



TALLINNA TEHNIKAÜLIKOOL  
ELEKTROENERGEETIKA INSTITUUT

# **Tööstushoonele planeeritava päikeseelektrijaama teostatavuse hindamine**

**Elektroenergeetika õppekava**

**Energiasüsteemide õppetool**

**Magistritöö**

Õppetooli juhataja	dotsent	J. Kilter
Juhendaja	emeriitprofessor	H. Tammoja
Lõpetaja		V. Vaikla

**Tallinn 2016**

# Autorideklaratsioon

Deklareerin, et käesolev lõputöö, mis on minu iseseisva töö tulemus, on esitatud Tallinna Tehnikaülikooli elektroenergeetika instituudile haridusastme lõpudiplomi taotlemiseks elektroenergeetika erialal. Lõputöö alusel ei ole varem kutse- või teaduskraadi või inseneridiplomit taotletud.

Lõpetaja (allkiri ja kuupäev) \_\_\_\_\_

# Lõputöö kokkuvõte

<i>Autor:</i> Vaiko Vaikla	<i>Lõputöö liik:</i> Magistritöö
<i>Töö pealkiri:</i> Tööstushoonele planeeritava päikeseelektrijaama teostatavuse hindamine	
<i>Kuupäev:</i> 07.01.2016	76 lk
<i>Ülikool:</i> Tallinna Tehnikaülikool	
<i>Teaduskond:</i> Energeetikateaduskond	
<i>Instituut:</i> Elektroenergeetika instituut	
<i>Õppetool:</i> Energiasüsteemide õppetool	
<i>Töö juhendaja(d):</i> Heiki Tammoja	
<i>Sisu kirjeldus:</i> <p>Käesoleva magistritöö eesmärgiks on uurida üksikule tööstushoonele planeeritava päikesepaneelidega väikeelektrijaama elektrienergia tootmise võimalusi ja kasutust ning hinnata selle teostatavust, otstarbekust ja tasuvust.</p> <p>Töös antakse ülevaade päikesepaneelide tööpõhimõttest, tehnoloogiatest, elektrilistest näitajatest, valiku tingimustest, suunamise printsiipidest ning paigaldamise ja ühendamise võimalustest. Tulenevalt võrguühendusega süsteemi loomisest käsitleti erinevate <i>on-grid</i> inverterite tehnoloogiad ja valiku tingimusi.</p> <p>Tööstushoone päikeseelektrijaama loomiseks viidi läbi teostatavuse uuring, mille käigus hinnati objekti ehitust ja eripärasid, päikeseenergia ressursse ning tarbimisharjumisi. Vastavalt tarbimisharjumustele koostati kaks lahendust: mikrotootmiseseadme ja pisitootmiseseadme võimalikkusest. Lahenduste korral hinnati seadmete valiku tingimusi, päikesepaneelide paigaldamise ja suunamise võimalusi. Lisaks sellele leiti iga lahenduse kohta tasuvusaeg kahel meetodil – lihttasuvus ja puhasnüüdisväärtus.</p> <p>Töö tulemustest selgub, et tööstushoonele päikeseelektrijaama ehitamine on võimalik ning päikeseelektrijaama tasuvusajaks reaalses tingimustes on mikrotootmiseseadme korral 16-22 aastat. Pisitootmiseseadme tasuvusaeg on 14-18 aastat. Tulemus sõltub valitud stsenaariumi kriteeriumitest. Pisitootmiseseadme soetamine ettevõtte kasumi arvelt osutub tasuvaimaks stsenaariumiks.</p>	
<i>Märksõnad:</i> päikeseenergia, päikeseelektrijaam, taastuenergeetika, mikrotootmine, pisitootmine, tööstushoone, päikesepaneel, inverter.	

# Summary of the diploma work

<i>Author:</i> Vaiko Vaikla	<i>Kind of the work:</i> Master's thesis
<i>Title:</i> The feasibility evaluation of a solar power station planned for an industrial building	
<i>Date:</i> 07.01.2016	<i>76 pages</i>
<i>University:</i> Tallinn University of Technology	
<i>Faculty:</i> Faculty of Power Engineering	
<i>Department:</i> Department of Electrical Power Engineering	
<i>Chair:</i> Chair of Power Systems	
<i>Tutor(s) of the work:</i>	
<i>Abstract:</i> The aim of this master's thesis is to analyze the possibilities of solar electricity generation and usage for an industrial building. Also to assess the feasibility, rationality and cost-effectiveness of the planned system.  The work gives an overview of solar panels operations, technologies and electrical parameters. Also the principles of choosing, aiming and mounting of solar panels. Due to the planned creation of on-grid system, inverters technologies and principle of choice is considered.  Feasibility evaluation was carried out for an industrial building. This included the assessment of the building architecture, solar resources and consumer's habit of electrical power. Two possible solutions were created according to the electrical usage of the building: micro solar power station and small solar power station. The choice, aiming and mounting of equipment were assessed for both solutions. In addition the cost-effectiveness and payback time of the systems were found with 2 methods – simple payback and net present value.  The feasibility evaluation of the systems shows that, building a solar power plant on this particular industrial building is possible and the cost-effectiveness and payback time in realistic conditions for micro solar power station shows approximately 16-22 years. Payback time for small solar power station is approximately 14-18 years. Result depends on scenarios criteria's. Building a small solar power station from company's profits turns out to be the most cost-effective scenario.	
<i>Key words:</i> solar energy, solar power plant, renewable energy, micro production, small production, industrial building, solar panel, inverter.	

# Sisukord

<b>Eessõna .....</b>	<b>8</b>
<b>Sissejuhatus.....</b>	<b>9</b>
<b>1. Päikesepaneelid.....</b>	<b>12</b>
1.1 Päikeseenergia ajalugu.....	12
1.2 Päikesepaneel.....	12
1.3 Pooljuhid ja pn-siire .....	13
1.4 Fotogalvaaniline efekt.....	14
1.5 PV-elementide tehnoloogiad.....	16
1.5.1 Monokristalliline räni-element.....	16
1.5.2 Polükristalliline räni-element.....	16
1.5.3 Õhuke kile-element.....	16
1.6 Päikesepaneeli elektrilised näitajad .....	18
1.7 Päikesepaneeli valik.....	20
1.8 Päikesepaneelide suunamine .....	23
1.9 Päikesekiirguse liigid .....	25
1.10 Päikesepaneelide paigaldamise võimalused.....	26
1.11 Päikesepaneelide ühendamine.....	28
1.12 Päikesepaneelide lisaseadmed.....	29
<b>2. Inverterid .....</b>	<b>31</b>
2.1 Võrguühendusega inverterite tehnoloogiad .....	33
2.2 Võrguühendusega inverteri elektrilised näitajad.....	37
2.3 Võrguühendusega inverteri valik.....	39
<b>3. Tööstushoonele planeeritava päikeseelektrijaama teostatavuse hindamine.....</b>	<b>41</b>
3.1 Ülevaade projekti loomise etappidest .....	41
3.2 Teostatavuse põhiuuring .....	41
3.3 Liitumistingimused ja taastuvenergia toetus.....	43
3.4 Tööstushoone objekti kirjeldus .....	46
3.5 Tööstushoone asukoha päikeseenergia ja varjude hindamine.....	46
3.6 Tööstushoone tarbimise analüüs .....	49
3.7 Tööstushoone PV-seadmete valik.....	51
3.7.1 Tööstushoone inverteri valik mikrotootjana.....	52
3.7.2 Tööstushoone inverteri valik pisitootjana .....	53
3.8 Tööstushoone seadmete ühendamine, paigaldamine ja suunamine .....	54
3.8.1 Mikrotootmisseadme ühendamine ja paigaldamine .....	54
3.8.2 Pisitootmisseadme ühendamine ja paigaldamine.....	55
3.9 Tasuvusarvutus .....	56
3.9.1 Mikrotootmisseadme tasuvusarvutused.....	58
3.9.2 Pisitootmisseadme tasuvusarvutused .....	63
<b>Lõputöö kokkuvõte .....</b>	<b>67</b>
<b>Lisad .....</b>	<b>74</b>
<b>L.1. Renesola mooduli tehniline spetsifikatsioon .....</b>	<b>75</b>
<b>L.2. Solivia inverteri tehniline spetsifikatsioon .....</b>	<b>76</b>

# Lõputöö ülesanne

Lõputöö teema:	<b>Tööstushoonele planeeritava päikeseelektrijaama teostatavuse hindamine</b>
Üliõpilane:	<b>Vaiko Vaikla, 132254</b>
Lõputöö juhendaja:	Heiki Tammoja
Õppetool:	Energiasüsteemide õppetool
Õppetooli juhataja:	Jako Kilter
Lõputöö esitamise tähtaeg:	07.01.2016

---

Üliõpilane (allkiri)

---

Juhendaja (allkiri)

---

Õppetooli juhataja (allkiri)

## Teema põhjendus:

Tööstushoone päikeseelektrijaama teostatavuse hindamine on oluline, et välja tuua päikeseenergia kasutamise võimalused ja tasuvus tööstushoone elektrivarustuseks. Päikesepaneelide lahenduse uurimise aluseks on ettevõtja soov hinnata temale pakutavaid võimalusi, tasuvust ja ratsionaalsust. Päikesekiirgusest toodetud elektrienergia kasutus on viimastel aastatel Eestis leidnud tunduvalt suuremat kasutamist. Tulenevalt sellest on suurenenud huvi ka tööstushoonete võimaluste hindamiseks. Uuring annab ülevaate kasutatavates päikesepaneelidest, inverteritest ning nende kasutamise võimalusetest tööstushoonel. Lõputöö autori omapoolne panus töösse on üksikule tööstushoonele planeeritava päikeseelektrijaama erinevate lahenduste ja väikeelektrijaama rahalise tasuvuse leidmine, kasutades loodud ja internetis olevaid andmebaase ning kirjandust.

## Töö eesmärk:

Töö eesmärgiks on uurida üksikule tööstushoonele planeeritava päikesepaneelidega väikeelektrijaama elektrienergia tootmise võimalusi ja kasutust ning hinnata selle teostatavust, otstarbekust ja tasuvust.

## Lahendamisele kuuluvate küsimuste loetelu:

Töö eesmärgi saavutamiseks tuleb kirjeldada päikesepaneelide tööpõhimõtteid, tuua välja nüüdisaegsete päikesepaneelide omadused, valiku-, suunamis-, ja paigaldamistingimused.

Kirjeldada võrguinverterite tehnoloogiad, omadusi ja valikutingimusi. Teostada tööstushoone asukoha (päikeseikiirguse hulk) ja ehitise analüüs ning selle alusel valida sobivad seadmed. Võrrelda vastavalt tarbimisharjumustele koostatud lahenduste hindasid, ratsionaalsust ning kirjeldada nende tasuvust antud kontserni näitel.

### **Lähteandmed:**

Lähteandmeteks kasutakse TTÜ raamatukogu raamatuid ja kirjandust. Lisaks kasutatakse internetis olevaid andmebaase uurimistöode ja varasemate diplomitööde läbitöötamiseks. Seejuures võrreldakse päikesepaneele ja invertereid müüvate ettevõtete tooteid sõltuvalt nende jagatavast infost ja hindadest. Tööstushoone tarbimisandmete saamiseks kasutatakse mitme aasta elektriarveid ning hinnatakse päikeseenergia ammutamise võimalusi vastavalt päikeseenergia andmebaasidele. Tööstushoone suuruse ja katuse tingimuste kohta saadakse andmed ettevõtjalt või käiakse objektil kohapeal.

## Eessõna

Lõputöö teema „Tööstushoonele planeeritava päikeseelektrijaama teostatavuse hindamine“ sai valitud ajendatuna antud tööstushoone omaniku soovist hinnata päikeseenergia kasutamise võimalusi ja mõistlikkust tema ettevõttes ning autori isiklikust huvist taastuvenergia lahenduste osas kuna nende kasutamine on viimastel aastatel suurenenud.

Autor avaldab suurt tänu tööstushoone ettevõtte juhile, kes ajendas antud uurimistööd läbi viimast ning võimaldas kasutada kõiki tööstushoonega seonduvaid andmeid. Lisaks sellele tänan perekonda ja elukaaslast, kes mind selle töö valmimisel toetanud on.

Vaiko Vaikla

Laagri, Saue Vald, Harjumaa

[Vaiko.Vaikla@gmail.com](mailto:Vaiko.Vaikla@gmail.com)

+372 523 2400



## Sissejuhatus

Elektrienergia kasutus maailmas kasvab järjepidevalt tulenevalt rahvastiku suurenemisest ja nende energiavajaduste rahuldamisest. Lisaks sellele on üldises kasvutrendis ka elektrienergia hind. Elektrienergia tootmise peamiseks lahendiks on siiani olnud fossiilsetest kütustest toodetud elektrienergia, kuid see tingib keskkonna kahjustused ning kütuste varud ei ole lõpmatud. Tulenevalt sellest on suurenenud nii huvi kui ka kasutus taastuvenergia seadmete näol. Peamiste seadmetena kasutatakse näiteks päikesepaneele, elektrituulikuid, pumpsalvestusjaamasid ja muid sääraseid lahendusi. Vastavalt Euroopa Liidu Energiapoliitika nn. kliimapaketi alusel soositakse taastuvenergia seadmete kasutamist, kuna aastaks 2020 soovitakse taastuvenergia osakaal tõsta 20%-ni primaarenergia lõpptarbimisest. Aastal 2005 moodustas see Euroopa liidus kõigest 8,5%. [1]

Suurima potentsiaaliga taastuvenergia allikateks peetakse Eesti oludes tuult, päikest ja küttepuid. [2] Antud töös kirjeldatakse päikese, kui taastuvenergia kasutust. Päikeseenergia kasutus elektritootmisel avastati 1950. aastatel, kui loodi esimene fotogalvaaniline element, mis päikesekiirguse toimel tekitas elektrivoolu. Sellest ajast saati on toiminud järjepidev areng päikeseenergia kasutamisevõimaluste edendamiseks. [3] Tänapäeval kasutatakse peamiselt ränist, kui pooljuhist valmistatud päikesepaneelid. Nende valmistamine on odav ja kasutegurid jäävad vahemikku 13-17%. Viimastel aastatel on päikesepaneelide hinnad tunduvalt langenud ning seetõttu on suurenenud ka nende kasutatavus elektrienergia tootmisel. [4] Eestis on 2014 aasta seisuga päikesepaneelidega elektrienergia tootjaid 175, millest enamuse moodustasid mikrotootjad. 2015. aasta esimese kvartaliga kasvas see arv juba 211-ni, mis näitab ka sellise taastuvenergia kasutuse ja huvi kiiret suurenemist. [5]

Päikeseenergia kasutamine põhineb päikesepaneelidest toodetud elektrienergia tarbimises. Kuna päikesepaneelide valik on laialdane, on vajalik koostada turul olevate paneelide andmebaas tulenevalt nende andmetest ja hindadest. Päikesepaneelide kasutamine tingib aga inverterite vajaduse. Seda seetõttu, et moodulites toodetud alalisvool on vaja muundada vahelduvvooluks, mis on sobilik enamusele seadmetele mida kasutatakse kõikjal elektrivõrkudes. Tulenevalt pidevatest ilmuu muutusest ja päikesepaistelisuse varieerumisest ei pruugi päikeseelektrijaama tootmine katta tarbija kõiki elektrienergia vajadusi. Seega on vaja sarnaste süsteemide loomisel kasutusele võtta võrguühendusega inverterid. Vastavalt Elektrilevi OÜ poolt väljastatud mikrotootja inverterite nimekirjale tekib vajadus koostada ka võrguinverterite andmebaas parameetrite ja hindade alusel. Inverterite kasutuse mõistmiseks on

vaja eelkõige kirjeldada nende omadusi, tehnoloogiaid ja valikutingimusi. Andmebaase kasutati uurimistöö põhiosa seadmete valikul.

Käesoleva lõputöö teema kujunes välja tööstushoone ettevõtja soovist hinnata tema võimalusi investeerimiseks ja elektrienergia kulude vähendamiseks tänu päikeseelektrijaama kasutusele võtuga. Ettevõtte põhitegevuseks on juurviljade pesemine, koorimine, pakendamine, hoiustamine ja müük. Seoses sellega on tootmishoone põhilisteks elektriseadmeteks valgustid ja elektrimootorid ajamite käitamiseks. Tulenevalt tootmisprotsessist toimub tegevus põhiliselt päevasel ajal. Seega oleks antud juhul võimalik päikeseenergiat maksimaalselt ära kasutada, kuna elektrienergia tootmine saab toimuda ainult valguskiirguse olemasolul. Raskendavaks asjaoluks on tootmishoone suurem talvisem tarbimine, kuna peamiseks klientuuriks on haridusasutuste sööklad, mille põhitööaeg just sinna vahemikku jääb. Päikesepaneelide suvise toodangu ratsionaalemaks kasutamiseks vajaks ettevõtte laialdasemat klientuuri.

Antud uurimistöö eesmärgiks on hinnata päikesepaneelidega väikeelektrijaama elektrienergia tootmise ja tarbimise võimalusi konkreetsel tööstushoonel. Lisaks sellele anda ülevaade selle teostatavusest, otstarbekusest ja rahalisest tasuvusest. Säärase elektritootmise võimaluste hindamiseks kirjeldati eelkõige päikesepaneelide ja inverterite omadusi. Päikesepaneelide kasutamisel on kõige olulisemaks asjaoluks efektiivne valguskiirguse muundamine elektrienergiaks. Selle saavutamiseks tuleb hinnata nii päikesepaneeli omadusi, tema paigutamist ja suunamist. Suunamine osutub üheks määravaimaks asjaoluks, kuna päikesetrajektor erinevates maakera piirkondades on erinev ning samuti ka päikesekiirguse hulk ning aeg.

Uurimistöö lihtsustavaks asjaoluks on tööstushoone paiknemine ja katuse tingimused. Kuna tööstushoone katuseprofiil on lame ja pindala suur, on päikesepaneelide paigaldamine sinna eelduse kohaselt ideaalne. Samuti ei kõrvuta hoonet muud objektid, mis võiksid tekitada paigaldisele varje. Probleemeks võib osutada aga katusel olevad objektid, mille hindamist kirjeldatakse töö käigus. Tööstushoone elektrienergia tarbimine tippaegadel moodustas 50000-60000 kWh aastas. Praeguse seisuga on see 11000-16000 kWh aastas. Sellest tulenevalt koostati töö põhiosas kaks lahendust vastavalt mikro- ja pisitootmiseseadme kasutusest. Prognoosi kohaselt ettevõtte elektritarbimine tulevikus üle 60000 kWh/a minna ei saa, kui just ettevõtte ei soovi laieneda. Vastasel juhul oleks vaja hinnata suuremate taastuvenergia tootmisvõimsuste paigaldamist.

Magistritöö koosneb kolmest põhilisest peatükist: päikesepaneelid, inverterid ja tööstushoone päikeseelektrijaama teostatavuse hindamine. Päikesepaneelide peatükk sisaldab kirjeldust

nende omadustest, tehnoloogiatest, valiku-, suunamis- ja paigaldamistingimustest. Inverterite peatükk annab ülevaate kasutatavatest lahendustest, inverterite tehnoloogiatest, elektrilistest näitajatest ja valiku tingimustest. Tööstushoone päikeseelektrijaama teostatavuse uuring kirjeldab vastava hoone võimalusi kasutada päikesepaneelide elektrienergia tootmiseks ja tarbimiseks. Selle hindamiseks kirjeldatakse hoone asukohast ja ehitusest tulenevaid aspekte, analüüsitakse tarbimisharjumusi, koostatakse peamiste seadmete valik ning uuritakse süsteemide tasuvusaega. Elektrienergia tarbimise ja tasuvusarvutuste teostamiseks on koostatud andme- ja arvutustabelid programmis Excel. Vastavalt süsteemides kasutatud seadmetele on lisades toodud nende tehnilised spetsifikatsioonid. Töös ei käsitletud sarnaste elektrijaamade mõju elektrivõrgule ja -süsteemile.

# 1. Päikesepaneelid

## 1.1 Päikeseenergia ajalugu

Inimesed on kasutanud päikeseenergiat kogu oma eksistentsi jooksul, alustades lihtsast, otsesest kasutusest soojusenergiana. Esimene teadlik päikeseenergia kasutamine seisnes sooja saamises ja toidu kuivatamises selle säilivuse pikendamiseks. Aastasadu-tuhandeid hiljem, aastal 1839, avastas Alexander-Edmond Becquerel, et kiirgav valgus vedela elektrolüüdi lähistel tekitab elektrodos elektrivoolu. See küll ei meenuta kuidagi tänapäevast päikesepaneeli, kuid see avastus viis nende tekkeni. Juba 1954 aastal loodi esimene räni-päikeseelement Belli laborites ning neli aastal hiljem juba kasutati seda esmakordselt kosmoses. Esimese päikeseelemendi kasutegur oli 11%. Aastatega arenes päikeseelementide tehnoloogia ning 1999 aastaks moodustas päikesepaneelide koguvõimsus maailmas juba 1000 MW. Võrreldes esimese päikeseelemendi kasuteguriga tehti 2006 aastal uus rekord, nimelt 40%, seda muidugi multi-siirde elemendiga. Masstoodangus oleva polükristallilise päikesepaneeli rekord jääb tänapäeval siiski 15,6% juurde. [3]

## 1.2 Päikesepaneel

Fotogalvaaniline (*photovoltaic* - PV) moodul ehk päikesepaneel on pooljuhtseadeldis, mis muundab päikesekiirguse otseselt elektrienergiaks ilma vahepealse soojusmootori või pöörlevate osadeta. PV seadmetel puuduvad liikuvad osad ja seega vajavad nad minimaalset hooldust ning neil on pikk eluiga. Nad toodavad elektrit ilma emissioonide tekitamata ning praktiliselt hääletult. Päikeseelektrisüsteeme saab ehitada praktiliselt igas suuruses, alustades millivattidest ja lõpetades megavattidega. [4]

Fotogalvaaniline element koosneb kahest või rohkemast õhukesest pooljuhtmaterjali kihist. Enamasti on pooljuhiks räni või selle ühendid. Valguse langedes ränile genereerib see materjalis elektrilised laengud, mida saab juhtivate metallkontaktide abil kasutada. Ühe elemendi elektriline võimsus on väike. Seega ühendatakse ja surutakse kokku omavahel mitmeid räni elemente, et moodustada üks moodul ehk paneel. Päikesepaneel ongi põhiline välitingimustes kasutatav üksik komplektelelement PV süsteemis. Soovitud elektrilise võimsuse saavutamiseks võib järjestikku ühendada mistahes arvu paneele. [4]

Päikesepaneele toodetakse erinevates suurustes erinevate lahenduste jaoks. Praegune standardne suurus turul on 60 elemendiga paneel. Suuremate, nagu näiteks 72 elemendiga paneele, kasutatakse üldiselt suurte tootmisüksuste loomiseks. Seejuures toodetakse ka tunduvalt väiksemaid päikesepaneele, kuid need leiavad enamasti kasutust võrguühenduseta süsteemides. Tüüpiline päikesepaneel koosneb pealmisest klaaskihist, mis on enamasti peegeldust vähendava pinnatöötlemisega. Klaasi alla paigaldatakse isoleermaterjal, enamasti õhuke polümeerist kile. Klaasi ja kile all on elektrienergiat tootvad päikesepatarei elemendid, mis on omavahel ühendatud. Elementide all kasutatakse jällegi isolatsioonina polümeerist kilet ning paneeli tagaküljel on kaitsev alusmaterjal, mis enamasti on terviklik plastikplaat. Kõik need kihid lamineeritakse omavahel kokku ning kinnitatakse ümbritseva alumiiniumraamiga. Raam annab paneelile mehaanilist tugevust ja kaitseb paneeli klaasi nurkki ning ääri. Raami abil on võimalik paneele kinnitada katusele või muule konstruktsioonile. Paneeli tagaküljele on kinnitatud niiskuskindel ühenduskarp, mis on ette nähtud paneeli elektriliste ühenduste loomiseks. [6, 7]

### 1.3 Pooljuhid ja pn-siire

Fotogalvaanilised moodulid, ehk päikesepaneelid, koosnevad pooljuhtidest. Antud peatükis kirjeldatakse lühidalt pooljuhtide olemust ja nendega toimuva pn-siirde talitlust.

Pooljuhid asuvad oma elektriliste omaduste poolest juhtide ja dielektrikute vahel. Mahueritakistuse järgi loetakse pooljuhtideks aineid, mille eritakistus toatemperatuuril on vahemikus  $10^{-5} \dots 10^8 \Omega\text{m}$  (metallide eritakistus  $10^{-8} \dots 10^{-6} \Omega\text{m}$ ). Erinevus juhtide ja pooljuhtide elektrijuhtivuse vahel seisneb selles, et juhtide (metall) laengukandjateks on vabad elektronid, mille hulk temperatuurist praktiliselt ei sõltu, pooljuhtides tekivad aga laengukandjad ainult välise energia (kiirguse, soojuse, pinge jne) rakendamise tulemusena. [8]

Päikesepaneelides kasutatakse lähtematerjalina peamiselt neljavalentset räni (Si) ning kolme- ja viievalentsete ainete ühendit galliumarseniidi (GaAs). Ráni iga aatomi välimises kihis on neli valentselektroni, millest igaüks tiirleb lisaks ümber naaberaatomi. Valentselektronid võivad saada laengukandjateks ja osaleda juhtivusprotsessis ainult juhul kui kovalentsidemed rikutakse. Selleks on tarvis mingit välist energiat (näiteks päikese kiirgus), mis peab ületama elemendi keelutsooni. Keelutsooni laius temperatuuril  $T=300\text{ K}$  on ränil 1,12 eV (elektronvolt). Elektronid võivad kovalentsidemetest eemalduda vaid absoluutsest nullist kõrgemal temperatuuril. [8]

Eemaldunud elektroni kohta kovalentsidemes nimetatakse auguks. Augu võib täita teine elektron, sellest järgi jäänud augu võib täita kolmas elektron jne. Toimub nii-öelda elektroni ja augu rekombinatsioon. Järelikult toimub aukude ja elektronide nihkumine, kuid elektronide nihkumine on aukudega võrreldes suunalt vastupidine. Puhtas pooljuhis on vabade elektronide arv võrdne aukude arvuga. Tavalistes tingimustes (st. välise energia puudumisel) on elektronide liikumine kristallvõres kaootiline ega tekita elektrivoolu. Vool tekib ainult välise energia mõjul. Elektronid, mis pole aatomitega seotud, võivad pooljuhtmaterjalis liikuda ja auke täita. Sellisel meetodil tekkinud elektrijuhtivust nimetatakse n-juhtivuseks ehk elektronjuhtivuseks, aukude liikumisega tekkinud p-juhtivust aukjuhtivuseks. [8]

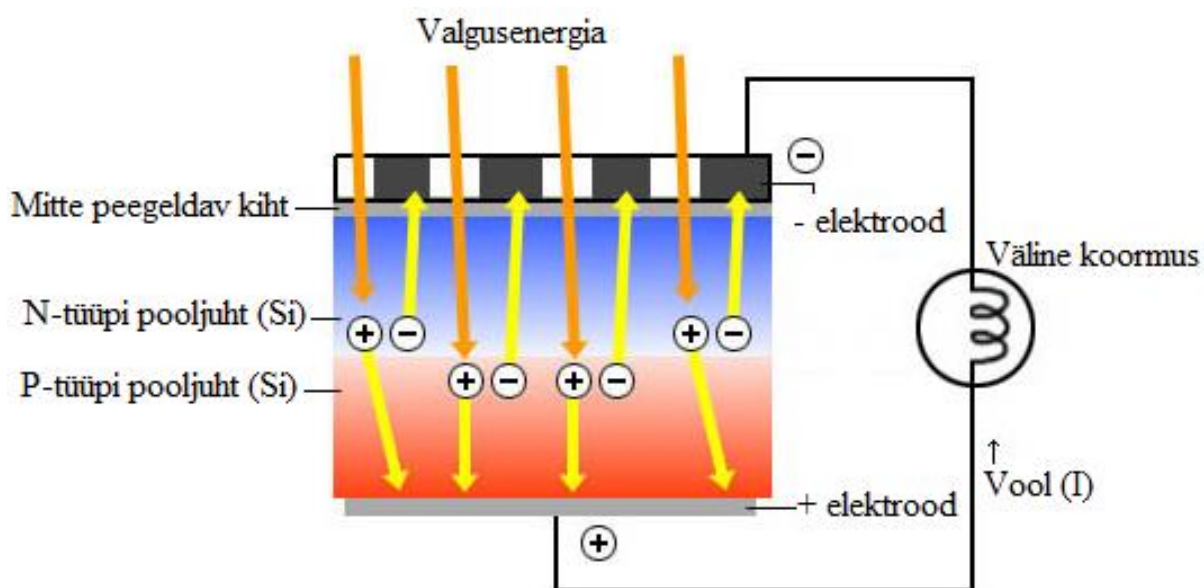
Lisanditega pooljuhtides, milledes on vähem elektrone kui puhtas pooljuhis endas, nimetatakse p-juhtivusega pooljuhiks. P-pooljuht on elektriliselt neutraalne, kuid sellel on positiivsed augud kristallvõres mida välised elektronid saavad täita. Selline materjal saadakse räni aatomite asendamisel kolmanda grupi elementidega, näiteks galliumi või indiumiga. N-pooljuht seejuures omab nõ. üleliigseid elektrone, mis kristallvõrest eemalduda tahavad. Seega ühendatakse omavahel kokku nii p-pooljuht kui n-pooljuht, moodustades pn-siire. Materjalide ühendamisel liiguvad n-pooljuhis olevad vabad elektronid p-pooljuhile, et täita seal olevaid positiivse laenguga auke. Seejuures p-pooljuhis olevad augud valguvad üle n-pooljuhile, laadides selle positiivse laenguga ning p-pooljuhi negatiivse laenguga. Negatiivsete laengutega p-pooljuht piirab uute elektronide liikumist n-pooljuhilt, kusjuures uute elektronide liikumine p-pooljuhilt on lihtsam, tulenevalt positiivsetest laengutest n-pooljuhil. Seetõttu töötab pn-siire nagu diod. [4]

## 1.4 Fotogalvaaniline efekt

Valguse foton saab kas peegelduda, neelduda või kiirata läbi fotogalvaanilise elemendi. Kui foton neelatakse aatomi valentselektroni poolt, siis selle elektroni energia tõuseb footoni energia võrra. Kui nüüd selle footoni energia on kõrgem kui pooljuhi keelutsooni energia, hüppab see elektron üle juhtivustsooni, kus ta saab vabalt liikuda. Seega, kui foton neeldub, lüüakse üks elektron pooljuhi aatomist vabaks. Selle elektroni saab pooljuhilt eemaldada kasutades PV-materjali esimest ja tagumist külge ning eelnimetatud pn-siirde abi. Elektrivälja puudumisel antud elektron rekombineerub aatomiga, kuid elektrivälja olemasolul elektron liigub läbi pooljuhi ja tekitab voolu. Kui footoni energia on väiksem kui keelutsooni energia, ei oma elektron piisavat energiat, et minna juhtivustsooni ja ülejääv energia muudetakse elektronide kineetiliseks energiaks. Kineetiline energia aga tõstab pooljuhi temperatuuri.

Siinjuures tuleks täheldada, et sõltumata footoni- ja keelutsoonienenergia vahest, saab pooljuhi aatomist eralduda siiski ainult üks elektron. See on ka päikesepaneelide madala efektiivsuse põhjuseks. [4]

PV-elementi töö on illustreeritud joonisel (Joonis 1.1). Tüüpiline PV-element koosneb pn-siirdest. Pn-siirde elektronid ja augud hajuvad mingil määral siirde ulatuses, tekitades selles elektrivälja. Kui päikesekiirgusest tulenevad fotonid langevad PV-paneeli pinnale ja neelduvad pooljuhis, siis mõned fotonid moodustavad selles elektronide ja aukude paare. Kui need paarid on piisavalt lähedal pn-siirde elektriväljale, tekitab see väli laengute lahutamise. Nimelt liiguvad elektronid n-tüüpi pooljuhi suunas ja augud p-tüüpi pooljuhi suunas. Kui nüüd need kaks pooljuhi poolt on ühendatud välise koormusega, saab elektrivool ringelda alustades pooljuhist, minnes läbi koormuse ning tülles tagasi pooljuhti. Selline protsess toimub niikaua, kuni piisav valgusenergia langeb pv-elementi pooljuhile, et tekitada elektronide ja aukude liikumine ning elektrivool. Fotogalvaanilise efekti tekkimiseks tüüpilises pv-elementis on piisavaks valgusenergiaks peetud 1,12  $\mu\text{m}$  või vähema lainepikkusega footoneid. Üldise valgusenergiajaotuse andmete põhjal saab öelda, et sellise lainepikkuse juures saab suurt enamust valgusenergiat pv-elementis efektiivselt ära kasutada. [4]



*Joonis 1.1 – Fotogalvaaniline efekt PV-elementis [9]*

## 1.5 PV-elementi tehnoloogiad

### 1.5.1 Monokristalliline räni-element

Monokristalliline element koosneb puhtast monokristallisest ränist. Nendes elementides on ränil üks pidev kristallvõre struktuur, mis on peaaegu ilma defektideta või lisanditeta. Selle põhiliseks eeliseks on nende elementide kõrge kasutegur, mis on enamasti vahemikus 14-15%. Parimad elemendid saavutavad isegi 20% kasuteguri. Monokristalliliste elementide puuduseks on nende keerukas tootmisprotsess, mis tõstab ka elemendi hinna suhteliselt kõrgele. Suurenenud tootmismahud on siiski tänapäevaks elemendi hinda vähendanud ning teinud need võrreldes kilepäikeseelementidega tunduvalt konkurentsivõimelisemaks. Teisalt on monokristalliliste elementide temperatuuri sõltuvus tunduvalt suurem kui kile-elementidel. Monokristallilise elemendi võimsus väheneb temperatuuri tõustes, jäädes temperatuurikoefitsendi  $0,4-0,5 \text{ \%}/\text{C}^{\circ}$  juurde. Lisaks sellele langeb kristallilise elemendi kasutegur ka vähese valgusega oludes mõnevõrra, kuid kile-elementide korral jääb see praktiliselt muutumatuks. Olenemata kõigist neist puudustest kasutatakse monokristallilisi elemente kõige enam just kodudes ja kommertsipaigaldistes. [4]

### 1.5.2 Polükristalliline räni-element

Polükristallilised elemendid on toodetud arvukatest monokristallilise räni osakestest. Tootmisprotsessis valatakse vedel polükristall valuplokki, mis hiljem lõigatakse väga õhukesteks plaatideks ning monteeritakse kokku terviklikuks elemendiks. Polükristallilisi elemente on odavam toota kui monokristallilisi, tulenevalt lihtsamast tootmisprotsessist. Seejuures on need pisut väiksema kasuteguriga mooduli kohta, *ca* 13-15%. Parimad elemendid saavutavad 17% kasuteguri. Sarnaselt monokristalliliste elementidega on neil ka kõrge temperatuurikoefitsient. Tulenevalt pikast tööstaažist, kõrgest kasutegurist ja suhtelistel madalast hinnast, on polükristallilised elemendid laialt kasutusel nii kodu-, kommerts-, kui ka tööstuskasutuses. [4]

### 1.5.3 Õhuke kile-element

Õhuke kile-päikeseelement, ehk inglise keeles *thin-film solar cell*, on võrreldes kristallilise räni elemendiga tunduvalt õhem ja seetõttu on seda ka tunduvalt odavam toota, puhtalt materjali ja tootmiseks vajamineva energia arvelt. Paljude võimalike kile-elementide hulgast on tänapäevaks välja kujunenud mitmed lahendused päikesepaneelide koostamiseks ja tootmiseks.



Järgnevates alapeatükkides kirjeldatakse lühidalt peamiste *thin-film* elementide olemust, eeliseid ja puudusi. [10]

### **1.5.3.1 Amorfne räni-element**

Amorfne räni-element erineb kristallilisest ränist sellepolest, et räni aatomid ei paikne üksteisest väga kindlatel kaugustel ning räni-räni sidemete vaheline nurk ei oma kindlat väärtust nagu kristallilisel Si ühendil. Selline kaootilisus avaldab suurt mõju materjali elektrilistele omadustele. Amorfne räni pooljuht on otsese keelutsooniga materjal, mille laius on 1,75 eV. Keelutsooni struktuur on väga suure tihedusega, tulenevalt mittetäielikust sidususest osakeste vahel. Selle vähendamiseks kasutatakse tehnoloogias vesinikku, et täita nende puuduvad sidemed. Tänu sellele on võimalik luua n- ja p-tüüpi amorfseid räni-elemente. [10]

Amorfne räni-element neelab valgusenergiat efektiivsemalt kui kristalliline räni, mis tingib õhukesemad elemendid, andeski nime kile-element. Amorfsete elementide eelisteks on nende madalad tootmiskulud ja kõrge energiatootlikkus ühe võimsusühiku kohta (kWh/kWp). Olenemata pv-tehnoloogiast on amorfse ränielemendi temperatuurisõltuvus kõige väiksem, olles  $-0,2\% / ^\circ\text{C}$  kohta. Seejuures on nende elementide kasutegur *ca* 6-7%. Tulenevalt nende madalast hinnast on kile-elemente siiski kasutatud üsnagi laialdaselt PV-süsteemides. Nende suurimateks konkurentideks on juba kõrgema kasuteguriga CdTe- ja CIGS-elementidega paneelid, mida kirjeldatakse järgnevates punktides. [4]

### **1.5.3.2 Kaadmiumtelluuri element (CdTe)**

Juba aastast 1950 on teada, et kaadmiumtelluuri elementidel on ideaalne keelutsoon päikeseenergeetikas kasutatava materjalina. Nagu amorfne ränielement, on ka CdTe element suhteliselt tundlik soojusele, kuid omab seejuures kasutegurit 10-11%. CdTe elementide tootmise juures on teada mitmeid odavaid meetodeid selle valmistamiseks. Siinjuures seab piirangud aga tootmises vajaminev elementide kuumtöötlemine mitmete tundide vältel, mis tõstab tootmise hinda. Sellest olenemata on selliste paneelide tootmine maailmas olulisel määral suurenenud, eelkõige First Solar ettevõtte poolt. Seega-, odavad tootmiskulud, keskmiselt hea kasutegur ja suur tootlus viimaselt aastatel on toonud need elemendid ka laiemasse kasutusse. [4, 10]

### 1.5.3.3 Vaskindiumgalliumseleniit element (CIGS)

Vaskindiumgalliumseleniit elemendid on kombineeritud kõikide kile-elementide tehnoloogiate eelistest. Seda nii kasuteguri kui stabiilsuse osas. Tulenevalt sellest eeldatakse, et antud tehnoloogia võtab tulevikus enda alla suure turuosa PV-paneelide tootmises. Selle materjali omadused annavad elementidele keelutsooni laiuseks 1,0 kuni 1,7 eV. Lisaks on nendel kõrge optiline neeldumisvõime. Klassikaliste CIGS-elementide kasutegur jääb vahemikku 10-13% ning seejuures omavad keskmist temperatuuri koefitsienti 0,3-0,4%/C kohta. Paksuselt on CIGS-lemendid vahemikus 1,5 kuni 4 mikromeetrit. Esmakordselt kasutati seda materjali PV-elementides aastal 1974. Alles aastatel 1998 toodi need elemendid ka kommertskasutusse. Tänapäeva laboratoorsed tippsaavutused viivad selle materjali kasuteguri lausa üle 20%, mis viivad need suurde konkurentsi tavaliste polükristalliliste räni-elementidega, kuna nende eelisteks on kõrge kasutegur, stabiilsus, madalad tootmiskulud, toormaterjali efektiivne kasutamine, lühem tasuvusaeg ning need sobituvad paremini kõiksugu lahendustega. Tulenevalt sellest toetatakse nende elementide tehnoloogia arengut ning mitmed firmad on hakanud neid tootma laiemale turule. [4, 11]

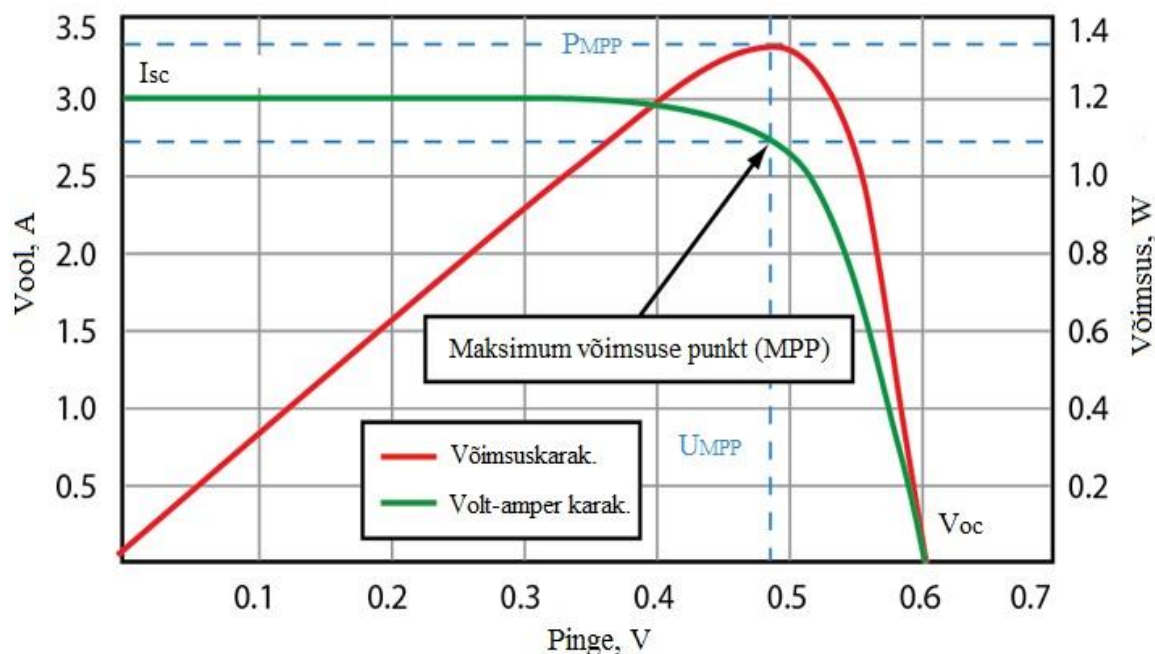
## 1.6 Päikesepaneeli elektrilised näitajad

Päikesepaneelide elektriliste näitajate kirjeldamisel lähtutakse eelkõige klassikaliste räni-elementide näitajatest, kuna praktikas kasutatakse neid siiani kõige rohkem tavakasutuses.

Üks kõige lihtsamaid viise tüüpilise 100 cm<sup>2</sup> räni-elementi kirjeldamiseks on ette kujutada patareid. Patarei pinge on 0,5 V ja see tekitab elektrivoolu sõltuvalt päikesekiirguse intensiivsusest kuni 3A. Mida suurem on päikese kiirgus, seda suuremat voolu patarei annab ning vastupidi. [12]

Päikesepaneeli otstarbekaks kasutuseks on vaja teada, kuidas need käituvad erinevate elektriliste koormuste korral. Seega on PV-paneelide kirjeldamiseks võetud kasutusele mitmed näitajad. Oletame, et päikesepaneeli külge on ühendatud reguleeritav takistus. Lõpmata suure takistuse korral on süsteemi vool null, ning seega pinge paneelil maksimumväärtusel. Seda pinget nimetatakse tühijooksupingeks ( $U_{oc}$ ). Vastupidiselt selle, kui antud reguleeritava takistuse väärtus on null, kasvab vool maksimumväärtuseni ning seda nimetatakse lühisvooluks ( $I_{sc}$ ). Antud maksimaalseid väärtusi läheb vaja päikesepaneelide süsteemi arvutustel. PV-elementi väljundvõimsus nii tühijooksupinge kui lühisvoolu juures on null, tulenevalt kas voolu või pinge puudumisest. Kui nüüd aga varieeruda antud takistuspiiride vahel, saab tulemuseks PV-elementi voolu-pinge karakteristikute mille näidis on toodud joonisel (Joonis 1.2).

Sarnaselt on joonisel toodud ka võimsuskarakteristiku sõltuvus pingest. Tühijooksupinge ja lühisvoolu punkti vahel liikudes saavutatakse üks punkt, kus PV-element on võimeline tootma maksimaalset võimsust. Seda punkti nimetatakse maksimumvõimsuse punktiks ehk *maximum power point* (MPP). [12]



**Joonis 1.2 – Tüüpilise räni-elementi volt-amper- ja võimsuskarakteristik [13]**

Väiksemate valguskiirguste kui  $1000 \frac{W}{m^2}$  kohta jääb nii võimsuskarakteristiku kui ka volt-amper karakteristiku kuju samaks, kuid nii tühijooksupinge kui lühisvool vähenevad teatud astme võrra, sõltuvalt valguskiirgusest. Samuti mõjutab neid väärtusi ka elemendi temperatuur. Temperatuuri tõustes vähenevad elemendi nimetatud kõverad lineaarselt. [12]

Reaalsetes oludes muutub PV-elementidele langev valguskiirgus pidevalt. Seega muutub selle temperatuur ja karakteristikute väärtused aja jooksul. Selletõttu on paljudes PV-süsteemides kasutusel nõ. *maximum power point tracking* ehk maksimum võimsuspunkti järgimise seade, mis spetsiaalse algoritmi aluse järgi reguleerib vastavalt valguskiirguse hulgale PV-elementi karakteristikuid, et need talitleksid peaaegu igal ajahetkel maksimaalse võimsuspunkti juures. Selle punkti juures on PV-elementi kasutegur ja väljaantav võimsus suurim elemendi pinnahüki kohta, tagades seeläbi PV-elementi efektiivseima kasutuse. [12]

Päikesepaneeli efektiivsus sõltub kasutatud pooljuhtmaterjalist, selle omadustest, valmistamistehnoloogiast ja nõ. puhtusest. Seejuures hinnatakse päikesepaneeli efektiivsust

selle väljundvõimsuse ja valguskiirguse suhtena. Seega, mida suurem on efektiivsus, seda suurem ka paneeli väljundvõimsus, sõltuvalt valguskiirguse hulgast. Vastavalt valguskiirguse hulgale annavad enamuse päikesepaneeli tootjaid välja volt-amper karakteristikuid nii 1000, 800 kui  $500 \frac{W}{m^2}$  kohta. Tulenevalt sellest muutub päikesepaneeli väljundvõimsus. Seejuures jääb päikesepaneeli fotokonversiooni efektiivsus praktiliselt samaks. See tähendab, et konversiooni efektiivsus on praktiliselt sama nii päikesepaistelise kui ka pilvise päeva korral.  $100-200 \frac{W}{m^2}$  valguskiirguse juures langeb paneeli efektiivsus aga järsult. [14]

Lisaks eelnevatele parameetritele väljastatakse päikesepaneelide kohta veel väga mitmeid andmeid, kuid peamiseks võib lugeda nominaalpinget ( $U_n$ ), mis kirjeldab antud paneeli tööpinge vahemikku. Näiteks 12 voldine paneel on mõeldud ka 12-voldise süsteemi tööks. Suuremate- ja võrguühendusega süsteemide jaoks loodud päikesepaneelid on tavaliselt nominaalpingega 48 volti või enam. Lisaks nominaalpingele antakse ka andmestikus tipukoormuse pinge, mis tulenebki eelnevalt kirjeldatud MPP punkti juures olevast pingest, kui paneel genereerib maksimaalset võimsust. Sarnaselt eelmisele kirjeldatakse ka voolu maksimaalsel võimsusel ( $I_m$ ). See näitab paneeli maksimaalset voolu väärtust tipukoormuse juures. Kuna valguskiirguse hulk ja ümbritseva õhu temperatuur mõjutavad päikesepaneeli tööd, antakse iga tootja poolt lisaks volt-amper karakteristikutele välja ka temperatuuri karakteristikud või töötemperatuur nominaalvõimsusel. Enamus moodulite andmed näitavad, et maksimaalne võimsus saavutatakse  $25\text{ C}^\circ$  juures, mis on muidugi üsna ebarealistlik, kuna suvistes oludes võib paneeli temperatuur tõusta üle  $70\text{ C}^\circ$ . Seepärast kirjeldatakse tootja andmetes töötemperatuuri vahemikke ja graafikuid, et paneelide valikul saaks arvestada temperatuuri muutustest tuleneva pinge/voolu kasvu või kahanemisega. [15]

## 1.7 Päikesepaneeli valik

Päikesepaneelide hind on viimastel aastatel oluliselt langenud ja päikesepaneelide hinnad varieeruvad 90-500 euro vahel ühe mooduli kohta. Seega on päikesepaneeli hind üks peamisi tegureid päikesepaneeli valikul. Seejuures on väga tähtis määratleda, mis antud raha eest ikkagi soovitakse saada ja millised nõudmised on seadmele. Paneeli hind tuleneb selle võimsusest, füüsilisest suurusest, tootja firma nimest, materjali kvaliteedist, kasutuseast või ka garantiiajast ning sertifikaatidest, mis paneeli kohta on väljastatud. Seega lihtsalt hinna järgi valides, võib toode olla ebakvaliteetne ja soovitud tingimustele sobimatu. [16]

Järgnevalt on välja toodud peamised punktid, mida tuleb arvestada päikesepaneeli valikul:

- Hind
- Võimsus
- Suurus
- Elektrilised parameetrid
- Kasutatud materjalid
- Kes ja kuidas tootis
- Tolerants
- Temperatuuri koefitsient
- Konversiooni efektiivsus
- Degradatsioonikaitse
- Garantiid

Päikesepaneelide suuruse ja võimsuse valik määrab otseselt ära paneeli hinna. Siinkohal kasutatakse paneeli hinna määramisel tihti väärtust  $\frac{\text{€}}{\text{W}}$ . Seega 200 W paneel maksab eelduse kohaselt kaks korda rohkem kui 100 W. Samuti varieeruvad moodulid suuruse poolest, kuid valiku peamiseks aluseks on sobituda soovitud süsteemi nii suuruse kui ka võimsuse poolest. Võimsuse valikul tuleb lähtuda soovitud võimsuse saavutamisest ja lihtsamal juhul kasutada näiteks 250 W paneele, et saada lõpptulemuseks nõ. ümmargune võimsuse väärtus. Suuruse valik sõltub tootjast ja paigaldatava pinna võimalustest. [16]

Päikesepaneelide valimisel ja ostmisel tuleb jälgida, et sellel oleksid korrektsed elektrilised näitajad nii pingele kui voolu osas ja seejuures arvestades paneeli suutlikust vastavalt volt-amper karakteristikutele. Samuti võib paneeli valikul vaadata selle konstruktsioonilist kvaliteeti, raami tüüpi, paneeli kuju ja kaalu. See tähendab, et mõned paneelid võivad sobida ühele katusele paremini kui teisele. [15]

Tänapäeval pakutakse turul peamiselt kolme tüüpi paneele: monokristallilised räni-moodulid, polükristallilised räni-moodulid ja õhukesed kilemoodulid. Kuna mono- ja polükristallilised moodulid on efektiivsuse poolest tänapäeval peaaegu, et samal tasemel, siis valiku osas siin enam suurt vahet ei tehta. Siiski kasutatakse kõige enam polükristallilisi mooduleid, mis on enamasti pisut odavamad ja paremate temperatuuriteguritega, kui enamuse monokristallilisi mooduleid. [16]

Lisaks eelnevale on valiku tegemisel oluline, kes ja kuidas mooduli tootis. Seega jaotatakse tootjad kolme gruppi: esimeses grupis on maailma parimad tootjad, kellel on üle viie aastane tootmiskogemus ja tipp tehnoloogia. Teises grupis on keskmised tootjad, kes on tootnud 2-5 aastat ning kasutavad teatud määral keskpärast tehnoloogiat. Viimases grupis on uustulnukad, kes tegelikult ise paneele ei tooda, vaid panevad neid osadest kokku. Nendel puudub tihti tootmisalane kogemus ja monteerimisel kasutatakse enamasti inimtööjõudu ning elementaarseid tehnoloogiaid. Tulenevalt sellest tuleks paneelide hinna seisukohast valida eelkõige ettevõtte, kes on tegelenud paneelide tootmisega aastaid. Selle alusel saab eeldada ka paneelide vahetuse võimalused või varuosade olemasolu tulevikus. [16]

Paneelide tolerants kirjeldab nende tootmise kvaliteeti. Näiteks maksimaalse võimsusega 200 W päikesepaneel võib reaalsuses välja anda hoopiski 195 W, kuna tootjafirma produktide koostekvaliteet on kehv ja ettevõttes puudub asine kvaliteedi kontroll. Paljud väikese amorfsusega Aasias toodetud paneelid on varieeruva kvaliteediga, seega osad kestavad mõne aasta, mõned lakkavad töötamast veelgi kiiremini. Seega hea kvaliteedi soovi korral ei pruugi olla mõistlik alati võtta odavaid Aasia firmade lahendusi. Positiivne toote võimsustolerants näitab seda, et paneel suudab genereerida niipalju elektrilist võimsust kui selle tehniliste parameetrite sildil kirjas on või isegi pisut enam. [15, 16]

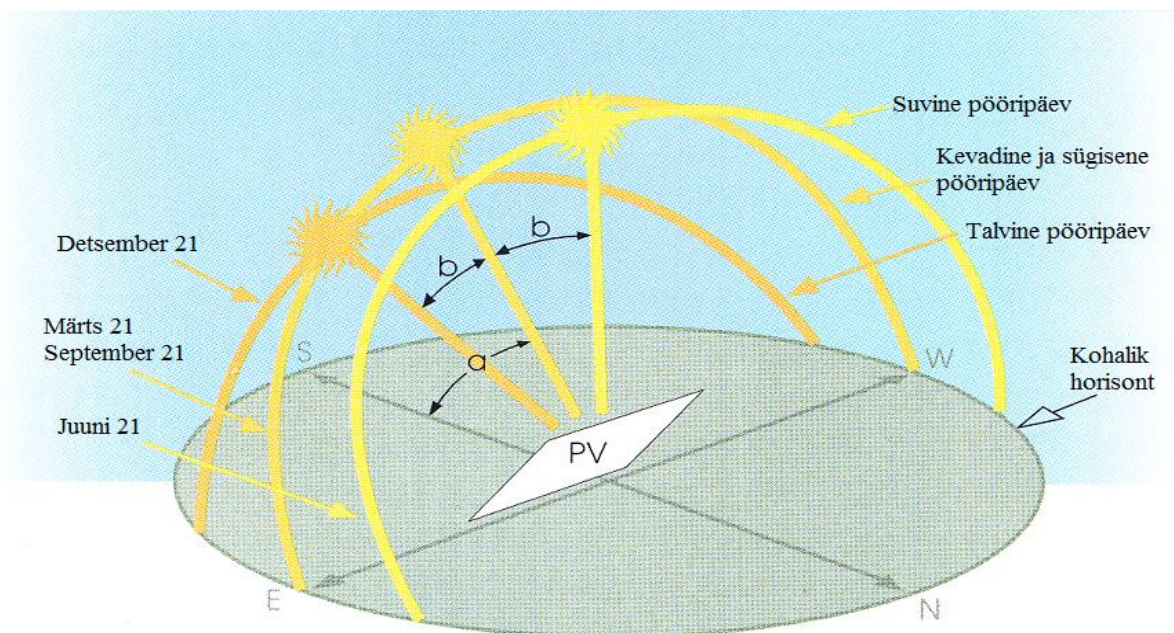
Temperatuuri koefitsient kirjeldab päikesepaneeli soojuslikku mõju talitluse käigus. Seega, mida madalam on koefitsiendi protsentuaalne väärtus, seda parem. Samuti võib konversiooni efektiivsuse järgi toote valikut muuta, nimelt näitab see kui efektiivselt suudab paneel valgusenergiat elektrienergiaks muundada. Seega kui sama hinnaga paneelid on erineva konversiooni efektiivsusega, siis mõistlikum on osta kõrgema väärtusega seade (eeldades, et tootja andmed on õiged). [16]

Moodulite valikul tuleb hinnata ka nende degradeerimise taset. PID (*potential induced degradation*) ehk potentsiaalset põhjustatud degradeerumine tuleneb ilmastikuoludest tulenevatest uitvooludest ning tingib kuni 30% võimsuskaod. Uitvoolud tekivad maandamata päikesepaneelidel maa ja paneeli vahelisest tekkivast potentsiaalset ning selle vältimiseks kasutatakse inverteri pluss või miinus pooluse maandamist tulenevalt tootja ettekirjutusest. Seega heal moodulil on väga väike või puudub selline degradeerimine. Samuti on ka LID (*light induced degradation*) ehk valgusest põhjustatud degradeerumisega. Selline võimsuskadu toimub juba paneeli esimestel kuudel ja stabiliseerub hiljem, kuid võib vähendada paneeli võimsust jäädavalt. Aja jooksul degradeeruvad kõik seadmed, kuid kvaliteetsetel moodulitel toimub selline fenomen aeglasemalt ja väiksemas ulatuses kui teistel seadmetel. [16]

Päikesepaneeli garantii kestus on järgmiseks valiku aluseks. Iga paneel, mis on väärt ostmist, tuleb ka pika garantiiajaga. See tähendab, et kui juba tootja ei oma tootesse suurt usku, et sellele anda pikka garantiid, siis miks peaks seda ka klient uskuma ja toodet ostma. Enamus paneele tuleb siiski 25 aastase tootegarantiiga. Seejuures on antavad garantiid erinevad. Mõned neist on lihtsalt väljundvõimsuse garantiid ja ei kata mehaanilist konstruktsiooni. Teiseks kehtivad need garantiid ainult juhul kui tootjafirma sellise ärinimega ka tulevikus veel eksisteerib. See annab jällegi põhjust osta tuntud tootjate mooduleid. [15, 16]

## 1.8 Päikesepaneelide suunamine

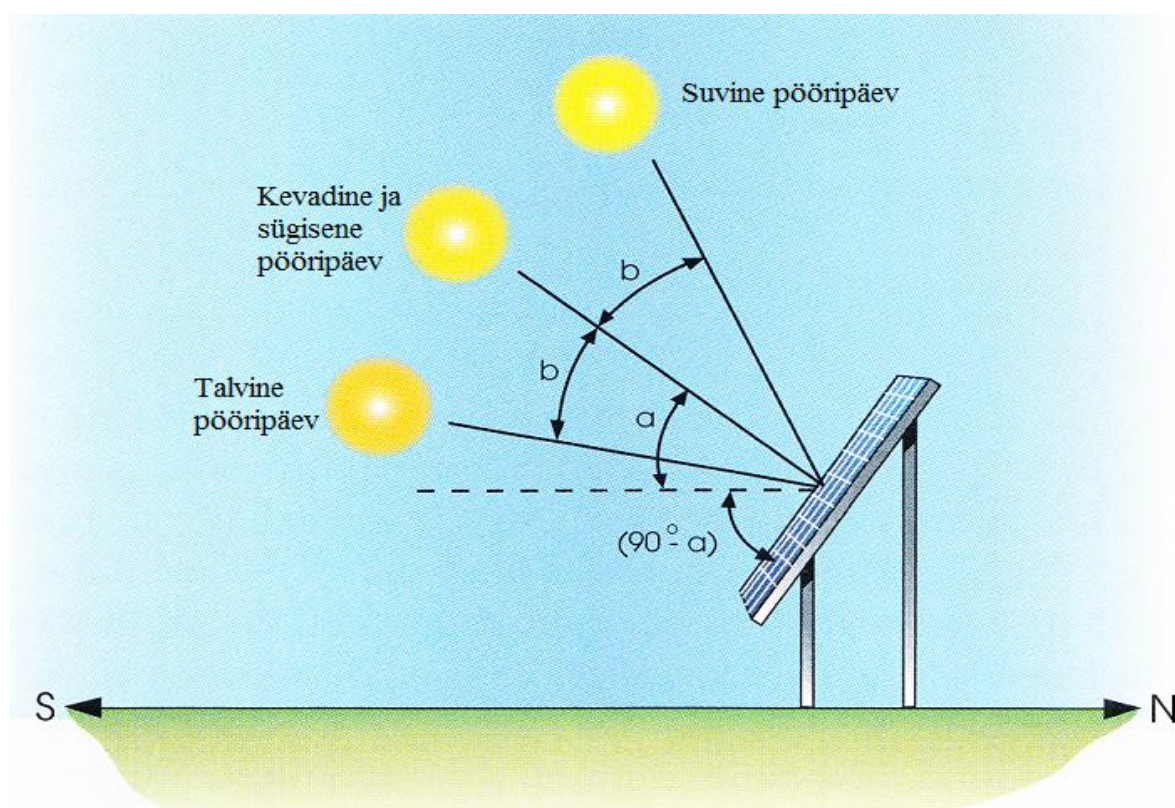
Päikesepaneeli kasulikkus sõltub suuresti selle positsioneerimisest, et kinni püüda võimalikult palju päikesevalgust. Seejuures tuleb oluliseks pidada päikese teekonda taevas, sõltuvalt aastaajast ja paigaldise laiuskraadist. Mõned põhilised päikese trajektoorid põhjapoolkeral on näidatud joonisel (Joonis 1.3). Päikese trajektoor on madalaim talvisel pööripäeval, 21. detsembri paiku, ning kõrgeim suvisel pööripäeval, 21. juuni paiku. Nende vahele jääb veel kaks keskset pööripäeva 21. märtsi ja 21. septembri paiku, kui päike tõuseb idast ja loojub läände ning seejuures annab võrdse arvu tunde nii päevale kui ööle. Kõrgpunkt saavutatakse alati keskpäeval kui päike on lõuna suunal. Talvisel ajal tõuseb päike kagust ja loojub edelasse, suvel nihkuvad tõusu ja loojumise punktid põhja poole. Teisisõnu asimuudi vahemik ja trajektoori vahemik sõltuvad aastaajast. [17]



*Joonis 1.3 – Päikese trajektoor pööripäevadel [17]*

Aega, mida määratakse sõltuvalt päikese liikumisest, nimetatakse päikeseajaks ning see muutub tavapärase kellaajaga võrreldes vähe. Päikeseaja ja tavapärase kellaaja vahe tuleneb sellest, et päikese teekond ümber maakera on elliptilise kujuga ja seega muutub päikesekaugus maast. Tavapärase ajavahemiku kulg on aga defineeritud selliselt, et iga ööpäeva kestus on samane. Sellest tulenebki mõningane ajaline nihkumine päikese- ja tavapärase aja vahel. Päikese liikumine varieerub suhteliselt vähe. Tavapärase kellaaja ja päikeseajal ei teki suuremat erinevust kui 17 minutit, sõltumata aastaajast. [17]

Laiuskraad omab suurt rolli päikesepaneelide suunamisel. Mida kaugemal asuda ekvaatorist, seda madalama trajektooriga liigub päike taevas. Kesksel pööripäeval on päikese trajektoori kõrguse nurk 90 kraadi miinus laiuskraadi. Näiteks Madridi laiuskraad on 40 kraadi põhja, seega 21. märtsil või 21. septembril on päikese kõrgus maapinnast 50 kraadi. Põhjapoolsemas linnas, nagu Berliin on laiuskraad 52 kraadi põhja ja seega päikese kaldenurk 38 kraadi. Suvisel pööripäeval tõuseb keskpäevase päikese kaldenurk 23,45 kraadi võrra ja see on ka aastane maksimaalne kaldenurk. Talvisel pööripäeval seevastu langeb kaldenurk samavõrra. Seega Madridi näitel on pööripäevase päikese kaldenurk 73,45 kraadi suvel ja 26,55 kraadi talvel. [17]



**Joonis 1.4 – Päikesepaneeli kaldenurk sõltuvalt pööripäevadest [17]**



Päikesepaneelide rivi kaldenurk võiks olla reguleeritud horisontaalselt selliselt, et keskpäevane päikese kiirguse hulk oleks selle pinnale maksimaalne, sellisel juhul on võimalik moodulil genereerida ka maksimaalselt elektrilist võimsust. Kuna aga päikese kõrgus muutub aasta jooksul, siis tuleb teha valik, missuguse nurgaga paneelid paigaldada. Väga tihti valitakse kaldenurk sõltuvalt keskmistest pööripäevadest 21. märts ja 21. juuni paiku. Nendel kuupäevadel võiks päikesepaneelide rivi olla risti keskpäevase päikese kaldenurgaga. Seejuures on selline kaldenurk suvel liiga väike ja talvel liiga suur, kuid moodustab nii-öelda hea kompromissi terve aasta vaates. Seega staatilise suundpaigaldusega päikesepaneeli kaldenurga valikul tulekski lähtuda põhimõttest, et paneeli kaldenurk horisontaali suhtes peaks olema 90 kraadi miinus aasta keskmiste pööripäevade päikesekaldenurk. Kaldenurka mõõdetakse joonisel (Joonis 1.4) kujutatud horisontaalse katkendjoone ja päikesepaneeli vahel ( $90^\circ$ -a). Näiteks jälle Madrid, kus laiuskraadiks on  $40^\circ$  ja seega on soovitatav päikesepaneelide rivi kaldenurk horisontaalsest asendist sama kaldenurga võrra alla keeratud. Sellist paneeli kaldenurga määramist kasutatakse laialdaselt. Seejuures mõningased erinevused optimaalsest kaldenurgast ei oma suurt mõju süsteemi tööle. Saavutamaks maksimaalset energiatootlikkust süsteemist, muudetakse paneelide kaldenurk veelgi väiksemaks, et läbi aasta oleks elektritootmine ühtlasem. Seevastu süsteemides, mis peavad optimeerima elektritootmist suvekuudel, võib kaldenurk olla alla 45 kraadi ehk horisontaalasendile lähedasem. [17]

## 1.9 Päikesekiirguse liigid

Päikesekiirguse, mida päikesepaneelid kasutavad elektri tootmiseks, saab jagada kolme erineva kiirgusliigi vahel:

- Otsene kiirgus
- Hajuskiirgus
- Maapinnalt peegelduv kiirgus.

Otsene kiirgus jõuab päikesepaneelini päikese suunast praktiliselt paralleelsete kiirte kimbuna. Otsese kiirguse vootihedust mõõdetakse kiirtega risti asuval pinnal ning otsese kiirguse hulk sõltub pilvisusest, päikese kõrgusest ja atmosfääri läbipaistvusest. Mida vähem pilvi ja muid segavaid faktoreid, seda rohkem on otsest kiirgust. Päikesekiirtega risti olevale fikseeritud paneeli pinnale langeb otsest kiirgust aasta summana ligi 35% selle võimalikust väärtusest. Kõige väiksem osa novembris-detsembris ja suvekuudel suurim, kuid pilvede tõttu langeb selle osakaal samuti palju. Selle kiirguse hulk Eestis on keskmiselt  $960 \frac{kWh}{m^2}$  aastas.

Otsene kiirgus võimaldab genereerida kõige enam energiat. Sellist päikesekiirgust esineb Eestis kõige enam saartel ja Põhja-Eestis. Lõuna-Eestis on pilvisust rohkem ja seega on päikesepaneelide tootlikkus mõnevõrra väiksem. [18, 19]

Atmosfääri läbimisel osa otsesest valguskiirgusest hajub. Peamisteks hajutajateks on õhumolekulid, veeaur, aerosool ja pilved. Kuna hajumisel muutub kiirguse levimise suund, jõuab maapinnale valguskiirgus kõikvõimalikest suundadest. Sellist kiirgust nimetataksegi hajusaks kiirguseks. Hajuskiirguse väärtus oleneb päikese kõrgusest, atmosfääri läbipaistvusest ja aluspinna võimest peegeldada kiirgust, kõige rohkem aga pilvisusest. Aastas on Eesti tingimustes keskmine hajuskiirguse hulk ligikaudu  $500 \text{ kWh}/\text{m}^2$  kohta. Hajusa kiirguse puhul ei ole üldiselt vahet, mis ilmakaarde päikesepaneelid on suunatud, energia genereerimisvõimekus jääb olenemata sellest samaks. Seda seletab lihtne asjaolu, et pilvise ilmaga ei teki objektist varju. Hajusa kiirguse energia on otsesest kiirgusest oluliselt väiksem, aga ikkagi on see päikseenergiast elektri tootmisel arvestatava tähtsusega. Praktilised mõõtmised näitavad, et pilves ilmaga on paneelide tootlikkus ligikaudu 7 korda väiksem võrreldes otsekiirgusega. [18, 19]

Kolmas liik on maapinnalt peegelduv päikesekiirgus. Aluspinnale langenud päikesekiirgusest osa neeldub, aga osa peegeldub hajusalt tagasi atmosfääri. Peegeldumine sõltub aga aluspinna omadustest. Eesti puhul on talvekuudel täiesti arvestatav lume pinnalt peegelduv hajus kiirgus. Olenevalt asukohast võib Eesti keskmiseks maapinnalt peegeldunud hajusaks kiirguseks pidada  $260 \text{ kWh}/\text{m}^2$  aastas. Vastavalt veebruaris mõõdetud keskpäevase päikese otsene kiirgus Tallinna lähikümbruses oli  $850 \text{ W}/\text{m}^2$ . Seejuures  $80\text{-}85^\circ$  nurgaga maapinna suhtes mõõdetud tulemused näitasid  $900 \text{ W}/\text{m}^2$ . Sellisel juhul hakkas mõju avaldama ka lumepinnalt peegelduv päikesevalgus. [18, 19]

## 1.10 Päikesepaneelide paigaldamise võimalused

Päikesepaneelide paigaldamise peamisteks võimalusteks mikrotootjate jaoks on paneelide paigaldamine katusele, fassaadidele või maapinnale. Katusele paigalduse puhul saab veel omakorda eristada millise katusega on tegu, kas siis viilkatusega või lamekatusega. Fassaadide puhul võidakse vajada kas seinale paigaldatavaid või akende ette kinnitatavaid läbipaistvaid päikesepaneelide.

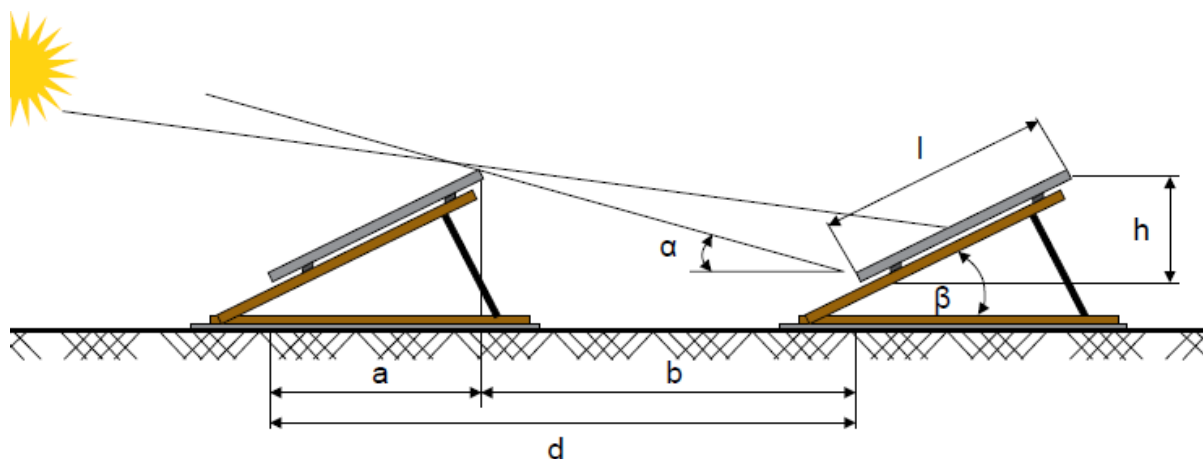
Kõige klassikalisem viis on paigaldada paneelid juba olemasolevale katusele. Seda on praktikas ka kõige rohkem kasutatud ning see on tõestanud, et selline paigaldusviis on lihtne ja katus talub paneelide lisakoormust. Raamistiku materjal varieerub suuresti ja sõltub kasutaja vajadustest, kuid tänapäeval on peamiselt kasutusel anodiseeritud alumiiniumraamid. Paigaldusaeg sõltub suuresti katusest ja sellest, milliseid konstruktsioonimaterjale kasutatakse. Samuti sõltub projekti maksumus suuresti paigaldusajast. [20]

Viilkatusele paigaldusel saab juba maja ehitades katusematerjali kokku hoida, kui ehitada päikesepaneelid kohe katuse sisse, kasutades neid katusekatte materjalina. Seejuures tuleb tagada, et päikesepaneelide ala oleks täielikult veekindel. [20]

Päikesepaneelide paigaldamisel on väga oluline vältida varjude langemist paneelidele. Varjud vähendavad suurel hulgal tootlikust. Juhuslikkude varjude, nagu lindude väljaheidet, tolmuhiid, lumi jne. vältimiseks tuleb paneele aegajalt hooldada. Ajaliselt korduvatel varjudel võib olla aja mõju süsteemile suurem, kuna päikese kaldenurk aasta jooksul muutub palju ja seega tuleb arvestada ka kõrvalhoonete, korstnate, ventilatsioonitorude jne. varjude tekkimise vältimisega kogu aasta jooksul. Seega võib lähedal asuv ventilatsioonitoru tekitada rohkem kahju kui kilomeetrite taga asuv kõrghoone. Seega uue projekti loomisel tuleb spetsiaalselt vältida varjude tekkimise võimalusi. Kui aga varjude vältimine on võimatu, tuleb päikesepaneelide ühendamisel arvestada tekkivate varjudega ning seejuures varjudega olevad paneelid võimalusel ühendada eraldi reana, kuna ühe paneeli tootlikkuse vähenemine jadaühenduses vähendab samuti teiste moodulite efektiivsust. Võimaluste puudumisel või paremate tulemuste saavutamiseks, kasutatakse tänapäeval veel võimsust optimeerivaid seadmeid. Need vähendavad varjudest ja paneelide ebaühtlusest tulenevaid kadusid, võimaldades igal paneelil töötada oma maksimum-võimsuspunkti juures (MPP), sõltumata teiste paneelide tööst. See võimaldab küll teatud määral lahendada varjude ja tootmisprobleeme, kuid tähendab ka lisakulusid PV-süsteemi ehituses. [17]

Päikesepaneelidele tekkivate varjude probleem võib alguse saada ka paigalduse vigadest. Nimelt päikesepaneelide paigaldusel maapinnale või lamekatusele võivad järjestikku paigutatud paneelide read tekitada üksteisele varjusid kui päikese kaldenurk on väike. Seega, mida vertikaalsemalt maapinna suhtes on päikesepaneelid paigaldatud, seda suuremat varju need ka enda taha tekitavad. Kuna aga varjud tekitavad energiakadusid, siis tuleb selliste varjude tekkimisi vältida. Selle probleemi lahendamiseks võib paigutada paneelide read üksteisest kaugemale või vähendada eesmist paneeliridade kaldenurka. Kaldenurga vähendamise puhul maapinna suhtes täheldatakse, et sellest tekkinud tootlikkuse vähenemine

on väiksem kui varjudest tingitud genereerimise korral. Seejuures kui on võimalik paigaldada paneelide ridu üksteisest kaugemale, siis on soovitatav ka seda teha. Paneeliridade vaheliste varjude vähendamine ei ole täielikult võimalik: päeva alguses ja lõpus on varju pikkus siiski kõige pikem. Paneelide paigutusel vajaminevaid erinevaid kaugus- ja kaldenurgamõõte illustreerib Joonis 1.5. Varjude piirinurk  $\alpha$  näitab päikese kaldenurka, mille korral ei teki järgmisele paneelile varjusid. Kui päikese kaldenurk on väiksem kui  $\alpha$ , siis teatud osa järgmise rea paneelidest on varjutatud. Sellise varjutamise vähendamiseks võib muuta järgnevate ridade ees olevate paneelide ridade kaldenurka  $\beta$  või suurendada paneelide ridade vahet  $b$ . Sõltuvalt paigast on paljude objektide paneelide paigutuse rusikareegliks paigaldada paneelid selliselt, et varje ei teki ka talvisel pööripäeval ehk 21. detsember. Kui paneelidel esineb vähem kui 1% aastast kadu varjude tõttu, siis on paneelide paigutus vastuvõetav. [21]



*Joonis 1.5 – Päikesepaneelide ridade paigaldamise vahekaugused ja kaldenurgad [21]*

### 1.11 Päikesepaneelide ühendamise

Üksikuid päikeseelemente kasutatakse tavapraktikas harva. Üksik element on madala väljundpingega (tühihoosupingega 0,5 V), mis on tunduvalt madalam kui tüüpiliste elektriseadmete talitluspinge ja kõrge väljundvooluga seade. Seega lülitatakse elemendid järjestikku ja moodustatakse päikesepaneelid, et saavutada kasutamiseks vajalik pinge. Moodulid omakorda ühendatakse omavahel kokku sõltuvalt süsteemi konfiguratsioonist. Tihtipeale ühendatakse paljud moodulid järjestikku. Kui ühe päikesepaneeli sees on elemendid ühendatud selliselt, et tõsta päikesepaneeli väljundpinget, siis paneelid omavahel võivad olla ühendatud nii jadades, paralleelselt või nende kahe kombinatsioonina. Kui ühendada näiteks kaks rida paneele rööbiti, mis koosnevad kolmest jadades olevast moodulist, saab selle süsteemi väljundpingeks kolm korda suurema pinge ja kaks korda kõrgema voolu kui seda on

ühel moodulil. Seejuures on sellise süsteemi väljundvõimsus kuus korda suurem kui ühe mooduli võimsus. Reaalsuses aga sellise ühendusviisi korral saadavad parameetrid on pisut väiksemad, tulenevalt iga mooduli tootlikkuse ja valgustushulga erinevustest. Seejuures tasub mainida, et erinevate tootjate paneele ei soovitata ühes süsteemis või ravis segamini ühendada. Seda isegi siis kui moodulid on sarnaste tehniliste nominaalparameetritega, sest erinevused volt-ampere karakteristikutes võivad tekitada lisakadusid. Paneelide ühendamisel võidakse kasutada ka möödaviik- ja blokeerimisdiode. Möödaviikdiodid on ette nähtud igale paneelile, et tagada voolu katkematus paneeli rikke korral. Blokeerimisdiode kasutatakse moodulite jadaühenduste lõpus, et tagada voolu liikumine paneelist välja, mitte vastupidi. Seda kasutatakse üldjuhul ainult akupankadega süsteemides, et välistada akude tühjakslaadumist läbi päikesepaneelide vähese valgustihedusega ajal ehk öösel. Tüüpiline kodumajapidamiste katusele paigaldatud süsteem koosneb tavaliselt 10-20 päikesepaneelist. [17]

## 1.12 Päikesepaneelide lisaseadmed

Päikesepaneelide süsteemi paigaldamiseks läheb vaja ka mitmeid lisaseadmeid nagu näiteks:

- Kaablid – Päikesepaneelide ühendamiseks kasutatakse spetsiaalseid topeltisolatsiooniga kaableid, mis on UV kiirte- ja veekindlamad. Nende eesmärk on ühendada omavahel kokku nii mooduleid kui ka moodulite ahelat inverteriga. Nende juhi ristlõike pindala tuleb määrata täpselt, et oleks tagatud väiksed pingekaod, tüüpiliselt alla 2%. Kuna kaabli võimsuskao on võrdelised voolu ruuduga, siis selle vähendamiseks kasutatakse madalamaid vooluväärtusi ja kõrgemaid süsteemipingeid. [22]
- Moodulite kombineerimisseade – see toimib kui sõlmseade mitmetele moodulite ahelatele, mis on ühendatud üksteisega rööbiti. Kaitsmed paigaldatakse igale ahelale. Sõlmseade võib sisaldada liigpinge kaitseseadmeid inverteri ja elektripaigaldise kaitseks äikeselöökidest eest ning nendes on ka kaitselüliti mõne üksiku ahela eraldamiseks inverterist. [17]
- Kaitseseade – kui moodulite kombineerimisseadmes ei ole alalisvoolu väljalülitamise võimalust, peab see olema tagatud kaitseseadmes ja see peab olema eraldi paigaldatud ning lihtsasti ligipääsetav. Kuna päikesepaneelide ahelas on päikese paiste korral alati pinge, siis peab olema seda ahelat hooldustöödeks või testimiseks võimalik eraldada inverterist. Kaitselüliti peab olema valitud selliselt, et see võimaldaks välja lülitada

moodulite ahela maksimaalset alalispinget ja –voolu. Maandamisviisid varieeruvad riigiti. [17]

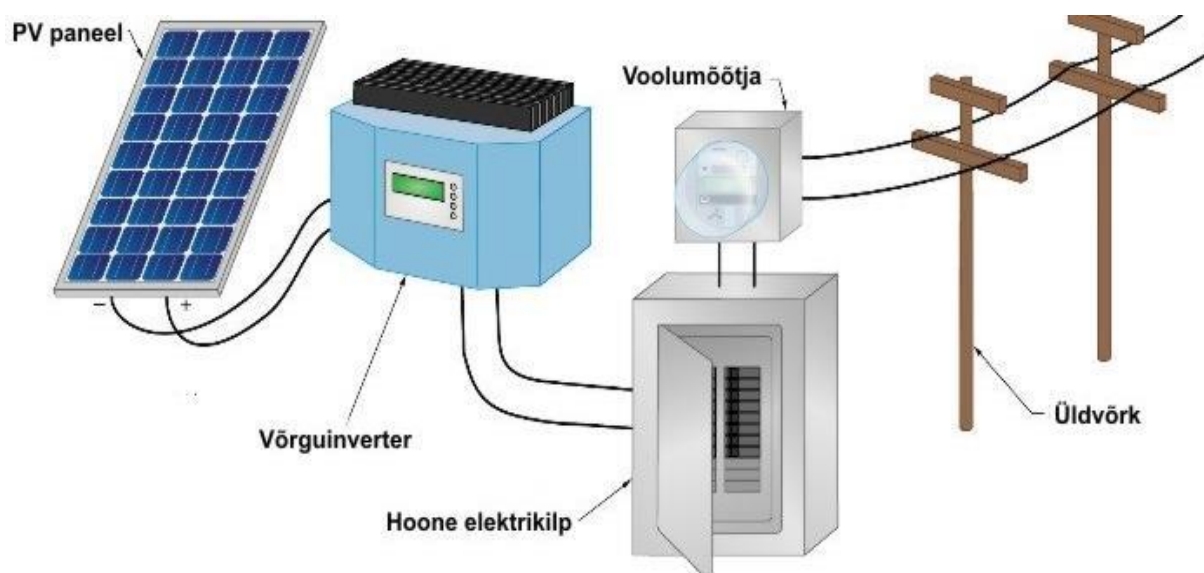
- Elektriarvesti – toodetud elektrienergia mõõtmiseks võib kasutada kahe arvesti meetodit. Üks mõõdab genereeritud energiat ja teine võrgust tarbitud energiat. Seejuures võib kasutada ka ühe arvesti meetodit, kus üks arvesti näitab lihtsalt tarbitud energia hulka. Sellise meetodi puhul eeldatakse, et toodetud energia hind on sama väärtusega, mis võrgust võetud energia, sõltumata, millal see energia on toodetud. See meetod võib olla kasulik kodutootjatele, kuid ei pruugi toimida mikrotootjatele, kes baseeruvad ainult tootmisel, kuna toodetud roheline energia eest makstakse suuremaid toetusi. Enamusjuhtudel soovivad tootjad ja koduomanikud siiski näha kui palju elektrienergiat nad oma päikesepaneelide süsteemiga genereerisid, ning seega luuakse kahe arvesti süsteem või kasutatakse inverterites olevaid andmebaase. [17]
- Pistikud, harupesad – päikesepaneelide ühenduste loomiseks kasutatakse kaablite otstes spetsiaalseid pistikuid. Euroopas on välja kujunenud ühtsed pistikud nimega MC4. Need pistikud on ilmastikukindlad ning neid on lihtne ja mugav paigaldada. Sama olukord on ka harupesadega. MC4 pistikud ei sobi igapäevaseks kokku ja lahti ühendamiseks. [22]

## 2. Inverterid

Inverterid on jõuelektroonika seadmed, mida kasutatakse mitmesugustes fotogalvaanilistes süsteemides järgmistel eesmärkidel: [23]

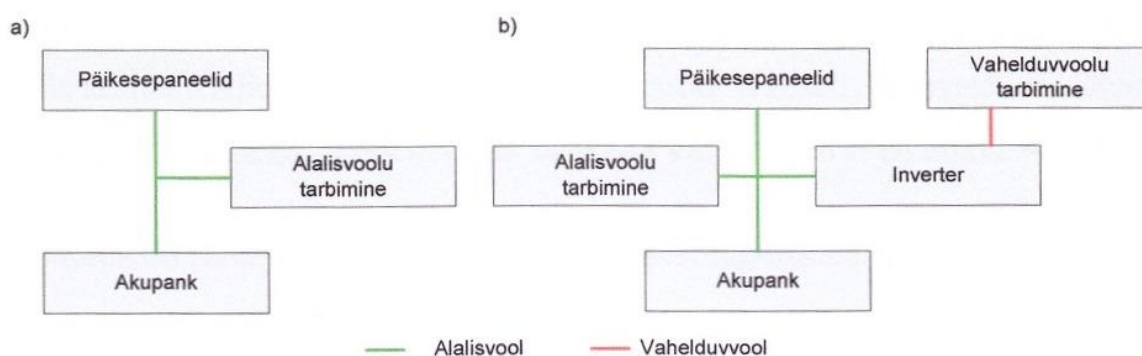
- Võrguühendusega süsteemides
- Võrguühenduseeta süsteemides koos laetavate akudega
- Pumpsüsteemides ilma laetavate akudeta

Võrguühendusega süsteemide all mõeldakse elektrienergia tootjaid, kes kasutavad toodetud elektrienergiat eelkõige oma seadmete toiteks, kuid vajadusel on saadaval ka elektrivõrgu ühendus. See tähendab, et kui elektrienergiat ei toodeta (päikesekiirguse puudumisel), saab tarbija elektrienergiat võrguettevõttelt. Kui aga elektrienergiat toodetakse rohkem, kui tootja seadmed antud hetkel vajavad, on võimalik ülejäänud elektrienergia võrku tagasi müüa. Lisaks sellele on süsteemi eeliseks akupankade puudumine, mille eluaeg ei pruugi olla küllatki pikk ja mis vajavad pidevat hooldust. Kuna akude tootmine on keskkonnale kahjulik ning samuti ka kulukas protsess, on *on-grid* süsteemi kasutamine süsteemi rajajale odavam. Süsteem koosneb üldjuhul kahest põhilisest seadmetest: päikesepaneelid ja võrguinverter. Klassikalise *on-grid* süsteemi lihtsustatud skeem on toodud joonisel (Joonis 2.1). [2]



*Joonis 2.1 – Võrguühendusega päikeseelektrijaam [2]*

Võrguühenduseta ehk *off-grid* süsteemid koosnevad lisaks inverterile ja päikesepaneelidele veel päikesepaneelidest tuleva energia laadimiskontrollerist ja akudest (akupangast). Tänapäeval on laadimiskontrollerid ja inverterid enamasti ühte seadmesse koondatud. Päikesepaneelide toodetud energia kasutatakse kas tarbimiskoha seadmete poolt või laetakse akupanka, et seda hiljem vajadusel kasutada. Võrguühenduseta süsteemis, nagu nimigi ütleb, puudub ühendus võrguettevõttega, see tähendab, et see on autonoomne. Võrguühenduseta süsteeme luuakse kohtadesse, kuhu üldise elektrivõrguga liitumine osutub keerukaks ja kulukaks - näiteks üksikud saared. Samuti võib selline lahendus leida kasutust olukorras, kus soovitakse elektrimüüja hindadest olla sõltumatu. Võrguühenduseta süsteemidel tuleb lähtuda energiavajadusest, ühendusvõimsusest, tarbijate liigist, kasutusajast, geograafilistest tingimusest ja majanduslikest aspektidest. Seega on võrguühenduseta süsteemi loomisel väga oluline jälgida seadmete võimsuste kattuvust tarbimisvajadustega. Võrguühenduseta süsteemide loomisel kasutatakse enamasti kahte põhilist skeemi: alalisvoolu tarvititega (a) ja nii alalis- kui vahelduvvoolu tarvititega (b). Skeemid on toodud joonisel (Joonis 2.2). [2, 24]



**Joonis 2.2 – Võrguühenduseta süsteemide seadistusskeemid [24]**

Nii võrguühenduseta kui ka võrguühendusega päikeseenergia süsteemi loomisel alustatakse eelkõige sobiva inverteri valimisega. See valik paneb paika süsteemi pinge alalispinge poolel. Seejärel saab PV-elementid valida ja konfigurereida vastavalt inverteri sisendkarakteristikutele. Inverter on kõige olulisem komponent võrguühendusega päikeseenergia süsteemis. Selle ülesandeks on muundada PV-elementide poolt toodetud alalisvool elektrivõrgule sobivaks 50Hz sagedusega vahelduvvooluks. Võrreldes võrguühenduseta inverteritega, peavad võrguühenduses olevad inverterid vastama nii võrgu- kui ka PV-elementide karakteristikutele. Kuna kogu PV-elementide poolt toodetud vool liigub läbi inverteri, siis selle omadused on peamised mõjurid antud päikeseenergia süsteemi talitlusele. [23]



Lisaks efektiivsele voolu muundamisele alalisvoolust vahelduvvooluks on inverteris veel komponendid, mis vastutavad stabiilse talitluse eest. Nimelt kvaliteetse inverteri komponendid on valitud ja seadistatud selliselt, et sellel oleks suur sisendparameetrite vahemik. See võimaldab inverteril talitleda ka väga väikese kiirgushulga korral näiteks hommikul või õhtul. Päeva jooksul muutub päikesevalguse hulk ja toodetud energiagenerereerimise tootlikkus. Seetõttu on kvaliteetses inverteris kasutusel ka maksimumvõimsuse punkti (MPP) järgimisseade. See tagab selle, et päikesepaneelidest genereeritud elektrienergiat muundatakse maksimaalse kasuteguriga. Samuti on inverteris ka kaitseadmed, mis tagavad süsteemi automaatse väljalülituse lühise või rikke korral. [23]

Tänapäeva inverterid on enamasti varustatud andmeregistriga ning mõõdistusseadmetega, mis lubavad voolu, pinget, võimsuse ja muude andmete pidevat salvestust. Neid andmeid on seejuures võimalik jälgida kas reaalajas või hiljem andmebaasist, et vajadusel optimeerida seadeid või teha statistikat. [23]

## 2.1 Võrguühendusega inverterite tehnoloogiad

Inverterite põhimõte on muundada alalisvool vahelduvvooluks. Invertereid liigitatakse veel nende kasutusviisi järgi: [17]

- Tsentraalne inverter – kogu PV-süsteemi väljund muundatakse vahelduvvooluks ja antakse võrku. Suurimad inverterid ületavad 1 MW piiri ja kaaluvad üle 20 tonni.
- Ahela inverter (*String*) – sellist tüüpi inverter ühendatakse külge ühele moodulite rivile, ning selle tüüpiline väljundvõimsus on 1-3 kW. Enamasti on nende kaaluks 5 kg ühe kW kohta.
- Mitme-ahela inverter (*Multi-String*) – Need inverterid võivad muundada mitme mooduli ahela energiat korraga kui iga ahela tipuvõimsus, orientatsioon, varjud jne. on erinevad, võimaldades igal ahelal töötada oma maksimum võimuspunkti juures.
- Individuaalsed inverterid (*Individual, micro*) – paljud tootjad pakuvad tänapäeval päikesepaneeli, mille küljes juba on väikene inverter selle paneeli jaoks, tehes seega iga paneeli iseseisvaks vahelduvvoolu allikaks.

Invertereid võib veel jagada vastavalt nende tehnoloogiale nii kõrgsageduslike trafodega, tavalisteks madalasageduslike trafodega ja trafodeta inverteriteks. Mikrotootjate puhul kasutatakse tänapäeval praktiliselt ainult trafovabaid invertereid. Trafovaba inverter kasutab arvutiseeritud multi-sammulist protsessi, et muundada alalisvool elektrivõrgule sobivaks võrgusagedusega vahelduvvooluks. [25]

Trafovabad inverterid on kerged, kompaktsed ja odavad. Kuna trafovabad inverterid kasutavad elektroonilisi lüliteid mehaaniliste asemel, on trafovabade inverterite soojuskaod tunduvalt väiksemad, kui trafodega inverteritel. Inverterid võimaldavad kasutada mitmeid MPP järgijaid. See tähendab, et PV-paneele võib paigaldada vastavalt vajadusele mitmes erinevas suunas (tulenevalt vajadusest näiteks maja katusel), järgides seejuures pidevalt maksimaalset võimsuspunkti erinevate asetuste puhul. Kuna trafovabadel inverteritel puudub galvaaniline eraldatus alalis- ja vahelduvvoolu skeemide vahel, siis võib see tekitada mõningaid maandamis või piksekaitse probleeme. Selle jaoks tuleb kasutada eraldi maandamisviise ja spetsiaalseid PV-süsteemi juhtmeid, sõltuvalt paigaldise asukoha riigi regulatsioonidest. [25]

Lisaks sellele, võib esineda võrguühendusega inverteritel esineda ohtlikke olukordi elektrivõrgu katkestuse korral. Kui sellises olukorras inverter ei tuvasta võrgupinge puudumist, võib tekkida situatsioon, kus kohalik elektrivõrk jääb elektrifitseerituks. Nimelt kui päikeseelektriijaam koos inverteriga omab piisavalt võimsust, et katta katkestatud kohaliku võrgu elektrienergia vajadus, võib sellise katkestatud elektrivõrgu osa pingestamine kesta üsna pikka aega. Sellist olukorda nimetatakse saarestumiseks või saartalitluseks. Selline saarestumine seab ohtu elektriliinil töötavad inimesed, kuna nad ei pruugi olla teadlikud, et PV-süsteemi võib võrku pingestada. Selle vältimiseks kasutavad tänapäeva inverterid väljalülitamise funktsiooni. Väljalülitamine toimub juhul kui inverteril olev võrgupinge või sagedus on normipiirid ületanud. [20]

Trafovabad inverterid loovad ülikiire sageduse juures ideaalsele siinuslainele väga sarnase lainekuju. See võimaldab kasutada neid invertereid pea igasuguse koormuse korral. Tänu täpsemale siinuslainele imiteerimisele on ka tänapäevaste inverterite harmooniline moonutus alla 3%. Üheks peamiseks puuduseks võib pidada nende pisut madalamat kasutegurit, tulenevalt kõrgsageduslikudest lülitamisprotsessidest. Selle vältimiseks kasutatakse paremat skeemikujundust ja täpset filtreeringut. Seejuures ei jää tänapäeva tootjate pakutavate inverterite kasutegurid sugugi alla vanadele ja lihtsamatele vahelditele. [20]

Tulenevalt trafovabade inverterite siinuslaine täpsele imiteerimisele on tootjate kataloogides enamjaolt kirjeldatud harmooniliste moonutuste osakaal alla 3% (THD). Antud väärtus siiski kirjeldab ainult kogu harmoonikute osakaalu ja seda inverteri nominaalvõimsusel töötades. Reaalsuses on olukord sootuks teine. Inverterite pinge THD ei tohi ületada 8% väärtust vastavalt standardile EVS-EN 50160. Voolu harmoonmoonutusteguri soovitatavaks ülempiiriks on 5% ning vastava inverteri pinge ei tohi põhjustada pinge muutust üle 4%. Sellest tulenevalt nominaalkoormusel võib inverteri THD olla küll alla 3%, kuid varieeruvate

koormuste korral muutub see väärtus palju. Madalamate koormuste korral võib voolu ja pinget harmoonmoonutustegur ületada 50% väärtust. Seega reaalse koormuste varieerumise korral tekitab inverter siiski küllaltki palju häiringuid elektrivõrku. Inverterite väljundpinge ei muutunud enamjaolt üle 2% tavapärase kasutamise juures ning seega ei ületa see ka lubatud piire. Seejuures aga tootja majapidamise vähese elektrienergia tarbimise ning kõrge tootlikkuse korral võivad inverterid tõsta võrgupinget 10-17%. Selline väärtus ületab tunduvalt lubatud piire, mõjutab elektrivõrgu stabiilset tööd ning ohustab piirkonnas olevaid seadmeid. Selle vältimiseks kasutatakse automaatseid pingeregulaatoreid, mille eesmärgiks on sisendpinget reguleerida ja kindlustada väljundpinge stabiilsus. Seadmete kasutamine tingib aga tootjatele lisakulutused. Kokkuvõtlikult saab öelda, et üksikute väiksemate tootmisüksuste loomine ilmselt ei põhjusta suuri häiringuid elektrivõrgu töös, kuid laialdasel paigaldamisel võib see omada aga ulatuslikku mõju. Nagu näiteks võivad selliste väikeelektrijaamade massilisel püstitamisel kerkida ülesse suured probleemid, kuna suurearvuline mikrotootjate mõju elektrivõrgu elektrikvaliteedile võib olla negatiivne. Sellisteks probleemideks võivad olla: [26, 27, 28]

- Inverterite väljundpinge ja –voolu harmoonikud põhjustavad lisakadusid trafodes, mootorites ning elektriliinides. Selle vähendamiseks on vaja kasutada filtreid. Filtrite kasutamine tingib aga inverterite ja ka elektrivõrgu talitluse kallimaks.
- Pinge ja voolu harmoonikute suur osakaal võib põhjustada elektrivõrgu elementide kaitseautomaatika väärtoimist ning seega võib tekkida vajadus kasutada keerukamaid alajaama elementide kaitseseadmeid.
- Inverterite võimsuse edastamise viis läbi pingetõstmise või võrgu ja inverteri väljundi vahelise faasinurga muutmise teel. Pinge tõstmise meetod aga tingib võimaliku elektrikvaliteedi halvenemise ja seda enamasti ülepinge näol. Nimelt hajatootmiseseadmete lisandumine tekitab liinis vastassuunaline võimsusvoo ja vähendab seega pingekadusid, mille tulemusena võib pinge tõusta üle lubatud piiri. Toitepinget jaotusvõrgus reguleeritakse jõutrafode ülekandesuhte muutmisega, reaktiivvõimsusega kompenseerimisega ja võrgu planeerimisel trafo ülekandesuhte ja liinide pingekadude optimeerimisega. Seega toitepinge tõstmise korral üle lubatud piiri võib tekkida olukord, kus trafo ülekandesuhte astmed peavad langema, et tagada liini ulatuses lubatud pinge väärtus. Samas võib liini algusesse lisatud mikrotootmiseseade tekitada vastupidise olukorra. Näiteks päikesepaneelile tekkivast varjust (pilvede liikumisel) tingitud võimsuse vähenemine tekitab liini lõpus alapinge hetkeni mil

alajaama pingereguleerimisseade pingetaset jällegi tõstab. Pingetõstmise meetod on kasutusel väikese võimsusega inverteritel ning seega just mikrotootjate suur hulk ja summaarne mõju elektrivõrgule võib olla suur. Selline probleem esineb laialdaselt Saksamaal, kus mikrotootjaid on palju. Faasinurga muutmise teel võib tekkida faaside ebasümmeetria.

- Mikrotootmiseseadmed võivad laialdasel kasutusel mõjutada elektrivõrgu sagedust, seda tootmise ja tarbimise tasakaalu häirimise läbi. Väikese üksiku tootmiseseadme mõju on piiratud, kuid seadmete osakaalu suurenedes muutub probleem tõsisemaks. Sageduse hälbepiirid võivad põhjustada tundliku elektroonika häiringud, muuta elektrimootorite pöörlemiskiirusi ja kahjustada generaatoreid.
- Energiapoliitika eeldusel aitab selliste mikrotootjate hulga kasv soojuselektrijaamade fossiilkütuste tarbimist vähendada. Selle alusel ka vähendada CO<sub>2</sub> õhku paiskamist ja ülekandekadusid. Reaalsuses võib aga tõusta samas elektrisüsteemis töötava soojuselektrijaama kütuse marginaalkulu, mis tingib hoopis elektrienergia ja soojuse kallinemise.
- Suureneb sõltuvus naaberriikide elektrisüsteemidest, kuna võimaliku sageduse ja pingemuutuste vältimiseks on vaja stabiliseerivat võrku, nagu näiteks hetkel Venemaa elektrivõrgu sagedusest sõltumine. Samuti näiteks päikeseelektrijaamade kiirel seiskumisel halva ilma tõttu ei pruugi suuremad elektrijaamad sellistele muutustele niivõrd kiiresti reageerida ning tekib vajadus võrgu stabiliseerimiseks mujalt.

Nimetatud probleemide lahendamiseks ja laialdase väiketootmise võimaldamiseks on vaja elektrivõrku oluliselt uuendada ning suurendada selle läbilaskevõimet. Teisalt igasugused kulutused mõjutavad otseselt elektrivõrku kasutavate klientide kulusid elektrienergia ostmisele.

[27]

## 2.2 Võrguühendusega inverteri elektrilised näitajad

Inverterite peamisteks elektrilisteks sisendnäitajateks on: [17, 29]

- Nominaalne sisendvõimsus ( $P_{\text{nom}}$ )
- Maksimaalne sisendvõimsus (*peak power* –  $P_{\text{max}}$ )
- Minimaalne sisendvõimsus ( $P_{\text{min}}$ )
- Maksimaalne alalispinge ( $U_{\text{max}}$ )
- Minimaalne alalispinge ( $U_{\text{min}}$ )
- Maksimaalne pinge võimsuspunkti järgimiseks ( $U_{\text{MPPmax}}$ )
- Minimaalne pinge võimsuspunkti järgimiseks ( $U_{\text{MPPmin}}$ )
- Maksimaalne alalisvool ( $I_{\text{max}}$ )
- Nominaalne alalisvool ( $I_{\text{nom}}$ )

Inverterite peamisteks elektrilisteks väljundnäitajateks on: [29]

- Sagedus
- Nominaalne võrgupinge ( $U_{\text{nom}}$ )
- Nominaalne väljundvõimsus ( $P_{\text{nom}}$ )
- Maksimaalne väljundvõimsus ( $P_{\text{max}}$ )
- Nominaalne väljundvool ( $I_{\text{nom}}$ )
- Maksimaalne väljundvool ( $I_{\text{max}}$ )
- Kasutegur

Lisaks eelnevatele parameetritele tuuakse inverterite kohta välja veel andmed nende MPP järgimisseadmete arvu kohta, töötemperatuuride kohta, harmoonmoonutusteguri osakaalu kohta, kaitseastme, sisendite arvu, jahutuse ja muude detailide kohta, mis sõltuvad paljugi tootja soovist avaldada vastavat infomatsiooni.

Inverteri sisendvõimsuse parameetrid kirjeldavad inverterile ühendatava sisendvõimsuse maksimaalseid ja minimaalseid piire. Näiteks  $P_{\text{max}}$  kirjeldab absoluutset maksimaalset STC tingimustele vastavat päikesepaneelide süsteemi võimsust, mida võib antud inverterile ühendada. Nominaalne sisendvõimsus kirjeldab aga nominaalset kõrgeimat sisendvõimsust, mille juures antud inverter töötab kõige optimaalsemalt. [29, 30]

Ühtedeks olulisemateks elektrilisteks näitajateks on sisendpinge väärtused. Maksimaalne sisendpinge  $U_{\max}$  ei tohi saada ühelgi tingimusel ületatud, seega päikesepaneelide ühendamisel tuleb arvestada selle väärtusega. Samuti ei hakka inverter tööle kui ei ole saavutatud minimaalset sisendpinget, mis tähendab, et inverterile tuleb ühendada piisav arv päikesepaneele. Kõige olulisemaks pingeks elektritootmisel on  $U_{MPP\max}$ . See näitab maksimaalset pinget, mille juures inverter on veel võimeline leidma maksimaalset võimsuse punkti. Päikesepaneelide süsteemi luues tuleb arvestada selle väärtuse mitteületamisega tava tingimustes. [29, 30]

Sisendvoolu väärtused määravad ära inverteri voolu piirid. Sisendvoolu maksimaalne väärtus  $I_{\max}$  kirjeldab kui suur võib olla voolu väärtus inverteri sisendklemmidel. Tavaliselt optimeeritakse selle alusel PV-paneelide süsteemi lühisvoolu väärtus  $I_{sc}$ , mis ei tohi ületada inverteri kataloogis antud maksimaalse voolu väärtust. [29]

Sagedus on inverteritel enamasti reguleeritav kas 50 või 60 Hz süsteemide jaoks. Seejuures sageduse varieeruvus on seadmetel enamasti kas alla või üle 5%. Sarnaselt sagedusele on inverteritel antud pingemuutuste vahemik 18% kõrgema ja -20% madala pingega. Nominaalpinge on kirjeldatud üldiselt ühefaasilistel seadmetel 230 ja kolmefaasilistel seadmetel 400 V. Reaalsuses aga muutub inverteri väljundpinge vastavalt võrgupingele. Võrgupinge lubamatult suurte muutuste korral rakenduvad kaitseseadmed, mis katkestavad tootmise väljaspool sobivat pingevahemikku. Euroopas kehtestatud reeglite järgi on see vahemikus -10% kuni +6%. [29, 30]

Väljundvõimsuse parameetritena on toodud kataloogides enamasti nii  $P_{\max}$  ehk maksimaalne võimsus kui ka  $P_{\text{nom}}$  ehk nominaalne väljundvõimsus. Nominaalne võimsus näitab inverteri kestva talitluse väljaantavat võimsust, üle selle võimsuse suudab inverter töötada ainult teatud aja. Püsitalitlusest kõrgemal võimsusel töötades ei tohi inverteri võimsus ületada  $P_{\max}$  väärtust. Selle osatähtsus ei ole tihtipeale küllaltki täpselt kirjutatud ning tootjad väljendavad neid väärtusi tihti väga suurtes piirides. Seejuures sellisel võimsusel võimaldab seade töötada ainult väga lühikest aega. [29, 30]

Vahelduvvoolu väljundi vooluväärtused on kirjeldatud enamasti nominaal ja maksimaalvoolu väärtustena. Nominaalne väljundvool on vool, mis tekib nominaalvõimsuse juures, tulenevalt võrgupingest. Samuti on toodud maksimaalne väljundvool tootjate kataloogides. [29, 30]

Inverteri kasutegur kirjeldab antud seadme võimet muuta alalisvool vahelduvvooluks. Kuna aga selle protsessi käigus väheneb võimsuse ülekanne nii sisemiste kui välimiste mõjurite tõttu, siis ei ole ka inverter 100% kasuteguriga. Inverteri kasutegur leitakse üldjuhul väljundvõimsuse ja sisendvõimsuse suhtena. Enamjaolt on see võrguinverteritel ca. 98%. Seejuures võrdluseks on tootekataloogides välja toodud ka Euroopa kasutegur, mille leidmiseks kasutatakse erinevaid ilmastikutingimusi ja kordajaid kasuteguri leidmiseks. Tulenevalt sellest on enamus inverterite EU kasutegurid ka mõni protsent madalamad klassikalistest kasuteguritest. [31]

### 2.3 Võrguühendusega inverteri valik

Inverteri valikul tuleb esmalt määrata kui palju päikesepaneeli saab ühendada inverterile jadamisi. Selle väärtuse saab määrata maksimaalse pinge järgi, mis on antud inverteri kataloogis (*maximum MPP tracking voltage*). Näitena on see ping väärtus 650 V. Seega tuleb see ping jagada ühe päikesepaneeli maksimaalse võimsuspunkti pingega. Tavalise mooduli korral on selleks pingeks 35,8 V seda 25 C° juures, kuid see tõuseb 0,33% iga kraadi langemise korral. Seetõttu talvistel aegadel, kui õues on -5 C° külma võib ühe mooduli väljundpinge olla 10% kõrgem oma nominaalpingest, ehk 39,4 V. Kui seda arvestada, saab teada, et 650 V maksimumpingega inverterile võib ühendada järgi 16 jadamisi olevat moodulit ( $\frac{650}{39,4} = 16,5 \sim 16$ ). Seejuures tuleb kindel olla, et inverteri maksimaalset sisendpinget kunagi

ei ületataks. Antud näite korral on selleks 750 V. Jällegi mängib suurimat rolli talvine olukord, kus ping tõuseb temperatuuriteguri pärast kõrgemale. Maksimaalse ping kontrolliks tuleb kasutada paneelide tootjate poolt väljastatud tühijooksupinget, mis näitena on 43,8 V ja talvises olukorras seega 48,2 V. Seega inverteri maksimumpinge ületamise vältimiseks tuleb lubatud maksimaalne alalisping väärtus jagada mooduli maksimaalse alalisping väärtusega ehk  $\frac{750}{48,2} = 15,6 \sim 15$  ning selle alusel saab kasutada ühe mooduli vähem ehk 15. [17]

Minimaalne päiksepaneelide arv sõltub samuti inverteri maksimaalse võimsuspunkti pingest, kuid seekord selle vähimast väärtusest. Näitena on inverteri minimaalne MPP 250 V, seega peab inverteri optimaalseks tööks olema sinna ühendatud vähemalt niipalju päikesepaneeli, et see ping oleks tagatud. Moodulite ping aga langeb tulenevalt temperatuuri tõusust ning temperatuur võib tõusta lausa 70 C°, põhjustades seega ping languse 15% võrra. Seega on näitena toodud mooduli ping 30,4 V. Nende väärtuste põhjal saab leida minimaalse moodulite arvu inverteri jaoks, ehk  $\frac{250}{30,4} = 8,22 \sim 9$  paneeli on minimaalne arv. Vastavalt nendele

tulemustele võib öelda, et näitena toodud inverterile võib ühendada jadaühenduses olevaid mooduleid vahemikus 9-15 tükki. Seejuures võib antud inverterile panna ka 2 rööbiti ühendatud ahelat, milles on 15 moodulit jadamisi, kuid mitte 4 rööbiti ahelat seitsme jadamisi mooduliga. [17]

Lisaks sellele on inverteri valikul veel vaja arvestada, et päikesepaneelide ahela vool ei ületaks inverteri lubatud maksimaalset väärtust. Sellisel juhul tuleb arvestada mooduli lühisvoolu väärtusega. Näitena on see 5,5 A ja see on vähesel määral temperatuurist mõjutatav. Seega kui inverterile on ühendatud kaks paralleelset ahelat 14 jadaühenduses mooduliga annavad välja maksimaalse tipuvoolu 11 A. Kui seda võrrelda tüüpilise inverteri maksimaalse sisendvooluväärtusega 20 A on selline ühendamine lubatud. [17]



## 3. Tööstushoonele planeeritava päikeseelektrijaama teostatavuse hindamine

### 3.1 Ülevaade projekti loomise etappidest

Päikesepaneelidega tootmissüsteemi projekti võib jaotada mitmeteks etappideks: [21]

- Kontseptsiooni loomine – idee ja potentsiaali olemasolu
- Teostatavuse eeluuring – põhineb kogemustel või varasemate sarnaste objektide kõrvutamisel uue idee eesmärkidega. Vaadeldakse objekti päikeseenergia ressursse, võrguühenduse võimalusi, paigalduskohta ja võimalusi ning kaalutakse üleüldist otstarbekust lihtsustatud andmete alusel.
- Teostatavuse põhiuuring – kui eeluuringu tulemus oli positiivne viiakse läbi antud objekti põhjalik uuring kõikidest projektiga seotud aspektidest. Teostatavuse põhiuuring jaotub omakorda mitmeteks detailseteks alapunktideks ning seda kirjeldatakse juba järgnevatel peatükkides.
- Väljatöötamine – selles faasis leitakse teostatavuse uuringu alusel projektile rahaline toetaja. Nimelt kinnitatakse sellega projekti uuringu alused ning sõlmitakse leping töid teostava ettevõttega.
- Detailse kavandi loomine – süsteemi peamised osad ja struktuurid luuakse projekti detailses kavandis. Selle koostab enamjaolt juba lepinguga määratud ehitusettevõtte vastavalt põhiuuringu alustele.
- Ehitustööd – projekti väljaehitamine vastavalt detailsele kavandile. Ehitustöödeks peab olema valitud kompetentne ettevõtte.

### 3.2 Teostatavuse põhiuuring

Esimene asjana tuleb koostada objektile vastav teostatavuse põhiuuring selliselt, et see vastaks ettevõtja või tellija nõudmistele. Seejärel võrrelda, kas see vastab ka rahalistele võimalustele, seaduslikele alustele jne. Kui kõik nõudmised on täidetud või kompromissi leidnud, saab koostada juba objektile detailse kavandi. Kavandi koostamine on muidugi erinev sõltuvalt projektist. Projekti teostatavuse põhiuuring keskendub peamiselt antud projekti võimaluste kohta ning on jaotatud mitmeteks alapunktideks: [21, 32]

- Üksikasjaliku asendiplaani loomine – objekti asukoha analüüs.
- Päikeseenergia ressursi leidmine antud asukohas.

- Varjude tekkimise hindamine (päikesekaldenurgast ja lähedalasuvate puude, hoonete ja objektide hindamine).
- Sobivate paigalduskohtade määramine – vastavalt soovitud tootmisvõimsusele, objekti eripäradele, varjude vältimisele ja päikeseressurssidele hinnata sobivaid päikesepaneelide paigalduskohti.
- Tehnoloogia valiku hindamine, määrates ära kasutatavad seadmed nagu:
  - Mooduli tüüp
  - Inverteri tüüp
- Kirjeldada süsteemi kavandit ja eesmärki - Näitena võib tuua, et eesmärgiks on tagada piisav elektrivarustus küla turvakaameratele mis vajavad 150 W võimsust, on pingega 240 V, sagedusel 50 Hz vähemalt 4 tundi nädalas. Kuna eesmärk ongi projekti põhialuseks, siis tuleb see ka selgelt ja korrektselt sõnastada.
- Eeldatava toodangu kirjeldamine – kirjeldada soovitud tootmisvõimsuse juures eeldatavat toodangut aasta ja kuude lõikes, et näha tootmise ja tarbimise osakaalude vahet.
- Rahaliste ressursside ja tasuvuse modelleerimine - kuna ressursid on projekti piiranguteks, siis nende hindamine määrab otseselt ära töö mahukuse ja võimalused. Samuti väljendab tasuvuse modelleerimine kasutatavate ressursside mõistlikkust ning sealjuures kirjeldab omaniku eeldatavat tulu, kui see tekib.

Kuna projekti teostatavuse põhiuuring võib teatud osas katta ka väljatöötamise ja kavandi koostamise faasi, siis võib siinkohal välja tuua veel vajalikud punktid projekti üldise süsteemi kavandi loomise kohta. Üldine süsteemi kavand annab ülevaate põhilistest tegevustest projekti käigus ja nende maksumustest, samuti toob välja täpsemad aspektid seadmete valikust, paigaldamisest ja ühendamisest. Peamisteks jaotisteks on: [21]

- Üldise süsteemi kujunduse loomine ja varjude arvutus, siinhulgas:
  - varjude kaldenurgad
  - moodulite puhastamise strateegia
  - moodulite kaldenurk ja suund
  - temperatuuri ja tuule mõjud
  - kaablite paigaldus ja kadude vähendamine
- Moodulite valik – läheb üldiselt teostatavuse uuringu alla, kuid täpsustab nende saadavust ja hinda
- Inverteri valik

- Paigaldusraami valik – kas liikuv või liikumatu raam
- Elektrilised ühendused ja seireseadmed
- Võrguühenduse kujundus
- Kogu energia genereerimise analüüs, arvestades eelnevate aastate päikeseandmeid

Toetudes eelnevalt toodud uuringu alapunktidele ja lisanduvatele aspektidele töö käigus, võib koostada soovitud objekti teostatavuse kavandi, koondades üksikasjalikke jaotisi vastavalt vajadusele.

### 3.3 Liitumistingimused ja taastuenergia toetus

Päikeseelektrijaama võrguga liitumise tingimused sõltuvad sellest, milline tootmiseseade võrku tahetakse ühendada. Elektrilevi OÜ kohaselt jaotatakse võrguga ühendatavad tootmiseseadmed tootmisvõimsuse alusel järgnevalt: [33]

- Mikrotootja – tootmiseseadmete võimsus on kuni 11 kW, liitub jaotusvõrguga madalpingel 0,4 kV.
- Pisitootja - tootmiseseadmete võimsus on 11 kW kuni 200 kW, liitub jaotusvõrguga madalpingel 0,4 kV või keskpingel 6,3 kuni 20 kV.
- Väiketootja – tootmiseseadmete võimsus on 200 kW kuni 5 MW, liitub jaotusvõrguga üldjuhul keskpingel 6,3 kuni 20 kV.
- Suurtootja – tootmiseseadmete võimsus on üle 5 MW, liitub üldjuhul põhivõrguga kõrgepingel 110 kuni 330 kV.

Mikro-, pisi- ja väiketootjate liitumisprotsessi kirjeldab samm sammult järgnev Joonis 3.1. Elektritootja liitumispakkumine saadakse liitumistaotluse esitamisel Elektrilevi OÜ e-mailile koos kõikide taotluse lisades näidatud dokumentiga. Liitumistaotlus sel juhul mikrotootjale nõuab konkreetse liitumistaotluse vormi täitmist, mis on kättesaadav Elektrilevi kodulehel. Lisadena tuleb kaasata volikiri, mis tõendab, et liitujal on õiguslik alus kasutada kinnistut või ehitist ning mikrotootmiseseadme elektriliste ühenduste põhimõtteskeemi kuni liitumispunktini. Vastavalt täidetud dokumentidele väljastab Elektrilevi kulupõhise lepingupakkumise. Pakkumine sisaldab kõiki kulusid, mis tuleb teha mõõteseadmete paigaldamisel ja vajadusel ka võrgu ümberehitusel. Pakkumise sobivuse korral sõlmitakse tootja ja võrguettevõtte vahel liitumisleping ning esitatakse tootjale liitumistasu esimese osamakse arve. See moodustab enamasti 50% liitumislepingus toodud maksumusest. Pärast osamakse laekumist alustab võrguettevõtja töödega. Samuti on soovituslik alustada tootjal oma seadmete väljaehitamist. Peale tootmiseseadmete väljaehitamist tuleb teostada seadistused ja mõõdistustööd, peavad

olema täidetud kõik liitumistingimused ja tasutud liitumistasu arved. Seejärel tuleb võrguettevõttele esitada väljaehitatud elektripaigaldise elektriline teostusjoonis tootmisest liitumispunktini. Teostusjoonisel peab olema näidatud nii tootmisest koos abiseadmetega, välja toodud nende mark, nimivõimsus, tüüp. Lisaks joonestatud kõik ühendusliinide kaablid koos margi, ristlõike ja pikkustega, kaitseparaadid koos tüübi ja nimivooluga ning tarbimise jaotusharud. Seadistuse kinnitamiseks tuleb täita mikrotootmisest kaitsesätete protokoll. Nagu kõigi elektripaigaldiste puhul, tuleb ka tootmisest kohta esitada elektripaigaldise auditi protokoll, mille väljastab kvalifitseeritud mõõtelabor, kellel on õigus seda teha. Kui kõik eelnevad nõuded on täidetud esitab võrguettevõtte võrgulepingu. Võrgulepingu alusel võimaldatakse tootjale elektrienergia edastamine võrku. Tootmisest võib ühendada võrku alles pärast võrgulepingu sõlmimist. Elektrienergia ostmiseks ja müümiseks tuleb tootjal sõlmida ka leping elektrimüüjaga, kes Eestis on peamiselt Eesti Energia. [33]



**Joonis 3.1 – Mikro-, pisi- ja väiketootja liitumisprotsess Elektrilevi OÜ's [34]**

Pisitootja liitumise korral on liitumisprotsess praktiliselt analoogne nagu mikrotootja korral, kuid siiski väikeste erinevustega, tulenevalt suuremast tootmisvõimsusest. Pisi- või väiketootja jaoks on väljastatud põhjalikum liitumistaotluse vorm. Samuti tuleb esitada rohkem lisadokumente, nagu näiteks: tootmisseadmete tüübikatsetuste protokoll, tootmisseadmete tehniliste parameetrite andmelehed, detailplaneeringu otsuse koopia või projekteerimistingimused, et elektripaigaldis on kooskõlas maakasutus või ehitustingimustega, keskkonnamõjude hindamise otsuse koopia ning täielikult täidetud võrgueeskirja lisa 2 ehk generaatorite tehnilised andmed. Elektri jaama vastuvõtuks tuleb läbi viia veel vastuvõtukatsetused ja esitada katsetulemused vastavalt võrgueeskirjale. Kui katsetulemused on edukaks tunnistatud, väljastab Elektrilevi nõuetekohasuse vastavuse kinnituse. Peale kinnituse saamist sõlmitakse tähtajatu võrguleping. Pisitootja liitumisprotsessi detailne kirjeldus on toodud ka Elektrilevi kodulehel. [33]

Kui liitumistingimused on täidetud ja tootmiseseade on ühendatud võrku, saab vajadusel toodetud elektrienergia maha müüa. Selle jaoks on sõlmitud leping Eesti Energiaga, kes väljastab arvetel oleva paketi hinna vastavalt NordPooli hinnale. See kajastub elektriarvel näiteks mikrotootja paketi hinnana -0,028 €/kWh. Lisaks sellele on võimalik taotleda taastuvenergia toetus. Taastuvenergia toetusi jagatakse vastavalt Elektrituruseaduse §59 alusel. Toetusi maksatakse vastavalt taastuvenergiaallikatest toodetud elektrienergiale ning neid maksab välja Elering AS. Taastuvast energiaallikast, ehk antud juhul päikesepaneelidest toodetud elektrienergia toetuse hind on 0,0537 €/kWh kohta. Toetuse saamiseks tuleb pöörduda Elering AS poole ja esitada vastavad andmed. Esmakordsel taotlemisel tuleb esitada võrguettevõtjapoolne kinnituskiri võrguseadmete nõuetekohasuse kohta. Seejärel on võimalik Eleringi Andmelaost välja võtta soovitava mõõtepunkti andmed. Vastavalt seal toodud tunnipõhistele tootmis- ja tarbimisandmetele, tuleb esitada soovitud perioodi kohta taotlusvorm tootmisandmete edastamiseks. Elering AS maksab tunnipõhiselt toodetud elektrienergia eest toetust kuude kaupa. Kõik toodetud energia, mis ületas antud tunnil tarbitud energiat võimaldab saada taastuvenergia toetust. [35, 36]

Antud objekti liitumistingimused võivad osutada keerukamaks, kuna objekti elektrivarustus toimub läbi Keila Veskitele kuuluva alajaama ning eraldi liitumispunkti hoonel ei ole. Seoses sellega on loodud detailplaneering Keila Veskite elektrivarustuse ümberehitamiseks ja uute alajaamade loomiseks territooriumile. Kui ettevõtjal on soov päikeseelektrijaam varem välja ehitada, peab ta selle kooskõlastama haldajaga või maksma tulenevaid tasusid uue liitumispunkti või alajaama ehituseks.

### 3.4 Tööstushoone objekti kirjeldus

Teostatavusuuringus olevaks objektiks on Keila Veskite territooriumil paiknev tööstushoone. Tööstushoone põhitegevuseks on juurviljade töötlemine: nimelt kartulite, porgandite, kapsaste, peetide, kaalikate ning muude juurviljade pesemine, koorimine, pakendamine ja müük. Hoone seadmete hulka kuuluvad seega juurviljade koorijad, transportöörilindid, pakendajad, külmutuskamber, valgustusseadmed, soojusautomaatika, tõstemehhanismid, kaalud, pesurid jne. Kontserni üldiseks pindalaks on 1629 ruutmeetrit, millest üle poole kuulub otseselt tootmisruumide alla ning teine pool tooraine ladustamiseks. Tootmisruumides paiknevadki praktiliselt kõik elektriseadmed, tooraine ladu sisaldab ainult kaalu ja valgustust. Joonisel (Joonis 3.2) on toodud objekti hübriidne aerofoto Maa-ameti geoportaalist, kus tööstushoone paikneb keskel ja on märgitud punase piirjoonega. Sellest roheline piirjoon tähistab lamekatusesega tootmishoonet, millele päikeseelektrijaama planeeritakse. Enne majanduslangust töötas kontsernis ca 20-30 töötajat ning toodangu suuruseks oli üle tonni kooritud ja pakendatud juurvilja päevas. Peale majanduslangust toimus ettevõttes järkjärguline toodangu langus ning seetõttu ka elektritarbe osakaalu vähenemine. Hoone elektritarvet kirjeldatakse järgnevatel punktides täpsemalt.



*Joonis 3.2 – Tööstushoone ortofoto koos katusepiiridega [37]*

### 3.5 Tööstushoone asukoha päikeseenergia ja varjude hindamine.

Tööstushoone asukoha täpseks määramiseks kasutati objekti koordinaate. Koordinaatide alusel saab kirjeldada vastavalt PVGIS (*Photovoltaic Geographical Information System*) ehk geograafilise päikesepaneelide tootlikkuse ja päikesekiirguse informatsiooni süsteemi ja Keskkonnaagentuuri ligikaudsetele andmetele objekti aastaringseid päikesekiirguse andmeid, keskmisi temperatuurimuutusi ja tuulekiirust. PVGIS andmebaasis olevad andmed pärinevad

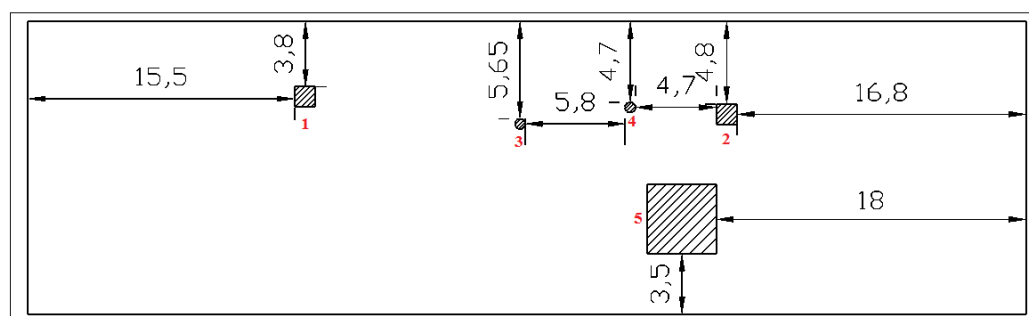
satelliitaplikatsioonilt ja nende andmed võivad varieeruda, kuna saadava pildimaterjali suurus võib ulatuda üle 3-5 km. Samuti ei arvesta süsteem võimalike objekti varjudega, mida käsitletakse antud töös seetõttu eraldi. Seega kasutatavad andmed on ligikaudsed ja eelduste kohased. Väiketootja süsteemi loomisel tuleb kindlasti koguda rohkem andmeid objekti päikesekiirguse ja tootmisvõimsuste kohta. [38] Vastavalt saadud andmetele on tabelis (Tabel 3.1) välja toodud objekti asukoha kuude keskmised valguskiirguse hulgad, temperatuurid ja tuulekiirused. Keskmine valguskiirgus on väljendatud  $kWh/m^2$  kohta, seda optimeeritud kaldenurga korral  $42^\circ$ . Tulenevalt andmetele on näha, et märtsist-septembrini on päikesekiirguse hulk valdavalt üle 100 kWh ruutmeetri kohta ning järjekult toimuks ka sellel perioodil suurim elektrienergia genereerimine. Talvekuud oktoobrist-veebruari on kiirgushulga poolest vägagi madalad, kuna päikesekalde nurk maapinna suhtes on väike ning valget aega samuti vähe. Seega talvekuudel elektrienergia tootmine optimeeritud kaldenurga korral on samuti väga väike. Õhutemperatuuri osas on näha Põhja-Eesti kliimat. Talvekuudel on keskmised õhutemperatuurid miinuskraadide juures, suvel plusskraadides. Selle alusel muutub ka sõltuvalt temperatuuri tegurist päikesepaneelide tootlikkus, kuid tänu madalatele kraadidele on selle mõju Eesti tingimustes pigem positiivne. Keskmine tuulekiirus jääb kuude lõikes praktiliselt samaks.

**Tabel 3.1 – Objekti keskmised kuised kiirgushulgad, temperatuurid ja tuulekiirused [38, 39]**

Kuu	Päeva keskmine kiirgushulk, kWh/m <sup>2</sup>	Kuu keskmine kiirgushulk, kWh/m <sup>2</sup>	Kuu keskmine õhutemperatuur, °C	Kuu keskmine tuule kiirus, m/s
Jaauar	0,80	24,90	-3,80	2,90
Veebruar	1,65	46,30	-4,60	3,40
Märts	3,88	120,00	-1,30	3,50
Aprill	5,36	161,00	3,80	3,10
Mai	6,12	190,00	9,80	2,70
Juuni	5,93	178,00	14,30	2,50
Juuli	5,56	173,00	16,60	2,60
August	5,02	156,00	15,60	2,60
September	3,52	106,00	10,70	2,50
Oktoober	1,99	61,60	6,10	3,50
November	0,87	26,00	1,10	3,00
Detsember	0,52	16,00	-2,1	3,80
<b>Aasta keskmine</b>	<b>3,44</b>	<b>104,90</b>	<b>5,52</b>	<b>3,01</b>
<b>Aasta summaarne</b>		<b>1260,00</b>		

Varjude hindamiseks tutvuti hoone katusega ning ümbritsevate hoonete, puude ja esemetega. Varjude kahjulikku toimet päikesepaneelide süsteemile on kirjeldatud eelnevates peatükkides põhjalikumalt ning selle alusel tuleks nende tekkimise võimalust vältida maksimaalselt. Tootmishoone päikese süsteemi planeeritava katuse pinna pikkus ida-lääne suunal on 60 meetrit ning põhja lõuna suunal 18 meetrit. Arvestades hoone äärtest välja pool meetrit saab paigalduspinnaks 58x17 meetrit. Tootmishoone katusel paiknevad mitmed objektid, eelkõige suur tornhoone. Lisaks sellele asuvad seal veel ahjukütte korsten ja ventilatsioonitorud. Kõik suuremad objektid on märgitud joonisele ning välja on toodud nende kaugused hoone katuse servast. Väiksemate objektide kõrgused on järgnevad: korsten 2 meetrit, ventilatsiooni torud 1 meeter. Torni kõrgus on üle 15 meetri ja seega varjab ta 10 kraadise päikese kaldenurga korral enda taha ja külgedele paistva päikese 80 meetri raadiuses, mis tähendab, et päikesepaneelide paigutamine on otstarbekas ainult tornhoone ette ehk hoone lõunapoolsele katuseservale. Arvestades, et päikese 10° kaldenurgast väiksema nurga juures on päikeseenergia tootmine tühine, oleks võimalik hoone lääneküljele paigutada veel üks rida päikesepaneele, kuid varjude täielikuks vältimiseks seda antud töös ei käsitleta. Väiksemate objektide paiknevus on hoone keskel või põhjapoolsemal küljel. Seega suurte võimsuste paigaldamiseks on vajalik antud tornhoone lammutada või paigaldada mõned paneelid tornhoone külge, kuid arvestades kogu katuse pindala on see ala tühiselt väike. Joonisel (Joonis 3.3) on toodud tööstushoone katuse pealt vaade koos suurimate objektide vahekaugustega. Eelnevalt kirjeldatud ventilatsioonitorud on märgitud skeemil numbritega 1 ja 2. Korstnateks on märgitud objektid 3 ja 4 ning tornhoone tähis 5. Kõik märgitud arvvaartused on kujutatud meetrites.

Ümbritsevate hoonete ja puude varjude hindamisel selgus, et lähedal asuvad puud on niivõrd madalad ja asuvad kaugel, et olenemata aastaajast nende paiknemine süsteemile varje ei tekita. Samuti paiknevad kõrghooned antud tööstushoonest põhjapool ning lõunapool asuvad hooned on ühekorruselised ning piisavalt kaugel, mis tingib varjude mittetekkumise.

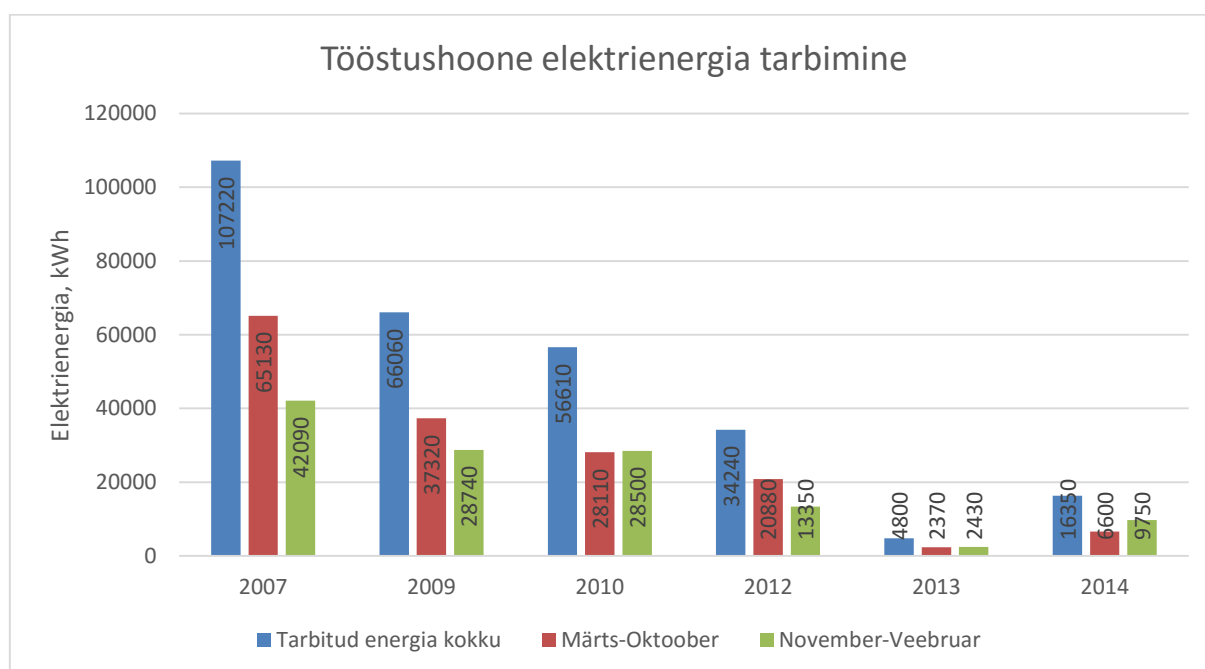


**Joonis 3.3 – Tööstushoone katuse pealt vaade koos põhiliste objektide kaugustega**



### 3.6 Tööstushoone tarbimise analüüs

Tööstushoone elektritarbimise kirjeldamiseks on kasutatud tootmishoone mitme aasta elektriarveid kuude kaupa. Elektriarvete põhjal saab välja tuua ainult igakuise elektritarbimise. Nagu eelnevalt kirjeldatud, oli tööstushoone elektritarve enne majanduskriisi tunduvalt suurem kui eelnevatel aastatel. Aastased summaarsed elektritarbimised on toodud 2007, 2009, 2010, 2012, 2013 ja 2014 aastate näitel joonisel (Joonis 3.4). Lisaks on toodud iga aasta suvised ja talvised tarbimised eraldi, et visualiseerida põhilist energiavajadust päikesejaama suvise ehk põhilise ja talvise ehk praktiliselt olematu tootmise juures. Nagu graafikult on näha, siis moodustab talvine energiatarbimine praktiliselt igal aastal üle poole suvisest energiatarbest. See tuleneb sellest, et tehase toodangut müüakse enamjaolt koolidele ja seega sõltub suur osa tootmisajast just haridusasutuste tööaegadest.



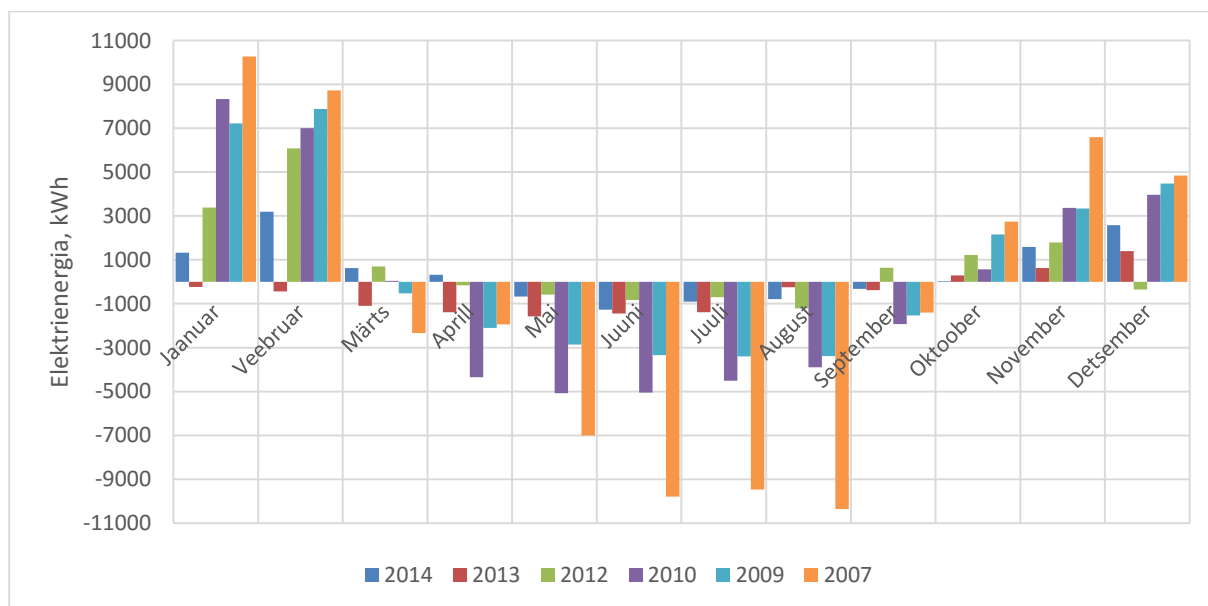
**Joonis 3.4 – Tööstushoone elektrienergia tarbimine aastate lõikes**

Tulenevalt tootmishoone koormustest saab kuude lõikes välja tuua ja analüüsida päikeseelektrijaama võimsuse optimeerimist sõltuvalt erinevate aastate tarbimisest. Kuna täpsemad andmed tootmishoone koormuste kohta puuduvad, tuleb analüüsis kasutada iga kuu summaarseid väärtusi. Vastavalt aastasele summaarsele koormusele optimeeritakse eeldatava süsteemi tootmisvõimsus, et võrrelda kuude lõikes prognoositud, toodetud ja tarbitud elektrienergiat. Tootmisvõimsuse aluseks võetakse lisaks veel inverterite standardised võimsused. Tootmisandmed on võetud PVGIS andmebaasist vastavalt optimeeritud kaldenurgale 41 kraadi ja asimuudile 0 kraadi. Saadud andmete alusel on võimalik leida

päikeseelektrijaamast võrku antud ja ise tarbitud elektrienergia kogused. Selle alusel saab hiljem koostada tasuvusarvutused iga tarbitud ja müüdud elektrienergia ühiku kohta. Tootmisvõimsused on valitud järgnevalt:

- 2014 aastal 11 kW, mikrotootja
- 2013 aastal 11 kW, mikrotootja
- 2012 aastal 25 kW, pisitootja
- 2010 aastal 60 kW, pisitootja
- 2009 aastal 60 kW, pisitootja
- 2007 aastal 120 kW, pisitootja

Vastavalt PVGIS andmebaasi sisestatud võimsustele ja optimaalsele paigutusele ning elektriarvete alusel koostatud tarbimisandmete võrdlusele, leiti antud töös igakuiselt toodetud ja tarbitud energia vahe. Vahe määramisel eeldati, et toodetud elektrienergiat tarbitakse vastavalt tarbimisandmetele ja ülejääk kantakse elektrivõrku. Seejuures on tarbimise ja toodangu vahe leitud selliselt, et joonisel (Joonis 3.5) näidatud negatiivse suunaga lahtrid tähistavad ülejääva elektrienergia võrku müümist ja positiivse suunaga lahtrid elektrivõrgust ostetud energia osakaalu.



**Joonis 3.5 – Tööstushoone elektrienergia tarbimise ja tootmise vahe kuude lõikes**

Jooniselt (Joonis 3.5) selgub, et talvistel kuudel on päikesepaneelide toodang suhteliselt olematu, kuid tootmishoone tarbimine on neil aegadel kõige suurem. Talvekuudeks võib nende andmete alusel pidada perioodi oktoobrist kuni märtsini või isegi aprillini. Suvekuudel märtsist septembrini on selliste lahenduse korral ja ligikaudsete andmete alusel elektrienergia toodang

suurem kui tarbimine. Enamus lahenduste korral on summaarse tarbimise ja tootmise vahe siiski positiivne, kuid see tuleb sellest, et süsteemi võimsuse valikul lähtuti inverterite tüüpvõimsustest ja püüti katta aastast koormust. Näiteks aastatel 2014 on mikrotootja tarbimise ja tootmise vahe positiivne, kuna valitud tootmisvõimsus ei kata suvekuudega ära talvekuudel tarbitud energiat. Seevastu 2010 aastal tarbitud ja toodetud energia hulk on praktiliselt võrdne, ehk suvekuudel oleks toodetud elektrienergiat rohkem kui talvekuudel kulutati.

### **3.7 Tööstushoone PV-seadmete valik**

Tööstushoone seadmete valiku tegemiseks koostati antud uurimistöö jaoks mitmed andmekogumid. Andmekogumid on loodud nii turul olevate päikesepaneelide kui ka inverterite kohta, mis on ka päikeseelektrijaama põhilisteks osadeks.

Päikesepaneelide andmebaas loodi maailmas enim kasutatud ja müüdüd päikesepaneelide kohta ning andmestik sisaldab päikesepaneeli: tootjat, marki, euroopa hinda, maksimaalset võimsust, võimsuse tolerantsi, maksimaalset pinget ja voolu, tühijooksupinget, lühisvoolu, kasutegurit, mehhaanilisi omadusi ja muid tootjate kataloogides välja toodud infot pakutavate päikesepaneelide kohta. Kuna pakutavaid tooteid on turul väga palju, võeti andmestiku loomisel aluseks, et päikesepaneelid oleksid maksimaalselt 250 W ühikvõimsusega ja koosneksid polükristallilistest ränielementidest. Sellised paneelid on ka tänapäeval Eestis enimkasutatavad.

Inverterite andmekogum loodi vastavalt Elektrilevi OÜ poolt koostatud mikrotootjate inverterite nimekirjale, millel on vastavus standardile (EVS)EN 50438 esitatud dokumentidega tõestatud. Lisaks sellele toodi sisse ka andmed pisitootjate inverteritest, mille võimsus ületab mikrotootja piire. Inverterite andmekogus on toodud välja järgnevad inverterite andmed: tootja, margi, maksimaalse võimsuse, faaside arvu, hinna, mõõtude, sisendväärtuste nagu maksimaalne ja minimaalne pinge, maksimaalse voolu, sisendite arvu, väljundpinge ja voolude, harmoonikute osakaalu, kasuteguri ja muude parameetrite kohta, mida tootekataloogides kirjeldatakse. [40]

Päikesepaneelide valikul lähtutakse andmebaasis olevatest andmetest, Eestist saadavatest moodulitest ja valiku kriteeriumitest, mida kirjeldati eelnevates peatükkides. Hinnakriteeriumi alusel osutus kõige odavamaks saadud andmete alusel Renesola päikesepaneel. Kasutegurit arvestades on küll parim 235 € maksev Canadian Solar päikesepaneel, kuid võttes hinna ja kasuteguri võrdlusesse on Renesola paneel samuti parimate hulgas. Tühijooksupinge ja lühisvoolu osas jäävad kõik paneelid üsna sarnasesse vahemikku ning see antud juhul valikul suurt rolli ei mängi. Enamus tuntud tootjate päikesepaneelid tulevad mitte-pegelduva

karastatud klaasiga ning anodiseeritud alumiiniumraamiga, ning selles osas vahetegemine vajab täpsustusi. Võimsuse tolerants varieerub tootjate vahel 0...+3% ja 0...+5%. Seega valiku tegemisel eeldatakse kindlasti suurema tolerantsusega paneele, kuna hinna väiksema tolerantsusega moodulid ei ole sugugi odavamad. Võimsuse temperatuuri koefitsiendi hindamisel selgub, et enamus tootjate elementidel jääb see vahemikku -0,4...-0,46%. Väiksema koefitsiendiga elementidel on enamjaolt ka tühijooksupinge ja lühisvoolu temperatuurikoefitsiendid väiksemad, kuid see ei pea ka alati paika. Valiku alusel tõusis esimeseks jällegi Renesola pakutud moodul. Degradatumise kaitse on toodud välja üle poolte tootjate kataloogides või kodulehtedel. Seejuures ei pruugi kõik tootjad tegelikult seda kaitset omada, vaid väidavad seda oma tehases teostatud testimiste alusel, mis ei pruugi alati nõuetele vastata. Garantii valikul on praktiliselt kõigil tootjatel üks ja sama väärtus. Tootele pakutakse 10-aastast materjali ja tootegarantiid ning 25-aastast lineaarse võimsuse garantiid, seega valikul siinkohal vahet teha ei saa. Kuna Renesola päikesepaneel sai antud andmestiku alusel mitmel korral positiivse suuna, siis kasutatakse edaspidisteks toiminguteks selle mooduli andmeid. Moodulite tootekataloog on toodud lisas L.1, kuid peamised arvvaartused mida kasutatakse on kirjeldatud inverteri valikul ja süsteemi kavandi loomisel.

Inverteri valiku määrab süsteemi suurus. Kuna eelpool toodud viimaste aastate andme alusel sobitaks antud tootmishoonele päikeseelektrijaama loomiseks mikrotootja inverterid, siis lähtutigi valiku tegemisel sellest. Aastatel 2009-2012 oli tootmishoone keskmine elektritarve 52300 kWh. Vastavalt sellisele elektrienergia kasutusele ületab planeeritava päikeseelektrijaama võimsus mikrotootja võimsuse 11 kW ja kasutada tuleb suurema võimsusega invertereid.

### **3.7.1 Tööstushoone inverteri valik mikrotootjana**

Inverteri valikul osutus mikrotootjate nimekirjast odavaimaks SolarEdge inverter. Kõrgeima sisendvõimsuse annab Delta Energy. Minimaalse sisendpinge väärtuse alusel on KACO pakutavad tooted, see tähendab, et ühele sisendile võib ühendada vähem paneele kui teiste seadmete puhul. Sarnaselt maksimaalsele sisendpingele MPP juures on kõik seadmed peaaegu samal tasemel 800 V juures, varieerudes  $\pm 50$  V. Lisaks sellele, ei tohi sisendvool ületada lubatud piire, seega kõrgeima sisendvooluga seade oleks parim lahendus. Maksimaalse sisendvoolu varieeruvuse poolest on inverterite vahel varieeruvus suur. Voolu väärtus oleneb suuresti sisendite arvust, mida rohkem on sisendeid, seda suurem on maksimaalne vool. Seega kuue sisendiga seadmel pakutakse tootjate poolt kuni 46 A voolu. Tavaliselt on aga inverteritel 1-2 sisendit ja maksimaalseks vooluks 15-22 A. Kasutegur on parimatel seadetel 98% ning

kogu harmoonikute osakaal (THD) on enamasti alla 3%. Garantiaeg sõltub tootjast ja on piirides 5-12 aastat, pikendamisel võimaldavad osad tootjad 25-aastast garantiid. Inverteri garantii peaks olema võimalikult pikk, kuna paneelide planeeritud talitlusiga on 25 aastat, kuid inverteri varasemal riknemisel ei tasu süsteemi ehitamine lisakulutuste tõttu ennast ära. Antud uurimistöös kasutatakse Delta Energy inverteri Solivia TR10 andmeid, kuna nende hind on antud andmetel odavam ja maksimaalne sisendpinge 1000 V. Inverteri tehnilised andmed on toodud Solivia TR10 tootekataloogis lisas (L.2.) ning illustratsioon joonisel (Joonis 3.6).

Mikrotootja süsteemi loomisel valitud seadmete alusel 11 kW võimsusega päikeseelektrijaama jaoks kasutada vähemalt 44 Renesola 250 W päikesepaneeli ja ühendada need Solivia 10TR kolmefaasilise inverteriga.



*Joonis 3.6 – Delta Energy Solivia TR10 võrguinverter*

### **3.7.2 Tööstushoone inverteri valik pisitootjana**

Inverteri valikul võib pisitootja lähtuda kahest meetodist: moodustada mitmest kuni 11kW inverterist süsteemi või kasutada ühte 11-60 kW inverterit. Suure võimsusega inverterite hind moodustab praktiliselt oma võimsuse hinna. Kuni 11 kW inverterite hind jääb 1800-2500 € vahele, seega antud situatsioonis on mõistlikum kasutada ühte 11-60 kW inverterit. Üle 20 kW võimsusega inverterite valik ei ole nii laialdane, kui väiksema võimsusega seadmete korral. Seejuures üldine parameetrite ja andmete vahekord on sarnane alla 11 kW inverteritega. Antud tööstushoone keskmise elektrienergia tarbimise alusel oleks mõistlik valida KACO 60 TL3, inverter mille võimsus on 50 kW. Siinkohal saab takistuseks aga katusel oleva tornhoone varjude tekkimine ja seetõttu on lahendusena võimalik kasutada kahte meetodit: püstiste

paneelide korral 116 moodulit või külgedel paiknevate korral 132 moodulit. Suurema võimsuse saavutamiseks on mõistlik kasutada suurima moodulite arvuga lahendust.

Pisitootja süsteemi loomisel valitud seadmete alusel 33 kW võimsusega päikeseelektrijaama jaoks kasutada vähemalt 132 Renesola 250 W päikesepaneeli ja ühendada need kolme eraldi seisva Solivia 10TR inverteritega. Suurema võimsusega inverteri hind osutuks ehk kokkuvõttes odavam, kuid eraldiseisvate süsteemidena on tagatud parem töökindlus ja MPP järgimine.

### **3.8 Tööstushoone seadmete ühendamine, paigaldamine ja suunamine**

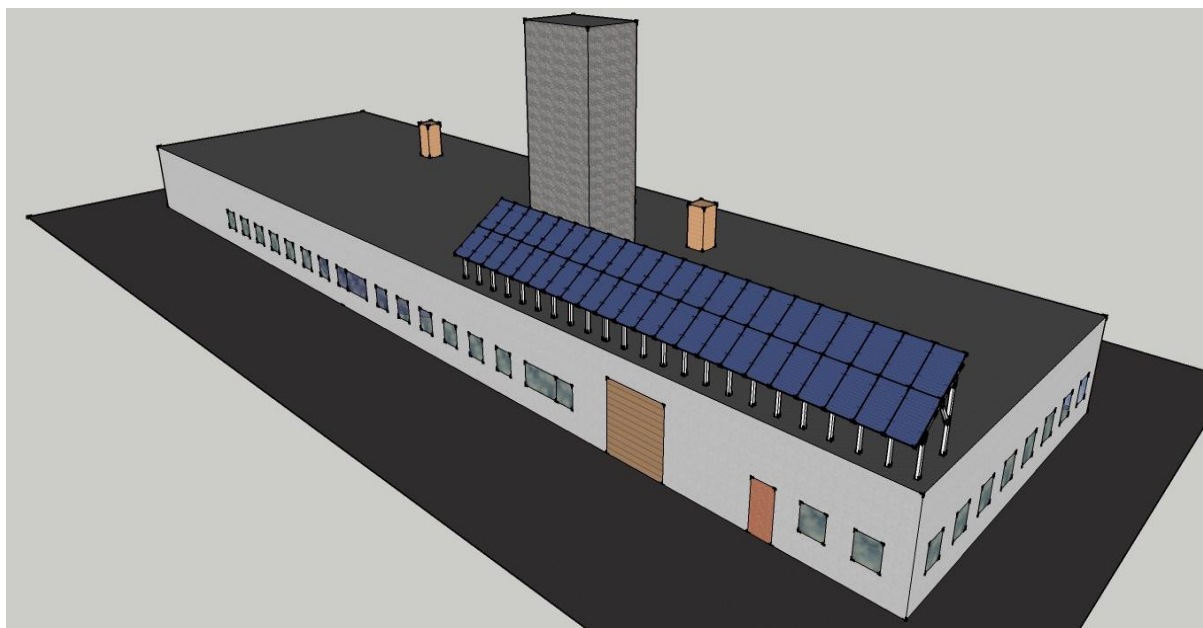
Päikeseelektrijaama seadmete ühendamine sõltub valitud seadmetest ja objekti eripäradest. Antud tööstushoone loomisel arvestatakse katusel olevaid objekte, mikrotootmisel soovitakse paigutada paneelid hoone lõunapoolsele katusele ning pisitootmisel üle katuse. Ainsaks suurimaks takistuseks osutub hoone katuse keskel paiknev torn.

Lamekatuse puhul saab paneele suunata praktiliselt igas suunas ja iga nurga all. Takistusteks on katusel olevate objektide tekitatavad varjud. Seega paneelide optimaalne kaldenurk vastavalt teorialele on Eesti tingimustes 59 laiuskraadil  $90-59 = 31$  kraadi. [17] Seevastu PVGIS andmetele ja TTÜ Materjaliteaduse instituudis määratud optimaalseks kaldenurgaks on 40-42 kraadi. Selle alusel valime uurimistöös kasutatavaks kaldenurgaks 40 kraadi. Päikesepaneelide suund asimuudi suhtes tuleb PVGIS andmetel -1 kraadi, kuid kuna maja lõunaserv on ida-lääne suunal, eeldatakse, et paneelid paigaldataks 0 kraadi juures lõuna suunal.

#### **3.8.1 Mikrotootmisseadme ühendamine ja paigaldamine**

Päikesepaneelide ühendamisel moodustatakse kaks jadaühenduses olevat paneelide rida, mis omakorda on ühendatud enne inverterit rööbiti. Vastavalt sellele saab arvutada paneelide süsteemi maksimaalse pinget ja voolu väärtused. Ühes reas on 22 moodulit, seega üsna külmal talvepäeval on -0,3% temperatuuri koefitsiendi juures paneeli väljundpinge 43 V. Ühtse reana moodustab see 946 V, mis on valitud inverteri puhul alla maksimaalse lubatud pinget ja järelikult selline ühendusviis on sobilik. Maksimaalse voolu arvutuse puhul tuleb samuti arvestada temperatuuri koefitsiendi +0,04%. Selle alusel on kõige soojemal suvepäeval ühe mooduli lühisvool 8,88 A. Kuna kaks rida paneele on ühendatud rööbiti, moodustab see 17,76 A, mis on ka ligikaudu inverteri nominaalvooluks. Minimaalset paneelide arvu siinkohal ei ole vaja arvutada, kuna on teada planeeritud kogus.

Eeldatava päikeseelektrijaama paigaldamine lamekatusele sõltub raamistikust. Raamistiku valikut antud töö raames otseselt ei käsitleta, kuid eeldatavat paigutust kirjeldatakse järgnevalt. Paneelid paikneksid hoone lõunapoolsel katuseäärel, moodustades kaks rida 22 paneeliga, mis on üksteise kohale paigutatud. Kuna paigaldamisel kasutatakse ühtset raamistikku kahe rea üksteise järgi paiknemisel, ei ole vaja arvestada varjude tekkimise võimalusega, kuna lõunapoolsel küljel puuduvad varje tekitavad objektid nagu eelpoolses peatükis kirjeldati. Koostatud planeeringu 3D mudeli illustratsioon on toodud joonisel (Joonis 3.7).



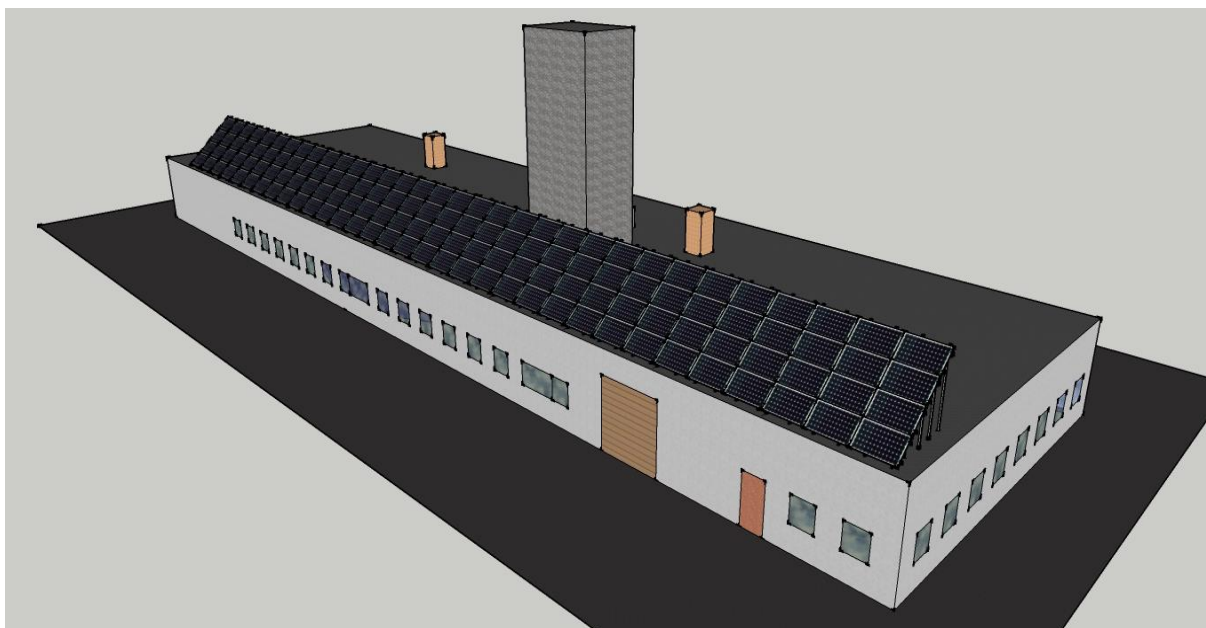
*Joonis 3.7 – Tööstushoone mikrotootmiseseadme 3D mudel*

### **3.8.2 Pisitootmiseseadme ühendamise ja paigaldamine**

Päikesepaneelide ühendamisel moodustatakse kolm paneelide süsteemi. Ühes süsteemis on 44 päikesepaneeli, mis paiknevad kahes rööpses 22 mooduliga jadareas, sarnaselt mikrotootmise planeeringule. Vastavalt sellele saab arvutada paneelide süsteemi maksimaalse pinget ja voolu väärtused. Ühes süsteemis on 44 moodulit, seega sarnaselt eelnevale on külmal talvapäeval paneeli väljundpinge 43 V. Ühtse süsteemina moodustab see 946 V, mis ei ületa inverteri maksimaalset lubatavat pinget. Maksimaalse voolu väärtus on samuti sama ning vastab sisendparameetritele.

Pisitootjana paikneksid päikesepaneelid hoone lõunapoolsel katuseäärel, moodustades neli külgedel paikavat rida 33 paneeliga, mis on üksteise kohale paigutatud. Kuna paigaldamisel eeldatakse ühtset tugevat raamistikku nelja rea üksteise järgi paiknemisel, ei arvestata varjude tekkimise võimalusega. Suurema tootmisvõimsuse ja inverteri valiku eelduseks on tornhoone

lammutamine. Sellisel juhul oleks võimalik paigalda päikesepaneele katusele suurema ulatusega ja võimalik katta energiavajadust. Koostatud planeeringu 3D mudeli illustratsioon on välja toodud joonisel (Joonis 3.8).



*Joonis 3.8 – Tööstushoone pisitootmiseseadme 3D mudel*

### 3.9 Tasuvusarvutus

Tasuvusarvutusi viiakse läbi peamiselt selleks, et hinnata kas projekti või ettevõtte käivitamine on majanduslikult kasulik tegevus. Lisaks sellele veel selgitada välja milline on optimaalne viis antud projekti või ettevõtte käivitamiseks ning kas muutused keskkonnas mõjutavad projekti või ettevõtte tasuvust. [41, 42]

Tasuvusarvutuste teostamiseks kasutatakse mitmeid erinevaid meetodeid nagu näiteks: [41, 42]

- Raha ajaväärtust mitte arvestav meetod (lihtne tasuvusarvutus)
- Raha ajaväärtust arvestavad meetodid (sisemise tulumäära arvestamine, diskonteeritud tasuvusaja arvutus, puhas nüüdsväärtuse leidmine, modifitseeritud sisemise tulumäära ja reaaloopioonide arvestamist)

Tasuvusarvutusteks on vajalik teada järgnevaid andmeid projekti kohta: [42]

- Investeeringu kogumaksumus
- Kavandatud kasulik eluiga
- Rahavoogude prognoos



Alginvesteeringu kogumaksumuse leidmiseks päikeseelektrijaama ehitamisel on vaja teada järgneva nimistu kogumaksumusi: [41]

- Seadmete kogumaksumus
- Seadmete paigalduskulud
- Hoone ehituskulud
- Seadmete seadistamise kulud
- Personali koolitamine koostööks uute seadmetega
- Projektijuhtimise tasu
- Elektrivõrguga liitumise tasu

Rahavoogude prognoos sisaldab kõiki kulusid mis tekivad projekti käigus või selle eluea jooksul. Rahavoogude alla kuuluvad lisaks alginvesteeringule ka jooksvad rahavood ja eluea lõpetavad rahavood (seadmete demonteerimine, hoone lammutamine, seadmete jääkväärtus). Jooksvat rahavoogude alla kuuluvad: [41, 42]

- Käidukulud
- Keskkonnatasud
- Tööjõukulud
- Juhtimiskulud
- Taastuenergia toetusest saadav tulu
- Elektrienergia müügist saadav tulu
- Soojusenergia müügist saadav tulu

Tulenevalt tööstushoonele planeeritavast päikeseelektrijaamast ei tule antud olukorras arvestada: hoone ehituskulusid kuna paigaldis ehitatakse olemasolevale hoonele, keskkonnatasusid, tööjõukulusid kuna seadmed ei nõua pidevat tööjõu olemasolu, sarnaselt juhtimiskulud ning soojusenergia müüki antud päikeseelektrijaamas ei toimu.

Antud projekti raames kasutatakse kahte tasuvusaja hindamise meetodit: [41, 42]

- Lihtne tasuvusaeg  $-P + \sum_{k=1}^T F_k = 0$  kus,

P – alginvesteeringu kogumaksumus

F<sub>k</sub> – iga aasta summaarne rahavoog

T – tasuvusaeg, mille jooksul alginvesteeringu kogumaksumus on tasutud projektist tulenevate sissetulekutega.

Meetodi eeliseks on lihtsus ja seda on hea kasutada müügi argumendina. Puudusteks on ajaväärtuse mitte arvestamine, riskitasemete mitte arvestamine ja peale tasuvusaja saabumist tekkivate rahavoogude mitte arvestamine.

- Puhas nüüdisväärtus  $NPV = -P + \sum_{k=1}^n F_k \cdot \frac{1}{(1+i)^k}$ , kus

P – alginvesteeringu kogumaksumus

$F_k$  – iga aasta summaarne tulevane rahavoog

n – aastate arv

i – intressimäär

Puhasnüüdisväärtus näitab tulevikus saadavate rahavoogude nüüdisväärtuste ja algväärtuse vahet (seega eelistamine võimalikult suurt NPV'd). Kui NPV väärtus on väiksem kui 0, pole antud projekt majanduslikult tasuv. Vastupidiselt, kui NPV väärtus on suurem kui 0, on antud projekt majanduslikult tasuv. Tavaliselt loetakse alginvesteeringu teostamise aastat nullaastaks ning järgnevate aastate rahavood diskonteeritakse nullaasta rahale, see tähendab, et liidetakse diskonteeritud rahavood ja lahutatakse kulud. Saadud summa ongi investeeringu praegune puhasväärtus.

### 3.9.1 Mikrotootmisseadme tasuvusarvutused

Tasuvusarvutuse läbiviimiseks antud objekti kohta arvutakse sõltumata meetodist investeeringu algmaksumus. Alustades seadmete kogumaksumusest: kasutatava päikesepaneeli ligikaudne hind on 170 €. Kuna kasutusel on 44 paneeli, moodustab see 7480 €. Valitud inverteri hinnaks on 1900 €, moodustades seega koos moodulitega 9380 €. Klassikalise raamistiku külge saab paigaldada 4 paneeli ning selle hind on ca. 100 €, seega kokku 1100 € raamistikule. Arvestame, et ühe paneeli paigaldamiseks ja ühendamiseks läheb keskmiselt 1 tund, seega paigalduskulud moodustavad mikrotootmisseadme korral 1760 €. Kuna töös ei ole käsitletud juhtmistiku valikut ja liitumistasu hinda, eeldame, et need moodustavad kogusummast 30 %. Selle alusel on kogu süsteemi maksumuseks ca. 15920 €.

Ostetud ja müüdüd elektri hinna määramisel võeti arvesse Eesti Energia aastast elektripaketi elektri hinna koos võrguteenustega ning müüdüd elektri hinnaks NordPooli keskmist elektri hinna Eestis, lisades sinna taastuenergia toetuse. Ostetav elektri hind on valitud muutumatule elektri hinnale ühetariifiselt, kuna öösel tarbimine puudub. Elektrienergia hind on 0,0511 €/kWh, võrguteenus 0,054 €/kWh, taastuenergia tasu 0,0089 €/kWh ning elektriaktsiis 0,00447 €/kWh. Ampri- ja kuutasu tunni kohta 0,0538 €/h. Seega osutub elektri ostuhinnaks ca. 0,172 €/kWh. Elektrimüügi hind NordPool Spot'i 2013 aasta keskmise järgi on 0,04314

€/kWh. [43] Eeldatakse, et elektri ostja pakub siiski madala hinna, näiteks 0,04 €/kWh. Lisades sellele taastuenergia toetuse 0,0537 €/kWh saab elektrienergia müügihinnaks 0,0937 €/kWh. Vastavalt määratud hindadele saab teostada edaspidised arvutused.

Lihtsa tasuvusaja meetodiga arvutustes kasutatakse eeldust, et elektri hind tulevikus tõuseb 3% aastas ja päikesepaneelid vajavad käidu- ja hooldustasusid iga aasta 250 €. Lisaks sellele eeldatakse, et taastuenergiatasu ei muutu (võttes selle riski). Elektrienergia toodangu seisukohtalt arvestatakse veel süsteemi (inverteri, juhtmete jne) kadusid 14% kogu toodetud elektrienergiast ning eeldust et, esimese poole aasta elektrienergia toodang puudub, kuna süsteemi alles ehitatakse.

Tööstushoone elektritarbimise tasuvuse hindamiseks kasutati järgnevaid kolme stsenaariumit:

- reaalse tarbimise ja tootmise võrdlus vastavalt kuistele tarbimisandmetele ja eeldatavatele tootmisandmetele süsteemi väljaostul kasumi arvelt,
- reaalse tarbimise ja tootmise võrdlus vastavalt kuistele tarbimisandmetele ja eeldatavatele tootmisandmetele süsteemi soetamisel laenuga,
- toodetud elektrienergia maksimaalne müümine võrguettevõttele.

Viimane stsenaarium käsitleb näitliku olukorda, kui ettevõtte tegevus lõppeb ja alles jääks ainult päikeseelektrijaam. Sellise stsenaariumi käsitlemist on kasutatud võrdlusmomendi tekitamiseks ja päikeseelektrijaama kui iseseisva paigaldise tasuvuse hindamiseks.

Toodetud elektrienergia maksimaalse võrku müümise korral ettevõtte ise elektrienergiat ei tarbi ja müüb toodetud energiat maksimaalselt võrguettevõtjale. Toodetud elektrienergia maksimaalse müügi korral saab ettevõtte aastaseks tuluks ca. 770 € kasvutrendiga sõltuvalt börsihinnast. Arvestades sellega tasub loodud mikroelektrijaam ära alles ligikaudu 19 aastaga. See tähendab seda, et elektrijaam toodab 19 aastaga niipalju tulu, et selleks hetkeks oleks elektrijaama ehitamisele tehtud kulutused tasutud ja edaspidine elektritootmine tooks sisse ainult tulu.

Reaalse tarbimise ja tootmise võrdlus vastavalt kuistele tarbimis- ja eeldatavale tootmisandmetele vajab täpseid tarbimise ja tootmise andmeid. Kuna nii tarbimise kui ka eeldatava tootmise kohta puuduvad täpsed tunnipõhised väärtused, saab teha nõ. üldistuse. See tähendab, et iga kuu lõikes toodetud ja tarbitud energia jagatakse pooleks, eeldusel, et kõik toodetud energia tarbitakse täielikult ära ning energia, mida ei tarbita ära, müüakse võrguettevõtjale. 2014 aasta andmetel loodi arvutustabel ja saadi tööstushoone aastaseks elektrienergia kulutusteks kasvutrendiga 3% aastas 2812 € ilma päikesepaneelide lahenduseta.

Koos lahendusega on aastane elektrienergia kulu 1289 €. Tulenevalt arvete hinnavahest leidub, et mikrotootmiseseadme lihttasuvusaeg süsteemi soetamisel kasumi arvelt on ligikaudu 13 aastat. See tähendab, et nende aastate jooksul hoitakse elektriarvete tasumise pealt niivõrd palju kokku, et see moodustab antud päikeselektrijaama maksumuse. Edaspidised aastad eeldavad toodetud päikeseenergia eest saadavat kokkuhoidu üle 1500 € aastas, kuid tulenevalt suurest talvisest tarbimisest ei teki aasta lõikes siiski tulu. Arvutustes arvestati elektrihinna tõusu tulevikus 3% aastas.

Reaalse tarbimise ja tootmise võrdlus laenu võtmise korral põhineb samadel põhimõtetel ja andmetel kui süsteemi väljaostul, kuid alginvesteering saadakse laenuna ning jagatakse aastate kaupa võrdseteks osamakseteks. Laenu summa on 16000 €, mis võetakse hüpoteek laenuna 5 aastaks tööstushoone tagatise näol. Laenu intressimäär on 12% ning seega tagasimakse kogusumma on 21354,67 € ja aastane kulu 4270,934 €. Lihttasuvuse arvutusel jagati esimese 5 aasta osamaksed võrdselt ning saadi tasuvusaastaks 16.

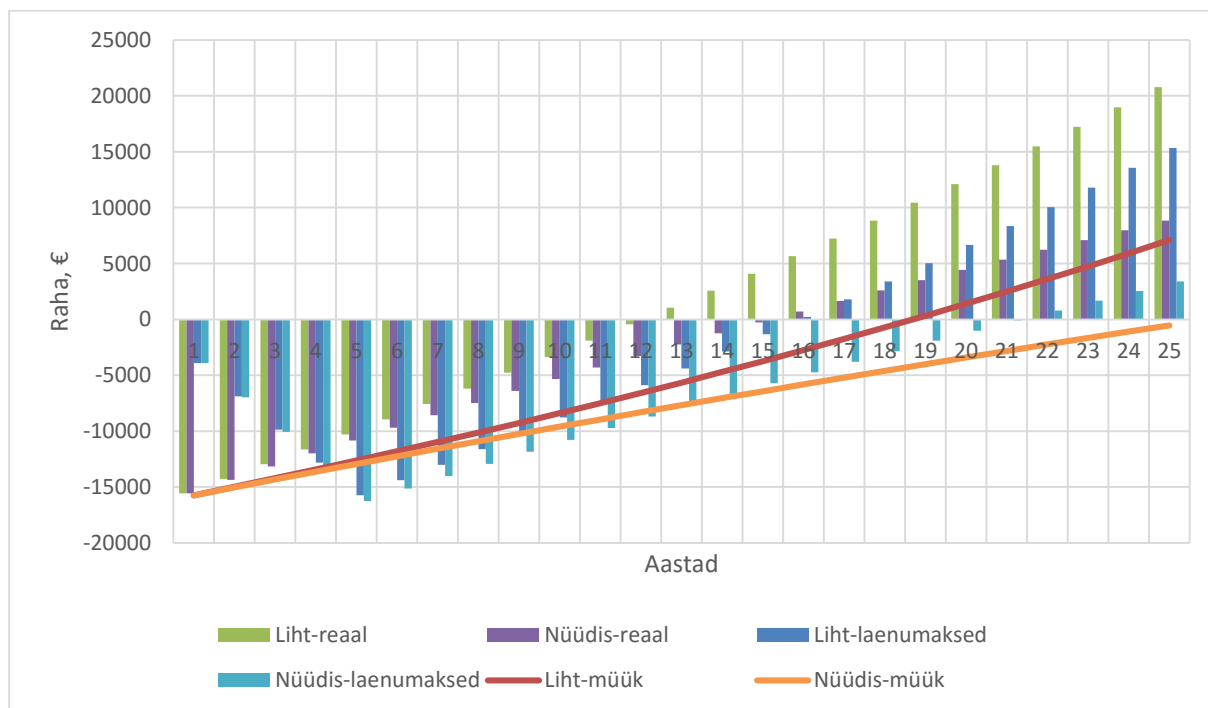
Puhas nüüdisväärtuse meetodiga arvutustes kasutatakse eeldusi sarnaselt lihtsa tasuvusaja meetodile, et elektrihind tulevikus tõuseb 3% aastas ja päikesepaneelid vajavad käidu ja hooldustasusid iga aasta 250 €. Lisaks sellele eeldatakse, et taastuvenergiatasu ei muutu (võttes selle riski). Elektrienergia toodangu seisukohtalt arvestatakse veel süsteemi (inverteri, juhtmete jne) kadusid 14% kogu toodetud elektrienergiast ning eeldust et, esimese poole aasta elektrienergia toodang puudub kuna süsteemi alles ehitatakse. Tööstushoone elektritarbimise tasuvuse hindamiseks kasutati täpselt samu kolme stsenaariumit nagu lihttasuvuse korral.

Toodetud elektrienergia maksimaalse võrku müümise korral on stsenaariumi tingimused samad mis lihttasuvusarvutusel, kuid valemina kasutatakse puhas nüüdisväärtuse valemit ning arvestatakse intressimäära 3%. See tähendab, et raha väärtus ja seega ka süsteemi väärtus aastatega väheneb. Tulenevalt sellest tasub loodud mikroelektrijaam ära alles 26 aastaga. See aga tähendab seda, et elektrijaam ületab oma tootja garantiiga oleva eksploatatsiooniaja enne kui hakkab tekkima tulu.

Reaalse tarbimise ja tootmise võrdlus vastavalt kuistele tarbimis- ja eeldatavale tootmisandmetele põhineb samuti samadel tingimustel nagu eelnevad lihttasuvusarvutused. Tasuvusaja arvutamiseks kasutatakse puhas nüüdisväärtuse valemit ning intressimäära 3% aastas mis määrab raha väärtuse langemise tulevikus. Tulenevalt tingimustest leidub, et mikrotootmiseseadme tasuvusaeg süsteemi soetamisel kasumi arvelt on ligikaudu 16 aastat.

Realse tarbimise ja tootmise võrdlus süsteemi soetamisel laenu abiga baseerub täpselt samadel laenukriteeriumitel kui lihttasuvusajaga. Puhas nüüdisväärtuse arvutusel jagati esimese 5 aasta osamaksed võrdselt ning saadi tasuvusaastaks 22.

Joonisel (Joonis 3.9) on toodud antud mikrotootmiseseadme eeldatava eluea rahalised liikumised 25 aasta vältel. Tulpadena toodud väärtused kirjeldavad reaalsest tarbimisest ja tootmisest tulenevaid rahalisi liikumisi elektrienergia ostult säästetud raha näol. Lihttasuvusarvutusega saadud väärtused sisaldavad eessõna „Liht“ ja puhas nüüdisväärtuse tulemused eessõna „Nüüdis“, lisaks sellele lühend „reaal“ viitab reaalsele tarbimise ja tootmise võrdlusele süsteemi kohesel väljaostul, lühend „laenumaksed“ viitab süsteemi soetamisele laenuna ning lühend „müük“ viitab päikeseelektrijaama maksimaalsele elektrienergia müügile. Seega lihttasuvuse kohaselt alates 13 aastast ning laenu korral 16 aastast, hakkab süsteemi kasutamisel tekkima vastava väärtusega raha säästmise. Süsteemi väljaostul kasumi arvelt on puhas nüüdisväärtus 16 aastat ning laenu võtmise korral 22 aastat, peale mida hakkab süsteem raha säästma. Joonena on kujutatud elektrienergia maksimaalsest müügist tulenev raha liikumine. Seega lihttasuvuse kohaselt hakkab süsteem elektrienergia müügitulu tootma alates 19 aastast. Sama süsteemi ja kriteeriumite puhas nüüdisväärtus näitab aga tasuvusaastaks 26, mis ületab seadmete eeldatava eluea.



**Joonis 3.9 – Mikrotootmiseseadme eeldatava eluea rahalised liikumised sõltuvalt kasutatud stsenaariumitest**

Vastavalt saadud tulemustele võib välja tuua, et antud tootmishoone talvise elektritarbimise osakaal mõjutab suuresti päikesepaneelide tasuvusaega. Mida rohkem suudetakse tarbida elektrit selle tootmise ajal, seda lühem on tasuvusaeg. Teisalt, mida vähem elektrit tarbida seda rohkem on võimalik toodetud elektri arvelt saada puhast tulu, mitte ainult kokkuhoidu. Siinkohal aga pikeneb süsteemi tasuvusaeg tunduvalt tulenevalt kallist elektrihinnast. Näitlikult saabki välja tuua andmed kus, reaalses situatsioonis on tasuvusaastateks 13-16 aastat, kuid ainult elektrienergiat müües 19-26. Seega on mõistlikum kasutada toodetud elektrienergiat maksimaalselt ning soovituslik on seda teha päikesepaistelisel päeval ja suvisel ajal. Selline kasutus pole muidugi antud juhul võimalik ning seetõttu pikeneb ka tasuvusaeg. Elektrienergia maksimaalse müügi stsenaariumitest selgub, et tasuvusaeg sõltumata meetodist on küllaltki pikk ning ületab ka süsteemi eksploatatsiooni aja. Tulenevalt sellest ei ole ainuüksi elektrienergiat müüva mikroelektrijaama ehitamine tasuv, kui ei vähene ehituskulud, ei tõuse taastuenergia toetus ja elektrienergia hind. Reaalsetes oludes on süsteemi välja ostmisel ettevõtte kasumi arvelt hinnatud tasuvusaeg samuti küllaltki pikk arvestades, et süsteemi elueaks hinnatakse ainult 25 aastat. Tulusaks perioodiks jääks seega ca. 9-12 aastat, mis ilmselt on veel mõistlik periood hoida raha kokku, kui arvestada tõusvate elektrihindadega. Süsteemi soetamisel laenu abiga pikeneb tasuvusaeg 16-22 aastani jättes seega tulusaks perioodiks 3-9 aastat. Puhasnüüdiseväärtuse seisukohalt jääb süsteemi eksploatatsiooniks vaid 3 aastat. See annab aga selge vihje, et sellisel viisil süsteemi ehitamine ei tasu ära. Lihttasuvusarvutused annavad igas olukorras küll pikema tasuvusaja, kuid ei arvesta raha väärtuse langust ning seega pole ka niivõrd usaldusväärsed. Lihttasuvusaja arvutused on töösse toodud võrdluse tekitamiseks, et näidata milline on meetodite erinevus. Töös kasutatud lihttasuvusaja võtted on täiustatud, näitena päikesepaneelide müüjad pakuvad säärase süsteemide tasuvusajaks ca. 6-8 aastat kasutades ainult süsteemi väikest maksumust ja eluiga. Seega päikeselektrijaama ehitamise tasuvuse hindamisel tuleb kindlasti arvestada rohkemate kriteeriumitega ning kasutada muid efektiivsemaid meetodeid.

### 3.9.2 Pisitootmiseseadme tasuvusarvutused

Tasuvusarvutus pisitootmiseseadme korral viiakse läbi sarnaselt mikrotootmisele. Tasuvusarvutuse läbiviimiseks antud objekti kohta arvutakse sõltumata meetodist investeeringu algmaksumus. Alustades seadmete kogumaksumusest: 132 päikesepaneeli ja 3 inverteri korral moodustab seadmete maksumus 28100 €. Raamistiku hind on kahekordistatud kuna seadmete paigutus nõuab tugevamaid kinnituspahendeid. Seega lisandub raamistiku hind 6600 €. Paigalduse kulud arvestame sarnaselt mikrotootmiseseadmele tulenevale ühe paneeli paigaldusest kokku 3960 €. Juhtmestiku ja liitumistasu kulused täpselt ei hinnata, kuid eeldatakse siinkohal, et need moodustavad süsteemi kogusummast 30 %. Selle alusel on kogu süsteemi maksumuseks ca. 50260 €.

Lihtsa tasuvusaja meetodiga arvutustes kasutatakse eeldust, et elektri hind tulevikus tõuseb 3% aastas ja päikesepaneelid vajavad käidu ja hooldustasusid iga aasta 500 €. Lisaks sellele eeldatakse, et taastuvenergiatasu ei muutu (võttes selle riski). Elektrienergia toodangu seisukohtalt arvestatakse veel süsteemi (inverteri, juhtmete jne) kadusid 14% kogu toodetud elektrienergiast ning eeldust et, esimese poole aasta elektrienergia toodang puudub, kuna süsteemi alles ehitatakse.

Tasuvuse hindamisel kasutatakse samu stsenaariume nagu mikrotootmise korral, kuid baasaastateks on võetud 2009-2012 aasta elektrienergia tarbimine. Stsenaariumiteks on:

- reaalse tarbimise ja tootmise võrdlus vastavalt kuistele tarbimisandmetele ja eeldatavatele tootmisandmetele süsteemi väljaostul kasumi arvelt,
- reaalse tarbimise ja tootmise võrdlus vastavalt kuistele tarbimisandmetele ja eeldatavatele tootmisandmetele süsteemi soetamisel laenuga,
- toodetud elektrienergia maksimaalne müümine võrguettevõttele.

Toodetud elektrienergia maksimaalse võrku müümise korral saab aastaseks tuluks ca. 2534-3818 € tulenevalt börsihinna tõusust. Võrreldes mikrotoodangust tuleneva 770 € on tulu vahe märgatav, kuid see tuleneb puhtalt tootmisvõimsuse vahest. Arvestades saadud tuluga, tasub lihttasuvuse kohaselt loodud pisielektrijaam ennast ära ligikaudu 19 aastaga.

Sarnaselt mikrotootmisele põhineb ka pisitootmise reaalse situatsiooni simuleerimine. Vastavalt eeldatavatele kuistele tarbimise ja tootmise andmetele on võimalik teha üldistav ülevaade loodud süsteemi tasuvusest. 2009 kuni 2012 aasta andmetel loodi arvutustabelis tööstushoone keskmised kuised tarbimised ja tootmised ning saadi aastaseks elektrienergia kulutusteks 9010 € kasvutrendiga 3% aastas ja seda ilma päikesepaneelide lahenduseta. Koos

pisitootmisega on aastane elektrienergia maksumuse kulu 3850-4936 € tulenevalt börsihinna tõusust. Seega sellise tootmisvõimsuse juures on pisitootjana seadmete lihttasuvusaeg ligikaudu 11 aastat. See tähendab, et nende aastate jooksul hoitakse elektriarvete tasumise pealt niivõrd palju kokku, et see moodustab süsteemi maksumuse. Järgvate aastate toodetud elektrienergia eeldab üle 5238 € kokkuhoidu aastas. Sarnaselt mikrotootmisele ei anna selline tootmisvõimsus aasta lõikes süsteemi poolt tulu, kuna elektritarve on talviti pisut suurem kui suvekuudel. Siinkohal on tootmishoone eeliseks see, et elektrienergia kasutus toimub päevasel ajal, kui ka eeldatavasti on päikeseenergiat.

Reaalse tarbimise ja tootmise võrdlus laenu võtmise korral põhineb samadel põhimõtetel ja andmetel kui süsteemi väljaostul, kuid alginvesteering saadakse laenuna ning jagatakse aastate kaupa võrdseteks osamakseteks. Laenu summa on 51000 € mis võetakse ärikliendi laenuna 10 aastaks käenduse tagatisel tööstushoone näol. Laenu intressimäär on 5% ning seega tagasimakse kogusumma 64912,10 € ja aastane kulu 6491,21 €. Lihttasuvuse arvutusel jagati esimese 10 aasta osamaksed võrdselt ning saadi tasuvusaastaks 14.

Puhas nüüdisväärtuse meetodil kasutati samasuguseid kriteeriume nagu eelnevalt lihtsa tasuvusaja meetodil. Seega elektri ostu- ja müügihind on ca. 0,172 €/kWh elektrienergia ostul ja 0,0937 €/kWh elektrienergia müügil. Elektrienergia börsihind tulevikus tõuseb 3% aastas ja päikesepaneelid vajavad minimaalseid käidu ja hooldustasusid kogusummas 500 € aastas.

Tasuvuse hindamisel kasutatakse samu stsenaariume nagu mikrotootmise korral, kuid baasaastateks on võetud 2009-2012 aasta elektrienergia tarbimine.

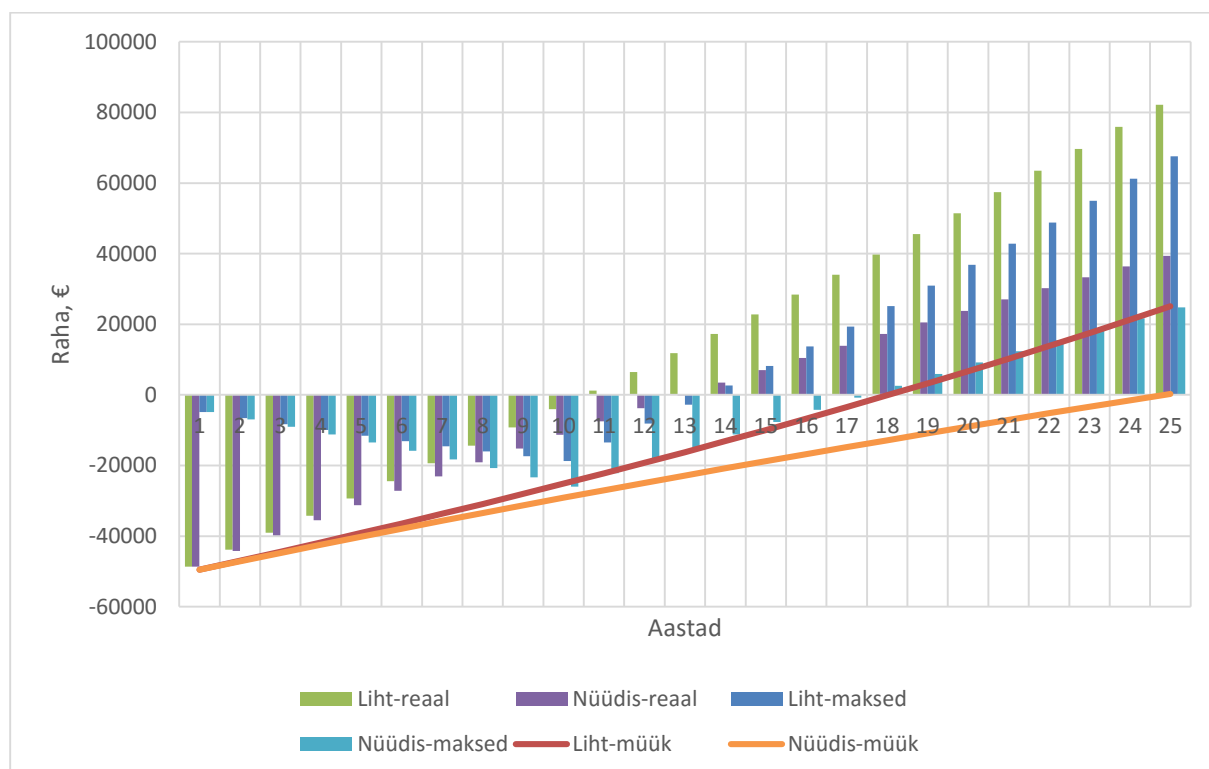
Toodetud elektrienergia maksimaalse võrku müümise korral kasutatakse valemiga puhas nüüdisväärtuse valemit ning arvestatakse intressimäära 3%, ehk raha väärtus ja seega ka süsteemi väärtus aastatega väheneb. Tulenevalt sellest tasub loodud pisielektriijaam ära alles 25 aastaga. Seega ületab pisielektriijaam praktiliselt oma eksploatatsiooni aja ning ei ole tasuv investeering.

Reaalse tarbimise ja tootmise võrdlus vastavalt kuistele tarbimis- ja eeldatavale tootmisandmetele põhineb samuti samadel tingimustel nagu eelnevad lihttasuvusarvutused. Tasuvusaja arvutamiseks kasutatakse puhas nüüdisväärtuse valemit ning intressimäära 3% aastas mis määrab raha väärtuse langemise tulevikus. Tulenevalt tingimustest leidub, et pisitootmisseadme tasuvusaeg süsteemi soetamisel kasumi arvelt on ligikaudu 14 aastat.



Realse tarbimise ja tootmise võrdlus süsteemi soetamisel laenu võtmisel seisneb täpselt samadel laenukriteeriumitel kui lihttasuvuse arvutustes. Puhas nüüdisväärtuse arvutusel jagati esimese 10 aasta osamaksed võrdselt ning saadi tasuvusaastaks 18.

Joonisel (Joonis 3.10) on välja toodud antud pisitootmiseseadme rahalised liikumised 25 aasta vältel. Tulpadena toodud väärtused kirjeldavad reaalsest tarbimisest ja tootmisest tulenevaid rahalisi liikumisi elektrienergia ostult säästetud raha näol. Lihttasuvusarvutusega saadud väärtused sisaldavad eessõna „Liht“ ja puhas nüüdisväärtuse tulemused eessõna „Nüüdis“, lisaks sellele lühend „reaal“ viitab reaalsele tarbimise ja tootmise võrdlusele süsteemi kohesel väljaostul, lühend „laenumaksed“ viitab süsteemi soetamisele laenuna ning lühend „müük“ viitab päikeseelektrijaama maksimaalsele elektrienergia müügile. Süsteemi kasutamisel hakkab tekkima vastava väärtusega raha säästmine lihttasuvuse korral 11 aastast ning laenu korral 14 aastast. Süsteemi kohesel väljaostul kasumi arvelt tuleb puhasnüüdisväärtus 14 aastat. Seevastu süsteemi soetamisel laenu abiga on puhasnüüdisväärtus alles 18 aastat, peale mida süsteem hakkab raha säästma. Joonena on kujutatud elektrienergia maksimaalsest müügist tuleneva raha liikumine. Seega hakkab süsteem elektrienergia müügist tootma tulu lihttasuvuse kohaselt 19 aastast ja puhas nüüdisväärtuse kohaselt 25 aastast.



**Joonis 3.10 – Pisitootmiseseadme eeldatava eluea rahalised liikumised sõltuvalt kasutatud stsenaariumitest**

Vastavalt saadud tulemustele on näha, et pisitootjana on tööstushoone energia tarbimine ja tootmine mikrotootmisseadmega sarnased. Tasuvusaeg sooritatud arvutuste ja suurenenud süsteemi maksumuse juures muutusid mõne aasta võrra. Nimelt reaalse tarbimise ja tootmise tasuvusaja mõlema meetodi puhul süsteemi välja ostmisel kasumi arvelt on vahe 2 aastat pisitootjal vähem ehk 11-14 aastat. See võib tuleneda süsteemi käidukulude 250 € vahest, kuid põhiliselt suurenenud elektrienergia toodangu summadest. Elektrienergia maksimaalse müügi korral on tasuvusaeg lihttasuvuse korral sama, kuid puhas nüüdisväärtuse arvelt 1 aasta vähem ehk 19-25 aastat. Teisalt pisitootjana on kohustus esitada rohkem vastavusdokumente, vajadusel maksta kinni liitumistasust tulenevad alajaama ehituskulud ja muid tekkivaid lisakulusid, seega võib tasuvusaeg pikeneda samaväärseks mikrotootja lahendusega. Sarnaselt mikrotootmisega ületab ainuüksi elektrienergia müügi korral süsteemi tasuvusaeg tootja poolse garantiiaja ning seega ka eluea. Vastavalt sellele ei tasu säärane investeering ennast ära. Reaalse tarbimise ja tootmise vahe seisukorras annab pisitootmisseadme ehitamine seega pisut pikema tuluperioodi, kuid praktiliselt tuleb siiski arvestada vähem kui poole süsteemi eluaga. Süsteemi soetamisel laenu abil on tasuvusaeg ca. 14-18 aastat võrreldes mikrotootjana 16-22 aastat. Selline vahe tuleb sisse laenu kriteeriumitest, nimelt laenu intressimäär on tunduvalt madalam ehk 5% ja laenu makseperiood 10 aastat mis ühtlustab maksekoormust ning seega ka lüheneb tasuvusaeg. Siinkohal saab arvestada lisaks veel seda, et juba süsteemi väljaostu stsenaariumil tasuvusaeg vähenes. Süsteemi soetamisel laenuna jääb eksploatatsiooni perioodiks ca. 7-11 aastat. See periood ei ole samuti küllaltki pikk, aga kui eeldada, et elektri hinnad on selleks ajaks väga kõrged, on iga-aastane sääst siiski märgatav. Seejuures suuremat tulemuslikkust ja usaldust tooks tasuvusaja vähenemine alla kümne aasta. Arvutatud tasuvusaegade kokkuvõtlik info on toodud tabelis (Tabel 3.2).

**Tabel 3.2 – Tasuvusaastad sõltuvat stsenaariumitest**

<b>Stsenaariumid</b>	<b>Mikrotootja tasuvusaeg</b>	<b>Pisitootja tasuvusaeg</b>
Lihttasuvus-reaal	13 aastat	11 aastat
Puhasnüüdisväärtus-reaal	16 aastat	14 aastat
Lihttasuvus-laenumaksed	16 aastat	14 aastat
Puhasnüüdisväärtus-laenumaksed	22 aastat	18 aastat
Lihttasuvus-müük	19 aastat	19 aastat
Puhasnüüdisväärtus-müük	26 aastat	25 aastat

## Lõputöö kokkuvõte

Antud magistritöö eesmärgiks oli uurida üksiku päikesepaneelidega väikeelektrijaama elektrienergia tootmise võimalusi ja kasutust tööstushoone kontseptsioonis. Lisaks sellele anda ülevaade päikeseelektrijaama teostatavusest, otstarbekusest ja rahalisest tasuvusest. Uuriti päikesepaneelide tehnoloogiaid, talitlust, valiku tingimusi, suunamise printsiipe ning paigaldamise ja ühendamise võimalusi. Tulenevalt võrguühendusega süsteemi loomisest uuriti erinevate *on-grid* inverterite tehnoloogiaid ja valiku tingimusi. Tööstushoone päikeseelektrijaama loomiseks viidi läbi teostatavuse uuring, mille käigus hinnati objekti ehitust ja eripärasid, päikeseenergia ressursse, ning tarbimisharjumisi. Vastavalt tarbimisharjumustele koostati kaks lahendust: mikrotootmiseseadme ja pisitootmiseseadme võimalikkusest. Lahenduste korral hinnati seadmete valiku tingimusi, paigaldamise ja suunamise võimalusi. Lisaks sellele leiti iga lahenduse kohta tasuvusaeg kahel meetodil: lihttasuvus ja puhasnüüdisväärtus. Antud töös ei käsitletud sarnaste elektrijaamade mõju elektrivõrgule ja –süsteemile.

Päikesepaneelide kasutus elektrienergia tootmises on viimastel aastatel suurenenud ja samuti on päikesepaneelide ja sellega seonduvate seadmete hind langenud. See on muutnud sellise taastuvenergia lahenduse paljudele atraktiivsemaks. Tulenevalt sellest kerkis ülesse ka autori huvi päikeseelektrijaama ratsionaalsuse ja kasutusvõimaluste osas. Tekkinud huvi väljundina soovis tööstusettevõtte omanik hinnata tema paigaldise võimalusi.

Uurimistöö eesmärkide saavutamiseks kirjeldas autor päikesepaneelide omadusi. Päikesepaneelidest kasutatakse tänapäeval enim ränist, kui pooljuhist valmistatud mooduleid. Päikeseenergia ammutamiseks vajavad PV-moodulid rohkelt päikesekiirgust. Päikeseenergia kasutamine toimub sellisel viisil põhiliselt suvekuudel, kuid üldjoontes võib hinnata põhiliseks elektrienergia tootmisajaks vahemikku märtsist oktoobrini. Lisaks sellele genereerivad päikesepaneelid elektrit ainult päikesekiirguse olemasolul ehk päevasel ajal. Maksimaalse päikesekiirguse kogumiseks on oluline päikesepaneeli paigutus. Päikesetrajektor ümber maakera kulgeb idast läände ja kõrgus muutub vastavalt aastaajale. Suurima kiirgushulga ammutamiseks peab fikseeritud päikesepaneel Tallinnas ja selle lähiümbruses olema paigaldatud 40° kaldenurgaga maapinna suhtes. [24] Kuna Eesti asub maakera põhjapoolkeral, liigub päike alati lõunasuunal, seega paneelide esikülj peab olema samuti sinna suunatud.

Päikesepaneelid genereerivad alalisvoolu, mis meie elektrivõrgule ja enamuse seadmete jaoks pole sobilik. Seega tekib vajadus alalisvool muundada vahelduvvooluks. Selle protsessi

läbiviimiseks kasutatakse invertereid. Kuna antud töös eeldati võrguühenduse olemasolu, siis keskenduti ka võrguühendusega inverteritele. Võrguühendusega süsteemides kasutatakse tänapäeval peamiselt trafovabasid invertereid. Inverteri valikul tuleb lähtuda eelkõige soovitava süsteemi võimsusest. Vastavalt sellele saab hiljemalt täpsustada kriteeriume tulenevalt kasutatavate päikesepaneelide omadustest ja ratsionaalse lahendi loomisest.

Päikesepaneelidega elektrienergia tootmise võimalikkuse ja ratsionaalsuse uurimiseks tööstushoone kontseptsioonis analüüsiti antud hoone ehitust, hinnati päikeseenergia ressursse ning hoone tarbimisharjumusi. Hoone asub Keila Veskite territooriumil ning on 1629 m<sup>2</sup> pindalaga, millest päikesepaneelide paigutuseks soovitatav pindala moodustab ca. 1000 m<sup>2</sup>. Paigaldisel on lamekatvus koos mõnede objektidega (korstnad, tornhoone). Tootmishoone elektrienergia tarbimise hindamiseks koostati andmekogu vastavalt iga kuiste elektritarbimiste alusel 2009-2014 aastatel. Saadud tulemuste alusel tarbiti aastatel 2009-2012 keskmiselt 52300 kWh elektrienergiat aastas. Seevastu viimaste aastate tarbimine on vähenenud ja omaniku soovi alusel hinnati ka mikrotootmiseseadme teostatavust.

Käesoleva uurimistöö väljundiks oli luua kaks lahendit vastavalt tarbimisharjumustele päikesepaneelidega elektrienergia tootmiseks tööstushoone katusel. Esimene lahend põhineb viimase kahe aasta tarbimisel ning teine lahend 2009-2012 aasta andmetel. Vastavalt sellele koostati mikrotootmise ja pisitootmise teostatavuse hindamine. Seadmete valiku tegemisel koostati andmekogud vastavalt turul olevate päikesepaneelide ja inverterite spetsifikatsioonide ning hindade alusel. Mõlema lahenduse puhul kasutatakse seadmetena Renesola 250W päikesepaneeli ja Delta Energy Solivia 10TR võrguinverterit. Kuna hoone pikem külg paikneb ida-lääne suunal on võimalik päikesepaneelid paigaldada hoone lõunaservale soovitud nurga all. Tulenevalt katusel paiknevatest objektidest ei ole võimalik paigaldada päikesepaneeli hoone lõunaservast kaugemale kui 3,5 meetrit. Seega nii mikro- kui pisitootmiseseadme moodustamisel osutus just see peamiseks piiranguks planeeritava tootmisvõimsuse määramisel. Mikrotootmiseseadme võimsuseks on 11 kW ja selle maksumuseks hinnati seadmete valikul ja paigaldusel ca. 15920 €. Pisitootmiseseadme maksimaalseks suuruseks arvestades katusel olevaid takistavaid objekte osutus 33 kW ja ning sellise süsteemi rajamiskuludeks hinnati 50260 €. Hindade kujundamisel ei arvestatud täpseid kulutusi liitumistasudele.

Vastavalt süsteemi hinnale leiti igale süsteemile kolm tasuvusstsenaariumit: reaalse tarbimise ja tootmise võrdlus vastavalt kuiste tarbimisandmetele ja eeldatavatele tootmisandmetele süsteemi väljaostul kasumi arvelt, reaalse tarbimise ja tootmise võrdlus vastavalt kuiste tarbimisandmetele ja eeldatavatele tootmisandmetele süsteemi soetamisel laenuga ja toodetud

elektrienergia maksimaalne müümine võrguettevõttele. Nii mikro- kui ka pisitootmiseseadme korral hinnati mõlemaid stsenaariume kahel tasuvusarvutuse meetodil: lihttasuvus ja puhasnüüdisväärtus. Reaalse tarbimise ja tootmise võrdlemiseks loodi andmetabel, kus hinnati tarbitud ja toodetud elektrienergia vahet ning määrati seeläbi tasuvusaeg. Reaalse tarbimise ja tootmise stsenaariumi korral süsteemi kohesel väljaostul on mikrotootmiseseadme tasuvusaeg ligikaudu 13-16 aastat. Pisitootmiseseadme korral 11-14 aastat. Mõlema stsenaariumi korral säästetakse tasuvusaastateks elektrienergia ostult süsteemi maksumuse summa. Kui sama stsenaariumi puhul võtta süsteemi soetamiseks laenu muutub tasuvusaeg mikrotootmiseseadmel 16-22 aastani ning pisitootmiseseadmel 14-18 aastani. Tasuvusaja pikkus sõltub otseselt võetud laenust ja on igal paigaldisel erinev. Toodetud elektrienergia maksimaalse müügi korral hinnati mõlema süsteemi tasuvusajaks ca. 19-26 aastat. Müügistsenaariumi tasuvusaastaks on saadav tulu võrdne tehtud kulutustega ning edaspidisel toodangul saadaks puhast kasumit. Siinkohal aga võrdub tasuvusaeg praktiliselt seadmete elueaga ning süsteemi ehitamine ei osutu otstarbekaks. Stsenaariumite koostamisel arvestati elektrienergia hinna tõusuga ja taastuvenergia toetuse muutumatusega.

Uurimistöö tulemusi hinnates jõuti järeldusele, et tööstushoone päikeseelektrijaama lahendus on võimalik, kuid paigaldusruumi suurendamiseks ja seadmete paremaks ning soodsamaks paigaldamiseks on soovitatav katusel olev tornhoone lammutada. Lisaks sellele on reaalsema situatsiooni hindamine antud kontekstis pisut asjakohasem kuna, tööstushoone elektritarbimine toimub peamiselt päeval ajal, kui päikeseenergiat on võimalik kasutada, võrreldes elumajade hommikuste ja õhtuste energiatarbimistega. Tulenevalt tööstushoone suurest energiatarbest talvisel ajal, pikeneb ka süsteemi tasuvusaeg mõnevõrra, kuid tootmisaja muutus ei ole mõeldav. Soovituslikult võiks energiatarve toimuda taastuvenergia genereerimise ajal. Eeldusel, et elektrienergia hind tulevikus tõuseb ja päikeseelektrijaama süsteemile hinnatakse kasutusaega kuni 25 aastaks, on sellise süsteemi ehitamine antud tööstushoonele finantsiliselt ratsionaalne, kui süsteem kasumi arvelt välja osta. Seejuures võiks tasuvusaeg siiski väheneda alla kümne aasta. Süsteemi soetamisel laenu abiga või ainult elektrienergia müügiks muutub ekspluateerimisaeg lühikeseks ja selle ehitamise tasuvus on kaheldav. Kuna PV-süsteemide tasuvusaeg on üsna pikk tuleks ettevõttel hinnata oma võimekust jätkata tegevust tasuvusaastate vältel, vastasel juhul on investering tulutu või osutub see tulusamaks uuele omanikule. Antud päikesepaneeli süsteemide lahenduste eluea kohta Eesti kliimatiliste tingimuste korral pikaajaline informatsioon puudub ning teatud seadmevaliku risk süsteemi loomisel jääb siiski ettevõtja õlule.

## Kirjandus

- [1] M. j. Kommunikatsiooniministeerium, „Energiamajanduse riiklik arengukava aastani 2020,“ MKM, Tallinn.
- [2] S. Iljin, „Küla elektrivarustus taastuenergiaallikate baasil,“ TTÜ, Tallinn, 2015.
- [3] C. C. & C. Morris, Handbook of Energy - Volume II, Amsterdam: Elsevier , 2014.
- [4] S. A. Kalogirou, Solar Energy Engineering - Processes and Systems - Second Edition, San Diego: Elsevier, 2014.
- [5] E. AS, „Elering Uudised,“ Elering, 30 Oktoober 2015. [Võrgumaterjal]. Available: <http://elering.ee/uudised/>. [Kasutatud 30 Oktoober 2015].
- [6] K. Zipp, „Solar Power World,“ Solar Power World, 2 Oktoober 2013. [Võrgumaterjal]. Available: <http://www.solarpowerworldonline.com/2013/05/what-are-solar-panels-made-of/>. [Kasutatud 2 Oktoober 2015].
- [7] T. OÜ, „Päikesepaneeli ehitus ja efektiivsus,“ Taastuenergia OÜ, 2 November 2015. [Võrgumaterjal]. Available: <http://www.taastuenergia.ee/paikesepaneel-ehitus-efektiivsus-monokristall-polukristall.html>. [Kasutatud 2 November 2015].
- [8] J. J. R. Jansikene, Elektroonika ja jõopooljuhttehnika, Tallinn: TTÜ Kirjastus, 2003.
- [9] APEC, „Principle of Electricity Generation by Photovoltaic Cells,“ APEC, 17 Oktoober 2015. [Võrgumaterjal]. Available: <http://www.apec-vc.or.jp/e/modules/tinyd00/?id=74>. [Kasutatud 17 Oktoober 2015].
- [10] T. Markvart, Solar Electricity, Chichester: John Wiley and Sons Ltd., 1995.
- [11] J. P. & V. Arkhipov, Thin Film Solar Cells - Fabrication, Characterization and Applications, Chichester: John Wiley & Sons Ltd. , 2007.
- [12] G. Boyle, Renewable Energy - Power for A Sustainable Future - Second Edition, Oxford: Oxford University Press, 2004.

- [13] S. Davis, „Solar Power Warms to Distributed PV Systems,“ *Electronic Design*, 11 Jaanuar 2011. [Võrgumaterjal]. Available: <http://electronicdesign.com/power/solar-power-warms-distributed-pv-systems>. [Kasutatud 17 Oktoober 2015].
- [14] M. R. Patel, *Wind and Solar Power Systems - Design, Analysis and Operation*, Florida: Taylor & Francis Group, 2006.
- [15] ATA, „Solar panel buyers guide,“ *ReNew*, nr 101, p. 6, 2007.
- [16] E. Matters, „Choosing the Best Solar Panels,“ *SunEdison*, 2 November 2015. [Võrgumaterjal]. Available: <http://www.energymatters.com.au/panels-modules/choosing-solar-panels/>. [Kasutatud 2 November 2015].
- [17] P. A. Lynn, *Electricity from Sunlight*, Chichester: John Wiley & Sons Ltd., 2010.
- [18] T. OÜ, „Päikesekiirgus,“ *Taastuenergia OÜ*, 2 November 2015. [Võrgumaterjal]. Available: <http://www.taastuenergia.ee/paikesekiirgus.html>. [Kasutatud 2 November 2015].
- [19] A. K. V. Russak, *Eesti Kiirguskliima Teatmik*, Tallinn: Stilett Trükikoda, 2003.
- [20] T. M. & L. Castaner, *Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications*, Oxford: Elsevier, 2003.
- [21] B. L. A. Miller, *Utility Scale Solar Power Plants - A Guide for Developers and Investors*, New Delhi: IFC, 2012.
- [22] T. OÜ, „MC4 pistikud ja UV kindlad kaablid,“ *Taastuenergia OÜ*, 08 November 2015. [Võrgumaterjal]. Available: <http://www.taastuenergia.ee/paikesepaneelide-uhendamine-mc4.html>. [Kasutatud 08 November 2015].
- [23] S. H. A. Luque, *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*, Chichester: John Wiley & Sons Ltd., 2003.
- [24] M. Mahlapuu, „Päikesepaneelidega elektrienergia tootmise ja tarbimise matemaatiline modelleerimine ning analüüs Eesti oludes,“ *TTÜ*, Tallinn, 2012.
- [25] CivicSolar, „Transformerless Inverters for Solar PV,“ *CivicSolar*, 26 September 2011. [Võrgumaterjal]. Available: <http://www.civicsolar.com/resource/transformerless-inverters-solar-pv>. [Kasutatud 23 Oktoober 2015].

- [26] A. Keerme, „Päikesepaneelide mõju elektrikvaliteedile,“ TTÜ, Tallinn, 2013.
- [27] P. Taklaja, „Elektrienergia hajatootmine, selle mõju võrgule,“ TTÜ, Tallinn, 2014.
- [28] R. Armas, „Väiketootja mõju pingekvaliteedile jaotusvõrgus Elektrilevi OÜ näitel,“ TTÜ Kirjastus, Tallinn, 2014.
- [29] PVsyst, „Grid inverters main parameters,“ PVsyst, 2014. [Võrgumaterjal]. Available: [http://files.pvsyst.com/help/index.html?inverters\\_addparams.htm](http://files.pvsyst.com/help/index.html?inverters_addparams.htm). [Kasutatud 15 November 2015].
- [30] AEPC, Training Manual for Engineers on Solar PV System, Kathmandu: AEPC, 2011.
- [31] S. Hürmeydan, „Tallinna Tehnikaülikooli Spordihoone katuse on-grid päikesepaneelide süsteemi tehniline lahendus,“ TTÜ, Tallinn, 2014.
- [32] H. A. Wade, Solar Photovoltaic Project Development, Paris: UNESCO, 2003.
- [33] E. OÜ, „Liitumine elektritootjale,“ Elektrilevi OÜ, 1 Oktoober 2015. [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.elektrilevi.ee/kuidas-elektritootja-liitub>. [Kasutatud 3 November 2015].
- [34] A. E. O. Antsmaa, „Võrguga liitumise tingimused väiketootmiseseadmetele,“ 1 Oktoober 2015. [Võrgumaterjal]. Available: [http://www.energiatalgud.ee/img\\_auth.php/8/84/Antsmaa%2C\\_O.%2C\\_Ennok%2C\\_A.\\_V%C3%B5rguga\\_liitumise\\_tingimused\\_v%C3%A4iketootmiseseadmetele.\\_Elektrilevi\\_O%C3%9C.pdf](http://www.energiatalgud.ee/img_auth.php/8/84/Antsmaa%2C_O.%2C_Ennok%2C_A._V%C3%B5rguga_liitumise_tingimused_v%C3%A4iketootmiseseadmetele._Elektrilevi_O%C3%9C.pdf). [Kasutatud 3 November 2015].
- [35] E. AS, „Taastuvenergia toetus,“ Elering AS, 2 Oktoober 2015. [Võrgumaterjal]. Available: <http://elering.ee/taastuvenergia-toetus/>. [Kasutatud 7 November 2015].
- [36] E. OÜ, „Taastuvenergia toetus,“ Energogen OÜ, 2 Oktoober 2015. [Võrgumaterjal]. Available: <http://energogen.ee/info/taastuvenergia-toetus/>. [Kasutatud 7 Oktoober 2015].
- [37] Maa-amet, „Maa-ameti Geoportaal,“ Maa-amet, 04 September 2014. [Võrgumaterjal]. Available: <http://geoportaal.maaamet.ee/est/>. [Kasutatud 15 November 2015].



- [38] E. Commission, „Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS),“ Joint Research Centre, 2 Veebruar 2012. [Võrgumaterjal]. Available: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>. [Kasutatud 15 November 2015].
- [39] K. L. E. T. M. K. A. Kallis, „Eesti Meteoroloogia aastaraamat 2014,“ Keskkonnaagentuur, Tallinn, 2015.
- [40] E. OÜ, „Vastavussertifikaadiga võrguinverterite nimekiri,“ [Võrgumaterjal]. Available: [https://www.elektrilevi.ee/-/doc/6305157/kliendile/mikrotootja\\_vorguinverterite\\_nimekiri.pdf](https://www.elektrilevi.ee/-/doc/6305157/kliendile/mikrotootja_vorguinverterite_nimekiri.pdf). [Kasutatud 3 Oktoober 2015].
- [41] R. Kuhi-Thalfeldt, „Elektrienergia hajatootmine Loengumaterjal,“ TTÜ Kirjastus, Tallinn, 2014.
- [42] E. Marima, „Finantsjuhtimine ja tasuvusanalüüs,“ Tallinna Majanduskool, Tallinn, 2012.
- [43] E. AS, „Eesti elektrisüsteemi varustuskindluse aruanne 2014,“ Elering, Tallinn, 2014.

## **Lisad**

L.1. Renesola Virtus II Module 250-260W päikesepaneeli tehniline spetsifikatsioon

L.2. Delta Solivia TR10 võrguinverteri tehniline spetsifikatsioon

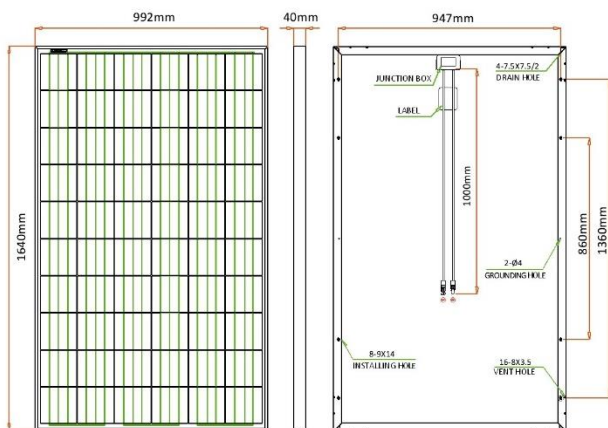
# L.1. Renesola mooduli tehniline spetsifikatsioon

# ReneSola

## Virtus® II Module

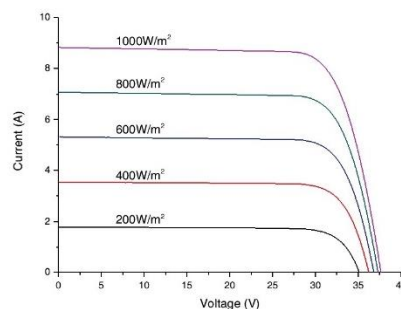
### 250W, 255W, 260W

#### Dimensions



Drawing Only for Reference

#### I-V Curves



#### Varied Irradiation Efficiencies

Irradiance	200W/m <sup>2</sup>	400W/m <sup>2</sup>	600W/m <sup>2</sup>	800W/m <sup>2</sup>	1000W/m <sup>2</sup>
Efficiency	15.8%	16.2%	16.2%	16.1%	16.0%

#### Electrical Characteristics STC

	JC250M-24/Bb	JC255M-24/Bb	JC260M-24/Bb
Maximum Power (P <sub>max</sub> )	250 W	255 W	260 W
Power Tolerance	0 ~ +5W	0 ~ +5W	0 ~ +5W
Module Efficiency	15.4%	15.7%	16.0%
Maximum Power Current (I <sub>mp</sub> )	8.31 A	8.39 A	8.53 A
Maximum Power Voltage (V <sub>mp</sub> )	30.1 V	30.4 V	30.5 V
Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> )	8.83 A	8.86 A	8.95 A
Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> )	37.4 V	37.5 V	37.6 V

Values at Standard Test Conditions STC (AM1.5, Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C)

#### Electrical Characteristics NOCT

	JC250M-24/Bb	JC255M-24/Bb	JC260M-24/Bb
Maximum Power (P <sub>max</sub> )	185 W	189 W	193 W
Maximum Power Current (I <sub>mp</sub> )	6.57 A	6.63 A	6.74 A
Maximum Power Voltage (V <sub>mp</sub> )	28.2 V	28.5 V	28.6 V
Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> )	7.12 A	7.20 A	7.27 A
Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> )	35.0 V	35.1 V	35.2 V

Values at Normal Operating Cell Temperature, Irradiance of 800 W/m<sup>2</sup>, AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s

#### Mechanical Characteristics

Cell Type	Virtus II (Polycrystalline) 156 x156 mm, 60 (6x10) pcs in series
Glass	High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminum Alloy
Junc on Box	IP65/IP67 Rated, With Bypass Diodes
Dimension	*1640 x 992 x 40 mm
Output Cable	4 mm <sup>2</sup> (EU)/12 AWG (US), 1000 mm
Weight	19 kg
Installation Hole Location	See Drawing Above

#### Characteristics

Temperature Coefficient of V <sub>oc</sub>	-0.30%/°C
Temperature Coefficient of I <sub>sc</sub>	0.04%/°C
Temperature Coefficient of P <sub>max</sub>	-0.40%/°C
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45°C±2°C

#### Packing Information

Container	20' GP	40' GP	40' HQ
Pallets per Container	12	28	28
Pieces per Container	300	700	770

Rev: No. IC/TDS/2014.05 \*Contact ReneSola for tolerance specification  
CAUTION: All rights reserved. Design and specifications are subject to change without prior notice.

#### Maximum Ratings

Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Maximum System Voltage	1000VDC (EU) / 600VDC (US)
Maximum Series Fuse Rating	20A (EU) / 20A (US)

## L.2. Solivia inverteri tehniline spetsifikatsioon

### Technical data SOLIVIA 10 TR

INPUT (DC)	SOLIVIA 10.0 1TR3 E4
Max. recommended PV power	12.1 kW <sub>p</sub>
Nominal power	10.6 kW
Voltage range	375 ... 1000 V <sup>1)</sup>
Full power MPP range	380 ... 900 V
Nominal current	17.7 A @ 600 V
Max. current	26.4 A

OUTPUT (AC)	
Nominal apparent power	10 kVA <sup>2), 3), 4)</sup>
Voltage range	3 x 400 V + N + PE (+18 / -20 %) <sup>5)</sup>
Nominal current	14.5 A
Nominal frequency	50 Hz
Frequency range	50 Hz ± 5 Hz <sup>6)</sup>
Power factor adjustable	0.8 cap ... 0.8 ind
Total harmonic distortion (THD)	< 5 % @ nominal apparent power

#### GENERAL SPECIFICATION

Model name	SOL10.0-1TR3-E4
Part number Delta	EOE47030453
Max. efficiency	96.8 %
Efficiency EU	95.6 %
Operating temperature	-25 ... +70 °C
Full power without derating	-25 ... +58 °C
Storage temperature	-25 ... +80 °C
Humidity	0 ... 95 %
Max. operating altitude	2000 m (above sea level)

#### MECHANICAL DESIGN

Size (L x W x D)	685 x 410 x 185 mm
Weight	39 kg
Cooling	Fan (plug & play)
AC connector	Amphenol C16/3
DC connector	3 pairs of Multi-Contact MC4
Communication interfaces	2 x RJ45 / RS485 + 1 x USB A
DC disconnect	Integrated
Display	3 LEDs, 4-line LCD

SAFETY / STANDARDS	SOLIVIA 10.0 1TR3 E4
Protection degree	IP65 / IP54 <sup>6)</sup>
Safety class	I
Configurable trip parameters	Yes
Insulation monitoring	Yes
Overload behavior	Current limitation; power limitation
Anti-islanding protection / Grid regulation	VDE 0126-1-1/A1; UTE C15-712-1; France/Islands (60 Hz); RD 661/2007; RD 1699/2011; RD 1663/2000; Synergrid C10/11 (July 2012); EN 50438; G59/1-2; VDE-AR-N 4105; VFR 2013; VFR 2014 <sup>7)</sup>
EMC	EN61000-6-2; EN61000-6-3; EN61000-3-11; EN61000-3-12
Safety	IEC62103; IEC62109-1 / -2; EC conformity

- 1) Maximum input voltage without damage: 1000 V
- 2) Cos Phi = 1 (VA = W)
- 3) Continuous nominal active power in the range of Cos Phi = 0.9 cap ... 0.9 ind
- 4) The AC power can be limited at the inverter during commissioning to meet country-specific regulations regarding the maximum permissible grid load.
- 5) AC voltage and frequency range will be programmed according to the individual country requirements.
- 6) IP65 for electronics / IP54 for cooling area
- 7) Please check our website at [www.solar-inverter.com](http://www.solar-inverter.com) for the latest country grid list.