



TALLINNA TEHNIKAÜLIKOOL
INSENERITEADUSKOND
Elektroenergeetika ja mehhatroonika instituut

VÄIKESE JA KESKMISE VÕIMSUSEGA PÄIKESEELEKTRIJAAMA KULUDE JA TOOTMISHINNA VÕRDLEV ANALÜÜS

COSTS AND PRODUCTION PRICE COMPARISON OF SMALL AND MEDIUM SIZED SOLAR POWER PLANTS

BAKALAUREUSETÖÖ

Üliõpilane: Jaanus Rõõmussaar

Üliõpilaskood: 134990AAVB

Juhendaja: Reeli Kuhi-Thalfeldt, vanemlektor

Tallinn 2021

(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 bakalaureusetöö/magistritööle esitatud nõuetele

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

Juhendaja:

/ allkiri /

Kaitsmisele lubatud

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

Kaitsmiskomisjoni esimees

/ nimi ja allkiri /

Lihtlitsents lõputöö reprodutseerimiseks ja lõputöö üldsusele kättesaadavaks tegemiseks¹

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)

¹ 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 tähtjaks nõusolekut lõputöö reprodutseerimiseks ja avalikustamiseks vastavalt lihtlitsentsi punktidele 1.1. ja 1.2, siis lihtlitsents nimetatud tähtaja jooksul ei kehti.

LÕPUTÖÖ LÜHIKOKKUVÕTE

Autor: Jaanus Rõõmussaar

Lõputöö liik: Bakalaureusetöö

Töö pealkiri: Väikese ja keskmise võimsusega päikeseelektrijaama kulude ja tootmishinna võrdlev analüüs

Kuupäev: 18.05.2021

54 lk (lõputöö lehekülgede arv koos lisadega)

Ülikool: Tallinna Tehnikaülikool

Teaduskond: Inseneriteaduskond

Instituut: Elektroenergeetika ja mehhatroonika instituut

Töö juhendaja: vanemlektor Reeli Kuhi-Thalfeldt

Sisu kirjeldus:

Seoses Euroopa Liidu ja ka Eesti ambitsioonikate plaanidega kasvatada olulisel määral taastuvatest energiaallikatest toodetud elektri tootmise mahtu, siis on oluline uurida millised tootmisviisid on kõige soodsamad. Päikeseelektrijaamade rajamine on viimastel aastatel hoogustunud ning äri- ja erasektoris on päikeseenergia kasutamise osakaal iga-aastaselt kasvutrendis. Seejuures on oluline hinnata millist tüüpi päikeseelektrijaamade rajamine on majanduslikult otstarbekam.

Käesoleva bakalaureusetöö eesmärk on võrrelda ja analüüsida väiksema ja keskmise võimsusega päikeseelektrijaama rajamise ja käiduga seotud kulusid. Vaadeldakse enamjaolt erinevaid tasuvusega seotud majanduslikke tegureid ja näitajaid. Võrdlusesse võeti kaks 2018. aastal rajatud päikeseelektrijaama. Üks jaam on 10 kW tootmisvõimsusega, paigaldatud eluhoone katusepinnale, olemasoleva liitumise ja omatarbimisega. Teine on 200 kW tootmisvõimsusega jaam, mis rajati põllumaale, millel puudus eelnevalt kasutamise otstarve.

Antud bakalaureusetöös analüüsitud tulemustest selgusid väiksema ja suurema jaama eripärad ja eelised. Arvutuste tulemusena selgus, et 10 kW võimsusega päikeseelektrijaama tootmishinnaks on 49 €/MWh ning 200 kW jaamal 47 €/MWh. Suurema jaama rajamine on soodsam, sest investeringu maksumus kW kohta on väiksem, olenemata suurematest püsi- ja muutuvkuludest. Samas on väiksema päikeseelektrijaama rajamiskulud kaheaastase perioodi oluliselt vähenenud, jooksvad kulutused väikesemad ning neid on üldjuhul võimalik kiiremini rajada. Toodangupõhine kasutatavustegur on 10 kW võimsusega jaamal 9,5% ja 200 kW jaamal 9,2%.

Märksõnad: päikeseelektrijaam, võrdlus, väiketootja, tootmishind, võimsustegur, taastuenergia.

ABSTRACT

<i>Author:</i> Jaanus Rõõmussaar	<i>Type of the work:</i> Bachelor Thesis
<i>Title:</i> Costs and production price comparison of small and medium sized solar power plants	
<i>Date:</i> 18.05.2021	54 pages (the number of thesis pages including appendices)
<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 of the thesis:</i> senior lecturer Reeli Kuhi-Thalfeldt	
<p><i>Abstract:</i></p> <p>After the abolition of renewable energy aid, there's been a necessity to chart out the most profitable solution of solar power plant, in addition, reducing carbon footprint. In the business and private sector use of solar energy is still annually showing fast growth.</p> <p>Current thesis purpose is to compare and analyze two solar power plants – one smaller and another medium sized. For the most part, various economic factors and indicators related to profitability are examined. Comparison was conducted between solar power plants that were built in 2018. Smaller, with 10 kW production capacity, has own consumption and was installed on a roof. Medium sized, 200 kW plant, had no previous consumption and was installed on an unused field. The data used in the analysis have been obtained from the solar power plant owners.</p> <p>Analyzed results revealed the advantages and peculiarities of both plants. Medium sized power plant is still more profitable by a unit comparison, even though it had bigger variable and fixed costs. At the same time, the percentage of the construction costs of a smaller solar power plant has had a greater decrease over the same period.</p>	
<i>Keywords:</i> solar power station, comparison, small producer, production price, capacity factor, renewable energy.	

LÕPUTÖÖ ÜLESANNE

Lõputöö teema:	Väikese ja keskmise võimsusega päikeseelektrijaama kulude ja tootmishinna võrdlev analüüs
Lõputöö teema inglise keeles:	Costs and production price comparison of small and medium sized solar power plants
Üliõpilane:	Jaanus Rõõmussaar, 134990AAVB
Eriala:	Elektrienergeetika ja mehhatroonika
Lõputöö liik:	bakalaureusetöö
Lõputöö juhendaja:	vanemlektor Reeli Kuhi-Thalfeldt
Lõputöö ülesande kehtivusaeg:	
Lõputöö esitamise tähtaeg:	18.05.2021 k. 15:00

Jaanus Rõõmussaar
Üliõpilane (allkiri)

Reedli Kuhi-Thalfeldt
Juhendaja (allkiri)

Ivo Palu
Õppekava juht (allkiri)

1. Teema põhjendus

Tänapäeva energiamajanduse ja ressursikorralduse aspektist on kõige aktuaalsem teema kasvuhoonegaasi koguse stabiliseerimine atmosfääris, et ära hoida mõju kliimale. Alustades peamistest kohtumistest ja lepetest muutuste sisseviimiseks ÜRO kliimamuutuste raamkonventsioonist (UNFCCC) ja Kyoto protokollist, lõpetades Pariisi kliimaleppega, on taastuvenergiavaldkond saanud suure rolli vastavate muutuste sisseviimiseks. 2014. aastal võeti vastu Euroopa Liidus „Kliima ja energiapoliitika raamistik aastani 2030,“ kus on kirjeldatud 2020 - 2030 aastate eesmärgid: vähendada kasvuhoonegaaside heitkoguseid 40% võrra võrreldes 1990. aastaga; toota 27% energiat taastuvatest energiaallikatest; suurendada energiatõhusust 27% võrra. Hoonestuses (elumajades ja büroohoonetest) rõhutatakse heitkoguste vähendamisele ligikaudu 90%. Seetõttu on määratud ka rajatavatele ja rekonstrueeritavatele hoonetele energiatõhususe nõuded. Levinum nõue ehitussektoris on 2020 aastal jõustunud hoonete energiatõhususe miinimumnõue, kus uued ehitatavad hooned peavad vastama liginullenergiahoone nõuetele. Tänu liginullenergiahoone nõudele on päikesepaneelide kasutamine ehitussektoris muutunud levinumaks.

Kõige levinumaks lahenduseks on päikeseelektrijaam, tänu laiahaardelisele turule, lihtsale tehnoloogilisele lahendusele, paindlikkusele, tasuvusele ning kasutajasõbralikkusele. Päikesepaneelide terviklahenduste integreerimisele hoone tehnosüsteemi ja tootmisrajatistele on aidanud ka erinevad riigipoolsed taastuvenergiaga seotud toetused - näiteks Elering AS-i taastuvenergia toetus (kuni 31.12.2020), KredEx väikeelamute rekonstrueerimistoetus ja PRIA investeringutoetus.

Keskendutakse erinevate taastuvenergia lahenduste propageerimisele, kuigi puudub tavakasutajatel spetsiifilisem ülevaade erinevatest lahendustest ja võimalustest ning sellega kaasnevatest reaalsest kuludest, vaid lähtutakse päikeseelektrijaamade terviklahendusi pakkuvate ettevõtete müügimeeste lubadustest. Siinkohal käsitletakse lõputöös kahe erineva suurusega, kuid samade tingimustega, päikeseelektrijaamade rajamisega seonduvaid ehituslikke, liitumise, amortiseerumise ja hooldusega seotud kulusid, tootmisvõimekust, tasuvust, tehnilist lahendust - uuritakse maapaigalduslahendusel prognoositavat kuluanalüüsi Eestis optimaalseks kujunenud paigaldustingimustes.

Paljudes teadustöodes kasutatakse tasuvuse hindamiseks uuringuid erinevate tehnoloogiate investeringu maksumuse, jooksvate kulutuste, kasutatavusteguri (capacity factor) jne kohta. Sageli on seal esitatud päikesepaneelide kohta kaks rida – üks hoonete katustel paiknevate ja teine suuremate parkide kohta. Reeglina on aruannete põhjal näha, et suurematel lahendustel on madalamad investeringu ühikmaksumused, madalamad jooksvad kulutused ühikvõimsuse kohta taandatuna ja kõrgem kasutatavustegur.

2. Töö eesmärk

Töö eesmärgiks on võrrelda omavahel 10 kW ja 200 kW võimsusega päikeseelektrijaama investeringu maksumusi, muutuv- ja püsikulusid, kasutatavustegureid ning nende andmete põhjal arvutatavaid peamisi tasuvusnäitajaid. Analüüsis lähtutakse Eestis käesoleval hetkel rajatavate päikeseelektrijaamade andmetest.

3. Lahendamisele kuuluvate küsimuste loetelu:

- Milline on 10 kW võimsusega päikeseelektrijaama keskmine investeringu maksumus, jooksvad kulutused, kasutatavustegur ja tasuvus?
- Milline on 200 kW võimsusega päikeseelektrijaama keskmine investeringu maksumus, jooksvad kulutused, kasutatavustegur ja tasuvus?

- Kas vaadeldud näidete põhjal peab paika väide, et suurematel lahendustel on madalam investeeeringu ühikmaksumus, madalamad jooksvad kulutused kW kohta taandatuna ja kõrgem kasutatavustegur?

4. Lähteandmed

Peamisteks töös kasutatavateks lähteandmeteks on hinnangud päikesepaneelide, inverterite, paigaldustarvikute, paigaldustööde, projekti ja projektijuhtimise kulude, elektrivõrguga liitumise, maa ostu kulutused jm investeeeringu maksumuse komponentidid. Samuti käidu-, hoolduskulude ja muude jooksvate kulude kohta (inverterite vahetus, valveteenus, muru niitmine jne), mille hindamisel lähtutakse Eestis käesoleval hetkel rajatavate päikeseelektrijaamade tüüpilistest andmetest. Vajadusel küsitakse täiendavaid hinnapakumisi. Kasutatavusteguri hindamiseks on aluseks veebipõhise kalkulaatori PVGIS abil leitavad aastase elektrienergia toodangu kogused, mida võimalusel võrreldakse juba rajatud päikeseelektrijaamade reaalsete toodangu andmetega.

5. Uurimismeetodid

Töö teoreetiline taust põhineb kirjanduse analüüsil ning päikesepaneelide paigaldamist puudutavatel paigaldus-, kasutus- ja hooldusjuhenditel ning seadusandlikel normdokumentidel. Esialgsete ja jooksvate kulutuste võrdlev analüüs ja tasuvuse hinnang teostatakse Excelis. Päikesepaneelide toodangu hindamiseks kasutatakse PVGIS kalkulaatorit (vajadusel täiendavalt PVSOL ja EnergyPRO). Võimaluse korral teostatakse võrdlev analüüs juba rajatud päikeseelektrijaamade toodangu mõõteandmetega.

6. Graafiline osa

- PVGIS/PVSOL – elektrienergia toodangu prognoos;
- Kasutusjuhendid ja (paigaldus-)manuaalid;
- Konfiguratsiooni- ja toodanguraportid;
- Liitumisprotseduuri ja ehitustegevusega (seadmed, tarvikud, muutuvkulud jms) seotud kulud: liitumis- ja hinnapakumised;
- Olemasolevate päikeseelektrijaamade projektid EP/PP staadiumis;
- Võrdlevad tabelid 10 kW ja 200 kW päikeseelektrijaamade kulude kohta.

7. Töö struktuur

- Sisukord;
- Lõputöö ülesanne;
- Eessõna;

- Sissejuhatus;
- Töö teoreetilised alused,
 - Investeeringu tasuvusnäitajad ja nende arvutamine,
 - Ülevaade päikeseelektrijaama rajamisega seotud kulutustest,
 - Ülevaade päikeseelektrijaama käidu- ja hoolduskuludest,
 - Ülevaade päikeseelektrijaama tuludest,
 - Elektrienergia toodangu arvutamine,
- 10 kW võimsusega päikeseelektrijaama tasuvuse hindamine;
- 200 kW võimsusega päikeseelektrijaama tasuvuse hindamine;
- 10 kW ja 200 kW päikeseelektrijaama tasuvuse võrdlus;
- Ülevaade päikeseenergiaga seotud erinevatest lahendustest ja päikeseelektrijaama rajamisest;
- Kokkuvõtte;
- Kasutatud kirjandus;
- Lisad.

8. Kasutatud kirjanduse allikad

- Raamatud;
- Õppematerjalid;
- Aruanded;
- Määrused, nõuded ja standardid;
- Seadmete, tarvikute ja paigalduslahenduste tootelehed ja manuaalid;
- Päikeseelektrijaamade projektid;
- Hinnapakkumised.

9. Töö etapid ja ajakava

20.01.2021 – Töö sissejuhatus ja teoreetiline osa valmis.

20.02.2021 – Päikeseelektrijaamade rajamis- ja jooksvate kulude hindamine. Toodangu hindamine, tulude hindamine, Exceli arvutusmudeli koostamine.

20.03.2021 – Teostatud tasuvusarvutused 10 kW ja 200 kW päikeseelektrijaama kohta ja tulemused kirjeldatud.

28.03.2021 – Võrdleva analüüsi ja kokkuvõtte kirjutamine, lõputöö vormistamine.

04.04.2021 – Töö esimene versioon valmis, juhendajale läbilugemiseks saatmine.

02.05.2021 – Töö saatmine juhendajale teistkordseks ülevaatamiseks.

SISUKORD

LÕPUTÖÖ LÜHIKOKKUVÕTE	4
ABSTRACT.....	5
LÕPUTÖÖ ÜLESANNE	6
EESSÕNA.....	11
Lühendite ja tähiste loetelu.....	12
SISSEJUHATUS	13
1. Tasuvusnäitajad, arvutuse meetodika ja komponendid	15
1.1 Alginvesteeringukulud.....	17
1.2 Jooksvad muutuv- ja püsikulud	18
1.3 Elektrienergia ost ja müük.....	18
1.4 PEJ seadmete ja tarvikute eluiga ning amortiseerumine.....	20
1.5 PEJ kasutatavustegurid.....	22
2. Vaadeldavate jaamade võrdlev analüüs.....	23
2.1 Vaadeldavad alginvesteeringukulud	24
2.1.1 Rajamiskulud.....	25
2.1.2 Rajamiskulude võrdlus aastatel 2018 ja 2021	27
2.1.3 Alginvesteeringukulude analüüs	30
2.2 Jooksvad muutuv- ja püsikulud	32
2.3 Kasutatavustegurite erinevus.....	34
2.4 Tulude kujunemine.....	38
2.4.1 Investeeringutulud	40
2.5 Muud lähteandmed.....	42
2.6 Vaadeldavate jaamade tootmishinnad.....	43
KOKKUVÕTE.....	45
SUMMARY.....	48
KASUTATUD KIRJANDUSE LOETELU	51
LISAD	54

EESSÕNA

Käesolevas töös käsitleb autor päikeseelektrijaamade analüüsi, jaamad erinevad üksteisest peamiselt tootmisvõimsuse, paigalduslahenduse ja kasutatavuse eesmärgi poolest. Võrdlusesse on võetud mikrotootja (10 kW tootmisvõimsusega) olemasoleva liitumispunktiga ning suurem maapark (200 kW tootmisvõimsusega), kus enne maa-ala kasutust tootmistaana puudus elektrivõrgu ühendus. Keskendutakse peamiselt päikeseelektrijaamadega seotud kulude võrdlusele ning nende tootmisüksuste ülevaatele, tootmishinnale, kasutatavustegurile ja tasuvusajale.

Autori eesmärk ei olnud kaardistada päikeseelektrijaamade kulusid kõigi analoogsete süsteemide näitel, vaid vaadelda ja analüüsida konkreetsete paigaldiste tasuvusega seotud näitajaid.

Autor soovib tänu avaldada päikeseelektrijaamade omanikele, kes jagasid analüüsimiseks vajalikke andmeid, ja ka juhendajat, kes enda abivalmidusega tegid lõputöö teostamise kogemuslikuks elutsüklikuks.

Lühendite ja tähiste loetelu

€/kW·h – ühe kilovatt-tunni hind eurodes

€/kWp – ühe kilovati päikesepaneelide nimivõimsuse hind eurodes

€/MW·h – ühe megavatt-tunni hind eurodes

A – amper (elektrivoolu tugevuse ühik)

IRR – sisemine tasuvusläävi (ingl k *internal rate of return*)

LCOE – tootmishind (ingl k *levelized cost of energy*)

NPV – ajaldatud puhasväärtus (ingl k *net present value*)

PEJ – päikeseelektrijaam

PVGIS – *Photovoltaic Geographical Information System* (elektrienergia toodangut prognoosiv tarkvara)

s/kW·h – ühe kilovatt-tunni hind eurosentes

SISSEJUHATUS

Rohepöörde samm on energeetikasektoris astunud aastakümneid tagasi Brasiilias, kus osales üle 150 riigi Ühinenud Rahvaste Organisatsiooni (ÜRO) kliimamuutuste raamkonventsioonil (UNFCCC). Konventsioonil tunnustati probleemi, et inimtegevuse süül (peale tööstusrevolutsiooni) tekkiv liigne kasvuhoonegaaside emissioon atmosfääris tekitab ohtlikku kliimaatilist probleemi, nagu seda on kasvuhooneefekt [11].

Eesti on Euroopa Liidu (EL) liikmesriigina energiapoliitika eesmärkidega väga seotud taastuvenergia valdkonnas, edastades enda aruandlust Euroopa Komisjonile. Eesti peamised pikaajalised eesmärgid on näiteks: taastuvenergia osakaal lõpptarbimisest aastaks 2030 oleks 45% ja kasvuhoonegaaside emissioonide vähendamine vähemalt 80% võrreldes aastaga 1990, kasutades selleks puhtaid energiatootmislahendusi. Tänu käesolevale seisukohale tekkis elektriturul uus mudel, mis tagab võrdsed konkurentsivõimalused tootjatega, kes on kolmandatest riikidest. [8, 10]

Eestis on see loonud tendentsi, kus taastuvenergialahendused on levinud lõpptarbijateni (nt era- ja äriklient), eelkõige tänu riigipoolsetele taastuvenergiaga seotud toetustele. Keskel läbi kolmandik Eesti kasutatavast energiast kulub elamutele. Inimesed on läinud kaasa kliimasõbralikule perspektiivile hoolides keskkonna säilitamisest ja rohelisest mõtteviisist individuaalsel tasandil. Taastuvate energiaallikate kasutamist on soosinud fossiilsete kütuste varude ammendumine, keskkonnasääste ja inimeste tervise halvenemine inimtegurite tõttu, süsihappegaasi kontsentradi kasv atmosfääris, energeetika säästev areng ja Euroopa Liidu direktiivid. Peamiseks elektritootmislahenduseks on lõpptarbijatele saanud päikeseelektrijaam (PEJ), mille abil toimub elektrienergia tootmine nii müügiks kui omatarbeks. Päikeseelektrijaamade integreerimine erinevatesse tehnosüsteemidesse on levinud tänu kasutajasõbralikkusele, lihtsale tehnoloogilisele lahendusele, paindlikkusele ning tasvusele. Praeguseks on praktiliselt kõigil ehitatavatel ja renoveeritavatel hoonetel määratud energiatõhususe miinimumnõuded, 2020. aastal jõustus uutele ehitavatele hoonetele liginullenergihoone nõue. [7] Enamjaolt kasutatakse päikeseelektrijaamasid hoone võimaliku tipu energiatõhususe (kajastatakse energiamärgisel energiatõhususarvu abil) saavutamiseks vastavalt vajadusele. Hoone projekteerimisel tulevad majandusliku ja füüsilise võimekuse suhte piirid ette ning seda kompenseeritakse elektrienergia tootmisega. [29]

Eestis päikeseelektrijaamadega seotud majandusanalüüsides on peamiselt rõhutatud analoogsete võimsustega või projektipõhistele analüüsile, kus jääb puudu rajatud jaamade ülevaade või kahe erineva süsteemi võrdlus. Analüüsitakse ka paljude erinevate jaamade tasuvusnäitajaid korraga, võttes analüüsi eeldatavad kulu- ja tulunumbrid. Majandusanalüüsides ei süveneta ka täpsemalt reaalsesse projektidesse

ja nende võrdlusesse, mis on alustanud juba tootmist. Lisaks on aastaks 2021 kaotatud ära taastuenergia toetus, mis eelnevalt soosis suurte maaparkide rajamist eesmärgiga müüa elektrienergiat. Oluline on aga vaadelda võrdlevas analüüsis jaamade rajamisega seotud kulud projektipõhiselt, et näha üldisi kitsaskohti ja millisel juhul soosida üht teisele. Arusaamatuks on jäänud reaalne kulukomponentide osakaal ja mõju reaalse tootmishinnale, kuna räägitakse üldistest majandusnumbritest. Majandusanalüüsides kajastatud arvutused on teemaga mittetuttavale isikule raskesti loetavad ja ei ole seetõttu üheselt arusaadavad. Pole selgelt arusaadav, kui palju mingid kuluosad tasuvusega seotud näitajaid mõjutavad.

Siinkohal on autor võtnud eesmärgiks võrrelda ja analüüsida omavahel väiksema (10 kW) ja suurema (200 kW) tootmisvõimsusega päikeseelektrijaamasid Eestis ja seda lihtsamas võtmes. Mõlemad jaamad erinevad üksteisest kasutatavuse eesmärgi, võimsus, elektrilise ülesehituse ja asukoha poolest. Autor vaatleb mõlema päikeseelektrijaama paigaldusparameetreid, kasutatavustegureid, toodanguid, tootmishindasid, erinevaid kulu- ja tulunäitajaid alates rajamist, mis põhjusel need tekkisid ning millisel juhul on võimalik tõsta tulusust. Peamised küsimused, millele soovib autor vastust saada on:

- Kas suuremal päikeseelektrijaamal on keskmine eluaja perioodil tekkiv tootmishind märgatavalt madalam ja kui palju?
- Millised näitajad, taandatuna päikesepaneelide ühikulisele võimsusele, on paremad ja kas üldse?
- Millised on peamised faktorid, mida võtta päikeseelektrijaama rajamisel arvesse, ning millised eeldused võiksid selleks olla?

Autor soovib saada nendele küsimustele vastused võttes võrdluses olevate päikeseelektrijaamade kulukomponendi tükkideks. Vaatluse käigus käsitletakse viimase kahe aasta:

- kõiki alginvesteeringuga seotud kulud ja võrreldakse 2021 aasta rajamiskuludega,
- kaugjälgimisest saadud toodanguandmeid ja toodanguprognose kasutatavusteguri leidmiseks,
- tekkinud erinevaid jooksvaid kulusid ja reaalseid tulusid ning
- leitakse nendest andmetest lähtuvalt eeldatavad tasuvusajad ja tootmishinnad.

1. Tasuvusnäitajad, arvutuse metoodika ja komponendid

Töös kajastatud kulunäitajaid ei ole võimalik üks-ühele võrrelda muude päikeseelektrijaamadega, kuna käsitletakse projektipõhiseid tootmisüksusi. Autori eesmärk ei kalkuleerida täpseid tasuvusarvutusi PEJ eluaja jooksul, kuna kajastuv tootmisperiood on liiga lühike ja lõppkliendid on liitunud avatud elektituruga. Pigem soovib autor tähelepanu pöörata - alginvesteeringute kulukomponentidele, ning nende hindadele, ja osakaalule tootmisüksuse rajamisel Eestis; võrrelda kas kulude osakaalud on muutunud viimase 3 aasta jooksul, leides kuluartiklite omavahelised sidused. Kulude arvutamise metoodikas kasutatakse eelkõige €/kWp põhiseid näitajaid, mis väljendab eraldi iga kulukomponendi või siis terviklikku kulu maksumust PEJ päikesepaneelide koguvõimsuse suhtes:

$$1 \text{ kW p.paneelide võimsuse hind } \left(\frac{\text{€}}{\text{kWp}} \right) = \frac{\text{kulu(-de) hind (€)}}{\text{p.paneelide koguvõimsus (kWp)}} \cdot (1.1) [1]$$

Selle alusel on kerge lihtsustada kõik kuludega seotud osad ühisele võrdlusnäitajale olenemata PEJ võimsusest, paigalduslahendusest ja muudest näitajatest. [2] Võrreldavad kulunäitajad on praktikas tekkinud kulud tootvate päikeseelektrijaamade näitel.

Päikeseelektrijaamasid hinnatakse majanduslikult enamjaolt IRR (*internal rate of return*) või NPV (*net present value*) alusel. Nimetatud näitajad on riiklikust majanduskorraldusest mõjutavad ja kalkuleeritakse enamjaolt projektipõhiselt [5]. Universaalselt on kasutuses päikeseelektrijaamadel tootmishinna ühikuline leidmine. Energiasüsteemide ökonoomika seisukohast jaguneb tootmisjaama (siinkohal päikeseelektrijaama) tootmishind ehk LCOE (*levelized cost of energy* või *levelized cost of electricity*) kaheks arvestuslikuks faktoriks: kogukulude summa eluaja jooksul ja elektrienergia kogutoodend eluajal jooksul (1.2, 1.3). [4] Konkreetse võrdluses pannakse LCOE näitaja võrdlusesse väljamüüdava ühe kW·h elektrienergia hinnaga, madal LCOE tähendab suuremat süsteemi tasuvust. Nende alusel on võimalik mõõta keskmist ära kasutatud ressursside maksumust elektrienergia toodangul, mis kulub jaama eluajal toodetud elektrienergiale. [2]

$$\text{LCOE} = \frac{I_0 + \sum_{n=1}^k \frac{C_n}{(1+i)^n}}{\sum_{n=1}^k \frac{E_{\text{yield},n}}{(1+i)^n}}, \quad (1.2)$$

kus I_0 – alginvesteeringukulu, €,

C_n – n aasta kulud jaamal, €,
 $E_{yield,n}$ – aastal n toodang, kW·h,
 k – jaama eeldatav eluiga aastates,
 i – diskontomäär, %.

Lihtsustatud kujul saab leida päikeseelektrijaama tootmishinda diskonteerimata kujul:

$$LCOE \left(\frac{\text{€}}{\text{kW}\cdot\text{h}} \right) = \frac{\text{kogukulude hind eluaja jooksul (€)}}{\text{elektrienergia kogutoodang eluaja jooksul (kW}\cdot\text{h)}} \cdot 100\%. \quad (1.3) [4]$$

LCOE leidmisel saadud andmeid saab kasutada tootmisjaama tasuvusaja leidmiseks (1.4). Tasuvusaeg annab ajalise määratluse, millal on alginvesteeringule tekkinud kulud kaetud. Alginvesteeringukulu ja toodangust tekkinud tulud peavad sellisel juhul omavahelises suhtes olema võrdsed. Üldjuhul ei ole iga-aastased maksed võrdsed, aga autor siinkohal võtab iga-aastased sissetulekud võrdseks saadud tulud aritmeetilise keskmisega. Töös ei keskenduta tundlikkuse analüüsile ja sellest lähtuvalt tasuvuse arvutamisele. Soovitakse leida ligikaudset tasuvusaega, mis annab ülevaatliku võrdluse rajatud jaamade ligikaudsest kasumlikkusest. Lihtsustatuna saab päikeseelektrijaama tasuvusaega kalkuleerida võttes arvesse: alginvesteeringukulud ning summaarsed sissemaksed ehk kasumi (sissetulekud ja väljaminekud teatud perioodil). [1]

$$T = \frac{P}{F_t}, \quad (1.4)$$

kus T – tasuvusaeg aastates
 P – alginvesteeringukulud, €,
 F_t – aastane resulteeruv kasum, €.

Küll aga ei ole võimalik täpselt prognoosida reaalselt tasuvusaega, kuna investeeringu eluiga on pikk ja majanduslikult toimub selle perioodi jooksul mitmeid muudatusi. Põhiline aspekt, mis mõjutab päikeseelektrijaama investeeringutulu, on elektrienergia hind nii müümisel kui ostmisel [6]. Elektrienergia ostmisel on veel omakorda muutuvad riiklikud ja teenusepakkuja tasud, mis kujundavad lõpliku elektriarve. Arvesse peab võtma mitmeid muutujaid, milleks on näiteks inflatsioon. Paljud muutujad ei ole otseselt seotud tootmisjaamaga, vaid üldiste poliitiliste ja majanduslike asjaoludega, kuid endiselt mõjufaktoriteks. [17]

Eluajal tekkivad kulud saab jagada investeeringukuludeks, jooksvateks muutuv- ja pühikuludeks ning liitumiskuludeks.

Tuludeks loetakse tootmisjaama puhul investeeringult saadavad tulud, milleks on elektrienergia müümisel saadav tulu ja omatarbimisel ostmata jäänud elektrienergia pealt tekkiv tulu. [3]

Tasuvusnäitajaid on aga mitmeid, mis tegelikkuses piltlikult kujundavad tasuvusarvutuse, näiteks võimsustegur ehk kasutatavustegur (*capacity factor*), millega iseloomustatakse elektrijaama aastast toodangut enamjaolt protsentides. See näitab, kui suure osa aastast peaks elektritootmiseade töötama nimivõimsusel, et katta aasta jooksul toodetud energiahulka. Käesolevas töös võttis autor kasutusele kasutatavusteguri arvutamisel eluajal keskmise toodangu ega arvanud seda iga aasta lõikes. Eluaja keskmine kasutatavustegur, võttes arvesse päikesepaneelide kasuteguri langust, leitakse vastavalt (1.5) [2]:

$$\text{kesk. eluaja kasutatavustegur} = \frac{\text{keskmise el.energia toodang eluajal}}{8760 \text{ tundi} \cdot p.\text{paneelide koguvõimsus}} \cdot 100\%. \quad (1.5)$$

1.1 Alginvesteeringukulud

Alginvesteeringukulude alla kuuluvad lisaks rajamiskulude ka liitumiskulud ja lisakulud. Investeeringukulude suurimaks osaks on päikeseelektriijaama rajamisega seotud kulutused. Nagu ka üldises ehitus- ja müügisektoris, tuleb vaadata eelkõige hinna ja kvaliteedi suhet ning lähtuda seejärel paigaldusettevõtete eelnevast mainest turul. Kulutused lahterduvad erinevate osade ja artiklite vahel, olenevalt sellest, milline on kliendi soov ja rajatava elektripaigaldise paigalduseeldused. Kõige suuremateks kuluosadeks on seadmed (n. päikesepaneelid ja võrguinverterid), kinnituslahendused (päikesepaneelide kandekonstruktsioon kinnitustarvikutega) ja tarvikud (elektriseadmed ja -tarvikud, -kaablid) ning paigaldustööd (nt tööjõukulu, kasutatavad töövahendid ja nende amortiseerumine, majutus) [3]. Hinnapakkumisest moodustavad nimetatud osad üle 90%, olenevalt projekti mahust. Suuresti tuleb PEJ hinnapakkumistest välja tendents, mis nõjatub mastaapsel efektil, ehk mida suurem jaam, seda väiksem €/kWp hind, eriti paigaldustööde ühikuline hind. Lisaks kaasnevad projekti raames kulutused, mis varieeruvad ning on n-ö projektipõhised, sõltuvad paigaldustingimustest ja kliendi soovist. Näiteks kaugjälgimise valmidus, piirdeaed, transport, kaeve, maaparandustööd, rasketehnika, projektijuhtimine, riigilõiv, videovalve ja elektripaigaldise nõuetekohasust kinnitavad dokumendid (nt audit) jms. Lisakulud on samuti alginvesteeringute osa, kuigi antud töö raames käsitletakse neid esialgu eraldi. Peamisteks on näiteks: maa ostu ja ehitusjärelvalve (omanikujärelvalve, OJV) kulud, riigilõivud, käidukorralduse leping, liitumislepingu menetlemistasu, kindlustuslepingu tasu jms. [2]

Liitumiskulud võivad moodustada teise suure osa kuludest alginvesteeringus. Liitumistasud sõltuvad jaotusvõrgu ettevõtte hinnapakkumisest. Hinnad varieeruvad mitmesajast eurost, olemasoleva liitumispunkti ja sobiva peakaitsme korral, kuni

sadade tuhandete eurodeni liitumispunkti puudumisel. Kuldne rusikareegel päikeseelektrijaama liitumisel on - kui on olemasolev liitumispunkt sobiva peakaitsmega, siis liitumistasud piirduvad alla tuhande euro ja on vajalik ainult võrguarvesti vahetamine. Liitumispunkti puudumisel tuleb arvestada märkimisväärsete väljaminekutega, see aga kehtib ka niisama elektrivõrguga liitumise korral. Suurima jaotusvõrgu ettevõtte, OÜ Elektrilevi, hinnakirjas on liitumispunkti rajamine 400m raadiuses alajaamast ampritasuga 130 €/A, ei sisalda käibemaksu.[6] Liitumistasu oleneb muidugi objektipõhiselt, kui võtta arvesse ärikliendi tasandil liitumisi, kellel on mitmesaja amprilised peakaitsme suurused ja ampripõhine tasu väiksem. Palju oleneb ka sellest, kas tootmisüksuse pärast tekib vajadus ümber ehitada jaotusvõrgu mingit osa. Täpsemaid hindasid pole võimalik prognoosida, kui pole liitumispakkumine võrguettevõttelt tulnud. Seejärel alles on mõistlik otsustada, kui suure tootmisvõimsusega päikeseelektrijaama tasub rajada. Tarbimis- ja tootmisvõimsuse piirangud on igal pool erinevad ning olemasolevas liitunud jaotusvõrgus ei pruugi tarbimisvõimekus ühtida tootmistingimustega.

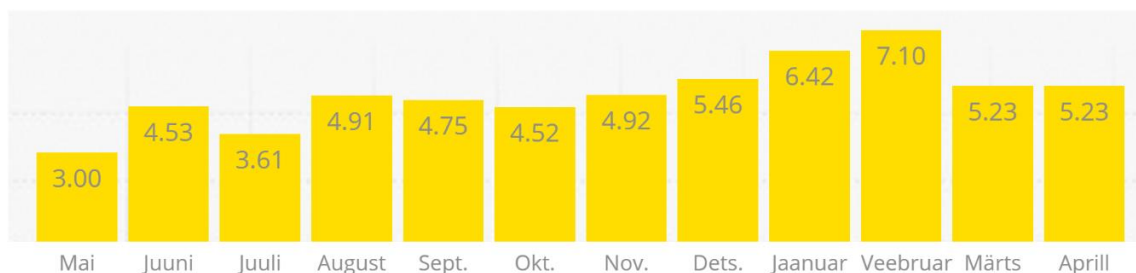
1.2 Jooksvad muutuv- ja püsikulud

Jooksvad muutuv- ja püsikulud on enamjaolt kulud, mis kaasnevad omanikule projekti raames või PEJ eluaja jooksul. Nendeks on osad, mis puudutavad otseselt kliendi võimekust, soovi ja tootmisüksuse rajamise eeldusi ning täpselt prognoosimata aspekte (amortiseerumine, hoolduskulud jms). Peamisteks on laenu intress, kindlustus, elektripaigalduse käit (käidukorraldaja kulu), hooldustasud (nt päikesepaneelide soovituslik pesemine, muru niitmine), kaugjälgimise internetiühenduse kuutasu, rikete kõrvaldamine (nt elektririkked), seadmete väljavahetamine eluaja lõppedes (nt võrguinverteri) jpm. [20]

1.3 Elektrienergia ost ja müük

Tasuvusnäitajana on elektri hind ja selle muutumine ajas on oluline, kuna peale investeeringukulu tekitab sellelt investeeringult saadav tulu. Avatud elektriturul ei ole võimalik prognoosida börsihindasid, aga hooajaliselt kujuneb hinnamuster samal põhimõttel. Kõik muidugi sõltub riigilistest eripäradest, mis allikaid kasutatakse elektrienergia tootmiseks. Norras nt on kevadeti ja sügiseti hüdroenergia pealt ületootmine, kuna majanduslikust aspektist ei ole mõttekas seda energiat talletada, siis müüakse edasi ülejäänud turuosalistele. Talviti ja päevastel aegadel on elektrihinnad kõrgemad ning suvel ja öösiti reeglina jällegi madlamad. Muidugi hinnakujunemine pole võrdelises sõltuvuses ja ühtlase kasvu-langusega (Joonis 1.1). [12, 13]

Käesolevas töös ei keskenduta majanduslikele aspektidele, mis võivad tunnipõhiseid elektrihindasid kujundada. Oluline on teada tegurid, kuidas elektrienergia ost ja müük mõjutab investeringult saadavaid tulusid.



Joonis 1.1 Nord Pool Spot elektribörsi 12 kuu (mai 2020 – aprill 2021) kuupõhised keskmised elektrienergia ostuhinnad (s/kW·h, km-ta). [12]

Elektrienergia ostu-müügi leping määrab kliendile ära lõpliku elektriarve ja ka enamjaolt PEJ tasuvusaja jaama eluaja vältel. Elektrienergia ost ja müük peab olema sõlmitud ühe ja sama ettevõttega, seepärast on oluline valida vastavalt enda tarbimis- ja/või tootmismustrile sobiv teenusepakkuja. Teenusepakkujaid on mitmed ning igaühel on omad tingimused. Parim viis on leida sobiv teenusepakkuja elektripakettide võrdlusportaalidelt. Seoses uue elektrituruseadusega on lõpptarbijatel võimalik olla elektrituruosalised ning osta ja müüja elektrienergiat vastavalt hulgiturul kujunenud börsihinnete [14]. Elektribörs on reguleeritud kaubandust korraldav elektriturg, mille elektrihindasid kujunedavad Põhjamaade börsituru osalised (Balti riigid, Soome, Rootsi, Rorra ja Taaniga) elektribörsil NPS (*Nord Pool Spot*) [15]. Kesmiseks elektri hinnaks Eestis kujunes 2019. aastal 42,18 €/MW·h [12]. Börsihinnad on väga suurte hüppeliste erinevustega lähtuvalt tarbimisperioodist ja üldistest majanduslikest ning kliimatilistest faktoritest. Börsihindasid on võimalik jälgida tunnitäpsusega nt. võrguettevõtte iseteenindusest ning võrrelda neid tarbimise alusel nädalate, kuude või aastate lõikes. Suurtel tootmisüksustel ja äriklientidel võimaldab börsituru jälgimine vastavalt kujundada tarbimismustrit, aga ka kehvade eeltöö tõttu suurendada riske ehk lõppkokkuvõttes vähendada investeringutulusid. Päikeseelektrijaamasid pole siiani väga elektrituru negatiivsesse hinda kõikumine mõjutanud, kuna negatiivne elektri hind on tekkinud õhtusel või öisel ajal, kui päikeseelektrijaam ei tooda. Lisaks börsihinnale on olemas veel kaks enamlevinut elektripaketti. Olenevalt teenusepakkujast on pakettid nimetatud erinevalt, aga samal põhimõttel: kindel, ehk fikseeritud kW·h hind terveks lepinguperioodiks, ja lisaks võrdne, ehk võrdsete kuumaksega elektriarved terve aastaaja vältel. [15]

Taastuvenergia tasu sõltub peamiselt taastuvatest energiaallikatest, kui palju müügi mahtu prognoositakse, ning tootmisüksuste poolt protsutseeritavast

elektrienergia kogusest. Põhivõrguettevõtja AS Elering arvutab selle iga-aastaselt. Tootmisüksuste registreerimisel tuleb nt avaldusel määrata ära tootmisüksuse suurus ning toodangu prognoos aastas. Tasu eesmärk on toetada taastuvast energiaallikast või töhusa koostootmise režiimist elektrienergia tootmist Eestis. Tasusid koguvad jaotusvõrgu ettevõtted. Taastuvenergia tasu suurus aastal 2021 on 1,13 s/kW·h, käibemaksuta. [16]

Elektriaktsiisi suuruse määravad võrguettevõtjad, kes edastavad riigile andmed tarbitud kW·h alusel ning sellest rahastatakse keskkonnahoidu. Näiteks alates 2020. aasta maist on aktsisimäär 0,1 s/kW·h.

Võrguteenuse tasu ehk võrgutasu kujuneb võrguettevõtte määratud hindadest, mida reguleerib Konkurentsiamet. Teenuse hind on kõikuv ning oleneb piirkonnast, teenusepakkujast ja vastavatest pakettidest. Enamjaolt jääb elektrienergia tarbimisel hind ligikaudu 0,05 €/kW·h lähedale. [17, 18]

1.4 PEJ seadmete ja tarvikute eluiga ning amortiseerumine

Tasuvusnäitajana on oluline võtta arvesse peamiste seadmete ja tarvikute parameetreid elektripaigaldises (päikeseelektrijaamas), nende eluiga ja amortiseerumist. Põhilisteks seadmeteks ja tarvikuteks on päikesepaneelid, võrguinverter, kinnitus- ja elektritarvikud. Seadmete ja tarvikute eluiga määrab ära päikeseelektrijaama eluajal tekkivate muutuvkulude suuruse. Tõenäosus, et kõik päikeseelektrijaama komponendid kuni 30 aastasele eluajale vastu peavad, on väga väike. Kõige suurema koormusega seadmed ja tarvikud ütleavad enne ülesse, väheneb ka seadmete ja tarvikute kasutegur ajas.

Kinnitustarvikutele on üldjuhul antud visuaalne tootjapoolne garantii 12 a ja üldine kasutatavuse garantiiperiood on keskeltläbi 25 a. Kinnitustarvikud on peamiselt tehtud kas terasest, mis tsingitakse või värvitakse ja kaitselakitakse. Teine enamtuntud materjaliks on anodeeritud alumiinium. Põhjuseks on tema füüsikalised omadused - vastupidava kestvusega ajale ja kerge (samast materjalist valmistakse ka päikesepaneelide raame). [21]

Elektritarvikud (nt jaotuskilbid, lahutus- ja kaitselülitid, kaablid jms) peavad samuti üldpraktikas väga hästi ajale vastu, kui valida nad välistingimustele vastavalt IP-kaitseastmele (*Internation Protection*). Teoreetilises aspektis ei ole vajalik päikesepaneelide eluaja jooksul elektritarvikud välja vahetada, kui teha regulaalne ülevaatus ja hooldus (nt füüsiline ühendusklemmide pingutamine). Võrrelda võib

elektritarvikud tavalises praktikas kasutavatega, nt Elektrihoituseaduse (EIOS) alusel teostatakse vastavalt elektripaigaldise liigile korraline ülevaatus. Üldjuhul madalpingelistes (kuni 1 kV) süsteemides ei ole regulaarsem ülevaatus ja üleüldse hooldus vajalik. [19] Eeldus on, et projekteerimise ja paigaldamise etapis on võetud arvesse elektripaigaldiste projekteerimise hea tava ja nõudeid. Lisaks on rikete korral nt kaitselüliteite väljavahetamine võrdlemisi odav, tööde teostamise kulu on peamine.

Võrguinverteritel varieerub tema kasutatavuse eluiga väga suuresti paljudest tingimustest: tootjast, tehnoloogiline üleseehitust, koormatusest, paigaldustingimustest (nt temperatuur, kliima mõju) jpm. Keskmiselt loetakse võrguinverterite eluajaks 10 a [20]. Seda asjaolu enamjaolt ei täheldata ja räägitakse päikeseelektrijaama üldisest kasutatavuse eluajast, mis on tegelikkuses päikesepaneelide eeldatav eluiga. Tootjapoolseks garantiiperioodiks on keskmiselt min 5 a, töös nimetatud seadmetel on tänu töövõtjale see 7 a. Võimalik on ka tootjapoolset garantiiperioodi pikendamist lisatasu eest, mida üldjuhul ei osteta. Põhjusteks on eelkõige kas teadmise puudumine, eeldatakse ebavajalikkusest, või eeldatakse, et seadme enda maksumus garantiiperioodi lõpuks võrdväärse seadmega on väga madal. Nt majanduslikult ei ole mõttekas ja ei kompenseeri lisagarantiiga seotud kulusid. Lähtudes keskmisest võrguinverteri eluajast tähendab see aga seda, et lõppklient peab seadet n-ö PEJ eluaja perioodi jooksul vähemalt 2 korda vahetama. [21]

Päikesepaneelid ja nendega seotud toodangu numbrid on oluliseks asjaoluks tasuvusarvutuse määramisel alginvesteeringukulude ja jooksvate muutuvkulude kõrval PEJ sisselülitamist alates. Päikesepaneelide toodangu sõltub mitmetest parameetritest (temperatuur, taimestiku mõju, asukoht, päikesekiirus jpm) [21]. Tehnilisemast aspektist tasuvusaja kalkulatsioonis on päikesepaneelide enda loetavaks elueaks 25 - 30 aastat vastavalt tootjapoolsele garantiiperioodile. Garantiiperioodil võetakse päikesepaneelidel arvesse nende degradeerumine ehk protsentuaalne toomisvõimsus või kasuteguri vähenemine lähtuvalt nimivõimsusest. Töös 2018. aasta jaamade võrdlusesse võetavad päikesepaneelid on sama tootja ja mudeliga päikesepaneelid. Garantiiperioodiks loetakse 30 a, arvutuslik degradeerumise protsent ühes aastas keskmiselt on 0,68% [Lisa 1]. Mis tähendab, et päikesepaneelil on 30 aasta pärast jääb nimivõimsusest järgi maksimaalne toodangu võimekus 80,6%. Tänapäeval Eestis kasutuses olevate päikesepaneelide võimsus ühikulise suuruse kohta ligikaudu 35-45% kasvanud. Vähenenud on ka ühikuline degradeerumine, mis vähendab muid paigaldusega seotud kulusid tänu kõrgemale kasutegurile ja langetab omakorda tasuvusperioodi. Olenemata nendest asjaolusest on see aktuaalne näitaja, mida arvesse võtta, kui võrreldavad jaamad on samal perioodil rajatud.

1.5 PEJ kasutatavustegurid

Kasutatavusteguri erinevuste hindamiseks vaadeldi päikeseelektrijaama reaalseid toodanguid kahel aastal, andmed on saadud lõppklientide kaugjälgimise süsteemidest. Toodangu andmeid võrreldakse prognoositud ja optimeeritud elektrienergia toodangutega, mis leiti PVGIS (*Photovoltaic Geographical Information System*) tarkvara abil. PVGIS on tasuta tarkvara, mis on laialdaselt kasutatav eeldatava toodangu prognoosi saamiseks. Tarkvara arvutab potentsiaalse elektrienergia toodangu kilovatt-tunnis, võttes arvesse päikeseelektrijaama ligikaudseid kadusid protsentides, päikesepaneelide kaldenurka ja paiknemist ilmakaares ehk asimuuti. Prognoosimisel on kasutatud SARAH funktsiooni, mis kalkuleerib viimaste aastakümnete igatunnised päikesekiirguse tasemeid (W/m^2) eeldatavaks toodangu simuleerimiseks vastavalt asukohale. Toodangul on määravaks asjaoluks ka asukoht, saadud eeldatavad toodangud tarkvarast on prognoosid ning on aasta-aastal suuresti erinevad (nt regionaalne pilvisus mõjutab lõpptoodangut palju). Eesti näitel võib täheldada asjaolu, et kaks täpselt samasugust päikeseenergia tootmisüksust toodavad samal ajal protsentuaalselt väga erinevalt - isegi kui nad viibivad üksteisest mõnekümne kilomeetri kaugusel. Kõige suuremad regionaalsed mõjurid Eestis on kiirgustase, õhuniiskus ja tuul. Võrreldas Narvas ja Saaremaal samade tingimustega asuvat päikeseelektrijaama, siis on toodangu prognoosi alusel Saaremaal ligikaudu 13% suurem aastane toodang. Toodang sõltub paljudest tehnilistest (paigaldusparameetrid, seadmete kasutegurid jms), kliimatilistest ja geograafilistest (päikesekiirgus, õhuniiskus, temperatuur, pilvisus, asukoht jms) aspektidest. [22]

2. Vaadeldavate jaamade võrdlev analüüs

Käesolevas töös analüüsiti kahe päikeseelektrijaama tasuvust, mis eristuvad eelkõige rajatava eesmärgi, tootmisvõimsuse ja paigalduslahenduse poolest. Mõlema jaama suurimaks eripäraks on produtseeritud elektrienergia n-ö kasutatavus ja esialgsed liitumisvõimalused. Vaadeldavate päikeseelektrijaamade lähteandmed (Tabel 2.1):

Tabel 2.1 Vaadeldavate päikeseelektrijaamade parameetrid.

Muutuja	Täpsustavad andmed	
Tootmisvõimsus	10 kW	200 kW
Päikesepaneelide üledimensioneerimine	123,20 %	118,72 %
Päikesepaneelide kaldenurk maapinna suhtes	45°	35°
Asimuut [90° (lääs); 0° (lõuna); -90° (ida)]	5°	0°
Garantiiperiood ehitustöödele	2 a.	5 a.
HP kuupäev	okt.18	aug.18
Olemasolev liitumine enne paigaldust	Jah	Ei
Rajatud liitumispunkti peakaitse	3x 25 A	3x 315 A
Piirdeaed	Ei	Jah
Internetiühenduse viis	LAN	4G
Videovalve	Ei	Jah

Autor võrdles 2018 aastal rajatud päikeseelektrijaamasid ning vaatles rajamiskulusid ka aastal 2021. 2018 aastal rajatud päikeseelektrijaamade jaotusvõrku liidetud tootmisvõimsused, ehk ka ülesehitused, on võrreldavad 2021 aastal rajatavate jaamadega. Praktiliselt kõik päikeseelektrijaamad aastatel 2019 ja 2020 olid rajatud maksimaalse tootmisvõimsusega 50 kW ühe liitumispunkti kohta. 31.12.2018 kaotati ära taastuvenergia toetus kuni 200 kW päikeseelektrijaamadele. Enne seda kehtis üle 200 kW päikeseelektrijaamade rajamisel SCADA süsteemi (*Supervisory control and data acquisition*) nõue. SCADA süsteemi rajamiskulud on võrdlemisi suurte kuludega ning seepärast ei soovinud autor üle 200 kW tootmisjaama analüüsida. RfG nõuded (*Requirements for Generators*) tootismoodulitele tüübi alusel on muutunud võrgueeskirjas viimasel dekaadil mitmeid kordi. Nüüdseks kuuluvad kuni 500 kW tootmisvõimsusega tootismoodulid A-tüüpi tootismoodulite nimekirja, enne seda kuni 200 kW. [9] 2018 ja 2021 aasta PEJ hinnapakkumiste võrdlus andis ülevaate rajamisega seotud kuludest ja alginvesteeringute €/kWp hindadest. Ülejäänud jooksvad muutuv- ja püsikulud, lisakulud ja liitumiskulud PEJ eluaja jooksul on

alginvesteeringute seisukohast erinevad. Eelkõige on nende kulud objektipõhised või ajas muutuvad. Lisaks võimaldas 2018 aastal rajamisega alustatud päikeseelektrijaamade puhul saada lõppkliendilt adekvaatsed alginvesteeringukulud ja viimase kahe aasta muutuv- ja püsikulud, mis ei olnud kajastatud töövõtja rajamiskulude hinnapakkumises. Selle abil sai autor võrrelda erinevaid kulukomponente PEJ rajamisel, mis on muutunud, ning millega lõppklient pidi töövõtja hinnapakkumise väliselt tasuma.

Võrreldavate kulupõhiste artiklite alusel on võimalik näha väiksema ja suurema tootmisjaama kulude vahekordi. Millega analoogses PEJ rajamise etapis peab arvestama. Millised eeldused võiksid olla, et vähendada alginvesteeringukulusid ja samuti ka iga-aastaseid jooksvaid kulutusi €/kWp näitaja seisukohast. Vaadeldakse kasutatavustegureid, reaalselt toodangut ja saadud tulusid tootmisperioodil.

2.1 Vaadeldavad alginvesteeringukulud

Alginvesteeringukulud jaotati €/kWp kohta taandatuna hindade alusel järgmisteks osadeks, mis lõppkliendile etappidena tekkisid möödunud perioodi vältel:

- PEJ rajamiskulud,
- liitumiskulud ja
- lisakulud.

Võrreldi tootmisüksuste eluajal tekkinud jooksvaid muutuv- ja püsikulusid, mis kujunesid aritmeetiliselt kahe aasta jooksul. Autor rõhub ka PEJ-de rajamiskulude võrdluses 2021 aastal algul tehtud hinnapakkumistele, mis on tehtud täpselt samade projektis kajastatud parameetrite alusel. Sellega on võimalik võrrelda, kuidas päikeseelektrijaamade rajamise hinnad on ajas muutunud.

Eelnevalt mainitud jooksvad muutuv- ja püsikulud, liitumiskulud ja lisakulud sõltuvad objektipõhiselt ja teoreetiliselt ajas suuresti ei muutu. Lisakulud ja muutuvkulud on tingitud PEJ rajamise eeltingimustest ja lõppkliendi enda võimekusest ning võivad varieeruda tasuvusarvutuses tootmisüksuse eluaja jooksul kümnete tuhandete eurodega, kui mitte rohkem. Lisaks on alginvesteeringutes kajastatud kasutatavad elektritarvikud ja -seadmed hindadena viimastel aastatel autori töökogemusele tuginedes püsinud samal tasemel. Elektritarvikud ja seadmed ei ole otseselt seotud PEJ süsteemiga. Seepärast võib kohati osasid alginvesteeringukulude näitajaid, lisakulusid, liitumiskulusid ja ka jooksvaid muutuvkulusid vaadelda erinevatel aastatel samade €/kWp väärtustena ja neile otseselt mitte rõhuda. Võrdluses ei kajastata väga prognoosimatud kulukomponente, mis on seotud kasutatavusnäitaja ja amortiseerumisega. Kõik kulud on autori poolt eelnevalt ümber kalkuleeritud €/kWp suhtenäitajasse - ühe kilovati päikesepaneelide nimivõimsuse hinda eurodes.

2.1.1 Rajamiskulud

Alljärgnevalt on võrreldud päikeseelektrijaamade rajamiskulusid, mille kokkuvõtte on toodud allolevas tabelis (Tabel 2.2):

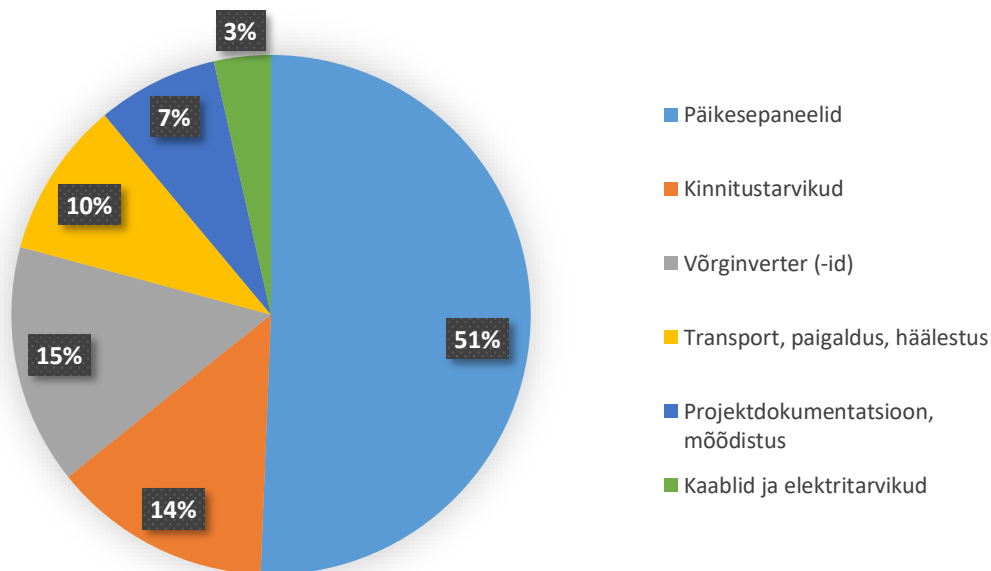
Tabel 2.2 Vaadeldavate päikeseelektrijaamade rajamiskulude ülevaade.

HP toote nimetus	Toote hind km-ta, €		Toote hind km-ta, €/kWp	
	10 kw PEJ, 12,32 kWp	200 kW PEJ, 237,44 kWp	10 kw PEJ, 12,32 kWp	200 kW PEJ, 237,44 kWp
Päikesepaneelid	5720	66 150	464,3	278,6
Kinnitustarvikud	1540	25 430	125,0	107,1
Võrguinverter (-id)	1687	18 211	136,9	76,7
Transport, paigaldus, häälestus	1100	15 172	89,3	63,9
Projektdokumentatsioon, möödistus	850	1480	69,0	6,2
Kaablid ja elektritarvikud	400	9830	32,5	41,4
Piirdeaed	0	14 000	0,0	59,0
Pinnase ettevalmistustööd	0	3490	0,0	14,7
Videovalve seadmetega	0	1140	0,0	4,8
HP toodete kogusumma, €/kWp			916,9	652,6

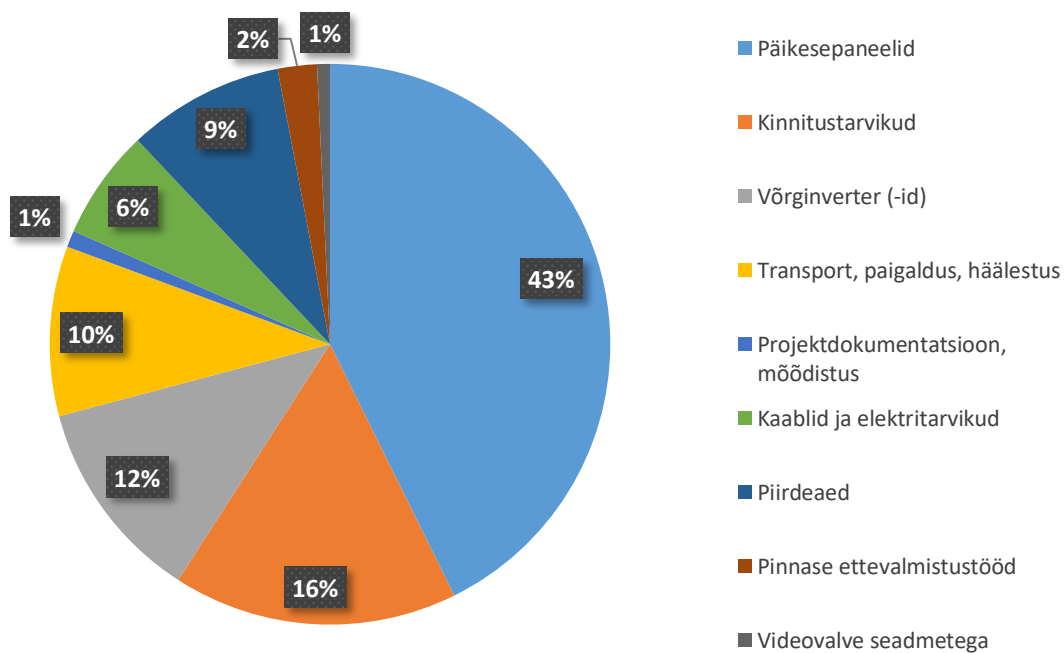
10 kW-ne PEJ rajati eluhoone katusele paralleelselt katusepinnaga lõunapoolsele küljele. Rajatav 3. liigi elektripaigaldis [19] ühendati olemasoleva tehnosüsteemiga (elektrivõrguga), ehk hoonel oli olemas eelnevalt 25 A liitumisleping ja seega ka omatarbimine. Päikeseelektrijaama liitumisel vahetati ära ainult olemasolev elektriarvesti 2-suunalise vastu (võimaldamaks elektrienergia tarbimist ja toodangut mõõta). Omafinatseeringuga kaeti 100% rajamisega seotud kuludest. Sellega omakorda suurendati kinnisvara väärtust, puudus ka tänu olemasolevale kindlustusseltsile ja headele lepingutingimustele kodukindlustuse kulude kasv.

200 kW-ne PEJ rajati põllumaale päikesepaneelide kandekonstruktsioonile suunaga otse lõunasse, puudus eelnev liitumispunkt. Liitumispunkti väljaehitamine, madalpingelise liitumisega 315 A, tõi kaasa suuri alginvesteeringukulud. Paigaldati veel täiendavalt keevisvõrkaed, ala piiramiseks, ja integreeriti madalpinge osasse perimeetri valvesüsteem. Tootmisjaam sai PRIA-lt 40% investeeringutoetust, aga sellega seoses rakendusid täiendavad tingimused, nt jaam pidi valmima ettenähtud perioodil ja

ettevõttes pidi töötama vähemalt 1 töötaja. Investeeringumaksumuses ei ole kajastatud investeeringutoetust, kuna toetust sai peale jaama rajamist. Omainvesteeringu täielik summa puudus ning võeti pangast laenu, mistõttu lisandus intressikulu ja rakendused veel omakorda täiendavad tingimused laenuvõtjale: kindlustus, valvesüsteem ja ala piiramine. PEJ süsteem rajati eesmärgiga müüa kogu toodetud elektrienergia võrku.



Joonis 2.1 2018. aastal rajatud 10 kW PEJ rajamiskulude protsentuaalne osakaal.



Joonis 2.2 2018. aastal rajatud 200 kW PEJ rajamiskulude protsentuaalne osakaal.

Suure ja väikese PEJ rajamiskuludes (hinnapakkumises) on kulukomponentide osakaalu ja vajaduste erinevused. Väiksemal päikeseelektrijaamal puudusid rajamisel kulud piirdeaiale, pinnase ettevalmistusele, videovalevele, maakaablite ja täiendavate jaotuskilpide paigaldustöödele. Väiksemate jaamade rajamiskuludest kujuneb välja ajaolu, et võrguinverteri ja päikesepaneelide maksumuse osakaal on ligikaudu 65%, suuremal jaamal aga 11% väiksem (Joonis 2.1). Päikesepaneelide ja võrguinverteri €/kWp hind on võrreldes suurema päikeseelektrijaamaga ligikaudu 2/3 kallim. Protsentuaalsest osakaalust on võrreldavad kinnituslahenduste kulud, mis on mõne protsendilise erinevusega. Suurema ja väiksema PEJ rajamise kuludest moodustavad päikesepaneelid ja võrguinverterid valdava osa. Ülejäänud kulutooteid on väiksemal jaamal vähem, aga suurema protsentuaalsusega, suuremal jaamal on rohkem kulunumbreid analoogsesse protsentuaalses vahekorras (Joonis 2.2).

Väiksemal tootmisjaamal on küll head eeltingimused, et kiirelt ja lihtsalt rajada, aga ei saa sellest lähtuvalt järeldada lõpphinda. Eluhoonel 3. liigi elektripaigaldise (siinkohal päikeseelektrijaama) ühendamisel olemasoleva tehnosüsteemiga ei ole vajalik ehitusluba, vaid piisab ehitusteatisest (elektrisüsteemi terviklik ja osaline ümberehitamine). Puudub vajadus muudele täiendavatele kuludele, peab ainult arvestama kaablitee kulgemisega, kui on valmis hoone. Suuremal jaamal peab taotlema ehitusluba, mõnikord ka eelnevalt kooskõlastama projekteerimistingimused PPA-ga, kui rajatakse maapinnale. Lisaks võib see kaasa tuua tehnilise lahenduse muudatuse (k.a. kallinemise), maa sihtotstarbe muutmise või koguni detailplaneeringu vajaduseni. Need kulud võivad tekkida projekteerimise faasis, seepärast on soovituslik eelnevalt KOV-ga konsulteerida rakenduvatest piirangutest ja kitsendustest. Olgu selleks kas veekaitsevöönd, õhuliini või teede kaitsevöönd, maa kasutamise piirang, kuivendussüsteem jpm.

Suuremal jaamal on väiksemad rajamiskulud, kuna kilovatt ühikulisest seisukohast kulub rajamisele vähem aega. Müügilt teenitav kasum ja üldine käive on protsentuaalselt väiksem, aga ajakulu arvestades on kasum suurem. Sellest tingituna on võimalik suurema PEJ rajamiskuludele väiksem summa määrata, sama perioodi jooksul on võimalik odavamalt ja kiiremini tootmisjaama rajada.

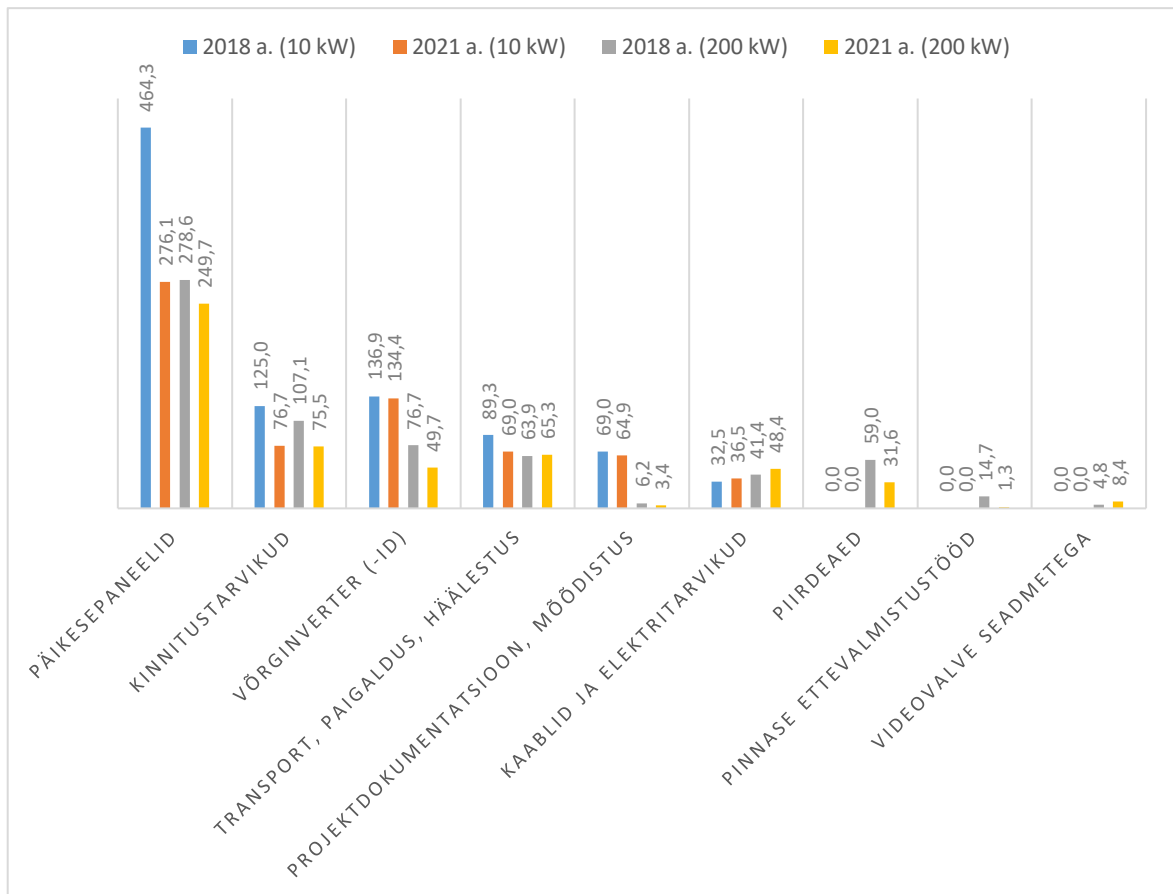
2.1.2 Rajamiskulude võrdlus aastatel 2018 ja 2021

Autor võttis rajamiskulude võrdlusesse lisaks täpselt samade projektide alusel päikeseelektrijaamade hinnapakkumised 2021. aasta algul. Pakkumised on saadud ettevõttelt, kes rajas ka eelmainitud 2018. aasta päikeseelektrijaamad (Tabel 2.3).

Tabel 2.3 2021. aasta päikeseelektrijaamade rajamiskulud.

HP toote nimetus	Toote hind km-ta, €		Toote hind km-ta, €/kWp	
	10 kw PEJ, 12,32 kWp	200 kW PEJ, 237,44 kWp	10 kw PEJ, 12,32 kWp	200 kW PEJ, 237,44 kWp
Päikesepaneelid	3402	59 289	276,1	249,7
Kinnitustarvikud	945	17 927	76,7	75,5
Võrginverter (-id)	1656	11 800	134,4	49,7
Transport, paigaldus, häälestus	850	15 505	69,0	65,3
Projektdokumentatsioon, möödistus	800	807	64,9	3,4
Kaablid ja elektritarvikud	450	11 492	36,5	48,4
Piirdeaed	0	7503	0,0	31,6
Pinnase ettevalmistustööd	0	309	0,0	1,3
Videovalve seadmetega	0	11 994	0,0	8,4
HP toodete kogusumma, €/kWp			657,7	533,2

Kahe erineva aasta võrdluses ei keskenduta niivõrd hinnapakkumise kulunumbrite vahekorrale ja toodete summale, kui terviku jaama kWp-põhisele rajamiskulule. Töövõtja võis vähese kogemuse pärast eelnevalt mõningaid hindasid valesti eelarvestada, mis ei olnud seotud päikeseelektrijaama seadmete ja kinnitustarvikutega. Üldised elektritarvikud ja muud kulunumbrid, nagu piirdeaed ja valvesüsteem, isegi transport, sõltuvad - konkreetsest majandusest, kasutatavatest uutest lahendustest, soovidest, vajadustest ja materjalide hindadest turul – isegi, kui on täpselt samad tooted. Sellegipoolest tasub tähelepanu pöörata päikesepaneelide, võrguinverteri ja kinnituslahenduste, k.a. ülemaailmsete taastuenergia lahenduste, hindade langusele [42].



Joonis 2.3 10 ja 200 kW PEJ-de rajamiskulude €/kWp hindade võrdlus aastatel 2018 ja 2021.

Suure jaama paigaldamisel selgub tendents kulunumbrites, et üldine tööjõukulu (paigaldus, häälestus, projektdokumentatsioon jms) on aastaid praktiliselt kõikumatu olnud (Joonis 2.3). Paigaldusmahud on vähenenud, aga paigaldustööde eest nõutakse praktiliselt sama €/kWp hinda. See on tingitud üldiste palganumbrite ja jooksvate kulude (n. kütus, seadmete ja tööriistade amortiseerumiskulud, rent jms) kasvamisega, millega ettevõtte peab igapäevaselt tegelema.

Kasutusele on võetud võimsamad võrguinverterid ja päikesepaneelid, vähenenud on tootmisseadmete ja elektritarvikute kasutamise vajadus ning kogus. Langenud ei ole aga paigalduskulud. Päikesepaneelide seisukohast nt on tulnud innovaatiline *half-cut* tehnoloogia, tänu millele on paneelidel madalam töötemperatuur (vähendab *hot-spot* probleeme ja tagab pikema eluea), vähenenud takistusega seotud kaod (suurem ühikuline kasutegur) ja suurenenud varjude tolerant (suurem tootlus päeva lõikes). Mõlema päikeseelektrijaama rajamiskulude €/kWp näitajad on väiksemad, ehk ühikuline rajamise hind on langenud. 2021. aastal on 200 kW jaama rajamiskulud vähenenud ligikaudu 1/5 ning 10 kW rajamise hind lõppkliendile on langenud praktiliselt 1/3 võrra (Tabel 2.4).

Tabel 2.4 2018. ja 2021. aasta päikeseelektrijaamade rajamiskulud.

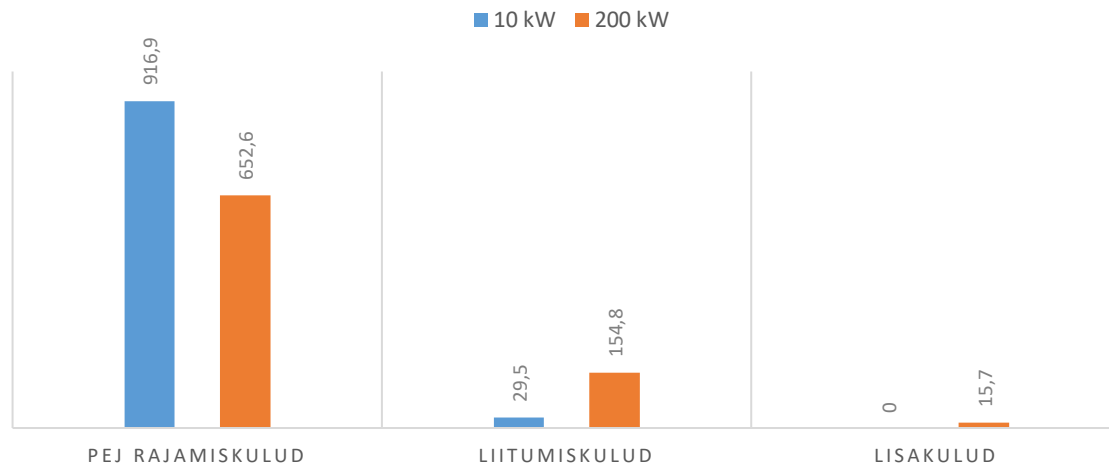
Muutuja	10 kW PEJ, 12,32 kWp	200 kW PEJ, 237,44 kWp
Rajamiskulud 2018. aastal (€/kW)	916,9	652,6
Rajamiskulud 2021. aastal (€/kW)	657,7	533,2

Sellest on võimalik järeldada ja saada ka kinnitust, et kodumajapidamise tootmisüksiste hinnad on langenud viimastel aastatel märgatava kiirusega. See näitaja näitab kohapealse elektritootmise populaarsuse kasvu, mida on ka Statistikaameti statistikas kajastatud [24]. Omakorda on ka võrdsustumas erinevate suurustega päikeseelektrijaamade rajamiskulude hind kW kohta. Suurema nõudluse ja parema kättesaadavuse kasvades vähenevad üldised PEJ-de rajamiskulud ettevõttele, kuid kindlasti on mõjutanud hinnalangust ka konkurentsi suurenemine.

Töökogemusele tuginedes teab autor, et on võimalik saada suurtele jaamadele hinnapakumisi praegusel aastal, mis jäävad vahemikku 450- 500 €/kWp või isegi soodsamalt. Enamjaolt on sellisel juhul põhjustanud seda: suur konkurents (n. riiklikus vms hankes), suur nõudluse osakaal ühel ettevõttel, läbi mille on suurte mahtude tellimisel saadud seadmed ja tarvikud odavamalt, või muu majanduslik aspekt (nt ületootmine). 2020. aasta teises pooles oli suure nõudluse ja tööjõupuuduse tõttu just hinnad kasvanud. Kõik jällegi on omakorda sõltuvuses majanduslikust ja turul olevast olukorrast, ettevõtte soovitatavast käibest või kasumist ning töövõtja ehituskvaliteedist.

2.1.3 Alginvesteeringukulude analüüs

200 kW tootmisjaama liitumispunkti väljaehitamine ei toimunud ampripõhise tasu alusel, kuna vahetusläheduses olev alajaam ei kannatanud vastavaid tootmisvõimsusi ära. Samas ehitati analoogsete parameetritega madalpingeline liitumine välja võrdlemisi odavalt, kuna lõppklient valis ise jaotusvõrgu ettevõtte koostööpartneri ning kooskõlastas hea lõpphinna läbi tutvuste. Liitumiskulud suudeti hoolimata olukorrast võimalikult madalatena hoida. Vaatamata kõigele, moodustas lõplik liitumiskulu suure protsentuaalse osakaalu jaama alginvesteeringukuludes (Joonis 2.4). Väiksemal jaamal puudusid täiendavad lisakulud ning liitumiskuludeks oli ainult kahe-suunalise elektriarvesti asendamine olemasolevaga. Suuremal jaamal moodustusid lisakulud võrdlemisi väikse protentuaalse osa, küll aga tõstis see rajamiskulusid. Peamisteks lisakuludes lõppkliendil, mis ei kajastunud rajamiskuludes olid: maa ost, riigilõivud ning omanikujärelvalve ja käidukorralduse seotud kulud.



Joonis 2.4 2018. aastal rajatud 10 ja 200 kW PEJ-de alginvesteeringukulud, €/kWp.

200 kW jaama liitumisega seotud suured kulud on ka põhjuseks, miks rajamiskulude €/kWp näitaja on kõigest ligikaudu 15% väiksem (Joonis 2.4). 200 kW jaamal olid lisakuludes järgmised komponendid: ehitustegevused seotud riigilõiv (0,3 €/kWp), omanikujäreelvalve kulud (3,9 €/kWp), maa ost ja registreerimine tootmiskaas (7,9 €/kWp) ning käidukorraldusega seotud kulu (1,9 €/kWp).

Vaadeldavate jaamade alginvesteeringu kogukulud:

- 10 kW päikeseelektrijaam, 12,32 kWp: **946,4 €/kWp**;
- 200 kW päikeseelektrijaam, 237,44 kWp: **823,1 €/kWp**.

Nimetatud alginvesteeringukulud olid ühekordsed, ülejäänud kulused päikeseelektrijaama eluaja jooksul loetakse jooksvateks muutuv- ja püsikuludeks, võivad erineda iga-aastaselt. Neid ei ole võimalik täpselt prognoosida, kuna suureks muutuvkuluks võib kujuneda näiteks erinevate seadmete ja tarvikute amortiseerumine, mis omakord võib tuua kaasa tehnilisi probleeme, vms lõppkliendi tegevustest sõltumatuid või sõltuvaid probleeme (n. vargus, hävinemine, rike, loodusnähtuse mõju jpm). Võrdluse käigus näeb ära alginvesteeringute kulud ja omavahelisi €/kWp hindade vahetõid. Sellest lähtuvalt on võimalik järeldada, mis eelduseks võiksid olla päikeseelektrijaama rajamisel.

Taani Energiaagentuuri andmetel on päikeseelektrijaamal 2020. aastal alginvesteeringute kuluks ligikaudu 420 eurot ühe kilovati päikesepaneelide võimsuse kohta [2]. Nimetatud kogusumma on võetud reaalsete kulude alusel, sellegipoolest on võrreldavate jaamade alginvesteeringukulud ligikaudu 1,95 - 2,25 korda suuremad. Autori töökogemuslikusele tuginedes oli 2020. aastal Eestis päikesepaneelide omahind ligikaudu 210-250 €/kWp kohta, aruandluses oli ühikuliseks kWp hinnaks 220 €. Aastaks 2050 on oodata üle 2 kordset päikesepaneelide ja võrguinverterite ühikulist hindade langust [2].

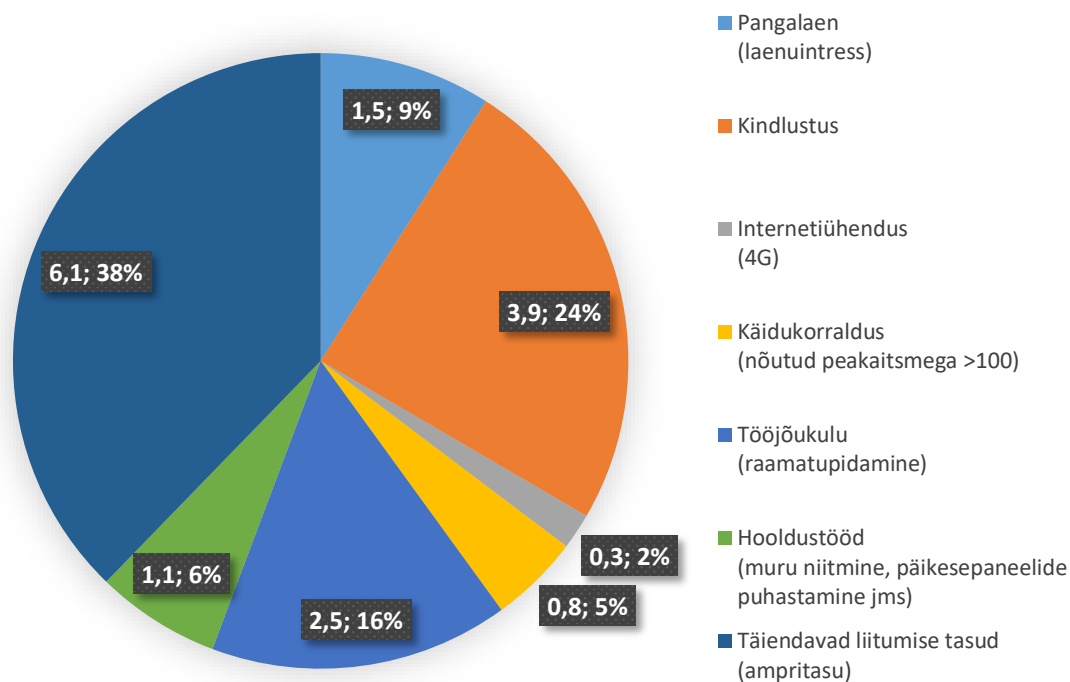
2.2 Jooksvad muutuv- ja püsikulud

Jooksvaid muutuv- ja püsikulusid võrreldi mõlemal jaamal nende kahe viimase aasta keskmise alusel. Olemasoleva liitumisega päikeseelektrijaamal olid kliendi andmete alusel ainult üks kulu - jaotusvõrguga ettevõtte poolt määratud tasud (erinevad võrguga seotud hooldustasud ja riiklikud tasud). Siinkohal peab täheldama, et väiksemal jaamal oli eelnevalt liitumine. Täiendavalt võrgulepinguga seotud igakuised kulud ei suurenenud, vaid vähenesid – suurenes investeringutulu, kuna jaotusvõrgust osteti vähem elektrienergiat. Seetõttu autor ei ole võtnud jaotusvõrguga seotud kulusid arvesse, seega ei tekkinud muutuv- ega püsikulusid (Tabel 2.5).

200 kW päikeseelektrijaama aastaste kulutuste nimekiri on pikem. Lisaks hooldus- ja käidutöödega seotud kuludele pidi lõppklient täiendavalt tasuma võrgulepinguga seotud ampritasu (elektrienergia müümisel ei teki täiendavad riiklikud ja võrgutasud, lisanduvad ainult tarbimisel), pangalaenu intressi, kindlustust ja internet paketasu - kulud, mis tekkisid jaama rajamisega (Tabel 2.5).

Tabel 2.5 2018. aasta päikeseelektrijaamade keskmised muutuv- ja püsikulud aastas.

Kulukirjeldus	Täpsustavad andmed		Kulu km-ta, €/kW (kahe viimase aasta keskmine)	
	10 kW PEJ, 12,32 kWp	200 kW PEJ, 237,44 kWp	10 kW PEJ, 12,32 kWp	200 kW PEJ, 237,44 kWp
Pangalaen (laenuintress)	Ei	Jah	0,0	1,5
Kindlustus	Ei	Jah	0,0	3,9
Internetiühendus (4G)	Ei	Jah	0,0	0,3
Käidukorraldus (nõutud peakaitsmega >100)	Ei	Jah	0,0	0,8
Tööjõukulu (raamatupidamine)	Ei	Jah	0,0	2,5
Hooldustööd, igaastane kulu (muru niitmine, päikesepaneelide puhastamine jms)	Ei	Jah	0,0	1,1
Täiendavad võrgulepingu tasud (ampritasu)	Ei	Jah	0,0	6,1
Aastane kogukulu km-ta, €/kWp			0,0	16,1



Joonis 2.5 2018. aastal rajatud 200 kW PEJ muutuv- ja püsikulude €/kWp protsentuaalne osakaal.

Kõige suuremaid kulutusi aastas tekitasid kindlus ja ampritasu (Joonis 2.5). 200 kW PEJ lõppklient suutis enda iga-aastased kulutused hoida siinkohal samuti võrdlemisi madalal. Näiteks niites ise muru ning tänu tutvustele ja heale läbirääkimisoskusele, sai võimalikud head pakkumised. Sõlmides ka tehinguid ja lepinguid läbi ettevõtte, mitte eraisikuna. Arvesse pole ka võetud muud hinnasoodustused, mis õnnestus lõppkliendil saada töövõtjalt teistele väiksematele päikeseelektrijaamadele. Ehitusgarantii oli konkreetsel objektil 5 aastat, mitte tavapärase 2 aastat. Täheleb seda, et esimese 5 aasta jooksul ei tohiks tekkida täiendavalt jooksvaid muutuvkulud, mida lõppklient ise tasuma peaks. Viimase kahe aasta keskmine muutuv- ja püsikulude hind oli 16,1 €/kWp. Klient ei olnud arvestanud PRIA ja laenuandja lisanduvate nõuetega, mis lisas tema esialgsele kalkulatsioonile üle 60% iga-aastaseid täiendavaid kulusid.

Lisaks tekivad mõlemal jaama päikeseelektrijaama eluea jooksul lisanduvad muutuvkulud, mis on seotud nt võrguinverterite väljavahetamisega. Arvestuslik võrguinverterite eluiga on 10 aastat, ehk tuleb 30 aastase päikeseelektrijaama eluea jooksul soetada 2 kmpl seadmed. Võetakse ka arvestuslikult 1% rajamiskuludest eluajal tekkivateks lisanduvateks hoolduskuludeks (elektritööde hind seadmete vahetusel, rikked jms). 200 kW tootmisjaamal võetakse 1% esialgsetest rajamiskuludes, mis on töövõtja hinnapakumises. Lihtsuse mõttes võetakse võrguinverterite ühikuliseks

hindadeks 2021. aasta hinnad. Tasuvusarvutuseks kujunenud lõplikud eluajal tekkivad muutuv- ja püsikulud on tabelis 2.6:

Tabel 2.6 PEJ eluaja jooksul tekkivad muutuv- ja püsikulud.

Muutuv- ja püsikulude nimetus	Eluaja summaarsed kulutused km-ta, €/kWp	
	10 kW PEJ, 12,32 kWp	200 kW PEJ, 237,44 kWp
Olemasolevad muutuv- ja püsikulud	0,0	482,2
Võrguinverterite asenduskulud (2 kmpl)	268,8	99,4
Lisanduvad hoolduskulud (1 % rajamiskuludest)	9,2	6,5
PEJ eluaja eeldatavad kogukulud, €/kWp	278,0	588,2

2.3 Kasutatavustegurite erinevus

Vaadeldavate jaamade 2019. ja 2020. aasta toodangute alusel on võimalik järelda, kas on olnud anomaaliaid (nt puuduliku konfiguratsiooniga süsteem) või mitte. Seejärel saab kindel olla, et on võimalik täpsemaid LCOE ja tasuvuse arvutusi teostada. Vaadeldavate päikeseelektrijaamade parameetrid on käsitletud peatükis 2. Prognoosid on tehtud päikesepaneelide summaarse tootmisvõimsuse alusel, mis annab ühikuliselt kõige täpsemad toodangud. Prognoosist välistatakse olukord, kus võrguinverter võib toodangut mingis ajahetkes piirata - see on aspekt, mida prognoos ei ole võimalik arvestada.

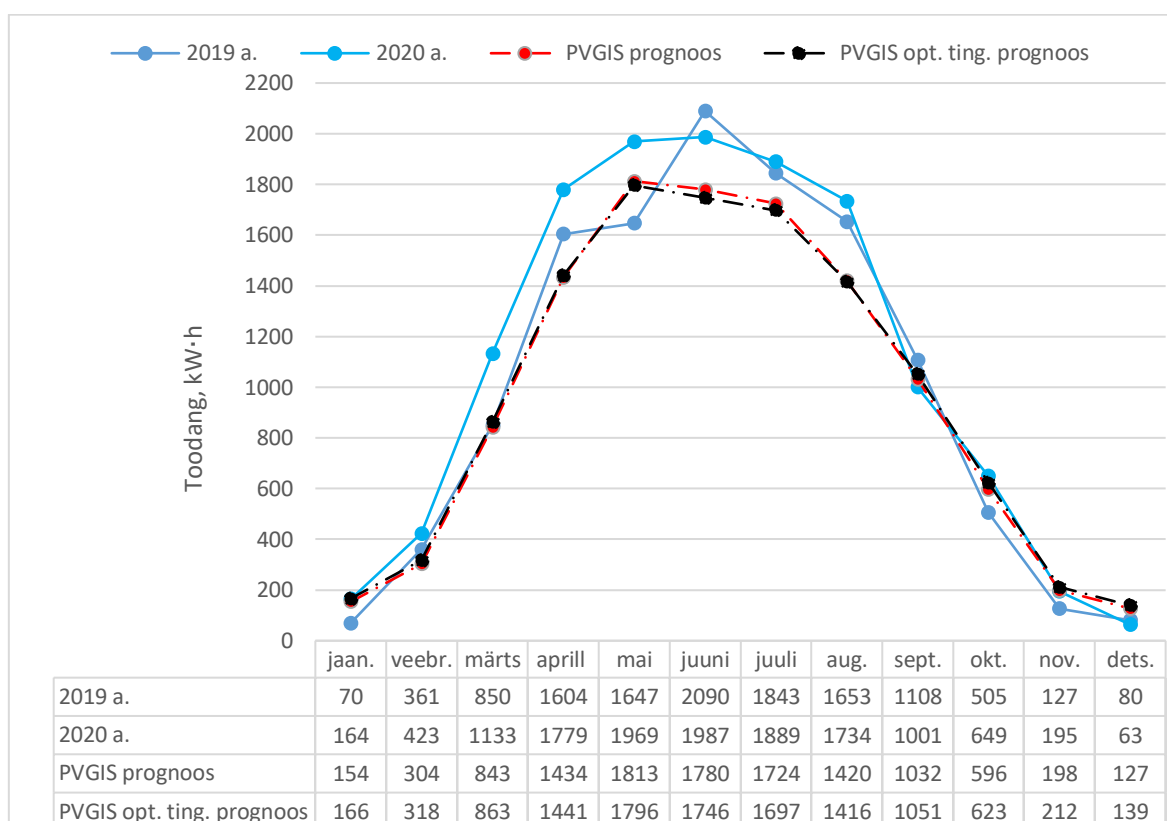
PVGIS tarkvara määratud optimaalsed paigaldusparameetrid olid vaadeldavatel päikeseelektrijaamadel lähtuvalt paigaldusviisist ja asukohast järgmised:

- 10 kW päikeseelektrijaam, 12,32 kWp: päikesepaneelide kaldenurk 41° ja asimuut 5°;
- 200 kW päikeseelektrijaam, 237,44 kWp: päikesepaneelide kaldenurk 41° ja asimuut -1°.

Optimeeritud paigaldusparameetritega teostati mõlemal jaamal toodangute prognoosid. (Joonis 2.6 ja 2.7).

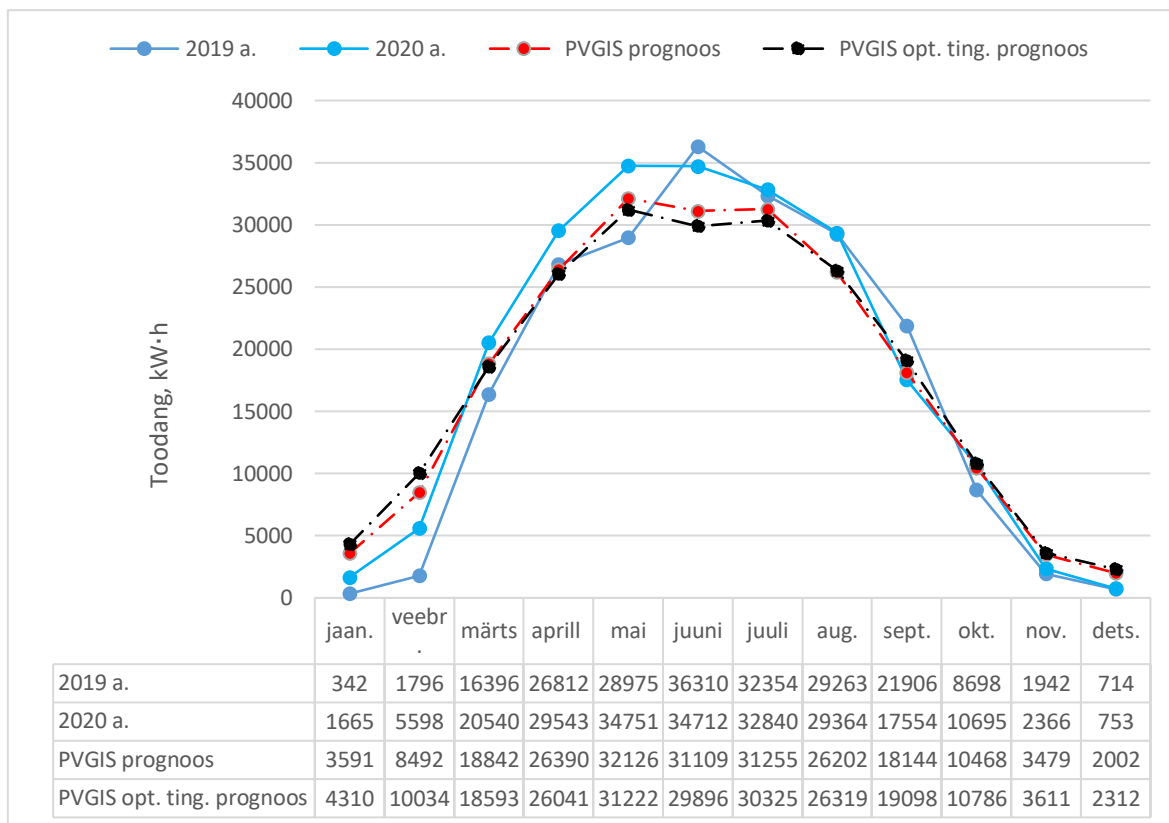
Tabel 2.7 Vaadeldavate jaamade reaalsed ja PVGIS prognoositud toodangud kilovatt-tunnis.

Muutuja	10 kW PEJ, 12,32 kWp	200 kW PEJ, 237,44 kWp
Reaalne toodang, kW·h	12462	212944
Prognoositud toodang esimesel aastal, kW·h	11424	212100
Prognoositud toodang optimeeritud tingimustel, kW·h	11467	212545



Joonis 2.6 2018. aastal rajatud 10 kW (12,32 kWp) PEJ reaalsed toodangud (aastatel 2019 ja 2020) ning PVGIS toodangu prognoosid, kW·h.

Väikese päikeseelektrijaama kahe esimese aasta summaarne keskmine aastane toodang ületas prognoositavat, seega võib väita, et päikeseelektrijaama toodangus anomaaliaid ei esinenud. Prognoositava ja reaalse tootlikkuse erinevus tuleb sisse kliimatilistest teguritest ja asjaolust, et tarkvara arvestab mitmekümne aasta keskmist. Reaalne keskmine toodang oli ligikaudu 9% samade parameetritega jaama prognoositud toodangust suurem.



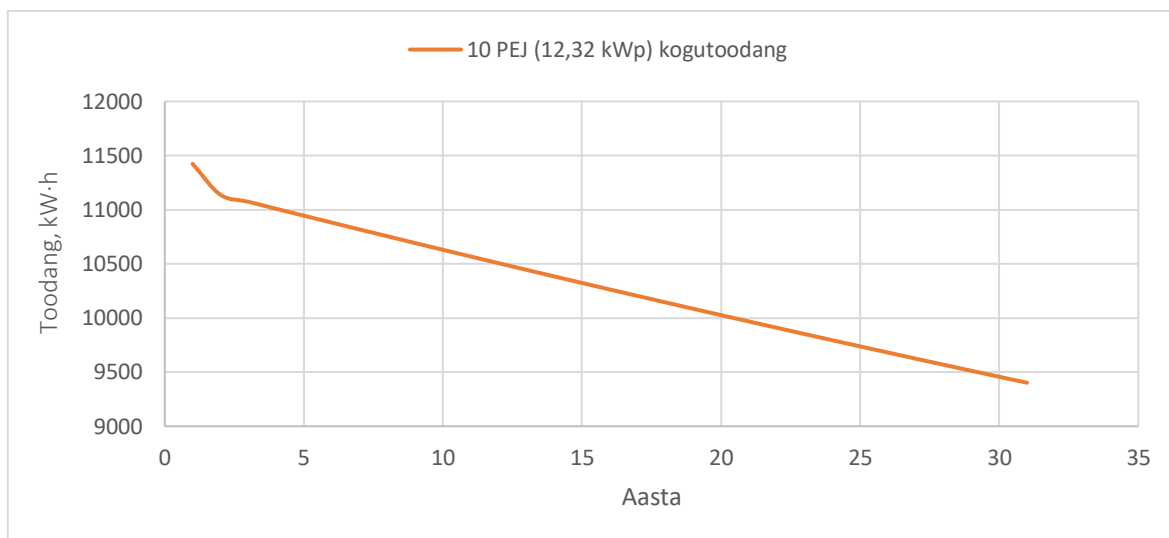
Joonis 2.7 2018. aastal rajatud 200 kW (237,44 kWp) PEJ reaalsed toodangud (aastatel 2019 ja 2020) ning PVGIS toodangu prognoosid, kW·h.

Suuremal päikeseelektrijaama kahe esimese aasta summaarne keskmine aastane toodang ületas samuti prognoositavat. Järeldada võib samuti, et anomaaliaid ei olnud, kuna reaalsed toodangud ületasid prognoositavat hoolimata sellest, et ei olnud paigaldatud optimaalsetesse tingimustesse (Joonis 2.7).

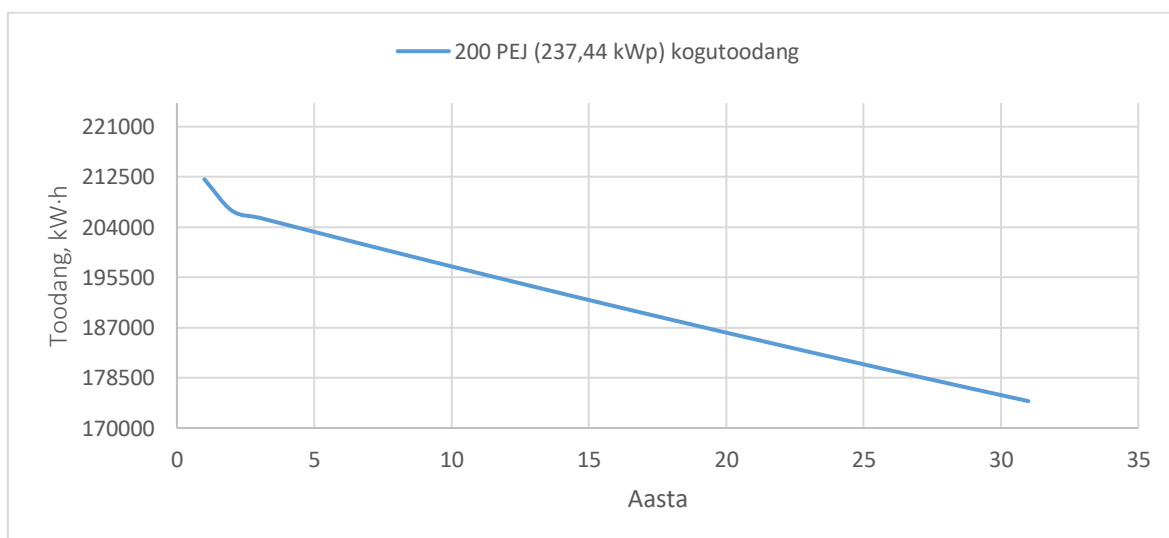
Autor vaatles mõlemal jaamal võimsuse tippe päevade lõikes ning tuli välja asjaolu, et hea ilma korral piiras võrguinverter väljundvõimsust, ehk toodangu suurust päeva lõikes. Päikesepaneelide koguvõimsuse suhe võrguinverteriga on tingitud üledimensioneerimise meetodikast, mida rakendatakse, kui tootmisvõimsust soovitakse maksimaalselt aga optimaalselt ära kasutada. Seepärast võib järeldada, et mõlemal jaamal oleks aastane saagikus olnud suurem. Vaadeldes optimeeritud parameetritega ja paigaldatud parameetritega päikeseelektrijaamade toodangu prognoose, siis võib väita, et jaamad on paigaldusparameetrite seisukohast hästi optimeeritud.

Mõlemal jaamal toodangu seisukohast tuleb veel märkida päikesepaneelide kasuteguri langemist esimesel aastal, milleks on konkreetsel paneelil 2,5%. Sellegipoolest oli suuremal jaamal teisel aastal toodang ligikaudu 7% suurem. Reaalsete toodangu numbrite põhjal saab samuti väita, et toodang varieerub kuude lõikes mõnel juhul päris palju ja reaalselt ei ole võimalik nende andmete põhjal näha kasuteguri alanemist.

Keskmise elektrienergia kogutoodangu leidmisel eluaja jooksul tuleb arvesse võtta päikesepaneelide kasuteguri langemist ja prognoositud toodangut. Keskmine eluaja kodutoodang võetakse arvesse LCOE arvutamisel.



Joonis 2.8 10 kW (12,32 kWp) päikeseelektrijaama toodangu langus lähtuvalt prognoositavast aastasest toodangust, kW·h.



Joonis 2.9 200 kW (237,44 kWp) päikeseelektrijaama toodangu langus lähtuvalt prognoositavast aastasest toodangust, kW·h.

Mõlemal jaamal on kasutuses samad päikesepaneelid ehk nende toodangu langus on võrdelises suhtes (Joonis 2.8 ja Joonis 2.9). Vaadeldavate jaamade keskmine kogutoodang PEJ eluajal:

- 10 kW päikeseelektrijaam, 12,32 kWp: 10285 kW·h ehk 834,8 kW·h/kWp;
- 200 kW päikeseelektrijaam, 237,44 kWp: 190237 kW·h ehk 801,2 kW·h/kWp.

Vaadeldavate jaamade kogutoodang PEJ eluajal:

- 10 kW päikeseelektrijaam, 12,32 kWp: 307 396 kW·h ehk **24 951 kW·h/kWp**;
- 200 kW päikeseelektrijaam, 237,44 kWp: 5 707 108 kW·h ehk **24 036 kW·h/kWp**.

Toodangupõhist kasutatavustegurit reeglina väljendatakse protsentides aasta kohta ja on võimalik kalkuleerida PEJ keskmise eluaja kogutoodangu alusel:

- 10 kW päikeseelektrijaam, 12,32 kWp: **9,5%**;
- 200 kW päikeseelektrijaam, 237,44 kWp: **9,2%**.

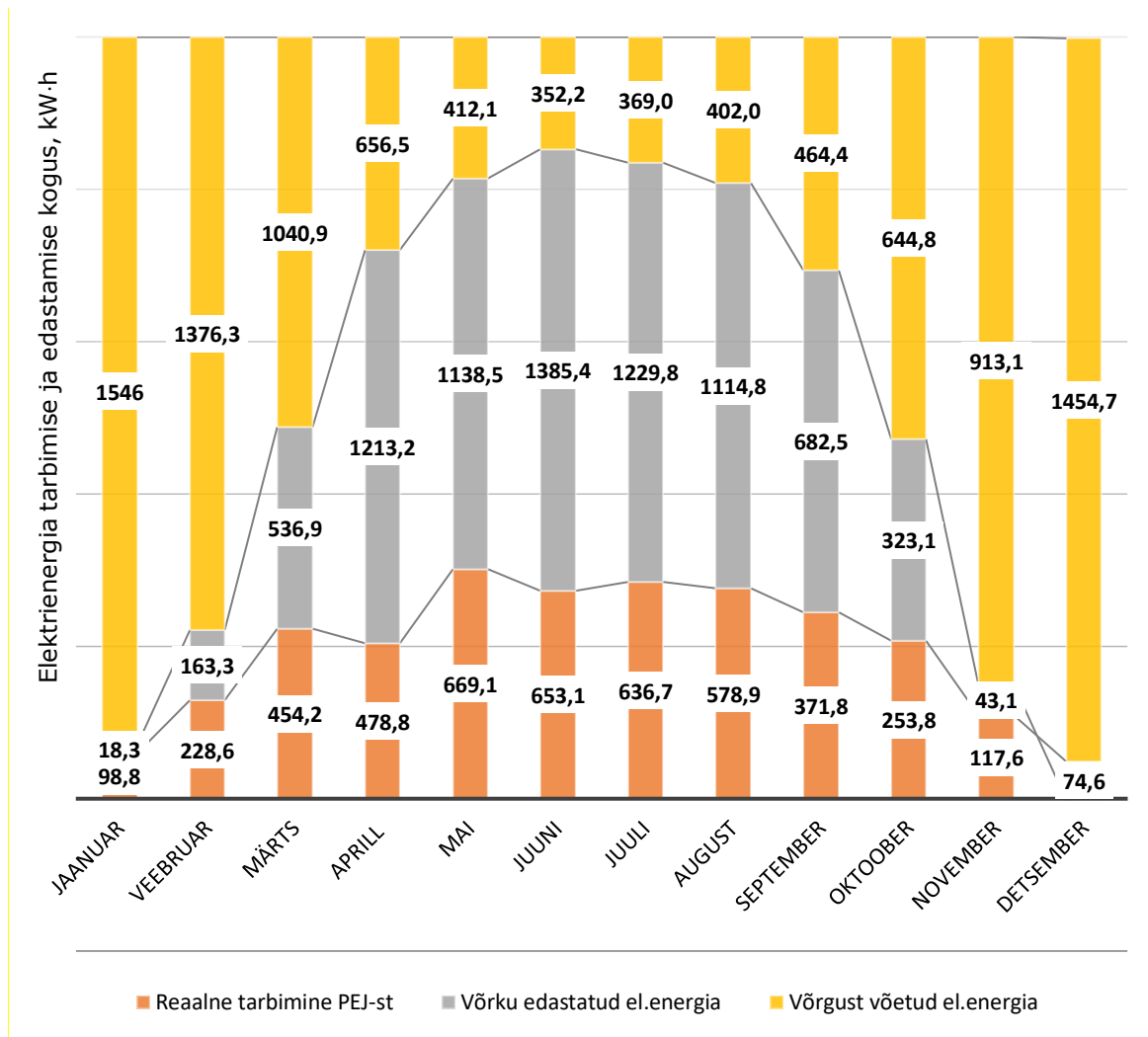
Keskmiselt elektrienergia toodang päikeseelektrijaamal Eesti tingimustes on 700 – 1000 kW·h aastas ühe kW päikesepaneelide võimsuse kohta. See teeb eluaja keskmiseks kasutatavusteguriks 8–11,4%. võib väita, et mõlemal jaamal on ligikaudu keskmine näitaja ja arvestuslik kasutatavustegur Eesti tingimustes.

IEA (*Internation Energy Agency*) andmetel oli 2018 aastal ülemaailmselt kasutatavustegur vahemikus 10–21% [23]. Käesolevas võrdluses analüüsiti eluaja keskmisi kasutatavustegureid, mis on antud jaamadel kuni 3% väiksem kui kahe esimese aasta keskmine. Sellegipoolest on Eestis üpriski madal kasutatavustegur.

2.4 Tulude kujunemine

Päikeseelektrijaamade tulud kujunevad enamjaolt kahel viisil: elektrienergia toodangu müügist ja ostamata jäänud elektrienergiast (omatarbimine). Konkreetsetes jaamade võrdluses lisaks veel täiendavad toetused – taastuenergia toetust ja investeringutoetus. Päikeseelektrijaama tasuvusarvutuse seisukohast loob investeringult saadavaid tulusid eelkõige elektrienergia toodang. Oluliseks tulude komponendiks on kogutoodang, mida vaadeldi alapeatükis 2.3. Autor keskendub käesolevas peatükis toodangust saadavale tulule elektrienergia ostmisel ja müümisel.

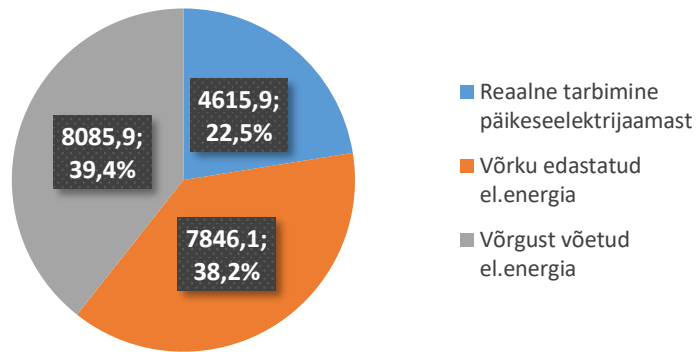
Päikeseelektrijaama rajamisel on kõige olulisem vaadelda ostmata jäänud elektrienergia tulusust, eeldus selleks on omatarbimine. Omakorda on võimalik omatarbimisel näha konkreetse tehnosüsteemi tarbimismustrit ning projekteerida kõige optimaalsema lahenduse ja dimensiooniga tootmisjaam. Omatarbimisel jääb ära elektrienergia ostmine, mis on konkreetsetel ajahetkel kallim kui müümisel, ning seeläbi suurendada nt hoone energiatõhususnäitajat (Joonis 2.10). Optimeerides omatarbimise suhet päikeseelektrijaama tehnilise lahenduse ja dimensioneerimisega, saab märgatavalt vähendada jaama tasuvusaega.



Joonis 2.10 10 kW PEJ (12,32 kWp) tarbimis- ja tootmisgraafik, kW·h.

Võrdlusesse võetud 200 kW päikeseelektrijaamal puudus omatarbimine, mistõttu ainuke saadav investeeringutulu tuleb elektrienergia müügist. Praktiliselt kõik analoogsed tootmisjaamad kasutavad elektribörsi paketti, et püüda maksimaalseid elektrienergia hinna tippu. Börsihinnad on väga kõikumavad ning tulevikus võib tulla ette olukord, kus elektrihind on negatiivne, seega ka toodangult saadav tulu on realsuses kulu. Varasemad turunäitajad ei ole tekitanud tootmisjaamade lõppklientides muretsemiseks põhjust.

Omatarbimisega tootjatel, siinkohal 10 kW jaamal, on viidud tasuvusaeg võimalikult madalale, vähendades sellega tulu kaotamise riski ja suurendades investeeringutuluseid. Võrdlusesse võetud väiketootjal on teostatud autori poolt kahe viimase aasta elektrienergia tarbimis- ja tootmismustri analüüs konkreetses tehnosüsteemis (Joonis 2.11).



Joonis 2.11 10 kW PEJ (12,32 kWp) tarbimis- ja tootmisgraafiku võrdlus, kW·h.

Eluhoone tarbis kuude lõikes enamjaolt ära kogu vajaminema produtseeritud elektrienergia. Erinevus tuleb sisse tarbimismustrist, kuna enamjaolt päikesepaistelisel aegadel viibis omanik kodust eemal ega kasuta majapidamises olevaid elektriseadmeid. Suvises tarbimismustri alusel on võimalik väita, et PEJ on üpriski optimaalselt dimensioneeritud, kuna omatarbimise osakaal jääb alla 20%. 2019. ja 2020. aasta keskmine omatarbimine oli 12 462 kW·h. Samas võrgust võetud elektrienergia kogus on aasta lõikes olnud keskmiselt 39,4% (Joonis 2.11). Tingitud on see perioodidest (lumeperioodil ning aasta lõikes õhustel/hommikustel aegadel), kus omatarbimine on suurem ja toodang väike. Majanduslikult on selline elektrienergia müümine võrku majanduslikult mõistlikum kui energia talletamine, praegu tehnoloogiliselt liiga kallis ja ainult suurendab tasuvusaega.

2.4.1 Investeeringutulud

Vaadeldavad päikeseelektrijaamad saavad lisaks täiendavat investeeringutulu tootmiseseadme nõuetekohasuse kinnitamise kuupäevast 12 aastat taastuvenergia toetusest määraga 0,0537 €/kW·h. Autor võttis toetusega seotud tulu töösse, et näha toetuse mõju tasuvusele. Lõppkliendilt sai autor kahe viimase aasta elektriarved, mida võeti kalkulatsioonis arvesse, kuna mõlemal kliendil kasutavad elektripaketina elektribörsi hindasid. Avatud elektrituru võimalusega osaleda ostmisel ja müümisel börsihindade muutis elektrienergia ja tasuvuse täpset prognoosi võimatuks, kuna hinnad muutuvad iga tunni järel.

Väiksemal jaamal jäi ostmata 4615,9 kW·h, mispärast ei pidanud lõppklient selles mahus maksma taastuvenergia tasu (0,0113 €/kW·h), elektriaktiisid (0,001 €/kW·h) ja võrgutasusid (0,0545 €/kW·h). Keskmiselt ostis lõppklient elektrit hinnaga 0,0583 €/kW·h ja müüs keskmiselt odavamalt. Nende andmete alusel oli võimalik kokku liites saada ostmata jäänud elektrienergia pealt saadav tulu (Tabel 2.8).

Tabel 2.8 Vaadeldavate päikeseelektrijaamade kahe aasta keskmised investeeringutulud, €/kWp.

Muutuja	Investeeringutulud, €/kWp <i>kahe aasta keskmine</i>	
	10 kW PEJ, 12,32 kWp	200 kW PEJ, 237,44 kWp
Tulu elektrienergia müügist, €	36,02	42,78
Tulu taastuenergia toetusest, €	33,64	50,32
Tulu ostmata elektrienergiast, €	46,35	0,00
Kogu investeeringutulu, €	116,01	93,10

10 ja 200 kW tootmisvõimsusega jaama taastuenergia toetuse summa erineb päikeseelektrijaama toodanguandmete alusel kalkuleeritud. Tingitud on see esiteks sellest, et päikeseelektrijaama toodangus on mingil määral mõõteviga. Tootmisjaama mõõtearvesti ei asu samas mõõtepunktis jaotusvõrgu elektriarvestiga ja arvestitel on omakorda mõõtevea vahemiku erinevus. Mõlemal jaamal mõõdeti toodangut võrguinverterite juures, ehk alalis- ja vahelduvvoolu konverteerimise punktis. Lisaks arvestatakse taastuenergia toetuse maksmisel tunnipõhist toodangut täisarvuliselt, ehk toimub teoorias toodangu ümardamine. Taastuenergia toetust arvesse võttes kujuneb andmetest välja huvitav tendents, mis selgitab ka suurte maaparkide rajamise põhjuseid eelnevatel aastatel. Toetuselt teeniti rohkem tulu kui lihtsalt elektrienergia müümisega. Omatarbeta päikeseelektrijaam teenis kumulatiivselt väiksemat ühikulist tulu, kuna jaotusvõrgu ettevõtte võrgutasud elektrienergia tarbimisel moodustava peaaegu poole elektriarvest.

Elimineerides toetuse, saame realistliku seisu alates 2021. aasta algusest rajatavate päikeseelektrijaamade tuludest, eeldusel, et ei osaleta oksjonil. Tõdeda tuleb seda, et omatarbimisega tootmisjaam on mõlemal juhul suuremate aastaste investeeringutuludega €/kWp näitaja seisukohast. Omatarbimisega jaamal oli keskmine investeeringutulu kahe aasta jooksul ligikaudu 20% suurem ühe kilovati päikesepaneelide võimsuse kohta. Mõlemal jaamal kaotatakse taastuenergia toetus ära aastal 2030, ehk eluaja viimased 18 aastat peab suurem tootmisjaam arvestama investeeringutuludeks ainult tulu, mis tekib elektrienergia müügist. Vaadeldes väiksema ja suurema jaama keskmist aasta investeeringutulu taastuenergia toetuseta, siis on väiksemal jaamal ligikaudu 90% suurem aastane tulu. See tähendab seda, et alates aastast 2030 on konkreetses näites omatarbimisega jaamal peaaegu 2 korda suurem iga-aastane tulu.

2.5 Muud lähteandmed

Läbi aastate on olnud erinevad investeeringutoetused näiteks Põllumajanduse Registre ja Informatsiooni Ametilt (PRIA) ja AS KredEx-lt, lisaks ka eelmainitud taastuvenergia toetused. Varasemalt oli võimalik saada nii taastuvenergia toetust kui ka investeeringutoetust. Viimastel aastatel kaotati ära aga võimalus saada mõlemapoolseid toetusi – praeguste andmete kohaselt on võimalik saada ainult investeeringutoetust.

Vaadeldavatest jaamadest 10 kW tootmisvõimsusega päikeseelektrijaam ei saanud investeeringutoetust. Lisaks taastuvenergia toetusele sai 200 kW tootmisvõimsusega jaam investeeringutoetust PRIA-lt 40% rajamiskulude ulatusest. Tasuvusarvutuseks kujunenud uued alginvesteeringukulud kajastatud tabelis 2.9.

Tabel 2.9 2018 a. päikeseelektrijaamade kahe aasta keskmised alginvesteeringu kogukulud.

Muutuja	Alginvesteeringukulud, €/kWp	
	10 kW PEJ, 12,32 kWp	200 kW PEJ, 237,44 kWp
PEJ rajamiskulud	916,9	391,5
Liitumiskulud	29,5	154,8
Lisakulud	0	15,7
Alginvesteeringu kogukulu km-ta, €/kWp	946,4	562,0

Lõplikuks rajamiskuludeks suuremal jaamal kujunes 391,5 €/kWp väljaehitamise järel peale investeeringutoetus saamist (Tabel 2.9). Väiksema jaama rajamiskulud ei muutunud, seetõttu lõplik rajamiskulu jäi ligikaudu 70% kõrgemaks kui suuremal jaamal. Rahvusvaheline alginvesteeringukulu 2019. aastal oli kodumajapidamistele keskel läbi 1100 €/kWp [22].

Lõplike alginvesteeringute kogukulude ja kahe aasta keskmise kasumi alusel on võimalik kalkuleerida lihtsustatud tasuvusaeg (Tabel 2.10). Tasuvusaja arvutamisel võetakse arvesse ainult tekkinud reaalsed muutuv- ja püsikulud diskonteerimata kujul ning vaadeldakse tasuvusaega taastuvenergia toetusega kui ka ilma.

Tabel 2.10 2018. aasta päikeseelektrijaamade tasuvusajad.

Muutuja	10 kW PEJ, 12,32 kWp	200 kW PEJ, 237,44 kWp
Tasuvusaeg aastates taastuvenergia toetusega	8,2	7,3
Tasuvusaeg aastates taastuvenergia toetuseta	11,5	21,0

Võttes arvesse taastuenergia toetust ja investeeringutoetust, siis käesolevate andmete alusel on tasuvusaeg 200 kW süsteemil ligikaudu 7 aasta ja 4 kuud. Mis tähendab seda, et suurema jaama tasuvusaeg on peaaegu aasta võrra lühem tänu madalale lõplikule alginvesteeringukulule. Kaotades ära taastuenergia toetuse, siis kujuneb välja asjaolu, et omatarbimise puudumisel kaob ära suuremal päikeseelektrijaamal investeeringu eesmärk. Omatarbimisega väiketootjal on toetuse puudumisest hoolimata tasuvusaeg üpriski optimaalses vahemikus, tasudes ennast ära eluaja jooksul vähemalt 2 korda. Konkurentsiameti andmetel loetakse 10 kW päikeseelektrijaama tasuvusajaks taastuenergia toetuseta ligikaudu 13 aastat [20]. Suuremad päikeseelektrijaamad, mis on optimaalse dimensiooni ja omatarbimisega, suudavad seega veel kiiremini ennast ära tasuda. Käesolevad tasuvusajad on indikatiivsed, tehnilisest ja elektrituru aspektist on raske prognoosida konkreetseid tasuvusaegsid.

2.6 Vaadeldavate jaamade tootmishinnad

Heaks tootmishinnaks loetakse 10 kW päikeseelektrijaamal Konkurentsiameti andmetel aastal 2021 ligikaudu 119 €/MWh kohta [22]. Tootmishinna kujunemisel vaadeldavatel jaamadel tuleb määrata leitud andmetele lisaks kaalutud keskmine kapitali hind ehk diskontomäär. Diskontomääraks on Konkurentsiameti aruandes 6%. Autor jättis lihtsuse mõttes selle näitaja arvestamata, kuna puudub vajadus käesolevas jaamade võrdluses. LCOE leidmiseks vajalikud lähtandmed on kajastatud tabelis 3.1. Tootmishinna saamisel on võetud arvesse päikesepaneelide kasuteguri langemist eluaja jooksul ja päikeseelektrijaama ühe kWp elektrienergia prognoositavat kogutoodangut, kuna prognoosist saadud andmed on pikemaajalise perioodi keskmised. Toodanguga seotud andmed on kajastatud peatükis 2.3 ja kuludega seotud andmed on peatükkides 2.2 ja 2.5.

Tabel 2.11 2018. aasta päikeseelektrijaamade ligikaudsed diskonteerimata tootmishinnad.

Muutuja	10 kW PEJ, 12,32 kWp	200 kW PEJ, 237,44 kWp
Alginvesteeringu lõppkulud	946,4	562,0
Eluajal tekkivad eeldatavad kogukulud	278,0	588,2
Eluaja kogutoodang (MWh/kWp)	24,95	24,04
LCOE, €/MW·h	49,1	47,9

Tootmishinna võrdlusest selgub, et väiksemal jaamal on käesoleval juhtumil tootmishind 1,2 €/MWh võrra suurem, olenemata soodsast asukohast. Suurema jaama kogukulud eluaja jooksul on peaaegu 7% väiksemad, seepärast on kokkuvõttes

tootmishind väiksem. Kui oleks lähtunud reaalistest toodangutest tootmisperioodi vältel, oleks tootmishinna erinevus olnud väiksem. Võtta arvesse väiksema jaama soodsat asukohta, siis saab andmete põhjal väita, et tootmishinna seisukohast on suurema jaama rajamine kasumlikum, küll aga tänu investeeringutoetusele. Väiksemal jaamal on väga raske tuua tootmishinda veel enam alla, kasu oleks praktiliselt ainult rajamiskulude alandamisest. Lisaks oli 10 kW tootmisjaamal paigaldusparameetrid praktiliselt ideaalsed Eesti tingimustes – soodne asukoht ja päikesepaneelide kaldenurk. Suurema päikeseelektrijaama tootmishinda on võimalik alandada nt vähendades igaaastaseid muutuv- ja püsikulusid, ühendada olemasoleva liitumisega ja rajada piiratud territooriumile.

KOKKUVÕTE

Lõputöö eesmärk oli saada võrdlev analüüs väiksemast, mis oli paigaldatud omatarbimisega eluhoone katusele, ja suuremast päikeseelektrijaamast, mis rajati eesmärgiga elektrienergiat võrku müüa. Võrdlusesse võetud jaamad sai valitud võimalikult erinevad, et tekiks laiemaspektiline ülevaade. Autor soovis saada vastust, kas suurem jaam on kasumlikum ning milliste näitajate poolest. Teema olulisus seisnes eelkõige tootmishinna ehk LCOE ja kogukulude võrdluses, millele eelnesid tasvusnäitajate analüüsid. Kõik kuludega ja tuludega seotud andmed arvatati ümber €/kWp näitajasse, mis kujutab endast ühe kW päikesepaneeli võimsuse hinda eurodes. See võimaldas võrrelda erinevaid kulude osasid sõltumata päikeseelektrijaama suuruselt.

Analüüsitud kahe päikeseelektrijaama alginvesteeringukulud jaotati kolmeks: PEJ rajamiskulud, liitumiskulud ja lisakulud. 10 (12,3 kWp) ja 200 kilovatise (237,4 kWp) tootmisvõimsusega päikeseelektrijaamade rajamiskulud olid vastavalt: 917 €/kWp ja 653 €/kWp. Juhul, kui arvestada ka suuremale jaamale antud PRIA 40%-list investeeringutoetust, siis oleksid rajamiskulud 200 kW süsteemil vaid 392 €/kWp. Liitumiskulude maksumus oli suurel jaamal 155 €/kWp ja väiksemal jaama 30 €/kWp. 200 kW jaamal oli lisakulude hulk palju suurem, näiteks rajati piirdeaed ja valvesüsteem. Arvutustulemustest selgus, et investeeringu kogukulud olid 10 kW võimsusega päikeseelektrijaamal 946 €/kWp ja 200 kW jaamal 562 €/kWp. Vaadeldavate jaamade alginvesteeringukulude aspektist selgus asjaolu, et ka investeeringutoetuseta on suurema jaama rajamine tulusam.

Järgmisena analüüsiti jooksvaid muutuv- ja püsikulusid, mis kujunesid kahe tootmisaasta jooksul. Andmed rehkendati ümber kahe aasta keskmistesse aastakuludesse. Väiksemal jaamal ei tekkinud täiendavaid kulusid, kuna jaam oli paigaldatud hoone katusele, täies mahus omafinantseering ning oli olemasoleva liitumisega, seega ei võtnud autor arvesse jaotusvõrgu ettevõtte ampritasu. Maapaigaldisega rajatis pidi tasuma igakuiselt ampritasu, võtma täieliku omafinantseeringu puudumise pärast pangalt laenu ning tasuma selle pealt intressi. Veel pidi omanik hooldama kinnistut niites muru, pidi tasuma käugjälgimise internetiühenduse ja käidukorralduse eest. Rakendusid ka pangalt ja investeeringutoetust andnud asutuselt saksioonid, mis tegid iga-aastasteks kuludeks 16 €/kWp. Tuli rajatis kindlustada, olema piiratud territooriumil videovalvega ja ettevõtte alla registreeritud vähemalt üks töötaja, kelleks oli raamatupidaja. Pöörati ka tähelepanu täiendavatele kuludele, mis tekivad päikeseelektrijaama eluaja jooksul. PEJ eluajaks loeti 30 aastat päikesepaneelide garantiitingimuste pärast, võrguinverterite

eeldatav ligikaudne eluiga on aga 10 aastat. Võrguinverterite asendusculude kõrvalt võeti arvesse ka lisanduvad hooldusculud – 1% rajamiskuludest. Lõplikud eeldatavad kogukulud PEJ eluajal olid järgmised: 10 kW PEJ puhul 278 €/kWp ja 200 kW jaamal 588 €/kWp.

Kasutatavusteguri leidmisel vaadeldi enne reaalseid toodanguid ning optimeeritud kui ka lihtsalt toodangu prognoosi PVGIS tarkvaraga. Kahe aasta keskmised reaalsed toodangud olid väiksemal jaamal ligikaudu 9% suuremad, aga neid ei võetud kasutatavusteguri arvutamisel arvesse. Eesmärk oli saada kinnitust, et tootmisjaamade investeeringutulu andmed oleksid arvestatavad. Kasutatavustegurites analüüsi vaadeldavate jaamade paigaldusparameetreid. Tähele dati asjaolu, et 10 kW tootmisüksusel oli keskmine kogutoodang tänu soodsale asukohale PEJ eluajal ühikulise näitaja kWh/kWp poolest parem, ehk saagikus oli suurem. Keskmiselt tootis väiksem jaam 835 kWh/kWp ja suurem jaam 801 kWh/kWp. Leiti ka toodangupõhine kasutatavusteguri protsentides, milleks 10 kW PEJ-l oli 9,5% ja 200 kW jaamal 9,2%. Teguri leidmisel võeti arvesse päikesepaneelide kasuteguri langemist, mis oli mõlemal jaamal sama, ja prognoositud toodanguid. Eestis loetakse heaks näitajaks vahemikku 8-11%. Kasutatavusteguri seisukohast oli väiksem süsteem tänu soodsale asukohale 0,3% võrra parem.

Investeeringitulude peatükis käsitleti saadud elektrienergia tulusid kui ka taastuvenergia toetust. Mõlemad jaamad said taastuvenergia toetust ja olid liitunud NPS elektribörsi paketiaga, ehk elektrienergia börsihindadega. Investeeringutulud tulid väiksemal jaamal elektrienergia müügist ja kasutamata jäänud elektrienergiast. Elektrienergia tarbimisel peab jaotusvõrgu ettvõttele ja riigile maksma täiendavaid tasusid, seega ostmisel oleks olnud väiksemalt jaamal praktiliselt kaks korda suurem elektri hind. Elektribörsil kujunes mõlemal jaamal hinnaks ligikaugu 52-56 €/MWh. Väiksem jaam ostis kahe aasta lõikes keskmisel 39,4% elektrienergiat võrgust juurde. Taastuvenergia toetusega koos olid investeeringutulud järgmised: väiksemal jaamal 116 €/kWp ja suuremalt jaama 93 €/kWp. Omatarbimisega jaamal on aastane investeeringutulu ka taastuvenergia toetusega suurem. Eemaldades praeguste tingimuste kohaselt toetuse, siis on suuremal jaamal ainult elektrienergia müümisel praktiliselt kaks korda väiksemad resulteeruvad tulud. Väiksemal jaamal oli tasuvusaeg toetusega veidi üle 8 aastat ja toetuseta 11 ja pool aastat. 200 kW PEJ oli tasuvusaeg toetusega peaaegu üks aasta lühem tänu madalatele alginvesteeringikuludele, aga toetuseta juhul oli eeldatavaks tasuvusajaks 21 aastat. Sealt selgus omatarbimise olemasoluga seotud suur eelis ning ka põhjus, miks enam ei rajata päikeseelektrijaamasid vastavates tingimustes nagu seda tehti taastuvenergia toetuse saamise aastatel.

Viimasena käsitles autor vaadeldavatel jaamadel tootmishinda ehk LCOE-d. LCOE leidmisel lähtuti lihtsustatud valemist, kus alginvesteeringu lõppkulud ja eluajal tekkivad eeldatavad kogukulud jagati eluaja kogutoodanguga. Kogutoodang käsitleti kasutatavusteguri teema all. Arvutuse tulemusena selgus, et suuremal jaamal on tootmishind madalam. 10 kW PEJ süsteemil oli tootmishinnaks 49 €/MWh ja 200 kW jaamal 47 €/MWh. Eelkõige olid suurema jaama eelis tingitud väiksematest alginvesteeringukuludest kW kohta.

Kahe päikeseelektrijaama kulude ja tulude hindamisest võib järeldada, et omatarbimisega jaamadel on tasuvusaeg toetuseta kordades väiksem kui jaamadel, mis müüvad elektrit võrku börsihinnaga. Tootmishinna erinevus vaadeldud jaamadel on üpris väike. Autori hinnangul kõige mõistlikum on võtta toetusteta päikeseelektrijaama rajamisel arvesse liitumisvõimalusi ja iga-aastaseid kulusid, mis võivad muutuv- või püsikuludena tekkida. Kajastatud näitajad eeldatavatele eluaja kuludele on suudetud hoida väga madalad ning prognoositavad kulud on võetud minimaalsed, eesmärgiga tootmisüksusi võrrelda. Enamjaolt ei ole võimalik aruandes lõplikke näitajaid univertsalselt kasutada, kuna need olid projektipõhised, saab see-eest sarnaste kulukomponentide olemasolul leida indikatiivsed väärtused. Töös kasutatud meetodeid on võimalik lihtsasti rakendada sobivate näitajate leidmiseks kõikidel tootmisjaamadel. Arvesse on võimalik võtta kasutatavusteguri andmeid, kuna see näitaja kehtib prognoositud aspektist kõigile jaamadele üheselt ja olid mõlemal jaamal praktiliselt analoogsed.

SUMMARY

The objective of the thesis was to obtain a comparative analysis of the smaller residential plant, that was roof-installed, and medium sized plant, that was built upon the fact that all the energy will be sent to the power grid. The stations taken to the comparison were chosen to see the wider and broader overview of the disparity. The author wanted to receive an answer, whether the larger solar power plant is profitable and on what indicators. The importance of the topic consisted in particular in the comparison of the production price (LCOE) and the final costs, preceded by analyzes of performance indicators. All costs and revenue data were calculated into the €/kWp price, which represents one kW power of solar panels price in euro. This made it possible to compare different parts of the cost regardless of the volume of the solar power plant.

The first thing to investigate in both stations, were the initial investment costs: solar power plant building costs, grid connection establishing costs and additional costs. 10 kW and 200 kW solar power plants building costs were accordingly: 916,9 €/kWp and 652,6 €/kWp. After the 40% investment aid was taken into account, the building costs of the medium sized plant were reduced to 391,5 €/kWp. In the total initial investment costs larger station grid connection costs were 154,8 €/kWp and smaller plants costs were 29,5 €/kWp. 200 kW plant costs proportion had more components, additional fence and video surveillance had to be built. The total costs of the initial investments were: 10 kW – 946,4 €/kWp and 200 kW PEJ – 562,0 €/kWp. In the aspect of initial investment, costs review emerged a fact, that even without investment aid the larger plant building costs were a bit lower.

Next, the current variable and fixed costs, that developed during the two production years, were analyzed. The data was transformed into two years average annual costs. Smaller plant did not incur additional costs, as the station was installed on the roof, was fully self-financed and had a previous connection to the grid, so the author did not take into account the distribution network company's ampere fee. The field-installed plant had to pay monthly ampere fee and had to take loan from the bank with an interest. Furthermore, the owner had to maintain the property, had to pay for the internet connection and the grid operated. In addition, there were additional requirements from the bank and investment aid company before getting the money, which made yearly average costs 16 €/kWp. The plant had to be also insured, have a territory surveillance and fence, and at least one employee within the company. These costs paid big role to additional costs incurred during the lifetime of the solar power plant. Solar station life-expectancy is close to 30 years and grid investors only approximately 10 years. Grid inverters replacement costs were also taken into account, the additional

lifetime maintenance costs were calculated to 1% of the establishment costs. Final lifetime yearly additional costs resulted in: small - 278,0 €/kWp and larger 588,2 €/kWp.

Before finding the capacity factor, real production and simulated production yields were analyzed with PVGIS online software. The two-year average real outputs were approximately 9% higher, but they were not taken into account when calculating the capacity factor. The aim was to obtain confirmation that the investment income data could be countable. 10 kW production unit had the higher average total output, therefore higher production yield, thanks to favorable location. On average, the smaller plant produced 834,8 kW·h/kWp and larger 801,2 kW·h/kWp in a year. Also was found capacity factor in percentage, 10 kW system factor was 9,5% and 200 kW system had 9,2%. When finding a capacity factor, degradation of the solar panels, which was the same, and projected outputs were taken into account of both stations. In Estonia good factor is between 8 – 11,4%. Thanks to good location, smaller plant had 0,3% better figure.

Investment income chapter discussed the revenue of electricity derived as well as renewable energy aid. Both stations received aid and were joined with the NPS electricity stock exchange package. Income to a smaller station came from the sold and unused electricity. When consuming electricity, then there are addition fees, so the price would have been virtually 2 times higher than purchasing. Both plants sold energy with a approximate price of 0,052 to 0,056 €/kW·h. Smaller plant bought on average in a year about 39,4% electricity. The investment income with the renewable energy aid were accordingly 116,01 €/kWp (small) and 93,1 €/kWp (medium sized). Resolution in the analysis was that, the plant with the own consumption, had annually better income. By removing aid, because of the current terms, the larger station would have practically 2 times less annual income. After mapping investment incomes and final initial investment expenditures, it was possible to find expected payback periods with and without the renewable aid. When finding a payback period, incomes were unchanged over period to simplify formula. A smaller station payback period was a bit over 8 years and without renewable aid was 11 and a half. Larger plant payback times was with aid was almost 1 year shorter, but without aid it would have been close to 21 years. Escalated results were now understandable and made sense, why there were built so many solar power plants without consumption before the aid was lost.

Lastly, the author analyzed the LCOE. LCOE was found through simplified formula, where the final costs of the initial investment and the expected total costs were divided with total lifetime average projected production. Total production was discussed under the theme of the capacity factor. However, as a result of the initial costs, it turned out

that the larger station still had lower production price: 10 kW system price was 49,1 €/MW·h and 200 kW system 47,1 €/MW·h.

In conclusion, it is hard to tell the ultimate resolutions on observable plants. It is certain that the own consumption stations have better payback time without and with the aid. Comparing them with production price, then the difference is too small to prefer larger station with these conditions. According to the author, it is not reasonable to take into account the grid connection existence and annual costs, that may arise during certain condition. Author wants to point out, that in the energy development analyzes of Estonia solar energy, the final indicator reflected in the thesis should not be taken into account even at equivalent stations. Reported figures for life expectancy have been kept to very minimum and the projected costs had been also kept to minimum, with a main purpose in mind to compare production units. For the most part, it is not possible to use the final indicated data universally, as they were project-based, but indicative values can be found, when comparing them to similar components. The methods used in the work can be easily applied to find suitable indicator for all production plants. It is possible to take into account the capacity factor data, as this indicator is unambiguously valid for all stations in the predicted aspect and was practically similar for both stations.

KASUTATUD KIRJANDUSE LOETELU

- [1] Juhan Valtin, Energiasüsteemide ökonomika: AES3136 loengukonspekt, Tallinna Tehnikaülikool, Tallinn, 2005.
- [2] Danish Energy Agency ja Energinet, „Technology data – Energy Plants for Electricity and District heating generation,” 2016. 249-274, [Võrgumaterjal].
Saadaval:
https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Statistik/technology_data_catalogue_for_el_and_dh_-_0009.pdf. [Kasutatud 23.02.2021].
- [3] Chung Sing Lai ja Malcolm D. McChulloch, „Levelized cost of electricity for solar photovoltaic and electrical energy storage,” Volume 190. University of Oxford, United Kingdom, 2017. [Võrgumaterjal]. Saadaval:
<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S030626191631933X?via%3Dihub>. [Kasutatud 29.01.2021].
- [4] Agora Energiewende, „Current and future cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios of Market Development System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems,” 2015. 52- 56, [Võrgumaterjal]. Saadaval:
https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2014/Kosten-Photovoltaik-2050/AgoraEnergiewende_Current_and_Future_Cost_of_PV_Feb2015_web.pdf. [Kasutatud 12.02.2021].
- [5] Rembrandt Koppelaar, „Solar-PV energy payback and net energy: Meta-assessment of study quality, reproducibility, and results harmonization,” 2016. 5, [Võrgumaterjal]. Saadaval:
https://www.researchgate.net/publication/311170056_Solar-PV_energy_payback_and_net_energy_Meta-assessment_of_study_quality_reproducibility_and_results_harmonization. [Kasutatud 12.02.2021].
- [6] Elektrilevi OÜ, „Elektrilevi hinnakiri,” 2021. [Võrgumaterjal]. Saadaval:
https://www.elektrilevi.ee/-/doc/8644141/kliendile/hinnakiri/elektrilevi_hinnakiri_lisateenusused_EST_alates_1.jaanuar_2021.pdf. [Kasutatud 29.03.2021].

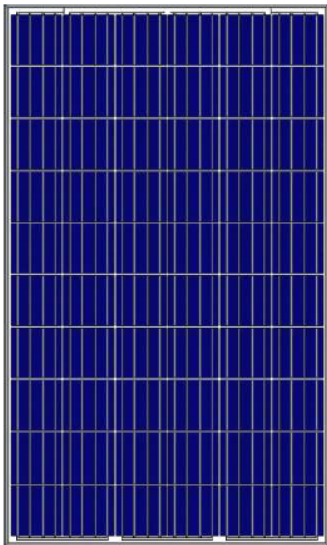
- [7] Targo Kalamees ja Teet Tark, „Madalenergia- ja liginullenergiahoone kavandamine. Juhend väikeelamute projekteerijale, ehitajale ja tellijale,“ Tallinn, 2012. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://kredex.ee/sites/default/files/2019-03/Madalenergia-%20ja%20liginullenergiahoone%20kavandamine.%20Juhend%20v%C3%A4ikeelamute%20projekteerijale,%20ehitajale%20ja%20tellijale.pdf>. [Kasutatud 10.03.2021].
- [8] Majandus- ja Kommunikatsiooniministeeriumi, „MKM koduleht,“ [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.mkm.ee/et/eesmargid-tegevused/ehitus-ja-elamumajandus/hoonete-energiatohusus>. [Kasutatud 16.02.2021].
- [9] Elektrilevi OÜ, „Elektrilevi koduleht,“ Tallinn. [Võrgumaterjal]. Saadaval: https://www.elektrilevi.ee/-/doc/8644141/liitumised/elektritootjale/failid/elektritootja_liitumisprotsessi_yksikasjalik_kirjeldus.pdf. [Kasutatud 16.02.2021].
- [10] Majandus- ja Kommunikatsiooniministeeriumi, „MKM koduleht,“ [Võrgumaterjal]. Saadaval: https://www.mkm.ee/sites/default/files/taastuvenergia_tegevuskava.pdf. [Kasutatud 17.02.2021].
- [11] Keskkonnaministeerium, „Keskkonnaministeeriumi koduleht,“ [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.envir.ee/et/UNFCCC>. [Kasutatud 17.03.2021].
- [12] Imatra Elekter AS, „Imatra Elekter AS koduleht,“ [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://imatraelekter.ee/elektrimuuk/nord-pool-spot/>. [Kasutatud 15.04.2021].
- [13] Eesti Energia AS, „Eesti Energia AS koduleht,“ [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.energia.ee/era/elekter/elektriturg>. [Kasutatud 29.03.2021].
- [14] Eesti Energia AS, „Elering AS koduleht,“ [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://elering.ee/elektribors>. [Kasutatud 19.03.2021].
- [15] Eesti Energia AS, „Eesti Energia AS koduleht,“ [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.energia.ee/era/elekter/elektrileping-ja-paketid?customers=home-customer&packages=fix>. [Kasutatud 29.03.2021].
- [16] Eesti Energia AS, „Elering AS koduleht,“ [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://elering.ee/taastuvenergia-tasu#tab0>. [Kasutatud 9.03.2021].

- [17] Elektrilevi OÜ, „Elektrilevi OÜ koduleht,” [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.elektrilevi.ee/ettevottest/elektrilevi-tutvustus?introduction=network-charges&modal=elektriarve>. [Kasutatud 29.01.2021].
- [18] Eesti Energia AS, „Eesti Energia AS koduleht,” [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.energia.ee/uudised/avaleht/-/news/2018/08/29/ole-targem-tarbija--millest-koosneb-elektriarve>. [Kasutatud 29.03.2021].
- [19] Eesti Vabariigi Valitsus, „Elektrihutusseadus,” 20.07.2007. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.riigiteataja.ee/akt/13253572>. [Kasutatud 29.01.2021].
- [20] Konkurentsiamet, „Ülevaade päikesejaamade tasuvusanalüüsist,” [Võrgumaterjal]. Saadaval: https://www.konkurentsiamet.ee/sites/default/files/paikesejaamade_tasuvusanaluuskonkurentsiamet.pdf. [Kasutatud 29.01.2021].
- [21] Sven Johansson, „Analysis of solar cell in different situations,” 2015. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:858954/FULLTEXT02>. [Kasutatud 09.04.2021].
- [22] Jäger-Waldau, A., „PV Status Report 2019,” JRC Science Hub, 2019. [Võrgumaterjal]. Saadaval: https://ec.europa.eu/jrc/sites/jrcsh/files/kjna29938enn_1.pdf. [Kasutatud 29.01.2021].
- [23] International Energy Agency, „Average annual capacity factors by technology,” Paris, 2020. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/average-annual-capacity-factors-by-technology-2018>. [Kasutatud 29.01.2021].
- [24] Statistikaamet, „Statistikaameti koduleht,” [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.stat.ee/et/avasta-statistikat/valdkonnad/energia-ja-transport/energeetika>



AS-6P30

POLYCRYSTALLINE MODULE



ADVANCED PERFORMANCE & PROVEN ADVANTAGES

- High module conversion efficiency up to 17.52% by using high efficient solar cells and advanced manufacturing technology.
- Low degradation and excellent performance under high temperature and low light conditions.
- Robust aluminum frame ensures the modules to withstand wind loads up to 2400Pa and snow loads up to 5400Pa.
- High reliability against extreme environmental conditions (passing salt mist, ammonia and hail tests).
- Potential induced degradation (PID) resistance.
- Positive power tolerance of 0 ~ +3 %.

CERTIFICATIONS

- IEC61215, IEC61730, IEC62716, IEC61701, CE, CQC, CGC, ETL(USA), JET(Japan), J-PEC(Japan), Kemco(South Korea), KS(South Korea), MCS(UK), CEC(Australia), FSEC(FL-USA), CSI Eligible(CA-USA), Israel Electric(Israel), InMetro(Brazil), TSE(Turkey)
- ISO9001:2008: Quality management system
- ISO14001:2004: Environmental management system
- OHSAS18001:2007: Occupational health and safety management system

SPECIAL WARRANTY

- 12 years limited product warranty.
- Limited linear power warranty: 12 years 91.2% of the nominal power output, 30 years 80.6% of the nominal power output.

Passionately
committed to
delivering innovative
energy solution

