postavenia spaľovacích agregátov v segmente off-grid staníc v Rusku.

Prevádzkovateľom off-grid energetických staníc sú regionálne samosprávy. Nakoľko štát definuje maximálnu cenu za elektrinu pre maloodberateľov, všetky ostatné náklady spojené s výrobou elektriny v odľahlých oblastiach prechádzajú na prevádzkovateľa t.j. samosprávy. Tie tak v niektorých prípadoch hradia až 80% nákladov na výrobu elektriny.<sup>8</sup>

Problémom je, že zákony nijako nešpecifikujú pravidlá, na základe ktorých by sa mali prevádzkovatelia staníc riadiť. Každý samosprávny región tak off-grid stanice spravuje nezávisle, a na základe vlastných smerníc. Samosprávy si zabezpečujú dodávku surovín

<sup>7</sup> Týkalo sa to hlavne oblasti popri Transsibírskej magistrále (viď Obrázok 7).

<sup>8</sup> Použitie percentuálne rozdelenie odpovedá nákladom v Lisitsi (viď kapitola 4.4.1).

a technických komponentov na základe vlastných partnerských zmlúv s dodávateľmi, pričom tie nepodliehajú žiadnej kontrole zo strany štátu.[25] Tento prístup môže v niektorých prípadoch viesť k netransparentnosti a nechcote riadiť sa dlhodobou stratégiou znižovania prevádzkových nákladov. Inštalácia HPS pre samosprávu predstavuje v krátkodobom horizonte zvýšenie výdajov. Hybridné systémy sa stávajú rentabilnými až v strednodobom horizonte na základe zníženia výdajov na nákup a transport paliva pre dieselové stanice. V kontexte týchto skutočností nie je inštalácia HPS možná bez ochoty samosprávy riadiť sa stratégiou znižovania nákladov na prevádzku off-grid staníc.

Tabuľka 2 – Porovnanie štátom garantovanej maximálnej ceny za kilowatthodinu podľa používaného zdroja - platný od r.2008. (spracované na základe [28,29])

Typ zdroja	Max. cena za odber elektriny		Doba garancie
	[RUB/kWh]	[CZK/kWh]	
Slnečná energia	16,73	6,356	15
Veterná energia <sup>a)</sup>	4,31	1,856	10
Vodná energia	<1kW	2,28	0,866
	1-25 kW	2,27	0,862
	>25 kW	2,16	0,821
Geotermálna energia	3,59	1,364	10
Biomasa	-drevo a drevný odpad, brikety, rašelina	1,95	0,741
	-cielené pestované energetické plodiny	2,28	0,866
	-odpadná biomasa	0,64	0,243
Spaľovacie agregáty	5,10	1,937	15

a) Nezahŕňa off-shore veterné elektrárne

### 3.1.3 Štátna podpora hybridných systémov

Inštalácia HPS v regiónoch izolovaných od centrálnej siete je celosvetovo závislá na štátnej podpore. Plné využitie potenciálu OZE v týchto oblastiach vyžaduje prijatie strategických plánov na podporu týchto projektov, ktoré sa musia líšiť od podpory obnoviteľných zdrojov pripojených na centrálnu ES.

Problémom je, že ruské zákony nijako nešpecifikujú finančnú podporu obnoviteľných zdrojov v ostrovnom režime. Podporu OZE stanovuje vyhláška č.449 [30], ktorá využíva systém tzv. "Zmluvy o dodávke kapacity", čo je systém podpory založený na regulovaných kapacitných cenách po dobu 7 až 15 rokov v závislosti od zdroja.<sup>9</sup> Obnoviteľných zdrojov v ostrovnom režime sa týka iba vyhláška č.47 zo dňa 23. januára 2015. [25] Táto vyhláška čiastočne špecifikuje podporu OZE na maloobchodných trhoch, a nabáda producentov energie v odľahlých oblastiach, aby postupne prešli z nafty na hybridné systémy využívajúce OZE. Vyhláška neponúka ucelenú stratégiu finančnej podpory a zmluvných záruk pri týchto investíciách, ale deleguje rozhodovacie právo na regionálne orgány, ktoré môžu využiť alternatívne podporné mechanizmy.

Všeobecný odklon od spaľovacích agregátov a ich postupné nahrádzanie hybridnými systémami tak bude podmienené prevodom štátnych dotácií z nafty na OZE, a zmenou legislatívy, ktorá vytvorí prevádzkové a investičné podporné mechanizmy, ktoré poskytnú

<sup>9</sup> Jedná sa o odlišný prístup v porovnaní s väčšinou používaných štátnych mechanizmov na podporu OZE, ktoré sú nastavené na základe produkcie elektriny. V Ruskej federácii sa podpora prisudzuje na základe inštalovaného výkonu. [30]

pevnejší základ pre off-grid investície do obnoviteľných zdrojov energie v Ruskej federácii. Regionálne orgány sa musia zaviazat' k rešpektovaniu finančných zásad, napríklad uzatváraním dohôd o investíciách s energetickými spoločnosťami. Tieto záruky stability sú dôležité predovšetkým pre projekty realizované novými investormi v tomto regióne. Mimo toho ešte musí nastať synchronizácia medzi vládnymi inštitúciami a regionálnymi politikmi, ktorá by zabránila individualistickému prístupu pri prisudzovaní investícií jednotlivým projektom.

## 3.2 Definovanie rozhodovateľa

Na úlohu optimálneho návrhu off-grid stanice je možné nazerať z pohľadu viacerých rozhodovateľov, ktorých preferencie v uvažovaných kritériách sa môžu líšiť, či dokonca môžu byť v niektorých prípadoch protichodné. Celosvetovo sa pri inštalácii off-grid systémov počíta s tromi autoritami rozhodujúcimi o výbere optimálneho variantu. Sú to:

- koncoví užívatelia systému (obyvatelia decentralizovanej oblasti);
- súkromní investori;
- štátne a regionálne orgány.

Ak vezmeme do úvahy súkromných investorov najdôležitejšie pre nich budú ekonomické ukazovatele a možné rizika projektu. Pre štátne orgány to bude splnenie predpisov a zákonov, zvyšovanie životnej úrovne v oblasti, či znižovanie dopadu na životné prostredie. Pre samotných odberateľov systému to bude predovšetkým cena elektriny a stabilita systému.<sup>10</sup>

Na základe informácií z podkapitol 3.1.2 a 3.1.3 je možné konštatovať, že rozloženie rozhodovacích právomocí o off-grid systémoch je v Rusku výrazne deformované. Regionálne samosprávy ako prevádzkovatelia staníc majú dominantné postavenie, a bez ich podpory je možnosť inštalovania HPS stanice minimálna. Na druhej strane hradia väčšinu nákladov na prevádzku decentralizovaných staníc, a tak by mali mať najväčší záujem na inštalovaní sofistikovanejších hybridných systémov. Pri nešpecifikovaní garančných podmienok zároveň nie je možné na projekt nahliadať z pohľadu súkromného investora. Ich úlohy preberajú práve samosprávy, ktoré majú vyhradené finančné prostriedky na inštalovanie hybridných systémov. Preto bude na návrh hybridnej stanice v tomto dokumente nahliadané práve zo strany samospráv.

Záruka koncovým odberateľom systému bude vychádzať z maximálnej ceny za kilowatt hodinu (viď Tabuľka 2). Aj pri aplikácii týchto obmedzení ale môže dochádzať ku konfliktom. Maximálna cena za solárnu energiu je trojnásobne väčšia ako za elektrinu odoberanú z dieselových generátorov. V tomto prípade je ťažko identifikovateľná ochota obyvateľstva k inštalovaniu hybridnej stanice, ktorá by v horizonte 15 rokov zvýšila ich výdavky na elektrinu. Preto bude jedným zo základných kritérií projektu, aby HPS v horizonte 15 rokov nezvyšoval aktuálnu maximálnu cenu za elektrinu pre maloodberateľov. Pri inštalácii fotovoltaických panelov tak bude braná súčasná cena za kWh teda 5,1 RUB.

---

<sup>10</sup> U nízko príjmového obyvateľstva v odľahlých regiónoch sa nedá predpokladať zásadná rola dopadu na životné prostredie v rozhodovacom procese.

Po určení rozhodovateľa je nutné na základe jeho preferencií definovať požiadavky na systém tak, aby mohol byť proces návrhu uspôsobený na ich splnenie. V tomto prípade sa nejedná o typickú podnikateľskú investíciu, pri ktorej je možné jej ekonomickú efektívnosť posudzovať na základe generovaného zisku. Cieľom štátnych orgánov pri poskytovaní verejných služieb je minimalizácia nákladov spojených s ich poskytnutím. Primárnym cieľom pri návrhu hybridnej stanice tak je minimalizovanie čistej súčasnej hodnoty nákladov spojených s poskytnutím elektrickej energie pre decentralizovanú oblasť. Ekonomická efektívnosť hybridnej stanice teda bude vychádzať z prevádzkových nákladov existujúcej dieselovej stanice.

Pri návrhu hybridnej stanice ide o vzájomne sa vylučujúce investície, s rôznou dobou životnosti, ale s rovnakou dobou uvedenia do prevádzky. Preto je u nich potrebné prevádzať nákladovú analýzu na ekvivalentnom časovom úseku, a za optimálny variant vybrať ten s najvyššou hodnotou diskontovaného peňažného toku za dobu porovnania. U tohto typu investičného porovnania je nutné predpokladať konštantnú diskontnú sadzbu po dobu porovnania a cyklické opakovanie ekonomických dôsledkov.

### **3.3 Definovanie makroekonomických ukazovateľov**

Pre analýzu nákladov spojených s prevádzkou dieselových a hybridných staníc je potrebné definovať dlhodobé makroekonomické ukazovatele vstupujúce do výpočtu. Najväčší dopad na nákladovú štruktúru má výška diskontu, a medziročný rast ceny paliva.

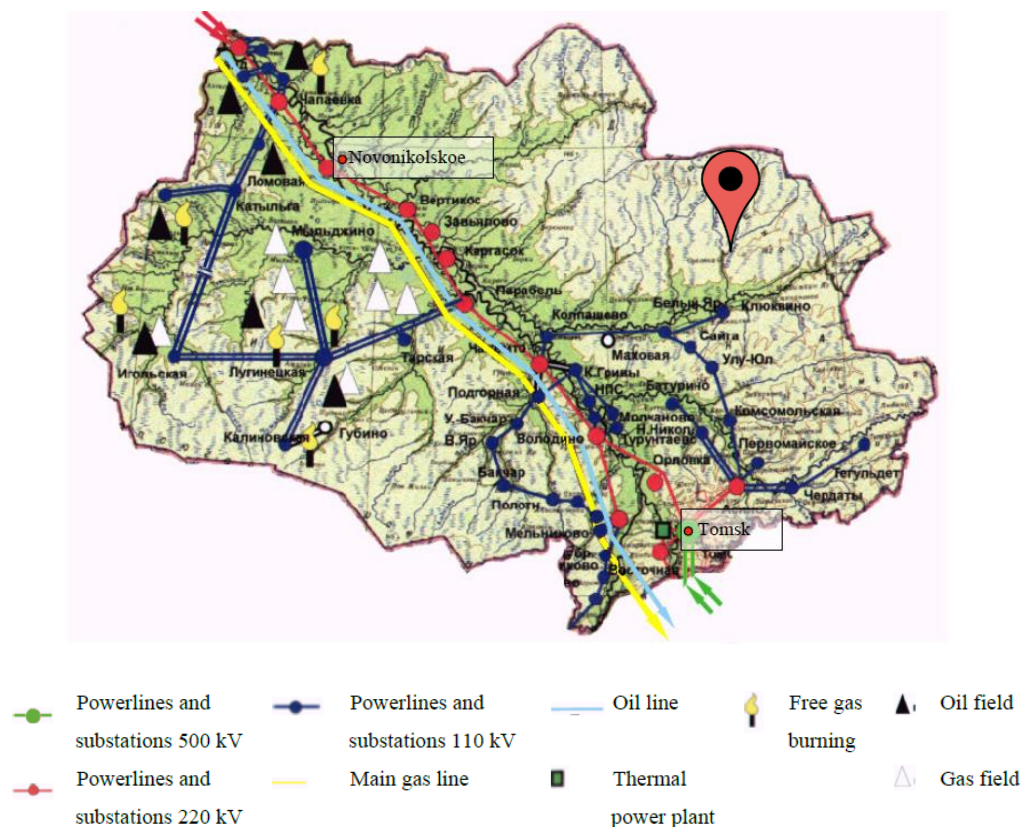
Ruská ekonomika zažíva v posledných rokoch turbulentné obdobie, ktoré sa prejavilo aj pri stanovovaní inflácie a diskontnej ročnej úrokovej miery. Hlavnými faktormi ovplyvňujúcimi tieto ukazovatele sú v Ruskej federácii cena a dopyt po nerastných surovinách (hlavne ropa a plyn) na svetových trhoch. Práve nerastné suroviny majú zásadný vplyv na výkonnosť ekonomiky, nakoľko sú najväčším zdrojom príjmu pre štátnu pokladnicu. Na súčasnom stave ekonomiky sa negatívne podpisujú aj sankcie zo strany EÚ a USA.

Odhad Ruskej národnej banky o hodnote inflácie v roku 2017 je 8,1%. [31] Táto hodnota predstavuje pomerne vysoké číslo, ktoré v dlhodobom horizonte predikuje extrémne nízku výkonnosť štátnej ekonomiky. V odborných periodikách sa v horizonte rokov 2016-2035 v Rusku operuje s priemernou infláciou na úrovni 6%. [32] V posledných dvoch rokoch úroková sadzba presiahla 15%. Aj táto hodnota predstavuje nezvyčajne vysoké a v dlhodobom horizonte neudržateľné číslo. Ročný nominálny diskont na obdobie 2016-2035 je odhadnutý na hodnotu 9%. Reálny diskont pre výpočet diskontovaných peňažných tokov tak bude v tejto práci 2,81% p.a..

Ceny ropy zaznamenali v rokoch 2014-2015 výrazný prepad, a v roku 2015 dosiahli svoje 10-ročné minimum. Pri odhade vývoja cien tejto komodity boli využité poznatky zo zdrojov [33], na základe ktorých bude pre obdobie rokov 2016-2035 predpokladaný ročný rast cien motorovej nafty o 6% p.a.. Táto hodnota je rovná úrovni inflácie, čo znamená, že reálna cena motorovej nafty v období 2016-2035 bude konštantná. Tento predpoklad podporujú dlhodobé nízke ceny pohonných hmôt v Rusku a štátna podpora tejto komodity.

### 3.4 Základné informácie o projekte

Náplňou práce je vypracovanie návrhu hybridnej stanice pre obec Lisitsa, ktorá sa nachádza v Tomskom regióne, ktorý leží na Západnom Sibíri. Mapa energetickej sústavy Tomského regiónu je zobrazená na Obrázok 8. Administratívnym centrom je mesto Tomsk. Väčšinu regiónu – 316 900 kilometrov štvorcových – tvoria ťažko prístupné, husto zalesnené, a v letných mesiacoch podmáčané oblasti tajgy.<sup>11</sup> Obec je situovaná vo Verkhneketskej oblasti, ktorá je s priemernou hustotou osídlenia 0,39 obyvateľa na kilometer štvorcový najredšie osídlenou oblasťou regiónu. Nadpolovičná časť obyvateľov (53,1%) žije vo vidieckych oblastiach. [34]



Obrázok 8 – Mapa energetickej sústavy Tomského regiónu. Červený bod označuje Lisitsu.[35]

Lisitsa sa nachádza v zalesnenej oblasti s podmáčaným terénom, uprostred rozľahlých močiarov, ktoré ju izolujú od okolitého sveta. Absenciu spojenia s civilizáciou spôsobuje okrem terénu aj komplikovaný prechod cez rieku Keť, ktorá oddeľuje dedinu od dopravnej aj energetickej siete. Najbližší most cez túto rieku sa nachádza vo vzdialenosti 100 km od obce. Obyvatelia sa tak do civilizácie dostávajú predovšetkým v zimných mesiacoch, keď rieka zamrzá. Aj pre prístup k rieke je ale potrebné prekonať približne 20 kilometrov hustej tajgy.

Oblasť v ktorej sa obec nachádza je už charakterizovaná ako oblasť s extrémnymi klimatickými podmienkami. Priemerná ročná teplota je mínus 0,5 °C, priemerné ročné

<sup>11</sup> V Tomskom regióne sa nachádzajú druhé najrozľahlejšie močiare na svete po tých v Amazonskom pralesi.

zrážky sú medzi 45-60 centimetrami dažďa a 60-100 centimetrov snehu. Ten sa v oblasti udržuje 190-195 dni v roku. [36]

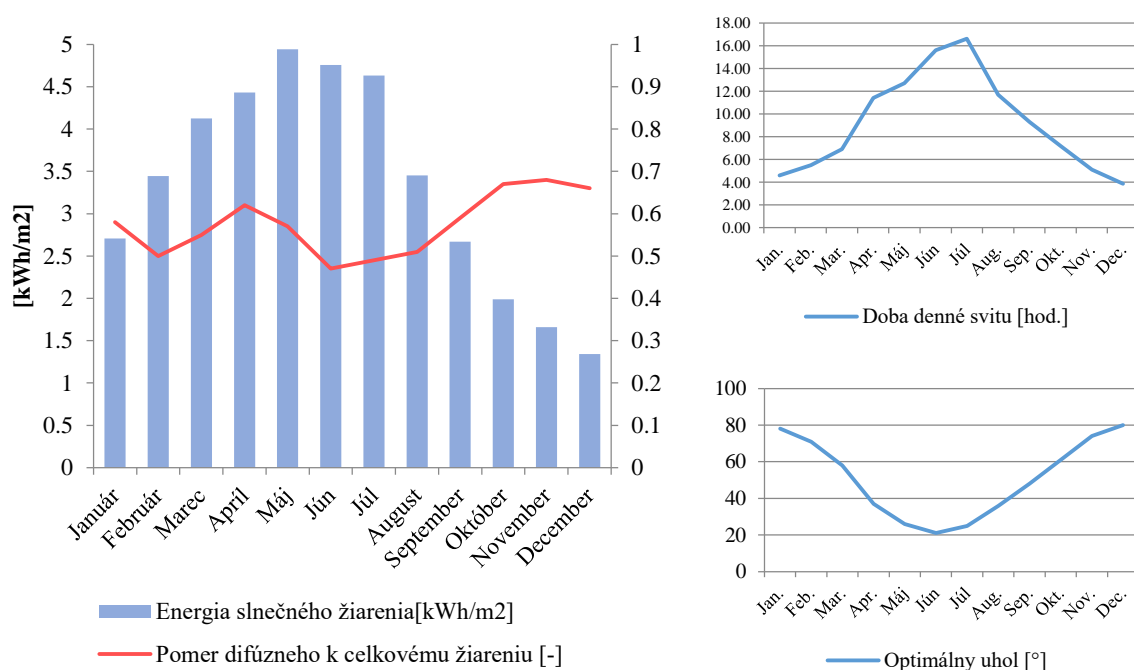
V roku 2015 žilo v obci 401 obyvateľov. Živia sa primárne spracovaním dreva a lovom zvery v okolitých lesoch. Obec je najsevernejším trvale obývaným sídlom v oblasti, a slúži lovcom ako vychádzajúci bod. V obci sa nachádza aj škola a fabrika na spracovanie dreva.

Elektrina v dedine je generovaná samostatne stojacou dieselovou stanicou, ktorá bola inštalovaná v roku 2003. Jej celkový inštalovaný výkon je v súčasnosti 723 kW. Stanica je napojená na lokálnu prenosovú sieť o napätí 400V. Vykurovanie objektov v obci je zabezpečované kotlami na tuhé palivo, v ktorých sa spaľuje drevo z okolia a zvyšky z fabriky spracúvajúcej drevo.

### 3.5 Určenie potenciálu obnoviteľných zdrojov

#### 3.5.1 Solárna energia

Základné informácie o externých faktoroch ovplyvňujúcich potenciál využitia solárnej energie boli opísané v podkapitole 2.2.2. Základnými indikátormi sú dĺžka denného svitu a sila slnečného žiarenia. Hodnoty týchto ukazovateľov pre obec Lisitsa sú zobrazené na Obrázok 9. Všetky tieto charakteristiky vychádzajú z aplikácie [37].



Obrázok 9 – Vľavo priemerná denná intenzita žiarenia a pomer difúzneho žiarenia k celkovému žiareniu. Hodnoty odpovedajú nastaveniu panelov v uhle 43°. (vlastné spracovanie)

Obec sa nachádza v blízkosti 60° rovnobežky, a je situovaná o 100 km severnejšie ako Moskva. Práve poloha vzhľadom na os, okolo ktorej sa Zem otáča určuje veľké sezónne zmeny v dĺžke trvania denného žiarenia. Táto hodnota nadobúda maxima v mesiacoch jún a júl. Minimum dosahuje v decembri, v ktorom sa slnko na oblohe objaví iba na necelé

4 hodiny (viď Obrázok 9). V týchto mesiacoch sa preto nedá očakávať relevantný príspevok solárnej energie na celkovej výrobe elektriny.

Intenzitu dopadajúceho žiarenia a množstvo energie, ktoré je možné pretransformovať, zásadne ovplyvňuje aj orientácia a uhol, pod ktorým sú solárne panely inštalované. Vzhľadom na polohu Lisitse je optimálna orientácia na juh. Na Obrázok 9 môžete vidieť, že optimálny uhol solárnych panelov sa behom roka výrazne mení. Je to spôsobené nízkym vychádzaním slnka na horizont v zimných mesiacoch. Pri statickom inštalovaní solárnych panelov je ideálny uhol  $43^\circ$ .

Denné profily intenzity slnečného žiarenia pre jednotlivé mesiace sú zobrazené v Prílohe-Obr.C2. Práve tieto diagramy sú najdôležitejším ukazovateľom potenciálu slnečného žiarenia. Na ich základe bol uskutočňovaný návrh hybridnej stanice.

Denné profily boli použité na vytvorenie grafu určujúceho priemernú dennú energiu žiarenia na meter štvorcový (viď Obrázok 9). Táto energia bola určená intenzitou slnečného žiarenia pod uhlom  $43^\circ$  za dobu denného svitu. Celková denná hodnota energie dopadajúca na štvorcový meter môže v mesiacoch od mája do júla dosiahnuť až 5 kWh.

### 3.5.2 Veterná energia

Veterná energia sa radí medzi najmenej stabilné a najťažšie predikovateľné zdroje energie. V podkapitole 2.2.3 bolo zmienené, že najväčším indikátorom pri určení potenciálu veternej energie je rýchlosť vetra. Tá samostatne, ale na označenie lokality ako vhodnej na využitie veternej energie, nestačí. Veľkosť veternej energie závisí totiž kubicky na rýchlosti vetra, a tak aj malé nepresnosti pri stanovení veterného profilu môžu viesť k veľkej nepresnosti pri stanovení produkcie stanice.



Obrázok 10 – Mapa veterného potenciálu pre Tomský región. Čísla predstavujú priemernú ročnú hodnotu veternej energie vo wattoch na jeden meter štvorcový a odpovedajú výške 10 metrov nad zemským povrchom. Červený bod označuje Lisitsu. [23]

Priemerná rýchlosť vetra sa v Tomskom regióne pohybuje na úrovni 2,5 – 3 m/s. Jej veľkosť ovplyvňuje kontinentálna klíma (najbližšia veľká vodná plocha Bajkal – 1800km)

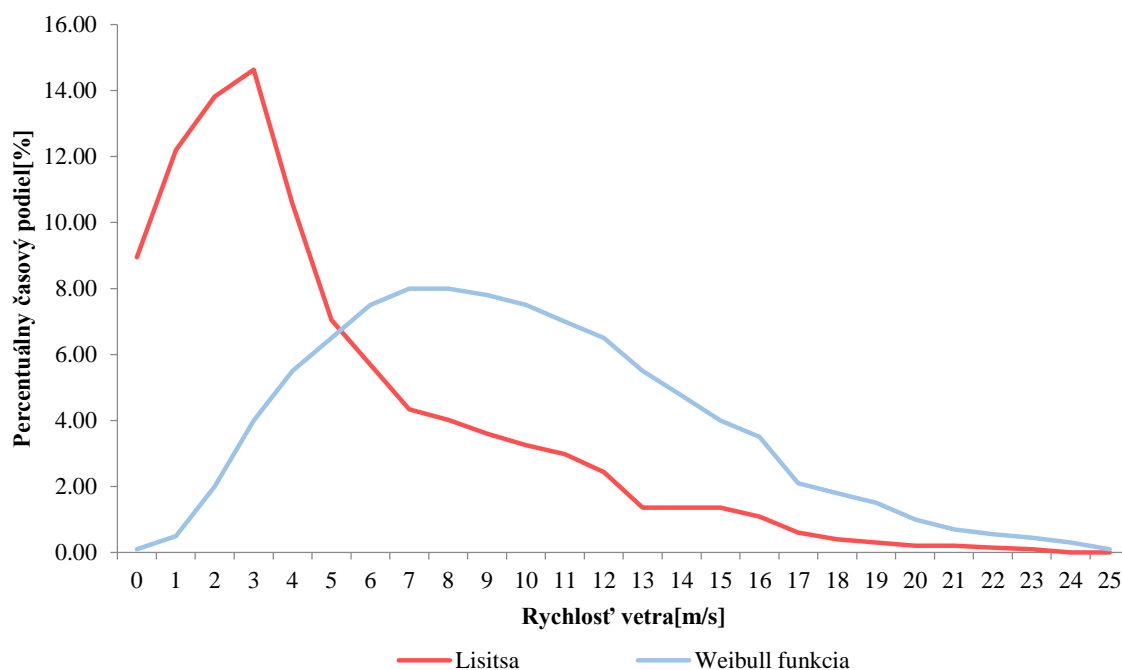
a veľká vzdialenosť k horám (Altaj – 800km), ktoré by vytvárali vzdušné teplotné rozdiely, a vyvolávali tak prúdenie vzduchu. Priemerná rýchlosť vetra naznačuje, že región sa všeobecne nebude radiť k oblastiam s vysokým potenciálom využitia veternej energie. Medzi jednotlivými miestami regiónu ale existuje veľká diverzita.

Na Obrázok 10 je zobrazená mapa veterného potenciálu pre Tomský región. Na základe tejto mapy je možné rozdeliť región do dvoch oblastí. Miesta s najväčším veterným potenciálom sa nachádzajú pozdĺž veľkých riek Tom a Ob. V týchto oblastiach dosahuje veterný potenciál 150-200 W/m<sup>2</sup>. Zvyšná časť územia má veterný potenciál nižší ako 100 W/m<sup>2</sup>. Na základe tejto mapy je možné pre Lisitsu predikovať nízky potenciál využitia veternej energie.

Pre lepšiu ilustráciu bola zostavená distribučná funkcia vetra zobrazená na Obrázok 11. Táto charakteristika vychádza z dát zozbieraných meteorologickou stanicou v Lisitsi za obdobie február.2015-január.2016.[36] Jej hodnoty boli prepočítané do výšky 15 metrov pomocou vzorca:

$$V_h = V_v \times \left(\frac{h}{h_v}\right)^\alpha$$

kde  $V_h$  je rýchlosť vetra vo výške  $h$ ,  $V_v$  je rýchlosť vetra vo výške  $v$ ,  $\alpha$  je faktor závislý na pôvodnej rýchlosti vetra, ktorú prepočítavame ( $\alpha$  patrí do intervalu (0,13–0,2)).[23]



Obrázok 11- Distribučná funkcia vetra – Lisitsa. (vlastné spracovanie)

Weibull funkcia zobrazená na Obrázok 11 predstavuje matematickú funkciu rozloženia pravdepodobnosti. Pre miesta s distribučnou funkciou vetra približujúcou sa tejto funkcii je predikovaný dobrý predpoklad na využitie veternej energie. Z grafu je patrné, že distribučná funkcia vetra zostavená pre Lisitsu je oproti ideálnemu rozloženiu výrazne deformovaná. V Lisitsi je až v 60% z celkového času rýchlosť vetra nižšia ako 5 m/s, čo je približne rýchlosť, pri ktorej začínajú malé vertikálne turbíny vyrábať elektrinu. Pri

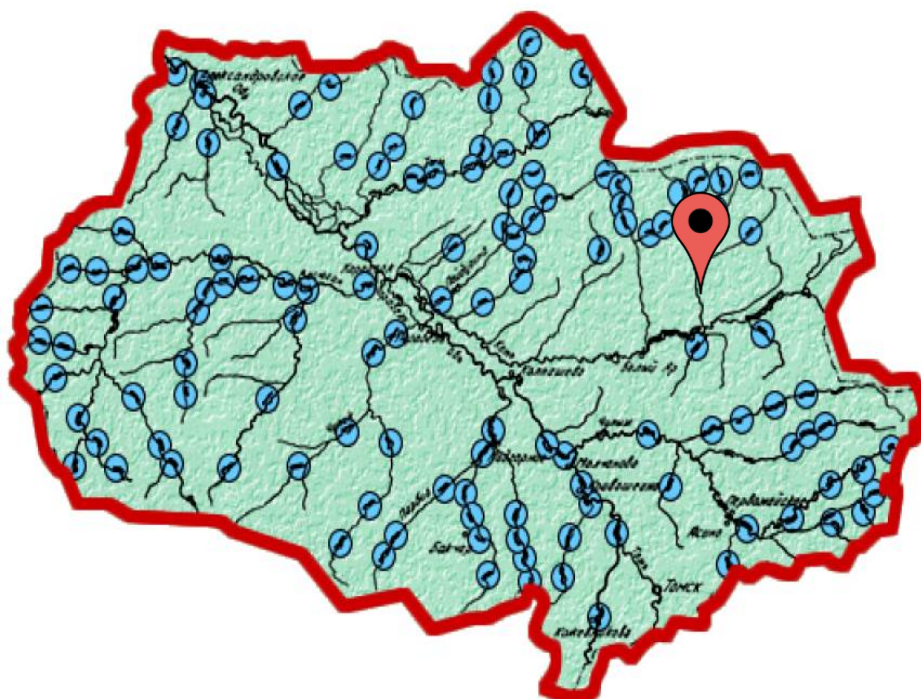


takto deformovanej funkcii vetra existuje ešte teoretická možnosť využitia horizontálnych veterných turbín. Aj tie ale generujú relevantné množstvo elektriny pri rýchlostiach vetra na úrovni 8-12 m/s. V Lisitsi je ale táto rýchlosť vetra nameraná iba v 12% celkového času.

Na základe vyššie zmienených faktov bol potenciál využitia veternej energie pre návrh hybridnej stanice pre obec Lisitsa označený za minimálny.

### 3.5.3 Vodná energia

Potenciál využitia vodnej energie je možné určiť už na základe geografického opisu prostredia z podkapitoly 3.4. V silne podmáčanej oblasti s množstvom močiarov sa nedá očakávať dostatočný vodný spád pre využitie vodnej energie. Pre lepšiu ilustráciu je na Obrázok 12 zobrazená mapa Tomského regiónu s miestami s dostatočným vodným spádom na využitie vodnej energie. V obci Lisitsa neexistuje možnosť využitia vodnej energie pri návrhu hybridného systému.



Obrázok 12 – Mapa Tomského regiónu zobrazujúca miesta s dostatočným vodným spádom pre využitie vodnej energie. Červený bod označuje Lisitsu.[23]

## 3.6 Zhrnutie

Trh off-grid systémov v Rusku sa s viac ako 1400 samostatnými energetickými stanicami radí k jedným z najväčším na svete, a skutočnosť, že takmer všetky tieto stanice využívajú spaľovacie agregáty tvorí veľký potenciál pre rast záujmu o hybridné systémy. Zásadným problémom pri ich nasadzovaní ostáva absencia dlhodobej strategickej koncepcie podpory týchto systémov a štátna podpora strategických surovín. Aj napriek týmto zisteniam bola ako najdôležitejšia autorita ovplyvňujúca proces návrhu HPS systému identifikovaná regionálna samospráva, a tak bude projekt určený primárne jej. Záruku koncovým odberateľom energie bude predstavovať maximálna cena elektriny garantovaná štátom.

Návrh hybridného systému, ktorý je náplňou tejto práce, bude vykonaný pre obec Lisitsa. Jedná sa o obec so štyrmi stovkami obyvateľov, izolovanú od okolitého sveta hustou sibírskou tajgou. V obci je v súčasnosti elektrická energia zabezpečovaná prostredníctvom dieselovej stanice. Preto pri návrhu HPS nepôjde o návrh nového systému, ale pôjde o modifikáciu stanice, ktorú bude potrebné prispôsobiť už existujúcej energetickej infraštruktúre. Pred samotným návrhom hybridnej stanice tak bolo potrebné vypracovať technicko-ekonomickú analýzu prevádzky dieselovej stanice. Táto analýza bude slúžiť ako začiatkový bod a bude jej prispôsobený návrh hybridného systému.

Proces návrhu bude spočívať vo vypracovaní dlhodobej nákladovej analýzy dieselovej stanice a jej následnom porovnaní s nákladmi potrebnými na inštaláciu a prevádzku jednotlivých variantov hybridnej stanice. Navrhovaná hybridná bude využívať okrem spaľovacích agregátov aj solárne panely. Fotovoltaická energia vykázala pri analýze potenciálu obnoviteľných zdrojov ako jediná dostatočný potenciál na využitie v hybridnom systéme. Udialo sa tak aj napriek tomu, že ide o obec situovanú v blízkosti 60° rovnobežky, v extrémnom klimatickom pásme s veľkou ročnou variáciou v dĺžke denného svitu a intenzite slnečného žiarenia.

## 4 Analýza nulovej varianty

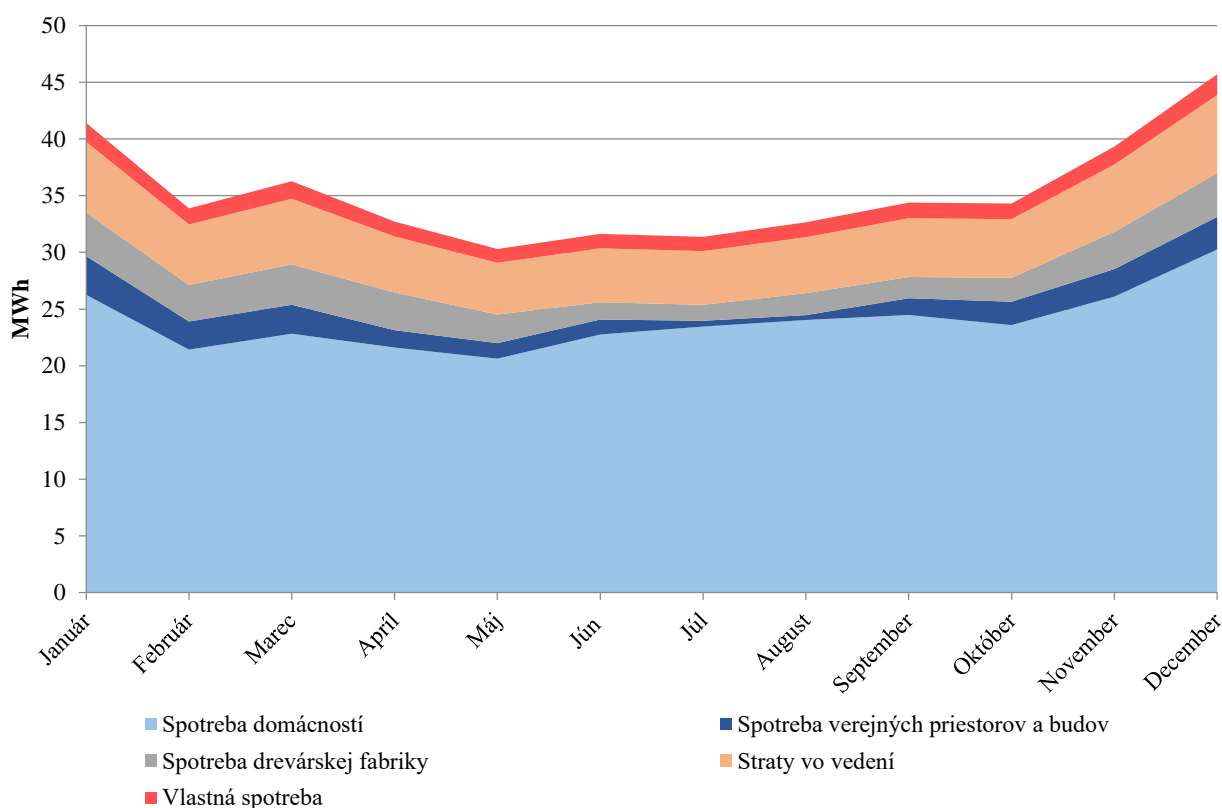
Kapitola obsahuje technicko-ekonomickú analýzu dieselovej stanice v obci Lisitsa, pre ktorú je návrh rozšírenia na hybridnú stanicu určený. Vstupné údaje pre výpočty v tejto kapitole predstavujú ročné dáta o spotrebe elektrickej energie v obci zobrazené v Prílohe-Tab.C1.

### 4.1 Spotreba elektrickej energie

#### 4.1.1 Ročná spotreba

Za rok 2015 vyprodukovala dieselová stanica v Lisitsi 424 MWh elektriny. Na vlastnú prevádzku spotrebovala 17,8 MWh, čo predstavuje 4,05% z celkovej produkcie stanice. V tomto množstve je započítaná energia na osvetlenie objektu, opravy systému, revízie a pod.

Stanica teda dodala do lokálnej siete v spomenutom roku 407 MWh elektriny, čo predstavuje denný priemer 1,175 MWh. Vplyv ročného obdobia na spotrebu elektrickej energie je možné odpozorovať z Obrázok 13. Celková produkcia v letných mesiacoch dosahuje iba úrovne 66-69% zo spotreby dosiahnutej v mesiaci december. Práve v tomto mesiaci dosiahne spotreba maxima, a po novom roku spotreba prudko klesá s postupným predlžovaním denného svitu a stúpaním teplôt.



Obrázok 13 – Ročné rozdelenie spotreby elektriny podľa spôsobu jej užívania - Lisitsa 2015. (vlastné vypracovanie)

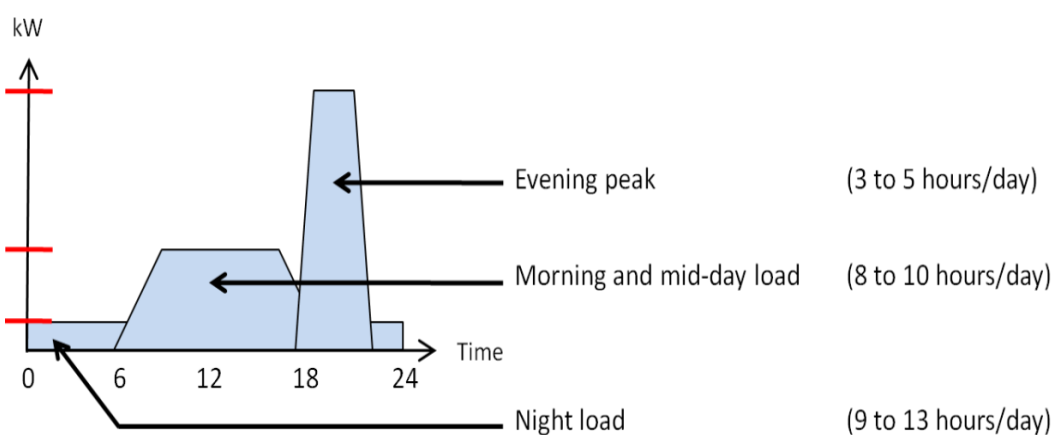
Z elektriny poskytnutej konečnému odberateľovi bolo viac ako 70% elektriny spotrebované súkromnými odberateľmi (denný priemer 787 kWh). Je to segment, na ktorý majú najväčší dopad sezónne vplyvy. Spotreba verejných budov je ovplyvnená skutočnosťou, že sa jedná o izolovanú komunitu. Priemerná denná spotreba verejných budov tak dosahuje iba 61,5 kWh (5,5% celkovej spotreby), čo je hodnota o niečo vyššia ako spotreba dieselovej stanice. Ako vo väčšine vidieckych oblastí predstavuje hlavnú spotrebu verejných budov škola, čo je dôvod prečo jediné odchýlky od konštantnej spotreby je možné odpozorovať počas letných prázdnin. Posledným odberateľom el. energie je drevospracujúca fabrika. V priemere odoberá 88,8 kWh za deň, jej spotreba je konštantná s minimálnym poklesom v letných mesiacoch. Podiel jej spotreby na celkovom množstve elektriny je 7,55 %.

#### 4.1.2 Straty vo vedení

Celkové rozloženie elektriny na základe spôsobu jej spotreby zobrazené na Obrázok 13 obsahuje ešte jednu položku s výrazným zastúpením na celkovej spotrebe. Celých 15,5% elektriny v roku 2015 prestavovali straty vo vedení. Celkovo tak v spomenutom roku dosiahli hodnoty 64,6 MWh. Aj napriek tomu, že sa jedná o lokálnu sieť v extrémnom klimatickom pásme, konštruovanú tak, aby zabezpečila základný prístup k elektrickej energii predstavuje toto číslo nebývalé vysokú hodnotu. V odbornej literatúre sa straty v off-grid lokálnych sieťach pohybujú na úrovni 8-9% z celkovej produkcie. Analýza prenosového vedenia za úmyslom zníženia strát by mohla predstavovať samostatnú prípadovú štúdiu. Tá ale nie je obsahom tejto práce nakoľko bez doplnkových vstupných dát o prevádzke elektrickej siete ju nie je možné vykonať.

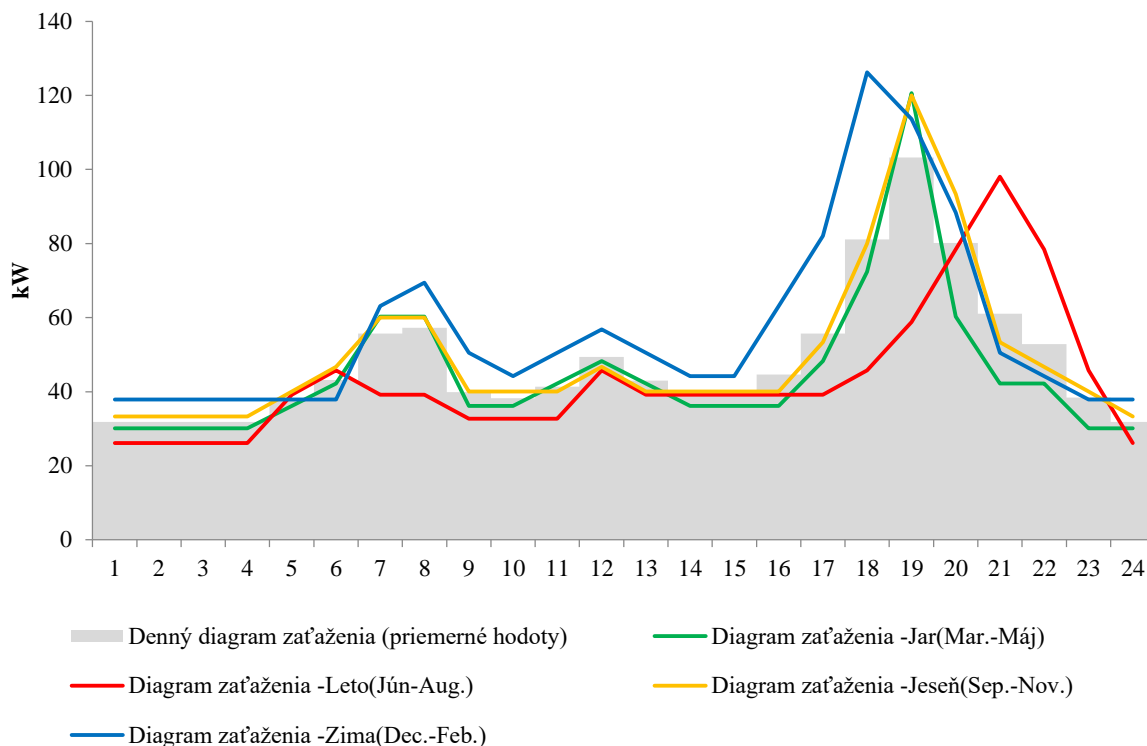
#### 4.1.3 Zaťaženie v sieti

Vidiecke oblasti s komunitami do tisíc obyvateľov všeobecne vykazujú významné odchýlky medzi denným špičkovým zaťažením a minimálnym zaťažením. Špičky vo večerných hodinách môžu v niektorých prípadoch dosahovať až päťnásobku úrovne minimálneho zaťaženia.[9] Zároveň iba zriedka dochádza k výraznej ranej špičke. Základné zaťaženie v nočných hodinách sa väčšinou pohybuje na úrovni 30-40% priemerného denného zaťaženia. Typový denný diagram zaťaženia pre osady s približne 500 obyvateľmi je zobrazený na Obrázok 14.



Obrázok 14 – Typový diagram denného zaťaženia pre stredne veľké vidiecke osady. [9]

Na Obrázok 15 sú zobrazené denné diagramy zaťaženia podľa kvartálov a diagram zostavený z priemerných celoročných hodnôt.<sup>12</sup> Pre zostavenie denného diagramu zaťaženia bolo použité typologické rozloženie záťaže v izolovaných odľahlých oblastiach Sibíri publikované v [23].



Obrázok 15 – Denný diagram zaťaženia podľa kvartálov a celkový ročný diagram zaťaženia - Lisitsa 2015. (vlastné vypracovanie)

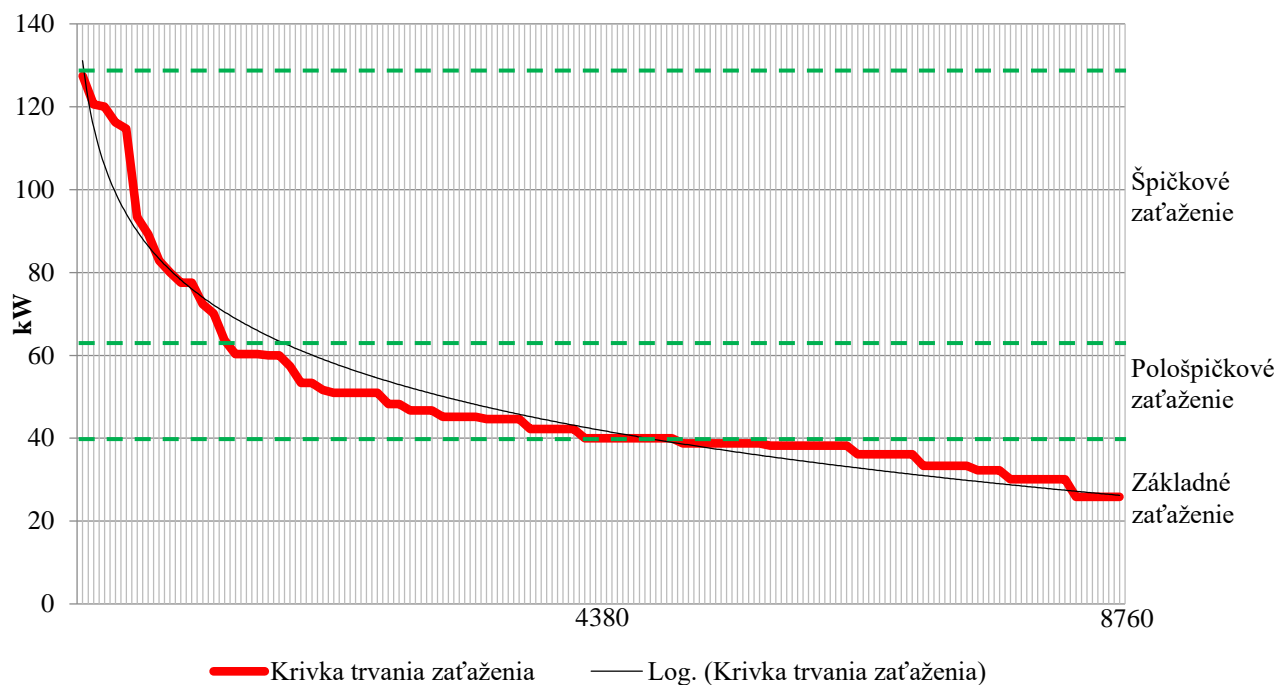
Diagram denného zaťaženia pre obec Lisitsa zodpovedá opisu typologickej spotrebnej charakteristiky pre vidiecke oblasti zobrazenej na Obrázok 14. Maximálna úroveň zaťaženia je 4,17-krát väčšia ako úroveň najnižšia. Zaťaženie v nočných hodinách sa celoročne pohybuje medzi 26-37 kW. V priebehu dňa sa úroveň zaťaženia pohybuje v intervale od 32 kW do 70 kW. Ranná špička je možné odpozorovať iba v mesiacoch s neskorým vychádzaním slnka. Úroveň a doba špičkového zaťaženia sa počas roka mení najvýznamnejšie. V zimných mesiacoch dosahuje zaťaženie 127 kW okolo 18. hodiny, v letných je špička približne o 35 kW nižšia a nastáva až okolo 21 hodiny.

Z diagramov zaťaženia bol pre lepšiu ilustráciu bilančných výpočtov zostavený diagram trvania zaťaženia – Obrázok 16. Ten zobrazuje ročný interval trvania určitého stupňa zaťaženia, a ignoruje dobu, v ktorom nastane.

Krivka trvania zaťaženia neklesá lineárne. Do úrovne 60 kW má krivka konštantne klesajúci charakter. Zaťaženie sa nad túto hranicu dostane iba v 15% z celového času. Je to spôsobené predovšetkým krátkymi dennými špičkami s vysokou úrovňou zaťaženia. Večerné špičkové zaťaženie totiž nastáva v závislosti na kvartáli iba na 2-3 hodiny. Práve táto skutočnosť výrazne deformuje linearitu krivky trvania záťaže.

<sup>12</sup> Použitie rozdelenie mesiacov do kvartálov bolo zvolené pre lepšiu ilustráciu sezónnych vplyvov.

Z ďalších technických ukazovateľov podávajúcich doplnkové informácie k dennému diagramu zaťaženia patrí doba vyžitia maxima a doba plných strát. Doba vyžitia má hodnotu 9 hodín a 12 minút, doba plných strát 4 hodiny a 40 minút. Stredná úroveň zaťaženia je 48,4 kW a zaťažovateľ je rovný 0,384.



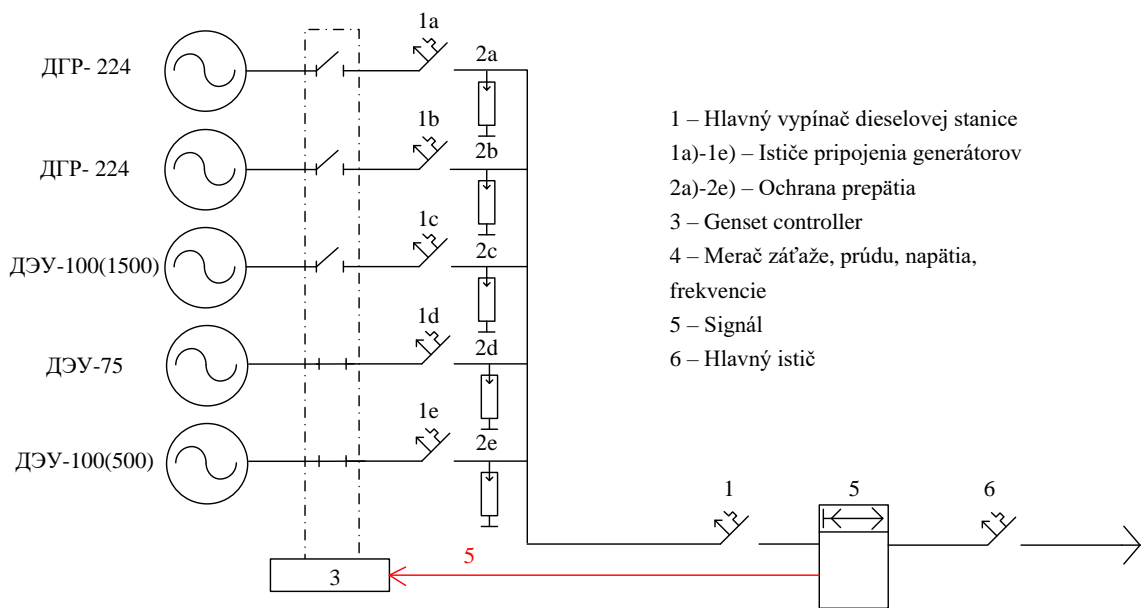
Obrázok 16 – Diagram trvania zaťaženia - Lisitsa 2015.(vlastné vypracovanie)

## 4.2 Výroba elektrickej energie

Centrom celej energetickej stanice je genset controller, ktorý na základe záťaže, frekvencii a napätia v sieti riadi chod jednotlivých generátorov. Informácie získava z merača umiestneného vo výstupnom bode stanice. Celá stanica neobsahuje žiaden menič, nakoľko generátory produkujú striedavý prúd, a v systéme nedochádza k uskladňovaniu elektrickej energie, pri ktorej by bolo nutné transformovať prúd na jednosmerný. Schéma zapojenia elektrickej stanice je zobrazené na Obrázok 17.

Dieselové stanice sú dimenzované predovšetkým na to, aby splnili špičkové zaťaženie. Na druhej strane ale musia byť schopné pracovať aj pri nízkych nočných a ranných úrovniach záťaže.<sup>13</sup> Veľká variácia v úrovniach zaťaženia vedie k nižšej účinnosti výroby elektriny. Tento problém sa odstraňuje buď použitím viacerých generátorov s rozdielnymi nominálnymi výkonmi zapojených paralelne, alebo použitím batérii na akumuláciu elektriny, ktorá sa následne používa v hodinách s nízkym zaťažením. Najjednoduchším, ale zároveň najmenej sofistikovaným riešením tohto problému je odstavovanie elektriny v období s nízkym zaťažením teda predovšetkým v nočných hodinách.

<sup>13</sup> Veľkosť základnej záťaže a špičiek je do veľkej miery závislá aj od sezónnych vplyvov. Týka sa to hlavne oblastí v pásmach s výraznejšími sezónnymi zmenami v teplotách, a v dĺžke denného svitu. Pre ilustráciu v Tomskej oblasti je priemerná dĺžka denného svitu v júni 17 hodín, kým v decembri sú to len 4 hodiny (viď Obrázok 10). Priemerná teplota v zimných mesiacoch je -17 °C, zatiaľ čo v letných mesiacoch môže prekročiť 20°C.



Obrázok 17 – Schéma zapojenia dieselovej stanice. (vlastné vypracovanie)

#### 4.2.1 Charakteristiky dieselových generátorov

V dieselovej stanici je inštalovaných päť generátorov s celkovým inštalovaným výkonom generátorov 723 kW, čo je viac ako päť násobok maximálneho zaťaženia v sieti. Na základe toho sa dá stanica označiť ako predimenzovaná. Akákoľvek kombinácia dvoch generátorov dokáže pokryť aj špičkový výkon. Naopak v nočný hodinách kedy sa zaťaženie pohybuje celoročne v intervale 26-39 kW pracuje aj generátor s najmenším nominálnym výkonom pri úrovni 35-50% zaťaženia zo svojho nominálneho výkonu.

Tabuľka 3 – Charakteristiky dieselových generátorov.

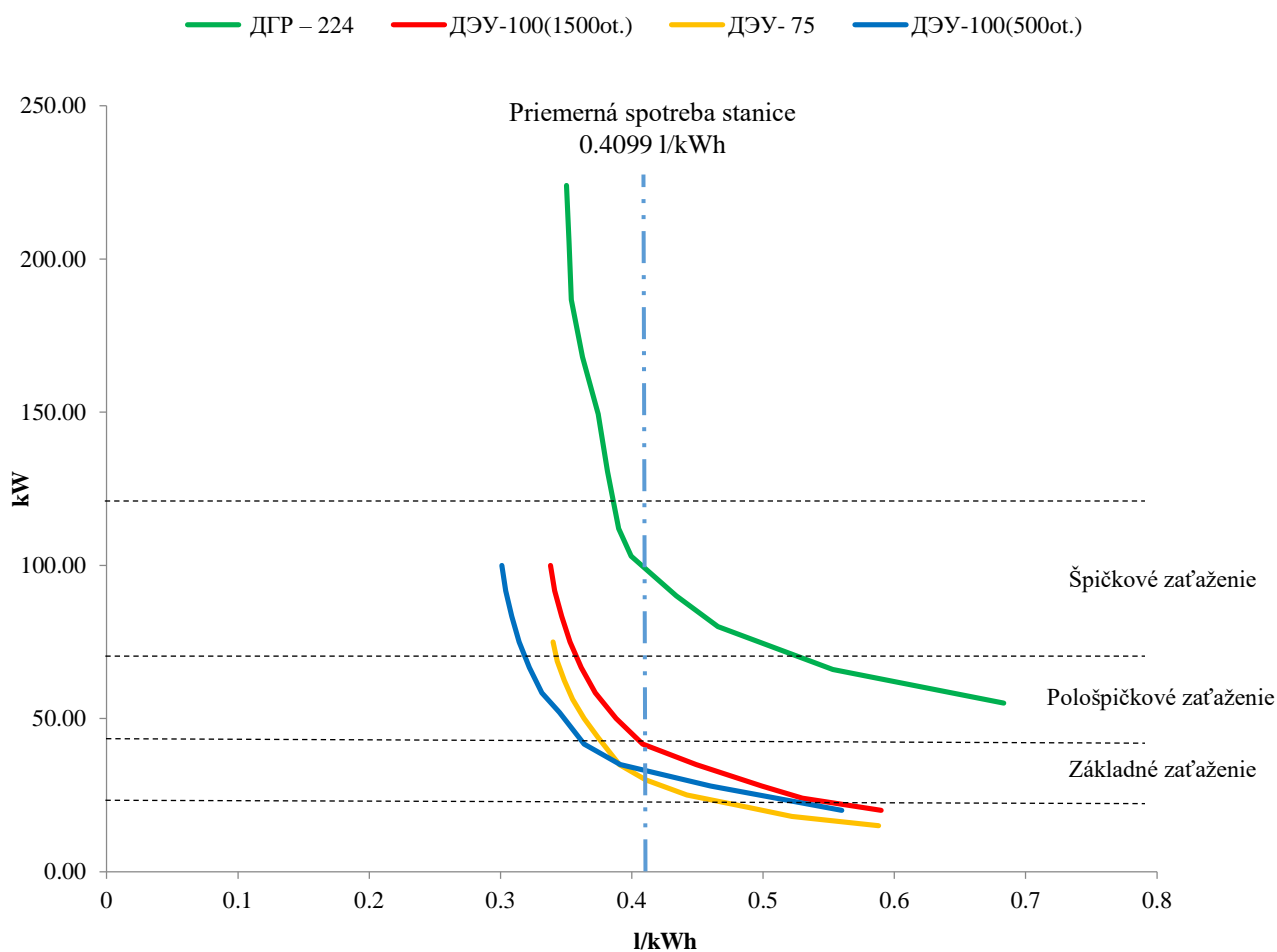
	Rok inštalácie	Celková doba spustenia od inštalácie <sup>a)</sup>	Priemerná ročná doba spustenia	Minimálna doba životnosti <sup>b)</sup>	Spotreba oleja pri nom. výkone <sup>b)</sup>	Spotreba paliva pri nom. výkone <sup>b)</sup>
	rok	hod.	hod.	hod.	l/MWh	l/kWh
ДГР- 224	2004	5786	526	22000	2,6	0,35
ДГР- 224	2004	5558	505	22000	2,6	0,35
ДЭУ-100(1500от.)	2004	25201	2291	28000	2,2	0,35
ДЭУ-75	2003	29757	2479	32000	2,3	0,37
ДЭУ-100(500от.)	2011	8499	2833	30000	2,15	0,32

a) Vstupné dáta - čísla odpovedajúce pre r. 2015.

b) Údaje uvádzané na oficiálnych stránkach výrobcov generátorov.[39,40]

Podrobné charakteristiky generátorov sú zobrazené v Tabuľka 3. Na základe týchto charakteristík je možné označiť dieselové generátory s nominálnym výkonom 224 kW za záložné zdroje. Ich priemerná ročná doba spustenia je 526 resp. 505 hodín. Jedná sa konkrétne o staršie typy dieselových generátorov ДГР-224, ktoré majú vyššie náklady na prevádzku v porovnaní s ostatnými typmi generátorov inštalovanými v stanici.

Veľký nominálny výkon spôsobuje, že tieto generátory nikdy nemôžu pracovať pri väčšom zaťažení ako je 56% z nominálneho výkonu. Na Obrázok 18 sú zobrazené spotrebné charakteristiky jednotlivých typov generátorov pri rôznej úrovni zaťaženia. Na základe zistení z tohto grafu dokážu generátory ДГР-224 ekonomicky efektívne generovať elektrinu v porovnaní s ostatnými generátormi iba pri záťaži nad hodnotu 100 kW. Z diagramu trvania zaťaženia (viď Obrázok 16) vieme, že táto hodnota je prekročená iba v 5,2% z celkové času. Akákoľvek dvoj kombinácia zostavená zo zvyšných generátorov a zahŕňajúca generátor ДЭУ-100(500), navyše dokáže produkovať elektrinu pri nižšej mernej spotrebe aj pri špičkovom zaťažení.



Obrázok 18 – Grafické znázornenie závislosti mernej spotreby dieselových generátorov na hodnote záťaže. (vlastné vypracovanie)

Zvyšné tri typy generátorov sú značky ДЭУ. Generátorom s najmenším nominálnym výkonom je ДЭУ-75, ďalej sú v stanici inštalované dva typy generátorov s rovnakým identifikačným názvom ДЭУ-100. Jedná sa ale o rozdielne modely tohto typu generátora. Starší pracuje pri 1500 otáčkach za minútu, novší pri 500 otáčkach. Pre rozlíšenie je preto u tejto dvojice generátorov uvádzaný aj počet otáčok. Ročné doby užitia sú pri týchto



generátoroch výrazne vyššie ako u typu ДГР-224 a pohybujú sa medzi 2200-2800 hodinami.<sup>14</sup> Z Obrázok 18 je možné odpozorovať, že generátor ДЭУ-75 má najnižšiu spotrebu z generátorov inštalovaných v stanici pri úrovni záťaže 35kW a nižšej. Preto by mal byť primárne využívaný v nočných hodinách pri základnom zaťažení. Generátor ДЭУ-100(500) má najnižšiu spotrebu paliva na vyrobenú kilowatt hodinu, a to pri všetkých záťažach pri ktorých je schopný pracovať a sú vyššie ako 35 kW.

Celkovo spotrebovala stanica za roku 2015 174399 litrov paliva. Pri celkovej produkcii 424 MWh to predstavuje priemernú spotrebu paliva na úrovni 0,4099 litra na kWh. Z Obrázok 18 je zrejmé, že túto spotrebu je možné dosiahnuť iba primárnym využívaním generátoru ДЭУ-100(500) pre denné zaťaženie, ДЭУ-75 pre nočné hodiny a minimalizáciou využívania dvojice generátorov typu ДГР- 224.

#### 4.2.2 Obmedzenia dieselových generátorov

Pri dieselových generátoroch je potrebné počítať s obmedzujúcimi podmienkami ich prevádzky, ako sú: doba životnosti, maximálna ročná doba spustenia a priemerné pracovné zaťaženie.

Minimálne doby životnosti inštalovaných generátorov sú zobrazené v Tabuľka 3. Generátory ДГР- 224 majú nízku ročnú dobu využitia, a tak budú môcť byť využívané po dobu nasledujúcich 20 rokov. Naopak generátory ДЭУ-75 a ДЭУ-100(1500ot.) bude potrebné v priebehu nasledujúcich rokov nahradiť novými generátormi. Generátor ДЭУ-100(500ot.) bol inštalovaný iba v roku 2011, a tak má najnižšiu hodnotu prevádzkových hodín. Pri predpoklade jeho maximálneho využitia (na základe spotrebnej charakteristiky) sa očakáva, že bude v prevádzke do roku 2020-2021.

Podľa normy ISO-8528-1:2005 [8], ktorá určuje minimálne prevádzkové parametre pre dieselové generátory boli určené zvyšné parametre generátorov. Všetky používané generátory sú typu *Prime Power*. Generátory tejto kategórie sú schopné poskytovať výkon pri rôznych úrovniach zaťaženia pre neobmedzený počet hodín ročne. Generátory môžu generovať menovitý výkon iba po obmedzenú dobu a priemerná úroveň zaťaženia nesmie presiahnuť 70% nominálneho výkonu. Tieto generátory tak nie sú konštruované na poskytovanie konštantného výkonu pri zaťažení blížiacom sa menovitému výkonu. Pri mimoriadnych udalostiach je možné preťažovať generátory o 10%, avšak maximálne hodinu z 12 hodín, a nie viac ako 25 hodín ročne.

### 4.3 Optimalizácia mernej spotreby dieselovej stanice

Pre určenie dlhodobej nákladovej štruktúry dieselovej stanice je potrebné vypracovať simulačný model optimalizujúci reálnu prevádzku. Tento model povedie k určeniu minimálnej mernej spotreby stanice. Optimalizácia bude vykonávaná prostredníctvom vektorovej optimalizácie – konkrétne pôjde o úlohu bivalentného programovania.

---

<sup>14</sup> Reálne sa doba spustenia týchto generátorov môže od r.2012 pohybovať až na úrovni 3500-4500 hodín za rok. Koeficienty využitia za dobu životnosti sú ovplyvnené faktom, že do roku 2012 bola elektrina v nočných hodinách odstavovaná.

### 4.3.1 Obmedzujúce podmienky

Na začiatku je potrebné definovať obmedzujúce podmienky tak, aby optimalizácia zodpovedala reálnej prevádzke stanice. Detailné znenie všetkých prijatých podmienok a slovná definícia kritériálnej funkcie je zobrazená v Tabuľka 4.

Tabuľka 4 – Vstupné podmienky pre proces optimalizácie mernej spotreby stanice.(vlastné vypracovanie)

<b>Cieľ:</b> Navrhnuť také rozloženie výroby dieselovej stanice, ktoré by minimalizovalo jej mernú spotrebu.
<b>Vstupné dáta:</b> a) Denný diagram zaťaženia (Obrázok 15). b) Spotrebné charakteristiky generátorov (Obrázok 18). c) Parametre ovplyvňujúce chod generátorov (Tabuľka 3).
<b>Obmedzujúce podmienky:</b> a) Maximálna ročná doba užitia generátora 6000 hodín. b) Maximálna priemerná ročná záťaž generátora 70% z nom. výkonu (4.2.2). c) Spotreba 5% paliva z hodinovej spotreby pri zábehu generátora zo studeného stavu. [10] d) Maximálna hodinová pracovná záťaž generátora 90% z nominálneho výkonu.

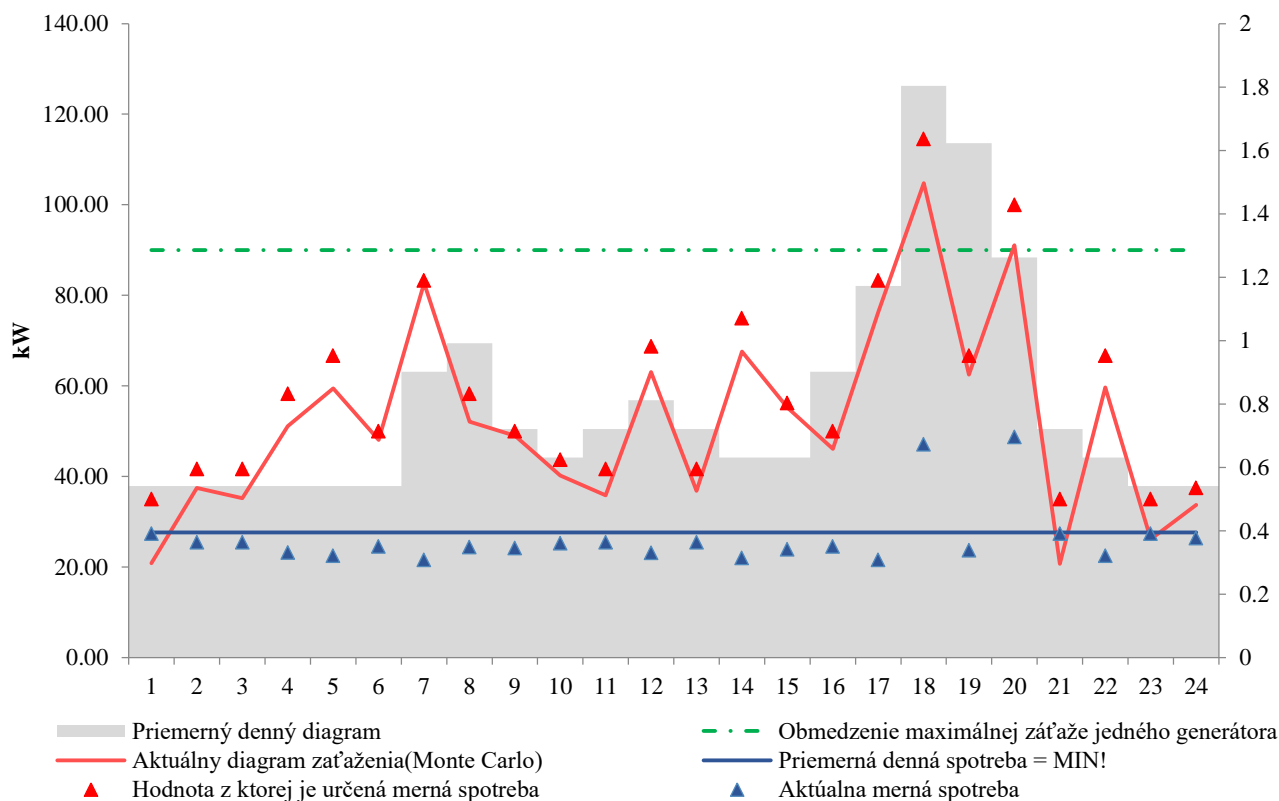
Maximálna ročná doba užitia bola stanovená tak, aby pri optimalizácii nedošlo k plnému využitiu jedného zdroja. V tomto prípade by to znamenalo stopercentnému využitiu generátora s najlepšou spotrebnou charakteristikou, čo v praxi z technických dôvodov nie je možné. Maximálna pracovná záťaž bola zvolená na 90% nominálneho výkonu z dôvodu optimalizácie na základe hodinových hodnôt. Tieto hodnoty vedú v niektorých prípadoch k odstráneniu krátkodobých výkyvov. Zvolená maximálna pracovná záťaž má zabezpečiť dostatočnú rezervu vo výkone tak, aby bolo možné pokryť krátkodobé výkyvy vo výške záťaže. Predpoklad spotreby 5% z hodinovej spotreby pri zábehu zo studeného stavu vychádza z charakteristík konkrétnych dieselových generátorov.[39,40] Maximálna priemerná záťaž generátora vychádza z obmedzujúcich podmienok užitia dieselových generátorov (viď 4.2.2).

### 4.3.2 Popis procesu optimalizácie

Procesný diagram minimalizácie mernej spotreby u dieselovej stanice je zobrazený v Prílohe-Obr.C1. Tento diagram predstavuje všeobecný model minimalizujúci mernú spotrebu, ktorý je aplikovateľný na akúkoľvek dieselovú stanicu s ľubovoľným počtom generátorov. Model obsahuje ošetrenie všetkých obmedzujúcich podmienok definovaných v Tabuľka 4. Jeho vstupom sú spotrebné charakteristiky generátorov a denný diagram spotreby. Primárnym výstupom je minimálna merná spotreba paliva, a doplnkovou informáciou je merná spotreba oleja.

Pre aplikáciu modelu je možné využiť akýkoľvek program s funkciou vektorovej optimalizácie. V tejto práci bol použitý program *MS Excel*. U modelu bolo pôvodne pre riešenie predpokladané využitie *Simplexovej metódy*, problém vyvolalo zarátanie spotreby pri zábehu generátora. Táto položka spôsobovala, že príklad porušoval podmienky linearity. Pri úlohách lineárneho programovania musí platiť podmienka proporcionality, to znamená, že veľkosť použitých zdrojov je priamo úmerná výške riaditeľných premenných (spotreba

priamo úmerná produkcii). Prirátanie spotreby pri zábahu spôsobilo nadproporcionálne čerpanie zdroja, a tak bolo nutné využiť nelineárneho riešiteľa (v Excely označovaného *GRG Nonlinear*).<sup>15</sup>



Obrázok 19 – Zobrazenie priebehu optimalizácie prevádzky dieselovej stanice na dennom diagrame. (vlastné spracovanie)

Pre lepšiu ilustráciu bude proces optimalizácie opísaný na Obrázok 19. V prvom kroku je na diagram denného zaťaženia (sivý stĺpcový graf) aplikovaná simulačná metóda Monte Carlo. Táto metóda generuje pseudonáhodné čísla v intervale 0-1. V prípade, že hodnota je menšia ako 0,5 z celkového súčtu (začínajúceho nulou) odráta jednotku, v opačnom prípade ju pripočíta. Túto operáciu prevedie tisíc krát a poslednú hodnotu využije ako percentuálnu odchýlku od priemerného denného diagramu. Následkom tejto simulačnej metódy vznikne aktuálny diagram zaťaženia (červená čiara). V nasledujúcom kroku algoritmus určí, ktoré hodnoty záťaže z denného diagramu nie je možné pokryť spustením jedného generátora (zelená čiara). Do denného diagramu určeného na optimalizáciu uloží polovičnú hodnotu tohto zaťaženia a do vektorovej tabuľky (tabuľka premenných určujúca spustenie generátora [0,1]) uloží pre príslušnú hodinu nutnosť spustenia dvoch generátorov. Následne algoritmus nájde v spotrebnej charakteristike každého z generátorov výkon, ktorý je väčší ako hodnota

<sup>15</sup> MS Excel sa v priebehu optimalizácie neukázal ako najlepšia voľba pre výber programu. Optimalizačný model postavený na základe denného diagramu obsahuje už pri optimalizácii stanice so štyrmi generátormi 96 premenných buniek. Výpočtovú zložitosť ešte zvyšovalo zahrnutie simulačného modelu Monte Carlo. Matematická zložitosť spôsobovala, že nelineárny riešiteľ pri niektorých náhodných vstupoch pracoval s obmedzujúcimi podmienkami, ale nebol schopný zabezpečiť minimalizáciu kritériálnej funkcie. Z toho dôvodu musel byť optimalizačný model rozdelený do nezávislých blokov.

záťaže (červené body) a príslušnú hodnotu mernej spotreby uloží ako hodnotu, za ktorú je možné tento výkon poskytnúť. Tieto hodnoty sú následne násobené vektorovou tabuľkou tak, že výstupom násobenia sú hodnoty minimálnych spotrieb v jednotlivých hodinách (modré body). Prirátaním spotreby pri zábehu a spriemerovaním týchto hodnôt vznikne kritériálna funkcia (modrá čiara).<sup>16</sup> Spotreba pri zábehu sa určí pomocou sledovania zmeny vo vektorovej tabuľke. Súčtom riadkov vo vektorovej tabuľke je určovaná doba užitia jednotlivých generátorov (viď Obr.C1).

### 4.3.3 Výsledky optimalizácie

Tento model je určený na optimalizáciu spotreby na základe kvartálnych, alebo ročných diagramov denného zaťaženia. Pre určenie dlhodobých nákladov na prevádzku dieselovej stanice bude potrebné zahrnúť do výpočtu aj výmenu generátorov v priebehu doby výpočtu. Preto boli pre optimalizáciu vytvorené zostavy generátorov. Pre nahradenie generátorov s nominálnym výkonom 100 kW bol vybraný generátor ЯМЗ-236БИ. Momentálne je to generátor s najvyššou účinnosťou dostupný na ruskom trhu. Jeho cena je 815 000 RUB (309 626CZK). Pre kategóriu 75 kW bol vybraný generátor typu АД-70(ЯМЗ), jeho cena je v prepočte 243 140 CZK.[39] Spotrebné charakteristiky nových generátorov sú zobrazené v Prílohe-Obr.C5. Do optimalizácie neboli zarátané dieselové generátory, nakoľko na základe obmedzujúcich podmienok definovaných v Tabuľka 4 pri simulácii nemohol dôjsť k ich využitiu. Ich prípadné zarátanie by tak iba zvyšovalo matematickú náročnosť úlohy.

Tabuľka 5 – Minimálne merné spotreby paliva a merná spotreba oleja pre jednotlivé kombinácie generátorov. (vlastné spracovanie)

Kombinácia			Priemerná spotreba paliva	Priemerná spotreba oleja	Podiel generátora na celkovej výrobe		
DG1	DG2	DG3	[l/kWh]	[l/MWh]	DG1	DG2	DG3
ДЭУ-100(1500)	ДЭУ-75	ДЭУ-100(500)	0,3903	2,34	11,8%	25,4%	62,7%
ДЭУ-100(1500)	ДЭУ-75	ЯМЗ-236БИ	0,3720	2,31	2%	35,3%	62,7%
ДЭУ-100(500)	ДЭУ-75	ЯМЗ-236БИ	0,3716	2,31	2%	35,3%	62,7%
ДЭУ-100(1500)	АД-70	ДЭУ-100(500)	0,3835	2,27	3%	46,5%	50,4%
ЯМЗ-236БИ	АД-70	ДЭУ-100(500)	0,3702	2,30	50,4%	46,5%	3%
ЯМЗ-236БИ	АД-70	ЯМЗ-236БИ	0,3594	2,21	36,3%	27,5%	36,3%
ЯМЗ-236БИ	-	ЯМЗ-236БИ	0,3598	2,23	50%	-	50%

Optimalizačný model bol pre vytvorené zostavy generátorov použitý na desať kvartálnych diagramov odchýlených od priemerných hodnôt metódou Monte Carlo. Výsledné hodnoty boli spriemerované a sú zobrazené v Tabuľka 5. Tieto hodnoty tak predstavujú minimálnu mernú spotrebu paliva pre jednotlivé kombinácie generátorov pri splnení všetkých obmedzujúcich podmienok.

<sup>16</sup> Kritériálna funkcia bola vypočítaná z hodinových spotrieb ako vážený priemer.

## 4.4 Určenie dlhodobej nákladovej štruktúry dieselovej stanice

### 4.4.1 Definovanie merných nákladov

V Tomskom regióne sa cena za liter dieselovej nafty v čase vykonávania tejto štúdie pohybovala medzi 34,7-35,0 rubľov(13,2-13,3 CZK/l). Na základe informácii zverejnených na stránkach Tomskej regionálnej samosprávy je cena motorovej nafty, ktorú nakupuje, 34 000 rubľov za tonu.[38] Vychádzajúc z tejto hodnoty je veľkoodberateľská cena na úrovni 79% z malooodberateľských cien. Pri ekonomickom zhodnotení prevádzky dieselovej stanice a návrhu hybridného systému bude využívaná cena 27,6 RUB/l (10,5 CZK/l).

Ďalšiu výraznú položku pri decentralizovaných staniciach tvoria náklady na transport paliva. V podkapitole 2.2.1 bolo uvedené, že náklady na dopravu paliva pre decentralizované dieselové stanice sa pohybujú v intervale 60-100% z ceny paliva. Na základe vzdialenosti od mesta Bely Yar (viď Obrázok 8), z ktorého je nafta do Lisitsi dopravovaná, boli náklady na dopravu odhadnuté na 75% z ceny paliva. Aj napriek transportu helikoptérou hodnotu výrazne znižoval fakt, že sa nejedná o vzdialenú obec. Oproti osadám na Ďalekom východe, kde je potrebné dopravovať palivo na vzdialenosti rádovo v stovkách kilometrov je v tomto prípade nutné prekonať iba 30 km. Celková merná hodnota nákladov na transport paliva tak činí 20,7 RUB/l (7,88 CZK/l). Táto položka zahŕňa aj uskladnenie pohonných látok.

Cena za liter motorového oleja sa v Tomskom regióne pohybuje na hranici 300 RUB/l (114 CZK/l). Pri veľkoodberateľoch sa znova dá predpokladať, že cena bude o 20-40% nižšia. Pre výpočty bude využitá hodnota 180 RUB/l (68,4 CZK/l).

Náklady na opravy a údržbu generátorov boli odhadnuté na základe štúdie *National Rural Electric Cooperative Association*. [41] Tá na základe 24 prípadových štúdií určila ročné náklady na opravy a údržbu u dieselových generátorov typu *Prime Power* na 33,71 USD/kW (850 CZK/kW). Jedná sa o jedinú nákladovú položku, pri ktorej náklady nebudú počítané na základe vyrobenej elektriny, ale na základe inštalovaného výkonu. Preto ako u jedinej položky je pri nej potrebné zahrnúť silné predimenzovanie stanice. Pri celkovej inštalovanej kapacite 723 kW by ročné náklady na opravy predstavovali 614 550 CZK. Z výpočtu nákladov bol ale vypustený jeden generátor typu ДГП-224. Pri extrémne nízkej dobe užitia sa u týchto generátorov nedá počítať s rovnakými nákladmi na opravu a údržbu ako pri plnej prevádzke. Ročné náklady na opravy a údržbu stanice tak boli počítané pri kapacite stanice 499 kW a boli určené na hodnotu 381 510 CZK.

### 4.4.2 Nákladová štruktúra prevádzky

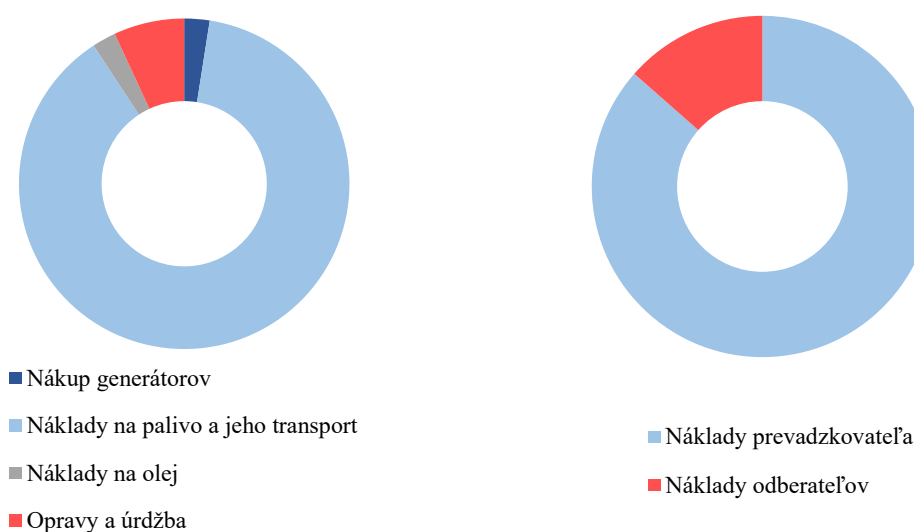
Detailný postup výpočtu nákladov spojených s prevádzkou dieselovej stanice je zobrazený v Prílohe-Tab.C2. Doba prevádzky bola určená na 20 rokov, pretože tento interval predstavuje životnosť technológií obnoviteľných zdrojov použitých pri návrhu hybridnej stanice

Postupné odstavovanie starších generátorov a ich nahrádzanie účinnejšími typmi spôsobilo znižovanie mernej spotreby paliva. Priemerná hodnota mernej spotreby za obdobie 20 rokov dosiahla úrovne 0,3651 l/kWh, čo je zníženie oproti hodnote z 2015, o 11%. Klesala aj merná spotreba oleja hoci výrazne menej. Priemerná spotreba za 20 rokov klesla o pol percenta z pôvodnej hodnoty.

Priemerná ročná doba užitia generátorov s výkonom 100 kW sa v priebehu doby výpočtu vyšplhala na 3995 hodín. Túto hodnotu neznižovalo len obmedzenie maximálnej novej doby využitia, ale aj skutočnosť, že po inštalácii dvoch generátorov ЯМЗ-236БИ medzi nich algoritmus rozdeľoval výrobu rovnomerne. V priebehu 20 rokov bude potrebné zakúpiť štyri nové generátory typu ЯМЗ-236БИ.

Pri výpočte došlo iba k jednému nahradeniu generátora s nominálnym výkonom 75 kW. Udialo sa to hneď v prvom roku prevádzky. Do výmeny generátora ДЭУ-100(1500) bol generátor АД-70(ЯМЗ) využívaný aj pri zaťažení na úrovni 50-55kW. Následne sa jeho doba užitia po celú dobu životnosti držala pod hranicou 2555 hodín. Po uplynutí doby životnosti, už na základe minimálneho zvýšenia mernej spotreby, nedošlo k nahradeniu generátora. Všetky podmienky optimalizácie boli splnené aj pri dvojici generátorov ЯМЗ-236БИ. V prípade výpadku navyše stanica stále obsahovala aj dva záložné generátory ДГР-224. Vynechanie generátora s nom. výkonom 75 kW malo za následok redukcii vo výške investícií, a v dlhodobom horizonte aj zníženie celkovej kapacity stanice z 449 kW na 374 kW. V celkovom výpočte sa to prejavilo poklesom nákladov na opravy a údržbu z 381 650 CZK/rok na 317 900 CZK/rok. Generátor АД-70(ЯМЗ) tak aj napriek tomu, že dosahoval pri základnom zaťažení nižšiu mernú spotrebu ako generátory ЯМЗ - 236БИ, opätovne nahradený nebol.

Členenie priemerných ročných nákladov je zobrazené na Obrázok 21.



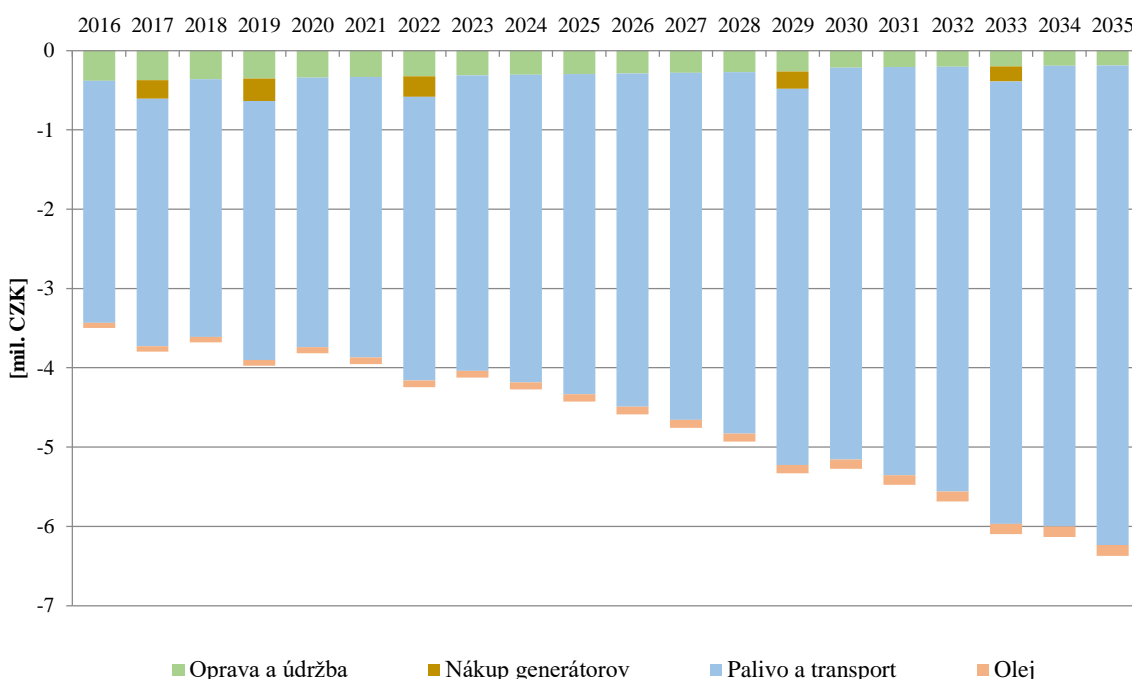
Obrázok 20 – Nákladové členenie priemerných ročných nákladov. (vlastné spracovanie)

Garantované maximálne ceny pre maloobderateľov spôsobili, že ich výdaje sú konštantné, ale ich reálnu hodnotu znižuje diskont. To vedie k tomu, že až 86% nákladov z celkovej sumy potrebnej na prevádzku stanice za obdobie 20 rokov hradí samospráva.

Najväčšiu časť nákladov tvorí položka na nákup a transport paliva. Pri dieselových stanicach to nie je nič výnimočné. V odbornej literatúre predstavujú náklady na palivo a jeho transport pri off-grid dieselových stanicach približne 75-80% nákladov.[42] V tomto prípade tvorí táto položka až 88% nákladov. Tento podiel zvyšoval rast cien paliva na úrovni inflácie a zvyšovanie spotreby elektriny o 1% p.a..

Za dobu porovnania je celková hodnota kumulovaných nákladov 94 426 043 CZK. Táto hodnota predstavuje najnižšiu hodnotu diskontovaných nákladov, za ktorú je možné vyrábať elektrinu prostredníctvom dieselových generátorov za obdobie 20 rokov. Vynaložené prostriedky v sledovanom období rastú (viď Obrázok 21). Spôsobuje to vysoký podiel výdavov za nákup a dopravu paliva z celkových nákladov, a predpokladaný rast cien paliva na úrovni inflácie. Celkové náklady v poslednom sledovanom roku vzrástli oproti nákladom za rok 2016 o 45%.

V poslednom sledovanom roku bola zostatková cena generátorov zarátaná ako výnos z mimoriadnej činnosti. Ocenenie bolo vykonané na základe minimálnej doby prevádzky, opracovaných hodín a pôvodnej nákupnej ceny. Celkový výnos za predaj generátorov predstavoval 309 626 CZK.



Obrázok 21 – Vývoj a štruktúra nákladov spojených s prevádzkou dieselovej off-grid stanice. (vlastné spracovanie)

## 4.5 Zhrnutie

Pri analýze výroby elektriny v dieselovej stanici vyšli najavo zistenia, ktoré umožňujú v dlhodobom horizonte zníženie spotreby stanice. Deformovaná krivka trvania záťaže naznačuje, že voľba generátorov v stanici nie je optimálna. Výrazne predimenzovanie stanice má za následok prácu pri nízkych úrovniach zaťaženia a tým aj vyššiu mernú spotrebu. Celková spotreba bola v roku 2015 175 000 litrov paliva(motorovej nafty),čo predstavuje mernú spotrebu 0,4099 litra na vyrobenú kWh.

Na základe týchto zistení bol zostavený optimalizačný model minimalizujúci spotrebu dieselovej stanice. Tento model bol vykonaný pomocou vektorovej optimalizácie. Pri stanovení minimálnych merných nákladov pracoval so spotrebnými charakteristikami generátorov a denným diagramom zaťaženia. Tento model zaručuje minimalizáciu nákladov na výrobu elektriny dieselovou stanicou.

Zistenia pri stanovení nulovej varianty výrazne ovplyvnia návrh hybridného systému. Celkové náklady na vyrobenú kWh v sledovanom období dosiahli hodnotu 10,115 CZK/kWh. Celková hodnota NPV bola za dobu 20 rokov stanovená na – 94 426 023 CZK. Na túto hodnotu mali najväčší vplyv náklady na nákup a transport paliva, nakoľko táto položka predstavovala 88% z celkových nákladov. Tento podiel naznačuje vysoký predpoklad, že hybridná stanica by mohla vykazovať lepšie ekonomické ukazovatele. Najväčšou výhodou HPS v decentralizovaných oblastiach je totiž využívanie lokálnych zdrojov a tým spôsobená minimalizácia nákladov na palivo a jeho transport.



## 5 Návrh hybridnej stanice

Náplňou tejto kapitoly je určenie optimálneho návrhu hybridnej stanice a vypracovanie nákladovej analýzy prevádzky tejto stanice za obdobie 20. rokov. Pre určenie tohto návrhu bude vypracovaný optimalizačný model maximalizujúci NPV hybridnej stanice.

### 5.1 Definovanie scenárov užitia

Na základe priemernej dennej spotreby, ktorá činí 1,175 MWh sa javí využitie akumuláčnej jednotky na uskladnenie elektriny pre hodiny s nízkou intenzitou slnečného žiarenia ako nerentabilné. Pri predpokladanom uskladnení dennej spotreby by investícia do akumuláčnej jednotky predstavovala náklady okolo 10 miliónov CZK (viď 2.2.6). Súčasnú dostupnú batériu majú pri tom výrazne nižšiu životnosť, v porovnaní so solárnymi panelmi, a tak by ich bolo potrebné v priebehu 20 rokov minimálne raz obmeniť.

Priame hybridné stanice s kombináciou zdrojov PV+DG musia na základe technických parametrov (viď 2.1.1) vždy obsahovať minimálne jeden spustený generátor. Ten musí byť schopný pokrývať krátkodobé výkyvy v záťaži, na ktoré obnoviteľné zdroje nedokážu reagovať. Minimálna pracovná záťaž dieselových generátorov sa pritom pohybuje na úrovni 20-25% z ich nominálneho výkonu. To znamená, že PV časť musí mať v priamom HPS systéme maximálny výkon rovnajúci sa záťaži v dobe maxima, znížený o hodnotu minimálneho pracovného výkonu generátora. Pre hybridnú stanicu v Lisitsi to znamená, že maximálny výkon PV časti sa musí rovnať aktuálnej záťaži v sieti zníženej o 18,75 kW. Táto hodnota predstavuje 25% nominálneho výkonu generátora ДЭУ-75. V takomto prípade by bol maximálny inštalovaný výkon PV časti 14,7 kWp, a jej ročná produkcia by sa pohybovala na úrovni 17,5 MWh. To by znamenalo, že solárnou energiou by bolo možné pokryť necelé 4% z ročnej spotreby.

V praxi existujú dva spôsoby ako hodnotu maximálneho inštalovaného výkonu PV časti v týchto prípadoch zvýšiť. Prvou možnosťou je inštalácia nového generátora s menším nominálnym výkonom ako sú nominálne výkony už inštalovaných generátorov. Tento generátor tým bude mať nižšiu minimálnu prevádzkovú záťaž. Druhou možnosťou je využívať akumuláčnú jednotku. Nie však na zabezpečenie energie pre hodiny s nízkou intenzitou žiarenia, ale preto, aby pri maximálnej produkcii PV časti uskladnila prebytočnú energiu.

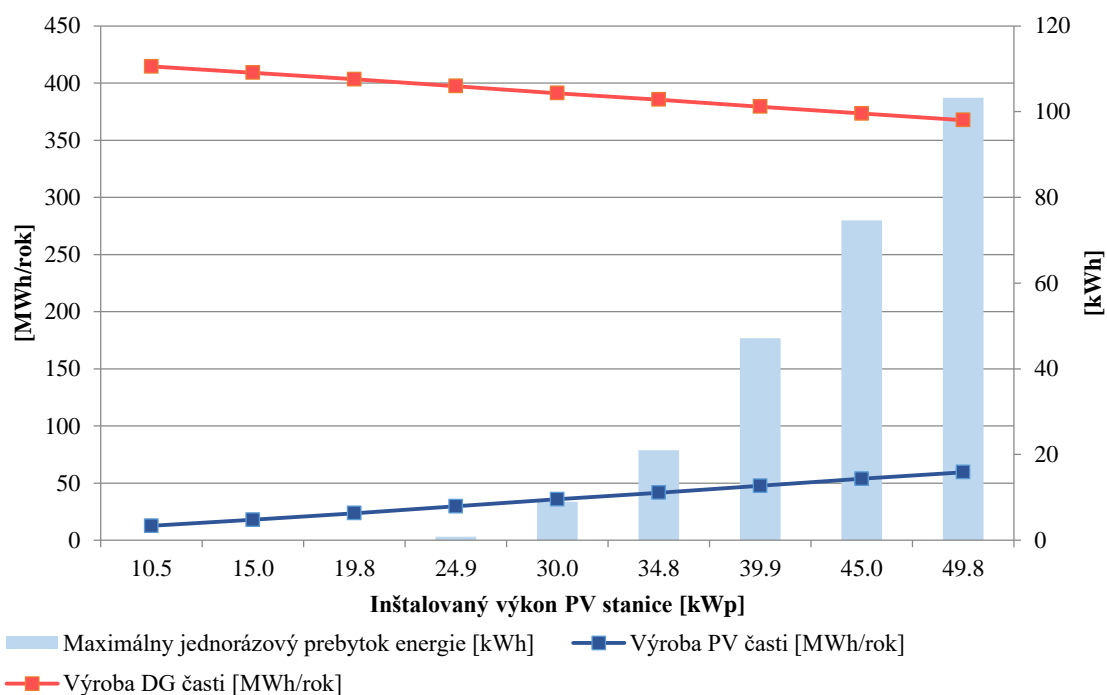
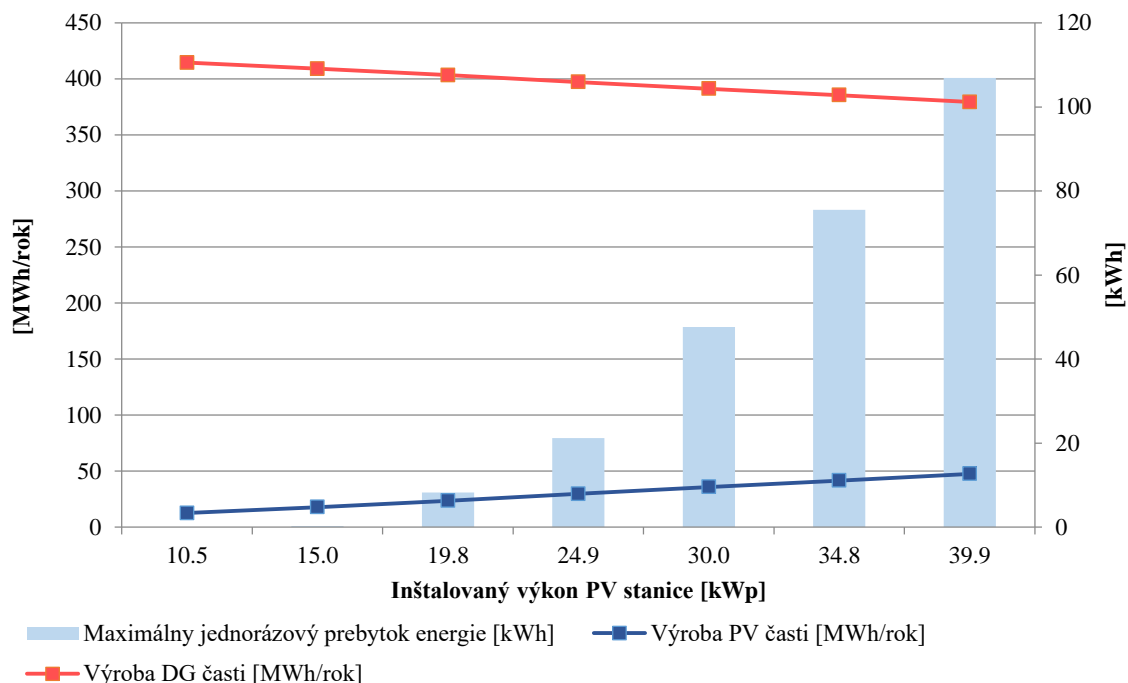
Maximalizácia inštalovaného výkonu kombináciou vyššie zmienených foriem je zobrazená na Obrázok 22. Tieto grafy vychádzajú z denných diagramov intenzity slnečného žiarenia, a z denného diagramu záťaže. V mesiacoch s najväčšou intenzitou žiarenia je sledovaný výkon PV časti, a jej hodnota je porovnávaná s jej maximálnym možným výkonom (aktuálna záťaž v sieti mínus minimálny pracovný výkon najmenšieho generátora). Pri tejto analýze bolo zistené, že inštalácia generátora s nom. výkonom 40 kW by umožnila zvýšenie maximálneho inštalovaného výkonu PV časti na 23,7 kWp.<sup>17</sup>

Pri inštalácii generátora s nom. výkonom 40 kW by bolo možné zvýšiť výkon PV časti na 46,8 kWp, pričom jednorazový prebytok energie by nikdy neprekročil hodnotu 100 kWh.

---

<sup>17</sup> Generátor s nominálnym výkonom 40 kW bol vybraný ako generátor s najnižším nominálnym výkonom schopným pracovať pri základnom zaťažení.

Pri stanovení tohto čísla bola použitá maximálna nameraná hodnota žiarenia pre príslušné hodiny, ktorá bola zvýšená o 10%, a bola porovnaná s minimálnou hodnotou záťaže. PV časť by nikdy negenerovala prebytok viac ako 5 hodín, a nikdy by neprekročila uvedenú hodnotu maximálneho možného prebytku. Takáto stanica by bola schopná vyrábať ročne 60 MWh a pokryť tak 14 % celkovej spotreby.



Obrázok 22 – Závislosť ročnej produkcie PV časti a maximálneho prebytku elektrickej energie na inštalovanom výkone PV časti. Horný graf odpovedá použitiu generátora s nom. výkonom 75 kW, dolný generátoru s nom. výkonom 40 kW. (vlastné spracovanie)

V Tabuľka 6 sú zobrazené identifikované scenáre užitia hybridnej stanice na základe maximalizácie inštalovaného výkonu PV časti.

Kapacita batérií v jednotlivých scenároch bola vytvorená na základe maximálneho jednorazového prebytku energie. Pri batériách sa počíta s vybíjaním na 20%, takže kapacita batérií je zväčšená o túto hodnotu od maximálneho prebytku.

Pri použití batérií by sa už podľa definície nejednalo o priamy systém, avšak konfiguráciou by ním stále bol. Primárne by bola využívaná fotovoltaiická energia, a stále by stanica udržiavala jeden spustený generátor. Akumulácia energie by bola využitá iba v tom prípade, ak by už nebolo možné znížiť výkon generátora. Pri takejto konfigurácii stanice je potrebné, aby boli batérie pri začatí generovania prebytku nabité maximálne na 20 % svojej kapacity. Takéto extrémne zachádzanie povedie k veľkému opotrebeniu batérií, a preto je pri ich využívaní počítané s životnosťou 10 rokov.

Tabuľka 6 – Scenáre konfigurácie hybridnej stanice. (vlastné spracovanie)

	Inštalovaný výkon PV časti	Min. kapacita akumuláčnej jednotky	Inštalácia generátora
Scenár 1	14.7 kWp	-	-
Scenár 2	24.7 kWp	-	40 kW
Scenár 3	28.5 kWp	50 kWh	-
Scenár 4	46.8 kWp	100 kWh	40 kW

## 5.2 Definovanie modelu pre návrh hybridnej stanice

### 5.2.1 Vstupné dáta modelu

Podrobné charakteristiky solárnych panelov určených pre optimalizáciu návrhu HPS systému sú zobrazené v Tabuľka 7. Všeobecne sú ceny solárnych panelov v Rusku oproti českým cenám nižšie asi o 10%. Pri inštalácii panelov sa ráta s nákladmi na transport vo výške 80 % z ceny panelu. Táto hodnota bola stanovená expertným odhadom, ktorý bral v úvahu náklady na prepravu paliva.

Tabuľka 7 – Charakteristiky solárnych panelov využitých pri návrhu hybridnej stanice. [43,44]

Názov	Rozmery	Rozloha m <sup>2</sup>	Účinnosť %	Peak Wp	Cena CZK/panel	Inštalácia CZK/panel	Celkové náklady CZK	Náklady na Wp CZK/Wp
CHN200-72M	1580 x 808 x 35	1.277	17.10%	200	6436	5149	11584	57.92
CHN250-60P	1640 x 990 x 35	1.624	16.64%	250	6151	4921	11071	44.29
CHN300-72M	1950 x 990 x 50	1.627	16.15%	300	8787	7030	15817	52.72
Exmork ΦCM-330M	1956 x 992 x 45	1.940	15.90%	300	6330	5064	11394	37.98
Exmork ΦCM-200M	1326 x 990 x 35	1.313	16.90%	200	4669	3735	8404	42.02

Pri zbere vstupných dát vyšlo najavo, že ruské spoločnosti majú tendenciu uvádzať účinnosť solárnych panelov ako maximálnu možnú účinnosť dosiahnuteľnú iba pri

laboratórných podmienkach. Preto bola pri použitých paneloch ich účinnosť prepočítaná na hodnoty odpovedajúce reálnym hodnotám.

Na základe inštalovaného výkonu u jednotlivých scenárov je určený odpovedajúci počet meničov z typov zobrazených v Tabuľka 8. Doba životnosti meničov bola rovnako ako u batérie určená na 10 rokov. U použitých meničov uvádzajú výrobcovia životnosť až 15 rokov. Táto hodnota ale nemusí byť dosiahnutá, a nakoľko algoritmus nedokáže pracovať s variabilnou dobou životnosti, pri dobe prevádzky 20 rokov je počítané s výmenou v polovici tohto obdobia.

Tabuľka 8 – Charakteristiky meničov využitých pri návrhu hybridnej stanice.[45]

Názov	Výkon[kW]	Účinnosť [%]	Cena [CZK]
Infinisolar	10	96%	108 400
Infinisolar	3	96%	39 900
Studer Innotec XTM	4	96%	55 001

Celkové náklady zvyšných komponentov boli určené na 500 CZK/panel. V tejto položke sú zarátané náklady na nosnú konštrukciu, kabeľáž, ističe a pod. Táto hodnota bola stanovená expertným odhadom na základe informácií definovaných v [46].

Pre jednotlivé scenáre boli prevádzkové náklady na PV časť hybridného systému určené z investičných nákladov (viď 2.2.5). Konkrétne bola ročná hodnota rovná 1 % z investičných nákladov.

## 5.2.2 Obmedzujúce podmienky

V Tabuľka 9 je definovaná kritériálna funkcia a obmedzujúce podmienky pre model návrhu HPS.

Výber jedného typu solárnych panelov vychádza z ich technických vlastností. V rámci PV elektrárne by bolo technicky náročné zapájať rôzne typy panelov s rozdielnymi výkonmi do jednej vetvy.

Nutnosť zavedenia obmedzujúcich podmienok b),c) vyplývajú z konfigurácie navrhovaného modelu. Ten určuje optimálny návrh stanice na základe maximalizácie NPV za obdobie 20 rokov. Výpočet je vykonávaný na základe investičných a prevádzkových nákladov, a na základe produkcie elektriny PV časťou. Pri zmene doby životnosti u jednotlivých komponentov, z ktorých algoritmus vyberá, by bolo nutné do modelu pridať funkciu optimalizujúcu rozloženie finančných tokov. Podmienky b), c) neznamenaajú rovnakú dobu životnosti komponentu pre jednotlivé scenáre ale rovnakú dobu životnosti všetkých typov komponentu pre stanovený scenár. Ku príkladu algoritmus nie je schopný pracovať s dvoma typmi meničov, kde pri jednom type je predpokladaná doba životnosti 10 rokov a pri druhom 15 rokov. Algoritmus cez diskontované náklady v spomenutých rokoch vie určiť, ktorý typ je ekonomicky výhodnejší ale neviem určiť zostatkovú cenu meniča, ktorý bol inštalovaný po 15 rokoch a po skončení optimalizácie je schopný pracovať ešte 10 rokov. Obdobne platí táto podmienka aj pre batérie.

Obmedzujúca podmienka e) je definovaná, aby mohol byť využitý model optimalizácie prevádzky dieselovej stanice (viď 4.3). Využitie toho modelu je ďalej podmienené splnením všetkých obmedzujúcich podmienok definovaných v Tabuľka 4.

Tabuľka 9 – Vstupné podmienky pre proces návrhu PV+DG stanice.(vlastné vypracovanie)

<p><b>Cieľ:</b> Maximalizácia NPV hybridnej stanice.</p>
<p><b>Vstupné dáta:</b> a) Denný diagram intenzity žiarenia (Príloha-Obr.C2). b) Charakteristiky solárnych panelov a komponentov PV stanice(Tabuľka 7). c) Optimalizačný model dieselovej stanice (4.3) d) Diagram denného zaťaženia (Obrázok 15)</p>
<p><b>Obmedzujúce podmienky:</b> a) Vyber jedného typu solárnych panelov a meničov z možných dostupných variant. b) Zhodná doba životnosti u solárnych panelov, meničov a batérií. c) Konštantná účinnosť batérií. d) Platnosť všetkých prijatých predpokladov výpočtu celkových nákladov dieselovej stanice. e) Akumulačná jednotka nebude slúžiť na optimalizáciu prevádzky dieselovej časti systému. f) Rast spotreby elektrickej energie o 1% p.a.</p>

### 5.2.3 Popis modelu

Pre určenie optimálneho návrhu hybridnej PV+DG stanice bol v prvom kroku zostavený procesný diagram zobrazený v Prílohe-Obr.C3. Optimalizačný model bol vytvorený tak, aby naň bolo možné aplikovať scenáre definované v prechádzajúcej podkapitole, a aby využíval model optimalizácie mernej spotreby dieselovej stanice navrhnutý v 4.3.

Vstupmi sú charakteristiky solárnych panelov a komponentov potrebných na inštaláciu hybridnej stanice. Práve z týchto vstupných dát algoritmus vyberá ideálny návrh systému. Vykonáva ho na základe druhej skupiny vstupných dát, ktoré tvoria denné profily žiarenia pre jednotlivé typy oblačnosti (denné profily pre Lisitsu sú zobrazené v Prílohe-Obr.C2).

V prvom kroku je podobne ako pri optimalizácii spotreby dieselovej stanice využitý simulačný model Monte Carlo. Na rozdiel od predchádzajúceho využitia, ale pri odchýlke intenzity slnečného žiarenia nie je použitý konečný súčet náhodnej postupnosti ako percentuálna odchýlka. V tomto prípade je hodnota zmenšená na 10 % pôvodnej hodnoty. Dôvodom je využitie denných diagramov intenzity slnečného žiarenia pre rôzne typy oblačnosti (jasná obloha, polojasno, zamračené). U týchto hodnôt sa už nepredpokladá tak veľká odchýlka ako u diagramu denného zaťaženia. Výstupom prvej časti modelu je priemerný denný diagram intenzity žiarenia pre jednotlivé mesiace.

Na rozdiel od optimalizácie DG stanice sa v tomto prípade nejedná o úlohu bivalentného programovania. Hodnoty premenných sú rozdelené do dvoch skupín. Prvá skupina buniek je binárna. Tieto bunky označujú výber panelu pre inštaláciu hybridnej stanice. Druhá skupina obsahuje iba jednu bunku, ktorá môže nadobúdať kladné celé čísla. Hodnota tejto premennej určuje počet panelov inštalovaných v stanici. Na základe voľby panelu a počtu inštalovaných panelov sa vypočíta inštalovaný výkon stanice. Ten slúži pre určenie typu a množstva meničov a ostatných komponentov. Z tejto skupiny dát sa určia charakteristiky PV časti hybridného systému (celková účinnosť, inštalovaný výkon, rozloha, cena a pod.). Pomocou týchto charakteristík je určená celková ročná produkcia PV časti.

Scenáre sú aplikované ako obmedzujúce podmienky určujúce maximálnu možný inštalovaný výkon stanice. Dodatočná investičná náročnosť jednotlivých scenárov (batérie a generátory) je následne premietnutá do celkových investičných nákladov.

Aj v tomto prípade sa jedná o obecný model, ktorý môže byť použitý na akúkoľvek hybridnú stanicu obsahujúcu dieselové generátory a solárne panely. Obdobne ako pre aplikáciu modelu na optimalizáciu mernej spotreby dieselovej stanice, bol aj v tomto prípade vybraný program *MS Excel*. Tento model obsahuje výrazne nižší počet premenných buniek a obmedzujúcich podmienok ako optimalizácia DG stanice, a tak aj napriek použitiu nelineárneho riešiteľa model pracuje bez problémov. Aj v tomto prípade bolo ale nutné metódu Monte Carlo implementovať oddelene, pretože jej pridanie spôsobovalo, že model nebol schopný pracovať bez problémov.

### 5.3 Výsledky optimalizácie

Pre úplnosť sú v Tabuľka 10 zhrnuté hodnoty parametrov vstupujúcich do procesu návrhu hybridnej stanice.

Tabuľka 10 – Hodnoty parametrov využívaných pre určenie NPV prevádzky hybridnej stanice. (vlastné vypracovanie)

Položka	Hodnota
Spotreba elektrickej energie	423970 kWh/rok
Rast spotreby elektrickej energie	1% p.a.
Cena za liter motorovej nafty	10.55 CZK/l
Náklady na transport paliva	7.88 CZK/l
Celkové náklady na palivo	18.43 CZK/l
Rast cien motorovej nafty	6.00% p.a.
Cena motorového oleja	68.4 CZK/l
Rast cien motorového oleja	6.00% p.a.
Inflácia	6.00% p.a.
Nominálny diskont	9.00% p.a.
Reálny diskont	2.83% p.a.
Náklady na komponenty PV systému	500 CZK/panel
Úbytok výkonu u solárnych panelov	1.00% p.a.
Prevádzkové náklady solárnych panelov	1.00% z investície p.a.
Max. cena odberateľa	1.94 CZK/kWh

Ako jeden zo základných ekonomických ukazovateľov pri hodnotení PV systémov býva používaná hodnota investičných nákladov vzťahovaná na jednotku výkonu. Výhodou tohto ukazovateľa je predovšetkým jednoduchosť výpočtu. Pri jeho stanovení nie je braná v úvahu produkcia stanice, čo výrazne znižuje množstvo vstupných parametrov. Predovšetkým pre výpočet nie je potrebné určenie intenzity slnečného žiarenia. Na druhej strane to spôsobuje výraznú redukciu výpovednej hodnoty ukazovateľa. Prakticky jediným možným využitím tak zostáva porovnávanie cien PV systémov v rôznych geografických oblastiach. V Českej republike sa cena za inštalovaný Wp pohybuje v intervale 40-50 CZK/Wp. Výpočet tejto hodnoty pre jednotlivé scenáre je zobrazený v Tabuľka 11. Hlavným dôvodom prečo sú vypočítané hodnoty vyššie ako bežné ceny v ČR sú vysoké náklady na transport panelov (80% ceny panelu, vid' 5.2.1).

Tabuľka 11 – Porovnanie investičných nákladov pri rôznych scenároch konfigurácie hybridnej stanice. (vlastné vypracovanie)

		Scenár 1	Scenár 2	Scenár 3	Scenár 4	
Výkon	kWp	14.7	23.7	28.5	46.8	
Počet panelov	Ks	49	79	95	156	
Investícia	Panely	CZK	-563 974	-909 264	-1 093 419	-1 783 999
	Meniče	CZK	-216 800	-325 200	-325 200	-542 000
	Komponenty	CZK	-25 480	-41 080	-49 400	-80 600
	Generátor	CZK	0	-212 320	0	-213 230
	Batérie	CZK	0	0	-902 000	-1 691 250
Celková investícia		CZK	-806 254	-1 487 864	-2 370 019	-4 311 079
Náklady na jednotku		CZK/Wp	-54.85	-62.78	-83.16	-92.71

Ak by bol za optimálny variant vybraný ten s najnižšími nákladmi na inštalovaný Wp z hodnotenia by vychádzal najlepšie prvý scenár. V praxi ale využitie tohto ukazovateľ pri porovnávaní scenárov tak ako boli definované v 5.1 nemôže byť považované za relevantné. Je jasné, že scenáre ktoré so sebou nesú dodatočné náklady na príslušenstvo zvyšujúce inštalovaný výkon stanice (generátor, batérie) budú mať väčšie náklady na jednotku, pretože pridané Wp so sebou mimo bežných investičných nákladov nesú aj náklady na príslušenstvo.

Pred stanovením NPV musel algoritmus primárne určiť akú veľkú produkciu dosiahne PV časť hybridného systému. Táto produkcia so sebou neprinášala žiadne variabilné náklady. Prevádzkové náklady na PV časť boli počítané ako percentuálny podiel z investície a dodatočné investície do výmeny komponentov boli stanové tiež nezávisle na produkcii elektrickej energie. Ako bolo uvedené v podkapitole 5.1 produkcia PV časti systému bude výrazne nižšia ako produkcia dieselovej časti. Presné podiely výroby jednotlivých zdrojov na celkovej výrobe sú zobrazené v Tabuľka 12. Tieto hodnoty predstavujú priemerný ročný podiel výroby rešpektujúci zvyšovanie spotreby elektrickej energie a znižovanie účinnosti solárnych panelov.

Tabuľka 12 – Porovnanie ekonomickej efektívnosti scenárov. (vlastné spracovanie).

	NPV [mil. CZK]	LCOE [CZK/kWh]			Výroba[%]	
		PV časť	DG časti	Celkovo	PV	DG
Scenár 1	-94 365 483	-3.726	-10.363	-10.108	3.83%	96.17%
Scenár 2	-93 475 065	-4.277	-10.391	-10.013	6.18%	93.82%
Scenár 3	-94 981 000	-6.955	-10.440	-10.174	7.43%	92.57%
Scenár 4	-92 023 112	-5.549	-10.461	-9.857	12.15%	87.85%
DG Stanica	-94 426 023	-	-10.115	-10.115	0.00%	100.00%

Ďalším technicko-ekonomický kritériom pre voľbu optimálneho variantu by mohli byť náklady na vyrobenú kWh fotovoltaickou časťou hybridnej stanice. Tento ukazovateľ na rozdiel od nákladov za inštalovaný Wp zahŕňa aj produkciu elektrickej energie. Pri jeho použití ale musia byť brané v úvahu doplnkové údaje, ktoré môžu ovplyvniť celkové vnímanie tohto ukazovateľa. Do výpočtu je zahrnutá produkcia elektriny PV časťou, táto produkcia ale zmení úroveň zaťaženia pre dieselové generátory, a tým môže aj výrazne

zmeniť náklady na vyrobenú kWh pre dieselovú časť hybridného systému. Na základe Tabuľka 12 je možné odpozorovať, že v prípade HPS systému pre Lisitsu platí, čím väčší podiel výroby PV časti, tým väčšie náklady na vyrobenú kWh dieselovou časťou stanice. Tento trend je spôsobený predimenzovaním stanice a pracou pri stále nižších úrovniach zaťaženia. Pre ilustráciu je v Prílohe-Obr.C6 zobrazený diagram s pracovným zaťažením generátorov pre optimálny scenár v mesiaci jún. Preto aj pri hodnotení LCOE pre dieselovú časť je najlepšiu hodnotu dosiahlo opätovne prvý scenár.<sup>18</sup>

Celkovo bol však za optimálny návrh určený štvrtý scenár. Ten dosiahol najnižšie celkové náklady na vyrobenú kWh, a tým prirodzene dosiahol aj najvyššiu hodnotu NPV. Pritom na základe Tabuľka 13 je patrné, že ani v jedinom ekonomickom ukazovateli nedosahuje najlepšie hodnoty z vybraných scenárov. Prvý scenár naopak dosiahol najlepšie ukazovatele vo všetkých kritériách okrem podielu výroby fotovoltaickej časti. Práve tento parameter je zásadnou výhodou zvoleného scenára.

Tabuľka 13 – Porovnanie scenárov zapojenia HPS pre rôzne kritéria. (vlastné spracovanie)

Kritérium	Poradie			
	Scenár 1	Scenár 2	Scenár 3	Scenár 4
Náklady na jednotku	1.	2.	3.	4.
LCOE - PV časti	1.	2.	4.	3.
LCOE - DG časti	1.	2.	3.	4.
Podiel výroby PV časti	4.	3.	2.	1.
LCOE - Celkové	3.	2.	4.	1.

### 5.3.1 Nákladová analýza optimálnej varianty hybridnej stanice

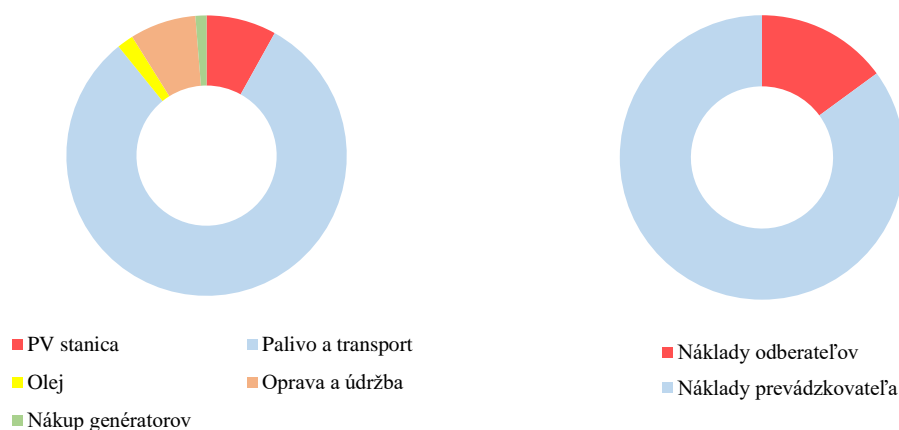
Členenie priemerných ročných nákladov u optimálneho variantu je zobrazené na Obrázok 23. Podrobný výpočet nákladovej štruktúry pre hybridnú stanicu je zobrazený v Prílohe-Tab.C3.

Podiel nákladov uhradených odberateľmi sa oproti nulovej variante výrazne nezmenil. V tomto prípade činia náklady samosprávy 85% z celkových nákladov. Stálosť podielu nákladov medzi užívateľmi a prevádzkovateľom spôsobila minimálna zmena v celkovej výške nákladov oproti nulovej, ale hlavne zafixovanie maximálnej ceny solárnej energie na úrovni energie z dieselových agregátov (viď 3.1.2). Ak by sa tak nestalo náklady prevádzkovateľov by poklesli výraznejšie avšak stalo by sa tak na úkor odberateľov. V takom prípade by vzrástol podiel ich až na 45% celkových nákladov. Táto hodnota potvrdzuje oprávnenosť fixácie maximálnej ceny solárnej energie.

Aj v tomto prípade tvoria náklady na palivo až 80% z priemerných ročných nákladov na chod stanice. Náklady PV časti predstavujú iba 7,85%, pričom táto časť vyprodukuje v priemere 12,15% ročnej spotreby. Ostatné položky v porovnaní s prevádzkou samostatnej dieselovej stanice nezaznamenali výrazne zmeny. Vysoký podiel nákladov na palivo predikuje pri všetkých scenároch vysokú závislosť na zmenu ceny paliva.

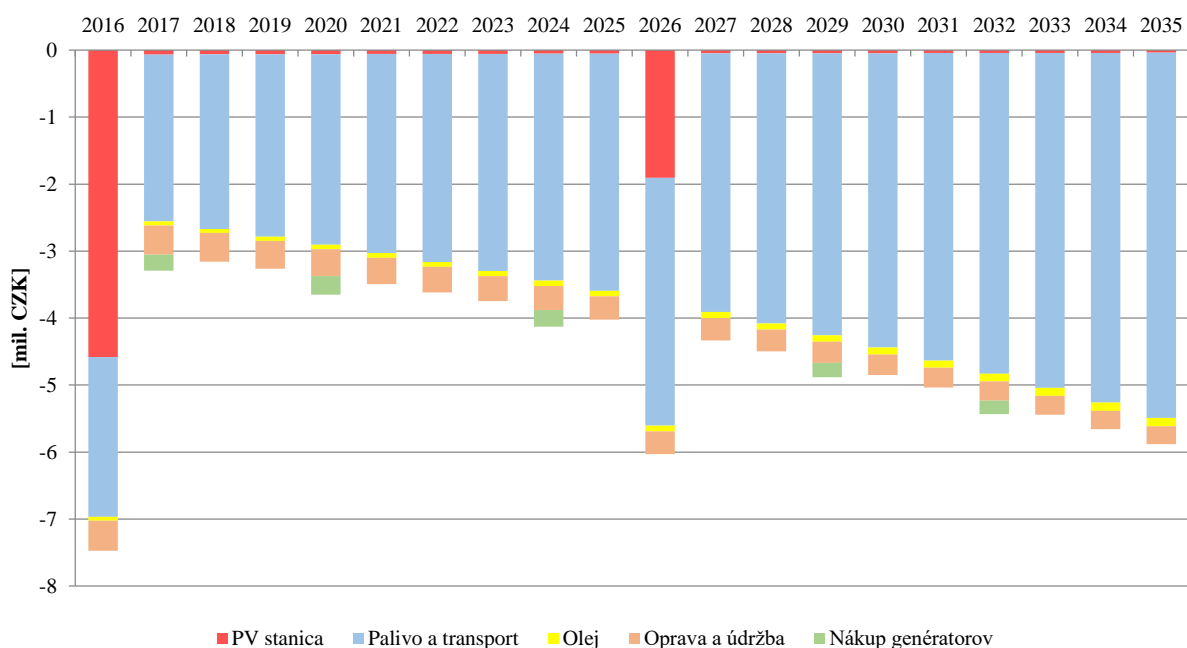
<sup>18</sup> V Tabuľka 12 sú pre ilustráciu uvedené aj hodnoty pre dieselovú stanicu. Tieto hodnoty ale pri porovnávaní scenárov nie sú brané v úvahu, pretože sa nejedná o hybridný systém.





Obrázok 23 – Nákladové členenie priemerných ročných nákladov pri optimálnom variante. (vlastné spracovanie)

Časový vývoj nákladov spojených s inštaláciou a prevádzkou navrhovanej hybridnej stanice je zobrazený na Obrázok 24. Výrazný podiel PV časti na nákladoch je odpozorovaný iba pri inštalácii stanice a v polovici doby životnosti pri výmene batérii a meničov. S výnimkou týchto rokov celkové ročné náklady stúpajú. Je to spôsobené rastom spotreby elektrickej energie a rastom cien motorovej nafty na úrovni inflácie.



Obrázok 24 – Vývoj a štruktúra nákladov spojených s prevádzkou hybridnej PV+DG stanice. (vlastné spracovanie).

### 5.3.2 Schéma zapojenia optimálnej varianty

Elektrická schéma zapojenia hybridnej stanice je zobrazená v Prílohe-Obr.C4. Stanica sa skladá z troch častí: dieselovej, fotovolatickej a výstupnej časti pripojenej na lokálnu sieť. Pôvodná časť stanice obsahuje dieselové agregáty, ktorých zapojenie nie je nijako

modifikované. Oproti pôvodnému zapojeniu stanica obsahuje nový dieselový generátor s nominálnym výkonom 40 kW.

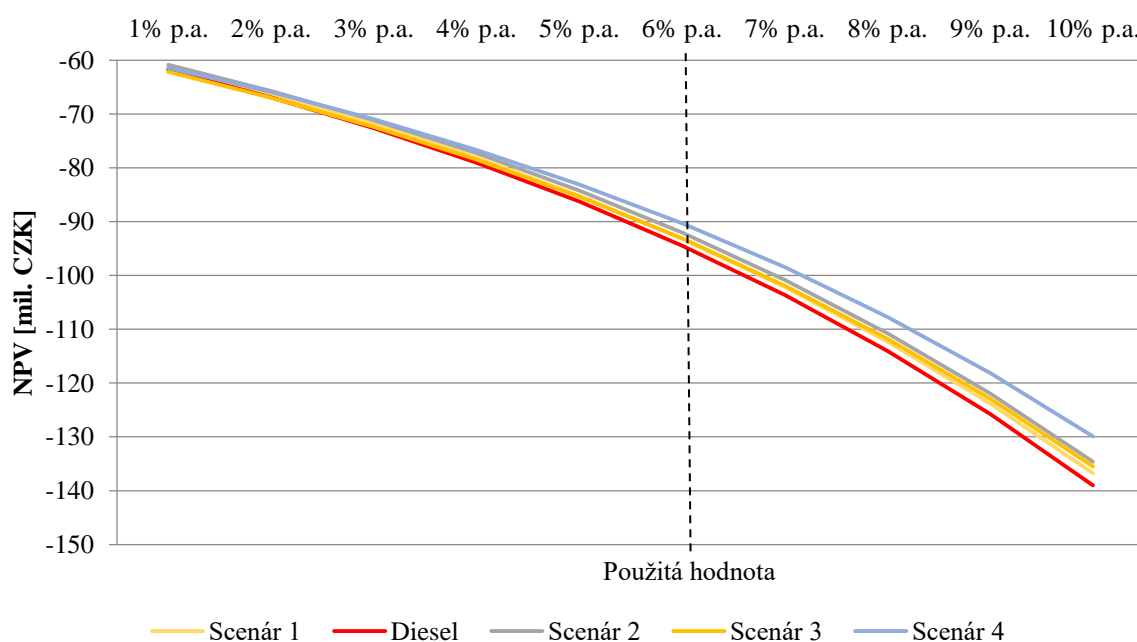
Pri zapojení fotovoltaických panelov bolo z dôvodu minimalizácie počtu meničov použité sériové zapojenie, pričom v každej z vetiev je zapojených 26 panelov. Každá vetva je napojená na menič, a následne je pripojená na jednu fázu, pričom vzniká striedavý prúd. Na každý menič sú pripojené dve batérie *Li-Ion 48V 6,7kWh*. Na PV časť ešte obsahuje zariadenie *DPC-72*. [47] Jedná sa o monitorovacie zariadenie, ktoré poskytuje dáta o produkcii tejto časti systému genset kontroléru, ktorý na základe týchto dát riadi chod dieselovej časti.

## 5.4 Citlivostné analýzy

Do výpočtu ekonomickej efektívnosti vstupuje veľa parametrov, ktorých hodnotu je nesmierne ťažké na tak dlhé obdobie predikovať, a u ktorých aj malá zmena môže zásadne ovplyvniť voľbu optimálneho variantu. V tejto podkapitole budú vytvorené analýzy vplyvu zmeny základných faktorov na optimálny návrh hybridného systému.

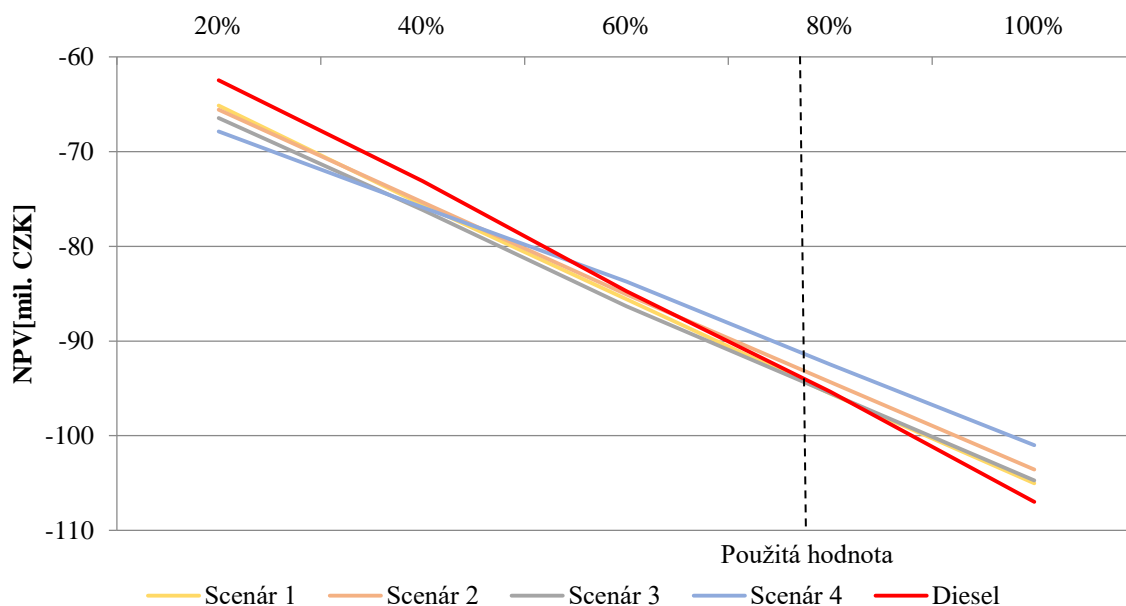
### 5.4.1 Závislosť na zmene ceny paliva

Bezpochyby najväčší dopad celkovú hodnotu NPV bude mať vývoj cien motorovej nafty a to z dôvodu, že táto náklady predstavuje dominantnú položku celkových nákladov. Pri stanovaní ceny za motorovú naftu bol odhadovaný rast cien na úrovni inflácie (6% p.a vid' 3.3), a jej súčasná hodnota bola určená na 10,55 CZK. Na Obrázok 25 je zobrazený vplyv medziročnej zmeny cien pohonných látok na hodnotu NPV pre všetky navrhované scenáre. Z tohto grafu je patrné, že tento parameter nemá zásadný vplyv na voľbu optimálneho variantu. Aj medziročný rast cien na úrovni 9-10% spôsobí len minimálne zväčšenie rozdielov medzi jednotlivými scenármi. Výsledkom analýzy je teda tvrdenie, že tento parameter má veľký vplyv na hodnotu NPV, avšak nakoľko pri všetkých scenároch tvoria náklady na palivo viac ako 80% z celkových nákladov stanice, sú sledované scenáre ovplyvňované takmer rovnako.



### 5.4.2 Závislosť na nákladoch za transport paliva

Väčšia závislosť pri návrhu systému bola dokázaná na zmenu nákladov na transport paliva. Tento parameter bol v podkapitole 4.4.1 odhadnutý 75% ceny paliva. Ak by sa táto hodnota mala vzťahovať na európske prostredie tento podiel by dosahoval hodnotu na úrovni 10%. Ruské geografické špecifiká a transport pomocou helikoptér ale túto hodnotu zásadne ovplyvňuje. Citlivostná analýza na Obrázok 26 odhalila, že inštalácia hybridnej stanice by nebola ekonomicky efektívna, pokiaľ by sa cena za transport paliva nepohybovala aspoň na úrovni 50% ceny za jeho nákup. Je to spôsobené predovšetkým obmedzeným potenciálom solárnej energie, a nízkej cene za palivo. V prípade, že by v dohľadnej dobe vzniklo pozemné spojenie s Lisitsou pravdepodobne by to znamenalo, že inštalácia hybridnej stanice nebude ekonomicky efektívna. Dá sa totiž očakávať, že by to znamenalo zníženie nákladov na transport pod hodnotu 50% z ceny paliva.

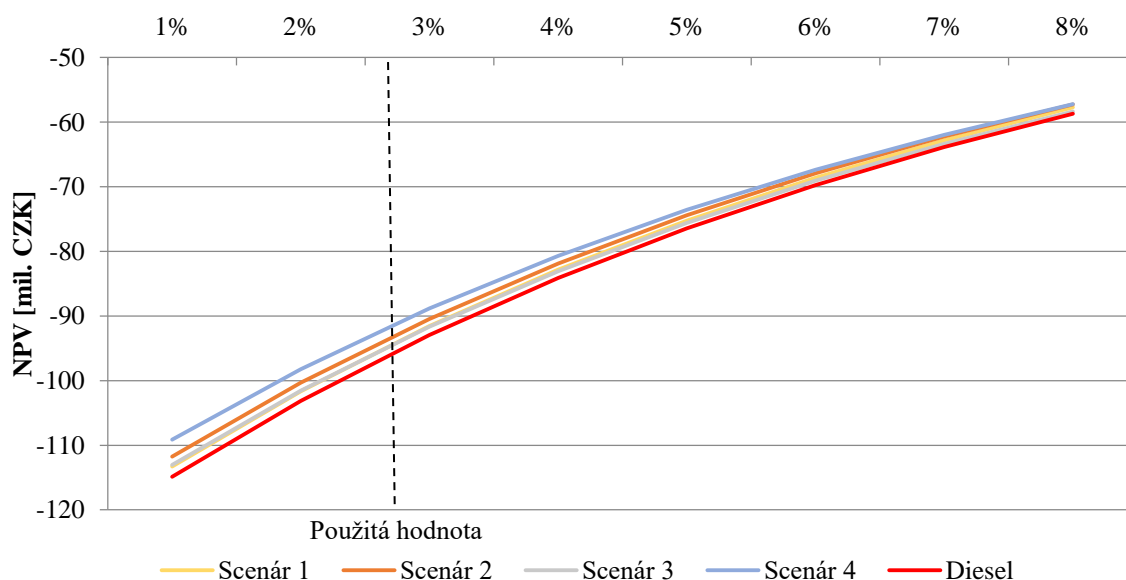


Obrázok 26 – Závislosť NPV na veľkosti nákladov za transport paliva. (vlastné spracovanie)

### 5.4.3 Závislosť na miere inflácie

Na Obrázok 27 je zobrazená citlivostná analýza na závislosť NPV na reálnej diskontnej miere. Hodnota diskontu nemá žiaden vplyv na návrh hybridného systému, iba znižuje rozdiely medzi jednotlivými variantmi.

Je nutné podotknúť, že sa jedná o hodnoty, na ktorých je demonštratívne ukázaný vplyv diskontu na celkovú hodnotu diskontovaných peňažných tokov. Diskontnej úrokovej miery na úrovni 8% by bolo reálne možné dosiahnuť iba pri extrémne vysokých hodnotách makroekonomických ukazovateľov a to predovšetkým inflácie.



Obrázok 27 – Závislosť NPV na reálnej diskontnej úrokovej miere. (vlastné spracovanie)

## 5.5 Zhrnutie

Z dôvodu nerentabilného použitia akumuláčnej jednotky pre zabezpečenie energie u hodín so slabou, prípadne nulovou intenzitou slnečného žiarenia, bolo nutné definovanie scenárov, ktoré by umožnili maximalizáciu produkcie PV časti hybridnej stanice pri zachovaní lepších ekonomických ukazovateľov, v porovnaní so stanicou využívajúcou iba dieselové agregáty.

Pre optimalizáciu návrhu bol zostavený ekonomický model slúžiaci k maximalizácii NPV hybridnej stanice za dobu prevádzky. Pomocou tohto modelu bola následne určená efektívnosť identifikovaných scenárov. Ako najlepšia možnosť sa ukázalo použitie akumuláčnej jednotky pre uskladnenie prebytočnej energie pri maximálnej intenzite slnečného žiarenia. Touto metódou bolo možné zabezpečiť priemerné ročné pokrytie 12,15% spotreby slnečnou energiou. Aj napriek tomu, že navrhované riešenie znižuje hodnotu produkcie dieselovej časti systému, nepodarilo sa eliminovať vysoký podiel nákladov na palivo a jeho transport. Pri všetkých scenároch táto položka predstavovala 80-88% z celkových nákladov. To bol dôvod malých rozdielov pri hodnotení rôznych scenárov, a to spôsobilo, že ani jeden z testovaných scenárov nedokáže zvýšiť celkovú hodnotu NPV oproti dieselovej stanici o viac ako 2,5%.

Citlivostné analýzy dokázali, že medzi ekonomickými ukazovateľmi navrhovaných hybridných staníc je veľká korelácia. Zmeny vstupných parametrov nevyvolali žiadne zmeny pri optimálnom variante. Je to spôsobené primárne veľkou závislosťou na cenu paliva a malým podielom výroby z PV časti. To spôsobuje, že rozloženie finančných tokov a ich hodnota nie je ovplyvnená natoľko, aby sa to zásadne prejavilo pri zmene vstupných parametrov.

Zmeny je možné sledovať pri porovnaní hybridnej stanice s pôvodinou dieselovou stanicou. Bolo dokázané, že ekonomicky efektívna inštalácia hybridnej stanice v tomto regióne je závislá predovšetkým na veľkosti nákladov na transport paliva. V prípade, že by nebolo nutné dovážať palivo pomocou helikoptér, nebola by inštalácia hybridnej stanice pri stanici s tak veľkou spotrebou rentabilná.

## 6 Záver

Celý obsah práce bol pôvodne koncipovaný na vytvorenie automatizovaného ekonomického modelu pre návrh hybridnej energetickej stanice. Pred samotným procesom tvorby modelu ale došlo k niekoľkým významným bodom, ktoré ovplyvnili aj záverečnú podobu práce. Pre ekonomické porovnanie dvoch variantov dodávky elektriny je potrebné porovnávanie týchto variantov v rovnakom časovom úseku. Tento časový úsek musí byť dostatočne dlhý na to aby sa v ňom prejavili ekonomické, aj technické vplyvy určujúce konečnú nákladovú štruktúru výrobu elektriny. Preto musela byť pred návrhom hybridnej stanice vypracovaná nákladová analýza pre nulovú variantu, a teda pre prípad, že k inštalácii hybridnej stanice nedôjde.

Pri dlhodobom ekonomickom hodnotení dieselovej stanice bolo nutné brať v úvahu vplyv technických parametrov na celkovú spotrebu paliva v stanici (zvyšovanie spotreby elektriny, znižovanie účinnosti generátorov, výmena generátorov). Preto bol zostavený automatizovaný model pre minimalizáciu mernej spotreby stanice. Tento model pomocou vektorovej optimalizácie určil pre jednotlivé generátory úroveň zaťaženia, pri ktorých majú byť generátory spustené tak, aby bola dosiahnutá čo najnižšia celková spotreba. Pri testovaní model vykazoval pri konkrétnej stanici priemerné zníženie mernej spotreby o 7%, a to pri rovnakej zostave generátorov. Tento model pracoval so simulačnou metódou Monte Carlo, ktorá bola aplikovaná na denný diagram zaťaženia, preto je možné, že k tak výraznému zlepšeniu oproti reálnym hodnotám prispeli iné profily diagramu zaťaženia. Výsledky tohto modelu môžu byť bez fyzického zásahu aplikované na dieselové stanice tým, že sa na ich základe upraví nastavenie gen-set kontrolóra. Pri modeli platí, že čím je v stanici väčší počet generátorov s rozdielnymi nominálnymi výkonmi, tým väčšieho zníženia je možné dosiahnuť. Určenie mernej spotreby následne viedlo k výpočtu čistej súčasnej hodnoty nákladov, za ktorú je možné elektrickú energiu vyrábať nulovým variantom.

Zadaním práce bolo vytvorenie modelu pre návrh hybridnej stanice bez bližšej špecifikácie zdrojov. Pri analýze potenciálu obnoviteľných zdrojov v lokalite, pre ktorú bol tento model primárne určený, došlo k zisteniu, že jediným zdrojom s dostatočným potenciálom pre využitie v hybridnej stanici je solárna energia. Preto bol model vypracovaný pre návrh hybridnej stanice využívajúcej solárnu energiu a dieselové generátory. Pri definovaní scenárov využitia vyšlo najavo, že výrazným limitujúcim faktorom sú veľké zmeny v dĺžke denného svitu a v sile žiarenia v priebehu roka. Pôvodne totiž bolo v práci počítané s návrhom priameho systému bez akumuláčnej jednotky. K tejto domnienke viedla veľkosť dennej spotreby, ktorá je väčšia ako jeden megawatt hodina. Problémom bolo, že profil intenzity žiarenia limitoval inštalovaný výkon fotovoltickej časti tak výrazne, že bez akumuláčnej jednotky, ktorá by uskladnila prebytočnú energiu pri maximálnej produkcii, táto časť nebola schopná pokryť ani 4 % celkovej spotreby. Preto boli definované scenáre, ktoré technicky umožnili postupné zvyšovanie inštalovaného výkonu fotovoltickej časti stanice.

Optimalizačný model bol následne vypracovaný tak, aby bol schopný pracovať s týmito scenármi. Základnou ideou modelu je, že vyberie pre zvolený scenár ideálnu voľbu panelov, meničov a ostatných komponentov. Na základe ich charakteristík určí produkciu stanice, a teda ako zmena úrovne zaťaženia ovplyvní chod dieselovej časti stanice. Po určení

produkcie elektriny jednotlivými časťami systému model pomocou investičných a prevádzkových nákladov vypočíta celkovú hodnotu NPV. Za optimálny návrh systému model prehlási ten s najvyššou hodnotou NPV.

Najväčšou chybou pri tvorbe modelov sa ukázala voľba programu, v ktorom boli implementované. *MS Excel* postupným pridávaním funkcií prestal byť schopný pracovať s takým veľkým počtom premenných, a s tak veľkou matematickou zložitou problémom. Preto museli byť jednotlivé bloky (Monte Carlo, optimalizácia spotreby dieselovej stanice, maximalizácia NPV hybridnej stanice) implementované nezávisle, čo spôsobilo, že na rozdiel od pôvodného návrhu implementovaný model nie je plne automatizovaný. Obsahuje automatizované bloky, ale v prípade, že jeden blok na druhý nadväzuje je potrebné prenášanie medzivýpočtov.

Zadanie tejto práce pôvodne vzniklo v spolupráci medzi školami *TPU* a *ČVUT*, a preto konkrétna aplikácia modelu bola vykonaná obec Lisitsa, ktorá sa nachádza v Tomskej regióne. To je dôvodom, prečo niektoré hodnoty ekonomických ukazovateľov môžu byť v českých podmienkach považované za ťažko dosiahnuteľné. Už aj samotná inštalácia off-grid stanice pre oblasť s dennou spotrebou 1,15 MWh by mohla byť počítaná medzi tieto výnimky. Poloha v extrémnom klimatickom pásme navyše znamenala, že oblasť sa celkovo nedá považovať za región s vysokým potenciálom využitia solárnej energie. Ekonomicky vychádzala inštalácia hybridnej stanice výhodne iba na základe extrémne vysokých nákladov na nákup a transport paliva, a vysokej hodnote mernej spotreby paliva. Tá je vyvolaná predimenzovaním stanice a zlou voľbou nominálnych výkonov u inštalovaných generátorov. Vysoká cena za palivo je na druhej strane spôsobená izoláciou osady a dopravou paliva pomocou vrtuľníkov. Celkovo bola za optimálny návrh určená stanica s inštalovaným výkonom fotovoltackej časti 46,8 kWp. Táto hodnota umožní priemerné pokrytie 12% spotreby.

Pri vyhodnotení práce prišlo k jednej matematickej anomálii. Aj napriek tomu, že až na jeden scenár všetky vykazovali vyššiu hodnotu NPV ako nulový variant, ani jeden zo scenárov ju nebol schopný zvýšiť o viac ako 2,5%. Toto číslo naznačovalo veľkú koreláciu medzi jednotlivými scenármi a nulovým variantom. Tú potvrdili aj citlivostné analýzy. Ani výrazná zmena makroekonomických ukazovateľov nemala na voľbu optimálneho variantu vplyv. Spôsobil to vysoký podiel nákladov za nákup a transport motorovej nafty na celkových nákladoch, ktorý bol vo všetkých scenároch, aj v nulovej variante medzi 80-88%. Tento podiel spôsobí, že hybridná stanica vychádza ekonomicky lepšie aj pri výraznom znižovaní reálnej ceny za motorovú naftu.

V niektorých projektoch môže byť zlepšenie čistej súčasnej hodnoty, oproti nulovej variante o 2,5%, považované za spochybniteľné, špeciálne v obore energetiky a pri výpočte tejto hodnoty za obdobie 20 rokov. V tomto konkrétnom prípade, ale nebolo možné identifikovať riziká, ktoré by boli schopné ovplyvniť ekonomické ukazovatele, tak aby hybridná stanica nevychádzala ako optimálny variant.

## Dodatok A – Bibliografia

- [1] F. S. Javadi, B. Rismanchi, M. Sarraf, O. Afshar, R. Saidur, H. W. Ping, and N. A. Rahim, “*Global policy of rural electrification,*” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 19, pp. 402–416, 2013.
- [2] IEA, “*Energy for All: Financing access for the poor (Special early excerpt of the World Energy Outlook 2011),*” *World Energy Outlook 2011*, no. October, p. 52, 2011.
- [3] OECD/IEA 2015 World Energy Outlook, IEA Publishing, „*World Energy Outlook,*“ 2016. [Online]. Available: <http://www.iea.org/media/copyright/Termsandconditions.pdf>. [Přístup získán 2 November 2016].
- [4] S. R. Tully, “*The Contribution of Human Rights to Universal Energy Access,*” vol. 4, no. 3, 2006.
- [5] D. Schroth, M. Wiemann, P. Weston, B. Kondev, M. Adhikari, H. Wuester, A. Khalid, D. Palit, R. Child, B. Klimbie, C. Service, C. Nijland, D. Nagpal, N. Peterschmidt, M. Rohrer, R. E. Agency, and A. Dhabi, “*Policies and Regulations for Private Sector Renewable Energy Mini-grids,*“ 2016.
- [6] A. A. Lahimer, M. A. Alghoul, F. Yousif, T. M. Razykov, N. Amin, and K. Sopian, “*Research and development aspects on decentralized electrification options for rural household,*” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 24, pp. 314–324, 2013.
- [7] S. M. Shaahid and I. El-Amin, “*Techno-economic evaluation of off-grid hybrid photovoltaic–diesel–battery power systems for rural electrification in Saudi Arabia—A way forward for sustainable development,*” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 13, no. 3, pp. 625–633, 2009.
- [8] Ray Marfell, Electric Power Division, CATERPILLAR, „*Demystifyng Generator Set Ratings,*“ 2014. [Online]. Available: <http://s7d2.scene7.com/is/content/Caterpillar/C10282436>. [Přístup získán 14 November 2016].
- [9] G.Léna, “*Rural Electrification with PV Hybrid Systems,*“ 2013. ISBN 978-3-906042-11-4.
- [10] Dr. Anne Wheldon, “*Photovoltaic solar home systems and solar lanterns,*” *Ashden Technol.*, vol. 1.0, pp. 1–3, 2011.
- [11] E. Ilskog, “*And Then They Lived Sustainably Ever After ?,*” *Heal. (San Fr.*, p. 76, 2008.
- [12] G. F. Rinalde, L. E. Juanicó, E. Tagliavore, S. Gortari, and M. G. Molina, “*Development of thermoelectric generators for electrification of isolated rural homes,*” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 35, no. 11, pp. 5818–5822, 2010.
- [13] P. Breeze, “*Wind Power,*” *Power Gener. Technol.*, vol. 1, no. 5, pp. 223–242, 2014.
- [14] IRENA, “*Wind power - technology Brief,*” *Energy*, no. 16, pp. 1–24, 2016.

- [15] S. Gsänger and J.-D. Pitteloud, “2015 Small Wind World Report Summary,” p. 15, 2015.
- [16] IRENA, “Hydropower,” *Renew. Energy Technol. Cost Anal. Ser.*, vol. 1: Power s, no. 3/5, p. 44, 2012.
- [17] IRENA, “Renewable Power Generation Costs in 2014: An Overview,” no. January, p. 92, 2015.
- [18] IRENA, “Renewable Energy Statistics 2016 Statistiques D ’ Énergie Renouvelable 2016 Estadísticas De Energía,“. 2016.
- [19] International Atomic Energy Agency, “Status of Small Reactor Designs Without On-Site Fueling,” , 2016.
- [20] P. Peralta, M.Solano, J.Glassmire, M.Lazopoulou, K.Summer, X.Lilienthal, M. Boshell, “Renewable mini-grids (Summary for policy makers),“. 2016.
- [21] The World Bank, “The World Bank, Global Electrification database,“. The World Bank Group, 2016. Available: <http://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.ACCS.ZS?end=2012&locations=RU&start=1990&view=chart>. [Přístup získán 3 November 2016].
- [22] Портал-Енерго, “Возобновляемая энергетика и устойчивое экономическое развитие,“. 2014. Available: <http://portal-energo.ru/articles/details/id/521>. [Přístup získán 10 November 2015].
- [23] M.Surkov, B. Lukutin, “Alternative power sources,“. Tomsk Polytechnic University Publishing House, 2013.
- [24] E. Douraeva, IEA, “Opportunities for Renewable Energy in Russia,“. 2008. Available: <http://www.geni.org/globalenergy/library/energytrends/currentusage/renewable/wind/global-wind-resources/russia/renewablerussia.pdf>. [Přístup získán 15 November 15].
- [25] A. Boute, “Off-grid renewable energy in remote Arctic areas: An analysis of the Russian Far East,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 59, pp. 1029–1037, 2016.
- [26] D.Cook “Russian electricity reform: emerging challenges and opportunities,“. Paris: OECD/International Energy Agency, 2005. ISBN 9789264109438.
- [27] IEA, “Russian Federation: IMF Country Report No. 15/212,” *Int. Monet. Fund*, no. 15, pp. 0–43, 2015.
- [28] Е. В. В., “ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГИИ,“ Санкт-Петербургский государственный политехнический университет, 2008. Available: <http://www.alobuild.ru/ispolzovaniye-vozbobnovlyayemoj-energii/podderzhka.php>. [Přístup získán 15 November 2016].
- [29] ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ, “О порядке установления надбавки при определении цены электрической энергии,“ 2008. Available:[http://www.rushydro.ru/file/main/global/industry/res/documents/prepare/2.\\_Nadbavki.pdf](http://www.rushydro.ru/file/main/global/industry/res/documents/prepare/2._Nadbavki.pdf). [Přístup získán 15 November 2016].



- [30] International Finance Corporation, “*Russia’s New Capacity-based Renewable Energy Support Scheme*,” no. 449. Washington, DC, 2013.
- [31] Центральный банк Российской Федерации, “*Статистика*,” Available: <https://www.cbr.ru/>. [Přístup získán 15 November 2016].
- [32] Russia Direct, “*What's happening to the inflation rate in Russia?*,” Available: <http://www.russia-direct.org/analysis/whats-happening-inflation-rate-russia>. [Přístup získán 15 November 2016].
- [33] U.S. Energy Information Administration, “*Energy & Financial Markets*,” Available: [http://www.eia.gov/finance/markets/products/financial\\_markets.php](http://www.eia.gov/finance/markets/products/financial_markets.php). [Přístup získán 15 November 2016].
- [34] Russian Federal State Statistics Service, “*Том 1. Численность и размещение населения*,” [Online]. Available: [http://www.gks.ru/free\\_doc/new\\_site/perepis2010/croc/perepis\\_itogi1612.htm](http://www.gks.ru/free_doc/new_site/perepis2010/croc/perepis_itogi1612.htm). [Přístup získán 15 November 2016].
- [35] The Legislative Duma of Tomsk Oblast, “*TOMSK OBLAST*,” Available: <http://eng.duma.tomsk.ru/page/192/>. [Přístup získán 7 November 2016].
- [36] GIS Meteo “*Weather forecast*,” [Online]. Available: <https://www.gismeteo.com/city/weekly/227852/>. [Přístup získán 15 April 2016].
- [37] European Commission, Joint Research Centre - Institute for Environment and Sustainability, “*Photovoltaic Geographical Information System - Interactive Maps*,” [Online]. Available: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?lang=en&map=africa>. [Přístup získán 11 April 2016].
- [38] Администрация Томской области , “*Документы и материалы к проекту*,” Available: [http://old.duma.tomsk.ru/files2/28275\\_Budget2015\\_2017\\_3.pdf](http://old.duma.tomsk.ru/files2/28275_Budget2015_2017_3.pdf). [Přístup získán 11 April 2016].
- [39] Энергохолдинг, “*Автономные системы электроснабжения*,” Available: <http://energoholding.ru/>. [Přístup získán 15 November 2016].
- [40] Компания Дизель, “*Дизель-генераторы ЯМЗ (ДГУ на двигателях ЯМЗ), дизельные электростанции ЯМЗ (ДЭС ЯМЗ), 60 - 400 кВт*,” Available: <http://www.comd.ru/catalog/dizelnye-elektrostantsii-tsena-DES/Professional/DGU-dizel-generatory-YaMZ/>. [Přístup získán 11 September 2016]
- [41] E. Torrero and D. Thimsen, “*Costs of Utility Distributed Generators*,” *Natl. Rural Electr. Coop. Assoc.*, p. 124, 2003.
- [42] M. H. Alsharif, R. Nordin, and M. Ismail, “*Energy optimisation of hybrid off-grid system for remote telecommunication base station deployment in Malaysia*,” *EURASIP J. Wirel. Commun. Netw.*, vol. 2015, no. 1, p. 64, 2015.
- [43] Солнечные.РУ, “*Солнечные панели и модули*,” Available: <http://www.solnechnye.ru/>. [Přístup získán 15 November 2016]

- [44] Exmork, „Солнечные батареи,“ Available: <http://inventory.ru/category/solnechnye-batarei>. [Přístup získán 15 November 2016].
- [45] Exmork, „Преобразователи напряжения,“ Available: <http://inventory.ru/category/preobrazovateli/>. [Přístup získán 15 November 2016].
- [46] Exmork, „Аккумуляторы,“ Available: <http://inventory.ru/category/akkumuljatory/>. [Přístup získán 15 November 2016].
- [47] Gavazzi, Carlo, „Monitoring Relays, Multifunction type DPC02,“. Available: <http://advanced-a.com/content/datasheets/carlo-gavazzi/DPC02DM.pdf> . [Přístup získán 15 November 2016].

## **Dodatok B – Zoznam použitých skratiek**

CZK – české koruny

ES – elektrická sústava

HAWT – horizontal axis wind turbines

HPS – hybrid power system

IEA – International Energy Agency

IRENA – International Renewable Energy Agency

LCOE – levelized cost of energy

NPV – net present value

OZE – obnoviteľné zdroje energie

PV system – fotovoltaiický systém

PV+DG stanica – hybridná stanica kombinujúca dieselové generátory a fotovoltaiický systém

RUB – ruské ruble

SAPS – stand-alone power system

SHS – solar home system

SWT – small wind turbine

TOE – ton of equal oil

USD – americké doláre

VAWT – vertical axis wind turbines

WEM – The world energy model

## Dodatok C – Prílohy

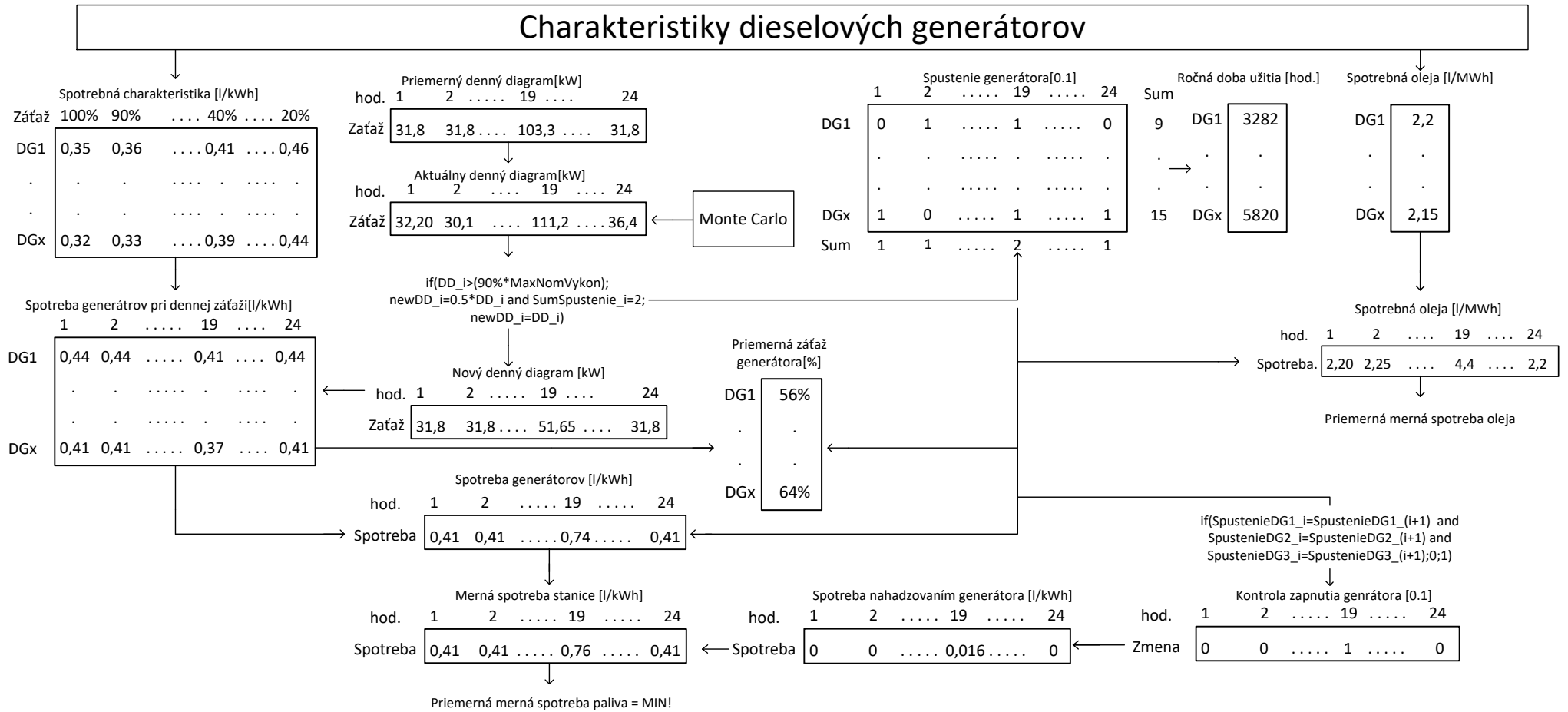
Tab. C1 – Hodnoty spotreby elektrickej energie podľa segmentu užitia za rok 2015. Rozloženie spotreby elektrickej energie a výpočet celkovej spotreby paliva v dieselovej stanici. (vstupné dáta)

Mesiace	Spotreba elektrickej energie podľa segmentu užitia						
	Spotreba verejných priestorov a budov [MWh]	Spotreba domácností [MWh]	Spotreba drevárskej fabriky [MWh]	Straty vo vedení [MWh]	Elektrická energia v sieti [MWh]	Vlastná spotreba [MWh]	Celkový výstup generátora [MWh]
Január	3.41	26.26	3.84	6.24	39.75	1.66	41.41
Február	2.48	21.43	3.22	5.33	32.46	1.42	33.88
Marec	2.55	22.83	3.56	5.79	34.73	1.54	36.27
Apríl	1.53	21.61	3.32	4.94	31.40	1.32	32.72
Máj	1.37	20.63	2.52	4.56	29.08	1.22	30.30
Jún	1.32	22.76	1.52	4.76	30.36	1.27	31.63
Júl	0.51	23.46	1.41	4.73	30.11	1.26	31.37
August	0.43	24.04	1.93	4.94	31.34	1.32	32.66
September	1.48	24.48	1.87	5.18	33.01	1.38	34.39
Október	2.06	23.59	2.11	5.17	32.93	1.38	34.31
November	2.43	26.10	3.29	5.93	37.75	1.58	39.33
December	2.87	30.26	3.85	6.89	43.87	1.84	45.71
Rok	22.44	287.45	32.44	64.46	406.79	17.18	423.97
Mesačný priemer	1.87	23.95	2.70	5.37	33.90	1.43	35.33
Podiel z celkového množstva elektriny v sieti	5.52%	70.66%	7.97%	15.85%	100.00%	-	-
Podiel z celkovej produkcie elektriny	5.29%	67.80%	7.65%	15.20%	-	4.05%	100.00%

Mesiace	Spotreba elektrickej energie - absolútne čísla					Spotreba paliva		
	Spotreba verejných priestorov a budov	Spotreba domácností	Spotreba drevárskej fabriky	Straty vo vedení	Vlastná spotreba	Spotreba paliva [gr./kWh] <sup>a)</sup>	Spotreba paliva [l/kWh]	Celková spotreba paliva [l]
Január	8.23%	63.41%	9.27%	15.07%	4.02%	343.5	0.409	16935
Február	7.32%	63.25%	9.50%	15.73%	4.19%	342.0	0.407	13794
Marec	7.03%	62.94%	9.81%	15.96%	4.26%	339.0	0.404	14640
Apríl	4.68%	66.06%	10.15%	15.10%	4.02%	329.0	0.392	12814
Máj	4.52%	68.09%	8.32%	15.05%	4.02%	340.0	0.405	12262
Jún	4.17%	71.96%	4.81%	15.05%	4.02%	338.0	0.402	12727
Júl	1.63%	74.78%	4.49%	15.08%	4.02%	341.0	0.406	12734
August	1.32%	73.62%	5.91%	15.13%	4.03%	338.9	0.403	13176
September	4.30%	71.18%	5.44%	15.06%	4.01%	338.0	0.402	13837
Október	6.00%	68.76%	6.15%	15.07%	4.02%	339.5	0.404	13866
November	6.18%	66.36%	8.36%	15.08%	4.02%	370.4	0.441	17342
December	6.28%	66.20%	8.42%	15.07%	4.02%	372.6	0.444	20272
Rok	-	-	-	-	-	-	-	174399
Mesačný priemer	5.14%	68.05%	7.55%	15.20%	4.05%	344.3	0.410	14533

a) Vstupné dáta

Obr.C1 – Procesný diagram pre určenie minimálnej mernej spotreby dieselovej stanice.(vlastné spracovanie)



Tab.C2 – Nákladová analýza prevádzky dieselovej stanice za obdobie 2016-2035 (1.časť). (vlastné spracovanie)

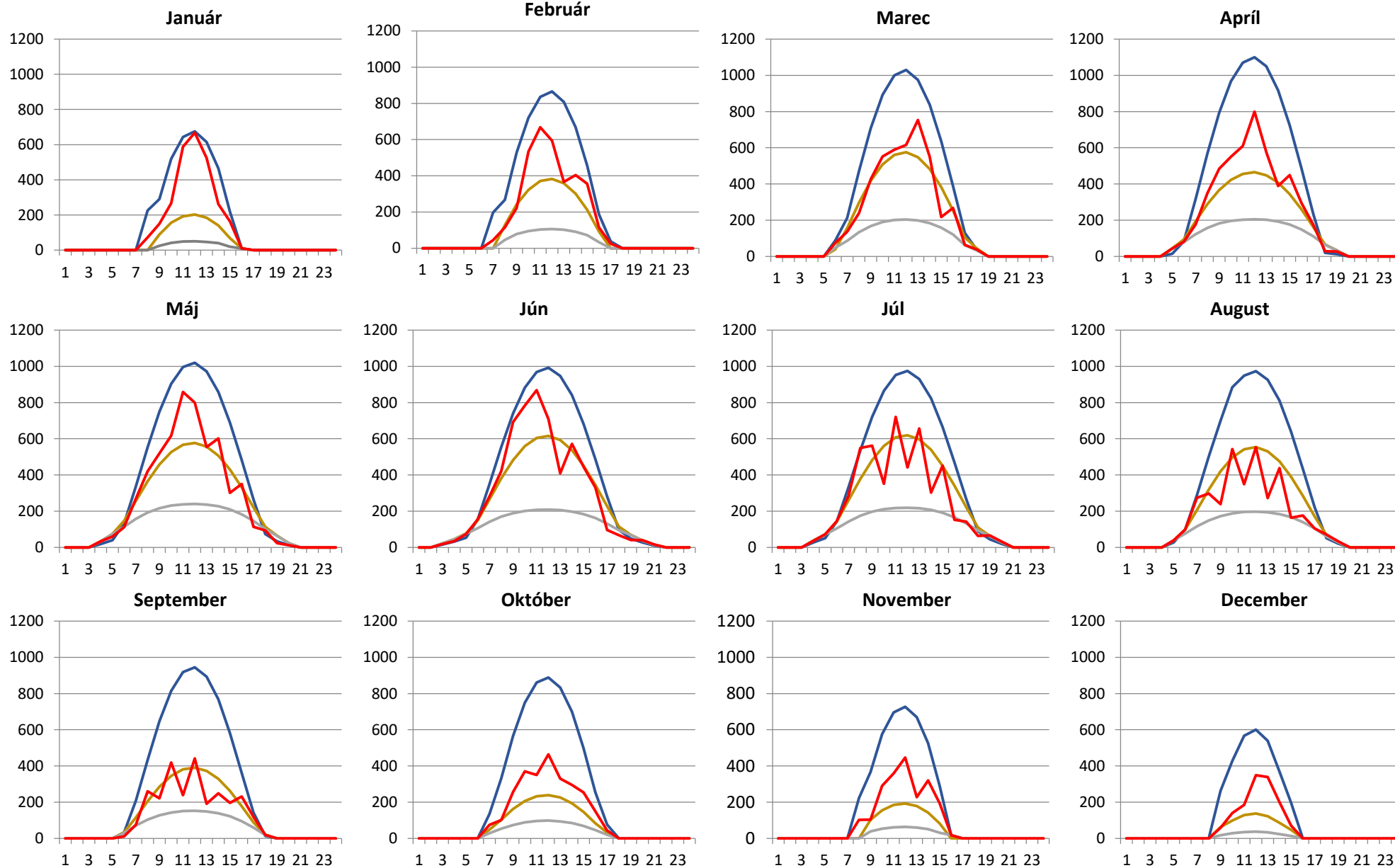
Rok	Používané generátory									Merná spotreba paliva l/kWh	Merná spotreba oleja l/MWh	Celkové náklady na palivo CZK	Celkové náklady na olej CZK	Opravy náklady CZK	Investície CZK	Odpisy konšt. (10 rokov) CZK
	Generátor 1			Generátor 2			Generátor 3									
	Typ	Doba užitia	Kap.	Typ	Doba užitia	Kap.	Typ	Doba užitia	Kap.							
2016	ДЭУ100(1500)	2366	2799	ДЭУ75	1102	2243	ДЭУ100(500)	5840	21501	0.3903	0.00234	-3 049 713	-67 868	-381 650	0	0
2017	ДЭУ100(1500)	282	433	АД-70	4380	34000	ДЭУ100(500)	4745	15661	0.3835	0.00226	-3 208 138	-70 211	-381 650	-243 140	-24 314
2018	ДЭУ100(1500)	282	150	АД-70	4380	29620	ДЭУ100(500)	4745	10916	0.3835	0.00226	-3 434 633	-75 168	-381 650	0	-24 314
2019	ЯМЗ - 236БИ	4502	35000	АД-70	1703	25240	ДЭУ100(500)	3042	6171	0.3702	0.00230	-3 549 593	-81 704	-381 650	-309 626	-55 277
2020	ЯМЗ - 236БИ	4502	30498	АД-70	1703	23537	ДЭУ100(500)	3042	3129	0.3702	0.00230	-3 800 195	-87 473	-381 650	0	-55 277
2021	ЯМЗ - 236БИ	4502	25997	АД-70	1703	21833	ДЭУ100(500)	3042	88	0.3702	0.00230	-4 068 488	-93 648	-381 650	0	-55 277
2022	ЯМЗ - 236БИ	3376	21495	АД-70	2555	20130	ЯМЗ - 236БИ	3376.25	35000	0.3594	0.00221	-4 228 652	-96 461	-381 650	-309 626	-86 239
2023	ЯМЗ - 236БИ	3376	18119	АД-70	2555	17575	ЯМЗ - 236БИ	3376.25	31623	0.3594	0.00221	-4 527 195	-103 271	-381 650	0	-86 239
2024	ЯМЗ - 236БИ	3376	14743	АД-70	2555	15020	ЯМЗ - 236БИ	3376.25	28247	0.3594	0.00221	-4 846 815	-110 562	-381 650	0	-86 239
2025	ЯМЗ - 236БИ	3376	11366	АД-70	2555	12465	ЯМЗ - 236БИ	3376.25	24871	0.3594	0.00221	-5 189 000	-118 367	-381 650	0	-86 239
2026	ЯМЗ - 236БИ	3376	7990	АД-70	2555	9910	ЯМЗ - 236БИ	3376.25	21495	0.3594	0.00221	-5 555 344	-126 724	-381 650	0	-86 239
2027	ЯМЗ - 236БИ	3376	4614	АД-70	2555	7355	ЯМЗ - 236БИ	3376.25	18118	0.3594	0.00221	-5 947 551	-135 671	-381 650	0	-61 925
2028	ЯМЗ - 236БИ	3376	1238	АД-70	2555	4800	ЯМЗ - 236БИ	3376.25	14742	0.3594	0.00221	-6 367 448	-145 249	-381 650	0	-61 925
2029	ЯМЗ - 236БИ	3776	35000	АД-70	2555	2245	ЯМЗ - 236БИ	2976.25	11366	0.3594	0.00221	-6 816 990	-155 504	-381 650	-309 626	-61 925
2030	ЯМЗ - 236БИ	5653	29346	-	-	-	ЯМЗ - 236БИ	3653.75	8390	0.3598	0.00223	-7 306 392	-168 159	-317 900	0	-61 925
2031	ЯМЗ - 236БИ	4653	24693	-	-	-	ЯМЗ - 236БИ	4653.75	4736	0.3598	0.00223	-7 822 223	-180 031	-317 900	0	-61 925
2032	ЯМЗ - 236БИ	4653	20039	-	-	-	ЯМЗ - 236БИ	4653.75	82	0.3598	0.00223	-8 374 472	-192 742	-317 900	0	-30 963
2033	ЯМЗ - 236БИ	4653	15385	-	-	-	ЯМЗ - 236БИ	4653.75	35000	0.3598	0.00223	-8 965 710	-206 349	-317 900	-309 626	-61 925
2034	ЯМЗ - 236БИ	4653	10731	-	-	-	ЯМЗ - 236БИ	4653.75	30346	0.3598	0.00223	-9 598 689	-220 917	-317 900	0	-61 925
2035	ЯМЗ - 236БИ	4653	6078	-	-	-	ЯМЗ - 236БИ	4653.75	25692	0.3598	0.00223	-10 276 357	-236 514	-317 900	0	-61 925

Tab.C2 – Nákladová analýza prevádzky dieselovej stanice za obdobie 2016-2035 (2.časť). (vlastné spracovanie)

Rok	Diskontované náklady				CF <sup>a)</sup>	DCF	Kumulované DCF	Náklady		Kumulované DCF		LCOE
	Palivo	Olej	O&A	Investície				Prevádzkovateľ	Odberateľ	Prevádzkovateľ	Odberateľ	
	CZK	CZK	CZK	CZK	CZK	CZK	CZK	CZK	CZK	CZK	CZK	CZK/kWh
2016	-3 049 713	-67 868	-381 650	0	-3 499 231	-3 499 231	-3 499 231	-2 678 001	-821 230	-2 678 001	-821 230	-8.25
2017	-3 119 841	-68 279	-371 146	-236 448	-3 903 140	-3 795 714	-7 294 945	-3 081 910	-821 230	-5 675 088	-1 619 857	-8.95
2018	-3 248 172	-71 087	-360 931	0	-3 891 451	-3 680 191	-10 975 135	-3 070 221	-821 230	-8 578 632	-2 396 504	-8.68
2019	-3 264 500	-75 142	-350 997	-284 758	-4 322 574	-3 975 397	-14 950 532	-3 501 344	-821 230	-11 798 758	-3 151 775	-9.38
2020	-3 398 782	-78 233	-341 337	0	-4 269 317	-3 818 351	-18 768 884	-3 448 087	-821 230	-14 882 625	-3 886 259	-9.01
2021	-3 538 587	-81 451	-331 942	0	-4 543 786	-3 951 980	-22 720 864	-3 722 557	-821 230	-18 120 337	-4 600 527	-9.32
2022	-3 576 664	-81 588	-322 806	-261 887	-5 016 389	-4 242 945	-26 963 809	-4 195 159	-821 230	-21 668 672	-5 295 137	-10.01
2023	-3 723 787	-84 944	-313 921	0	-5 012 116	-4 122 652	-31 086 461	-4 190 886	-821 230	-25 115 832	-5 970 629	-9.72
2024	-3 876 961	-88 438	-305 281	0	-5 339 027	-4 270 680	-35 357 141	-4 517 797	-821 230	-28 729 611	-6 627 530	-10.07
2025	-4 036 435	-92 076	-296 879	0	-5 689 018	-4 425 390	-39 782 531	-4 867 788	-821 230	-32 516 180	-7 266 351	-10.44
2026	-4 202 470	-95 863	-288 708	0	-6 063 718	-4 587 041	-44 369 573	-5 242 488	-821 230	-36 481 983	-7 887 589	-10.82
2027	-4 375 334	-99 807	-280 762	0	-6 464 872	-4 755 903	-49 125 475	-5 643 642	-821 230	-40 633 746	-8 491 730	-11.22
2028	-4 555 309	-103 912	-273 035	0	-6 894 347	-4 932 255	-54 057 731	-6 073 117	-821 230	-44 978 488	-9 079 242	-11.63
2029	-4 742 686	-108 186	-265 520	-215 412	-7 663 770	-5 331 804	-59 389 535	-6 842 540	-821 230	-49 738 950	-9 650 585	-12.58
2030	-4 943 267	-113 771	-215 081	0	-7 792 451	-5 272 119	-64 661 654	-6 971 221	-821 230	-54 455 452	-10 206 202	-12.44
2031	-5 146 604	-118 451	-209 161	0	-8 320 155	-5 474 216	-70 135 870	-7 498 925	-821 230	-59 389 343	-10 746 527	-12.91
2032	-5 358 304	-123 323	-203 404	0	-8 885 114	-5 685 031	-75 820 902	-8 063 884	-821 230	-64 548 920	-11 271 981	-13.41
2033	-5 578 712	-128 396	-197 806	-192 658	-9 799 585	-6 097 572	-81 918 473	-8 978 355	-821 230	-70 135 500	-11 782 973	-14.38
2034	-5 808 186	-133 678	-192 362	0	-10 137 506	-6 134 226	-88 052 699	-9 316 277	-821 230	-75 772 798	-12 279 901	-14.47
2035	-6 047 100	-139 176	-187 068	0	-10 830 771	-6 373 344	-94 426 043	-10 009 541	-821 230	-81 662 891	-12 763 152	-15.03
				Celkovo	-128 338 336	-94 426 043					Priemer	-11.136

a) V poslednom roku bol prirátaný mimoriadny jednorázový výnos z predaja dieslových generátorov za zostatkovú cenu .

Obr.C2 – Denné profily žiarenia pre rôzne typy oblačnosti v Lisitsi (charakteristiky vygenerované [38])





Tab.C3 – Nákladová analýza prevádzky hybridnej stanice za obdobie 2017-2036 (1.časť). (vlastné spracovanie)

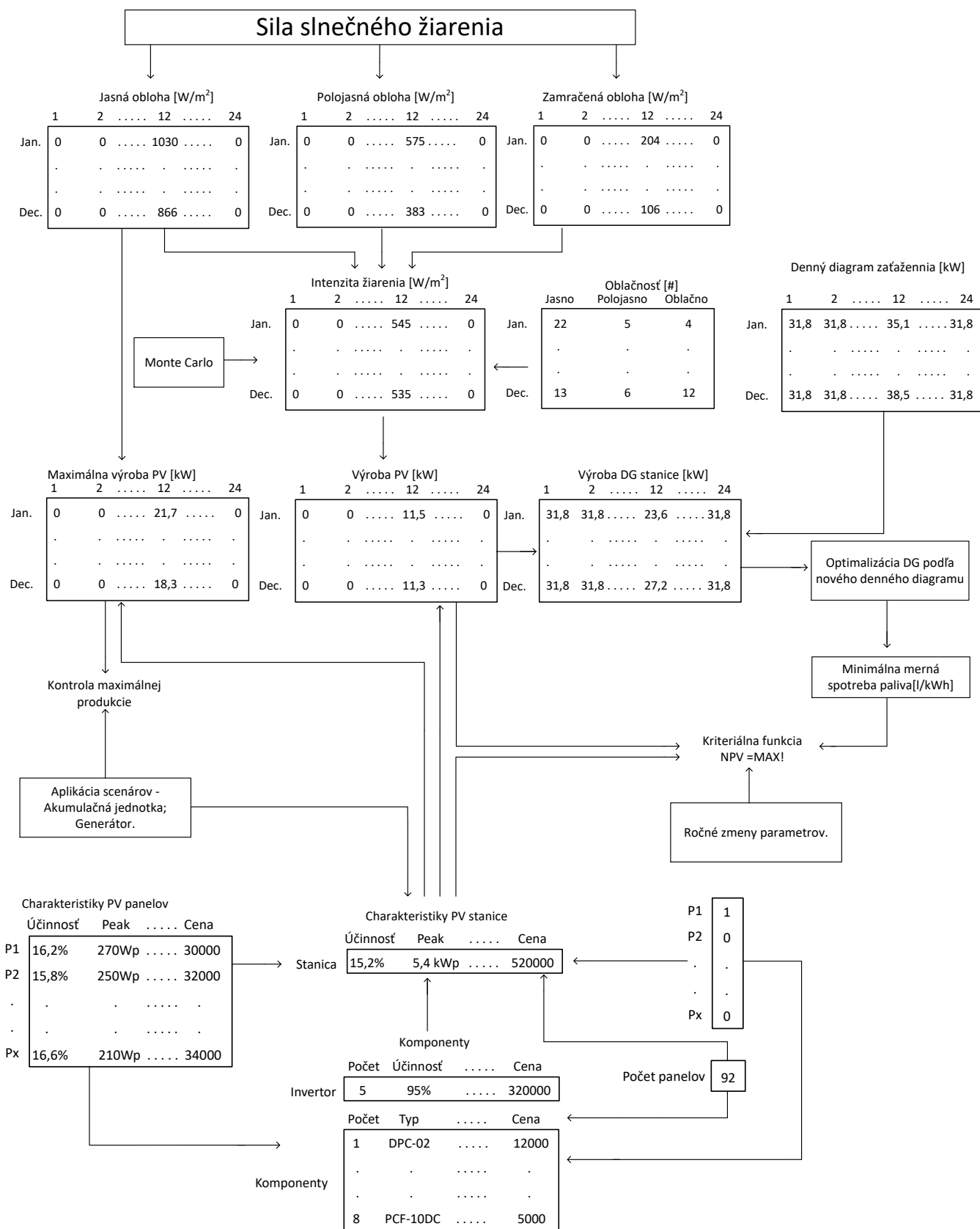
				2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
<b>Fotovoltaická časť</b>	Produkcia	kWh	-	69541	68845	68157	67475	66800	66132	65471	64816	64168	63527	
	Investícia	Panely	CZK	-1 766 088	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Meniče	CZK	-650400	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Komponenty	CZK	-80 600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Batérie	CZK	-1804000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Generátor	CZK	-213 230	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Prevádzkové náklady	CZK	-	-67 715	-67 715	-67 715	-67 715	-67 715	-67 715	-67 715	-67 715	-67 715	-67 715	-67 715
Náklady PV časti	CZK	-4 514 318	-4 582 033	-67 715	-67 715	-67 715	-67 715	-67 715	-67 715	-67 715	-67 715	-67 715	-67 715	
<b>Dieselová časť</b>	Produkcia DG	kWh	-	354 429	359 365	364 335	369 342	374 384	379 464	384 582	389 737	394 931	400 163	
	Celková spotreba paliva	l	-	129 402	131 204	133 019	134 847	136 688	138 542	140 411	142 293	144 189	146 100	
	Náklady na palivo	CZK	-	-2 384 882	-2 563 175	-2 754 545	-2 959 940	-3 180 376	-3 416 941	-3 670 801	-3 943 208	-4 235 501	-4 549 117	
	Celková spotreba olej	l	-	819	830	842	853	865	877	888	900	912	924	
	Náklady na olej	CZK	-	-56 001	-60 188	-64 682	-69 505	-74 681	-80 236	-86 197	-92 594	-99 457	-106 821	
	Oprava a údržba	CZK	-	-450 650	-450 650	-450 650	-450 650	-450 650	-450 650	-450 650	-450 650	-450 650	-450 650	
	Nákup nových gen.	CZK	-	0	-243 140	0	0	-309 626	0	0	0	-309 626	0	
	Náklady DG časti	CZK	-	-2 891 533	-3 317 153	-3 269 877	-3 480 095	-4 015 333	-3 947 827	-4 207 648	-4 486 452	-5 095 234	-5 106 588	
<b>Celkovo</b>	Celkové náklady	CZK	-	-7 473 567	-3 384 867	-3 337 591	-3 547 810	-4 083 048	-4 015 541	-4 275 363	-4 554 166	-5 162 949	-5 174 303	
	DCF	CZK	-	-7 473 567	-3 291 712	-3 156 411	-3 262 878	-3 651 784	-3 492 568	-3 616 213	-3 746 020	-4 129 896	-4 025 069	
	Kumulatívne DCF	CZK	-	-7 473 567	-10 765 279	-13 921 689	-17 184 567	-20 836 351	-24 328 919	-27 945 132	-31 691 152	-35 821 048	-39 846 117	

Tab.C3 – Nákladová analýza prevádzky hybridnej stanice za obdobie 2017-2036 (2.časť). (vlastné spracovanie)

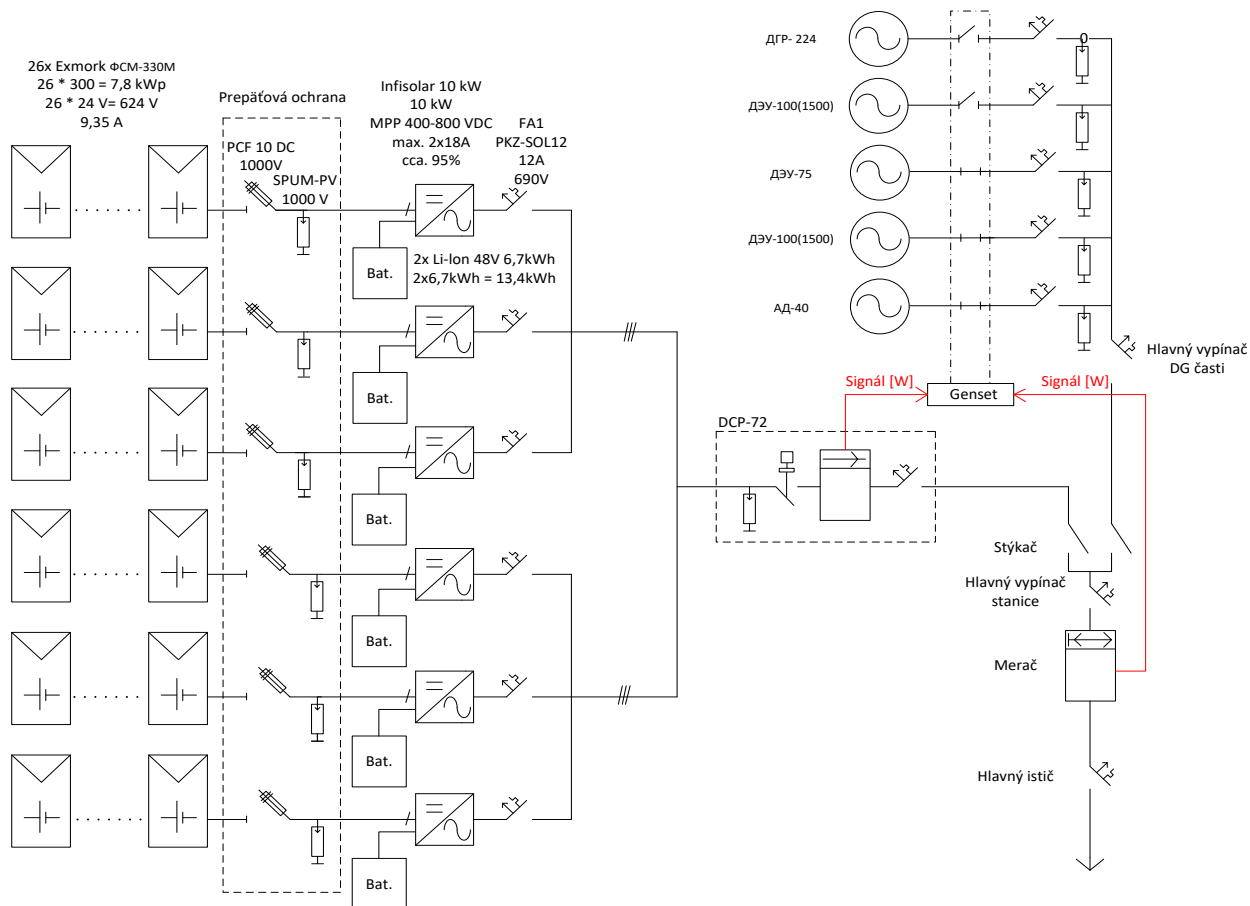
			2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036 <sup>a)</sup>	
<b>Fotovoltaická časť</b>	Produkcia	kWh	69541	62891	62262	61640	61023	60413	59809	59211	58619	58033	
	Investícia	Panely	CZK	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Meniče	CZK	-650400	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Komponenty	CZK	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Batérie	CZK	-1804000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Generátor	CZK	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Prevádzkové náklady	CZK	-67 715	-67 715	-67 715	-67 715	-67 715	-67 715	-67 715	-67 715	-67 715	-67 715	-67 715
Náklady PV časti	CZK	-4 582 033	-2 522 115	-67 715	-67 715	-67 715	-67 715	-67 715	-67 715	-67 715	-67 715	-67 715	
<b>Diesellová časť</b>	Produkcia DG	kWh	405 435	410 748	416 100	421 494	426 929	432 407	437 927	443 491	449 098	454 750	
	Celková spotreba paliva	l	148 024	149 964	151 918	153 887	155 872	157 872	159 887	161 918	163 966	166 029	
	Náklady na palivo	CZK	-4 885 595	-5 246 585	-5 633 854	-6 049 297	-6 494 944	-6 972 972	-7 485 710	-8 035 659	-8 625 493	-9 258 082	
	Celková spotreba olej	l	937	949	961	974	986	999	1 012	1 024	1 037	1 050	
	Náklady na olej	CZK	-114 722	-123 199	-132 293	-142 048	-152 513	-163 738	-175 778	-188 692	-202 542	-217 396	
	Oprava a údržba	CZK	-450 650	-450 650	-450 650	-450 650	-450 650	-450 650	-450 650	-450 650	-450 650	-450 650	
	Nákup nových gen.	CZK	0	0	0	-309 626	0	0	-309 626	0	0	0	
	Náklady DG časti	CZK	-5 450 967	-5 820 434	-6 216 796	-6 951 621	-7 098 107	-7 587 359	-8 421 764	-8 675 000	-9 278 685	-10 235 754	
<b>Celkovo</b>	Celkové náklady	CZK	-7 973 082	-5 888 148	-6 284 511	-7 019 336	-7 165 822	-7 655 074	-8 489 479	-8 742 715	-9 346 400	-10 613 095	
	DCF	CZK	-6 031 535	-4 331 722	-4 496 074	-4 883 578	-4 848 287	-5 036 767	-5 432 049	-5 440 128	-5 655 712	-6 245 471	
	Kumulatívne DCF	CZK	-45 877 653	-50 209 375	-54 705 449	-59 589 027	-64 437 314	-69 474 081	-74 906 130	-80 346 258	-86 001 970	-92 247 441	

a) V poslednom roku bol prirátaný mimoriadny jednorázový výnos z predaja dieslových generátorov za zostatkovú cenu .

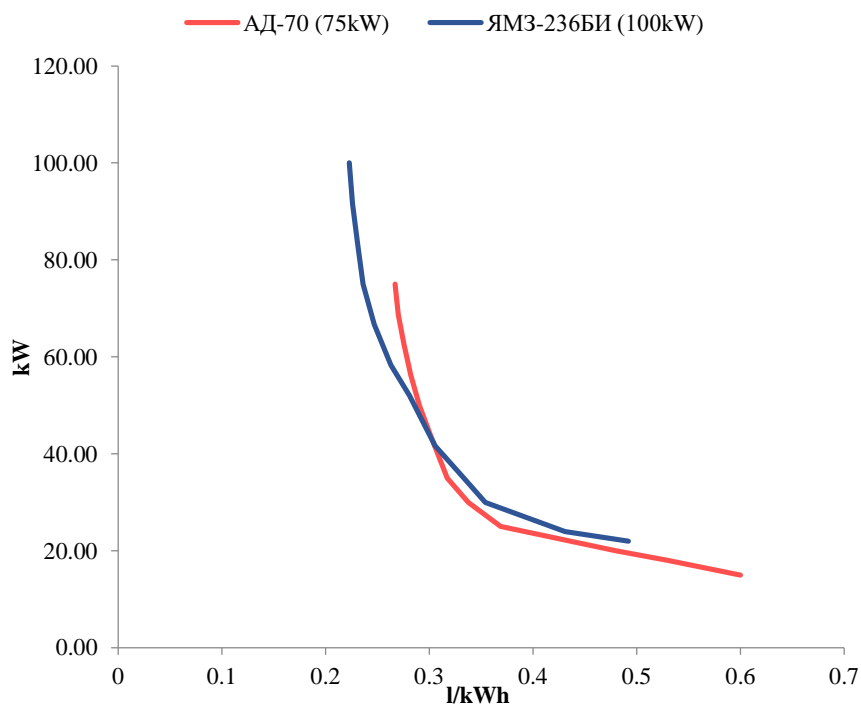
Obr.C3 – Procesný diagram návrhu hybridnej stanice PV+DG. (vlastné spracovanie)



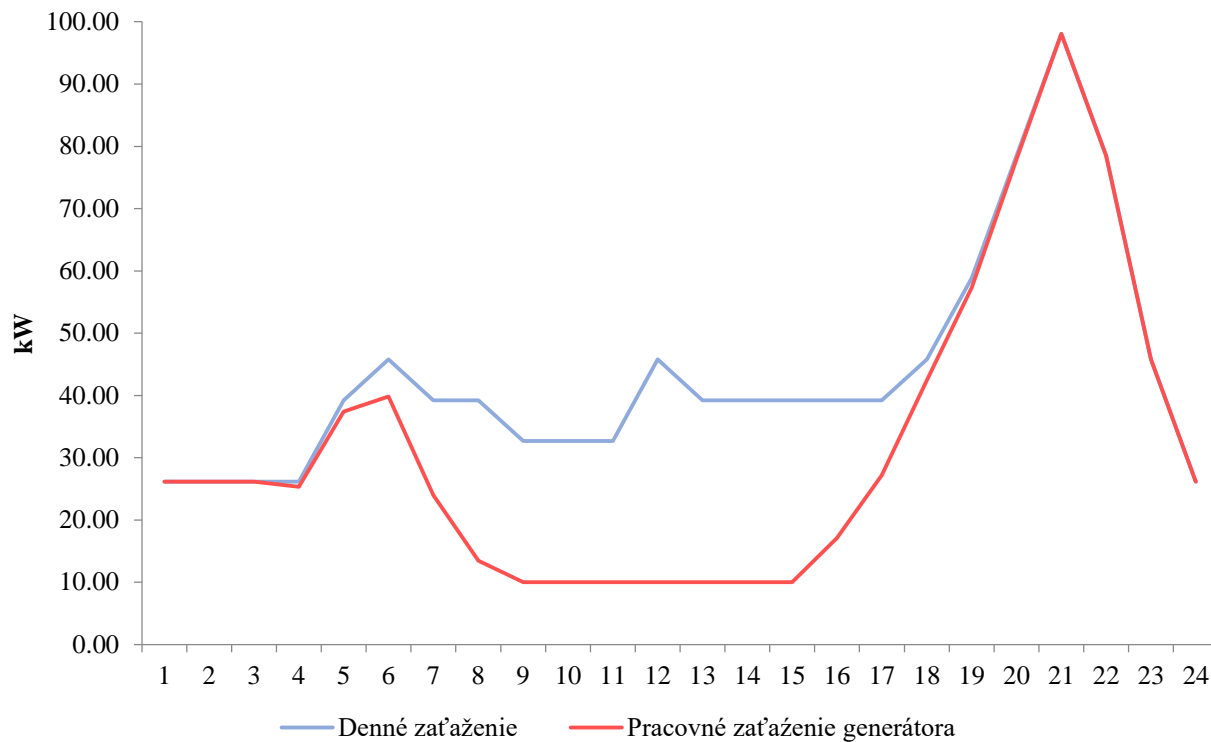
Obr.C4 – Schéma zapojenia hybridnej stanice v Lisitsi. (vlastné vypracovanie)



Obr.C5 – Spotrebné charakteristiky generátorov využívaných pri optimalizácii spotreby dieselovej stanice. (spracované na základe [40,41] )



Obr.C6 – Porovnanie denného zaťaženia s pracovným zaťažením generátora v optimálnom variante. (vlastné spracovanie)



## **Dodatok D – Obsah priloženého CD**

- MonteCarlo.xls – súbor aplikujúci metódu Monte Carlo na denný diagram zaťaženia a denný diagram intenzity slnečného žiarenia
- DieselOptimalization.xls – súbor s automatizovaným modelom pre minimalizáciu spotreby dieselovej stanice
- HybridStationOptimalization.xls – súbor s automatizovaným modelom pre návrh hybridnej stanice
- ConsumptionAnalysis.xls – analýza spotreby stanice a určenie denného diagramu
- DiplomaThesis.pdf – Diplomová práca