

Tallinna Tehnikaülikool

Energia lokaalse tootmise analüüs büroohoonele

Osa I

TAASTUVENERGIALAHENDUSED

Projektijuht:

Argo ROSIN (Vanemteadur)

Koostajad:

Argo Rosin, Siim Link, Imre Drovтар

Tallinn 2013

Sisukord

1. SISSEJUHATUS	4
2. TAASTUENERGIA LAHENDUSED	5
2.1. TUULEENERGIA RESSURSID.....	5
2.2. TUULEELEKTRIAAMAD.....	6
2.2.1. Võrdlus ja tehnilised andmed	8
2.2.2. Väiketuulikute investeeringukulud	16
2.2.3. Lihttasuvus	18
2.3. PÄIKESEENERGIA RESSURSID.....	19
2.3.1. Päikesekiirgus hoone tasapindadele.....	20
2.3.2. Optimaalne kaldenurk päikesepaneelide katusele paigaldamisel.....	22
2.4. PV-SÜSTEEMID	24
2.4.1. Võrdlus ja tehnilised andmed	24
2.4.2. PV-süsteemide topoloogiad, muundurid, kaabeldus ja salvestid.....	26
2.4.3. Hoone fassaadi integreerimise erisused	27
2.4.4. PV-paneelide investeerimis- ja käidukulud, tootlikkus ja lihttasuvus	28
2.5. PÄIKESEKOLLEKTORID	31
2.5.1. Lamekollektorid	32
2.5.2. Vaakumtorukollektor.....	33
2.5.3. Päikesekollektorite rakendusi.....	37
2.5.4. Rusikareeglid kollektorite dimensioneerimiseks.....	40
2.5.5. Päikesekollektorite tehnilis-majanduslik võrdlus	41
2.5.6. Päikesepaneel-kollektor	43
2.6. HÜDROENERGIA	45
2.7. SADEVEE KASUTAMINE	46
2.7.1. Kaudse pumpamisega vihmavee kasutamissüsteem	47
2.7.2. Otse pumpamisega vihmavee kasutamissüsteem.....	48
2.7.3. Gravitatsioonil põhinev vihmavee kasutamissüsteem.....	49
2.7.4. Lahenduse valik kommertskasutuseks.....	50
2.7.5. Lihttasuvus	50
2.8. SOOJUSPUMBAD	52
2.8.1. Ülevaade soojuspumpadest	52
2.8.2. Maakollektortorudest	57
2.8.3. Maakollektorite tüübid.....	58
2.8.4. Õhk-vesi soojuspump.....	59
2.8.5. Erinevate soojuspumpsüsteemide võrdlus.....	61
2.9. BOKÜTUSED	61

1. Sissejuhatus

Käesolev aruanne on koostatud Tallinna Tehnikaülikooli ja Riigi Kinnisvara AS koostöölepingu nr LEP12154 "Energia lokaalse tootmise analüüs büroohoonele" raames.

Kirjeldatud lepingu raames koostatud aruanne on jaotatud kolme ossa, milledeks on:

- OSA 1: Taastuenergialahendused
- OSA 2: Energiasalvestid ja salvestustehnoloogiad
- OSA 3: Näidishoone

Käesolev aruanne annab põgusa ülevaate hoonetel rakendatavatest taastuenergialahendustest nagu

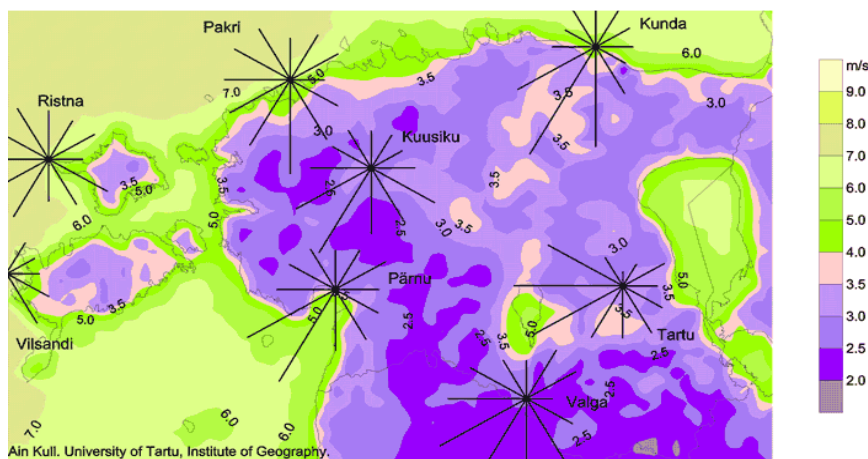
- Tuuleelektrijaamad
- Fotoelektrilised päikesepaneelid (PV-süsteemid)
- Päikesekollektorid
- Sadevee süsteemid
- Soojuspumbad
- Biokütustel põhinevad süsteemid
- Kombineeritud lahendused

Sealhulgas antakse ülevaade taastuenergialahenduste lihtsuvusest, soovitusi sobivaima taastuenergialahenduse valikuks, ülevaade taastuenergia toetusmeetmetest ja avatud elektrituru mõjust taastuenergialahenduse valikule.

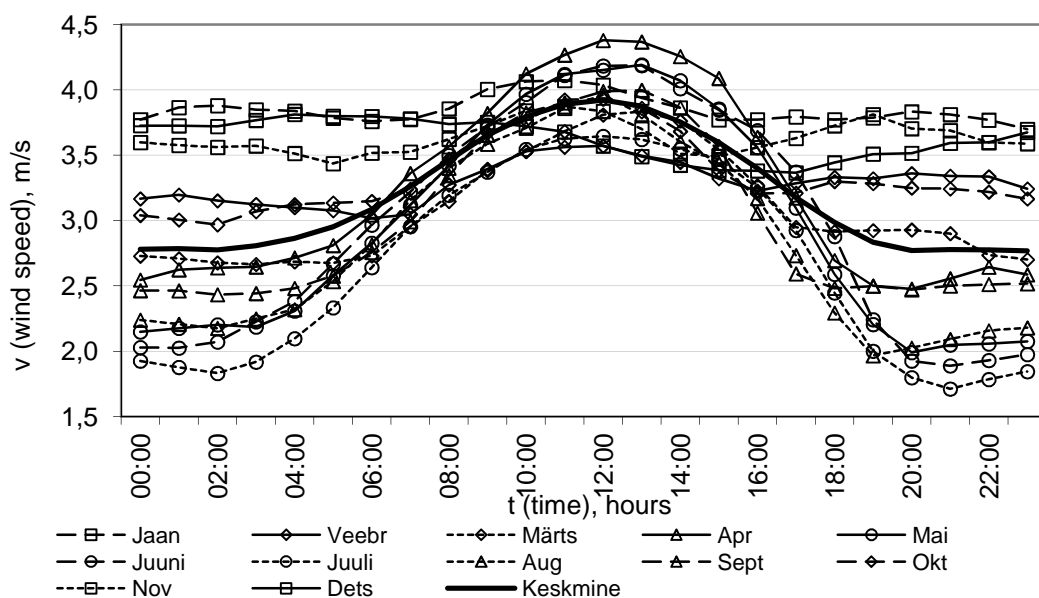
2. Taastuvenergia lahendused

2.1. Tuuleenergia ressursid

Eestis ja Skandinaavias on tugevamad keskmised tuuled valdavalt sügis- ja talvekuudel nagu november, detsember ja jaanuar; mis rannikualadel on 8 m/s ja sisemaal 5 m/s. Joonis 2.1 annab detailse ülevaate keskmistest tuulekiirustest ja valdavatest tuulte suundadest Eestis.



Joonis 2.1 Eesti tuulekaart¹

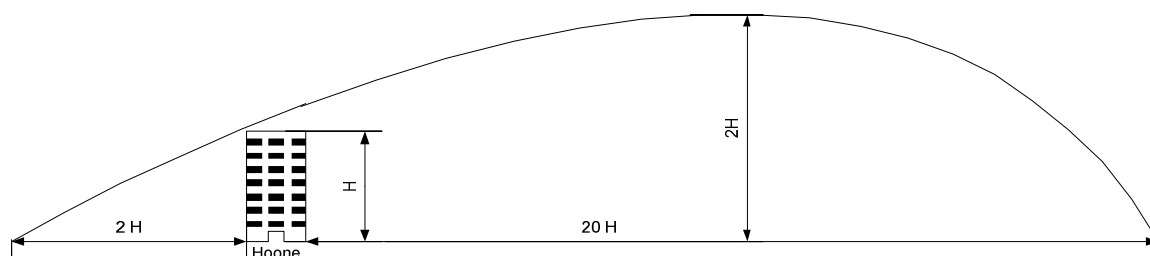


Joonis 2.2 Tallinn-Harku Aerologiajaam (N 59°23'53''; E 24°36'10'', kõrgus merepinnast 33 m)

Joonis 2.2 näeme, et talvekuudel on keskmine tuulekiirus ööpäevas ühtlasem. Samas kui suvekuudel on keskmine tuulekiiruse kõikumine ööpäevas suurem st suuremad tuulekiirused

¹ "Intereuro, www.intereuro.ee," [Online]. Available: <http://www.intereuro.ee/est-tuulekaart>. [Accessed 10 may 2012]

esinevad valdavalt keskpäeval ajal ja madalamad öisel ajal. Meteoroloogiajaamades mõõdetakse tuulekiiruseid maapinnast reeglina 10 meetri kõrgusel. Suurematel kõrgustel tuulekiirus suureneb, sest ümbritseva maapinna ebatasasusest tingitud mõjud vähenevad, eriti tuleb sellega arvestada linnades ja asulates. Maapinna mõju tuulekiirusele kaob ca 200 meetri kõrgusel, kus esinevad geostroofilised tuuled. Tuulikute paigaldamisel asulatesse, tuleb seetõttu arvestada hoonestusega ja valdavate tuulte suundadega. Hooned ei vähenda mitte ainult tuulekiirust, vaid tekitavad turbulentsi, mille tõttu väheneb horisontaalse teljega tuulikute tootlikkus oluliselt. Seega on soovitatav mastiga tuulik paigaldada alla tuult jäävast hoonest kaugemale kui kahekordne hoone kõrgus või hoone katusele. Hoone katusele paigaldamisel on soovitatav tuulik paigaldada hoone sellesse serva kust poolt puhuvad valdavad tuuled. Juhul kui hoone jääb üles tuult, siis on soovitatav tuulik paigaldada üles tuult jäävast hoonest kaugemale kui 20-kordne hoone kõrgus (Joonis 2.3).



Joonis 2.3 Turbulentsete tuulte tsoon²

2.2. Tuuleelektrijaamad

Mida jälgida linnatingimustes paigaldatavate tuuleelektrijaamade puhul [URG]:

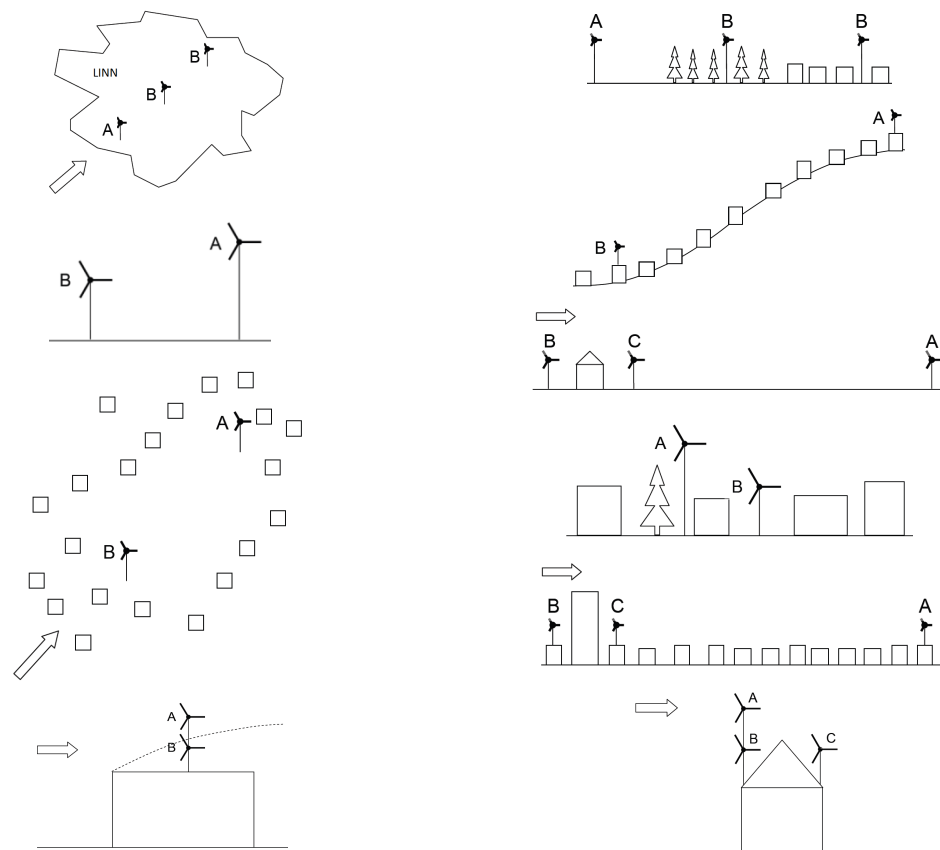
- Millised on paigaldusasukohal tuulekiirused? Väljundvõimsus on võrdeline tuulekiiruse kuubiga. Soovitatav, et aasta keskmine tuulekiirus on vähemalt 5...5,5 m/s. Kas hoone ümbruses esineb tunneli efekte, kus tuulekiirus tõuseb?
- Tuulekiirus, millest alates tuulik tootma hakkab (*cut-in speed*).
- Tuuliku võimet töötada turbulentses tuuletingimustes, nt kui tuul muudab sageli suunda.
- Maksimaalne müratase (*Wind rotor max noise*) 50 dB, mõõdetuna ≤ 20 meetri kauguselt.
- Kas tuuliku lähedusse jääb kõrgemaid hooneid või kõrghaljastust. Masti kõrgus valida võimalikult kõrge või vastavalt lubatule. Tuuliku masti või hoone katus peaks olema vähemalt 50% kõrgem kui ümbritsevad objektid.
- Paigaldada tuulik kinnistutel sellesse serva, kust suunast on valdavad tuuled. Vältida turbulentsi asukohti.
- Katustele paigaldamisel arvestada katuse kuju ja tekkivaid tuuleturbulentsi. Tuuliku paigaldamisel lamekatuse keskossa on vaja kõrgemat masti kui katuse servas, kuid nii on tuulik avatud eri suundadest puhuvatele tuultele. Lamekatuse servades on

²Wind and Sun, <http://www.windandsun.co.uk/>, November 2012

seevastu aerodünaamilise efekti tõttu tuulekiirused suuremad kui katuste keskel. Viilkatuste puhul võiks tuulik jääda katuse keskossa või selle lähedusse.

- Katusele paigaldamisel võiks tuuliku rootori kõige alumise osa kõrgus katusest olla vähemalt 30% hoone kõrgusest.
- Katusele paigaldamisel tuleb olla kindel, et katuse konstruktsioonid on võimelised vastu pidama tuuliku poolt põhjustatud dünaamilisi ja staatilisi koormusi. Asulates eelistada asulate servasid, arvestades tuulte valdavast suundast.
- Maa ebatasasuste korral eelistada kõrgemaid asukohti.
- Väiksema keskmise tuulekiirusega kohtades kasutada tuulekontsentraatoreid. Hoonete korral kasutada selle kaldpindasid suurendamiseks tuulekiirusi ja tuuliku tootlikkust. Samuti võib paigaldada rohkem tuulikuid, et tuulikute toodetud energiahulk vastaks eeldatavale vajadusele/otstarbele.
- Vastumeetmed värelusele, mürale ja vibratsioonile ning kohaliku omavalitsuse ja ümbruskonna nõusolek tuulikute paigaldamiseks.

Järgneval joonisel on toodud tuulikute linnatingimustes paigaldamise eelistused (eelistatud lahendus on A seejärel B ja C) (Joonis 2.4).







Joonis 2.4 Eelistused tuulikute paigaldamisel³

³ Carbon Trust, http://www.carbontrust.com/media/77248/ctc738_small-scale_wind_energy.pdf, December 2012

2.2.1. Võrdlus ja tehnilised andmed

Järgnevad peatükid annavad ülevaate Euroopas kasutusel olevatest väiketuulikutest, mida on võimalik kasutada linnatingimustes. Ülevaates on enamasti kajastatud tuulikuid, mis on mingis riigis juba paigaldatud ning nende kohta on olemas andmed linnatingimustes töötamisel⁴. Samas on Euroopa Komisjoni toel koostatud ka väiketuulikutootjate kataloog, kust leiab laiemat valikut tuulikuid ja nende tehnilisi parameetreid⁵. Laias laastus saab tuulikud jagada kahte kategooriasse: horisontaalse ja vertikaalse teljega tuulikud. Samas leidub ka erilahendusega tuulikutüüpe, mida ei saa otseselt kumbagi kategooriasse liigitada.

Tabel 2.1 Tuulikute põhitüübid

Horisontaalteljega	Vertikaalteljega (H-rootor)	Vertikaalteljega (Savonius)	Vertikaalteljega (Darrieus)
			

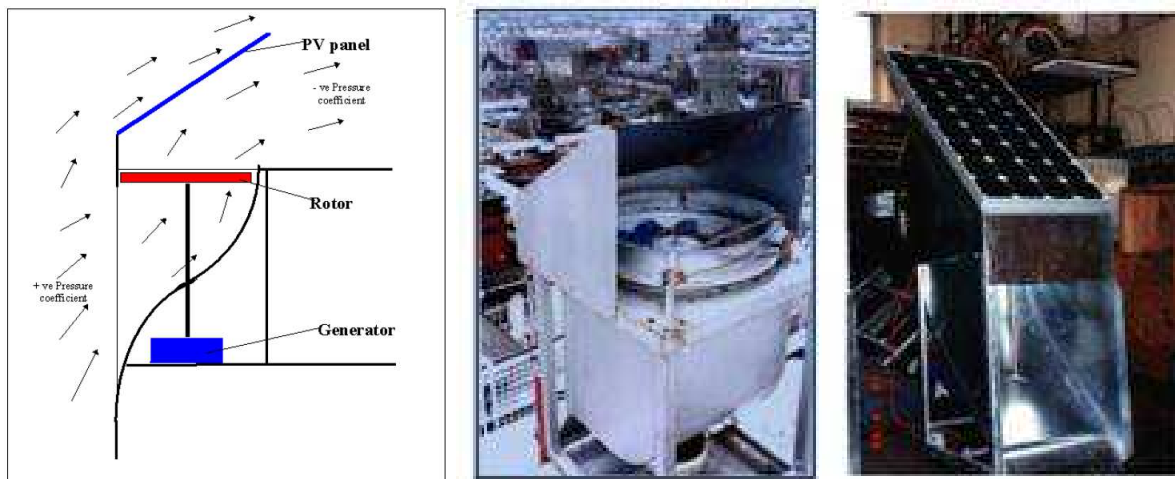
Eri kujuga tuulikute eelised ja puudused (Tabel 2.1):

1. Kõige tõhusamad on horisontaalse rootoriga seadmed. Puudusteks on suurem müratase kui Savonius tüüpi tuulikutel
2. Vertikaalne Darrieus-rootoriga kasutegur on 75% horisontaalse rootoriga turbiinide omast. Puuduseks on suurus. Mida suurem võimsus, seda kohmakamaks kogu tuulik muutub. Lisaks see ka vajab suuremaid tuulekiirusi kui Savonius tüüpi ja horisontaalteljega tuulikud.
3. Vertikaalse H-rootoriga turbiinid on parameetritelt ja omadustelt sarnased Darrieus-rootoriga seadmetele.
4. Vertikaalse Savonius-rootoriga eeliseks on töö väiksematel tuulekiirustel. Puuduseks madal kasutegur - 25% horisontaalse teljega tuuliku kasutegurist. Kasutatakse väikesevõimsusega turbiinides. Eelisteks on väga madal müratase.

Kuna hoonete katustel on kõige suurem tuule kontsentreerumine katuste servadesse, siis on sedalaadi õhuvoolude kinni püüdmiseks välja töötatud ka erilahendusi, mis võimaldavad tõhusamalt ära kasutada katuste servades esinevat aerodünaamilist efekti.

⁴ http://www.urban-wind.org/pdf/SMALL_WIND_TURBINES_GUIDE_final.pdf

⁵ http://www.urbanwind.net/pdf/CATALOGUE_V2.pdf



Joonis 2.5 Hoonesse integreeritud tuuliku lahendus (Ducted wind turbine module)⁶

Erinevat tüüpi tuulikute eelised ja puudused on koondatud allolevasse tabelisse (Tabel 2.2).

Tabel 2.2 Erinevate tuulikutüüpide eelised ja puudused [URR]

	Horisontaalse teljega tuulikud	Darrieuse tüüpi vertikaalse teljega tuulikud	Savoniuse tüüpi vertikaalse teljega tuulikud
Eelised	<ol style="list-style-type: none"> 1. Kõrgema kasuteguriga 2. Valmis toode 3. Laidlaselt kasutusel 4. Kõige kulutõhusamad 5. Lai tootevalik 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Suhteliselt kõrge kasuteguriga 2. Tuule suund pole oluline 3. Vähem tundlik turbulentsile kui horisontaalse teljega tuulikud 4. Tekitavad vähem vibratsioone 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Valmis toode ja globaalselt kasutusel 2. Vaikne 3. Usaldusväärne ja robustse ehitusega 4. Tuule suund pole oluline 5. Kasutab ära ka turbulentsid tuulevoogusid 6. Tekitavad vähem vibratsioone
Puudused	<ol style="list-style-type: none"> 1. Ei toimi hästi muutliku tuulesuunaga 2. Vibratsioonid vähendavad eluiga ja töökindlust 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Pole ennast tehniliselt veel tõestanud 2. Turbulentsile tundlikum kui Savoniuse tüüpi vertikaalse teljega tuulik 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Madala kasuteguriga 2. Suhteliselt vähe kulutõhus

2.2.1.1 Horisontaalse teljega tuulikud (*Horizontal Axis Wind Turbine, HAWT*)






Propellertüüpi rootor on paigaldatud horisontaalsele teljele. Tavaliselt pööratakse tuulik tuulde, kas tuuliku päras asuva tuulesuunda järgiva kiilutaolise sabaga (passiivne pööramine) või pööramismehhanismiga (aktiivne pööramine). Pööramismehhanismina kasutatakse mootorit, mida omakorda juhib tuulesuunda järgiv mehhanism. Horisontaalse teljega tuulikud on äärmiselt tundlikud muutuvatele tuule suundadele ning turbulentsile, mis mõjutavad oluliselt nende talitust, kuna tuulikut tuleb kogu aeg pöörata tuulde. Kõige parem on sellist tüüpi tuulikud paigaldada lagedatele aladele, kus on ühtlane tuulekiirus ning

⁶ M. Ragheb, Wind Turbines in the Urban Environment, 3/10/2012

<https://netfiles.uiuc.edu/mragheb/www/NPRE%20475%20Wind%20Power%20Systems/Wind%20Turbines%20in%20the%20Urban%20Environment.pdf>

võimalikult vähe maastikulisi takistusi. Mõned Euroopas kasutusel olevad horisontaalse teljega tuulikud on toodud järgnevas tabelis (Tabel 2.3).

Tabel 2.3 Euroopas kasutuselolevad horisontaalse teljega tuulikud

Swift Rooftop	Stealth Gen D400	Fortis Montana	Sirocco	WES Tulipo
				
inhabitat.com	d400.co.uk	fortiswindenergy.com/	apartmenttherapy.com	windturbinepicker.com

Üldiselt on paljud väiketuulikud alles hiljuti turule ilmunud ning nende vallas pole jõutud palju arendustööd teha. Sellega on ka seletatav asjaolu, et paljud horisontaalse teljega tuulikud on enamasti paigaldatavad maapinnale ning mitte otseselt hoonetele. Sellegi poolest on viimase aja suurenev huvi linnatingimustesse paigaldatavate tuulikute vastu kannustanud ka vastavaid uuringusuundi ning turule on ilmunud ka hoonetele paigaldatavad horisontaaltuulikud. Hoonetele paigaldamisel tuleb siiski arvestada, et katustel esinevad turbulentsid vähendavad ka tuuliku tootlikkust lisaks muutiikule tuulesuunale ka labades esineva vibratsiooni tõttu. Seetõttu võivad osutuda katustele projekteeritud tuulikud kaalult suuremaks ning kallimaks, võrrelduna maapinnale paigaldatavate alternatiividega. Eelkirjeldatud tuulikute põhilised tehnilised andmed ja karakteristikud on koondatud järgnevasse tabelisse (Tabel 2.4).

Tabel 2.4 Euroopas kasutuselolevad horisontaalse teljega tuulikute tehnilised parameetrid [CAT, URG]

TUULIKU TÜÜP	Swift Rooftop	Stealth Gen D400	Fortis Montana	Sirocco	WES Tulipo	
Nimivõimsus	1,5	0,4	2,7 (5,6) ⁷	6	2,5	kW
Nimituulekiirus	12	16	10	12	9	m/s
Käivitav tuule kiirus	3,4	2	2,5	4	3	m/s
Peatav tuule kiirus	-	-	-	-	20	m/s
Maksimum lubatud tuulekiirus	62	36	60	60	35	m/s
MÕÖDUD						
Rootori kaal	50	15	170	202	200	kg
Labade diameeter	2	1,1	5	5,6	5	m
Labade pindala	3,14	0,95	19,6	24,7	19,6	m ²
Masti kõrgus	5	muutuv	muutuv	18/24/30	12	m

⁷ Tuulikut müüakse 2,7 kW nimivõimsusega. Kuigi tuulik on võimeline arendama ka suuremaid võimsusi, siis nii suured tuulekiirused linnatingimustes on haruldased.

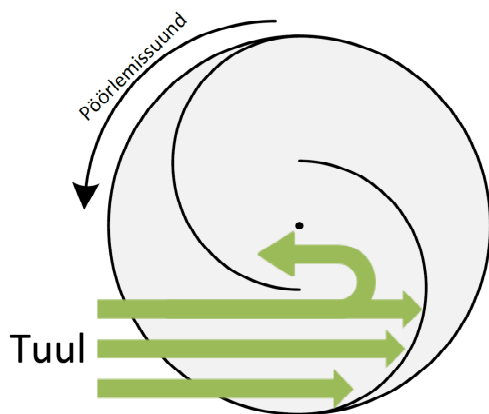
TUULIKU TÜÜP	Swift Rooftop	Stealth Gen D400	Fortis Montana	Sirocco	WES Tulipo	
MUUD ANDMED						
Maksimum pöörlemiskiirus	450	1200	450	245	140	<i>p/min</i>
Ülekanne	otse	otse	otse	otse	käigukast	-
Ohutusmeetmed	andmed puuduvad	elektromagnet pidur	generaatori lühistamine	kaugjuhitav pidur masti jalamilt	elektromagnet pidur	-
Labade arv	5	5	3	2	3	<i>tk</i>
Labade materjal	süsinikkiud	klaaskiuga tugevdatud nailon	fiiberklaas	komposiit fiiber-klaas	fiiberklaas	-
Vahelduvpinge	240	andmed puuduvad	230	230	400	<i>V</i>
Miinimum töötemperatuur	andmed puuduvad	-20	-30	-40	-20	°C
Maksimum töötemperatuur	andmed puuduvad	120	50	50	40	°C
Müra 25 m kaugusel 10 m/s tuule korral	andmed puuduvad	andmed puuduvad	<60	65	35	<i>dB</i>
Eeldatav eluiga	20	20	20	25	15	<i>a</i>
Vastavus standarditele	IEC61400-2	andmed puuduvad	IEC61400-2, IEC61400-22, NEN1014, IEC529	andmed puuduvad	IEC61400-2, IEC61400-22, NEN1014, IEC529	-
Isekäivitumine	jah	jah	jah	jah	jah	-
Tuule järgimine	sabaga	sabaga	sabaga	sabaga	pööramismootor	-
PAIGALDATUD	Suurbritannia	Suurbritannia (testimisel)	Holland, Belgia, Itaalia, Kreeka	Prantsusmaa, Suurbritannia + 4 kontinenti	Holland	-

2.2.1.2 Vertikaalse teljega tuulikud (*Vertical Axis Wind Turbine, VAWT*)

Ajaloolistel põhjustel on neid tuulikuid jagatud Savoniuse ja Darrieuse tüüpi tuulikuteks, sõltuvalt meetodist, mida kasutatakse tuule püüdmiseks.

Savoniuse tüüpi tuulikud töötavad kasutades ära õhutakistust: tuuliku anumatuüpi labad püüavad tuult selliselt, et see surub tuuliku laba pöörlema. Savoniuse tuulikutel on üldjuhul kaks kuni kolm laba (Joonis 2.6). Disaini eripäradest tulenevalt pöörleb seda tüüpi tuulik suhteliselt aeglaselt, kuid on võimeline arendama suurt momenti. Kuna Savoniuse tuulik kasutab oma tööpõhimõttes õhutakistust, siis ei suuda seda tüüpi tuuliku labad saavutada kunagi tuulekiirusest suuremat pöörlemiskiirust, mis muudab nad ka suhteliselt ebaefektiivseks. Just viimasest asjaolust tingituna ei näe me seda tüüpi tuulikuid ka suurtes tuuleelektrijaamades. Vaatamata sellele, et nad on ebatõhusad tootmaks energiat suurtes mahtudes, on nad väga atraktiivsed seadmed linnatingimustes kasutamiseks. Savoniuse tuulikute kasuks räägib nende suhteline vaikne töötamine, lihtne ehitus ja väiksed mõõtmed.

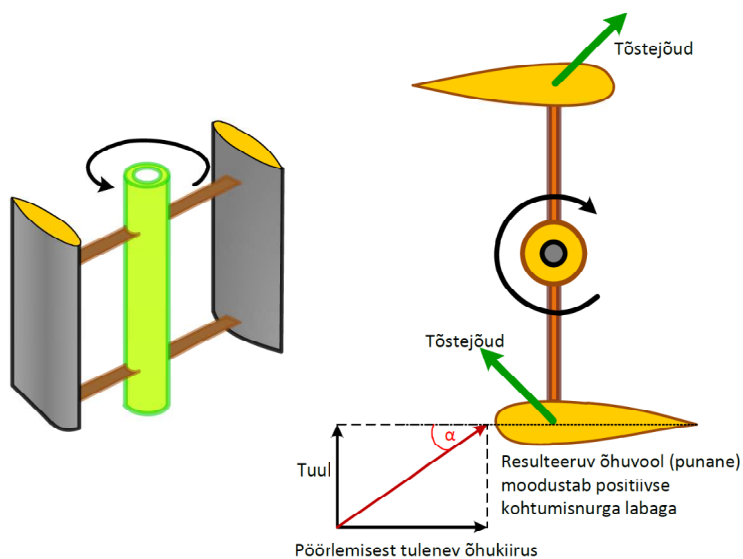
Võrreldes suurte tuulikutega, ei vaja Savoniuse tuulikud suuri tuulekiirusi tööle hakkamiseks, mistõttu sobivad nad ideaalselt linnatingimustesse, kus esinevad muutlikud tuulesuunad ja – kiirused ning turbulentsid. Tuulikute arendatav võimsus ja toodetav energia peaks olema sobilik kaitama enamusi väikesevõimsuselisi koduseadmeid nagu: elektriväravad, välisvalgustus või veepumbad [GEN12, URR, URG, CAT].



Joonis 2.6 Savonius-tuuliku ehitus ja tööpõhimõte

Darrieuse tüüpi tuulikud põhinevad aerodünaamilise kandepinnaga labadel (*airfoil*) ning kasutavad pöörlemisel õhutakistuse asemel õhu tõstejõudu (Joonis 2.7). Sarnaselt Savoniuse tüüpi tuulikutele ei vaja ka Darrieuse tüüpi tuulikud eraldi mehhanismi pööramiseks seda tuulesuunda ning samuti on võimalik seda tüüpi tuulikuid paigaldada maismaad ligi, kuna nad on võimelised töötama muutlikes tuuleoludes. Erinevalt Savoniuse tuulikust, on Darrieuse tuulik tulenevalt teisest tööpõhimõttest võimeline pöörlema kiiremini kui tuulekiirus, mistõttu on sellel ka suurem kasutegur kui Savoniuse tüüpi tuulikutel. Darrieuse tüüpi tuulikute kasutegur küündib 75 protsendini horisontaalse teljega tuuliku omast, samal ajal kui Savoniuse tuulikul ainult 25 protsendini. Küll aga ei ole Darrieuse tüüpi tuulikud võimelised ise pöörlema hakkama – nad vajavad täiendavat välist mõjutust nt väike elektrimootor, mistõttu ei ole nad ka väga laialt levinud suurtes tuuleelektrijaamades. Samuti on probleemiks kujunenud suurtest tuulekiirustest tekitatud mehaanilised painded ja vigastused mastile ning keeruline generaatori mehaaniliste osade vahetus/parandus. Darrieuse tüüpi tuulikud on tundlikumad turbulentsile kui Savoniuse tüüpi tuulikud [WIN12].

Sellegi poolest on insenerid teinud arendustööd, elimineerimaks nende tuulikute ehituslikest omapäradest tulenevaid puuduseid, mille tulemusena on kombineeritud Darrieuse ja Savoniuse tuulikute tüübid (Joonis 2.8). Lisaks on loodud ka isekäivituv Darrieuse tüüpi tuulik, mille labad on pööratud ümber telje selliselt, et nendel on alati positiivne kohtumisnurk tuule suhtes. Mõned Euroopas kasutusel olevad vertikaalse teljega tuulikud on toodud järgnevas tabelis (Tabel 2.5). Turby ja Ropatec tüüpi mudelid kasutavad ära ka kõrghoonete juures tekkivaid vertikaalseid õhuvoogusid.



Joonis 2.7 Darrieus-tuuliku ehitus ja tööpõhimõte



Joonis 2.8 Kombineeritud Savonius ja Darrieus

Tabel 2.5 Euroopas kasutusel olevad vertikaalse teljega tuulikud

Turby	WindSide	Ropatec
 renewableenergyfocus.com	 bettergeneration.co.uk	 ropatec.com/

Vertikaalse teljega tuulikud on ideaalsed kasutamiseks linnatingimustes, kuna on suhteliselt väiksed, lihtsasti paigaldatavad ja müravabad. Muutlikud tuulesuunad omavad väiksemaid

negatiivseid mõjusid seda tüüpi tuulikutele, kuna neid ei ole vaja ümberpositsioneerida vastavalt tuule suunale. Sellegi poolest on vertikaalse teljega tuulikute kasutegurid madalamad kui horisontaalse teljega tuulikutel. Eelkirjeldatud tuulikute põhilised tehnilised andmed ja karakteristikud on koondatud järgnevasse tabelisse (Tabel 2.6).

Tabel 2.6 Vertikaalse teljega tuulikute tehnilised andmed [URG, CAT]



TUULIKU TÜÜP	Turby	WindSide	Ropatec	
Nimivõimsus	2,5	1	3	<i>kW</i>
Nimituulekiirus	12	18	12	<i>m/s</i>
Käivitav tuule kiirus	3,5	2	2,5	<i>m/s</i>
Peatav tuule kiirus	14	-	-	<i>m/s</i>
Maksimum lubatud tuulekiirus	55	40	60	<i>m/s</i>
MÕÖDUD				
Rootori kaal	135	400	430	<i>kg</i>
Rootori labade diameeter	2	1	3,3	<i>m</i>
Rootori labade kõrgus	2,88	4	2,2	<i>m</i>
Rootori labade pindala	5,3	4	7,26	<i>m²</i>
Masti kõrgus	muutuv	pole oluline	muutuv	<i>m</i>
MUUD ANDMED				
Maksimum pöörlemiskiirus	420	170-400	120	<i>p/min</i>
Ülekanne	otse	otse	otse	-
Ohutusmeetmed	elektromagnet pidur	ketaspidur	elektromagnet- või hüdrauliline pidur	-
Labade arv	3	2	2	<i>tk</i>
Labade materjal	süsinik epoksü vaigus	komposiit fiiberklaas	roostevaba teras täidetud vahuga	-
Vahelduvpinge	230	0-200	230	<i>V</i>
Miinimum töötemperatuur	-20	-60	-30	<i>°C</i>
Maksimum töötemperatuur	40	80	80	<i>°C</i>
Müra 25 m kaugusel 10 m/s tuule korral	50	0	32	<i>dB</i>
Eeldatav eluiga	20	100	20	<i>a</i>
Standardid	IEC61400-2, NEN1014	andmed puuduvad	IEC61400-2, IEC61400-22, NEN1014, IEC525	-
Isekäivitumine	ei, aga automaatne	jah	jah	-
Tuule järgmine	-	-	-	-
PAIGALDATUD	Holland	Suurbritannia, Soome, U.S.A., Jaapan	Suurbritannia, Korea, Madagaskar, Norra	-

2.2.1.3 Teist tüüpi tuulikud

Tabel 2.7 on toodud uued innovaatilise horisontaalse teljega tuulikud Energy Ball (tõlkes energiapall) ja WindWall (tõlkes tuulesein). Energy Ball, mida tuntakse ka nime alla Venturi, on horisontaalse telje ning tuulelipuga (sabaga) tuulik, millel on innovaatiline rootori disain:

kuus poolringikujulist laba, mis moodustavad sfäärilise struktuuri. WindWall on samuti horisontaalse teljega tuulik, ainult et selle telg on katuse külge fikseeritud selliselt, et see püüab tuult ainult ühest konkreetsest suunast. Seetõttu on sellised tuulikud sobilikud asukohtadesse, kus ühest konkreetsest suunast tuuled on domineeriva iseloomuga. Tuulikute põhilised tehnilised näitajad on koondatud allolevas tabelis (Tabel 2.8).

Tabel 2.7 Euroopas kasutusel olevad uued horisontaalse teljega tuulikud

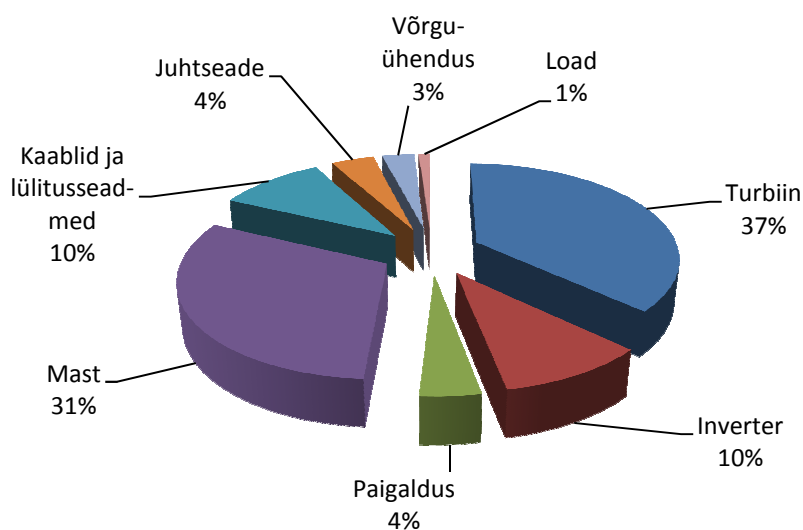
Energy Ball (Venturi)	WindWall
 allclimate.net	 french.alibaba.com

Tabel 2.8 Teist tüüpi tuulikute tehnilised andmed [CAT, URG]

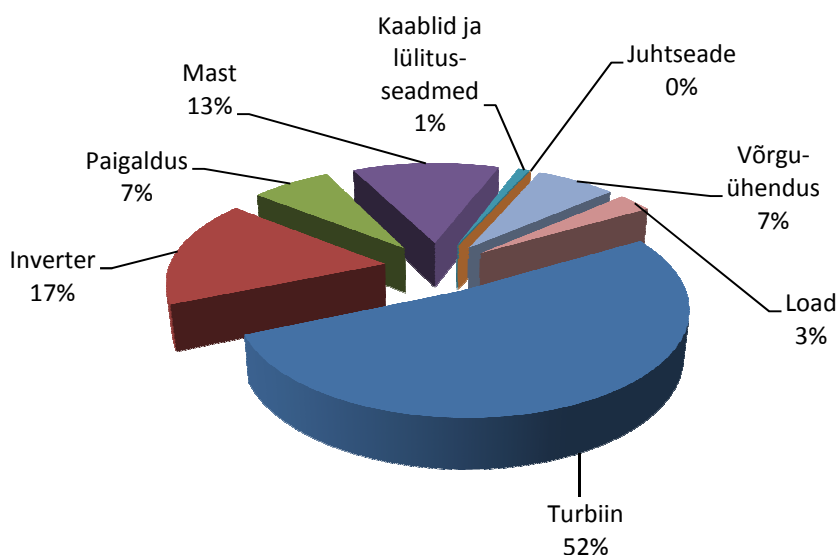
TUULIKU TÜÜP	Energy Ball	WindWall	
Nimivõimsus	0,5	2,9	<i>kW</i>
Nimituulekiirus	15	10,5	<i>m/s</i>
Käivitav tuule kiirus	2	4	<i>m/s</i>
Peatav tuule kiirus	-	20	<i>m/s</i>
Maksimum lubatud tuulekiirus	>40	55	<i>m/s</i>
MÕÖDUD			
Rootori kaal	30	3000	<i>kg</i>
Rootori labade diameeter	1,1	2	<i>m</i>
Rootori kõrgus	-	5(horisntaalne)- 15(vertikaalne)	<i>m</i>
Rootori labade pindala	1	10	<i>m²</i>
Masti kõrgus	11	andmed puuduvad	<i>m</i>
MUUD ANDMED			
Maksimum pöörlemiskiirus	803	500	<i>p/min</i>
Ülekanne	otse	otse	-
Ohutusmeetmed	elektromagnet pidur	elektriline + ketaspidur	-
Labade arv	6	6	<i>tk</i>
Labade materjal	klaas polüester	alumiinium	-
Vahelduvpinge	100	400	<i>V</i>
Miinumum töötemperatuur	-25	-20	<i>°C</i>
Maksimum töötemperatuur	50	40	<i>°C</i>
Müra 25 m kaugusel 10 m/s tuule korral	0	74	<i>dB</i>
Eeldatav eluiga	15	20	<i>aastat</i>
Standardid	andmed puuduvad	andmed puuduvad	-
Isekäivitumine	jah	jah	-
Tuule järgmine	sabaga	-	-
PAIGALDATUD	Holland	Holland	-

2.2.2. Väiketuulikute investeringukulud

Järgnev analüüs põhineb ainult nendel tuulikutel, mille kohta olid vajalikud andmed kättesaadavad. Sellegi poolest tuleb arvestada, et arvutused on ligikaudsed, kuna täiendavate kulude arvestamine sõltub paljudest asjaoludest ning lisaks võivad hinnad ajas muutuda. Indikatsioonina on toodud Joonis 2.9-I ja Joonis 2.10-I investeringukulude orienteeruv jagunemine erinevate tuuliku süsteemi osade vahel suhtarvuna, kusjuures investeringukulude jagunemine sõltub ka sellest, kas tuulik paigaldatakse katusele või maapinnale.



Joonis 2.9 Maapinnale paigaldatud tuulik



Joonis 2.10 Katusele paigaldatud tuulik⁸

⁸ <http://www.carbontrust.com/resources/reports/technology/small-scale-wind-energy>

Kuludesse on arvestatud järgmised artiklid: väiketuuliku täielik installeerimine, projekteerimine, ohutusmeetmed, seiresüsteemid, tugikonstruktsioonid, transport ja paigaldus, katsetused ja vastavustunnistused. Täiendavad kulud võivad tekkida seoses asukoha valikuga, tasuvusarvutuste ning tugevusarvutuste tegemiseks (olemasolevatele hoonetele paigaldamisel), erinevate lubade saamiseks ning projekti juhtimiseks. Orienteeruva ülevaate saamiseks on arvatud ka ligikaudsed kulud ühe võimsusühiku kohta (kW) (Tabel 2.9).

Tabel 2.9 Erinevate tuulikute investeringukulud [URG]

	Fortis Montana	WES Tulipo	Turby	Energy Ball	Ropatec WRE030
Investeringukulu	(€)	(€)	(€)	(€)	(€)
turbiin	7 115	14 950	11 466	2 479	10 750
mast	2 660	hinna sees	2 000	840	2 490
inverter	3 850	hinna sees	hinna sees	450	hinna sees
muud	375	hinna sees	600	71	345
transport	hind määratakse eraldi	hind määratakse eraldi	hind määratakse eraldi	hind määratakse eraldi	hind määratakse eraldi
paigaldus ja ühendamine võrguga	2 495	2 000	2 700	1 860	2 380
mõõtepunkt	hind määratakse eraldi	hind määratakse eraldi	132	hind määratakse eraldi	hind määratakse eraldi
projekteerimine	hind määratakse eraldi	hind määratakse eraldi	240	hind määratakse eraldi	hind määratakse eraldi
piksekaitse	puudub	puudub	valikuline	puudub	valikuline
maandus	hinna sees	hinna sees	700	hinna sees	valikuline
Kulud kokku	16 495	16 950	17 838	5 700	15 965
Aastased hoolduskulud					
käidukulud	puuduvad	puuduvad	puuduvad	puuduvad	puuduvad
hooldus	puuduvad	175	puuduvad	puuduvad	puuduvad
energiakulud	puuduvad	puuduvad	puuduvad	puuduvad	puuduvad
kindlustus	puuduvad	valikuline	puuduvad	puuduvad	valikuline
Remondikulud					
Laagrid (aastas)	puuduvad	puuduvad	puuduvad	puuduvad	puuduvad
Inverter (üks kord)	1 300	puudub	1 300	300	hinna sees
10 aasta hooldus	-	1 300	-	-	-
Garantii	5 aastat	1 aasta	2 aastat	2 aastat	3 aastat
Kasutusjuhend	hinna sees	hinna sees	hinna sees	hinna sees	hinna sees
Kulu €/kW	6 109	6 780	7 135	11 400	5 322

2.2.2.1 Väiketuuliku tootjad/tarnijad Euroopas

Järgnev loetelu (Tabel 2.10) väiketuuliku tarnijatest pärineb Euroopa Komisjoni toel valminud väiketuulikutootjate juhistest [URG], pikema loetelu võib leida väiketuulikutootjate kataloogist [CAT].

Tabel 2.10 Väiketuulikute tootjad/tarnija Euroopas

Tarnija	Riik	Koduleht	E-mail
Turby b.v.	Holland	www.turby.nl	ds@turby.nl
WES b.v.	Holland	www.windenergysolutions.nl	info@windenergysolutions.nl
Fortis Wind Energy	Holland	www.fortiswindenergy.com	fortis-windenergy@wxs.nl
Venturi Wind Turbines	Holland	www.venturiwind.com	info@venturiwind.com
HomeEnergy	Holland	www.homeenergy.nl	info@homeenergy.nl
The Wind Factory International	Holland	www.thewindfactory.com	info@thewindfactory.com
SET	Holland	www.set.nl	wim@set.nl
Eco-Energy	Holland	www.eco-energy.nl	info@rietpol.nl
Prowin	Holland	www.prowin.nl	kees@vhcon.nl
Tulipower	Holland	www.tulipower.nl	hd@tulipower.nl
H-energiesystemen b.v.	Holland	www.h-energiesystemen.com	info@h-energiesystemen.com
PyroSolar Projects	Holland	http://www.pyrosolar.nl	info@pyrosolar.com
Ampair	Suurbritannia	www.ampair.com	info@ampair.com
Eclectic Energy	Suurbritannia	www.eclectic-energy.co.uk	sales@duogen.co.uk
Eurowind	Suurbritannia	http://www.eurowindholding.com/	information@eurowindholding.com
Gazelle	Suurbritannia	www.mkw.co.uk	KChaplin-Gazelle@mkw.co.uk
Iskra	Suurbritannia	www.iskrawind.com	enquiries@iskrawind.com
Marlec	Suurbritannia	www.marlec.co.uk	sales@marlec.co.uk
Kingspan Wind	Suurbritannia	http://www.kingspanwind.com/	info@kingspanwind.com
Renewable Devices Swift	Suurbritannia	www.renewabledevices.com	enquiries@renewabledevices.com
Windsave	Suurbritannia	www.windsave.com	info@windsave.com
XCO2	Suurbritannia	www.quietrevolution.co.uk	info@quietrevolution.co.uk

2.2.3. Lihttasuvus

Vastavalt EMHI kodulehel esitatud andmetele (aastate 1971-2000 kohta) on Tallinna aastane keskmine tuulekiirus 10 meetri kõrgusel 3,9 m/s. Arvutustel on lähtutud EMHI Harku meteoroloogiajaama 2011. aasta tunni keskmistest tuulekiiruste mõõteandmetest, eeldusel et tuulikud paigaldatakse 50 m kõrguse hoone katusele ja igale tuulikule on ettenähtud 5 m kõrgune mast – seega tuulikute kogukõrgus maapinna suhtes on 55 m. **Tasuvusarvutuses on eeldatud, et kogu toodetud elekter müüakse elektriturule ja saadakse praegu kehtivaid taastuenergia tasusid.** Kasutades peatükis 2.2.2 esitatud EMHI andmeid, kujuneb tuulikute tootlikkus kuude lõikes vastavalt toodule (Tabel 2.11).

Tabel 2.11 Erinevate väiketuulikute tootlikkus Tallinnas

	WES Tulipo 2,5 kW	Fortis Montana 5,6 kW ¹	Turby 2,5 kW	Energy Ball 500 W	Ropatec 3 kW
	Tootlikkus (kWh)	Tootlikkus (kWh)	Tootlikkus (kWh)	Tootlikkus (kWh)	Tootlikkus (kWh)
Jaan.	1012	728	993	52	919
Veebr.	485	349	371	24	402
Märts	1105	818	1079	60	1020
Aprill	574	427	406	28	460
Mai	618	471	475	32	531
Juuni	638	479	466	32	539
Juuli	371	290	199	20	280
Aug.	479	371	363	28	409
Sept.	726	567	699	40	697
Okt.	624	461	380	32	496
Nov.	1121	876	1243	64	1142
Dets.	1198	938	1382	72	1235
KOKKU	8951	6774	8056	484	8129

¹ Tuuliku nimivõimsus 2,7 kW tuulekiiruse 10 m/s juures

Lihttasuvus on arvatud tuulikutele kahe erineva koguse juures (Tabel 2.12). Tasuvusarvutuste aluseks on võetud 2011.aasta Eesti Nord Pool Spot hinnapiirkonna keskmine elektrituruhind (43,35 €/MWh) ning hetkel kehtiv taastuvenergiatoetus (53,7 €/MWh).

Tabel 2.12 Väiketuulikute tasuvus

	WES Tulipo 2,5 kW		Fortis Montana 5,6 kW		Turby 2,5 kW		Energy Ball 500 W		Ropatec 3 kW	
	1	5	1	5	1	5	1	5	1	5
Tuulikute arv	1	5	1	5	1	5	1	5	1	5
Tootlikkus (kWh)	8 951	44 756	6 774	33 872	8 056	40 281	484	2 421	8 129	40 646
Investeeringu-kulu (€)	16950	84750	16495	82475	17838	89190	5700	28500	15965	79825
Tulu (€)	869	4343	657	3287	782	3909	47	235	789	3945
Tasuvus (a)	20	20	25	25	23	23	121	121	20	20
Eeldatav eluiga, a	15	15	20	20	20	20	15	15	20	20

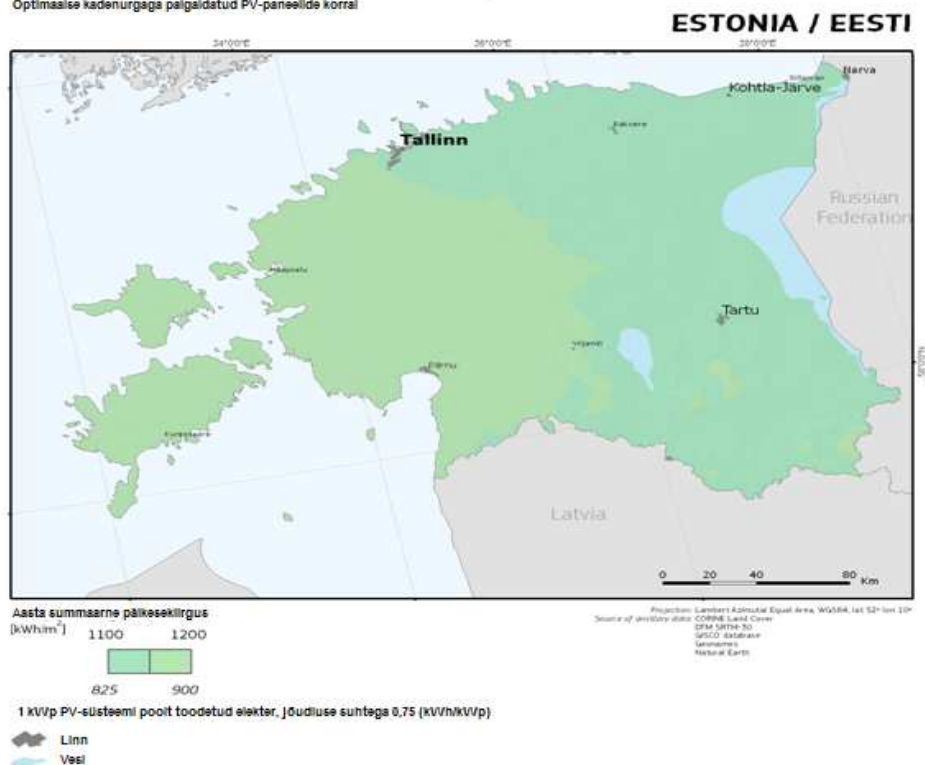
Lihttasuvuse tulemuste analüüsimisel tuleks arvestada sellega, et arvutuste aluseks on võetud hoonete kõrgused ja keskmised tuulekiirused (Tallinn-Harku Aeroloogiajaamas) ei pruugi kokku langeda tegelike tingimustega linnas. Samuti tuleb arvestada, et hetke seisus on väiketuulikute investeeringukulud suhteliselt kõrged, kuid kuna viimasel ajal on nende vastu suuremat huvi hakatud tundma, võib eeldada, et lähitulevikus nende hinnad langevad. Lihttasuvusest selgub ka asjaolu, et rohkemate tuulikute paigaldamisel nende tasuvusaeg ei vähene, kuid tegelikkuses tuleks arvestada sellega, et suuremas koguses tuulikute tellimisel võib nende paigalduskuludelt kokku hoida. **Samas tuleb arvestada, et nendes konkreetsetes arvutustes ei ole arvestatud transpordikuludega ning linnaoludes mõjutab paigalduskõrgus oluliselt tuulikute tasuvust.**

2.3. Päikeseenergia ressursid

Eestis horisontaalsele pinnale langev aastane summaarne päikesekiirus jääb reeglina vahemikku 825...950 kWh/m². Optimaalse kaldega pinnale on summaarne aastane päikesekiirus vahemikus 1100...1200 kWh/m². Seejuures 80...90% summaarsest kiirgusest langeb maapinnale vahemikus märts kuni september. Vastavalt eeltoodud joonisele (Joonis 2.11) erineb Eestis ida ja lääne osas summaarne päikesekiirus, nimelt on läänes summaarne päikesekiirus mõnevõrra suurem. Sõltuvalt päikesepaneelide kaldenurgast erineb juuni/juuli ja detsembri summaarne kiirus 20...50 korda. Võrreldes Kesk-Euroopaga on Eestis talviste madalamate temperatuuride tõttu PV-süsteemide kaod oluliselt väiksemad ja kollektorsüsteemide kaod kõrgemad.

Summaarne päikesekiirgus ja elektritootmise potentsiaal

Optimaalse kadenurgaga paigaldatud PV-paneelide korral



Joonis 2.11 Päikesekiirguse kaart⁹

2.3.1. Päikesekiirgus hoone tasapindadele

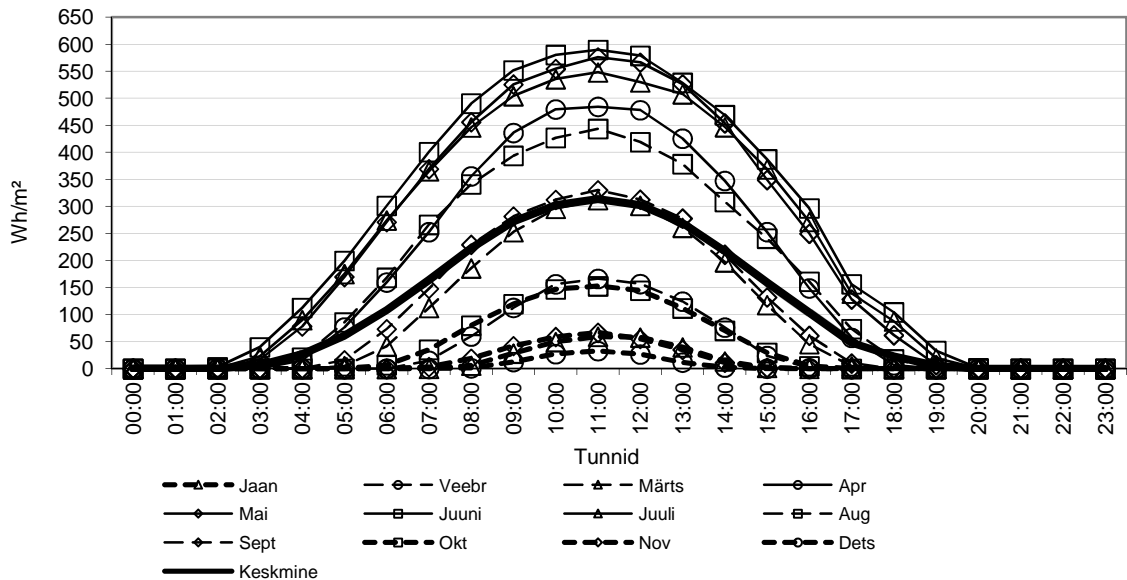
Alltoodud tabelis (vt. Tabel 2.13) on esitatud summaarsed päikesekiirguse (H_S) andmed hoone eri tasapindadele. Esitatud on energiaarvutuste baasaasta arvutuslikud andmed ja PVGIS andmebaasi andmed. Viimased põhinevad maapealsete mõõtejaamade andmete interpoleerimisele. PVGIS andmebaasi andmed sisaldavad pika perioodi jooksul mõõtejaamadest saadud kuude keskmisi globaalse ja hajuskiirguse andmeid. PVGIS andmebaasi keskmised andmed on arvatud 10 aasta (1981-1990) andmete alusel.

Tabel 2.13 Päikesekiirgus hoone tasapindadele.

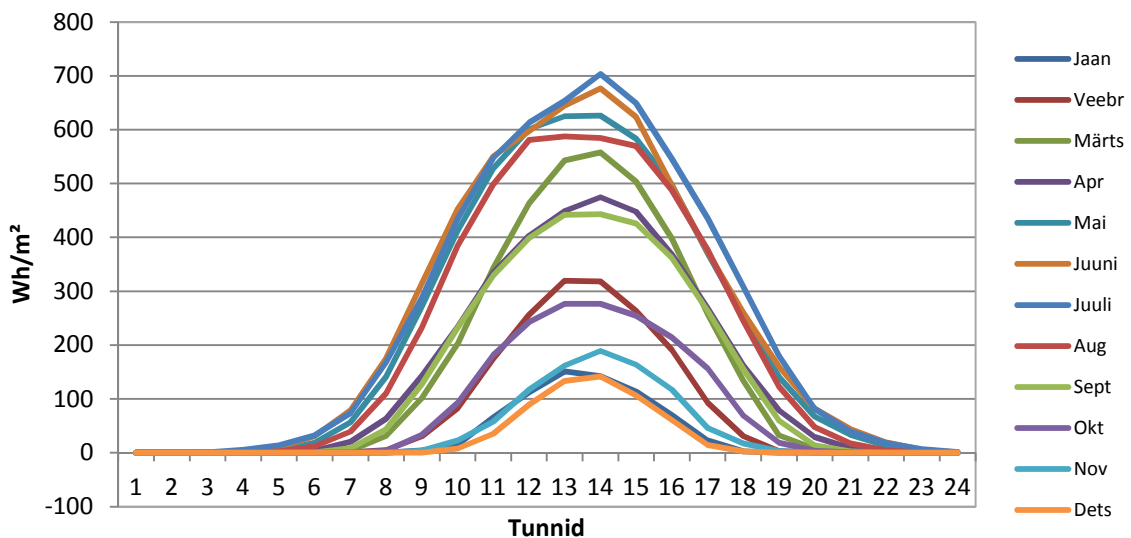
Hoone tasapinna suund ja kalle	Peegeldunud kiirgus aastas	Hajuskiirgus aastas	Otsene kiirgus aastas	Summaarne kiirgus, arvatud	Summaarne kiirgus, PVGIS	Erinevus
kraadides	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh/m ²	%
E 90°	94,39	273,02	229,82	597,23	632	5,82%
S 90°	94,39	353,99	423,01	871,39	837	-3,95%
W 90°	94,39	316,72	282,56	693,67	631	-9,03%
S 0°	0,00	513,84	429,79	943,63	957	1,42%
S 45°	28	531	592	1151	1140	-0,96%
N 90°	94,39	217,89	34,31	346,59	280	-19,21%

⁹ http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmaps/eu_cmsaf_opt/G_opt_EE.png

Igakuine keskmise päeva summaarne päikesekiirgus horisontaalsele pinnale on esitatud Joonis 2.12. Päevase summaarse kiirguse vahe paneelidel juulis (5,8 kWh) ja detsembris (0,12 kWh) on ligikaudu 50 korda. Päevase summaarse kiirguse vahe 45-kraadise nurga all olevatel paneelidel juulis (5,8 kWh) ja detsembris (0,59 kWh) on seevastu ligikaudu 10 korda (Joonis 2.13).



Joonis 2.12 Keskmiste päevade summaarne päikesekiirgus kuude lõikes horisontaalsele pinnale

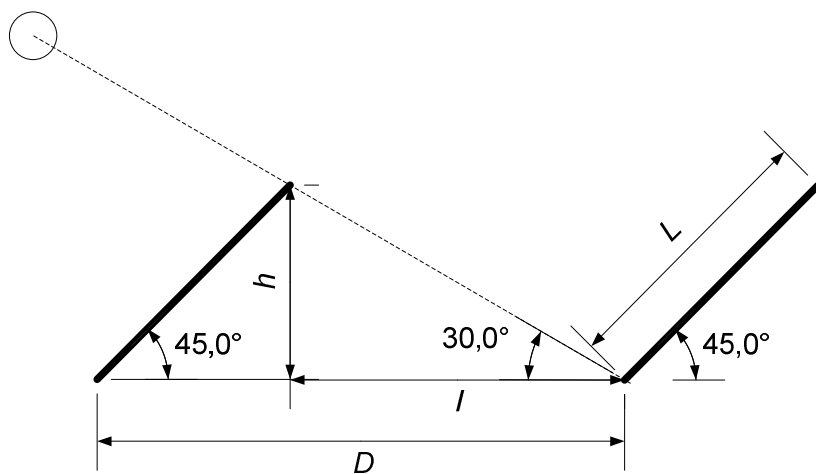


Joonis 2.13 Keskmiste päevade summaarne päikesekiirgus kuude lõikes 45-kraadise kaldega pinnale

2.3.2. Optimaalne kaldenurk päikesepaneelide katusele paigaldamisel

Arvutused annavad katusel paneelide optimaalseks kaldenurgaks lõuna suunal 40° . Tegelikuses pole märkimisväärset vahet aastases toodangus kui paneelide kaldenurk jääb vahemikku $30^\circ \dots 45^\circ$.

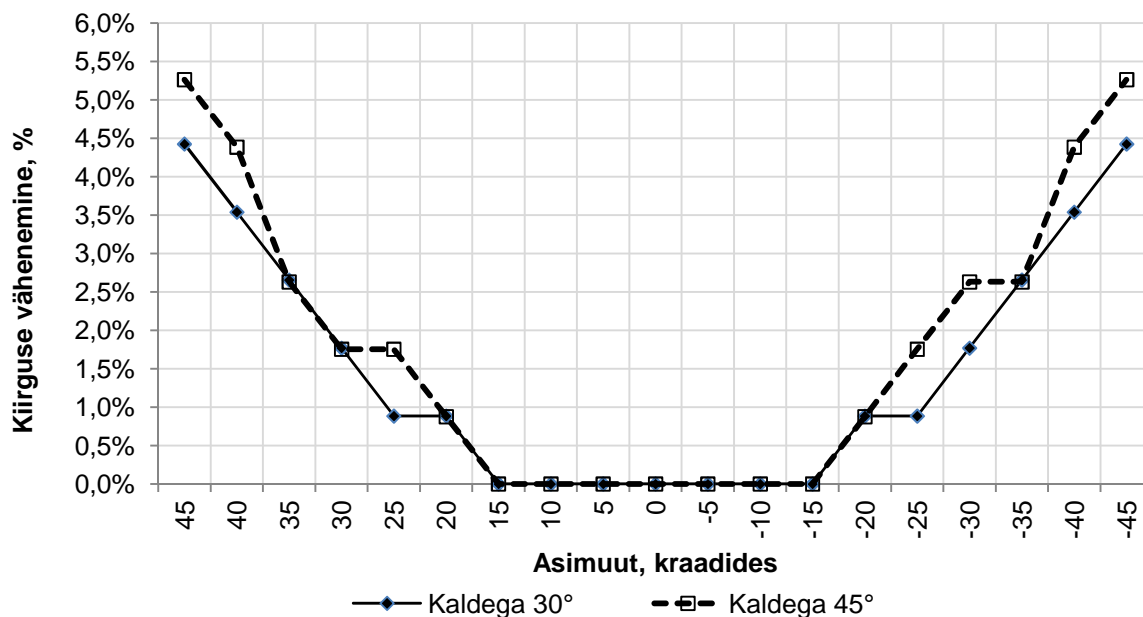
Kogu aastasest horisontaalsele pinnale langevast päikesekiirgusest ca 85% (kaheteljelise päikest järgiva ajamiga süsteemide puhul ca 80%) langeb suveperioodi so aprillist septembrini, tuleks paneelide vahekauguste planeerimisel arvestada sellega, et suveperioodi jääva halvima kiirgusega kuus (Septembris) on päikese kõrgus horisondist ca 30 kraadi. See tähendab, et varju pikkus l on ca 1,75 kordne varjutava objekti kõrgus h . Lubatav vahemik $l = (1.7 \dots 1.8) \times h$ (vt. Joonis 2.14). Katuse pinna optimaalseim kasutus oleks siis kui paneelid paigaldatakse kaldega 30° . Tootlikkus ruutmeetri kohta võrreldes 40 kraadise kaldega paneelidega väheneb ligikaudu 1%, kuid kasutatav pind suureneb 5 % võrra, mistõttu suurema arvu paneelide installeerimisest tulenev summaarne aastane tootlikkus suureneb teoreetiliselt 10%. Paneelide paigaldusel kaldega 30° tuleb arvestada mustumisest tingitud kadudega 2...10%, väiksema kaldega paigaldamisel suurenevad mustumisest tingitud kaod märgatavalt. Talvise väikese tootlikkuse tõttu on paneelide lumest puhastamise majanduslik tasuvus küsitav ja vajab konkreetse lahenduse puhul eraldi hindamist.



Joonis 2.14 Paneelide kaldenurk ja päikese kõrgus horisondist

Teine oluline analüüsi osa on PV-paneelide asimuut ehk suund lõuna suhtes ja sellest sõltuv kiirgus 30-kraadise kaldega PV-paneelidele. Vastavalt alltoodud joonisel (vt. Joonis 2.15) esitatule ei muutu päikesekiirgus pinnaühikule kui PV-paneeli pöörata lääne või ida suunal 15 kraadi. Kui paneelid on pööratud lõuna suhtes 15...25 kraadi, siis toob see kaasa ca 1% päikesekiirguse languse pinnaühikule sh ka samaväärse tootlikkuse languse. Et tagada

sama tootlikkus, mis on lõunasuunaliselt paigaldatud paneelidel, on soovitatav valida paneelide asimuut vahemikus ± 15 kraadi.



Joonis 2.15 30- ja 45-kraadise kaldega pinnal päikese kiirguse vähenemine sõltuvalt pinna suunast lõuna suhtes (asimuudist)

2.3.2.1 Pinna efektiivne kasutamine

Tihti aetakse segamini maaala täituvuse hindamine ja efektiivne kasutamine. Esimesel juhul hinnatakse kui suur osa maaalast jääb päikesepaneelide alla ehk lihtsustatult $(D-l)/D$ teisel juhul hinnatakse päikesepaneelide pindala ja maaala suuruse suhet ehk L/D (Tabel 2.14).

Tabel 2.14 Pinna efektiivne kasutamine

Päikese kõrgus	Paneeli kaldenurk									
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55
10 (dets)	51%	41%	35%	30%	27%	25%	23%	21%	20%	19%
15	61%	52%	45%	40%	37%	34%	32%	30%	29%	28%
20	68%	60%	53%	48%	45%	42%	39%	38%	36%	35%
25	74%	66%	60%	55%	52%	49%	47%	45%	44%	43%
30 (sept)	78%	71%	65%	61%	58%	55%	53%	52%	51%	50%
35	81%	75%	70%	66%	63%	61%	59%	58%	58%	57%
40	84%	78%	74%	71%	68%	67%	65%	65%	64%	65%
45	86%	82%	78%	75%	73%	72%	71%	71%	71%	72%
50	88%	85%	82%	79%	78%	77%	77%	77%	78%	79%
55 (juuni)	90%	87%	85%	83%	82%	82%	82%	83%	85%	87%

2.4. PV-süsteemid

2.4.1. Võrdlus ja tehnilised andmed

Tabelis esitatud tehnilised andmed ja hinnad põhinevad www.jhroerden.com veebilehel esitatud paneelide tootepassidele ja hinnakirjale. Tabel 2.15 esitatud ruutmeetri hinnas pole arvestatud PV-paneelide lisaseadmeid, mille maksumus võib sõltuvalt lahendusest olla samaväärne installeeritavate PV-paneelide hinnaga. (Andmed põhinevad standard testimistingimustele ehk *STC Irradiance 1000 W/m², spectrum Air Mass 1.5 and cell temperature 25°C*).

Tabel 2.15 PV-paneelide tehnilised andmed

Tootja	Ühik	SOLAR-WORLD	SCHOTT	Würth WS 11007/80	Schott
Seadme tüüp		Mono-Si	Poly-Si	CIS	a-Si
MPP Võimsus	Wp ¹⁰	235	235	80	100
Avatud ahela pinge U _{OC}	V	37,5	37,1	45,5	23,8
Pinge U _{MPP}	V	30,3	30,2	36	17,5
Lühisvool I _{SC}	A	8,19	8,42	2,5	6,79
Vool I _{MPP}	A	7,77	7,78	2,22	5,71
MPP-võimsus ruutmeetri kohta	Wp/ m²	140,16	140,45	109,74	69,00
Kasutegur	%	14,02	14,04	10,97	6,90
Maksimaalne süsteemi pinge SC II	V	1000	600	-	1000
Maksimaalne vastuvool	A	16	15	-	15
Lumekoormus vastavalt standardile IEC61215	kg/m ²	540	366 ²	240	245
Võimsuse temp. koef. α _p	%/°C	0,45	0,44	0,36	0,2
NOCT	°C	47	45,5	47	-
Töötemperatuur	°C	-	-40...+85	-40...+85	-40...+85
PV-elementide arv mooduli kohta		60	60	-	58
Möödaviik (bypass) diodide arv		3	3	-	-
Pikkus	m	1,675	1,685	1,205	1,108
Laius	m	1,001	0,993	0,605	1,308
Pindala	m ²	1,677	1,673	0,729	1,449
Garantii	a	25	25	-	20
Kaal	kg	21,2	23	12,7	18
Hind	€	323	247	182	91
Hind pindala kohta	€/m ²	192,64	147,62	166,82	62,79
Hind MPP võimsuse kohta	€/Wp	1,37	1,05	2,28	0,91

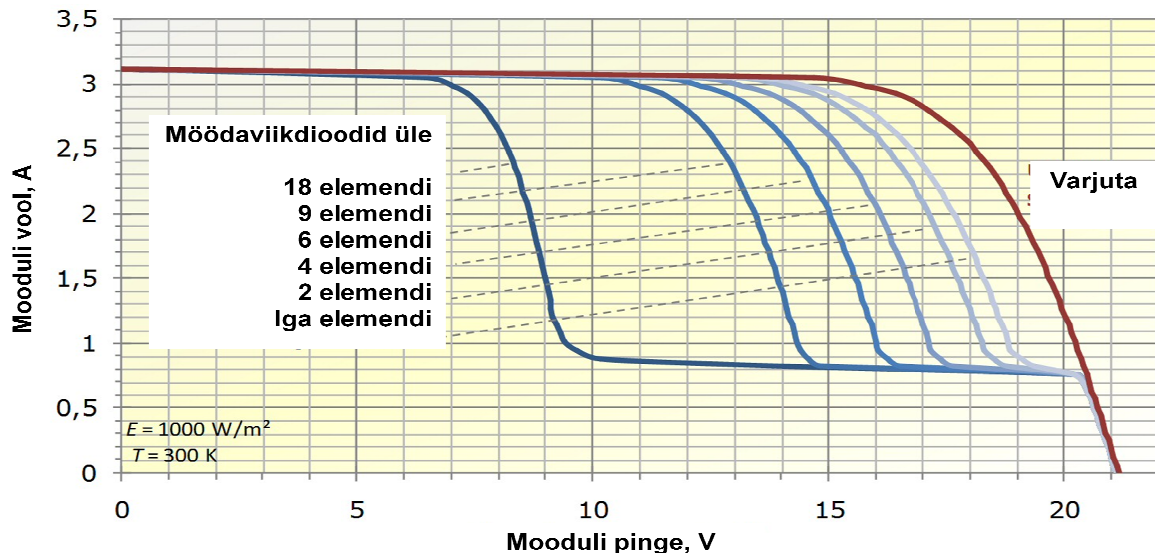
Märkused:

1. PV-paneelide ebaühtlane mustumine mõjutab oluliselt paneelide väljundvõimsust ja selle üksikelementide eluiga. Sellest tulenevalt tuleb paneelide valikul eelistada PV-paneele,

¹⁰ Watt-peak ehk standardtingimuste (*STC Irradiance 1000 W/m², spectrum Air Mass 1.5 and cell temperature 25°C*) korral paneeli väljundvõimsus

milledel on suuremal arvul möödaviik (*bypass*) diode. Möödaviik diodidele peavad olema tagatud head jahutustingimused.

- PV-paneeli pinna 2% kinnikatmine või varjamine võib teatud juhtudel vähendada tootmisvõimsust kuni 70%¹¹. 18 elemendi ja 2 möödaviikdiodiga moodulil ühe elemendi 50% varjamine vähendab mooduli võimsust 50% (Joonis 2.16).



Joonis 2.16 U-I tunnusjoon erineva arvu möödaviikdiodide korral kui üks mooduli element on 75% ulatuses varjatud

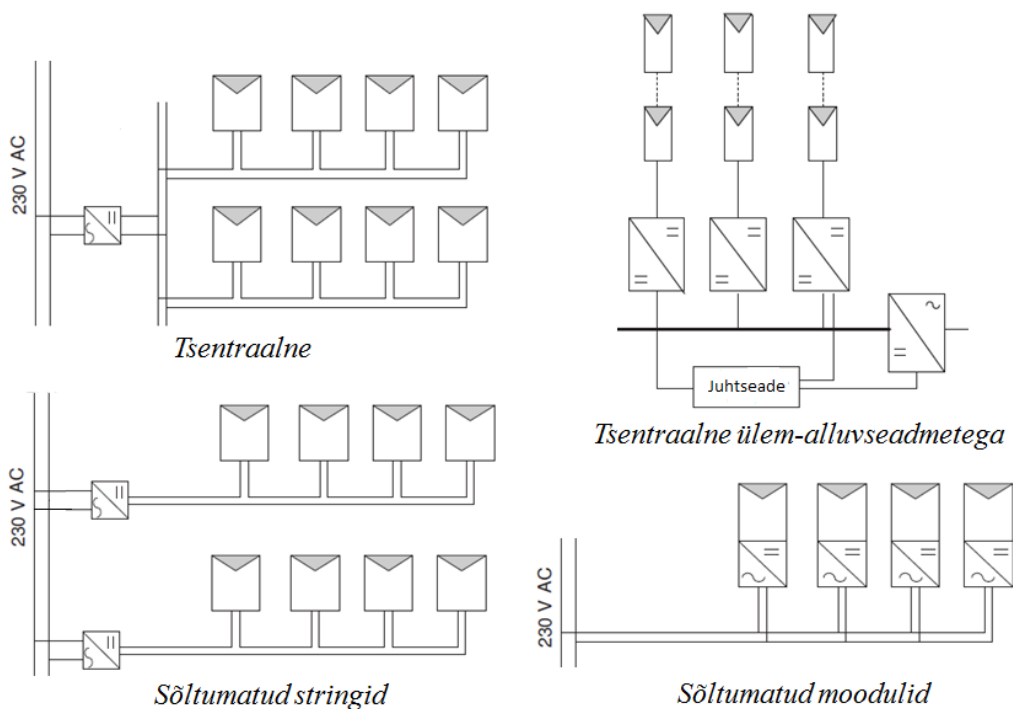
- Projekteerimisel tuleb silmas pidada, et otsese päikesekiirguse mõjul võib PV-paneelide temperatuur olla 20 kuni 40 kraadi kõrgem ümbritsevast temperatuurist. Selline temperatuuri tõus põhjustab PV-paneelidel täiendavaid võimsuskadusid, mida saab vältida paremate jahutustingimuste tagamise abil.
- Paneelide valikul pöörata tähelepanu temperatuuri koefitsientidele, mis väljendab kadu temperatuuri ühekraadise muutuse kohta.
- Käidukulude vähendamise seisukohalt tuleb projekteerimisel arvestada sellega, et PV-paneelide
 - mustumine toimuks võimalikult aeglaselt,
 - kontrollimine ja väljavahetamine oleks kiire ja lihtne,
 - vastupidavus keskkonnatingimustele sh tuule survele ja lumele oleks oludele vastav

1. ¹¹ Quaschnig, Volker. Regenerative Energiesysteme, Technologie – Berechnung – Simulation. 6., neu bearbeitete und erweiterte Auflage. Hanser Verlag München. 2009. 397 s. ISBN 978-3-446-42151-6.

Eelistada standardseid tooteid nt seadmeid, mille tootlikkus on pärast 25 aastast käitu vähemalt 80% esialgselt. Osad tootjad lubavad sama tootlikkuse langust juba 20 aasta möödudes.

2.4.2. PV-süsteemide topoloogiad, muundurid, kaabeldus ja salvestid

Sõltuvalt süsteemi ühendus- ja talitusviisist eristatakse mitut liiki invertereid. Tsentraalsed inverterid (*central inverters*) kasutatakse suurtes PV-elektrijaamades ja nende võimsused on kuni 100kW ja rohkem. Osad inverterid on võimalik seadistada ülem-alluvseadmetena (*master-slave*) astmeliselt või paralleelselt tööle, nt sõltuvalt päikesekiirgusest või kui mõni muundur rikneb. Moodulite stringina ühendatud invertereid saab samuti kasutada laias võimsusvahemikus ja selline ühendusviis tagab võrreldes tsentraalse ühendusviisiga suurema töökindluse (Joonis 2.17).



Joonis 2.17 PV-süsteemide erinevad topoloogiad

Tsentraalne süsteem

- moodulid ühendatakse jadamisi stringina, suurte võimsuste puhul paralleelselt mitu stringi ühe muunduri külge.
- Puuduseks on stringi diodide töökindlus ja kaod neis.

Tsentraalne ülem-alluvseadmetega süsteem

- Eelisteks on lihtne laiendatavus kui soovitakse võimsust tõsta
- Peamiseks puuduseks on suured kaod osalise varjutamise või moodulite korral mille väljundvõimsus on oluliselt madalam

Sõltumatud stringid

- Suureks eeliseks, et alalisvoolujuhtmete arvu on oluliselt väikesem
- Sobib hästi kasutamiseks kohtadesse kus on oht varjude tekkimisele, kasutatakse samaaegselt eritüübilisi paneele sh mooduleid saab grupeerida ja stringe erinevalt häälestada

Sõltumatud moodulid

- Optimaalne lahendus varjude korral
- Kaabeldus, laiendatavus kõige lihtsam
- Kallim ja madalam kasutegur
- Iga moodulit saab eraldi seadistada ja häälestada

Akulaadijad võivad olla eraldiseisvad moodulid või PV-süsteemi inverteriga integreeritud. Turul pakutakse mitmeid erinevaid laadijaid, millistest lihtsamad ja odavamad ON/OFF-laadijad, pulsilaiusmodulatsioonil põhinevad konstantse vooluga või pingega laadijad. Viimased on ka enimkasutatud laadijad. Keerulisemad ja kallimad seadmed, mida kasutatakse enamasti suurtes PV-süsteemides, on MPPT-laadijad (*maximum power-point tracking*).

Välitingimustesse paigaldatavad kaablid peavad olema ettenähtud töötama välistemperatuuri tingimustes $-40...+85$ °C. Üldised soovitused, mida tuleks PV-süsteemide kaabeldamisel järgida [8]:

- a. Maksimaalne lubatav kadu aku ja muunduri vahel on 1%.
- b. Maksimaalne lubatav kadu PV-paneelide ja muunduri vahel on 3%.
- c. Maksimaalne lubatav kadu muunduri ja koormuse vahel on 7%.

Väikesed laadijad sisaldavad enamasti akude kaitsefunktsioone, nagu kaitset süvātühjendamise ja ülelaadimise vastu. Laadijad on enamasti ettenähtud töötamiseks temperatuurivahemikus $-40^{\circ}\text{C}...+45^{\circ}\text{C}$.

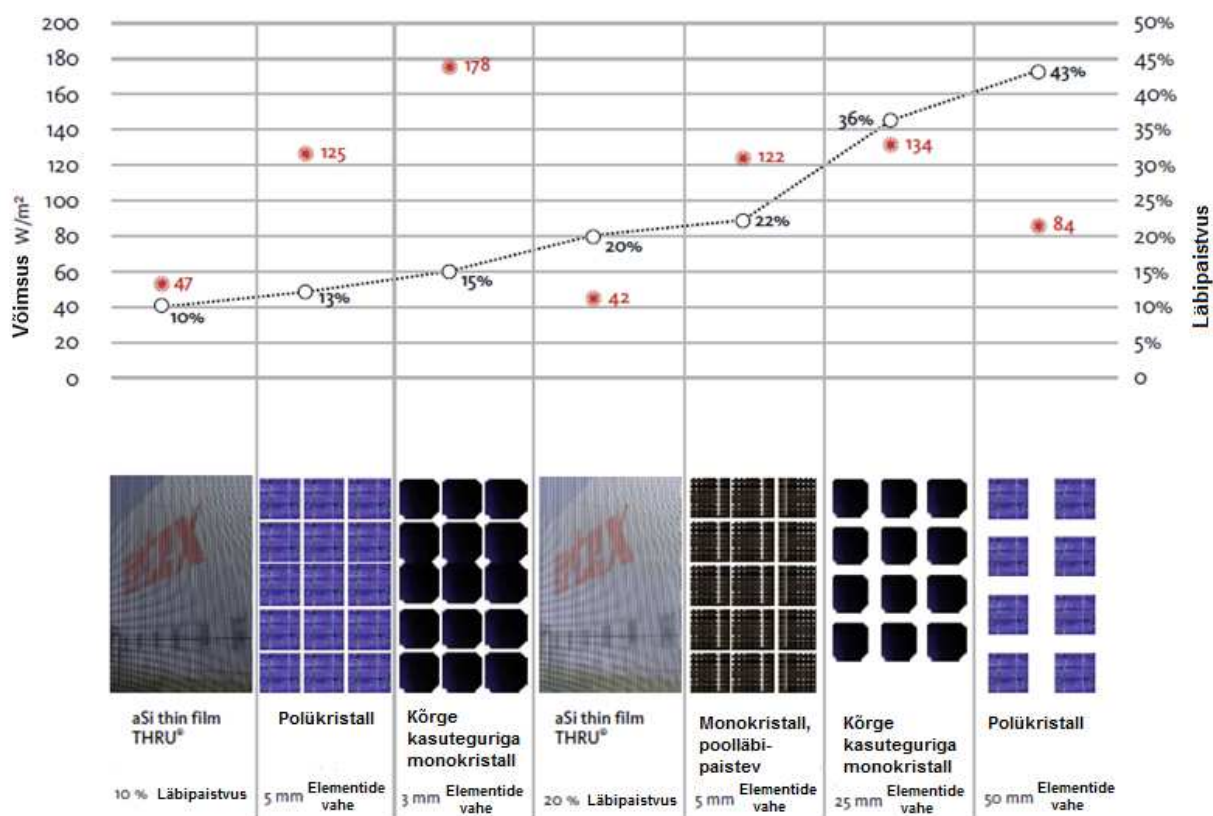
2.4.3. Hoone fassaadi integreerimise erisused

Hoonesse integreeritavate fassaadide, laminaatpaneelide ja kilede tootjatest tuntumad on:

- Arnold Glas – VOLTARLUX (www.voltarlux.de)
- ERTL GLAS AG / ertex solar (www.ertex-solar.at)
- Scheuten Solar (www.scheutensolar.com)
- SCHOTT Solar (www.schottsolar.com)
- Kaneka Solar (www.kaneka-solar.com)
- Würth-Solar (www.wuerth-solar.de)

Kõige laiemat tootevalikut pakub ülalkirjeldatud tootjatest ERTL-GLAS AG.

Suurema läbipaistvusega ehk valguse läbilaskvusega (*transparency*) moodulite puuduseks on väikesem nimivõimsus ruutmeetri kohta. Reeglina amorfsete räni paneelide läbipaistus pole suurem kui 20%. Kui soovitakse saada suuremat läbipaistvust või heledust fassaadi taga, siis kasutatakse erineva mono- või polükristall PV-elementide mustriga paneele. Kuna mono- ja polükristall PV-elementidel on suurem kasutegur, siis vaatamata suuremale läbipaistvusele on neil tootlikkus pinnahikule reeglina samaväärne või parem kui *thin-film* paneelidel (vt. Joonis 2.18).



Joonis 2.18 Seadmete võimsus ruutmeetrile ja läbipaistus¹²

2.4.4. PV-paneelide investeerimis- ja käidukulud, tootlikkus ja lihttasuvus

Hinnanguliselt on PV-süsteemi kaod (kaablid, inverter jne), kui paneelid on topelfassaadi integreeritud ja katusel spetsiaalsetel konstruktsioonidel, ligikaudu 14%. Sellele lisaks tuleb arvestada temperatuurist ja kiirguse peegeldumisest tingitud kaod, mis jäävad hinnanguliselt vahemikku 8...12% . Need kaod sõltuvad otseselt PV-elementide tüübist.

Allolevas tabelis on võrdlusena esitatud 2009/2010 ja 2012 PV-süsteemi hinnad (vt. Tabel 2.16). Nagu tabelist selgub on ligikaudu kahe aasta jooksul PV-süsteemide hinnad langenud 2-3 korda.

¹² ERTL GLAS AG / ertex solar homepage. <http://ertex-solar.at/cms/images/stories/ertexfile/Transparenz.pdf>

Tabel 2.16 Investeeringiskulud

	Võimsus (kWp)	Investeering (€/Wp) [PVR] ¹³	Hinnanguline investeering (€/Wp) ¹⁴
OFF-grid (võrguühenduseeta)	0,1...0,5	10...15	4...15
	1...4	8...12 (arenenud riikides)	
		15...30 (hajaasustusega aladel ja arenguriikides)	
ON-grid (võrguühendusega)	1...4	3,5...5	1,2...1,8
	10...50	3,5...5	
	>50	3,5...5	
	>200	2...4	

Käidu- ja hoolduskulud on reeglina vahemikus 0,02 kuni 0,1 €/kWh. Suuremad käidukulud on reeglina hübriidsüsteemidel. Samuti tuleb suuremate käidu- ja remondikuludega arvestada süsteemidel, mis on kergemini mõjutatavad vandalismist ja äärmuslikest ilmastikuoludest. Kõige enam mõjutab käidu ja -remondikulu akud. Mõnedes uuringutes on hinnatud käidu- ja hoolduskulud moodustavad ligikaudu 1% investeeringukulust. Ligikaudu hinnatakse käidukulusid suurusjärku 38...40 €/kW. Allolevas tabelis (vt. Tabel 2.17) esitatud andmed on arvestatud väljundvõimsuse mitte installeeritud tippvõimsuse kohta.

Tabel 2.17 Hinnangulised summaarsed käidukulud¹⁵

PV-süsteemi tüüp	€/MW
püsikaldega c-Si	36
püsikaldega CdTe	40
püsikaldega a-Si	40
Üheteljelise järgivajamiga c-Si	46

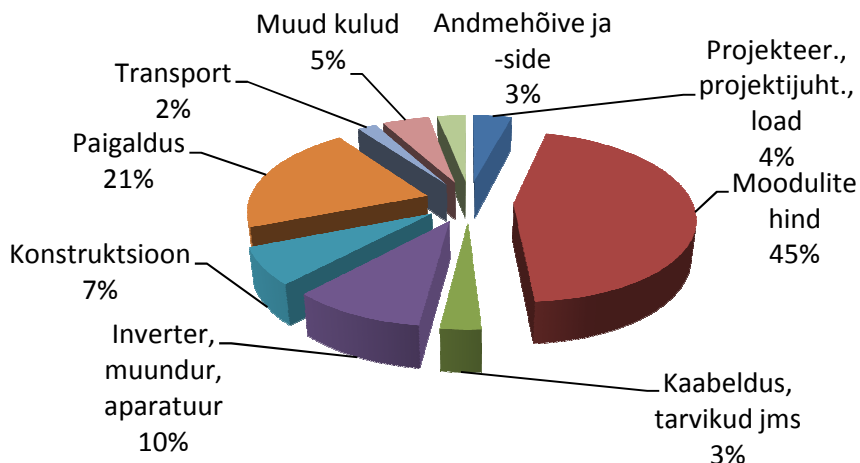
Joonis 2.19 illustreerib PV-süsteemide hinna jagunemist erinevate süsteemi osade ja tööde vahel. PV-paneelide hinda moodustab hinnangulisel 45% terviksüsteemi maksumusest.

Tegelikult sõltub PV-paneelide osakaal hinnast, paneelide tüübist ja muudest asjaoludest, ning reaalne osakaal võib olla vahemikus 40...60%. Tabel 2.18 illustreerib ainult PV-paneelide ja inverterite tasuvust ning Tabel 2.19 iseloomustab PV terviksüsteemi tasuvust koos kõikide kuludega. Alltoodud tabelis (vt. Tabel 2.18) esitatud PV-paneelide ideaalse (E_{PV}), standardkadudega ($E_{PV,15\%}$) ja 25 aastase käidu järgse tootlikkuse ($E_{PV,25a}$) arvutused pinnaühiku kohta baseeruvad eeltoodud andmetele. 25 aastase käidu jooksul on tootlikkuse kaoks arvestatud 20%. Arvutustes on kasutatud standardaasta kiirusandmeid. **Tabel 2.18-is esitatud tasuvusarvutustes pole arvestatud PV-paneelide lisaseadmeid ja muid paigaldamiseks tehtavaid kulutusi, mille maksumus võib sõltuvalt lahendusest olla samaväärne installeeritavate PV-paneelide hinnaga.**

¹³ PVRESOURCES homepage. www.pvresources.com.

¹⁴ Photon International, The Solar Power Magazine, October 2012

¹⁵ PVRESOURCES homepage. www.pvresources.com.



Joonis 2.19 PV-süsteemi hinna jagunemine ¹⁶

Tabel 2.18 PV-paneelide tootlikkus

Footja		SOLAR-WORLD	SCHOTT	Avancis	Schott
Seadme tüüp		Mono-Si	Poly-Si	CIS	a-Si
H_S , S 45°	kWh/m ²	1151	1151	1151	1151
E_{PV} , S 45°	kWh/m ²	161,32	161,66	126,60	79,42
$E_{PV,15\%}$, S 45°	kWh/m ²	137,12	137,41	107,61	67,51
$E_{PV,25a}$, S 45°	kWh/m²	109,70	109,93	86,09	54,01
Tasuvusaeg (0.1 €/kWh)	aastat	17,56	13,43	19,38	11,63
H_S , S 90°	kWh/m ²	871,39	871,39	871,39	871,39
E_{PV} , S 90°	kWh/m ²	122,13	122,39	95,85	60,13
$E_{PV,15\%}$, S 90°	kWh/m ²	103,81	104,03	81,47	51,11
$E_{PV,25a}$, S 90°	kWh/m²	83,05	83,22	65,18	40,89
Tasuvusaeg (0.1 €/kWh)	aastat	23,20	17,74	25,60	15,36
H_S , E 90°	kWh/m ²	597,23	597,23	597,23	597,23
E_{PV} , E 90°	kWh/m ²	83,71	83,88	65,69	41,21
$E_{PV,15\%}$, E 90°	kWh/m ²	71,15	71,30	55,84	35,03
$E_{PV,25a}$, E 90°	kWh/m²	56,92	57,04	44,67	28,02
Tasuvusaeg (0.1 €/kWh)	aastat	33,84	25,88	37,35	22,41
H_S , W 90°	kWh/m ²	693,67	693,67	693,67	693,67
E_{PV} , W 90°	kWh/m ²	97,22	97,43	76,30	47,86
$E_{PV,15\%}$, W 90°	kWh/m ²	77,78	77,94	61,04	38,29
$E_{PV,25a}$, W 90°	kWh/m²	66,11	62,35	48,83	30,63
Tasuvusaeg (0.1 €/kWh)	aastat	29,14	23,68	34,16	20,50
H_S , S 0°	kWh/m ²	943,63	943,63	943,63	943,63
E_{PV} , S 0°	kWh/m ²	132,26	132,53	103,79	65,11
$E_{PV,15\%}$, S 0°	kWh/m ²	105,81	106,03	83,03	52,09
$E_{PV,25a}$, S 0°	kWh/m²	89,93	84,82	66,43	41,67
Tasuvusaeg (0.1 €/kWh)	aastat	21,42	17,40	25,11	15,07
H_S , N 90°	kWh/m ²	346,59	346,59	346,59	346,59
E_{PV} , N 90°	kWh/m ²	48,58	48,68	38,12	23,91
$E_{PV,15\%}$, N 90°	kWh/m ²	38,86	38,94	30,50	19,13
$E_{PV,25a}$, N 90°	kWh/m²	33,03	31,15	24,40	15,31
Tasuvusaeg (0.1 €/kWh)	aastat	58,32	47,38	68,37	41,02

¹⁶ http://www.solarchoice.net/System_Cost.htm

Tasuvuse arvutamisel on kasutatud PV-paneelide tootlikkusena 25 aasta järgset tootlikkust. Kumulatiivse arvutuse järgi ehk eeldades PV paneelide tootlikkuse vähenemist 1% aasta kohta tulevad tasuvusajad mõnevõrra (1-3 aastat) lühemad. Tasuvusarvutusel (Tabel 2.18) on arvestatud elektrimüügi hinnaga 0,1 €/kWh ja paneelide jaehinnaga. Tegelikuses tuleb elektri müügihind mõnevõrra suurem ning paneelide hulgihind oluliselt madalam. Kuna PV-moodulite hind moodustab terviksüsteemi maksumusest hinnanguliselt 40...60%, siis ülaltoodud tabelis võib lugeda lõuna suunas 40...45-kraadise kaldega paigaldatud firma Schott paneelid ka terviksüsteemina 25 aasta perspektiivis tasuvaks (eeldusel, et elektri hind on tegelikult üle 0,1€/kWh ja hulgihind on jaehinnast ligikaudu 20...40% väiksem). Kirjeldatud oletust kinnitab ka arvutus (Tabel 2.19) vastavalt paneelide jaehindadele ja muudele eeldusele nagu

- paneeli hind moodustab 55% investeringukuludest
- Remondi- ehk asendusculud (replacement cost) on 10% investeerimiskuludest
- Käidu- ja hooldusculud (O&M costs) on 1% investeerimiskuludest

Tabel 2.19 PV-süsteemi (kõikide kuludega) tasuvusaeg jaehinna korral

Parameeter	Tähis	SOLAR-WORLD	SCHOTT	Avancis	Schott
		Mono-Si	Poly-Si	CIS	a-Si
Hind	€	323	247	182	91
PV-paneeli hind pinnaühikule	€/m ²	192,64	147,62	166,82	62,79
Hooldus ja käit	€/W	0,62	0,48	0,69	0,41
Remont	€/W	0,25	0,19	0,28	0,17
Investeering	€/W	2,50	1,91	2,76	1,65
Kulu installeeritud võimsuse kohta	€/W	3,37	2,58	3,72	2,23
Kulu installeeritud ruutmeetri kohta	€/m ²	472,85	362,34	409,47	154,12
Tasuvusaeg erineva asimuudi ja kaldenurga korral					
E90	aastat	56,46	43,18	62,31	37,38
SE90	aastat	46,26	35,37	51,04	30,63
S90	aastat	44,94	34,37	49,59	29,75
S40...45	aastat	34,69	25	38,28	22
SW90	aastat	47,43	36,27	52,33	31,40
W90	aastat	58,56	44,78	64,62	38,77
Eluiga	aastat	25	25	20	20

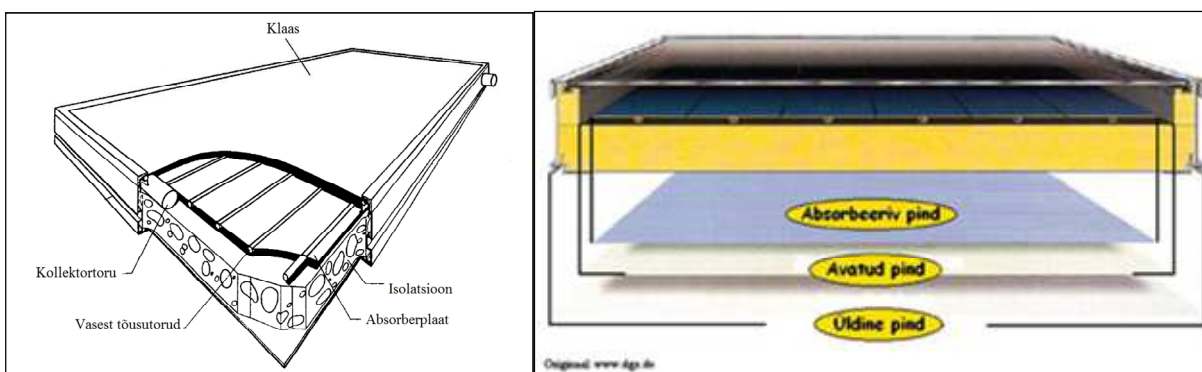
2.5. Päikesekollektorid

Päikesekollektorid on soojusvahetid, mille abil kantakse päikese poolt kiiratud soojus üle kollektorit läbivale soojuskandjale. Teisiti öeldes on päikesekollektor seade, mis absorbeerib talle peale langevat päikesekiirgust ja muundab selle soojuseks, mis omakorda kantakse üle soojuskandjale, mis voolab läbi kollektori.¹⁷

¹⁷ S.A. Kalogirou. Solar thermal collectors and applications. Progress in Energy and Combustion Science 30 (2004) 231-295.

2.5.1. Lamekollektorid

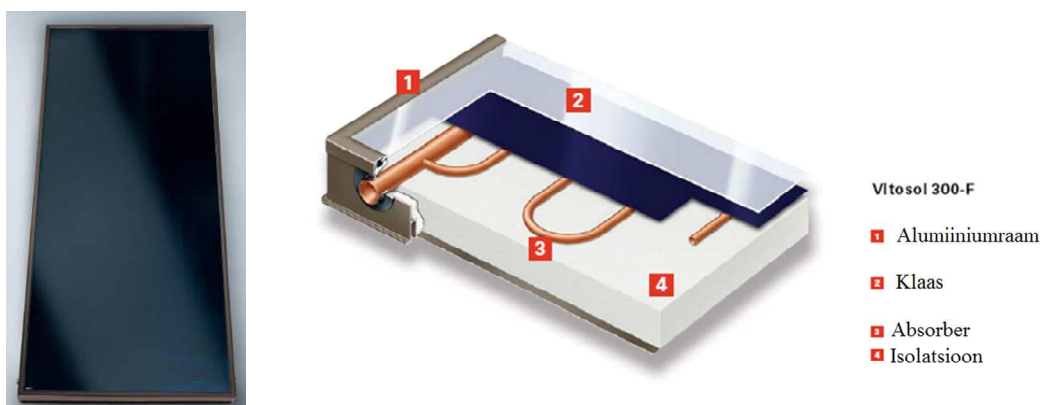
Lamekollektorit (Joonis 2.20) katab läbipaistev katteplaat. Päikesekiirgus läheb läbi läbipaistva katteplaadi ning langeb nn mustale pinnale, mida nimetatakse absorbeerivaks pinnaks. Absorbeeriv pind on kontaktis soojuskandja torudega (nt vasest) ning absorbeerinud päikesekiirgus kantakse soojusena üle torudes voolavale soojuskandjale. Soojuskandja transpordib soojuse edasi tarbijani või akumulatsioonipaaki. Absorberpinna all on soojusisolatsioonikiht, et vähendada soojuskadusid. Absorberis olevad peenikesed torud on mõlemast otsast ühendatud jämedamate nn kollektortorudega. Lamekollektori töötemperatuur on vahemikus 30-80 °C.¹⁸



Joonis 2.20 Lamekollektor^{19,20}

Läbipaistvat katet kasutatakse, et vähendada soojuskadusid kiirgusega ja konvektsiooniga väliskeskkonda.

Joonis 2.21 iseloomustab lamekollektori välisilmet ning selle lihtsustatud läbilõiget.



Joonis 2.21 Viessmann'i lamekollektor²¹

Tabel 2.20 illustreerib kolme erineva lamekollektori põhilisi tehnilisi näitajaid, mille alusel leitakse kollektorite soojustoodang (va brutopind).

¹⁸ S.A. Kalogirou. Solar thermal collectors and applications. Progress in Energy and Combustion Science 30 (2004) 231-295.

¹⁹ S.A. Kalogirou. Solar thermal collectors and applications. Progress in Energy and Combustion Science 30 (2004) 231-295.

²⁰ K. Karming. Vastvalminud Kohila Ärikeskuses toodavad sooja vett ning aitavad hoonet kütta vaakumpäikesepaneelid.

²¹ Viessmann.

Tabel 2.20 Erinevate lamekollektorite tehniliste näitajate võrdlus

	Viessmann Vitosol 200F, SV-2A	Junkers FK Comfort, FK-1S	Alpha- Innotec, ASK-26
Kollektori brutopind, m ²	2,51	2,398	2,6
Kollektori avatud ²² pind, m ²	2,33	2,256	2,36
Kasutegur, η_{0a}	0,791	0,77	0,751
Soojuslähikandetegur, k_1 (W/(m ² K))	4,04	3,681	3,389
Temperatuurist sõltuv soojuslähikandetegur, k_2 (W/(m ² K ²))	0,0182	0,0173	0,013
Soojuse toodang, kWh/a ²³	1 021	1 000	1 074
Soojuse eritoodang avatud pinna kohta, kWh/(m ² a)	438	443	455

Päikesekollektorite korral võib mõningatel juhtudel olla probleemiks kattumine lumega. Isegi vaakumtorukollektorid võivad kattuda lumega, kuna nende pind ei lähe sedavõrd kuumaks kui lamekollektoritel, sest neil on parem soojusisolatsioon, mis vähendab välisjahtumiskadusid võrreldes lamekollektoritega. Seetõttu võib lund „kleepuda“ ka torudele. Teisest küljest on nt sooja tarbevee vajaduse katmiseks paigaldatud päikesekollektorid dimensioonitud töötama pigem kevadest sügiseni, mitte talvisel ajal. Teatud tingimustel päikesekiirgus ise sulatab lund ning selle pind ning vähemalt 45°-ne kalle peaksid tagama lume ära vajumise kollektorilt.

2.5.2. Vaakumtorukollektor

Vaakumtorukollektoreid on erinevat tüüpi. Siinkohal toome ära tänapäeval enimlevinud kommertskasutuses olevad lahendused.

2.5.2.1 Soojustoru

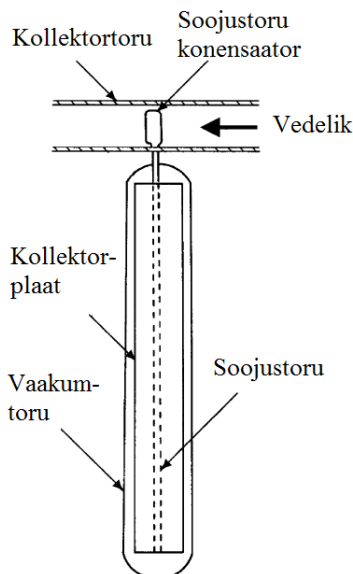
Soojustoruga vaakumtorukollektor koosneb soojustorust, mis on asetatud välise kesta sisse, milles on vaakum (Joonis 2.22). Vaakumtoru vähendab soojuskadusid konvektsiooni ja soojusjuhtivuse teel, mistõttu vaakumtorukollektoritega on võimalik saavutada kõrgemaid temperatuure võrreldes lamekollektoritega. Nagu ka lamekollektorid, absorbeerivad vaakumtorukollektoridki otsest ja hajuskiirgust. Vaakumtorukollektorite efektiivsus on kõrgem madalate langemisnurkade juures, mis annab neile eelise võrreldes lamekollektoritega.

Vaakumtorukollektorites kasutatakse soojustorus vedel-gaas faasimuutusega materjali soojuse ülekandmiseks. Soojustoruga on ühendatud mõlemal küljel absorberplaadid. Aurustunud soojuskandja tõuseb soojustorus ülesse, kus ta kondenseerub ja annab kondensaatoris soojuse ära vaakumtorusid ühendavale kollektoritorule, kus voolab

²² Valgust vastuvõttev pind (ingl. k – aperture area).

²³ Eesti energiaarvutuste baasaasta alusel sooja tarbevee valmistamiseks.

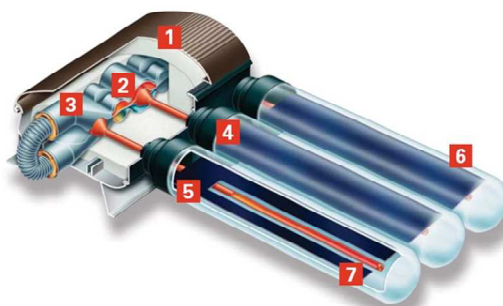
soojuskandja, mis transpordib soojust tarbijani (nt akumulatsioonipaaki). Veeldunud soojuskandja soojustorus langeb toru alumisse ossa ja protsess hakkab otsast peale.



Joonis 2.22 Soojustoruga vaakumtorukollektor²⁴

Tänu sellele, et aurustumist ja kondenseerumist ei toimu, kui temperatuur on üle faasimuutuse temperatuuri, on soojustorude korral välditud külmumine või ülekuumenemine. Selline temperatuurikontroll on ainulaadne omadus vaakumtorukollektoritele.

Joonis 2.23 iseloomustab vaakumtorukollektori välisilmet ning selle lihtsustatud läbilõiget.



Vitosol 300-T

- Isolatsioon
- nn "Kuiv" kontakt, soojuskandjate vahel kontakt puudub
- Soojusvaheti
- Torusid on kerge vahetada
- Pindega kaetud absorber
- Klaas
- Soojustoru

Joonis 2.23 Viessmann'i soojustorugavaakumtorukollektor²⁵

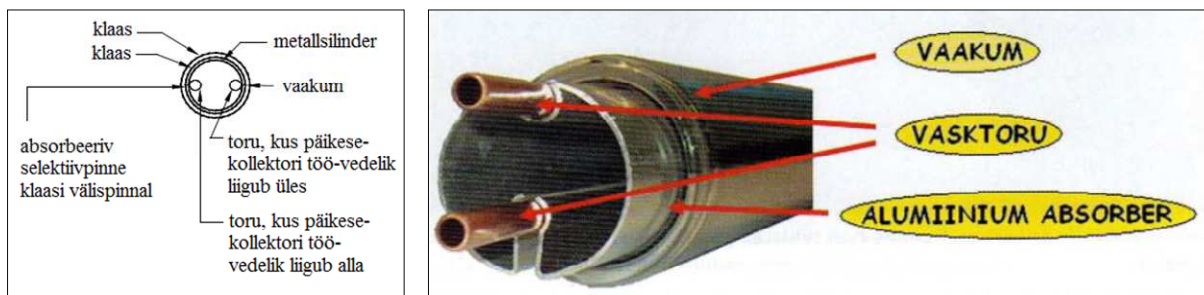
2.5.2.2 Sydney tüüpi toru

Vaakumtorukollektori üks alaliike on nn Sydney tüüpi toru (Joonis 2.24). Kollektortoru koosneb välisest klaastorust, absorberpinnast ja metalltorust. Metalltoru (nt alumiinium) sisse

²⁴ S.A. Kalogirou. Solar thermal collectors and applications. Progress in Energy and Combustion Science 30 (2004) 231-295.

²⁵ Viessmann.

on paigaldatud kahele poole peenikesed torud (nt vasest). Ühte toru mööda liigub soojuskandja ülesse ja teist mööda alla.



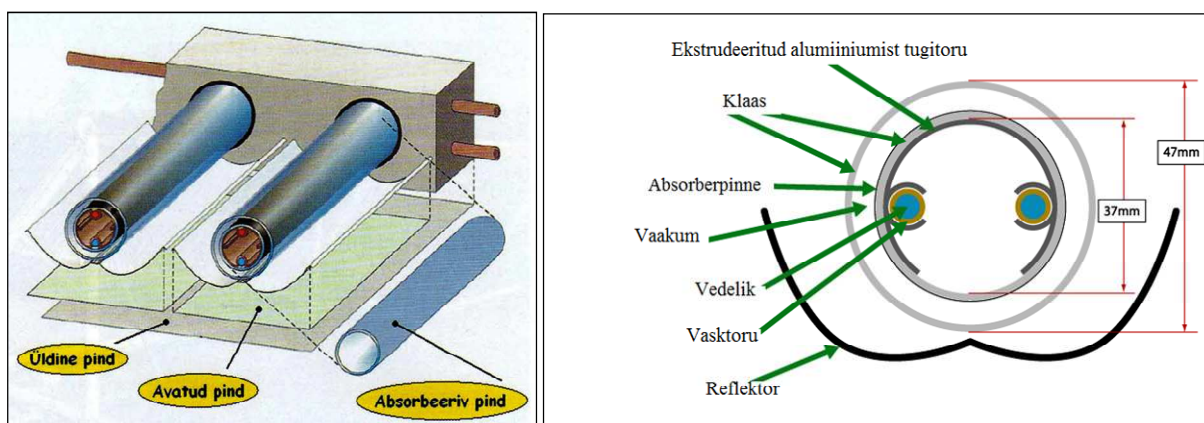
Joonis 2.24 Sydney tüüpi vaakumkollektor^{26,27}

Eelpool toodud kollektortorude töötemperatuur on vahemikus 50-240 °C.²⁸

2.5.2.3 CPC vaakumtoru

CPC (compound parabolic collector) korral kasutatakse kõverpeegleid (Joonis 2.25), et suunata päikesekiirgust absorbeerivale pinnale (Joonis 2.26). CPC kollektorid töötavad temperatuurivahemikus 60-299 °C.^{29,30}

Selline päikesekiirguse kontsentreerumise tehnoloogia kasutamine võimaldab kasutada efektiivsemalt päikesekiirgust ka madala kiirgusega päevade korral, st kasutavad efektiivselt ära ka hajuskiirgust. Joonis 2.27 illustreerib CPC päikesekollektorit.



Joonis 2.25 CPC kollektor^{31,32}

²⁶ E. Andersen, S. Furbo. Theoretical variations of the thermal performance of different solar collectors and solar kombi systems as function of the varying yearly weather conditions in Denmark. *Solar Energy* 83 (2009) 552-565.

²⁷ K. Karming. Vastvalminud Kohila Ärikeskuses toodavad sooja vett ning aitavad hoonet kütta vaakumpäikesepaneelid.

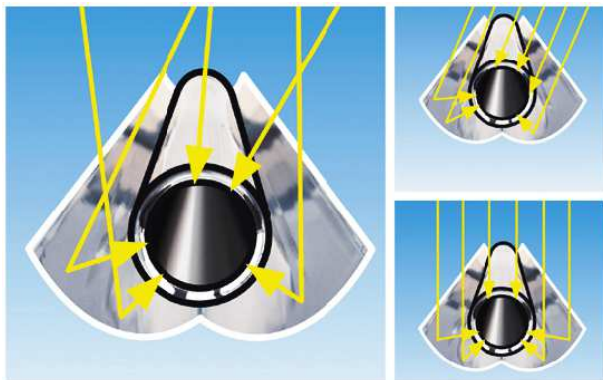
²⁸ S.A. Kalogirou. Solar thermal collectors and applications. *Progress in Energy and Combustion Science* 30 (2004) 231-295.

²⁹ <http://solarhomeenergy.wordpress.com/>

³⁰ S.A. Kalogirou. Solar thermal collectors and applications. *Progress in Energy and Combustion Science* 30 (2004) 231-295.

³¹ K. Karming. Vastvalminud Kohila Ärikeskuses toodavad sooja vett ning aitavad hoonet kütta vaakumpäikesepaneelid.

³² http://andyschroder.com/CPC_additionalimages.html



Joonis 2.26 CPC kollektor, päikesekiirguse suunamine³³



Joonis 2.27 CPC kollektori näide^{34,35}

2.5.2.4 Vaakumtorukollektorite võrdlus

Tabel 2.21 illustreerib nelja erineva vaakumtorukollektori põhilisi tehnilisi näitajaid, mille alusel leitakse kollektorite soojustoodang (va brutopind).

Tabel 2.21 Erinevate lamekollektorite tehniliste näitajate võrdlus

	Viessmann Vitosol 200 T, SD- 2A, 2m ²	Thermomax HP 200 20	AS Solar AS-CPC-12	Kloben SKY Pro 10 CPC 58
Kollektori brutopind, m ²	2,88	2,84	2,28	2,17
Kollektori avatud ³⁶ pind, m ²	2,14	2,16	1,99	1,90
Kasutegur, η_{0a}	0,74	0,726	0,642	0,718
Soojuslähikandetegur, k_1 (W/(m ² K))	1,28	1,55	0,885	1,051
Temperatuurist sõltuv soojus- lähikandetegur, k_2 (W/(m ² K ²))	0,007	0,006	0,001	0,004
Soojuse toodang, kWh/a ³⁷	1 358	1 289	1 190	1 232
Soojuse eritoodang avatud pinna kohta, kWh/(m ² a)	635	597	598	648

³³ www.as-solar.com

³⁴ http://andyschroder.com/CPC_additionalimages.html

³⁵ www.as-solar.com

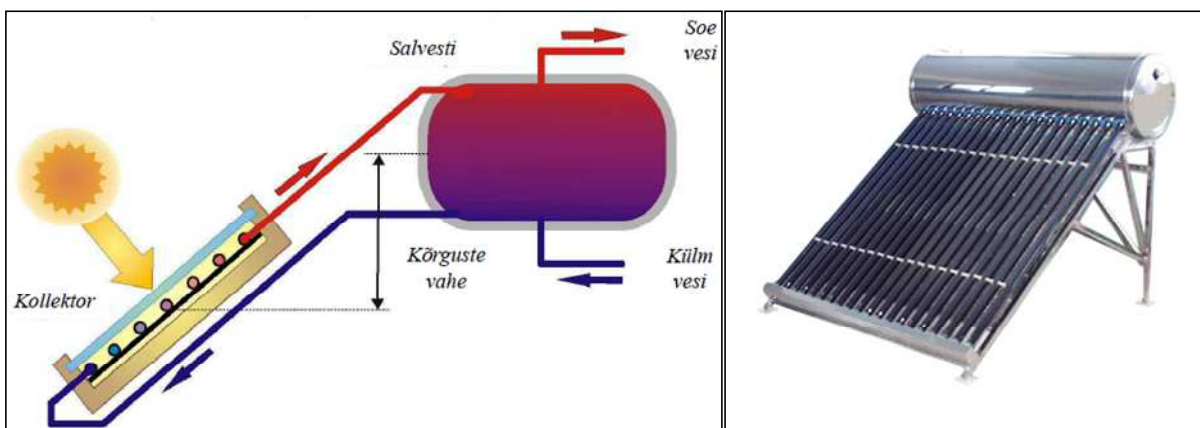
³⁶ Valgust läbi laskev pind (ingl. k – aperture area).

³⁷ Eesti energiaarvutuste baasaasta alusel sooja tarbevee valmistamiseks.

2.5.3. Päikesekollektorite rakendus

2.5.3.1 Termosifoon

Kõige lihtsam rakendus on päikesekollektorite kasutamine sooja tarbevee tootmiseks nn loomuliku ringlusega termosifoonseadmega (Joonis 2.28). Sellist lahendust võib laialdaselt näha lõunapoolsetes riikides nagu Hispaania, Kreeka, Itaalia jne. Kuna süsteem on avatud, st tarbevesi soolab läbi kollektori, siis on oluline, et temperatuur ei lange alla 0 °C. Seetõttu ei ole see süsteem põhjamaade kliimatilistest tingimustes kasutatav aastaringsest. Suvise kasutusega hoonete korral (nt lastelaagri hooned) võib seda suvel kasutada, kuid talveks tuleb süsteem tühjaks lasta. Reeglina ei sobi kasutamiseks kui kollektorite pindala on üle 10 m².



Joonis 2.28 Termosifoonseade ja tööprintsip^{38,39}

2.5.3.2 Suletud ringiga sooja tarbevee süsteem

Põhjamaisesse kliimasse sobib aastaringseks kasutamiseks suletud ringiga sooja tarbevee valmistamise süsteem, mille päikesekollektorit läbivaks soojuskandjaks on külmumiskindel vedelik (nt vesi-glükooli lahus)(Joonis 2.29).

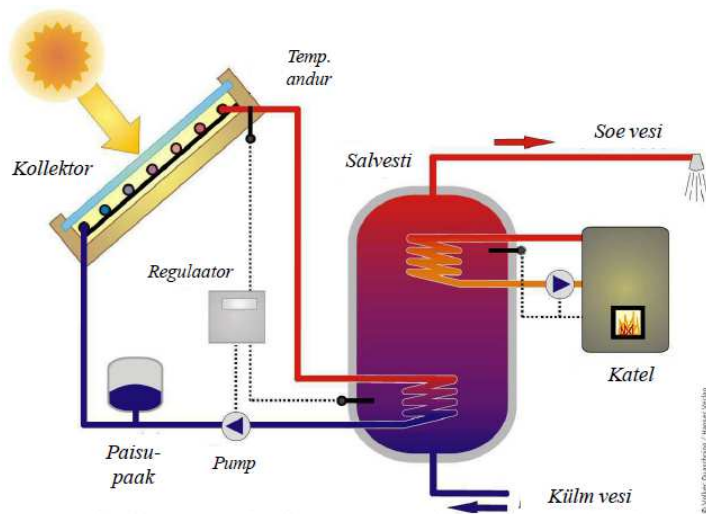
Akumulatsioonipaagis ehk salvestis on kaks siugu, üks on päikesekollektori poolt toodetava soojuse ülekandmiseks soojale tarbeveele ja teine on lisakütteallika poolt toodetud soojuse ülekandmiseks soojale tarbeveele. Põhjamaises kliimas on vaja lisakütteallikat, et tagada aasta läbi sooja tarbevee valmistamine, st ainult päikesekiirgusest ei piisa. Lisakütteallikaks võib olla nt pelletikatel, õlikatel, elektrikatel jne. Samuti võib salvestite korral kasutada sisse integreeritud elektriküttekeha. Seda tüüpi lahenduse korral:

- Temperatuuri hüsteresis valitakse reeglina 5-10 kraadi etteandeväärtusest

³⁸ <http://www.volker-quaschnig.de/articles/fundamentals4/index.php>

³⁹ <http://peswiki.com/index.php/User:Poolfolk>

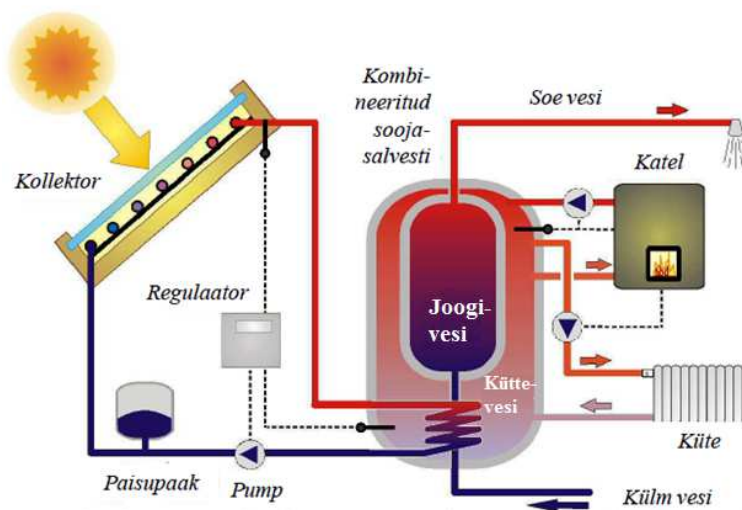
- Pump arvutatakse põhimõttel 1 m² paneel = 30-50 l/h
- Ujulate puhul valitakse suurema jõudlusega pump



Joonis 2.29 Suletud ringiga sooja tarbevee süsteem⁴⁰

2.5.3.3 Sooja tarbevee valmistamine ja ruumide küte

Päikese poolt kiiratavat soojust saab lisaks sooja tarbevee valmistamisele ära kasutada ka ruumide kütmiseks (Joonis 2.30). Mida väiksemad on hoone soojuskaod läbi piirete ja ventilatsiooniga, seda efektiivsemalt on võimalik päikese poolt kiiratavat soojust kasutada hoone kütmiseks.



Joonis 2.30 Päikeseküttesüsteem sooja tarbevee valmistamiseks ja ruumide kütteks⁴¹

Katel ehk lisakütteallikas on siiski vajalik, kuna põhjamaiste kliimaolude juures ei ole võimalik hoone soojusvarustust täielikult katta päikese poolt kiiratava soojusega. Kombineeritud lahendusel üheks eeliseks on soojuste vajaduse osaline katmine tasuta saada oleva

⁴⁰ <http://www.volker-quaschnig.de/articles/fundamentals4/index.php>

⁴¹ <http://www.volker-quaschnig.de>

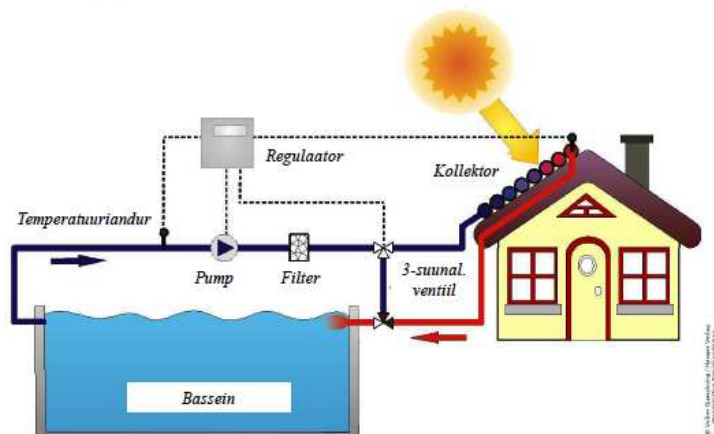
päikesekiirgusega, st sõltuvalt tarbimismustrist võimaldab katta 20 kuni 70 % kogu soojuste vajadusest.

2.5.3.4 Basseiniküte

Päikesekiirgust saab kasutada ka basseinivee kütmiseks (Joonis 2.31). Tuleb arvestada, et

- Tüüpiline energiavajadus basseinides jääb vahemikku 150 kWh kuni 450 kWh iga basseini ava ruutmeetri kohta
- Saksamaal piisab vee soojendamiseks kuni 23 kraadini täielikult päikesekiirgusest
- 2000 ruutmeetrise basseini puhul on võimalik kokku hoida kuni 75000 liitrit kütteõli ja vähendada CO₂ eraldamist kuni 150000 kg (katla kasutegur 80%)
- Kollektori absorberri pindala peab moodustama 50...80% basseini ava pindalast
- Hinnad sellise süsteemi kohta olid 2009 aastal ligi 100€/m²
- Kõrgema vee temperatuuri saavutamiseks võib lahendus osutada suurema kollektorite pinna tõttu mitte tasuvaks

Vastavalt Terviseameti 2010 aasta andmetele on Eestis 177 ujulat 294 basseiniga (2010, Terviseamet).



Joonis 2.31 Päikesekiirguse abil basseini kütmine⁴²

2.5.3.5 Kasutamine ehitiste disainielementidena

Päikesekollektoreid on võimalik kasutada ka disainielementidena (Joonis 2.32) ja leida neile ka praktilisi rakendusi. Päikesekollektorid võivad olla ka päikesevarju asemel ja kasutusel nt varikatustena.

⁴² <http://www.volker-quaschnig.de>



Joonis 2.32 Vaakumtorude disainielemendina ja varikatuseks kasutamise näide^{43 44}

2.5.4. Rusikareeglid kollektorite dimensioneerimiseks

Rusikareegel kollektorite kasutamisel tarbevee soojendamiseks

- Kollektori suurus: 1...1,5 m² inimese kohta
- Salvesti suurus: 80...100 l inimese kohta
- Vaakumtorudega kollektorite puhul võib kollektori pindala vähendada ca 30% võrreldes lamekollektoriga
- Alla 3...4 m² kollektorite puhul kadude osakaal torudes kõrge (üle 15%)

Rusikareegel kollektorite kasutamisel kütte toetamiseks

- Variant 1: väikesed süsteemid
 - 0,8 m² lamekollektoreid 10 m² elamispinna kohta või
 - 0,6 m² vaakumkollektoreid 10 m² elamispinna kohta
 - Salvesti 50 liitrit 1 m² kollektoripinna kohta
- Variant 2: keskmise suurusega süsteemid
 - 1,6 m² lamekollektoreid 10 m² elamispinna kohta või
 - 1,2 m² vaakumkollektoreid 10 m² elamispinna kohta
 - Salvesti 100 liitrit 1 m² kollektoripinna kohta

Variantide 1 ja 2 katvusteguri võrdlus 30-kraadise kaldega lamekollektoritega kütmise toetamise süsteem eluruumile pindalaga 130 m² on esitatud järgnevalt (Tabel 2.22):

⁴³ Viessmann

⁴⁴ <http://www.thermomax.com/Downloads/Vacuum%20Tube%20Paper.pdf>

Tabel 2.22 Variantide 1 ja 2 katvusteguri võrdlus

	Vana ehitis	Standardne uusehitis	3-liitri maja *)	Passiivmaja
Sooja tarbevee vajadus, kWh	2700	2700	2700	2700
Küttevajadus	25000	11500	3900	1950
Katvustegur (variant 1)	13%	22%	40%	51%
Katvustegur (variant 2)	22%	36%	57%	61%

*) aastane primaarenergiatarve on <30 kWh/m². 30 kWh vastab ligikaudu 3 liitrile kütteõlile, seega kulutab aastas kütteõli 3 l/m²

2.5.5. Päikesekollektorite tehnilis-majanduslik võrdlus

Lame- ja vaakumtorukollektorite vahel viidi läbi tehnilis-majanduslik analüüs. Vaadeldi kolme erinevat lamekollektorit ja kolme erinevate vaakumtorukollektorit ning kahte erinevat rakendust, vt Tabel 2.23 ja Tabel 2.24. Esimene rakendus on päikesekollektorite kasutamine ainult sooja tarbevee valmistamiseks. Teine rakendus on päikesekollektorite kasutamine nii sooja tarbevee valmistamiseks kui hoone kütmiseks. Võib näha, et lamekollektorite tootlikkus on väiksem võrreldes vaakumtorukollektoritega ning seetõttu on sama soojushulga tootmiseks vaja rohkem paneele, st „pinda“ paigaldada. Alati ei saa hinnata majanduslikku poolt tootlikkus alusel, vaid tuleb ka vaadata, kui palju on vaja investeerida tootlikkuse saavutamiseks.

Tabel 2.23 Päikesekollektorite võrdlustabel – ainult sooja vee valmistamine

Nimetus	Ühik	Lamekollektor			Vaakumtoru		
		Viessmann Vitosol 200F, SV-2A	Junkers FKC Comfort, FKC-1S	Alpha-Innotec ASK-26	Viessmann Vitosol 200 T, SD-2A, 2m ²	Thermomax HP 200 20	Kloben SKY Pro 10 CPC 58
Soojuse toodang paneeli kohta	kWh/a	1 021	1 000	1 074	1 358	1 289	1 232
Paneelide arv	tk	10	10	10	8	8	8
Kogu brutotoodang	MWh	10,2	10,0	10,7	10,9	10,3	9,9
Soojuse netotoodang	MWh	9,2	9,0	9,7	9,8	9,3	8,9
Paneeli maksumus	EUR/tk	846	678	850	2 123	1 575	1 197
Paneelide kogumaksumus	EUR	8 462	6 780	8 500	16 986	12 600	9 576
Muud seadmed ja paigaldus	EUR	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000
Maksumus kokku	EUR	11 462	9 780	11 500	19 986	15 600	12 576
Investeeringu eluiga	a	15	15	15	15	15	15
Soojuse maksumus	EUR/MWh	83	72	79	136	112	95

Ainult sooja tarbevee valmistamise korral vajatakse madalamaid temperatuure võrreldes olukorraga, kus päikesekollektoritega soovitakse ka hoonet kütta ning seetõttu on ka tootlikkused kollektori kohta erinevad. Sooja vee valmistamise korral on tootlikkused suuremad võrreldes soojuste tootmisega nii sooja tarbevee valmistamiseks kui ka hoonete kütteks. Lihtsamalt öeldes, sama investeeringu juures väiksem tootlikkus tähendab kõrgemat soojuste maksumust. Samas, kui on tegemist nt põrandaküttega, siis on olukord teine, kuna tegemist on madalamate temperatuuridega.

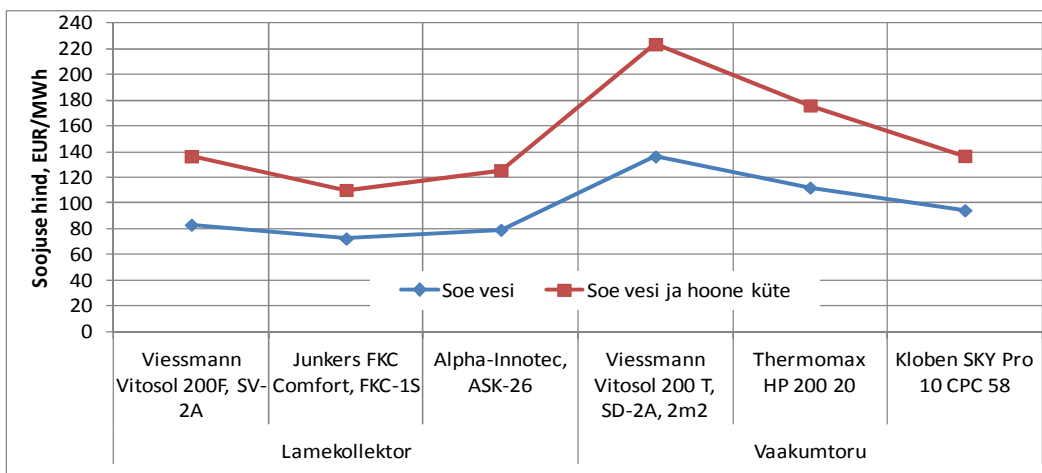
Tabel 2.24 Päikesekollektorite tehnilis-majanduslik võrdlustabel – sooja vee valmistamine ja osaline hoone küttevajaduse katmine

Nimetus	Ühik	Lamekollektor			Vaakumtoru		
		Viessmann Vitosol 200F, SV-2A	Junkers FKC Comfort, FKC-1S	Alpha-Innotec, ASK-26	Viessmann Vitosol 200 T, SD-2A, 2m ²	Thermomax HP 200 20	Kloben SKY Pro 10 CPC 58
Soojuste toodang paneeli kohta	kWh/a	820	814	895	1 256	1 184	1 158
Paneelide arv	tk	33	33	30	22	23	24
Kogu brutotoodang	MWh	27,1	26,9	26,9	27,6	27,2	27,8
Soojuste netotoodang	MWh	24,4	24,2	24,2	24,9	24,5	25,0
Paneeli maksumus	EUR/tk	846	678	850	2 123	1 575	1 197
Paneelide kogumaksumus	EUR	27 923	22 374	25 500	46 711	36 225	28 728
Muud seadmed ja paigaldus	EUR	21 940	17 580	20 036	36 702	28 463	22 572
Maksumus kokku	EUR	49 863	39 954	45 536	83 413	64 688	51 300
Investeeringu eluiga	a	15	15	15	15	15	15
Soojuste maksumus	EUR/MWh	136	110	126	224	176	137

Toodud näide on illustratiivne ning näitab, et igas olukorras tasub küsida hinnapakumisi nii lamekollektoritele kui ka vaakumtorukollektoritele erinevatelt turuosalistelt. Hoone kütmisega versiooni korral on kollektorite arvu erinevus suurem võrreldes ainult sooja tarbevee valmistamise olukorraga. See tähendab seda, et sellises olukorras võib hakata rolli mängima vaba pinna olemasolu kollektoreid paigaldada. Siiski tuleb kollektorite dimensioonimisel arvestada, et suvel hoone kütteks soojust ei vajata ning liigsoojuste tootmine võib tekitada probleeme seadmete töös.

Tehnilis-majanduslik analüüsi tulemusel saadud erinevaid soojuste maksumusi iseloomustab graafiliselt Joonis 2.33. Soojuste maksumuste põhjal võib öelda, et päikesekütte kasutamine võib teatud juhtudel olla majanduslikult põhjendatud, nt sooja vee valmistamine. Siiski on igal

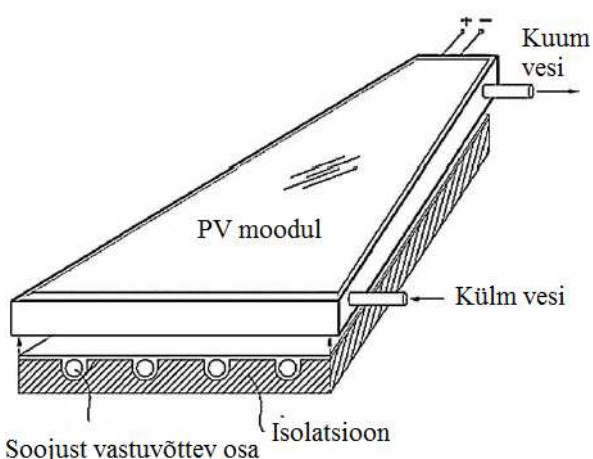
konkreetsel juhul soovitav teha tasuvusarvutused konkreetsete hinnapakumiste ja kasutusel olevate energiaallikate põhjal.



Joonis 2.33 Soojuse maksumused

2.5.6. Päikesepaneel-kollektor

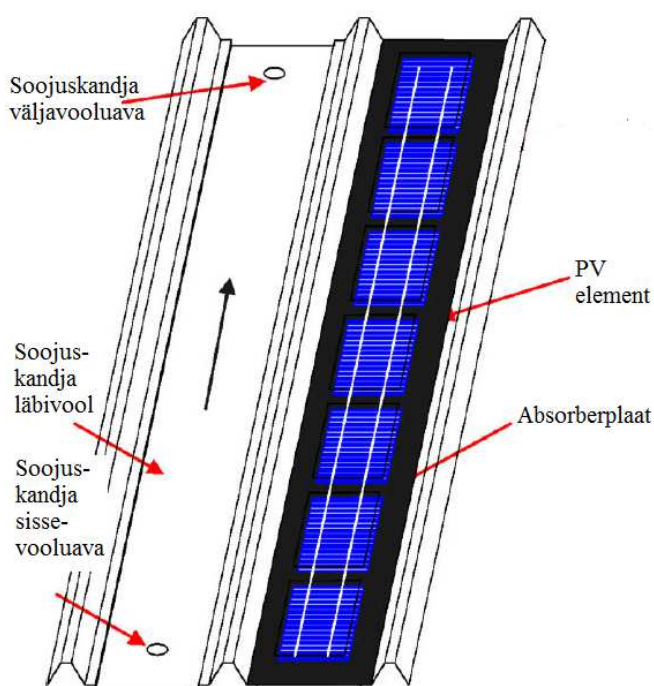
Ideele kombineerida päikesepaneel ja päikesekollektor on senini pööratud vähe tähelepanu. Selliste paneelide integreerimine hoone konstruktsiooni (seinad, katuse jne), annab suurema võimaluse kasutada taastuvatest energiaallikatest saadud energiat hoonete energiavarustuses. Päikesepaneel-kollektor (PP/K) koosneb päikesepaneelidest, mille all on kollektorpinna (vt ka Joonis 2.34). Päikesepaneelid muundavad osa neile langevat päikese kiirgust elektriiks. Päikesepaneelide all olev kollektorpinna abil muundatakse osa langevat päikese kiirgust soojuseks. Kollektorpinna võivad olla erinevate konstruktsiooniliste lahendustega ja erinevate soojuskandjatega (õhk, vedelik jne).



Joonis 2.34 Päikesepaneel-kollektori põhimõtteskeem⁴⁵

⁴⁵ A. Ibrahim, M.Y. Othman, M.H. Ruslan, S. Mat, K. Sopian. Recent advanced in flat plate photovoltaic/thermal (PV/T) solar collectors. Renewable and Sustainable Energy Reviews 15 (2011) 352-365.

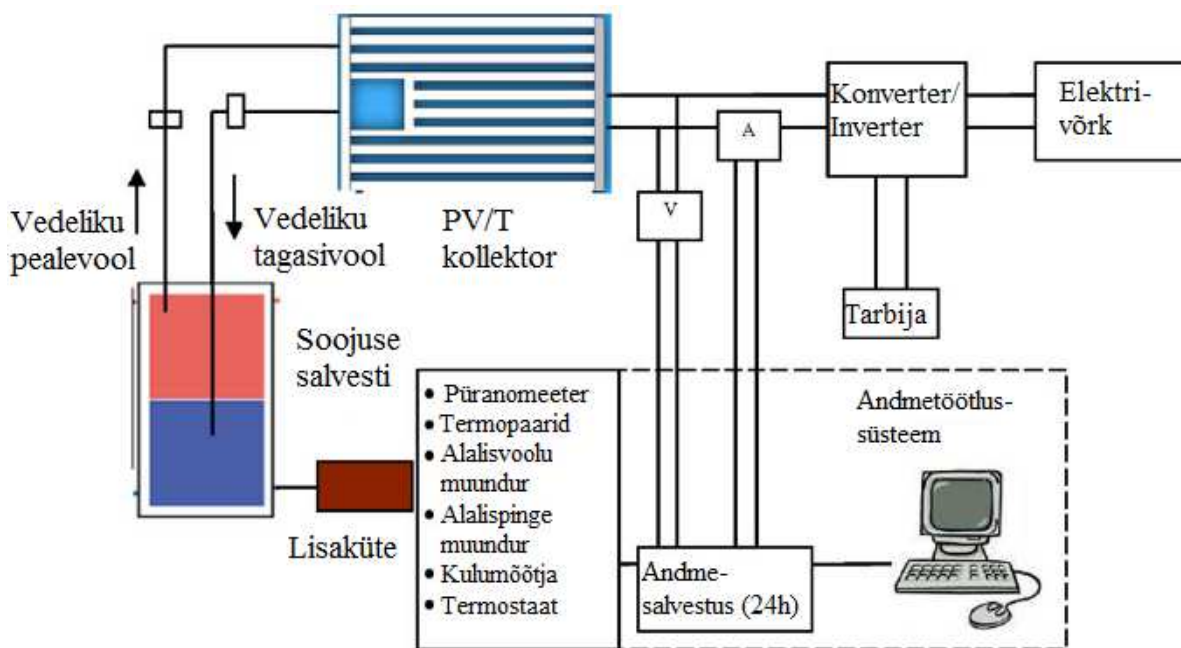
Katusekattena kasutatava PP/K moodulit illustreerib Joonis 2.35. Päikesepaneelid on asetatud nõgku. Nõgu põhja ja päikesepaneelide vahele jääb vahe. Sellise nõgusa kanali mõlemas otsas on avaused, kus ühest tuleb soojuskandja sisse ja teisest väljub. Ráni baasil tehtud päikesepaneelid absorbeeriva lühikese lainepikkusega laineid, genereerides absorbeerinud kiirgusest elektrit. Pikema lainepikkusega lained samal ajal neelduvad materjalis ja tõstavad temperatuuri. Integreerides päikesekollektori põhimõtte päikesepaneelidega, tekib võimalus kasutada pikema lainepikkusega kiirguse absorbeerimisel tekkinud soojust ära. Teisest küljest jahutab see ráni baasil valmistatud paneele, mis suurendab nende kasutegurit palavate ja suure kiirgusintensiivsusega ilmadega.



Joonis 2.35 Katusekattena kasutatav päikesepaneel-kollektor⁴⁶

PP/K integreerimise näidet hoone energiavarutusse kujutab Joonis 2.36. Päikesepaneelidega toodetud elekter suunatakse kas hoone elektrivajaduse katmiseks või elektrivõrku. Kollektoriga toodetud soojus suunatakse soojussalvestisse. Soojussalvestist on võimalik soojust kasutada nt sooja tarbevee valmistamiseks, hoone kütteks jne. Soojussalvestiga on ühendatud lisasoojusallikas, et tagada igal ajahetkel vajalik veetemperatuur salvestis.

⁴⁶ T.N Anderson, M Duke, G.L. Morrison, J.K. Carson. Performance of a building integrated photovoltaic/thermal (BIPVT) solar collector. Solar Energy 83 (2009) 445-455.



Joonis 2.36 Veepõhise PP/K süsteemi skeem⁴⁷

2.6. Hüdroenergia

Sadevett on teoreetiliselt võimalik kasutada energia tootmiseks ja joogivee asendusena tualettides (teatud tingimustel ka pesumasinate) või haljastuse kastmisel. Energia tootmise potentsiaal üksikudel hoonetel on väike. Näiteks eeldusel, et vihmavee kogumine ja energia tootmine toimub kadudeta, aastane sademete hulk on 800 mm, hoone kõrgus on 40 m, katuse pindala kust vett kogutakse on 1000 m², on energeetiline potentsiaal kuni 10 Wh/h ehk võimsus on 10 W. Kui eeldada, et kasutegur on samaväärne suurte elektrijaamadega ehk 80% ja kaod ei ületa 10%, siis on võimalik realselt toota 6-7 Wh/h ehk 0,007Wh/h/m².

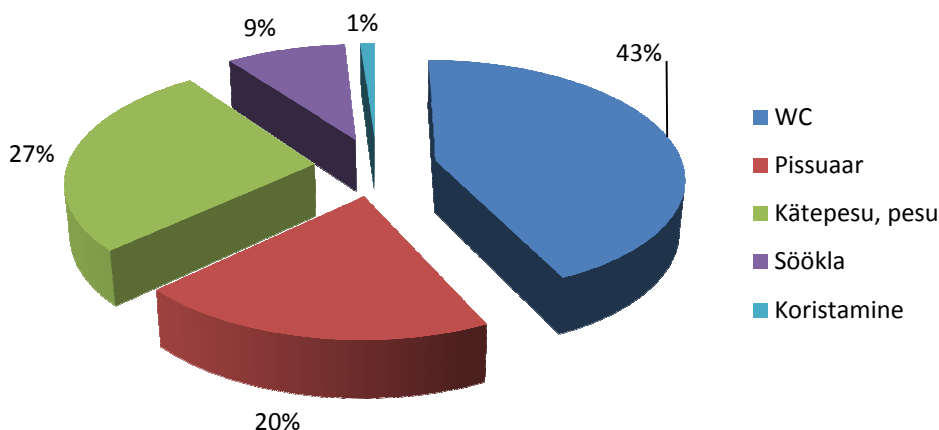
Eeldusel, et kogu Tallinna sadevesi kogutakse 40 m kõrgusel kokku ja lastakse läbi hüdroturbiini, siis on võimalik toota keskmiselt kuni 1,1 MWh/h ehk võimsus on 1,1 MW. Kui vesi on võimalik kokku koguda vaid 10 m kõrgusel, siis on võimalik toota keskmiselt vaid 285 kWh/h, mis on peaaegu samaväärne 1MW tuuleelektrijaama keskmise toodanguga.

Arvestades süsteemi tehtavaid investeeringuid, talvist sademete sulatamise vajadust ja vee eelpuhastamist, siis pole hoonetel sadeveest elektritootmine otstarbekas.

⁴⁷ A. Ibrahim, M.Y. Othman, M.H. Ruslan, S. Mat, K. Sopian. Recent advanced in flat plate photovoltaic/thermal (PV/T) solar collectors. Renewable and Sustainable Energy Reviews 15 (2011) 352-365.

2.7. Sadevee kasutamine

Kontorihoonetes on suurimad veekulud seotud vesiklosettide ja pissuaaridega. Kogu hoone veekulust võib see moodustada kuni 63%. Selleks ei pea kasutatav vesi olema tarbevesi ning eeltöödeldud vihmavesi sobib seda asendada (Joonis 2.37).



Joonis 2.37 Vee kasutuse jaotus kontorihoones⁴⁸

Aastas kogutava vee hulk arvutatakse aastase sademete hulga, katuse pinna projektsiooni ja kao koefitsiendi korrutise kaudu.

$$V_s = S \cdot I_s \cdot C_K$$

Kadu sõltub katuse pinna tüübist. Järgnevas tabelis on toodud näidistabel eritüübiliste katuse pindade kaokoefitsientide kohta [WOR06]

Tabel 2.25 Kaokoefitsiendid⁴⁹

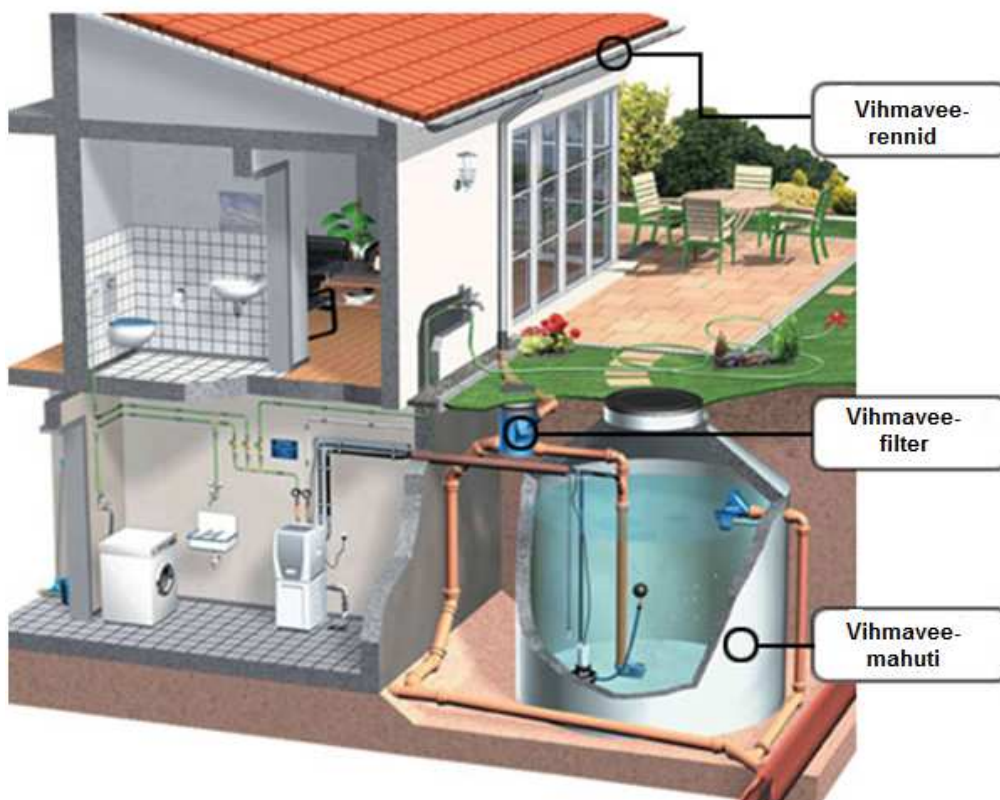
Katuse tüüp	C_K
Galvaniseeritud plekk	>0.9
Glasuurplaadid (glazed)	0.6-0.9
Alumiiniumplekk	0.8-0.9
Lame betoonkatuse	0.6-0.7
Orgaaniline (nt. õlgkatuse)	0.2

Kuidas arvutada kogumispäaki hoonele? (Joonis 2.38) Esmalt määratakse vee vajadus ehk veekasutus inimese kohta päevas korrutatuna inimeste arv ja päevade arv aastas. Seejärel korrutatakse vee vajadus kuiva perioodi pikkusega ja jagatakse 365-ga.

Inglismaal on keskmine veetarve hoonetes inimese kohta ligikaudu 150 liitrit päevas (Ofwat, 2006a). Eestis jääb see reeglina 80...100 liitri vahele. Pikim sademeteta periood võib ulatuda 30 päevani.

⁴⁸ <http://www.cibse.org/content/Events/Chris/CPD%20DC.pdf>

⁴⁹ http://www.rainfoundation.org/fileadmin/PublicSite/Manuals/AGRODOK_RWH_43-e-2006-small.pdf



Joonis 2.38 Vihmavee kasutamine hoones⁵⁰

2.7.1. Kaudse pumpamisega vihmavee kasutamissüsteem

Inglisekeelne vaste *Indirect rain water harvesting system*. Vihmavesi kogutakse eraldi mahutisse, kust see pumbatakse hoone sees asuvasse katusepaaki, mis asub hoone ülaosas. Kuna hoone seadmete veega varustamine toimub isevooluga, siis peab see paak asuma vähemalt meeter kõrgemal varustatavatest seadmetest. Kui vihmavett ei jagu, siis hoone ülaosas paiknevat paaki täidetakse üldisest veevõrgust. Liigne vesi juhitakse vajadusel paagist otse kanalisatsiooni (Joonis 2.39).

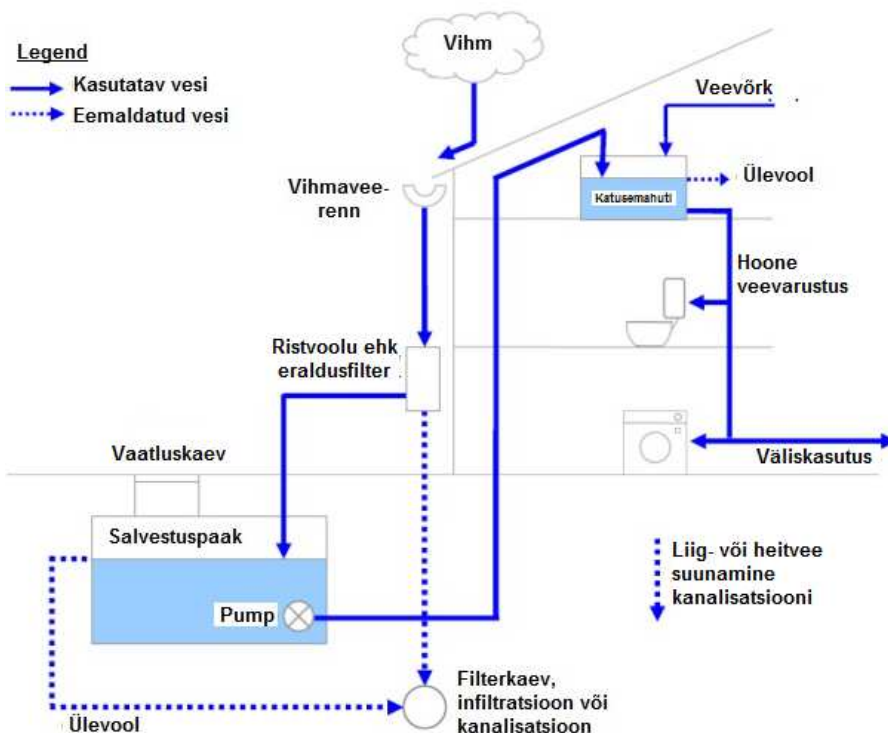
Peamised süsteemi eelised on

1. vihmavee pumba rikke korral toimub hoone seadmete varustamine üldvõrgust,
2. lihtne juhtimine
3. pumbasüsteem on odav ja energiatõhus, kui töötab täiskoormusel⁵¹.

Peamiseks süsteemi puuduseks on madal rõhk, mille tulemusel vesiklosetid täituvad veega aeglaselt ja osade seadmete tööks vajalik rõhk on ebapiisav. Puuduste vältimiseks kasutatakse sel juhul hübriidsüsteemi, mis sisaldab näiteks täiendavat pumpa või paisupaaki.

⁵⁰ [http://www.solusrenewableenergy.co.uk/rainwater-harvesting.html#Rainwater Harvesting](http://www.solusrenewableenergy.co.uk/rainwater-harvesting.html#Rainwater%20Harvesting)

⁵¹ Environment Agency, 2007



Joonis 2.39 Kaudse pumpamisega vihmavee kasutamise süsteem⁵²

2.7.2. Otse pumpamisega vihmavee kasutamissüsteem

Inglisekeelne vaste *directly pumped RWH system*. Otse pumpamisega süsteemides ehk rõhu all olevates süsteemides hoiustatakse sadevesi mahutis, kust vajadusel vesi pumbatakse vesiklosetti pesumasinasse või muule tarbijale (Joonis 2.40).

Sellisel juhul ei pea kasutama katusepaaki hoone ülemises osas. Tarbevett lisatakse salvestuspaaki vaid vee miinimumtaseme säilitamiseks, mis tagab lühiajalise nõudluse. Kui salvestuspaak on täis, siis liigne sadevesi juhitakse ülevoolu kanali kaudu filterkaevu, infiltratsiooniseadmesse või kanalisatsiooni.

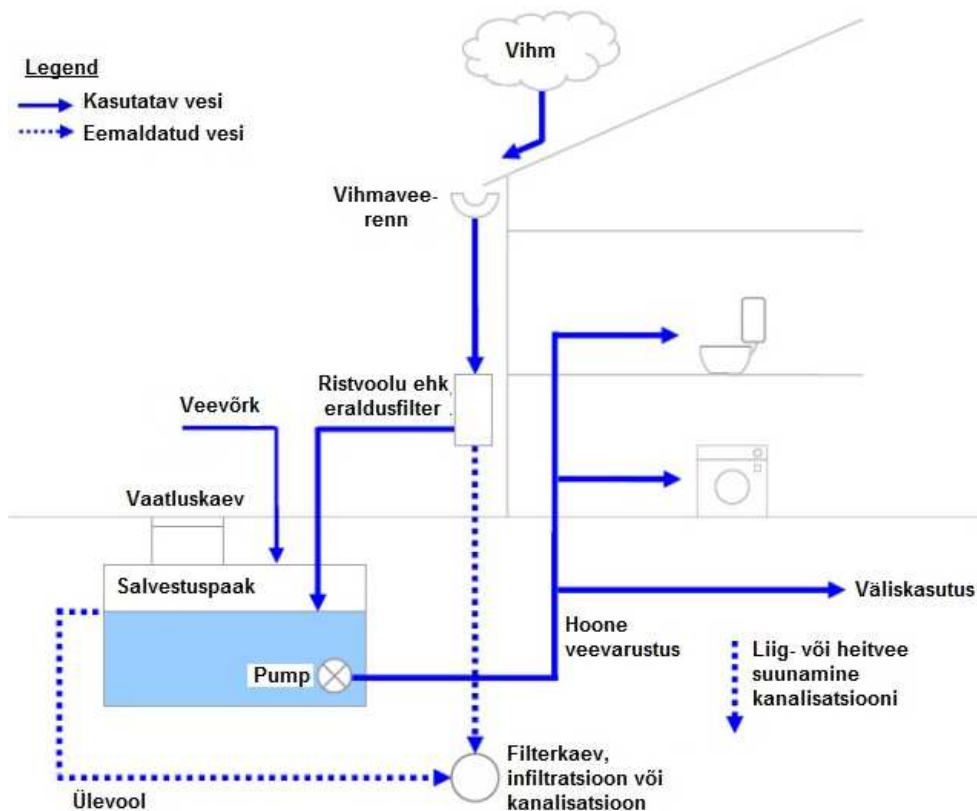
Peamiseks eeliseks on üldveevärgiga sarnane rõhk, mis on ideaalne hoones kasutatavatele seadmetele nagu kastmissüsteemid ja pesumasinad. Samuti on eeliseks, et pole vajadust katusepaagi järele⁵³.

Peamiseks puuduseks on see, et pumba rikke korral (nt pingekatkestus, elektriline või mehaaniline rike), puudub veega varustus. Sedalaadi rikke korral ei saa kasutada pesumasinaid. Samuti on veevärgi juhtimise osa keerukam kui eelmisel ja järgmisel variandil⁵⁴.

⁵² A Whole Life Costing Approach for Rainwater Harvesting Systems. Richard Roebuck PhD, Bradford University, Typical running costs for a domestic RWH system.

⁵³ Environment Agency, 2007

⁵⁴ Environment Agency, 2007



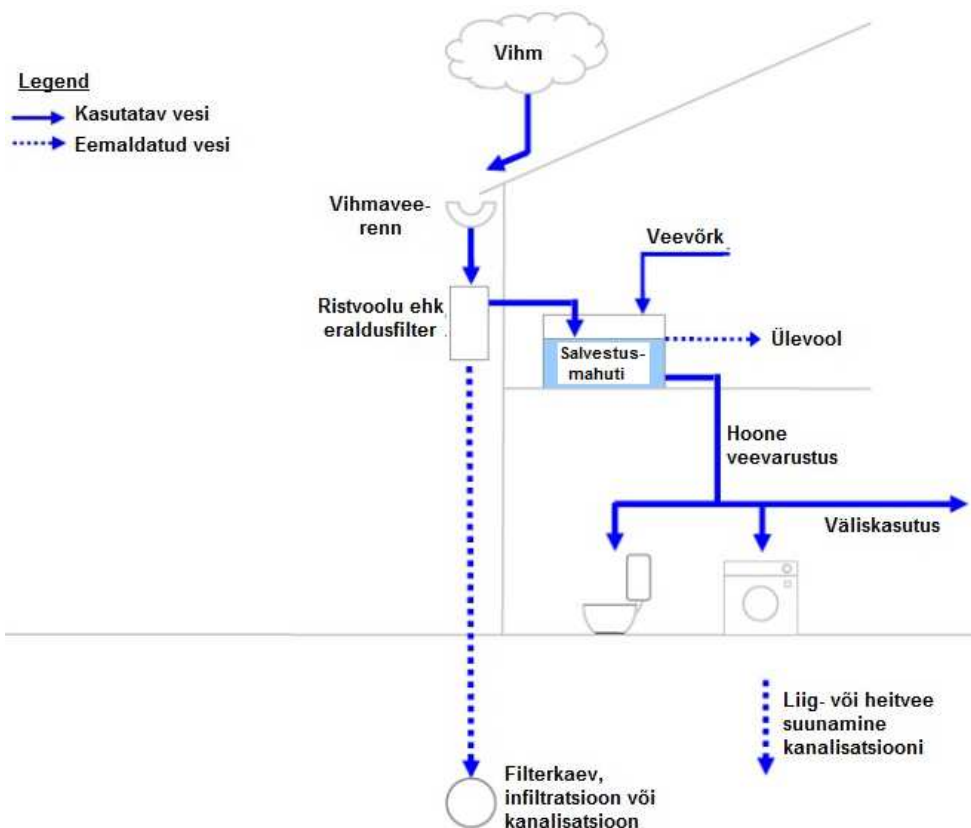
Joonis 2.40 Otse pumpamisega vihmavee kasutamise süsteem

2.7.3. Gravitatsioonil põhinev vihmavee kasutamissüsteem

Inglisekeelne vaste *gravity fed RWH system*. Kirjeldatud süsteem erineb eelmistest peamiselt selle poolest, et vee salvestuspaak asub hoone ülemises osas. Vihmavesi kogutakse katuselt, filtreeritakse ja seejärel suunatakse otse salvestuspaaki. Seadmete veega varustamine põhineb gravitatsioonil ja salvesti paigaldatakse varustatavatest seadmetest vähemalt meeter kõrgemale. Paagi tühjenemisel täidetakse salvestuspaak otse tarbeveevõrgust. Vihmarikkal perioodil, suunatakse liigne vesi salvestuspaagist ülevoolu kanali kaudu filterkaevu, infiltratsiooniseadmesse või kanalisatsiooni (Joonis 2.41).

Peamine süsteemi eelis on see, et süsteem ei vaja pumpa ning sellele vajalikku elektritoidet. Kuna süsteemil puudub pump, siis on välistatud ka veevarustuseprobleemid, mis esinevad teistel lahendustel.

Peamine puudus on veerõhk, mis on väiksem kui tarbeveevärgist tuleval veel. See mõjutab veega varustamise kvaliteeti ja osade seadmete tööd, nt WC-des veekastide aeglane täitumine ja pesumasinatöö katkemine. Sellisel juhul võib tekkida pumba lisamise vajadus osade seadmete toiteahelasse. Sedalaadi süsteem vajab tõhusamat järelevalvet lekete ja ummistuste ennetamiseks ja ebaühtlaselt muutuva veetemperatuuri tõttu veekvaliteedi tagamiseks.



Joonis 2.41 Gravitatsioonil põhinev vihmavee kasutamise süsteem

2.7.4. Lahenduse valik kommertskasutuseks

Otsepumpamisega vihmavee kasutamise süsteeme soovitatakse kasutada väikehoonetes kui mahuti paigaldamiseks pööningule puuduvad võimalused. Samuti tagab see süsteem tõhusama veega varustuse. Bürooonetes soovitatakse üldjuhul kasutada kaudse pumpamisega vihmavee kasutamise lahendust kuna tipukoormus ehk -tarbimine on märgatavalt suurem kui kodumajapidamistes. Otsepumpamisega lahendus ei pruugi sellisel juhul tagada piisavat rõhku süsteemis, mille tulemusel kannatab veega varustuse ka pumpa rikke või pinge katkestuse korral, sel juhul süsteem toimib gravitatsiooni mõjul. Samuti on eeliseks siin see, et pumba koormust saab vähendada ja ühtlustada, mis parandab pumba töökindlust ja eluiga.

2.7.5. Lihttasuvus

Vastavalt EMHI kodulehel esitatud andmetele (aastate 1971-2000) kohta on Tallinnas sadevete hulk keskmiselt 693 mm aastas. See tähendab, et iga horisontaalse katuse ruutmeetri kohta on võimalik Tallinnas koguda ligikaudu 0,7 m³ vett aastas, mida on võimalik kasutada hoones tualettveena, taimede kastmiseks, koristamiseks või pesu pesemiseks.

Võttes näidisenä, et kontorihoone aastane veetarve on ligikaudu 2500 m³ ja 60% sellest kulutatakse kohtades kus veekvaliteedile esitatavad nõuded on madalamad, saame sadevee vajaduseks 1500 m³. Et katta sadeveega kirjeldatud nõudlus peaks katuse pindala olema ideaalis 2143 m². Reaalselt pisut suurem, sest vee kogumine ei toimu kadudeta. Võttes aluseks, et ühisveevärgist võetud hind koos käibemaksuga on 1,14 €/m³ (nt väikehoonete puhul või hoone valdaja pole käibemaksukohuslane), siis on võimalik aastas säästa kuni 1710 € (Tabel 2.26). Lihtsustatud tasuvusarvutuse puhul, võttes aluseks, et investering peab ära tasuma 10...15 aastaga ja eeldades, et süsteemi eluiga on pikem kui tasuvusperiood, siis kõik kulud koos investeringuga nii suure süsteemi puhul ei tohiks ületada 17100... 25650 €.

Tabel 2.26 Vee hind Tallinnas väikehoonele⁵⁵

	Hind (km-ta)	Hind (km-ga)
Ühisveevärgist võetud vesi (m ³)	0,95	1,14
Heitvee ärajuhtimine ja puhastamine (m ³)	0,78	0,94
Arenduskulude komponent (m ³)(tasub Tallinna linn) *	0,56	0
1m³ hind kokku	1,73	2,08

* Arenduskulude komponenti koduklient tasuma ei pea, seda teeb Tallinna linn.

Tabel 2.27 Tasu ühisveevärgist võetud 1m³ vee eest ärikliendile⁵⁶

Hind (km-ta)	Hind (km-ga)
2,32	2,78

Tabel 2.28 Tasu 1m³ heitvee ärajuhtimise ja puhastamise teenuse eest sõltuvalt reoainete sisaldusest ärikliendile

Heitvee saastegrupp	Põhihind *	Ülereostuse puhastamise tasu	Kokku (km-ta)	Kokku (km-ga)
RG-1	1,69	0,00	1,69	2,03
RG-2	1,72	0,00	1,72	2,06
RG-3	1,73	0,00	1,73	2,08
RG-4	1,74	0,25	1,99	2,39
RG-5	1,74	0,34	2,08	2,50
RG-6	1,74	0,59	2,33	2,80
RG-7	1,74	1,02	2,76	3,31
RG-8	1,74	1,87	3,61	4,33

Võttes aluseks ärikliendile kehtiva hinnakirja, siis ühisveevärgist võetud hind koos käibemaksuta on 2,32 €/m³, siis on võimalik aastas säästa kuni 3480 € (Tabel 2.27, Tabel

⁵⁵ <http://www.tallinnavesi.ee/et/Koduklient/hinnakiri/tallinn-ja-saue>

⁵⁶ <http://www.tallinnavesi.ee/et/ariklient/hinnakiri/tallinn-ja-saue>

2.28). Lihtsustatud tasuvusarvutuse puhul, võttes aluseks, et investeering peab ära tasuma 10...15 aastaga ja eeldades, et süsteemi eluiga on pikem kui tasuvusperiood, siis kõik kulud koos investeeringuga nii suure süsteemi puhul ei tohiks ületada 34800...52200 €.

Võttes aluseks ettevõtte Burdens Limited andmed^{57 58} kahe kontorihoone kohta, saame alljärgnevad tulemused (Tabel 2.29):

Tabel 2.29 Tasuvus kontorihoonetel

	Piloothoone 1 (Community Centre in Kent)	Piloothoone 2 (Offices in Manchester)
Katuse pind	950 m ²	3200 m ²
Sademed	728mm/a	806,6 mm/a
Mahuti suurus	26m ³	110m ³
Veekogumise potentsiaal, a	510 m ³	2323 m ³
Seadmed	WC, pesumasinad	WC (550 inimesele)
Maksumus (käibemaksuta)	7661€	14144€
Sääst aastas (eesti hindades)	Ca 2593€	Ca 4715€
Tasuvusaeg (käidukuludeta)	Ca 3 aastat	Ca 3 aastat

Sarnaste pilootprojektide kohta leiab täiendavat infot ka Suurbritannia Sadevee Kasutajate Assotsiatsiooni kodulehelt.

2.8. Soojuspumbad

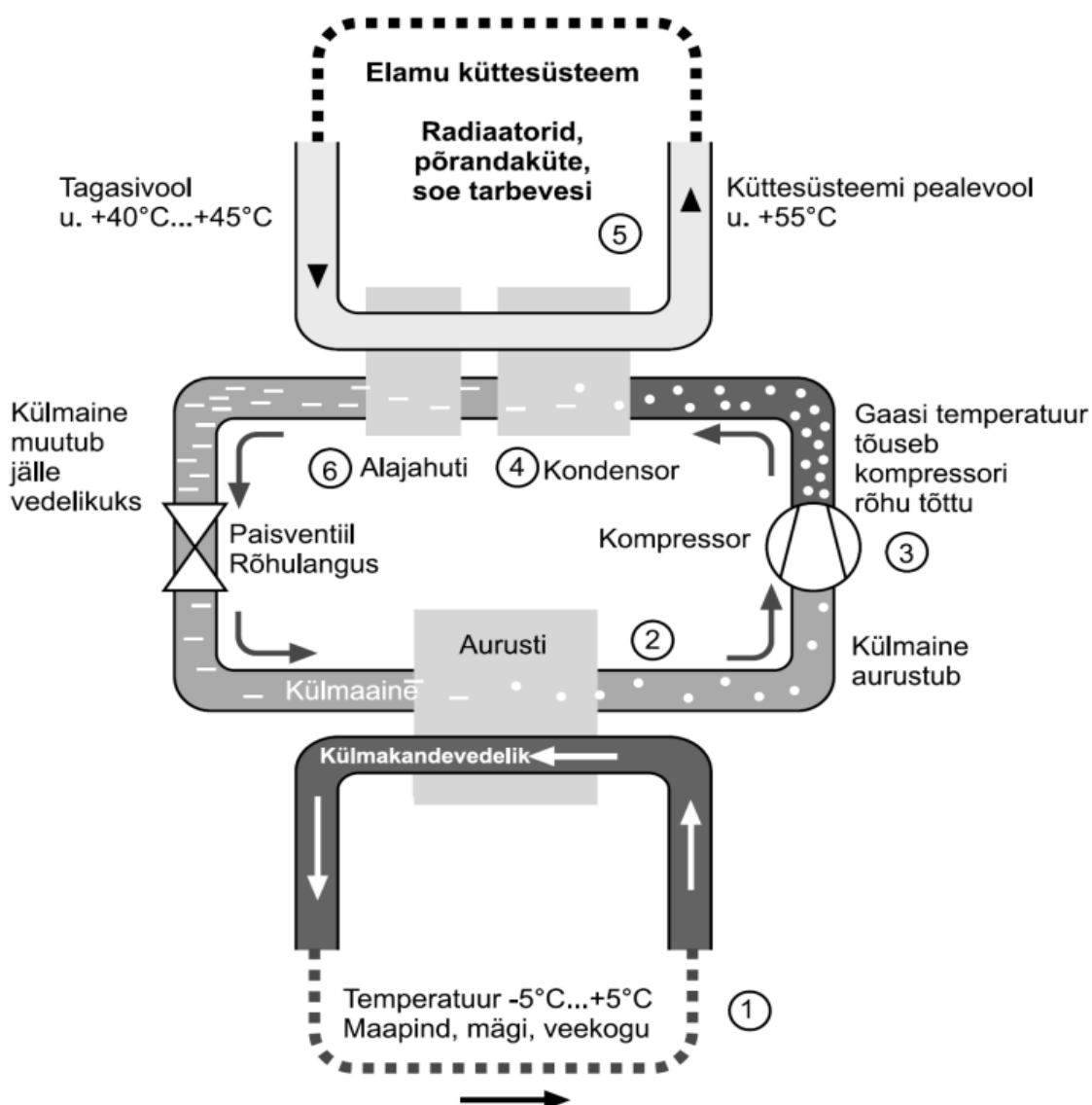
2.8.1. Ülevaade soojuspumpadest

2.8.1.1 Tööpõhimõte

Soojus levib looduses kõrgema temperatuuriga kehalt madalama temperatuuriga kehale. Vastupidine protsess saab toimuda ainult tehisliku soojustransformaatori abil. Soojuspump (vt ka Joonis 2.42) on seade soojuse ülekandmiseks madalama temperatuuriga keskkonnalt kõrgema temperatuuriga keskkonnale, st on soojustransformaator. Soojuspumpasid kasutatakse kütte- ja konditsioneerimissüsteemides ning tehnoloogilistes protsessides.

⁵⁷ <http://www.chs.ubc.ca/archives/files/Harvesting%20rainwater%20for%20domestic%20uses%20an%20information%20guide.pdf>

⁵⁸ <http://www.freerain.co.uk/content/3350%20Freerain%20Brochure%2004.pdf>



Joonis 2.42 Soojuspumba töötamis põhimõte⁵⁹

Tööpõhimõttelt on soojuspump analoogne külmutusseadmega (näiteks koduse külmikuga), temperatuurinivood on neil aga erinevad: külmutusseadmes kantakse soojus jahutatavalt (külmutatavalt) objektilt keskkonnale, soojuspumbas tavaliselt aga väliskeskkonnalt soojendatavale objektile (hoonete kütteks jne). Soojuspump on universaalne seade – ta võib üheaegselt olla soojendajaks ja jahutajaks.

Hoone seisukohalt võib soojuspumpasid jagada nelja suuremasse kategooriasse:⁶⁰

- 1) ainult hoone soojusvarustuseks, toodavad soojust kütteks ja/või sooja tarbevee soojendamiseks;
- 2) hoone kütteks ja jahutamiseks;

⁵⁹ Thermia.

⁶⁰ <http://www.heatpumpcentre.org/en/aboutheatpumps/heatpumpsinresidential/Sidor/default.aspx>

- 3) hoone kütteks, jahutamiseks, sooja tarbevee valmistamiseks ning ka heitõhu soojuse tagastamiseks;
- 4) ainult vee soojendamiseks.

Soojuspumpsüsteemid võivad olla nii mono- kui bivalentsed. Monovalentse süsteemi korral kaetakse kogu soojusvajadus soojuspumba baasil. Bivalentsete süsteemide korral kaetakse tipukoormuse vajadus täiendava soojusallikaga (elekter, kütus, kaugküttesoojus jne).

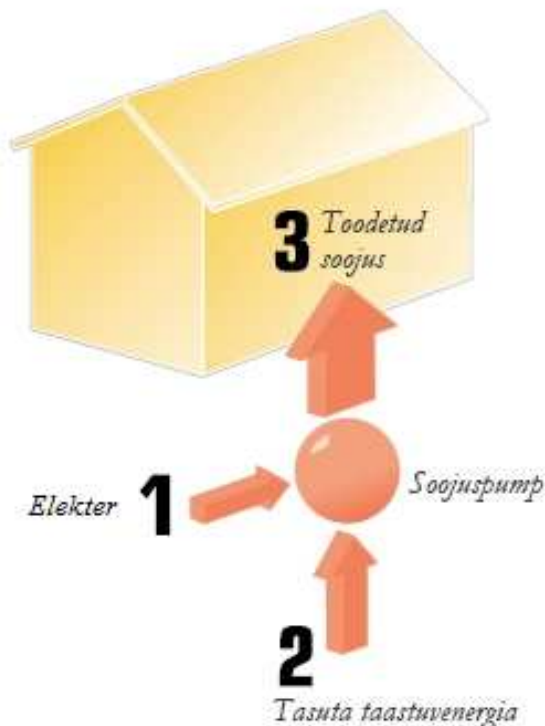
Soojuspumba tööd iseloomustatakse soojusteguriga (*ingl. k the Coefficient of Performance – COP*) - väljastatud soojuse suhe soojuspumba poolt tööks tarbitud energiasse (vt ka Joonis 2.43):

$$\varphi_0 = \frac{q_2}{l} \geq 1$$

kus: q_2 – ringprotsessist eemaldatav soojushulk kJ/kg;
 l – ringprotsessi kulutatud töö kJ/kg.

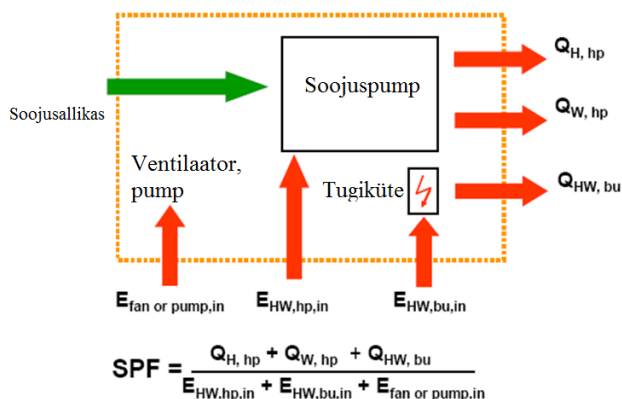
Ehk teisiti kirjutades

$$COP = \frac{\text{Soojuspumba soojustoodang}}{\text{Soojuspumba poolt tarbitud energia (elekter)}}$$



Joonis 2.43 Soojuspumba lihtsustatud energiabilanss

Aastane soojustegur (*ingl. k. the Season Performance Factor – SPF*) - mõõdab soojuspumba üldist soojusväljastuse efektiivsust kogu kütteperioodi jooksul.

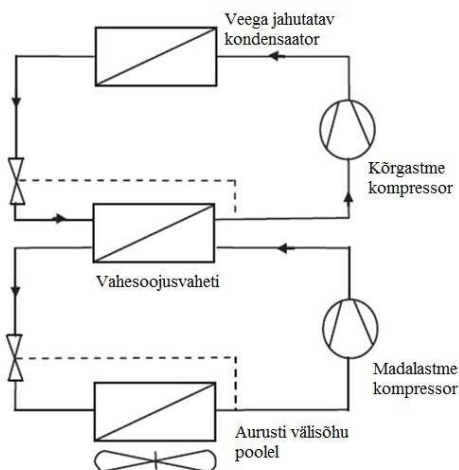


Joonis 2.44 Aasta keskmine soojustegur⁶¹

SPF võtab arvesse tarbitud energia, nt ventilaatorid, pumbad, kompressor, tugikütte elekterküttekeha, jäätumise vältimiseks ehk jää sulamiseks kasutatud elekter jne.

2.8.1.2 Komprimeerimine⁶²

Kompressor on soojuspumba „süda“ ning nii kompressoritele kui komprimeerimisele pööratakse seetõttu olulist tähelepanu. Komprimeerimisega tõstetakse aurustunud külmaaine rõhku, mis võimaldab külmaainele pärast komprimeerimisel kondenseeruda kõrgema temperatuuri juures ja loovutada soojust. Mitmeastmelise komprimeerimise korral on tegemist rohkem kui ühe komprimeerimise astmega nt kaskaadi ühendatuna (vt ka Joonis 2.45). Võrreldes üheastmelise komprimeerimisega, on mitmeastmelise komprimeerimisel astme rõhutõusuaste väiksem ja samas kogu komprimeerimise efektiivsus suurem.



Joonis 2.45 Kaskaadi ühendatud mitmeastmelise komprimeerimisega soojuspump⁶³

⁶¹ M. Miara. Performance/optimization of state-of-the art residential heat pump. Oral presentation, IEA-Annex 32, Expert meeting, Kyoto, 05.12.2007.

⁶² Kokkurusumine, kompressori abil tihendamine

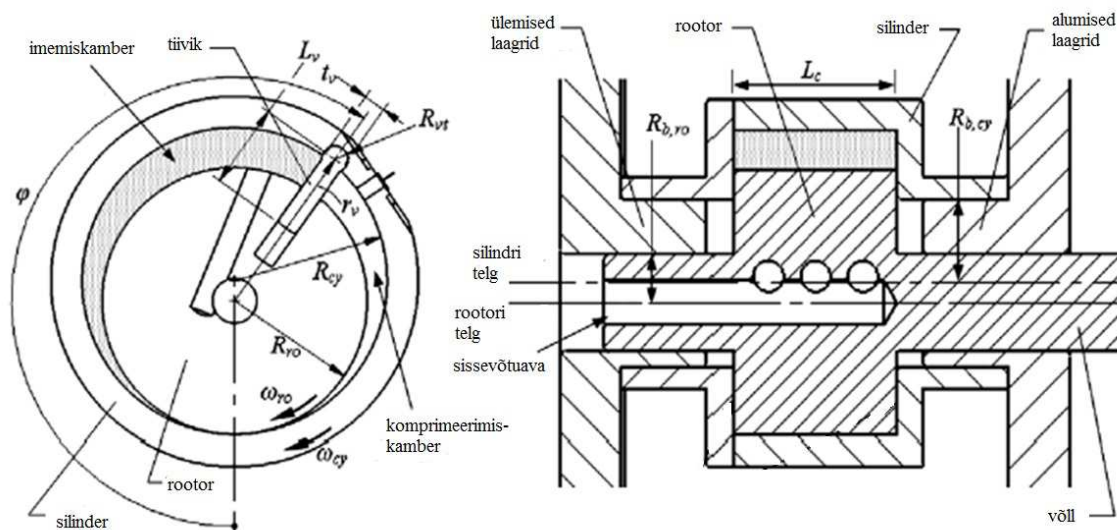
⁶³ K.J. Chua, S.K. Chou, W.M. Yang. Advances in heat pump systems: A review. Applied Energy 87 (2010) 3611-3624.

Soojuspumpade efektiivsust mõjutab oluliselt ka kompressor ise. Eesmärk on alati vähendada kindla komprimeerimisastme korral kompressori energiatarvet. Viimastel aastatel on spiraal- ehk tigukompressorite arendusega saavutatud oluline läbimurre soojuspumpade efektiivsuse suurendamiseks. Spiraalkompressor on näiteks kümme korda efektiivsem kui tavaline kolbkompressor. Spiraalkompressorite korral puuduvad kolbkompressorile omased sisselaske- ja väljalaske klapid, mis vähendavad rõhukadusid ja neil on vähem liikuvaid osasid, mis suurendavad nende töökindlust.

Uudse lahendusena kompressorite tehnoloogias võib välja tuua nn *Revolving Vane* (RV) kompressoritüüpi (vt ka Joonis 2.46), mida võiks eesti keelde tõlkida kui pöörlev tiivikuga kompressor ja mis koosneb kolmest põhikomponendist: rootor, tiivik ja silinder.⁶⁴ Võrreldes teiste turul saada olevate kompressoritega võib RV kompressori eelistena välja tuua madalamaid hõõrdekadusid, võrreldes kolbkompressoritega ca 40% väiksemad lekkekaod ja kuni 80% madalam energiatarve.

Samuti on kasutusele võetud muutuva kiirusega kompressorid, mis võimaldavad dünaamilist reguleerimist vastavalt koormusele. See vähendab võrreldes tavapärase sisse/välja juhtimisprintsiibiga käivitus ja seiskumisprotsesse, mis pikendab kompressori eluiga.

Tänapäeval on kompressorite eluiga hinnanguliselt 15-20 aastat ning garantiisid antakse kompressoritele kuni kümneks aastaks.⁶⁵ Siiski sõltub kompressori eluiga ka käidutingimustest.



Joonis 2.46 „Revolving Vane“ kompressor

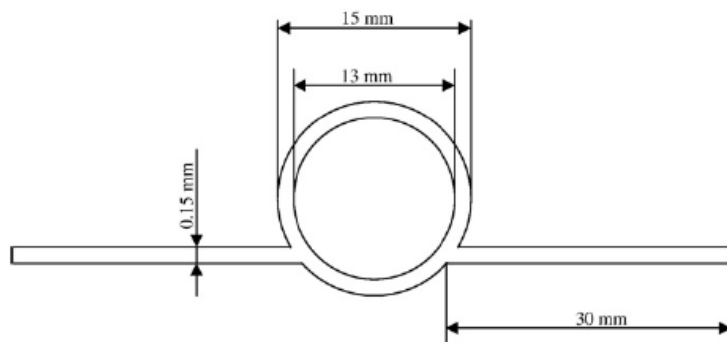
⁶⁴ Y.L. Teh, K.T. Ooi. Experimental study of the Revolving Vane (RV) compressor. Applied thermal Engineering 29 (2009) 3235-3245.

⁶⁵ Heat Pump. Energy Efficiency Reference Guide. Consideration, Equipment Components and Features, Application and Installation. CEA Technologies Inc., 2007.

Lisaks kompressori enda töö optimeerimisele, on võimalik süsteemi efektiivsust suurendada, hoides kompressori temperatuuri madalamana. Komprimeerimisel tekkiva soojuse eemaldamisel ja selle kasutamisel energiavarustusel on täheldatud, et energia kokkuhoid võib ulatuda kuni 16%-ni.⁶⁶

2.8.2. Maakollektortorudest

Maakollektoritena on laialdaselt kasutusel nt PE, PPRC torud. PE torude lähtematerjaliks on polüetüleen ning materjali soojusjuhtivustegur on $0,43 \text{ W}/(\text{mK})$.⁶⁷ PPRC torude lähtematerjaliks on polüpropüleen ja õhuke alumiiniumleht ning soojusjuhtivustegur on $0,24 \text{ W}/(\text{mK})$.⁶⁸ Üldjuhul kasutatakse eelpool nimetatud materjalist tavalisi ümarprofiilitorusid. Soojusülekanne teooriast on teada, et ribitatud pindadega torud juhivad soojust paremini kui tavalised ümarprofiilitorud. A. Koyun *et al*⁶⁹ võrdlesid ümarprofiil PPRC toru ja alumiiniumist kahepoolse pikiribiga toru (vt ka Joonis 2.47) soojusülekanne efektiivsust. Töö järel dustena võib välja tuua, et alumiiniumist ribitoru on efektiivsem kui PPRC toru. Siinjuures mängib rolli ka alumiiniumi parem soojusjuhtivus ($228 \text{ W}/(\text{mK})$).⁷⁰ Siiski leiti uuringu tulemusena, et samade tingimuste juures on võimalik alumiiniumribitoruga ca 26% rohkem soojust edastada võrreldes PPRC ümarprofiilitoruga. Mida efektiivsem on soojusvahetus maapinna ja torus voolava termodünaamilise keha vahel, seda vähem on sama soojusvõimsuse juures vaja toru, maad toru paigaldamiseks jne. Majandusliku poole pealt paigalduskulud küll vähenevad, kuid samas tuleb tähelepanu pöörata ka toru enda maksumusele.



Joonis 2.47 Alumiiniumis kahepoolse pikiribiga toru

Linnatingimustes, kus vaba maa olemasolu on piiratud, võib efektiivsema soojusülekandega torude kasutamine olla üks võimalus maasoojuspumpade rakendamiseks.

⁶⁶ X. Wang, Y. Hwang, R. Radermacher. Investigation of potential benefits of compressor cooling. Applied Thermal Engineering 28 (2008) 1791–1797.

⁶⁷ Second Edition of Handbook PE Pipe. Published by the Plastics Pipe Institute.

⁶⁸ http://www.allplasticpipe.com/default.asp?L=&mid=256&strAction=EkParcaDetay&cat_id=171&urun_id=53

⁶⁹ A. Koyun, H. Demir, Z. Torun. Experimental study of heat transfer of buried finned pipe for ground source heatpump applications. International Communications in Heat and Mass Transfer 36 (2009) 739–743.

⁷⁰ I. Mikk. Soojustehnika käsiraamat. Tallinn 1977.

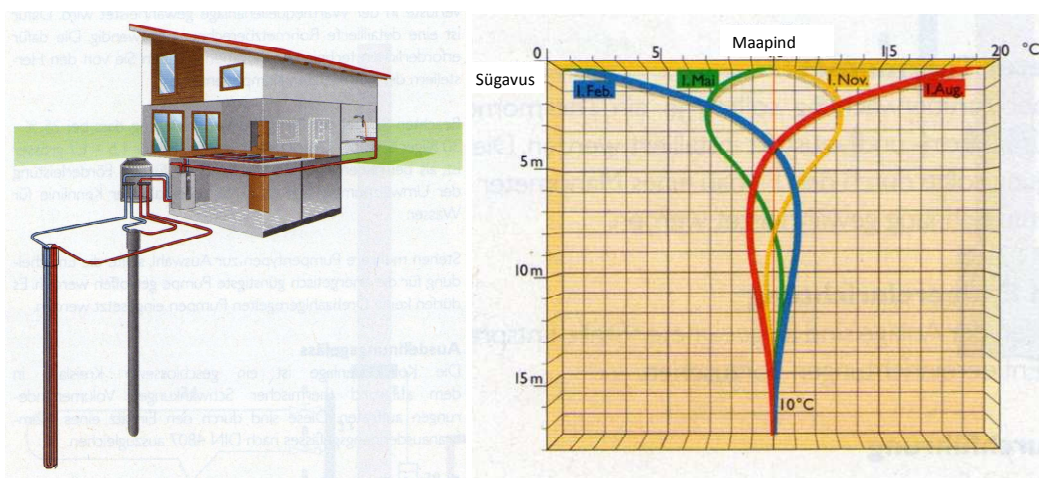
2.8.3. Maakollektorite tüübid

Eestis on kõige levinumaks lahenduseks horisontaalse maakollektoriga süsteemid, vt ka Joonis 2.48.



Joonis 2.48 Horisontaalse maakollektoriga soojuspumpsüsteem⁷¹

Praktikas, tõsi küll Eestis minimaalselt, on leidnud kasutust vertikaalne kollektor ehk teisisõnu sondid, vt Joonis 2.49. Orienteeruvalt 15 m sügavusel omab maapõu aastaringset konstantset temperatuuri.



Joonis 2.49 Vertikaalse kollektoriga soojuspumpsüsteem

Vertikaalse süsteemi miinuseks on kõrgemad kulutused võrreldes horisontaalse kollektoriga ja õhk-vesi soojuspumpadega.

Üldjuhul loetakse sondide minimaalseks vaheks 6m, et oleks välditud sondide omavaheline mõju. Põhjaveega piirkonnas soovitatakse sonde paigaldada põhjavee liikumise suunaga risti.

Vertikaalsete kollektorite korral, sh spiraalkollektorite korral, on oht, et sügavamal kui 1-1,2m tekib kollektori ümber nn igikelts (sõltuvalt pinnasest), mis suvel ei sula ära päikese mõjul

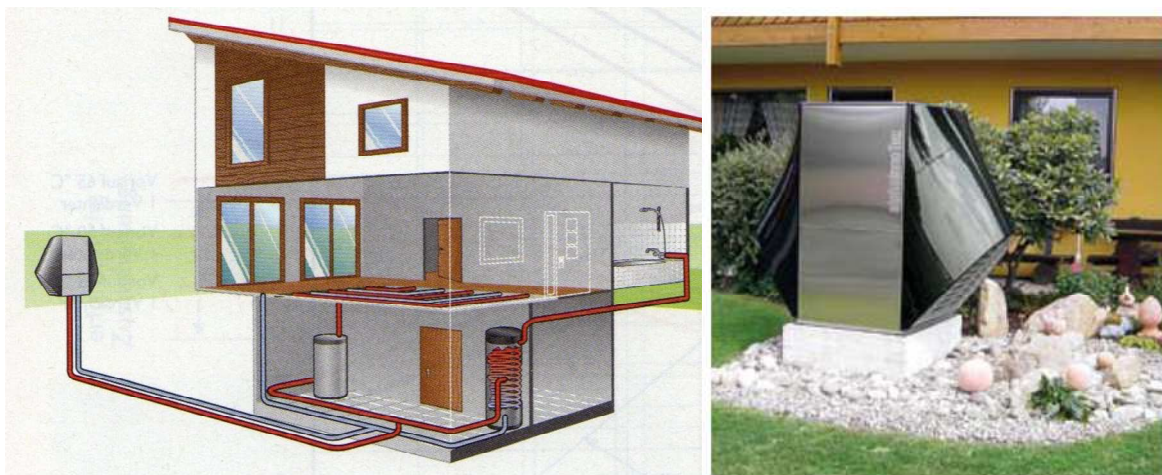
⁷¹ Alpha-InnoTec.

täies ulatuses ning seetõttu võib igikeltsa kiht aastast-aastasse kasvada, mis viib soojuspumpsüsteemi efektiivsuse langemiseni. Teisest küljest on võimalik soojuspumpsüsteeme kasutada ka jahutussüsteemi ühe osana, st hoonest eemaldatav soojus juhitakse maapinda, mis aitab kütteperioodil tekkinud igikeltsa kihti kollektori ümber sulatada.

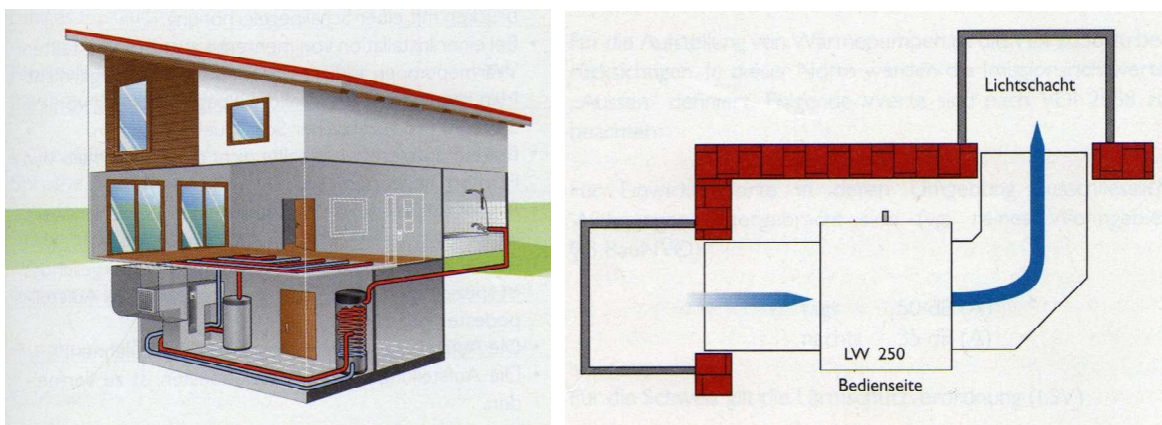
Siiski, vertikaalsete kollektorite paigaldamine eeldab paigalduskoha maapinna geoloogia tundmist ning nõusolekut keskkonnainstantsidelt.

2.8.4. Õhk-vesi soojuspump

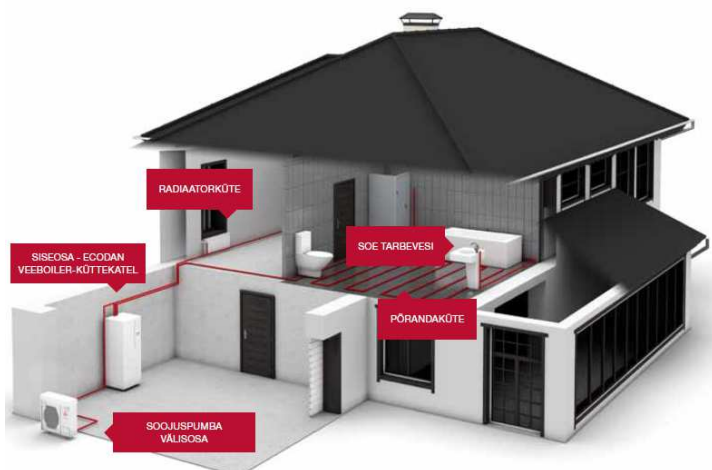
Õhk-vesi soojuspumpasid on mitut tüüpi: välimise paigaldusega (Joonis 2.50), sisemise paigaldusega (Joonis 2.51) ning nn split-tüüpi (Joonis 2.52).



Joonis 2.50 Välise paigaldusega õhk-vesi soojuspump

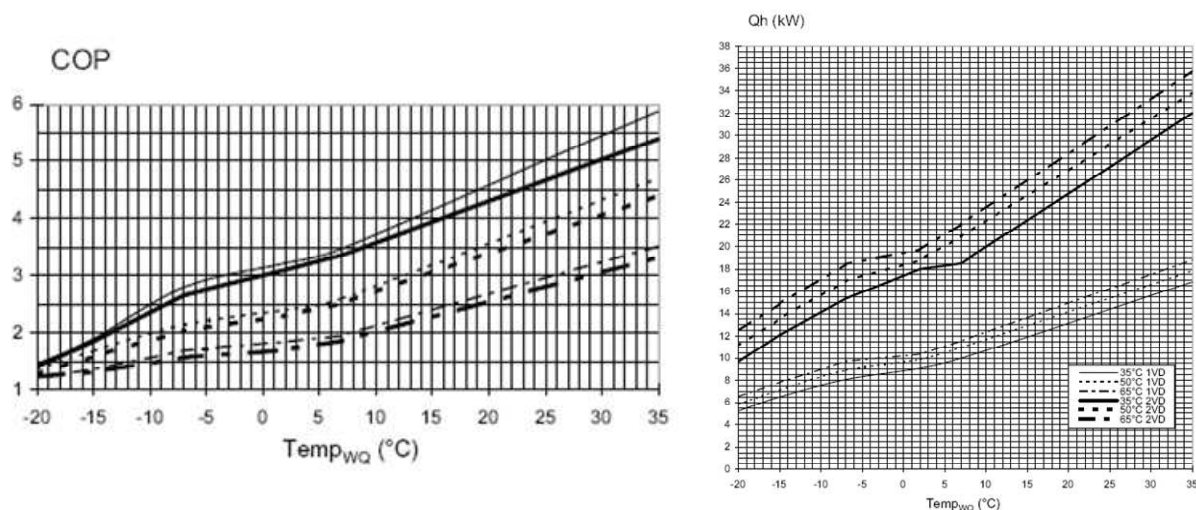


Joonis 2.51 Sisemise paigaldusega õhk-vesi soojuspump



Joonis 2.52 Split-tüüpi õhk-vesi soojuspump⁷²

Õhk-vesi soojuspumpade väljundvõimsus ja soojustegur sõltuvad välisõhutemperatuurist, vt ka Joonis 2.53. Meie kliimas on otstarbekas valida õhk-vesi soojuspumbad selliselt, kus bivalentpunkt on välisõhutemperatuuri -8 ja 0 kraadi vahel.



Joonis 2.53 Õhk-vesi soojuspumba võimsuse ja soojusteguri sõltuvus välisõhutemperatuurist⁷³

Õhk-vesi soojuspumbad on arvestatud osaliselt katma soojuskoormust. Tipukoormus kaetakse alternatiivse energiaallikaga sõltuvalt olukorrast, nt elekter, kütus, kaugküte. Meie kliimas on üldjuhul soovitatav dimensionida õhk-vesi soojuspumbad selliselt, et lisakütte vajadus on ca 15% aastasest soojusvajadusest. Samas, see sõltub ka objektist.

⁷² Mitsubishi.

⁷³ 1VD - üks kompressor, 2VD – kahe kompressoriga

2.8.5. Erinevate soojuspumpsüsteemide võrdlus

Siinkohal toome ära lihtsustatud võrdluse erinevate soojuspumpsüsteemide põhimõtteliste lahenduste kohta (Tabel 2.30).

Tabel 2.30 Põhiliste soojuspumpsüsteemide lihtsustatud võrdlustabel.

	Õhk-vesi SP, väline paigaldus	Õhk-vesi SP, sisemine paigaldus	Õhk-vesi SP, split-tüüpi	Maasoojuspump
Eelised	Hoones müra puudub	Seade ei ole ilmastiku mõju all	Kerge paigaldada, ruumiseade väiksem kui sisemise paigalduse korral	Jäätumise vältimiseks ei ole vaja kasutada energiat
	Suhteliselt kiire paigaldus	Talvel mugav hooldada	Suhteliselt madal müratase	Efektiivseim lahendus
	Hooldus toimub väikesel alal	Hooldus toimub väikesel alal	Ventilaator asub väljas	Õues asuvad komponendid puuduvad
	Ei vaja suurt ala välise soojusallika jaoks	Ei vaja suurt ala välise soojusallika jaoks	Ei vaja suurt ala välise soojusallika jaoks	Maapinna temperatuur on aasta lõikes ühtlasem võrreldes välisõhutemperatuuriga
Puudused	Katusele paigaldus eeldab sinna tõstmist	Seadme transport ruumi	Välisosa on ilmatiku mõju all	Kõrgeimad paigalduskulud
	Seade on ilmastiku mõju all	Suhteliselt suurte õhuhulkade jaoks avade tegemine seinale	Vajab külmumise vältimiseks lisaenergiat ja toetatavat soojusallikat	Tuleb kulutada elektrit vedeliku pumpamiseks kollektoris
	Ebamugava hooldus talvetingimustes	Ventilaator asub ruumis.	Hooldus ei toimu ühes kohas	Keerulisem kui teised süsteemid
	Vajab külmumise vältimiseks lisaenergiat ja toetatavat soojusallikat	Vajab külmumise vältimiseks lisaenergiat ja toetatavat soojusallikat	Madalam efektiivsus külmaine torustikust tuleneva energiakao tõttu.	Võib põhjustada hoones müra
	Soojustegur sõltub välisõhu-temperatuurist	Soojustegur sõltub välisõhu-temperatuurist	Soojustegur sõltub välisõhu-temperatuurist	Väline soojusallikas nõuab suhteliselt suurt ala

2.9. Biokütused

Linnatingimustes tuleb biokütuste kasutamise võimalustena kõne alla puidu kasutamine pelletitena. Pelletite kütteväärtus (4,7 MWh/t) või energiasisaldus (3 MWh/m³) on kordades kõrgem puiduhakke omast (1,1 MWh/m³) ning seetõttu vajavad vähem laoruumi, väiksem vajadus transpordi ja käitlemise järele jne. Hakkpuidu kasutamine on pigem mõeldud katlamajadele, mis ei asu tiheasustusega aladel.

Biokütuste kasutamise tehnoloogiatest võib linnatingimustes vaadelda termokeemilise protsesse nagu gaasistamine ja põletamine.

2.9.1. Gaasistamine

Gaasistamise tehnoloogiat on kaubanduslikel eesmärkidel rakendatud juba rohkem kui sajand tootmaks nii kütuseid kui kemikaale. Gaasistamise eesmärgiks on muundada tahke, süsinikku sisaldav kütus võimalikult maksimaalselt energiat sisaldavaks põlevaks gaasiks. See protsess teostatakse kõrgel temperatuuril vaba või seotud hapniku (õhk, veeaur jt) osalusel.⁷⁴

Gaasistamine toimub gaasistusseadmes liigõhuteguri $\alpha < 1$ juures. Gaasistusseadmes toimuvad nii **endotermilised** kui **eksotermilised** reaktsioonid. Gaasistamisprotsessi läbiviimiseks vajalik soojus saadakse kütuse osalise põlemise tulemusena. Protsessi käigus moodustub **generaatorgaas**, mis koosneb põlevatest gaasilistest komponentidest - süsinikmonooksiidist (**CO**), vesinikust (**H₂**) (CO ja H₂ kokku moodustavad põlevatest gaasidest üle 85% mahu järgi) ja metaanist (**CH₄**) - ning mittepõlevatest gaasilistest komponentidest: süsinikdioksiidist (**CO₂**) ja lämmastikust (**N₂**). Tänu CO sisaldusele on generaatorgaas toksiline. Komponentide täpne vahekord sõltub seadme tüübist ning seadmest endast. Generaatorgaasi komponente saab kasutada kütusena soojuse ja/või elektri tootmiseks või keemiatööstuse toorainena. Gaasistamise üheks eesmärgiks on paremini ära kasutada madala kütteväärtustega kütuseid. Saadava gaasi kütteväärtus on hinnanguliselt **4,0 –6,0 MJ/Nm³** (10-15 % maagaasi kütteväärtusest).⁷⁵

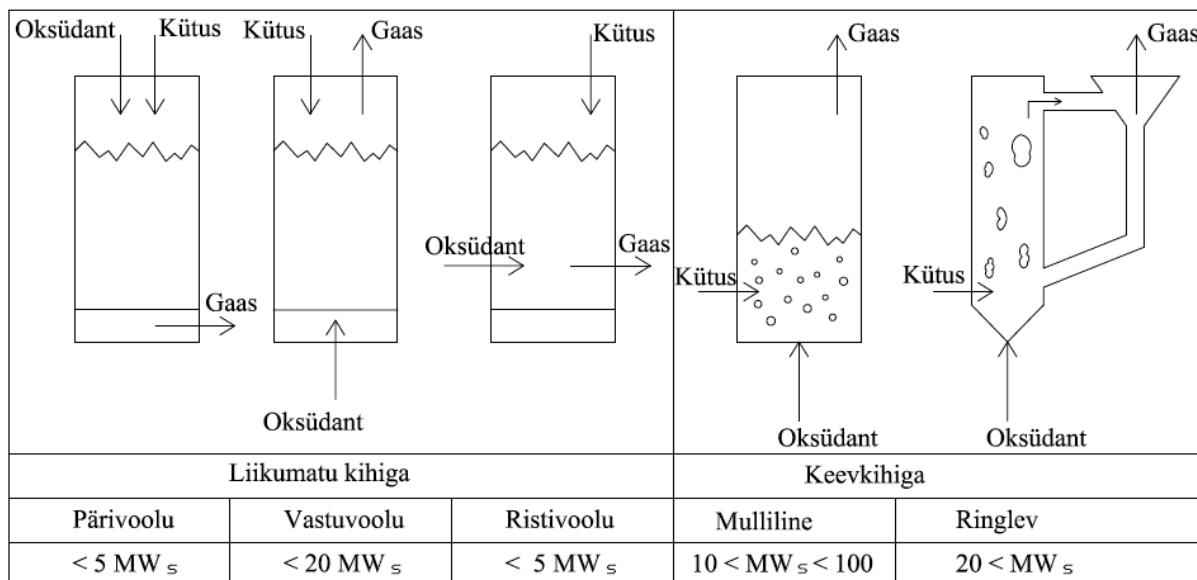
Üldiselt võib öelda, et gaasistamise käigus tekkivate gaaside koostis sõltub paljudest teguritest:

- Temperatuur
- Rõhk
- Soojuse olemasolu protsessis
- Gaasistamise viis
- Atmosfääri tingimustest

Põhilised gaasistite tüübid on biokütuste korral on alttõmbega või ka pärivoolu (*ingl. k. – downdraft*), ülevaltõmbega või ka vastuvoolu (*ingl. k. – updraft*) ja keevkiht (*ingl. k. – fluidized bed*), vt ka Joonis 2.54.

⁷⁴ <http://et.wikipedia.org/wiki/Gaasistamine>

⁷⁵ Stassen Hubert, "Small-Scale Biomass Gasifiers for Heat and Power." World Bank Technical Paper No. 296, Energy Series, 1995.



Joonis 2.54 Põhilised gaasistite tüübid⁷⁶

Tänapäeval turul müüdavatest väikestest puidul töötavatest gaasistitest võib esile tuua Saksa firma Spanner toodangut, vt Joonis 2.55.



Joonis 2.55 Spanner Holz-Kraft® gaasistussüsteem⁷⁷

Suuremaid gaasisteid toodab nt Burkhardt GmbH.

⁷⁶ S. Link. Biomassi gaasistamine ja elektri tootmine generaatorgaasiga. Keskkonnatehnika, 5/2006 lk. 17-21.

⁷⁷ T. Bleul. Spanner HOLZ-KRAFT® Plants. Field Experiences of the Spanner Re2 Gasifier System for Small-Scale CHP Production. 11.10.2012.



Joonis 2.56 Burkhardt GmbH puidugaasisti⁷⁸

2.9.1.1 Tõrv

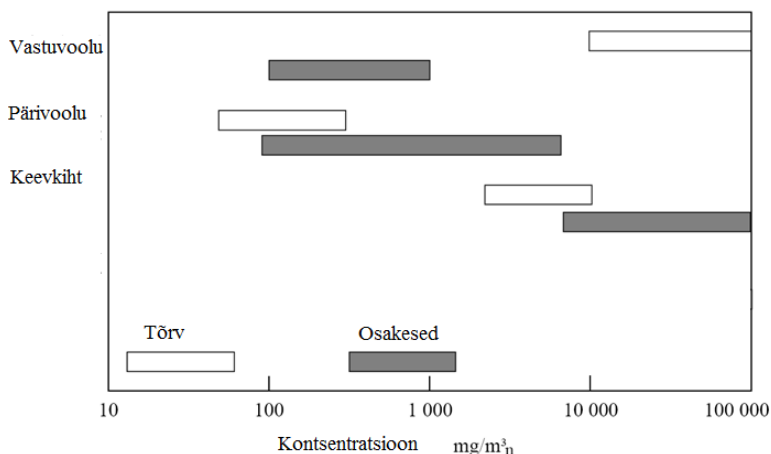
Tõrv on biokütuste gaasistamisega seoses üks põhilisi probleeme. Tõrvad on kondenseeruvad süsivesinikud, mis sisaldavad ühte kuni viit aromaatsset tsükliit koos muude hapnikku sisaldavate süsivesinikega ja PAH-d (polütsükliilised aromaatsed süsivesinikud). Üldiselt on tõrvad süsivesinikud, mis on molekulmassilt raskemad kui benseen.

Tõrvaühendid põhjustavad erinevaid probleeme seoses kondenseerumisega toruseintele (põhjustades sellega torude ummistumist) ja ventiilidele (takistades ventiilide normaalset tööd). Samuti võivad nad kondenseeruda põlemisseadmete erinevatele osadele.

Tõrvasid jagatakse madala- ja kõrgetemperatuurilisteks tõrvadeks. Madalatemperatuurilised tõrvad tekivad temperatuuridel alla 650 °C ja nad moodustuvad kütuse termilise lagunemise primaarsetest produktidest. Kõrgematel temperatuuridel tekivad nn kõrgetemperatuurilised tõrvad. Nad formeeruvad sekundaarsete reaktsioonide tulemusena ja esinevad põhiliselt alltõmbega ja keevkihtgaasistite korral.

Erinevat tüüpi gaasistite korral on reaktsioonitingimused tõrvaühendite moodustumiseks erinevad ning seega ka on ka kontsentratsioonid erinevad, vt ka Joonis 2.57. Tõrvade eemaldamise meetodid jagunevad kaheks – primaarsed ja sekundaarsed. Primaarsed meetmed leiavad kasutust gaasistis – erinevate lisandite lisamine, temperatuuriga krakkimine jne. Sekundaarsed meetmed on pärast gaasistit järgnevad erinevad puhastustehnoloogiad. Generaatorgaasi puhastamine tõrvadest on üks põhilisi aspekte, miks ei ole antud tehnoloogia laialdaselt komertskasutuses, st ilma toetusteta ei ole majanduslikult rentaabell.

⁷⁸ Burkhardt GmbH.

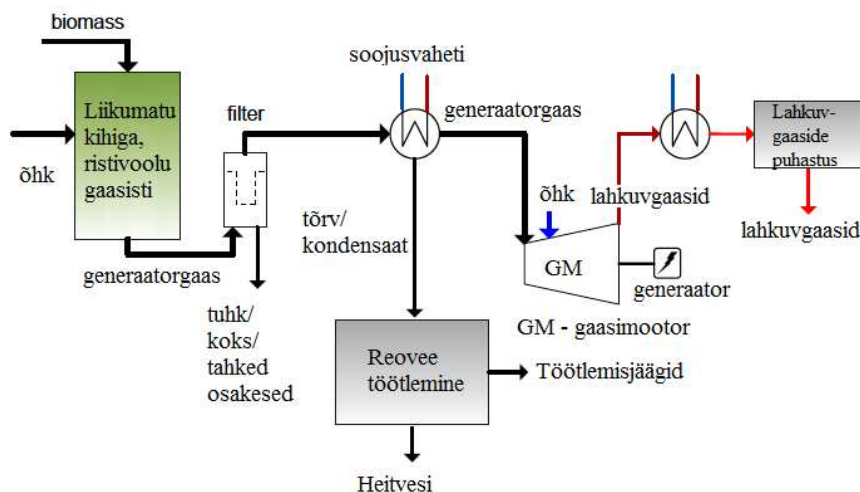


Joonis 2.57 Tüüpilised tõrvühendite kontsentratsioonid⁷⁹

Kolbmootorite kasutamisel ei tohi tõrva kogus ulatuda üle 50 ppm ja gaasiturbiini korral on see arv veel väiksem.⁸⁰

2.9.1.2 Soojuse ja elektri koostootmine

Generaatorgaasi saab kasutada soojuse ja elektri tootmiseks kas sise põlemismootorites või gaasiturbiinides põletamisega. Joonis 2.58 illustreerib biokütuse gaasistamisega soojuse ja elektri koostootmisjaama. Gaasistist väljuv gaas läbib puhastusastme, soojusvahetid ning juhitakse kas siis gaasimootorisse või gaasiturbiini. Gaasiturbiini- või mootori võlliga on ühendatud generaator elektri tootmiseks. Põletusseadme jahutusest saadava ja suitsugaasides sisalduva soojuse abil toodetakse soojust.



Joonis 2.58 Biokütusest toodetud generaatorgaasi kasutamine soojuse ja elektri koostootmiseks⁸¹

⁷⁹ Brown (1986)

⁸⁰ Prof. Dr.-Ing. Matthias Ahlhaus "Bioenergy", Fachhochschule Stralsund 2000/2001, loengukonspekt.

Saksa firma Spanner pakub momendil 30kW_{el} ja 45kW_{el} võimsusega sisepõlemismootoriga (Joonis 2.59) koostootmisjaamasid.



Joonis 2.59 Spanner'i SEK agregaat⁸²

Biokütuste gaasistamise väikesed koostootmisjaamad vajavad kütusena hea kvaliteediga puitu nagu pelletid. Alginvesteeringu maksumus selliste puidu gaasistamisega koostootmisjaamadel on 2000-3000 EUR/kW_{el}.

2.9.2. Põletamine

Kütuste põlemine katelseadme koldes on füüsikalise-keemiline protsess, mille käigus viiakse kütus kontakti hapendajaga, milleks on tavaliselt õhuhapnik, ja eraldub soojus.

Kütuse põlemisintensiivsus sõltub paljudest suurustest, mille hulgas on tähtsamad

- põletatava kütuse omadused,
- põletamismoodus,
- protsessi aerodünaamilised tingimused,
- protsessi temperatuurilised tingimused jne.

Tahkete kütuste põlemisel toimuvad põlemisprotsessid nii kolderestil (koksi põlemine) kui ka kolderuumis (lendosiste põlemine). Tahkekütuse osakese põlemine koosneb järgmistest osaliselt kattuvatest staadiumitest:

- **Kütuseosakese kuumenemine ja kuivamine.** Süttimiseelne kuumutamine ja niiskuse aurustumine (umbes 100 °C juures).
- **Lendosiste eraldumine ja põlemine.** Kütuse termiline lagunemine (pürolüüs) ehk lend-osiste eraldumine sõltub huumuskütustel nende geoloogilisest vanusest ning algab puidul ca 150...160 °C, turbal 100...110 °C, kivisütel 170...390 °C, antratsiididel 380...400 °C ja lõpeb üle 1100 °C juures. Lendosiste põlemisaeg moodustab ca 10% kogu kütuseosakese põlemis-ajast.
- **Koksi põlemine.** Süsiniku ehk koksi põlemine algab pärast suurema osa lendosiste ära-põlemist.

⁸¹ M. Scheffelowitz, P. Sauter, M. Zeymer, E. Billig. Gasification of solid biomass for electricity and heat production. 2012.

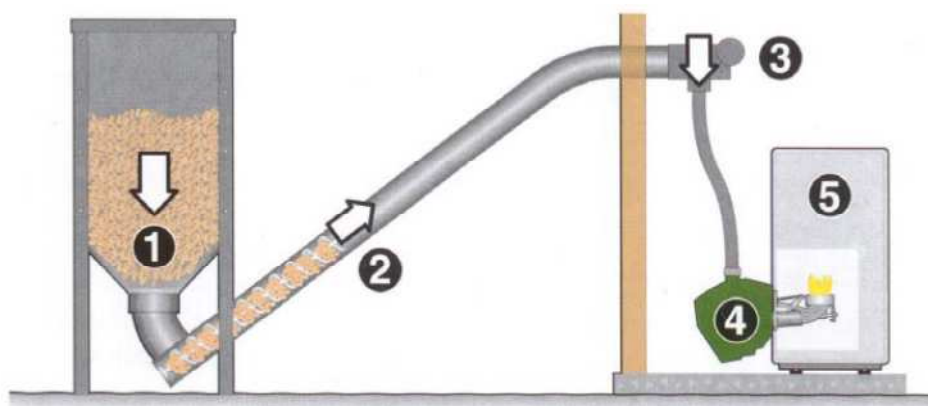
⁸² T. Bleul. Spanner HOLZ-KRAFT® Plants. Field Experiences of the Spanner Re2 Gasifier System for Small-Scale CHP Production. 11.10.2012.

Biomassi kasutamine soojusvarustuses on linnatingimustes hoonete korral mõistlik pelletite baasil. Pelletitena kasutatakse tänapäeval põhiliselt puitpelletteid, kuid toodetakse pelletteid ka rohtsest biomassist, nt põhust.

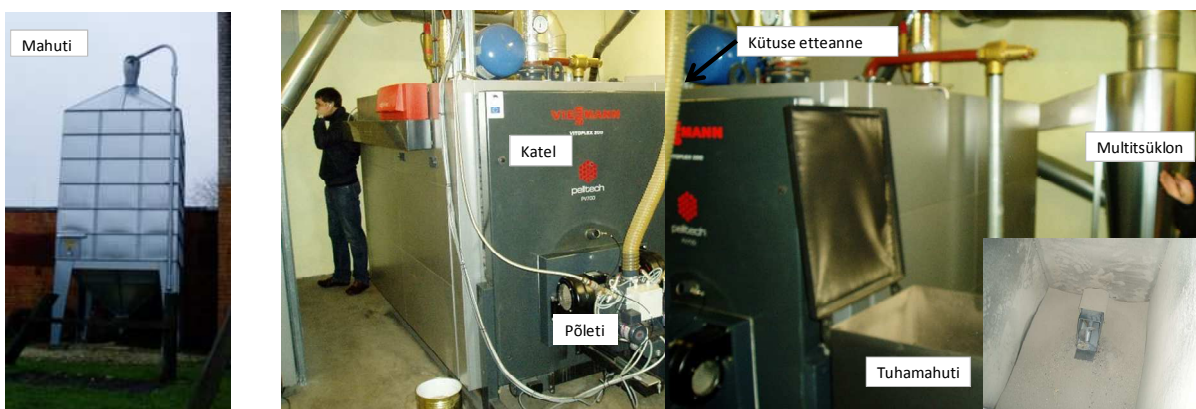
Pelletid on kõrgekvaliteediline homogeenne kütus, mille transpordi, ladustamine, edastamine ja isegi põletamise mugavus ja automatiseerimine on võrreldav nt kerge kütteõli kasutamisega.⁸³

Pelletite põletussüsteem koosneb järgmistest põhilistest komponentidest (vt ka Joonis 2.60 ja Joonis 2.61):

- kütuse ladu või mahuti,
- transportöör kütuse edastamiseks laost pelletipõletisse,
- pelletipõleti,
- katel,
- tuhaärastus koos tuhamahutiga (suurematel süsteemidel),
- suitsugaaside puhastus, nt multitsüklon (suurematel süsteemidel).



Joonis 2.60 Pelletikatlamaja põhimõtteline skeem (1-mahuti, 2-tigutransportöör, 3-mootor, 4-põleti, 5-katel)⁸⁴



Joonis 2.61 Töötav pelletikatlamaja Märjamaal, 700kW

⁸³ V. Vares, Ü. Kask, P. Muiste, T. Pihu, S. Soosaar. Biokütuste kasutaja käsiraamat. Tallinn, 2005. TTÜ Kirjastus.

⁸⁴ H. Takko. Energiaopas 2006.

Pelletikatlamaja korral on tänapäeval kaks peamist võimalust soojusega varustamiseks:

- 1) kinnistu omanik ehitab ise katlamaja välja
- 2) kui eelarve ei võimalda katlamaja ehitust, siis sõlmitakse leping soojuse tarnimiseks. Lepingu sõlminud ettevõtte ehitab katlamaja välja omavahenditest ning müüd kinnistu omanikule soojust, mille MWh hind koosneb kahest komponendis: muutuvkomponent sõltub kütuse hinnast ja püsikomponendi moodustab investeringu tagasimakse. Teatud aastate möödumisel, kui püsikomponendi kaudu on katlamaja maksumus tasutud, siis lepingu sõlminud ettevõtte annab varad üle kinnistu omanikule.

120 kW pelletikatlamaja investeringumaksumus on hinnanguliselt 17 000EUR. Hinnanguline soojuse maksumus pelletikatlamaja korral on 65 EUR/MWh.

Ülevaade mõningate pelletikatelde võimsustest ja kasuteguritest on toodud allpool, vt Tabel 2.31.

Tabel 2.31 Pelletikatelde tehnilised näitajad

	ETA PE-K 50	ETA PE-K 70	KWB USV 60	KWB USV 80
Nimivõimsus, kW	49	70	60	82
Võimsusvahemik, kW	14,1-49	21-70	17,85-60	24,4-82
Kasutegur nimivõimsusel, ⁸⁵ %	93,5	93,3	91,45	92,9
Kasutegur miinimumvõimsusel, %	93,1	92,3	90,5	91,5

2.10. Kombineeritud lahendused

2.10.1. PV-süsteemi kombineerimine diiseldiiselaatoriga

Energia tootvad elektripaigaldised jagunevad võrku ühendatud (ON-grid), iseseisvalt (OFF-grid) või kombineeritud töötavateks süsteemideks. Võrku ühendatud süsteemide eeliseks on nende odavus võrreldes teistega kuna enamasti ei sisalda energiasalvesteid. Puuduseks on see, et võrgutoite katkestuse korral lülitatakse ohutuse jm kaalutlustel energiaallikas välja. Süsteemi komponentide lihtsamaks teenindamiseks ja elektriohutuse tagamiseks tuleb süsteemi erinevad sõlmed varustada lahutite ja nõuetekohaste kaitseahelatega.

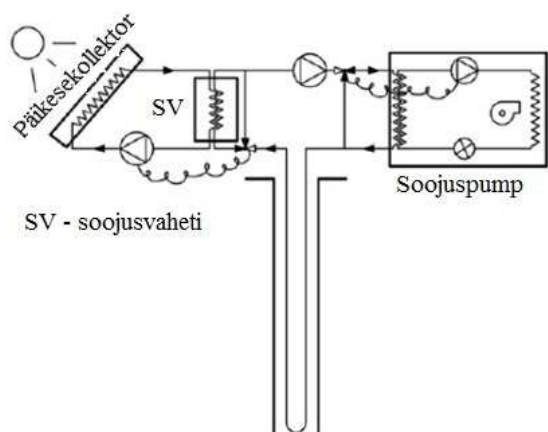
Kombineeritud süsteem sisaldab energiasalvestit, mis tagab võrgutoite katkestuse korral pidevat toidet vajavatele seadmetele katkematu toite. Võrgutoite katkestuse korral süsteem lülitab end võrgu küljest lahti ja jätkab hoone oluliste paigaldiste ja seadmete toitmist. Kriitilised katkematu toidet vajavate seadmete ahelad on eraldi maja teistest elektri ahelatest. Kui katkestus toimub päeval, tagab süsteem akudesse salvestatud energiaga vajaliku toite, tagades sõltuvalt süsteemi parameetritest ka akude valmiduse öisel ajal katkematu toidet vajavate seadmete toite. Võrgust sõltumatud lahendused sobivad kohtadesse kuhu võrguühenduse rajamine pole majanduslikult otstarbekas. Peamiseks puuduseks võrgust sõltumatute süsteemide juures on ilmastikuoludest ja sesoonsusest sõltuv elektritoodangu

⁸⁵ Tegemist on katla kasuteguriga. Aastakeskmise katlamaja kasutegur on madalam, st keskmiselt 85%.

2.10.2. Päikeseenergia kombineerimine soojuspumbaga

Kuigi soojuspump kasutab sisuliselt päikeseenergiat (õhust, maapinnast) on siiski tänapäeval arendatud süsteeme, kus lisaks soojuspumbale on kasutusel päikekollektorid ja/või päikesepaneelid. Soojuspumpade ja päikesepaneelide töö võimalikkust, kasulikkust ja erinevaid lahendusi, on uuritud juba alates 1970-ndatest ning mõningaid lahendusi on testitud ka põhjamaistes tingimustes suhteliselt edukalt.⁸⁶ Vaatamata sellele vajavad sellised süsteemid veel uurimist. Tänapäeval ei leia selliselt süsteemid laialdast kommertskasutus, mis tähendab ka seda, et alternatiivid on üldjuhul majanduslikult otstarbekamad eelkõige just investeeringukulude tõttu.

Päikeselt saadavat soojust on võimalik kasutada aurustis temperatuuri tõstmiseks, vt ka Joonis 2.64. Päikesepaneelidega toodetud elektrit on võimalik kasutada kompressorite käitamiseks. Päikeseküttega toetatud soojuspumpsüsteemid võimaldavad rohkem ära kasutada nn taastuenergiallikatelt saadavat energiat, kuid nõuavad erilahendusi ning on ka seetõttu investeeringumahult kallimalt.



Joonis 2.64 Päikesekollektoriga toetatud maasoojuspump⁸⁷

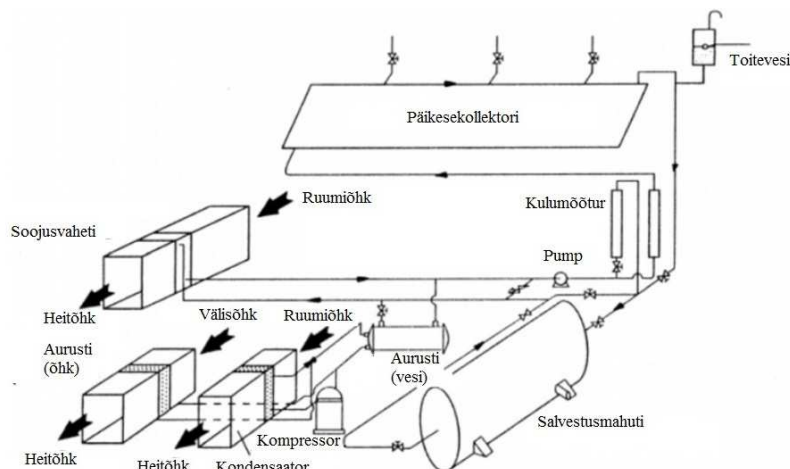
*R.M. Lazzarin*⁸⁸ vaatleb nii maasoojuspumpade kui ka õhk-vesi soojuspumpade koostöötamist päikesekollektoritega. Päikesekollektorite ja õhk-vesi soojuspumba kasutamisel (Joonis 2.65) on mõlema komponendi efektiivsus suhteliselt madal külmematel kuudel. Talviti on madalaim välisõhutemperatuur. Siiski, kui päikesekollektorite soojuskandja temperatuur ei ole piisav otseseks soojuse kasutamiseks soojusvarustussüsteemis, aga on

⁸⁶ B. Stojanović, J. Akander. Build-up and long term performance test of a full-scale solar-assisted heat pump system for residential heating in Nordic climate conditions. *Applied Thermal Engineering* 30(2010) 188-195.

⁸⁷ P. Eslami-nejad, M. Bernier. Coupling of geothermal heat pumps with thermal solar collectors using double U-tube boreholes with two independent circuits. *Applied Thermal Engineering* 31 (2011) 3066-3077.

⁸⁸ R.M. Lazzarin. Dual source heat pump systems: Operation and performanc. *Energy and Buildings* 52(2012) 77-85.

piisav soojuspumba aurusti tööparameetreid arvestades, siis on päikesekollektor kasulik lisasoojusallikas parendamaks soojuspumba töö efektiivsust.



Joonis 2.65 Päikesekollektorite ja õhk-vesi soojuspumba üks põhimõttelisi lahendusi⁸⁹

Päikesekollektori ja õhk-vesi soojuspumba nn kaksiksüsteemi korral on võimalik kolm põhimõttelist töörežiimi:

- Töörežiim 1: Päikesekollektorite režiim – soojuspump on väljas ja töötab ainult päikesekollektor koos soojuse salvestamisega.
- Töörežiim 2: Soojuspump kasutab salvestatud soojust – esineb siis, kui salvestusmahutis oleva vedeliku temperatuur ei ole piisavalt kõrge, et seda oleks võimalik otse kasutada soojusvarustuseks, aga piisavalt kõrgem kui välisõhutemperatuur.
- Töörežiim 3: Soojuspumba režiim – soojuspump kasutab soojust juhtimiseks aurustis välisõhku. See esineb, kui salvestusmahutis oleva vedeliku temperatuur langeb allapoole teatud välisõhutemperatuuri. Siiski päikeseküttesüsteem saab jätkata tööd, püüdmaks tõsta salvestusmahutis oleva vedeliku temperatuuri.

Sellise süsteemi juures tuleb samuti arvestada kliimatiliste tingimustega ja soojuskoormusprofiilidega. Liiga suur päikesekollektorite pind põhjustab liigsoojust süsteemis suvisel ajal. Suvine soojuse vajadus peaks olema sellise süsteemi korral päikesepaneelide esmaseks dimensioonimise lähteparameetriks.

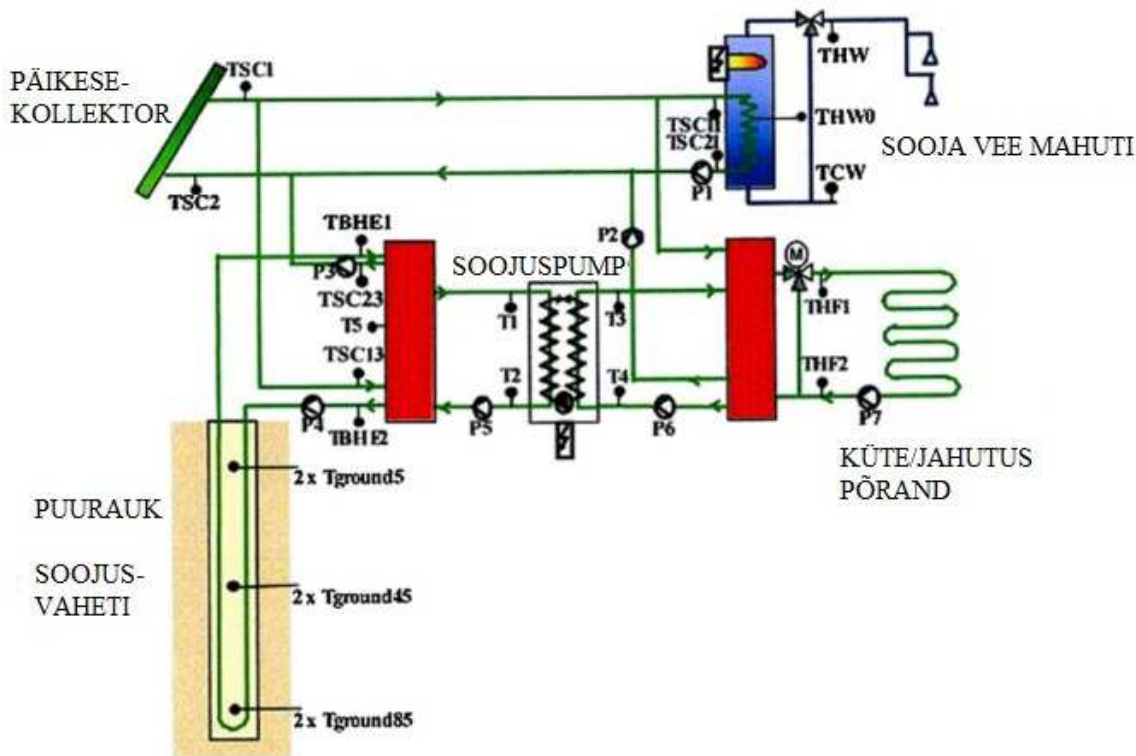
Maasoojuspump- ja päikesekollektorite kaksiksüsteemide korral on liigsoojust võimalik juhtida maapinda, mis võib osutada kasulikuks, kui lõppkasutaja vajab põhiliselt kütet, mitte suvist jahutust⁹⁰ (koolid, lasteaiad). Teatud juhtudel võib päikesekollektorite kasutamine võimaldada maakollektori paigaldamist väiksemas mahus (nt lühem puurauk). Kui palju on

⁸⁹ K. Kaygusuz, Performance of solar-assisted heat pump systems, Applied Energy 51 (1995) 93–109.

⁹⁰ Y. Nam, Joka, Y. Shiba, Development of dual-source hybrid heat pump system using groundwater and air, Energy and Buildings 42 (2010) 909–916.

võimalik nt puurauku lühendada, sõltub mitmest asjaolust: pinnasetüüp, päikesekollektorite efektiivsus, kliimaatiline ja paigaldusasukoht.

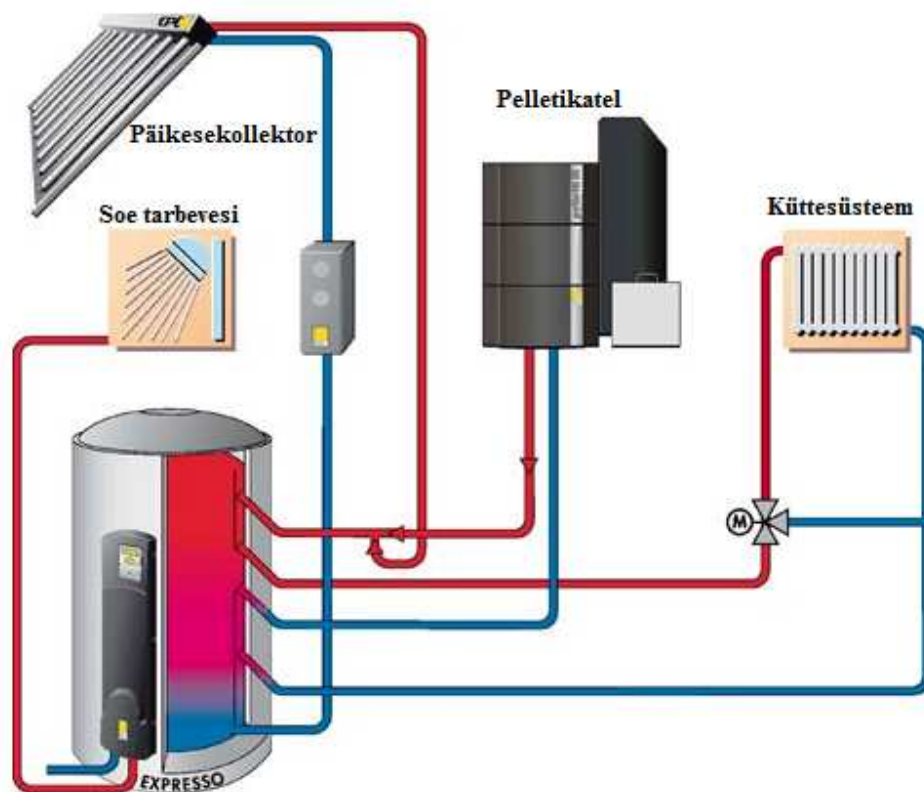
Joonis 2.66 illustreerib ühte võimalikku maasoojuspump- ja päikesekollektorsüsteemi lahendust. Päikeseküte saab soojusega varustada sooja tarbevee soojendamist, küttesüsteemi (põrandaküte) ja samuti salvestusmahutit. Salvestusmahutist saab soojust juhtida nii soojuspumba aurusti jaoks kui ka maapinda. Kui päikeseküttesüsteemi töö on ilmastiku tõttu ebapiisav, siis juhitakse soojuspumba aurustisse soojust maapinnast.



Joonis 2.66 Maasoojuspump- ja päikesekollektorsüsteemi üks võimalikke lahendusi

2.10.3. Päikesekollektorite ja pelletikatla liitsüsteem

Pelletikatlamajaga võib ühildada päikesekollektoreid (vt ka Joonis 2.67). Päikesekollektorite peamine ülesanne on sooja tarbevee valmistamine. Kaasaegsel tasemel soojustatud majade ja madaltemperatuurilise soojuskandja korral on võimalik ka päikesekollektorite poolt toodetavat soojust kasutada hoone kütmiseks. **Majanduslikult on see siis otstarbekas, kui päikesekollektorite poolt toodetav soojus on odavam pelletikatlamaja poolt toodetavast soojusest** (vt ka ptk 2.5 ja 2.9.2).



Joonis 2.67 Pelletikatla ja päikesekollektori kooskasutamine⁹¹

Eestis on teadaolevalt selline süsteem paigaldatud Kohila Ärikeskuses, vt ka Joonis 2.68.



Joonis 2.68 Kohila Ärikeskuse soojusvarustussüsteem⁹²

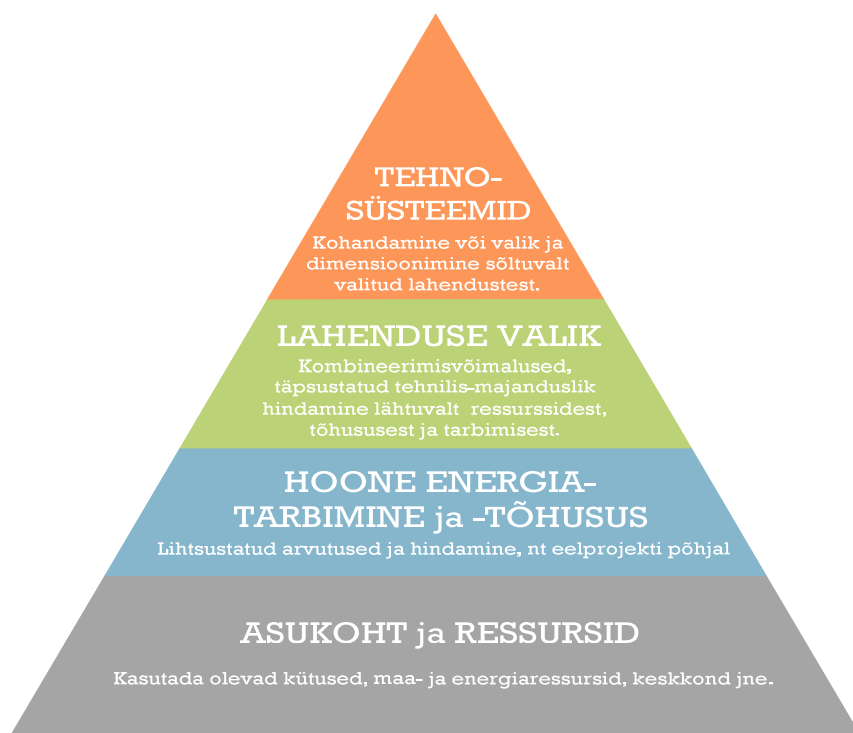
Päikesepaneelide kogupind on 30m², mis on arvestatud tootma suvel 3 m³ vett sooja vett. Ärikeskusesse on ette nähtud jõusaal ja saunad. Põhiliseks soojuse allikaks on 300 kW pelletikatel.

⁹¹ <http://www.celsico.com/products/celsico-wood-pellets/combustion/pellets-combined-with-solar-energy.html>

⁹² K. Karming. Vastvalminud Kohila Ärikeskuses toodavad sooja vett ning aitavad hoonet kütta vaakumpäikesepaneelid.

3. Otsustuspuu sobivaima taastuenergiatallika valikuks

Taastuenergialahenduse prioriteetsuse määrab eelkõige tootmise ja tarbimise kokkulangevus. Mida suurem on tootmise kokkulangevus tarbimisega, seda väiksemad on salvestitele või reservtoiteallikatele tehtavad kulutused. Võit seisneb investeringu- ja käidukulu vähenemises. Kõige tasuvam on süsteem, mis on dimensioonitud nii, et kogu toodang kasutatakse lokaalselt ära. Fotoelektrilise päikeseelektri- ja tuuleelektrijaama ööpäevased elektritootmise kõverad on sünkroonis hinnakõveratega. Üldjuhul on ka kontorihoonete tarbimine sünkroonis hinnakõveratega. Lähtuvalt sellest on omavahel kõige mõistlikum kombineerida taastuenergiatallahendusi, mis koostoimel võimaldavad suuremat korrelatsiooni saavutada tootmise ja tarbimise vahel, st summaarne tootmiskõver langeb paremini kokku tarbimiskõveraga. Erinevate taastuenergialahenduste valikul tuleb läbi käia erinevad otsustusetapid, et leida konkreetse hoone jaoks sobivaim. Lihtsustatud ülevaate otsustusetappidest annab järgnev joonis (Joonis 3.1).



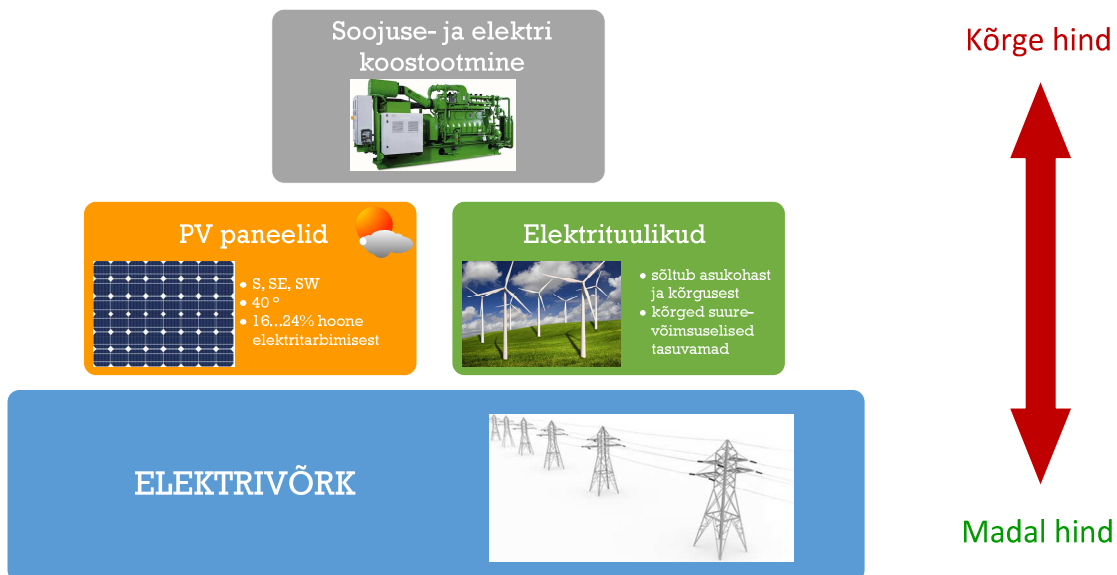
Joonis 3.1. Otsustusetapid

Millised on hoonete puhul prioriteetsemad taastuenergialahendused.

1. Päikesekollektorite kasutamine kombineeritult pelletikatlamajaga on tasuv võrreldes gaasikatlamajaga. Päikesekollektorite kasutust koos või ilma pelletikatlata tuleb hinnata lähtuvalt soojuse hinnast mõlema olukorra kohta
2. Õhk-vesi ja maasoojuspumpade kasutamine on reeglina majanduslikult otstarbekaim. Eelistada maasoojuspumpa, mille tasuvusaeg on reeglina lühem

3. Vähiimate turuhindade korral on kõik juhendis kirjeldatud fotoelektrilised (PV) päikesepaneelid lõuna, kagu ja edela fassaadidel ning katusel 40-kraadise nurgaga lõunasse suunatult tasuvad või tasuvuse piiril. Juhendis toodud polükristallpaneelide hinna ning 20% kasuteguri puhul on paneelide paigaldamine kirde ja loode fassaadile tasuvuse piiril. PV-paneelidega on kirjeldatud hoone puhul kogu energiatarbest võimalik katta 16...24%. Loode fassaadi kagu fassaadiga samaväärsel katmisel lisandub täiendavalt paar protsendipunkti.
4. Sadeveesüsteemid on reeglina tasuvad madalatel hoonetel, mille katusepinnad on suured, nt laod, kaubanduskeskused, spordihallid jms.
5. Elektri tuulikute tasuvus sõltub suuresti asukohast ja kõrgusest. Tasuvaimad on kõrge masti ja suure võimsusega tuulikud, mis paigaldatakse asulast välja või asula serva.

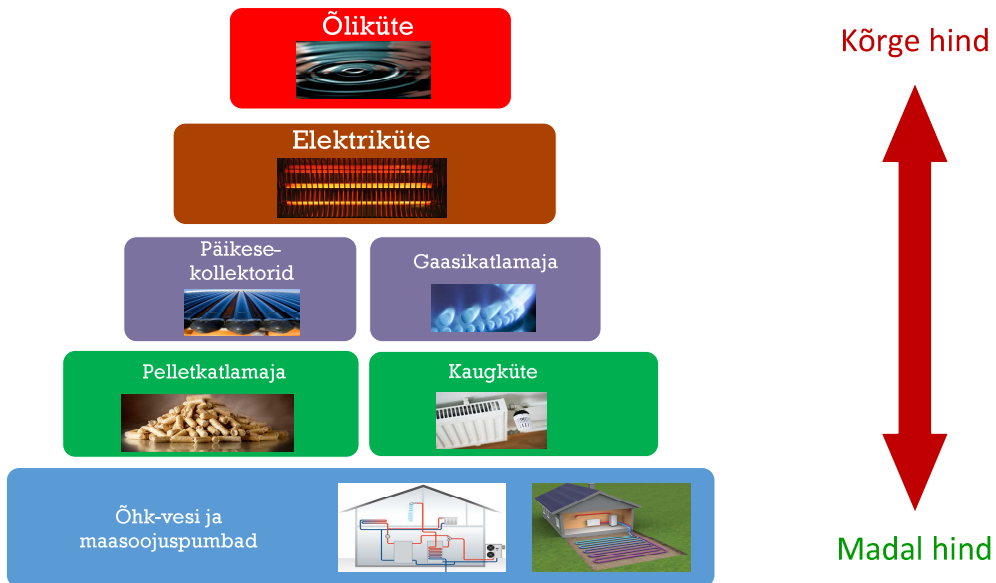
Lokaalsete väikeste elektritootmislahenduste puhul on linnatingimustes reeglina kõige soodsam lahendus liituda elektrivõrguga. PV-paneelid ja tuuleelektrijaamad on väikelahenduste puhul reeglina tasuvamad kui soojuste ja elektri koostootmisjaamad (Joonis 3.2). Suuremate võimsuste korral on reeglina koostootmisjaamad tasuvamad. Siiski tuleb kaalutud otsus teha kui on täpselt teada võrgu liitumisega seotud kulud ning taastuvenergiaallikate rakendamise seotud kulud ja tulud. Sõltuvalt asukohast, seadmete hinnast jm parameetritest hakkavad hinnad alates 80€/MWh.



Joonis 3.2. Elektritootmise otsustuspuu

Lokaalse soojuste tootmislahenduse puhul on reeglina kõige soodsam kasutada maa- või õhksoojuspumpasid. Pelletikatlamaja kasutamine on energiahinnalt hinnalt võrreldav kaugküttega ning päikesekollektorid gaasikatlamajaga. Kalleimaks

lahenduseks sooja tootmisel on elekter- ja õlikütte lahendus (Joonis 3.3).
 Hinnanguliselt jäävad soojuse tootmise hinnad vahemikku 54...115€/MWh



Joonis 3.3. Soojuse tootmise otsustuspuu

Vastavalt eeltoodule annab üldine otsustuspuu, ülevaate eritüübiliste taastuvenergialahenduste kasutamisele hoonete juures (Joonis 3.4).



Joonis 3.4 Erinevate taastuvenergialahenduste üldine otsustuspuu

4. Avatud elektriturg ja selle mõju taastuvenergia lahenduse valikule

Elektriturul elektri hinda ei reguleerita, erinevalt suletud või siis reguleeritud turust, ning hind tekib konkurentsisis müügi- ja ostupakkumiste vahel. Elektri turuhinna läbipaistvuse tagab elektribörs, mis annab lisaks kahepoolsetele lepingutele võimaluse elektrit müüa ja osta. Tootjatele on elektriturg võimalus toodetud elektrit müüa. Toimiva ja läbipaistva turu eesmärk on anda investoritele ja tootjatele pikemaajaliste investeerimisotsuste tegemiseks vajalik alus ja kindlus.

Avatud elektriturul toimuvad hinna kõikumine aasta ja päevade lõikes. Seega eristatakse globaalseid ja lokaalseid hinna maksimume ja miinimume. Talvel on avatud turu elektri hinnad suurema elektri nõudluse tõttu kõrgemad kui suvel. Elektrituru avamise esimesel aastal oli keskmine detsembrikuu elektri hind 1,5 korda suurem kui mais, samas 2012. aastal oli see vahe 1,2 korda (kokkuvõtte 2012. aastast on koondatud järgmisesse tabelisse Tabel 4.1).

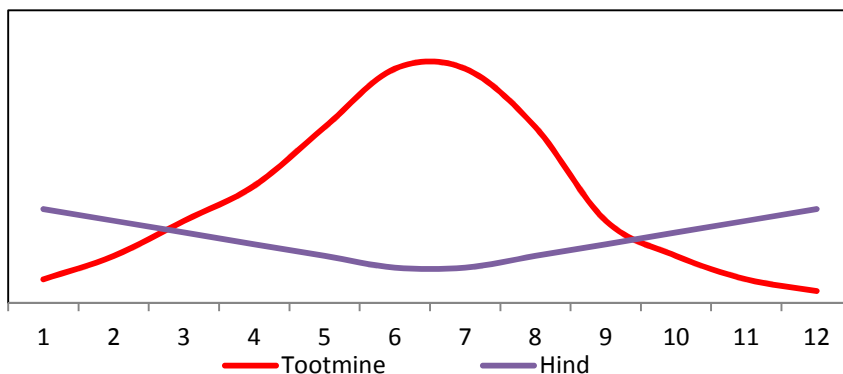
Tabel 4.1 Elektrituru hinnad Eesti hinnapiirkonnas 2012. aastal

	Miinimum €/MWh	Keskmine €/MWh	Maksimum €/MWh
Jaanuar	22,22	39,77	95,37
Veebruar	25,04	48,47	183,48
Märts	17,68	39,21	76,51
Aprill	17,66	36,69	77,26
Mai	14,97	36,15	80,05
Juuni	10,19	30,80	58,52
Juuli	7,06	35,85	67,07
August	8,09	40,32	82,16
September	15,09	42,15	84,27
Oktoober	25,15	40,20	69,40
November	15,38	37,49	73,11
Detsember	26,87	43,56	100,02

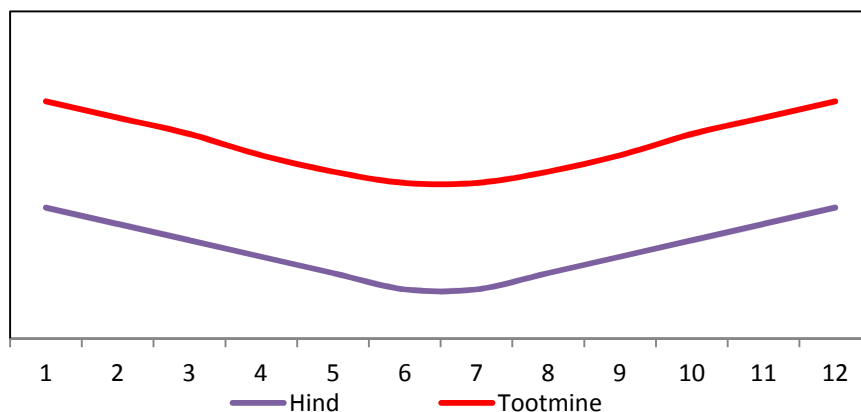
Kuna kõrgem turu hind langeb reeglina suve lõppu (august-september) ja talve külmematesse kuudesse (detsember-veebruar), siis tuleks eelistada taastuvenergiaallikaid, mille tootlikkus on nendel perioodidel suurem või mis on reguleeritava tootlikkusega nt mikrokoostootmisjaam. Tuuleelektrijaamade tootlikkus on kõrgem talveperioodil. Päikeseelektrijaamade tootlikkus on seevastu suurem just suveperioodil. Arvestades taastuvenergiaallikatel põhinevate tootmisseadmete kõrget alginvesteeringut ning peatükis 4.1.2 toodud tasuvusarvutusi, võiks sobivate seadmete valikul lähtuda kahest aspektist:

1. tootlikkus langeb kokku elektri hinna kõikumistega nii, et seade toodab pigem kõrgema hinnaga perioodidel, või;
2. tootlikkus langeb kokku tarbimisega nii, et seade toodab kõrgema tarbimisega perioodidel (kui soovitakse katta tarbimist).

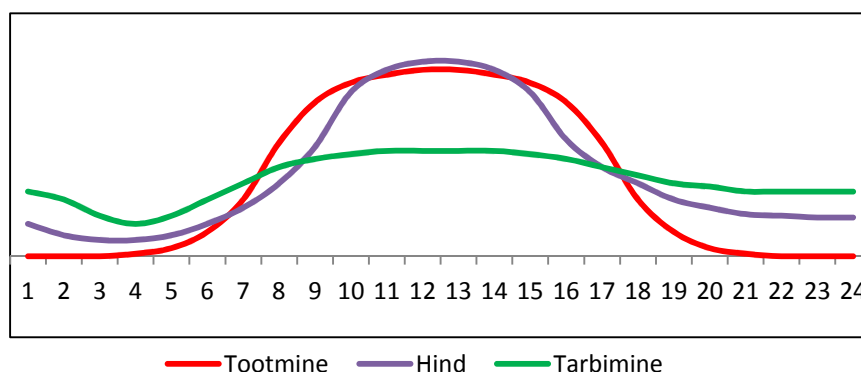
Joonistel 4.33 kuni 4.35 on toodud illustriivselt eelpool loetletud valikuprintsiibid, millest võiks seadmete valikul lähtuda. Joonis 4.35 kajastab küll 24 tunni perioodi, aga sama põhimõtet võib laiendada ka pikematele ajaperioodidele.



Joonis 4.1 Päikeseelektrijaama tootlikkuse ja elektri turuhinna aastane tüüpkõver



Joonis 4.2 Tuuleelektrijaama ja elektri turuhinna aastane tüüpkõver



Joonis 4.3 Päikeseelektrijaama, elektri turuhinna ja tarbimise päevane tüüpkõver

Jälgides avatud elektrituru aastast hinnatrendi ja taastuenergiaallikate erinevat tootlikkust võib välja tuua järgmist:

1. tuuleelektrijaamad ja koostootmisjaamad sobivaimad hoonetele, kus suurim tarbimine on talveperioodil nt kontorihooned, koolid, huvikeskused jms.

2. päikeseelektrijaamad sobivaimad hoonetele, kus suurim tarbimine langeb suveperioodi või aastaringset keskpäevasele ajale nt majutusasutused, kontorihooned, suvised meelelahutusasutused jms.

Kuna linnatingimustes on tuule tingimused oluliselt halvemad kui lagedatel aladel ning ohutusalsed jm nõuded ja piirangud takistavad võimsate tuuleelektrijaamade rajamist, siis tuleks linnatingimustes eelistada päikeseelektrijaamade rajamist.

4.1.1. Ülevaade erinevatest võimalikest taastuvenergia toetuse meetmetest⁹³

Elektritootmisseadmete majanduslikku tõhusust elektriturul mõjutavad selle tehnoloogia efektiivsus, alginvesteering, kasutatava kütuse hind, keskkonnamaksud ja makstavad toetused. Taastuvate energiaallikate kasutamisel (siinkohal mõtlevad autorid tuult ja päikest) puuduvad kütuse hinna ja keskkonnamaksude komponendid, mistõttu on neil sisuliselt turul osalemisel eelis. Eelis seisneb selles, et taastuvatest energiaallikatest tootja saab turul oma toodangu peaaegu alati maha müüa, kuna nende tootjate marginaalkulu (mille peamiseks komponendiks on kütuse hind ja keskkonnamaksud) on võrreldes teiste tootjatega tunduvalt väiksem. Juhul kui taastuvenergia tootjate osakaal on turul suur, omab see elektri hindu alandavat mõju, kuna suurenenud müügi koguste tõttu ei pääse nt suuremad soojuselektrijaamad turule müüma. Ühelt poolt võib seda pidada heaks (elektri hind väheneb), kuid teisalt tuleb arvestada, et taastuvenergia tootjate investeeringud on üpriski suured, mis muudavad tootmisseadme madalate turuhindade korral mittetasuvaks.

Taastuvenergia direktiiviga 2009/28/EÜ kinnitati Euroopa Liidu riikidele konkreetsed eesmärgid – aastaks 2020 peab taastuvenergia osakaal moodustama 20% primaarenergia lõpptarbimisest. Eesti on seoses sellega kohustatud tõstma taastuvate energiaallikate osakaalu kogu primaarenergiatarbimise 25%-ni aastaks 2020. Kohustuste täitmiseks on Eestis loodud erinevad toetuskeemid, mille eesmärk on suurendada investeeringuid elektrienergia tootmisse taastuvatest energiaallikatest ja efektiivsesse elektri- ja soojuse koostootmisse. Toetusmeetme vajalikkus selgus, ka eelmistes peatükkides (4.1.2 ja 4.1.3), kuna taastuvenergia lahendused on paratamatult kõrge alginvesteeringukuluga.

Seni kehtivad fikseeritud toetused olid põhjendatavad suletud turu olukorraga, kuid Majandus- ja Kommunikatsiooniministeerium, Eesti Taastuvenergia Koda ja taastuvenergia tootjad jõudsid 2012. aasta keskel kokkuleppele taastuvenergia tasu määrade muutmise osas, millega soovitakse muuta elektrituruseadust nii, et taastuvenergia või tõhusa koostootmise toetuse määr sõltuks CO₂ kvoodihinnast või elektrienergia börsihinnast. Seda kõike alates regulatsioonimuudatusest. Seaduse muutmise eelnõu jõudis 2012. aasta sügisel

⁹³ Eleringi Elektrituru käsiraamat

parlamendi menetlusse. Muudatused peavad viima toetuste süsteemi vastavusse Euroopa Komisjoni kehtestatud riigiabi reeglitega, tagama toetuste proportsionaalsuse saavutatava eesmärgiga, vähendama toetustest tingitud konkurentsimoonusi ning põhjendamatult kõrget majanduslikku koorumust tarbijatele, kes toetused elektriarve kaudu kinni maksavad. Kava järgi hakkavad tulevikus rajatavad taastuenergia elektrijaamad saada väiksemaid toetusi võrreldes olemasolevatega.

Järgnevalt antakse lühiülevaade alternatiivsetest toetusmeetmetest subsidiumitele, mille juurutamist, kas uuritakse või kaalutakse.

4.1.1.1 Rohesertifikaadid⁹⁴

Üks võimalik tootjate toetamise viis on taastuenergia ja töhusa koostootmise toetuste sidumine rohesertifikaatide müügiga. Tootjatele antavate sertifikaatide kogused arvutatakse iga aasta välja sõltuvalt elektri tarbimis- ja tootmiskogustest. Toetuste eesmärk on tagada tootjatele võimalus saada toodetud ja müüdud elektrienergia hinnale lisatulu, mille suurus sõltub elektriturul tarnijate ostetud rohesertifikaatide hinnast. Kuna tarbijad peavad kindla osa tarbima taastuenergiast toodetud elektrit, tagatakse nõnda ka riigi kohustused taastuenergia tarbimise osas. Sertifikaatide nõudlus tagatakse sellega, et kõik elektri tarnijad peavad ostma sertifikaate sõltuvalt nende portfellis olevate tarbijate poolt tarbitud elektri kogusest. Tarnijad lisavad sertifikaatidele tehtud kulutused tarbijate elektriarvele juurde.

4.1.1.2 Päritolutunnistused

Elektri tootmise soodustamiseks taastuvatest allikatest seati Euroopa Liidus sisse elektri päritolutunnistuste süsteem. Liikmesriikidelt nõutakse süsteemi loomist, mis võimaldaks taastuenergiaist elektri tootmist usaldusväärselt tõestada. Liikmesriigid tagavad, et iga taastuvatest energiaallikatest toodetud energiaühik võetakse arvesse ühekordselt. Päritolutunnistus on elektrooniline dokument, mille eesmärk on tõendada lõpptarbijale, et teatav energiakogus toodeti taastuvatest allikatest (direktiiv 2003/54/EÜ artikkel 3 lõige 6 ning direktiiv 2009/28/ EÜ artikkel 15). Päritolutunnistust võib anda sellega seotud energiast sõltumatult edasi ühelt valdajalt teisele. Päritolutunnistuse normenergiaühik on üks megavatt-tund. Iga toodetud megavatt-tunni kohta antakse üks päritolutunnistus. Päritolutunnistust võib kasutada 12 kuu jooksul pärast asjaomase energiaühiku tootmist. Päritolutunnistuse kehtivus lõpeb pärast kasutamist. Tootja ei või subsideerida taastuvatest energiaallikatest tootmist muu tootmise arvelt ja vastupidi.

⁹⁴ elektrienergia päritolutunnistus, mis kinnitab elektrienergia tootmist taastuvatest energiaallikatest

Liikmesriigid või määratud pädevad asutused seavad sisse asjakohased mehhanismid tagamaks, et päritolutunnistused antakse välja, kantakse üle ja tühistatakse elektrooniliselt ja et need on täpsed, usaldusväärsed ja pettusekindlad. Vältida tuleb päritolutunnistuste topeltarvestust ja topeltesitamist. Taastuvenergiat, mille juurde kuuluva päritolutunnistuse müüs tootja eraldi, ei tohi esitada või müüa lõpptarbijale taastuvast energiaallikast toodetud energiana. Samuti on oluline teha vahet toetuskavade jaoks kasutatavatel rohelistel sertifikaatidel ja päritolutunnistustel.

Energiasertifikaatide turu käivitumine võimaldab Eestil jätkata energiaportfelli mitmekesistamist taastuvenergia allikatega, kahjustamata samas Eesti tarbijate rahakotti ja ettevõtete konkurentsivõimet. Vastavalt elektrituruseadusele väljastab süsteemihaldur Elering tootjale tema taotluse alusel elektroonilise dokumendi – päritolutunnistuse – selle kohta, et ta tootis elektrienergiat taastuvast energiaallikast või tõhusa koostootmise režiimil.

Euroopas on kaks päritolutunnistuste süsteemi:

1. toetussertifikaadid (*support certificates*);
2. päritolutunnistused (*guarantees of origin*).

Toetussertifikaatideks nimetatakse sertifikaadisüsteeme, mis on seotud kohustusega. Ostukohustus, mis on tavaliselt määratud tarnijale, tekitab omakorda nõudluse, mis ergutab turgu. Toetussertifikaatide turuhinnad peaksid teoreetiliselt vastama uue elektrijaama ehitus- ning käitamiskuludele. Toetussertifikaatidest saadav tulu toetab seega taastuvenergiat.

Toetussüsteemid on aga hetkel ainult riikide sisesed ning imporditud taastuvenergiale ei võimaldata toetussertifikaatide väljastamist. Päritolutunnistuste süsteem on loodud selliselt, et see võimaldab tarbijale kinnitada tarbitud elektri pärinemist spetsiifilisest allikast. Euroopa Liidu taastuvenergia direktiivis on päritolutunnistuste süsteemi ainsaks eesmärgiks seatud tarbitud elektripäritoluallikate jagunemise avalikustamine.

4.1.1.3 Päritolutunnistuse ja rohelise energiamärgise erinevus

Päritolutunnistus tõendab ühe megavatt-tunni elektri päritolu. Rohemärgis (green label) tõendab tarbijale tarbitud elektri päritolu ja omadused vastavalt kokkuleppelistele kriteeriumitele. Selliste rohemärgistega esitatavate väidete kinnituseks võib tarnija näidata ära, et ta omab ka sertifikaati iga kauplemisperioodil tarnitud megavatt-tunni kohta. Päritolutunnistused ja RECS (Renewable Energy Certificate System) sertifikaadid omakorda täidavad põhimõtteliselt sama funktsiooni ja on samaväärse kvaliteediga. Nende erinevus seisneb selles, et päritolutunnistusi nõutakse kõigilt liikmesriikidelt Euroopa taastuvenergia direktiivi alusel, ent RECS-sertifikaate väljastatakse vabatahtliku algatusena energiafirmade poolt. Riigid, kus sertifikaatide väljastaja ei võimalda elektroonilisi ning ülekandmist võimaldavaid päritolutunnistusi, võivad tarvitusele võtta vabatahtlikud RECS-sertifikaadid.

Eesti puhul püütakse siduda RECS sertifikaate elektriautode kasutamise ja nende laadimisega.⁹⁵

4.1.2. Lihtsustatud ülevaade tootmiseseadme ühendamise võrguga

Käesoleva töö raames on vast kõige enam huvipakkuvam ka väikeste taastuenergia tootmiseseadmete liitmine elektrivõrguga. Järgnev informatsioon koos täpse liitumise protseduuriga on täismahus kättesaadav ka Elektrilevi OÜ kodulehelt⁹⁶, kuid siinkohal esitame sellest lühikokkuvõtte. Tootmiseseadmed jagatakse kolme kategooriasse: mikrotootja (võimsus kuni 11 kW), pisitootja (võimsus kuni 200 kW) ja väiketootja (võimsus vahemikus 201 kW ja kuni 5 MW). Üle 200 kW nimivõimsusega tootmiseseadmele kehtestatud täiendavad nõuded, mis muudavad selle liitumise võrguga keerulisemaks. Vastavalt Võrgueeskirja §32² lõikele 3 ei tule kuni 15 kW tootmiseseadmete liitumist kooskõlastada Eesti põhivõrguettevõttega, mis muudab protsessi oluliselt lühemaks. Samas on Elektrilevi liitumistaotluses ja kodulehel toodud erisus, et põhivõrguettevõttega tuleb kooskõlastada tuulikud (tuulepargid), mille võimsus ületab 15 kW, teiste jaamade puhul jääb kooskõlastamise piir 1 MW juurde. **Küll aga tuleb arvestada sellega, et kui tootmiseseadme võimsus ületab 100 kW, tuleb vastavalt Elektrituruseaduse §22 lõike 1 kohaselt taotleda Konkurentsiametilt tegevusluba.** Elektritootmiseseadmete elektri jaotusvõrku ühendamist reguleerib Vabariigi Valitsuse kehtestatud määrus nr 184 "Võrgueeskiri". Vastavalt määrusele loetakse tootmiseseadmete jaotusvõrguga ühendamiseks ka omatarbeks väiksemate nn mikrotootmiseseadmete elektrilist ühendamist tarbijapaigaldises isegi juhul, kui toodetud elektrienergia koguseid elektri jaotusvõrku ei edastata. Liitumisprotsess on tasuline, millega kompenseeritakse jaotusvõrguettevõttele võrgus tehtavad ümberehitustööd. Elektritootja liitumistasu arvestatakse alati tegelike kulude järgi. Kuni 200 kW tootmiseseadme ühendamisel jaotusvõrguga tuleb tasuda ainult jaotusvõrgus tehtavate ümberehitustööde maksumus. Üle 200 kW tootja liitumine võib nõuda elektrivõrgu laiendamist või ümberehitust ka põhivõrgus, mille maksumus lisatakse liitumistasule. Järgnevalt käsitletaksegi kahte peamist tootmistüüpi, mis võiks atraktiivne olla – mikro- ja pisitootmine. Nende kahe tootjatüübi valik lähtub eelkõige asjaolust, et mikro- ja pisitootmist on võimalik ühendada standardsesse 230/400 V madalpingevõrku. Võimsused, mis ületavad 200 kW, tuleks ühendada keskpingevõrku (6...35 kV).

Mikrotootmiseseadme loetakse EVS-EN 50438:2008 standardi kohaselt kohtkindlat tootmiseseadet, mille faasinimivool ei ületa 16A kas ühe- või kolmefaasilises 230/400 V madalpingevõrgus. Mitme tootmiseseadme korral liitumispunktis ei tohi nende summeeritud

⁹⁵ <http://elmo.ee/tingimused/>

⁹⁶ <https://www.elektrilevi.ee/et/elektritootja-liitumine>

nimivoolud ühes faasis ületada 16 A. Mikrotootmiseseadmeks kvalifitseerub seega ühefaasiline tootmiseseade või seadmete grupp, mille nimiaktiivvõimsus on maksimaalselt 3,68 kW, ning kolmefaasiline tootmiseseade või seadmete grupp, mille nimiaktiivvõimsus on maksimaalselt 11 kW. Mikrotootja liitumine on seadme võrguga sobivuse korral lihtne ja kiire protsess, mis võib aega võtta kuni 2 kuud. Mikrotootja liitumise eelduseks on olemasolev ja väljaehitatud võrguühendus. Samas tuleb arvestada, et Tallinna vanapinge piirkonnas (3x220V) mikrotootmiseseadmeid ei liideta. Seadme liitumisel võrguga tuleb tõendada ka selle sobivust kehtestatud standarditele,⁹⁷ et liitumine oleks kiire ja lihtne tuleks eelistada juba selle protsessi läbinud tarnijate tooteid, mille nimekirja leiab Elektrilevi kodulehelt.⁹⁸

Pisitootjateks loetakse vastavalt Võrgueeskirja §32² lõikele 1 tootmiseseadmed, mille elektriline nimivõimsus ei ületa 200 kW. Tootmiseseadmed võib ühendada madalpingevõrku, kuid maksimaalse võimaliku võimsuse määratleb jaotusvõrguettevõtte vastavalt võrgu võimalustele ja jaama omadustele. Pisitootmiseseadme võib liita avalikku kolmefaasilisse madalpinge (230/400 V) jaotusvõrku, kas otse või tarbija elektrivõrgu kaudu. Mitme pisitootmiseseadme ühendamisel sama alajaama toitepiirkonda ei tohi nende summaarne nimiväljundvõimsus ületada jaotusvõrguettevõtte poolt etteantud väärtust. Tootja ei tohi põhjustada muudele paigaldistele ja teistele tarbijatele (või ka tootjatele) ebasoovitavaid häiringuid. Pisitootjate liitumise puhul tuleb arvestada, et liitumine võib aega võtta kuni 45 kuud.

Kokkuvõtteks tuleks mainida, et praegu kehtiv seadusandlus ei jaga väikesevõimsuselisi tootmiseseadmeid selliselt nagu käsitleti selles peatükis. Küll aga võib öelda, et vastavad seadusmuudatused, mis peaksid nende võrku ühendamist lihtsustama, on väljatöötamisel.

4.1.3. Lihtsustatud ülevaade toodetud elektrienergia võrku müümise tingimustest

Sisuliselt on tootmiseseadmete kasutamisel kaks varianti:

1. Toodangut ei müüda turule ning kasutatakse omatarbeks⁹⁹, sellisel juhul ei ole tarvis selle üle eraldi arvestust pidada¹⁰⁰. Selle variandi eelduseks on, et tootmine on suure juhuslikkusega ning tarbimine on piisavalt suur, et võrku edastatav võimsus on väike või juhuslik.

⁹⁷ Elkoige peetakse silmas muundureid, mis muundavad tootmiseseadmest tuleva alalisvoolu võrgupingele ja sagedusele vastavaks vahelduvvooluks ning peavad vastama standardile (EVS)EN 50438

⁹⁸ <https://www.elektrilevi.ee/et/liitumine-mikrotootjale> Vastavussertifikaati omavate mikrotootmis-seadmete **nimekirja**

⁹⁹ http://www.ekvy.ee/attachments/article/17/Elektritarbijast%20elektritootjaks_Meelis%20Kaps.pdf

¹⁰⁰ Märkusena olgu lisatud, et asjaolu et tootmise üle eraldi arvestust ei peeta, ei vabasta kohustusest liitumisprotseduuri läbi teha ning kooskõlastada seadme paigaldamist võrguettevõtjatega.

2. Kui toodang müüakse turule, siis tuleks selle üle pidada eraldi arvestust, kas eraldiseisva arvesti ja liitumispunktiga või juhul kui soovitakse võrku müüa ainult tarbimisest ülejääv energia, siis kahesuunalise arvestusega. Silmas tuleb pidada asjaolu, et võrgust võetavat ja antavat energiat ei tohi kokku liita, nende jaoks peavad arvestis olema erinevad andmeregistrid.

Avatud turul on elektriturul võimalik elektrienergiaga kaubelda kahel viisil — otselepingute alusel või elektribörsil osaledes. Otselepingud sõlmitakse tavapäraselt suurtarbijate ja tootjate vahel, et vähendada tehinguga kaasnevaid täiendavaid kulusi. Teine võimalus elektriga kauplemiseks on osalemine elektribörsil. Seal saavad kaubelda tootjad, võrguettevõtted, müüjad, maaklerid, tarbijad ehk kõik, kes sõlmivad vastava lepingu börsikorraldajaga. Kõikidel turuosalistel peab olema avatud tarnija Eestis.

Elektribörsil kehtivad kauplemisele standardised kauplemistingimused, mis eristab elektribörsi otselepingute sõlmimisest. Et alustada elektribörsil päev-ette kauplemist, tuleb tasuda turuosalise osalustasu 15 000 eurot aastas (osalemine läbi esindaja/bilansihalduri 1500 €/a) lisaks vahendustasu ka iga ostetud/müüdud MWh eest, mis jääb vahemikku 0,035–0,13 EUR/MWh. Täiendavad kohustused, mis elektribörsil osalejale kehtivad, on kirjas: www.npspot.com (sh <http://nordpoolspot.com/TAS/Fees/>).¹⁰¹

Väiksematel tootjatel ei ole ilmselt mõistlik hakata iseseisvalt börsil osalema. Järgnev ülevaade kirjeldab ühte võimalikku toodangu müümise varianti (avatud tarne¹⁰² järgi), kuid täpsema informatsiooni peaks saama vastava teenuse pakkujalt.

1. Pisi- või mikrotootja peab bilansihalduriga sõlmima avatud tarne lepingu, et müüa elektrit läbi tema elektriturule, vastasel korral antakse elektrienergiat võrku „tasuta“;
2. Arveldus toimub kWh põhiselt, seega ei arvestata tootmise prognoosi nii nagu seda tehakse keskmistel ja suurtel elektritootjatel;
3. Müüdud elektri hind kujuneb kaalutud keskmise turuhinna järgi, millest võetakse maha vahendaja marginaal¹⁰³;
4. Taastuenergiatootja saab lisaks müüdud elektri hinnale ka iga toodetud kWh eest taastuenergiatoetust, mis on 0,0537€/kWh.

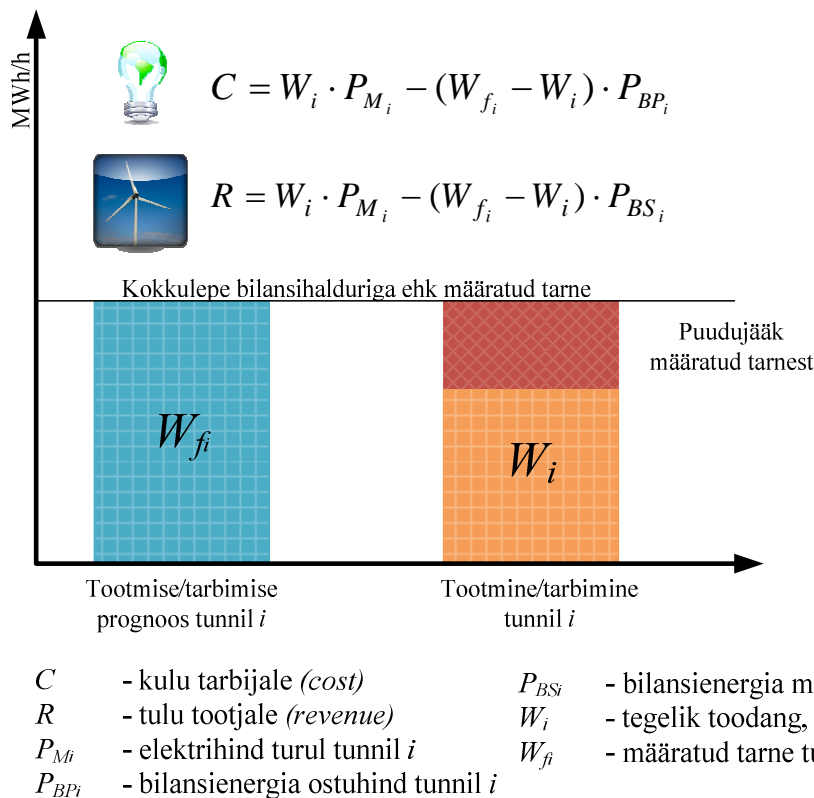
Keskmiised ja suured taastuenergiatootjad peavad sõlmima lepingu mõne bilansihalduriga. Toodangu müümine ja arveldamine määratud tarne¹⁰⁴ korral käib vastavalt järgmistele põhimõtetele.

¹⁰¹ [Eleringi elektriturul käsiraamat]

¹⁰² Avatud tarne: turuosalisele kogu temale vajaliku elektrienergia müümine või turuosalisele tema bilansi tagamiseks kauplemisperioodil puudu jääva elektrienergia koguse müümine või temalt kauplemisperioodil ülejääva elektrienergia koguse ostmine [<http://elering.ee/moisted/>].

¹⁰³ Marginaali eesmärk on katta kõik ebabilansiga tekkida võivad kulutused.

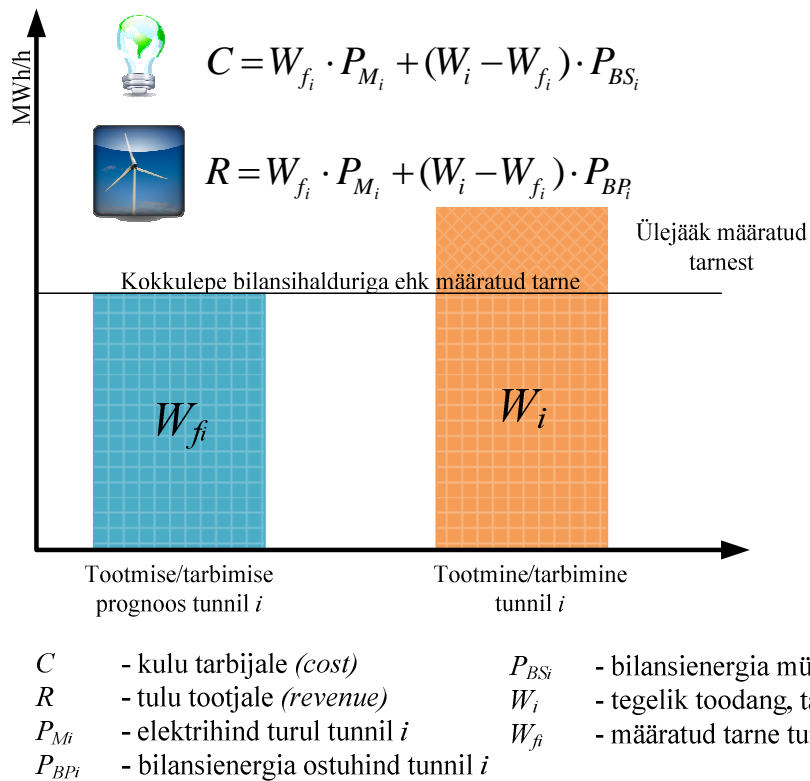
1. Tootjad peavad prognoosima iga tunni tootmist võimalikult täpselt, kuna tekkinud ebabilansid arveldatakse bilansienergia hinnaga st kõik, mis prognoositakse mööda, arveldatakse (ostetakse/müüakse) bilansienergia kaudu.
2. Prognoositud koguse eest makstakse turuhinda:
 - a. kui toodetakse vähem kui ennustati, siis makstakse toodetu eest turuhinda, kuid puudujääv osa (prognoositud ja reaalse elektri toodangu vahe) tuleb bilansienergia müügihinnaga juurde osta (vt alljärgnevat illustreerivat joonist);



Joonis 4.4 Elektrituru hinnastamise põhimõtted kokkulepitust väiksema tootmise või tarbimise korral

- b. kui toodetakse rohkem kui ennustati, siis makstakse ennustatud elektri eest turuhinda ja ülejäägi (reaalselt toodetud ja prognoositud toodangu vahe) eest makstakse vastavalt bilansienergia ostuhinda (vt alljärgnevat illustreerivat joonist).

¹⁰⁴ Määratud tarne - turuosalisele temaga kauplemisperioodiks kokkulepitud sellise elektrienergia koguse müümine, millest on süsteemihaldurile ette teatatud käesolevas seaduses ja võrgueeskirjas sätestatud korras. [<http://elering.ee/moisted/>]



Joonis 4.5 Elektrituru hinnastamise põhimõtted kokkulepitust suurema tootmise või tarbimise korral

Avatud tarne korral sõltub elektrihind vastavalt Eesti Energia Elektrikaubanduse kodulehel toodud andmetele kolmest komponendist:

- CO₂ turuhinnast,
- toodetava elektrienergia mahust,
- toodetava elektri koguse prognoosimise täpsusest.

5. Kasutatud kirjandus

- [CAT] Catalogue of European Urban Wind Turbine Manufacturers, Intelligent Energy Europe.
- [GEN12] Generate Power with the Savonius Wind Turbine, An Introduction to Savonius Wind Turbine, [Online] Available: <http://www.energybeta.com/windpower/windmill/savonius-wind-turbine/>, Accessed: 25.11.2012.
- [URG] URBAN WIND TURBINES, GUIDELINES FOR SMALL WIND TURBINES IN THE BUILT ENVIRONMENT, Intelligent Energy Europe.
- [URR] URBAN WIND TURBINES, Technology review, A companion text to the Catalogue of European Urban Wind Turbine Manufacturers
- [WIN12] Wind Power from the Darrieus Wind Turbine, An Introduction to Darrieus Wind Turbine, [Online] Available: <http://www.energybeta.com/windpower/windmill/wind-power-from-the-darrieus-wind-turbine/>, Accessed: 25.11.2012.
- [WOR06] Janette Worm, Tim van Hattum. Rainwater harvesting for domestic use. Agrodok 43. Agromisa Foundation and CTA, Wageningen, 2006
- [PHO12] Photovoltaics in Buildings. A Design Handbook for Architects and Engineers. *International Energy Agency, Paris, France.* http://archive.iea-shc.org/publications/downloads/task16-photovoltaics_in_buildings-full.pdf