

**TAASTUVENERGIAL JA  
DIGITALISEERIMISLAHENDUSTEL PÕHINEVA  
PRANGLI SAARE ELEKTRISÜSTEEMI ANALÜÜS**

**ANALYSIS OF ELECTRIC POWER SYSTEM OF PRANGLI  
ISLAND BASED ON RENEWABLES AND DIGITAL  
SOLUTIONS**

MAGISTRITÖÖ

Üliõpilane: Artjom Bašev

Üliõpilaskood: 182854AAVM

Juhendaja: Tarmo Korõtko, teadur  
Aleksander Kilk, vanemlektor

(Tiitellehe pöördel)

## **AUTORIDEKLARATSIOON**

Olen koostanud lõputöö iseseisvalt.

Lõputöö alusel ei ole varem kutse- või teaduskraadi või inseneridiplomit taotletud. Kõik töö koostamisel kasutatud teiste autorite tööd, olulised seisukohad, kirjandusallikatest ja mujalt pärinevad andmed on viidatud.

"....." ..... 202.....

Autor: .....

/ allkiri /

Töö vastab magistritööle esitatud nõuetele

"....." ..... 202.....

Juhendaja: .....

/ allkiri /

Kaitsmisele lubatud

"....." .....202... .

Kaitsmiskomisjoni esimees .....

/ nimi ja allkiri /

## **Lihtlitsents lõputöö reprodutseerimiseks ja lõputöö üldsusele kättesaadavaks tegemiseks<sup>1</sup>**

Mina \_\_\_\_\_ (autori nimi)

1. Annan Tallinna Tehnikaülikoolile tasuta loa (lihtlitsentsi) enda loodud teose

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_ ,

(lõputöö pealkiri)

mille juhendaja on

\_\_\_\_\_ ,

(juhendaja nimi)

1.1 reprodutseerimiseks lõputöö säilitamise ja elektroonse avaldamise eesmärgil, sh Tallinna Tehnikaülikooli raamatukogu digikogusse lisamise eesmärgil kuni autoriõiguse kehtivuse tähtaja lõppemiseni;

1.2 üldsusele kättesaadavaks tegemiseks Tallinna Tehnikaülikooli veebikeskkonna kaudu, sealhulgas Tallinna Tehnikaülikooli raamatukogu digikogu kaudu kuni autoriõiguse kehtivuse tähtaja lõppemiseni.

2. Olen teadlik, et käesoleva lihtlitsentsi punktis 1 nimetatud õigused jäävad alles ka autorile.

3. Kinnitan, et lihtlitsentsi andmisega ei rikuta teiste isikute intellektuaalomandi ega isikuandmete kaitse seadusest ning muudest õigusaktidest tulenevaid õigusi.

\_\_\_\_\_ (kuupäev)

---

<sup>1</sup> Lihtlitsents ei kehti juurdepääsupiirangu kehtivuse ajal vastavalt üliõpilase taotlusele lõputööle juurdepääsupiirangu kehtestamiseks, mis on allkirjastatud teaduskonna dekaani poolt, välja arvatud ülikooli õigus lõputööd reprodutseerida üksnes säilitamise eesmärgil. Kui lõputöö on loonud kaks või enam isikut oma ühise loomingu tegevusega ning lõputöö kaas- või ühisautor(id) ei ole andnud lõputööd kaitsvale üliõpilasele kindlaksmääratud tähtajaks nõusolekut lõputöö reprodutseerimiseks ja avalikustamiseks vastavalt lihtlitsentsi punktidele 1.1. ja 1.2, siis lihtlitsents nimetatud tähtaja jooksul ei kehti.

## LÕPUTÖÖ LÜHIKOKKUVÕTE

*Autor:* Artjom Bašev

*Lõputöö liik:* Magistritöö

*Töö pealkiri:* Taastuenergia ja digitaliseerimislahendustel põhineva Prangli saare elektrisüsteemi analüüs.

*Kuupäev:*  
21.12.2020

*108 lk (lõputöö lehekülgede arv koos lisadega)*

*Ülikool:* Tallinna Tehnikaülikool

*Teaduskond:* Inseneriteaduskond

*Instituut:* Elektroenergeetika ja mehhatroonika instituut

*Töö juhendaja(d):* teadur Tarmo Korõtko, vanemlektor Aleksander Kilik

*Töö konsultant (konsultandid):*

*Sisu kirjeldus:*

Antud töö eesmärk on pakkuda Prangli saare elanikele alternatiiv elektrivarustuse tagamiseks, mis oleks olemasolevast lahendusest keskkonnasõbralikum ning jätkusuutlikum. Töö käigus uuriti saare tarbimisandmeid ja millised taastuvel energiaallikatel põhinevad elektrivarustuse võimalused (tuuleturbiinid, päikesepaneelid, energiasalvestid) on olemas saartalitusel mikrovõrgu jaoks ning anti teoreetilised alused tehnoloogia valikuks konkreetse saare näitel. Töös pakuti välja elektrivarustuse varianti tuginedes võimaluste teoreetilisele analüüsile ja seejärel simuleeriti erinevad süsteemid ja saadi vastu tarbimise optimeeritud variandid HOMER tarkvaras. Antud tarkvaras simuleeriti ka olemasolevat süsteemi, et võrrelda keskkonnamõjusid olemasoleva ja perspektiivse süsteemi vahel. Tulemuseks saadi, et võrreldes olemasoleva süsteemiga, energia sama või väiksema tasandatud tootmiskulu juures on olemas mitu varianti, mis on keskkonnasõbralikumad, kõrge efektiivsusega kasutatava pindala järgi ja tagavad aastaringset elektrivarustust. Parimaks variandiks valiti 618 kW päikesepaneelidest, neljast 25 kW tuuleturbiinist, 850 kWh mahtuvusega Li-Ion akudest ja 150 kW generaatorist koosnevat aastaringse elektrivarustuse süsteemi, mille potentsiaalne autonoomsuse periood on 11,5 tundi. Võrreldes olemasoleva elektrivarustuse süsteemiga, pakutud variandi emissioonid energia tootmisel on 75 % väiksemad ning LCOE on 35 % väiksem. Rakendades lisaks tarbimise juhtimise meetmeid, saab vähendada võrreldes olemasoleva elektrivarustuse süsteemiga emissioone 77 % võrra ja LCOE 37 % võrra.

*Märksõnad:* autonoomne elektrivarustus, päikesepaneelid, tuuleturbiinid, Li-Ion aku, mikrovõrk, HOMER, digitaliseerimislahendused, taastuenergia, tarbimise juhtimine



## ABSTRACT

<i>Author:</i> Artjom Bašev	<i>Type of the work:</i> Master Thesis
<i>Title:</i> Analysis of electric power system of Prangli island based on renewables and digital solutions.	
<i>Date:</i> 21.12.2020	<i>108 pages (the number of thesis pages including appendices)</i>
<i>University:</i> Tallinn University of Technology	
<i>School:</i> School of Engineering	
<i>Department:</i> Department of Electrical Power Engineering and Mechatronics	
<i>Supervisor(s) of the thesis:</i> Researcher Tarmo Korõtko, Senior Lecturer Aleksander Kilk	
<i>Consultant(s):</i>	
<i>Abstract:</i> <p>The aim of this thesis is to offer the inhabitants of Prangli island an alternative to ensuring electricity supply, which would be more environmentally friendly and sustainable than the existing solution. In the course of the thesis, the consumption data of the island and what possibilities of electricity supply based on renewable energy sources (wind turbines, solar panels, energy storage) are available in island operation for the microgrid and theoretical bases for technology selection on the example of an island were studied. The thesis proposed a power supply variant based on a theoretical analysis of the possibilities and then simulated different systems and obtained consumption-optimized variants in HOMER software. The software also simulated the existing system to compare the environmental impacts between the existing and the prospective system. As a result, compared to the existing system, with the same or lower levelized cost of energy, there are several variants that are more environmentally friendly, highly efficient in terms of usable area and provide year-round electricity supply. The best option was a year-round power supply system consisting of 618 kW solar panels, four 25 kW wind turbines, 150 kW generator and 850 kWh Li-Ion batteries with a potential autonomy period of 11,5 hours. Compared to the existing electricity supply system, the emissions of the proposed variant in energy production are 75% lower and the LCOE is 35% lower. In addition, by implementing consumption management measures, emissions can be reduced by 77% and LCOE by 37% compared to the existing electricity supply system.</p>	
<i>Keywords:</i> standalone power supply, solar, wind, Li-Ion battery, microgrid, HOMER, digital solutions, renewable energy, demand response	

# LÕPUTÖÖ ÜLESANNE

Lõputöö teema: **Taastuvenergiat ja digitaliseerimislahendustel põhineva Prangli saare elektrisüsteemi analüüs.**

Lõputöö teema inglise keeles: **Analysis of electric power system of Prangli island based on renewables and digital solutions.**

Üliõpilane: **Artjom Bašev, 182854AAVM**

Eriala: **Elektroenergeetika**

Lõputöö liik: **magistritöö**

Lõputöö juhendaja: **Tarmo Korõtko, Aleksander Kilk**

Lõputöö ülesande kehtivusaeg: **21.12.2020**

Lõputöö esitamise tähtaeg: **21.12.2020**

---

Üliõpilane (allkiri)

---

Juhendaja (allkiri)

---

Õppekava juht (allkiri)

---

Kaasjuhendaja (allkiri)

## 1. Teema põhjendus

Lähtuvalt Prangli saare arengukavast aastateks 2020 kuni 2030, on ilus ja puhas loodus saare üks peamistest arengueeldustest. Hetkel toodetakse Prangli saarel elektrit diisलगeneraatorite abil, mis ei ole keskkonnasõbralik ega jätkusuutlik lahendus. Saarele on rajatud merekaabel, kuid see on amortiseerunud ning selle taastamine on kulukas. Keskkonnahoidlik ning jätkusuutlik alternatiiv olemasolevale elektritoitelahendusele võiks olla taastuvatel energiaallikatel põhinev lokaalne elektritoitesüsteem. Kuna taastuvenergiallikatel põhinevad elektritoiteallikad on valdavalt ennustamatu ning vahelduva tootmisega, vajab lokaalne energiasüsteem tõrgeteta tööks tarbimise juhtimist vastavalt tootmisele, mida saab edukalt teostada digitaliseerimislahenduste abil. Kuna taastuvatest energiaallikatest elektri tootmise ning saartalitlusel oleva elektrisüsteemi stabiilse töö tagamise digitaalseid lahendusi on mitmeid, tuleb Prangli saare jaoks sobivaima lahenduse leidmiseks neid põhjalikumalt uurida.

Viimase 3 aasta jooksul on Elektroenergeetika ja mehhatroonika instituudis kaitstud järgnevaid bakalaureuse ja magistri töid, mis adresseerivad sarnaseid probleeme või nende aspekte:

- Andruse, Hergo "Suvilale võrguühendusega elektrivarustussüsteemi planeerimine ja projekteerimine" – antud töös käsitleti võrguühendusega süsteemi planeerimist toite tagamiseks suvisel perioodil. Võrguühendusega süsteemi planeerimist talvisel perioodil toite tagamiseks selle töö raames ei käsitletud.
- Cinay, Nazli "Energiasalvestite juhtimisstrateegiate uurimine ja arendamine saartalitluses mikrovõrgule" – simuleeriti saartalitluses süsteemi, mille tootmine koosneb ainult akudest ja päikeseelektrijaamast. Diisलगeneraatorid ja tuulikud pole käsitletud.
- Hilimon, Tauno "Hajatootmise põhjendatus ja kriitilised piirtingimused" – välja töötatud lokaalse energiatootmise üldised investeerimis põhimõtted. Tehtud eelkõige CHP näitel ja kinnisvaraarendajate jaoks.
- Maask, Vahur "Taastuenergialahenduse valik, analüüs ja projekteerimine talukompleksile Võrumaal" – otsiti sobivat taastuenergialahendust ühele majapidamisele, kasutati tuule- ja päikeseenergiat, ilma salvestusvõimekuseta.
- Ojaloo, Kati "Hajaasustatud piirkondade taastuenergia ressursside analüüs Halliste ja Õisu näitel" - kasutati päikeseenergiat ühe küla jaoks, ilma salvestusvõimekuseta.
- Raudsepp, Jaan "Eramu elektrienergia tootmise tehnilised võimalused" – uuritud kolme eramu näitel soojus- ja energiavajadused, tuuleenergiat pole uuritud.
- Reinok, Jaan "Mikrovõrgu energiasalvesti arendamine" – kasutati elektriauto akusid, integreerimist päikesega-tuulega pole uuritud.
- Kebja, Reigo "Väikesaare majanduslikult optimaalne elektritootmislahendus" – käsitleti 3 näidissaart ning veel ühele saarele modelleeriti elektritootmise lahendust, milles on olulisel kohal töökindluse ja stabiilsuse tagamine, kusjuures kõikides simulatsioonides olid kaasatud diisलगeneraatorid. Antud töös pole hinnatud elektritootmisüksuste keskkonnamõju ning pole sügavamalt uuritud digitaliseerimise võimalusi.

Tuginedes üleval kirjeldatud põhiprobleemile on sündinud käesoleva lõputöö teema – Prangli saare diisलगeneraatoritel põhinev, digitaliseerimata ja keskkonda reostav lokaalse elektritoitesüsteemi lahendus ei ole pikemas perspektiivis jätkusuutlik ei puhta kohaliku looduse ega aastaringse katkematu elektritoite seisukohast. Seni kaitstud töödes on uuritud mikrovõrkusid üldisemalt või kasutades konkreetset tehnoloogiat (näiteks, ainult energiasalvesti või ainult päikesepaneelid) üksikute majapidamiste tasemel ning pole arvestatud diisलगeneraatorite kasutamise loobumisest tulenevate



Erinevate elektrisüsteemi variantide modelleerimine HOMER tarkvaras ning nende majandusliku tasuvuse analüüsimine.

## **6. Graafiline osa**

Energiavoogude, modelleerimise tulemuste ja teiste suuremahuliste andmete visualiseerimiseks kasutatakse graafikuid ja diagramme.

## **7. Töö struktuur**

Lõputöö lühikokkuvõte

Abstract

Lõputöö ülesanne

Eessõna

Lühendite ja tähistete loetelu

Sissejuhatus

1. Prangli saare elektrivarustus
  - a. Tehnosüsteemide kirjeldus
  - b. Tarbijad
  - c. Keskkonnamõjude hinnang
2. Taastuvenergiaga põhinev elektritootmine
  - a. Tehnoloogia üldine kirjeldus ning omadused
  - b. Hinnang:
    - i. Tehnoloogia rakendatavus Prangli saarel
    - ii. Keskkonnamõjude kohta
  - c. Perspektiivsete elektrisüsteemide valik Prangli saarele
3. Perspektiivsete elektrisüsteemide modelleerimine ning majanduslik analüüs
4. Digitaliseerimislahendused saartalitluses mikrovõrgule
  - a. Tehnoloogia üldine kirjeldus ning omadused
  - b. Hinnang tehnoloogia rakendatavuse ning selle mõju kohta Prangli saarel
  - c. Perspektiivsete digitaliseerimislahenduste valik Prangli saarele

Kokkuvõte

Summary

Kasutatud kirjandus

Lisad

## **8. Kasutatud kirjanduse allikad**

Viimase 5 aasta jooksul avaldatud asjakohesed teadusartiklid ja uuringute andmed.

## **9. Lõputöö konsultandid**

Vajadusel konsultantide nimed ja töö osad, mille juures abi saadakse.

## **10. Töö etapid ja ajakava**

1. Kirjanduse läbitöötamine 31.07
2. Saare hetkeolukorra ja tarbimise kirjeldus 31.08
3. Lokaalse elektritoite variantide uurimine ja modelleerimine 30.09
4. Valitud elektritoite variantide mõjude hindamine 31.10
5. Digitaliseerimislahenduste uurimine ja majanduslik tasuvus 15.11
6. Töö esimene versioon valmis 30.11
7. Töö lõplik versioon valmis 14.12

# SISUKORD

LÕPUTÖÖ LÜHIKOKKUVÕTE .....	4
ABSTRACT .....	5
LÕPUTÖÖ ÜLESANNE .....	6
EESSÕNA .....	13
Lühendite ja tähiste loetelu.....	14
SISSEJUHATUS .....	15
1. PRANGLI SAARE ELEKTRIVARUSTUS .....	17
1.1 Tehnosüsteemide kirjeldus .....	18
1.2 Tarbijad .....	20
1.2.1 Tarbimise profiilid .....	20
1.2.2 Tipptarbimine .....	22
1.3 Generaatori juhtimise loogika tipptarbimise ajal.....	24
1.4 Keskkonnamõjude hinnang.....	25
2. TAASTUVENERGIAL PÕHINEV ELEKTRITOOTMINE.....	28
2.1 Tehnoloogia üldine kirjeldus ning omadused.....	29
2.1.1 Päikeseenergia.....	29
2.1.2 Tuuleenergia .....	30
2.1.3 Akud .....	33
2.1.4 Akude sobivus taastuenergia rakendustes.....	36
2.1.5 Päikesepaneelidega, tuuleturbiinidega ja akudega seotud seadmed .....	38
2.1.6 Alternatiiv olemasolevale generaatorile .....	40
2.2 Hinnang tehnoloogia rakendatavusele Prangli saarel.....	40
2.2.1 Päikesepaneelid .....	40
2.2.2 Tuulegeneraatorid .....	43
2.2.3 Akud .....	46
2.3 Hinnang keskkonnamõjude kohta.....	46

2.4 Perspektiivsete elektrisüsteemide valik Prangli saarele.....	49
3.PERSPEKTIIVSETE ELEKTRISÜSTEEMIDE MODELLEERIMINE NING MAJANDUSLIK ANALÜÜS .....	51
3.1 Olemasolev olukord.....	51
3.2 Taastuvate energiaallikatega süsteemide simuleerimise põhimõtted .....	54
3.3 Taastuvate energiaallikatega ja Li-Ion akudega süsteem .....	58
3.4 Taastuvate energiaallikatega, Li-Ion, ZnBr ja LA akuga süsteem .....	60
3.5 Kõikide simulatsioonide optimaalseima variandi analüüs .....	61
4.DIGITALISEERIMISLAHENDUSED SAARTALITLUSES MIKROVÕRGULE.....	66
4.1 Tehnoloogia üldine kirjeldus ning omadused.....	66
4.1.1 Stabiilsuse tagamine .....	66
4.1.2 Tarbimise juhtimine.....	67
4.1.3 Energiasalvesti optimeerimine .....	70
4.2 Digitaliseerimislahenduste valik Prangli saarele.....	70
KOKKUVÕTE .....	76
SUMMARY.....	78
KASUTATUD KIRJANDUSE LOETELU .....	80
LISAD .....	89



## **EESSÕNA**

Magistritöö teema valiti autori poolt koostöös juhendajatega Tarmo Korõtko ja Aleksander Kilk Tallinna Tehnikaülikooli inseneriteaduskonna elektroenergeetika ja mehhatroonika instituudist. Autor tänab juhendajaid ja Karolina Kudelina, Ott Antsmaa, Reigo Kebja ja Andres Tanilsoo, kes olid abiks lähteandmete hankimisel ja lõputöö koostamisel.

## Lühendite ja tähiste loetelu

rpm – pööret minutis

prime power rating – generaatori nimivõimsus pideval tööl

standby power rating – generaatori nimivõimsus tööl piiratud kasutusajaga

l/hr – liitrit tunnis

kWm – kilovatt mehaaniline

kWe – kilovatt elektriline

LCOE (€/kWh) – tasandatud tootmiskulu (levelized cost of energy)

SoC – aku laetuse tase (state of charge)

EMS – energiahaldussüsteem (energy management system)

LFP – liitium-raudfosfaat aku (lithium iron phosphate battery)

NMC – liitium-nikkel-mangaan-koobaltoksiid aku (lithium nickel manganese cobalt oxide battery)

LTO – liitium-titanaat aku (lithium titanate battery)

O&M – käidukulu

NPC – kulude nüüdisväärtus (net present cost)

GHI – päikeseenergia kiirguse hulk horisontaalsele tasapinnale (global horizontal irradiance)

MKBM – kohandatud kineetilise aku mudel (modified kinetic battery model)

PV paneel – fotoelektriline paneel (photovoltaic panel)

DR – nõudlusreageering (demand response)

DSM – tarbimise juhtimine (demand side management)

LF – tarbimise järgimine (load following)

CD – kombineeritud allokeerimine (combined dispatch)

## SISSEJUHATUS

Prangli saar asub Soome lahes, umbes üheksa kilomeetri kaugusel Viimsi poolsaarelt ning kümne kilomeetri kaugusel Ihasalu poolsaarelt. Kuigi Ihasalu poolsaare ja Prangli saare vahel sai 2001 aastal paigaldatud merekaabel, siis seda on korduvalt purustatud (näiteks, kaubalaeva ankruga) ning aastast 2006 saar on olnud diisलगeneraatorite toitel, mis ei ole keskkonnasõbralik ega jätkusuutlik lahendus.

Käesolevas töös uuritakse võimalusi saare elektrivarustuse üleviimiseks taastuvenergiale. Eesmärk on leida võimalusel sellise lahenduse, mille keskkonnamõju oleks väiksem kui fossiilkütusel põhineval elektrijaamal ning mis tagaks saarele alternatiivi aastaringseks elektrivarustuseks. Kuna taastuvenergiaallikatel põhinevad elektritoiteallikad on valdavalt ennustamatu ning vahelduva tootmisega, vajab lokaalne energiasüsteem tõrgeteta tööks tarbimise juhtimist vastavalt tootmisele, mida saab edukalt teostada digitaliseerimislahenduste abil. Kuna taastuvatest energiaallikatest elektri tootmise ning saartalitlusel oleva elektrisüsteemi stabiilse töö tagamise digitaalseid lahendusi on mitmeid, tuleb Prangli saare jaoks sobivaima lahenduse leidmiseks neid põhjalikumalt uurida.

Antud töös lähtutakse põhimõttest, et nii riikide üldine eesmärk, kui ka konkreetselt Prangli saare eesmärk võiks olla väärtuslik elukeskkond, rahva parem tervis ning suuremad võimalused arendada turismi. [1] Seega alaeesmärkideks võib nimetada:

- CO<sub>2</sub> ja teiste kasvuhoonegaaside emissiooni vähendamine;
- taastuvenergiaallikatel põhineva lokaalse elektrisüsteemi stabiilse töö tagamine;
- energiasääst;
- looduskeskkonna puutumatus säilitamine;
- energiatarbimise tavade muutmine.

Töö oodatavaks tulemuseks on pakkuda konkreetse väikesaare kontekstis kombinatsioon taastuvenergiaallikatel põhinevast elektritoitesüsteemist ja digitaliseerimislahendusest, mis on ühelt poolt majanduslikult optimaalseim, teiselt poolt omab väiksemat keskkonnamõju, kui diisलगeneraatorite jätkuv kasutamine.

Lähteandmeteks on Prangli saare tunnipõhised tarbimisandmed ja tootmisandmed; Prangli saare tunnipõhised päikesekiirguse ning tuule suuna ja kiiruse andmed; seadmete, komponentide, kütuse, tööde jms. eeldatav maksumus. USA dollarites esitatud hinnad konverteeritakse kurssiga EUR 1 = USD 1,17. [2]

Uurimismeetoditeks on kirjanduse analüüs; tootmise ja tarbimise simuleerimine tegelike andmete ning prognoositud andmete põhjal; erinevate elektrisüsteemi variantide modelleerimine HOMER tarkvaras ning nende majandusliku tasuvuse analüüsimine.

Töö esimeses peatükis antakse ülevaade Prangli saare elektrivarustusest praegusel hetkel. Tuuakse välja tarbijate agregeeritud tarbimised ja antakse hinnang keskkonnamõjude kohta praeguse elektrivarustuse puhul.

Teises peatükis kirjeldatakse potentsiaalselt sobivad taastuvenergia tehnoloogiad ja antakse hinnang tehnoloogiate rakendatavuse kohta Prangli tingimustes. Samuti antakse hinnang tehnoloogiate keskkonnamõjude kohta. Tuginedes eelmistele alapeatükidele valitakse Prangli saare tingimustes perspektiivsed tehnoloogiate kombinatsioonid edasiseks uurimiseks.

Kolmandas peatükis modelleeritakse teises peatükis valitud tehnoloogiate kombinatsioonid HOMER tarkvaras, võrreldakse olemasoleva elektrivarustuse süsteemiga ja tehakse majanduslik analüüs selgitamaks optimaalne tehnoloogiate kombinatsioon.

Neljandas peatükis uuritakse millised digitaliseerimislahendused on olemas saartalitluses mikrovõrgule, kirjeldatakse nende omadusi, antakse hinnangu digitaliseerimislahenduste rakendatavuse ning pakutakse perspektiivsed digitaliseerimislahendused Prangli saare elektrisüsteemile.



## 1.1 Tehnosüsteemide kirjeldus

Selles alapeatükis antakse ülevaade Prangli saare tehnosüsteemidest. Allpool joonisel 1.2 on näidatud Prangli saare madalpingevõrk (rohelisega) ning 6-20 kV keskpingevõrk (punasega).

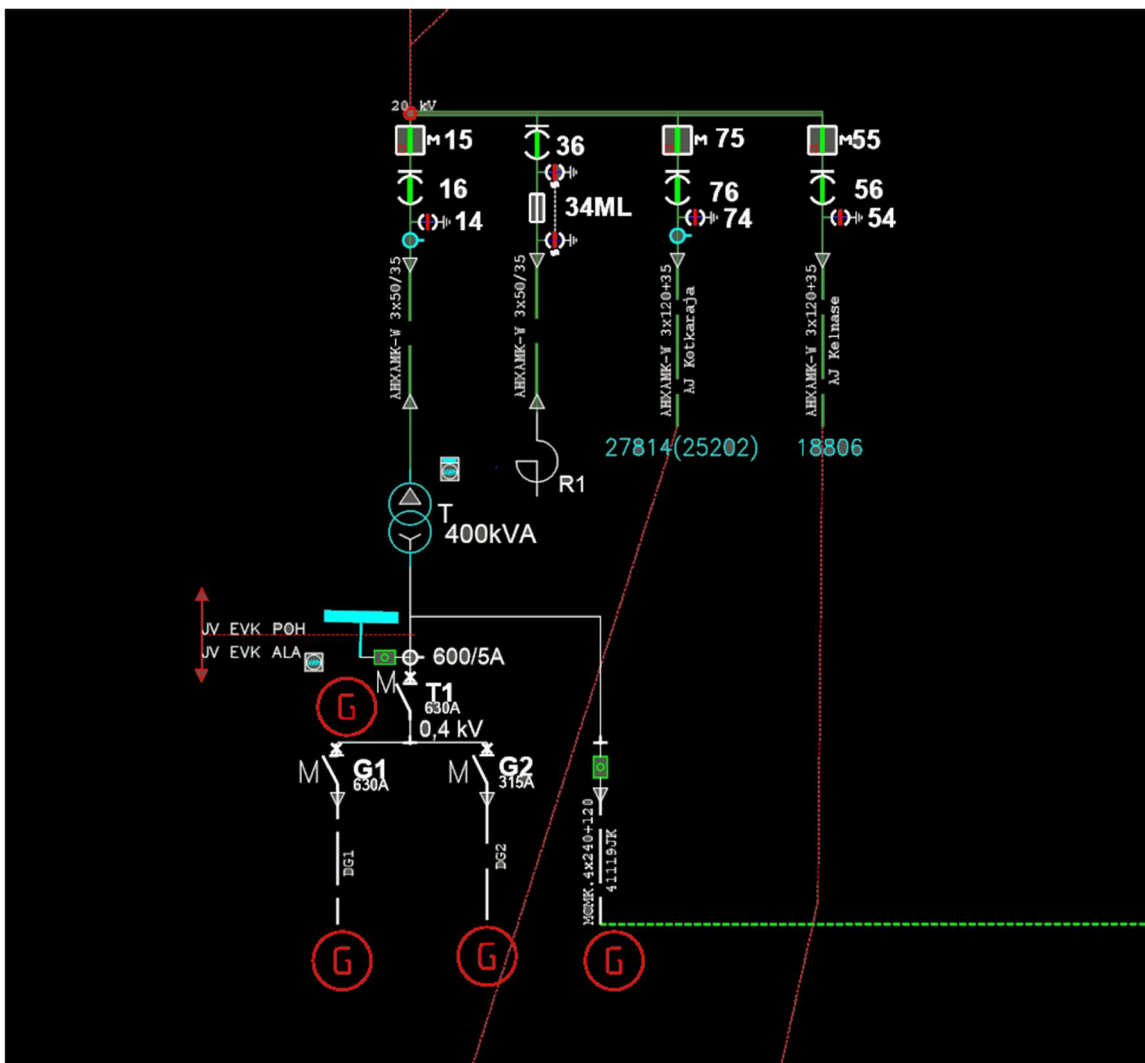


Joonis 1.2. Prangli saare elektrisüsteem [5]

Jooniselt on näha, et kõige tihedam madalpinge elektrivõrk on saare keskosas, Idaotsa küla piirkonnas, kuigi elektrivarustus on olemas ka ülejäänud kahes külas (Lääneotsa ja Kelnase). Allpool jooniselt 1.3 on näha Prangli generaatorjõujaama elektrilist skeemi. Iga generaatori nimivõimsuseks on 180 kW. Iga generaator on varustatud 30 m<sup>3</sup> mahutiga ning mahutite ja generaatorite töö on jälgitavad ja juhitavad kaugteel. [3] Kütusemahutid lubavad ligi poole aastase kütusevaru hoidmist. [6] Töökorras on mõlemad generaatorid ning suure tõenäosusega praeguse elektrivarustuse skeemi puhul neid koormatakse paralleelselt. Siiski lihtsuse huvides arvestati, et saare elektrivarustus toimub ühe generaatoriga ning teine generaator on kasutatav varugeneraatorina. Edaspidi eeldatakse, et Prangli saarel töötavaks generaatoriks on

Volvo Penta TAD722GE ning selle generaatoriga tehakse olemasoleva olukorra simuleerimist HOMER tarkvaras järgmises peatükis. [7]

Antud generaator on neljapooluseline, töötab 50 Hz juures, seega pöörleb 1500 rpm juures, selle generaatorjõujaama nimivõimsusteguri väärtuseks on võetud 0,82 (164 kWe/200 kVA ja 180 kWe/220 kVA) [8] ja generaatori kasuteguriks 0,915. Selle generaatori kütusekulu toodetud kWh kohta, kui see töötab 75 %-l nimivõimsusest, on 203 g/kWh ja töötades 100 %-l nimivõimsusest on 205 g/kWh. [7] Generaatori nimivõimsus pideval tööl (*prime power*) on 179 kWm ja 164 kWe 1500 rpm juures, sellise (või väiksema) võimsuse juures generaator on suuteline töötama primaarse energiaallikana piiramata arvu tunde. Generaatori nimivõimsus tööl piiratud kasutusajaga (*standby power*) on 197 kWm ja 180 kWe. Edaspidi on võetud eelduseks, et generaatori keskmine kütusekulu on 204 g/kWh, arvestades generaatori kasuteguriga saame keskmiseks arvestuslikuks kütusekuluks 223 g/kWh. Diislikütuse tiheduseks on võetud 0,84 kg/l.



Joonis 1.3. Generaatorjõujaama skeem [5]

## 1.2 Tarbijad

Antud töös kasutatakse sisendandmetena Prangli saare agregeeritud tunnipõhised tarbimisandmed ja tootmisandmed perioodil 01.08.2019-31.07.2020, mis on saadud võrguettevõtte Elektrilevi OÜ poolt. Kokku on saare arvestite (tarbijate) arv 155.

### 1.2.1 Tarbimise profiilid

Allpool tabelis 1.1 on toodud välja Prangli saare tarbimise, generaatori tootmise ja ainukese päikeseelektrijaama võrku toodetud energia arvud üheaastase perioodi kohta. Tabelist selgub, et tootmine diisलगeneraatoritest on keskmiselt tarbimisest suurem 13,6 % võrra (tootmise-tarbimise suhe on 1,136). Võrgu poolt vaadates päikeseelektrijaam asub arvesti taga, mis tähendab, et osa toodetud elektrist tarbitakse kohapeal ära ning võrku müüakse ainult 1987 kWh, mis moodustab 0,3 % generaatorite poolt toodetud elektrist. Saare elektritarbimine vaadeldaval perioodil oli 648,3 MWh, võrdluseks, aastal 2001 Prangli saare elektritarbimine oli hinnanguliselt 150 MWh. [9]

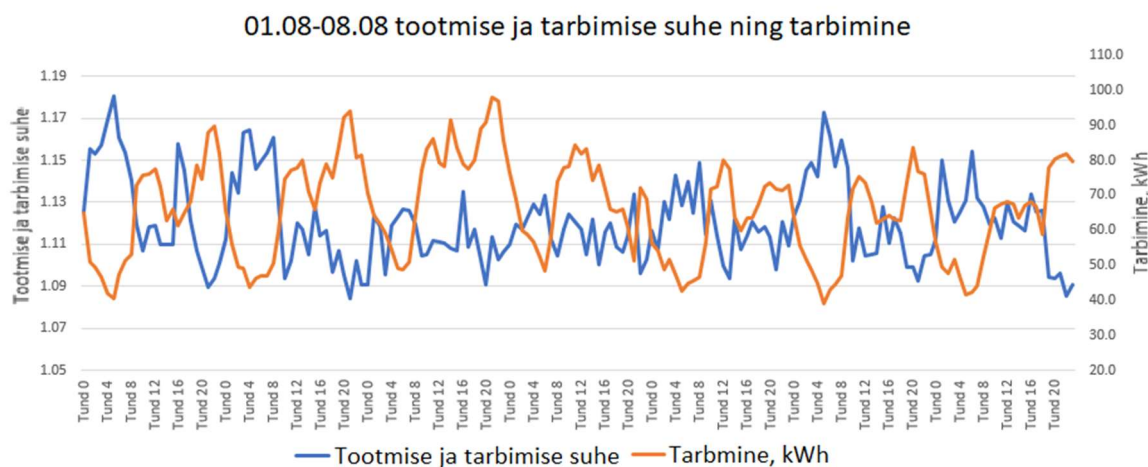
Tabel 1.1. Prangli saare tarbimine, generaatori tootmine, päikeseelektrijaama võrku toodetud

Ajavahemik	Tarbimine, kWh	Generaatori tootmine, kWh	Päikeseelektrijaama poolt võrku müüdüd, kWh
01.08.2019-31.07.2020	648281	736277	1987

Enne tarbimisandmete kasutamist kõigepealt analüüsiti sisendandmed. Nimelt kontrolliti kas esineb anomaaliaid, näiteks kui ühel tunnil tarbimine ei ole täielikult kaetud tootmisega, selleks analüüsiti tootmise ja tarbimise suhet. Tulemuseks saadi, et 11.12.2019 kell 11-13 generaatori tootmine oli 0,1 kWh ning tarbimine 0,4 kWh mõlemal tunnil. 11.12 andmete anomaalia võib olla seotud generaatorite plaanilise hooldusega kahe tunni jooksul. Kuna saarel on olemas üks päikeseelektrijaam energiasalvestitega, siis 0,8 kWh tarbimine on seletatav olukorras kus ühest mõõtmispunktist osa salvestatud energiast läks võrku ning sealt teise mõõtmispunkti, mille arvesti on omakorda fikseerinud tarbimist. Vaadeldaval perioodil esines 110 tundi kus tootmine oli kas võrdne tarbimisega või kuni 5 % suurem kui tarbimine, need tunnid esinesid perioodil 27.05.2019-31.05.2019. Samuti 30.08.2019 ühe tunni jooksul tootmine (0,56 kWh) oli 2,43 korda suurem, kui tarbimine (0,23 kWh). Kokku vaadeldava perioodi jooksul esines 67 tundi, millal tootmine oli tarbimisest suurem vähemalt 23 % võrra, need tunnid esinesid talvel, kevadel ja sügisel. Tarbimise ja



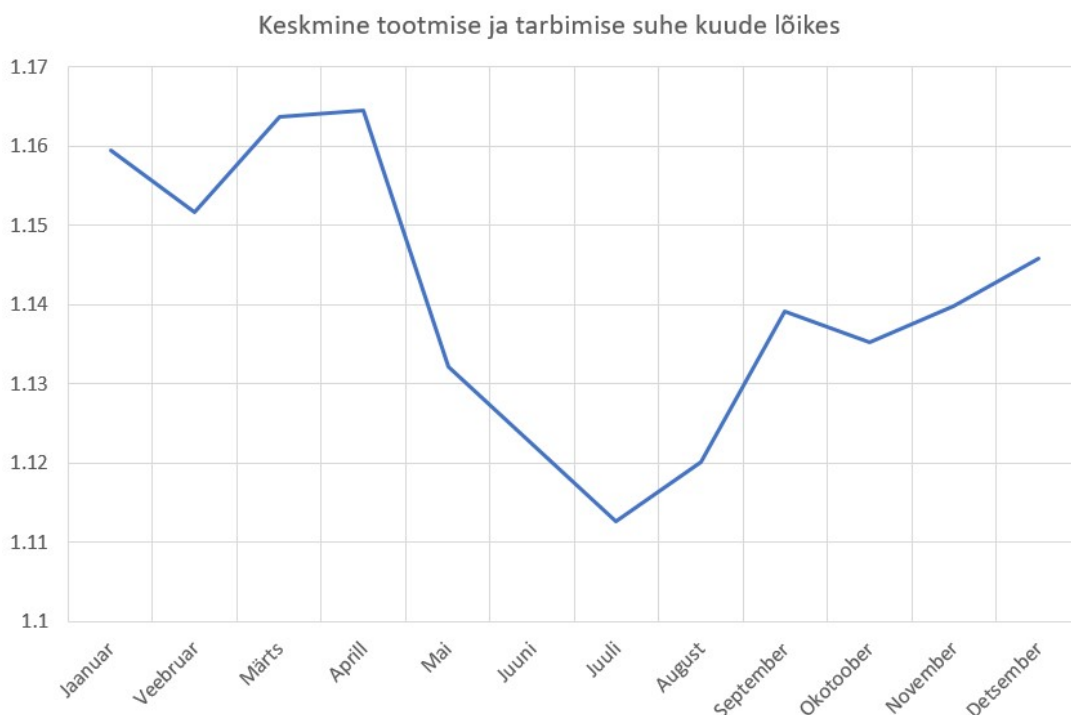
tootmise-tarbimise suhe vahel on olemas negatiivne ja väga nõrk korrelatsioon. Sama kehtib ka üle aasta keskmise või alla aasta keskmise tunnitarbimise korrelatsiooni puhul. Korrelatsioonide koefitsient on  $-0,195$ , mis ei anna kinnitust selle kohta, et kõrgema tarbimisega tundidel generaator oleks rohkem ülekoormatud ja et sellega võiks kaasneda märgatavalt suurem kütusekulu (Joonis 1.4). Vaadeldava perioodi jooksul esines ainult 3 tundi, millal oli märgatud anomaaliaid tootmise ja tarbimise suure erinevuse näol ning need tunnid otsustati jätta analüüsivate andmete hulgast välja.



Joonis 1.4. Tootmise ja tarbimise suhe ning tarbimine perioodil 01.08-07.08

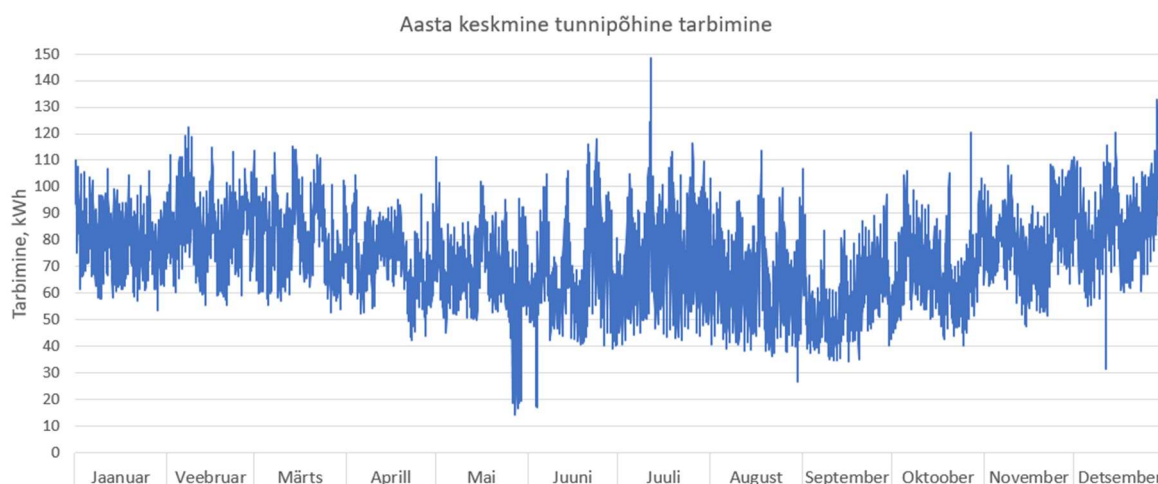
Allpool joonisel 1.5 on toodud välja graafik tootmise (generaator ja päikesepaneelid) ja tarbimise suhtest kuude lõikes, millest on näha, et suvisel ajal on tootmise ja tarbimise vahe keskmiselt väiksem kui talvel. See võib tähendada, et generaatori kaod suvel on pigem väiksemad ja et suvisel ajal generaatori ja selle kadude osakaal energiatootmises on väiksem ehk päikesepaneelidega varustatud majapidamine kompenseerib osa võrgukaost. Piltlikult öeldes üleliigne päikeseelektrijaamast võrku müüdü energia varustab (osaliselt) teist tarbijat väiksemate kadudega kui seda teeks generaator. Näiteks, augusti kuu jooksul on päikeseelektrijaama poolt müüdü võrku (ning tootmise sisendandmetes seda summeeritakse generaatori tootmise juurde) 0,8 % kogu augusti kuu saare tarbimisest. See tähendab, et ilma päikesepaneelideta kuni 0,8 % energiat peaks tootma generaator, arvestades sealhulgas tekkiva võrgukaoga.

Kuigi tarbimisest suuremat tootmist võib seletada generaatorite ja/või jaotusvõrgu kadudega, siis tunnipõhiste tarbimise ja tootmise andmete analüüsimisel ei ole leitud põhjust tootmise ja tarbimise suhe kõikumusest. Üheks võimalikuks põhjuseks on ajas muutuv proportsioon mõlema generaatori koormatuse tasemete vahel (juhul kui need töötavad paralleelselt) ning sellest tingituna erinev generaatorite kadude osakaal.



Joonis 1.5. Keskmise tootmise ja tarbimise suhe kuude lõikes

Allpool olev Joonis 1.6 näitab saare tunnipõhist tarbimist aasta lõikes. Minimaalne tunnitarbimine on olnud 14 kWh (tunnitootmine 17 kWh) ning maksimaalne tunnitarbimine 148 kWh (tunnitootmine 160 kWh). Siinkohal peab arvestama, et tarbimise hetkevõimsus suure tõenäosusega võib ületada tunnitarbimise keskmist väärtust. Näiteks kui keskmine tunnitarbimine on 100 kWh, siis pool ajast tarbitav võimsus võib olla 80 kW ning pool ajast 120 kW.



Joonis 1.6. Aasta keskmine tunnipõhine tarbimine

### 1.2.2 Tipptarbimine

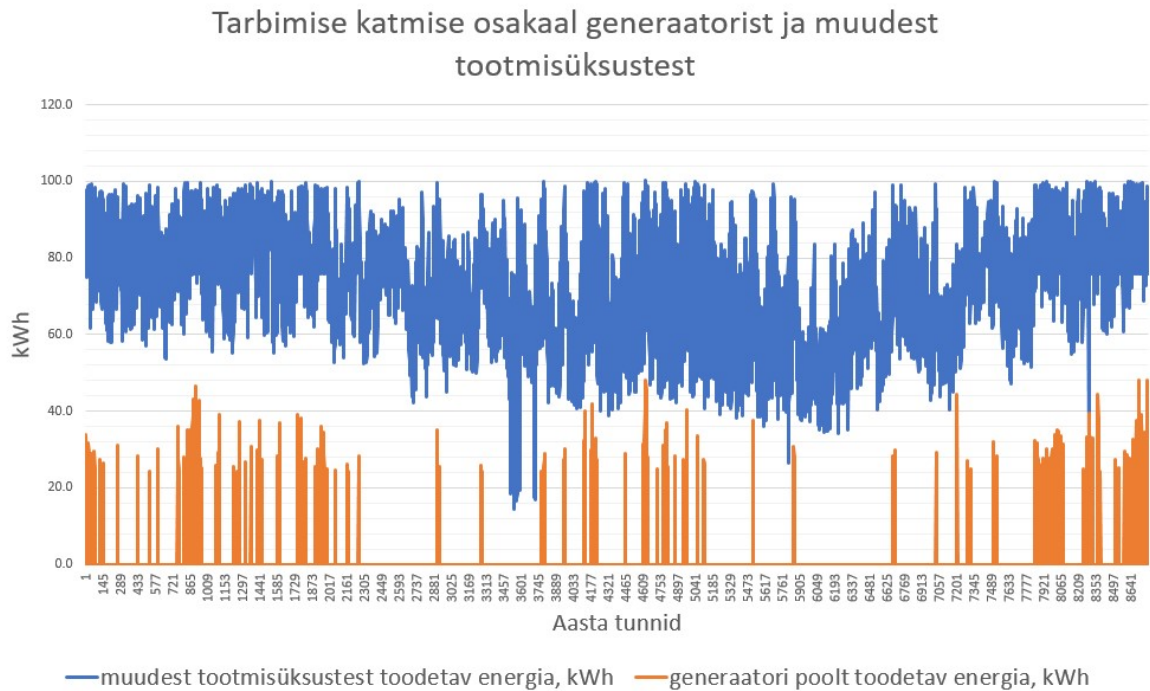
Edaspidi uuriti, milline on saare tipptarbimine ning millise võimsusega generaator võib aidata katta tipptarbimist, olles paralleeltöös taastuvatest energiaallikatest

tootmisüksustega. Lisas 1 olev tabel Prangli saare tipptarbimine (0,5 % terve aasta tundidest) näitab, et 99,5 % ajast tunnitarbimine on olnud alla 114 kWh ehk vaadeldaval perioodil esines 43 tundi (16 päeva jooksul), millal tunnitarbimine jäi 114 kWh ja 148 kWh vahemikku. See tähendab, et juhul kui 99,5 % ajast tarbimine on kaetud teistest tootmisüksustest, siis uue (varu)generaatori võimsus peaks olema umbes 40 kW, et katta tipptarbimist 0,5 % ajast. Samuti tabelist on näha, et viie päeva tipptarbimine (20.06, 23.06, 28.12, 29.12, 31.12) on seotud riiklike pühadega.

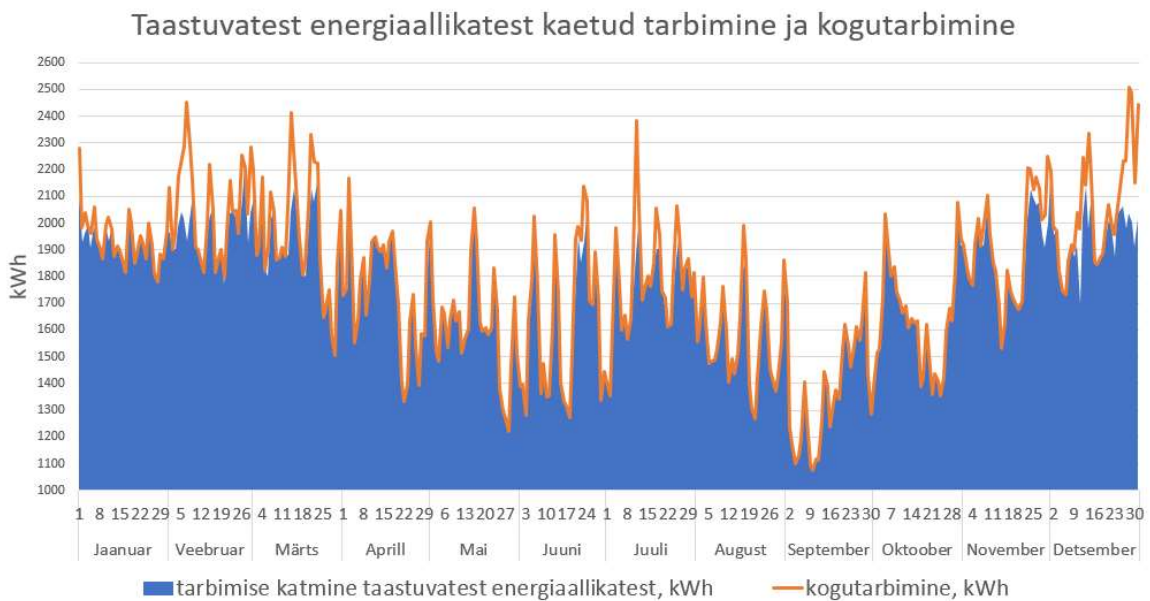
5 % kõige kõrgema tarbimisega tunde (439 tundi tunnitarbimisega üle 99,6 kWh) moodustab kogu tarbimisest 46746 kWh ning 99,6 kWh künnist ületava osa tarbimise maht on 3022 kWh. Maksimalne vahe kõrgeima tarbimisega tunni ja 99,6 kWh vahel on 48,7 kWh. Arvestades, et generaator peab tootma umbes 15 % rohkem kui hetketarbimine, siis piisaks 55 kW generaatorist. Selleks, et generaator ei peaks töötama alakoormatud režiimis (näiteks, 0,5 kW juures), on üheks võimaluseks kasutada generaatori alustamise töö künniseks tarbimise väärtust 114 kWh. Selle väärtuse saavutamisel teistest tootmisüksustest toodetud üleliigne energia (see osa, mis läheb üle 99,6 kWh) salvestatakse akudesse. Samal ajal generaator võtab üle elektrivarustamise funktsiooni, et katta tarbimist vähemalt 14,4 kWh mahus. See ühtlasi tähendaks, et 55 kW generaator oleks koormatud umbes 30 % juures, mis on vähem kui soovitatav 50 %. [10] Tarbimine alla 99,6 kWh peaks olema kaetud teistest tootmisüksustest (näiteks päikesepaneelid, tuulik, aku). Generaatorit võib häälestada sel viisil, et 114 kWh tunnitarbimise saavutamisel generaator jääks töösse veel näiteks üheks tunniks. Kui teise tunni tarbimine on olnud alla 114 kWh, siis üks tund pärast 114 kWh tunnitarbimise esinemist generaator lülitub välja ning energiat ammendatakse teistest tootmisüksustelt. Samuti automaatika peaks kontrollima hetkevõimsust. Näiteks kui esimese tunni keskmine tarbimine on olnud 113 kWh ning vastavalt algoritmile generaator ei peaks sisse lülituma, siis juhul kui mistahes hetkel võimsus ületab 114 kW väärtust generaator siiski peaks sisse lülituma. See oluliselt laiendab generaatori kasutamise tundide arvu. Selleks, et välistada näiteks lühiajaliste käivitusvoolude mitmekordsete väärtuste mõju saab panna generaatori juhtimiseks lisareeglit, mis on seotud 5-minutilise keskmise tarbitava võimsusega. Eeldades, et pikema kui 5 minutit ajaperioodi jooksul hetkevõimsus võib olla 50 % suurem kui resulteeriv tunnitarbimine, siis generaatoril jääb võimalus alustada tootmisega juba 76 kW keskmise tunnitarbimise juures. Samas, hetkevõimsuse kõikumistele tarbimisel alla 76 kW generaator ei reageeriks. Sellisel juhul peab valima ka mis võimsuse juures generaator töötaks – näiteks alustades 50 %-ga ja lõpetades täisvõimsusega (katab umbes 48 kW tarbimisest). Juhul kui järgmisel tunnil peaks olema tipptarbimine nt 140 kWh või esineb periood kus 5-minutiline hetkevõimsus on üle 114 kW, siis võib juhtida generaatorit nii, et see töötaks täisvõimsusel, sellisel viisil kütusekulu oleks



2200 kWh energiat. Selliseid jaotusi uuritakse edaspidi sügavamalt simulatsioonide tegemisel.



Joonis 1.8. Tarbimise katmise osakaal generaatorist ja muudest tootmisüksustest



Joonis 1.9. Taastuvatest energiaallikatest kaetud tarbimine ja kogutarbimine

## 1.4 Keskkonnamõjude hinnang

Olemasoleva elektrivarustuse süsteemi keskkonnamõjude hindamiseks on kõigepealt vaja teada kui suurt reostust tekitavad olemasolevad generaatorid. Peatükis 1.1 hetkel töötava generaatori tüüpiline kütusekulu toodetud kWh kohta on 204 g/kWh [7].

Mainitud Volvo Penta diisलगeneraator vastab Tier 2 ja TA-Luft emissioonide regulatsioonile. USA-s rakendatav Tier 2 metoodika on suures osas harmoniseeritud EU Stage 2 metoodikaga. Vastavalt Tier 2 metoodikale antud generaatori (130 kW kuni 225 kW kategooria) CO emissioonid on 3,5 g/kWh, NMHC+NO<sub>x</sub> emissioonid on 6,6 g/kWh, eraldi NO<sub>x</sub> emissioonid on reguleerimata ning PM emissioonid on 0,2 g/kWh. [14] Süsinikmonooksiid (CO), põletamata süsivesinikud (HC), lämmastiku oksiidid (NO<sub>x</sub>) ja tahm (PM) tekkivad mittetäiusliku põlemise korral lisaks CO<sub>2</sub> emissioonidele, diisli täiuslikul põlemisel tekkivad süsinikdioksiid (CO<sub>2</sub>) ja vesi. Kuna generaatori tootelehes puudub info tekkiva CO<sub>2</sub> osas, siis edaspidi võrreldakse olemasoleva generaatorjõujaama ja uue generaatori CO väärtused.

Perkins engine diisलगeneraator töötaks 40 kW kuni 48 kW võimsuse juures 19 tundi, 24 kW kuni 40 kW võimsuse juures 380 tundi ja 48 kW võimsuse juures 12 tundi. Antud generaatori puhul peab arvestama, et Tier 2 metoodika 37 kW kuni 75 kW generaatorite jaoks näeb ette, et CO emissioonid on 5 g/kWh, NMHC+NO<sub>x</sub> emissioonid on 7,5 g/kWh ning PM emissioonid on 0,4 g/kWh. [14] Allpool olevast tabelist 1.2 selgub, et sellisel koormatusel ilma kadudeta generaatori ligikaudne aastane panus CO emissioonidesse oleks kokku 68 kg. Ilma kadudeta olemasoleva generaatorlahenduse puhul tekitab 2269 kg CO emissioone. Uue generaatori aastane kütusekulu 12579 kWh tootmiseks oleks orienteeruvalt 3906 liitrit või 3281 kilogrammi ning olemasoleva lahenduse puhul 648281 kWh tarbimise katmiseks kulub orienteeruvalt 132250 kg või 157440 liitrit diislikütust.

Tabel 1.2. Generaatori keskmine kütusekulu ja keskmine toodetud kWh tunnis sõltuvalt töökiirusest, töötunnid aastas ja panus aasta jooksul tekitatud CO emissioonidesse [11]

Generaatori kiirus	Keskmine kütusekulu, l/t	Keskmine toodetud kWh tunnis	Töötunnid aastas	CO emissioonid kokku, kg
Nimivõimsusel piiratud kasutusajaga	15,4	0	0	0
Tööl nimivõimsusel	13,9	48	12	2,88
Tööl 84 kuni 99 % nimivõimsusest	12,8	44	19	4,18
Tööl 50 kuni 83 % nimivõimsusest	9,2	32	380	60,8

Uue generaatori ostmisel ja paigaldamisel peab arvestama võimalusega, et nii USA-s, kui ka Euroopa Liidus võidakse järjest karmistada heitmete nõudeid (sealhulgas statsionaarsete diisलगeneraatorite jaoks). Stage 2 metoodika on endiselt rakendatav

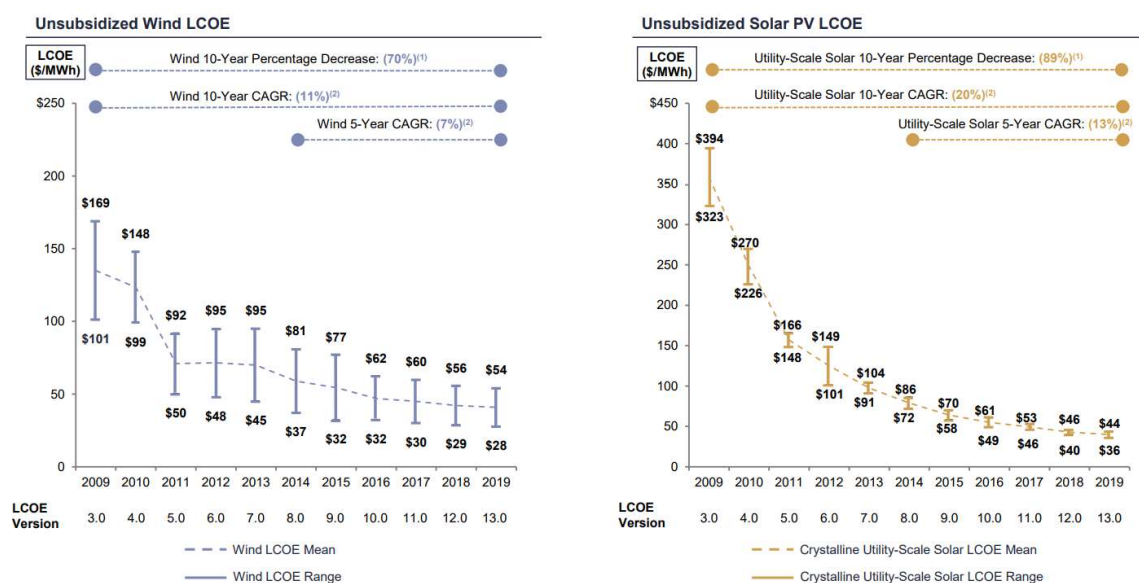




## 2. TAASTUVENERGIAL PÕHINEV ELEKTRITOOTMINE

Taastuenergia all tavaliselt mõeldakse hüdroenergiat, biomassi, päikeseenergiat ja tuuleenergiat. Peasjalikult kasutavad biomassi kütusena elektri ja soojuste koostootmisjaamad [16], aga Prangli saarel sellise koostootmisjaama rajamiseks pole potentsiaali. [17] Kuna Prangli saarel on kõrgeim koht 9 m ning jõgesid pole, [18] siis hüdroelektrijaama rajamiseks sellel saarel potentsiaali pole. Eeltoodud põhjustel edaspidi arutletakse päikeseenergia ja tuuleenergia kasutamist.

Nende rakendamist teeb atraktiivsemaks ka globaalselt langev hind (LCOE) päikeseenergiale ja tuuleenergiale (Joonis 2.1).



Joonis 2.1. Ilma toetusteta tuuleenergia (vasakul) ja ilma toetusteta päikeseenergia (paremal) LCOE [19]

Eriiselt paistab seejuures silma päikeseelektri lahenduste odavnemine 2018. aasta jooksul, mis Euroopa tarbija jaoks võimendus tollipiirangute kaotamisega Hiina päritolu paneelidele.

Lisandunud taastuenergia tootmisvõimsuste arvestuses on BNEF hinnangul juhtrolli võtnud päikeseenergia, olles viimasel kolmel aastal kasvavas tendentsis tuuleenergiat edestanud. Viimane oli eelnenud aastatel lisandunud võimsuste arvestuses domineerinud. Arvestades tehnoloogiate hinnakõverat on tõenäoline, et ka järgnevatel aastatel on just päikesevõimsuste lisandumine domineeriv. [16] Eleringi andmetel 2020 juuliks on toetuse saanud üle 3000 päikeseelektrijaama ning toetust saavate päikesepaneelide omanike arv jätkab kiiret kasvu. [20]



Käesoleva töö eesmärk on sealhulgas analüüsida akude rakendamise võimalusi. Hetkel energiasalvestuse turul domineerivad Li-Ion lahendused ning seda tehnoloogiat, aga ka muid potentsiaalselt sobivaid tehnoloogiad käsitletakse täpsemalt järgmistes peatükkides. [21]

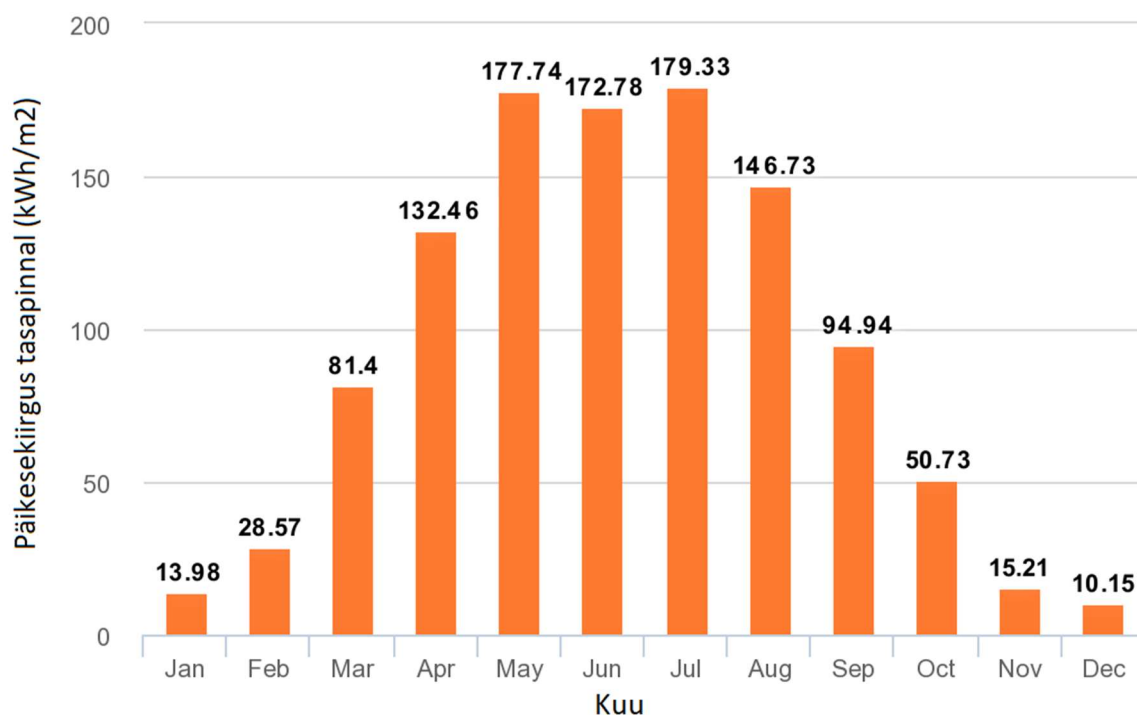
## 2.1 Tehnoloogia üldine kirjeldus ning omadused

### 2.1.1 Päikeseenergia

Päikeseenergiat on võimalik kasutada soojuse või elektri tootmiseks. Toodetava päikeseelektri potentsiaali hindamiseks on vaja teada eelkõige päikesekiirguse energiavoo tihedust antud kohas. Lisaks päikesekiirgusele määravad toodetava elektrienergia koguse päikesepaneelide nurk, asimuut, päikesepaneelide materjal, süsteemi kaod ja väline keskkond. Allpool joonisel 2.2 on toodud välja graafik päikesekiirguse energiatiheduse kohta, mis jõuab Prangli saarel asuvate päikesepaneelideni kuude lõikes. [22]

#### Päikesekiirgus päikesepaneelide fikseeritud nurga puhul Prangli saarel

(C) PVGIS, 2020



Joonis 2.2. Päikesekiirguse energiatihedus päikesepaneelide fikseeritud nurga puhul Prangli saarel kuude lõikes [22]

Hetkel on olemas 3 tüüpi päikesepaneeli – polükristall, monokristall ja amorfsest ränist (*thin-film*). Esimeste päikesepaneelide elemendid olid monokristallilisest ränist.

Nüüdseks on polükristallilistest ränielementidest paneelid muutunud hoolimata veidi väiksemast kasutegurist üldlevinuks ja domineerivaks. Lisaks kristallilistele elementidele kasutatakse ka poorsest amorfsest ränist valmistatud õhukesest kilest päikeseelementi. Selle valmistamiseks kulub tunduvalt vähem ränimaterjali kui monokristallilise elemendi jaoks, kuid amorfsest ränist elementide kahjuks räägib kristalliliste elementidega võrreldes tunduvalt madalam kasutegur ja lühike, vaid paari aastaga piirduv kasutusaeg. Kiletaolisi amorfseid päikeseelemente valmistatakse lisaks ränile ka teistest materjalidest. CdTe elementides kasutatakse kaadmiumi ja telluuri ja CIGS elementides on lisaks vasele indium, gallium ja seleen. Kuna õhukesest kilest päikesepaneeli alles arendatakse ja nad pole veel saavutanud juhtpositsiooni, siis on edaspidi vaadeldud polükristall ja monokristall paneele. [23]

Monokristalliline päikeseelement võib teoreetiliselt saavutada maksimaalselt 31 % kasuteguri. Metallist voolujuhtmete ja elementide vahele jäävate ribade poolt vähendatav kasulik pindala ja rekombinatsioon pooljuhis alandavad paneeli kasutegurit. Praktikas on mõõdetud monokristalliliste päikesepaneelide kasuteguriks 17...21 %. Polükristallilised päikeseelemendid koosnevad paljudest väikestest kristallidest. Ülejäänud osas on paneeli ehitus sama mis monokristallilisel. Paneeli kasutegur on aga madalam, kui monokristallilisel ehk 16...19 %. Osaline varjutus ei mõjuta polükristallilist elementi sama palju kui monokristallilist. Polükristallilised päikesepaneelid on soodsama hinna tõttu populaarsemad, kui monokristallilised. Madalama kasuteguri aga saab kompenseerida rohkemate paneelidega. [23]

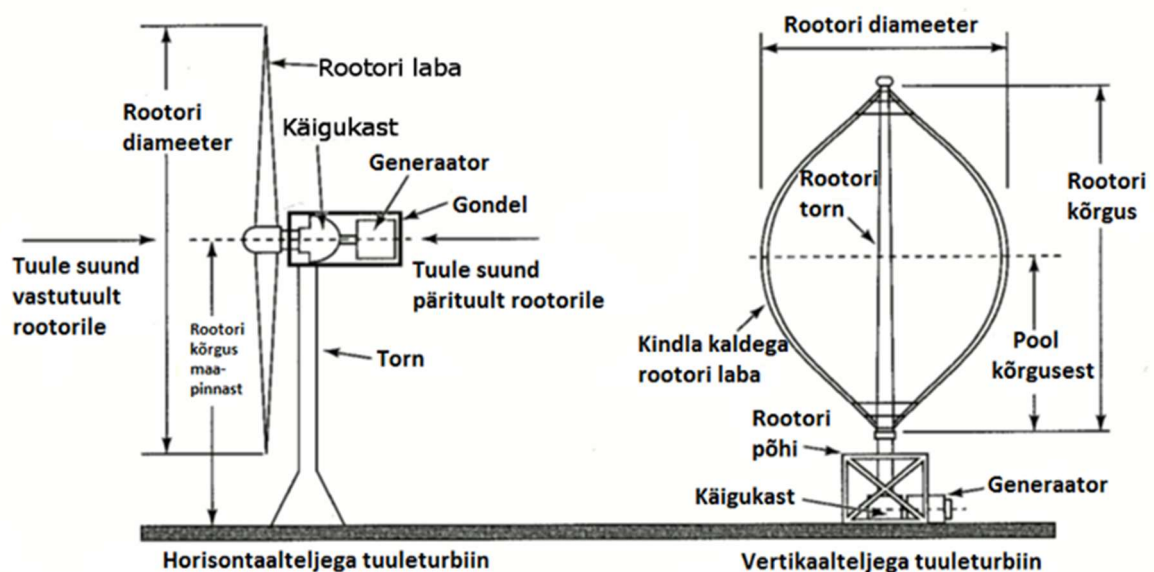
Paneelide tähtsamad tehnilised andmed on tippvõimsus  $P_{max}$ , pingetippvõimsusel  $V_{mp}$ , voolutugevus tippvõimsusel  $I_{mp}$ , avatud ahela pinget  $V_{oc}$ , lühisevool  $I_{sc}$ , kasutegur, maksimaalne süsteemipinge, temperatuuri tegur. Esimesed viis suurust tavaliselt antakse mõõdetuna nii standardkatse juures (STC), kui ka mooduli normaalkasutuskatse juures (NMOT). Lubatud süsteemipinge on tavaliselt 600, 1000 või 1500 V, temperatuuri teguri suurus tippvõimsuse jaoks on tavaliselt 0,3...0,4 %/°C vahel. See tähendab, et kui kiirguse tugevus on sama, siis paneeli soojenemine 1 Celsiuse kraadi võrra vähendab paneeli tootlikkust 0,3...0,4 % võrra.

### **2.1.2 Tuuleenergia**

Tuuleenergiat kasutatakse elektrienergia tootmiseks üle maailma juba pikemat aega ning 2019 aasta lõpuks oli paigaldatud 650,8 GW tuulegeneraatoreid ehk tuulikuid. Samal ajal Eestis oli paigaldatud 320 MW tuulikuid. [24] Tuuleenergia suuremat kasutuselevõtu teevad võimalikuks:

- Tugevad komposiitmaterjalid, mis võimaldavad projekteerida suuremad tuulikud madalama hinnaga
- Tuulegeneraatoritega seotud jõuelektronika kukuvad hinnad
- Elektrigeneraatorite töö muutuvatel kiirustel, mis võimaldab saavutada maksimaalset energiat
- Jaama parem opereerimine tõstab töösoleku aega (*availability factor*) 95 %-ni
- Mastaabiefekt, kuna tuulikud ja jaamad muutuvad suuremaks
- Kogemuskõvera efekt tänu aina suurenevale kokkupuutele tuulikutega tõstab kasutustegurit (*capacity factor*) 40 %-ni (keskmine aastas toodetud võimsus jagatud seadme nominaalse võimsusega) [25]

Praegusel hetkel on kõige levinumad ja kuluefektiivsemad horisontaalteljega (horisontaalvõlliga) tuulikud, aga on leidnud rakendamist ka vertikaalteljega (Savonius, Darrieus tüüpi) tuulikud ja kaldteljega tuulikud. [26] Horisontaalteljega ja vertikaalteljega tuulikute tööpõhimõtte on näidatud allpool joonisel 2.3.



Joonis 2.3. Tuuleturbiinide skeem [27]

Tuulikute planeerimisel on tähtsal kohal ka tuuleenergia väljundvõimsuse stabiilsuse tagamine. Selleks saab kasutada salvestusakusid ning tänase ja järgmise päeva tuulekiiruse ja suuna prognoose. [28] Vertikaaltuuliku turbiini pole vaja tuule suunda keerata ning see töötab ka tuulepööristes, kuid horisontaalteljega tuuliku planeerimisel on vaja arvestada tuulepööristega. Nimelt hoone või muu takistus tekitab tuulepöörised, mis on kuni 2 korda kõrgemad kui takistus ja pikkuselt kuni 20 takistuse kõrgust. Seetõttu peab paigaldama horisontaalse tuuliku turbulentsi tsoonist välja. [27]

## Turbiini väljundvõimsust mõjutavad tegurid

Tuuleturbiini maksimaalne võimsuse väljund on määratud mitme teguriga, näiteks õhumassi vooga, mis läbib rootori labasid, ja rootori kasuteguriga (*rotor efficiency*). Rootori kasuteguri  $C_p$  maksimaalne teoreetiline väärtus (0,59) on saavutatav siis, kui allavoolu tuulekiiruse ja ülesvoolu tuulekiiruse suhe on üks kolmandik. Praktiliselt on saavutatav kasutegur 0,5 (kahelabalised suure kiirusega tuulikud). Turbiini maksimaalset väljundvõimsust saab kirjeldada allpool oleva valemiga 2.1 (vatid labade poolt pühitud ala pindalaühiku kohta), kus  $\rho$  on õhumassi tihedus (reegline võetakse 1,225),  $A$  on pühitud ala pindala ning  $V$  on õhumassi liikumise kiirus: [25]

$$P_{max} = \frac{1}{4} \rho A V^3 \left[ \frac{W}{m^2} \right] \quad (2.1)$$

Kuna tuule põhjustajaks on päike ja erinevad hooajad, siis tuulemusterid tavaliselt korduvad aastate lõikes, samas lühemal perioodil tuule kiirus ja suund varieeruvad. Juhul, kui täpsemad andmed puuduvad, siis tuulekiiruste esinemise ajalised andmed aasta lõikes on kõige paremini kirjeldatavad Rayleigh'i jaotusfunktsiooniga, mis on kaheparameetrilise Weibulli jaotusfunktsiooni erijuhtum. [29] Weibulli funktsioon on kirjeldatav järgmise võrrandiga 2.2: [25]

$$h(v) = \left( \frac{k}{c} \right) \left( \frac{v}{c} \right)^{(k-1)} e^{-\left( \frac{v}{c} \right)^k} \quad \text{kui } 0 < v < \infty \quad (2.2)$$

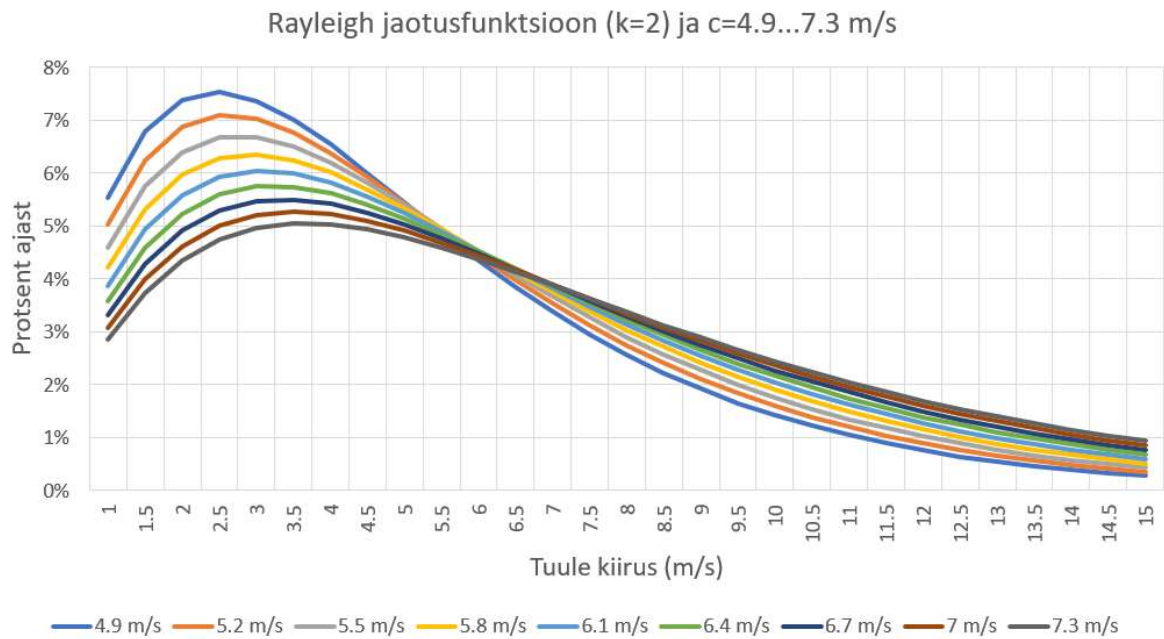
Rayleigh jaotusfunktsiooni korral selle funktsiooni kuju parameeter  $k=2$  ja mastaabi parameeter  $c$  tavaliselt valitakse 5 ja 10 vahel, sõltuvalt asukohast. Allpool joonisel 2.4 on näidatud Rayleigh jaotus mastaabi parameetritele  $c$  väärtusega 4,9 kuni 7,3 m/s. Jooniselt on näha, et mida suuremaks on valitud mastaabi parameeter  $c$ , seda rohkem graafik nihkub paremale ning seda suurem on päevade arv, millal on suured tuuled. Näiteks,  $c=4,9$  korral, tuule kiirus 2,5 m/s esineb kõige tihedamini aasta jooksul (7,5 % ajast) ning tuule kiirus 5 m/s esineb 5,4 % ajast.

Tuule võimsustihedus avaldatuna Rayleigh jaotusfunktsiooni kaudu on: [30]

$$P_R = \frac{3}{\pi} \rho c^3 \left( \frac{\pi}{4} \right)^{\frac{3}{2}} \left[ \frac{W}{m^2} \right] \quad (2.3)$$

Kombineerides valemite (2.1), (2.3) ja lisades valemitesse aastas töötatud tundide arvu  $t$ , saame tulemuseks, et teatud rootori labade diameetriga tuuleturbiini ligikaudne aastane tootlikkus on:

$$E_a = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \left( \frac{\pi A^2}{4} \right) \cdot c^3 \cdot \frac{3}{\pi} \cdot \left( \frac{\pi}{4} \right)^{\frac{3}{2}} \cdot \frac{t}{1000} [kWh] \quad (2.4)$$



Joonis 2.4. Rayleigh jaotusfunktsioon erinevate mastaabi parameetrite korral

Lisaks valitud parameetritele  $k$  ja  $c$  on valitud koha aastase tuuleenergia potentsiaali arvutamiseks tarvis valida tuule kiiruseks mitte tavaline keskmine kiirus, vaid arvutada kuupjuur keskmine kiirus (*root mean cube*,  $V_{rmc}$ ). See suurus  $V_{rmc}$  aitab õigesti arvestada konkreetse koha tuuleenergia võimsustihedusega  $\left[\frac{W}{m^2}\right]$ . [25]

Lisaks eelnevalt mainitud teguritele määravad turbiini väljundvõimsust (ja hinda) tuuliku rootori diameeter ja gondli kõrgus maa suhtes. Maismaa tuulikud on eriti tundlikud pinna hõõrdekoefitsiendi  $\alpha$  osas. Näiteks merel või kõval pinnasel  $\alpha$  on 0,1 ning 50 meetri kõrgusel maapinnast tuule kiirus moodustab 80 % tuule kiirusest kõrgusel 500 m maapinnast. Juhul kui  $\alpha$  on 0,4 (linn kõrgemate hoonetega), siis 50 meetri kõrgusel tuule kiirus moodustab ainult 40 % tuule kiirusest kõrgusel 500 m maapinnast. Kõrgustel üle 450-500 meetrit tuulekiirused, turbulentsi efektid ja tekkivad mehaanilised koormused on veel vähe uuritud suurused, kuid väidetakse, et sellest vahemikust kõrgemale keskmine tuulekiirus väheneb. [25]

### 2.1.3 Akud

Elektrisalvesteid (akusid) kasutatakse mitmete elektrivõrguga seotud nõuete tagamiseks ja probleemide lahendamiseks. Nendeks on näiteks koormuste halduseks, taastuenergiaallikate (näiteks, päikeseelektrijaamad ja tuuleelektrijaamad) integreerimiseks, lõpptarbija rakendustes, tarbimise juhtimiseks ja tipukoormuse vähendamiseks. Tarbimise järgimisel (*load following*) salvesti järgib tarbimiskõverat. Kui tootmine ületab tarbimist, siis salvesti salvestab energiat, ning kui tarbimine ületab tootmist, siis toimib salvesti kui täiendav tootmiseseade. Selleks, et Prangli saare

tingimustes aidata taastuenergiaallikaid süsteemi integreerida, saab ühildada taastuenergiaallikate väljundvõimsus tegeliku koormusega, tasandada taastuenergiaallika väljundvõimsuse kõikumisi või kasutada reservtoiteallikana olukorras, kui taastuenergiaallikas elektrit ei tooda. [31]

Elektrisalvestid jagunevad elektrokeemilisteks, keemilisteks, elektrilisteks ja mehaanilisteks. Elektrokeemilised akud saab omakorda jagada traditsioonilisteks akudeks (näiteks, Li-Ion, NiCd, NiMH, NaS ja pliiakud) ja läbivooluakudeks (Vanadium redox, ZnBr).

Üldiselt saab salvesteid võrrelda järgnevate parameetrite järgi: [31]

- ühikvõimsus: maksimaalne võimsus, mida seade on võimeline saavutama salvestatud energiat võrku tagasi andes (kW, MW)
- energiamahutavus ehk salvestusvõime: salvestusseadme summaarne energiahulk, mida on võimalik salvestada või realselt kasutada (kWh, MWh)
- kasutegur: näitab salvestusseadme maksimaalset võimalikku energiakogust, mida on võimalik seadmest kätte saada selle tühjaks laadimisel (suhtena algselt salvestatud energiasse)
- reageerimiskiirus: aeg, mille jooksul seade hakkab energiat võrku tagasi andma
- töötükli kogukasutegur: näitab seadmest kättesaadavat elektrikogust suhtena seadmesse ühe tsükli jooksul salvestatud elektri kogusesse
- elektrikvaliteet: iseloomustab seadme võimet tagada pidevat ja katkestuseta elektrit ning tulla toime kvaliteediprobleemiga nagu harmoonilised ja moonutused
- eluiga - mõõdetakse ajaühikutes ehk tundides (h) või tsüklites (salvesti eluea kestel aset leidvate laadimis-tühjenemistsüklite suurim arv)
- erienergia: kasutatava energia suhe salvesti massi (massienergia, Wh/kg) või ruumalasse (mahuenergia, Wh/cm<sup>3</sup>)
- erivõimsus: kasutatava võimsuse suhe massi (W/kg) või ruumalasse (W/cm<sup>3</sup>)

Päikesepaneelide kasutegur võib mõjutada ühe või teise salvesti valikut mahutavuse järgi. Siiski salvesti suurusele on sellel teguril suhteliselt väike mõju. Kaks korda suurem päikesepaneeli kasutegur vähendab salvesti mahutavuse vajadust ainult kuni 10 % [31]. Seega, antud juhul arvestatakse, et paneelide kasutegur ei mõjuta salvesti valikut. Eeldatakse, et tuleb valida salvesti, arvestades kõigepealt mahutavusega ja soovitud energiavaruga, hinnaga, elueaga, akust hetkeliselt võetava võimsusega ja isetühjenemise määraga.

Allpool joonisel 2.5 on toodud välja võrdlev tabel erinevate salvestustehnoloogiate tehniliste parameetritega ja vastava tehnoloogiaga seotud kuludega. Näiteks, pliiakudel

temperatuuril 25°C on tüüpiline isetühjenemine 10 % kuus. VRLA (*valve-regulated lead-acid battery*) akude korduvlaadimise kestus on pikem, kui tavalistel pliiakudel. VRLA akud on tundlikumad ülelaadimisele ja neil on lühem eluiga (3...5 aastat sõltuvalt tühjendamistsüklite sügavusest ja temperatuurist). Üsna harva kasutatakse NiCd (nikkel-kaadmiumaku) või NiMH (nikkel-metallhübridaku) akusid, kuna need on kallid ja madalama kasuteguriga. Jooniselt selgub samuti NaS (väävel-naatrium) akude suur energiatihedus, kuid külmade akude ülessoojendamine võtab aega kuni 24 tundi ning aku nõuab selleks välist energiaallikat [31].

	Parameeter	PHES	CAES	FES	SCES	SMES	NaS	LA	NiCd	Li-Ion	ZnBr	PSB	VR
Tehniline parameeter	Kogukasutegur [%]	70..85	57..85	70..95	90..98	90..98	70..90	70..82	60..70	85..98	60..75	57..75	60..85
	Isetühjenemise määr [%/päevas]	≈0	≈0	1.3..100	20..40	10..15	0.05..20	0.033..0.3	0.067..0.6	0.1..0.3	0.24	≈0	0.2
	Eluiga [tsükliit]	N/A	N/A	20k..100k	10..100k	100k	2.5k	100..2k	800..3.5k	1k..11k	2k	2k	12k..14k
	Eeldatav eluiga [aastates]	30..60	20..40	15..20	20	20..30	5..15	3..20	5..20	5..15	5..10	10..15	5..15
	Erienergia [Wh/kg]	0.5..1.5	30..60	10..30	2.5..15	0.5..5	150..240	30..50	50..75	75..200	30..50	10..50	10..30
	Eri võimsus [W/kg]	0	0	400..1.5k	500..5k	500..2k	150..230	75..300	150..300	150..315	0	0	0
	Energiatihedus [Wh/L]	0.5..1.5	3..6	20..80	0	0.2..2.5	150..250	50..80	60..150	200..500	30..60	16..60	16..33
	Võimsustihedus [W/L]	0	0.5..2	1k..2k	100k	1k..4k	0	10..400	0	0	0	0	0
Kulud	Kulu ühikvõimsuse kohta [\$/kW]	600..2000	400..800	250..400	100..360	200..350	150..3000	175..600	150..1500	175..4000	175..2500	330..2500	175..1500
	Kulu energiamahutavuse kohta [\$/kWh]	0..23	2..140	230..150k	300..94k	1k..83k	250..500	150..400	600..1500	500..2500	150..1000	120..1000	150..1000
	Ehituskulud [\$/kW]	270..580	270..580	110..600	180..580	140..650	120..600	120..600	120..600	120..600	120..600	120..600	120..610
	Süsteemikulud [\$/kW]	0..4.8	46..190	0..1200	50..12k	60..12k	0..120	58..180	58..180	0	0..120	60..120	36..120
	Käidu- ja hoolduskulud [\$/kW-aastas]	3..4.4	1.6..29	6..22	6..16	9.2..30	23..61	1.8..52	6..32	12..30	15..47	18..96	24..65

Märkus: k tähendab, et esitatud väärtus tuleb korrutada läbi tuhandega.

## Joonis 2.5. Erinevate energiasalvestite põhiparameetrid ja kulud [31]

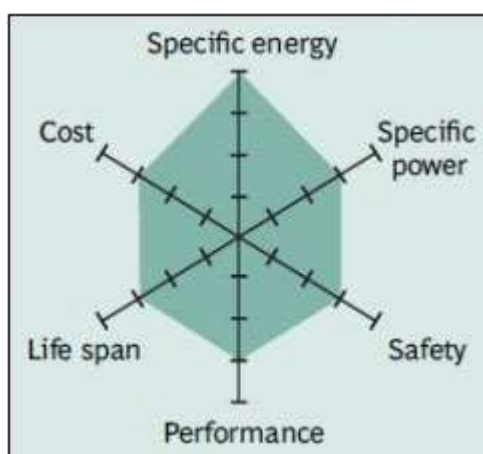
Reeglina akude mahutavuse määramisel on oluline arvestada aastaegadest tingitud tarbimise ja tootmise kõikumist. Selleks, et leida vajaliku mahutavust, saab arvutada välja tunnipõhiliselt keskmise vahe taastuenergiaallikate tootmise ja saare tarbimise vahel. Vahe arvutatakse neil tundidel, millal tootmine on väiksem kui tarbimine. Kui salvesti kohta on teada selle vajalik mahutavus ja oodatav eluiga (tsükliites), siis on võimalik välja arvutada vajalik tühjendamise sügavus (*depth of discharge, DoD*) ning salvesti täpne energiamahutavus. Salvesti mahutavust ei pea valima vastavalt suurimatele paikesepaneelide või tuulikute tootmise väärtustele, kuna selleks pole majandusliku põhjendust. Lisaks, mõnedel akudel - näiteks, uputatud (*flooded*) pliiakudel, mahutavuse üledimensionimise vastu on ka tehniline põhjendus, kuna liiga suure mahutavuse korral vool päikesepaneelidest ei suuda tekitada aku elektrolüüdis gaasimulle, mis on vajalikud süsteemi normaalse töö jaoks [32]. Eluea võrdlemisel on soovitatav pöörata tähelepanu elueale mõõdetuna tsükliites, kus üks tsükkel on

täislaadimine ja tühjenemine. Eesmärk võiks olla, et aku oleks võimeline tegema mõned sajad täislaadimise-tühjendamise tsüklid aastas. Näiteks, Saksamaal on hinnatud, et päikeseelektrijaamade juures paigaldatud akud teevad keskmiselt 210 kuni 250 täistsüklit aastas ja tuuleturbiinidega seotud akud teevad vähem kui 100 täistsüklit aastas [33]. Laadimise-tühjendamise analüüsimisel peab jälgima, et puuduks mälu efekt, mis tähendab, et aku on võimeline ära andma kogu või osa oma salvestatud energiast. Vaatamata sellele, et akut ilmselt hakatakse kasutama iga päev, peab leidma sellist salvestustehnoloogiat, mille isetühjenemine on võimalikult madal. Kõikidele nendele kriteeriumitele sobivad kõige paremini elektrokeemilised salvestid.

#### 2.1.4 Akude sobivus taastuenergia rakendustes

Järgnevalt tuleb uurida, mis salvestussüsteemid on kõige levinumad päikeseelektrijaamast ja/või tuulegeneraatoritest koosnevates süsteemides.

Erinevate suurustega taastuenergia uutes paigaldistes domineerib liitium-ioon tehnoloogia. Selle tehnoloogia populaarsusele ja odavnemisele aitab kaasa elektriautode tööstus. Liitium-ioon akudest on kõige populaarsemad LFP akud (põhilised tootmisüksused Hiinas) ja NMC akud (suures osas toodetakse Lõuna-Koreas). 2019 aasta oli seni esimene aasta, millal salvestustehnoloogiate lisandunud maht oli globaalsel tasemel 30% väiksem võrreldes eelmise aastaga – põhjuseks oli liitium-ioon akude suur plahvatusohtlikkus. See on omakorda põhjustanud mitmed suured tulekahjud Lõuna-Korea suurtes energiasalvestite paigaldistes aastal 2018 ja 2019 [34]. Liitium-ioon tehnoloogia kasuks räägivad väike isetühjenemise määr, kõrge elementide pinge (kuni 3,7 V), väga kõrge energiatihedus, väiksed hoolduskulud, hea vastupidavus kiirele ja aeglasele tühjendamisele.



Joonis 2.6. NMC tehnoloogia karakteristikud [35]

Üleval joonisel 2.6 on toodud välja NMC tehnoloogia karakteristikud – antud tehnoloogiat kasutavad Li-Ion akud on väga kõrge erienergiaga, kõrge erivõimsusega ning sobivad eelkõige nendesse rakendustesse, kus on vajalik sagedane tühjaks-



täislaadimine (näiteks, elektriautodes). Samas võrdselt jaotunud karakteristikud võimaldavad kasutada NMC tehnoloogiat ka energiasalvestitena taastuenergia rakendustes.

Vanemates taastuenergia paigaldistes on aktiivselt kasutatud pliiakusid. Pliiakusid on võimalik kasutada nii lühiajalistes (sekundid), kui ka pikaajalistes protsessides (kuni ja üle 8 tunni). Pliiakudel on väike erivõimsus, kuid soodne hind ja hea kättesaadavus, mis võib muuta nad atraktiivseks piisava paigaldusruumi olemasolul. Pliiakud võib jagada kahte rühma: uputatud pliiakudeks FLA (*flooded lead-acid*) ja ventiilreguleeritavateks pliiakudeks VRLA (*valve regulated lead-acid*). Keskmise pliiaku kogukasutegur jääb tavatingimustel vahemikku 75 kuni 85 % ning elueaks võib lugeda 5 aastat või 250...1000 laadimis-tühjenemistsüklit, sõltudes eelkõige tühjenemissügavusest. [31] Vaatamata pliiakude odavale alginvesteeringule, neid ei ole soovitatav kasutada antud saare kontekstis väikse arvu laadimistsüklite ja suure keskkonnajälje tõttu.

Läbivooluakusid võib jagada kaheks – tsinkbromiidakud (ZnBr) ja vanaadium-redoks akud (VR).

Tsinkbromiidakude (ZnBr) laadimise puhul voolavad nii tsingi, kui ka bromiidioonide elektrolüüdid akuelementidesse. Elektrolüüte eraldab mikropooridega membraan, mis degradeerub elektrokeemilise protsessi jooksul, kuid aku eluiga võib ulatuda 36000 kWh-ni. See tähendab, et ühe täistsükli tegemisel päevas aku kestab 10 aastat. Kasutegur on 75...80 % juures. Praegusel hetkel need kasutatakse juba alajaamades, võrkudes ja taastuenergia balansseerimise rakendustes. [31] Erinevalt teistest tehnoloogiatest (näiteks, pliiakud), ZnBr akud nõuavad just täieliku tühjakslaadimist mõne päeva tagant, et säilitada kalendaarse eluiga. Positiivseks asjaoluks on mälu efekti puudumine ja kuni 100% DoD (ehk puudub vajadus aku üledimensioonimiseks). Samuti see sobib hästi taastuenergia rakendustesse, kus iga päev on vajalik pidev energia vähemalt 10 kWh ühe aku kohta (Redflow aku näitel). Negatiivseks asjaoluks on aku mittesobivus suurte laadimis-tühjenemisvooludega tippkoormuste katmiseks ning töötemperatuuri vahemik 15...50 °C. Sellest külmemate temperatuuride korral aku võib ennast ise välja lülitada, kuid see ei kahjusta akuelementi. [36] [37]

Vanaadium-redoks (VR) akud samuti kuuluvad läbivooluakude gruppi. VR koosnevad akuelementidest, elektrolüüdi mahutisüsteemist, juhtimis- ning muundurisüsteemist. Akuelementide arv määrab ära akuseadme võimsuse (kW) ning elektrolüüdi mahuti suurus energiamahutavuse (kWh). Võimsusühiku hind on ~1500 €/kW ning energiamahutavuse ühiku hind sõltuvalt süsteemi disainist 250...850 €/kWh. Kindlasti positiivne asjaolu, et töötsüklite täitudes (10000 täis-tühjaks laadimistsüklit) tuleb välja vahetada ainult akuelementide osa, kuna elektrolüüdil on väga pikk eluiga ja seda on võimalik korduvalt uuesti kasutada. VR saab korduvalt tühjaks laadida ning see ei

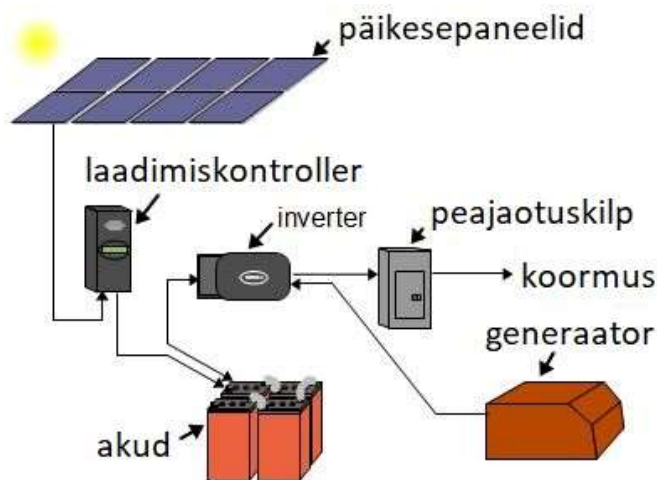
mõjuta nende energiamahutavust. VR akud on hästi universaalsed, kuna nende võimsus ja energiamahutavus ei ole omavahel otseses sõltuvuses, seetõttu VR akud sobivad taastuenergia rakendustesse, kus on oluline mitmekülgne kasutamine. [31]

### **2.1.5 Päikesepaneelidega, tuuleturbiinidega ja akudega seotud seadmed**

Päikesepaneelid toodavad ainult alalisvoolu, inverter ehk muundur võimaldab muundada päikesepaneelidest või akudest tuleva alalisvoolu 230 V vahelduvvooluks. Lihtsamad ja odavamad inverterid toodavad modifitseeritud siinust, mis sobib suuremale osale võrguseadmetest, kuid see võib mitte sobida tundlike seadmete, näiteks arvuti jaoks. Nende seadmete jaoks on soovitatav kasutada invertereid, mis toodavad puhast siinust.

Inverterid võib liigitada võrguinverteriteks, hübriidinverteriteks, autonoomseteks inverteriteks ja mikroinverteriteks. Mikroinverterid (ühefaasilised) kasutatakse tavaliselt varjude olemasolul ja väiksete (kuni mõnikümmend kW) päikeseelektrijaamade korral, seega edaspidi antud töö kontekstis neid ei vaadelda. Võrguinverterid (kolmefaasilised või ühefaasilised) on ühendatud elektrivõrguga, peavad tootma sama siinuselist pinget nagu võrgus, sagedus peab olema võrguga sünkroonis ning peavad olema võrguettevõtte poolt lubatud inverterite nimekirjas. [23] [38] Mainitud invertereid kasutatakse võrku ühendatud hajatootmiseseadmetega.

Võrgust eraldatud päikeseelektrijaamade ja tuuleturbiinide puhul kasutatakse autonoomseid invertereid. Hübriidsete taastuenergia lahenduste puhul kasutatakse hübriidinvertereid ning nende talitus on võimalik nii isoleeritult, kui ka võrgu olemasolul. Need inverterid on tavaliselt saadaval väiksema võimsusega kui võrguinverterid. Allpool joonisel 2.7 on toodud välja võrgust eraldatud jaama põhimõtteline skeem, mis sisaldab generaatorit, koormust (majapidamise puhul läbi peajaotuskilbi), autonoomset inverterit, laadimiskontrollerit, akusid ja päikesepaneeli. Jooniselt on näha, et akud ühendatakse inverteriga alalisvoolu poolel ning generaator on ühendatud inverteri vahelduvvoolu poolega, kuid generaatorit on võimalik ühendada ka otse peajaotuskilbiga.



Joonis 2.7. Võrgust eraldatud jaama põhimõtteline skeem [39]

Päikeseelektrisüsteemi laadimiskontrolleri ülesanne on laadida akut paneelist saadava vooluga õigel viisil. Kontroller muundab päikesepaneeli pinget aku laadimiseks sobivaks ja juhib laadimist, samal ajal aku täitumist jälgides. Aku täitumisel lõpetab see laadimise ja hoiab seega ülelaadimise eest. Kontroller jälgib ka tarbitavat voolu ja katkestab voolu enne, kui aku pinget liigselt langeb. Kontrollerid võivad jagada impulsslaiusmodulatsiooni (*PWM*) ja maksimaalse võimsuspunkti järgimise (*MPPT*) põhimõttel töötavateks. On soovitatav kasutada *MPPT* algoritmiga varustatud laadimiskontrollerit. Sellise laadimiskontrolleriga varustatud päikeseelektrijaam suudab laadida akusid kuni 30 % tõhusamalt paneeli või paneeli elemendi osalise varjustamise (*hotspot*) puhul võrreldes vanema tüüpi, *PWM*, laadimiskontrolleriga. [40] [41] Erinevalt *PWM* kontrollerist, *MPPT* kontrolleri lülitusahel alandab pinget akule sobivaks - näiteks, mõne aku puhul laadimise algetapil 12 voldini ja lõppetapil 14,4 voldini. Samas kasvatab lülitusahel laadimisvoolu väärtuseni, mil lülitusahelast saadavad pinged ja vool vastavad paneeli maksimumvõimsusele. [23] Teisisõnu *MPPT* kontrolleri eeliseks on võimalus omada laadimiskontrolleril kõrgemat sisendpinget (näiteks paneelidest), kui akusüsteemi enda oma. *MPPT* teiseks eeliseks on parem sobivus päikeseelektrisüsteemi võimsuse suurendamise korral. Lisaks sellele, mida efektiivsemalt laaditakse akut, seda pikem on aku eluiga ja väiksemad tühjenemise kaod. *MPPT* kontrolleri puuduseks on kuni 2 korda kõrgem hind võrreldes *PWM*-ga. [40] Laadimiskontrollerit tuleb paigaldada akudele võimalikult lähedale, et aku laadimist ja tühjenemist juhtival kontrolleril oleks võimalikult täpne teave aku pingest kohta. Samuti aku ja inverteri vahele tuleb panna lühikesed ja jämedad kaablid, sealhulgas juhul kui vahelduvvoolu kasutatakse akust kaugemal. [23] Mõnedesse päikeseelektrijaama inverteritesse ning mõnedesse väiksematesse tuulikutesse on juba integreeritud *MPPT* laadimiskontroller, sellisel juhul pole vaja soetada eraldi kontrollerit.

## 2.1.6 Alternatiiv olemasolevale generaatorile

Eelmises peatükis pakuti valida väiksemat diisलगeneraatorit, mis tarniks vähemalt 48 kW võimsust. Perkins engine generaatori tüüpiline võimsus väljundklemmidel generaatori pideval tööl (*prime power*) on 48 kW ning generaatori nimivõimsus tööl piiratud kasutusajaga on 52,8 kW. Generaatori pideval tööl ja 1500 rpm juures (4-pooluseline generaator) kütusekulu on: 100 % võimsuse juures 13,9 l/hr, 75 % võimsuse juures 10,4 l/hr ja 50 % võimsuse juures 7,2 l/hr. [11] Generaatori tootja defineerib generaatori nimivõimsust pideval tööl (*prime power*) järgnevalt: muutuv koormus, piiramata töötundide arv 80 % koormatuse juures (võetuna *prime power* väärtusest) iga 24 tunnilise perioodi kohta. 10 % ülekoormus on lubatud 1 tunni jooksul iga 12 töötatud tunni kohta. Generaatori nimivõimsuse väärtus tööl piiratud kasutusajaga (*standby power*) on defineeritud järgnevalt: muutuv koormus, piiratud 500 tunnini aasta jooksul, millest kuni 300 tundi võib olla pidev töö. Ülekoormus pole lubatud. Antud kirjeldusest võib järeldada, et juhul kui generaator töötaks vastavalt eelmises peatükis kirjeldatud loogikale, siis generaatori sobivaks töörežiimiks oleks töö piiratud kasutusajaga (*standby power*).

Lisaks diisलगeneraatoritele on kasutust leidnud maagaasil töötavad generaatorid. Maagaasil töötava generaatori kasuks võrreldes diisलगeneraatoriga räägib see asjaolu, et maagaas on põletamisel oluliselt puhtam, kui diisलगенератор. Samas need generaatorid on arvestatud baaskoormuse katmiseks. Negatiivsetest aspektidest – maagaasil töötav generaator on tundlikum kütuse kvaliteedi osas võrreldes diisलगeneraatoriga, selle generaatori puhul alginvesteering on suurem, kütuse tarnimine peaks olema soovitatavalt torustiku kaudu [42]. Kuna Prangli saarel on plaanis kasutada baaskoormuse katmiseks teisi energiaallikaid, generaator võiks jääda tipukoormuste katmiseks. Samuti puudub kütusetarnekaks vajalik torustik. Antud põhjusel edaspidi alternatiivsetel kütustel töötavad generaatorid ei käsitleta. Järgmistes uuringutes tuleb kaaluda ka biodiisli kasutamise võimalust ja arvutada selle majandusliku tasuvust.

## 2.2 Hinnang tehnoloogia rakendatavusele Prangli saarel

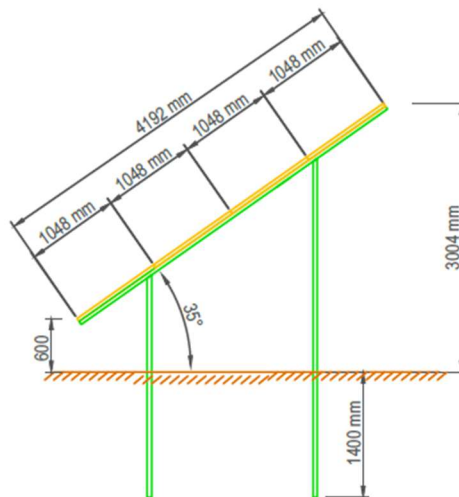
### 2.2.1 Päikesepaneelid

Päikesekiirguse suurus kõigub Eestis vahemikus 1050 kWh/m<sup>2</sup> (Lohusuu, Jõgevamaa) kuni 1250 kWh/m<sup>2</sup> (Jämaja, Saaremaa), [22] Prangli saarel keskmine kiirgus on 1100 kWh/m<sup>2</sup>. Eeldusel, et päikesepaneelid paigaldatakse maapinnale 35 kraadi all maa suhtes ja suunaga otse lõunasse, kaod 5 % (kaabeldus, mustus, lumi, paneeli degradeerumine), siis 1 kW paigaldatud paneele toodaks esimesel aastal u 980 kWh

elektrit. [22] Tuginedes vaadeldava perioodi aastatarbimise andmetele, on saare praegune tarbimine umbes 650 MWh aastas. See tähendab, et teoreetiliselt saare tarbimine oleks kaetud 660 kW päikeseelektrijaamaga. Siinkohal aga peaks arvestama asjaoluga, et paneelid degradeeruvad aja jooksul, mis tähendab, et 25 aasta pärast päikesepaneelide toodang on ainult 80 % kuni 85 % esimese aasta toodangust. Antud degradeerumine sõltub paneeli tehnoloogialt ning täpne protsent võib erineda erinevatel paneelide tootjatel. Aasta lõikes 650 MWh oleks toodetud päikesepargiga paneelide võimsusega 800 kW. Eelduseks on, et tarbimine jääb enam-vähem samaks, on olemas elektriakude süsteem ning uus (väiksem) generaator töötab ja on valmis osaliselt kompenseerima toodangut, kui üks päikeseelektrijaama inverter peaks tootmisest välja langema. Alternatiivina saab jätta varugeneraatoriks olemasolevat varugeneraatorit. Lisaks on päikeseelekter muutliku iseloomuga ning suurim osa elektrist toodetakse siis, kui tarbimine on väike ning parimatel hetkedel selline jaam võib toota orienteeruvalt 650 kW. Selleks, et tagada elektrit iga ajahetk, peab kasutama päikesepaneele koos teiste tehnoloogiatega, näiteks tuulegeneraatoritega ja akudega. Ka peab üleliigset toodetud elektrienergiat (millele ei leidu koormust) salvestama akudesse ja hiljem ammendama vajaliku koguse energiat akudest.

Päikesepargi asukoha valikul peab arvestama võimalike kitsendustega. Antud saarel on kõige tähtsamad kitsendused, mis võivad takistada paneelide paigaldamist, järgmised – veekaitse, keskkonnakaitse piirangud ja muinsuskaitse ala. Lisas 2 on näidatud tähtsamatest piirangutest vaba ala, kuhu teoreetiliselt oleks võimalik paigaldada paneele (kohalikust omavalitsusest ehitusloa/ehitusteatisest ja ettevalmistatud pinna olemasolul). Arvestades, et osa sellest alast on ka hoonestatud, siis jääb umbes 100 hektarit maa peal päikesepaneelide paigaldamiseks. Tüüpilise paneeli mõõt on umbes 2,1 meetrit x 1,05 meetrit [43]. Tavaliselt seda paigaldatakse maaraamil umbes 35 kraadi all maa suhtes neljas reas (Joonis 2.8). Maaraamide vahel reavaheks projekteeritakse tavaliselt 7-8 meetrit, seega 24 m<sup>2</sup> peale mahuks orienteeruvalt 4 paneeli. Võimalusel tuleb kaaluda paneelide kaldenurga suurendamist 50-60 kraadini maa suhtes, mis aitaks vähendada suvel toodetud energiat ning suurendada kevadel-sügisel toodetud energia hulka.

### Kandekonstruktsioonide külgvaade



Joonis 2.8. Päikesepaneelide maaraami tüüpiline külgvaade

Kasutades 450 W paneele 800 kW jaama püstitamiseks on vaja leida hoonestamata, ilma metsata ja kitsendustest vaba ala orienteeruva pindalaga 11000 m<sup>2</sup>. Allpool joonisel 2.9 on toodud välja eskiis, millel on näha palju ruumi võtaks 800 kW paneelidega park. Antud juhul pargi ehitus eeldaks metsa maha raiumist, mis tähendaks, et looduskeskkonna puutumatus säilitamise nõue ei oleks täidetud. Sellise päikeseelektrisüsteemi elueaks võib arvestada 25-30 aastat ning õietolmu puudumisel võib arvestada, et süsteem on peaaegu hooldusvaba. Sõltuvalt süsteemi suuruselt kasutatakse mitut inverterit, suurimad inverterid on saadaval aktiivväljundvõimsustega 150 kW kuni 185 kW [44] [45].



Joonis 2.9. 800 kW paneelidega päikesepark

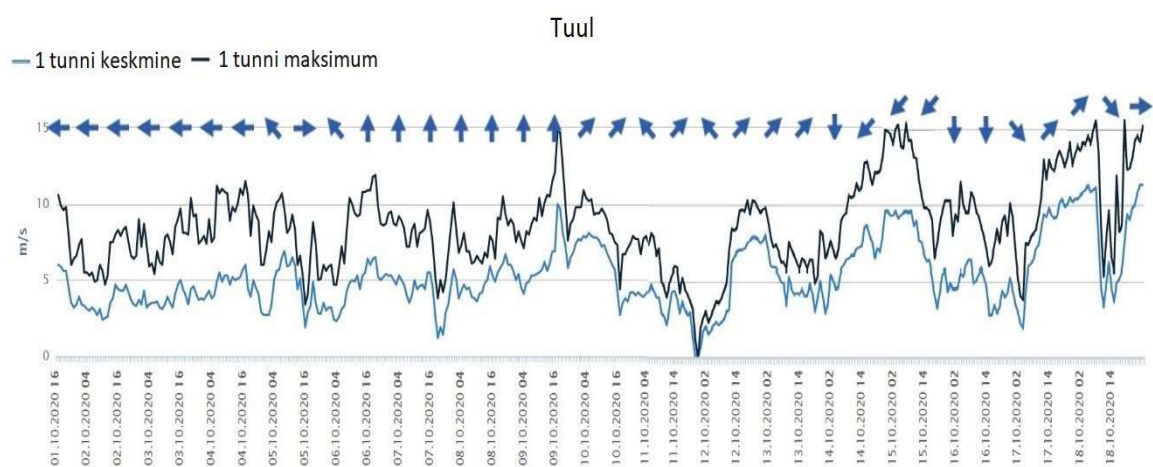
Käesoleval hetkel Prangli rahvamaja on ainuke koht Prangli saarel, kuhu on paigaldatud päikesepaneelid. [5] SMA Sunny Boy 3300 võrguinverteri võimsuseks on 3,3 kW, päikesepaneelide võimsuseks on 3,8 kW, paneelid on varustatud akupangaga. Akupank on 180 Ah pingega 48 V, akupanga juures on juhtinverter SMA Sunny Island 5048 nimivõimsusega 5 kW (25 °C juures) [46].

### 2.2.2 Tuulegeneraatorid

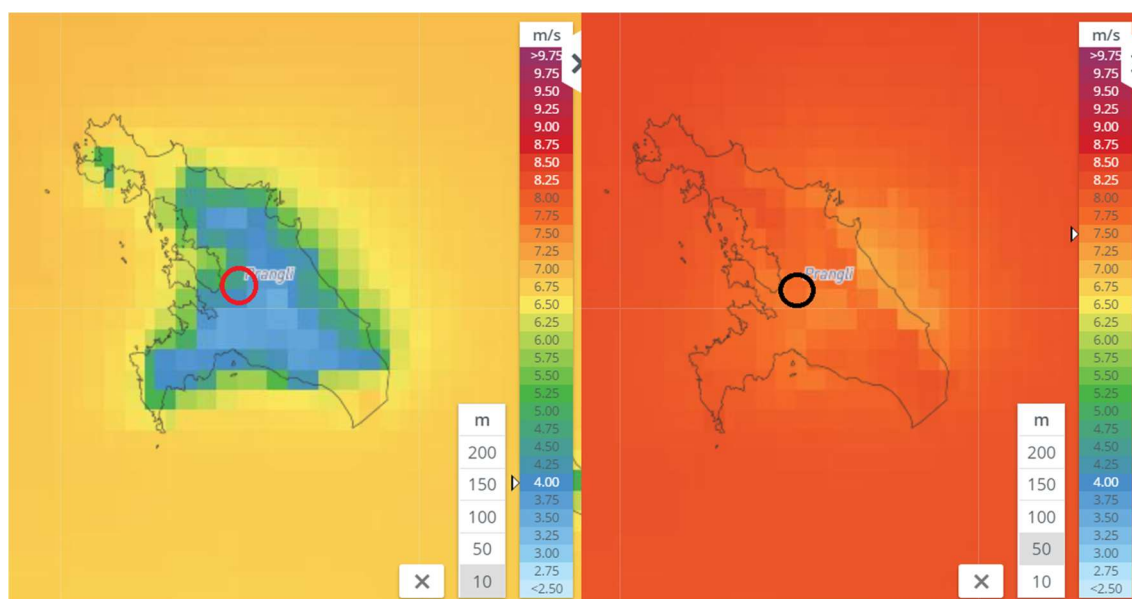
Tuuleelektrijaama dimensionimiseks on vaja eelkõige analüüsida tuuleroosi ja tuulte kiirusi. Tuulegeneraatorid on võimalik paigaldada saarel või saare lähedal meres, antud töös edaspidi lähtutakse võimalusest turbiinide paigaldamiseks saarel. Ligikaudsed andmed tuule kiiruse ja suuna kohta saab näiteks tuulekaardist ja täpsemad andmed rannikujaamadest. Prangli saarele kõige lähedasem rannikujaam, mis mõõdab tuule kiirust ja suunda, on Rohuneeme sadamas asuv meteoroloogiline jaam. Natuke kaugemal asub ka Naissaare rannikujaam. [47] Need andmed on saadaval 2 minutilise, 10 minutilise ja tunni keskmistena ning tasulise päringu alusel saab küsida mineviku andmeid. Kuna mineviku andmeid polnud, siis analüüsiti ja võeti aluseks Pakri, Virtsu rannikualade, Peipsi ääres asuva Tiirikoja ja sisemaa Kuusiku ja Jõgeva vaatlusjaamade mõõtetulemusi. Tulemuseks saadi, et november, detsember, jaanuar, märts on aasta



keskmisest suurema tuulekiirusega kuud ja suvi, eriti august, on kõige väiksema tuulekiirusega periood [48]. Kuna päikeseelektrijaamal on suurem toodang mai-juuni kuus, siis tuulegeneraator oleks hea variant päikeseelektrijaama kõrvale tarbimise katmiseks teistel kuudel. Allpool joonisel 2.10 on toodud välja Rohuneeme rannikujaamas mõõdetud tunnipõhised tuule kiirused ja suunad perioodil 01.10.2020 kuni 18.10.2020 [49]. Sellest võib järeldada, et keskmine tuulekiirus on 5 m/s juures. Kuna Prangli asub avatud meres umbes 10 kilomeetri kaugusel Rohuneeme rannikujaamast, siis tegelik keskmine tuulekiirus saarel on pigem suurem kui 5 m/s. Tuule suund vaadeldud perioodil oli muutliku iseloomuga ning selge tuulteroo ei joonistu välja, seega selle põhjal ühtset soovitusust tuulikute asukoha jaoks anda ei saa.



Joonis 2.10. Rohuneeme rannikujaama tunni keskmised ja tunni maksimaalsed tuulekiirused 01.10.2020-18.10.2020 [49]



Joonis 2.11. Keskmised tuulekiirused valitud kohas kõrgusel 10 ja 50 meetrit [50]



Üleval joonisel 2.11 on näidatud saare keskmised (*mean average*) tuulekiirused (*mean average*) tuulekiirused kõrgusel 10 meetrit (punase ringiga näidatud kohas, umbes 4 m/s) ja kõrgusel 50 meetrit (musta ringiga näidatud kohas, umbes 7,5 m/s) [50]. Sellest võib järeldada, et keskmine tuulekiirus kõrgusel 20...25 meetrit võib jääda 5...5,5 m/s juurde.

Kuna rannikualal on ranna ehituskeeluvöönd laiuusega 200 meetrit ning arvestatav osa saarest on koormatud looduskaitsealadega, siis saab planeerida tuulegeneraatorite rajamist päikesepargist loode suunas, kus on hoonestamata ala (vt Joonis 2.12) ning tuulepark ei segaks saare elanikke. Metsast puhastatava ala minimaalne pindala oleks ligikaudu 80000 m<sup>2</sup>, mis ühe tuuliku puhul annab vaba ala 180 meetri raadiuses. Juhul kui paigaldatakse mitu tuulikut, siis üldiselt soovitatakse planeerida tuulikute vahekauguseks teineteisest vähemalt 5...10 rootori labade diameetrit. Täpsem vahekaugus sõltub valdavast tuulesuunast ja tuulikute asetsemise topoloogiast. [51]



Joonis 2.12. Tuulepargi potentsiaalne asukoht (ringi keskel), metsast puhastatav minimaalne ala tuulepargi jaoks (ring) ja metsast puhastatav ala päikesepargi jaoks (kolmnurk) [52]

Üheks võimalikuks variandiks tuuliku(te) paigaldamiseks on 50 kW tuuleturbiin firmalt Eergycon. Tegemist on 24 m mastiga, 20,7 m rootori diameetriga horisontaalteljelise tuulikuga Ely50, mis käivitub tuulekiirusel 2,5 m/s ja saavutab nominaalvõimsust 50 kW

tuulekiiruse 8 m/s juures, selle tuuliku töövahemik on tuulekiirustel 2,2 kuni 25 m/s [53]. Kuigi arvestades, et keskmine tuulekiirus saare rannikul võib jääda allapoole 8 m/s, siis antud tuulik oleks eelistatum variant võrreldes kodumaise 50 kW tuulikuga firmalt TUGE. Selle tuuliku töövahemik on tuulekiirustel 3 kuni 25 m/s ja see saavutab nominaalvõimsuse 11 m/s tuulekiiruse juures [54].

Prangli saare läänepoolsel osal domineerivad lehtpuud. Arvestades lehtpuude kõrguseks 15 meetrit saame, et turbulentsi piirkond ulatub kuni 30 meetri kõrgusele (Ely50 rootori laba madalaim punkt on 14 meetri kõrgusel) ning turbulentsi piirkonna pikkuseks võib olla kuni 300 meetrit. Võib järeldada, et täpsete tuulekiiruse ja valdava tuulesuuna mõõteandmete puhul tuleb kaaluda kas täiendava metsa maha raiumist kuni 250...300 meetri raadiuses vastavalt valdavale tuulesuunale või rajada tuulikut mujal (näiteks taotleda ehitusluba ehitamiseks ehituskeelutsoonis rannikualal). Paigaldades mitu Ely50 tuulikut peamiselt valdava tuulesuuna teljele, peaks arvestama tuulikute vahekauguseks vähemalt 200 m. Tuuliku eeldatav kasutustegur jääb suure tõenäosusega alla 0,4 mitteideaalsete tuuletingimuste tõttu, seega oodatav simulatsioonidest saadav kasutustegur võiks olla 0,3 juures.

### **2.2.3 Akud**

Peatükis 2.1 sai arutletud, et akude tehnoloogia valik sõltub sealhulgas koormuse iseloomust ja keskkonnatingimustest. Esimene esialgne hüpotees on see, et süsteemis kus on päikeseelektrijaam ja lisaks tuulegeneraator, tuleb kasutada üledimensioonitud Li-Ion akud. See võimaldaks ehitada välja sellist elektrivarustussüsteemi, mis on kõige väiksema keskkonnamõjuga ning on võimeline kiiresti reageerida muutlikule toodangule-tarbimisele. Teine esialgne hüpotees on see, et süsteemis kus on päikeseelektrijaam, tuulegeneraator ja diisलगeneraator, tuleb kasutada ZnBr akud. See võimaldaks katta tipptarbimist ühe diisलगeneraatoriga (orienteeruvalt 2 % aasta kogutarbimisest) ning baastarbimist 200 kWh ulatuses ühe päeva kohta kataks ZnBr akude süsteem (orienteeruvalt 10...12 % aasta kogutarbimisest). Täpsemad arvutused tehakse järgmises peatükis.

## **2.3 Hinnang keskkonnamõjude kohta**

Tuulegeneraatorid ei tarbi kütust ning nende käitamise- ja hoolduskulud on madalad, tuuleenergia piirkulu on minimaalne. See tähendab, et tänu tuuleenergia kasutuselevõtuga on võimalik tõrjuda turult välja kulukamad ja saastavamad elektritootmise tehnoloogiad. Prangli saare kontekstis on nendeks diisलगeneraatorid. Lisaks tuulepargi ehitamine ei koorma keskkonda nii palju kui fossiilsetel kütustel töötava elektrijaama ehitamine. Elutsükli heitmed hõlmavad jaama ehitamist, kütuse

kaevandamist ja transporti, käitamist ning hooldamist. Tuuleenergia on elutsükli heitmed kõikidest energiatootmistehnoloogiatest kõige väiksemad. Tuulegeneraator hüvitab ehitamiseks kulunud energia ja süsihappegaasi kolme kuni kuue kuuga. Võrreldes traditsiooniliste elektrijaamadega pakub tuuleenergia täiendavaid keskkonnaalaseid eeliseid:

- Puuduvad NO<sub>x</sub>-heitmed, mis mõjuvad tervisele ja põhjustavad kasvuhoonegaasidest tingitud soojenemist
- Puuduvad teised õhu saasteained, nagu vääveldioksiid (SO<sub>2</sub>), mis põhjustab happevihma
- Käitamise ajal ei kasutata vett – see aitab kokku hoida vett
- Kütuse kaevandamine elektrienergia saamiseks puudub [55]

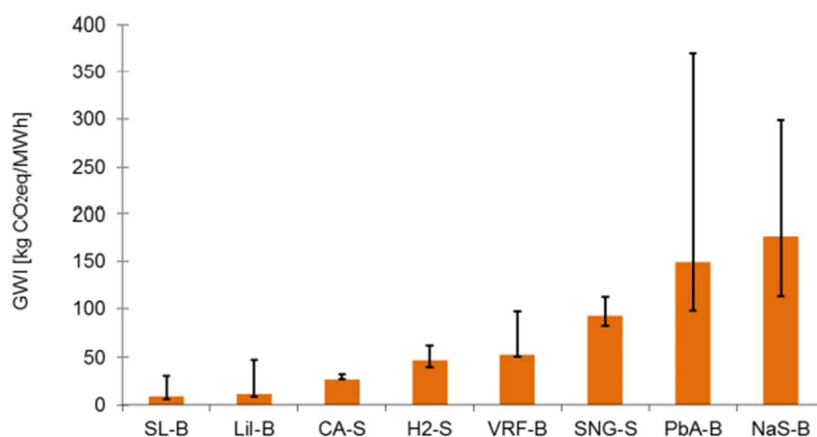
Tuulegeneraatorite negatiivsetest keskkonnamõjudest võib välja tuua kohaliku rahva mured mõjust rändlindudele, visuaalsest reostusest ja müra [28]. Reeglina on need murekohad lahendatavad teavitustööga arendajate poolt, ehitamiseks sobiva koha valimisega ning paremate aerodünaamiliste omadustega tuulegeneraatori paigaldamisega.

Nii päikesepaneelide, kui ka tuulegeneraatorite paigaldamisega võib kaasneda pinna ettevalmistus, mis halvimal juhul tähendab, et osa metsast peab maha raiuma. Näiteks 800 kW päikesepaneelide paigaldamiseks peaks maha raiuma umbes 10000-12000 m<sup>2</sup> metsa. Selline kogus metsa neelaks orienteeruvalt 100-150 tonni CO<sub>2</sub> 25 aasta jooksul. [56] [57] Samas peab arvestama, et mets vajab uuendamist ning metsa mittemajandamise pikaaegne mõju (aastani 2100) metsamaa sidumisvõimele on negatiivne, kuna mets ei uuene piisavalt kiiresti ja metsatagavara hakkab vähenema. [58] Järgmistes uuringutes tuleb kaaluda ka päikesepargi rajamise võimalust samale metsast vabastatud alale, kus asuvad tuulikud. Päikesepargi rajamine vahetult tuulikust lõunasse väldiks metsaraiet küla lähedal ja potentsiaalselt vähendaks üldist keskkonnamõju.

Päikeseelektrijaama ja tuulegeneraatori CO<sub>2</sub> jalajälg toodetud energia kWh kohta on juba praegu üks väiksematest võrreldes teiste tehnoloogiatega – väiksem jalajälg võib esineda ainult tuumaelektrijaamal. Arvestades tuuliku ja päikesepaneeli tootmise jaoks kulutatud energiat, tuuleelektrijaama CO<sub>2</sub> jalajälg on 4 gCO<sub>2</sub>e/kWh ning päikeseelektrijaama oma on 6 gCO<sub>2</sub>e/kWh. Teisisõnu, Euroopas paigaldatud päikesepaneelid toodavad puhast energiat umbes 30 aastat, kuid pool aastat läheb paneeli tootmisest tingitud CO<sub>2</sub> neutraliseerimisele ja veel pool aastat läheb transpordiga ja logistikaga seotud CO<sub>2</sub> jalajälje neutraliseerimisele. [59] Siinkohal peab mainima, et sõltuvalt tehnoloogiast ja asukohast, päikeseelektrijaama jalajälg võib

kõikuda vahemikus 3 kuni 21 gCO<sub>2</sub>e/kWh. Võrdluseks, kivisöe jaamal on keskmine oodatav CO<sub>2</sub> jalajalg 109 gCO<sub>2</sub>e/kWh, gaasijaamal 78 gCO<sub>2</sub>e/kWh, hüdroenergiajaamal 97 gCO<sub>2</sub>e/kWh ja biomassijaamal 98 gCO<sub>2</sub>e/kWh. Isegi arvestades nendel kütustel töötavate jaamade tehnoloogiate edasiarenguga aastani 2050, nende jalajäljed suure tõenäosusega ei läheks alla 23...42 gCO<sub>2</sub>e/kWh. [60]

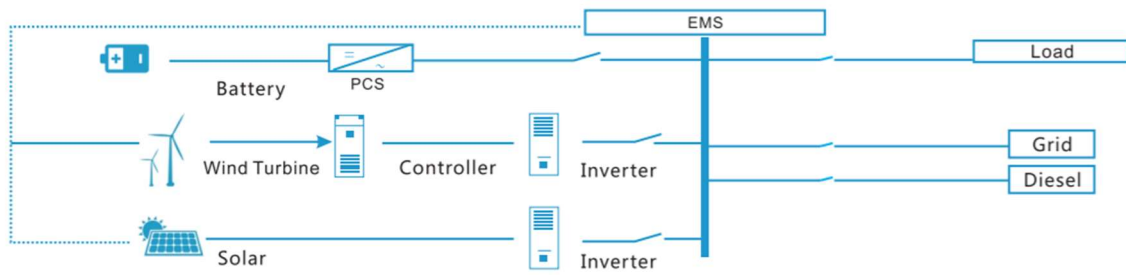
Allpool olev Joonis 2.13 näitab erinevate akude jalajälge ja nende variatsioone sõltuvalt erinevate akude võimalikest eluigadest. Seal SL-B on elektriauto kasutatud liitium-ioonaku, LiI-B on liitium-ioonaku, CA-S on suruõhk-energiasalvesti, H<sub>2</sub>-S on vesinik-energiasalvesti, VRF-B on vanaadium-redoks aku, SNG-S on sünteetilise maagaasi salvesti, PbA-B on pliiaku ja NaS-B on väävel-naatrium aku. Jooniselt selgub, et CO<sub>2</sub> panus globaalsesse soojenemisse (*GW*) akust 1 kWh energia amendamisel on kõige väiksem liitium-ioonakudel, jäädes 20 ja 50 gCO<sub>2</sub>e/kWh vahele (sõltuvalt hinnatavast aku elueast). Kõige suurem panus on pliiakudel (100 kuni 370 gCO<sub>2</sub>e/kWh) ja väävel-naatrium akudel (110 kuni 300 gCO<sub>2</sub>e/kWh).



Joonis 2.13. Erinevate akude jalajäljed ja nende variatsioonid sõltuvalt akude võimalikest eluigadest, 1 kgCO<sub>2</sub>e/MWh = 1 gCO<sub>2</sub>e/kWh [33]

Allpool olev Joonis 2.14 näitab erinevate akude jalajälgede muutust sõltuvalt paigaldatud mahutavusest (*storage capacity*). Jooniselt selgub, et märgatav CO<sub>2</sub> jalajälge langus on ainult vesiniksalvestil ja sünteetilise maagaasi salvestil, mida ei saa kasutada Prangli saarel. See omakorda tähendab, et antud saare kontekstis salvestite üledimensioonimine ei aita vähendada keskkonnamõjusid.





Joonis 2.15. Mikrovõrgu põhimõtteline skeem koos päikesepaneelidega, tuulikute, akudega ja diisलगенерааторiga [61]

Järgnevas peatükis simuleeritakse Prangli saare tarbimist koos erinevate hajatootmisseadmetega ning leitakse taastuvenergiaallikatel põhineva süsteemi võimalikud variandid koos komponentide vajalike suurustega. Samuti antakse ülevaade tekkivatest emissioonidest.

### 3. PERSPEKTIIVSETE ELEKTRISÜSTEEMIDE MODELLEERIMINE NING MAJANDUSLIK ANALÜÜS

Uute elektritootmise võimsuste otsustamisel lähtutakse kulude kogusummast, mida määravad:

- investeeringu maksumus (€/kW või €/GJ),
- seadme eluiga,
- seadme töösolekutegur (*availability factor*) - näitab, kui suure osa aastast on seade toodanguvõimeline (0 kuni 1); sageli kasutatakse ka mõistet kasutustegur (*capacity factor*), mis näitab, kui suure osa aastast peaks seade töötama nimivõimsusel, et katta aasta jooksul toodetud energiahulk (kasutustegur on väiksem või võrdne töösolekuteguriga);
- kulutused kütusele, mida määravad:
  - seadme kasutegur (kütuse erikulu),
  - kütuse tootmis- või impordikulud,
  - kütusele lisatud maksud,
  - kütuse transpordikulud;
- käidukulud (€/kW või €/GJ),
- emissioonifaktorid (SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO<sub>2</sub> jne., g/GJ),
- saastemaksud ja -piirangud. [17]

Mida pikem on tehniline eluiga, suurem kasutustegur, väiksemad kulutused kütusele ja käidule, väiksemad eriemissioonid ning madalam LCOE, seda atraktiivsem tehnoloogia on.

Lisaks eelnevale on oluline diskontotehuri valik. Mida suurem on diskontotehur (raha väärtus), seda atraktiivsemad on väiksema investeeringukuluga tehnoloogiad. Samuti, mida väiksem on diskontotehur, seda suurema tõenäosusega on optimaalseks lahenduseks suure investeeringuga, kuid väikese kütusekuluga tehnoloogiad. Energeetika pikaajalisel planeerimisel riiklikul tasemel kasutatakse maailmas diskontotehuri väärtusi 2 % (Jaapan) kuni 10 % (arengumaad). Euroopa arenenud riikides on see 4-6 %. Eestile on ekspertid soovitanud kasutada 6 %. [17]

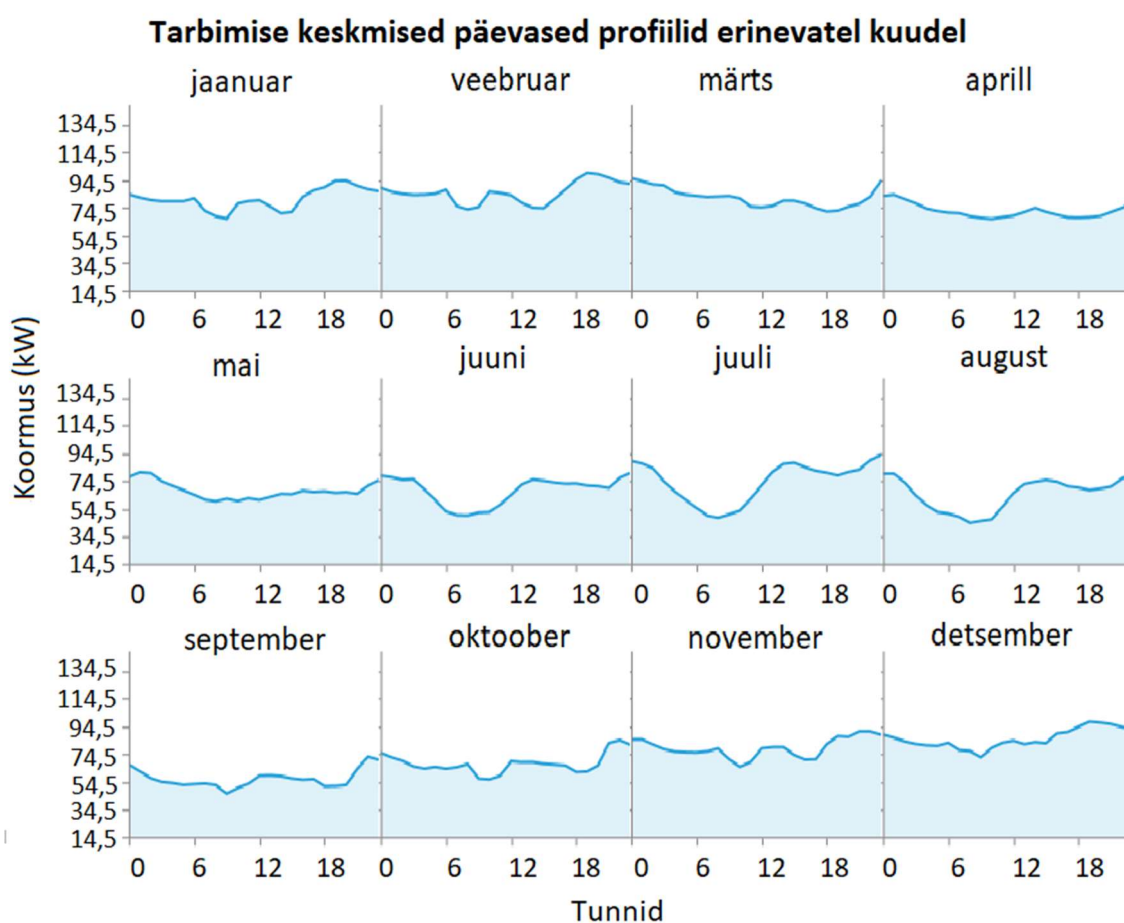
#### 3.1 Olemasolev olukord

Kõigepealt simuleeriti olemasolevat olukorda, selleks et kontrollida arvutusi eelmistes peatükides emissioonide kohta. Samuti andmaks ülevaadet praeguse investeeringuga seotud kuludest. Arvesse võeti saare tarbimist ja olemasolevat generaatorit.

HOMER Pro tarkvara simulatsioonides arvestatakse, et aastas on 8760 tundi ning lähteandmete Excelis oli 8780 tundi (29.02 ja suveajale, talveajale üleminek). Antud



põhjused koormuste andmete importimisel HOMER tarkvarasse otsustati kustutada 20 tunnitarbimise rida (29.02-st) lähteandmete Excelist ning need kustutatud andmed jaotada võrdseks 8760 tunni vahel. See tähendab, et lisati iga tunni juurde 0,2143 kWh. Tulemusena saadi, et HOMER-is kasutatav aastane tarbimine võrdus Prangli saare tegeliku aastase tarbimisega (648281 kWh). Keskmiseks tarbitavaks energiaks ööpäeva kohta saadi 1776 kWh ning maksimaalseks võimsuseks 148,5 kW. Sisestatud tarbimise profiili analüüsimisel selgus, et suvekuude hommikutundidel esineb tarbimise lohk. See tähendab, et võib esineda pikemaajalisi perioode, kus päikesepaneelid toodavad elektrit peaaegu maksimumvõimsuse juures, kuid selle peab salvestama akudesse või osa toodetud energiast jääb akudesse/võrku edastamata (Joonis 3.1).



Joonis 3.1. Tarbimise keskmised päevased profiilid erinevatel kuudel

Lisas 3 olev joonis näitab, millised olemasoleva generaatori parameetrid olid valitud. Generaatori võimsuseks (*capacity*) on 180 kW, alginvesteering (*capital*) on 40000 €, generaatori asendamine pärast selle eluea lõppu (*replacement*) on 40000 €, käidukuluks (*O&M*) on võetud 500 € aastas, eluiga (*lifetime*) on 30000 tundi, generaatori minimaalseks koormuseks (*minimum load ratio*) võeti 25 %. Generaatori minimaalseks töötamise ajaks (*minimum runtime*) võeti 30 minutit, diislikütuse alumiseks kütteväärtuseks võeti 42,7 MJ/kg, diislikütuse tiheduseks 0,84 kg/l, süsiniku sisalduseks



88 % kütuse massist, väävli sisalduseks 0,4 % kütuse massist. Siin ja edaspidi simuleerimisel HOMER tarkvaras kasutati diskontotegurit 6 % ja inflatsiooni määra 1 %, projekti pikkuseks valiti 25 aastat ning diislikütuse hinnaks on 0,85 €/l [62].

Tulemuseks saadi, et 90 % tundidest koormus on 47 ja 100 kW vahel, mediaankoormus on 74 kW, 25 aasta jooksul diskonteeritud rahavood on negatiivsed (Lisa 4, kus *replacement* on kulu seadme asendamisele pärast selle eluea lõppu, *fuel* on kogukulu kütusele, *salvage* on jääkväärtus, *operating* on käidukulu, *capital* on alginvesteering). Käidukulu kokku on 7072 €, kogukulu kütusele on 1,952 miljonit €, kogukulu generaatori igakordsele väljavahetamisele pärast 30000 töötunni täitmist on 152481 €, LCOE on 0,2335 €/kWh ja NPC 2,143 miljonit € (Lisa 5). Kütusekuluks saadi 162182 liitrit, mis on 3 % rohkem, kui eelnevalt teoreetiliselt arvatud kütusekulu 180 kW generaatori kohta.

Esimeses peatükis sai mainitud, et Elektrilevi ei pea mõistlikuks maakaabli taastamist. Sarnase pikkusega aga 520 A läbilaskevõimega 110 kV merekaabli paigaldamise lepingujärgseks maksumuseks kujunes ligikaudu 9 miljonit eurot [63]. Juhul kui võtta eelduseks potentsiaalse merekaabli ja olemasoleva generaatoriga süsteemi elueaks 25 aastat, siis lähtudes tehtud simulatsioonist on olemasoleva süsteemi rajamise kulu koos kütusekuluga (2,143 miljonit €) umbes 4 korda väiksem, kui merekaabli taastamise kulu.

Allpool olev Joonis 3.2 näitab, et CO (*carbon monoxide*) emissioonid on 2886 kg/aastas, mis on 27 % rohkem kui on teoreetiliselt arvatud väärtus. *Quantity* on emissiooni tüüp, *value* on emissiooni kogus, *units* on ühikud. Kuigi CO suurimad võimalikud (lubatud) emissioonid olid võetud lähtudes Tier 2 metoodikast, siis tegelikult emissioonide arv on suurem. See on seletatav asjaoluga, et olemasoleval generaatoril ei toimu kütuse täiuslikku põletamist praeguse koormatuse juures ja tarkvarasse sisestatud kütusekulu ning emissioonide karakteristikud on vaja täpsustada. Selleks peab võrdlema sisestatud karakteristikud reaalsete karakteristikutega erinevate koormuste juures.

Quantity	Value	Units
Carbon Dioxide	434 666	kg/yr
Carbon Monoxide	2 886	kg/yr
Unburned Hydrocarbons	117	kg/yr
Particulate Matter	11,5	kg/yr
Sulfur Dioxide	1 065	kg/yr
Nitrogen Oxides	231	kg/yr

Joonis 3.2. Olemasoleva süsteemi emissioonid

Järgmistes peatükides teostatud simulatsioonid võrreldakse olemasoleva süsteemi simulatsiooniga võttes arvesse LCOE, NPC ja CO emissioone.

## **3.2 Taastuvate energiaallikatega süsteemide simuleerimise põhimõtted**

HOMER tarkvaras simuleeriti saartalitluses mikrovõrku ning erinevate süsteemide variandid HOMER-i algoritm järjestas vastavalt madalaimale NPC-le. Kuna HOMER tarkvaras esineb tehnilisi piiranguid oma tootmisseadmete parameetrite sisestamiseks, siis tarkvara andmebaasist leiti need seadmed, mis sarnanesid kõige rohkem eelmistes peatükkides käsitletud seadmetele. Peamisteks kriteeriumiteks majanduslikult kõige optimaalsema variandi valimiseks olid võimalikult madalad NPC ja LCOE väärtused.

Tuuleturbiiniks (*wind turbine*) võeti tarkvara andmebaasis olev Eocycle EO25 nimivõimsusega (*rated capacity*) 25 kW. See käivitub tuulekiiruse 3 m/s juures (*cut-in wind speed*) ning seiskub 20 m/s juures (*cut-out speed*), gondli kõrguseks (*hub height*) on 23 meetrit, rootori diameetriks (*rotor diameter*) on 15,8 meetrit ja elueaks (*lifetime*) 20 aastat, ühendus toimub AC siinil (*AC Electrical Bus*) (Lisa 6). Turbiini väljundvõimsuse karakteristikud on samuti võetud HOMER tarkvarast. Tuuleparkide investeringute maksumused sama võimsuse kohta võivad erineda kordades [64] [65] [66] [67]. Teoreetiliseks alginvesteeringuks on võetud 30000 € ning eeldatavaks käidukuluks 1000 € aastas (Lisa 6). Antud tuuleturbiini maksimumväljundvõimsuseks on 29,5 kW, mis on saavutatav keskmise tuulekiiruse 11,5 m/s juures.

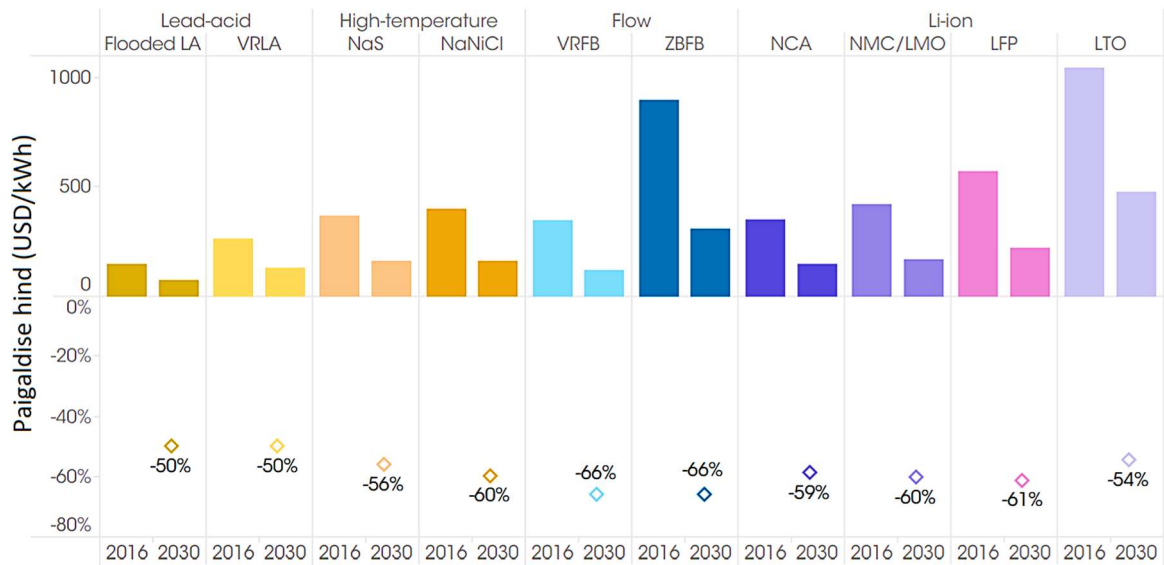
Võrdluseks Eocycle tuulikuga simulatsioonidele teostati simulatsioonid 100 kW XANT M-21 tuulikuga gondli kõrgusega 31,8 meetrit ja 100 kW XANT M-21 tuulikuga gondli kõrgusega 38 meetrit. XANT tuuliku rootori diameetriks on 21 meetrit, eluiga 20 aastat, tuulik alustab tööd tuulekiiruse 3 m/s juures ning maksimumväljundvõimsus on saavutatav tuulekiiruse 11 m/s juures. 31,8 m masti puhul eeldati, et alginvesteering ja hoolduskulu on mõlemad 10 % väiksemad võrreldes nelja Eocycle tuulikuga (ehk alginvesteering ja asenduskulu on 108000 € ning käidukulu 3600 €). 38 m masti puhul võeti eelduseks, et alginvesteering on 5 % väiksem ja hoolduskulu on 10 % väiksem võrreldes nelja Eocycle tuulikuga (ehk alginvesteering ja asenduskulu on 114000 € ning käidukulu 3600 €).

Keskmise tuulekiiruse sisestamiseks võeti info NASA andmebaasist (integreeritud HOMER tarkvarasse, anemomeetri kõrguseks on 50 meetrit) ja lisati 1 m/s iga kuu keskmise juurde, nii et aasta keskmine tuulekiirus oleks 4,84 m/s. Sel juhul keskmine tuulekiirus jäaks eelmistes peatükkides pakutud tuulekiirusega (5 m/s) sama suurusjärku. Simulatsioonis on võetud Weibulli parameeter  $k=2$  (Lisa 7).

Päikesepaneeliks sisestati monokristall paneeli Canadian Solar CS3W 440 W (Lisa 8). Harjumaa kuu keskmised temperatuurid 2019 aasta kohta (Lisa 9) saadi Riigi Ilmateenistusest. Võrreldes aastatel 1961 kuni 1990 mõõdetud aasta keskmiste temperatuuridega need on 2,4 kraadi võrra kõrgemad, vastavalt 5,1 °C ja 7,5 °C [68]. Eesti Energia päikeseelektri müügiinseneride soovitusel päikesepaneelide kaldenurgaks maa suhtes on võetud 35 kraadi, suunaga otse lõunasse, Canadian Solar päikesepaneeli tootelehelt on võetud temperatuuri mõjutegur päikesepaneelide väljundvõimsusele -0,35 %/°C, mooduli temperatuur normaalkasutuskatse juures on 42 °C, päikesepaneeli kasutegur standardkatse juures on 19,9 % [43]. Enne GHI lahtritesse andmete sisestamist HOMER-isse arvutati kiirgusandmed ümber PVGIS-s ja seejärel sisestati lahtritesse tegeliku kiirguse hulk, mis jõuab 35 kraadi all maa suhtes paigaldatud päikesepaneelile (vt päikesekiirguse kogust kuude lõikes joonisel 2.2). Ümberarvestamist tehti, kuna tegelikud kiirgusandmed on täpsemad, kui GHI andmed [69].

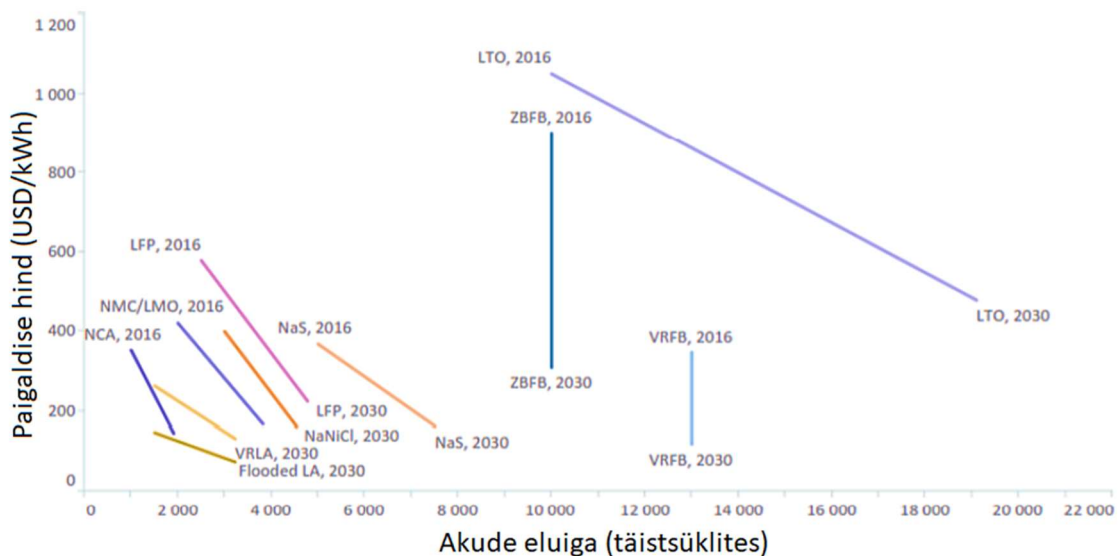
Simulatsiooni jaoks on valitud võrguinverter ABB Trio 50.0, mis sealhulgas teostab päikesepaneelide juhtimist MPPT algoritmi alusel. Eesti Energia päikeseelektri müügiinseneride soovitusel on võetud inverteri alginvesteering 3000 €, inverteri asendamine iga 10 aasta tagant maksab 3000 €, käidukuluks 0 €. Praktilisel rakendamisel peab arvestama, et juhul kui akusid ühendatakse alalisvoolu poolel, siis inverteril peab olema sisend akude jaoks või peab planeerima akude ühendamist alalispinge siinile, kasutades DC-DC muundureid. Kui akud ühendatakse võrguga vahelduvvoolu poolel, siis inverter peab olema suuteline töötama saartalitluse režiimis. Saartalitus võib tekkida näiteks sellisel juhul, kui generaator (mis inverteri vaates asendab võrku) ei tööta, tema väljundiks ei ole puhas siinuspinge või generaatori sagedus oluliselt erineb inverteri sageduste sätetest. See omakorda võib tähendada, et inverteri sisemine kaitseahel ei tuvasta sobivate parameetritega võrgu olemasolu ning automaatselt eraldab ennast ülejäänud süsteemist kuni sobivate parameetritega võrgu ilmnemiseni.

Akutehnoloogiate hinna leidmiseks kasutati IRENA poolt avaldatud hinnad. Allpool joonisel 3.3 on toodud välja salvestustehnoloogiate paigaldatud 1 kWh mahtuvuse hinnad ja potentsiaal pliiakude, naatrium-väävel akude, läbivooluakude ja liitium-ioon akude 1 kWh paigaldatud mahtuvuse hinna languseks aastani 2030 võrreldes aastaga 2016. Sellest on näha, et antud tehnoloogiatele oodatakse hinnalangust vahemikus 50% kuni 66% võrreldes 2016 aastaga.



Joonis 3.3. Paigaldatud 1 kWh mahtuvuse hind aastal 2016 ja oodatav hind 2030 ning mahtuvuse oodatav hinnalangus protsentides aastani 2030 [70]

Allpool joonisel 3.4 on toodud välja erinevate salvestustehnoloogiate 1 kWh mahtuvuse hinnad ja eluiga mõõdetuna täistsüklites aastal 2016 ja oodatavad väärtused aastal 2030 [71]. Kuna HOMER-is on ette antud erinevate salvestustehnoloogiate eluead aku mahtuvuse läbilaskevõime järgi (*throughput*), siis otsustati simuleerida variandid erinevate akudega. Juhul kui HOMER-is oli juba antud aku ja käidukulu hind olemas, siis kasutati olemasolevat hinda.



Joonis 3.4. Salvestustehnoloogiate mahtuvuse hinnad ja eluiga tsüklites aastal 2016 ja 2030 [71]

Li-Ion simulatsiooni tegemisel kasutati HOMER andmebaasis olevaid akusid: tüüpiline 100 kWh Li-Ion (LFP), NEC DSS 85 kWh 185 kW (NMC), EST-Floattech Green Odra 1050

(NMC MKBM), Iron Edison 1400 Ah (LFP). Iron Edison aku kirjelduses on HOMER tarkvaras kirjutatud, et on 100 % hooldusvaba, seega käidukuluks on võetud 0 € aastas. Generic Li-Ion aku alginvesteeringu hind ja käidukulu on ette antud HOMER tarkvara poolt. NEC ja Floattech akude käidukulud on teoreetilised ning võetud ligikaudselt 1 € ühe kWh paigaldatud mahutavuse kohta. Erinevalt tüüpilisest (*generic*) aku mudelist, MKBM arvestab lisaks ka tühjaks-täislaadimisega seotud kadudega, temperatuurist sõltuva mahtuvuse muutusega, muutuva tühjenemissügavusega eluea jooksul ja suurenenud degradeerumise määraga kõrgetel temperatuuridel. Allpool tabelis 3.1 on toodud välja simulatsioonides kasutatud Li-Ion akud ja kasutatud hinnad.

Tabel 3.1. Simulatsioonides kasutatud Li-Ion akud ja hinnad

Aku	Mahtuvus, kWh	Suurim tühjaks-laadimise vool, A	Alginvesteering, €/tk	Väljavahe-tamise kulu, €/tk	Käidukulu, €/aastas
Generic 100 kWh Li-Ion	100	500	50000	50000	1000
NEC DSS 85 kWh	85	315	28000	28000	100
Floatch Green Odra 1050	10,5	300	6500	3500	10
Iron Edison LFP 1400Ah	67,2	400	47500	47500	0

Väiksema generaatori maksimumvõimsuseks on sisestatud selle elektriline väljundvõimsus tööolukorras piiratud kasutusajaga (53 kW) ning olemasoleva generaatori jaoks on sisestatud selle nimivõimsus pideval tööolukorras (180 kW). Perkins Engine generaatori ja selle täiendava mürasummutuse komplekti hinnaks on 15200 USD ehk umbes 13000 € Ex-Works. [72] Perkins Engine generaatori võimalikuks võimsuseks taastuvenergiaallikatel põhinevates süsteemides esialgselt pandi 0 kW ja 53 kW (Lisa 10).

Volvo Penta generaatori komplekti hinda ei õnnestunud leida, seega eeldatakse, et võrreldes Perkins Engine generaatoriga umbes kolm korda võimsama Volvo Penta generaatori hind on umbes kolm korda kõrgem ehk 40000 €. Simuleerides generaatorite koostööd taastuvenergiaallikatega on esialgu arvestatud, et generaator võib töötada

paralleelselt inverteriga, kuid generaatorit ei kasutata akude laadimiseks (*Load Following*).

Järgmistes alapeatükides simuleeritakse erinevate salvestustehnoloogiatega süsteemid ning tehakse majandusliku analüüsi, võrreldes simuleeritud süsteemide energia ühikuhinnad ja emissioonid vastavate väärtustega olemasoleva süsteemi puhul.

### 3.3 Taastuvate energiaallikatega ja Li-Ion akudega süsteem

Simulatsioonid alustati süsteemiga, kus kasutatakse erinevaid Li-Ion akusid ja Perkins Engine 1103A-33TG2 generaatorit. Generaatori võimalikeks võimsusteks esialgselt pandi 0 kW ja 53 kW. HOMER arvutas läbi 23171 varianti ning pakkus välja 15 optimeeritud varianti, kus madalaim LCOE oli 0,357 €/kWh (Lisa 11, COE siin ja edaspidi sisuliselt tähendab LCOE väärtust).

Kõige väiksema LCOE-ga variandi puhul tekkivad emissioonid on toodud välja joonisel 3.5. Jooniselt selgub, et CO emissioonid on umbes 9,3 korda väiksemad kui olemasoleval generaatoril. Kuid LCOE osutus kõrgemaks, kui olemasoleva süsteemi puhul, seega otsustati samuti simuleerida süsteemid generaatori võimsusega 100 kW ja 150 kW (ehk 2 ja 3 Perkins 1103A-33TG2 generaatorit).

Quantity	Value	Units
Carbon Dioxide	46 529	kg/yr
Carbon Monoxide	309	kg/yr
Unburned Hydrocarbons	12,5	kg/yr
Particulate Matter	1,24	kg/yr
Sulfur Dioxide	114	kg/yr
Nitrogen Oxides	24,7	kg/yr

Joonis 3.5. Madalaima LCOE-ga süsteemi emissioonid (53 kW generaator ja Li-Ion akud)

Järgmisest simulatsioonist selgus, et 100 kW generaatori kasutamise puhul on väikseim võimalik LCOE 0,158 €/kWh selles süsteemis, kus on 11x85 kWh akusid, 4x25 kW tuuleturbiine ja 775 kW päikesepaneeli (Lisa 12). Selle süsteemi taastuvate energiaallikate osakaal 79,9 %, mis tähendab, et selles ulatuses koormuse katmiseks tarnitud energia oli toodetud taastuvate energiaallikate poolt. Viiel variandil LCOE oli madalam, kui praegusel olemasoleval Prangli saare elektrivarustuse süsteemil ehk alla 0,2335 €/kWh. Madalaima LCOE-ga variandil on ka väikseimad CO emissioonid (Joonis 3.6), mis on umbes 4 korda väiksemad, kui olemasoleval generaatoril.

Quantity	Value	Units
Carbon Dioxide	101 403	kg/yr
Carbon Monoxide	673	kg/yr
Unburned Hydrocarbons	27,2	kg/yr
Particulate Matter	2,69	kg/yr
Sulfur Dioxide	248	kg/yr
Nitrogen Oxides	53,9	kg/yr

Joonis 3.6. Madalaima LCOE-ga süsteemi emissioonid (100 kW generaator ja Li-Ion akud)

Järgnevalt simuleeriti süsteemi Li-Ion akudega ja generaatorite koguvõimsusega 150 kW. Kokku saadi 28 varianti, millest üheksal variandil LCOE oli madalam kui olemasoleval süsteemil. Simulatsiooni tulemusena saadi, et üheksast variandist ja 150 kW generaatori puhul väikseim pakutud LCOE on 0,1519 €/kWh selles süsteemis, kus on 10x85 kWh akusid, 4x25 kW tuuleturbiine ja 618 kW päikesepaneele. Selle süsteemi taastuvate energiaallikate osakaal 79,1 % (Lisa 13). Madalaima LCOE-ga variandil on ka väikseimad CO emissioonid (Joonis 3.7), mis on umbes 4,3 korda väiksemad kui olemasoleval generaatoril. Üheksas variant on tähistatud kollase kolmnurgaga (vt Lisa 13), mis tähendab, et antud süsteem (ilma akudeta) võib tekitada probleemi saare elektrivõrgu stabiilsuse jaoks.

Quantity	Value	Units
Carbon Dioxide	107 856	kg/yr
Carbon Monoxide	716	kg/yr
Unburned Hydrocarbons	29,0	kg/yr
Particulate Matter	2,87	kg/yr
Sulfur Dioxide	264	kg/yr
Nitrogen Oxides	57,3	kg/yr

Joonis 3.7. Madalaima LCOE-ga süsteemi emissioonid (150 kW generaator ja Li-Ion akud)

Emissioonid 150 kW generaatorite koguvõimsuse puhul olid keskmiselt umbes 6,5 % kõrgemad kui 100 kW generaatorite koguvõimsuse simulatsioonis. Teiselt poolt, 150 kW generaatori korral esimesel ilma tuulikuteta variandi puhul selle LCOE on 0,164 €/kWh ning 100 kW generaatoriga simulatsioonides esimese ilma tuulikuteta variandi LCOE on 0,202 €/kWh. Arvestades, et iga täiendava tuuleturbiini jaoks on vaja ette valmistada pinda, rikkudes seeläbi saare loodust, siis mida väiksem on pinnase ettevalmistamise maht, seda paremini saab täita Prangli saare arengukava 2020 kuni 2030 [4] ühe punkti, mis sätestab, et saare ilus ja puhas loodus on üheks peamiseks arengueelduseks. Kõige kuluefektiivsemaks akuks nii tuulikutega, kui ka ilma osutus Li-Ion NMC tehnoloogiaga NEC DSS 85 kWh aku (lõputöö kirjutamise hetkel ei olnud veel

kättesaadav jaeturul) ning teiseks tuli samuti Li-Ion NMC tehnoloogiaga EST-Floatch Green Ocro 1050. Antud põhjusel järgmises simulatsioonis võrreldakse teised salvestustehnoloogiad nende akude karakteristikutega.

### **3.4 Taastuvate energiaallikatega, Li-Ion, ZnBr ja LA akuga süsteem**

Järgmised simulatsioonid teostati päikesepaneelidega, kahe valitud Li-Ion akuga, ZnBr akuga, LA akuga, Perkins Engine 1103A-33TG2 generaatorite koguvõimsusega 150 kW ja kolme erineva tuuleturbiiniga. Teostati kolm erinevat simulatsiooni tuuleturbiinidega. Esimeses simulatsioonis kasutati Eocycle EO25 25 kW tuulikut gondli kõrgusega 23 meetrit, teises simulatsioonis üht tuulikut XANT 100 kW gondli kõrgusega 31,8 meetrit ja kolmandas simulatsioonis sama tuulikut XANT 100 kW, kuid gondli kõrgusega 38 meetrit. Simulatsioonides eeldati, et ühe RedFlow ZBM2 (ZnBr) aku hind on 7000 € ja aastane käidukulu on 10 € aku kohta (Lisa 14). Toruplaat-pliiakuks (LA) valiti BAE SunDepot 48-420 [73], selle aku hinnaks võeti 3925 € ja 775 € liideti aku hinna juurde, et ligikaudselt arvestada võimaliku juhtimise süsteemi olemasoluga ehk kokku 4700 €/aku ja käidukuluks 15 € aastas (Lisa 15). HOMER tarkvara tehniliste piirangute tõttu teostati kolme erineva tuulikuga simulatsioonid eraldi, vahetades kõigis kolmes simulatsioonis ainult tuuliku tüüpi. Esimese simulatsiooni tulemusena saadi kokku 28 optimeeritud varianti, neist 11 olid madalama LCOE-ga kui olemasoleva generaatoriga süsteem (Lisa 16). Nendest variandid number 7, 9, 10 ja 11 (Lisa 16) olid liiga suure taastuvelektri osakaaluga, mis ei olnud piisavalt kompenseeritud salvestusvõimekuse poolt. See omakorda võib ohustada antud mikrovõrgu elektrisüsteemi stabiilsust, seega need variandid ei ole soovitatav rakendada. Ilma diiselsegeneraatorita variandid olid ka esindatud, kuid nende LCOE oli üle 0,5 €/kWh ehk rohkem kui 2 korda kallim võrreldes olemasoleva süsteemiga.

Majanduslikult kõige optimaalsema variandi LCOE oli 0,1519 €/kWh ja selle variandi NPC oli 1395084 € (Lisa 16). Teise simulatsiooni tulemusena saadud 8 varianti olid madalama LCOE-ga, kui olemasoleval diiselsegeneraatoriga süsteemil ning neist kaks ei olnud stabiilsed. Kõige soodsama variandi NPC oli 1470861 € ja LCOE 0,16 €/kWh (Lisa 17). Kolmanda simulatsiooni puhul saadi, et tulemused on väga sarnased ka tuuliku kõrgema masti puhul ning NPC oli 1466412 ehk 0,3 % madalam võrreldes madalama tuuliku mastiga variandiga ning LCOE 0,16 €/kWh (Lisa 18). Simulatsioonides kasutatud tuulikud pole ainukesed tuulikud, mis on kättesaadavad HOMER tarkvaras, seega järgmistes töodes on soovitatav simuleerida variante ka teiste tuulikutega ja erinevate mastidega.



### 3.5 Kõikide simulatsioonide optimaalseima variandi analüüs

Allpool tabelis 3.2 on toodud välja kolme simulatsiooni kõige optimaalsemad variandid (NPC ja LCOE järgi).

Tabel 3.2. Kolme simulatsiooni kõige optimaalsemad variandid

	Esimese simulatsiooni variant 1	Teise simulatsiooni variant 1	Kolmanda simulatsiooni variant 1	Olemasolev olukord
PV võimsus, kW	618	685	698	
Tuulikute võimsus, kW	100	100	100	
Generaator, kW	150	150	150	180
Aku, kWh	850	850	850	
Inverter, kW	122	124	123	
LCOE, €/kWh	0,1519	0,16	0,16	0,2335
NPC, €	1 395 084	1 470 861	1 466 412	2 143 781
Käidukulu kokku, €	57 214	62 342	61 387	148 529
Alginvesteering, €	584 703	587 840	596 915	40 000
CO emissioonid aastas, kg	716	812	790	2886

Tabelist on näha, et kõige väiksematega emissioonidega on esimese simulatsiooni esimene variant, mille CO emissioonid on neli korda väiksemad, kui olemasoleval elektrivarustuse süsteemil. Siinkohal peab arvestama, et HOMER tarkvara ei arvesta seadmete kogu elutsükli emissioonidega ning arvestab ainult elektri tootmisel tekkivate emissioonidega. Kuna nii LCOE, NPC, kui ka emissioonide järgi esimese simulatsiooni

esimene variant on kõige optimaalsem Prangli saare jaoks, siis edaspidi analüüsiti seda süsteemi põhjalikumalt.

Esimese simulatsiooni üheteistkümnest variandist kasutati 25 kW tuuleturbiine seitsmes variandis, 25 kW tuuleturbiinide arv varieerus nullist üheksani. Selle simulatsiooni esimeses variandis kasutati 4 tuulikut ning nende oodatav aastane tootlikkus on 219720 kWh, vastavalt valemile (2.4) arvutatud aastane tootlikkus oleks 220025 kWh ( $t=6078$ ,  $c=4,84$  m/s). Siinkohal peab arvestama, et valem võimaldab hinnata tuulikute tootlikkust ainult ligikaudselt. Näiteks 800 kW tuuliku puhul ( $A=52,9$  m,  $t=8518$ ,  $c=5$  m/s), selle simuleeritud toodang on 1406 MWh ning valemi järgi arvutatuna 952 MWh, ehk umbes 32 % väiksem. Ühe 25 kW tuuliku jaoks läheb vaja metsast vaba pindalat 125664 m<sup>2</sup> (raadiusega 200 meetrit), seega esimese variandi nelja tuuliku ligikaudne efektiivsus kasutatava pindala järgi (aastas) oleks 0,44 kWh/a/m<sup>2</sup>. Kõikides variantides tuulikute kasutusteguriks saadi 25,1 %, mis on väiksem kui teises peatükis pakutud 30 %, ja kõige optimaalsema variandi tuulikute poolt toodetud energia kogus on 219717 kWh. Teisel ja kolmandal simulatsioonil tuuliku kasutustegur on vastavalt 15,6 % ja 16,6 % ning tuulikute poolt toodetud energia on vastavalt 136933 kWh ja 145157 kWh. Tabelist 3.3 võib järeldada, et sama koguvõimsuse juures kõige rohkem energiat toodavad neli väiksemat tuulikut (igaüks 25 kW), sellele järgneb kõrgema mastiga 100 kW tuulik ja kõige vähem energiat toodab madalama mastiga 100 kW tuulik.

Tabel 3.3. Simulatsioonides kasutatud tuulikute võrdlev tabel

	Eocycle EO25 (23 m)	XANT M-21 (31,8 m)	XANT M-21 (38 m)
Tuulikute kogus, tk	4	1	1
Koguvõimsus, kW	100	100	100
Toodetud elekter, kWh	219 717	136 933	145 157
Kasutustegur, %	25,1	15,1	16,1

Päikesepaneelide toodang ühe paigaldatud kW kohta on 1,162 MWh aastas, mis on 18,5 % rohkem, kui arvutuslik 1 kW paneelide toodang esimesel aastal (0,98 MWh). See tähendab, et simulatsiooni esimeses variandis 618 kW päikesepark toodab 718,1 MWh elektrit aastas. Antud suure erinevuse põhjuseks võib olla asjaolu, et

HOMER näitab toodetud DC energiat ning päikesetoodangu kuvamisel ei arvesta kadudega konverteerimisel ja päikeseelektri edastamisel. Kadusid saab võtta rohkem arvesse muutes HOMER-is päikesepaneelide mastaabi tegurit (*derating factor*) ette antud 80 %-lt allapoole. Mastaabi tegur 80 % tähendab, et päikesepaneeli tegelik võimsus on 20 % väiksem, kui paneeli nominaalvõimsus.

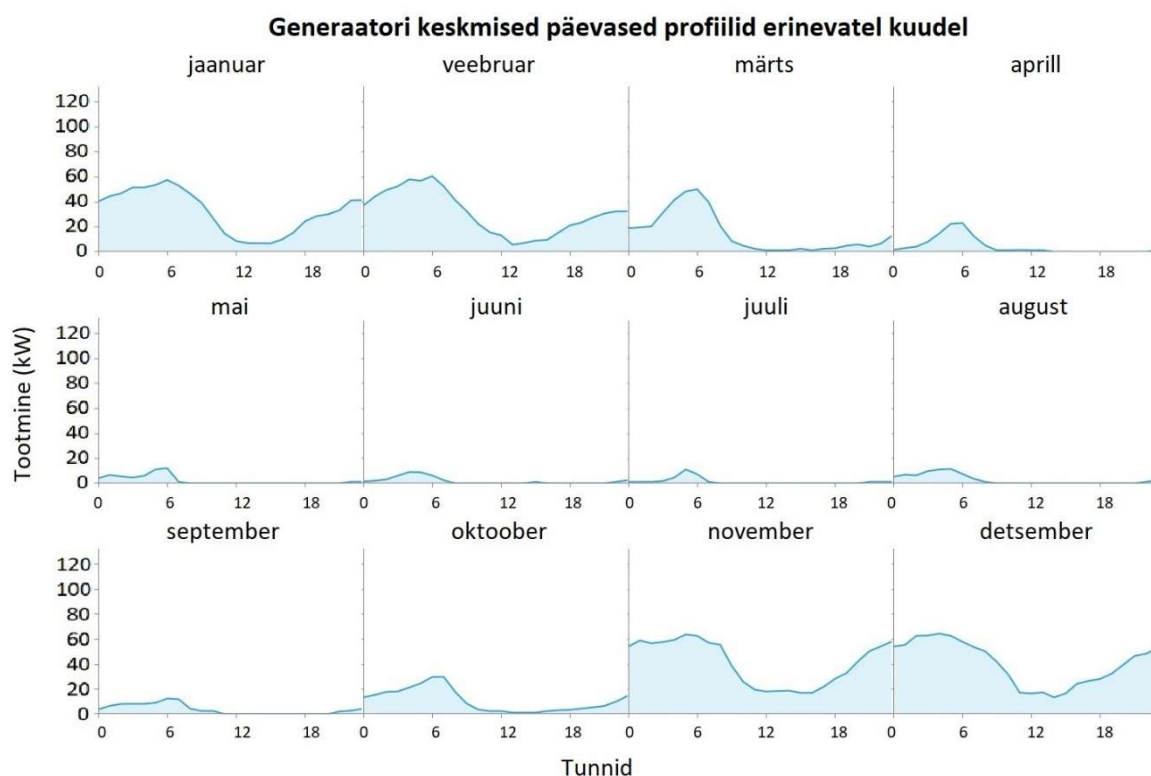
Teises peatükis sai arvutatud, et 4 päikesepaneeli (1,76 kW) võiksid võtta umbes 24 m<sup>2</sup> maa-ala. Arvestades, et päikesepaneelidest kagusse-lõunasse-edelasse peab olema puhastatud plats, siis võib tinglikult lisada 2,5 meetrit iga reavahe juurde (tegelikult reavahe säilib, kuid puhastatakse platsi lõuna suunas kõige lõunapoolsemast maaraamide reast). Tulemusena saame, et 1,76 kW päikesepaneeli nõuavad umbes 30 m<sup>2</sup> maa-ala. Simulatsiooni esimese variandi puhul see tähendab, et 618 kW päikeseпарк võtab maa-ala 10534 m<sup>2</sup>, seega efektiivsus kasutatava pindala järgi (aastas) on 68,17 kWh/a/m<sup>2</sup>. Investeeringu otsuse tegemisel peab arvestama, et päikesepaneelidel on pikk eluiga (simulatsioonides on kasutatud 25 aastat), mis tähendab, et simulatsiooni järgi päikesepaneeli ei planeerita korraliselt vahetada 25 aasta jooksul. See omakorda tähendab, et enne projektiga alustamist sobiva päikesepaneeli valikul on kõige olulisem roll võrreldes teiste seadmetega.

Valitud NEC DSS 85 kWh akude mõõdud on ligikaudselt 8 m x 0,5 m, seega 10 aku paigaldamiseks läheb vaja umbes 40 m<sup>2</sup> ruumi. Kokku akudest, paneelidest ja tuulikuteist hõivatud maa-ala oleks ligikaudselt 51,3 hektarit ning efektiivsus kasutatava pindala järgi (aastas) on 18,3 MWh/a/ha. Need akud on eeldatava elueaga 15 aastat ja praeguse tarbimise juures 850 kWh akude süsteem tagab 11,5 tundi autonoomsust. Selline eluea suurusjärg võib mõnevõrra vähendada kohese investeeringu otsuse tegemise atraktiivsust, kui võtta eelduseks, et salvestustehnoloogiate hind jätkab kiiret hinnalangust (Joonis 3.3). Akud töötavad tarbimise järgimise (*load following*) töörežiimis. Kokku esimese simulatsiooni esimese variandi jaoks läheb vaja ligikaudselt 51 hektarit ettevalmistatud pinda. Maakasutuse efektiivsus antud töö kontekstis pole määrava tähtsusega, kuid süsteemi realsel ehitamisel peab arvestama võimalusega, et kohalik kogukond või vald soovib minimeerida metsaraie mahtu.

Inverterite paigaldatud võimsuseks on vaja 122 kW, seega ümardades ülespoole piisab kolmest 50 kW-lisest inverterist, tegelik saavutatav maksimumväljundvõimsus on 111 kW. Inverterite kasutustegur 30,4 % ja inverterite kaod on kokku 2 % kogu inverterisse jõudnud energiast. Inverterite elueaks on arvestatud 10 aastat, seega peab arvestama, et mõlemal juhul võib minna vajalikuks välja vahetada inverterid 2 korda 25 aasta jooksul.

Generaatorid töötavad 2231 tundi aastas ja tööeks on saadud vastavalt 13,4 aastat, olemasoleval süsteemil on generaatori tööeks saadud 3,4 aastat. Generaatorid töötaksid aastaringelt (talvel rohkem, suvel vähem) ning see tähendab, et ka turismi hooajal generaator võib segada saarel viibijaid. Generaatoreid tuleks käivitada 219 korda aastas ja kütusena kuluks 40243 liitrit.

Allpool joonisel 3.8 on toodud välja generaatori väljundvõimsus erinevatel kuudel. Selle joonise analüüsimisel selgub, et aprilli teisest poolest kuni septembri lõpuni generaator ei tooda keskmiselt üle 20 kW ning külmemal perioodil öösi generaator toodab keskmiselt 40 kuni 60 kW. Võrreldes seda joonist joonisega 3.1 selgub, et taastuvatest energiaallikatest tuleb suvekuudel ligikaudselt üle 2/3 energiast ning külmemal perioodil öösi ligikaudselt alla 1/4 energiast.



Joonis 3.8. Generaatori keskmised päevased profiilid erinevatel kuudel

HOMER ei lase otse võrrelda antud variandi simulatsiooni olemasoleva generaatori simulatsiooniga. Antud põhjusel võeti baasvariandiks 150 kW generaatorite võimsust (mis on 30 kW väiksem kui praeguse generaatori võimsus) ning võrdluse tulemusena saadi, et antud variandi lihttasuvus on 4,4 aastat ja diskonteeritud tasuvus on 5,1 aastat.

Prangli saare elektrivarustuse võimaluste edasiseks uurimiseks võib teostada elektrikaabli taastamise majandusliku analüüsi ning läbi arvutada tehnilised võimalused

taastuvate energiaallikate juurutamiseks juhul, kui merekaablit taastatakse. Samuti tuleb analüüsi tegemisel arvestada saare tarbimise võimaliku kasvuga järgmistel aastakümnetel (aastal 2001 aastatarbimine oli hinnanguliselt 150 MWh ning aastaks 2020 ligikaudselt 650 MWh) [9].

Saartalitlusel elektrisüsteemi oluliseks komponendiks on ka digitaliseerimislahendused. Järgmises peatükis vaadeldakse, milliseid juhtimise algoritme ja seadmeid võib Prangli saarel rakendada, lähtudes eespool väljatoodud taastuenergia allikatel põhinevast optimaalsest elektrisüsteemist.

## 4. DIGITALISEERIMISLAHENDUSED SAARTALITLUSES MIKROVÕRGULE

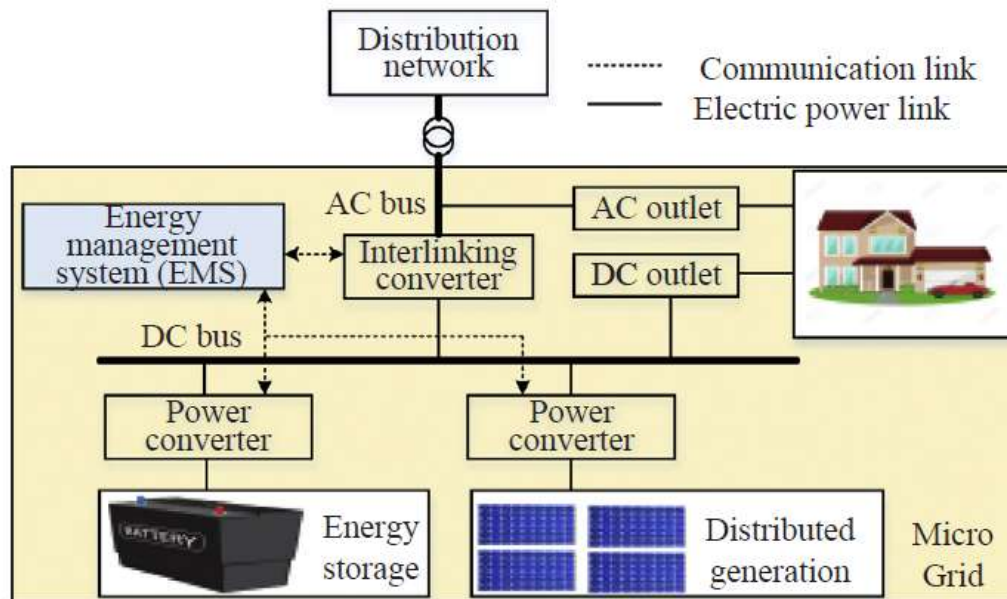
### 4.1 Tehnoloogia üldine kirjeldus ning omadused

Eelmises peatükis Prangli saarele sai pakutud elektrivarustuse süsteem, mis koosneb päikesepaneelidest, tuuleturbiinidest, inverteritest ja toruplaat-pliiakudest. Antud peatüki peamine eesmärk on uurida, kuidas saab tagada taastuenergiaallikatel põhineva mikrovõrgu stabiilset tööd Prangli saare kontekstis ja pakkuda digitaliseerimislahendused.

#### 4.1.1 Stabiilsuse tagamine

Stabiilsus on tähtis probleem mikrovõrgus, milles tootmisüksuste jõuelektroonika liidesed on juhitud detsentraliseeritult. Iga liides on juhitud tuginedes ainult lokaalsele mõõtmisele. Seega on tähtis analüüsida, kuidas üksikud juhtimise süsteemid töötavad koos, et tagada üldist stabiilsust. Artikli [74] autorid toovad välja, et juhul kui stabiilne seisund võib olla saavutatud, milles on kõikide pingete fundamentaalsetel komponentidel konstantne amplituud ja konstantsed suhtelised faasinurkade erinevused, siis süsteem on stabiilne.

Artiklis [75] on uuritud AC/DC hübriidset mikrovõrku, mis koosneb päikesepaneelidest, akudest, DC/DC konverteritest (*power converter*), DC/AC konverterist (*interlinking converter*) ja EMS-st. Allpool joonisel 4.1 on toodud välja AC/DC hübriidse süsteemi arhitektuur, kus lisaks komponentidele on välja toodud elektriühendused (*electric power link*) ja andmesideühendused (*communication link*). Saartalitluses AC/DC siinide vahelist konverterit juhitakse, et tagada stabiilset AC pinget ja sagedust AC võrgus ning DC-siini pinget juhitakse kahesuunalise DC/DC konverteriga. Mikrovõrgu juhtimiskeskus kogub reaalaja infot ja edastab juhtimise signaali sidekanali kaudu.



Joonis 4.1. AC/DC hübriidne mikrovõrk [75]

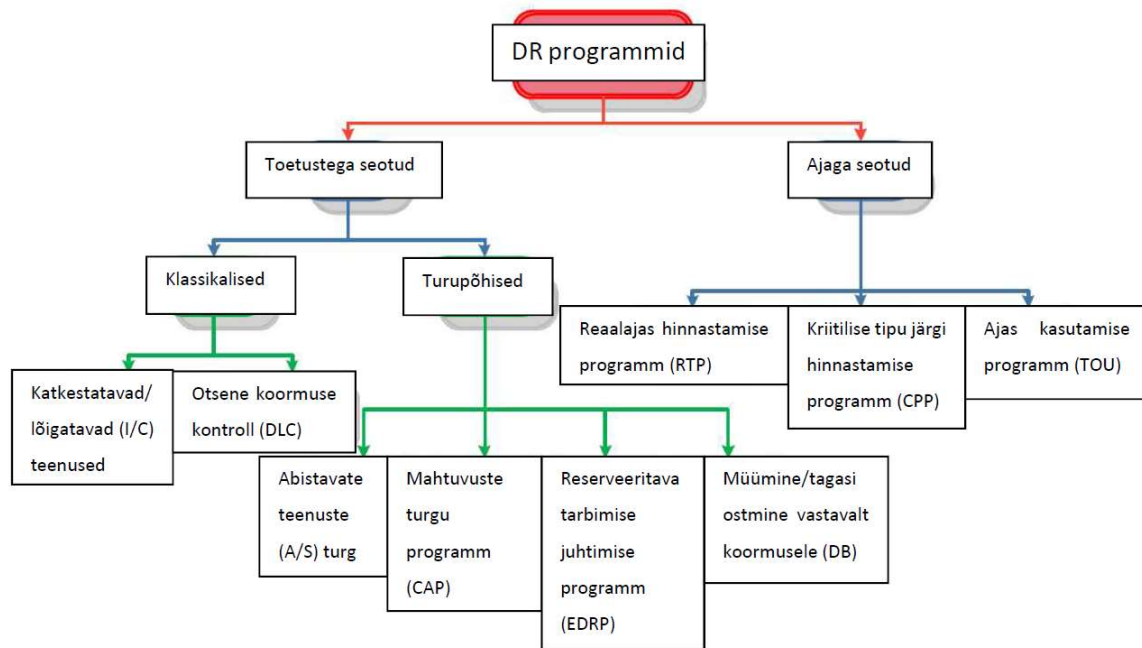
Vastavalt Prangli saare arengukavale 2020-2030, aastal 2021 on eesmärk luua ülesaarelise WiFi ühendus ning aastal 2025 on eesmärk mobiilsidemasti ümber paigutamine saare keskossa ühenduse parandamiseks. [4] Selle eesmärgi täitmine aitaks paremini integreerida hajatootmisseedmed Prangli saarel. Kiire sidelahendus võimaldaks mitte ainult edastada juhtimise signaale, vaid ka efektiivselt vahetada infot ilma kohta (näiteks, päikesekiirgus, tuulekiirused ja -suunad), nii saarel, kui ka saare ja mandri vahel. Artiklis [76] leiti, et üldine nõue tarkvõrkude sidelahenduse kiiruse jaoks oleks läbilaskeribala laius 9.6 kuni 56 Kbps, latentsus 300 ms kuni 2 s ning töökindlus peaks olema 99 % ja 99.99 % vahel. Võimsuse konverterid juhivad koordineeritult võimsusvoogu läbi elektriliste ühenduste tuginedes EMS-le. Selleks, et maksimeerida päikeseenergia toodangut, peab päikeseelektrijaam töötama maksimaalse võimsuspunkti järgimise (MPPT) režiimis. Koordineeritud juhtimine AC/DC konverteri ja vastandpolaarse konverteri vahel koos SoC-le suunatud laadimise ja tühjakslaadimise algoritmidele on võtmetähtsusega, et tagada stabiilset talitlust ja võimsusbilanssi.

#### 4.1.2 Tarbimise juhtimine

Tarbimise juhtimise (DSM) meetmetiku eesmärk on saavutada bilanssi energia tootmise ja tarbimise vahel, kuna eabilanss nende vahel teeb energiaühiku hinna kõrgemaks lõpptarbija jaoks. Samuti DSM-i üks väljund on süsteemi stabiilse töö tagamine. [77] DSM üks osa on nõudlusreageering (DR) ja selle eesmärk on elektritarbimise ajutine vähendamine tarbija poolt tipptarbimise ajal ning tarbimise vähendamise eest makstakse majanduslikku toetust. DSM teine osa on energiatarbimise

pikaajaline efektiivsus. [78] Antud töö kontekstis pakuvad huvi just nõudlusreageeringuga seotud digitaliseerimislahendused.

Nõudlusreageeringu (DR) programme võib jagada kaheks kategooriaks, nimelt ajaga seotud programmid ja toetustega seotud programmid. Igal kategoorial on alamprogrammid, mis on näidatud joonisel 4.2.



Joonis 4.2. Nõudlusreageeringu (DR) programmide klassifitseerimine [79]

TOU, RTP, CPP programmide puhul elektri hind muutub vastavalt elektri tarnehinnale erinevatel ajaperioodidel. Näiteks hind on kõrgem kõrge tippnõudluse (*peak-load*) perioodil ja keskmine hind mitte-tipp (*off-peak-load*) perioodil. Sellist tüüpi DR programmides pole toetusi või trahve. TOU puhul on olemas kaks või enam perioodi päevas, kus koormus süsteemis on kõrge (*peak*) või keskmine (*off-peak*) ning küsitakse kõrgemat tasu tipp-perioodil. RTP muutub pidevalt ning kajastab elektri jaehinda. CPP on TOU või võrdse hinna ülekate. CPP kasutab reaalaja hinda süsteemi tippude ajal.

Toetustega seotud programmid kõigepealt jagunevad klassikalisteks ja turupõhisteks. *Direct Load Control* ja *Emergency Demand Response Program* puhul on tarbijatel võimalused vabatahtlikult katkestada tarbimist ning kui tarbijad seda ei tee, siis seda ei karistata. *Interruptible/Curtailable* ja *Capacity Market Program* on kohustuslikud programmid ning selles osalevad tarbijad peavad maksma trahvi, kui nemad ei katkesta tarbimist lubatud mahus, kui tuleb selline käsk.

Tarbimise ajastamisel DLC programmi üks funktsioon on tagada, et kontrollitavad koormused peavad olema pidevalt sees mõne tunni jooksul pärast seda, kui need on







võimalike uute üksuste ehitamisel. Sealhulgas peab arvestama, et akus ei oleks energia puudujääki. Prangli saare elektrivarustus pole seotud elektrituruga ning on keeruline rakendada turupõhiseid nõudlusreageeringu programme ilma nõudluse koondamiseta vastu elektriturgu. Siiski saab rakendada ajaga seotud programme või klassikalisi toetustega seotud programme.

Artiklis [77] toodud loogikat ja süsteemi arhitektuuri saab rakendada Prangli saarel ning see loob eelduse katkestatavate/lõigatavate teenuste (I/C) või otsese koormuse kontrolli (DLC) nõudlusreageeringu programmide kasutamiseks. Nende programmide rakendamine võimaldab paika panna loogikat, mille alusel valitakse ja piiratakse koormuseid tootmise ja tarbimise suure ebabilansi olemasolu korral. Nende programmide mõjude hindamiseks peab teostama täiendava uuringu.

Juhul, kui taastuvad energiaallikad pole kättesaadavad ja generaator on liiga aeglase toimega, et kompenseerida süsteemis tekkinud ebabilanssi, siis sellise tarbimise mustri esinemisel rakendatakse sekundaarset kontrolli. Sekundaarse reguleerimise tulemusena töösse jäänud tarvitid võivad endiselt esile kutsuda pulseerivaid koormuseid. Pulseerivate koormuste mõju vähendamiseks sagedusele tuleb rakendada artiklis [80] kirjeldatud algoritmi.

HOMER tarkvaras on piiratud võimalused eespool mainitud algoritmide testimiseks, seega otsustati edasi jätkata ainult tarbimise juhtimise meetmetega. Järgnevalt uuriti põhjalikumalt nõudlusreageeringu programmide rakendamise mõju Prangli saare tingimustes. Iga liitumispunkti kohta tarbimise profiile pole teada ning info seadmete kohta konkreetsetel tarbijatel puudub. Siiski põhiliseks tarbija tüübiks Prangli saarel on suure tõenäosusega kodumajapidamised. Kodumajapidamiste tüüpilised suured tarbijad on külmikud (omab 99 % kodumajapidamistest), elektripliidid (72 %) ja soojaveeboilerid (maal 60 %). Lisaks nendele on laialt levinud pesumasinad (89 %) ja elektriradiaatorid (24 %). [81] Nendest seadmetest külmikud-sügavkülmikud ja soojaveeboilerid võivad olla sobilikud nõudlusreageeringu programmides kasutamiseks. See tähendab, et neid saab üheaegselt ja tsentraalselt juhtida, rakendades staatilisi ja/või dünaamilisi tarbimise juhtimise meetmeid. Staatilise tarbimise juhtimise mõjud avalduvad pikema aja jooksul ja on seotud energiasäästuga. Dünaamilise tarbimise juhtimise meetmete mõjud on lühiajalised ja seda saavad pakkuda suured ühiktarbijad või agregeeritud tarbijate grupid, kes on üheaegselt ja tsentraalselt juhitavad. [82] Kaugjuhtimise võimaluste ulatus sõltub seadmete nutikusest. Külmikute-sügavkülmikute puhul on võimalik nihutada energiamahukat külmetuse funktsiooni madalama tipukoormusega perioodile. Samuti on võimalik lülitada sisse kiirjahutust keskse kontrolleri signaali peale [83], juhul kui mikrovõrgus toodetakse palju, aga

tarbimine on madal. Sõltuvalt veeboileri nutikusest seda saab kas lülitada sisse/välja kaugteel või reguleerida veetemperatuuri läbi termostaadi. [84]

Soojaveeboilerite ja külmik-sügavkülmikute kohta tehti mitu eeldust. Esimene eeldus, et 50 % kõikidest liitumispunktidest (see on ümardatult 78 liitumispunkti) on kodumajapidamised ühe soojaveeboileriga, mida kasutatakse aastaringselt. Teine eeldus, et 90 % liitumispunktidest omavad üht külmik-sügavkülmikut (see on ümardatult 140 liitumispunkti), mis töötab aastaringselt. Soojaveeboileri nimivõimsuseks on võetud 2 kW ja mahtuvuseks 100 liitrit, sellest nihutatavaks koormuseks (ööpäeva kohta) on võetud 1 kW. Külmiku aastaseks tarbimiseks on võetud 368 kWh, lihtsuse huvides eeldatakse, et kompressor töötab pidevalt ühtlase võimsusega 42 W. Boileritega ja külmikutega teostatakse otsese koormuse kontrolli (DLC). Praktilisel rakendamisel peab arvestama, et juhul kui ühes kohas on soojaveeboilerite kõrge kontsentratsioon, siis tarbimise nihutamise tulemusena boilerite samaaegne sisselülitamine võib viia uue tipptarbimiseni [85] [86]. Antud põhjusel boileritega tarbijad jagati kuueks rühmaks. Esimesel rühmal on võimalik nihutada 1 kW tarbimist kella 16-st kella 14-ks, teisel kella 17-st kella 15-ks ja kuuendal kella 21-st kella 19-ks. Tulemuseks saame, et see on võrdväärne 1 kWh tarbimise lisamisega (ühe boileri kohta) tundidel 14 ja 15 ning tundidel 20 ja 21 1 kWh tarbimise lahutamisega. Külmikute kompressorid lülitatakse välja kell 5 kuni kell 8 (3 tundi) ning perioodil kell 10 kuni kell 13 (3 tundi) lülitatakse sisse kiirjahutuse funktsiooni, et kompenseerida külmakambrite temperatuuri tõusmist. Külmikute-sügavkülmikute tarbimise juhtimise praktilisel rakendamisel peab arvestama muuhulgas ka temperatuuridega seal ruumis, kus külmik asub, ja külmakambri sisese temperatuuriga [83]. Lisaks peab tagama seadmete sellist töörežiimi, et tarbijate kasutusmugavus ei kannataks ning külmutatud tooted ei rikneks.

Tulemuseks saadi Prangli saare uued koormusgraafikud terve aasta kohta sama aastatarbimisega. Tarbimise nihutamise loogika on näidatud allpool joonisel 4.4. Päevade lõikes esineb väike vahe vana ja uue päevatarbimise vahel. 0,2154 kWh liitmine iga tunni juurde on tingitud samast põhjusest, nagu kolmanda peatüki alguses sai mainitud (HOMER võimaldab kasutada 8760 tundi tarbimise jaoks ning vaadeldaval perioodil oli 366 päeva). Sellise liitmise tulemusena erinevate variantide aastatarbimised siiski tulid väga lähedased (648280,5 kWh vs 648281,3 kWh). Päikesepaneelid on võimelised tootma vaid valgel ajal (sh talvel) ning tuulikute toodangul pole märgatavat korrelatsiooni kellaaajaga. Seega hüpotees oli, et tarbimise nihutamise valgemale ajale saab efektiivsemalt ära kasutada päikesepaneelide toodangut ning vähendada süsteemi LCOE.

Kuupäev	Tund	Esialgne tarbimine, kWh	külmik-sügavkülmik	soojaveeboiler	Uus tarbimine, kWh	Vahe, kWh
01-01-20	Tund 0	109.9			110.1	0.2154
01-01-20	Tund 1	100.5			100.7	0.2154
01-01-20	Tund 2	102.1			102.3	0.2154
01-01-20	Tund 3	98.0			98.2	0.2154
01-01-20	Tund 4	93.4			93.6	0.2154
01-01-20	Tund 5	96.6	-0.042 kWh * 140 tarbijat		91.0	-5.6646
01-01-20	Tund 6	90.7	-0.042 kWh * 140 tarbijat		85.1	-5.6646
01-01-20	Tund 7	94.2	-0.042 kWh * 140 tarbijat		88.5	-5.6646
01-01-20	Tund 8	91.1			91.3	0.2154
01-01-20	Tund 9	75.0			75.2	0.2154
01-01-20	Tund 10	75.0	+0.042 kWh * 140 tarbijat		81.1	6.0954
01-01-20	Tund 11	86.1	+0.042 kWh * 140 tarbijat		92.2	6.0954
01-01-20	Tund 12	98.7	+0.042 kWh * 140 tarbijat		104.8	6.0954
01-01-20	Tund 13	96.3			96.5	0.2154
01-01-20	Tund 14	94.4		+1 kWh * 13 tarbijat	107.6	13.2154
01-01-20	Tund 15	95.7		+1 kWh * 13 tarbijat	108.9	13.2154
01-01-20	Tund 16	93.7		+1 kWh * 13 tarbijat, -1 kWh * 13 tarbijat	93.9	0.2154
01-01-20	Tund 17	86.0		+1 kWh * 13 tarbijat, -1 kWh * 13 tarbijat	86.2	0.2154
01-01-20	Tund 18	89.9		+1 kWh * 13 tarbijat, -1 kWh * 13 tarbijat	90.1	0.2154
01-01-20	Tund 19	107.2		+1 kWh * 13 tarbijat, -1 kWh * 13 tarbijat	107.4	0.2154
01-01-20	Tund 20	107.7		-1 kWh * 13 tarbijat	94.9	-12.7846
01-01-20	Tund 21	105.3		-1 kWh * 13 tarbijat	92.5	-12.7846
01-01-20	Tund 22	99.2			99.4	0.2154
01-01-20	Tund 23	94.7			94.9	0.2154
<b>Kokku</b>		2281.3			2286.5	4.9542

Joonis 4.4. Tarbimise nihutamise loogika

Järgmise sammuna teostati simulatsioonid HOMER-s. Valiti samad seadmed, mis olid kõige madalama LCOE-ga variandis (vt alapeatükk 3.5). Simuleerimisel kasutati HOMER-i LF (*Load Following*) optimeerimise algoritmi (nagu ka eelmises peatükis kirjeldatud variantide puhul) ning CD (*Combined Dispatch*) algoritmi. LF algoritmi korral generaator jälgib tarbimist ning generaatorit ei kasutata akude laadimiseks. CD algoritmi korral HOMER otsustab iga konkreetse tunni puhul kas majanduslikult kõige optimaalsem otsus oleks LF või CC (*Cycle Charging*) algoritm. Tsüklilise laadimise (CC) puhul generaatorit võidakse kasutada akude laadimiseks.

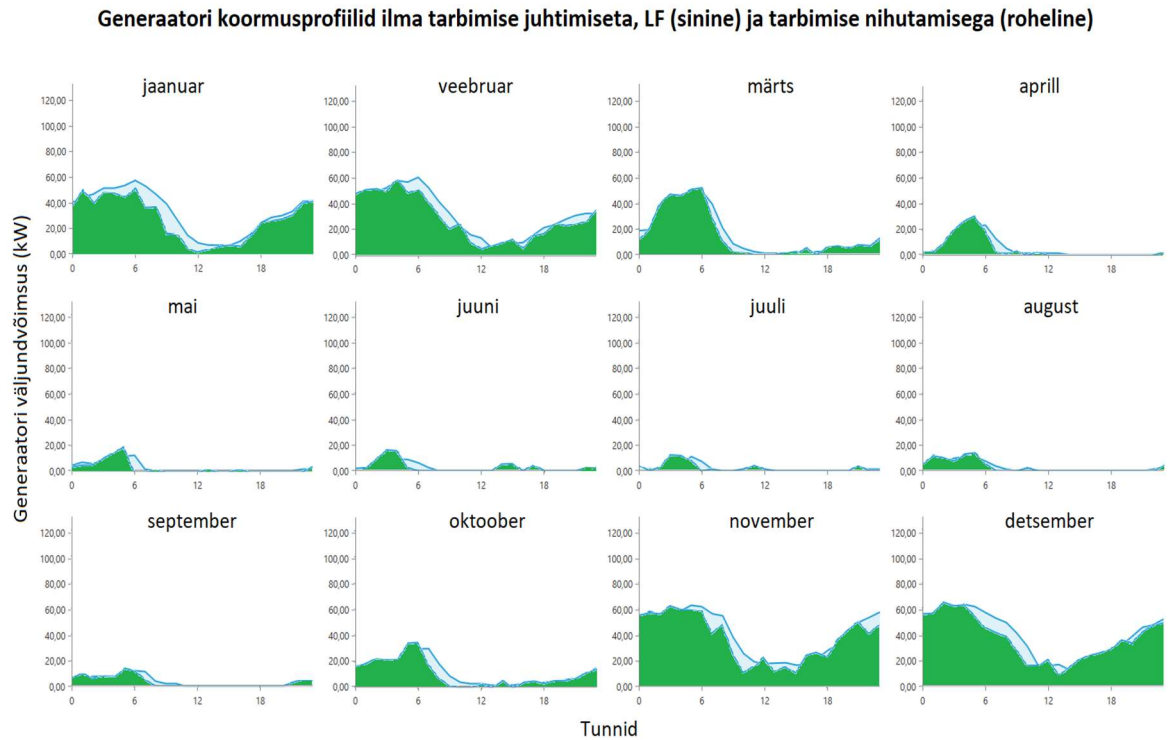
Allpool tabelis 4.1 on toodud välja teostatud simulatsioonide võrdlus seadmete, majanduslike näitajate ja emissioonide lõikes. Tabelist selgub, et kõige madalama LCOE-ga ja emissioonidega on süsteem, kus rakendatakse tarbimise nihutamist ja CD algoritmi. Erinevalt tarbimise juhtimiseta variandist, tarbimise nihutamise puhul on kõige optimaalsem kasutada 5 tuulikut. LCOE vahe võrreldes eelmises peatükis pakutud kõige optimaalsema variandiga (ilma tarbimise juhtimiseta, LF) on 3,2 % ja CO emissioonide hulk on 7 % madalam.

Tabel 4.1. Erinevate tarbimise juhtimise meetmetega ja optimeerimisalgoritmidega süsteemide võrdlus

	Olemasolev olukord	Parim variant (ilma tarbimise juhtimiseta), LF	Parim variant (ilma tarbimise juhtimiseta), CD	Parim variant (tarbimise nihutamise), CD
PV võimsus, kW		618	614	592
Tuulikute võimsus, kW		100	100	125
Generaator, kW	180	150	150	150
Aku, kWh		850	765	765
Inverter, kW		122	122	114
LCOE, €/kWh	0,2335	0,1519	0,1477	0,147
NPC, €	2 143 781	1 395 084	1 356 267	1 349 908
Käidukulu kokku, €	148 529	57 214	56 528	54 345
Alginvesteering, €	40 000	584 703	555 596	580 151
Taastuvate osakaal, %		79,1	78,5	80,4
CO emissioonid aastas, kg	2886	716	730	666

Võrreldes tarbimise nihutamise varianti ja ilma tarbimise juhtimiseta (LF) varianti, selgub et esimesel juhul generaatori kasutustegur on väiksem. Allpool joonisel 4.5 on toodud välja generaatori päeva keskmised koormusprofiilid kuude lõikes ilma tarbimise juhtimiseta variandi jaoks (LCOE 0,1519 €/kWh) ja tarbimise nihutamise variandi puhul (LCOE 0,147 €/kWh). Jooniselt on näha, et tarbimise juhtimise meetmete rakendamisel (roheline graafik) generaator toodab vähem nii absoluutarvudes, kui ka valgel ajal. Samas enne simulatsioone püstitatud hüpoteesi, et just päikesepaneelide

toodang katab rohkem tarbimist valgel ajal, ei saanud kinnitada ega ümber lükata simulatsioonide aruannete alusel. Teostatud simulatsioonide ja eelduste põhjal saab öelda, et külmikute-sügavkülmikute ja soojaveeboilerite juhtimine Prangli saarel võimaldab saavutada kõige madalamat tasandatud tootmiskulu ja kõige väiksemaid emissioone.



Joonis 4.5. Generaatori koormusprofiilid ilma tarbimise juhtimiseta, LF (sinine) ja tarbimise nihutamisega (roheline)

Järgmistes tarbimise juhtimisega seotud uuringutes Prangli saare kohta tuleb kaardistada kodumajapidamistes olevad tarvitid, välja selgitada üksiktarbijate koormusprofiilid ning tarbimise juhtimiseks vajalike abiseadmete eeldatavad maksumused.

## KOKKUVÕTE

Antud töö eesmärk on pakkuda Prangli saare elanikele alternatiiv elektrivarustuse tagamiseks, mis oleks olemasolevast lahendusest keskkonnasõbralikum ning jätkusuutlikum. Alternatiivide pakkumisel võrreldakse erinevaid taastuvatel energiaallikatel põhinevaid lokaalseid elektritoite süsteemi variante Prangli kontekstis ning tuuakse välja optimaalseim variant aastaringse varustuskindluse tagamiseks.

Esimeses peatükis analüüsiti saare aastatarbimist ning leiti, et vaadeldaval perioodil oli saare tarbimine 648 MWh ning aastane tootmine oli keskmiselt 13,5 % kõrgem kui aastatarbimine, kõikides läbi aasta. Põhjuseks on generaatori ja jaotusvõrgu kaod. Antud peatükis pakuti kasutada generaatorit ainult tipptarbimise katmiseks, et võimalikult palju vähendada diislikütusekulu ja ka kütuse põletamisega seotud emissioonide koguseid. Lähtuvalt sellest pakuti kasutada väiksemat generaatorit, mille elektriline nimivõimsus on 53 kW tööl piiratud kasutusajaga. Selle generaatori jaoks pakuti juhtimise loogikat tipptarbimise katmiseks, see generaator töötaks kokku ainult 411 tunni jooksul, olemasolev generaator töötab hetkel aastaringelt. Tulemuseks saadi, et olemasoleva 180 kW generaatori pideval tööl tekib 2269 kg CO emissioone aastas ning kulub 157440 liitrit diislikütust, 53 kW generaatori töötamisel aastas kulub 3906 liitrit diislikütust ja tekib 68 kg CO emissioone. Olemasoleva ja 53 kW generaatori keskkonnamõjude võrdlemisel jõuti järelduseni, et pakutud juhtimise loogika korral uue väiksema generaatori CO emissioonid moodustaksid 3 % olemasoleva generaatori emissioonidest. Teine olemasolev generaator (180 kW) soovitati jätta varugeneraatoriks.

Teises peatükis analüüsiti ja valiti potentsiaalselt sobivad tehnoloogiad Prangli saarele elektrivarustuse tagamiseks. Tulemuseks saadi, et Prangli saare kontekstis ja antud töö eesmärke silmas pidades ühe variandina sobiks 800 kW päikesepaneele, 50 kW tuuleturbiin, Li-Ion salvestustehnoloogia, ilma generaatorita. Alternatiivse variandina sobiks 800 kW päikesepaneele, 50 kW tuuleturbiin, 200 kWh mahtuvusega ZnBr aku ja 53 kW diisलगeneraator. Keskkonnamõjude analüüsimisel jõuti järelduseni, et päikesepargi ja tuuleturbiini paigaldamine nõuab metsaraiet ning et Li-Ion akudel on vaadeldud salvestustehnoloogiast kõige madalam ökoloogiline jalajälg.

Kolmandas peatükis HOMER simulatsiooni aluseks võeti teises peatükis käsitletud tehnoloogiad ja nende erinevad kombinatsioonid. Võrreldes varasemate töödega analüüsiti põhjalikumalt saare mikrovõrgu tööd lähtuvalt majanduslikust ja keskkonnamõjude seisukohast. Majanduslikust perspektiivist kõige parimaks variandiks on 150 kW generaatorite koguvõimsusega, 618 kW päikesepaneelide võimsusega, nelja 25 kW võimsusega tuuleturbiiniga ning 850 kWh Li-Ion akude mahtuvusega süsteem, mis on võimeline tagama elektrivarustuse autonoomsust 11,5 tunni jooksul. Selle



variandi eeliseks on kõige madalamad LCOE, NPC ja emissioonid, selle variandi puhul peab maha võtma kuni 51 hektarit metsa. Antud variandi kulude nüüdisväärtus on orienteeruvalt 4 korda väiksem, kui merekaabli taastamine saare ja mandri vahel. Simulatsiooni tulemused näitavad, et antud elektrivarustuse variant võimaldab saavutada 75 % väiksemad emissioonid energia tootmisel, säästes ligikaudselt 2,17 tonni CO emissioone iga aasta. Järgmiste uuringute sisu peab välja selgitama saare kogukonna hoiakuid tuuleturbiinide rajamisele ja metsaraie mõju kohta saare loodusele.

Neljandas peatükis arutati digitaliseerimise võimalusi Prangli saarel. Digitaliseerimise variante vaadeldi saare elektrivarustuse stabiilsuse tagamise, tarbimise juhtimise ja energiasalvesti optimeerimise seisukohalt. Jõuti järelduseni, et stabiilsust mikrovõrgus tagavad selle süsteemi pinge ja sageduse reguleerimine. Pinge ja sageduse efektiivseks reguleerimiseks on vaja koguda hetkevõimsuse andmeid jõuelektroonika seadmetelt kesksesse energiahaldussüsteemi ning rakendada akude ja tootmisüksuste vahelist koordineeritud aktiivvõimsuse ja sageduse juhtimist. Selleks, et tagada süsteemi sageduse väärtust võimalikult lähedal nimisagedusele (suurendades seeläbi elektrivarustuse stabiilsust) ja potentsiaalselt vähendada tarnitud energiaühiku hinda 7-9 % võrra, tuleb kasutada koos akudega superkondensaatoreid. Analüüsid nõudlusreageeringu programme jõuti järelduseni, et antud saare kontekstis stabiilsuse tagamiseks sobivad kõige paremini katkestatavate/lõigatavate teenuste ja otsese koormuse kontrolliga programmid. Nende programmide rakendamisel tuleb juurutada tarbijatel ka kontrollisõlmede arhitektuuri, et oleks võimalik automaatselt vähendada koormust mikrovõrgu süsteemi suure eabilansi korral ja et oleks võimalik edastada käske tarbimise nihutamiseks. Tulemuseks saadi, et võrreldes olemasoleva elektrivarustuse süsteemiga, suures osas taastuvenergiaga põhineva elektrisüsteemi ehitamine ja selles süsteemis tarbimise nihutamise rakendamine võimaldab vähendada LCOE 37 % võrra, generaatori nimivõimsust 17 % võrra ja CO emissioone aastas 77 % võrra. Tarbimise juhtimisega seotud programmide kohta peab välja selgitama järgmistes uuringutes vajalike abiseadmete maksumused.

Lõputöö autori arvamusel leiti lõputöö käigus lahendused enamikele algselt püstitatud eesmärkidele. Kokkuvõttes võib öelda, et töö eesmärk, pakkuda Prangli saare elanikele alternatiiv elektrivarustuse tagamiseks, mis oleks olemasolevast lahendusest keskkonnasõbralikum, jätkusuutlikum ning tagaks aastaringse varustuskindluse, on täidetud. Samuti pakuti välja digitaliseerimislahendused Prangli saarele, et tagada taastuvenergiaallikatel põhineva elektrisüsteemi stabiilne töö.

## **SUMMARY**

The aim of this thesis is to offer the inhabitants of Prangli Island an alternative to ensuring electricity supply, which would be more environmentally friendly and sustainable than the existing solution. When offering alternatives, different local power supply system variants based on renewable energy sources are compared in the context of Prangli island and the most optimal option is chosen to ensure year-round supply and stability.

The first chapter analyzed the island's yearly consumption and found that in the observed period the island's consumption was 648 MWh and annual production was on average 13,5% higher than annual consumption, fluctuating throughout the year. The reasons are the losses of the generator and the distribution network. In this chapter, it was proposed to use the generator only to cover peak consumption in order to minimize diesel consumption as well as emissions from fuel combustion. Based on this, it was proposed to use a smaller generator with a rated electrical power of 53 kW for a limited operating time. For this generator, control logic was offered to cover peak consumption, this generator would operate in a total of only 411 hours, the existing generator is currently operating all year round. As a result, the continuous operation of the existing 180 kW generator generates 2 269 kg of CO emissions per year and consumes 157 440 liters of diesel fuel, the 53 kW generator consumes 3 906 liters of diesel fuel per year and emits 68 kg of CO. Comparing the environmental impacts of the existing and the proposed smaller generator, it was concluded that under the proposed control logic, the CO emissions of the new smaller generator would be 3% of the emissions of the existing generator. It was recommended to leave the second existing generator (180 kW) as a backup generator.

The second chapter analyzed and selected potentially suitable technologies for securing electricity supply on Prangli Island. As a result, 800 kW solar panels, 50 kW wind turbine, Li-Ion storage technology, without a generator, would be suitable as one option in the context of Prangli Island and for the purposes of this work. Alternatively, 800 kW solar panels, a 50 kW wind turbine, a 200 kWh ZnBr battery and a 53 kW diesel generator would be suitable. The environmental impact analysis concluded that the installation of a solar park and wind turbine requires deforestation and that Li-Ion batteries have the lowest ecological footprint of the storage technologies observed.

In the third chapter, the HOMER simulation was based on the technologies discussed in the second chapter and their various combinations. Compared to previous works, the operation of the island's microgrid was analyzed in more detail from the point of view of economic and environmental impacts. From an economic point of view, the best option is a system with a total capacity of 150 kW generators, 618 kW solar panels, four

25 kW wind turbines and 850 kWh Li-Ion batteries, which can ensure the autonomy of the electricity supply within 11,5 hours. This option has the lowest LCOE, NPC and emissions, with up to 51 hectares of forest to be cut down. The present value of the costs of this option is approximately 4 times lower than the restoration of the submarine cable between the island and the mainland. The simulation results show that this electricity supply option can achieve 75% lower emissions from energy production, saving approximately 2,17 tonnes of CO emissions each year. The content of the following studies must find out the attitudes of the island community towards the construction of wind turbines and the impact of deforestation on the island's nature.

The fourth chapter discussed the possibilities of digitization on the island of Prangli. The digitalization options were considered in terms of ensuring the stability of the island's electricity supply, managing consumption and optimizing the energy storage. It was concluded that the stability of the microgrid is ensured by the voltage and frequency regulation of this system. Effective voltage and frequency control requires the collection of instantaneous power data from power electronics devices to a microgrid central controller and the implementation of coordinated active power and frequency management between batteries and production units. Supercapacitors must be used with batteries in order to ensure that the frequency value of the system is as close as possible to the nominal frequency thereby increasing the stability of the power supply and potentially reducing the price per unit of energy supplied by 7-9%. The analysis of demand response programs concluded that programs with interruptible/curtailable services and direct load control were best suited to ensure stability in the context of the island. When implementing these programs, consumers must also implement a control node architecture to automatically reduce the load in the event of a major imbalance in the microgrid system and to be able to transmit commands to shift consumption. As a result, compared to the existing electricity supply system, the construction of a largely renewable electricity system and the implementation of a shift in consumption in this system will reduce LCOE by 37%, nominal generator power by 17% and CO emissions by 77% per year. For demand response programs, the costs of ancillary equipment required must be identified in the following studies.

In the opinion of the author of the thesis, solutions to most of the originally set goals were found during the thesis. In conclusion, the aim of the work, to provide the inhabitants of Prangli Island with an alternative to ensuring electricity supply, which would be more environmentally friendly, sustainable than the existing solution and ensure year-round security of supply, has been fulfilled. Digital solutions were also proposed for Prangli Island to ensure the stable operation of the electricity system based on renewable energy sources.

## KASUTATUD KIRJANDUSE LOETELU

- [1] T. Lehtla ja T. Vinnal, Elektrivarustuse tulevikuvisionid, Tallinn: TTÜ kirjastus, 2016.
- [2] European Central Bank, „ECB euro reference exchange rate: US dollar (USD),“ 28. 10. 2020. [Võrgumaterjal]. Available: [https://www.ecb.europa.eu/stats/policy\\_and\\_exchange\\_rates/euro\\_reference\\_exchange\\_rates/html/eurofxref-graph-usd.en.html](https://www.ecb.europa.eu/stats/policy_and_exchange_rates/euro_reference_exchange_rates/html/eurofxref-graph-usd.en.html). [Kasutatud 28. 10. 2020].
- [3] Eesti Energia, „Pranglil hakkas tööle uus diiselektrijaam,“ 09. 06. 2010. [Võrgumaterjal]. Available: [https://www.energia.ee/uudised/avaleht/-/newsv2/news\\_20100609\\_prangli?showLogin=true](https://www.energia.ee/uudised/avaleht/-/newsv2/news_20100609_prangli?showLogin=true). [Kasutatud 17. 08. 2020].
- [4] Viimsi Vallavalitsus, „Prangli saare arengukava 2020-2030,“ 05. 2020. [Võrgumaterjal]. Available: [https://www.riigiteataja.ee/aktiivisa/4190/6202/0042/Lisa%20\\_Prangli%20saare%20arengukava%202020-2030.pdf](https://www.riigiteataja.ee/aktiivisa/4190/6202/0042/Lisa%20_Prangli%20saare%20arengukava%202020-2030.pdf).
- [5] Trimble, „Tekla xpower webmap,“ [Võrgumaterjal]. Available: [webmap.energia.sise](http://webmap.energia.sise). [Kasutatud 17. 08. 2020].
- [6] TTÜ Kuressaare Kolledž, „Püeiasustusega väikesaarte arengut takistavate kitsaskohtade kaardistamine,“ 2014. [Võrgumaterjal]. Available: <http://saared.ee/wp-content/uploads/2014/07/P%C3%BCsiasustusega-v%C3%A4ikesaared-2014.pdf>. [Kasutatud 05. 11. 2020].
- [7] Volvo penta industrial diesel, „Raad-eng,“ [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.raad-eng.com/techdata/volvo/prodbull/tad722ge.pdf>. [Kasutatud 17. 08. 2020].
- [8] Grand Motors, „Дизельный генератор Gesan DVA220E,“ [Võrgumaterjal]. Available: [http://eng.grandmotors.ru/gesan\\_dva220e.php](http://eng.grandmotors.ru/gesan_dva220e.php). [Kasutatud 31. 10. 2020].
- [9] TTÜ Elektroenergeetika instituut, „Viimsi valla energiamajanduse pikaajaline arengukava (2002-2017),“ 2003. [Võrgumaterjal]. Available: [https://www.viimsivald.ee/public/ww\\_vana/energ.pdf](https://www.viimsivald.ee/public/ww_vana/energ.pdf). [Kasutatud 15. 11. 2020].

- [10] Worldwide power products, „How long do diesel generators last?,” 2020. [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.wpowerproducts.com/news/diesel-engine-life-expectancy/>. [Kasutatud 20. 09. 2020].
- [11] Perkins, „1100 Series 1103A-33TG2 diesel engine,” [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.americasgenerators.com/uploads/docs/Perkins%20Generator%20Engine%201103A-33TG2%20ElectropaK%20PN1782.pdf>. [Kasutatud 20. 09. 2020].
- [12] OREFICE generators, „The difference between a generator with engine 3000 rpm and 1500 rpm,” [Võrgumaterjal]. Available: [https://www.oreficegenerators.com/blog\\_eng/2017/4/19/generator-engine-3000rpm-and-1500rpm](https://www.oreficegenerators.com/blog_eng/2017/4/19/generator-engine-3000rpm-and-1500rpm). [Kasutatud 21. 09. 2020].
- [13] Americas generators, „How many hours does a generator last?,” 26. 02. 2019.. [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.americasgenerators.com/blog/post/2019/02/26/how-many-hours-does-generator-last.aspx>. [Kasutatud 30. 09. 2020].
- [14] DieselNet, „Emission Standards United States: Nonroad Diesel Engines,” [Võrgumaterjal]. Available: <https://dieselnet.com/standards/us/nonroad.php#tier3>. [Kasutatud 18. 12. 2020].
- [15] DieselNet, „Emission Standards EU: Nonroad Engines,” [Võrgumaterjal]. Available: <https://dieselnet.com/standards/eu/nonroad.php#s5>. [Kasutatud 18. 12. 2020].
- [16] Eesti Taastuenergia Koda, „Taastuenergia aastaraamat 2018,” 2018.
- [17] H. Tammoja, „Elektrienergia tootmis- ja edastusvõimsuse vajadus ning arendusstsenaariumid Eesti elektrisüsteemis aastatel 2005-2015,” Tallinna Tehnikaülikool, elektroenergeetika instituut, Tallinn, 2004.
- [18] Eesti Entsüklopeedia, „Prangli,” 2011. [Võrgumaterjal]. [Kasutatud 20. 08. 2020].
- [19] Lazard, „Lazard's levelized cost of energy analysis - vetsion 13.0,” 11. 2019. [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.lazard.com/media/451086/lazards-levelized-cost-of-energy-version-130-vf.pdf>. [Kasutatud 20. 08. 2020].

- [20] Elering, „Taastuvelekter moodustas teises kvartalis 53 protsenti Eesti elektritoodangust,“ 22. 07. 2020. [Võrgumaterjal]. Available: Taastuvelekter moodustas teises kvartalis 53 protsenti Eesti elektritoodangust. [Kasutatud 20. 08. 2020].
- [21] Lazard, „Lazard's levelized cost of storage analysis - version 5.0,“ 11. 2019. [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.lazard.com/media/451087/lazards-levelized-cost-of-storage-version-50-vf.pdf>. [Kasutatud 20. 08. 2020].
- [22] „Photovoltaic geographical information system,“ European Commission, 2019. [Võrgumaterjal]. Available: [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/tools.html#PVP](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#PVP). [Kasutatud 20. 08. 2020].
- [23] R. Peräla, Päikeseelekter, Tallinn: EHITAME kirjastus, 2017.
- [24] Wind Energy International, „Global wind installations,“ 2020. [Võrgumaterjal]. Available: <https://library.wwindea.org/global-statistics/>. [Kasutatud 30. 09. 2020].
- [25] M. R. Patel, Wind and solar power systems design, analysis, and operation, New York: Taylor & Francis, 2006.
- [26] Energiatalgud, „Elektrituulik,“ [Võrgumaterjal]. Available: <https://energiatalgud.ee/index.php/Elektrituulik?menu-133>. [Kasutatud 29. 09. 2020].
- [27] T. V. Siiri Velling, „Kuidas tuuleturbiin töötab?,“ 2012. [Võrgumaterjal]. Available: [https://dspace.ut.ee/bitstream/handle/10062/27902/kuidas\\_tuuleturbiin\\_ttab.html](https://dspace.ut.ee/bitstream/handle/10062/27902/kuidas_tuuleturbiin_ttab.html). [Kasutatud 03. 10. 2020].
- [28] IRENA, „Wind power technology brief,“ 2016. [Võrgumaterjal]. Available: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2016/IRENA-ETSAP\\_Tech\\_Brief\\_Wind\\_Power\\_E07.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2016/IRENA-ETSAP_Tech_Brief_Wind_Power_E07.pdf). [Kasutatud 30. 09. 2020].
- [29] O. W. Grün, „Väiketuulikud Eestis,“ Tallinna Tehnikakõrgkool, Tallinn, 2014.
- [30] A. Parajuli, „A Statistical Analysis of Wind Speed and Power Density Based on Weibull and Rayleigh Models of Jumla, Nepal,“ *Energy and Power Engineering*, nr 8, pp. 271-282, 2016.

- [31] S. L. H. H. I. D. Argo Rosin, *Energiasalvestid ja -salvestustehnoloogiad*, Tallinn: Elering AS, 2015.
- [32] Northern Arizona sun&wind, „Solar charge controller basics,” [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.solar-electric.com/learning-center/solar-charge-controller-basics.html/>. [Kasutatud 09. 10. 2020].
- [33] B. O. S. B. T. M. K. Clemens Mostert, „Comparing electrical energy storage technologies regarding their material and carbon footprint,” *MDPI energies*, p. 25, 2018.
- [34] C. P. Luis Munuera, „Energy Storage More efforts needed,” IEA, 06. 2020. [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.iea.org/reports/energy-storage>. [Kasutatud 19. 10. 2020].
- [35] Battery university, „Types of Lithium-ion,” 2019. [Võrgumaterjal]. Available: [https://batteryuniversity.com/index.php/learn/article/types\\_of\\_lithium\\_ion](https://batteryuniversity.com/index.php/learn/article/types_of_lithium_ion). [Kasutatud 03. 11. 2020].
- [36] Redflow, „Maximising benefits of the Redflow battery,” 09. 2019. [Võrgumaterjal]. Available: <https://redflow.com/wp-content/uploads/2019/09/Redflow-battery-applications-1909-Public-Web.pdf>. [Kasutatud 20. 10. 2020].
- [37] Redflow, „ZBM2 Flow Battery,” 10. 2019. [Võrgumaterjal]. Available: <https://redflow.com/wp-content/uploads/2019/10/Redflow-ZBM2-datasheet-1910-Public-Web.pdf>. [Kasutatud 20 10. 2020].
- [38] Elektrilevi, „Väiketootja liitumine,” [Võrgumaterjal]. Available: [https://www.elektrilevi.ee/-/doc/8644141/liitumised/vaiketootjale/failid/kodulehe\\_nimekiri\\_2018.pdf](https://www.elektrilevi.ee/-/doc/8644141/liitumised/vaiketootjale/failid/kodulehe_nimekiri_2018.pdf). [Kasutatud 08. 10. 2020].
- [39] Rimstar.org, „Off-grid solar power systems,” [Võrgumaterjal]. Available: [https://rimstar.org/renewnrg/off\\_grid\\_solar\\_power\\_systems.htm](https://rimstar.org/renewnrg/off_grid_solar_power_systems.htm). [Kasutatud 04. 11. 2020].
- [40] Enerdrive, „MPPT vs PWM solar controllers,” [Võrgumaterjal]. Available: <https://enerdrive.com.au/2014/01/15/mppt-vs-pwm-solar-controllers/>. [Kasutatud 08. 10. 2020].

- [41] A. Murray, „MPPT vs PWM charge controllers - putting extra power claims to the test,” 09. 10. 2018. [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.sunstore.co.uk/2018/10/09/mppt-vs-pwm-charge-controllers-putting-extra-power-claims-to-the-test/>. [Kasutatud 09. 10. 2020].
- [42] Bellwood Rewinds Limited, „Diesel Generator or Natural Gas Generator?,” [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.bellwoodrewinds.co.uk/natural-gas-vs-diesel-generators/>. [Kasutatud 01. 10. 2020].
- [43] „Canadian Solar HiKu super high power mono perc module,” 12. 2019. [Võrgumaterjal]. Available: [https://www.canadiansolar.com/wp-content/uploads/2019/12/Canadian\\_Solar-Datasheet-HiKu\\_CS3W-MS\\_EN.pdf](https://www.canadiansolar.com/wp-content/uploads/2019/12/Canadian_Solar-Datasheet-HiKu_CS3W-MS_EN.pdf). [Kasutatud 02. 10. 2020].
- [44] SMA, „Sunny Highpower Peak3,” [Võrgumaterjal]. Available: <https://files.sma.de/downloads/SHP-20-DS-en-22.pdf>. [Kasutatud 18. 10. 2020].
- [45] Huawei, „Sun2000-185KTL-H1,” [Võrgumaterjal]. Available: <https://solar.huawei.com/en-GB/download?p=%2F~%2Fmedia%2FSolar%2Fattachment%2Fpdf%2Feu%2Fdatasheet%2FSUN2000-185KTL-H1.pdf>. [Kasutatud 18. 10. 2020].
- [46] M. P. Rein Pinn, Elekter päikesest ja tuulest, Tallinn: MTÜ Kolm Kobrast, 2012.
- [47] Riigi ilmateenistus, „Vaatlusvõrk,” [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.ilmateenistus.ee/ilmateenistus/vaatlusvork/#meteo>. [Kasutatud 05. 10. 2020].
- [48] E. Lummo, „Eesti tuule kiiruste perioodilisuse analüüs,” Eesti Maaülikool, Tartu, 2016.
- [49] R. Ilmateenistus, „Rohuneeme,” [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.ilmateenistus.ee/meri/vaatlusandmed/rohuneeme/>. [Kasutatud 19. 10. 2020].
- [50] Technical University of Denmark, „Global wind atlas,” 2019. [Võrgumaterjal]. Available: <https://globalwindatlas.info/>. [Kasutatud 04. 11. 2020].
- [51] R. E. H. R. C. L. Daphne Schwanz, „Wind Power Integration in Southern Brazil: Steady-State Analysis,” *1 Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition, 2012*, 2012.



- [52] Maa-amet, „Maa-ameti kaardirakendus,” 2020. [Võrgumaterjal]. Available: <http://xgis.maaamet.ee/xGIS/XGis>. [Kasutatud 20. 08. 2020].
- [53] Ergycon, „Ely 50 technical specification,” [Võrgumaterjal]. Available: [http://www.ergycon.com/file/ENG\\_Technical\\_Specification\\_Ely50.pdf](http://www.ergycon.com/file/ENG_Technical_Specification_Ely50.pdf). [Kasutatud 21. 10. 2020].
- [54] Tuge energia OÜ, „TUGE 50 datasheet,” [Võrgumaterjal]. Available: <http://media.voog.com/0000/0040/7794/files/TUGE50%20datasheet.pdf>. [Kasutatud 21. 10. 2020].
- [55] Tuuleenergia assotsiatsioon, „Tuuleenergia,” [Võrgumaterjal]. Available: <http://www.tuuleenergia.ee/about/>. [Kasutatud 30. 09. 2020].
- [56] Green energy consulting, „Tree planting,” [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.greenenergyconsulting.co.uk/treeplanting.php>. [Kasutatud 02. 10. 2020].
- [57] Alexela, „Neutraliseeri oma sõitude keskkonnamõju,” [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.alexela.ee/et/kogukond>. [Kasutatud 30. 09. 2020].
- [58] Keskkonnaministeerium, „Kliimapoliitika põhialused aastani 2050 - Metsanduse, maakasutuse ja selle muutuste valdkonna mõjude hindamine,” 25. 02. 2016. [Võrgumaterjal]. Available: [https://www.envir.ee/sites/default/files/kpp\\_lulucf\\_sektori\\_mijude\\_hindamise\\_s\\_letuskiri\\_25.02.pdf](https://www.envir.ee/sites/default/files/kpp_lulucf_sektori_mijude_hindamise_s_letuskiri_25.02.pdf). [Kasutatud 30. 09. 2020].
- [59] A. Masili, „Only natural energy,” 16. 07. 2018. [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.onlynaturalenergy.com/the-true-carbon-footprint-of-photovoltaic-energy/>. [Kasutatud 11. 10. 2020].
- [60] M. Pahl, „Understanding future emissions from low-carbon power systems by integration on life-cycle assessment and integrated energy modelling,” Nature Energy, 08. 12. 2017. [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.nature.com/articles/s41560-017-0032-9>. [Kasutatud 06. 10. 2020].
- [61] GHREPOWER, „Renewable Power Supply Solution,” [Võrgumaterjal]. Available: <https://directory.wwindea.org/wp-content/uploads/sites/4/listing-uploads/brochures-leaflets/2020/09/SOLUTION-EN.pdf>. [Kasutatud 19. 10. 2020].

- [62] Olerex, „Hulgihinnad terminalis,” [Võrgumaterjal]. Available: <https://olerex.ee/hulgimuuk/hulgihinnad-terminalis>. [Kasutatud 21. 09. 2020].
- [63] Elering, „Elering investeerib Suure ja Väikese väina uutesse merekaablitesse 14 miljonit eurot,” 16. 11. 2018. [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.elering.ee/elering-investeerib-suure-ja-vaikese-vaina-uutesse-merekaablitesse-14-miljonit-eurot>. [Kasutatud 05. 11. 2020].
- [64] Avantgarde innovations, „1 kW small wind turbine + 1.4 kW AURA,” [Võrgumaterjal]. Available: <https://avantgarde.energy/product/avatar-5kw/1kw-small-wind-turbine-1-4-kw-aura/>. [Kasutatud 30. 11. 2020].
- [65] Renewables first, „How much does a wind turbine cost?,” [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.renewablesfirst.co.uk/windpower/windpower-learning-centre/how-much-does-a-wind-turbine-cost/>. [Kasutatud 30. 11. 2020].
- [66] D. P. S. M. J. H. Alice Orrell, „2019 Distributed Wind Data Summary,” Pacific Northwest national laboratory, 2020.
- [67] W. M. B. S. J. T. Nick Birkhimer, „Purdue University,” [Võrgumaterjal]. Available: [https://www.purdue.edu/discoverypark/energy/assets/pdfs/energy-camp-presentations/Students%20project%20presentation\\_Wind%20Energy\\_Bohr%20group.pdf](https://www.purdue.edu/discoverypark/energy/assets/pdfs/energy-camp-presentations/Students%20project%20presentation_Wind%20Energy_Bohr%20group.pdf). [Kasutatud 30. 11. 2020].
- [68] Riigi Ilmateenistus, „Kliimakaardid,” 2019. [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.ilmateenistus.ee/kliima/kliimakaardid/ohutemperatuur/>. [Kasutatud 29. 10. 2020].
- [69] N. M.-G. a. J. M. L.-L. Oswaldo A. Arraez-Cancelliere, „Computing the Global Irradiation over the Plane of Photovoltaic Arrays: A Step-by-Step Methodology,” 06. 01. 2020. [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.intechopen.com/online-first/computing-the-global-irradiation-over-the-plane-of-photovoltaic-arrays-a-step-by-step-methodology>. [Kasutatud 29. 10. 2020].
- [70] IRENA, „Electricity storage and renewables: costs and markets to 2030,” IRENA, Abu Dhabi, 2017.
- [71] World Energy Council, „Energy Storage Monitor,” WEC, 2019.
- [72] Americas generators, „65 kVA Perkins Diesel Generator Set - 50 Hz,” [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.americasgenerators.com/65kVA-Perkins-Diesel-Generator-50Hz.aspx>. [Kasutatud 21. 09. 2020].

- [73] BAE Batterien GmbH, „BAE SunDepot,” [Võrgumaterjal]. Available: [https://bae-berlin.de/images/pdf/zubehoer/BAE\\_SUNDEPOT\\_engl\\_2013.09.pdf](https://bae-berlin.de/images/pdf/zubehoer/BAE_SUNDEPOT_engl_2013.09.pdf). [Kasutatud 30. 10. 2020].
- [74] M. C. T.-L. L. P. C. L. Josep M. Guerrero, „Advanced Control Architectures for Intelligent Microgrids—Part I: Decentralized and Hierarchical Control,” *IEEE Transactions on industrial electronics*, kd. 60, nr 4, pp. 1254-1262, 2013.
- [75] Y. X. K. W. C. J. M. G. Jiefeng Hu, „A model predictive control strategy of PV-Battery microgrid under variable power generations and load conditions,” *Applied Energy*, kd. 221, pp. 195-203, 2018.
- [76] D. S. T. K. S. E. C. B. C. C. G. P. H. V. Cagri Gungor, „A survey on smart grid potential applications and communication requirements,” *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, kd. 9, nr 1, pp. 28-42, 2012.
- [77] T. Z. F. K. Adeel Abbas Zaidi, „Automated demand side management in microgrids using load recognition,” %1 *2010 8th IEEE International Conference on Industrial Informatics*, Osaka, 2010.
- [78] RESPOND Integrated demand REsponse Solution towards energy POsitive NeighbourhooDs, „4 Differences between Demand Side Management & Demand Response,” [Võrgumaterjal]. Available: <http://project-respond.eu/4-differences-between-demand-side-management-demand-response/#:~:text=DMS%20seeks%20a%20balance%20between,utilities%2C%20system%20operators%20and%20consumers.&text=DR%20encourages%20consumers%20to%20reduce,or%20permanent%20energy>. [Kasutatud 06. 12. 2020].
- [79] R.-A. H. E. G. Seyyed Mostafa Nosratabadi, „A comprehensive review on microgrid and virtual power plant concepts employed for distributed energy sources scheduling in power systems,” Elsevier, 2017.
- [80] V. S. O. M. Ahmed Mohamed, „Real-Time Energy Management Algorithm for Mitigation of Pulse Loads in Hybrid Microgrids,” %1 *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2012.
- [81] Statistikaamet, „Leibkondade energiatarbimise uuring: Lõppraport 2012,” Statistikaamet, Tallinn, 2013.

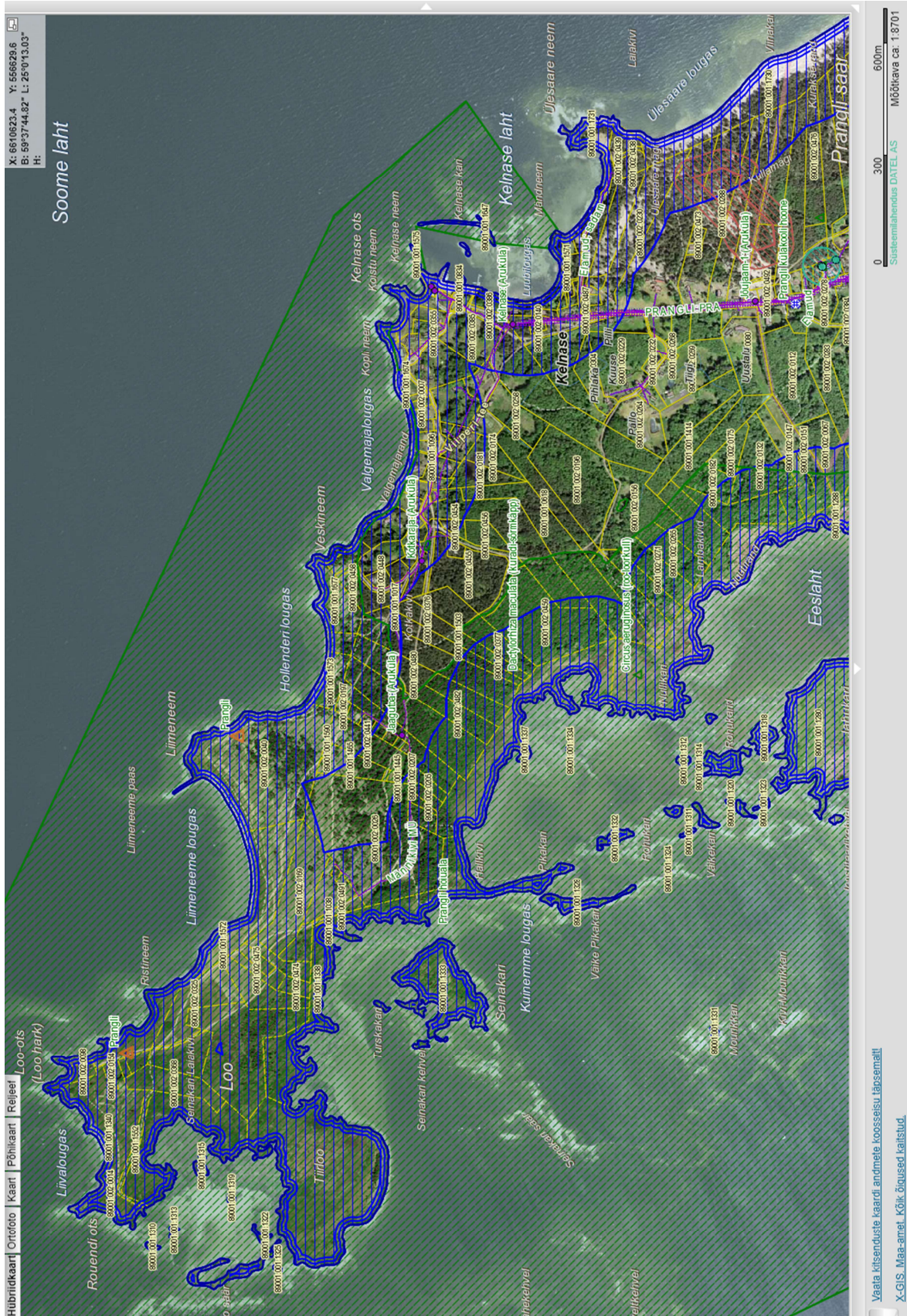
- [82] I. D. S. L. H. H. M. T. M. Argo Rosin, „Tarbimise juhtimine Suurtarbijate koormusgraafikute salvestamine ning analüüs tarbimise juhtimise rakendamise võimaluste tuvastamiseks,“ Eleringi toimetised, Tallinn, 2014.
- [83] Design & Engineering Services Customer Service Business Unit Southern California Edison, „Demand Response Potential of Residential Appliances - Refrigerator (LG),“ Southern California Edison, 2012.
- [84] J. Lepik, „Kodumajapidamisseadmete kaugjuhitavuse analüüs,“ Tallinna Tehnikaülikool, Tallinn, 2020.
- [85] M. L. E. T. Syed Muhammad Hassan Ali, „Optimizing 100%-renewable grids through shifting residential water-heater load,“ *International journal of energy research*, kd. 43, nr 4, pp. 1479-1493, 2019.
- [86] A. Moreau, „Control Strategy for Domestic Water Heaters during Peak Periods and its Impact on the Demand for Electricity,“ %1 *ICSGCE 2011*, Chengdu, 2011.

**LISAD**

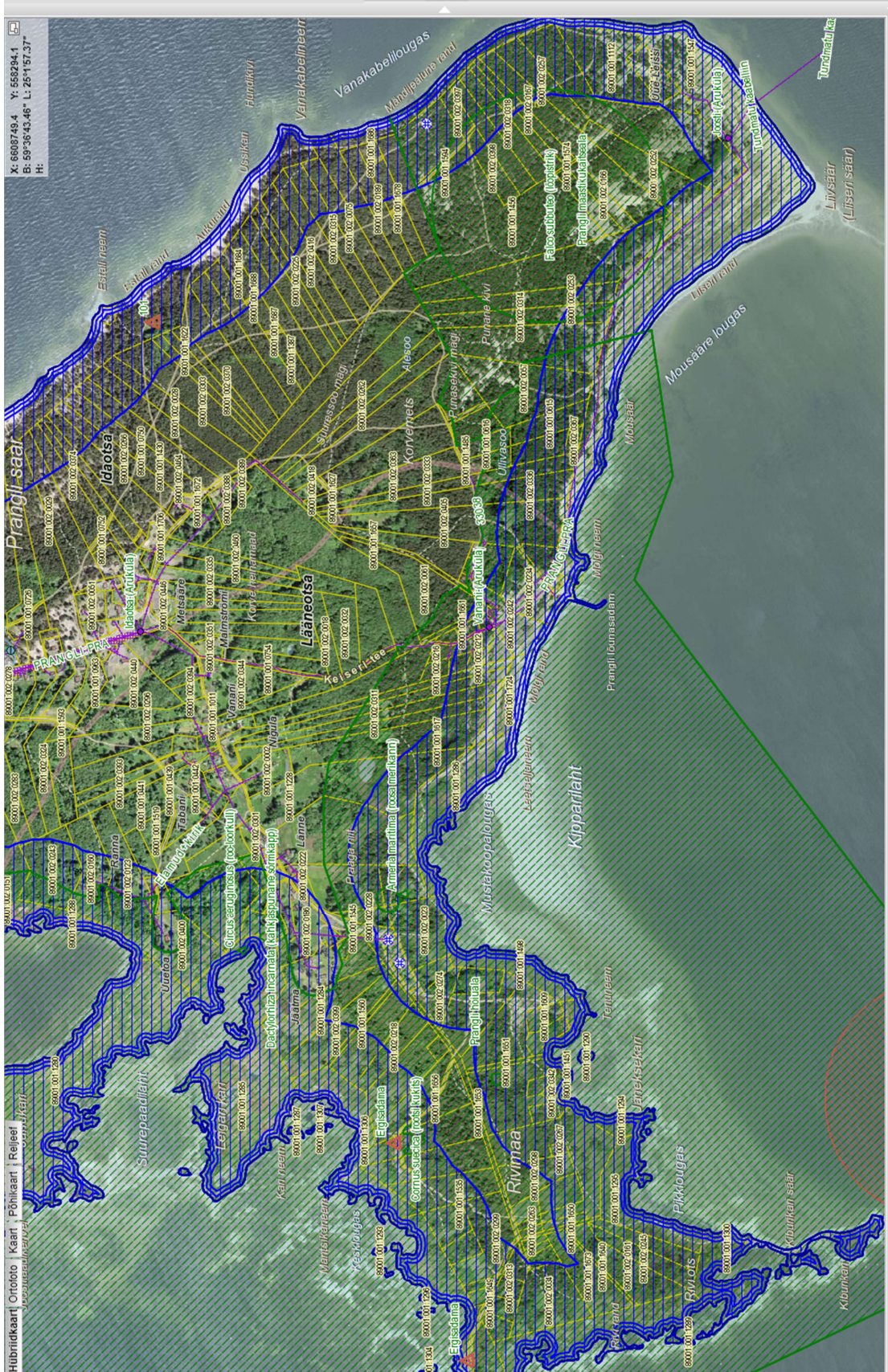
**Lisa 1 Prangli saare tipptarbimine (0,5 % terve aasta tundidest)**

Kuupäev	tund	Tarbimine, kWh	Tootmine, kWh
06-02-20	Tund 18	114.7	125.0
06-02-20	Tund 19	119.1	130.0
06-02-20	Tund 20	117.4	128.0
06-02-20	Tund 22	114.4	126.0
07-02-20	Tund 20	120.4	135.0
07-02-20	Tund 21	122.6	137.0
08-02-20	Tund 19	118.7	132.0
15-02-20	Tund 18	115.0	130.0
13-03-20	Tund 20	115.3	132.0
13-03-20	Tund 23	113.9	129.0
14-03-20	Tund 20	114.2	131.0
14-03-20	Tund 21	114.1	131.0
20-06-20	Tund 20	116.1	126.0
23-06-20	Tund 12	117.9	127.7
11-07-20	Tund 12	116.8	128.1
11-07-20	Tund 13	124.6	135.0
11-07-20	Tund 14	119.0	131.4
11-07-20	Tund 18	120.9	132.0
11-07-20	Tund 19	138.8	151.0
11-07-20	Tund 20	148.3	160.0
11-07-20	Tund 21	135.9	146.0
11-07-20	Tund 22	121.7	132.0
25-07-20	Tund 22	116.3	128.0
27-10-19	Tund 3	120.5	138.0
11-12-19	Tund 17	115.4	131.0
14-12-19	Tund 16	118.7	134.0
14-12-19	Tund 17	120.5	136.0
14-12-19	Tund 18	114.2	129.0
14-12-19	Tund 19	114.4	128.0
28-12-19	Tund 16	126.0	140.0
28-12-19	Tund 17	127.3	142.0
28-12-19	Tund 18	132.9	147.0
28-12-19	Tund 19	129.2	145.0
28-12-19	Tund 20	123.3	139.0
28-12-19	Tund 21	121.0	136.0
29-12-19	Tund 12	115.0	128.0
31-12-19	Tund 16	119.5	134.0
31-12-19	Tund 17	140.8	159.0
31-12-19	Tund 18	139.9	155.0
31-12-19	Tund 19	133.9	150.0
31-12-19	Tund 20	124.6	141.0
31-12-19	Tund 21	115.2	131.0
31-12-19	Tund 23	116.5	132.0









X: 6608749.4 Y: 56294.1  
 E: 59°36'43.46" L: 25°15'1.37"  
 H:

0 300 600m  
 Süsteemihandlus DATEL AS  
 Mõõtkava ca. 1:8701

Hübriidkaart | Ortofoto | Kaart | Põhikaart | Releef  
 Vastavastandus: 1:8701

Vaata kilsenduste kaardi andmete koosseisu lõpsemalt  
 X-GIS. Maa-amet. Kõik õigused kaitsitud.



# Lisa 3 Olemasoleva generaatori parameetrid

**GENERATOR** Name: TAD722GE Abbreviation: Gen180

Properties  
 Name: **TAD722GE**  
 Abbreviation: **Gen180**  
 Manufacturer: **Generic**  
[www.homerenergy.com](http://www.homerenergy.com)  
 Notes:

Capacity Optimization  
 Size (kW)  
 180

Electrical Bus  AC  DC

Costs

Capacity (kW)	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (€/hr)
180	40 000,00 €	40 000,00 €	0,057 €

Click here to add new item

Multiplier:

Site Specific Input

Minimum Load Ratio (%):  Heat Recovery Ratio (%):  Lifetime (Hours):

Minimum Runtime (Minutes):

Fuel Resource | Fuel Curve | Biogas | Emissions | Maintenance | Schedule

Reference generator capacity:

Intercept Coefficient (L/hr/kW rated):

Slope (L/hr/kW output):

Fuel Curve Table

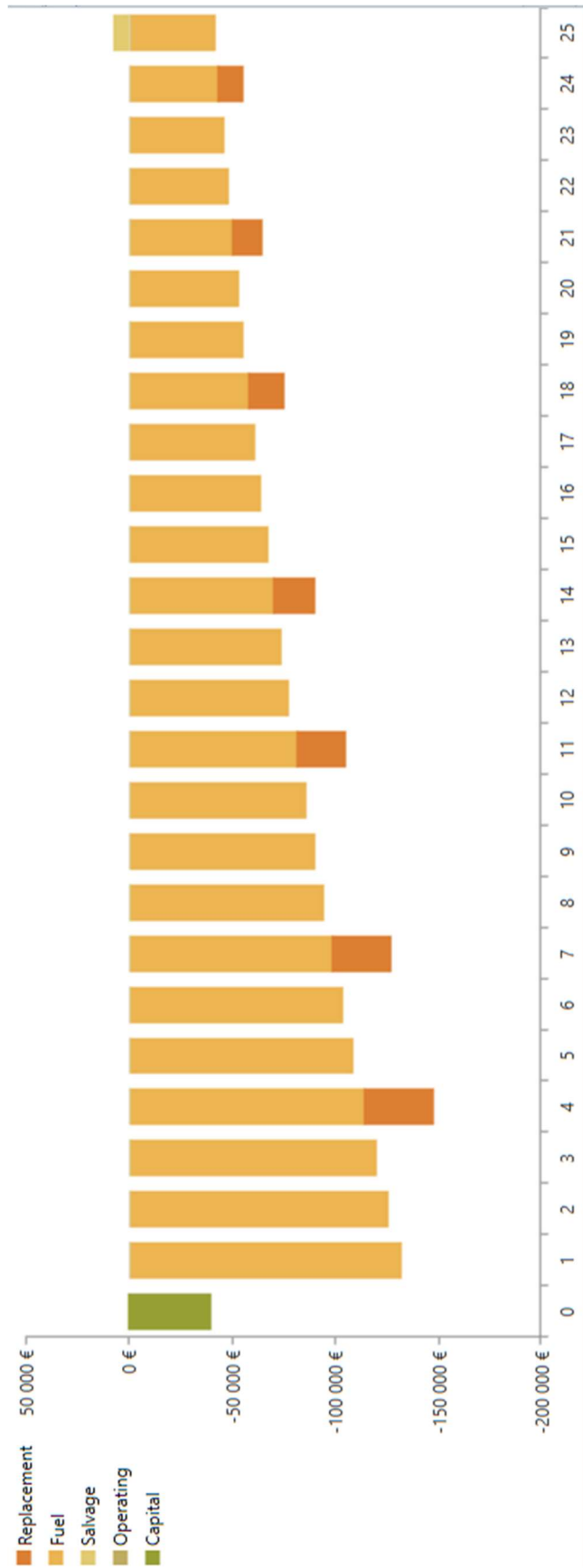
Output (kW)	Consumption (L/hr)
90	22
135	32,6
180	43,9

Chart Type:  Fuel Flow  Efficiency

Efficiency (%)

Output Power (kW)


Lisa 4 Olemasoleva süsteemi rahavood



Lisa 5 Olemasoleva süsteemi kulud



Lisa 6 25 kW tuuleturbiini parametrit



**WIND TURBINE**

Name:  Abbreviation:  Remove  
Copy To Library

Quantity Optimization  
 HOMER Optimizer™  
 Search Space  
 Advanced

**Properties**

Name: **Eocycle E025 Class III**  
 Abbreviation: **E025III**  
 Rated Capacity (kW): **25**  
 Manufacturer: **Eocycle**  
[eocycle.com](http://eocycle.com)

**Notes:**  
 Nominal capacity of 25kW with rotor diameter of 15.8m.  
 Cut-in wind speed of 3 m/s and cut-out speed of 20m/s.  
 Power curve provided from manufacturer.  
 Hub height of 16m or 23m for a hydraulic tower, and 30m or 36m for a non-hydraulic tower. This component assumes a hub height of 23m.

**Costs**

Quantity	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (€/year)
1	30 000,00 €	30 000,00 €	1 000,00 €

[Click here to add new item](#)

**Site Specific Input**


Lifetime (years):   Consider ambient temperature effects?  
 Hub Height (m):

**Electrical Bus**  
 AC  DC

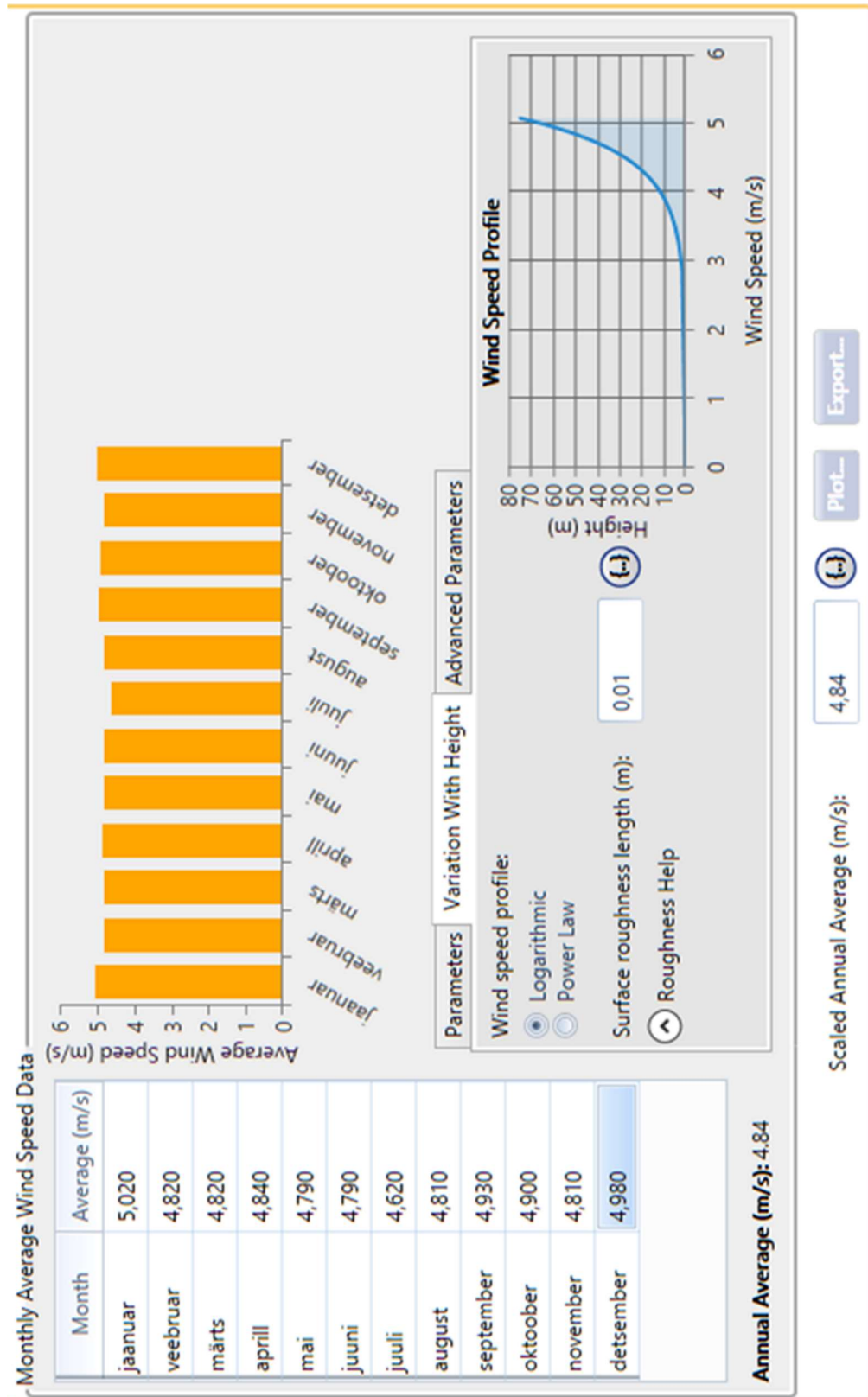
**Power Curve** | Turbine Losses | Maintenance

Wind Speed (m/s)	Power Output (kW)
5,5	7,56
6	9,99
6,5	12,86
7	15,80
7,5	18,84


**Wind Turbine Power Curve**



## Lisa 7 Simulatsioonides kasutatud keskmised tuulekiirused



## Lisa 8 Päikesepaneeli parameetrid



**PV**

Name: Canadian 440 W

Abbreviation: PV

Remove

Copy To Library

**Properties**

Name: **Canadian 440 W**

Abbreviation: **PV**

Panel Type: **Flat plate**

Rated Capacity (kW): **1**

Temperature Coefficient: **-0.35**

Operating Temperature (°C): **42.00**

Efficiency (%): **19.9**

Manufacturer: **Generic**

[www.homerenergy.com](http://www.homerenergy.com)

Notes:  
**This is a generic PV system.**

**PV**

Capacity (kW):

Capital (€):

Replacement (€):

O&M (€/year):

Lifetime:

More...

Site Specific Input

Derating Factor (%):

Electrical Bus:  AC  DC

**Capacity Optimization**

HOMER Optimizer™

Search Space

Advanced

MPPT | Advanced Input | Temperature

Consider temperature effects?

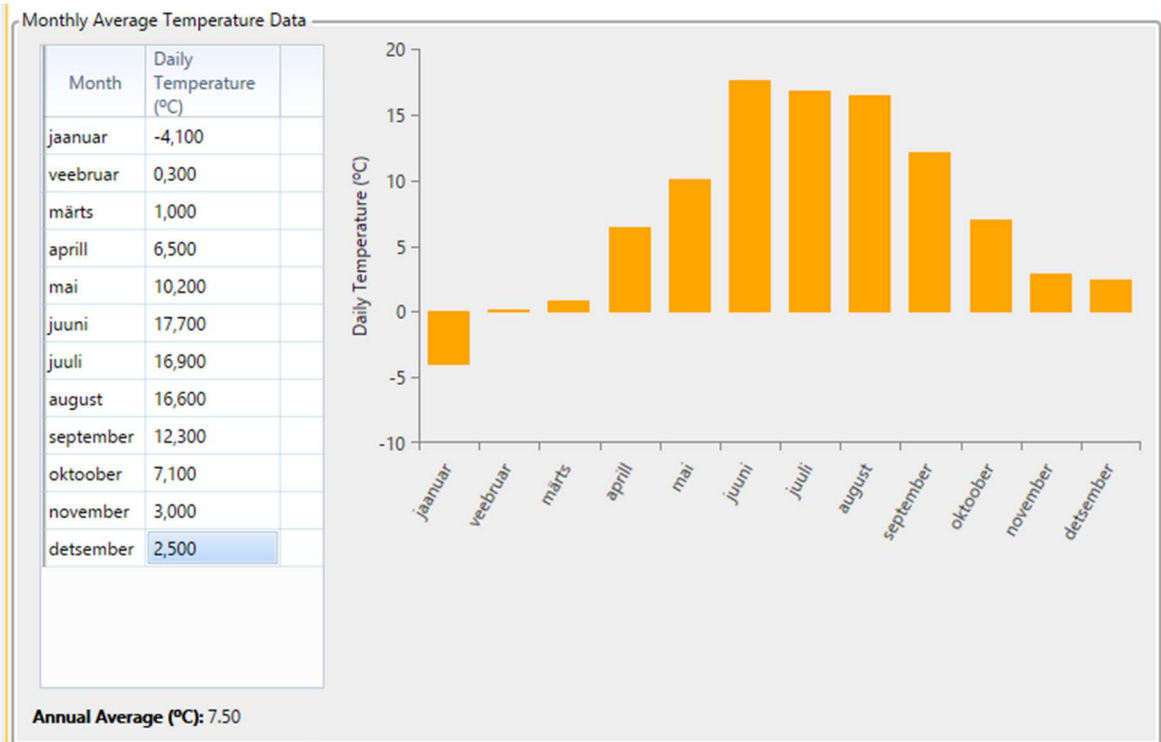
Using ambient temperature defined in the temperature resource.

Temperature effects on power (%/°C):

Nominal operating cell temperature (°C):

Efficiency at standard test conditions (%):

## Lisa 9 Kuu keskmised temperatuurid Harjumaal aastal 2019



## Lisa 10 Perkins Engine 1103A-33TG2 generatori parameetrid

GENERATOR

Name: 
Abbreviation: 
[Remove](#)

**Properties**

Name: **Perkins 1103A-33TG2**

Abbreviation: **Gen53**

Manufacturer: **Generic**

[www.homerenergy.com](http://www.homerenergy.com)

Notes:

**Costs**

Capacity (kW)	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (€/hr)
53	13 000,00 €	13 000,00 €	0,057 €

Click here to add new item

Multiplier:

**Capacity Optimization**

Size (kW)
0
53

[Copy To Library](#)

**Site Specific Input**

Minimum Load Ratio (%):   Heat Recovery Ratio (%):

Lifetime (Hours):   Minimum Runtime (Minutes):

Electrical Bus   
 AC  DC

Fuel Resource
Fuel Curve
Biogas
Emissions
Maintenance
Schedule

Reference generator capacity:

Intercept Coefficient (L/hr/kW rated):

Slope (L/hr/kW output):

**Fuel Curve Table**

Output (kW)	Consumption (L/hr)
32	9,2
44	12,8
48	13,9

Chart Type:  Fuel Flow  Efficiency



### Lisa 11 Ilma generaatorita või 53 kW generaatoriga ja Li-Ion akudega süsteemi variandid

Architecture														Cost					System
						Gen53 (kW)	100kWh	85 kWh	10.5 kWh	67 kWh	ABB50 (kW)	Dispatch	COE (€)	NPC (€)	Operating cost (€)	Initial capital (€)	Ren Frac (%)		
						EO25III													
						PV (kW)													
						4 262	10	22			76,2	CC	0,357 €	3,28 €M	96 960 €	1,90 €M	91,0		
						4 125	12			31	67,1	CC	0,412 €	3,79 €M	70 465 €	2,79 €M	88,8		
						3 575	14		179		71,2	CC	0,417 €	3,83 €M	99 829 €	2,41 €M	90,4		
						4 265	14				67,9	CC	0,468 €	4,29 €M	133 148 €	2,41 €M	89,4		
						5 611		49			71,8	LF	0,497 €	4,56 €M	133 937 €	2,66 €M	84,5		
						5 731	14			47	139	CC	0,526 €	4,82 €M	60 710 €	3,96 €M	100		
						4 328	5	72			177	CC	0,527 €	4,84 €M	118 448 €	3,16 €M	100		
						5 759	15		237		441	CC	0,544 €	5,00 €M	117 932 €	3,33 €M	100		
						6 425		72			333	CC	0,591 €	5,43 €M	136 184 €	3,50 €M	100		
						5 932	18				262	CC	0,622 €	5,71 €M	163 060 €	3,40 €M	100		
						8 850		30			87,2	CC	0,747 €	6,85 €M	206 244 €	3,93 €M	91,3		
						8 174	38			102	223	CC	0,781 €	7,17 €M	32 320 €	6,72 €M	100		
						8 174			510		223	CC	0,812 €	7,46 €M	160 252 €	5,19 €M	100		
						8 174			510		223	LF	0,813 €	7,47 €M	159 984 €	5,20 €M	100		
						12 084					223	CC	1,06 €	9,72 €M	279 623 €	5,76 €M	100		

**Lisa 12 Ilma generaatorita või 100 kW generaatoriga ja Li-Ion akudega süsteemi variandid**

Architecture											Cost				System		
				PV (kW)	EO25III	Gen53 (kW)	100kWh	85 kWh	10.5 kWh	67 kWh	ABB50 (kW)	Dispatch	COE (€)	NPC (€)	Operating cost (€)	Initial capital (€)	Ren Frac (%)
				775	4	100		11			122	CC	0,158 €	1,45 €M	57 606 €	636 021 €	79,9
				718	5	100		22	76		111	CC	0,189 €	1,73 €M	63 029 €	838 297 €	77,4
				1 012	6	100					111	CC	0,202 €	1,85 €M	69 028 €	877 265 €	76,7
				490	6	100			13		89,7	CC	0,207 €	1,90 €M	67 863 €	938 693 €	68,2
				706	8	100	9				113	CC	0,211 €	1,94 €M	74 791 €	881 751 €	79,5
				1 372		100			107		104	CC	0,236 €	2,16 €M	79 485 €	1,04 €M	70,1
				1 027		100				23	101	CC	0,252 €	2,31 €M	67 612 €	1,36 €M	67,3
				824		100	6				33,7	CC	0,284 €	2,60 €M	147 551 €	513 736 €	26,7
				5 731	14					47	139	CC	0,526 €	4,82 €M	60 710 €	3,96 €M	100
				4 328	5			72			177	CC	0,527 €	4,84 €M	118 448 €	3,16 €M	100
				5 759	15				237		441	CC	0,544 €	5,00 €M	117 932 €	3,33 €M	100
				6 425				72			333	CC	0,591 €	5,43 €M	136 184 €	3,50 €M	100
				5 932	18		30				262	CC	0,622 €	5,71 €M	163 060 €	3,40 €M	100
				8 174					510	102	223	CC	0,781 €	7,17 €M	32 320 €	6,72 €M	100
				8 174							223	CC	0,812 €	7,46 €M	160 252 €	5,19 €M	100
				12 084			60				223	CC	1,06 €	9,72 €M	279 623 €	5,76 €M	100

## Lisa 13 Ilma generaatorita või 150 kW generaatoriga ja Li-Ion akudega süsteemi variandid

Architecture													Cost				System									
													COE (€)	NPC (€)	Operating cost (€)	Initial capital (€)	Ren Frac (%)									
													PV (kW)	EO25III	Gen53 (kW)	100kWWh	85 kWh	10.5 kWh	67 kWh	ABB50 (kW)	Dispatch	COE (€)	NPC (€)	Operating cost (€)	Initial capital (€)	Ren Frac (%)
													618	4	150		10			122	LF	0,152 €	1,40 €M	57 214 €	584 703 €	79,1
													855	5	150		11			134	LF	0,164 €	1,51 €M	67 708 €	547 221 €	71,8
													577	5	150	54				118	LF	0,178 €	1,64 €M	67 704 €	676 035 €	72,9
													389	5	150	2				111	LF	0,192 €	1,76 €M	97 393 €	381 819 €	54,7
													379	6	150			5		110	LF	0,195 €	1,79 €M	87 656 €	547 151 €	61,3
													746		150			71		127	LF	0,196 €	1,80 €M	79 453 €	675 417 €	64,4
													526	2	150	2				123	LF	0,213 €	1,96 €M	119 482 €	263 749 €	38,5
													515		150			5		121	LF	0,217 €	2,00 €M	112 742 €	398 662 €	42,9
													187	8	150				54,2	CC	0,231 €	2,12 €M	127 237 €	322 556 €	36,4	

## STORAGE

Name: Redflow ZBM2

Abbreviation: ZBM2

Remove

Copy To Library

**Properties**

**Kinetic Battery Model**

Nominal Voltage (V): 48  
 Nominal Capacity (kWh): 10.3  
 Maximum Capacity (Ah): 215  
 Capacity Ratio: 0.264  
 Rate Constant (1/hr): 9.98  
 Roundtrip efficiency (%): 75  
 Maximum Charge Current (A): 52.1  
 Maximum Discharge Current (A): 104

[Data Sheet for ZBM2](#)

\$8,000 US\$ Price per ZBM2. 2 parallel stacks x 30 cells each.

**Redflow**

**Batteries**

Quantity	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (€/year)
1	7 000,00	7 000,00	10,00

Lifetime throughput (kWh):  More...

**Quantity Optimization**

HOMER Optimizer™  
 Search Space  
 Advanced

**Site Specific Input**

String Size:  Voltage: 48 V

Initial State of Charge (%):  (-)

Minimum State of Charge (%):  (-)

Minimum storage life (yrs):  (-) Maintenance Schedule...



## STORAGE

Name: BAE SUNDEPOT 48-420

Abbreviation: BAE SU

Remove

**Properties**

**Kinetic Battery Model**

Nominal Voltage (V): 48

Nominal Capacity (kWh): 15.7

Maximum Capacity (Ah): 327

Capacity Ratio: 0.266

Rate Constant (1/hr): 2.63

Roundtrip efficiency (%): 95

Maximum Charge Current (A): 138

Maximum Discharge Current (A): 672

Maximum Charge Rate (A/Ah): 1

<http://www.bae-berlin.de/>

BAE SUNDEPOT series provides an optimal solution for a reliable and robust storage of regenerative energy under extreme conditions in the residential and industrial sector. The BAE SUNDEPOT incorporates BAE SECURA PVV block batteries. The special electrode design with tubular electrodes distinguishes the BAE Secura PVV Solar batteries leading to high security and reliability as well as high cycle life time.

**BAE Batterien GmbH**

**Batteries**

Quantity	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (€/year)
1	4 700,00	4 700,00	15,00

Lifetime

throughput (kWh):	time (years):
{...}	{...}
17 450,00	18,00

More...

**Quantity Optimization™**

HOMER Optimizer™

Search Space

Advanced

**Site Specific Input**

String Size:  Voltage: 384,00 V

Initial State of Charge (%):  {...}

Minimum State of Charge (%):  {...}

Minimum storage life (yrs):  {...}

Maintenance Schedule...

Copy To Library



**Lisa 16 Kõikide akudega simulatsiooni optimaalsed variandid, Eocycle EO25  
23 m**

Vari ant	Architecture														Cost													
																PV (kW)	EO25III ▽	Gen53 (kW) ▽	85 kWh	10.5 kWh	ZBM2	BAE	ABB50 (kW) ▽	Dispatch	COE (€) ▽	NPC (€) ▽	Operating cost (€)	Initial capital (€)
1															618	4	150	10					122	LF	0,152 €	1,40 €M	57 214 €	584 703 €
2															855		150	11					134	LF	0,164 €	1,51 €M	67 708 €	547 221 €
3															577	5	150		54				118	LF	0,178 €	1,64 €M	67 704 €	676 035 €
4															347	7	150				24		111	LF	0,186 €	1,70 €M	88 852 €	445 036 €
5															340	6	150			17			108	LF	0,187 €	1,72 €M	91 888 €	419 481 €
6															746		150	71					127	LF	0,196 €	1,80 €M	79 453 €	675 417 €
7															508		150				16		129	LF	0,210 €	1,93 €M	119 676 €	235 148 €
8															527		150			19		121	LF	0,215 €	1,97 €M	118 232 €	296 714 €	
9																8	150			12		34,7	LF	0,230 €	2,11 €M	123 505 €	362 876 €	
10															187	8	150					54,2	CC	0,231 €	2,12 €M	127 237 €	322 556 €	
11																9	150				8		23,1	LF	0,231 €	2,13 €M	125 619 €	345 777 €

**Lisa 17 Kõikide akudega simulatsiooni optimaalsed variandid, XANT 100 kW  
31,8 m**

Variant	Architecture													Cost				
						PV (kW)	31.8 m	Gen53 (kW)	85 kWh	10.5 kWh	ZBM2	BAE48-420	ABB50 (kW)	Dispatch	COE (€)	NPC (€)	Operating cost (€)	Initial capital (€)
1						685	1	150	10				124	LF	0,160 €	1,47 €M	62 342 €	587 840 €
2						855	1	150	11				134	LF	0,164 €	1,51 €M	67 708 €	547 221 €
3						651	1	150		63			123	LF	0,188 €	1,73 €M	72 051 €	709 585 €
4						746		150		71			127	LF	0,196 €	1,80 €M	79 453 €	675 417 €
5						425	1	150			16		122	LF	0,201 €	1,84 €M	107 297 €	324 027 €
6						407	1	150			19		145	LF	0,204 €	1,87 €M	105 418 €	378 982 €
7						508		150			16		129	LF	0,210 €	1,93 €M	119 676 €	235 148 €
8						527		150			19		121	LF	0,215 €	1,97 €M	118 232 €	296 714 €

**Lisa 18 Kõikide akudega simulatsiooni optimaalsed variandid, XANT 100 kW  
38 m**

Variant	Architecture														Cost												
															Gen53 (kW)	38 m	PV (kW)	85 kWh	10.5 kWh	ZBM2	BAE 48-420	ABB50 (kW)	Dispatch	COE (€)	NPC (€)	Operating cost (€)	Initial capital (€)
1															150	1	698	10				123	LF	0,160 €	1,47 €M	61 387 €	596 915 €
2														150		855	11					134	LF	0,164 €	1,51 €M	67 708 €	547 221 €
3														150	1	654			59			119	LF	0,188 €	1,72 €M	73 035 €	690 110 €
4														150		746			71			127	LF	0,196 €	1,80 €M	79 453 €	675 417 €
5														150	1	424					16	112	LF	0,200 €	1,84 €M	106 477 €	328 994 €
6														150	1	404				18		108	LF	0,203 €	1,86 €M	104 911 €	374 996 €
7														150		508					16	129	LF	0,210 €	1,93 €M	119 676 €	235 148 €
8														150		527				19		121	LF	0,215 €	1,97 €M	118 232 €	296 714 €