



TALLINNA TEHNIKAÜLIKOOL
INSENERITEADUSKOND
Elektroenergeetika ja mehhatroonikainstituut

PÄIKESEPANEELIDE PAIGALDAMISEGA KAASNEVATE LISAKULUDE MÕJU PROJEKTI TASUVUSELE AS REHVIMEISTER NÄITEL

ADDITIONAL COST OF INSTALLING SOLAR PANELS AND ITS IMPACT ON THE
PROFITABILITY OF A PROJECT –CASE OF REHVIMEISTER LTD

BAKALAUREUSETÖÖ

Üliõpilane: LEINO SCHNUR
/nimi/
Üliõpilaskood: 186327 AAVB
Juhendaja: KARL KULL, nooremteadur-doktorant
/nimi, amet/

(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.

“.....” 2019.

Autor:

/ allkiri /

Töö vastab bakalaureusetöö/magistritööle esitatud nõuetele

“.....” 2019.

Juhendaja:

/ allkiri /

Kaitsmisele lubatud

“.....”2019.

Kaitsmiskomisjoni esimees

/ nimi ja allkiri /

LÕPUTÖÖ LÜHIKOKKUVÕTE

<i>Autor:</i> Leino Schnur	<i>Lõputöö liik:</i> Bakalaureusetöö
<i>Töö pealkiri:</i> Päikesepaneelide paigaldamisega kaasnevate lisakulude mõju projekti tasuvusele AS Rehvimeister näitel	
<i>Kuupäev:</i> 20.05.2019	<i>37 lk(lõputöö lehekülgede arv koos lisadega)</i>
<i>Ülikool:</i> Tallinna Tehnikaülikool	
<i>Teaduskond:</i> Inseneriteaduskond	
<i>Instituut:</i> Elektroenergeetika ja mehhatroonika instituut	
<i>Töö juhendaja(d):</i> doktorant-nooremteadur Karl Kull	
<i>Töö konsultant (konsultandid):</i>	
<i>Sisu kirjeldus:</i> <p>Käesoleva töö eesmärgiks oli läbi viia päikeseelektrijaama ehitamine reaalse projektina ning selle käigus defineerida kõik tehnilised ja majanduslikud piirangud, mis projektiga seoses üles kerkivad. Oluliseks osaks projektist oli jaama ehitusega kaasnevate kulude kaardistamine, mida tavaliselt ei hõlma seadmetarnija pakkumine ning nende mõju projekti tasuvusele. Arvestati välja ka ettevõtte oma tööjõukulu projekti läbiviimiseks ja selle mõju tasuvusele läbi algsesse projekti tehtud muudatustesse.</p> <p>Lisaks põhieesmärgile sai tuvastatud, milline on päikeseenergeetika väiketootmises vajadus subsiidiumite osas. Alternatiivina on välja toodud elektrienergia hinnatase, mille puhul muutub väikeenergeetika isetasuvaks.</p> <p>Antud projekt osutus majanduslikult tasuvaks.</p>	
<i>Märksõnad:</i> hajaenergeetika, roheenergeetika, päikeseenergeetika, elektri väiketootmine, elektri hajatootmine, päikesepaneelid, päikeseelektrijaam, bakalaureusetöö.	

ABSTRACT

<p><i>Author:</i> Leino Schnur</p> <p><i>Title:</i> Additional cost of installing solar panels and its impact on the profitability of a project –case of Rehvimeister Ltd</p> <p><i>Date:</i> 20.05.2019</p>	<p><i>Type of the work:</i> Bachelor Thesis</p> <p><i>37 pages</i>(the number of thesis pages including appendices)</p>
<p><i>University:</i> Tallinn University of Technology</p> <p><i>School:</i> School of Engineering</p> <p><i>Department:</i>Department of Electrical Power Engineering and Mechatronics</p>	
<p><i>Supervisor(s) of the thesis:</i> PhD student / junior researcher Karl Kull</p> <p><i>Consultant(s):</i></p>	
<p><i>Abstract:</i></p> <p>The aim/purpose of this thesis was to construct a solar power plant as a hands-on/real-life project, defining all the technical and economic constraints attributable to the project. As a major part of the project the construction costs were also mapped (usually unquoted in the supplier's bid) and their impact on project's profitability was analysed. The company's/enterprise's labour costs attributable to the project's execution were calculated and their impact on profitability due to the changes made in the initial project was analysed.</p> <p>In addition to the work on the main hypothesis the need for subsidies in small-scale production of solar energy was analysed. As an alternative the price level for energy at which the small-scale production becomes viable was presented.</p> <p>The project at hand proved to be profitable from the economic point of view.</p>	
<p><i>Keywords:</i> distributed energy production, green energy production, solar energy production, small-scale energy production, solar panels, solar power plant, bachelor's thesis.</p>	

TTÜ Elektroenergeetika ja mehhatroonika instituut

LÕPUTÖÖ ÜLESANNE

Üliõpilane: LEINO SCHNUR.....(nimi, üliõpilaskood)
Õppekava, peeriala: AAVB02/09 Elektroenergeetika.....(kood ja nimetus)
Juhendaja(d): Nooremteadur-doktorant KARL KULL, 6203764..(amet, nimi, telefon)
Konsultandid:(nimi, amet)

Lõputöö teema:

Päikesepaneelide paigaldamisega kaasnevate lisakulude mõju projekti tasuvusele AS
Rehvimeister näitel

Additional cost of installing solar panels and its impact on the profitability of a project –
case of Rehvimeister Ltd

Lõputöö

põhieesmärgid:

1. Kaardistada probleemid, mis tekivad toimiva ettevõtte territooriumile päikesepaneelide paigaldamisega.
2. Hinnata aja- ja rahakulu, millega peab arvestama töö tellija ja mis ei kajastu seadmete pakkumises.
3. Koostada tasuvusarvutus päikeseelektrijaama projektile võttes arvesse kõiki tekkinud lisakulusid ja piiranguid.

Lõputöö etapid ja ajakava:

Nr	Ülesande kirjeldus	Tähtaeg
1.	Algandmete kogumine	15.04
2.	Arvutuste ja analüüsi teostamine	30.04
3.	Töö lõppversiooni esitamine	15.05

Töö keel:eesti

Lõputöö esitamise tähtaeg: “.....”2019.a

Üliõpilane:Leino Schnur

..... “.....”2019.a

/allkiri/

Juhendaja: Karl Kull

..... “.....”2019.a

/allkiri

Kinnise kaitsmise ja/või avalikustamise piirangu tingimused formuleeritakse pöördel

SISUKORD

LÕPUTÖÖ LÜHIKOKKUVÕTE.....	3
ABSTRACT	4
EESSÕNA	7
Lühendite ja tähiste loetelu.....	8
SISSEJUHATUS	9
1. PÄIKESEENERGEETIKA	11
1.1 Päikesepaneelide ehitus	12
1.2 Päikesepaneelide energiatoodang.....	12
1.3 Inverter	15
2. OBJEKTIGA SEOTUD PIIRANGUTE KAARDISTAMINE	17
2.1 Päikeseenergia toetused.....	17
2.1.1AS Elering poolt makstav taastuenergiatoetus	18
2.1.2Kredexi päikesepaneelide investeringutoetus.....	18
2.2 Maapaigaldus.....	19
2.3 Katusepaigaldus.....	20
3. INVESTEERINGU ANALÜÜS JA TEHNILISE LAHENDUSE KIRJELDUS	24
3.1 Ettevõtte täiendavate kulude kirjeldus.....	24
4. MAJANDUSKALKULATSIOONID	26
4.1 Algandmed	26
4.2 Esmase pakkumise tasuvusarvutus.....	27
4.3 Lõpliku pakkumise tasuvusarvutus	27
4.4 Projekti riskianalüüs	28
KOKKUVÕTE.....	31
SUMMARY	33
KASUTATUD KIRJANDUSE LOETELU	35
LISAD	37

EESSÕNA

Maailmas on aasta-aastalt hakatud järjest rohkem tähelepanu pöörama inimpõhjustatud kliimasoojenemisele, mis on globaalselt viinud Kyoto protokollini ja Pariisi kliimakokkuleppeni. Antud poliitika eesmärgiks on vähendada inimtekkelisi kasvuhooonegaase ning sellest tulenevalt piirata globaalset soojenemist 2 °C-ni.

Eesmärk ei ole saavutatav keskendudes ainult suurtootmistele ja suurtarbijatele. Kahtlemata peavad tulevikus siin oma panuse andma ka väike- ja keskmised ettevõtted ning füüsilised isikud, kes tänased teadmised energeetikast on minimaalsed, piirdudes ainult tarbimisteadlikkusega või puuduvad hoopis.

Riiklikult seatud eesmärgid taastuv- ja hajaenergeetika arendamiseks ning uusehitiste puhul nullenergia hoonetele üleminekuks on loonud täiesti uue majandusharu ja perspektiivid. Autoril on antud temaatika osas olnud pikaajaline huvi, millest tulenevalt on valitud ka käesoleva töö teema.

Lühendite ja tähiste loetelu

A - amper

Hz - herts

IRR - sisemine tulusus (ingl. k. *internal rate of return*)

kN*m⁻² - kilonjuutonit ruutmeetri kohta

kW - kilovatt

KWh - kilovatt-tund

MEUR - miljon eurot

MPPT - maksimaalse võimsuspunkti kontrolleri (ingl. k. *maximum power point tracker*)

MW - megavatt

MWh - megavatt-tund

NPV - investeringu puhasväärtus (ingl. k. *net present value*)

PV - fotoelektriline (ingl. k. *photovoltaic*)

PWM - impulsi kestuse modulatsioon (ingl. k. *pulse width modulation*)

V - volt

SISSEJUHATUS

Energiamajanduse arengukava aastani 2030 järgi on Eesti Vabariik seadnud endale eesmärgiks jõuda eesmärgini, et taastuvatest energiaallikatest elektri tootmine moodustab 50% sisemaisest elektri lõpptarbimisest ja kõik uued hooned vastavad liginullenergiahoone energiatõhususarvu väärtusele.[1] Arvestades Eesti piiratud võimalusi kasutada taastuvaid biokütuseid (puidujäätmed, energiavõsa, biogaas jne.) ning minimaalset hüdro- ja puuduvat geotermaalenergiaresurssi, on ainus võimalus soovitud tulemuseni jõuda tuule- ja päikeseenergia ulatuslik rakendamine elektrienergia tootmiseks.

Kui tuuleenergia puhul oli Euroopas keskmine investeeringu suurus aastal 2018 1600 EUR/kW ja aastane toodang sõltuvalt asukohast 2500-3000 kWh/kW [2], siis päikesepaneelide puhul on vastavad näitajad 2016 aastal 1350 EUR/kW ja 900-1300 kWh [3]. Eestis on keskmised toodangu näitajad soodsates asukohtades tuulikutel 2500 kWh/kW[4] ja päikesepaneelidel ligi 1000 kWh/kW[5].

Sellest lähtuvalt on tuulikud oluliselt tasuvamad alternatiivenergiaallikad kui päikesepaneelid. Tegelikult tuleb tuuleenergeetika puhul arvestada ka oluliste negatiivsete teguritega. Esiteks, Eesti tuulisemad (saared ja looderannik) piirkonnad on headest elektriühendustest kaugel, mistõttu tuleb arvestada suurte liitumistasudega ühenduste väljaehitamiseks. Teiseks, eelpool mainitud kasuteguriga tuulikud on kõrged (masti kõrgusega 70-100 m) ja suure nimivõimsusega (2 MW ja rohkem). Seega on tuuleenergeetika põhiliselt energiatootmisettevõtete pärusmaa.

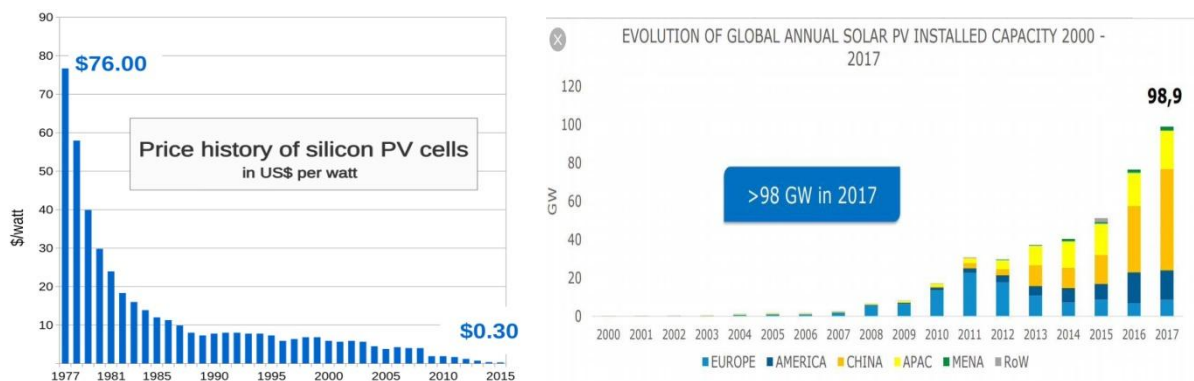
Autori huviorbiidis on lahendused, mis võimaldavad energiatootmist ka seda mitte põhitegevusena harrastaval väikeettevõttel või eraisikul. Siin tulevad selgelt esile päikesepaneelide eelised. Päikesepaneelide installeeritud kilovati hind on suurusjärgult võrdne nii mikrotootjatel kui ka suurtel mitmemegavatistel parkidel, samuti ei sõltu kasutegur pargi suurusest. Tuuliku puhul seevastu investeeringu maksumus kW kohta kasvab järsult tuuliku vähenedes ning tuuliku masti lühenedes langeb ka tuulekiirus ja sellega seoses kasutegur.

Antud teema käsitlemiseks valis autor oma osalusega ettevõtte AS Rehvimeister, mille näitel uurida väikeelektritootmise tasuvust ning tuvastada energiatootmise tasuvuse mõjurid, millega arvestamine aitaks analoogsete projektide puhul vältida vigu, mis võivad oluliselt mõjutada tasuvusarvutusi.

AS Rehvimeister on 4,5 MEUR käibega ja 18 töötajaga tootmisettevõtte, mille põhitegevuseks on veokite, busside ja eritehnika rehvide taastamine. Prognositav aastane toodang on ca 15000 taastatud rehvi. Tootmisprotsess on suhteliselt elektrienergiamahukas sisaldades protektorlindi vulkaniseerimist rehvikarkassile termokambris. Aastane energiatarve on 385 MWh, peakaitsme suurus on 350 A ja elektrivarustuse tagab AS Loo Elekter 400 V madalpinge liini kaudu. Tegeledes taaskasutusega annaks ka taastuenergia kasutamine ettevõtte mainele lisaväärtust. Seega võib AS Rehvimeistrit lugeda tüüpiliseks väikeettevõtteks, millede arvelt peaks hajatootmise kasvu tõttu saavutatama eelpool mainitud eesmärk taastuenergeetika kasvuks 50 %-ni sisemisest tarbimisest.

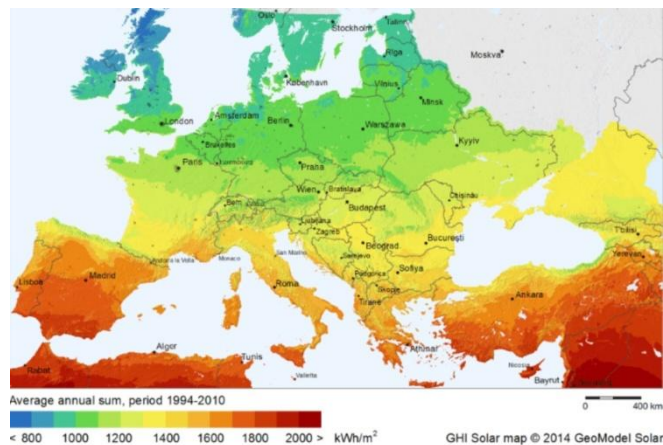
1. PÄIKESEENERGEETIKA

Päikeseenergeetika on seoses elementide hinnalangusega alustanud kogu maailmas võidukäiku. Päikeseenergeetika eeliseks tuuleenergeetika ees on selle parem prognoositavus võrreldes tuuleenergeetikaga. Kui tuulik võib tuulevaikusel seista mitu päeva järjest, siis päikesepaneel annab siiski ka pilvisel päeval toodangut. Tänapäevase seisuga on maailmas paigaldatud üle 100 GW ulatuses päikesepaneele. (joonis 1.1)



Joonis 1.1 PV elementide hinnad ja paigaldatud maht aastate lõikes[6,7]

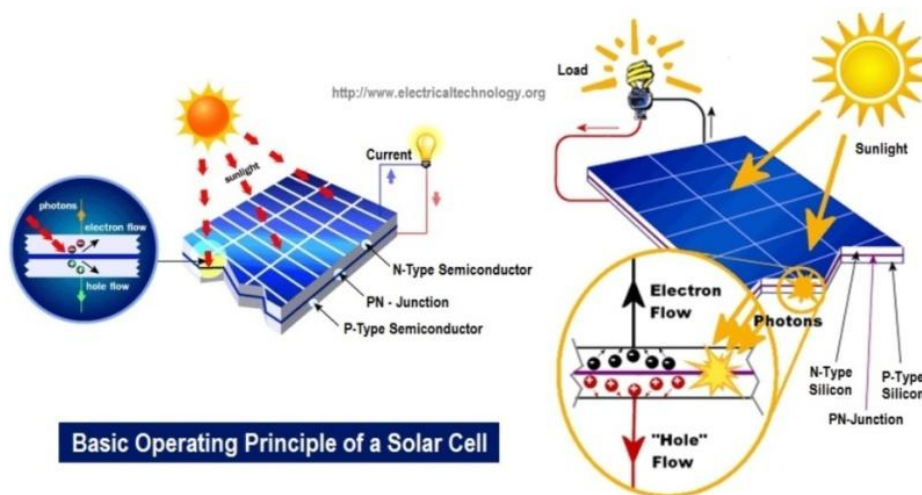
Eesti ei asu küll eriti päikeselises piirkonnas, kuid siiski on meie tingimused võrreldavad Põhja-Saksamaa ja Suurbritanniaga, kus maapinnale langeb suurusjärgus kuni 1000 kWh*m⁻² päikeseenergiat aastas. (joonis 1.2)



Joonis 1.2 Maale langeva päikeseenergia jaotumine Euroopas[8]

1.1 Päikesepaneelide ehitus

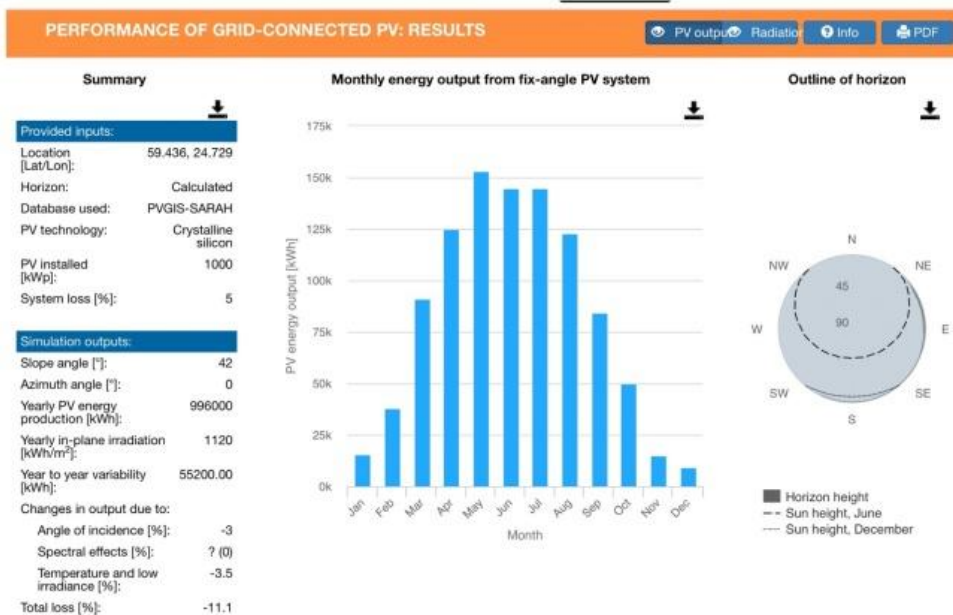
Päikesepaneel koosneb mitmest (näiteks 60st) põhiliselt ränist koosnevast elemendist, mis on vastavalt pinge ja voolutugevuse vajadusele jadamisi või paralleelselt ühendatud üheks klaaskattega paneeliks. Element koosneb kahest erinevast pooljuhtkihist, milles pealne on n-tüüpi (näiteks fosfori aatomeid sisaldav) ja alumine p-tüüpi (näiteks boori aatomeid sisaldav) kiht. Päikesekiirgus ergastab pealmise kihi elektrone tekitades elektrivoolu. (joonis 1.3) Iga element annab fotoemissiooni teel pingetõusu 0,6 V. Seega jadamisi ühendatud 60 elemendilise paneeli nominaalne väljundpinge on 36 V.



Joonis 1.3 Päikesepaneeli ehitus ja tööpõhimõte[9]

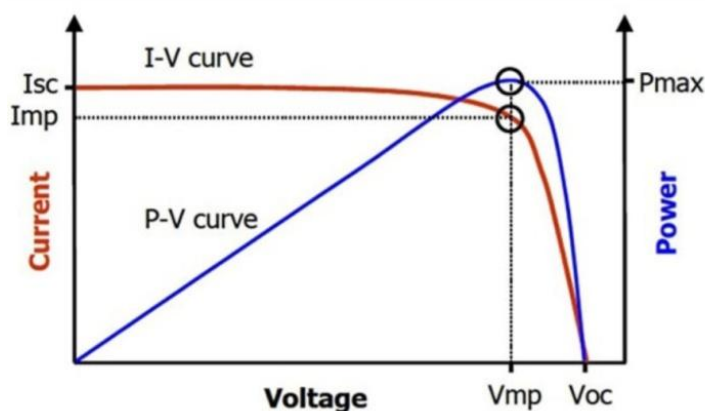
1.2 Päikesepaneelide energiatoodang

Arvestades, et iga foton ergastab ühe elektroni, siis päikesepaneeli väljundvõimsus sõltub otseselt paneelile langeva päikesekiirguse intensiivsusest. Päikesekiirgus hajub atmosfääris, seega mida paksem atmosfääri kiht jääb paneeli ja päikese vahele, seda rohkem hajub footoneid ning seda väiksem on energiatoodang. Eelpooltoodust lähtuvalt saab väita, et sisuline päikeseenergia tootmisperiood Eestis on märtsi algusest septembri lõpuni. Päikeseenergia toodang küünib ideaaljuhul 1 MWh installeeritud kilovati kohta. (joonis 1.4)



Joonis 1.4 1 MW-se päikesepargi toodang Tallinnas ideaaltingimustel[5]

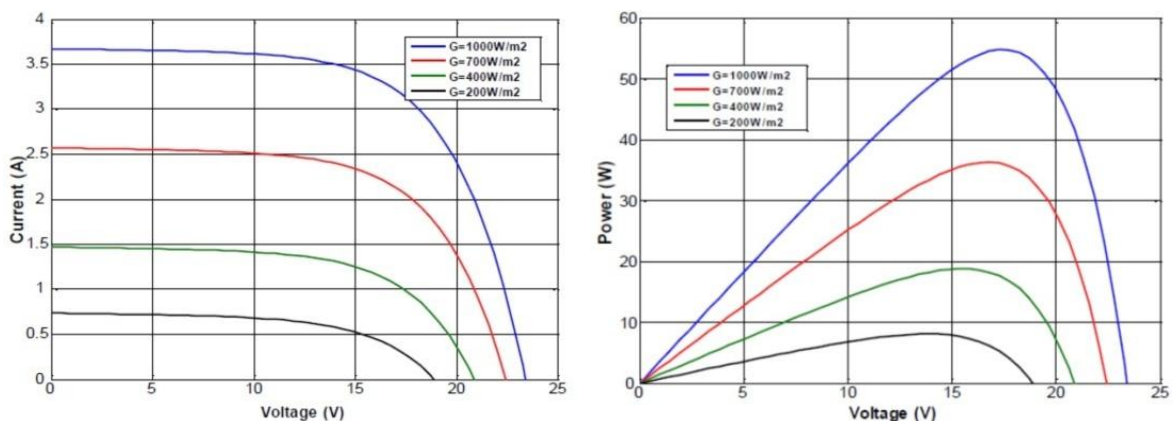
Päikesepaneeli volt-ampere karakteristid ei ole lineaarsed. Arvestades, et päikesepaneel on jooksvalt muutuvates tingimustes, ei ole fikseeritud parameetrite kasutamisel võimalik maksimaalset võimsust kätte saada. Maksimaalvõimsuse saavutamiseks on kasutusel MPPT kontrollid, mis seadistab pidevalt koormusgraafikut vastavalt välistingimustele, see oleks optimaalne punktis. (joonis 1.5)



Joonis 1.5 Päikesepaneeli volt-ampere karakteristid ja võimsuskõver[10]

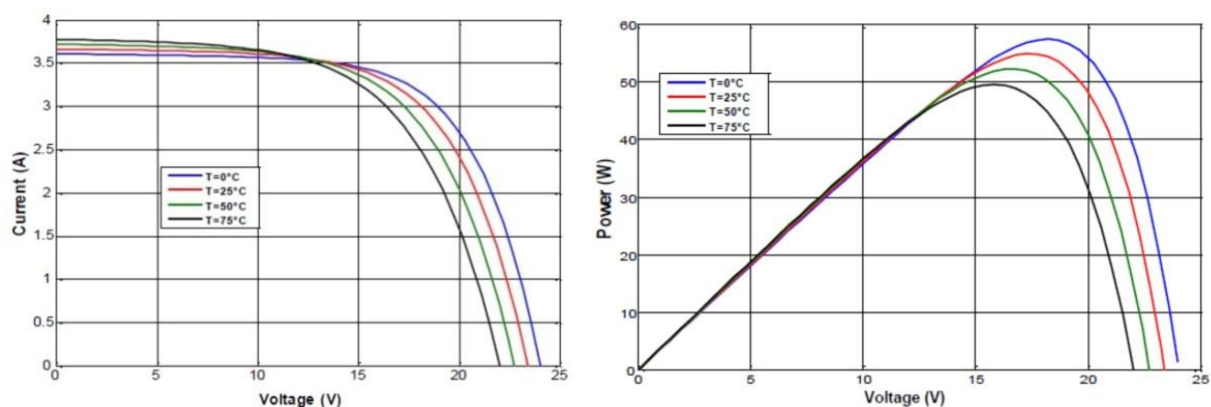
Kõige olulisem väljundvõimsuse mõjutaja on päikesekiirguse intensiivsus. See sõltub aastaajast, kellaajast, pilvkattest, õhu tolmu- ja saastatusest jms teguritest. (joonis 1.6)

Teine tegur, mis mõjutab päikesepaneeli toodangut on temperatuur. Päikesepaneeli nimivõimsus antakse välistemperatuuril $+20^{\circ}\text{C}$. Tegelikku temperatuuri erinevus sellest näitajast muudab ka väljundvõimsust. Sel põhjusel on ka kõige suurema toodanguga kuu mai, sest siis on välistemperatuur jahedam kui suurima kiirgusega kuul juunis (vt. joonis 1.7).



Joonis 1.6 Päikesekiirguse intensiivsuse mõju volt-ampere karakteristikule ja võimsuskõverale [11]

Kõige suuremat võimsust on Eesti tingimustes võimalik selgel ja külmal märtsi päeval, kui päikesepaneeli tegelik võimsus võib ületada nimivõimsust kuni 10%. Nagu graafikult näha, väljendub see eelkõige pinge tõususes. Seetõttu on oluline, et inverteri valikul ei arvestata mitte paneelide nimiväärtustega, vaid võetakse arvesse ka temperatuuririski. Vastasel juhul võib kaitse mitterakendumisel inverter hävida.



Joonis 1.7 Välistemperatuuri mõju volt-ampere karakteristikule ja võimsuskõverale [11]

Kolmas mõjur on päikesepaneeli nurk päikese suhtes. Maksimaalse toodangu annab meie tingimustes lõunasse suunatud paneel, mille nurk horisontaaltelje suhtes on 40 kraadi. Tabelis 1.1 on ära toodud toodang protsendina maksimaalsest sõltuvalt paneeli kaldenurgast ja asimuudist.

Tabel 1.1 Päikesepaneeli tootlikkuse sõltuvus paigaldusasendist[12]

		Lõuna													
		Lääs	90°	75°	60°	45°	30°	15°	0°	-15°	-30°	-45°	-60°	-75°	Ida
Horison- taalne	0°	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83
	10°	82	84	86	88	89	90	90	90	89	88	86	84	82	
	20°	81	85	89	92	94	95	95	95	94	92	89	85	81	
	30°	80	85	90	94	97	98	99	98	97	94	90	85	80	
	40°	78	85	90	94	97	99	100	99	97	94	90	85	78	
	50°	75	82	88	93	96	98	99	98	96	93	88	82	75	
	60°	71	78	85	90	93	95	96	95	93	90	85	78	71	
Verti- kaalne	70°	66	73	80	85	88	90	91	90	88	85	80	73	66	
	80°	60	67	73	78	81	83	83	83	81	78	73	67	60	
	90°	53	60	65	69	72	74	74	74	72	69	65	60	53	

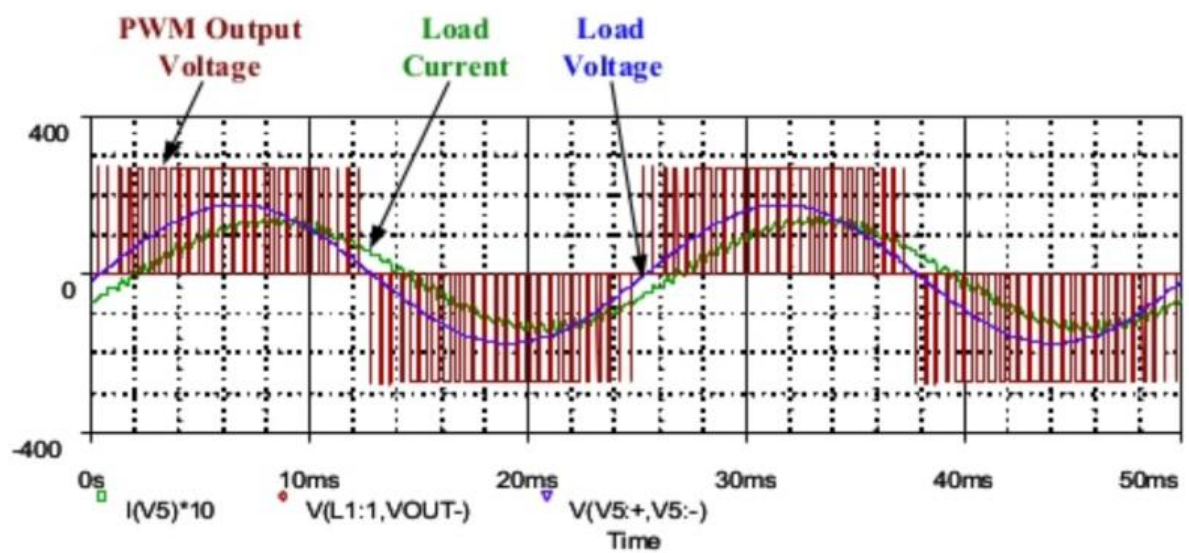
Eelpool toodud tabelis ei ole arvestatud temperatuurimõjudega. Kui arvesse võtta, et hommikused temperatuurid on meie kliimas reeglina öhtustest märgatavalt jahedamad, siis reaalsuses peaks parima tootluse andma päikesepaneel, mis on keeratud lõunast kümme-kümmekond kraadi kagu suunas.

1.3 Inverter

Päikesepaneelid toodavad alalisvoolu, seadmetes kasutamiseks ja võrku müümiseks on vajalik muundada see standardile vastavaks 230 V või 400 V 50 Hz vooluks. Selle ülesande lahendab inverter. (joonis 1.8) Inverter muundab alalisvoolu impulssideks, mille laiuse moduleerimisega saavutatakse vahelduvvoolu sinusoidne kuju. (joonis 1.9) Tänapäevane inverter sisaldab ka ühte või mitut MPPT kontrolleri ehk inverter hoiab ka päikesepaneelide koormuskõverat optimaalsena. Väikesed inverterid on ühefaasilised, alates 6 kW on tegemist kolmefaasiliste inverteritega. Parimate inverterite kasutegurid ulatuvad 98 %-ni. Kui on tegemist olukorraga, kus vari võib langeda paneelidele, on mõistlik kasutada mitme MPPT-ga invertereid ja grupeerida paneelid nii, et vari oleks korraga ainult ühe MPPT-ga ühendatud paneelidel. Vastasel juhul võib kontrolleri juhendada varjus oleva paneeli karakteristikust ning koormata päikese käes olevaid paneele ebaefektiivselt.



Joonis 1.8. ABB TRIO inverter



Joonis 1.9. PWM väljundgraafik[13]

Joonisel on näha erineva laiusega impulsse, mis jäljendavad sinusoidse pinge efektiivväärtust. PWM põhimõttel töötava Inverteri eesmärgiks on saavutada tulemus

$$\int_0^T U_{\sin}(t) dt = \int_0^T U_{\text{imp}}(t) dt, \text{ kus} \quad (1.1)$$

U_{\sin} - siinuseline pinge

U_{imp} - impulsspinge

T - poolperiood

2. OBJEKTIGA SEOTUD PIIRANGUTE KAARDISTAMINE

Enne tasuvusarvutuste tegemist on oluline kaardistada piirangud. Antud projekti käigus ilmnesid erinevat tüüpi piirangud:

- juriidilised piirangud,
- majanduslikud piirangud,
- tehnilised piirangud.

Juriidiliste piirangute alla käivad erinevad ehitust keelavad kitsendused nagu teekaitse vööndid, servituudid, ehituskeeluvööndid jms. Juriidilised piirangud on üldjuhul leitavad kinnistusraamatust või maa-ameti kaardiserveri rakendusest (<https://geoportaal.maaamet.ee/est/Kaardiserver-p2.html>). Majanduslikud piirangud on projekti tasuvust mõjutavad sisendid, antud näite puhul eelkõige erinevatest toetuskeemidest tulenevad piirid, aga ka näiteks päikesepaneelide asendinurgast tulenev aastase toodangumahu langus. Tehniliste piirangute all mõistame kõiki parameetreid, mis mõjutavad paigaldatavat päikesepaneelide arvu ja asetust lähtudes paigaldusala suurusest, kujust, asendist ilmakaarte suhtes ning varjude langemisest paigaldusalale.

2.1 Päikeseenergia toetused

Meie oludes mängivad erinevad taastuvenergeetika toetused eluliselt tähtsat rolli, sest hetkel on turul domineeriv taastumatutest allikatest toodetud energia hind niivõrd madal, et toetuskeemita taastuvenergia pole konkurentsivõimeline. Kui antud projektis on eeldatavaks elektrienergiainnaks võetud 53,4 EUR/MWh, siis tasuvusanalüüsi käigus on leitud ka energiahind, mille puhul saavutatakse investeringu tasuvus ka ilma teotusteta ja see näitaja on 76 EUR/MWh. Seega energiamajanduse arengukavas seatud eesmärgi saavutamiseks, et taastuvenergeetika toimib ilma subsideerimiseta, on vajalik hinnatõus 42%.

Hetkel kvalifitseerub ettevõtte kahele toetuskeemile

- taastuvenergia toetuse maksmine võrguettevõtte poolt,
- KredExii päikesepaneelide investeringutoetus

2.1.1 AS Elering poolt makstav taastuenergiatoetus

Enamlevinud toetuskeem Eesti Vabariigis on võrguettevõtja poolt makstav taastuenergiatoetus fikseeritud hind 53,7 EUR/MWh, mille katteks korjab AS Elering kõikidelt klientidelt taastuenergiatasu. Toetust makstakse kaksteist aastat alates seadme käivitamisest. Antud tase on kehtinud alates kehtestamisest 2007 aastal ning on muutunud klientidele koormavaks. Seetõttu on tänase seisuga piiranguna sisse seatud toetuse maksmine samal tasemel kuni 50 kW suurustele paigaldistele, mis antakse käiku hiljemalt 31.12.2020.[14,15]

Töö autor ei soovi võtta seisukohta poliitiliste otsuste tagamaade kohta, kuid antud toetuskeemi puhul puudub loogiline põhjendus, miks 50 kW on toetuskõlblik ja 51 kW mitte. Selline piirang seab ettevõtteid investeerima mitte tegeliku elektritarbimise, vaid juriidilise piirangu järgi. Autori arvates oleks oluliselt loogilisem, et mistahes installeeritud võimsusele makstakse toetust maksimaalselt 50 kWh tunnitoodangu ulatuses.

Arvestades seatud eesmärki üle minna taastuenergeetikale 50 % ulatuses sisemisest tarbimisest, ei ole seda võimalik saavutada ilma väiketootmise plahvatusliku kasvuta. Paraku toetuskeemi ümbermängimine suurtootjaid soodustavale vähempakkumise tüüpi lahendusele seab eesmärgi saavutamise küsimärgi alla.

2.1.2 KredExi päikesepaneelide investeeringutoetus

Alates 23. aprillist 2018 asus KredEx vastu võtma taotlusi päikesepaneelide investeeringutoetuseks. Toetuse puhul tuleb järgida mitmeid kitsendavaid tingimusi, millest olulisemad on alljärgnevad:

- energiatootmiseseadme suurus on kuni 200 kW ning selle planeeritud aastane tootmiskaht ei ületa tarbimiskoha viimase kolme aasta keskmist aastast elektri tarbimist;;
- energiatootmiseseade paigaldatakse lõunasuunas vahemikus ± 25 kraadi ja kaldenurgaga 15–45 kraadi;
- energiatootmiseseade soetatakse selle valmistajalt, ametlikult esindajalt või valmistaja või ametliku esindaja tunnustatud edasimüüjalt;
- toetuse saamiseks tuleb energiatootmiseseade paigaldada hoonele või kinnistule, mille oluliseks osaks on hoone, kus toodetud energiat tarbitakse;

- toetuse saamiseks peab energiatootmiseseadme soetamisel müüja tagama vähemalt viie aasta pikkuse tootjagarantii kõigile komponentidele ja paigaldamisel peab paigaldaja tagama vähemalt viie aasta pikkuse garantii paigaldamistöödele. Energiatootmiseseade peab omama CE-sertifikaati;
- Toetuse kasutamisel ei ole võimalik saada võrguettevõtte poolt makstavat taastuvenergiatoetust;
- Toetuse määr on kuni 30% toetatavate tegevuste abikõlblike kulude kogusummast, kuid mitte enam kui 30 000 eurot taotleja kohta;
- Taotleja on Eestis registreeritud avalikõiguslik ja eraõiguslik juriidiline isik, kelle tegevuseks on Eesti Majanduse Tegevusalade Klassifikaatori (edaspidi EMTAK) jagudes C, O, P, Q ja I grupis 551 toodud valdkond. Toetuse saamiseks peab hoone olema taotleja omandis ning ehitatud õiguslikul alusel ja kantud ehitisregistrisse. Hoonele peab olema väljastatud kasutusluba, kui ehitusluba selle püstitamiseks on väljastatud pärast planeerimis- ja ehitusseaduse jõustumist 1995. aasta 22. juulil. Äriühing, kelle omandis olev hoone asub Tallinnas, saab toetust taotleda vaid juhul, kui tema tegevusala on kantud EMTAK-i jakku Q.[16]

Kahe erineva toetuskeemi puhul on järjekordne ebakõla. Ettevõtte saab mõlemaid skeeme kasutada ainult eelpool toodud järjekorras. KredExist toetuse saamine päikesepaneelide paigaldamiseks välistab tulevikus sama ettevõtte puhul taastuvenergiatoetuse saamise. Seega kui AS Rehvimeistri puhul võime rääkida majanduslikus mõttes mõistlikust päikesejaama suuruselt 200 kW, on administratiivsete meetmete tagajärjel mõistlik investeerimine esimeses etapis 50 kW ja peale selle käivitamist ning AS Eleringiga toetuslepingu allkirjastamist alustada teist etappi suurusjärgus 120 kW koos KredExi toetusega.

2.2 Maapaigaldus

Ülesandepüstituse puhul oli põhimõtteliselt võimalik kaks lähenemist, paigaldada päikesepaneelid kinnistu lõunapoolsesse nurka maapinnale või ehitatava laokompleksi katusele. Mõlemal variandil olid oma piirangud. Antud alapeatükis käsitletakse maapaigalduse probleeme.

Esimese probleemina kerkib alternatiivkulu küsimus. Täna sel päeval rendib ettevõtte veokihaagiste rendiga tegelevale firmale maad parkimisplatsiks hinnaga 1,6 EUR/m² aastas, seega tuleb päikesepargi maale paigaldamisel arvestada vastava alternatiivkuluga. 60 kW päikesepaneelide

võtab enda alla ca 800 m². Täiendavalt tuleb arvestada, et päikesepaneelide kõrval parkivad trailerid tekitavad paneelidele varju. Arvestades trailerite kõrguseks 4m, peavad need varju vältimiseks paiknema päikesepaneelidest 12 m kaugusel, mis tekitab omakorda paneelidest idas kasutu tsooni pindalaga ca 700 m². Paneelidest lääne pool on krundi piir ja maantee, seal varjude tekkimisega probleem puudub. Summaarne alternatiivkulu on seega 1500x1,6=2400 EUR/a.

Teine maapaigaldusega seotud probleem on kunagine teekaitsevöönd. Enne Tallinna ringtee neljarealiseks ehitamist möödus see kohe krundi piiri tagant, antud hetkel on seal kogujatee. (joonis2.1) Sellega seoses oli kinnistul märkimisväärne ehituskeeluvöönd. Autoril ja ka kõikidel seadmete tarnijatel kellega suheldi puudub kogemus, kas Maanteeamet lubab ja mis tingimustel paigaldada päikesepaneele teekaitsevööndisse. Kirjavahetuses Maanteeametiga õnnestus saada kinnitus, et antud piirang ei ole hetkel asjakohane ning ehitusloa saamine endisesse teekaitsevööndisse on võimalik. (lisa 1) Hetkel puudub ülevaade milline ajakulu kaasneb piirangu



Joonis 2.1 Kinnistu asendi plaan koos piiranguvööndiga

ametliku tühistamisega. Oluline on ära märkida, et sõidutee lähedastel (umbes 15 m) paigaldiselt nõuab Maanteeamet sertifikaati paneelide valgusneelduvuse osas, et vältida sõidukijuhtide pimestamist.

2.3 Katusepaigaldus

Katusepaigaldus on komplekssem, kui maapaigaldus ja sellel on piiranguid oluliselt rohkem. Esimene ja kõige tähtsam on katuse kandevõime. Kandevõimest sõltub võimalik paneelide kogus ja asukoht. Käesolevas projektis on osutunud üllatuslikult keerukaks konstruktori leidmine, kes teostaks vastavad arvutused. Konstruktor, kes teostas hoone katusekonstruktsioonide

dimensioneerimise, ei soovi vastavaid arvutusi teha, väites, et tal puudub kogemus päikesepaneelidega. Arvestades, et Põhja-Eesti normatiivne lumekoormus on $1500 \text{ kN}\cdot\text{m}^{-2}$ ning arvutuslik päikesepaneelide koormus on keskmiselt $120 \text{ kN}\cdot\text{m}^{-2}$ ehk 8 % lumekoormusest ja seda ca 50 % katuse ulatuses, võib eeldada, et suure tõenäosusega kandekonstruktsioonides probleeme ei ole. Konservatiivsuse mõttes on siiski tasuvusarvutustes tehtud provisjon 10 000 EUR arvestades võimalikke katusekonstruktsioonide tugevdusi.

Teine on katuse asend ilmakaarte suhtes. Praegusel juhul on tegemist lamekatusega, mis on kagu-loode suunaline. Esialgse prognoosi järgi oli võimalik vajalik kogus paneele ära mahutada ka lõunasuunalise asetusega. Projektijärgsed katusekalded 3,5% sadevete ärajuhtimiseks tundusid minimaalsed ja paigaldust mitte segavat. Reaalsuses selgus, et katusekinnituste konstruktsioon läheb niivõrd keerukaks ja kalliks, et selline toodangu maksimeerimine ei anna majanduslikku efekti. Seega on võimalus suunata päikesepaneelid kas kagusse või edelasse. (joonis 2.2)

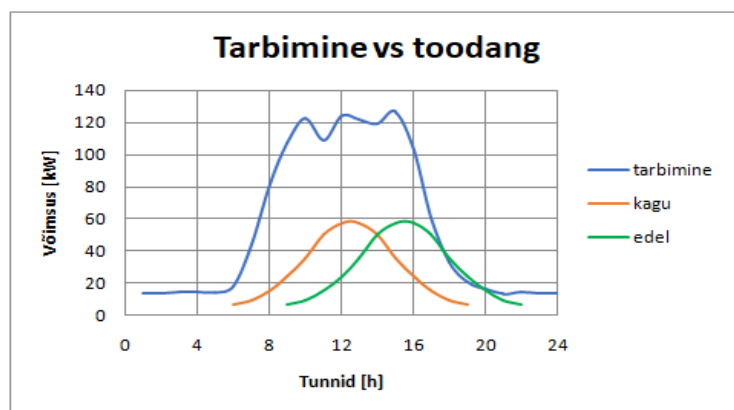


Joonis 2.2 Katuse kalded ja parapettide tatitatud varjud kell 8.00 ja 17.00

Tabelis 1.1 toodud jaotuse järgi puudub toodangul põhimõtteline vahe, kui paneelid on pööratud + 45° või -45°, seega on mõistlik pöörata paneelid suunda, mis annab maksimaalse toodangu suurima omatarbe ajal. AS Rehvimeistri tootmisprotsessi lühikirjeldus on alljärgnev:

- 8.00 algab tööpäev vulkaniseerimisahjude tühjendamisega, mis on valdavalt käsitöö, elektrit tarbib valgustus
- 9.00 algab rehvide ettevalmistus, elektritarbimine tõuseb maksimumi lähedale kogu ülejäänud tööpäeva on tarbimine ühtlane.
- 16.00 täidetakse viimased ahjud ning lülitatakse tööle. Tsükli pikkus on 4 h, millest esimesed 15-20 min tõstetakse ahjude temperatuuri ja edaspidi ainult säilitatakse seda. alates 16.30 hakkab elektritarve sujuvalt langema.

Kirjeldatud koormusgraafiku järgi on mediaantarbimine umbes kell üks päeval. Sellest loogikast lähtudes tundub mõistlikum keerata paneelid edelasse. Tegelikkus on sellest näilisest lihtsast loogikast komplitseeritum. Nimelt jääb valdav enamus toodangust perioodi aprill-oktoober, kus Eestis on kehtiv suveaeg ja Lagedil on päike lõunasuunas orienteeruvalt kell 13:20.[17] Sellest korrigeerimisest lähtuvalt annab kagusse suunatud päikesepark toodangu maksimumi suvel kell 12 ja edelasse kell 15, mistõttu on igati põhjendatud paneelide orienteerimine kagu suunas.



Joonis 2.3 Tarbimisgraafik ja tootmisgraafikud erinevate paneeliasendite korral

Graafikult on näha, et tegelikkuses jäävad mõlema asetusega paneelide tootmiskõverad praktiliselt tarbimiskõvera sisse. (joonis 2.3) Pilt muutub, kui arvestada, et teise etapina lisandub 120 kW võimsust, siis sobitub kagusse suunatud paneelide tootmisgraafik tarbimisgraafikuga oluliselt paremini. Tarbimisgraafik on arvatud kahekümne täiskoormusega tööpäeva keskmisena perioodil, kui puudub küttevajadus.

Kolmandaks piiranguks on katuse kuju. Antud situatsioonis on tegemist parapetiga ümbritsetud lamekatusega. Parapeti kõrgus kagust on 50 cm ning loode- ja edelaküljest 30-100 cm. Päikesepaneelide paigaldamisel on vajalik jälgida tekkivaid varje. 16. aprillil kell 8 ja 17 tehtud mõõtmised näitasid, et esimene paneelirida peab kagupoolsest parapetist olema ca 1,2 m kaugusel. Loodepoolne parapetivari ulatub katusele kuni 3 m ja edelaküljes on varju laius kuni 1,9 m. (joonis 2.2) Kuivõrd paigaldataval inverteril on kolm MPPT kontrolleri, siis tuleb päikesepaneelide grupeerimisel arvestada, et kõik kindlal ajahetkel kasvõi osaliselt varjuga kaetud paneelid oleksid ühendatud ühe kontrolleri taha. Selline lähenemine garanteerib, et vähemalt kaksgruppi paneele annavad igas olukorras maksimaalse toodangu.

3. INVESTEERINGU ANALÜÜS JA TEHNILISE LAHENDUSE KIRJELDUS

Eesmärgiks oli saada pakkumised vähemalt kolmelt firmalt. Lõplikud pakkumised saadi Solar4you OÜ-lt, Energogen OÜ-lt ja Smartecon OÜ-lt. Pakkumiste võrdlemisel selgus, et konkurents turul on üsna tihe, hinnaerinevused jäid 7 % piiridesse. Oluline on mainida, et võrreldavate pakkumiste saamiseks tuleb ülesanne üsna täpselt piiritleda. Protsessi käigus oli vaja pakkumisi kaks korda uuendada, et need muutuksid võrreldavaks. Seadmetest pakuti ABB, Froniuse ja Huawei invertereid ning Recom, Hyundai ja Winaico paneele.

Parimaks pakkumiseks valiti Solar4you pakkumine, mis oli odavaim ning samas oli ka nende paigalduskogemus suurim.

Võitva pakkumise põhiseadmed olid ABB TRIO 50.0-400 kolme MPPT kontrolleriiga inverter ja 198 Recom Black Panther 300 W 60 elemendilist paneeli. (lisad2 ja 3) Pakkumises sai valitud 50 kW inverter, sest vastavalt Majandusministeeriumi energeetika asekanstleri seisukohale kuulub ka 50 kW tootmiseade abikõlbulike hulka. (lisa 4)

Paneelid paigaldatakse katusele suunaga kagusse. Paigaldusala on ette nähtud katuseosadesse, mis on 3,5° kaldega kagu suunas, seega tegelik päikesepaneelide kaldenurk on pakkumises toodud 15° asemel 18,5°, mis annab ligikaudu 1 % võrra suurema aastatoodangu, kui algselt eeldatud. Paneelide paigaldamisel tuleb arvestada Päästeameti poolt nõutava distantsiga 1 m suitsuluukidest ning nende grupeerimisel parapetivarjude ulatusega.

Inverter paigaldatakse katusele paneelide kõrvale. Inverterist läheb ühendus peakilpi. Ühendus ehitatakse välja otseliinina elektrituru seaduse mõistes, mis tähendab, et kogu toodetud energia, s.h. ka omatarve on abikõlbulik. Hetkel käigus oleva peakilbi mõõtmed ei võimalda kõiki ühendusi selles teostada, mistõttu tuleb lisada veel täiendav jaotuskilp.

3.1 Ettevõtte täiendavate kulude kirjeldus

Käesoleva töö üheks põhieesmärgiks oli välja selgitada, milliseid kulusid lisandub esialgsele seadmete tarnija pakkumisele, mida tuleks arvestada tasuvusarvutustes investeeringukuluna. Kõige suuremaks potentsiaalseks kuluartiklik on katuse kandekonstruktsioonide tugevdamine, selleks on arvestatud provisjon 10 000 EUR. Tõenäosus sellise kulutuse tegemiseks on siiski suhteliselt väike. Teine katusega seotud kulutus on kandekonstruktsioonide tugevusarvutus.

hetkel läbirääkimised käivad, eeldatav kulu on suurusjärgus 1500 EUR. Ühenduste teostamiseks ja otseliinimöödiku paigaldamiseks on vaja paigaldada lisajaotuskilp, mille hind koos paigaldusega on 300 EUR. Rohkem täiendavaid investeeringukulusid ei õnnestunud tuvastada.

Lisaks investeeringukuludele tuleb arvestada ka ettevõttepoolse tööjõukuluga. Kokku kulus projekti ettevalmistuse peale 49tundi. (lisa 5) Kuivõrd tegemist ei ole fikseeritud hinnaga sisse ostetud teenuse tarbimisega, tuleb töötunnile arvutada ka hind. Hinna arvutamisel lähtuti ettevõtte tegelikest kuludest. Ettevõtte keskmine brutokuupalk on 2226 EUR, sellele lisanduvad sotsiaal-, ravi-, ja töötuskindlustusmaksud 768 EUR, kokku 2994 EUR tööjõukulused. Kontori- ja sidekulud töötaja kohta keskmiselt on 94 EUR/kuus ja transpordikulu 160 EUR/kuus. Kogukulu töötaja kohta on 3248 EUR/kuus. Arvestades 160 töötunniga kuus, on töötunni hind ca 20 EUR. Seega ettevõttepoolne tööjõukulu oli 980 EUR.

Otseliinikulu suuruses 1500 EUR on viimases pakkumises sees, aga kindlasti tuleb ära märkida, et esialgsetes pakkumiste puhul puudus see kulu kõikidest pakkumistest. Samas võimaldab otseliin saada taastuenergiatoetust kogu omatarbeld ja on seetõttu kõige lühema tasuvusajaga investeering. Käesolevas projektis on otseliini tasuvusajaks 9 kuud.

4. MAJANDUSKALKULATSIOONID

Käesoleval töö on kaks põhieesmärki. Esiteks teada saada, kas hetketingimustes on energiatootmisele mitte spetsialiseerunud väikeettevõtetel tasuv investeerida väikeelektritootmisesse ja teiseks millised varjatud, seadmete tarnijate pakkumises mittekajastuvad, kulud kaasnevad sellise investeeringuga ning kuidas need mõjutavad projekti tasuvust. Kulud võivad mõjutada projekti nii positiivses kui ka negatiivses suunas, sest kulude tegemisel võib ka ilmnedä sääst mõnel teisel kujul või lisandub projekti täiendav rahavoog.

Selle efekti nägemiseks teostati tasuvusarvutus esmase pakkumise järgi ning võrreldi viimase pakkumise tasuvusarvutusega, kuhu lisati ka ettevõtte poolsed kulud.

Kolmandaks püstitati küsimus, kuidas mõjutab projekti tasuvust erinevate sisendite väärtuse muutus ehk lihtsamalt öeldes milline on projekti riskitundlikkus erinevate parameetrite hälbimisele esialgsetest eeldustest? Kolm põhilist mõjurit on siin elektrienergia hinna areng, eeldatav toodangu suurus ja hoolduskulude suurus.

Küsimusele vastuste saamiseks leiti murdepunktid, millise muutuja väärtuse suhte muutub projekti tasuvus nulliks ning võrreldi seda väärtust algväärtusega.

4.1 Algandmed

- Installeeritav võimsus 60 kW (maapaigaldus) või 59,4 kW (katusepaigaldus)
- Maapaigalduse tootlikkus 1000 kWh/kW aastas
- Katusepaigalduse tootlikkus 931 kWh/kW aastas
- Omatarbe osakaal 83 %
- Elektrienergia hind, möödunud 12 kuu kaalutud keskmine, 5,34 c/kWh
- Võrgutasu, elektriaktsiis ja taastuenergiatasu, möödunud 12 kuu kaalutud keskmine, 4,5 c/kWh
- Päikesepaneelide toodangu langus lineaarselt 80 %-ni 25-ks aastaks
- Elektri hinna ja võrgutasu hinnaprognos, ECB inflatsioonieesmärk 2 % p.a.

- Paigaldise hoolduskulud 1 % investeeringusummast aastas
- Ettevõtte laenuintress 2,7 %
- Ettevõtte omakapitali tulunorm 15 %
- Finantseeringu suhe 50:50 (laen:omakapital)

4.2 Esmase pakkumise tasuvusarvutus

Esmase lahendusena on arvestatud 60 kW maapaigaldusega pargiga. Antud projektiga oli võimalus koheselt võtmed kätte meetodil edasi minna ning täiendavat ajakulu ja investeeringuid ettevõtte poolt ei tekiks. Maapaigalduse lahendus on suhteliselt lihtne ning puudusid probleemid asimuudiga (oli võimalus suunata otse lõunasse). Suurimaks miinuseks oli asukoha kaugus liitumispunktist, mis tegi ühenduse kalliks võrreldes lõpliku pakkumisega.

Investeeringu suurus esmase pakkumise järgi oli 44753 EUR, mis on 745 EUR/kW. antud hind on võrreldes 2018 aasta lõpuga soodne. Esialgelt investeeringut plaanides arvestas autor hinnatasega 850 EUR/kW. Eelmise aasta lõpu kõrgemad seadmete hinnad olid tõenäoliselt põhjustatud lõppevast taastuenergiatoetusele kandideerimise tähtajast, mis hankijatele suure töökoormuse ja seeläbi ka hinnatõusu.

Esmase pakkumise analüüs näitab, et projekt ka sellisel kujul on ettevõtte jaoks kasumlik. Põhiline probleem, mis tootlust alla viib, on maa rendihind, mille suurus on 28 % kogu projekti rahavoost.

Eelpool mainitud investeeringu suuruse juures on projekti NPV 3016 EUR, IRR 10 % ja tasuvusaeg 7,81 aastat. (lisa 6)

4.3 Lõpliku pakkumise tasuvusarvutus

Lõpliku pakkumise puhul sai valitud katusepaigaldus, seda eelkõige lähtudes maa hinnast ja arvestusest, et tegelik kasutusest väljalangev maa-ala on peaaegu kaks korda suurem, kui päikesepaneelide alla minev pind.

Katusepaigalduse puhul tekitas esialgselt küsitavust päikesepaneelide nurk lõunakaare suhtes, sest autoril oli esialgne info, et paneelide keeramine 45° vähendab toodangut 7 % võrra. Info oli tõepärane, kuid ainult 40° kaldega paneelide osas. Lamedama, 15° kaldenurgaga paneelide,

paigalduse puhul mahub toodangu kadu ainult 2-3 % piiresse.(tabel 1.1)Täiendava efekti annab ka paneelide keeramine edelasse, mis aitab järgida tarbimisgraafikut ja tõstab seeläbi projekti sisemist tulusust.

Projekti Investeering kogusummas 55271 EUR jaguneb alljärgnevalt

- 42791 EUR Solar4you pakkumine 59,4 kW pargi kohta
- 980 EUR ettevõtte tööjõukulu projektile
- 1800 EUR tellitavad kandekonstruktsioonide arvutused ja täiendav jaotuskilp
- 10000 EUR provisjon (katuseootja konstruktori esialgne hinnang) kandekonstruktsioonide tugevdamiseks

Projekti NPV-ks kujuneb7285 EUR, IRR 11,3 % ja tasuvusaeg 7,53 aastat.(lisa 7)

Et käesoleva töö ülesandeks on ka võrrelda, kui palju muudavad projekti tasuvust seadmete pakkumisele lisanduvad kulud, siis tuuakse siinkohal ära ka võrdlus lõpliku töösse mineva pakkumise osas. Ainult pakkumise baasil ettevõtte kulusid arvestamata on NPV 19966 EUR, iRR 15,9 % ja tasuvusaeg 5,26 aastat. Erinevus on märkimisväärne.

Üldtulemusena võib väita, et projekti tasuvus arengu käigus ei muutunud. Siin kohal on oluline mainida, et investeeringud ilma provisjonita ehk juhul, kui katusekonstruktsioonid ei vaja tugevdamist langevad oluliselt. 45271 EUR-ni, mis on suhteliselt lähedane esialgsele investeeringule. Arvestades, et katuse kasutamine välistab alternatiivkulu maalt saadava rendisumma vähenemise näol, siis tõuseb projekti NPV 17451 EUR-ni ja IRR 14,8 %-ni ning tasuvusaeg langeb 6,1 aastani. Samuti tuleb arvestada, et seoses katusepaigaldusega on võimalik teostada ka tööde teine etapp - 120 kW päikesepaneelide paigaldamine krundile, mis algse versiooni puhul ei oleks juurde mahtunud.Antud etapp annab 120 kW paigalduse puhul projekti NPV-ks 5946 EUR ja IRR 10,2 % ning tasuvusaeg 8,3 aastat. Selliste tulemuste puhul väärub projekt kaalumist.

4.4Projekti riskianalüüs

Olulise osana uurimusest tuli kindlaks määrata ka erinevate sisendite taluvuspiirid, kus projekti NPV muutub nulliks. Oluliste muutujatena sai määratud koguinvesteeringu suurus,minimaalne

elektrihind, minimaalne päikesepaneelide aastatoodang, maksimaalne hoolduskulu ja minimaalne taastuenergiatoetus.

Kahtlemata on investering üks olulisemaid tasuvuse mõjutajaid. Projekti riskitaluvus investeringusumma suuruse osas mõjutab investeerimisotsust. Kui reserv on väike, võib erinevate riskide realiseerumine viia projekti tasuvuse negatiivseks ning seeläbi osa investeeritud raha kaotamiseni raamatupidamisliku ümberhindamise tõttu. Käesoleva projekti maksimaalne investeringusumma on 62446 EUR, mis ületab 55271 EUR-st 7175 EUR võrra. Arvestades, et investeringusummas on ka provisjon 10 000 EUR, on reserv riskide realiseerumiseks 17175 EUR, mida võib pidada antud investeringusumma suhtes piisavaks.

Teiseks väga oluliseks muutujaks on elektri hind. Teatavasti on elekter tänapäeval vabaturu kaup ja selle kujunemist mõjutavad ka välismaised tootmisvõimsused ja sisendhinnad. Skandinaavia vihmane suvi võib oluliselt suurendada pakutavat hüdroenergia hulka ning viia hinnalangusele. Samuti võib hinnalangust põhjustada tarbimise vähenemine ehk majanduslik seisak või negatiivne majanduskasv NordPool turupiirkonnas. Hetkel on ettevõtte viimase 12 kuu päikesepaneelide tootluskõverale taandatud kaalutud keskmine elektrienergia hind 5,34 c/kWh. Tasuvuspiiri saavutamiseks kannatab projekt hinnalangust 3,85 c/kWh-ni ehk 27,9 %.

Päikesepaneelide aastatoodang on üldjuhul stabiilne ja kõigub mõne protsendi ulatuses statistilisest keskmisest, mis käesoleva projekti osas on 931 kWh/kW. Piiri arvutamine on oluline, et teha kindlaks, kas mõni pilvisem aasta võib viia projekti tasuvuse miinusesse. Kalkulatsioon näitab, et tasuvuspiir saabub kätte tootluse 824 kWh/kW juures, mis annab reservi 11,5 % ja mida autor peab piisavaks.

Hoolduskuluks on arvestatud 1 % koguinvesteeringust aastas, mis on üldlevinud number kõigi seadmeid tarnivate pakkujate seletuskirjades. Arvutused näitavad, et need võivad rohkem kui kahekordistuda ehk tõusta tasemeni 2,4 % viimaks projekti tasuvust nulli.

Kuigi taastuenergia toetus on fikseeritud, siis autorile pakkus huvi, milline on minimaalne taastuenergia toetuste tase, et antud projekt muutuks tasuvaks ja milline peaks olema elektri vabaturu hind, et tavakasutajal tasuks investeerida päikeseenergeetikasse ka ilma toetusteta, nagu näeb ette energiamajanduse arengukava. Minimaalseks taastuenergia toetuseks saadi 3,23 c/kWh 5,37 c/kWh asemel ja vajalikuks elektri hinnaks 7,6 c/kWh, mis tähendab hinnatõusu ligikaudu 40 %.

Erinevate riskistsenaariumite tootlusi näitab alltoodud tabel 4.1. Ära on toodud kõige tõenäolisemalt realiseeruvad riskid ning nende mõju projekti tasuvusele. Nendeks on prognoosimatu elektri hinna langus 20 %, päikesepaneelide planeeritust 5 % väiksem toodang, kas neile langevate varjude või madala kvaliteedi tõttu ning hoolduskulude ootamatust kõrgem tase. Tabelis on ka ära toodud projekti algversiooni ning lõpliku paigalduse tasuvused ning järgmise etapi 120 kW maapaigalduse finantsnäitajad. Viimasena on näidatud positiivne stsenaarium, kui katusekonstruktsioonide tugevdamisvajadus puudub.

Tabel 4.1 Investeeringu tasuvus erinevate stsenaariumite puhul

Muutuja	Investeering	IRR	NPV	Tasuvusaeg
Baasversioon (60 kW maapaigaldus)	44753	10,0%	3016	7,81
Lõppversioon (59,4 kW katusepaigaldus)	55271	11,0%	7285	7,53
Elektri hind -20 %	55271	9,5%	2067	8,19
Paneelide toodang -5 %	55271	10,1%	4112	7,96
Hoolduskulud +50 %	55271	10,2%	4588	7,84
Maapaigaldus 120 kW (KredExi toetusega)	87506	10,2%	5946	8,68
Katusekonstruktsioonide tugevduseeta	45271	14,8%	17451	6,09

KOKKUVÕTE

Käesoleva töö eesmärgiks oli reaalselt käia läbi protsess päikesepaneelide paigaldamiseks väikeettevõttesse, mille põhitegevus ei ole energiatootmine. Võtta esmane pakkumine ja teha kindlaks, kas see on optimaalne. Kui ei, siis töötada läbi alternatiivsed variandid leidmaks kõige kasumlikum. Variantide läbitöötamise käigus võeti arvesse ka antud protsessi ettevõttele tekkivad lisakulud ning seoti need tasuvusarvutustega.

Esimene oluline järeldus antud tööst on, et kui maal on kasutusotstarve, millega genereeritakse lisisissetulekut, siis isegi minimaalse rahavoo juures on kasumlikum paigaldada päikesepaneelid hoone katusele või seintele. Põhjuseks on päikesepaneelide suur pinnavajadus, seda nii paneeliridade endi vahele kui ka paneelide ette ja kõrvale vältimaks varjude langemist paneelidele. Ebasoodsa kinnistu geomeetria tõttu võib olla reserveeritava maa suurus kaks korda suurem paneelide alusest pindalast.

Teiseks, seadmete tarnijate reklaamitud tootlus 1000 kWh/kW on võimalik saavutada ainult paigaldades päikesepaneele lõunasuunda orienteeritud tühjale krundile. Kusjuures ka sel juhul tuleb organiseerida pidev heinaniitmine. Reaalsuses tööstuspiirkonnas ei ole võimalik saavutada paneelide varjudeta täpselt lõunasuunalist asetust ning 40° kaldenurka. Alati on olemas piirangud hoonete asetuse, kinnistu kuju, langevate varjude ning katusekallete järgi. Peale simulatsioone PV-GISiga selgus, et reaalne tulemus jääb siiski vahemikku 930-960 kWh/kW.

Mida väiksema kaldenurgaga on päikesepaneelid, seda vähem oluline on nende orienteeritus lõunasuunda. Standardse 15°-se nurgaga katusepaneelide keeramine 45° võrra mõjutab toodangut ainult 2-3%. Hoopis olulisem, kui asimuut, on päikesepaneelide võime järgida tarbimisgraafikut, sest elektrivõrku antud energia puhul kaotab ettevõtte võrgutasu, taastuvenergiatasu ja elektriaktsiisi, antud näites 4,5 c/kWh, mille ta peab maksma sama koguse energiat jaotusvõrgust tagasi ostes. Lihtsamalt öeldes kui omatarbimise puhul on ettevõtte tuluks elektrienergiahind, võrgu- ja muud tasud ning taastuvenergia toetus, siis elektrivõrku müümisel on tuluks ainult energiahind pluss taastuvenergiatoetus.

Seadmete paigalduse puhul tuleb seadmed grupeerida vastavalt varjude langemise järgi, sest juhul, kui iga MPPT-ga on ühendatud mõni mingil hetkel varju jäänud paneel, liigub

grupi koormuskõver optimaalsest punktist eemale. Halvemal juhul võib mõne paneeli varjus püsimisest tulenev pingelang lülitada välja terve paneelide grupi.

Seadmete tarnijad ei soovi pakkumishinna madalal hoidmise eesmärgil pakkumisse lisada otseliini ühendust. Tarbijale on see aga kõige tasuvam investeering, sest ilma otseliinita ei ole võimalik saada taastuvenergiatoetust omatarbe elektrienergiale. Autorile jääb arusaamatuks millest on selline praktika kujunenud, kuid arvata võib, et valdavalt on siiani päikesepaneelid paigaldatud elektri müügiks, mitte omatarbeks.

Päikesepaneelide paigaldamine toob ettevõttele arvestatavaid lisakulusid, mis ei kajastu pakkumiste hinnas. Katusepaigaldiste puhul nõuavad kindlustusseltsid kandekonstruktsioonide pingete üle arvutamist kutsetunnistusega spetsialisti poolt, mis on selge rahaline kulu. Juhul, kui katusekonstruktsioonid vajavad tugevdamist võib kulude suurus olla võrreldav paigaldatavate paneelide hinnaga ja oluliselt mõjutada projekti tasuvust. Optimaalse lahenduse leidmiseks on vajalik, et oleks ettevõtte poolne projektijuht, sest vastasel juhul kaldutakse pakkuma standardseid lahendusi, mis ei anna maksimaalset tulemust. Projektijuhi ajakulu jääb suurusjärku 40-60 h.

Väikeelektritootmine täna ilma toetusteta ei ole konkurentsivõimeline. Konkurentsivõimeliseks muutumiseks on vajalik elektrienergia hinnatõus suurusjärgus 50 %. Vaadates elektribörsi senist hinnadünaamikat ei ole reaalne saavutada püstitatud eesmärki, toota aastaks 2030 50 % sisemisest energiatarbimisest taastuvallikatest, ilma täiendavaid subsiidiume kasutamata.

SUMMARY

The aim of this thesis was to follow and analyse the process of solar panels installation in a small enterprise having its main field of activity in a domain other than energy production. An initial offer was organised and received after which its optimality was analysed. In case the offer proved unreasonable, the aim was to analyse the alternatives in order to find the most profitable option, taking account the additional costs to the enterprise and tying these to the profitability calculations.

The first substantial conclusion of the thesis was that if a land plot has an intended use generating additional income, even a minimal flow of cash, it is more profitable to install the solar panels on the roof or the walls of a building. This is due to solar panels' high need for area both between the rows of panels as well as in front of and at the sides of the panels in order to avoid overshadowing them. In case of unfavourable geometry of the land plot the area of the land reserved might have to be twice the area under the panels themselves.

Secondly, the output advertised by the suppliers of devices – 1000 kWh/kW – is attainable only by installing the panels on a southward-facing empty plot of land. Also in this case the hay has to be cut regularly. In real-life industrial area it is impossible to achieve the installation of panels in a precise southward direction and at a 40° installation angle without any shadows. There will always be limitations in terms of the position of buildings, the shape of the plot, the shadows and roof angles. According to PV-GIS simulation the real-life result is between 930–960 kWh/kW.

The lower the installation angle of the panels, the less important is their exact southward orientation. Turning the panels installed at a standard 15° installation angle by 45° has a negligible 2–3% influence on the output. Way more important than the azimuth is the panels' ability to follow the consumption pattern because in the case of power sent to the electrical power network the enterprise loses the network charge, the renewable energy charge and the excise duty – 4,5 c/kWh in the case at hand as this has to be paid when buying the same amount of energy from the electrical power network. Simply put – by consuming the produced energy on its own, the revenue is made up of the price of energy, network and other charges as well as the renewable energy subsidy, while in the case of selling the energy produced to the electrical power network, the revenue is made up of just the price of energy and the renewable energy subsidy.

Upon installing the panels the devices have to be grouped by the amount of overshadowing, because when each MPPT has a panel connected to it that gets overshadowed at a certain point of time, the load curve of the group shifts away from the optimum. In a worse case the decrease of voltage due to a panel being overshadowed might switch off a whole group of panels.

In order to keep the amount of a bid low the suppliers of devices are unwilling to include a direct connection (*otseliin* in Estonian). Nevertheless this represents the most profitable investment for the consumer, because without a direct connection it is impossible to receive renewable energy subsidy for the energy consumed by the enterprise itself. For the author it is difficult to grasp the logic behind this practice, but it is possible that until now the solar panels have been installed mostly to produce in order to sell, not in order to consume by the enterprises themselves.

Installing the solar panels brings along significant additional costs for the enterprise and these are not reflected in the offers. In the case of roof installations the insurance companies demand that a certified specialist recalculates the load on load-bearing structure of the building and this represents a clear-cut cost. In case the roof structure needs reinforcing, the additional cost might be comparable to the price of installed panels, significantly influencing the profitability of a project. Finding an optimal solution calls for a project manager on the enterprise's side, because otherwise the suppliers tend to offer standard solutions not yielding maximum results. The amount of work of a project manager amounts to approximately 40–60 hours.

Today, without subsidies, the small-scale energy production is uncompetitive. In order to become competitive the price of electrical energy might have to rise in the order of 50 %. Looking at the past dynamic of electrical energy stock exchange prices, then without resorting to additional subsidies, attaining the goal of producing 50 % of domestic energy need from renewable sources remains unrealistic.

KASUTATUD KIRJANDUSE LOETELU

1. Energiamaajanduse arengukava aastani 2030, https://www.mkm.ee/sites/default/files/enmak_2030.pdf [25.04.2019]
2. Wind Energy in Europe in 2018. Trends and Statistics, <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Statistics-2018.pdf> [25.04.2019]
3. Costs and Economics of Electricity from Residential PV Systems in Europe, www.europeanenergyinnovation.eu/Articles/Winter-2016/Costs-and-Economics-of-Electricity-from-Residential-PV-Systems-in-Europe [25.04.2019]
4. 4energia. Pakri tuulepark, <https://www.4energia.ee/projektid/pakri-tuulepark> [25.04.2019]
5. Photovoltaic Geographical Information System, re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#PVP [25.04.2019]
6. Bloomberg New Energy Finance, https://www.researchgate.net/figure/Solar-PV-power-cost-from-1977-to-2015-Source-Bloomberg-New-Energy-Finance-15_fig4_321943289[25.04.2019]
7. The World Added Nearly 30 Percent More Solar Energy Capacity in 2017, <https://e360.yale.edu/digest/the-world-added-nearly-30-percent-more-solar-energy-capacity-in-2017>[25.04.2019]
8. World Solar PV Energy Potential Maps, <https://britishbusinessenergy.co.uk/world-solar-map/>[25.04.2019]
9. How to Make a Solar Cell, <https://www.electricaltechnology.org/2015/06/how-to-make-a-solar-cell-photovoltaic-cell.htm>[27.04.2019]
10. Bill Schweber, Solar cells and power, Part 2 – power extraction, <https://www.powerelectronicstips.com/solar-cells-power-part-2-power-extraction/> [27.04.2019]
11. Nadia Mars, Synergetic MPPT Controller for Photovoltaic System, <https://www.omicsonline.org/open-access/synergetic-mppt-controller-for-photovoltaic-system-2332-0796-1000232.php?aid=92099>[27.04.2019]
12. Rae Perälä, Päikeseelekter, Tallinn 2018
13. George G. Karady & Keith Holbert, Energy Conversion and Transport, <https://www.slideshare.net/mobile/aswardi/lecture-28-360-chapter-9-power-electronics-inverters>[27.04.2019]
14. Taastuvenergia toetus, <https://elering.ee/taastuvenergia-toetus>[30.04.2019]

15. Elektrituru seadus,
<https://www.riigiteataja.ee/akt/113032019044?leiaKehtiv>[30.04.2019]
16. Kredex päikesepaneelide investeeringutoetus, <http://kredex.ee/toetus/juriidiliste-iskutele/paikesepaneelide-investeeringutoetus-3/s>[30.04.2019]
17. Tõravere observatoorium, Öö ja päev Eestis,
https://to.ee/est/teenused/teadustoo_teenused/oo_ja_paev_eestis[30.04.2019]
18. ABB TRIO-TM-50 spetsifikatsioon, 2019
19. Recom Black Panther 300 spetsifikatsioon, 2019
20. Solar4you, Elektriskeem, 2019
21. Solar4you, Päikesepaneelide paigutus, 2019

LISAD

1. Maanteeameti vastus
2. ABB TRIO-TM-50 spetsifikatsioon
3. Recom Black Panther 300 spetsifikatsioon
4. Majandus- ja kommunikatsiooniministeeriumi asekantsleri kiri
5. Ajakulu arvestus
6. Algne investeeringu tasuvus
7. Lõplik investeeringu tasuvus
8. Elektriskeem
9. Päikesepaneelide paigutus
10. Koormusgraafikud

Lisa 1. Maanteeameti vastus

From: Merike Joonsaar <Merike.Joonsaar@mnt.ee>
Sent: esmaspäev, 25. veebruar 2019 11:50
To: Risto Laan <risto.laan@solar4you.ee>
Subject: FW: Päikesejaama planeering Tallinna Ringtee äärde - Solar4you

Tere.

Kuna Killustiku tee 2 kinnistul on kehtiv detailplaneering (kus päikesepaneelide kavandamist ette ei nähta), siis on otstarbekas suhelda kõigepealt kohaliku omavalitsusega (KOV) ja välja selgitada, kas päikesejaama kavandamine Killustiku tee 2 kinnistule on kehtiva detailplaneeringuga kooskõlas.

Juhul kui KOV peab vajalikuks väljastada päikesejaama projekti koostamiseks projekteerimistingimused, esitab KOV projekteerimistingimuste eelnõu ühtlasi ka Maanteeametile kooskõlastamiseks. Siis saab Maanteeamet lisada projekteerimistingimuste eelnõusse omapoolsed nõuded (EhS §70 lg 2 punkt 1 ja 2, §70 lg 3).

Üldiseks selgituseks, et päikesepaneeli ei tohi paigaldada mh riigitee külgnähtavusalasse. Külgnähtavusala ulatus (sõltub riigitee kiirusrežiimist) on määratud majandus- ja taristuministri 05.08.2015 määruse nr 106 „Tee projekteerimise normid“ lisa „Maanteede projekteerimismõõdud“ tabelis 2.14.

Maanteeameti esialgsel hinnangul (asendiskeemi põhjal) paikneks päikesepaneelid riigitee 11290 Tallinn-Lagedikm 8,53-8,82 servast umbes 15 meetri kaugusel, mis vastab projektkiirusel 60km/h tasemele „hea“. See tähendab, et päikesejaama nõuetekohane kaugus riigiteest on tagatud.

Lisan veel eelinfoks mõned olulisemad nõuded, millega tuleb päikesejaama projekti koostamisel arvestada:

- paneelidelt peegelduv päikesevalgus ei tohi riigiteel liiklejaid pimestada ega häirida
- arvestada tuleb olemasolevast ja perspektiivsest liiklusest põhjustatud häiringutega (müra, vibratsioon, tolm, õhusaaste, talihooldel kasutatavad soolad jms).
- tehnovõrke riigitee alusele maaüksusele mitte kavandada. Juhul, kui kavandatakse riigiteega ristuvaid tehnovõrke, tuleb nende rajamine ette näha kinnisel meetodil.

Loodan et vastusest on abi. Küsimuste tekkimisel võtke kindlasti ühendust.

Jään ootama Teie tagasisidet, kas KOV koostab projekteerimistingimuste eelnõu, millele Maanteeamet saaks lisada omapoolsed nõuded.

Lugupidamisega

Merike Joonsaar
planeeringute menetlemise talituse peaspetsialist
Teelise 4, 10916 Tallinn
tel: 611 9375
merike.joonsaar@mnt

Lisa 2. ABB TRIO-TM-50 spetsifikatsioon[18]

PRODUCT FLYER FOR TRIO-TM-50.0-400 / TRIO-TM-60.0-480 ABB SOLAR INVERTERS

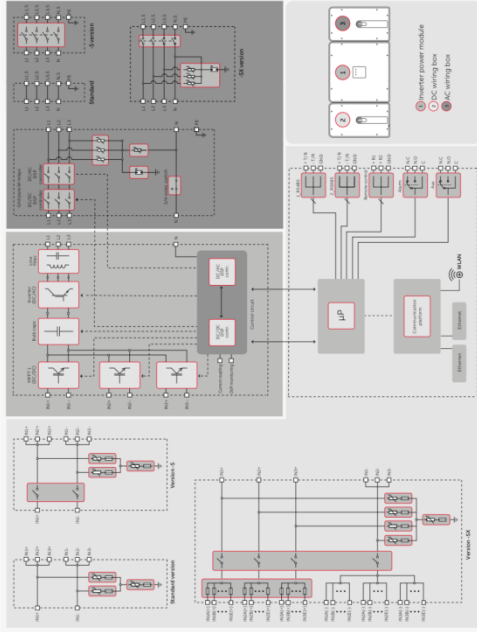
ABB string inverters TRIO-TM-50.0-400 TRIO-TM-60.0-480 50 to 60 kW



Technical data and types	TRIO-TM-50.0-400	TRIO-TM-60.0-480
Type code		
Absolute maximum DC input voltage (V_{max})	1000 V	1000 V
Start-up DC input voltage (V_{min})	420...700 V (Default 480 V)	420...700 V (Default 500 V)
Rated DC input voltage (V_{nom})	670V _{max} ...850 V (Min. 610V _{DC})	670V _{max} ...850 V (Min. 610V _{DC})
Rated DC input voltage (V_{in}) range (V_{min} ... V_{max})	610V _{DC} ...720 V _{DC}	610V _{DC} ...720 V _{DC}
Rated DC input power (P_{in})	52000 W	61800 W
Number of independent MPPT	3 (5X and 5X2 version)	3 (5X and 5X2 version)
Maximum DC input current (I_{max}) for each MPPT	38 A	38 A
MPPT 1 input DC voltage range (V_{min1} ... V_{max1}) at P _{max}	480-800V _{DC}	480-800V _{DC}
Maximum DC input current (I_{max}) for each MPPT	38 A	38 A
Number of DC input pairs for each MPPT	5 (16A in cable) / parallel MPPT	5 (16A in cable) / parallel MPPT
DC connection type	Screw terminal block (Standard and S version) or 2xQuad-LX connector (LX and LX2 version)	Screw terminal block (Standard and S version) or 2xQuad-LX connector (LX and LX2 version)
Input protection		
Reverse polarity protection	Yes, from limited current source	Yes, from limited current source
Input over-voltage protection	Yes, 1 for each MPPT	Yes, 1 for each MPPT
Input over-voltage protection for each MPPT - plug in modular surge arrester	Type 2 (option with monitoring)	Type 2 (option with monitoring)
DC switch rating for each MPPT (version with DC switch)	60 A / 1000 V for each MPPT (180 A in case of parallel MPPT)	60 A / 1000 V for each MPPT (180 A in case of parallel MPPT)
Fuse rating (version with fuses)	15 A / 1000 V	15 A / 1000 V
Output protection		
Output protection type	Three phase (FM/PE or 4W/PE)	Three phase (FM/PE or 4W/PE)
Rated AC power (P_{out} @cosφ=1)	50000 W	60000 W
Maximum AC output power ($P_{out,max}$ @cosφ=1)	50000 W	60000 W
Rated AC output current (I_{out})	500 A	500 A
Rated AC grid voltage (V_{g})	400 V	480 V
AC voltage range	320...480 V ¹⁾	384...571 V ¹⁾
Rated AC input current ($I_{in,max}$)	51 A	51 A
Rated output frequency (f)	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Output frequency range (f_{min} ... f_{max})	47...53 Hz / 57...63 Hz ²⁾	47...53 Hz / 57...63 Hz ²⁾
Output current range (I_{min} ... I_{max})	> 0.995...0.1	Inductive load sensitive with maximum 5... 480 V
Total current harmonic distortion	< 3%	< 3%
Maximum AC cable	95 mm ² copper only (150 mm ² copper/aluminum with TRIO-AC-WIRING-KIT)	95 mm ² copper only (150 mm ² copper/aluminum with TRIO-AC-WIRING-KIT)
Output protection		
Anti-islanding protection	According to local standard	According to local standard
Maximum external AC overcurrent protection	100 A	100 A
Output over-voltage protection - plug in modular surge arrester	Type 2 (option with monitoring)	Type 2 (option with monitoring)
Operating performance		
Efficiency (at 1000V)	98.5%	98.5%
Weighted efficiency (IE60)	98.0%	98.0%
Communication		
Embedded communication interfaces	2x RS485, 2x Ethernet (RJ45), WLAN (IEEE802.11b/g/n @ 2.4 GHz)	2x RS485, 2x Ethernet (RJ45), WLAN (IEEE802.11b/g/n @ 2.4 GHz)
Remote monitoring services	Standard level access to Aurora Vision monitoring portal	Standard level access to Aurora Vision monitoring portal
Advanced features	Integrated Web User Interface, Display (optional)	Integrated Web User Interface, Display (optional)
Environmental		
Operating temperature range	-25...+60°C (T1, T2) with derating above 45°C (T1, T2)	-25...+60°C (T1, T2) with derating above 45°C (T1, T2)
Relative humidity	with derating above 90%	with derating above 90%
Sound pressure level, typical	75 dB(A) @ 1 m	75 dB(A) @ 1 m
Physical		
Environmental protection rating	IP65 (IP54 for cooling section)	IP65 (IP54 for cooling section)
Weight	725 mm x 481 mm x 315 mm / 28.9" x 18.9" x 12.4"	725 mm x 481 mm x 315 mm / 28.9" x 18.9" x 12.4"
Dimensions (H x W x D)	95 kg / 209 lbs overall 66 kg / 145 lbs electronic compartment, 15 kg / 33 lbs AC wiring box (if optional)	95 kg / 209 lbs overall 66 kg / 145 lbs electronic compartment, 15 kg / 33 lbs AC wiring box (if optional)
Mounting system	Wall bracket, horizontal support	Wall bracket, horizontal support

PRODUCT FLYER FOR TRIO-TM-50.0-400 / TRIO-TM-60.0-480 ABB SOLAR INVERTERS


ABB TRIO-TM-50.0-400 / TRIO-TM-60.0-480 string inverter block diagram



Technical data and types

Technical data	TRIO-TM-50.0-400	TRIO-TM-60.0-480
Marking	IEC/EN 62109-1, IEC/EN 62109-2, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 61000-3-13, EN 61000-3-14, EN 61000-3-15, EN 61000-3-16, EN 61000-3-17, EN 61000-3-18, EN 61000-3-19, EN 61000-3-20, EN 61000-3-21, EN 61000-3-22, EN 61000-3-23, EN 61000-3-24, EN 61000-3-25, EN 61000-3-26, EN 61000-3-27, EN 61000-3-28, EN 61000-3-29, EN 61000-3-30, EN 61000-3-31, EN 61000-3-32, EN 61000-3-33, EN 61000-3-34, EN 61000-3-35, EN 61000-3-36, EN 61000-3-37, EN 61000-3-38, EN 61000-3-39, EN 61000-3-40, EN 61000-3-41, EN 61000-3-42, EN 61000-3-43, EN 61000-3-44, EN 61000-3-45, EN 61000-3-46, EN 61000-3-47, EN 61000-3-48, EN 61000-3-49, EN 61000-3-50, EN 61000-3-51, EN 61000-3-52, EN 61000-3-53, EN 61000-3-54, EN 61000-3-55, EN 61000-3-56, EN 61000-3-57, EN 61000-3-58, EN 61000-3-59, EN 61000-3-60, EN 61000-3-61, EN 61000-3-62, EN 61000-3-63, EN 61000-3-64, EN 61000-3-65, EN 61000-3-66, EN 61000-3-67, EN 61000-3-68, EN 61000-3-69, EN 61000-3-70, EN 61000-3-71, EN 61000-3-72, EN 61000-3-73, EN 61000-3-74, EN 61000-3-75, EN 61000-3-76, EN 61000-3-77, EN 61000-3-78, EN 61000-3-79, EN 61000-3-80, EN 61000-3-81, EN 61000-3-82, EN 61000-3-83, EN 61000-3-84, EN 61000-3-85, EN 61000-3-86, EN 61000-3-87, EN 61000-3-88, EN 61000-3-89, EN 61000-3-90, EN 61000-3-91, EN 61000-3-92, EN 61000-3-93, EN 61000-3-94, EN 61000-3-95, EN 61000-3-96, EN 61000-3-97, EN 61000-3-98, EN 61000-3-99, EN 61000-4-00, EN 61000-4-01, EN 61000-4-02, EN 61000-4-03, EN 61000-4-04, EN 61000-4-05, EN 61000-4-06, EN 61000-4-07, EN 61000-4-08, EN 61000-4-09, EN 61000-4-10, EN 61000-4-11, EN 61000-4-12, EN 61000-4-13, EN 61000-4-14, EN 61000-4-15, EN 61000-4-16, EN 61000-4-17, EN 61000-4-18, EN 61000-4-19, EN 61000-4-20, EN 61000-4-21, EN 61000-4-22, EN 61000-4-23, EN 61000-4-24, EN 61000-4-25, EN 61000-4-26, EN 61000-4-27, EN 61000-4-28, EN 61000-4-29, EN 61000-4-30, EN 61000-4-31, EN 61000-4-32, EN 61000-4-33, EN 61000-4-34, EN 61000-4-35, EN 61000-4-36, EN 61000-4-37, EN 61000-4-38, EN 61000-4-39, EN 61000-4-40, EN 61000-4-41, EN 61000-4-42, EN 61000-4-43, EN 61000-4-44, EN 61000-4-45, EN 61000-4-46, EN 61000-4-47, EN 61000-4-48, EN 61000-4-49, EN 61000-4-50, EN 61000-4-51, EN 61000-4-52, EN 61000-4-53, EN 61000-4-54, EN 61000-4-55, EN 61000-4-56, EN 61000-4-57, EN 61000-4-58, EN 61000-4-59, EN 61000-4-60, EN 61000-4-61, EN 61000-4-62, EN 61000-4-63, EN 61000-4-64, EN 61000-4-65, EN 61000-4-66, EN 61000-4-67, EN 61000-4-68, EN 61000-4-69, EN 61000-4-70, EN 61000-4-71, EN 61000-4-72, EN 61000-4-73, EN 61000-4-74, EN 61000-4-75, EN 61000-4-76, EN 61000-4-77, EN 61000-4-78, EN 61000-4-79, EN 61000-4-80, EN 61000-4-81, EN 61000-4-82, EN 61000-4-83, EN 61000-4-84, EN 61000-4-85, EN 61000-4-86, EN 61000-4-87, EN 61000-4-88, EN 61000-4-89, EN 61000-4-90, EN 61000-4-91, EN 61000-4-92, EN 61000-4-93, EN 61000-4-94, EN 61000-4-95, EN 61000-4-96, EN 61000-4-97, EN 61000-4-98, EN 61000-4-99, EN 61000-5-00, EN 61000-5-01, EN 61000-5-02, EN 61000-5-03, EN 61000-5-04, EN 61000-5-05, EN 61000-5-06, EN 61000-5-07, EN 61000-5-08, EN 61000-5-09, EN 61000-5-10, EN 61000-5-11, EN 61000-5-12, EN 61000-5-13, EN 61000-5-14, EN 61000-5-15, EN 61000-5-16, EN 61000-5-17, EN 61000-5-18, EN 61000-5-19, EN 61000-5-20, EN 61000-5-21, EN 61000-5-22, EN 61000-5-23, EN 61000-5-24, EN 61000-5-25, EN 61000-5-26, EN 61000-5-27, EN 61000-5-28, EN 61000-5-29, EN 61000-5-30, EN 61000-5-31, EN 61000-5-32, EN 61000-5-33, EN 61000-5-34, EN 61000-5-35, EN 61000-5-36, EN 61000-5-37, EN 61000-5-38, EN 61000-5-39, EN 61000-5-40, EN 61000-5-41, EN 61000-5-42, EN 61000-5-43, EN 61000-5-44, EN 61000-5-45, EN 61000-5-46, EN 61000-5-47, EN 61000-5-48, EN 61000-5-49, EN 61000-5-50, EN 61000-5-51, EN 61000-5-52, EN 61000-5-53, EN 61000-5-54, EN 61000-5-55, EN 61000-5-56, EN 61000-5-57, EN 61000-5-58, EN 61000-5-59, EN 61000-5-60, EN 61000-5-61, EN 61000-5-62, EN 61000-5-63, EN 61000-5-64, EN 61000-5-65, EN 61000-5-66, EN 61000-5-67, EN 61000-5-68, EN 61000-5-69, EN 61000-5-70, EN 61000-5-71, EN 61000-5-72, EN 61000-5-73, EN 61000-5-74, EN 61000-5-75, EN 61000-5-76, EN 61000-5-77, EN 61000-5-78, EN 61000-5-79, EN 61000-5-80, EN 61000-5-81, EN 61000-5-82, EN 61000-5-83, EN 61000-5-84, EN 61000-5-85, EN 61000-5-86, EN 61000-5-87, EN 61000-5-88, EN 61000-5-89, EN 61000-5-90, EN 61000-5-91, EN 61000-5-92, EN 61000-5-93, EN 61000-5-94, EN 61000-5-95, EN 61000-5-96, EN 61000-5-97, EN 61000-5-98, EN 61000-5-99, EN 61000-6-00, EN 61000-6-01, EN 61000-6-02, EN 61000-6-03, EN 61000-6-04, EN 61000-6-05, EN 61000-6-06, EN 61000-6-07, EN 61000-6-08, EN 61000-6-09, EN 61000-6-10, EN 61000-6-11, EN 61000-6-12, EN 61000-6-13, EN 61000-6-14, EN 61000-6-15, EN 61000-6-16, EN 61000-6-17, EN 61000-6-18, EN 61000-6-19, EN 61000-6-20, EN 61000-6-21, EN 61000-6-22, EN 61000-6-23, EN 61000-6-24, EN 61000-6-25, EN 61000-6-26, EN 61000-6-27, EN 61000-6-28, EN 61000-6-29, EN 61000-6-30, EN 61000-6-31, EN 61000-6-32, EN 61000-6-33, EN 61000-6-34, EN 61000-6-35, EN 61000-6-36, EN 61000-6-37, EN 61000-6-38, EN 61000-6-39, EN 61000-6-40, EN 61000-6-41, EN 61000-6-42, EN 61000-6-43, EN 61000-6-44, EN 61000-6-45, EN 61000-6-46, EN 61000-6-47, EN 61000-6-48, EN 61000-6-49, EN 61000-6-50, EN 61000-6-51, EN 61000-6-52, EN 61000-6-53, EN 61000-6-54, EN 61000-6-55, EN 61000-6-56, EN 61000-6-57, EN 61000-6-58, EN 61000-6-59, EN 61000-6-60, EN 61000-6-61, EN 61000-6-62, EN 61000-6-63, EN 61000-6-64, EN 61000-6-65, EN 61000-6-66, EN 61000-6-67, EN 61000-6-68, EN 61000-6-69, EN 61000-6-70, EN 61000-6-71, EN 61000-6-72, EN 61000-6-73, EN 61000-6-74, EN 61000-6-75, EN 61000-6-76, EN 61000-6-77, EN 61000-6-78, EN 61000-6-79, EN 61000-6-80, EN 61000-6-81, EN 61000-6-82, EN 61000-6-83, EN 61000-6-84, EN 61000-6-85, EN 61000-6-86, EN 61000-6-87, EN 61000-6-88, EN 61000-6-89, EN 61000-6-90, EN 61000-6-91, EN 61000-6-92, EN 61000-6-93, EN 61000-6-94, EN 61000-6-95, EN 61000-6-96, EN 61000-6-97, EN 61000-6-98, EN 61000-6-99, EN 61000-7-00, EN 61000-7-01, EN 61000-7-02, EN 61000-7-03, EN 61000-7-04, EN 61000-7-05, EN 61000-7-06, EN 61000-7-07, EN 61000-7-08, EN 61000-7-09, EN 61000-7-10, EN 61000-7-11, EN 61000-7-12, EN 61000-7-13, EN 61000-7-14, EN 61000-7-15, EN 61000-7-16, EN 61000-7-17, EN 61000-7-18, EN 61000-7-19, EN 61000-7-20, EN 61000-7-21, EN 61000-7-22, EN 61000-7-23, EN 61000-7-24, EN 61000-7-25, EN 61000-7-26, EN 61000-7-27, EN 61000-7-28, EN 61000-7-29, EN 61000-7-30, EN 61000-7-31, EN 61000-7-32, EN 61000-7-33, EN 61000-7-34, EN 61000-7-35, EN 61000-7-36, EN 61000-7-37, EN 61000-7-38, EN 61000-7-39, EN 61000-7-40, EN 61000-7-41, EN 61000-7-42, EN 61000-7-43, EN 61000-7-44, EN 61000-7-45, EN 61000-7-46, EN 61000-7-47, EN 61000-7-48, EN 61000-7-49, EN 61000-7-50, EN 61000-7-51, EN 61000-7-52, EN 61000-7-53, EN 61000-7-54, EN 61000-7-55, EN 61000-7-56, EN 61000-7-57, EN 61000-7-58, EN 61000-7-59, EN 61000-7-60, EN 61000-7-61, EN 61000-7-62, EN 61000-7-63, EN 61000-7-64, EN 61000-7-65, EN 61000-7-66, EN 61000-7-67, EN 61000-7-68, EN 61000-7-69, EN 61000-7-70, EN 61000-7-71, EN 61000-7-72, EN 61000-7-73, EN 61000-7-74, EN 61000-7-75, EN 61000-7-76, EN 61000-7-77, EN 61000-7-78, EN 61000-7-79, EN 61000-7-80, EN 61000-7-81, EN 61000-7-82, EN 61000-7-83, EN 61000-7-84, EN 61000-7-85, EN 61000-7-86, EN 61000-7-87, EN 61000-7-88, EN 61000-7-89, EN 61000-7-90, EN 61000-7-91, EN 61000-7-92, EN 61000-7-93, EN 61000-7-94, EN 61000-7-95, EN 61000-7-96, EN 61000-7-97, EN 61000-7-98, EN 61000-7-99, EN 61000-8-00, EN 61000-8-01, EN 61000-8-02, EN 61000-8-03, EN 61000-8-04, EN 61000-8-05, EN 61000-8-06, EN 61000-8-07, EN 61000-8-08, EN 61000-8-09, EN 61000-8-10, EN 61000-8-11, EN 61000-8-12, EN 61000-8-13, EN 61000-8-14, EN 61000-8-15, EN 61000-8-16, EN 61000-8-17, EN 61000-8-18, EN 61000-8-19, EN 61000-8-20, EN 61000-8-21, EN 61000-8-22, EN 61000-8-23, EN 61000-8-24, EN 61000-8-25, EN 61000-8-26, EN 61000-8-27, EN 61000-8-28, EN 61000-8-29, EN 61000-8-30, EN 61000-8-31, EN 61000-8-32, EN 61000-8-33, EN 61000-8-34, EN 61000-8-35, EN 61000-8-36, EN 61000-8-37, EN 61000-8-38, EN 61000-8-39, EN 61000-8-40, EN 61000-8-41, EN 61000-8-42, EN 61000-8-43, EN 61000-8-44, EN 61000-8-45, EN 61000-8-46, EN 61000-8-47, EN 61000-8-48, EN 61000-8-49, EN 61000-8-50, EN 61000-8-51, EN 61000-8-52, EN 61000-8-53, EN 61000-8-54, EN 61000-8-55, EN 61000-8-56, EN 61000-8-57, EN 61000-8-58, EN 61000-8-59, EN 61000-8-60, EN 61000-8-61, EN 61000-8-62, EN 61000-8-63, EN 61000-8-64, EN 61000-8-65, EN 61000-8-66, EN 61000-8-67, EN 61000-8-68, EN 61000-8-69, EN 61000-8-70, EN 61000-8-71, EN 61000-8-72, EN 61000-8-73, EN 61000-8-74, EN 61000-8-75, EN 61000-8-76, EN 61000-8-77, EN 61000-8-78, EN 61000-8-79, EN 61000-8-80, EN 61000-8-81, EN 61000-8-82, EN 61000-8-83, EN 61000-8-84, EN 61000-8-85, EN 61000-8-86, EN 61000-8-87, EN 61000-8-88, EN 61000-8-89, EN 61000-8-90, EN 61000-8-91, EN 61000-8-92, EN 61000-8-93, EN 61000-8-94, EN 61000-8-95, EN 61000-8-96, EN 61000-8-97, EN 61000-8-98, EN 61000-8-99, EN 61000-9-00, EN 61000-9-01, EN 61000-9-02, EN 61000-9-03, EN 61000-9-04, EN 61000-9-05, EN 61000-9-06, EN 61000-9-07, EN 61000-9-08, EN 61000-9-09, EN 61000-9-10, EN 61000-9-11, EN 61000-9-12, EN 61000-9-13, EN 61000-9-14, EN 61000-9-15, EN 61000-9-16, EN 61000-9-17, EN 61000-9-18, EN 61000-9-19, EN 61000-9-20, EN 61000-9-21, EN 61000-9-22, EN 61000-9-23, EN 61000-9-24, EN 61000-9-25, EN 61000-9-26, EN 61000-9-27, EN 61000-9-28, EN 61000-9-29, EN 61000-9-30, EN 61000-9-31, EN 61000-9-32, EN 61000-9-33, EN 61000-9-34, EN 61000-9-35, EN 61000-9-36, EN 61000-9-37, EN 61000-9-38, EN 61000-9-39, EN 61000-9-40, EN 61000-9-41, EN 61000-9-42, EN 61000-9-43, EN 61000-9-44, EN 61000-9-45, EN 61000-9-46, EN 61000-9-47, EN 61000-9-48, EN 61000-9-49, EN 61000-9-50, EN 61000-9-51, EN 61000-9-52, EN 61000-9-53, EN 61000-9-54, EN 61000-9-55, EN 61000-9-56, EN 61000-9-57, EN 61000-9-58, EN 61000-9-59, EN 61000-9-60, EN 61000-9-61, EN 61000-9-62, EN 61000-9-63, EN 61000-9-64, EN 61000-9-65, EN 61000-9-66, EN 61000-9-67, EN 61000-9-68, EN 61000-9-69, EN 61000-9-70, EN 61000-9-71, EN 61000-9-72, EN 61000-9-73, EN 61000-9-74, EN 61000-9-75, EN 61000-9-76, EN 61000-9-77, EN 61000-9-78, EN 61000-9-79, EN 61000-9-	

Lisa 3. Recom Black Panther 300 spetsifikatsioon[19]



MONO CRYSTALLINE MODULE
280 / 285 / 290 / 295 / 300 / 305 / 310 / 315 Watts

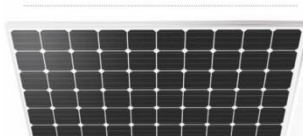
Black Panther

Overview

A fully certified premium quality and high efficiency module made with A Grade materials. Guaranteed positive tolerance of up to 5W, providing a higher output compared to our leading competitors.

Key Benefits

- Certified by Independent Engineering Bodies
- Engineered in EU
- Anti-PID Technology
- Product Liability Insurance
- 19 Years Limited Product Warranty
- Low Carbon Footprint



Guaranteed mechanical resistance to severe weather conditions

Guaranteed Positive tolerance up to 5W

100% electro-luminescence tested

Linear Performance Warranty

First Year Output	≥ 97%
2-24 Year Decline	≤ 0.65%
25 Year Output	≥ 81.4%

Tests, Certifications and Warranties

Standard Tests	UL 1703, IEC 61215, IEC 61730
Factory Quality Tests	ISO 9001:2008, ISO 14001:2004, ISO 17025:2005
Certifications	Fire Rating Type 1, conformity to CE PV CYCLE
Insurance	Product liability insurance provided by Allianz
Wind and Snow Loads	Module certified to withstand extreme wind (2400 Pascals) and snow loads (5000 Pascals)
Positive Tolerance	Guaranteed positive tolerance of up to 5W
Junction Box	IP67 Rated, 3 diodes
Warranties	<ul style="list-style-type: none"> 15-year limited product warranty 19-year limited product warranty of 88.25% of the original power output 25-year transferable linear power output warranty

MONO CRYSTALLINE MODULE
RCH-xxx-0MB (xxx=280-315)

Electrical Characteristics

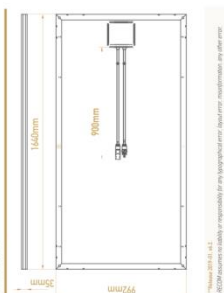
Rated Power	280W	285W	290W	295W	300W	305W	310W	315W
Power Tolerance	0 → +5W	0 → +5W	0 → +5W	0 → +5W	0 → +5W	0 → +5W	0 → +5W	0 → +5W
Maximum Power Voltage (Vmp)	32.46V	32.58V	32.72V	32.78V	32.85V	33.01V	33.09V	33.26V
Maximum Power Current (Imp)	8.63A	8.75A	8.88A	9.00A	9.14A	9.24A	9.37A	9.47A
Open Circuit Voltage (Voc)	39.20V	39.88V	39.90V	39.93V	39.98V	40.00V	40.20V	40.24V
Short Circuit Current (Isc)	8.97A	9.60A	9.75A	9.83A	9.89A	9.93A	9.97A	9.98A
Module Efficiency	17.21%	17.52%	17.83%	18.13%	18.44%	18.75%	19.05%	19.36%
Maximum Series Fuse	15A	15A	15A	15A	15A	15A	15A	15A
Maximum System Voltage	1000 VDC (IEC) - 1000 VDC (UL) / 1500 VDC (upon request)							

Tested at Standard Test Conditions. Measurement tolerances ± 2%

Mechanical Data

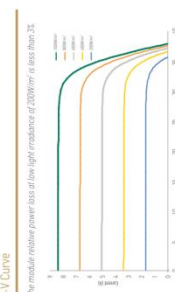
Dimensions	1640mm x 792mm x 35mm
Weight	19.0 Kg
Frame	Anodized aluminum
Front Glass	3.2mm ARC, low iron, tempered glass
Output Cables	TUV (ZPE) 187 20071, UL 4703, UL 44, 4.0mm ² (0.306 in) 3-symmetrical lengths (+) 700mm and (-) 700mm, MC4 type connectors

Dimensions



I-V Curve

The module's relative power loss at low light irradiance of 200W/m² is less than 2%.



Temperature Characteristics

Pmax Temperature Coefficient	-0.39% / °C
Voc Temperature Coefficient	-0.30% / °C
Isc Temperature Coefficient	+0.06% / °C
Operating Temperature	-40 → +85 °C
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45 ± 2 °C

Packing Configuration

Container	40' HC
Pieces per Pallet	30
Pallets per Container	28
Pieces per Container	840

recom-solar.com

The specifications have been checked for accuracy. Recom Solar reserves the right to make any adjustments to the information described herein without notice. Recom Solar is not responsible for any typographical or graphical errors that appear in this document. © 2022 Recom Solar. All rights reserved. Recom Solar and the Recom Solar logo are trademarks of Recom Solar. All other trademarks are the property of their respective owners.

Lisa 4. Majandus- ja kommunikatsiooniministeeriumi asekanstleri kiri



MAJANDUS- JA
KOMMUNIKATSIOONI-
MINISTEERIUM



Andres Meesak
Eesti Pääkseelektri Assotsiatsioon
andres.meesak@gmail.com

Teie 05.12.2018

Meie 21.12.2018 nr 1.15-5/2018/10906

Vastus pöördumisele

Austatud Andres Meesak

Pöördusite Majandus- ja Kommunikatsiooniministeeriumi poole ettepanekuga tõlgendada 1. jaanuarist 2019 jõustuva elektrituruseaduse (edaspidi ELTS) § 59 lõiget 2⁵ viisil, et selles toodud viide alla 50 kW elektrilise võimsusega tootmiseladmele hõlmaks endaga ka täpselt 50 kW elektrilise võimsusega tootmiseladet.

Selgitame, et ELTS muutmise seaduse eelnõu väljatöötamise ja konsultatsioonide käigus kujunenud 50 kW piiri sisuline eesmärk oli jätta vanasse toetuskeemi tootmiseladmed, mille elektriline võimsus on 50 kW ja vähem ning mis toodab elektrienergiat seisuga 31 detsember 2020. Sellele viitab ka alates 1. jaanuar 2019 kehtima hakkava ELTS redaktsiooni § 59 lõige 2⁴, mis käsitleb vanasse toetuskeemi jääva tootmiseladmena tootmiseladet, mis toodab seisuga 31. detsember 2018 elektrienergiat ning mille elektriline võimsus on suurem kui 50 kW ja väiksem kui 1 MW.

Eeltoodust järeldub, et alates 1. jaanuarist kehtima hakkava ELTS redaktsioonis toodud § 59 lõikes 2⁵ toodud võimsuspiiri 50 kW tuleb käsitleda selliselt, et ka täpselt 50 kW elektrilise võimsusega tootmiselade kvalifitseerub vanasse toetuskeemi, kui see toodab elektrienergiat seisuga 31. detsember 2020 ning selle rajamiseks ei ole tootja saanud riigilt investeeringutoetust.

Lugupidamisega

(allkirjastatud digitaalselt)
Ando Leppiman
energeetika asekanstler

Lisaadressaadid: Elering AS

Rein Vaks
6256347 rein.vaks@mkm.ee

Suur-Ameerika 1 / 10122 Tallinn / 625 6342 / info@mkm.ee / www.mkm.ee
Registrikood 70003158

Lisa 5. Ajakulu arvestus

Nädal	Toimingud	Ajakulu (h)	Hind (EUR/h)	Kogukulu (EUR)
28.01-3.02	Potentsiaalsete pakkujate leidmine	8	20	160
4.02-10.02	Tarbimisgraafiku ja tehniliste tingimuste hankimine	4	20	80
11.02-17.02	Päringute saatmine pakkujatele	2	20	40
	Esmane kohtumine pakkujatega (2 kohtumist)	4	20	80
	Maanteeametile järelepärimine teekaitsevööndi osas	0,5	20	10
18.02-24.02	Esmane kohtumine pakkujaga (1 kohtumine)	2	20	40
	Esmaste pakkumiste läbitöötamine	3	20	60
	Kirjavahetus ja telefonisuhtlus katuse kandekonstruktsioonide projekteerijaga	1	20	20
	Ülesandepüstituse korrigeerimine ja uute pakkumiste küsimine	3	20	60
25.02-3.03	Eleringile järelepärimine taastuenergiatoetuse tõlgendamise osas	0,5	20	10
4.03-10.03	Teistkordne kohtumine pakkujatega (2 kohtumist)	3	20	60
	Parandatud pakkumiste läbitöötamine ja parima pakkumise valimine	2	20	40
18.03-24.03	Võitja pakkumise täpsustamine	1	20	20
8.04-14.04	Projekteeria leidmine kandekonstruktsioonide arvutuseks	3	20	60
	Võitjaga objekti ülevaatus	2	20	40
15.04-21.04	Parapetivarjude pildistamine ja mõõtmine	1	20	20
22.04-28.04	Päevase tarbimisgraafiku ja tootmisgraafiku arvutamine	4	20	80
29.04-5.05	Paneelide paigutuse kooskõlastamine (objekti külastus)	2	20	40
6.05-12.05	Lepingu ja kaasnevate materjalide läbitöötamine	3	20	60
	Kokku	49		980

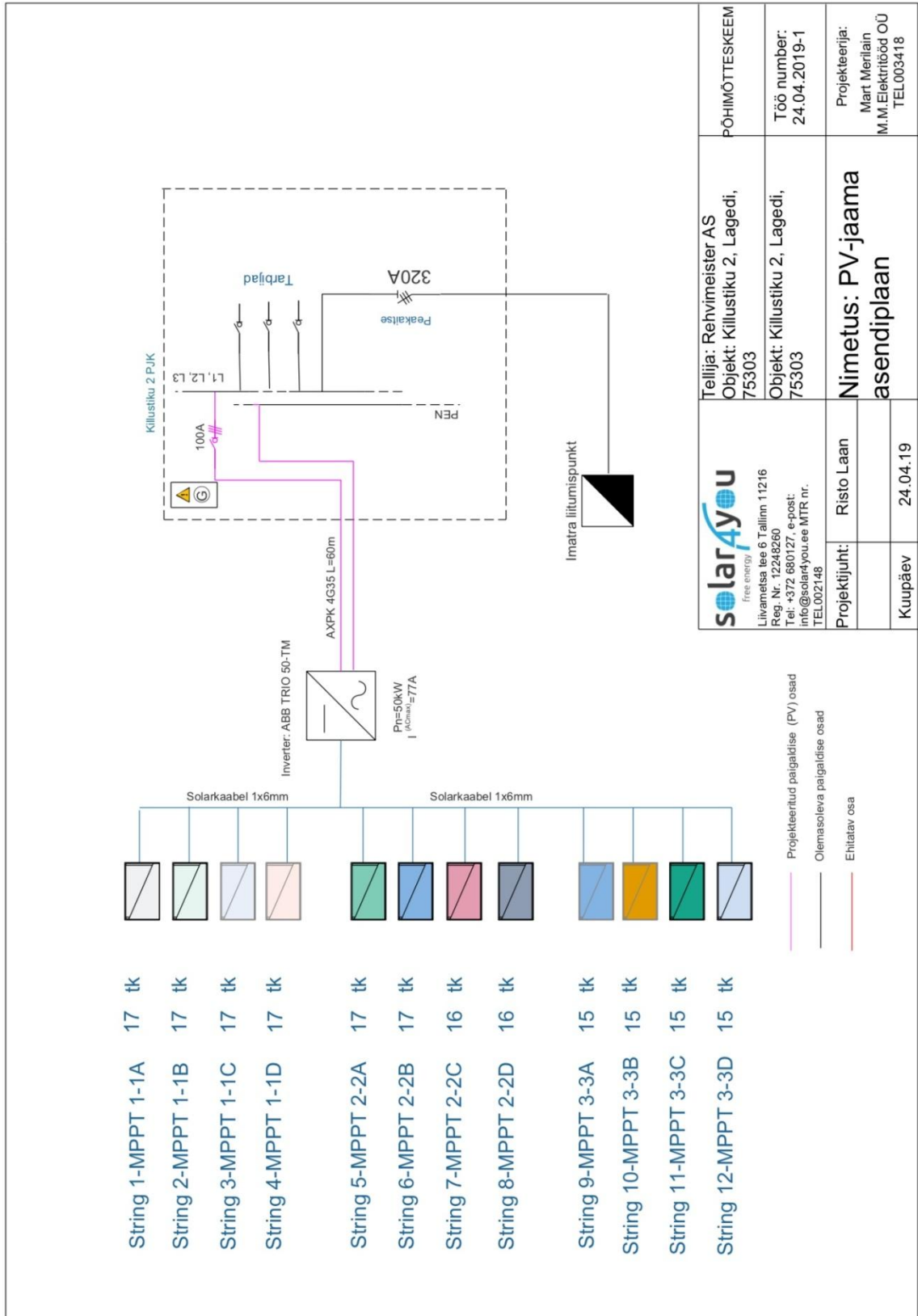
Lisa 6. Algne investeeringu tasuvus

Aasta	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2029	2034	2039
Toodangu langus		97,0%	96,1%	95,2%	94,3%	93,4%	88,9%	84,5%	80,0%
Toodang		58200	57663	57126	56589	56053	53368	50684	48000
Inflatsioon			2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Hind		0,0534	0,0545	0,0556	0,0567	0,0578	0,0639	0,0706	0,0779
Toetus		0,0537	0,0537	0,0537	0,0537	0,0537	0,0537	0	0
Võrgutasu		0,0450	0,0459	0,0468	0,0477	0,0487	0,0538	0,0594	0,0656
Omatarve		87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%
Tulu		8511,75	8541,82	8569,86	8595,88	8624,76	8774,09	6197,56	6478,66
Hooldus		448	457	466	475	485	536	592	654
Alternatiivkulu		-2400	-2400	-2400	-2400	-2400	-2400	-2400	-2400
Kokku	-44753	5663,75	5684,82	5703,86	5720,88	5739,76	5838,09	3205,56	3424,66
Kumulatiivne rahavoog	-44753	-39089,3	-33404,4	-27700,6	-21979,7	-16239,9	12758,13	33966,78	50654,45
NPV	3 015,98								
IRR	10,0%								
Tasuvusaeg	7,81	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00
Tootlus [kWh/kW]	1000								
Installeritud võimsus [kW]	60								
Aastane tarbimine [kWh/a]	385326								
Elektrihind [c/kWh]	0,0534								
Taastuenergia toetus [c/kWh]	0,0537								
Võrgutasu [c/kWh]	0,0450								
Omatarve	87%								
Pakkumine [EUR]	44753								
Ettevõtte kulud [EUR]	0								
Investeering [EUR]	44753								
Hoolduskulu [% invest. aastas]	1%								
Nõutav tulunorm	8,9%								
Rent	2400								

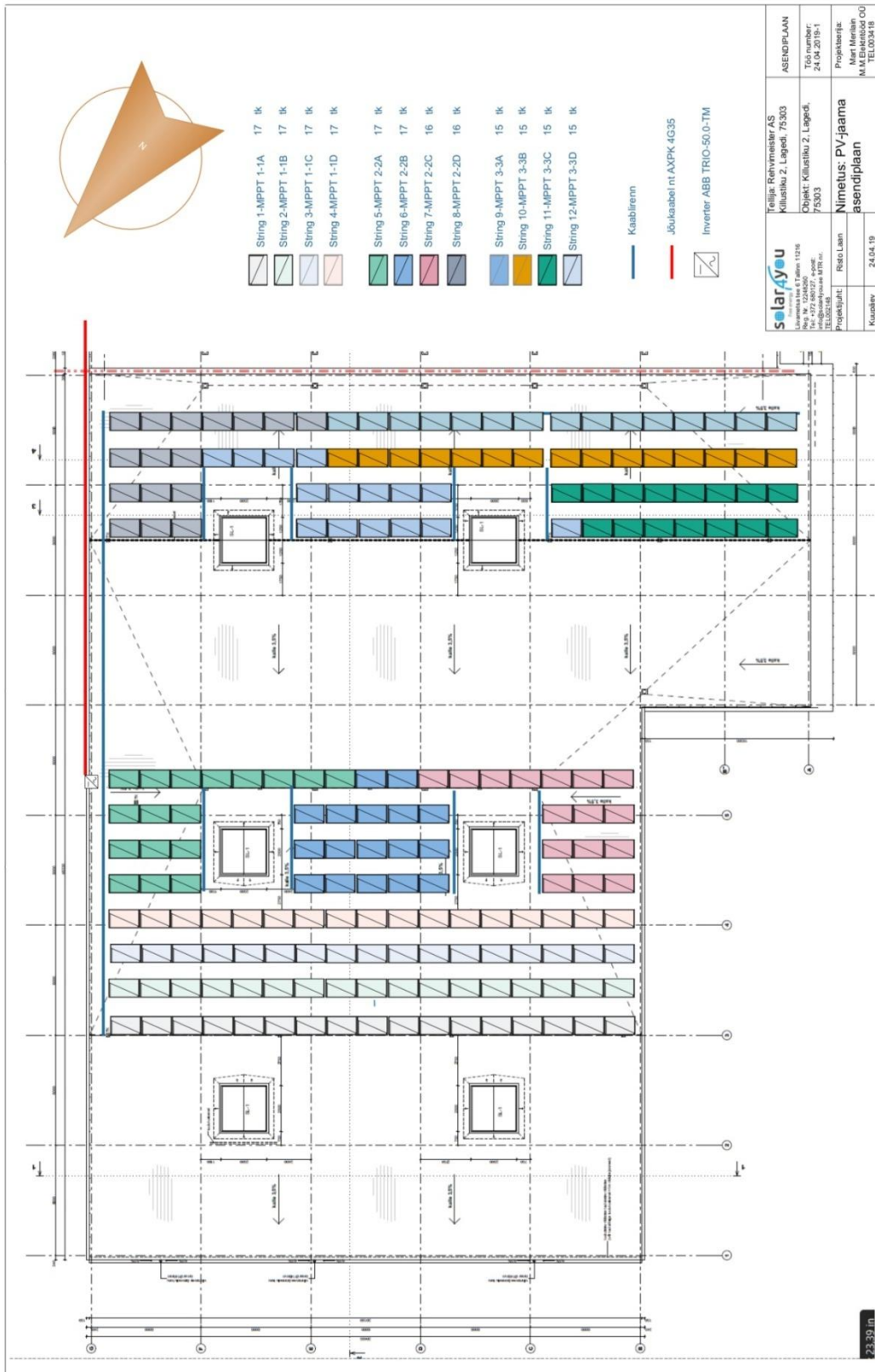
Lisa 7. Lõplik investeeringu tasuvus

Aasta	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2029	2034	2039
Toodangu langus		97,0%	96,1%	95,2%	94,3%	93,4%	88,9%	84,5%	80,0%
Toodang		53642	53148	52653	52158	51663	49189	46715	44241
Inflatsioon			2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Hind		0,0534	0,0545	0,0556	0,0567	0,0578	0,0639	0,0706	0,0779
Toetus		0,0537	0,0537	0,0537	0,0537	0,0537	0,0537	0	0
Võrgutasu		0,0450	0,0459	0,0468	0,0477	0,0487	0,0538	0,0594	0,0656
Omatarve		87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%
Tulu		7845,19	7872,91	7898,76	7922,74	7949,36	8086,99	5712,23	5971,31
Hooldus		553	564	575	587	599	661	729	805
Alternatiivkulu		0	0	0	0	0	0	0	0
Kokku	-55270,8	7292,19	7308,91	7323,76	7335,74	7350,36	7425,99	4983,23	5166,31
Kumulatiivne rahavoog	-55270,8	-47978,6	-40669,7	-33345,9	-26010,2	-18659,8	18323,93	48049,13	73516,14
NPV	7 285,20								
IRR	11,0%								
Tasuvusaeg	7,53	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00
Tootlus [kWh/kW]	931								
Installeritud võimsus [kW]	59,4								
Aastane tarbimine [kWh/a]	385326								
Elektrihind [c/kWh]	0,0534								
Taastuenergia toetus [c/kWh]	0,0537								
Võrgutasu [c/kWh]	0,0450								
Omatarve	87%								
Pakkumine [EUR]	42791								
Ettevõtte kulud [EUR]	12480								
Investeering [EUR]	55271								
Hoolduskulu [% invest. aastas]	1%								
Nõutav tulunorm	8,9%								
Rent	0								

Lisa 8. Elektriskeem[20]



Lisa 9. Päikesepaneelide paigutus[21]



Lisa 10. Koormusgraafikud

