

# **Tallinna Tehnikaülikool**

## **Energia lokaalse tootmise analüüs büroohoonele**

### **Osa III**

## **NÄIDISHOONE**

**Projektijuht:**

**Argo ROSIN (Vanemteadur)**

**Koostajad:**

**Argo Rosin, Siim Link, Imre Drovtar**

**Tallinn 2013**

## Sisukord

<b>1. SISSEJUHATUS .....</b>	<b>3</b>
<b>2. NÄIDISHOONELE TAASTUVENERGIAALLIKATE VALIK .....</b>	<b>4</b>
2.1. ÜLDIST .....	4
2.2. ELEKTER.....	4
2.2.1. <i>Elektritarbimine</i> .....	4
2.2.2. <i>Tuulikute kasutatavus ja tasuvus</i> .....	5
2.2.3. <i>PV-paneelide kasutatavus ja tasuvus</i> .....	9
2.3. SOOJUS.....	12
2.3.1. <i>Soojusvarustus ja tarbimine</i> .....	12
2.3.2. <i>Päikesekollektorid</i> .....	15
2.3.3. <i>Päikesekollektorid ja pelletikatlamaja</i> .....	17
2.3.4. <i>Maagaasi kasutusvõimalused soojuse ja elektri koostootmiseks</i> .....	18
2.3.5. <i>Maasoojuspumbad</i> .....	26
2.3.6. <i>Õhk-vesi soojuspumbad</i> .....	27
2.4. VESI .....	29
2.4.1. <i>Külma vee tarbimine</i> .....	29
2.5. SADEVEE KASUTAMINE JA LIHTTASUVUS .....	29
2.6. KOKKUVÕTE.....	31

## 1. Sissejuhatus

Käesolev aruanne on koostatud Tallinna Tehnikaülikooli ja Riigi Kinnisvara AS koostöölepingu nr LEP12154 "Energia lokaalse tootmise analüüs büroozonele" 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 näidishoonel enim perpektiivi omavate taastuenergia tehnoloogiaten rakendatavusest nagu:

- Tuuleelektrijaamad
- Fotoelektrilised päikesepaneelid (PV-süsteemid)
- Päikesekollektorid
- Päikesekollektorite kombineerimine pelletikatlamajaga
- Õhk-vesi ja maasoojuspumbad
- Maagaasiga elektri- ja soojuse koostootmine

Lisaks eelnevale antakse ülevaade sadevee kasutamise perspektiivist vaadeldavale kontorihoonele.

## 2. Näidishoonele taastuenergiaallikate valik

### 2.1. Üldist

Tallinnas Lasnamäe linnaosas asuva näidishoone iseloomulikest parameetritest annab ülevaate Tabel 2.1.

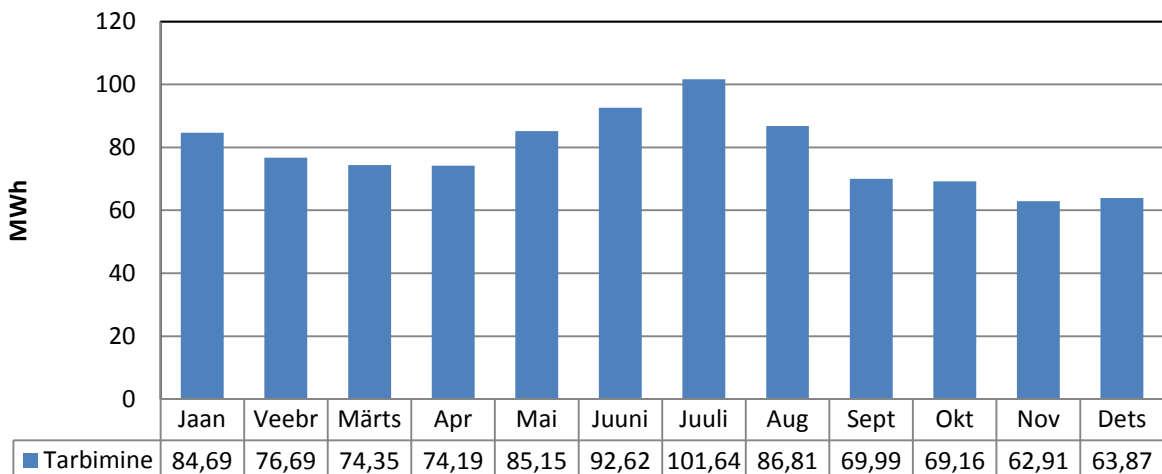
**Tabel 2.1. Hoone andmed<sup>1</sup>**

Ehitusaasta:	2009
Hoone kasutamise otstarve:	Büroohoone
Minimaalne korruste arv:	3
Maksimaalne korruste arv:	10
Suletud netopind:	8 476,6 m <sup>2</sup> (EHR)
Kõrgus:	36,4 m
Pikkus:	56,9 m
Laius:	32,37 m
Kõetav pind:	8 405 m <sup>2</sup> (arvutuslik)
Eluruumide pind:	3 029,3 m <sup>2</sup> (EHR)
Hoone maht:	28 800 m <sup>3</sup> (EHR)

### 2.2. Elekter

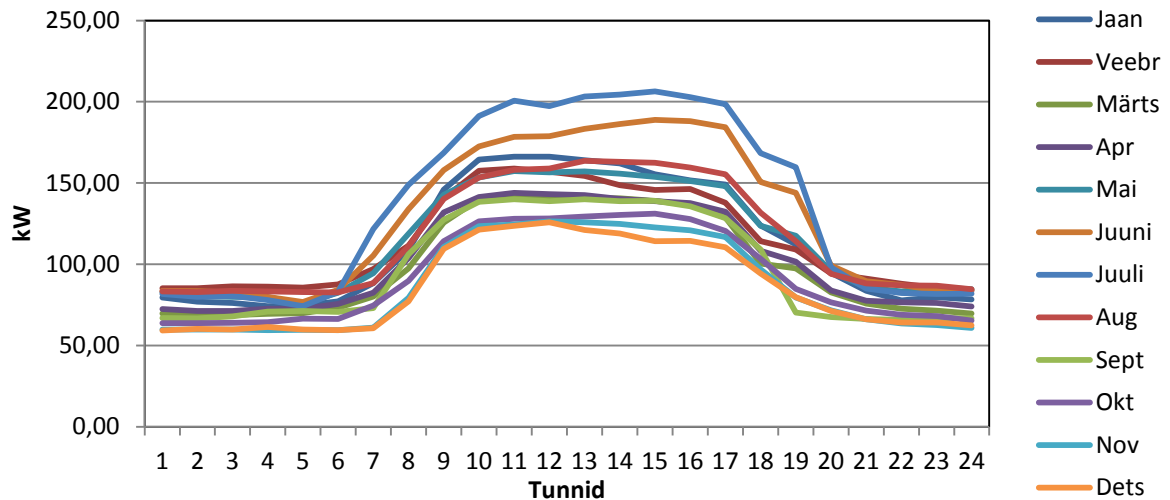
#### 2.2.1. Elektritarbimine

Hoone elektrienergiatarve suvel on kõrgem kui talvel. Hoone kütmiseks ja tarbevee soojendamiseks kasutatakse gaasikatlamaja. Suurem suvine tarbimine on tingitud konditsioneeride kasutamisest. Vastavalt hoone elektri kasutamisele võib eeldada, et üks sobivatest taastuenergiaallikatest, mida hoonel kasutada, on PV paneelid.

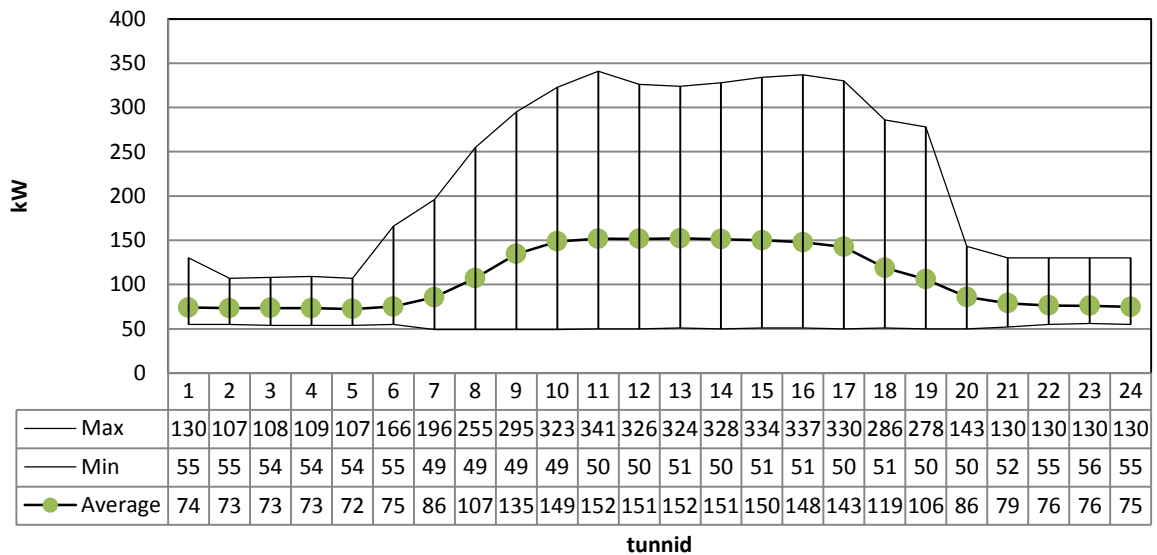


**Joonis 2.1 Kuude summaarne elektritarbimine 2011 aastal**

<sup>1</sup> Ehitisregistri andmed



**Joonis 2.2 Kuude keskmise päeva elektritarbimine 2011 aastal**



**Joonis 2.3 Päevase elektritarbimise hälve 2011 aastal**

### 2.2.2. Tuulikute kasutatavus ja tasuvus




Arvestades hoone asukohta, ehitust ja paigutust ning esimestes peatükkides toodud tuulikute paigaldamise eripära hoone katusele, oleks antud juhul kõige optimaalsem paigaldada hoone edelapoolsele katuseservale (või selle vahetusse lähedusse) maksimaalselt kuni 10 horisontaalteljelist väiketuulikut. Horisontaalteljelisi tuulikuid tuleks eelistada eelkõige nende suurema tootlikkuse tõttu ning tingituna ka asjaolust, et nad võivad osutada mõnevõrra odavamateks.

Tuulikute arvule seab piiri nende paigaldamise põhimõte, mis määratleb ära tuulikute vajalikud minimaalsed kaugused üksteise suhtes, et ei toimuks tuulevarjutamisest tingitud tootlikkuse vähenemist. Selle põhimõtte kohaselt peavad tuulikud asuma valdavate

tuultesuuna sihis vähemalt 5-kordse rootori diameetri kaugusel ning valdavate tuultesuunaga risti oleval tasapinnal (antud juhul hoone edelapoolne serv) peab olema tagatud vähemalt 3-kordne rootori diameetri pikkune vahekaugus<sup>2</sup>.

Arvestades hoone suurust (edela suunalise külje pikkus 53.5 m) ja paigutust ning tuulikute tulenevaid piiranguid on võrdluseks välja valitud kolm erinevat tuulikut järgmises tabelis toodud parameetritega. Tuulikute komplektid ja hinnad on kajastatud tabelis nii nagu neid pakutakse standardkomplektides (Tabel 2.2). Valitud tuulikud annavad võimaluse võrrelda erinevate võimsuste ja tuulikute arvu mõju tootlikkusele.

**Tabel 2.2 Valitud tuulikud ja nende põhiparameetrid arvutustes**

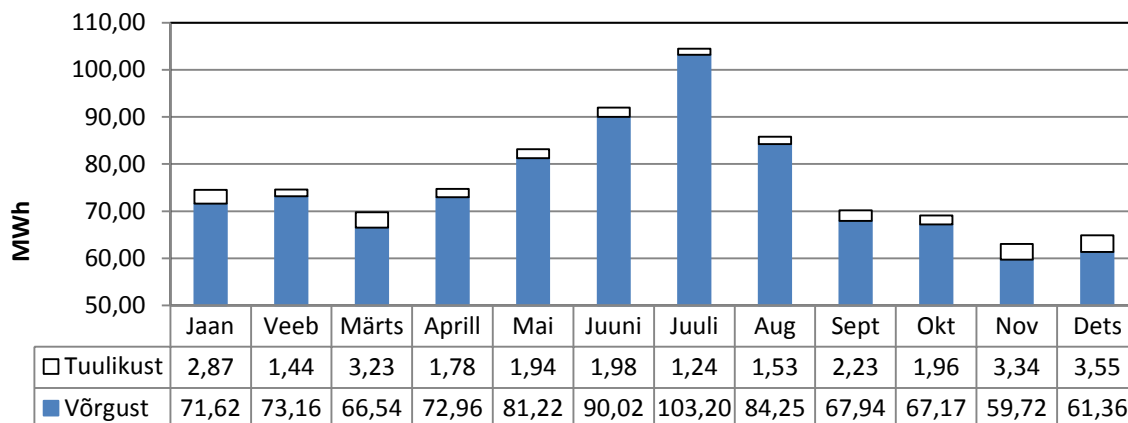
Tuulik	Võimsus	Arv	Masti kõrgus	Investeering tuuliku kohta
 Fortis Montana	5.6 kW (2.7 kW)	4 tk (rootori diameeter 5 m)	5 m	16 495 €
 WES Tulipo	2.5 kW	4 tk (rootori diameeter 5 m)	12 m	16 950 €
 Swift Rooftop	1.5 kW	10 tk (rootori diameeter 2 m)	3 m (seinakinnituse korral 5 m)	8 000 € <sup>3</sup>

Arvestades tuulikute võimsusi, masti kõrgusi, hoone kõrgust ja asukohta, arvutatakse tuulikute toodang, kui nad oleks paigaldatud hoone edelapoolsele (valdav tuulesuund) küljele. Arvutuste tulemused näitasid, et sõltuvalt tuulikust, suudavad need Tallinna tingimustes näidishoone kuutarbimisest katta 1...6%, kusjuures suurem võimsus või rohkemate tuulikute kasutamine ei pruugi ilmingimata tähendada suuremat tootlikkust. Aastasest tarbimisest suutis Fortis Montana tüüpi tuulik katta 2.9%, WES Tulipo 3.9% ja Swift Rooftop 2% tarbimisest.

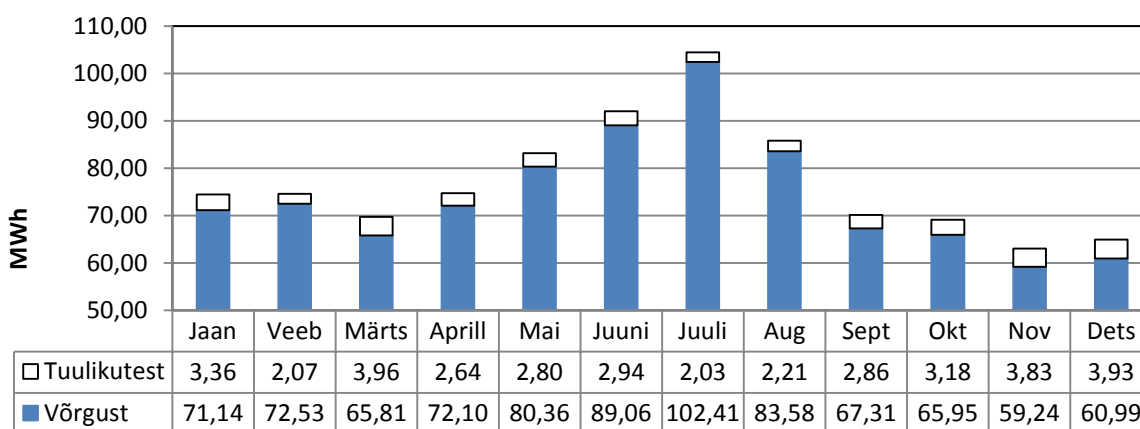
Alljärgnevatel joonistel (Joonis 2.4, Joonis 2.5, Joonis 2.6) on toodud eelpool vaadeldud kolme tuuliku toodang aasta lõikes. Võrdluseks on kõrvale toodud ka võrgust tarbitav energia. Joonistelt nähtub ka, et suviti kui hoonel on tarbimine suurem, suudavad tuulikud katta väiksema osa tarbimisest, kuna tuuleoludest tulenevalt on tuulikute tootlikkus väiksem.

<sup>2</sup> S. Frandsen, St.; L. Thøgersen, L.; Integrated Fatigue Loading for Wind Turbines in Wind Farms by Combining Ambient Turbulence and Wakes; Wind Engineering, Vol. 23 No. 6, 1999

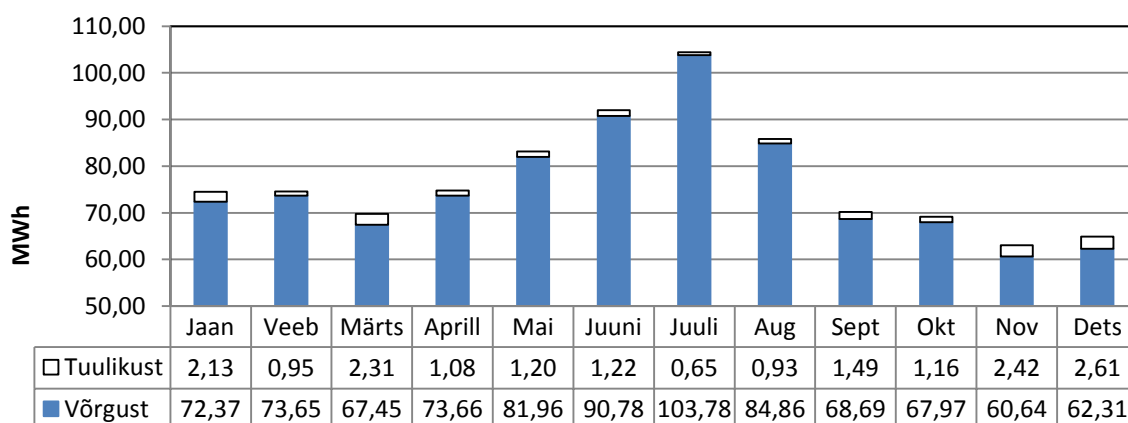
<sup>3</sup> <http://renewabledevices.com/rd-swift-turbines/buy/>



**Joonis 2.4 Fortis Montana tootlikkus aasta lõikes**



**Joonis 2.5 WES Tulipo tootlikkus aasta lõikes**



**Joonis 2.6 Swift Rooftop tootlikkus aasta lõikes**

Võttes aluseks tuulikute toodangu ning selle müügist saadud tulu (eeldusel, et elektri turuhind on keskmiselt 46.45 €/MWh) ja lisaks veel saadava taastuvenergiatoetuse<sup>4</sup>, selgub väiketuulikud ei ole tasuvad oma eeldatava eluea (20 aastat) jooksul. Parimal juhul võib

<sup>4</sup> Vastavalt Elektriturseaduse §59 lõige 2 punkt 1 kohaselt on taastuvenergiatoetus 0.0537 €/kWh kohta.

loota, et WES Tulipo tuulik tasub ennast oma eluea jooksul ära. Põhjuseks on väiketuulikute kõrge investeringukulu. Tulemused on koondatud järgmisesse tabelisse (vt. Tabel 2.3).

**Tabel 2.3 Tuulikute lihttasuvus juhul kui elekter müüakse turule ja saadakse taastuenergiatoetust**

	Fortis Montana	WES Tulipo	Swift Rooftop
Investeeringukulu	65 980 €	67 800 €	80 000 €
Tulu aastas (taastuenergia toetus+elektrimüük)	2 725 €	3 590 €	1 828 €
Lihttasuvus	24	19	44

Kui paigaldada tuulikud eesmärgiga vähendada hoone summaarset elektrienergia bilanssi (ilma taastuenergiatoetuseta), väheneks tuulikute tasuvus paari aasta võrra (Tabel 2.4). Arvutuste eelduseks on, et keskmine elektri hind on 0.11035 €/kWh. See tuleneb peamiselt asjaolust, et elektriarve suurus väheneb märgatavalt (lisaks elektrienergia kulukomponendile vähenevad ka kulutused võrgutasudele, maksudele ja toetustele<sup>5</sup>).

**Tabel 2.4 Tuulikute lihttasuvus juhul kui elektrit tarbitakse omatarbeks**

	Fortis Montana	WES Tulipo	Swift Rooftop
Investeering	65 980 €	67 800 €	80 000 €
Tulu aastas (vähenenud elektrikulud)	3 001 €	3 955 €	2 014 €
Lihttasuvus	22	17	40

Juhul kui seadusandlus võimaldaks saada taastuenergiatoetust ka juhul, kui elektrit kasutatakse kohapeal ära, väheneks väiketuulikute tasuvus täiendavalt veel 5 kuni 13 aasta võrra sõltuvalt tuuliku tüübist. Paraku oleks tegemist mitmekordse subsidierimisega, mis moonutaks turgu ning tekitaks tarbijatele, kui taastuenergia toetuste maksjatele, lisakohustusi. Kõiki eelpooltoodud arvutused põhinevad tuulikute nii öelda „standardkomplektidel“, mis tähendab, et neil kõigile on erinevad mastikõrgused, mis tähendab tegelikkuses ka erinevat tootlikkust. Kui võrrelda omavahel 5 ja 3 meetrist masti, siis hoone kõrgusest tulenevalt, ei muuda see 2 meetrit suurt midagi, aga WES Tulipo 12 meetrine mast annab tuulikule sellegi poolest märgatavalt suurema tootlikkuse. Juhul kui WES Tulipo tuuliku masti kõrgus oleks 5 m, siis väheneks selle aastane tootlikkus 6% (2.3 MWh) võrra. Arvestades, et masti hind võib moodustuda 11...16% tuuliku maksumusest (vt Tabel 1.9) ning et selle kõrgus on proportsionaalselt seotud masti hinnaga, siis 5 m kõrguse masti korral võiks tuuliku hind olla eelduslikult 5...8% odavam. Võttes arvesse nii tuuliku maksumuse vähenemise (autorid eeldasid, et tuuliku maksumus väheneb 8%), kui ka vähenenud tootlikkuse selgub, et WES Tulipo tuuliku tasuvus ei muutu. Arvutustest selgub, et vaatamata suhteliselt kõrgele alginvesteeringule, võib õigesti valitud tuulikute tüübi ja arvuga saavutada tasuvus tuulikute eluea jooksul. Olgugi et tasuvusaeg küündib tuuliku

<sup>5</sup> Arvutuste aluseks on 2012 väiketarbijatele kehtinud võrgutasud, taastuenergiatasud ning maksud ja aktsiisid. Allikas: <https://www.elektrilevi.ee/et/hind>



eluea pikkuseks, tuleks arvestada ka asjaoluga, et elekter ilmselt tulevikus odavamaks ei muutu, mistõttu võib pikemas perspektiivis olla tegu mõistliku investeeringuga. Samas võib eeldada, et tehnoloogia arenedes muutuvad ka väiketootmisseadmed tulevikus odavamaks, mis võiks nad muuta veelgi atraktiivsemaks alternatiivseks energiaallikaks.

### 2.2.3. PV-paneelide kasutatavus ja tasuvus

Arvestades hoone eripära, on hoone fassaadile mõistlik paigaldada eritüübilisi paneele. Allolev tabel annab ülevaate millises fassaadi osas millist tüüpi PV-paneele on eelduslikult kasutatud.

**Tabel 2.5 PV-paneelid eri fassaadidele**

Fassaad	Edel, sein	Edel, aknad	Kagu, sein	Kagu, aknad	Katus	Kirre, fassaad
PV-paneeli tüüp	Poly-Si	Mustriline Poly-Si või a-Si	Poly-Si	Mustriline Poly-Si või a-Si	Poly-Si	Mustriline Poly-Si või a-Si
Kadu	20%	20%	20%	20%	20%	20%
PV-paneelide kasutegur	14%	7%	14%	7%	14%	7%
Pindala, m <sup>2</sup>	530	265	136	106	480	1005
Täituvus	99%	99%	99%	99%	50%	99%

Lähtudes esitatud tabelist ja tarbimise andmetest on võimalik 98% PV-paneelide toodetud energiast kasutada lokaalselt ära, mis moodustab ligikaudu 16,6% hoone kogutarbest. Juhul kui kasutada 14%- ja 7% kasuteguriga paneelide asemel vastavalt 20%- ja 10%-kasuteguriga paneele, siis väheneb PV-paneelidest otse tarbitud energia osakaal 94% peale, ning tarbimine kaetakse 24% ulatuses taastuvenergiast.

Allolevas tabelis (Tabel 2.6) on toodud 2012 aasta seisuga olevad vähimad PV-moodulite ja inverterite hinnad. Investeeringu arvutamisel on tuginetud eeldusele, et PV-paneelide ja muundurite hind moodustab 55% terviksüsteemi maksumusest.<sup>6</sup>

**Tabel 2.6 PV-paneelide, inverterite vähimad hinnad ja vähim investeering<sup>7</sup>**

Paneeli tüüp	PV mooduli hind, €/W	Inverteri 10...100kW hind, €/W	Investeering €/W (\$/W)
Monokristall	0,5	0,1	1,09 (1,42)
Polükristall	0,4	0,1	0,91 (1,18)
a-Si	0,33	0,1	0,78 (1,02)
c-Si	0,5	0,1	1,09 (1,42)

<sup>6</sup> [http://www.solarchoice.net/System\\_Cost.htm](http://www.solarchoice.net/System_Cost.htm)

<sup>7</sup> Photon International, The Solar Power Magazine, October 2012

Allolevas tabelis (Tabel 2.7) esitatud arvutustes on eeldustena arvestatud, et

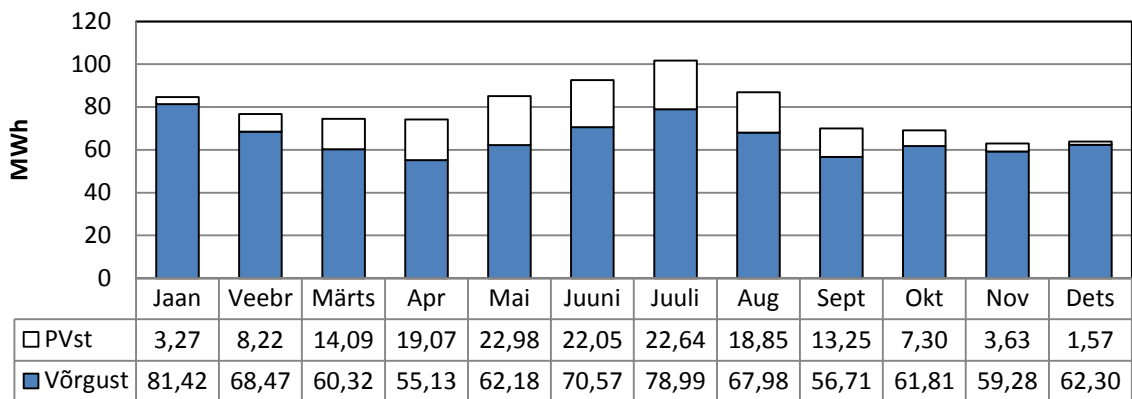
1. Elektri keskmine müügihind koos taastuenergiatasuga on 0,107 €/kWh (0,14 \$/kWh)
2. Eluiga (*lifetime*) on 25 aastat
3. PV-paneelide kasutegurid vastavalt Tabel 2.5-le
4. Maapinna peegeldustegur (*Ground reflectance*) on 20%
5. Remondi- ehk asenduskulud (*replacement cost*) on 10% investeerimiskuludest
6. Käidu- ja hoolduskulud (*O&M costs*) on 1% investeerimiskuludest
7. Vananemistegur (*Derating factor*) on 80%

**Tabel 2.7 PV-paneelide tootlikkus ja tasuvusaeg**

Seadme tüüp		Mono-Si	Poly-Si	CIS	a-Si
MPP Võimsus	Wp	235	235	120	100
MPP-võimsus ruutmeetri kohta	Wp/ m <sup>2</sup>	140,16	140,45	109,99	69,00
Kasutegur	%	14,02	14,04	11,00	6,90
Pindala	m <sup>2</sup>	1,677	1,673	1,091	1,449
Hooldus ja käit	€/W	0,2725	0,2275	0,2725	0,195
Remont	€/W	0,109	0,091	0,109	0,078
Investeering	€/W	1,09	0,91	1,09	0,78
Kulu installeeritud võimsuse kohta	€/W	1,4715	1,2285	1,4715	1,053
Kulu installeeritud ruutmeetri kohta	\$/W	1,91295	1,59705	1,91295	1,3689
Kulu installeeritud ruutmeetri kohta	€/m <sup>2</sup>	206,243	172,5416	161,8545	72,65757
PV-paneelide tootlikkus erineva kaldenurga ja asimuudi korral					
E90	kWh/m <sup>2</sup>	78,26	78,43	61,42	38,53
E30	kWh/m <sup>2</sup>	103,83	104,04	81,48	51,12
SE90	kWh/m <sup>2</sup>	95,53	95,73	74,97	47,03
SE40	kWh/m <sup>2</sup>	121,32	121,57	95,21	59,73
S90	kWh/m <sup>2</sup>	98,34	98,54	77,17	48,41
S40	kWh/m <sup>2</sup>	127,38	127,64	99,96	62,71
SW90	kWh/m <sup>2</sup>	93,18	93,37	73,12	45,87
SW40	kWh/m <sup>2</sup>	119,19	119,44	93,54	58,68
W90	kWh/m <sup>2</sup>	75,46	75,62	59,22	37,15
W30	kWh/m <sup>2</sup>	101,47	101,69	79,63	49,96
NE90	kWh/m <sup>2</sup>	55,39	55,51	43,47	27,27
NW90	kWh/m <sup>2</sup>	53,93	54,04	42,33	26,55
Tasuvusaeg erineva kaldenurga ja asimuudi korral					
E90	aastat	24,63	20,56	24,63	17,62
E30	aastat	18,56	15,50	18,56	13,28
SE90	aastat	20,18	16,84	20,18	14,44
SE40	aastat	15,89	13,26	15,89	11,37
S90	aastat	19,60	16,36	19,60	14,03
S40	aastat	15,13	12,63	15,13	10,83
SW90	aastat	20,69	17,27	20,69	14,80
SW40	aastat	16,17	13,50	16,17	11,57
W90	aastat	25,54	21,32	25,54	18,28
W30	aastat	18,99	15,86	18,99	13,59
NE90	aastat	34,80	29,05	34,80	24,90
NW90	aastat	35,74	29,84	35,74	25,57

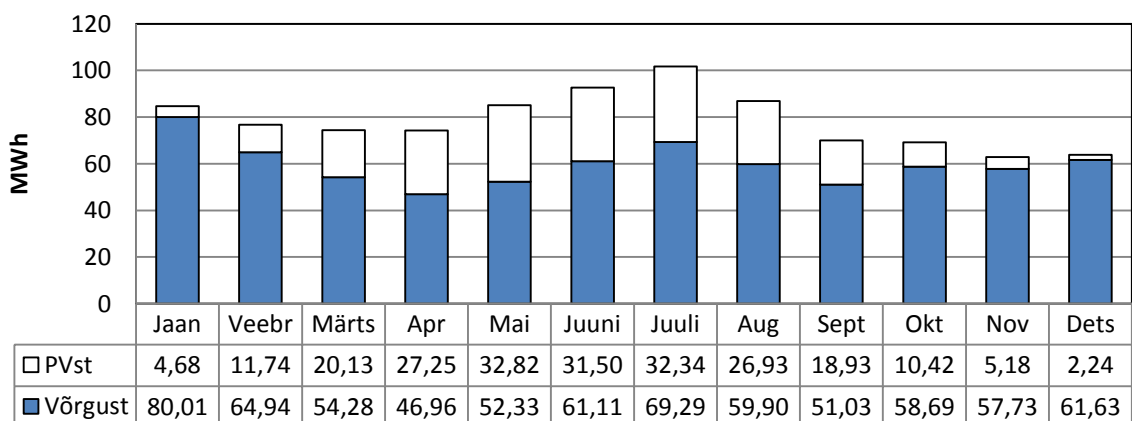
Eeldusel, et ka 20%-kasuteguriga polükristallpaneelid on võimalik soetada sama hinnaga, muutuvad kirjeldatud paneelide paigaldus ka kirde (NE90) ja loode (NW90) fassaadil tasuvaks. Juhul kui kogu toodetav energia kasutatakse omatarbeks, siis sõltub tasuvusaeg puhtalt reaalsest elektrihinnast, mis lokaalselt toodetud elektri tõttu ostmata jääb.

Ülevaate elektritarbimise katmisest erinevate kasutegurite korral annavad Joonis 2.7 ja Joonis 2.8.



**Joonis 2.7 Elektritarbimise bilanss eeldusel, et PV-de kasutegurid on 14% ja 7%**

Vaatamata sellele, et paneelid kasuteguriga 14% ja 7% katavad vaid 16-17% kogutarbest, esineb päevi mil energiat toodetakse võrku. Summaarselt läheb aastas toodetust elektrist kuni 2,5% võrku (viimane moodustab kogu tarbitud elektrist 0,4%). Seejuures võib olla suurim võrku toodetud elektri keskmine tunni võimsus 86...90 kW. Selliseid olukordi esineb antud hoone puhul peamiselt sügisel ja kevadel. Kasutades suurema kasuteguriga paneelid (20% ja 10%), siis läheb aastas toodetud elektrist kuni 6,5 % otse võrku (viimane moodustab kogu tarbitud elektrist 1,5%). Seejuures suurim võrku toodetud elektri keskmine tunni võimsus võib ulatuda kuni 146 kW-ni. Korrelatsioon summaarse tootmise ja tarbimise vahel on mõlema lahenduse korral võrreldes tavapäraste kontorihoonetega küllaltki hea so 50%. Tavapärastes kontorihoonetes on see vahemikus 20...40%.



**Joonis 2.8 Elektritarbimise bilanss eeldusel, et PV-de kasutegurid on 20% ja 10%**

**Tabel 2.8 Eeldatav toodangu osakaal kogutarbest, toodang paigaldusaluse pinna ruutmeetritele ja korrelatsioon tootmise-tarbimise vahel**

Fassaad	Edel, sein	Edel, aknad	Kagu, sein	Kagu, aknad	Katus	Kirre, fassaad
Vastaval pinnal toodetu osakaal kogutarbest (PV kasutegur 14% ja 7%)	5,2%	1,3%	1,4%	0,5%	3,2%	5%
Toodang paigaldusaluse pinna ruutmeetritele (PV kasutegur 14% ja 7%), kWh/m <sup>2</sup> aastas	92	46	94	47	63	47
Vastaval pinnal toodetu osakaal kogutarbest (kasutegur 20% ja 10%)	7,42%	1,85%	1,95%	0,76%	4,62%	7,19%
Toodang paigaldusaluse pinna ruutmeetritele (PV kasutegur 14% ja 7%), kWh/m <sup>2</sup> aastas	131,87	65,93	134,85	67,42	90,73	67,42
Korrelatsioon tootmise ja tarbimise vahel	40%	40%	44%	44%	50%	44%

## 2.3. Soojus

### 2.3.1. Soojusvarustus ja tarbimine

Hoone soojusvarustus baseerub kahele maagaasikatlale (Ferroli toodang), vt ka Joonis 2.9. Katlamajas on kolm soojusvahetit: küttesoojusvaheti, ventilatsioonisoojusvaheti ja soojusvaheti sooja tarbevee valmistamiseks.



**Joonis 2.9 Maagaasikatlalad**

Kõik kolm ventilatsiooniagregaati on varustatud rootorsoojusvahetitega ja vesikalorifeeriga (vt ka Joonis 2.10).



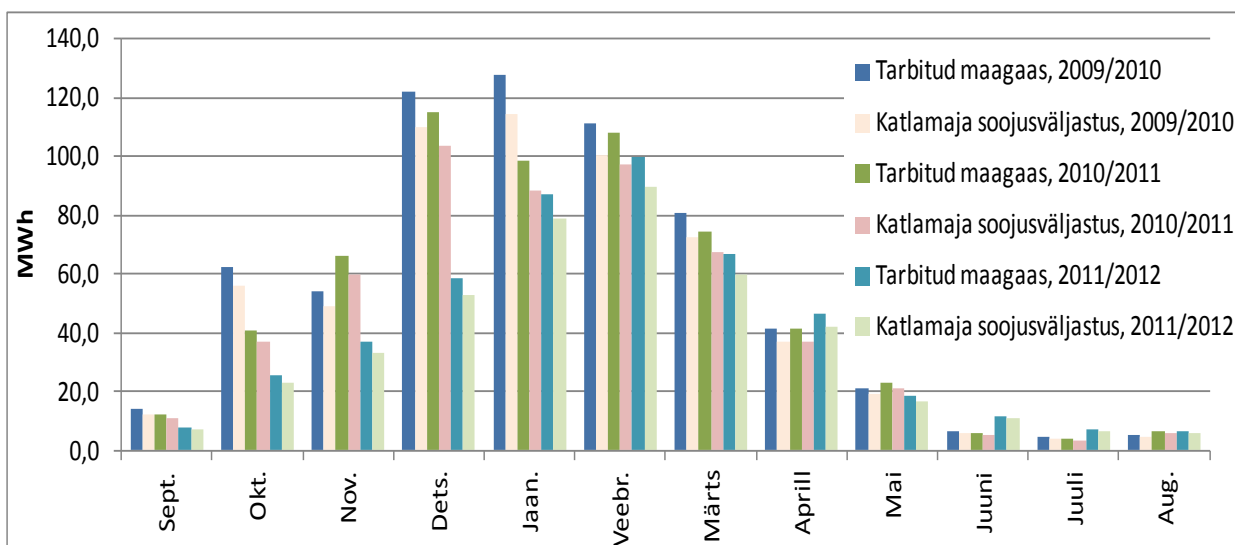
**Joonis 2.10 Rotorsoojusvahetiga ja vesikalorifeeriga ventilatsiooniagregaat**

Põhilisteks elektritarbijateks kontoritehnika ja valgustuse kõrval on serveri ja ruumide jahutus ning ventilatsiooniagregaatide ventilaatorid.

Hoone viimase kolme kütteperioodi maagaasi tarbimist ja katlamaja soojustoodangut iseloomustavad Tabel 2.9 ja Joonis 2.11.

**Tabel 2.9 Tarbitud maagaas ja soojuse toodang**

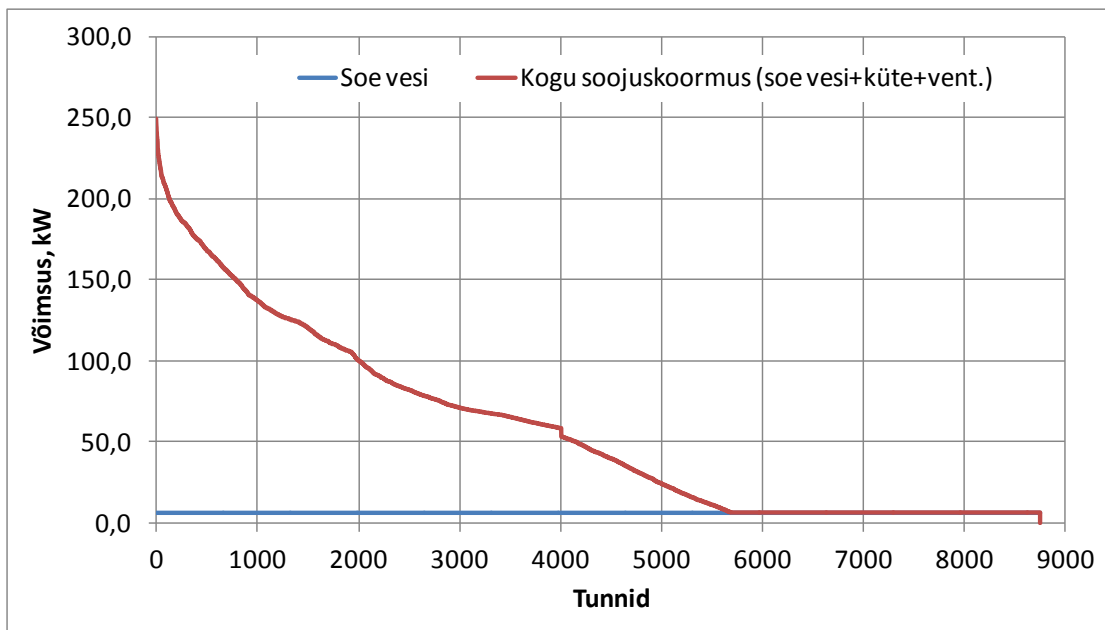
	Tarbitud maagaas, MWh			Katlamaja soojusväljastus, MWh		
	2009/2010	2010/2011	2011/2012	2009/2010	2010/2011	2011/2012
Sept.	13,7	11,9	7,7	12,4	10,7	6,9
Okt.	62,4	40,6	25,2	56,1	36,6	22,7
Nov.	54,3	66,2	36,8	48,9	59,6	33,1
Dets.	122,1	115,0	58,6	109,9	103,5	52,7
Jaan.	127,5	98,3	87,3	114,8	88,5	78,6
Veebr.	111,4	108,2	99,9	100,2	97,4	89,9
Märts	80,8	74,6	66,5	72,7	67,2	59,9
Aprill	41,2	41,1	46,4	37,0	37,0	41,8
Mai	20,9	23,0	18,6	18,8	20,7	16,8
Juuni	6,7	5,6	11,7	6,0	5,1	10,6
Juuli	4,2	3,5	7,3	3,8	3,2	6,5
Aug.	4,9	6,2	6,6	4,4	5,6	5,9
<b>Kokku</b>	<b>650,1</b>	<b>594,3</b>	<b>472,5</b>	<b>585,1</b>	<b>534,9</b>	<b>425,3</b>



**Joonis 2.11 Maagaasi tarbimine ja soojustoodang**

Viimase kolme kütteperioodi keskmisena on aastane katla soojustoodang sooja tarbevee valmistamiseks koos ringluskadudega **57,4 MWh**. Normaalaasta soojuse vajadus hoone kütmiseks on hinnanguliselt **452,3 MWh**. Seega on katlamaja soojustoodang normaalaasta järgi hinnanguliselt  $57,4+452,3=510$  **MWh**.

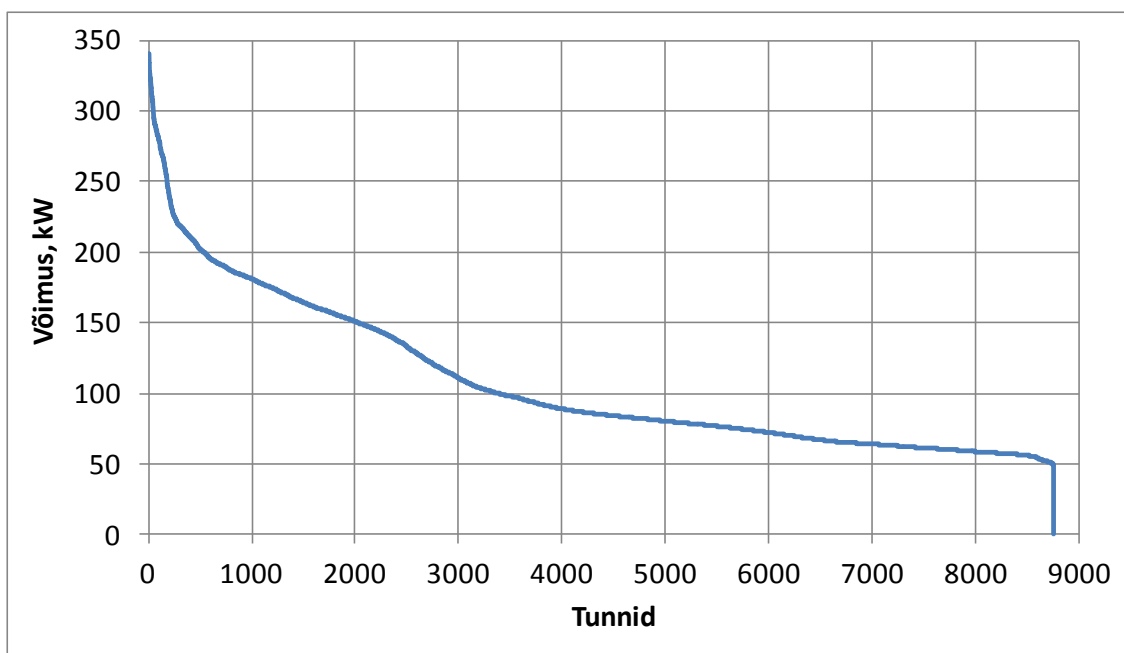
Hoone soojuskoormusgraafikut energiaarvutuste baasaasta alusel koostatuna iseloomustab Joonis 2.12.



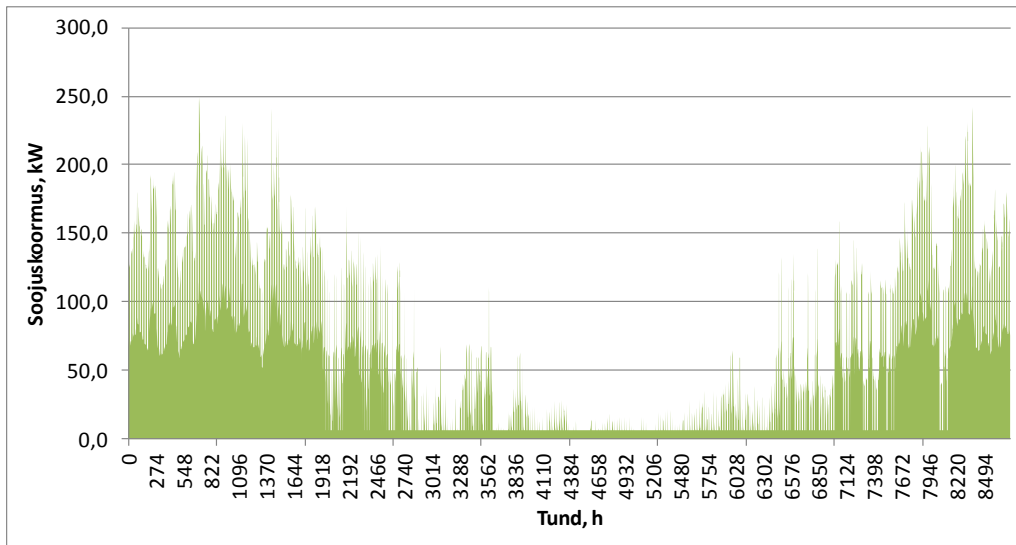
**Joonis 2.12 Soojuskoormusgraafik**

Hoone baassoojuskoormuseks vesiküttesüsteemil võib lugeda **100 kW**.

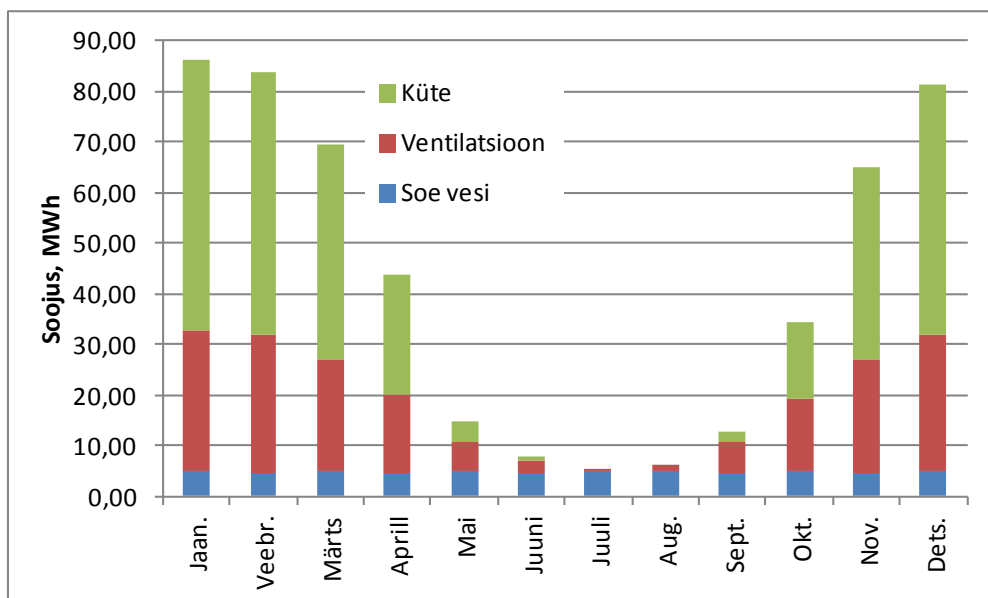
Koostootmise alternatiivide vaatlemiseks on oluline teada ka elektri koormusgraafikut ning 2011 a andmete baasil koostatud elektri koormusgraafikut iseloomustab Joonis 2.13. Eesti energiaarvutuse baasaasta andmetele tuginedes leitud tunnipõhist soojuskoormust iseloomustab Joonis 2.14. Soojuskoormuse tipud esinevad talvekuudel ning madalaim soojuskoormus on suvekuudel, kui soojust vajatakse ainult sooja tarbevee valmistamiseks. Joonis 2.15 iseloomustab soojust vajadust kuude lõikes.



**Joonis 2.13 Elektri koormusgraafik**



**Joonis 2.14 Tunnipõhine soojuskoormus aasta lõikes**



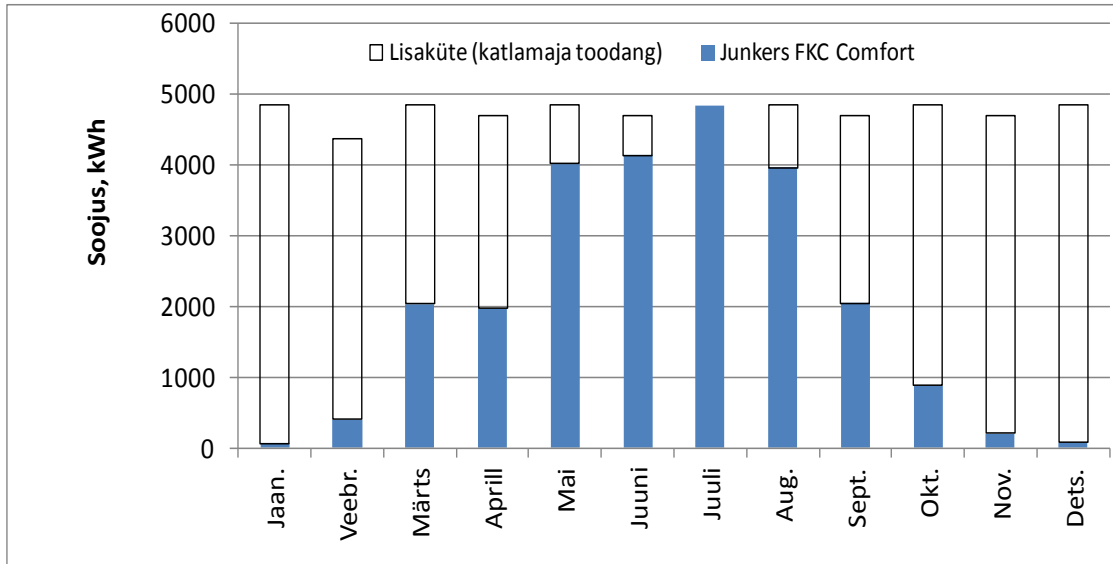
**Joonis 2.15 Soojuse vajadus kuude lõikes**

Kõige rohkem vajatakse soojust talvekuudel, st jaanuar, veebruar ja detsember. Nendel kuudel on Eesti energiaarvutuste aasta järgi soojuse vajadus 70-90 MWh/kuus. Suvine soojuse vajadus on suhteliselt väike – keskmiselt 4-5 MWh/kuus. Seega on kuude lõikes soojuse tarbimisvajadus erinev kuni 18 korda.

### 2.3.2. Päikesekollektorid

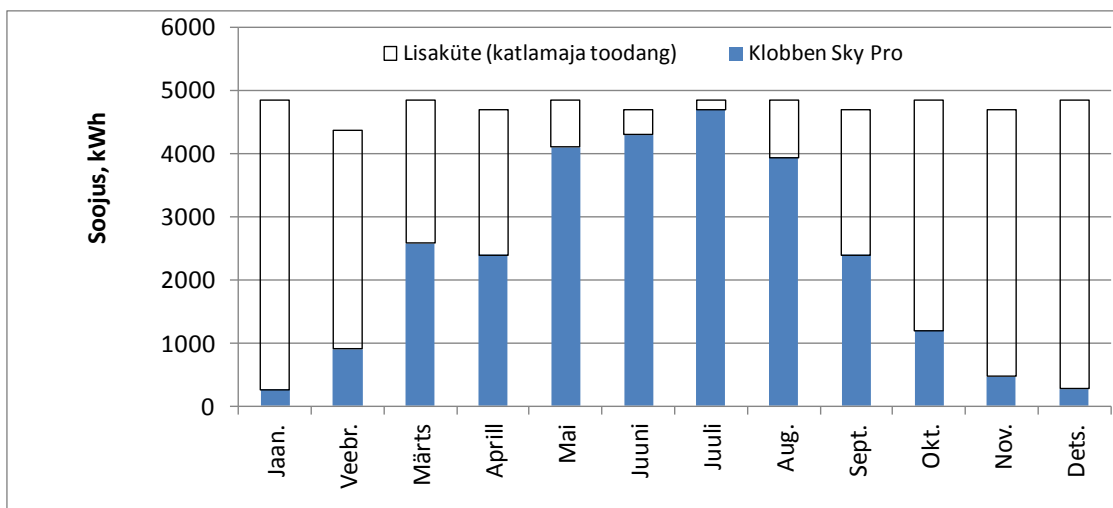
Käesolevas töös on vaadeldud sooja tarbevee valmistamist nii lamekollektoritega kui vaakumtorukollektoritega. Lamekollektorite korral on tehtud arvutuse Junkers FKC Comfort ja vaakumtorukollektorite korral Klobben Sky Pro baasil. Arvutuste aluseks on võetud Eesti energiaarvutuste baasaasta.

Junkers'i kollektorite korral on hinnanguline aastane sooja vee valmistamiseks kollektoritega toodetud soojus 24,7 MWh (29 paneeli). Aastane lisasoojuse vajadus sooja tarbevee valmistamiseks on 32,7 MWh. Junkers'i kollektorite korral soojuse tootangu jaotust sooja tarbevee valmistamiseks iseloomustab Joonis 2.16.



**Joonis 2.16 Sooja tarbevee soojustarbimise jaotus Junkers'i kollektorite korral**

Klobben'i kollektorite korral on hinnanguline aastane sooja vee valmistamiseks kollektoritega toodetud soojus 27,5 MWh (23 paneeli). Aastane lisasoojuse vajadus sooja tarbevee valmistamiseks on 29,9 MWh. Junkers'i kollektorite korral soojuse tootangu jaotust sooja tarbevee valmistamiseks iseloomustab Joonis 2.17.



**Joonis 2.17 Sooja tarbevee soojustarbimise jaotus Klobben'i kollektorite korral**

Mõlema kollektori paigaldamise lihtsuvus on üle 20 a, vt ka Tabel 2.10.



**Tabel 2.10 Päikesekollektorite paigaldamise lihtsuvus**

Kollektor	Junkers	Klobben	Ühik
Investeering	24 162	32 031	EUR
Investeeringu eluiga	15	15	a
Soojuse toodang	24,7	27,5	MWh/a
Katlamaja kasutegur	0,9	0,9	-
Maagaasi kokkuhoid	27,4	30,6	MWh/a
Maagaasi hind	56	56	EUR/MWh
Remondi- ja hoolduskulud	200	200	EUR/a
Aastased kulud	200	200	EUR/a
Aastased tulud	1 537	1 711	EUR/a
Tulud-kulud	1 337	1 511	EUR/a
<b>Lihtsuvusaeg</b>	<b>18,1</b>	<b>21,2</b>	<b>a</b>

Olemasolev maagaasi maksumus on 41 EUR/MWh. Arvestades maagaasi kallinemist ning katlamajakasutegurit on tasuvusarvustustes on maagaasi maksumuseks võetud 56 EUR/MWh.

Päikesekollektorite tasuvusarvutuste juures tuleb arvestada selle soojushulgaga, mis jõuab süsteemi (netosoojus), mitte selle soojushulgaga, mida paneel toodab (brutosoojus). Toodetud soojuse ülekandmisel tarbijani esinevad kaod, mida paljudel juhtudel analoogsetes arvutustes arvesse ei võeta.

### 2.3.3. Päikesekollektorid ja pelletikatlamaja

Päikesekollektorite ja pelletikatlamaja kombineeritud süsteemi korral arvestatakse sellega, et päikesekollektorid paigaldatakse sooja tarbevee valmistamiseks vajaliku soojuse järgi.

Arvutustes võetakse aluseks eelmises peatükis Junkers'i lamekollektorite näitajad ja kogu aastane soojusvajadus näidishoone korral.

Lamekollektoritega toodetav soojuse kogus süsteemi on **24,7 MWh/a**. Pelletikatlamaja toodetav soojuse kogus on hinnanguliselt **485,3 MWh/a**. Vajalik pelletite kogus on hinnanguliselt **571 MWh** ehk **127 t/a**.

Vajalik pelletikatlamaja võimsus on **250 kW**. Katlamajja on soovitatav paigaldada kaks katelt – üks baaskoormuse katmiseks ja teine tipukoormuse katmiseks. Täpsem konfiguratsioon sõltub konkreetse katlatootja poolt pakutavate katelde võimsustest.

Võrdlus tehakse uue gaasikatlamaja paigaldamise alternatiiviga, kus soojuse hinnas on ka gaasikatlamaja kapitalikulud. Sellisel juhul on hinnanguline hoonesse antava soojuse maksumus **86,8 EUR/MWh**.

**Tabel 2.11 Pelletikatla ja päikesekollektorite paigaldamise lihtsuvus**

Investeering	59 162	EUR
Investeeringu eluiga	15	a
Päikesekollektorite poolt toodetud soojus	24,7	MWh/a
Pelletikatlamaja soojuse toodang	485,3	MWh/a
Pelletikatlamaja kasutegur	85	%
Maagaasikatlamaja soojuse maksumus	72,0	EUR/MWh
Pelletite hind	45	EUR/MWh
Pelletite maksumus	25 692	EUR/a
Elektri tarbimine	4,9	MWh/a
Elektri hind	80	EUR/MWh
Elektri maksumus	392	EUR/a
Vesi, kemikaalid, kanalisatsioon	35	EUR/a
Remondi- ja hoolduskulud	3 800	EUR/a
Aastased kulud	29 919	EUR/a
Aastased tulud	36 720	EUR/a
Tulud-kulud	6 801	EUR/a
<b>Lihtsuvusaeg</b>	<b>8,7</b>	<b>a</b>

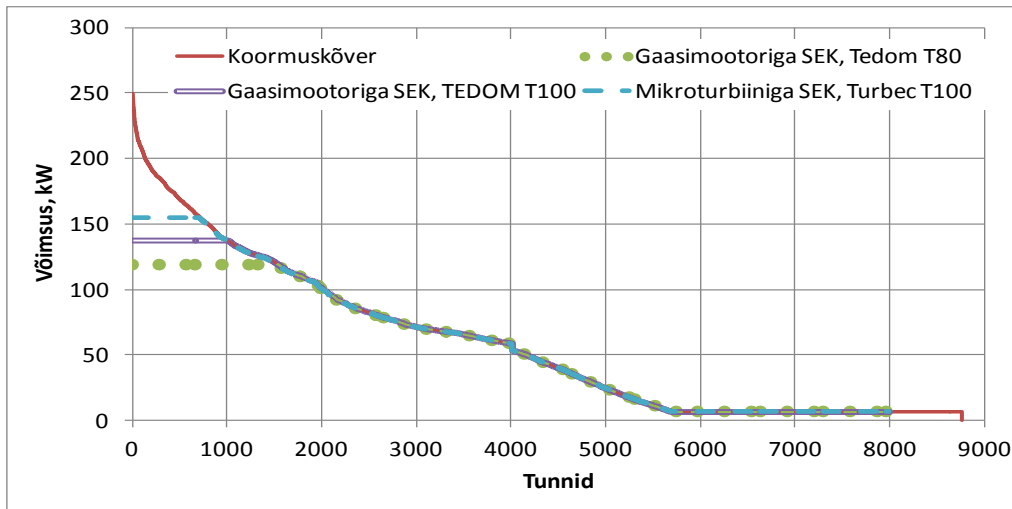
Pelletikatlamaja ja päikesekollektorite paigaldamist võrreldes maagaasikatlamaja alternatiiviga võib lugeda tasuvaks.

Pelletikatlamaja ja päikesekollektorite kooskasutamisel on ülaltoodud andmete põhjal hinnanguline hoonesse antav soojuse maksumus 15 a investeeringu eluea korral **66 EUR/MWh**.

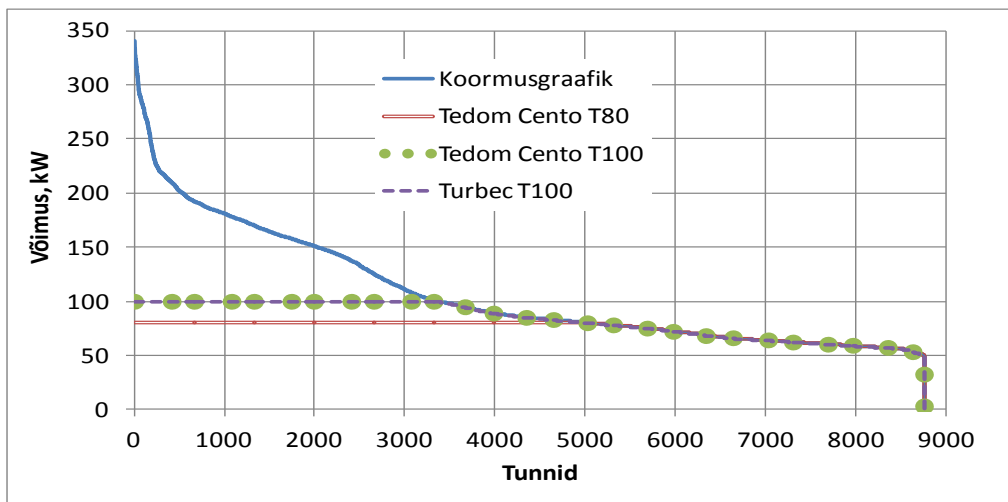
#### **2.3.4. Maagaasi kasutusvõimalused soojuse ja elektri koostootmiseks**

Maagaasi kasutamise korral vaadeldakse gaasimootoriga ja turbiiniga soojuse ja elektri koostootmise (SEK) alternatiivi. SEK jaamade võimsuste valikus lähtutakse koormusgraafikutest (Joonis 2.18 ja Joonis 2.19) ja turul saada olevatest pakutavatest seadmetest. Gaasimootoriga SEK jaama korral on turul saada olevatest lahendustest välja valitud kaks alternatiivi Tedom Cento T80 ja TEDOM Cento T100 ning mikroturbiiniga SEK jaama korral on välja valitud Turbec T100 turbiiniga koostoomisjaam. Lähtuvalt soojus- ja elektrikoormusgraafikutest on tasuvusuarvutused tehtud kahele variandile: 4014 ja 8000 töötundi aastas.

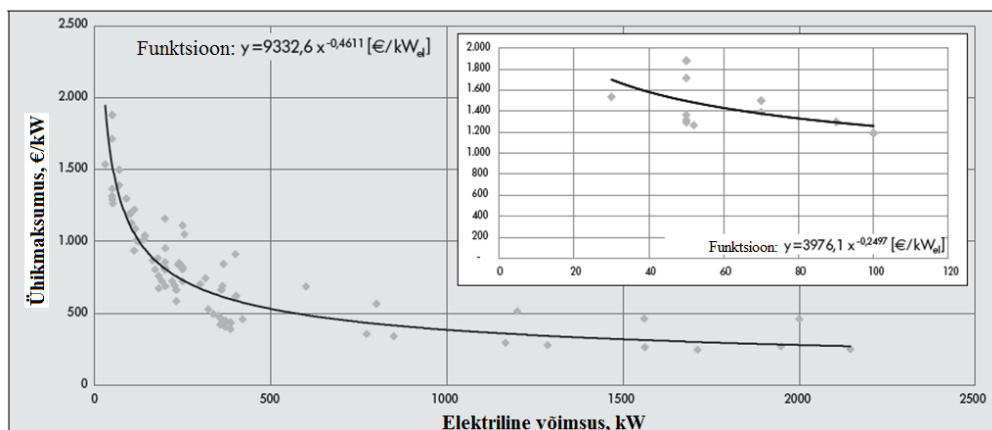
Gaasimootoriga SEK jaamade kohta võib kirjandusest leida graafiku, mis illustreerib SEK jaama maksumust elektrilise võimsuse kohta sõltuvalt SEK jaama suurusest, vt Joonis 2.20.



Joonis 2.18 Soojuskõormusgraafik ja gaasimootoriga SEK jaam



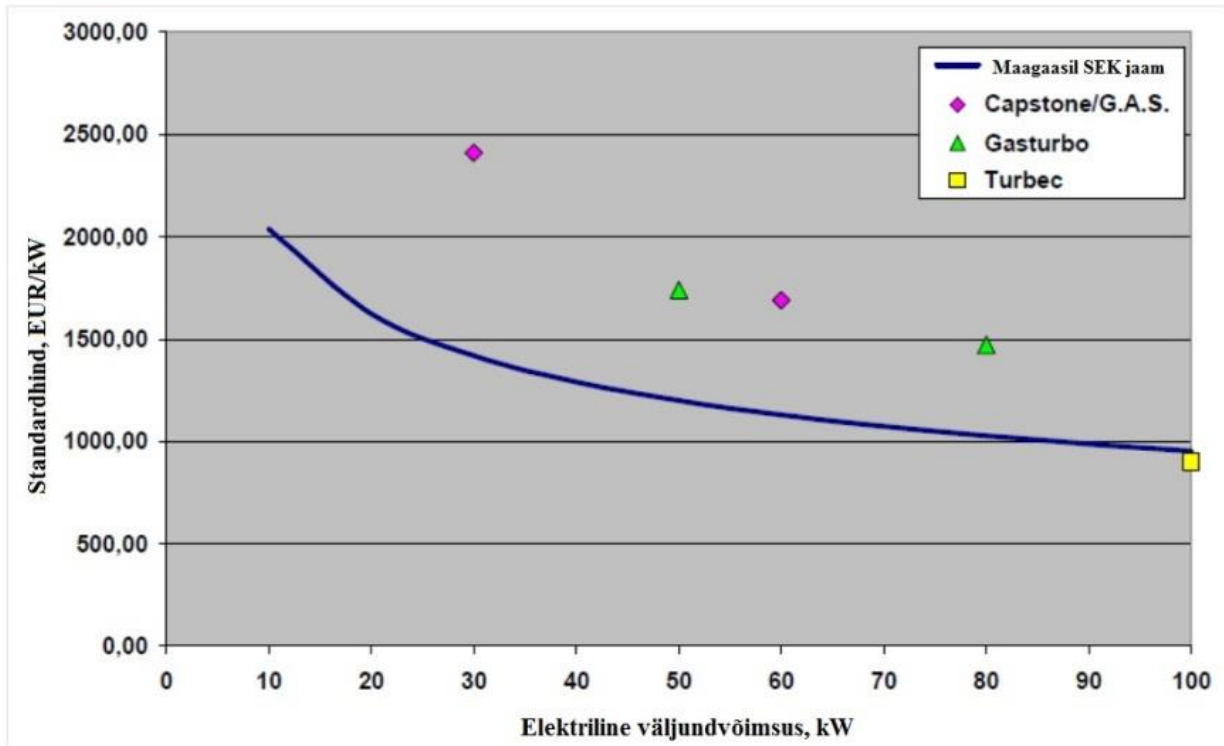
Joonis 2.19 Elektrikoormusgraafik ja SEK jaamade elektriline võimsus



Joonis 2.20 Gaasimootoriga SEK jaama ühikmaksumus sõltuvalt suurusest<sup>8</sup>

<sup>8</sup> BHKW Kendaten 2011. Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V., Energiereferat der Stadt Frankfurt.

Mikrogaasiturbiinidega SEK jaamade maksumus on kõrgem gaasimootoriga SEK jaama maksumusest, vt ka Joonis 2.21. Siiski, nt 100kWel võimsuse korral on ühikmaksumus suhteliselt sarnane **1000 EUR/kWel**.



**Joonis 2.21 Mikrogaasiturbiinidega CHP ühikmaksumused (punktid) võrreldes gaasimootoriga CHP maksumustega (sinine joon)<sup>9</sup>**

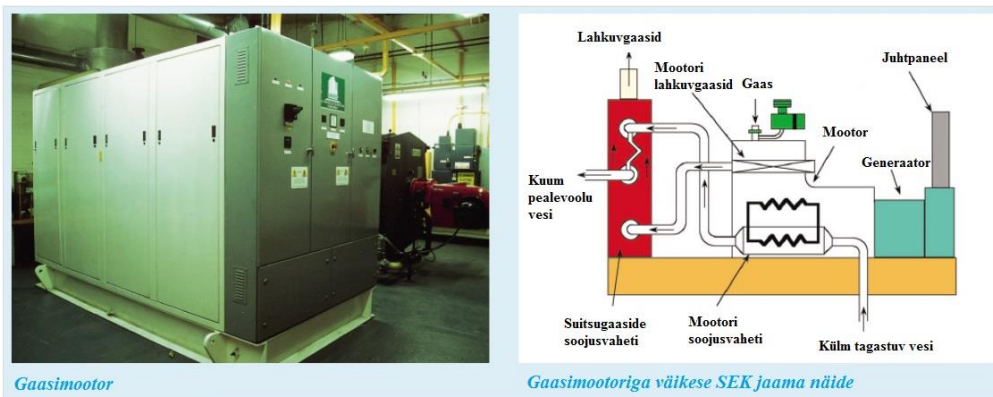
Mikrogaasiturbiinidega SEK jaamade korral on mikroturbiinide tootjate osas turuliider Capstone, kes on tarninud üle kahe tuhande turbiini. Teised tootjad nagu Bowman, Ingersoll-Rand, Turbec, Elliott igaüks kuskil saja ringis.<sup>10</sup> Teisiti öeldes on mikrogaasiturbiiniga SEK jaama rajamisel seadmete tootjate vahel valik kesisem.

#### 2.3.4.1 Gaasimootor

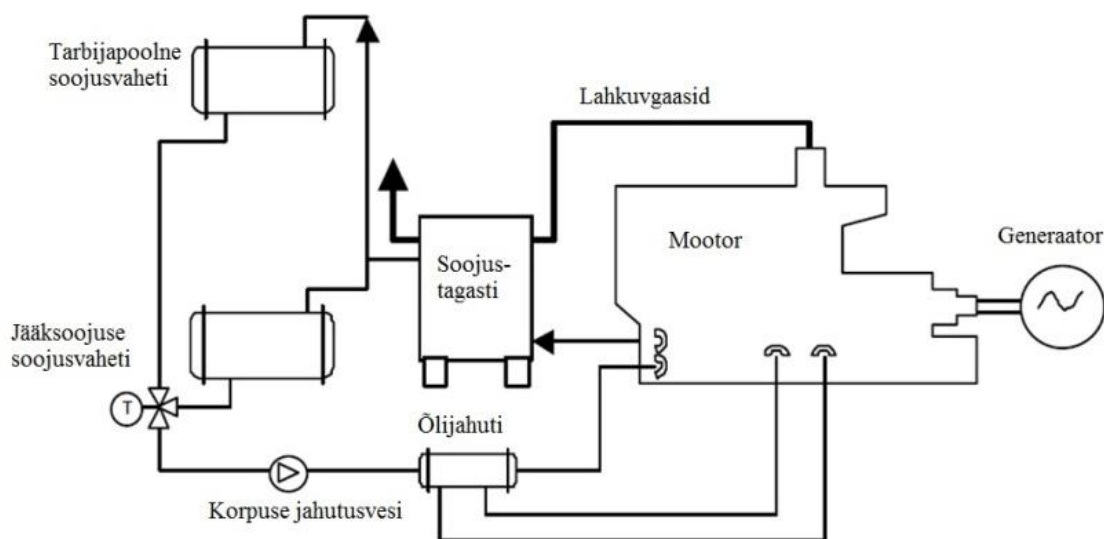
Gaasimootoris (vt Joonis 2.22) kütuste põlemisel tekkiv rõhu all olev põlemisgaas paneb kolbide abil liikuma võlli, mis on ühendatud generaatoriga. Sellise süsteemiga muundatakse põlemisel vabanev energia mehaaniliseks tööks ning generaatori abil elektriks. Kõige üldlevinumat gaasimootoriga SEK jaama skeemi kujutab Joonis 2.23. Mootori võlliga on ühendatud generaator elektri tootmiseks. Mootorikorpuse jahutamisest, suitsugaasides sisalduv ning mootoriõli jahutamisest saadav soojus kasutatakse erinevate soojusvahetite abil ära soojuse tootmiseks.

<sup>9</sup> Micro CHP systems: state-of-the-art. Austrian energy Agency, 2006.

<sup>10</sup> R. Gabriellsson. Volvo Aero Mictorubines. 2005.



Joonis 2.22 Gaasimootoriga SEK jaam<sup>11</sup>



Joonis 2.23 Gaasimootoriga SEK jaama põhimõtteskeem<sup>12</sup>

Saadavat soojust on võimalik ära kasutada nt hoonete soojusvarustuses. Gaasimootorid on hajaenergeetika praktikas leidnud rohkem kasutamist võrreldes gaasiturbiinidega, kuna nad on odavamad. Gaasimootori eluiga on hinnanguliselt 50 000-60 000 töötundi. Gaasimootori tasuvusarvutustes eeldatakse, et gaasimootor peab majanduslikult olema tasuv tööea jooksul. Pärast ette nähtud töötundide täitumist tuleb otsustada, kas saata mootor tehasesse kapitaalremonti või soetada uus. Kui gaasimootor töötab 4 014 töötundi aastas, siis on võib investeringu elueaks valida 15a, aga kui gaasimootor töötab 8 000 tundi aastas, siis tuleb investeringu elueaks valida 8a.

Gaasimootoriga seadmete paigaldamise tasuvusarvutus on tehtud lihttasuvusaja meetodiga erinevatele konfiguratsioonidele, vt Tabel 2.12 ja Tabel 2.13.

<sup>11</sup> Good Practise Guide. Combined heat and power for buildings. Actionenergy.

<sup>12</sup> Technology Characterization: Reciprocating Engines. Environmental Protection Agency, 2008.

**Tabel 2.12 Gaasimootoriga koostootmisjaama Tedom Cento T80 lihttasuvus**

	<b>4014 töötundi</b>	<b>8000 töötundi</b>	<b>Ühik</b>
Investeering	88 000	88 000	EUR
Investeeringu eluiga	14	8	a
Elektriline võimsus	80	80	kW
Soojuslik võimsus	119	119	kW
Täistöötunnid elektrile	4 014	7 560	h/a
Täistöötunnid soojusele	3 219	3 761	h/a
Elektritootmise kasutegur	35,1	35,1	%
Soojustootmise kasutegur	52,2	52,2	%
Elektri toodang	321	605	MWh/a
Soojuse toodang	383	448	MWh/a
Olemasolev soojuse hind	56	56	EUR/MWh
Maagaasi hind	50	50	EUR/MWh
Maagaasi maksumus	45 744	86 156	EUR/a
SEK jaama elektri tarbimine	7,1	13,3	MWh/a
Elektri hind	80	80	EUR/MWh
Elektri maksumus	565	1064	EUR/a
Remondi- ja hoolduskulud	9 680	9 680	EUR/a
Aastased kulud	55 989	96 900	EUR/a
Aastased tulud	46 968	73 247	EUR/a
Tulud-kulud	-9 021	-23 654	EUR/a
<b>Lihttasuvusaeg</b>	<b>puudub</b>	<b>puudub</b>	<b>a</b>

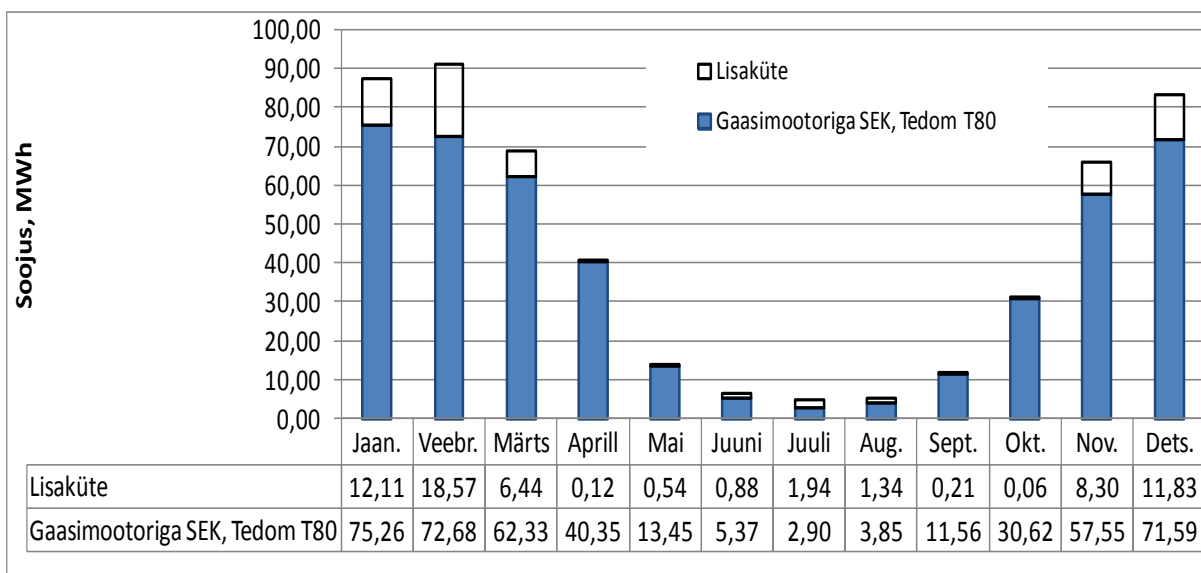
**Tabel 2.13 Gaasimootoriga koostootmisjaama Tedom Cento T100 lihttasuvus**

	<b>4014 töötundi</b>	<b>8000 töötundi</b>	<b>Ühik</b>
Investeering	100 000	100 000	EUR
Investeeringu eluiga	14	8	a
Elektriline võimsus	100	100	kW
Soojuslik võimsus	137	137	kW
Täistöötunnid elektrile	3 977	6 853	h/a
Täistöötunnid soojusele	2 961	3 431	h/a
Elektritootmise kasutegur	36,9	36,9	%
Soojustootmise kasutegur	50,5	50,5	%
Elektri toodang	398	685	MWh/a
Soojuse toodang	406	470	MWh/a
Olemasolev soojuse hind	56	56	EUR/MWh
Maagaasi hind	50	50	EUR/MWh
Maagaasi maksumus	53 882	92 859	EUR/a
SEK jaama elektri tarbimine	8,7	15,1	MWh/a
Elektri hind	80	80	EUR/MWh
Elektri maksumus	700	1206	EUR/a
Remondi- ja hoolduskulud	11 000	11 000	EUR/a
Aastased kulud	65 582	105 065	EUR/a
Aastased tulud	54 345	80 938	EUR/a
Tulud-kulud	-11 237	-24 127	EUR/a
<b>Lihttasuvusaeg</b>	<b>puudub</b>	<b>puudub</b>	<b>a</b>

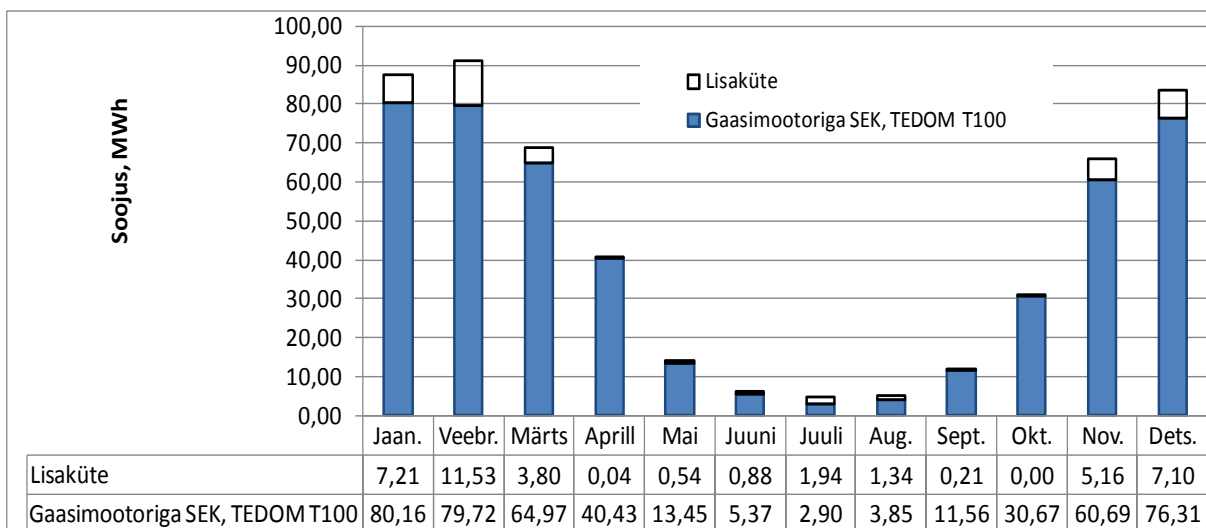
Lihttasuvusaja meetodil tehtud arvutused näitavad maagaasi kasutamine gaasimootorites soojuse ja elektri koostootmiseks ei ole majanduslikult põhjendatud võrreldes

maagaasikatlamajaga toodetud soojuste ja sisse ostetava elektri maksumusega. Maagaasikatlamaja korral on soojuste MWh hinnaks võetud ainult maagaasi maksumusest lähtuv soojuste maksumus, kuna katlamaja on vaja ehitada või kasutada ka gaasimootori korral ning seetõttu katlamaja kapitalikulud soojuste hinnas ei arvestata.

Gaasimootoriga SEK jaama korral on vaja lisaenergiaallikat, et katta soojusvajadus kogu ulatuses, vt ka Joonis 2.24 ja Joonis 2.25.



**Joonis 2.24 Tedom Cento T80 seadme soojustoodang ja lisa-soojuse vajadus kuude lõikes**



**Joonis 2.25 Tedom Cento T100 seadme soojustoodang ja lisa-soojuse vajadus kuude lõikes**

Ülevaade mõningate gaasimootoriga SEK jaama olulisematest tehnilistest näitajatest on toodud allolevas tabelis, vt Tabel 2.14.

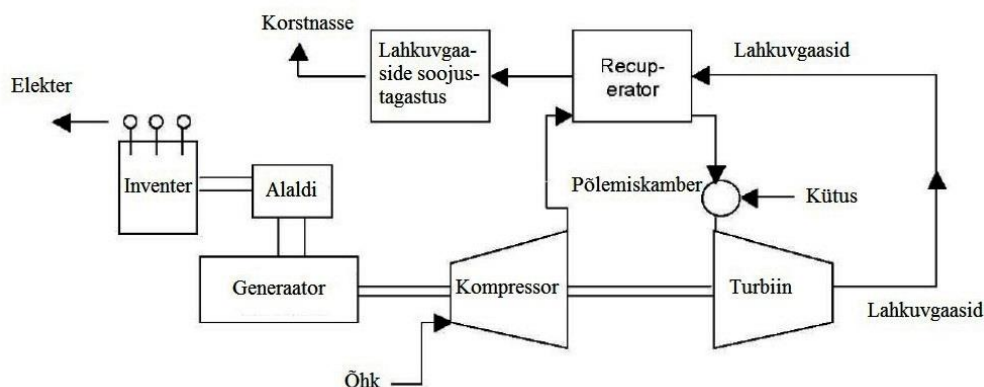
**Tabel 2.14 Mõningate gaasimootoriga SEK jaamade tehnilisi näitajaid**

	Tedom Cento T80	Tedom Cento T100	ENI 85
Sisendvõimsus, kW	228	271	274
Elektriline võimsus, kW	80	100	85
Soojuslik võimsus, kW	119	137	152
Elektriline kasutegur, %	35,1	36,9	31
Soojuslik kasutegur, %	52,2	50,5	55,4
Kogukasutegur, %	87,3	87,4	86,4

Erinevate gaasimootoriga SEK jaamade maksumuste ja andmete kohta võib leida aruandest „Creating Markets for Renewable Energy Technologies EU RES Technology Marketing Campaign“.<sup>13</sup>

### 2.3.4.2 Gaasiturbiin

Mikroturbiinideks loetakse gaasiturbiine elektrilise võimsuse vahemikus 30-350 kWel. Turbiinis liiguvad põlemisgaasid üle turbiinilabade, mille tulemusena pannakse pöörlema võll ja see omakorda generaatori. Sarnaselt gaasimootoriga on ka turbiini korral võimalik kasutada jääsoojust ära nt hoonete soojusvarustuses, vt ka Joonis 2.26.



**Joonis 2.26 Mikroturbiiniga SEK jaam<sup>14</sup>**

Suuremad hooldustööd on vajalikud iga 30 000-40 000 tuhande tunni järel sõltuvalt tehnoloogiast ja käiduhoidusest. Tüüpiline tehniline hooldus sisaldab suurematest töödest peavõlli vahetust ning põlemiskambri ülevaatust ja vajadusel asendamist. Samuti kontrollitakse üle teises osad, nt nagu laagrid, tihendid jne. Kogu toodang läheb omatarbeks ning selle võrra tarbitakse kaugkütte- ja elektrivõrgust vähem soojust ja elektrit. Mikroturbiiniga SEK jaama elueaks on hinnatud 10 a.<sup>15</sup>

Mikrogaasiturbiiniga SEK jaama paigaldamise tasuvusarvutus on tehtud lihttasuvusaja meetodiga kahele erinevale stsenaariumile, vt Tabel 2.15.

<sup>13</sup> Creating Markets for Renewable Energy Technologies EU RES Technology Marketing Campaign. Cogeneration at Small Scale. Simultaneous Production of Electricity and Heat. EUBIA.

<sup>14</sup> Technology Characterization: Microturbines. Energy and Environmental Analysis, 2008.

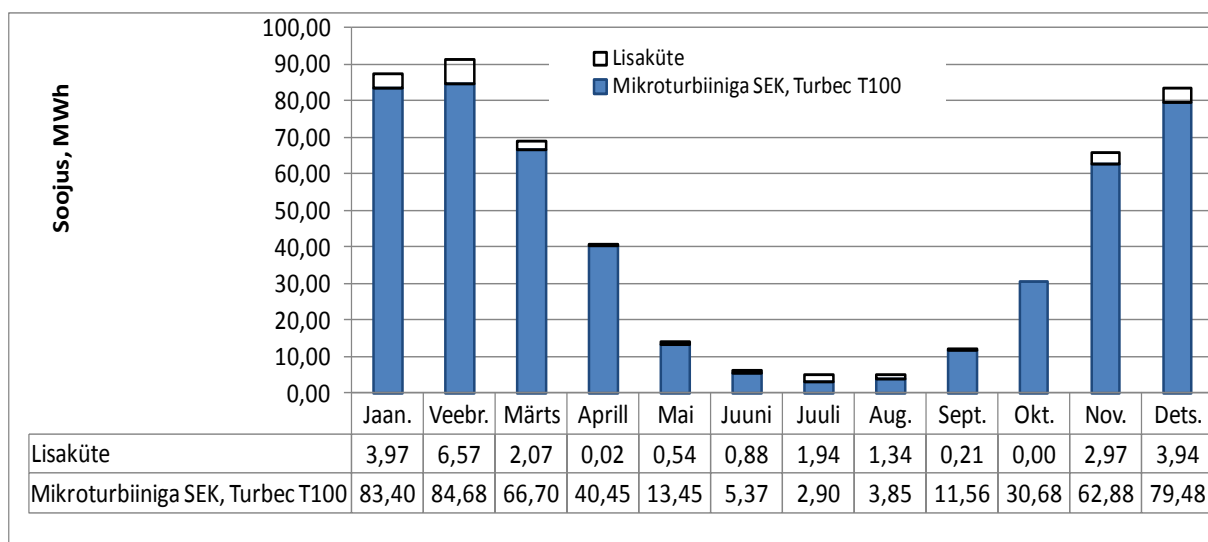
<sup>15</sup> Micro CHP systems: state-of-the-art. Austrian energy Agency, 2006.



**Tabel 2.15 Mikrogaasiturbiiniga Turbec T100 SEK jaama lihttasuvus**

	<b>4014 töötundi</b>	<b>8000 töötundi</b>	<b>Ühik</b>
Investeering	10	10	EUR
Investeeringu eluiga	100	100	a
Elektriline võimsus	155	155	kW
Soojuslik võimsus	3 977	6 853	kW
Täistöötunnid elektrile	2 715	3 132	h/a
Täistöötunnid soojusele	33,0	33,0	h/a
Elektritootmise kasutegur	44,0	44,0	%
Soojustootmise kasutegur	398	685	%
Elektri toodang	421	485	MWh/a
Soojuse toodang	56	56	MWh/a
Olemasolev soojuse hind	50	50	EUR/MWh
Maagaasi hind	60 250	103 833	EUR/MWh
Maagaasi maksumus	26,5	45,7	EUR/a
SEK jaama elektri tarbimine	80	80	MWh/a
Elektri hind	2121	3655	EUR/MWh
Elektri maksumus	7 953	13 706	EUR/a
Remondi- ja hoolduskulud	70 324	121 194	EUR/a
Aastased kulud	55 382	82 006	EUR/a
Aastased tulud	-14 942	-39 188	EUR/a
Tulud-kulud	10	10	EUR/a
<b>Lihttasuvusaeg</b>	<b>puudub</b>	<b>puudub</b>	<b>a</b>

Mikrogaasiturbiiniga SEK jaama korral tehtud arvutus lihttasuvusaja meetodil näitab, et aastased kulud ületavad tulusid, mis tähendab, et majanduslikult ei ole investeering kasulik. Turbec T100 mikroturbiiniga SEK jaama korral on vaja lisaenergiaallikat, et katta soojusvajadus kogu ulatuses, vt ka Joonis 2.27.



**Joonis 2.27 Turbec T100 seadme soojustoodang ja lisasoojuse vajadus kuude lõikes**

Ülevaade mõningate mikroturbiiniga SEK jaama olulisematest tehnilistest näitajatest on toodud allolevas tabelis, vt Tabel 2.16.

**Tabel 2.16 Mõningate mikroturbiiniga SEK jaamade tehnilisi näitajaid**

	<b>Capstone C65</b>	<b>Turbec T100</b>	<b>Elliott TA-100</b>
Sisendvõimsus, kW	232	303	345
Elektriline võimsus, kW	65	100	100
Soojuslik võimsus, kW	120	155	172
Elektriline kasutegur, %	28	33	29
Soojuslik kasutegur, %	52	44	50
Kogukasutegur, %	80	77	79

### 2.3.5. Maasoojuspumbad

näidishoone baasil on teostatud maasoojuspumpade tasuvus.

Maasoojuspumba korral on võimalik katta kogu soojusvajadus ning sellest lähtuvalt on tehtud arvutus olukorrale, kus nt tuleks valida kas maasoojuspumba alternatiivi või maagaasikatlamaja vahel. Kuna maasoojuspumpade kasutamine eeldab vajaliku maa olemasolu ja ka vastavat madalatemperatuurilisele soojuskandjale sobivat küttesüsteemi konfiguratsiooni, siis on see lahendus linnatingimustes pigem teoreetiline.

Maasoojuspumba paigaldamise tasuvusarvutus on tehtud lihttasuvusaja meetodiga, vt Tabel 2.17.

**Tabel 2.17 Maasoojuspumba lihttasuvus**

Investeering	150 000	EUR
Investeeringu eluiga	10	a
Soojuse toodang	510	MWh/a
Olemasolev soojuse hind	72	EUR/MWh
Soojustegur	3,5	
Elektri tarbimine	145,7	MWh/a
Elektri hind	80	EUR/MWh
Elektri maksumus	11657	EUR/a
Remondi- ja hoolduskulud	400	EUR/a
Aastased kulud	12 057	EUR/a
Aastased tulud	36 720	EUR/a
Tulud-kulud	24 663	EUR/a
<b>Lihttasuvusaeg</b>	<b>6,1</b>	<b>a</b>

Maasoojuspumba korral tehtud arvutus lihttasuvusaja meetodil näitab, et lihttasuvusaeg maasoojuspumpade paigaldamisel võrreldes maagaasikatlamaja rajamisega on 6,1 a.

Ülevaade maasoojuspumpade olulisematest tehnilistest näitajatest on toodud allolevas tabelis, vt Tabel 2.18.

**Tabel 2.18 Mõningate maasoojuspumpade tehnilisi näitajaid**

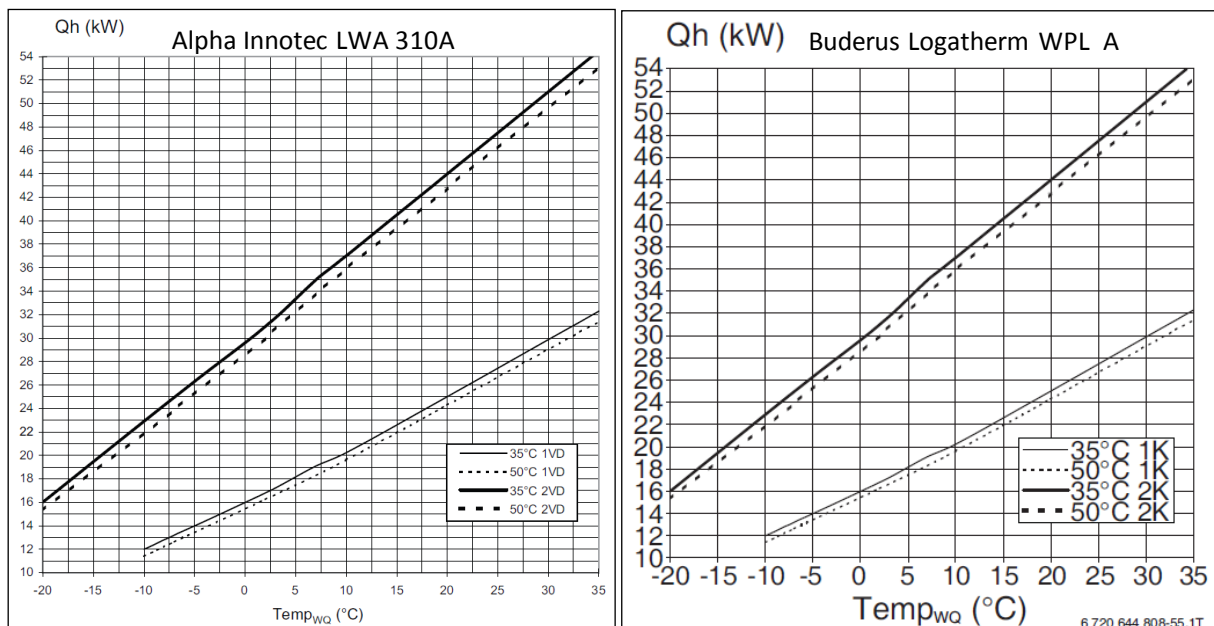
	Alpha Innotec SWP 581	Gapsal IKS 42	Nibe Fighter 1345
Võimsus, kW	55,8	42	38,7
COP (maapinna temperatuur 0 °C)	3,8	3,0	3,63
Pealevoolutemperatuur, °C	45	45	45

### 2.3.6. Õhk-vesi soojuspumbad

Õhk-vesi soojuspumpade kasutamist vaadeldakse koostöös gaasikatlamajaga, st külmematel ilmadel, kui välisõhutemperatuur langeb ja sellega koos langeb soojuspumpade efektiivsus ning suureneb ka pealevoolutemperatuur, kasutatakse tugiküttena gaasikatlamaja.

Õhk-vesi soojuspumbad on arvestatud osaliselt katma soojuskoormust. Tipukoormuse katmine toimub maagaasikatlamajaga. Aastakeskmiseks soojusteguriks on hinnatud 2,4. Energiaarvutuste baasaasta põhjal toodetakse 423 MWh soojust õhk-vesi soojuspumbaga ning 87 MWh soojust tarbitakse maagaasikatlamajaga.

Joonis 2.28 iseloomustab õhk-vesi soojuspumpade väljundvõimsust välisõhutemperatuuri juures. Arvutustes on arvestatud on kahekompressorilise (joonisel märgitud kui 2VD või 2K) soojuspumbaga ning pealevoolutemperatuuriga 50 °C.



**Joonis 2.28 Õhk-vesi soojuspumpade koormus sõltuvalt välisõhutemperatuurist<sup>16</sup>**

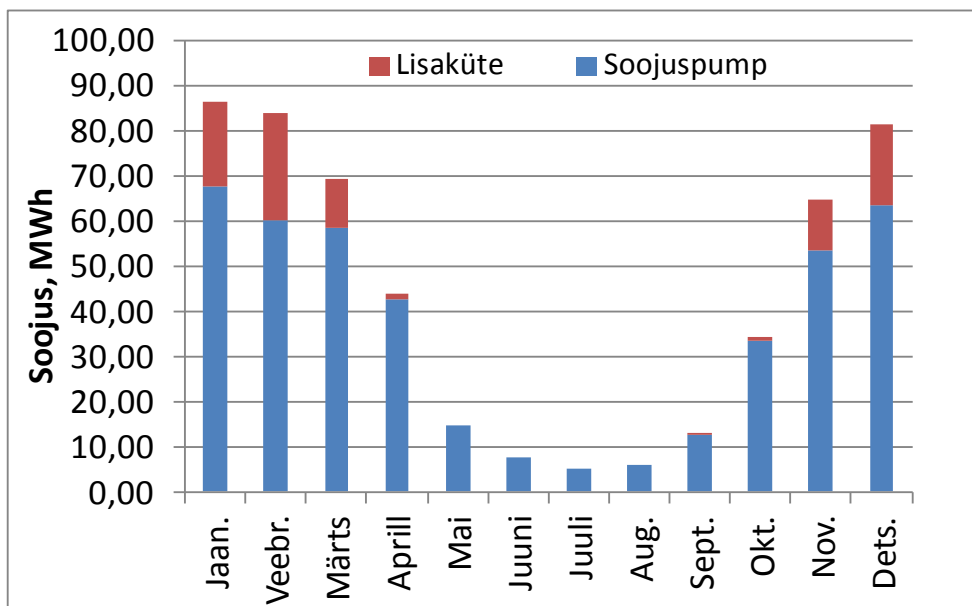
Õhk-vesi soojuspumpade korral on teostatud majandusarvutused ka lihttasuvusaja meetodiga, vt Tabel 2.19.

<sup>16</sup> VD ja K tähendavad kompressorit.

**Tabel 2.19 Õhk-vesi soojuspumba majandusarvutus lihtsuvusaja meetodiga**

Investeering	73 334	EUR
Investeeringu eluiga	10	a
Soojuse toodang	423,0	MWh/a
Olemasolev soojuse hind	56	EUR/MWh
Soojustegur	2,4	
Elektri tarbimine	178,0	MWh/a
Elektri hind	80	EUR/MWh
Elektri maksumus	14240	EUR/a
Remondi- ja hoolduskulud	800	EUR/a
Aastased kulud	15 040	EUR/a
Aastased tulud	23 688	EUR/a
Tulud-kulud	8 648	EUR/a
<b>Lihtsuvusaeg</b>	<b>8,5</b>	<b>a</b>

Õhk-vesi soojuspumba paigaldamisel on lihtsuvusaeg 8,5a, kusjuures õhk-vesi soojuspumbad paigaldataks täiendavalt olemasolevale katlamajale ning seetõttu on maagaasikatlamaja soojuse hind leitud lähtuvalt maagaasi maksumusest. Õhk-vesi soojuspumba poolt toodetus soojuse kogust ja lisakütte vajadust energiaarvutuste baasaasta järgi iseloomustab Joonis 2.29.



**Joonis 2.29 Õhk-vesi soojuspumba poolt toodetud võimsus erinevatel kuudel ja lisakütte vajadus**

Eesti turul saadvaate väljundvõimsuse järgi suuremate õhk-vesi soojuspumpade andmeid iseloomustab Tabel 2.20.

**Tabel 2.20 Õhk-vesi soojuspumba tehnilisi näitajaid**

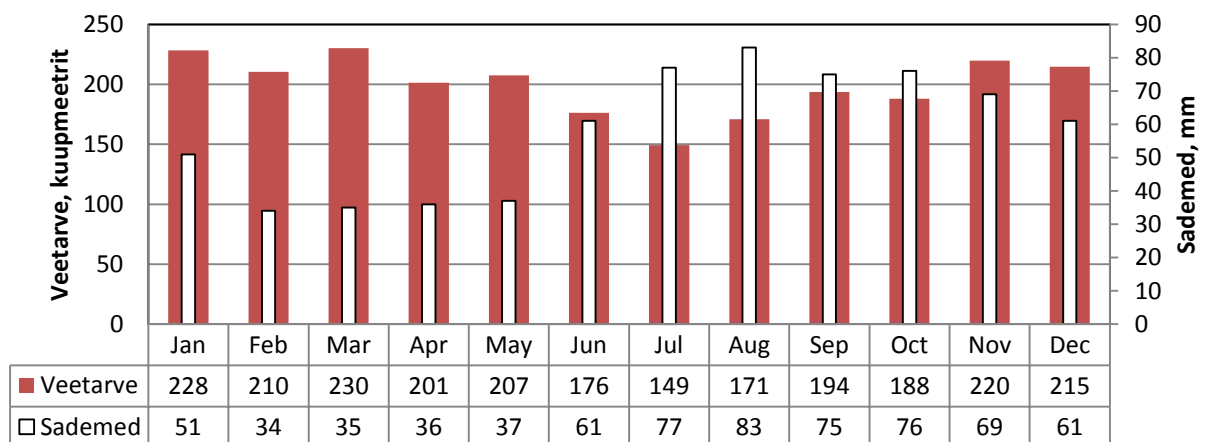
	Alpha Innotec LWA 310A	Buderus Logatherm WPL A
Võimsus, kW	35	35
COP (A7/W35)	4,0	4,0
Pealevoolutemperatuur, °C	35	35
Helirõhutase 1m seadmest, dB(A)	59	60

## 2.4. Vesi

### 2.4.1. Külma vee tarbimine

Teine perspektiivne taastuenergialahendus on vihmavee kasutamine vesiklosettides ja hoone sees taimede kastmiseks. Samuti hoonet ümbritseva haljastuse kastmiseks ning koristustöödel.

Tarbevee keskmine tarbimine kuus on 199 m<sup>3</sup>. Keskmisest suurem tarbimine langeb talvisesse ja kevadisse perioodi, mil suurem hulk inimesi on tööl. Märgatav külma tarbevee langus on suveperioodil, mis on eelkõige põhjustatud töötajate puhkusest. Seevastu sademed langevad eelkõige suvisesse ja sügisesse perioodi juunist kuni detsembrini (Joonis 2.30).



**Joonis 2.30 Keskmine tarbevee kasutamine**

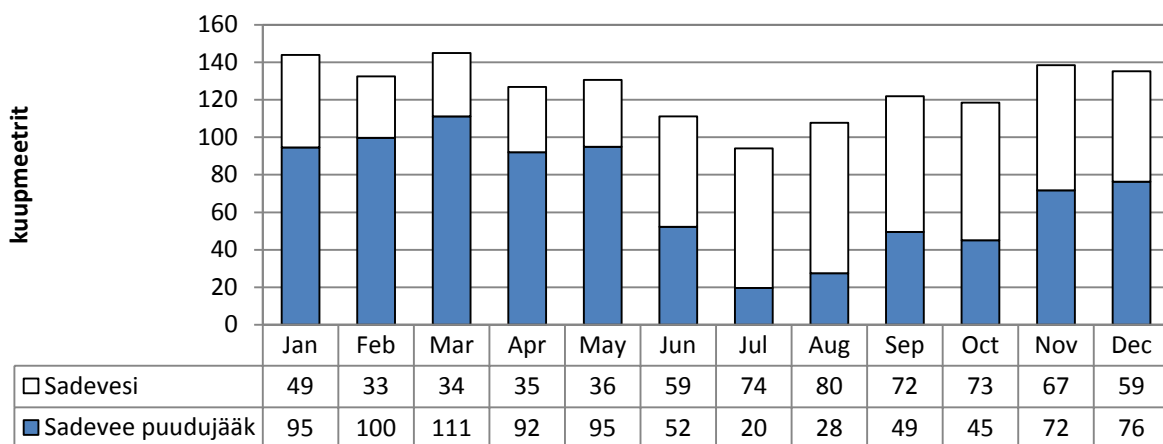
## 2.5. Sadevee kasutamine ja lihttasuvus

Sadevee kasutamise arvutus on tehtud järgmistel eeldustel (Joonis 2.31):

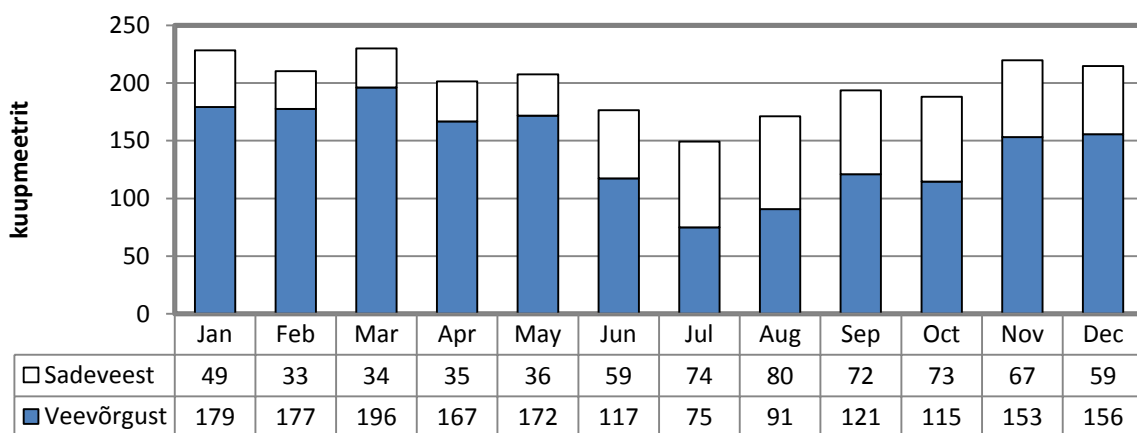
1. Katuste pindala kokku on 1380 m<sup>2</sup>
2. Sadeveest kasutatav veehulk on 70% (kadu 30%)
3. Aastane sademete hulk 693 mm.<sup>17</sup>

<sup>17</sup> Arvutustes on lähtutud EMHI kodulehel (<http://emhi.ee/?ide=6.299.303>) esitatud sademete hulga keskmistest andmetest Tallinna kohta, mõõdetud vahemikus 1971-2000

4. Külma vee tarbest 63% kasutatakse vesiklosettides, pissuaarides, koristamiseks ja haljastuse kastmiseks
5. Süsteemi hooldus-, käidu- ja remondikulud on kogu eluea jooksul null.



**Joonis 2.31 Sadevee vajaduse katmine**



**Joonis 2.32 Tarbevee bilanss**

Vesiklosettides, pissuaarides, koristamiseks ja haljastuse kastmiseks vajalikust vee tarbest on võimalik katta kuni 45 % kogu aastasest vajadusest. Seejuures moodustab see kogu aastasest külma vee tarbest kuni 28% (Joonis 2.32).

Võttes aluseks, et ühisveevärgist võetud hind ilmakäibemaksuta on 2,32 €/m<sup>3</sup>, siis 671 m<sup>3</sup> korral on võimalik aastas säästa kuni 1557 €. 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 15570... 23355 €. Investeering süsteemi ümberehitusse ületab hinnanguliselt 10...15 aasta jooksul saadava tulu. Seega antud hoone puhul pole otstarbekas sadeveesüsteemi rajada. Sadevee kasutamine on eelkõige otstarbekas madalamates hoonetes kus katuse pinna osakaal hoone üldpinna kohta on suurem. Sedalaadi hooned on kaubanduskeskused, laohooned jne.

## 2.6. Kokkuvõte

Näidishoone olemasoleva süsteemiga integreerimine:

- Päikesekollektorite kasutamine sooja tarbevee tootmiseks ei ole näidishoone näitel võrreldes maagaasikatlamaja soojuse hinnaga maagaasi järgi majanduslikult otstarbekas.
- Õhk-vesi soojuspumpade integreerimine olemasoleva süsteemiga on näidishoone korral majanduslikult otstarbekas.
- Gaasimootori ja gaasiturbiini integreerimine olemasoleva süsteemiga näidishoone korral ei ole majanduslikult otstarbekas.

Näidishoone soojusvarustuse täislahenduse erinevad alternatiivid:

- Päikesekollektorite ja pelletikatlamaja rajamine alternatiivina gaasikatlamaja rajamisele on majanduslikult otstarbekas (lihttasuvusaeg 8,7a).
- Maasoojuspumpade kasutamine alternatiivina gaasikatlamaja rajamisele on majanduslikult otstarbekas (lihttasuvusaeg 6,1a), kusjuures see alternatiiv võistleb pelletikatlamaja rajamisega koos päikesekollektorite kasutamisega.

Näidishoone elektrivarustuse täislahenduse erinevad alternatiivid:

- Elektrituulikute kasutamine kirjeldatud hoone puhul on küsitav. Võrdlustuulikute puhul esines tasuvuse piiril olevaid ja mittetasuvaid lahendusi. Samuti on võimalik katta vaid marginaalne osa, so 1...6% hoone energiatarbest.
- Miinimum turuhindade korral on kõik juhendis kirjeldatud fotoelektrilised (PV) päikesepaneelid kagu ja edela fassaadidel ning katusel tasuvad. 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.

Muud alternatiivid:

- Sadevee kasutamine ei ole näidishoone puhul tasuv.