

Töö nr.: 3020
Tellija: Konkurentsiamet
Stadium: Ekspert hinnang

PÄIKESEELEKTRIJAAMADE TASUVUSARVUTUSE KOOSTAMISEKS VAJALIKUD TEHNILISED JA MAJANDUSLIKUD SISENDID

Juhataja:

T. Tark

/allkirjastatud digitaalselt/

TALLINN
detsember 2020

Sisukord

1.	Eessõna	2
2.	Lühendid	2
3.	Metoodika.....	2
4.	Päikeseenergia ja hinnanguline PVJ poolt toodetav elektrienergia	3
4.1.	PV paneelile langev päikeseenergia.....	3
4.2.	Tehniliste näitajate mõju PVJ elektritoodangule	10
4.3.	Liginullenergiahooned ja PVJ-d	11
4.4.	Elektrilevi OÜ andmetele tuginevad PVJ-de toodangumahud	14
4.5.	Hinnanguline PVJ aastane elektritoodang	15
5.	PVJ hinnanguline maksumus.....	17
5.1.	Liitumine elektrivõrguga	17
5.2.	PVJ alune territoorium/pind	18
5.3.	Insenertehnilised tööd	20
5.4.	Ehitamine	20
5.4.1.	PV paneelid	20
5.4.2.	Inverter(id)	20
5.4.3.	Alusraam (paigalduskarkass).....	21
5.4.4.	Kaabeldus.....	21
5.4.5.	Tööjõud	21
5.4.6.	Projektijuhtimine ja objekti üldkulu.....	21
5.4.7.	Transport.....	21
5.4.8.	Piirdeaed ja valvesüsteem	21
5.5.	Hüpoteetiliste PVJ-e hinnangulised maksumused.....	21
6.	Tehnilise eluea jooksul tehtavad kulutused.....	22
7.	Kokkuvõtte ja soovitused	23
8.	Kasutatud materjal.....	24

1. Eessõna

Konkurentsiamet on teostamas taastuvenergia allikate konkurentsivõime ja toetuskeemide analüüsi. Taastuvenergia toetusel on oluline mõju elektritarbija maksukoormusele. 2007. aastal oli elektritarbija poolt väljamakstav taastuvenergia toetus 1,39 €/MWh. 2020. aastaks on see kasvanud 11,3 €/MWh ehk alates 2007. aastast, võrreldes 2020. aastaga, on taastuvenergia toetus tõusnud üle kaheksa korra. Viimase 10 aasta jooksul on elektritarbijad maksnud kokku toetusi üle 600 miljoni euro.

Üheks taastuvenergia allikaks on päikesepaneelid ehk fotoelektrilised (Photo Voltaic) paneelid, mis toodavad päikeseenergiast elektrit. Konkurentsiameti poolt läbiviidav analüüs käsitleb ka nende paneelidega varustatud päikeseelektrijaamu. Käesoleva töö eesmärgiks on anda Konkurentsiameti analüüsi jaoks sisendid tehniliste ja majanduslike lähteandmete näol.

Vastavalt lähteülesandele käsitletakse antud töös hüpoteetilisi päikeseelektrijaamu võimsusega 10, 50, 500 ja 1000 kW. Käesolev töö ei käsitle elektrivõrguga mitteühendatavaid (nn off-grid) ja akupangaga varustatud päikeseelektrijaamu.

2. Lühendid

Käesolevas töös on kasutatud järgmiseid lühendeid:

KA	Konkurentsiamet
EL	Elektrilevi OÜ
PV-paneel	Päikesepaneel, mis toodab päikeseenergiast elektrit
PVJ	Päikeseelektrijaam, seadmete kompleks, mis toodab sagedusvooluna elektrit, mida on võimalik tarbida kohapeal ja/või elektrivõrku müüa
ETA	Energiatõhususarv (kWh/(m ² ·a))
KOV	Kohalik omavalitsus

3. Metoodika

Käesolev töö tugineb alljärgneval:

- Töö lõpus toodud kasutatud kirjandusel;
- Intervjuudel antud valdkonna ettevõtete esindajatega ja valdkonna spetsialistiga ning nendelt saadud informatsioonil;
- Elektrilevi OÜ-lt saadud informatsioonil;
- Teiste analoogsete tööde kogemustel;
- Eelnevalt nimetatute põhjal tehtud analüüsil ja üldistustel ning nende alusel koostatud hinnangutel.

Vastavalt lähteülesandele käsitletakse antud töös nn Eesti keskmiste näitajate kohaseid liitumisvõimsusega 10, 50, 500 ja 1000 kW PVJ-e. Tegemist on nn hüpoteetiliste PVJ-ga, mida iseloomustavad nn keskmised parameetrid ning mis on rajatud ja töötavad lähtudes heast tavast ja majanduslikust otstarbekusest.

Võimsusega 10 kW PVJ korral on eeldatud, et tegemist on nn hoonesse integreeritud PVJ, mis asub hoone katusel.

50 kW PVJ on vaadeldud kahes variandis: kas hoone katusel paiknevana või maapinnal paiknevana.

500 ja 1000 kW PVJ-de korral on eeldatud, et need paiknevad maapinnal.

Töös on eeldatud, et PVJ rajamise teostab vastavat tegevusõigust omav(ad) pädev(ad) ettevõtte(d) ja juhitudakse õigusaktides sätestatust.

Täpsemad lähte-eeldused aastase toodangu kohta on toodud peatükis 4.5 ja rajamiskulude kohta punktis 5.5.

Töös toodud maksumused on ilma käibemaksuta ja 2020. aasta hindades.

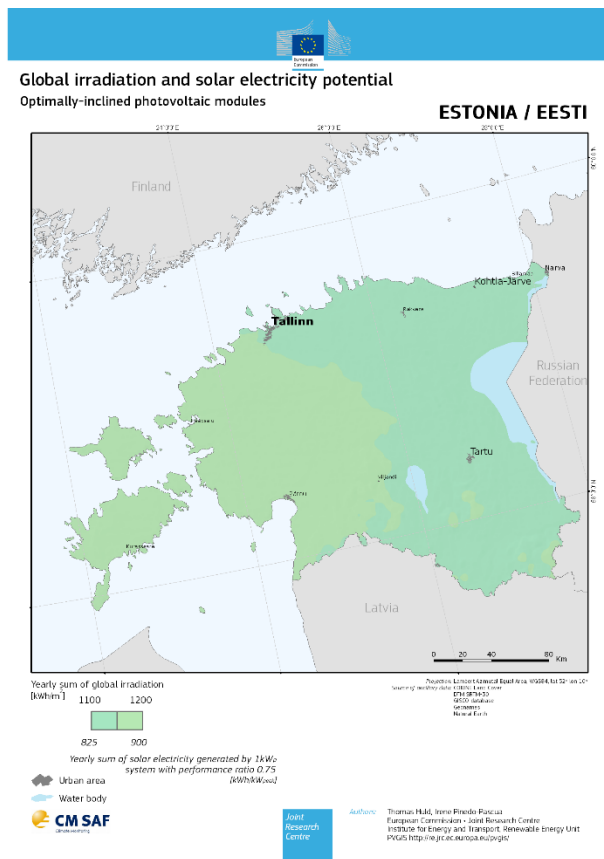
4. Päikeseenergia ja hinnanguline PVJ poolt toodetav elektrienergia

PVJ poolt toodetav elektrienergia sõltub põhiliselt kahest tegurist:

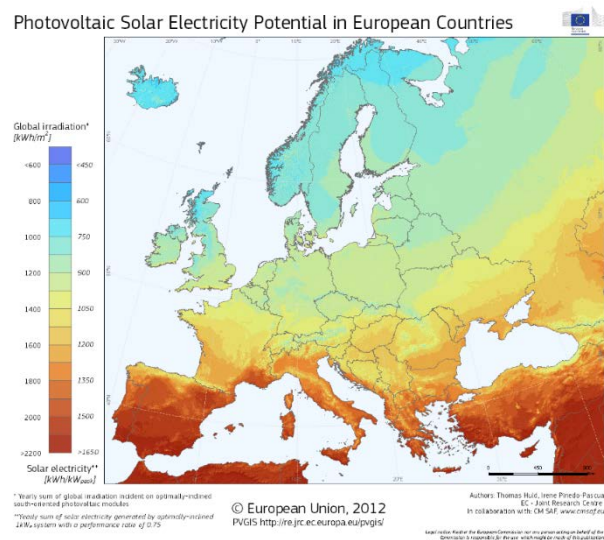
- PV paneelile langev päikeseenergiast ja
- PVJ tööpõhimõttest ja tehnilistest näitajatest.

4.1. PV paneelile langev päikeseenergia

Eestis on kõige optimaalsema PV paneeli positsiooni korral paneelile langev keskmine aastane päikesekiirguse energia suurusjärgus 1100-1200 kWh/m² (vt Joonis 1), mis on küll võrreldes Lõuna-Euroopa piirkondadega oluliselt väiksem (vt Joonis 2), kuid siiski arvestatav suurus taastuvenergia tootmiseks.



Joonis 1 Optimaalse paigutusega PV-paneelile langeb aastas 1100-1200 kWh/m² päikesekiirgust [1].

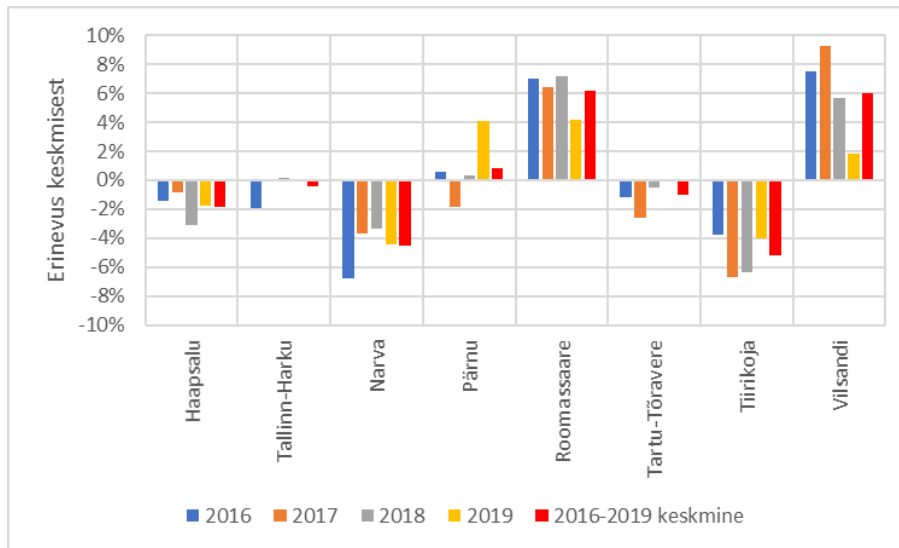


Joonis 2 Euroopa päikeselektrienergia potentsiaal [1]

Horisontaalpinnale langeb Eestis energiaarvutuste baasaastal (nn Estonian TRY), mis iseloomustab pikaajalist Eesti keskmist kliimat, päikesekiirgust 944 kWh/m².

Pinnale langev päikesekiirgus erineb aastate lõikes. Aastatel 1955-2000 on olnud näiteks Tõravere ilmavaatlusjaamas keskmine horisontaalpinnale langenud päikesekiirgus 970 kWh/m^2 , standardhälbega $\pm 48 \text{ kWh/m}^2$ ehk erinevus keskmisest on $\pm 5\%$ [2]. Selle põhjal võiks eeldada, et **erinevate aastate PVJ elektritoodang võiks sõltuvalt konkreetse aasta ilmastikuoludest erineda keskmisest kuni $\pm 5\%$.**

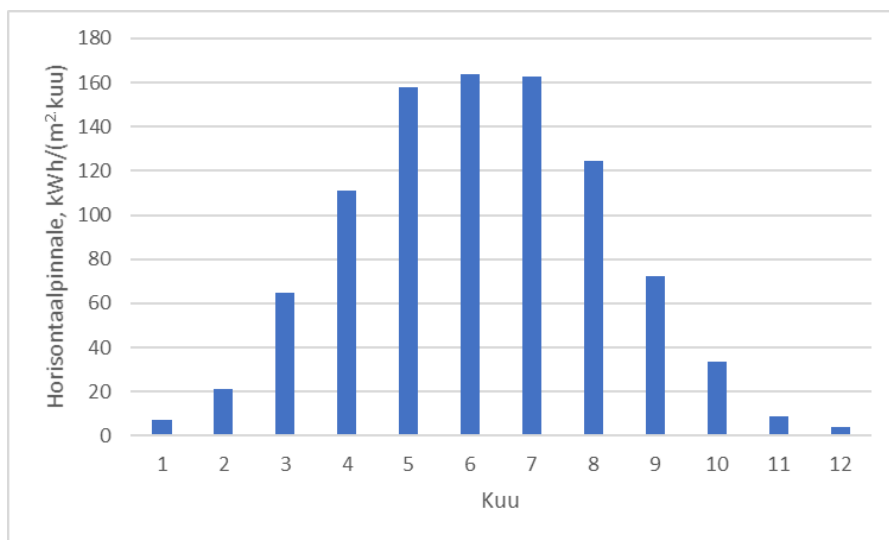
Lisaks aastate kiirguse erinevusele on sama aasta lõikes erinevus Eesti eri piirkondade vahel. Eestis mõõdetakse päikesekiirgust kaheksas ilmavaatlusjaamas. Järgneval graafikul (vt Joonis 3) on toodud nende jaamade aastase päikesekiirguse erinevused sama aasta kõigis jaamades registreeritud keskmisest kiirgusest.



Joonis 3 Eri vaatlusjaamas mõõdetud aastase päikesekiirguse erinevus nende aritmeetilisest keskmisest väärtusest aastatel 2016-2019

Narvas ja Triikojal on olnud päikesekiirgust keskmisest ca 5% vähem ning Roomassaares ja Vilsandil ca 6% rohkem. **Eesti erinevate paikade vahel võib aastase päikesekiirguse erinevus olla kuni 10-15%.**

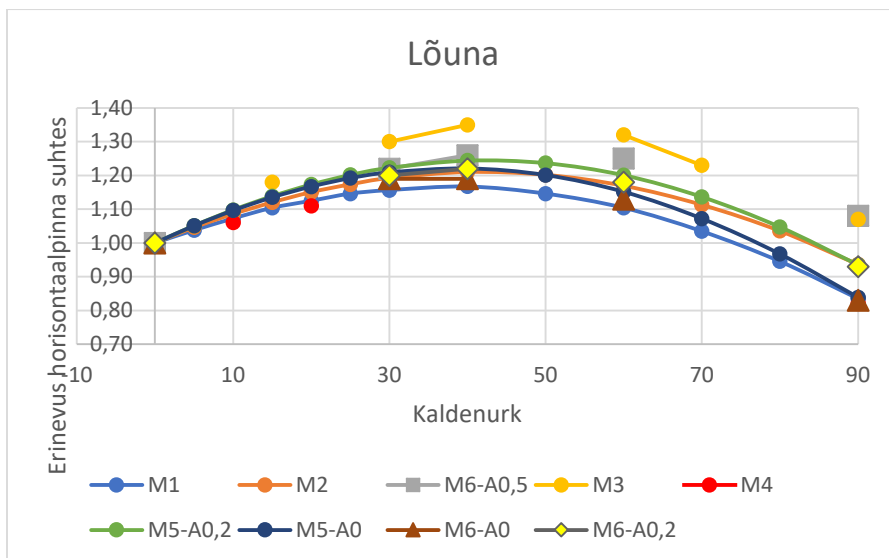
Eesti oludes langeb kõige enam horisontaalpinnale päikesekiirgust mais, juunis ja juulis (vt Joonis 4).



Joonis 4 Horisontaalpinnale langev nn keskmise aasta päikeseenergia kuude lõikes [4]

Valdav osa päikesekiirgusest tuleb horisontaalpinnale perioodil aprill-september, moodustades kokku ca 85% aastasest kiirgusest ehk kuue sügis-talvekuu (oktoober-märts) jooksul langeb horisontaalpinnale kõigest 15 % aastasest päikeseenergiast.

PV paneelile tulev päikeseenergia sõltub paneeli paiknemisest ilmakaarte suhtes (nn asimuut) ja paneeli kaldenurgast horisontaalpinnale suhtes. Kahjuks tuleb tunnistada, et eri tarkvarad ja meetodikad võivad anda sõltuvalt kaldenurgast ja asimuudist küllaltki erinevaid pinnale langevaid energiate väärtusi. Järgneval graafikul (vt Joonis 5) on selle illustreerimiseks toodud erinevate tarkvarade, meetodikate ja juhendite alusel saadud lõuna ilmakaarde suunatud PV paneelile langevate aastaste päikesekiirguste erinevus sõltuvalt kaldenurgast.



Joonis 5 Paneeli kaldenurga mõju aastase paneelile langeva kiirguse suhe horisontaalpinnale langevasse kiirgusesse sõltuvalt eri meetodikast, tarkvarast vms. („A“ tähe järel olev arv näitab albeedo väärtust)

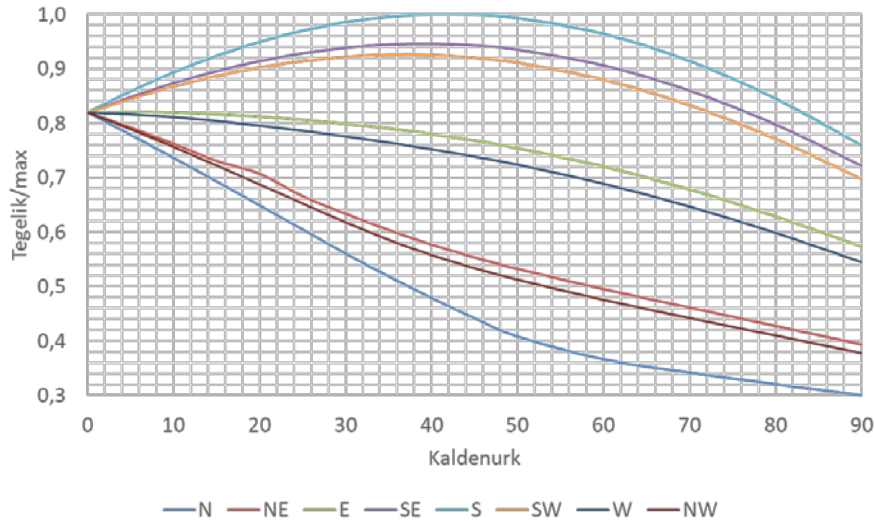
Graafikul on toodud konkreetsele kaldenurgale vastav aastane kiirgus jagatuna sama allikmaterjali kohase horisontaalpinnale tuleva aastase kiirgusega. Kaldu olevale paneeli pinnale langev päikesekiirgus koosneb otse-, hajus- ja peegeldunud kiirgusest. Ilmselt tuleneb nii suur erinevus põhiliselt peegeldunud kiirguse arvutamise meetodikast (albeedost). Oma mõju võib olla ka hajuskiirguse arvestamisel ja asjaolu, et arvutuste aluseks ei olnud sama ilmastikuoluga kliimafail ehk nn tüüpaasta.

Tallinna Tehnikaülikooli poolt on koostatud hoonete energiatõhususe miinimumnõuete tõendamiseks nn energiaarvutuste baasaasta [3] ning selle alusel eri asimuudi ja kaldenurgaga pinnale langev aastane päikeseenergia (vt Tabel 1). Baasaasta on ühtne kogu Eesti jaoks ja ei sõltu konkreetset asukohast.

Tabel 1 Energiaarvutuste baasaasta kohane pinnale langev aastane päikesekiirgus (kWh/m²) sõltuvalt kaldenurgast ja asimuudist

<i>Kalde- nurk</i>	<i>Põhi</i>	<i>Kirre</i>	<i>Ida</i>	<i>Kagu</i>	<i>Lõuna</i>	<i>Edel</i>	<i>Lääs</i>	<i>Loe</i>
0°	944	944	944	944	944	944	944	944
5°	897	912	946	977	989	973	940	909
10°	848	878	944	1007	1029	999	934	871
15°	798	841	941	1032	1064	1021	926	832
20°	748	814	936	1053	1093	1039	916	792
25°	696	767	929	1070	1117	1053	905	751
30°	645	730	920	1082	1135	1062	894	712
35°	597	695	910	1088	1146	1066	880	674
40°	552	664	899	1090	1152	1066	866	642
45°	509	637	885	1086	1151	1060	851	614
50°	470	613	868	1077	1143	1049	833	590
60°	422	570	830	1044	1110	1013	793	547
70°	394	531	781	990	1052	960	745	509
80°	369	492	724	919	973	889	689	472
90°	346	453	660	831	874	804	627	434

Eelnevat tabelit illustreerib järgnev graafik (vt Joonis 6).

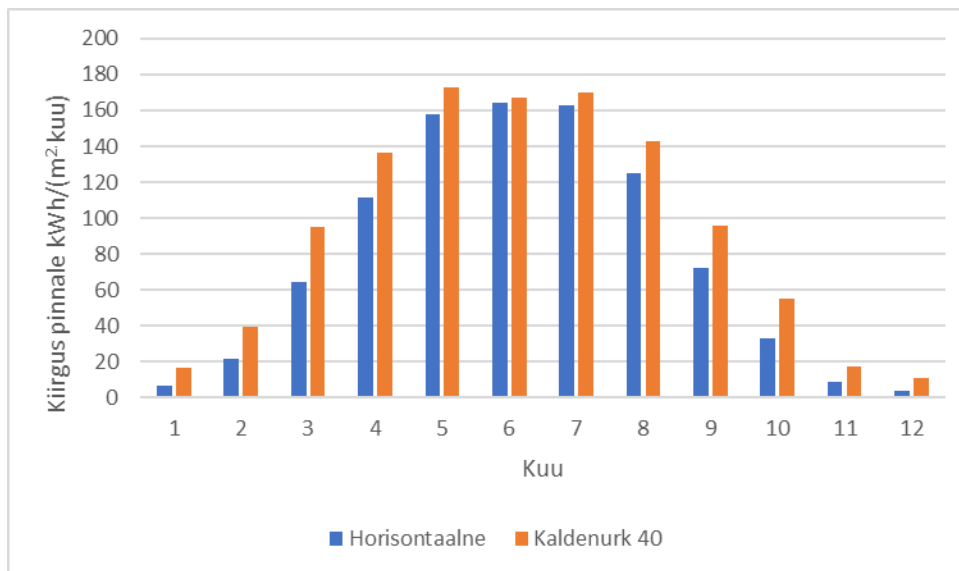


Joonis 6 Pinnale paistva aastase päikesekiirguse sõltuvus pinna kaldenurgast ja asimuudist

Graafikul on kajastatud kui palju langeb aastas pinnale vähem päikesekiirgust, sõltuvalt kaldenurgast ja asimuudist, võrreldes kõige soodsama ehk optimaalsema positsiooniga. .

Eesti oludes langeb aastas pinnale kõige rohkem päikesekiirgust lõuna suunas kaldenurgaga 35-45° ehk see oleks kõige optimaalsem kaldenurk. Näiteks horisontaalpinnale langeks 82% optimaalsest. Vertikaalsele lõunasuunalisele pinnale langeks 76% optimaalsest. Alates lääne ja ida suunast põhjapoole jäävate ilmakaarte korral väheneb kaldenurga kasvades pinnale langev aastane kiirgus.

Järgneval graafikul (vt Joonis 7) on toodud horisontaalsele ja lõunasuunalisele kaldenurgaga 40° langev päikesekiirgus kuude lõikes.

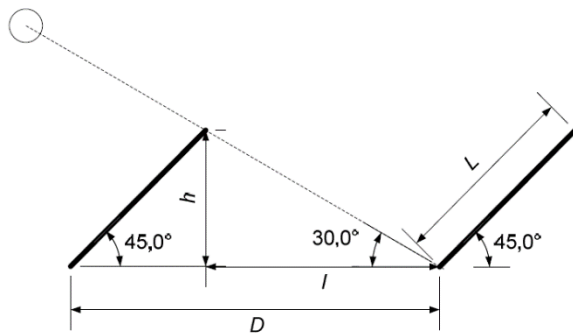


Joonis 7 Horisontaalsele ja lõuna suunas kaldenurgaga 40° pinnale langev keskmine päikesekiirgus kuude lõikes [4]

Lõuna suunas 40 kraadise kaldenurgaga pinnale langeb sügis-talvekuudel võrreldes horisontaalpinnaga oluliselt rohkem kiirgust. Kõige enam langeb 40 kraadisele pinnale kiirgust maikuu.

Üldjuhul, kui ei ole tegemist soodsa kalde ja ilmakaarega kaldkatusega ja/või fassaadiga, ei paikne PV paneelid ühes tasapinnas ja reas. Sellisel juhul on paneelid pandud tavaliselt horisontaaltasapinnale (nt maapind, lamekatus). Sõltuvalt paneelide vahekaugusest võivad tekitada päikese suhtes eelnevas reas olevad paneelid järgmise rea paneelidele varje. Mida kõrgem on paneel ja lühem ridade vahe, seda rohkem järgneva rea paneeli varjutatakse. Varju pikkus sõltub ka päikese kõrgusnurgast, mis on nurk kiire maa-päike ja selle horisontaalprojektsiooni vahel. Südasuvel on päikese maksimaalne kõrgusnurk 54° ja talvel 7°. See tähendab, et talvisel ajal, millal on väga vähe päiksekiirgust, on varjud pikad.

Kuna enamus (80-85%) päikesekiirgusest langeb pinnale ajavahemikus aprill-september, siis horisontaalpinna optimaalse kasutuse huvides – eriti hoonete katusele paigaldatavate PV paneelide korral – lähtutakse sageli paneelide vahekauguse määramisel sellest perioodist. Lõuna suunda orienteeritud PV paneelide rea poolt tekitatav vari on järgmise rea suhtes päeva ulatuses peaaegu ühepikkune. Septembri lõpus on südapäevane päikese kõrgusnurk ligikaudu 30°. Selleks, et sellise nurga korras järgnevale reale ei tekiks vari, peaks paiknema järgnev rida ca 1,75 kordsel eelneva paneelirea kõrguse kaugusel ehk $l=1,75 \cdot h$ (vt Joonis 8).



Joonis 8 Eelmise rea paneelide poolt tekitatav varju pikkus l septembris sõltuvalt paneeli kõrgusest h [5]

PV paneelidele mõjuv tuulekoormus sõltub paneelide kaldenurgast. Näiteks optimaalse kaldenurga 40° korral on tuulekoormus nii suur, et PV paneelide paigaldamisel hoone katusele on vaja alusraam tugevalt kinnitada hoone kandekonstruktsioonide külge. Sellisel juhul tuleb raami vundamentidega minna läbi katuse soojustusest ehk tekivad külmasillad, mis vähendavad katuse soojapidavust. Kaldenurgaga 15° paneelidele mõjub oluliselt väiksem tuulekoormus ja alusraami saab üldjuhul kinnitada katuse pinnale isolatsioonikihti läbimata. Seetõttu ei ole sageli hoonete lamekatusele paigaldatud PV paneelid päikeseenergia mõttes optimaalse kaldenurgaga, vaid kaldenurgaga ca 15°. Optimaalsemest erineva kaldenurga tõttu väheneb PV paneeli pinnale langev aastane energia. Näiteks kaldenurga 15° korral on see ligikaudu 7...8% väiksem (vt Joonis 6).

Seega, tulenevalt horisontaalpinna optimaalsest kasutusest ja sellest tingitud PV paneelide ridade vahelisest optimaalsest kaugusest ja paigaldustingimustest, on reaalelus sageli PVJ paneelide pinnale langev aastane päiksekiirgus väiksem optimaalsest.

4.2. Tehniliste näitajate mõju PVJ elektritoodangule

PVJ põhikomponentideks on:

- PV ehk fotoelektrilised paneelid, mis toodavad neile langenud päikseenergiast elektrienergiat;
- Inverter(id), mis muudavad PV paneelide poolt toodetud elektri tarbija ja/või elektrivõrgu kvaliteedi näitajatele vastavaks;
- Alusraamistik, millele paigaldatakse PV paneelid;
- Elektrilised ühendused, kaablid jms, mis ühendavad elektriliselt PVJ komponente ja seadmeid;
- Muu vajalik (nt territooriumi ümbritsev aed, turvakaamerad, IT lahendused jms).

Eristatakse kahte suurt PV paneelide tootegrupi:

- Kristallpaneelid, nt monokristallpaneelid, polükristallpaneelid;
- Õhukesekilelised, nt amorfset ränipaneelid, vask-indium-seleenpaneelid.

TTÜ materjaliteadlaste uuringute kohaselt on Eesti oludes efektiivsemad kristallpaneelid.

Tavaliselt antakse PV paneeli iseloomustavad tehnilised näitajad (nt võimsus, kasutegur) standard testtingimustel (STC)¹. Tänapäevaste PV paneelide kasutegur jääb üldjuhul vahemikku 15-25% ja 1 m² paneeli pinda võib toota üle 200 W elektrienergiat. Mida kõrgem on PV paneeli kasutegur, seda vähem kulub paneele sama võimsuse ja elektritoodangu saavutamiseks.

PV paneeli elektritoodangut mõjutab paneeli temperatuur – mida kõrgem on paneeli temperatuur, seda vähem elektrit toodetakse. Tavaliselt jääb temperatuuri muutusest tingitud kadu suurusjärku 0,3...0,5 %/°C . Näiteks kui paneeli temperatuur on 25 asemel 50 °C, toodab paneel ca 10% vähem elektrienergiat. Amorfsete ränipaneelide kadu temperatuuri muutuse tõttu on eeltoodust väiksem (ca 0,2 %/°C).

Paneeli temperatuur sõltub paneeli tüübist, ümbritseva õhu temperatuurist, paneelile langevast päikese kiirgusest ja paigaldusviisist ehk paneeli tuulutusest. Võrreldes lõunapoolsete maadega on Eestis välisõhu temperatuur madalam ja paneelile langeb vähem kiirgust, mistõttu on Eestis paikneva paneeli aastane kasutegur kõrgem.

Põhiline viis temperatuurist tingitud kadu vähendada on võimaldada ümbritseval õhul maksimaalselt liikuda loomulikult teel ümber paneeli. Kõige väiksem kadu on maapinnale paigaldatud piisava ridade vahega paneelidel. Kadu suureneb oluliselt, kui PV paneel on integreeritud hoone konstruktsiooni ja/või puudub tagant tuulutust.

Lisaks PV paneeli temperatuurist tingitud kaole põhjustavad PVJ kadusid kaod kaablites, inverteris, mustunud PV paneelid jm ning summaarne kadu jääb tavaliselt suurusjärku 10...15%.

PVJ-d võivad olla väga tundlikud PV-paneelidele tekkivate varjude suhtes. PV paneelide elektritoodang sõltub oluliselt PV paneeli konstruktsioonist ja paneelide ühendusskeemist. Halvimal juhul võib näiteks mõni tühine, ainult ühele paneelile väikest varju heitev objekt (nt puuoks, antenn, elektriohuliin) vähendada suurusjärku võrra kogu paneelirea elektritoodangut.

¹¹ Summaarne kiirgus 1000 W/m², atmosfääri mass 1,5 ja mooduli temperatuur 25 °C

PVJ summaarne kadu, mis arvestab kõiki eelpool mainitud aspekte, sõltub konkreetsest objektist. Täpsemate andmete puudumisel võiks võtta keskmiseks PVJ kaoks 20...30%.

4.3. Liginullenergiahooned ja PVJ-d

Tulenevalt Euroopa Liidu hoonete energiatõhususe direktiivist [6] peavad uued (ehitatavad) hooned olema liginullenergiahooned. Eesti on selle määruse (direktiivi) rakendamiseks kehtestanud kaks majandus- ja taristuministri määrust:

- „Hoone energiatõhususe miinimumnõuded“, vastu võetud 11.12.2018, nr 63 [8] ja
- „Hoone energiatõhususe arvutamise meetodika“, vastu võetud 05.06.2015, nr 58 [3].

Liginullenergiahoone nõuete täitmine eeldab üldjuhul uutele hoonetele PV paneelide paigaldamist ehk põhiline erinevus madalaenergiahoone ja liginullenergiahoone vahel seisneb selles, et liginullenergiahoone nõuete täitmiseks on vaja hoones või selle kinnistul toota PV paneelidega taastuvat elektrit.

Meetodika määruse [3] kohaselt saab PVJ poolt toodetud elektrienergia koguse arvutada lihtsustatult alljärgneva valemi abil.

$$E_{pan} = \frac{Q_{päike} \cdot P_{max} \cdot k_{kas}}{I_{ref}}$$

kus

E_{pan} on päikesepaneeliga toodetud aastane elektrienergia, kWh/a;

$Q_{päike}$ on päikesepaneeli pinnale, millele ei teki varje, tulev aastane päikeseenergia, kWh/a (vt Tabel 1);

P_{max} on päikesepaneeli maksimaalne võimsus standard testtingimustel STC, kW, ($I_{ref} = 1 \text{ kW/m}^2$, temperatuur 25 °C), atmosfääri mass 1,5;

k_{kas} on tegur, mis arvestab päikesepaneeli kasutustingimusi;

I_{ref} on standardkiirgus, 1 kW/m².

Kasutustingimuste tegur k_{kas} , mida võib tinglikult nimetada „PVJ kasuteguriks“, võtab arvesse päikesepaneeli ümbritseva keskkonna iseärasused (temperatuur, paneeli paigaldus) ja kaod vahelduvvooluks muundamisel. Täpsemate andmete puudumisel lubab määrus kasutada järgnevas tabelis (vt Tabel 2) toodud väärtusi.

Tabel 2 Määruse [3] kohased PVJ kasutustingimuste teguri k_{kas} väärtused

Paneeli paigaldusviis	k_{kas}
Tuulutusetu	0,7
Mõõduka tuulutusega	0,75
Intensiivse tuulutusega	0,8

Järgnevas tabelis (vt Tabel 3) on toodud määruse [3] meetodika alusel arvutatud aastased PVJ elektri tootmismahud standard testtingimustele vastava võimsuse 1 kW kohta, kui PV paneelidele ei teki aasta

läbi varje ja paneelid on optimaalse suunatusega (lõuna 40°) või horisontaalselt paigaldatud ning PVJ võimsus võrdub PV paneelide võimsusega standard testtingimustel.

Tabel 3 Määruse [3] kohane PVJ poolt toodetav optimaalne aastane elekter kWh/kW sõltuvalt tuulutusviisist ilma varjudeta PV paneelile

<i>Tuulutuse viis</i>	<i>Optimaalne</i>	<i>Horisontaalne</i>
Tuulutusetä	806	661
Mööduka tuulutusetä	864	708
Intensiivse tuulutusega	922	755

Üldjuhul tagatakse PV paneelidele möödukas tuulutus ja sellisel juhul **võiks PVJ toota ideaaltingimustel optimaalse suunatuse korral ligikaudu 850 kWh/kW ja horisontaalpaigalduse korral 700 kWh/kW PV paneeli võimsuse kohta standard testtingimustel. Arvestades, et reaalelus pole sageli võimalik vältida aeg-ajalt varjude teket, siis võib tegelik PV toodang olla eelpool toodud arvudest väiksem.**

Liginullenergiahoone nõuete täitmiseks peab hoone energiatõhususarv (ETA), mis saadakse arvutuslikul teel tüüpilistel tingimustel arvestades energiakandjate kaalumistegureid, olema väiksem või võrdne järgneva tabeli (vt Tabel 4) teises veerus („Ligi 0“) olevast väärtusest ja ilma PVJ toodangut arvestamata kolmanda veeru („Madal energia“) väärtusest.

Tabel 4 Liginull- ja madalaenergiahoone miinimumnõuded (ETA, kWh/(m²·a))

Hoone	Ligi0	Madal energia	Oluline rek
1) väikeelamu köetava pinnaga < 120 m ²	145	165	185
2) väikeelamu köetava pinnaga 120–220 m ² ja ridaelamu	120	140	160
3) väikeelamu köetava pinnaga > 220 m ²	100	120	140
4) korterelamu	105	125	150
5) kasarmu	170	200	250
6) kontorihoone	100	130	160
7) majutushoone	145	170	220
8) ärihoone	130	150	210
9) avalik hoone	135	160	220
10) kaubandushoone ja terminal	160	190	230
11) haridushoone	100	120	160
12) koolieelse lasteasutuse hoone	100	120	165
13) ravihoone	100	130	170
14) laohoone	65	80	100
15) tööstushoone	110	140	170
16) suure energiatarbega hoone	820	850	950

Hoone ETA arvutatakse hoone köetava pinna kohta. Tabelist 4 on näha, et liginullenergiahoone ETA peaks olema 20-30 ühiku võrra madalaenergiahoone ETA-st väiksem. See tähendab, et halvimal juhul peaks lokaalne PVJ vähendama ETA-t 20-30 kWh/(m²·a) võrra.

ETA arvutuses läheb arvesse ainult hoones tarbitud lokaalne taastuenergia. Täpsemate andmete puudumisel lubab meetodika määrus hoones tarbitud lokaalse taastuenergia osakaalu määramisel lähtuda järgnevas tabelis toodud väärtustest.

Tabel 5 Määrusega [3] lubatud PVJ poolt toodetud elektri osakaal, mis on ette nähtud hoone toimimiseks (omatarbe osakaal)

Hoone	Omatarbe osakaal, %
1) väikeelamu köetava pinnaga < 120 m ²	45
2) väikeelamu köetava pinnaga 120–220 m ² ja ridaelamu	40
3) väikeelamu köetava pinnaga > 220 m ²	35
4) korterelamu	55
5) kasarmu	80
6) kontorihoone	90
7) majutushoone	70
8) ärihoone	60
9) avalik hoone	80
10) kaubandushoone ja terminal	90
11) haridushoone	60
12) koolieelse lasteasutuse hoone	75
13) ravihoone	85
14) laohoone	40
15) tööstushoone	90
16) suure energiatarbega hoone	95

Tabeli 5 kohane omatarbe osakaal sõltub hoone kasutusotstarbest ja jääb vahemikku 35-95%. Näiteks korterelamul on omatarbe osakaal 55% ja kontorihoonel 90%.

Eelneva illustreerimiseks on allpool toodud näide (vt Tabel 6) mitu kW peaks olema ideaaltingimustel optimaalse kaldenurga ja asimuudiga PVJ võimsus vähendamaks korterelamu ja büroohoone ETA-t 10 kWh/(m²·a) võrra, kui mõlema hoone köetav pindala on 5000 m².

Tabel 6 Illustreeriv näide PVJ võimsuse vajadusest ideaaltingimustel selleks, et vähendada korterelamu ja büroohoone ETA-t 10 kWh/(m²·a) võrra

Näitaja	Korterelamu	Büroo
Köetav pind, m ²	5 000	5 000
ETA muutus, kWh/(m ² ·a)	10	10
Vaja tarbida lokaalset taastuvelektrit, MWh/a (elektri kaalumistegur on 2)	25	25
Omatarbe osakaal, %	55%	90%
Vaja toota lokaalset taastuvelektrit, MWh/a	45,5	27,8
PVJ kasutegur	0,75	0,75
Kiirgust pinnale, kWh/m ²	1 152	1 152

Näitaja	Korterelamu	Büroo
PVJ võimsus, kW	53	32
PVJ võimsus, W/m ²	10,5	6,4

PVJ asetuse ideaaltingimuste korral oleks vaja paigaldada ETA vähendamiseks 10 ühiku võrra 5000 m² korterelamul võimsusega 53 kW ja bürool võimsusega 32 kW PVJ jaam. Tavaliselt pole hoonete korral võimalik ja optimaalne järgida ideaaltingimusi (nt kaldenurk, ridade vahekaugused jms), mistõttu on reaalelus vaja eelpool toodust võimsamaid PVJ-u.

Sageli pole majanduslikult ja tehniliselt otstarbekas (nt tiheasutuse piirkond, kõrghooned jne) paigaldada hoonetele või krundile suuremahulisi PVJ-u, mistõttu näeb regulatsioon ette järgnevad erisused:

- Kui päikeseenergiastüsteemi paigaldamine ei ole majanduslikult põhjendatud või tehniliselt teostatav, siis peab hoone energiatõhususarv, ilma lokaalselt toodetud taastuvelektrienergiat arvestamata, vastama madalaenergiahoone miinimumnõuetele;
- Majanduslikult põhjendatuks loetakse vähemalt ühe kilovatis võimsusega päikeseenergiastüsteemi, mille või mille osa aastane tootlikkus on vähemalt 70 protsenti optimaalselt suunatud päikeseenergiastüsteemi aastasest tootlikkusest. Optimaalseks suunatud päikeseenergiastüsteemiks loetakse kaldenurgaga 40 kraadi lõunasse suunatud ning pidevalt varjutamata päikeseenergiastüsteemi aastast tootlikkust.
- Tehniliselt teostatamatuks loetakse olukorda, kus:
 - 1) päikeseenergiastüsteem ei asu elektrivõrgupiirkonnas;
 - 2) päikeseenergiastüsteemi võrku ühendamise nõuab võrguettevõtja poolt elektrivõrgu ümberehitamise töid, kusjuures ümberehitamiseks ei loeta kahe-suunalise arvesti paigaldamisega seotud töid või hoonel ei ole liginullenergiahoone taseme saavutamiseks vajaliku võimsusega päikeseenergiastüsteemi paigaldamise jaoks piisavalt päikesepoolse suunaga ja teiste objektide poolt varjutamata katusepinda.

Erisuste põhjal saab järeldada:

- kui liginullenergiahoonete PVJ rajamisega kaasnevad täiendavad liitumistasud (va mõõturitega seonduv), siis pole vaja PVJ paigaldada;
- liginullenergiahoonete korral võib PVJ toodang olla ideaaltingimustele vastavast toodangust kuni 30% väiksem ehk (vt Tabel 3) $864 \cdot 0,7 \approx 600$ kWh/kW.

4.4. Elektrilevi OÜ andmetele tuginevad PVJ-de toodangumahud

Käesoleva töö raames analüüsiti EL-lt saadud 2019. aasta PVJ-de poolt toodetud elektrienergia andmeid. Analüüsi lülitati PVJ-d, mis olid liitunud enne 2019. aastat ja mille PVJ lepinguline võimsus oli suurem ühest kW-st.

Valimis olnud 711 PVJ eritoodangut võimsuse ühe kW kohta iseloomustavad järgmised keskmised näitajad:

- aritmeetiline keskmine 622 kWh/kW;
- mediaan 645 kWh/kW;

- kaalutud keskmine 678 kWh/kW.

Kui lähtuda liginullenergiahoonete määruste loogikast ja lugeda optimaalsest alla 70% (ca 600 kWh/kW) toodanguga PVJ-d majanduslikult mittetasuvaks ja nende poolt toodetud elektrit mitte arvestada, siis selliseid PVJ oli valimis kokku 399 ja nende keskmist eritoodangut iseloomustavad järgmised näitajad:

- aritmeetiline keskmine 856 kWh/kW;
- mediaan 830 kWh/kW;
- kaalutud keskmine 988 kWh/kW.

4.5. Hinnanguline PVJ aastane elektritoodang

PVJ elektritoodangu määramisel ja majandusliku tulukuse hindamisel tuleks vaadata lahus väikeseid (10 ja 50 kW) ja suuri (500 ja 1000 kW) PVJ-d.

Sageli on väikesed PVJ-d mõeldud hoonete energiatõhususe parandamiseks ja omatarbe elektrienergia kompenseerimiseks. Sellisel juhul ei pruugi olla alati võimalik lähtuda kõige optimaalsematest paigaldustingimustest (kaldenurk, asimuut, tuulutus, ridade vahelised kaugused jms). Teisalt, aga kompenseerib seda tehnilist puudujääki majanduslik aspekt – omatarbe osa võrra on vaja vähem osta energiaettevõttelt elektrit. Ostetava elektri kogumaksumus, mis arvestab võrgutasusid, aktsiis jms, on oluliselt kallim võrku müüdava energia hinnast ja see parandab investeeringu majanduslikku tasuvust.

Suured PVJ-d võivad olla mõeldud ainult toodetud elektri müügiks, aga ka kombineerituna omatarbeks (nt elektrit suures mahus tarbiv tööstus) ja elektrimüügiks võrku ja/või lähitarbijale otseliini kaudu. Suured PVJ-d saab üldjuhul paigaldada maapinnale piisavalt suurte ridade vahega, optimaalse kaldega ja hea tuulutusega, st nende eritoodang peaks olema võrreldes hoonesse integreeritud PVJ-ga suurem. Nn talvekuudel saadava elektri suurendamiseks ning PVJ töö, liitumiste ja võrgutasude optimeerimiseks on sageli PV paneelide summaarne võimsus ca 1,2-1,5 korda suurem inverteri võimsusest. Üldjuhul on PVJ nimivõimsuseks inverteri võimsus, st võrku ei saa müüa inverteri võimsusest suuremat võimsust ja toodangu tipuhetkedel piiratakse võrku müüdavat elektrit. Tänu nn paneelide üledimensioneeritusele võib olla PVJ eritoodang tavapärasest suurem. Näiteks PVJ jaam, mille lepinguline (inverteri) võimsus oli 50 kW ja paneelid oli 72 kW, müüs võrku aastas elektrit 63 MWh ehk 1260 kWh/a lepingulise võimsuse ja 875 kWh/a paneelide võimsuse kohta. Sellega on seletatav, miks oli osade EL-ga liitunud PVJ-de elektritoodang oluliselt üle 1000 kWh/a.

Eluea jooksul päiksepaneelide toodang väheneb. Tootjad annavad iga-aastaseks toodangu vähenemiseks 0,5-1%. Ehk 20 aastat pärast paigaldamist on võrreldes esimese aastaga aastane toodang vähenenud 10-20%.

Nn keskmise 10 kW PVJ elektritoodangu määramisel võiks eeldada, et see on hoonesse integreeritud, pole võimalik järgida kõige optimaalsemaid paigaldustingimusi ja see võib olla rajatud liginullenergiahoone nõuete tagamise eesmärgil.

Nn keskmise 50 kW PVJ elektritoodangu määramisel võiks eeldada, et see on hoonesse integreeritud või maapinnal, hoonesse integreeritud PVJ korral pole võimalik järgida kõige optimaalsemaid paigaldustingimusi ja see võib olla rajatud liginullenergiahoone nõuete tagamise eesmärgil.

Nn keskmise 500 ja 1000 kW PVJ elektritoodangu määramisel võiks eeldada, et on rajatud maapinnale ja on võimalik järgida optimaalseid paigaldustingimusi (kaldenurk, asimuut, tuulutatus, piisav ridade vaheline kaugus jms).

Kui võimsusega 10 või 50 kW PVJ on rajatud liginullenergiahoone nõuete täitmiseks, tuleks lähtuda määruste [3 ja 8] põhimõtetest, mille põhjal loetakse majanduslikult otstarbekaks, kui PVJ toodab 70% optimaalseima paigutusega PVJ toodangust. 10 ja 50 kW PVJ-de aastase toodangu lähte-eeldused on toodud järgnevas tabelis Tabel 7.

Tabel 7 Liginullenergiahoonete toodangu määramise lähte-eeldused

<i>Näitaja</i>	<i>Eeldus</i>
Arvutuslik aasta	Energiaarvutuste baasaasta [3], optimaalne 1152 kWh/m ²
PVJ aastane kasutegur	0,75
PVJ aastane toodangu vähenemine	0,75% aastas

Nn keskmise liginullenergiahoone PVJ energiatoodangu hinnangulised väärtused on toodud järgnevas tabelis (vt Tabel 8).

Tabel 8 Liginullenergiahoonete 10 ja 50 kW PVJ hinnangulised PVJ toodangud

<i>Näitaja</i>	<i>10 kW</i>	<i>50 kW</i>
Toodang esimesel aastal, kWh/a	6 050	30 240
Iga aastane vähenemine, kWh/a	45	227

Järgnevas tabelis (vt Tabel 9) on toodud nn keskmiste PVJ energiatoodangu määramise aluseks olnud lähte-eeldused.

Tabel 9 PVJ toodangu hindamise lähte-eeldused

<i>Näitaja</i>	<i>Eeldus</i>				
	<i>10 kW</i>	<i>50 kW katusel</i>	<i>50 kW maapinnal</i>	<i>500 kW</i>	<i>1000 kW</i>
Arvutuslik aasta	Energiaarvutuste baasaasta [3], optimaalne 1152 kWh/m ²	Energiaarvutuste baasaasta [3], optimaalne 1152 kWh/m ²	Energiaarvutuste baasaasta [3], optimaalne 1152 kWh/m ²	Energiaarvutuste baasaasta [3], optimaalne 1152 kWh/m ²	Energiaarvutuste baasaasta [3], optimaalne 1152 kWh/m ²
Optimaalsest erinevuse tegur	0,9	0,9	1	1	1
Varjudest jms põhjustatud tegur	0,9	0,9	0,95	0,95	0,95
Paneelide võimsus suurem inverteri võimsusest	1	1	1,3	1,3	1,3
PVJ kasutegur	0,75	0,75	0,78	0,78	0,78
PVJ aastane toodangu vähenemine,	0,75% aastas	0,75% aastas	0,75% aastas	0,75% aastas	0,75% aastas

Järgnevas tabelis (vt Tabel 10) on toodud hinnangulised PVJ aastase elektritoodangu mahud.

Tabel 10 PVJ hinnangulised aastased toodangumahud

Näitaja	10 kW	50 kW katusel	50 kW maapinnal	500 kW	1000 kW
Toodang esimesel aastal, kWh/a	7 000	35 000	51 200	512 000	1 024 000
Iga aastane vähenemine, kWh/a	52,5	263	384	3 840	7 680

5. PVJ hinnanguline maksumus

Tinglikult võib jagada PVJ rajamise maksumuse järgmisteks komponentideks:

- Territoorium, sh
 - Liitumine elektrivõrguga,
 - Maa (väärtus, maa ettevalmistus jms).
- Inseneritehnilised jms tööd, sh
 - Projekteerimine,
 - Detailplaneering,
 - Geoloogilis-geodeetilised uuringud,
 - Keskkonnamõjude hindamine,
 - Omanikujäreelvalve,
 - Elektriaudit.
- Ehitamine, sh
 - PV paneelid,
 - Inverter,
 - Alusraam,
 - Kaabeldus,
 - Tööjõud,
 - Projektijuhtimine ja objekti üldkulu,
 - Transport,
 - Piirdeaed ja valvesüsteem.

5.1. Liitumine elektrivõrguga

Elektrivõrguga liitumise maksumus sõltub konkreetsest juhtumist ehk milline on elektrivõrgu läbilaske võime. Liitumistasu on kulupõhine. Kui elektrivõrgu läbilaskevõime on piisav, tuleb liitumisel arvestada suhteliselt väikeste liitumiskulude – on vaja paigaldada elektritootmiseks sobilik elektriaresti ja ohutuse tagamiseks turvalüliti. Tihti PVJ väikeste võimsuste korral piirdubki liitumistasu ainult sellega.

Kui elektrivõrgu läbilaskevõime ei ole tootmiseks piisav ja seda on vaja suurendada, tuleb lisaks arvestada elektrivõrgu ümberehitustööde kuludega. Võimsamate PVJ-de puhul võib tekkida vajadus lisaks jaotusvõrgule suurendada läbilaskevõimet põhivõrgu (Eleringi) suunal, mis võib oluliselt suurendada liitumise maksumust.

Käesoleva töö raames analüüsiti 2019. aastast EL-ga liitunud PVJ-u. Valimis oli 2303 PVJ.

Valimis olnud PVJ-e keskmised maksumuste erikulud on toodud järgnevas tabelis (Tabel 11).

Tabel 11 EL-ga alates 2019.a liitunud PVJ-e liitmiste erikulud lepingulise võimsuse kohta

Näitaja	Ühik	PVJ lepinguline võimsus, kW				
		1-24	25-99	100-749	750-1000	1-1000
Arv	Tk	1344	799	131	29	2303
Aritmeetiline keskmine	€/kW	81,8	78,1	43,0	53,2	77,9
Mediaan	€/kW	48,8	32,0	19,4	44,7	46,6
Kaalutud keskmine	€/kW	60,4	77,1	45,7	52,9	59,9

Järgnevas tabelis (vt Tabel 12) on tood EL valimi liitumiste erikulud PVJ-de võimsusega 10, 50, 500 ja 1000 kW lähipiirkonnas.

Tabel 12 EL-ga alates 2019.a liitunud PVJ-e liitumiste erikulud lepingulise võimsuse kohta 10, 50, 500 ja 1000 kW lähipiirkonnas

Näitaja	Ühik	Väärtus			
Hüpoteetiline PVJ	kW	10	50	500	1000
Valimi piirkond	kW	8-10	45-55	400-600	900-1000
Arv	Tk	465	448	12	22
Aritmeetiline keskmine	€/kW	66,3	63,4	70,7	54,9
Mediaan	€/kW	48,1	27,2	55,7	50,6
Kaalutud keskmine	€/kW	66,1	63,4	67,6	54,7

Alates 2019 aastast EL-ga liitunud võimsuste 10, 500 ja 1000 kW suurusjärku jäänud PVJ-de liitumiste erikulu mediaan on vahemikus 48-56 €/kW ja kaalutud keskmine vahemikus 55-68 €/kW. Võimsusega 50 kW lähipiirkonna PVJ-de kaalutud keskmine on nendega samas suurusjärgus, kuid mediaan on ligikaudu 2 korda väiksem.

5.2. PVJ alune territoorium/pind

Võimsusega **10 kW** PVJ-e näol on tavaliselt tegemist hoonesse integreeritud lahendusega ja PV- paneelid paiknevad hoone katusel. 10 kW PVJ jaama rajamiseks on suurusjärgus 130-150 m² horisontaalpinda (lamekatust) või ca 60 m² hästi orienteeritud lamekatust.

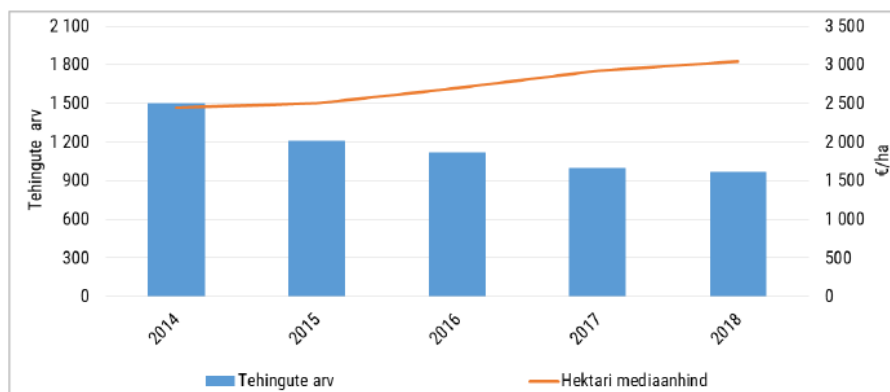
10 kW PVJ investeringute maksumusest võib nn maamaksumuse välja jätta.

Võimsusega **50 kW** PVJ võib rajada suurema hoone katusele, milleks on vajalik 650-750 m² vaba lamekatuse pinda ja/või maapinnale. Kui PVJ rajatakse hoone katusele, siis võib jätta nn maamaksumuse investeringutest välja. Kallile elamumaale vms ei ole majanduslikult mõistlik PVJ rajada.

Kui 50 kW rajatakse maapealsena, siis ei ole tegemist nii suure võimsusega, et võimalikus PVJ asukohas ei leiduks piisavalt seda võimsust läbilaskvat võrku. Seetõttu võiks eeldada, et 50 kW PVJ rajamiseks leidub piisavalt mõistliku turuhinnaga maad, mis on suhteliselt lähedal vajaliku läbilaskega elektrivõrgule.

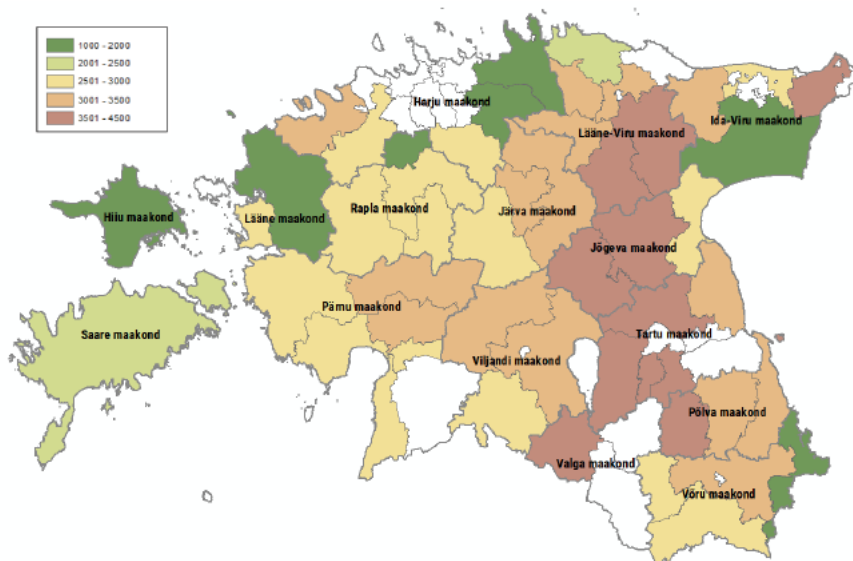
Hüpoteetilise 50 kW PVJ aluse maa hind ei tohiks olla kallim haritava põllumaa turuhinnast.

2018. aastal oli haritava põllumaa mediaan turuhind [7] suurusjärgus 3000 €/ha (vt Joonis 9).



Joonis 9 Haritava maa tehingute ja hektari mediaanhind aastatel 2014-2018 [7]

Maahind sõltub piirkonnast, asustatud punktide ja ligipääsuteede lähedusest, boniteedist jms. 2018. aastal oli Eesti eri piirkondade haritava maa mediaanturuhind vahemikus 1000-4500 €/ha.



Joonis 10 Haritava maa hektari mediaanhind omavalitsustes aastal 2018 (valgena esitatud omavalitsused, kus toimunud alla 5 tehingu) [7]

50 kW-se PVJ jaama rajamiseks on vaja maksimaalselt maapinda 0,2 ha. Kui eeldada, et võrreldes 2018. aastaga on 2020. aastaks keskmine hind kasvanud 500 €/ha, oleks keskmine hind 3500 €/ha ja maa maksumus hüpoteetilisel 50 kW PVJ-l suurusjärgus $3500 \cdot 0,2 = 700$ €.

Võimsusega 500 ja 1000 kW PVJ näol on tegemist sõna otseses mõttes elektritootjaga. Vältimaks ebamõistlikke liitumiskulusid tuleb need jaamad rajada vastavat elektrivõimsust läbilaskvate elektrivõrkude lähedusse ehk sageli endistele tootmisaladele. Selliste territooriumite väärtus (maksumus) on kõrgem põllumajandusmaast ja omab mitmekülgsemaid kasutusvõimalusi. Majanduslikus mõttes oleks mõistlik käsitleda maa ja liitumise maksumust ühiselt ehk kinnistutel, kus

liitumise maksumus on madalam, on põhjendatud maksta maa eest kõrgemat hinda ja vastupidi. Lisaks tuleb teatud juhtudel arvestada võimalike territooriumi ettevalmistustööde maksumusega, nagu näiteks hoonete lammutamine, prügilate, reostunud alade korrastamine jms. Selliseid kinnistuid, kus on ilma suuremate võrgu ümberehitustöödeta võimalik liituda 500 kW-st suurema võimsuga, ei leidu Eestis igal pool ja üldjuhul on nende omanikud sellest teadlikud ja see mõjutab maa hinda. Selliseid kinnistuid, millel on mõistliku hinnaga liitumispakkumine olemas, müüakse hinnaga ca 100 EUR/kW.

5.3. Inseneritehnilised tööd

Sõltuvalt kohalikust omavalitsusest (KOV) ja PVJ võimsusest, võib KOV nõuda detailplaneeringut ja teatud juhtudel keskkonnamõjude hindamist. 10 ja 50 kW PVJ-e korral üldjuhul seda ei nõuta.

PVJ rajamiseks on vaja koostada ehitusprojekt, saada ehitus- ja kasutusluba ning teostada elektraudit.

Vastavalt ehitusseadustikule peab PVJ rajaja tellima ehitustööde ajaks omanikujärevalve.

Maapinnale rajatavate PVJ-de tarbeks on vaja tellida geodeetilised ja geoloogilised uuringud, mis on aluseks ehitusprojekti koostamiseks. Geodeetiliste uuringute alusel koostatakse asendiplaan ja tehnovõrkude joonised. Geoloogiliste uuringute põhjal saab otsustada, mis tüüpi vundament (nt kas on vaja vaiasid, mis tüüpi vaiasid, kui sügav on vundament jms) projekteeritakse ning kas ja millist katet (nt värvi, tsingi kihid) vajab alusraami välispind.

5.4. Ehitamine

5.4.1. PV paneelid

Paneelide valik ja hind on väga lai ja erinev. Palju sõltub PVJ rajaja soovidest, vajadustest jms. Eramute katustel võidakse kasutada erilahendusi, kus ollakse sageli nõus maksma lisaks kaunima välimuse eest (nt "all-black" paneelid, katusesse integreeritud lahendused). Võimsuste 50 kW ja rohkem korral on pigem esikohal majanduslikud kaalutlused ja lähtutakse ennekõike majanduslikest näitajatest. Monokristallpaneelid on kallimad polükristallpaneelidest. Kahepoolsed monokristallpaneelid on kallimad kui ühepoolsed, raamiga paneelid on kallimad kui raamita. Hinnakäärid ja kvaliteedinäitajad tuntud ja tundmatute tootjate vahel on märkimisväärsed. Paneelide hinnad on pidevalt olnud langustrendis ja tõenäoliselt jätkub hinna alanemine ka edaspidi.

Tulenevalt paneelide hinna odavnemisest, liitumis- ja võrgutasude optimeerimisest ning soovist toota aasta lõikes rohkem elektrit, on viimasel ajal hakatud paigaldama paneele suurema summaarse võimsusega kui on jaama lepinguline (inverteri) võimsus. Paneelide üledimensioneeritus on tavaliselt 1,2-1,5 korda. Tipuhetkedel piiratakse võrku antavat võimsust, st võrku ei anta maksimaalselt lepingulisele võimsusele vastavast võimusest suuremat.

5.4.2. Inverter(id)

Invertereid on väga erineva hinnaklassiga. Hiina inverterid on kõige odavamad, Euroopa omad (Fronius, Kaco, Kostal, SMA) kallimad ja kvaliteetsemad. Hinna erinevus võib olla 30%. Kui ostetakse korraga suurem kogus on võimalik saada allahindlust ca 3...7%.

5.4.3. Alusraam (paigalduskarkass)

Katusepaigaldiste alusraamide valik on lai ja maksumus võib erineda kordades, sõltuvalt sellest, milliseid lahendusi kasutatakse ja milline on raami paigalduse aluspind. Maakarkassi puhul on levinumateks materjalideks kuumtsingitud teras, vahel ka alumiiniumi sulamid. Maakarkassi kinnitused on omakorda kas rammitavad lahendused või nõ „Tree-system“ kruvivundamendid.

5.4.4. Kaabeldus

Paneelid ühendatakse inverteri(te)ga spetsiaalse, selleks ettenähtud kaablite abil. Lisaks tuleb kasutada spetsiaalseid pistikuid, mis tagavad ohutu ühenduse. Kaablid paigaldatakse maasse või raamidele kinnitatud kõridesse.

5.4.5. Tööjõud

Tööjõukulude iseloom sõltub objekti tüübist. Kaks suuremat töövaldkonda on raamide ja paneelide paigaldus ning elektritööd. Väiksematel objektidel pakuvad teenust integreeritud meeskonnad, suurematel objektidel teostavad töid enamasti spetsialiseerunud allhankijad.

5.4.6. Projektijuhtimine ja objekti üldkulu

Projekti juhtimise kulu ei arvestata tavalist nn tööjõukulude hulka. Väiksematel ehitustel on objektijuht ja projektijuht ühes isikus. See isik vastutab tööde organiseerimise eest, materjalide, masinate jm transpordi ja käidu eest objektil, teostab jooksvat kvaliteedikontrolli, vastutab ehitusdokumentatsiooni nõuetekohase täitmise eest, tegeleb ettenägematute probleemide lahendamisega, korraldab materjalide tellimist jne. Suurematel objektidel on projektijuhi alluvuses üks või mitu objektijuhti.

Väikestel objektidel ei ole eraldi objekti üldkulu (WC-d saab kasutada elumajas, prügi panna prügikonteinerisse, vihma eest minna varju hoonesse, seadmeid ja materjale ladustada turvaliselt hoones jne). Suuremate objekti korral tuleb luua inimväärseid ja seadusandlusega ettenähtud tingimused töö tegemiseks ning seadmete ja ehitusmaterjali turvaliseks ladustamiseks.

5.4.7. Transport

Paneelid, karkass, seadmed jms on vaja transportida objektile, teostada kaupade mahalaadimine veokitelt ja toimetamine monteeritavasse kohta.

5.4.8. Piirdeaed ja valvesüsteem

Eraldiseisvates PVJ-des, kus puudub alaliselt kohal viibiv isik, on vaja tagada pidev ohutus ja turvalisus. Ilma aiaga piiramata ei ole võimalik tagada kõrvaliste isikute ohutus ning PVJ kaitse vandalismi ja varguste vastu. Aia olemasolu on nii valveteenuse, kindlustuse kui ka finantseerijate nõue. Aia maksumus sõltub kasutatud materjalist ja PVJ asukohast. Kes- ja kõrgepingeliinide all peab aed olema ehitatud puidust.

Valvesüsteem tagab vara kaitse ja varajase reageerimise ulukitele, tulekahjudele, tormikahjudele jne. Valvesüsteemi olemasolu on ka kindlustuspakkujate tingimus. Kasutust leiavad erinevaid videovalve-, liikumis-, termo- jne andurite süsteemid, mis saadavad häire turvafirma dispetšerile, kes saadab vajadusel ekipaaži häireid kontrollima.

5.5. Hüpoteeetiliste PVJ-e hinnangulised maksumused

Hüpoteeetiliste PVJ-e maksumuse hindamisel on lähtutud järgmistest eeldustest ja põhimõtetest:

- Liitumistasu aluseks on võetud EL andemete erikulu mediaanväärtus (vt Tabel 12), mis on korrutatud teguriga 1,1 ja ümardatud täisarvuks;
- Võimsuse 10 ja 50 kW katusepaigalduse korral pole arvestatud maa maksumusega;
- Maapealse paigalduse korral on võetud 50 kW korral maa maksumuseks haritava põllumaa 2018 a. mediaanhind, millele on juurde liidetud 500 €;
- 500 ja 1000 kW korral on lähtutud maa maksumusest 100 €/kW;
- Insener-tehnilised kulud tuginevad analoogsete tööde hinnangulisel keskmisel;
- Ehitamise kulud tuginevad analoogsete tööde hinnangulisel keskmisel.

Järgnevas tabelis (vt Tabel 13) on toodud hinnangulised hüpoteetiliste PVJ-de maksumused.

Tabel 13 Hüpoteetiliste PVJ-e hinnangulised maksumused, €

Kuluartikkel	10 kW	50 kW katusel	50 kW maapeal	500 kW	1000 kW	Tehniline eluiga
Territoorium, sh	529	1 496	2 196	80 635	155 660	
Liitumine	529	1 496	1 496	30 635	55 660	
Maa	0	0	700	50 000	100 000	
Inseneritehnilised tööd	900	2 000	2 000	20 000	30 000	
Ehitamine, sh	9 300	36 300	40 100	389 000	641 000	
Inverter	1 600	3 500	3 500	32 000	62 000	10-15 a
PV paneelid	3 700	16 500	16 500	176 000	312 000	20-25 a
Alusraam ja kaabeldus	1 550	7 300	7 300	70 500	99 500	20-25 a
Tööjõud	1 900	6 000	7 300	58 000	85 000	
Muu	550	3 000	5 500	52 500	82 500	20-25 a
Kokku, €	10 729	39 796	44 296	489 635	826 660	
€/kW	1073	796	886	979	827	

6. Tehnilise eluea jooksul tehtavad kulutused

Mõistlikuks PVJ tehniliseks elueaks loetakse 20-25 aastat. Kuigi tõenäoliselt võib PVJ töötada korraliku hoolduse ja remondi korral ka pärast seda perioodi, oleks otstarbekas, arvestades taastuvenergia tehnoloogiate kiiret arengut ja nii kaugest ajast tingitud määramatusega (nt energiahinnad, kliimapoliitika jms), lähtuda toetuskeemide kavandamisel perioodist 20-25 aastat.

Tehnilise aja jooksul tekkivaid kulutused saab tinglikult jagada kaheks:

- Iga-aastased kulud (nt hooldus ja remont, käit, maamaks, niitmine, kindlustus);
- Perioodilised, mitte iga aasta tehtavad kulutused. Perioodilisteks kuludeks on inverteri vahetus ja elektriaudit.

Sageli võetakse ligikaudsetes arvutustes iga-aastaseks keskmiseks summaarseks kulutuseks, mis arvestab lisaks iga-aastastele kuludele ka PVJ kasutusperioodil tehtud pikema ajavahemiku järel tehtavaid kulutusi, 1-1,5% investeeringu maksumusest.

Katusel paiknevate PVJ korral on eeldatud, et täiendavat maamaksu, kindlustus- ja valvekulusid pole, sest need sisalduvad juba konkreetse hoone vastavates kuludes.

Hinnangulised keskmised jooksvad kulud on toodud järgnevas tabelis (vt Tabel 14).

Tabel 14 PVJ-de hinnangulised keskmised kasutusaegsed ehk jooksvad kulud, €

<i>Kuluartikkel</i>	<i>10kW</i>	<i>50kW katusel</i>	<i>50kW maapeal</i>	<i>500kW</i>	<i>1000 kW</i>	<i>Periood</i>
Iga-aastased						
Hooldus, remont, käit, haldus	42,5	135	135	450	900	Iga aasta
Valve, side, kindlustus, niitmine, maamaks	0	0	325	3325	4670	Iga aasta
Kokku	43	135	460	3775	5570	Iga aasta
Mitte iga-aastased						
Inverteri vahetus	2 000	4 000	4 000	40 000	80 000	10 -15 aasta järel
Elektriaudit	300	300	300	1 000	2 000	Iga 10 aasta järel

7. Kokkuvõte ja soovitused

PVJ aastane elektritoodang ühe kW lepingulise võimsus kohta sõltub põhiliselt PV paneelile langenud päikeseenergiast, paneelide paigutusest (kaldenurk, asimuut, ridade vaheline kaugus, PV paneelide standard testtingimuste võimsus jms) ja PVJ kadudest.

Eesti oludes on kõige optimaalsem PV paneeli paigutus lõunasuunas kaldenurga 35-45°. Erinevus +/- 15° lõunasuunast praktiliselt ei vähenda PV paneeli tootlikkust.

PVJ kaod sõltuvad PV paneeli temperatuurist ja kadudest süsteemi komponentides (inverter, kaablid, mustunud paneelid jms). Mida kõrgem on paneeli temperatuur, seda vähem elektrit toodetakse. PV paneeli temperatuuri alandamist, ja läbi selle parema efektiivsus saavutamist, mõjutab paneeli tuulutus. Üldjuhul jääb PVJ tinglik kasutegur, mis arvestab eelpool kirjeldatud kadusid ühe kW PV paneeli võimsuse kohta standard testtingimustel, suurusjärku 0,7-0,8.

Eesti eri piirkondade vahel võib aastane päikesekiirgus erineda kuni 15%, st samade tehniliste näitajatega PVJ toodang võib erineda sõltuvalt asukohast kuni 15%. Samuti võib sõltuvalt aastast erineda pinnale langev päikeseenergia ja seega ka PVJ toodang kuni 10%. Käesolevas töös lähtuti PVJ elektritoodangu määramisel nn Eesti keskmisest päikesekiirgusest ehk kogu Eesti jaoks ühisest keskmisest kiirgusest ja pikaajalisest keskmisest aastast (nn energiaarvutuste baasaastast [3]).

Töös lähtuti nn keskmistest hüpoteetilisest PVJ-dest, millede lepingulised liitumisvõimsused on 10, 50, 500 ja 1000 kW. Eraldi on käsitletud liginullenergiahoonetega seonduvat (vt ptk 4.3). Töös on määratletud nende PVJ-de hinnangulised keskmised elektritoodangud (vt ptk 4.5), maksumused (vt ptk 5.5) ja eluea jooksul tehtavad kulutused (vt ptk 6).

Soovitused, milledega võiks KA arvestada tasuvusarvutuste ja analüüside tegemisel:

- KA saab kasutada oma analüüsidest sisendina käesolevas töös määratletud hinnangulisi väärtusi;
- Liginullenergiahoonetega seonduvat peaks eraldi käsitlema. Suuremate liginullenergiahoonete PVJ võimsus võib olla sadades kW-des;
- Tasuvusarvutuste tegemisel tuleks arvestada järgmiseid asjaolusid:
 - Kindlasti on vaja arvestada võrgutasudega;
 - Väiksemad PVJ-d rajatakse sageli lähtudes omatarbe vajadustest, st omatarve võib moodustada valdava osa toodangust;
 - PVJ võib teatud juhtudel müüa elektrit otseliini kaudu.

8. Kasutatud materjal

1. https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_download/map_index_c.html#!
2. Eesti Kiirguskliima teatmik. EMHI 2003.
3. Majandus- ja taristuministri määrus nr 58 „Hoone energiatõhususe arvutamise meetoodika“. Vastu võetud 05.06.2015.
4. <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>
5. Energia lokaalse tootmise analüüs büroohoonele. Osa. TAASTUVENERGIALAHENDUSED. TTÜ. A.Rosin
6. Energy Performance of Buildings Directive 2010/31/EU (EPBD)
7. Haritava maa 2018. aasta turuülevaade. Maaamet.
https://www.maaamet.ee/sites/default/files/content-editors/kinnisvara/haritava_maa_turuulevaade_2018_v.pdf
8. Ettevõtlus- ja infotehnoloogia ministri määrus nr 58 „Hoone energiatõhususe miinimumnõuded“. Vastu võetud 11.12.2018 nr 63
9. <https://www.iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/Solar-Heat-Worldwide-2020.pdf>
10. <https://www.ilmateenistus.ee/kliima/paikesekiirguse-atlas/>
11. <https://energogen.ee/tehtud-tood/on-grid/>