

Energiatehnoloogia instituut

**SOOJUSPUMPADEL PÕHINEVATE
KAUGKÜTTESÜSTEEMIDE LOOMISE TEHNILIS-
MAJANDUSLIK ANALÜÜS TALLINNA
UUSELAMURAJOONI NÄITEL**

**TECHNICAL-ECONOMIC ANALYSIS OF DISTRICT
HEATING NETWORKS BASED ON HEAT PUMPS ON THE
EXAMPLE OF A NEW RESIDENTIAL DISTRICT IN
TALLINN**

MAGISTRITÖÖ

Üliõpilane: Kerli Kaelep

Üliõpilaskood: 202450MASM

Juhendaja: Anna Volkova

Tallinn 2023

AUTORIDEKLARATSIOON

Olen koostanud lõputöö iseseisvalt.

Lõputöö alusel ei ole varem kutse- või teaduskraadi või inseneridiplomit taotletud. Kõik töö koostamisel kasutatud teiste autorite tööd, olulised seisukohad, kirjandusallikatest ja mujalt pärinevad andmed on viidatud.

"....." 2023

Autor: Kerli Kaelep

/ allkiri /

Töö vastab bakalaureusetöö/magistritööle esitatud nõuetele

"....." 2023

Juhendaja: Anna Volkova

/ allkiri /

Kaitsmisele lubatud

"....."2023

Kaitsmiskomisjoni esimees

/ nimi ja allkiri /

Lihtlitsents lõputöö reprodutseerimiseks ja lõputöö üldsusele kättesaadavaks tegemiseks¹

Mina Kerli Kaelep (*autori nimi*) (sünnikuupäev: 18.04.1997)

1. Annan Tallinna Tehnikaülikoolile tasuta loa (lihtlitsentsi) enda loodud teose „Soojuspumpadel põhinevate kaugküttesüsteemide loomise tehnilis-majanduslik analüüs Tallinna uuselamurajooni näitel“,

(*lõputöö pealkiri*)

mille juhendaja on Anna Volkova,

(*juhendaja nimi*)

- 1.1 reprodutseerimiseks lõputöö säilitamise ja elektroonse avaldamise eesmärgil, sh Tallinna Tehnikaülikooli raamatukogu digikogusse lisamise eesmärgil kuni autoriõiguse kehtivuse tähtaja lõppemiseni;

- 1.2 üldsusele kättesaadavaks tegemiseks Tallinna Tehnikaülikooli veebikeskkonna kaudu, sealhulgas Tallinna Tehnikaülikooli raamatukogu digikogu kaudu kuni autoriõiguse kehtivuse tähtaja lõppemiseni.

2. Olen teadlik, et käesoleva lihtlitsentsi punktis 1 nimetatud õigused jäävad alles ka autorile.

3. Kinnitan, et lihtlitsentsi andmisega ei rikuta teiste isikute intellektuaalomandi ega isikuandmete kaitse seadusest ning muudest õigusaktidest tulenevaid õigusi.

¹*Lihtlitsents ei kehti juurdepääsupiirangu kehtivuse ajal, välja arvatud ülikooli õigus lõputööd reprodutseerida üksnes säilitamise eesmärgil.*

/ allkirjastatud digitaalselt /

LÕPUTÖÖ ÜLESANNE

Üliõpilane: Kerli Kaelep, 202450MASM
Õppekava, peeriala: MASM02/18 - Energiatehnoloogia ja soojusenergeetika
Juhendaja(d): kaasprofessor tenuuris Anna Volkova, 558 2866

Lõputöö teema:

„Soojuspumpadel põhinevate kaugküttesüsteemide loomise tehnilis-majanduslik analüüs Tallinna uuselamurajooni näitel“

„Technical-economic Analysis of District Heating Networks Based on Heat Pumps on the Example of a New Residential District in Tallinn“

Lõputöö põhieesmärgid:

1. Hinnata soojuspumbaga kaugküttesüsteemi loomise tehnilist teostatavust ja majanduslikku otstarbekust Tallinna linnas
2. Uurida soojuspumpade konkurentsivõimet kaugküttesüsteemis võrreldes koostootmisjaama ja gaasikatlaga

Lõputöö etapid ja ajakava:

Nr	Ülesande kirjeldus	Tähtaeg
1.	Lõputöö teema valik ja eesmärkide seadmine	2022 märts
2.	Töötamine teaduskirjandusega, teoreetilise osa kirjutamine	2022 detsember
3.	Andmete kogumine ja analüüs	2023 aprill
4.	Lõputöö esitamine	2023 mai

Töö keel: eesti keel **Lõputöö esitamise tähtaeg:** „.....“.....2023.a

Üliõpilane: Kerli Kaelep „.....“.....2023.a
/allkiri/

Juhendaja: Anna Volkova „.....“.....2023.a
/allkiri/

Programmijuht: Alar Konist „.....“.....2023.a
/allkiri/

Kinnise kaitsmise ja/või lõputöö avalikustamise piirangu tingimused formuleeritakse pöördele

SISUKORD

EESSÕNA	7
LÜHENDITE JA TÄHISTE LOETELU.....	8
SISSEJUHATUS	9
1. LÜHIÜLEVAADE KAUGKÜTTEST.....	10
1.1 Kaugküttevõrgud Eestis	10
1.2 Kaugküttevõrkudes kasutusel olevad kütused	12
1.3 Energiahinnad	13
1.4 Soojusenergia hinna kujunemine	14
2. SOOJUSPUMBAD.....	16
2.1 Soojuspumba tööpõhimõte.....	16
2.2 Soojuspumba võimsus.....	17
2.3 Soojuspumba soojustegur.....	18
2.4 Soojuspumbad kaugküttesüsteemides	20
2.5 Soojuspumpade integreerimine kaugküttesüsteemidega Eesti näitel.....	22
2.6 Keskkonnamõju	25
3. MADALATEMPERATUURILISED SOOJUSALLIKAD	28
3.1 Madalatemperatuuriliste soojusallikate potentsiaal Eestis	28
3.2 Merevesi.....	29
3.3 Jõe- ja järvevesi	30
3.4 Reovesi	30
3.5 Põhjavesi.....	31
3.6 Andmekeskuse heitsoojus	31
3.7 Potentsiaalsed asukohad ja soojusallikad soojuspumpadele Tallinna kaugküttevõrgus.....	34
3.8 Takistused ja soodustavad faktorid	36
4. JUHTUMIANALÜÜS	37
4.1 Hoonete soojustarbimise analüüs.....	38
4.2 Praegune soojusvarustuse lahendus	46
4.3 Primaarenergia tarbimine.....	50
4.4 Stsenaarium A – koostootmisjaam ja gaasikatel	51
4.5 Stsenaarium B – merevee soojuspump	52
4.6 Stsenaarium C - andmekeskuse heitsoojus	55
4.7 Investeeringud	56
4.8 Tulemuste analüüs.....	60
KOKKUVÕTE	63

SUMMARY	65
KASUTATUD KIRJANDUSE LOETELU	67
LISAD	72

EESSÕNA

Käesoleva magistritöö teema „Soojuspumpadel põhinevate kaugküttesüsteemide loomise tehnilis-majanduslik analüüs Tallinna uuselamurajooni näitel“ uurimise idee tekkis lõputöö juhendaja Anna Volkova ja autori Kerli Kaelepi arutelu käigus. Eelduseks oli autori huvi soojuspumpadel põhinevate ja madalatemperatuuriliste kaugküttevõrkude vastu. Andmed olemasoleva kaugküttevõrgu kohta said kogutud AS-i Utilitas Tallinn andmebaasidest.

Lõputöö peamine eesmärk on Tallinna uuselamurajooni kaugküttesüsteemi näitel hinnata soojuspumbaga kaugküttesüsteemi loomise otstarbekust, uurida soojuspumpade konkurentsivõimet kaugküttesüsteemis võrreldes koostootmisjaama ja gaasikatlaga (koostootmisjaam baaskoormuse katteks ning gaasikatel tipukoormuse katteks).

Autor soovib tänada oma magistritöö juhendajat Anna Volkovat, kes töö kirjutamisel mitmekülgsete juhistega toetas ning töö koostamiseks vajaliku teaduskirjanduse otsimisel abistas.

Käesolev magistritöö pärvis 2022. aastal Tallinna linna Raestipendiumi.

Märksõnad: kaugküte, soojuspumbad, madalatemperatuurilised soojusallikad, merevesi, heitsoojus, magistritöö

LÜHENDITE JA TÄHISTE LOETELU

COP – soojuspumba soojustegur (ingl k *Coefficient of Performance*)

LCOEH – tasandatud heitsoojusenergia hind (ingl k *Levelised Cost of Excess Heat*)

LCOH - tasandatud soojusenergia hind (ingl k *Levelised Cost of Heating*)

NO_x – lämmastikoksiidid

NPV – nüüdispuhasväärtus (ingl k *Net Present Value*)

SCOP – soojuspumba sesoonne soojustegur (ingl k *Seasonal Coefficient of Performance*)

SKP – sisemajanduse koguprodukt

SO_x – vääveloksiidid

SISSEJUHATUS

Käesoleva magistritöö eesmärgiks on konkreetse uuslamurajooni kaugküttesüsteemi näitel hinnata soojuspumbaga kaugküttesüsteemi loomise tehnilist teostatavust ja majanduslikku otstarbekust Tallinna linnas ning uurida soojuspumpade konkurentsivõimet kaugküttesüsteemis võrreldes koostootmisjaama ja gaasikatlaga.

Töös uuritakse erinevaid madalatemperatuurilisi soojusallikaid, mida on võimalik kasutada soojuspumba soojusallikatena. Tuuakse näiteid soojuspumpade rakendamisest kaugküttesüsteemides nii Eesti kui ka välisriikide näitel.

Analüüsitakse ühe Tallinna uuslamurajooni hoonete tarbimist, olemasolevat kaugküttevõrku (soojuse tootmiseks kasutatavad kütused, keskmine pealevoolu temperatuur, keskmine tagasivoolu temperatuur jne) ning hinnatakse madalatemperatuuriliste soojusallikate rakendatavust.

Töös võrreldakse omavahel kolme stsenaariumit:

1. kaugküttevõrk, kus baaskoormus kaetakse biomassil töötava koostootmisjaamaga ning tipukoormus gaasikatlaga;
2. kaugküttevõrk, kus on tsentraalne merevee soojuspump, mis tagab piirkonna baaskoormuse, ja koostootmisjaam;
3. kaugküttevõrk, kus kasutatakse andmekeskuse heitsoojust ja koostootmisjaama soojust.

Stsenaariume võrreldakse omavahel kahe näitaja abil: primaarenergia tarbimine ja CO₂ emissioonid. Soojuspumbaga stsenaariumite puhul võrreldakse ka soojuspumba soojustegureid (COP) ja elektritarbimist. Majandusliku tasuvuse analüüs teostatakse soojuspumpadega toodetava soojuse hinna võrdlusena koostootmisjaama ja gaasikatlaga toodetava soojuse hinnaga.

Soojuspumbad on üheks võtmetehnoloogiks, mis aitab energiatarbimises taastuvate energiaallikate osakaalu suurendada. Kaugküttesüsteemi elektrifitseerimine on üks võimalus, mille abil saab energeetikasektori dekarboniseerida.

1. LÜHIÜLEVAADE KAUGKÜTTEST

Käesolevas peatükis antakse ülevaade kaugküttevõrkudest Eestis – tuuakse välja kaugkütte osakaal soojussektoris ja kaugküttevõrgu peamised näitajad. Antakse ülevaade kaugküttevõrkudes kasutatavatest kütustest. Tuuakse välja, mis mõjud on soojuskandja temperatuuri langetamisel kaugküttevõrgus. Lisaks vaadeldakse, kuidas kujuneb soojusenergia hind.

1.1 Kaugküttevõrgud Eestis

Eestis köetakse kaugküttega 62% majapidamistest. Euroopa Liidu riikide keskmine kaugkütte osakaal soojussektoris on vaid 26%. 2018. aastal moodustas taastuvatest energiaallikatest toodetud energia osakaal kaugkütte ja -jahutussektori lõplikus energiatarbimises 54%. Euroopa Liidus oli keskmiseks taastuvenergiaallikate osakaaluks 29%. [1]

Eestis on kokku veidi üle 230 kaugküttevõrgu, millest üle 130 kasutab osaliselt või täielikult kütusena hakkepuitu või muud puidupõhist kütust (halupuit, graanulid). Tipukoormused kaetakse tihti siiski veel maagaasil või põlevkiviõlil töötavate katelde abil, samuti kasutatakse neid katlaid paljudes kohtades reservkateldena. 11 kaugküttevõrku kasutavad kütusena turvast, kuna turvas on kohalik kütus, mille hind on stabiilne. Jätkusuutliku ja keskkonnasõbraliku küttelahendusena võib välja tuua ka tsentraalsed soojuspumbad, mis on kasutusel kolmes kaugküttevõrgus. [2]

Peamised energiatõhususega seotud trendid Eesti kaugküttesektoris on hoonefondi ja kaugküttestorustike renoveerimine, vanade fossiilkütustel katelde asendamine puiduhakkel töötavate kateldegaga ja koostootmisjaamade rajamine, kui selleks on võimalus. Eesti Keskkonnainvesteeringute Keskus (KIK) toetab järgmisi kaugküttevõrku projekte: kaugküttekatelde rekonstrueerimine, amortiseerunud ja ebaefektiivsete kaugküttestorustike rekonstrueerimine ja soojusmajanduse arengukavade koostamine. [2]

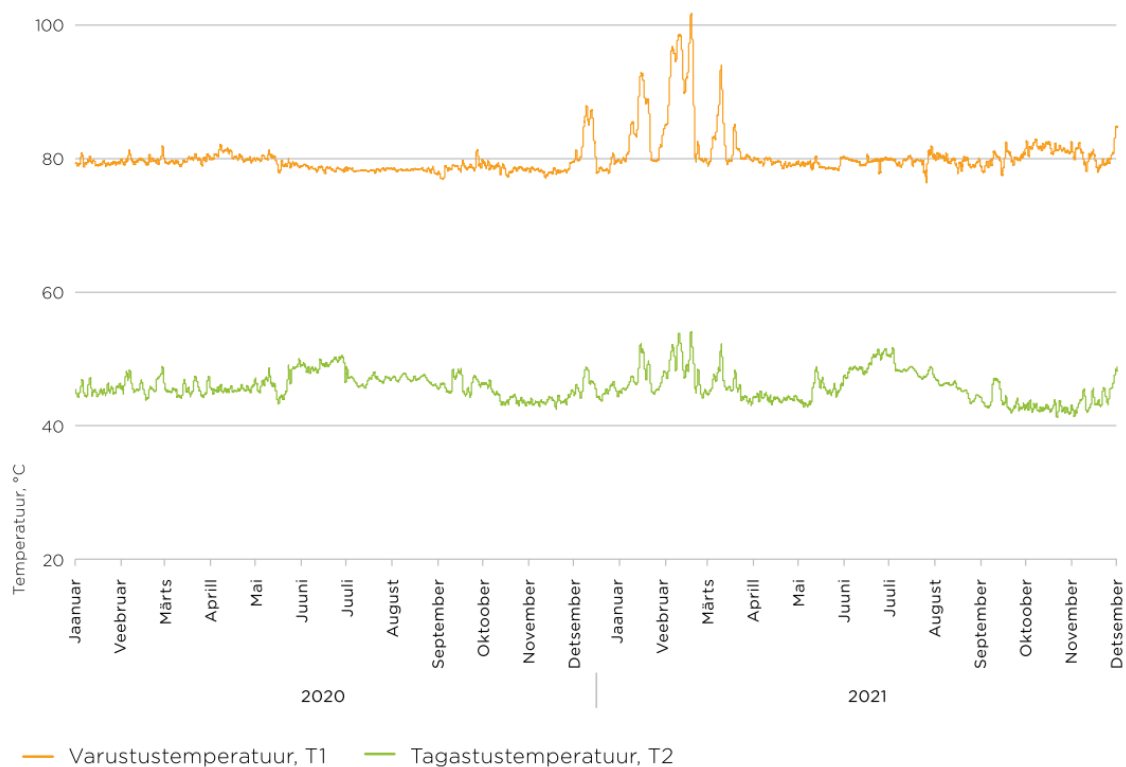
Kaugküttevõrgu peamised näitajad on pealevoolu ja tagasivoolu temperatuur. Aastatel 2019–2021 oli Utilitas Tallinna kaugküttevõrgu keskmine pealevoolutemperatuur ~80 °C, mis vastab tänapäevastele võrguparameetritele. [3]

Soojusjaotuse tõhusust saab suurendada peamiselt kaugküttevõrgus oleva vee temperatuuri langetamisega. Tagastusvee väga madal temperatuur võib aga tekitada probleeme bakterite vohamisega torustikus, mistõttu tuleb saavutada optimaalne olek. [3]

Madalam kaugkütte võrguvee temperatuur võimaldab:

- väiksemad soojuskadod kaugküttevõrgus;
- suitsugaaside kondensaatori ja koostootmisjaama efektiivsema töö ja võimaluse kasutada soojuspumpasid;
- parema võimaluse kasutada sojussalvesteid;
- parema termostabiilsuse jaotusvõrgus, mis vähendab torude koormust. See omakorda vähendab lekete riski ja hoolduskulusid. Samuti on suure jalajäljega teras- ja vasktorude asemel võimalik kasutada plasttorusid;
- varustuskindluse paranemise, sest vee keema hakkamise risk võrgusurve langemisel väheneb. Keev vesi torustikus tekitab kahefaasilise voolu, mis põhjustab vee voolamises tühikuid ehk kavitatsiooni. [3]

Joonisel 1.1 on näha Utilitase Tallinna kaugküttevõrgu pealevoolu- ja tagasivoolu temperatuurid 2020. ja 2021. aastal.



Joonis 1.1 Varustus- ja tagastustemperatuurid Utilitase Tallinna võrgus [3]

Kaugkütte valdkonnas on ka väljakutseid, näiteks soojustiheduse vähenemine ja suured esialgsed investeerimiskulud infrastruktuuri laiendamisel. [4]

1.2 Kaugküttevõrkudes kasutusel olevad kütused

Enamus kaugküttesoojusest toodetakse koostootmisjaamades ja ainult soojust tootvates katlamajadest. Peale laiaulatuslikku kaugküttevõrkude renoveerimist on puiduhakkest saanud enimkasutatud kütus soojuse tootmisel, kuigi kasutusel on ka maagaas. Puiduhakke kasutamine soojuse tootmisel on aidanud vähendada fossiilkütuste osakaalu soojussektoris ning tõsta taastuvenergia osakaalu kaugküttes. [5]

Tabel 1.1 Koostootmisjaamades 2021. aastal toodetud elektri- ja soojusenergia [6]

Koostootmisjaamade toodang	
Toodetud elektrienergia, GWh	1516,0
Toodetud soojusenergia, GWh	4569,0

Tabel 1.2 Koostootmisjaamades tarbitud energia kütuse liikide järgi 2021. aastal [6]

Kütuse liik	Tarbitud kütuse energia, TJ
Põlevkivi, tuhat t	3534,0
Freesturvas, tuhat t	6,0
Puitkütus (väärindamata), tuhat tm	16312,0
Põlevkivikütteõli (raske fraktsioon), tuhat t	38,1
Maagaas, miljon m³	401,0
Põlevkivigaas	1630,0
Biogaas ja must leelis	140,0
Jäätmekütus	2437,0

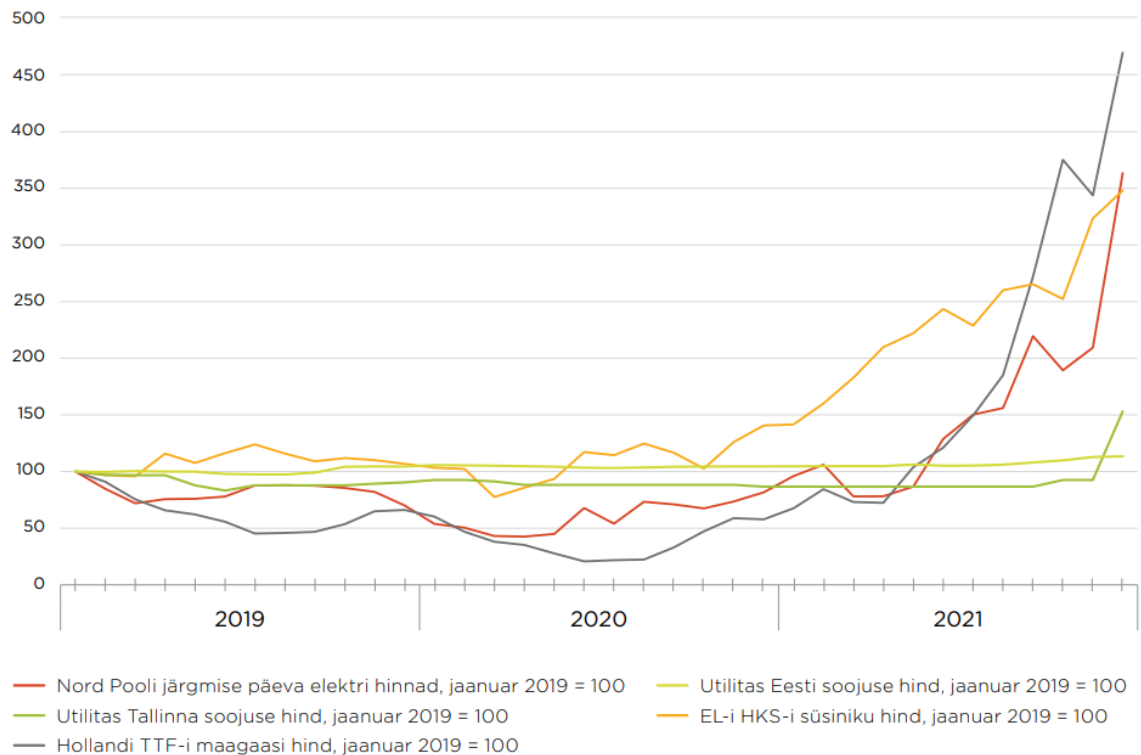
1.3 Energiahinnad

2020. aastal langesid keskmised elektri hinnad Nord Pooli Eesti hinnapiirkonnas 27% võrreldes 2019. aastaga, olles seega ajaloo madalaimad seoses COVID-19-st tingitud nõudluse vähenemise, hüdro- ja tuuleelektri tootmiseks soodsate ilmatingimustega ning rekordiliselt sooja ilmaga. Kui 2020. aastal langes Euroopa Liidus SKP 5,9%, siis 2021. aastal suurenes see 4,6%, mis omakorda viis suurema energianõudluseni. Elektri hinnale avaldasid survet külmem talv ja halvad olud tuuleenergia tootmiseks, Põhjamaade veevarude madalaim tase kümnete aastate jooksul ning suurte elektrijaamade hooldustööd kogu Euroopas. Seetõttu tõusis Nord Pooli Eesti hinnapiirkonna aasta keskmine elektri hind 87 euroni MW eest (+155% võrreldes 2020. aastaga). [3]

CO₂ heitmekvoodi hinnad ja maagaasi hinnad hakkasid samuti kiiresti tõusma, eriti 2021. aasta teises pooles. Euroopa Liidu heitkogustega kauplemise süsteemi süsinikuheitmete hinnad kasvasid aasta jooksul ligi 2,5 korda, tõustes aasta lõpuks 80 euroni tonni kohta. Hollandi TTF-i maagaasihinnad tõusid sellel perioodil ligi kuus korda, umbes 16 €/MWh-lt üle 90 €/MWh-ni. [3]

Gaasihinna tõusutrende teravdasid eelkõige Ukraina ja Venemaa vahel kasvanud pinged ning Venemaa otsus vähendada suure nõudlusega talveperioodil gaasitarneid Euroopasse. 2021. aastal importis Euroopa Liit Venemaalt 155 miljardit kuupmeetrit maagaasi. Venemaalt imporditud maagaasi osakaal moodustas 45% EL-i koguimpordist ja ligi 40% gaasitarbimisest. Venemaa gaasist sõltuvuse vähendamine on nüüd Euroopa Liidu jaoks strateegiline prioriteet. [3]

Kõrged gaasihinnad tõstsid üle kogu Eesti ka kaugküttesoojuse hinda. Keskmine küttehind kõigis Utilitase kaugküttevõrkudes oli 2021. aastal võrreldes 2020. aastaga 9% kõrgem. Kuid maagaasihindade kiire tõusu tõttu tõsteti aasta lõpus soojuse hinda võrreldes 2021. aasta jaanuari tasemega umbes 64% võrra (vt joonis 1.2). Üldine hinnatase jäi maagaasipõhiste alternatiivvõrkudega võrreldes siiski umbes kaks korda väiksemaks. [3]



Joonis 1.2 Energiahinnad aastatel 2019-2021 [3]

1.4 Soojusenergia hinna kujunemine

Vastavalt kaugkütteseadusele [7] peab kooskõlastama Konkurentsiametiga müüdava soojuse piirhinna igale võrgupiirkonnale eraldi soojusettevõtja, kes:

- 1) müüb soojust tarbijale;
- 2) müüb soojust võrguettevõtjale edasimüügiks tarbijale;
- 3) toodab soojust elektri ja soojuse koostootmise protsessis.

Soojuse piirhind tuleb kujundada selliselt, et soojusettevõtjale oleks tagatud:

- 1) vajalike tegevuskulude, sealhulgas soojuse tootmiseks, jaotamiseks ja müügiks tehtavate kulutuste katmine;
- 2) investeeringud tegevus- ja arenduskohustuse täitmiseks;
- 3) keskkonnanõuete täitmine;
- 4) kvaliteedi- ja ohutusnõuete täitmine;
- 5) põhjendatud tulukus. [7]

Soojuse piirhinna arvutamise aluseks on lubatud müügitulu ($T_{lubatud}$). Soojuse piirhinda arvestatakse järgmised kulud: muutuvkulud, tegevuskulud, kapitalikulu, põhjendatud tulukus. [8]

Lubatud müügitulu arvutatakse valemi (1.1) alusel:

$$T_{lubatud} = MK + TK + A + PT, \quad (1.1)$$

kus $T_{lubatud}$ – lubatud müügitulu;

MK – muutuvkulud;

TK – tegevuskulud;

A – kapitalikulu;

PT – põhjendatud tulukus. [8]

Soojusettevõtja muutuvkulud jagunevad järgmiselt:

- 1) kulud kütusele;
- 2) kulud soojuse ostmiseks teistelt tootjatelt;
- 3) kulud keskkonnatasudele;
- 4) muud muutuvkulud (elektrienergia, vee ja -kanalisatsiooniteenus, kemikaalid ja muud muutuva iseloomuga kulud). [8]

Soojuse piirhind arvutatakse valemi (1.2) alusel:

$$h = \frac{T_{lubatud}}{Q} \left[\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right], \quad (1.2)$$

kus h – soojuse piirhind regulatsiooniperioodil (€/MWh);

$T_{lubatud}$ – lubatud müügitulu (€);

Q – soojuse müügiimaht regulatsiooniperioodil (MWh). [8]

2. SOOJUSPUMBAD

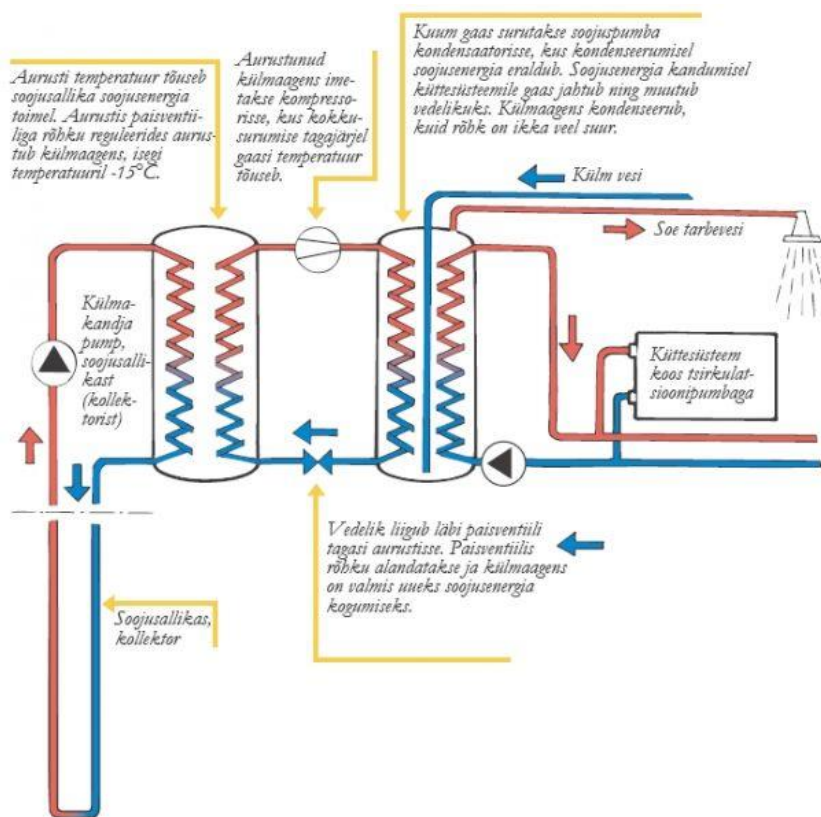
Selles peatükis seletatakse lahti soojuspumba tööpõhimõte. Käsitletakse soojusteguri mõistet ning tuuakse välja faktorid, mis soojustegurit mõjutavad. Tuuakse näiteid soojuspumpade kasutamisest kaugküttevõrkudes nii Eesti kui ka välisriikide näitel. Kirjeldatakse soojuspumpade keskkonnamõju.

2.1 Soojuspumba tööpõhimõte

Soojuspump on seade, mis kannab üle soojusenergiat madalama temperatuuriga keskkonnalt kõrgema temperatuuriga keskkonnale. Soojuspumba tehnoloogia levinuim kasutusala on külmutus- ja jahutusseadmed, kuid juba aastakümneid kasutatakse soojuspumpasid ka kütteseadmetena. Kütteseadmena võetakse energiat näiteks kivimitest, pinnasest, põhjaveest või välisõhust ja kantakse see üle küttesüsteemile või tarbeveele. [9]

Soojuspump koosneb neljast põhikomponendist: aurustist, kondensaatorist, kompressorist (seade rõhu tõstmiseks) ja paisventiilist (ventiil rõhu langetamiseks). Need osad on ühendatud torustiku abil suletud süsteemiks. Soojuspumba suletud süsteemis ringleb külmaagens, mis ühes süsteemi osas on vedelas ja teises gaasilises olekus. Mida kõrgem on rõhk, seda kõrgem on keemispunkt. Soojuspumbas ringleva külmaagensi keemispunkt muutub sõltuvalt rõhust. Mida kõrgem on rõhk, seda kõrgem on keemispunkt. Külmaagensi eripäraks on väga madal keemispunkt – normaalrõhu juures on see -40 °C . See võimaldab külmaagensi kasutada madalatemperatuuriliste soojusallikate juures. [10]

Soojuspumba tööpõhimõtet maasoojuspumba näitel illustreerib joonis 2.1. Maasoojuspumbas tõstetakse kompressori abil gaasilise külmaaine rõhku (näiteks 10 – 20 bari võrra), mille tulemusena külmaaine temperatuur kerkib mitukümmend kraadi temperatuurini $35 - 70\text{ °C}$. Kondensaator on soojusvaheti, kus suurel kontaktpinnal kandub soojus kõrgema temperatuuriga soojuspumba külmaaine ringilt näiteks hoone küttesüsteemi ringile ning soojust loovutanud külmaaine kondenseerub (veeldub). Paisventiili läbimise järel külmaaine rõhk langeb mõne barini, millega kaasneb ka temperatuuri alanemine tasemele umbes -5 °C . Aurusti on soojusvaheti, kus maa seest saadud soojus kandub üle külmaainele, mille tulemusena viimane aurustub. [9]



Joonis 2.1 Soojuspumba tööpõhimõtte kirjeldus maasoojuspumba näitel [10]

2.2 Soojuspumba võimsus

Soojuspumba võimsuse valik sõltub mitmest aspektist. Soojuskoormus sõltub enim välisõhu aastastest temperatuuridest, mistõttu on vaja koostada välisõhu temperatuuri kestuskõver, mis illustreerib välisõhu temperatuuri muutusi aasta vältel. Välisõhu temperatuuri kestuskõvera baasil koostatakse soojuskoormuse aastane kestusgraafik. Soojuskoormuse aastast kestusgraafikut kasutatakse sobiva võimsusega soojuspumba valimiseks ja soojuse tootmise planeerimiseks. [11]

Soojuspumba tööaja maksimumvõimsusel ja teistel võimsustel saab leida soojuskoormuse aastaselt kestusgraafikult. [11]

Soojuspumpade elektriline koguvõimsus valitakse sõltuvalt kaugkütte maksimumvõimsusest ja soojuspumba soojustegurist. [11]

Elektrilist võimsust saab arvutada valemiga 2.1:

$$N_e = COP \cdot k \cdot Q_{th}, \quad (2.1)$$

kus N_e on installeeritud elektriline võimsus (MW), COP soojuspumba soojustegur, k kaugküttesüsteemi koormuse koefitsient ning Q_{th} on installeeritud soojuslik võimsus (MW). [11]

2.3 Soojuspumba soojustegur

Soojuspumba töö efektiivsust iseloomustatakse soojusteguriga (ingl k COP – *Coefficient of Performance*), mis sõltub erinevatest faktoritest. Külmutusagensi omadused, soojuspumba komponentide valik, näiteks kompressori ja/või soojusvaheti tüüp, ning ka soojus- ja jahutusallika temperatuurid mõjutavad soojuspumba tõhusust. Kuna kaugküttevõrgu peale- ja tagasivoolu temperatuurid varieeruvad aasta lõikes, siis muutub ka soojuspumba soojustegur. Ka soojusallikate (näiteks välisõhu, pinnaveekogude) temperatuur varieerub aasta lõikes ning seetõttu ei saa taastuvatel soojusallikatel töötavate soojuspumpade puhul konstantset soojustegurit kasutada. Täpsemaks energiaplaneerimiseks peab soojusteguri välja arvutama iga ööpäeva või tunni kohta. [12]

COP on parameeter, mis väljendab soojuspumba poolt toodetud energia ja tootmiseks kulutatud energia suhet. Näiteks $COP=4$ tähendab, et soojuspump, mis töötab võimsusega 2 kW, toodab 8 kW energiat. Soojustegur ei ole konstantne suurus, vaid sõltub oluliselt sisendtemperatuurist (maakontuur/põhjavesi) ja väljundtemperatuurist (põrandaküte/radiaatorid/tarbevesi). Erinevate soojuspumpade omavahelisel võrdlemisel tuleb pöörata tähelepanu sellele, et toodud COP väärtused oleks antud sama režiimi juures. Maasoojuspumpade soojustegur režiimil 5/35 °C (avatud süsteem ja põrandaküte) on tüüpiliselt 4,5 – 5, režiimil 0/50 °C (kevad-talvel kinnine süsteem ja radiaatorküte) ligikaudu 2,7 – 3,3. Tarbevee tootmise puhul on COP tavaliselt veidi madalam, kuna väljundtemperatuur on 55 – 65 °C, kuid sõltuvalt optimeerimisest soojuspumba sees võib COP varieeruda vahemikus 2,5 – 4,5. [9]

Avatud soojussüsteemi puhul on COP kõrgem ja stabiilsem kui kinnise soojussüsteemi puhul, kuna põhjavee temperatuur varieerub vähem. Kinnise soojussüsteemi puuraugud omakorda on õigesti dimensioneerituna stabiilsemad ja efektiivsemad kui horisontaalse kontuuriga maasoojussüsteemid. Otseaurustiga süsteemid on üldiselt efektiivsemad (0,5 võrra suurem COP) kui kinnised süsteemid, kuna nendes puudub maakontuuri tsirkulatsioonipump. [9]

Soojuspumpade sesoonne soojustegur (ingl k *Seasonal Coefficient of Performance* ehk SCOP) näitab soojuspumba aasta keskmist soojustegurit ehk mitu ühikut soojusenergiat on võimalik ühe tarbitud elektrienergia ühiku kohta aasta jooksul saada. Soojuspumpade müüjate poolt on väga levinud välja tuua soojuspumba soojustegur

(COP), mis näitab soojustegurit vaid ühel konkreetsel välisõhu temperatuuril, milleks on üldjuhul +7 °C ja sellest tulenevalt ei oleks ainult COPi alusel otstarbekas soojuspumpa valida. SCOPi korral võetakse arvesse soojustegurit seadme töötundidel kogu aasta vältel, arvestades välisõhu temperatuuri jaotust, ning see kajastab soojuspumbast saadavat efekti paremini. Kõigil juhtudel võetakse siseõhu temperatuuriks +20 °C. [13]

SCOPi puhul tuleb tähele panna, et see esitatakse kolme erineva kliimatsooni kohta – soe, keskmine ja külm. Eesti kliimale vastab kõige paremini külma tsooni kohta esitatud SCOP. Külma kliimatsooni SCOPi määramisel arvestatakse 6446 töötunniga aastas (seadme tööaeg, kui välisõhu temperatuur on +15 °C või madalam), keskmise ja sooja kliima korral on töötunde vastavalt 4910 ja 3590. Väga oluliseks tuleb pidada SCOPi arvutamisel ka välisõhu temperatuurijaotust. Näiteks külma kliima temperatuuriprofiil näeb ette, et seadme aastasest tööajast 2916 tunnil on välisõhu temperatuur 0 °C või jahedam (keskmisel kliimal 926 tundi ja soojal kliimal 0 tundi, sest välisõhu temperatuuri temperatuurijaotus algab +2 °C juurest). Külma kliima temperatuuriprofiilis on aastas ka 370 tundi -10 °C või jahedama välisõhu temperatuuri juures (keskmise kliima korral vaid 1 tund). [13]

Energiasüsteemide modelleerimisel kasutatakse siiski tihti lihtsustatud lähenemisi, võttes eelduseks kas konstantse COPi või konstantse Lorenzi kasuteguri. Uuringud on aga näidanud, et kui reaalsed töötingimused erinevad märgatavalt projekteeritud tingimustest, siis tekivad märkimisväärsed kõrvalekalded COPist projekteeritud tingimustel. Kui soojusallikaks on vesi, siis COPi erinevus võib olla suurem kui 20%. [5]

Soojuspumba efektiivsuse arvutamiseks saab kasutada Carnot' valemit (valem 2.2), kasutades efektiivsuskoefitsienti $\varepsilon = 1$:

$$COP = \varepsilon \frac{T_{pealevool}}{T_{pealevool} - T_{soojusallikas}} \quad (2.2)$$

kus $T_{pealevool}$ (K) on kaugküttevõrgu pealevoolu temperatuur ja $T_{soojusallikas}$ (K) on soojusallika temperatuur. [14]

SCOPi saab arvutada valemiga 2.3:

$$SCOP = \frac{Q_H}{Q_{HE}}, \quad (2.3)$$

kus Q_H on võrdlusaastale vastav küttevajadus (kWh) ja Q_{HE} aastane kütte energiatarbimine (kWh). [14, lk 48]

2.4 Soojuspumbad kaugküttesüsteemides

Tarka energiasüsteemi on defineeritud kui lähenemist, mille kaudu targad elektri-, soojus- ja gaasivõrgud kombineeritakse salvestustehnoloogiatega ning luuakse nende vahel sünergia selleks, et saavutada optimaalne lahendus nii iga individuaalse sektori jaoks kui ka energiasüsteemi kui terviku jaoks. [16]

Kaugküttesüsteemides on võimalik kasutada soojuspumpasid kahel viisil. Esimene võimalus on rakendada neid kaugküttesüsteemi soojuskandja temperatuuri hoidmiseks etteantud tasemel. Teine võimalus on kasutada väikesemahulisi soojuspumpasid lõpptarbijate küttesüsteemides. [2]

Kaugküttesüsteemides kasutatakse tavaliselt vesi-vesi tüüpi soojuspumpasid. Vesi-vesi soojuspump on laialdaselt kasutusel, sest suudab madalatemperatuurilisest soojusest toota kõrgemal temperatuuril sooja vett ja kasutada seda kütteks. Kui jahutusvajadus on samaaegne küttevajadusega, suurendab soojuspumpade süsteem jahutus- ja küttesüsteemi efektiivsust märkimisväärselt. [2]

Soojussektori elektrifitseerimine on üks võimalus kaugküttesüsteemide dekarboniseerimiseks, eriti just nüüd, kui taastuenergia osakaal elektritootmises on kasvamas. Kõige paljulubavamad lahendused elektri- ja soojussüsteemide ühendamiseks põhinevad suurtel tsentraliseeritud soojuspumpadel. [5]

Euroheat & Power "*Large Heat Pumps in District Heating and Cooling Systems*" aruande [17] andmetel oli 2022. aasta seisuga Euroopa Liidus suurtemahuliste soojuspumpade installeeritud võimsus kaugkütte- ja jahutusvõrkudes 2,5 GW, mis moodustab umbes 1% koguvõimsusest. Olemasolevad võimsused on peamiselt riikides, kus on elektrifitseerituse tase kõrge, näiteks Rootsis ja Taanis. Lähtudes ühete suurimate kaugkütte- ja jahutusvõrkude investeeringuplaanidest, peaks installeeritud võimsus tõusma aastaks 2030 vähemalt 80%-ni.

2021. aasta seisuga on Eesti kaugküttevõrkudes suurte soojuspumpade installeeritud võimsus 8,7 MW ning toodang 2,9 GWh. Rootsis on installeeritud võimsus 1210 MW ja toodang 3557 GWh ning Soomes installeeritud võimsus 265,6 MW ja toodang 1627,7 GWh. [17]

Saksamaa linna Herteni juhtumiuuringus [4] vaadeldi suuremahulisi päikesesoojusenergia ja soojuspumpade süsteeme kui kõige paremini rakendatavaid

võimalusi taastuenergia osakaalu tõstmiseks Herteni kaugküttevõrgus. Biomassil põhinevaid lahendusi kasutatakse pikemas perspektiivis ainult tipukoormuste katmiseks. Üheks põhjuseks on see, et biomassi ja/või biogaasi põhised kütused võivad tulevikus muutuda piiratud ressursiks. Teiseks see, et eksergia vaatepunktist on soojuspumbad elamute kütteks parem variant kui biomassi põhised kütused, eriti kui taastuvelektri osakaal elektritootmises on suur. Herteni linna eripäraks on ka see, et nii Herteni kui ka lähedalasuvate linnade puhul on tegu endiste söekaevanduste aladega, mis loob soodsamad tingimused suuremahuliste soojuspumpade kasutamiseks. Kohalik kaevandusettevõtte pumpab aastas üle 100 miljoni kuupmeetri vett maapinnale, et tagada maapinna stabiilsus ja ohutu joogivesi. Selle kaevandusvee temperatuur on umbes 20 °C ja seda saaks kasutada soojuspumba soojusallikana.

“Power-to-heat” ehk elekter soojuseks tehnoloogiad toetuvad suuresti elektrienergia hinnal. Sellised tehnoloogiad aitavad elektrisüsteemi tasakaalustada, kuna neid saab kasutada siis, kui elektri hind on madal. Kuna elektrienergia hind kujuneb pakkumise ja nõudluse vahekorras, siis võimsuste ülejääk elektriturul soodustab selliste tehnoloogiate kasutamist. Kui elektri hind on kõrge, saab soojusvarustuse tagamiseks kasutada alternatiivseid lahendusi. [18]

Suuremahuliste “power-to-heat” tehnoloogiate peamiseks rakendusala on süsteemid, kus on elektrienergia ülejääk. Tegu võib olla lühiajalise ülejäägiga, näiteks tuule- ja päikeseenergiast elektri tootmisel, või pikaajalisema ülejäägiga, näiteks hüdro- ja tuumaenergiast elektri tootmisel. Väikesemahulisi lahendusi nagu individuaalseid soojuspumpasid saab tavaliselt kõige paremini rakendada maapiirkondades ja äärelinna aladel, kus soojustihedus on madalam ja kaugküttevõrkusid pole otstarbekas rajada. [18]

Heat Roadmap Europe 2050 uuringu [19] kohaselt oli Euroopa kaugküttesüsteemides 2017. aastaks kasutusele võetud 149 suuremahulist soojuspumpa 80 erinevas asukohas 11 riigis. Nende summaarseks võimsuseks oli 1580 MW. Paljud nendest soojuspumpadest võeti kasutusele Rootsisis 1980ndatel aastatel. Peale 2006. aastat tehti enamik investeeringuid suurtesse soojuspumpadesse sellistes riikides nagu Taani, Soome, Prantsusmaa ja Itaalia.

Uuringus käsitletud soojuspumbad kasutavad seitset tüüpi soojusallikaid:

1. Reovesi – enimkasutatav soojusallika tüüp selles uuringus, koos 54 näitega Norras, Rootsisis, Soomes ja Šveitsis. Reovee baasil töötavate soojuspumpade summaarne installeeritud võimsus on 891 MW, moodustades 56% kõikide soojuspumpade võimsusest. Soojuspumba keskmine võimsus on 17 MW. Reovee

temperatuur jääb vahemikku 10-20 °C. Reovett töödeldakse enamasti enne soojusallikana kasutamist, kuid Norras on ka mõned soojuspumbad, mis kasutavad reovett töötlemata kujul.

2. Pinnaveekogud – selles uuringus käsitleti mere-, järve- ja jõevett (kokku 34 soojuspumpa summaarse võimsusega 390 MW). See moodustab 24% kõikide soojuspumpade võimsusest. Soojuspumba keskmine võimsus on 11 MW. Soojusallika keskmine temperatuur jääb vahemikku 2-15 °C.
3. Tööstuslik heitsoojus – tegu on soojusega, mis tekib erinevate tööstuslike protsesside tagajärjel. Selles uuringus käsitleti kokku 28 soojuspumpa, mis kasutavad soojusallikana tööstuslikku heitsoojust. Nende summaarseks võimsuseks on 129 MW. See moodustab 8% kõikide soojuspumpade võimsusest. Soojuspumba keskmine võimsus on 5 MW. Temperatuur varieerub vahemikus 12-46 °C.
4. Geotermaalvesi – geotermaalvee baasil töötava soojuspumba keskmine võimsus on 5 MW. Temperatuurivahemik on väga lai, varieerudes 9-55 °C vahel.
5. Suitsugaasid – keskmine võimsus on 6 MW. Temperatuur jääb vahemikku 34-60 °C.
6. Kaugjahutus – kaugjahutust saab kasutada soojusallikana, ühendades soojuspumba kaugjahutusvõrgu tagasivoolutoruga. Sellist tüüpi soojusallika temperatuur on selle uuringu soojusallika temperatuuridest kõige madalam, varieerudes 0-9 °C vahel.
7. Päikeseenergia soojussalvesti – keskmine võimsus on 1-1,5 MW. Temperatuur jääb vahemikku 10-35 °C.

Soojusallikatest kasutati kõige rohkem reovett, pinnaveekogusid (merevett, järvesid ja jõgesid), tööstuslikku heitsoojust ja geotermaalvett. [19]

2.5 Soojuspumpade integreerimine kaugküttesüsteemidega Eesti näitel

Eestis on 3 väikest kaugküttesüsteemi, kus kasutatakse soojuspumpasid. Need asuvad Palamuse alevikus, Kaarepere külas ja Kiiklas. [14]

Palamuse alevikus on 2 kaugküttevõrku, kus on kasutusel maasoojuspumbad. Üks kaugküttevõrkudest varustab soojusega kolme hoonet. Gümnaasiumihoone soojustarbimine on 665 MWh. Apteek/päevakeskus tarbib 56 MWh. Lasteaia soojustarbimine on 108 MWh. Summaarne soojustarbimine on 829 MWh. Teine

kaugküttevõrk varustab soojusega 5 korterelamut, kontorihoonet ja hoonet nelja korteri, perearstikabineti ja raamatukoguga. Selle võrgupiirkonna hoonete keskmine tarbimine on 750 MWh/a. [20]

Kaarepere küla maasoojuspumpade võrku on ühendatud 6 korterelamut ja lasteaed. Hoonete tarbimine kokku on 732 MWh. Maasoojuspumba aastane keskmine COP on 2,66. [20]

Kiikla küla kaugküttevõrgu soojustarbimine on 527 MWh. Kiikla küla kaugküttevõrgu tarbijaid varustab soojusega viie soojuspumbaga katlamaja. Soojuspumbad võimsusega 400 kW töötavad Sompa kaevanduse kaevandusveel. Soojuspumpade tootjapoolne lubatud COP on 4,1. [21]

Tallinnas Eesti Meremuuseumi Lennusadama hoone kütteks ja jahutuseks kasutatakse kolme merevee baasil töötavat soojuspumpa. Merevett pumbatakse kai lähedalt. Kuna veesügavus sadamas on väike, siis ebasoodsate tuulte korral võib merevesi jahtuda külmumispunkti lähedale ning soojust ei pruugi talvel mõningatel perioodidel saada. Lennusadama hoone küttevõimsus on 395 kW, jahutusvõimsus 250 kW ja elektrivõimsus 180 kW. [14], [22]

Ühes uuringus vaadeldakse olukorda, kus Tallinna Kopli piirkonna soojusvarustuse lahendamise alternatiivseid stsenaariume analüüsitakse tehnilisest vaatepunktist ja võrreldakse omavahel majanduslike ning keskkonnaalaste näitajate abil. Uue elamurajooni arendamine Koplis toimub kahes etapis. Arendusprotsessi esimeses etapis on kavas ehitada 21 mitmepereelamut, millel on põrandaküte. Esimese etapi elamute summaarseks soojuskoormuseks on 1,2 MW. Arendusprotsessi teises etapis on plaanis ehitada nii mitmepereelamuid kui ka ühiskondlikke hooneid kogu soojuskoormusega 4,5 MW. [23]

Uuringus analüüsiti kolme stsenaariumi:

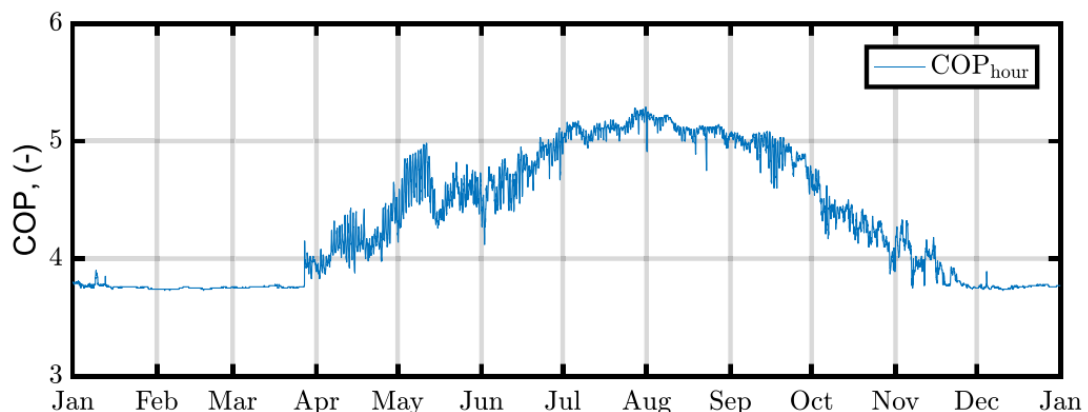
- Stsenaarium A: arenduspiirkonna uus kaugküttevõrk ühendatakse Tallinna olemasoleva kaugküttevõrguga, mille temperatuurigraafik on 95 °C/55 °C.
- Stsenaarium B: paigaldatakse lokaalne maagaasil töötav katlamaja ja ehitatakse väike kõrgetemperatuuriline kaugküttevõrk, mille temperatuurigraafik on 80 °C/40 °C. Hakkepuidu kasutamine kütusena ei olnud võimalik, kuna katlamaja ehitamiseks ei olnud piisavalt vaba maad (hakkepuidu ladustamiseks on vaja lisaruumi) ja kohaliku omavalitsuse poolt olid kehtestatud ranged eeskirjad – projekti väljatöötamise etapis olid selles piirkonnas lubatud ainult gaasiküttega katlad.

- Stsenaarium C: merevee baasil soojuspumba ja gaasiküttekatla paigaldamine. Merevee soojuspump tagaks piirkonna baaskoormuse ning gaasikatel kataks keskmise koormuse ja tipukoormused. Soojust edastaks madalatemperatuuriline kaugküttevõrk temperatuurigraafikuga 60 °C/35 °C. [23]

Kui realiseerub stsenaarium C, paigaldatakse kaks gaasikatelt: Viessman Vitoplex võimsusega 1950 kW ja väiksem, 560 kW Viessmann Vitoplex 200 katel. Lisaks paigaldatakse suuremahuline kaheastmeline merevee soojuspump, mis kasutab ammoniaaki jahutusagensina avatud vahejahutiga. Soojuspump asub merest 100 m ja gaasikatlamaajast 200 m kaugusel. Kaheastmeline soojuspump tagab kompressorite piisavalt madalad väljalasketemperatuurid seadmeid kahjustamata, madalama rõhusuhte ja parema jõudlusteguri (COP) kui üheaastmeline soojuspump. Ammoniaak on looduslik külmaaine, millel puudub globaalse soojenemise ja osoonikihi kahandamise potentsiaal. [23]

Stsenaariumi A puhul oleks soojuse hind 2019. aastal 56,65 €/MWh, stsenaariumi B puhul 45,51 €/MWh ja stsenaariumi C puhul 38,86 €/MWh. Kuigi stsenaariumi C puhul on investeringukulud kõrged, on soojuse hind kõige madalam. Põhjuseks on soojuspumba kõrge SCOP ja madal elektrienergia hind. [23]

Soojuspumba COP arvutuslikel parameetritel on 3,82. Detsembrist aprillini on soojuspumba COP arvutusliku väärtuse lähedane. Ülejäänud kuudel on COP kõrgem. COP väärtused ulatuvad suvel sooja merevee temperatuuride tõttu üle 5 (vt joonis 2.2). [23]



Joonis 2.2 Merevee soojuspumba COPi varieeruvus aasta vältel [23]

Nii absoluutne kui ka suhteline soojuskadu on stsenaariumi C puhul kõige väiksemad ning stsenaariumi A puhul kõige suuremad. Stsenaariumi A puhul on ka primaarenergia tarbimine kõige suurem – seda seetõttu, et soojuskaod on suuremad. Lisaks sellele on

katlamaja kasutegur madalam kui teiste stsenaariumite puhul. Stsenaariumi C puhul on primaarenergia tarbimine palju väiksem. Primaarenergia tarbimine maagaasist soojuse tootmisel on üle 3 korra väiksem. Samas tuleb arvestada täiendava primaarenergia kuluga soojuspumba tarbitava elektri näol. [23]

CO₂ emissioonide kogus tarbitud soojusenergia ühiku kohta on kõige suurem stsenaariumi A puhul, kuna soojuskaod on suured ja katlamaja kasutegur väiksem. Ka stsenaariumi C puhul on CO₂ emissioonide kogus suur. Põhjuseks on see, et elektrienergia tootmise CO₂ emissioonifaktor on Eestis väga kõrge. Seetõttu tõstab ka väike kogus elektrienergiat märgatavalt CO₂ emissioonide hulka. Kõige väiksem CO₂ emissioonide heide oli stsenaariumi B puhul, kuna soojuskaod on väiksemad ja soojuse tootmiseks ei kasutatud elektrit. Samas on võimalik kasutada ainult taastuvenergiast põhinevat elektrikpaketti, kuid see tähendaks elektritarbimise kulude kasvu. [23]

2020. aastal paigaldati Utilitase Mustamäe koostootmisjaama soojuspump selleks, et saada suitsugaaside kondensaatori jahutusveest täiendavat soojust. Suitsugaaside kondensaadi temperatuur suitsugaaside kondensaatoris on 60-65 °C, kuid vastavalt Tallinna ühiskanaliseerimise juhitavale veele kehtestatud normidele ei tohi kondensaadi temperatuur olla üle 45 °C. Selleks, et seda nõuet täita, segatakse suitsugaaside kondensaatori heitvett enne selle utiliseerimist külma veega. Suitsugaaside kondenseerimisel tekkiva kondensaadi soojus edastatakse soojuspumba vahendusel kaugküttevõrku. Sellisel viisil saadakse Utilitase koostootmisjaamas kuni 420 kW lisavõimsust. [24]

2.6 Keskkonnamõju

Soojuspumpade keskkonnamõju sõltub sellest, kuidas elektrit toodetakse. Soojuspumpade kasutamisega ei kaasne ümbritsevale keskkonnale negatiivset mõju, kui soojuspumpade poolt kasutatav elekter on toodetud vastavalt puhta tootmise printsiipidele ja taastuvenergiaallikatest. [14], [18]

Soojuspumpade kasutamisel kaugküttesüsteemides on positiivne mõju õhukvaliteedile, kuna põletusprotsessi puudumise tõttu ei eraldu õhku peenosakesi ega happelisi oksiide (NO_x ja SO_x). Biomassil töötavad katlamajad on laialdaselt kasutusel, kuna neid peetakse CO₂-neutraalseks ning biomass on Eestis laialdaselt saadaval. Samas tekivad biomassi põletamisel õhuheitmed. Biomassil töötavate katlamajade emissioonid sõltuvad põletusmeetodist. NO_x ja SO_x emissioone ei eraldu koguses, mis võiks avaldada kahjulikku mõju keskkonnale. Samuti ei ületa CO₂ emissioonide kogus taimede poolt seotud CO₂ kogust. Seetõttu peetakse biomassi keskkonnasõbralikuks kütuseks. Siiski tuleb arvestada sellega, et biomassi põletamisel tekkivad peenosakeste emissioonid

võivad avaldada kahjulikku mõju inimese tervisele, kui ei kasutata suitsugaaside puhastamiseseadmeid. [14]

Biomassi katlamajades põletamisel tekkivate peenosakeste ja happeliste oksiidide emissioone saab vähendada, kasutades puhastamiseseadmeid, näiteks suitsugaaside kondensaatorit, elektrifiltrit või teisi filtreid. Sellised seadmed on kallid, mistõttu pole neid kõikidesse katlamajadesse paigaldatud. Suitsugaaside kondensaatorid paigaldatakse tavaliselt suurematesse katlamajadesse, mille baaskoormus on vähemalt 7 MW. See on tingitud sellest, et suitsugaaside kondensaatori puhul on tegu kuluka investeeringuga ning väiksematel katlamajadel on majanduslikult otstarbekam tasuda keskkonnatasusid kui paigaldada suitsugaaside kondensaatoreid. [14]

Teadusartiklis "*Large heat pumps in Swedish district heating systems*" on välja toodud, et üks tähtis aspekt, millega peab soojuspumpade keskkonnamõju hindamisel arvestama, on külmaagensi lekked. [18]

Soojuspumplahenduste rakendamisel kaugküttesoojuse tootmisel ja „*power bonus*” meetodi arvutuspõhimõtete kasutamisel mängib olulist rolli elektrienergia CO₂ eriheitetegur. Elektrienergia CO₂ eriheitetegur omakorda sõltub elektri tootmiseks kasutatud kütustest ja nende kogustest, mis võivad aastate lõikes muutuda. Põhjuseks võivad olla nii kliimatilised kui ka energeetika arenguga seotud tegurid. [25]

„*Power bonus*” meetodit kasutatakse soojuse tootmise primaarenergia tegurite (kaalumistegurite) leidmiseks. Meetod sobib ka soojuse tootmise CO₂ eriheiteteguri määramiseks. Meetodi aluseks on kaugküttesüsteemi CO₂ heitmete bilanss (vt joonis 2.3). Kuna toodetud elekter arvestatakse boonuseks (ehk toodetud elektriga kaasnev CO₂ emissioonide kogus lahutatakse tarbitud kütustega seotud CO₂ kogusest), siis tänu reeglina kõrgemale riigi/asukoha keskmisele elektri eriheitetegurile jäävad soojuse tootmisega seostatavad CO₂ heitmed ja kaugküttesoojuse CO₂ eriheitetegur võrdlemisi madalaks. [25]

$$\begin{array}{|c|} \hline \text{TOODETUD ELEKTRI CO}_2 \text{ HEIDE} \\ \hline Q_{\text{CO}_2, \text{el}}, \text{ kg}_{\text{CO}_2} \\ \hline \end{array} + \begin{array}{|c|} \hline \text{TOODETUD SOOJUSE CO}_2 \text{ HEIDE} \\ \hline Q_{\text{CO}_2, \text{soojus}}, \text{ kg}_{\text{CO}_2} \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|} \hline \text{KASUTATUD KÜTUSTE CO}_2 \\ \text{HEIDE } Q_{\text{CO}_2}, \text{ kg}_{\text{CO}_2} \\ \hline \end{array}$$

Joonis 2.3 Kaugküttesüsteemi CO₂ heitmete bilanss koostootmise puhul [25]

Praegused energiatõhususe arvutamise põhimõtted ei soodusta sisseostetava taastuvelektri kasutamist. Näiteks soojuspumplahendusel põhinev ja taastuvelektrit tarvitav kaugküttesüsteem ei taga CO₂ neutraalset soojuse tootmist, kuna kogu sisseostetav elekter vaatamata päritolule on arvestatav sama kaalumisteguriga ehk vaatamata elektri päritolule kaugküttesüsteemi energiatõhusus ei muutu. Kaugkütte CO₂ eriheiteteguri arvutamisel arvestatakse sama põhimõttega ehk sisseostetud elektrile rakendatakse eraldi tuletatud Eestis toodetud keskmise CO₂ eriheitetegurit vaatamata sellele, mis päritoluga on konkreetses kaugküttesüsteemis tarbitav elekter.

[25]

3. MADALATEMPERATUURILISED SOOJUSALLIKAD

Selles peatükis vaadeldakse madalatemperatuuriliste soojusallikate potentsiaali Eestis. Antakse ülevaade järgmistest madalatemperatuurilistest soojusallikatest: merevesi, jõe- ja järvevesi, reovesi, põhjavesi, andmekeskuse heitsoojus. Lisaks vaadeldakse, mis madalatemperatuurilisi soojusallikaid Tallinna kaugküttevõrgu läheduses kasutada saaks.

3.1 Madalatemperatuuriliste soojusallikate potentsiaal Eestis

Madalatemperatuurilistes kaugküttevõrkudes kasutatavaid taastuvaid soojusallikaid, näiteks pinnaveekogusid, reovett, tööstuslikku heitsoojust, saab utiliseerida läbi suurte soojuspumpade integratsiooni. [5]

Madalatemperatuurilisteks soojusallikateks loetakse soojusallikad, mille temperatuur on välisõhu temperatuuri lähedane (alla 30 °C). Peamiselt on nende puhul tegu looduslike soojusallikatega. [24]

Eestis on 189 kaugküttevõrku, millest asub maksimaalselt 1 km kaugusel mõni madalatemperatuuriline soojusallikas (vt tabel 3.1). Arvesse võeti sellised soojusallikad nagu merevesi, reovesi, jõe- ja järvevesi. [24]

Tabel 3.1 Madalatemperatuuriliste soojusallikate potentsiaal Eestis [24]

Madalatemperatuurilise soojusallika potentsiaal	Kaugus kaugküttevõrgust (km)	Kaugküttevõrkude arv
Kaugküttevõrgud ligipääsuga mereveele	0	18
	<1	4
Kaugküttevõrgud ligipääsuga reoveepuhastusjaamadele	0	33
	<1	11
Kaugküttevõrgud ligipääsuga suurtele jõgedele	0	79
	<1	25

Kaugküttevõrgud	0	11
ligipääsuga suurtele järvedele	<1	8

Heitsoojus- ja heitjahutusenergia kasutamise analüüsi [26] kohaselt omavad Eestis suurimat madalatemperatuurilise heitsoojuse potentsiaali reoveepuhastusjaamad, andmekeskused, suitsugaaside kondenseerimine ja madalatemperatuurilise kaugkütte piirkondade (saarte) väljaarendamine.

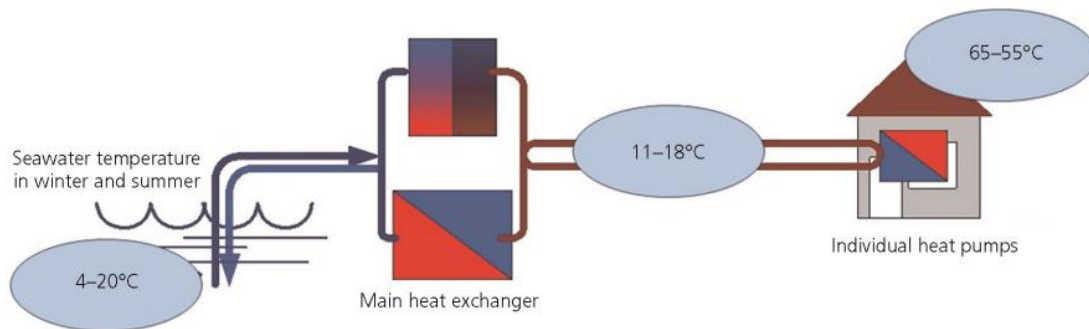
3.2 Merevesi

Merevett saab kasutada nii soojus- kui ka jahutusenergia allikana. Merevett, eriti mere pinnakihti mõjutavad muutused keskkonnatingimustes. Sügavamate kihtide puhul on keskkonnatingimuste mõju väiksem. Talv on kütte seisukohalt kõige kriitilisem periood, kuna merevee temperatuur on siis kõige madalam ja küttekoormus kõige suurem. [24]

Soojuspumpasid võib projekteerida suurematele vooluhulkadele, et tagada väiksem temperatuuride vahe aurustisse siseneva ja sealt väljuva merevee vahel. Sellise lahenduse puhul on aga vaja suuremat soojusülekanne pinda, mis muudab lahenduse kallimaks. Seetõttu võib osutada majanduslikult kasulikumaks võtta vett sügavamatest merevee kihtidest. [24]

Merevee puhul peab arvestama ka sellega, et soolane vesi, mineraalid ja vetikad mõjutavad seadmeid, mistõttu peab nendes seadmetes kasutama spetsiaalseid materjale või peavad nad olema kaetud spetsiaalse kattega. Seadmeid peab ka regulaarselt puhastama. [24]

Merevee soojust kasutatakse kaugküttes ära Hollandi linnas Haagis. See kaugküttevõrk varustab soojusega 800 hoonet. Kaugküttesüsteemis on tsentraalne soojuspump ja soojusvaheti, igas hoones on ka individuaalne soojuspump (vt joonis 3.1). Individuaalseid soojuspumpasid kasutatakse soojuskandja täiendavaks soojendamiseks (45 °C ruumide küte, 65 °C soe tarbevesi). Suvel, kui merevee temperatuur on üle 11 °C, kasutatakse ainult soojusvahetit, kuid talvel, kui merevee temperatuur langeb alla 4 °C, kasutatakse tsentraalset soojuspumpa. Merevee baasil töötav kaugküttesüsteem võimaldas saavutada CO₂ heitmete vähenemise 50% võrra. [27]



Joonis 3.1 Merevee baasil töötava kaugküttesüsteemi skeem [27]

3.3 Jõe- ja järvevesi

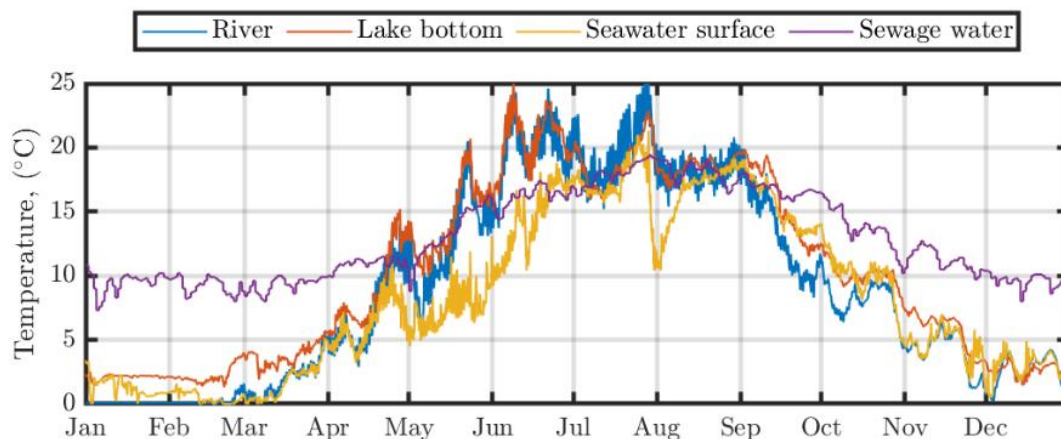
Jõe- ja järvevett saab samuti kasutada nii soojus- kui ka jahutusenergia allikana. Jõe- ja järveveest saadav võimsus on aga tavaliselt väiksem kui mereveest saadav võimsus. Limiteerivateks teguriteks on järve puhul veemaht ja jõe puhul veevooluhulk. Lisaks võib ka veesügavus olla väiksem kui mere puhul. Jõe- ja järvevee kasutamisel peab veetaimestiku tõttu seadmeid regulaarselt puhastama. Soojusallika võimsust saab hinnata järve veemahu ja jõe vooluhulga järgi. [24]

3.4 Reovesi

Reovee temperatuur on sageli kõrgem kui ümbritseva keskkonna temperatuur ning ka mahuvoolukiirus on suurem. Tavaliselt kasutatakse puhastusprotsessi läbinud reovett, kuna reovee bioloogilise puhastamise protsess on temperatuurimuutuste suhtes tundlik. Samuti tekib töötlemata reovee kasutamisel vajadus kasutada puhastusseadmeid ja teha täiustusi soojusvaheti konstruktsioonis. Isegi töödeldud reovesi sisaldab erinevaid toitaineid, mis võivad soodustada bakterite kasvu. [24]

Teadusartiklis "*Utilizing Sewage Wastewater Heat in District Heating Systems in Serbia - Effects on Sustainability*" uuriti reoveesoojuse kasutamist kaugküttes. Reovee kasutamisel kaugküttesüsteemis saavutati primaarenergia sääst 5% aastas, CO₂ emissioonide aastane kogus vähenes 6,5% võrra ning kaugküttesüsteemi impordisõltuvus langes 9,8% võrra. Samuti saavutati energiaallikate mitmekesisuse kasv 21% võrra. [28]

Reovee temperatuur on suhteliselt kõrge ka külmematel kuudel, kui soojusvajadus on tavaliselt suurem. Järve-, jõe- ja merevee temperatuur on aga jaanuaris ja veebruaris külmumispunkti lähedasel temperatuuril (vt joonis 3.2). [24]



Joonis 3.2 Soojusallikate temperatuurid aasta vältel [24]

3.5 Põhjavesi

Põhjavett saab kasutada nii soojus- kui ka jahutusenergia allikana. Põhjavee temperatuur on aastaringiselt üsna konstantne. Põhjavee temperatuur Eestis sügavusel 25–75 m on vahemikus 6,5–7 °C. Võrdluseks võib välja tuua, et Taanis varieerub põhjavee temperatuur vahemikus 8–11 °C, sõltuvalt sügavusest ja põhjavee reservuaari asukohast. Põhjavett võib leida erinevatel sügavustel, näiteks 30 m, 100 m ja 200 m sügavusel. [24]

Põhjaveekihi sügavus maapinnast sõltub nii pinnase omadustest kui ka piirkonna sademete režiimist. Kui sademete hulk võrreldes pinnase läbilaskvusega on väike, asub põhjaveetase sügaval. Kui aga sademeid on pinnase läbilaskvusega võrreldes palju, siis on ka põhjavesi maapinnale lähemal. [29]

3.6 Andmekeskuse heitsoojus

Hinnanguliselt moodustasid andmekeskused 2010. aastal juba 1,1–1,5 % kogu maailma elektritarbimisest ja 2013. aastal moodustas IT-sektor 10 % kogu maailma elektritarbimisest. Lisaks otsesele elektrile, mida tarbivad info- ja sidetehnoloogia (IKT) riistvara ja põhitaristu, vajavad andmekeskused suures koguses jahutusenergiat, mida tavaliselt toodetakse kliimaseadmetega. Andmekeskuses tarbitav elekter muundub peaaegu täielikult soojuseks. Tekkivat heitsoojust enamasti ei utiliseerita, kuigi selleks on juba olemas erinevaid lahendusi. Kaasaegsed andmekeskused võivad sisaldada tuhandeid serveririiuleid ja andmekeskuse nimivõimsus võib ulatuda üle 400 MW. See tähendab ka seda, et andmekeskuste põrandapind suureneb ja arvutusvõimsus kasvab, mille tulemuseks on andmekeskuste suurenenud energiatarbimine. [30]

Põhiline faktor, millest lähtutakse heitsoojuse rakendatavuse hindamisel, on heitsoojuse temperatuur. Enamasti on heitsoojuse rakendamiseks vajalik minimaalne temperatuur

70 °C, kuid paljude heitsoojust genereerivate protsesside puhul on soojuse temperatuur märgatavalt madalam. Heitsoojuse temperatuuri on võimalik tõsta, kasutades selleks soojuspumpasid. Soojuspumba abil saavutatav temperatuuritõus sõltub töötingimustest (alg- ja lõpptemperatuur), kasutatavast külmaainest ning soojuspumba termodünaamilise tsükli COPist. [31]

Õhkjahutusega andmekeskustes saab enamasti kasutada heitsoojust temperatuuril 25-35 °C. Vedelikjahutus lahendusega andmekeskuste puhul saab heitsoojust kinni püüda protsessoritele lähedamalt, kus töötemperatuurid on kõrgemad ning seega püütav heitsoojus on kõrgema temperatuuriga, jäädes vahemikku 50-60 °C. [32]

Kui kaugküttevõrgu pealevoolu temperatuur on kõrgem kui heitsoojuse temperatuur, peab süsteemis kasutama soojuspumpa, et heitsoojuse temperatuuri tõsta. Selleks, et heitsoojuse potentsiaali täies mahus realiseerida ning saavutada soojuspumba suurem efektiivsus, on vaja, et nende temperatuuride erinevus oleks võimalikult väike. [33]

Kui soojuspumbaga peab saavutama 70 °C temperatuuritõusu, on soojuspumba COP umbes 3, kuid kui on vaja saavutada 40 °C temperatuuritõus, siis on COP umbes 4,3. Viimasel juhul on soojuspumba elektritarbimine 30% väiksem kui COP = 3 korral. [30]

1 MW võimsusega andmekeskus (töötades poole nominaalkoormusega) saab katta üle 30 000 m² mittelehoonete soojusvajaduse aastas. [32]

Harjumaale rajatakse Eesti mõistes väga suurt andmekeskust. Selle serveripargi esialgseks elektriliseks võimsuseks on kavandatud 6 MW (~50 GWh heitsoojust aastas, kui andmekeskus töötab aasta ringi ühtlaselt täisvõimsusel), mida hiljem vajaduse korral suurendatakse 20 MW-ni ning seda veelgi hilisema lisamise võimalusega (kuni 32 MW). Seda heitsoojust oleks võimalik ligikaudu 5 km torustiku kaudu juhtida Tallinna linna kaugküttevõrku (Õismäel). Näidiskaasusena kasutatud andmekeskuse poolt aastas genereeritav soojuse hulk on 150 GWh/a. Selle soojushulgaga saaks kogu Õismäe linnaosa soojusvajaduse katta. Andmekeskusest, mida rajab MCF Group Estonia, jääb Harku aleviku kaugküttevõrguni mõnisada meetrit kuni 1,4 km ja Õismäe Astangu asumi kaugküttevõrguni linnulennult umbes 4-5 km. Harku alevikust Tallinnani on vee- ja kanalisatsioonitorustiku jaoks pinnasesse rajatud kanal, kuhu saaks vajadusel lisada kaugküttetorustiku. Umbes 4 km kaugusele jääb ka Harkujärve küla kaugküttevõrk. [26]

Tasuvusuuringule tuginedes leiti, et andmekeskuse heitsoojuse ärakasutamine on isetasuv. Andmekeskuse andmetel põhinev NPV on positiivne nii kaua, kui ei võeta arvesse ühenduste puudumist sobiva kaugküttevõrguga. Tasuvusuuringus on erinevate

kaugküttevõrkudega liitumise kulude hindamised tehtud ning nad muudavad NPV-d iga stsenaariumi puhul tugevasti negatiivseks. [26]

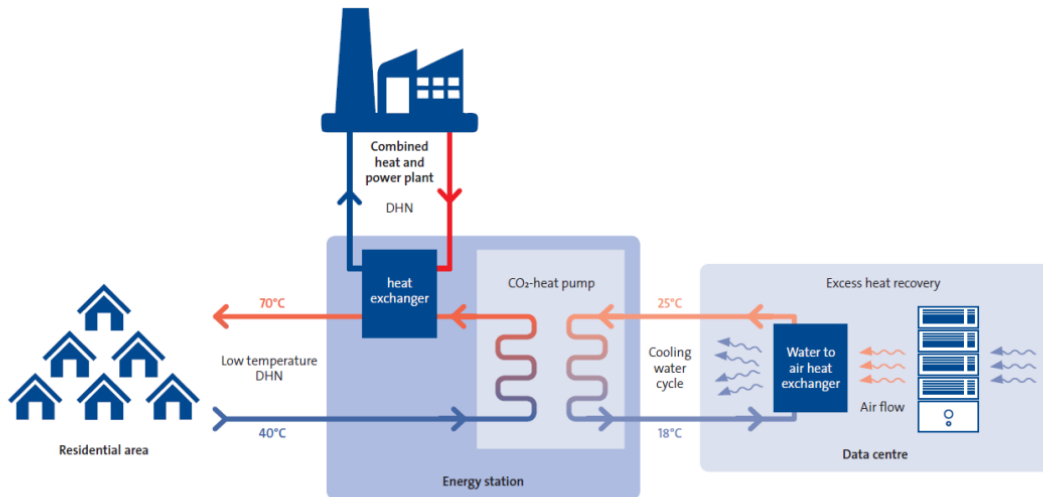
Andmekeskusi kavandades võiks mõelda ka sellele, kas läheduses on olemas töötav kaugküttevõrk piisava soojuskoormusega, kuhu saaks heitsoojust suunata. Teiseks on vaja leida lähim ja sobivaim elektrialajaam. Elektrialajaamade kohad valitakse vastavalt elektrivõrgu vajadustele ja kaugküttevõrku ei pruugi nende läheduses olla. Suuremates linnades võib siiski leiduda alajaamadele sobivaid kohti. Kui on ette teada, et heitsoojust on võimalik müüa, võib see korvata ka kõrgema hinnaga maaostu või rendi andmekeskuse tarbeks. [26]

Soome energiakontsern Fortum kasutab ära heitsoojust Telia 24 MW võimsusega andmekeskusest. Andmekeskusest saab umbes 200 GWh soojust, mis katab 10% aastasest küttevajadusest Espoos. [32]

ReUseHeat projekti raames rajati Saksamaal Braunschweigi (Brunswicki) linnas kaugküttevõrk, kus kasutatakse andmekeskuse heitsoojust. Andmekeskuse heitsoojuse taaskasutamise süsteemi kontseptsiooni illustreerib joonis 3.3. Tegu on madalatemperatuurilise kaugküttevõrguga, mistõttu on soojuskao väiksemad ja soojuspump on efektiivsem, kuna see sõltub soojusallika (andmekeskuse heitsoojuse) ja kaugküttevõrgu temperatuuride vahest. Selleks, et oleks tagatud keskkonnaalne jätkusuutlikkus, kasutatakse soojuspumbas külmaainena CO₂. CO₂ on üks kõige madalama kliimasoojenemise potentsiaaliga külmaainetest. [34]

Tarbijateni jõuab kaugküttevõrgu vesi temperatuuriga 70 °C. Kõrge efektiivsuse saavutamiseks peaks kaugküttevõrgu pealevoolu temperatuur olema võimalikult madal, kuid temperatuur alla 65 °C soodustaks *Legionella* bakteri levikut. [34]

Lahendust võrreldi individuaalsete gaasikatelde kasutamisega ning saadi tulemuseks, et heitsoojuse kasutamisel saavutati CO₂ emissioonide vähenemine 304 t CO₂ võrra. Saavutati ka primaarenergia sääst – primaarenergiat kulus 1,284 MWh võrra vähem. [35]



Joonis 3.3 Andmekeskuse heitsoojuse taaskasutamise kontseptsioon [34]

3.7 Potentsiaalsed asukohad ja soojusallikad soojuspumpadele Tallinna kaugküttevõrgus

Teadusartiklis "Modelling framework for integration of large-scale heat pumps in district heating using low-temperature heat sources: A case study of Tallinn, Estonia" uuriti suuremahuliste soojuspumpade kasutamise potentsiaali Tallinna kaugküttevõrgus. Vaadeldi, mis madalatemperatuurilisi soojusallikaid saaks kasutada. Arvesse võeti heitsoojusallikad ja looduslikud soojusallikad, tööstuslikku jääksoojust ei arvestatud. Potentsiaalsed suuremahuliste soojuspumpade asukohad, soojusallikad, piirangud ja kaugused olemasolevast kaugküttevõrgust on välja toodud joonisel 3.4 ja tabelis 3.2. [12]

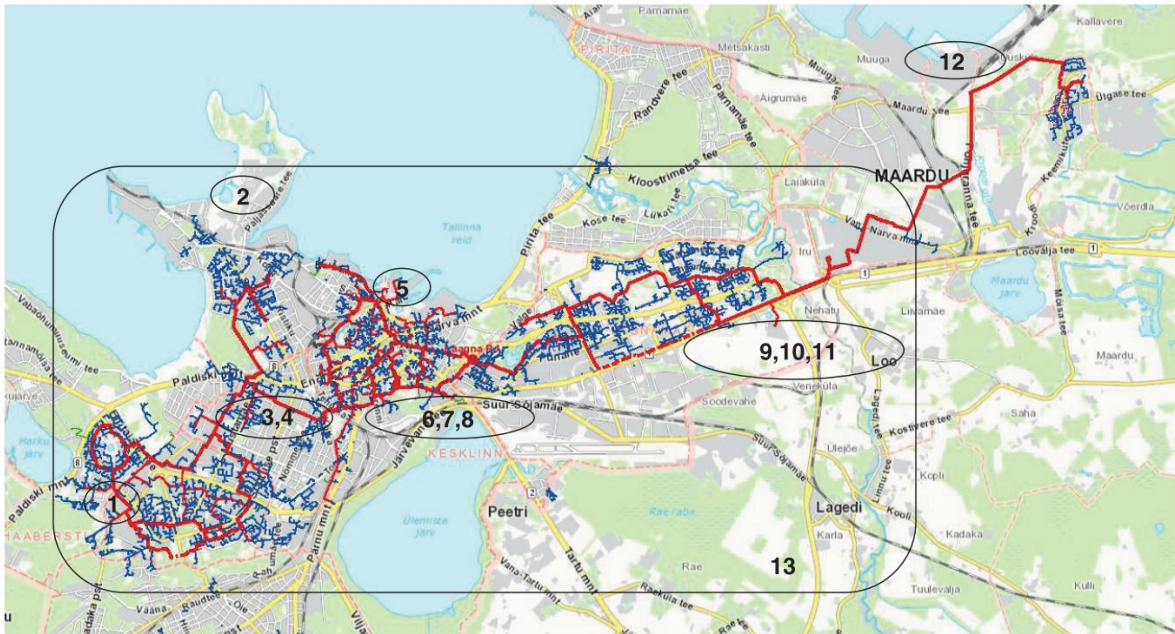


Figure 2: Possible locations for large-scale HPs and DH network of Tallinn

Joonis 3.4 Potentsiaalsed asukohad soojuspumpadele Tallinna kaugküttevõrgu läheduses [12]

Tabel 3.2 Potentsiaalsed asukohad soojuspumpadele, piirangud ja kaugus kaugküttevõrgust [12]

	Asukoht	Soojusallikas	Piirangud	Kaugus võrgust (km)
1	Biomassil põhinev koostootmisjaam	Põhjavesi	2 MW	0
2	Reoveepuhastusjaam	Reovesi	4000–14000 m ³ /h	2,5
3	Katlamaja	Välisõhk	10 MW	0
4	Katlamaja	Põhjavesi	1 MW	0
5	Kesklinn	Merevesi	Pole piiranguid	0,2
6	Katlamaja	Järvevesi	1200 m ³ /h	0,3
7	Katlamaja	Põhjavesi	1 MW	0
8	Katlamaja	Välisõhk	10 MW	0

9	Biomassil põhinev koostootmisjaam	Jõevesi	6000-25000 m ³ /h	0,6
10	Biomassil põhinev koostootmisjaam	Välisõhk	24 MW	0
11	Biomassil põhinev koostootmisjaam	Põhjavesi	6 MW	0
12	Maardu	Merevesi	Soojusvajadus	2,0
13	100 m kaugküttevõrgust	Põhjavesi	6 MW	0,1

Punktis 10 asuva koostootmisjaama on juba paigaldatud vedelikjahutid suviseks jahutuseks. Eeldati, et neid saab talvel kasutada õhksoojuspumpade aurustite soojusallikana, kuna nad sisaldavad glükooli ja vee segu. [12]

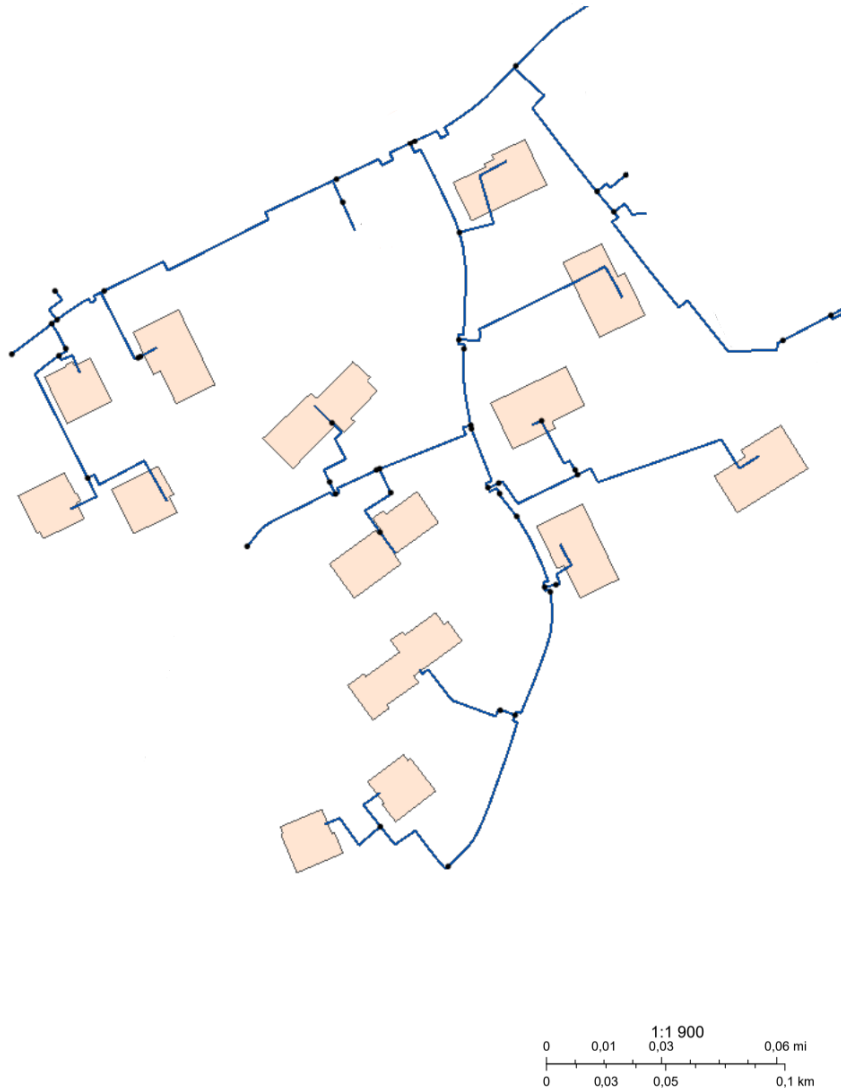
3.8 Takistused ja soodustavad faktorid

Madalat temperatuuri peetakse üheks faktoriks, mis mõjutab *Legionella* bakterite kasvu. Detsentraliseeritud sojussõlmed võivad olla efektiivseks lahenduseks mitte ainult tagasivoolu temperatuuride alandamiseks, vaid ka *Legionella* leviku tõkestamiseks. Teiseks lahenduseks on sooja tarbevee temperatuuri tõstmiseks täiendava elektrilise soojenduse kasutamine kaugküttesüsteemi ja kuumaveepaagi vahel. [2]

Heitsoojuse laialdasemat kasutamist kaugküttevõrkudes võib pidurdada ka see, et soojuspumpade kasutuselevõttuga ning kaugküttevõrgu laiendamisega (kui heitsoojuse allikas asub olemasolevast võrgust kaugel) kaasnevad suured investeeringud. [33]

4. JUHTUMIANALÜÜS

Selles juhtumianalüüsis analüüsitakse soojuspumpade kasutamist kaugküttevõrgus ühe Tallinna uuslamurajooni näitel (vt joonis 4.1). Hoonete tehnilised andmed saadakse riiklikust ehitisregistrist [36]. Soojustarbimise andmed pärinevad AS-i Utilitas Tallinn andmebaasist. Kasutatakse 2021. aasta soojustarbimise andmeid tunni täpsusega.



Joonis 4.1 Uuslamurajooni soojusvõrkude skeem

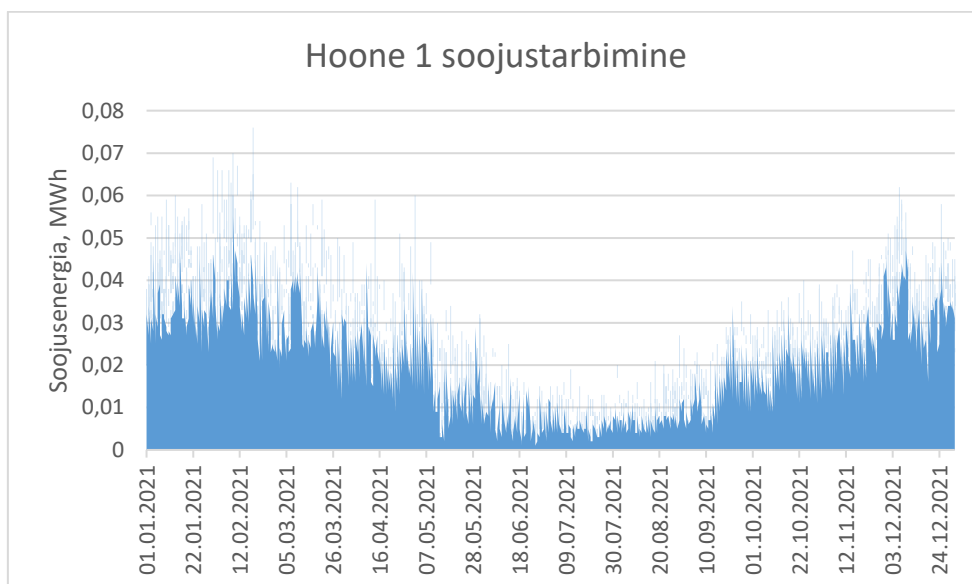
Selles uuselamurajoonis on kasutusel kaugküttetorustik läbimõõduga vahemikus DN40 kuni DN250. Torustiku lõigud on ehitatud aastatel 2014-2019. Kogu uuselamurajooni hooneid varustava kaugküttetorustiku pikkus on 1557,9 m.

4.1 Hoonete soojustarbimise analüüs

Soojusvajaduse analüüs põhineb 14 Tallinnas asuva hoone tunnipõhistel soojusenergia tarbimisandmetel.

Hoone 1: Esmase kasutuselevõtu aasta 2018, köetav pind 2158,7 m², maht 6440,0 m³, soojustagastusega ventilatsioon, 29 korterit.

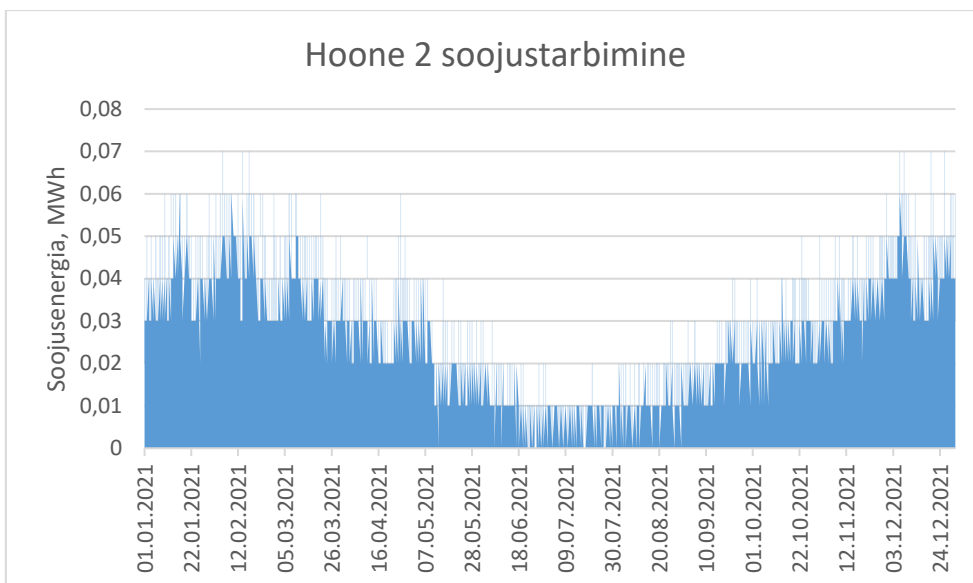
Hoone 1 aastane soojustarbimine on 173,492 MWh (vt joonis 4.2).



Joonis 4.2 Hoone 1 soojusenergia tarbimine

Hoone 2: Esmase kasutuselevõtu aasta 2019, köetav pind 2414,5 m², maht 8324,0 m³, sundsissepuhe ja -väljatõmme ja soojustagastusega ventilatsioon, 33 korterit.

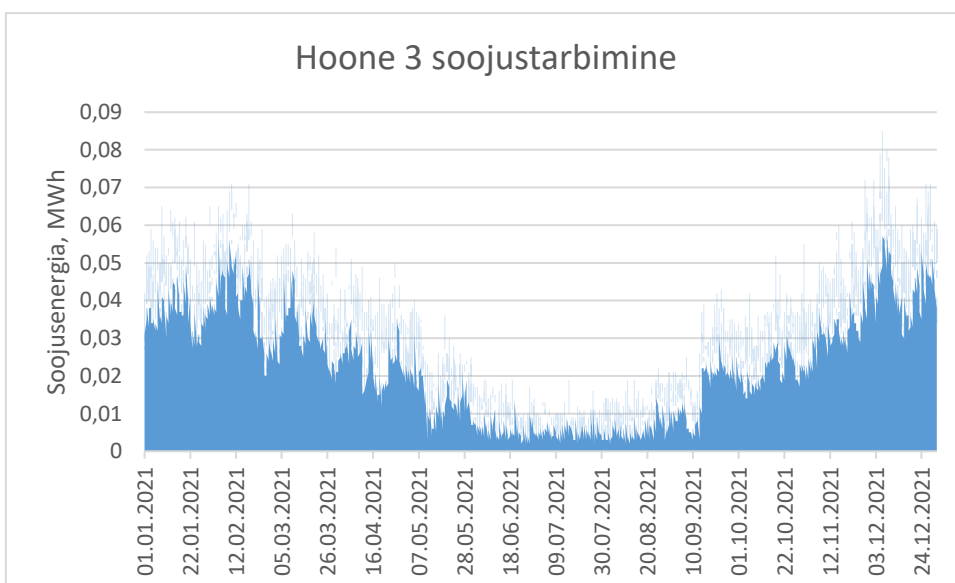
Hoone 2 aastane soojustarbimine on 208,68 MWh (vt joonis 4.3).



Joonis 4.3 Hoone 2 soojusenergia tarbimine

Hoone 3: Esmase kasutuselevõtu aasta 2020, köetav pind 2797,1 m², maht 11275,0 m³, sundsissepuhe ja -v lajat mme, 36 korterit, energiaklass B.

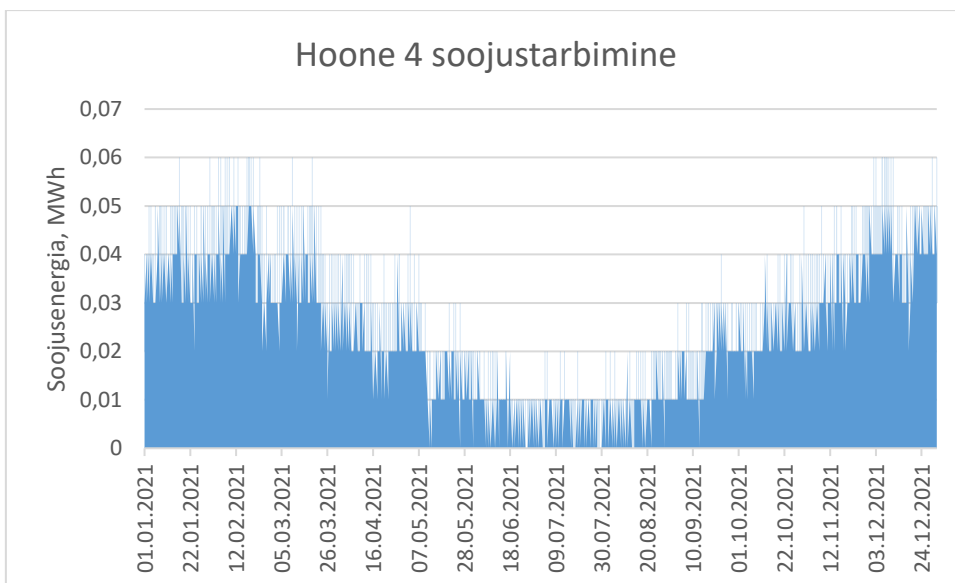
Hoone 3 aastane soojustarbimine on 212,591 MWh (vt joonis 4.4).



Joonis 4.4 Hoone 3 soojusenergia tarbimine

Hoone 4: Esmase kasutuselevõtu aasta 2019, köetav pind 2435,3 m², maht 9298,0 m³, sundsissepuhe ja -v lajat mme ja soojustagastusega ventilatsioon, 33 korterit.

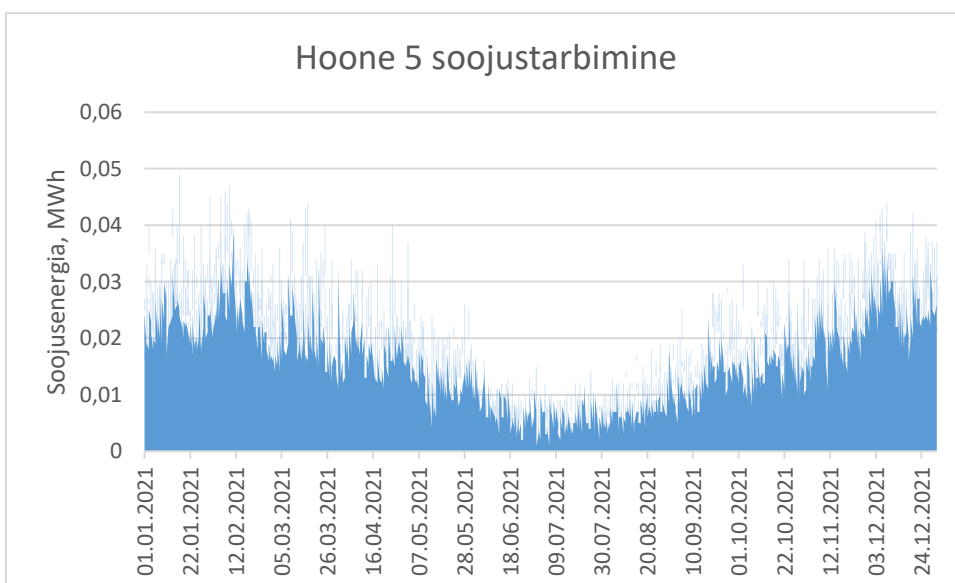
Hoone 4 aastane soojustarbimine on 196,96 MWh (vt joonis 4.5).



Joonis 4.5 Hoone 4 soojusenergia tarbimine

Hoone 5: Esmase kasutuselevõtu aasta 2018, köetav pind 1306,7 m², maht 5535,0 m³, soojustagastusega ventilatsioon, 20 korterit, energiaklass B.

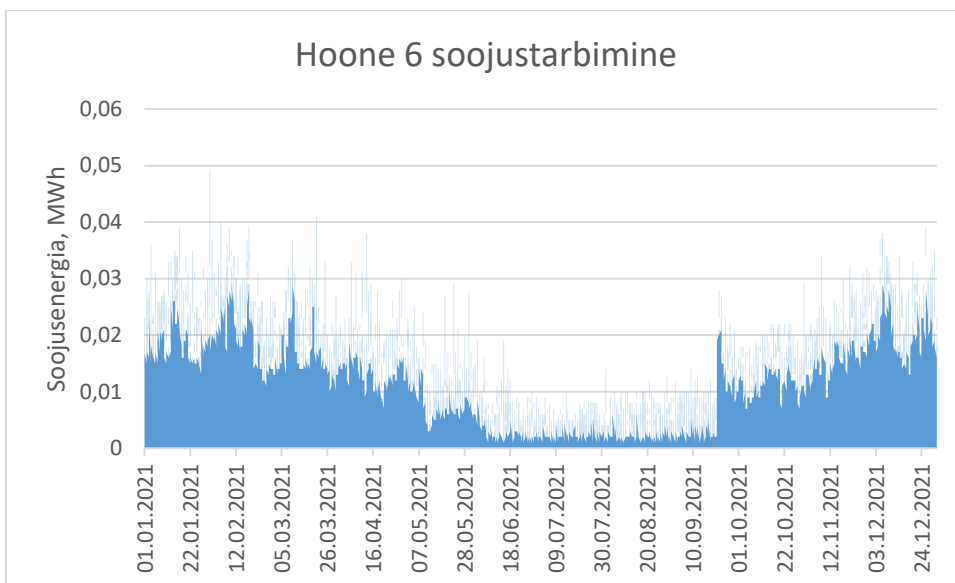
Hoone 5 aastane soojustarbimine on 131,31 MWh (vt joonis 4.6).



Joonis 4.6 Hoone 5 soojusenergia tarbimine

Hoone 6: Esmase kasutuselevõtu aasta 2018, köetav pind 1306,9 m², maht 5535,0 m³, soojustagastusega ventilatsioon, 20 korterit.

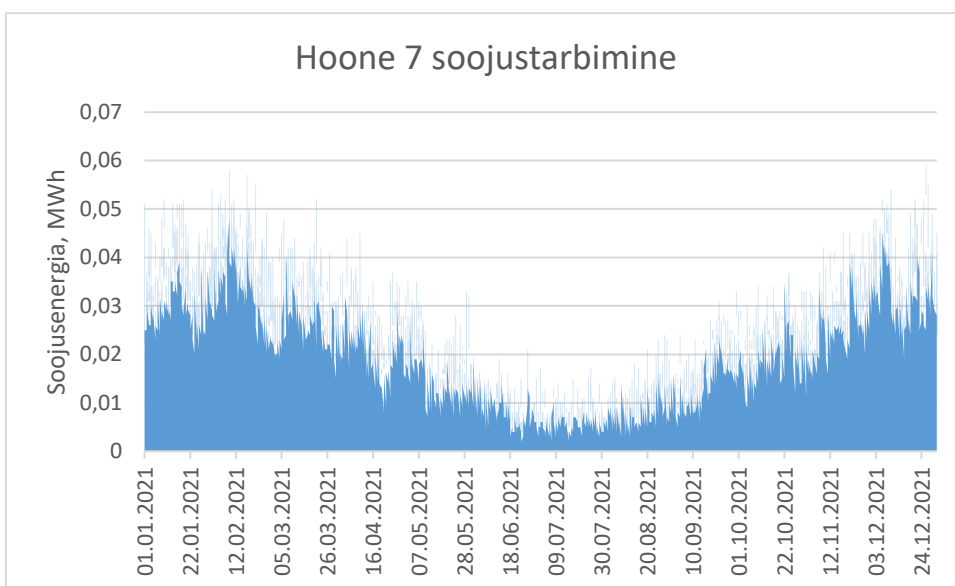
Hoone 6 aastane soojustarbimine on 106,081 MWh (vt joonis 4.7).



Joonis 4.7 Hoone 6 soojusenergia tarbimine

Hoone 7: Esmase kasutuselevõtu aasta 2019, köetav pind 2157,1 m², maht 7314,0 m³, sundsissepuhe ja -väljatõmme ja soojustagastusega ventilatsioon, 29 korterit.

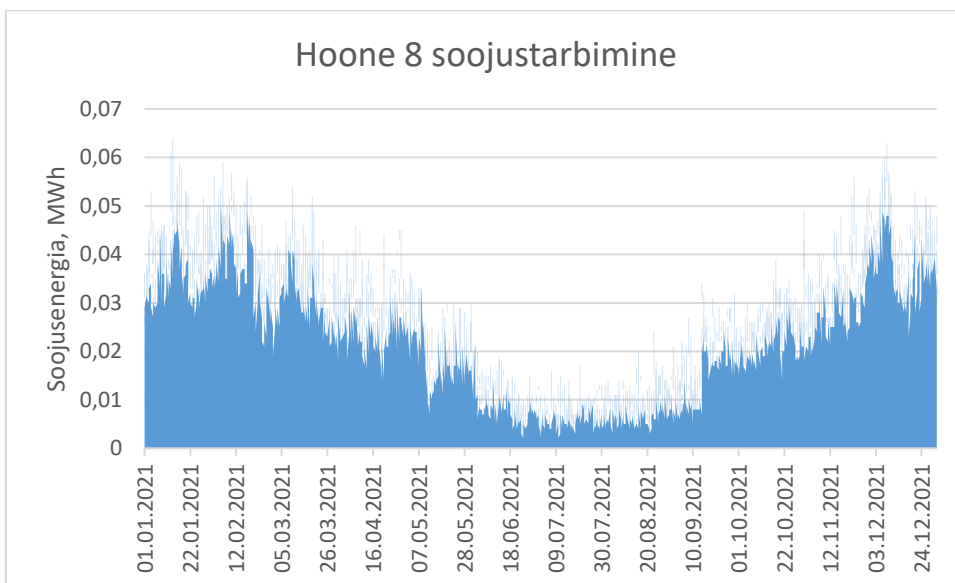
Hoone 7 aastane soojustarbimine on 166,192 MWh (vt joonis 4.8).



Joonis 4.8 Hoone 7 soojusenergia tarbimine

Hoone 8: Esmase kasutuselevõtu aasta 2019, köetav pind 2414,5 m², maht 8324,0 m³, sundsissepuhe ja -väljatõmme ja soojustagastusega ventilatsioon, 33 korterit.

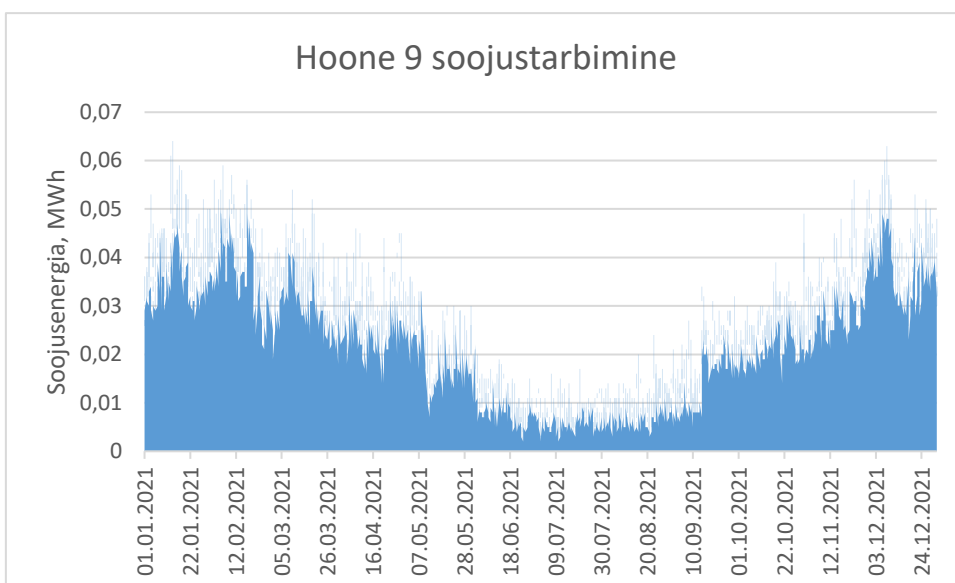
Hoone 8 aastane soojustarbimine on 186,118 MWh (vt joonis 4.9).



Joonis 4.9 Hoone 8 soojusenergia tarbimine

Hoone 9: Esmase kasutuselevõtu aasta 2016, köetav pind 2174,1 m², maht 6440,0 m³, sundsissepuhe ja -väljatõmme, 26 korterit, energiaklass B.

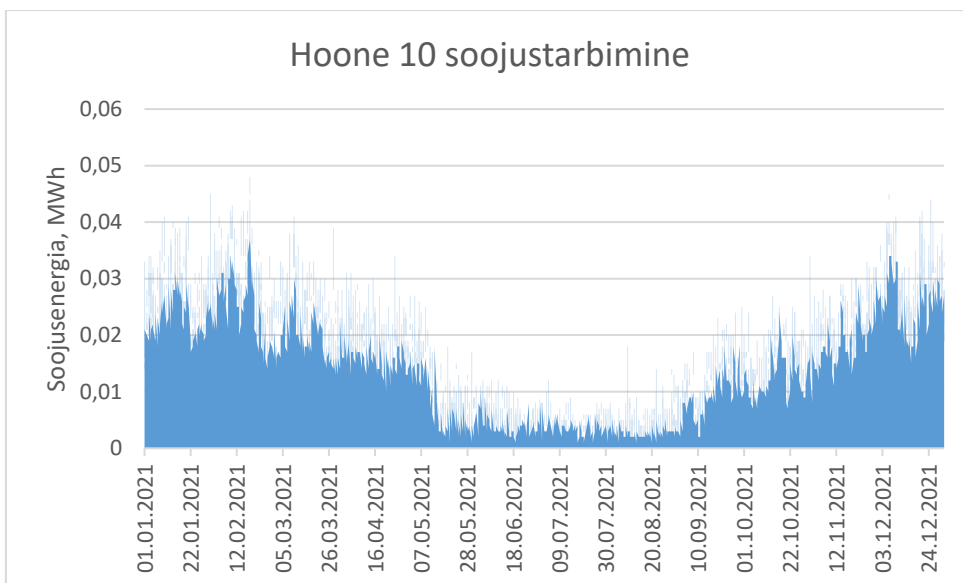
Hoone 9 aastane soojustarbimine on 186,118 MWh (vt joonis 4.10).



Joonis 4.10 Hoone 9 soojusenergia tarbimine

Hoone 10: Esmase kasutuselevõtu aasta 2017, köetav pind 1313,6 m², maht 5535,0 m³, soojustagastusega ventilatsioon, 20 korterit.

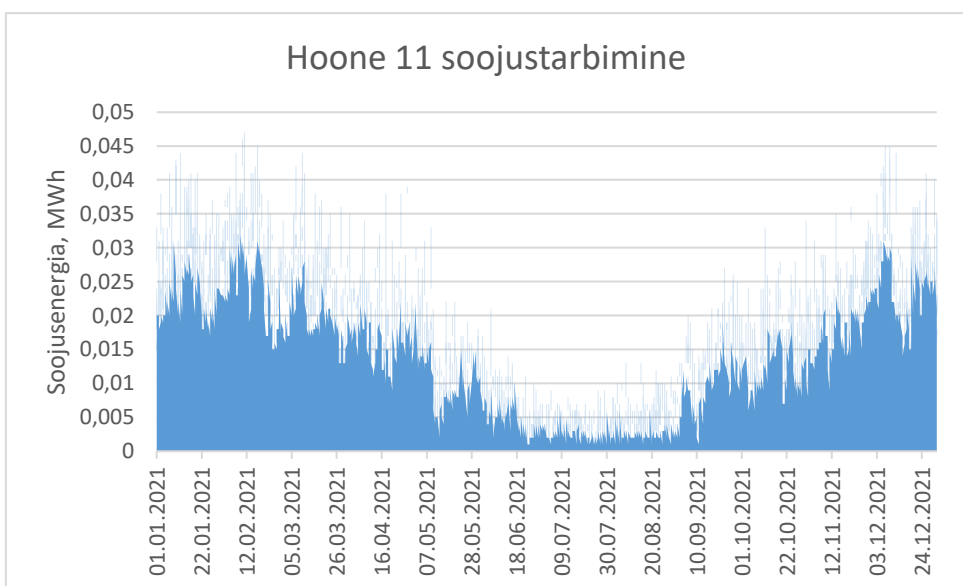
Hoone 10 aastane soojustarbimine on 122,348 MWh (vt joonis 4.11).



Joonis 4.11 Hoone 10 soojusenergia tarbimine

Hoone 11: Esmase kasutuselevõtu aasta 2017, köetav pind 1313,6 m², maht 5535,0 m³, soojustagastusega ventilatsioon, 20 korterit.

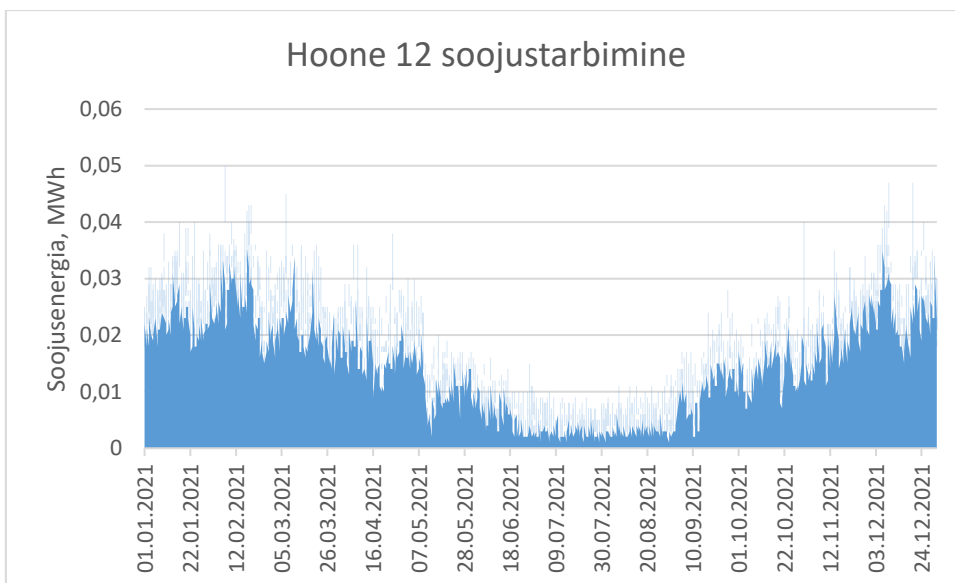
Hoone 11 aastane soojustarbimine on 120,759 MWh (vt joonis 4.12).



Joonis 4.12 Hoone 11 soojusenergia tarbimine

Hoone 12: Esmase kasutuselevõtu aasta 2017, köetav pind 1309,6 m², maht 5535,0 m³, soojustagastusega ventilatsioon, 20 korterit.

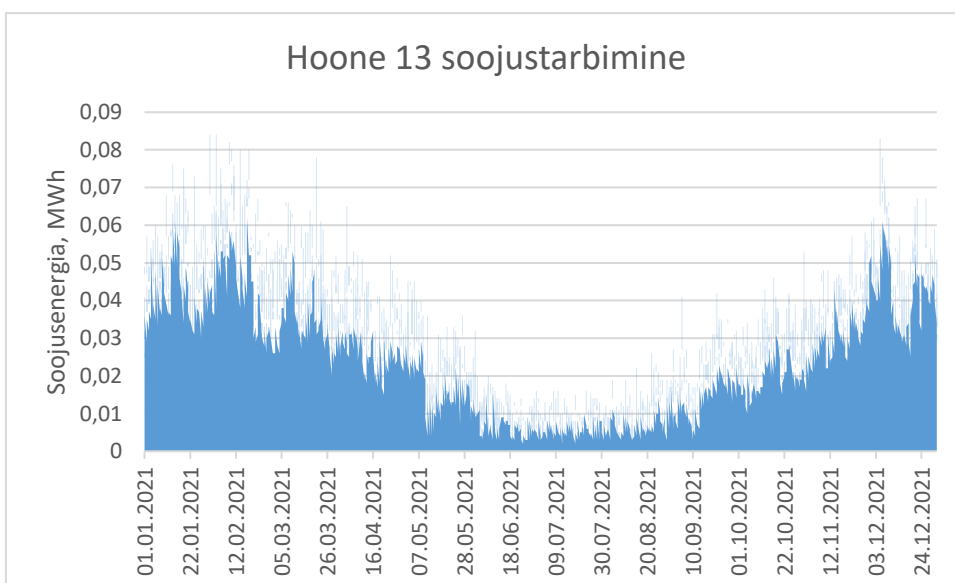
Hoone 12 aastane soojustarbimine on 126,228 MWh (vt joonis 4.13).



Joonis 4.13 Hoone 12 soojusenergia tarbimine

Hoone 13: Esmase kasutuselevõtu aasta 2018, köetav pind 2793,9 m², maht 9990,6 m³, soojustagastusega ventilatsioon, 36 korterit.

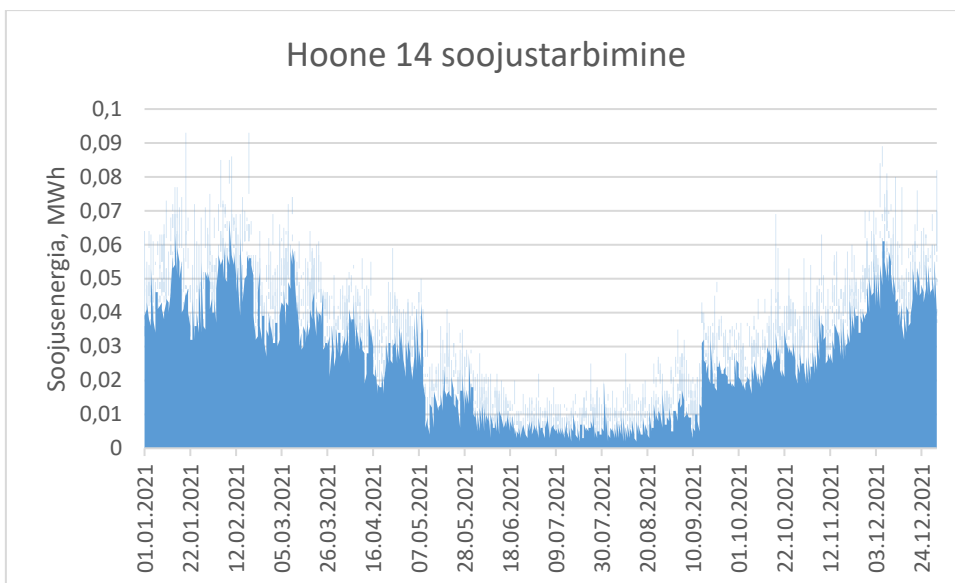
Hoone 13 aastane soojustarbimine on 213,138 MWh (vt joonis 4.14).



Joonis 4.14 Hoone 13 soojusenergia tarbimine

Hoone 14: Esmase kasutuselevõtu aasta 2020, köetav pind 2791,3 m², maht 11275,0 m³, sundsissepuhe ja -väljatõmme, 36 korterit.

Hoone 14 aastane soojustarbimine on 244,307 MWh (vt joonis 4.15).

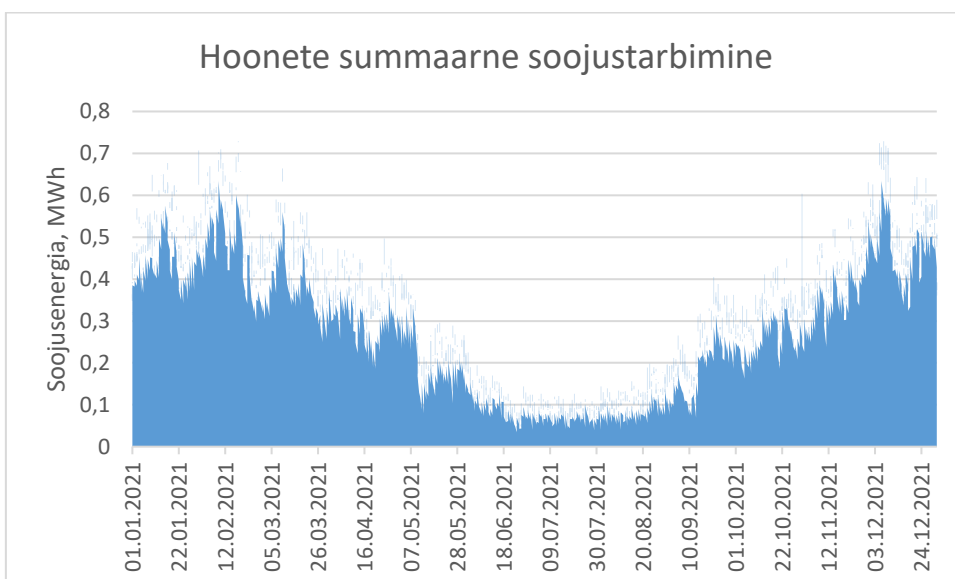


Joonis 4.15 Hoone 14 soojusenergia tarbimine

Selle uuslamurajooni hoonete summaarne aastane soojustarbimine aastal 2021 oli 2394,322 MWh (vt joonis 4.16), millest 1749,056 MWh kulus ruumide kütteks ning 645,266 MWh oli sooja tarbevee tarbimine. Küttekoormus sõltub välisõhu temperatuurist, kuid sooja tarbevee tarbimine on aasta lõikes enam-vähem konstantne. Hinnanguline sooja tarbevee koormus saadi vastavalt suveperioodi tarbimisele, kui küttekoormus puudub.

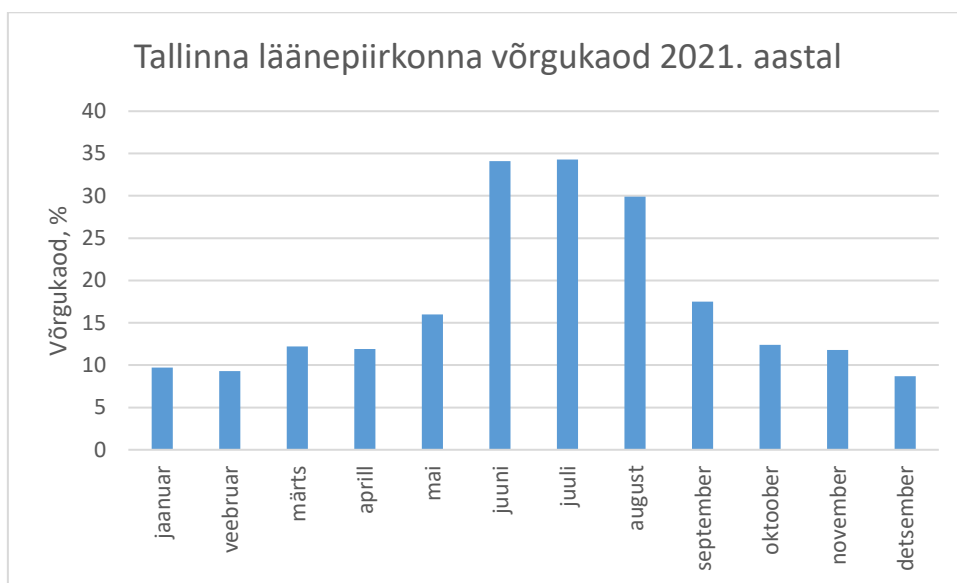
14 hoone summaarne köetav pind on 28 686,9 m². Hoonete keskmine soojusenergia kasutus on 61 kWh/(m²a).

Vahemikus 1990-2010 kasutusele võetud korterelamute uuringu alusel oli keskmine ruumide kütte soojusenergia kasutus 102 kWh/(m²a). [37]



4.2 Praegune soojusvarustuse lahendus

Praegu on selle uuselamurajooni soojusvarustus lahendatud kaugkütte baasil. 2021. aasta andmetel olid selles kaugküttepiirkonnas (Tallinna lääne soojusvõrgupiirkonnas) võrgukaod keskmiselt 12,8%. Kõige madalamad olid võrgukaod detsembrikuus (8,7%) ning kõige kõrgemad juulikuus (34,8%). Võrgukaod kuude kaupa on näidatud joonisel 4.17.



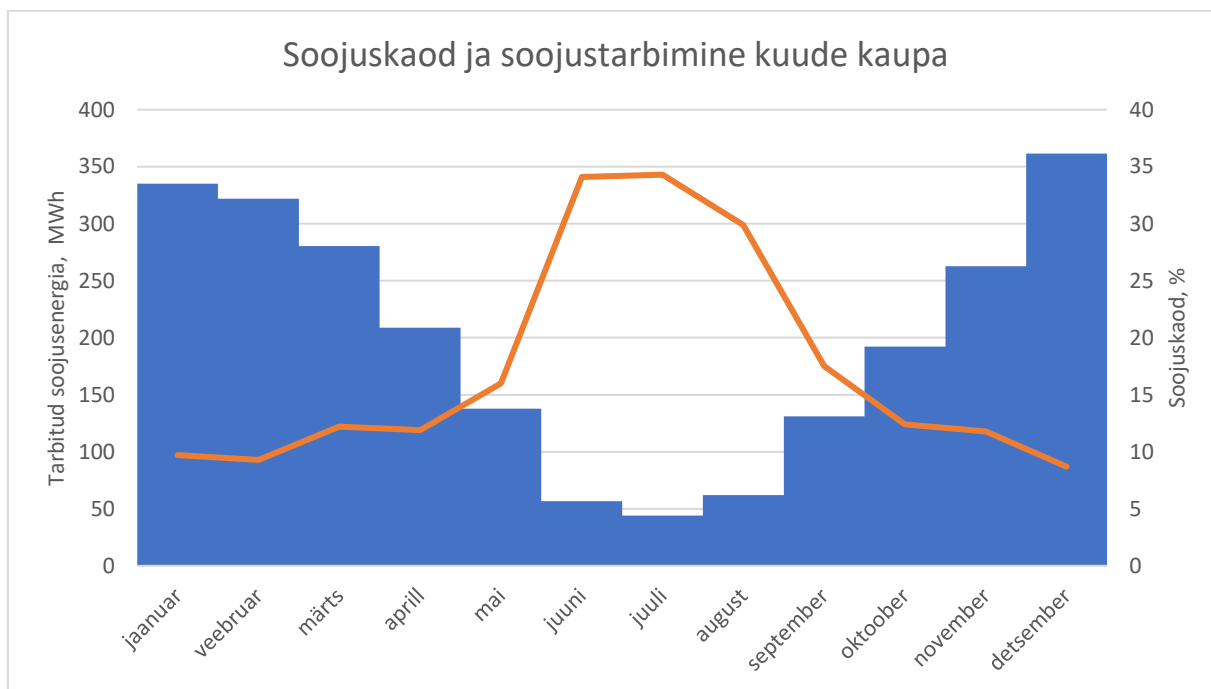
Joonis 4.17 Tallinna lääne soojusvõrgupiirkonna võrgukaod 2021. aastal

Neid 14 hoonet varustava võrgu kaod on 239,85 MWh/a ehk keskmiselt 10,02% aastas. Võrgukadude arvutamisel võtsin ümbritseva keskkonna temperatuuriks 8 °C. Võrgu talviseks (periood oktoobrist kuni aprillini) pealevoolu temperatuuriks võtsin 79,36 °C ja tagasivoolu temperatuuriks 44,75 °C. Võrgu suviseks (periood maist kuni septembrini) pealevoolu temperatuuriks võtsin 69,61 °C ja tagasivoolu temperatuuriks 43,83 °C.

Kui temperatuurigraafikuks on 60/30 °C, siis on võrgukaod 172,37 MWh/a ehk keskmiselt 7,34% aastas. Temperatuurigraafiku alandamisega vähenesid võrgukaod 28,13%.

Soojuskaod varieeruvad aasta lõikes. Suvel on soojuskaod suuremad, sest küttekooormuse puudumise tõttu on tarbimine väiksem ning ka soojuskandja temperatuur on madalam.

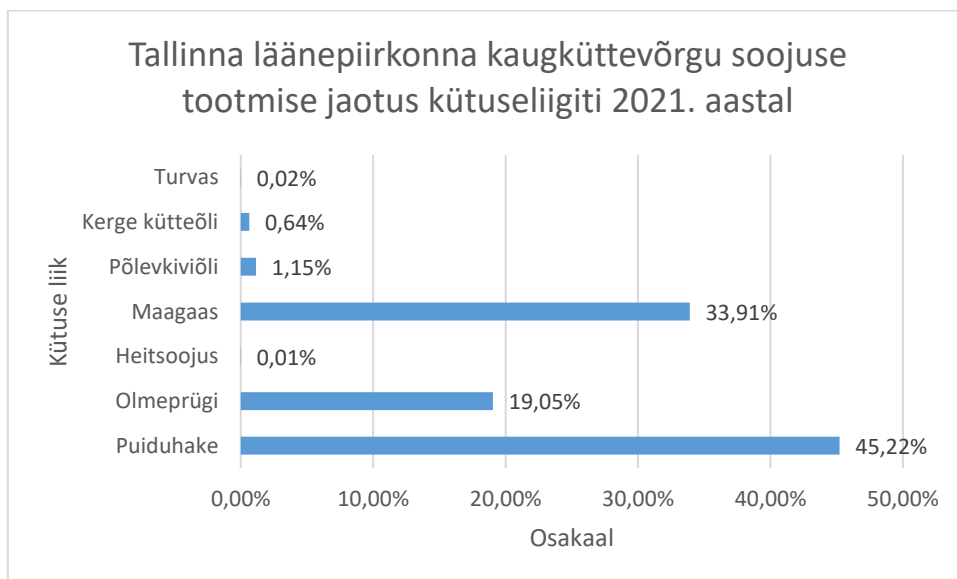
Alloleval joonisel 4.18 on kuude kaupa näidatud nii soojuskaod kui ka soojustarbimine.



Joonis 4.18 Hoonete soojustarbimine ja soojusvõrgu kaod 2021. aastal

Selle kaugküttevõrgu piirkonna CO₂ eriheitetegur oli 2021. aastal 0,088 t CO₂/MWh.

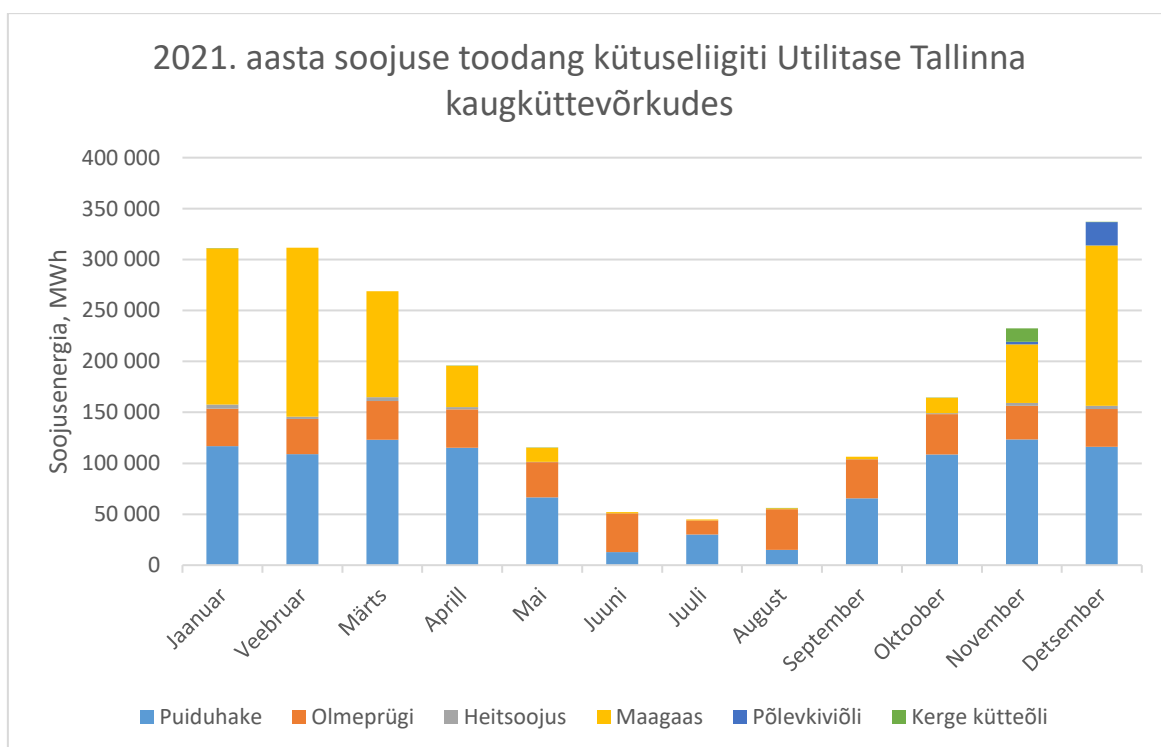
Selles kaugküttevõrgu piirkonnas kasutati soojuse tootmisel 2021. aastal järgmisi kütuseid: 45,22 % puiduhake, 19,05% olmeprügi, 0,01% heitsoojus, 33,91% maagaas, 1,15% põlevkiviõli, 0,64% kerge kütteõli, 0,02% turvas.



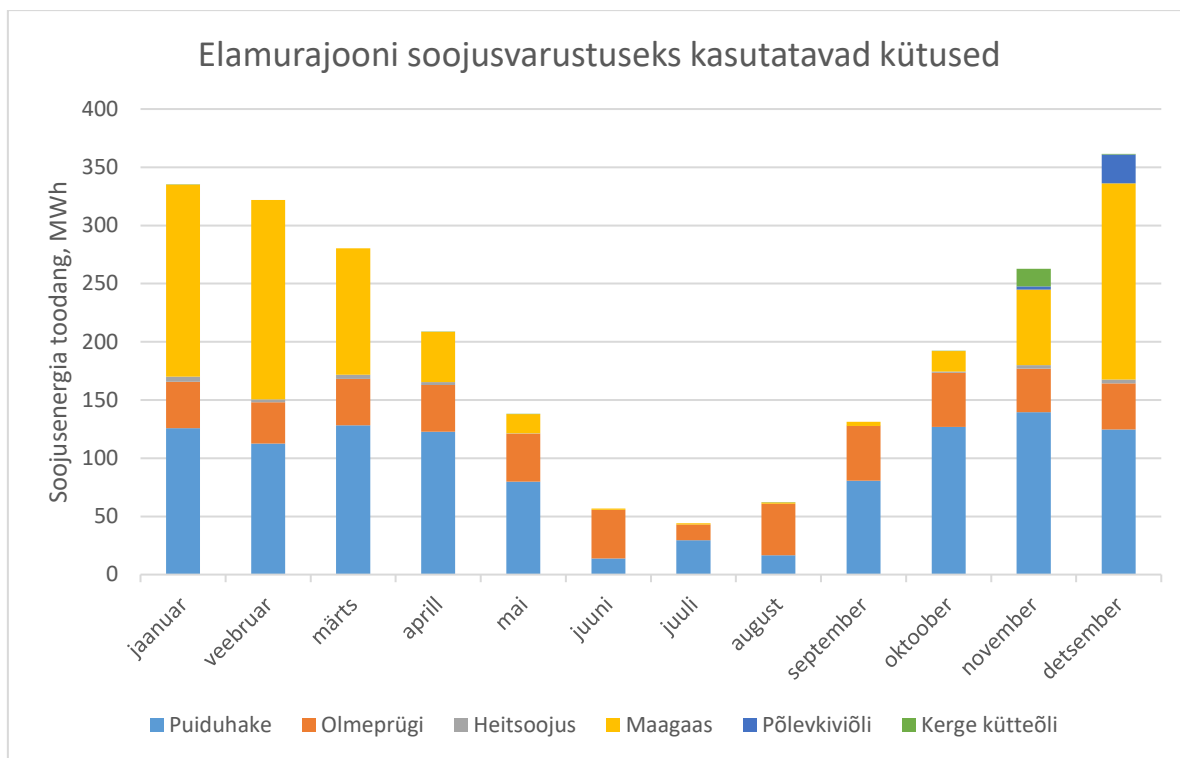
Joonis 4.19 Tallinna lääne soojusvõrgupiirkonna soojuse tootmise jaotus kütuseliigiti 2021. aastal

Alloleval joonisel 4.20 on välja toodud 2021. aasta soojustoodang (MWh) kütuseliigiti Utilitase Tallinna kaugküttevõrkudes. Kuna puudub informatsioon konkreetset elamurajooni soojustega varustava kaugküttevõrgu soojustoodangu kohta, siis võtsin eelduseks, et kütuse osakaalud on samad.

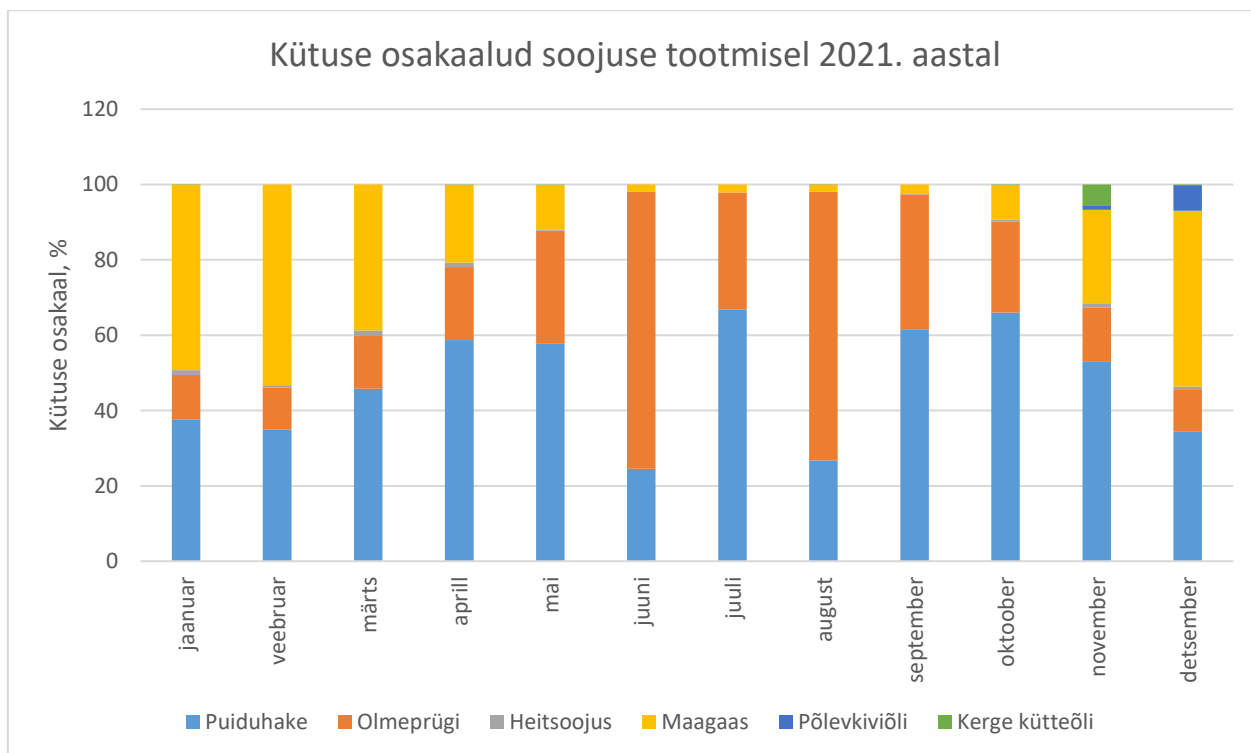
Kogu Utilitase soojustoodang kütuseliigiti Tallinnas jaguneb järgmiselt: 45,63% puiduhake, 19,22% olmeprügi, 0,87% heitsoojus, 32,47% maagaas, 1,16% põlevkiviõli, 0,64% kerge kütteõli.



Joonis 4.20 Utilitase Tallinna kaugküttevõrkudes soojustootmise jaotus kütuseliigiti 2021. aastal



Joonis 4.21 Elamurajooni soojusvarustuseks toodetava soojuste jaotus kütuseliigiti 2021. aastal



Joonis 4.22 Kütuse osakaalud soojuste tootmisel 2021. aastal

AS Utilitas Tallinn toodab soojust peamiselt puiduhakkest soojuste ja elektrienergia koostootmise režiimis. Soojuse baaskoormuse katavad koostootmisjaamad: Tallinna

SEJ 1 (Väo I), Tallinna SEJ 2 (Väo II), Iru prügipõletusjaam ja Mustamäe koostootmisjaam. Kõik eelmainitud koostootmisjaamad välja arvatud Iru kasutavad kütusena puiduhaket, vajadusel ka freesturvast. Maagaasi kasutatakse ennekõike koostootmisjaamade hooldusperioodil ning talvise tipukoormuse katmiseks. Olmeprügist toodetakse soojust ja elektrit Iru elektrijaama jäätmepõletusplokis. 2021. aastal kasutati vähesel määral ka põlevkiviõli. Vene-Ukraina sõja, regiooni gaasinappuse ja põlevkiviõli olemasolu tõttu asendati osa maagaasi põlevkiviõliga, mis aitas vähendada gaasitarbimist. Põlevkiviõli näol oli tegemist ajutise lahendusega, mis aitas energiakriisi olukorras tagada kaugkütteteenuse varustuskindlust ja leevendada hinnatõusu kaugküttetarbijatele. Põlevkiviõli kasutatakse vaid erandlikul juhul, kuna põlevkiviõli saastab keskkonda enam kui maagaas.

4.3 Primaarenergia tarbimine

Primaarenergia on 1 kWh tarnitud energia tootmiseks vajalik esmane energiahulk taastuvatest ja mittetaastuvatest energiaallikatest, mis sisaldab kõiki energiaallika ammutamise, energia tootmise, ülekande ja jaotamise kadusid. [38]

Energiakandjate kaalumisteguritega võetakse arvesse tarnitud energia tootmiseks vajalik primaarenergia kasutus ja selle keskkonnamõju. [38]

Energiakandjate kaalumistegurid on järgmised:

1. taastuvtoormel põhinev kütus (puit ja puidupõhine kütus ning muu biokütus, välja arvatud turvas ja turbabrikett) – 0,65;
2. kaugküte – 0,9;
3. tõhus kaugküte – 0,65;
4. kaugjahutus – 0,4;
5. tõhus kaugjahutus – 0,2;
6. vedelkütus, kütteõli ja vedelgaas – 1,0;
7. maagaas – 1,0;
8. tahke fossiilkütus – 1,0;
9. turvas ja turbabrikett – 1,0;
10. elekter – 2,0. [39]

Elektri puhul on primaarenergia faktor primaarenergia kulu elektrienergia tootmiseks ja elektrienergia toodangu suhe (valem 4.1).

$$PEF = \frac{PE_{EE}}{EE}, \quad (4.1)$$

kus PEF – elektrienergia primaarenergia faktor;

PE_{EE} – primaarenergia tarbimine elektrienergia tootmiseks;

EE – elektrienergia toodang. [40]

Soojuspumba primaarenergia tarbimise saab arvutada valemiga 4.2:

$$PE_{HP} = PEF \cdot EE_{HP} = PEF \cdot \frac{Q_{supply}}{COP_{HP}} = \frac{PEF}{COP_{HP}} \cdot Q_{supply}, \quad (4.2)$$

kus PE_{HP} – soojuspumba primaarenergia tarbimine;

EE_{HP} – soojuspumba elektritarbimine;

Q_{supply} – soojuspumbaga tagatav soojushulk;

COP_{HP} – soojuspumba COP. [40]

4.4 Stsenaarium A – koostootmisjaam ja gaasikatel

Stsenaariumi A korral katab baaskoormuse koostootmisjaam ning tipukoormuste katmiseks kasutatakse gaasikatelt. Eeldatakse, et 65% soojustarbimisest kaetakse biomassil töötava koostootmisjaamaga ning 35% soojustarbimisest gaasikatlaga.

Tõhusa kaugkütte puhul on energiakandja kaalumistegur 0,65. Stsenaariumi A puhul on aastane summaarne primaarenergia tarbimine 1556,3093 MWh.

Gaasikatla CO₂ heitmete hindamisel võeti maagaasi CO₂ eriheiteteguriks 0,212 t CO₂/MWh. [41]

Biomassil töötava koostootmisjaama soojuse tootmise süsinikdioksiidi heitmed võrdsustatakse nulliga.

See tähendab, et stsenaariumi A korral tekib CO₂ heitmeid 115,4782 t aastas.

Võrdluseks võib välja tuua, et selle kaugküttepiirkonna CO₂ eriheitetegur oli 2021. aastal 0,088 t CO₂/MWh. See arvestab järgmiste kütuste kasutamist: 45,63% puiduhake, 19,22% olmeprügi, 0,87% heitsoojus, 32,47% maagaas, 1,16% põlevkiviõli, 0,64% kerge kütteõli.

Kui soojuskoormus kaetakse eelnevalt mainitud kütustega, tekib CO₂ emissioone 136,9552 t aastas.

4.5 Stsenaarium B – merevee soojuspump

Stsenaariumi B puhul kasutatakse kaugküttevõrgus ära merevee soojust.

COPi arvutamiseks kasutasin valemit 4.3:

$$COP_{off} = COP_d + a(T_{source,i} - T_{source,i,d}) + b(T_{DH,s} - T_{DH,s,d}) + c(T_{DH,r} - T_{DH,r,d}), \quad (4.3)$$

kus COP_{off} on COP tegelikes töötingimustes,

COP_d on COP projekteeritud tingimustel,

T_{source,i} on soojusallika i temperatuur tegelikes töötingimustes,

T_{source,i,d} on soojusallika i temperatuur projekteeritud tingimustel,

T_{DH,s} on kaugküttevõrgu pealevoolu temperatuur tegelikes töötingimustes,

T_{DH,s,d} on kaugküttevõrgu pealevoolu temperatuur projekteeritud tingimustel,

T_{DH,r} on kaugküttevõrgu tagasivoolu temperatuur tegelikes töötingimustes,

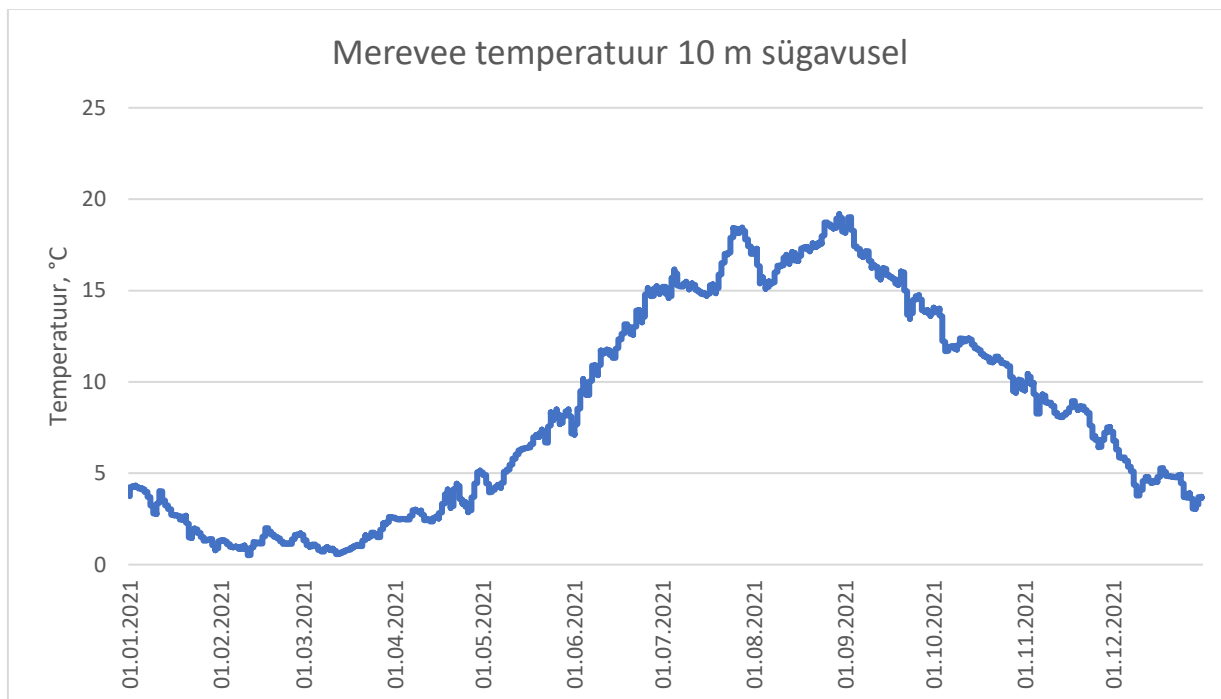
T_{DH,r,d} on kaugküttevõrgu tagasivoolu temperatuur projekteeritud tingimustel,

a, b ja c on lineaarse regressiooni koefitsiendid. [24]

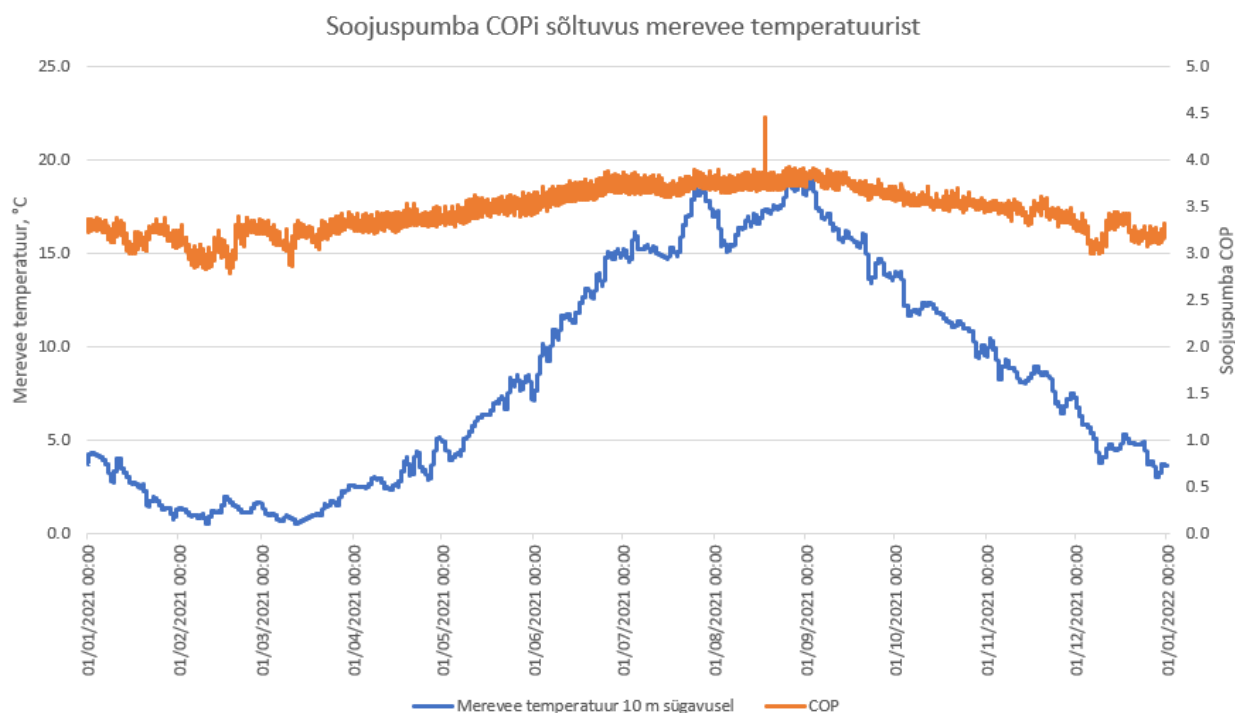
Parameetrid, mida kasutatakse COPi hindamiseks tegelikes töötingimustes, on välja toodud tabelis 4.1. Arvutuste tegemistel kasutati merevee temperatuure 10 m sügavusel (vt joonis 4.25).

Tabel 4.1 Koefitsiendid COPi hindamiseks tegelikes töötingimustes kaugküttevõrgutemperatuuride 90/60 °C juures [24]

Parameeter	Merevesi
T _{source,i,d}	4
COP _d	2,91
a	0,0287
b	-0,0131
c	-0,012



Joonis 4.25 Merevee temperatuur 10 m sügavusel 2021. aastal



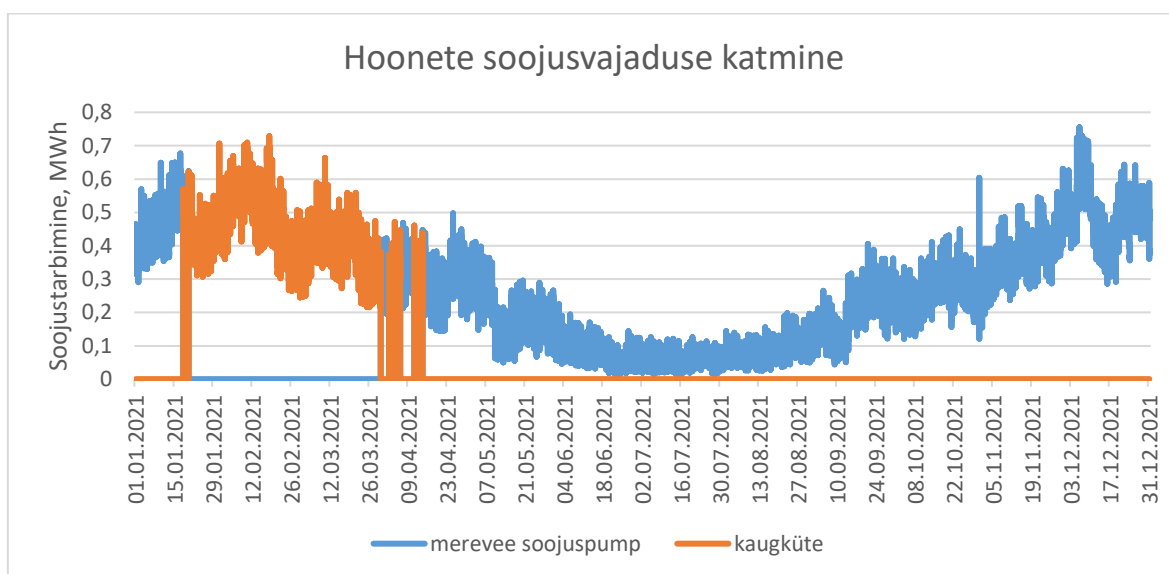
Joonis 4.26 Soojuspumba COPi sõltuvus merevee temperatuurist 2021. aastal

Kui merevee temperatuur on alla 2,5 °C, kasutatakse merevee soojuspumba asemel koostootmisjaamas toodetud soojust (vt joonis 4.27). Selle uuselamurajooni hoonete summaarne aastane soojustarbimine aastal 2021 oli 2394,322 MWh. Kasutades elamurajooni soojusvarustuseks merevee soojuspumpa ja kaugkütet, kaetakse

merevee soojuspumbaga 1630,262 MWh ja kaugküttega 764,060 MWh. Merevee soojuspump töötab 6926 tundi aastas, 1833 tunnil aastas kaetakse hoonete soojustarbimine kaugkütte baasil.

Merevee soojuspumba keskmine COP on 3,517. Soojuspumba elektritarbimine on 463,54 MWh.

2021. aasta andmete näitel kasutatakse koostootmisjaamas toodetud soojust jaanuaris, veebruaris, märtsis ja aprillis.



Joonis 4.27 Hoonete soojusvajaduse katmine merevee soojuspumba baasil ning kaugkütte baasil

Soojuspumba valik tehti vastavalt hoone soojusvajadusele perioodil, mil soojusvarustuseks kasutatakse soojuspumpa. Tipukoormus sel perioodil on 0,756 MWh.

Soojuspumba aastane summaarne primaarenergia tarbimine on 927,0807 MWh.

Tõhusa kaugkütte puhul on energiakandja kaalumistegur 0,65. Kaugkütte puhul on aastane summaarne primaarenergia tarbimine 496,639 MWh.

Stsenaariumi B puhul on aastane primaarenergia tarbimine kokku on 1423,7197 MWh.

2021. aastal oli elektrienergia tootmise eriheitetegur 0,637 kg CO₂ ekv/kWh. [42]

Biomassil (puiduhakkel) töötava koostootmisjaama puhul arvestatakse sellega, et biomassi põletamisel tekkiv CO₂ ekv heide on 0.

See tähendab seda, et stsenaariumi B korral tekiks CO₂ heitmeid 295,27521 t CO₂ ekv aastas.

CO₂ heitkogused on suured, kuna selle stsenaariumi puhul kasutatakse soojuste tootmiseks suurel määral elektrit ning Eestis on elektri CO₂ heitmekoeffitsient kõrge.

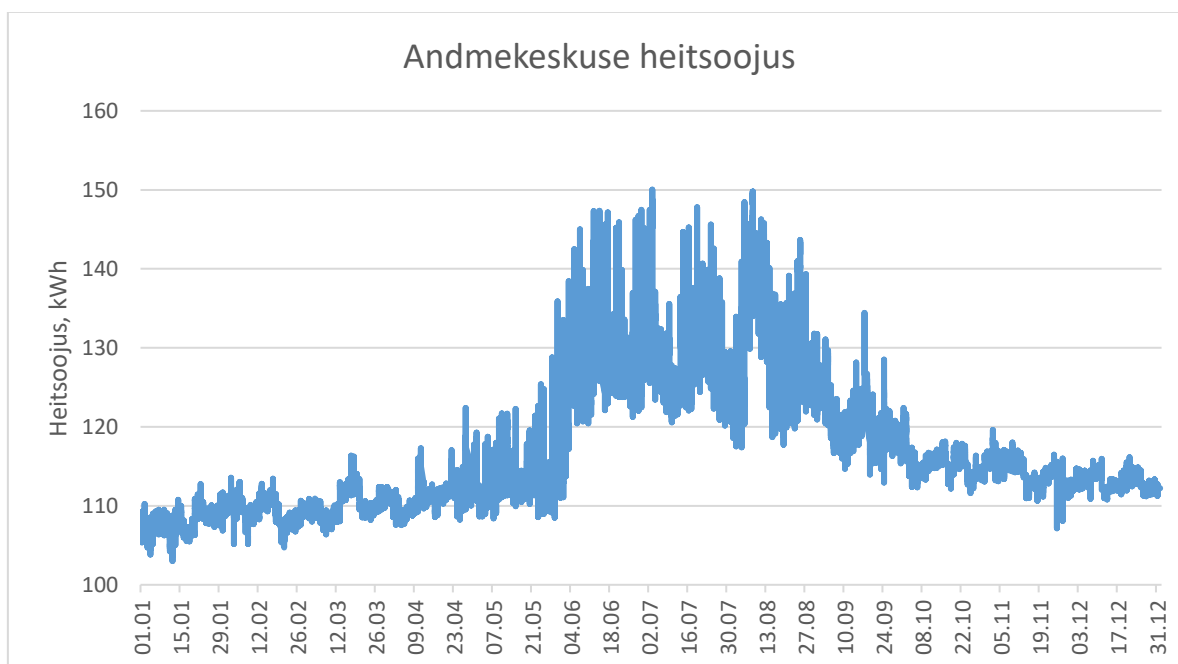
Võimalik oleks kasutada roheline energia elektripaketti, mille puhul kasutatakse elektri tootmiseks 100% taastuvaid energiaallikaid. Sellisel juhul tuleb arvestada suuremate kuludega elektrienergiale.

4.6 Stsenaarium C - andmekeskuse heitsoojus

Stsenaariumi C puhul kasutatakse soojusvõrgus ära andmekeskuse heitsoojust.

Peaaegu kogu andmekeskuses tarbitav elektrienergia (97%) muundub heitsoojuseks. Samas võib eeldada, et 65% kogu andmekeskuse elektrienergiast kulub IT-seadmete tööks ning 35% kulub jahutusprotsesside jaoks. [43]

Andmekeskuse elektritarbimise andmed saadi ühe Lätis asuva andmekeskuse kohta. Andmekeskuse aastane elektritarbimine on 1577,7907 MWh. Heitsoojust tekib 1025,5639 MWh aastas. Andmekeskusest saadava heitsoojuse kogused on näidatud joonisel 4.28.



Joonis 4.28 Andmekeskuse heitsoojus

Selle stsenaariumi puhul kaetakse samuti ülejäänud soojustarve (1368,7581 MWh) koostootmisjaamaga.

COPi arvutamiseks kasutasin valemit 4.3.

Parameetrid, mida kasutatakse COPi hindamiseks tegelikes töötingimustes, on välja toodud tabelis 4.2.

Tabel 4.2 Koefitsiendid COPi hindamiseks tegelikes töötingimustes kaugküttevõrgutemperatuuride 90/60 °C juures [24]

Parameeter	Kõrgetemperatuuriline heitsoojus
T_{source,i,d}	60
COP_d	3,43
a	0,041
b	-0,0202
c	-0,0168

Võetakse eelduseks, et tegu on vedelikjahutusega andmekeskusega, kus heitsoojus on kõrgemal temperatuuril (60 °C).

Andmekeskuse soojuspumba aasta keskmine COP on 4,02391. Sellise COPi puhul on soojuspumba elektritarbimine 254,8673 MWh aastas.

Soojuspumba primaarenergia tarbimine on 509,7346 MWh aastas.

Elektri eriheiteteguri 0,637 kg CO₂ ekv/kWh juures on soojuspumba aastane CO₂ emissioonide hulk 162,35047 t.

Kaugkütte puhul on aastane primaarenergia tarbimine 889,6928 MWh. Stsenaariumi C korral on aastane summaarne primaarenergia tarbimine 1399,4274 MWh.

Stsenaariumi C korral tekiks CO₂ heitmeid 162,35047 t CO₂ ekv aastas. Biomassil töötava koostootmisjaama soojuse tootmise süsinikdioksiidi heitmed on võrdustatud nulliga.

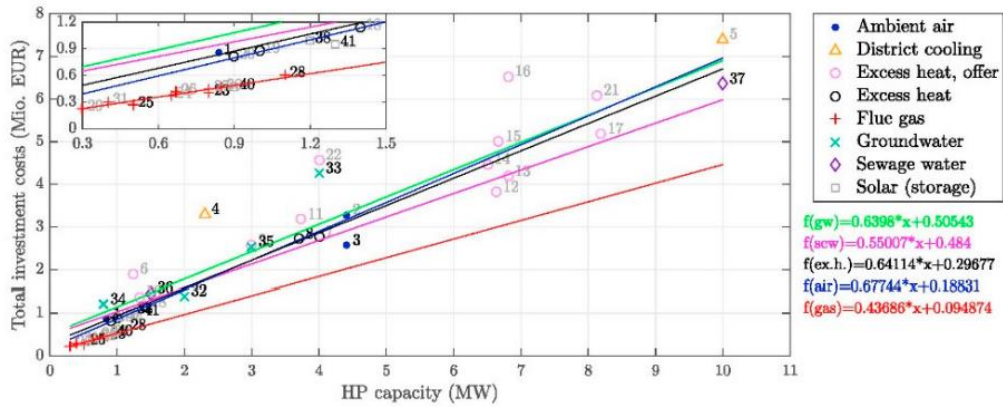
4.7 Investeeringud

Merevee soojuspumba investeeringukulud arvutati vastavalt joonisel 4.29 välja toodud meetodile:

$$f(\text{gw}) = (0,6398 * 0,7 + 0,50543) * 1\,000\,000 = 953\,290 \text{ €}$$

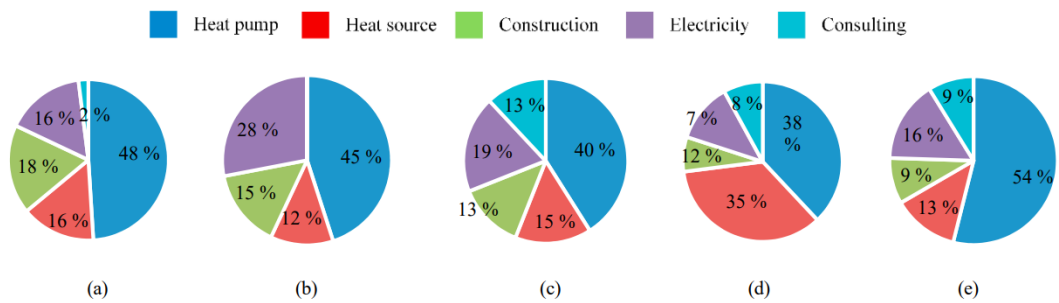
Andmekeskuse soojuspumba investeringukulud:

$$f(\text{ex.h.}) = (0,64114 * 0,7 + 0,29677) * 1\ 000\ 000 = 745\ 568\ \text{€}$$



Joonis 4.29 Soojuspumba investeringukulud sõltuvalt soojusallikast [44]

Joonisel 4.30 on välja toodud soojuspumba investeringukulude jaotus sõltuvalt soojusallikast. Kui soojusallikaks on heitsoojus, siis moodustab koguinvesteeringust 40% soojuspumba maksumus, 15% soojusallikaga seotud kulud, 13% ehituskulud, 19% elektriga seotud investeeringud ning 13% konsulteerimiskulud. Kui soojusallikaks on pinnavesi, siis moodustab koguinvesteeringust 38% soojuspumba maksumus, 35% soojusallikaga seotud kulud, 12% ehituskulud, 7% elektriga seotud investeeringud ning 8% konsulteerimiskulud.



Joonis 4.30 Soojuspumba investeringukulude jaotus sõltuvalt soojusallikast: (a) õhk; (b) suitsugaasid; (c) heitsoojus; (d) pinnavesi; (e) reovesi [44]

Tasandatud soojusenergia hinna (ingl k *Levelised Cost of Heating*, LCOH) soojuspumba kasutamisel arvutan valemiga 4.4:

$$LCOH_{HP} = \frac{CAPEX_{sys} + Price_{el} \cdot \sum_{n=1}^N \left(\frac{W_{sys}}{(1+DR)^n} \right) + \sum_{n=1}^N \left(\frac{OPEX_{f+v}}{(1+DR)^n} \right)}{\sum_{n=1}^N \left(\frac{Q_{yield}(1-SD)^n}{(1+DR)^n} \right)}, \quad (4.4)$$

kus $CAPEX_{sys}$ = investeeringud kapitali või põhivarasse (€);

$OPEX_{f+v}$ = käidu- ja hoolduskulud (püsi- ja muutuvkulud) (€/aastas);

$Price_{el}$ = elektrienergia ühikuhind (€/MWh);

W_{sys} = aastane elektrienergia tarbimine (kWh);

SD = süsteemi degradeerumine (%);

DR = diskontomäär (%);

N = projekti eluiga (aastates);

Q_{yield} = soojustarbimine kaugküttevõrgus (kWh/aastas). [45]

Investeeringute hindamisel võeti ühe meetri kaugküttetorustiku hinnaks 1000€.

Projekti elueaks võeti 30 aastat.

Elektrienergia keskmine hind Eestis 2021. aastal oli 75,96 €/MWh. [46]

Merevee soojuspumba stsenaariumi puhul on LCOH 23,1517 €/MWh ning andmekeskuse soojuspumba stsenaariumi puhul 20,2399 €/MWh.

Stsenaariumi A tasandatud soojusenergia hinna hindamiseks kasutati valemit (4.5) teadusartiklist "A Comparative Cost Assessment of Energy Production from Central Heating Plant or Combined Heat and Power Plant". [47]

$$LCOH = \frac{\sum_t (INV_t + FIXOM_t + VAROM_t + FUEL_t + DECOMM_t) \times (1+r)^{-t}}{\sum_t HEAT_t \times (1+r)^{-t}} \quad (4.5)$$

kus INV_t = investeeringud kapitali või põhivarasse (€);

$FIXOM_t$ = käidu- ja hoolduskulud (püsikulud) (€/aastas);

$VAROM_t$ = käidu- ja hoolduskulud (muutuvkulud) (€/aastas);

$FUEL_t$ = kütusekulud (€/aastas);

$DECOMM_t$ = dekomisjoneerimise kulud (€);

$HEAT_t$ = soojusenergia toodang (kWh/aastas);

r = diskontomäär (%). [47]

Arvutuste tegemisel eeldati, et dekomisjoneerimise kulud moodustavad 25% kapitalikuludest. Diskontomääraks võeti 3% ning projekti elueaks 30 aastat.

Stsenaarium A puhul arvestati kapitalikulude hulka koostootmisjaama investeeringukulud, kaugküttevõrgu investeeringukulud ja gaasikatla investeeringukulud. Lähteandmed koostootmisjaama ja gaasikatla kohta võeti Taani energiaagentuuri kodulehelt [48].

Puiduhakke hinnaks võeti 30 €/m³. Maagaasi hinnaks võeti 0,5 €/m³.

Tulemuseks saadi, et stsenaariumi A puhul on LCOH 49,6474 €/MWh.

Taani energiaagentuuri 2020. aasta andmetel on tööstusliku heitsoojuse baasil töötava 1 MW võimsusega soojuspumba nominaalseks investeeringuks 1,24 (miljonit € MW kohta). Käidu- ja hoolduskulud (muutuvkulud) on 2,69 €/MWh soojuse kohta (ei sisalda kulu elektrienergiale). Fikseeritud käidu- ja hoolduskulud on 2000 €/MW soojuse kohta aastas. Arvutused tehti järgnevatel tingimustel: vesi jahutatakse 25 °C-lt 15 °C-ni, kaugküttevõrgu pealevoolu temperatuur on 70 °C ja tagasivoolu temperatuur 35 °C. [48]

Heitsoojuse kasutamisel 3. põlvkonna kaugküttesüsteemides (kõrge pealevoolu temperatuuriga 90 °C) on majanduslikult otstarbekam kasutada heitsoojust kõrgemal temperatuuril. Heitsoojuse temperatuuri vähenemise korral tasandatud heitsoojusenergia hind (ingl k *Levelised Cost of Excess Heat*, LCOEH) tõuseb. Majanduslikult otstarbekamad on projektid, kus on võimalik heitsoojuse otsene kasutamine ilma temperatuuri muutmata. [49]

20 MW võimsusega merevee soojuspumba nominaalseks investeeringuks on 0,48 (miljonit € MW kohta). Käidu- ja hoolduskulud (muutuvkulud) on 1,19 €/MWh soojuse kohta. Fikseeritud käidu- ja hoolduskulud on 4000€/MW soojuse kohta aastas. Arvutused tehti järgnevatel tingimustel: merevee temperatuur 4 °C, kaugküttevõrgu pealevoolu temperatuur on 80 °C ja tagasivoolu temperatuur 40 °C. [48]

Biomassil (hakkepuidul) töötava 2,93 MW elektrilise võimsusega koostootmisjaama nominaalseks investeeringuks on 6,32 (miljonit € MW elektri kohta). Käidu- ja hoolduskulud (muutuvkulud) on 9,26 €/MWh elektri kohta. Fikseeritud käidu- ja hoolduskulud on 281 000 €/MW elektri kohta aastas. Kaugküttevõrgu temperatuurigraafik on 80 °C/40 °C. [48]

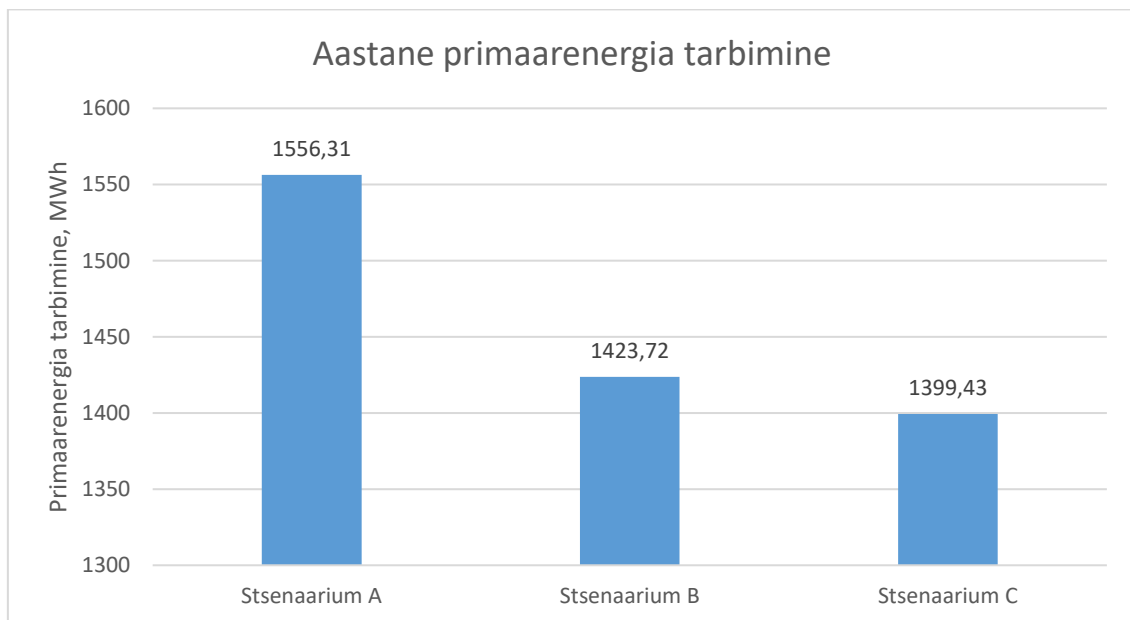
4.8 Tulemuste analüüs

Stsenaariumi A puhul on aastane summaarne primaarenergia tarbimine 1556,3093 MWh ning CO₂ emissioone tekib 115,4782 t CO₂ ekv aastas.

Stsenaariumi B puhul on aastane primaarenergia tarbimine on 1423,7197 MWh ning CO₂ heitmeid tekib 295,27521 t CO₂ ekv aastas.

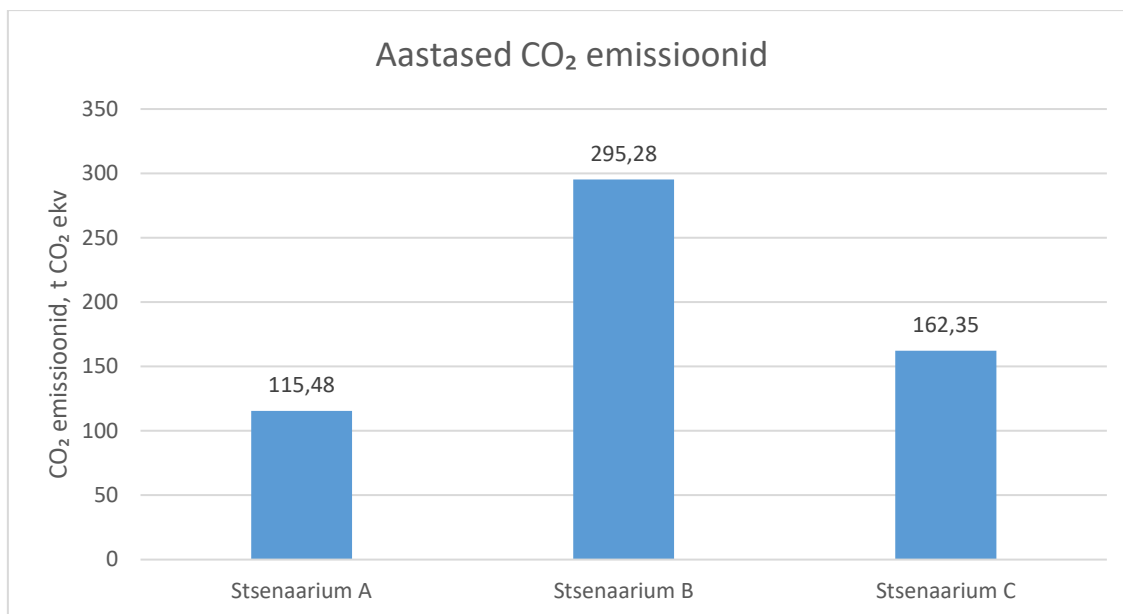
Stsenaariumi C korral on aastane summaarne primaarenergia tarbimine 1399,4274 MWh. CO₂ heitmeid tekib 162,35047 t CO₂ ekv aastas.

Kõige väiksem on primaarenergia tarbimine stsenaariumi C korral (vt joonis 4.31) – primaarenergia tarbimine on võrreldes stsenaariumiga A 10,1% võrra väiksem.



Joonis 4.31 Aastane primaarenergia tarbimine vastavalt stsenaariumitele

CO₂ emissioone tekib kõige vähem stsenaariumi A puhul (vt joonis 4.32) – võrreldes stsenaariumiga B tekib 60,89% vähem CO₂ heitmeid. Stsenaariumi A puhul tekib kõige vähem CO₂ heitmeid seetõttu, et 65% soojustarbimisest kaetakse biomassil töötava koostootmisjaamaga ning biomassi põletamisel tekkiva süsinikdioksiidi kogus võetakse võrdseks nulliga.



Joonis 4.32 Aastased CO₂ emissioonid vastavalt stsenaariumitele

Aastal 2019 koostatud Eesti riiklikus energia- ja kliimakavas (REKK 2030) oli seatud eesmärgiks aastaks 2030 taastuvelektrienergia osakaalu tõsta 40%-ni. [50]

2023. aastal ajakohastati varem seatud energia- ning kliimapoliitikat puudutavaid eesmärke: taastuvenergia osakaal energia summaarsest lõpptarbimisest peab aastal 2030 olema vähemalt 65%, sh taastuvelekter 100% ehk 9,4 TWh. [51]

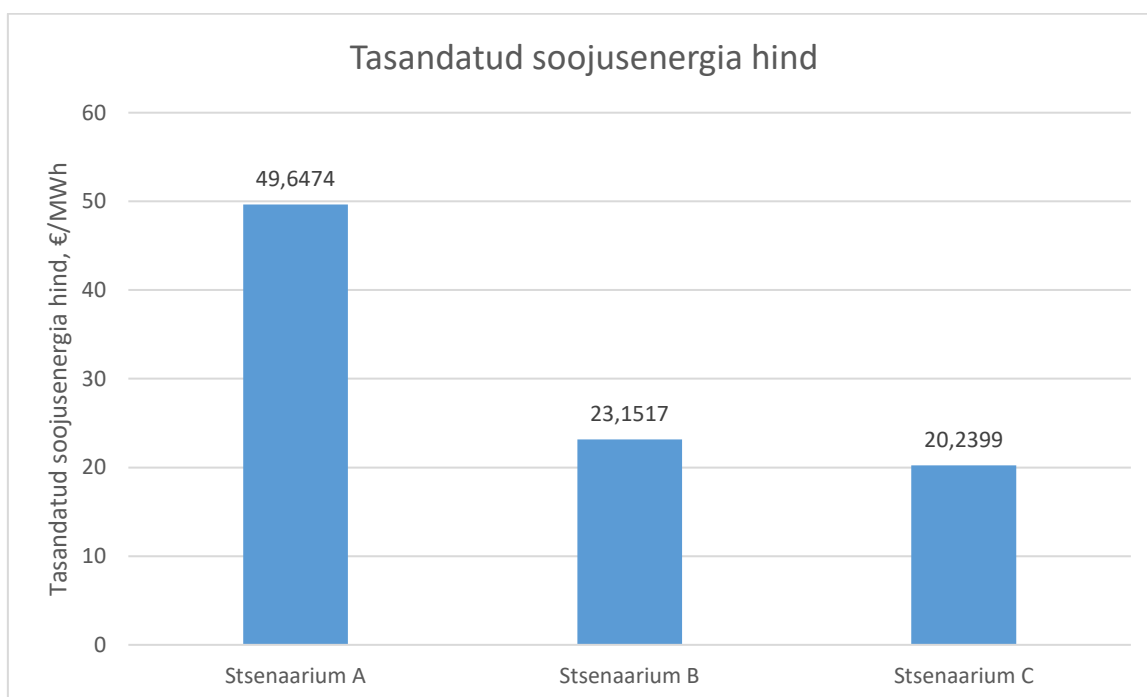
2021. aastal oli taastuvenergiast toodetud elektri osatähtsus elektri kogutarbimises 29,3%. [52]

2021. aastal oli elektrienergia tootmise CO₂ eriheitetegur 0,637 kg CO₂ ekv/kWh. Kuna taastuvelektri osakaal hakkab tõusma, võib eeldada, et ka elektri CO₂ eriheiteteguri väärtus muutub väiksemaks. Kui eeldada, et aastal 2027 on taastuvelektri osakaal 70% elektri kogutarbimisest ja elektri CO₂ eriheitetegur on 40% võrra väiksem (0,3822 kg CO₂ ekv/kWh), siis tekiks stsenaariumi B korral soojuspumba kasutamisega kaasnevaid CO₂ heitmeid 177,1651 t CO₂ ekv aastas ning stsenaariumi C korral 97,4103 t CO₂ ekv aastas.

Praegused energiatõhususe arvutamise põhimõtted ei soodusta taastuvelektri kasutamist, kuna kogu elekter vaatamata päritolule on arvestatav sama kaalumisteguriga ehk vaatamata elektri päritolule kaugküttesüsteemi energiatõhusus ei muutu. Seetõttu oleks oluline ka see, et seadusandlust korrigeeritaks eesmärgiga toetada ja stimuleerida efektiivsuse tõstmist.

Merevee soojuspumba keskmine COP on 3,517 ja elektritarbimine 463,54 MWh aastas. Andmekeskuse soojuspumba aasta keskmine COP on 4,02391 ja elektritarbimine 254,8673 MWh aastas. Kõrgem COP andmekeskuse soojuspumba puhul tuleneb soojusallika kõrgemast temperatuurist.

Stsenaariumi A puhul on LCOH 49,6474 €/MWh. Merevee soojuspumba stsenaariumi puhul on LCOH 23,1517 €/MWh ning andmekeskuse soojuspumba stsenaariumi puhul 20,2399 €/MWh. Stsenaariumi C puhul on tasandatud soojusenergia hind 59,23% võrra madalam kui stsenaariumi A puhul ning 12,58% võrra madalam kui stsenaariumi B puhul (vt joonis 4.33).



Joonis 4.33 Tasandatud soojusenergia hind vastavalt stsenaariumitele

Tulemustest selgus, et olemasolevas kaugküttevõrgus on andmekeskuse heitsoojuse kasutamine otstarbekam kui merevee soojuse kasutamine. Andmekeskuse heitsoojuse soojuspumba puhul on esialgsed investeeringukulud väiksemad ning ka tasandatud soojusenergia hind on madalam.

KOKKUVÕTE

Magistritöö eesmärgiks oli konkreetse uuselamurajooni kaugküttesüsteemi näitel hinnata soojuspumbaga kaugküttesüsteemi loomise otstarbekust, uurida soojuspumpade konkurentsivõimet kaugküttesüsteemis võrreldes koostootmisjaama ja gaasikatlaga (koostootmisjaam baaskoormuse katteks ning gaasikatel tipukoormuse katteks).

Töös võrreldi omavahel kolme stsenaariumit:

- A. kaugküttevõrk, kus baaskoormus kaetakse biomassil töötava koostootmisjaamaga ning tipukoormus gaasikatlaga;
- B. kaugküttevõrk, kus on tsentraalne merevee soojuspump, mis tagab piirkonna baaskoormuse, ja koostootmisjaam;
- C. kaugküttevõrk, kus kasutatakse andmekeskuse heitsoojust ja koostootmisjaama soojust.

Stsenaariumeid analüüsiti järgmistest aspektidest: primaarenergia tarbimine, CO₂ emissioonid, tasandatud soojusenergia hind (LCOH). Soojuspumbaga stsenaariumite puhul võrreldi ka soojuspumba soojustegureid (COP) ja elektritarbimist.

COP on üks peamisi faktoreid, mille abil hinnata, kas soojuspumplahendus on kulutõhusalt rakendatav. Mida kõrgem on soojuspumba COP, seda väiksem on soojuspumba elektritarbimine. Kõrgema COPi puhul on primaarenergia tarbimine väiksem, mistõttu väheneb ka CO₂ emissioonide heide. Arvutuste tulemusena saadi merevee soojuspumba keskmiseks COPiks 3,517 ja aastaseks elektritarbimiseks 463,54 MWh. Andmekeskuse soojuspumba COP on 4,02391 ja aastane elektritarbimine 254,8673 MWh. Andmekeskuse soojuspumba kõrgem COP tuleneb sellest, et andmekeskuse heitsoojuse temperatuuriks võeti 60 °C (eeldati, et tegemist on vedelikjahutusega andmekeskusega). Selleks, et saavutada kõrgem COP, on vaja, et soojusallika temperatuuri ja kaugküttevõrgu pealevoolutemperatuuri erinevus oleks võimalikult väike.

Soojuspumplahenduste rakendamisel kaugküttesoojuse tootmisel mängib olulist rolli elektrienergia CO₂ eriheitetegur. Eesti elektrienergia CO₂ eriheitetegur on kõrge, mistõttu on merevee soojuspumba ja andmekeskuse soojuspumba stsenaariumite korral CO₂-heide suurem. CO₂ emissioone tekib kõige vähem stsenaariumi A puhul. Stsenaariumi A puhul kaetakse 65% soojustarbimisest kaetakse biomassil töötava koostootmisjaamaga. Kuna biomassi põletamisel tekkiva süsinikdioksiidi kogus

võetakse võrdseks nulliga, on selle stsenaariumi CO₂ emissioonide kogus märgatavalt väiksem.

Eesti riiklikus energia- ja kliimakavas on seatud eesmärgiks aastaks 2030 taastuvelektrienergia osakaalu tõsta 100%-ni summaarsest lõpptarbimisest. Kuna taastuvelektri osakaal hakkab tõusma, võib eeldada, et ka elektri CO₂ eriheiteteguri väärtus muutub väiksemaks.

Arvutustest lähtub, et kõige väiksem on primaarenergia tarbimine andmekeskuse soojuspumba stsenaariumi korral – primaarenergia tarbimine on võrreldes stsenaariumiga A 10,1% võrra väiksem.

Majandusliku tasuvuse analüüsiks kasutati tasandatud soojusenergia hinna (ingl k *Levelised Cost of Heating, LCOH*) meetodit. Tulemustest selgus, et olemasolevas kaugküttevõrgus on andmekeskuse heitsoojuse kasutamine otstarbekam kui merevee soojuse kasutamine. Andmekeskuse heitsoojuse soojuspumba puhul on esialgsed investeeringukulud väiksemad ning ka tasandatud soojusenergia hind on madalam. Stsenaariumi A puhul on LCOH 49,6474 €/MWh. Merevee soojuspumba stsenaariumi puhul on LCOH 23,1517 €/MWh ning andmekeskuse soojuspumba stsenaariumi puhul 20,2399 €/MWh.

Kaugküttevõrkude arendamisel lähtutakse järgmistest energiasäästu ja keskkonnakaitse eesmärkidest: primaarenergia tarbimise vähendamine, võrgukadude vähendamine, CO₂ emissioonide vähendamine, üleminek taastuvatele energiaallikatele, kohaliku kütuse või jääksoojuse kasutamine, efektiivsuse tõstmine. Soojuspumpade integreerimine kaugküttevõrkudesse aitab kaasa nende eesmärkide saavutamisele.

SUMMARY

The objective of this study is to evaluate the feasibility of integration of heat pumps in district heating network on the example of a new residential district in Tallinn, Estonia.

A key driver for using heat pumps is the need to meet the renewable energy requirements. The European Union energy policy is driven by the demand to reduce the environmental impact of energy consumption and improve energy efficiency. For district heating systems, the key targets to achieve that goal, are: reduction of primary energy consumption, implementation of waste heat from industries, increasing the share of energy from renewables, exploiting local energy sources, lowering of carbon emissions, minimising the heat losses of distribution, increasing the efficiency.

Heat pumps and combined heat and power (CHP) are two low carbon technologies that are used for heating in order to reduce the CO₂ emissions. The amount of CO₂ reduction achieved depends on the emission factor of the grid.

To study the integration of heat pumps in the district heating system of Tallinn the following aspects were investigated: heat sources and their availability, the existing district heating system, the heat loads of the buildings. A variety of low-temperature heat sources, such as sewage water, ambient water (seawater, lakes and rivers), ground water and excess heat from data centres, were studied.

The study was executed through a scenario analysis of three different cases:

- A. a district heating (DH) system with a biomass-based combined heat and power (CHP) plant and a natural gas boiler;
- B. a DH system with a central seawater heat pump and a CHP plant;
- C. a DH system supplied by a CHP plant and excess heat from a data centre.

COP (Coefficient of Performance) is one of the main factors determining the cost-effectiveness of heat pumps. The higher the coefficient of performance, the less electricity a heat pump consumes. This leads to primary energy savings and also reduces CO₂ emissions. The average COP of the seawater heat pump was 3,517 and the yearly electricity consumption was 463,54 MWh. The average COP of the data centre heat pump was 4,02391 and the yearly electricity consumption was 254,8673 MWh. The higher the temperature of the heat source, the lower the electricity consumption is. The excess heat from the data centre was assumed to be at temperature 60 °C. The COP of

a heat pump is higher when the temperature difference between the heat source and heat sink is smaller.

In colder climates, the biggest challenge is to use seawater for heating energy purposes during wintertime. In scenario B, the seawater heat pump was used when the seawater temperature was above 2,5 °C. When the temperature was lower, heating was supplied by the CHP plant.

In order to compare the scenarios, primary energy consumption and CO₂ emissions were calculated. When compared with a CHP plant and a natural gas boiler based DH system, a DH system with a data centre heat pump can save up to 10,1% primary energy use.

Scenario A has the lowest CO₂ emissions – compared to the seawater heat pump scenario the amount of CO₂ emitted is 60,89% lower. Low CO₂ emissions are achieved by using a biomass CHP plant for base load coverage (65% of the heat demand is covered by the CHP plant). From environmental point of view, a biomass CHP-based DH system is a good solution because carbon dioxide emissions from biomass combustion are assumed climate neutral.

The CO₂ emission factor of electricity plays a crucial role when implementing heat pump solutions in district heating networks. Today, the carbon emission factor of Estonia's electricity is high. Estonian Government has adopted a new target to produce all electricity consumed in Estonia using renewable energy sources by 2030. Heat pumps can be fully decarbonised. CO₂ emissions savings can be achieved by increasing zero-carbon electricity share in the electricity grid. In addition to CO₂ emissions reductions and air quality improvements, the integration of heat pumps in the district heating system would also help address concerns about the cost and security of natural gas supplies triggered by the current energy crisis.

From the economic point of view, heat pumps are often linked to a higher capital cost compared to traditional DH systems. Nevertheless, the operation cost is often lower and different incentives can have a significant impact on the costs.

The levelised cost of heat (LCOH) method was used for evaluating the economic competitiveness. The cost of heat turned out to be 59,23% lower in the case of the data centre heat pump than in the case of a biomass-based CHP plant and a natural gas boiler.

KASUTATUD KIRJANDUSE LOETELU

- [1] A. Volkova, H. Pieper, H. Koduvere, K. Lepiksaar, ja A. Siirde, „Heat pump potential in the Baltic states“, *Heat pump potential Balt. states*, 2021, doi: 10.6027/NER2021-02.
- [2] A. Volkova, Anna; Latõšov, Eduard; Mašatin, Vladislav; Krupenski, Igor; Siirde, „Jätkusuutlik kaugküte“. [Online]. Available at: <https://kaugkute.taltech.ee/kaugkute-eile-tana-homme-2/>. [Vaadatud: 17-sept-2022].
- [3] OÜ Utilitas, „Konsolideeritud majandusaasta aruanne 2021“, 2021.
- [4] R. Büchele, E. Popovski, A. Aydemir, T. Fleiter, D. Bellst, ja J. Steinbach, „The role and costs of large-scale heat pumps in decarbonising existing district heating networks e A case study for the city of Herten in Germany“, kd 180, lk 918–933, 2019, doi: 10.1016/j.energy.2019.05.122.
- [5] A. Volkova, H. Koduvere, ja H. Pieper, „Large-scale heat pumps for district heating systems in the Baltics: Potential and impact“, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, kd 167, nr April, lk 112749, 2022, doi: 10.1016/j.rser.2022.112749.
- [6] „Statistikaameti andmebaas“. [Online]. Available at: <https://andmed.stat.ee/et/stat>. [Vaadatud: 10-sept-2022].
- [7] „Kaugkütteseadus“. [Online]. Available at: <https://www.riigiteataja.ee/akt/KKütS>. [Vaadatud: 30-okt-2022].
- [8] „Soojuse piirhinna kooskõlastamise põhimõtted“, 2020.
- [9] A. Jõeleht, M. Gaškov, ja M. Polikarpus, „Soojussüsteemi puurkaevu ja -augu mõju põhjavee ja pinnase füüsikalistele omadustele ning põhjavee keemilisele koostisele Eesti tingimustes“, *Tartu Ülikooli geoloogia osakond*, 2012.
- [10] „Soojuspumba tööpõhimõte“. [Online]. Available at: <http://www.soojuspumbaliit.ee/Soojuspumba-toopohimote>. [Vaadatud: 17-sept-2022].
- [11] D. Lauka, J. Gusca, ja D. Blumberga, „Heat pumps integration trends in district heating networks of the Baltic States“, *Procedia Comput. Sci.*, kd 52, nr 1, lk 835–842, 2015, doi: 10.1016/j.procs.2015.05.140.

- [12] H. Pieper, V. Mašatin, A. Volkovac, T. Ommena, ja B. Elmegaarda, „Modelling framework for integration of large-scale heat pumps in district heating using low-temperature heat sources : A case study of“, kd 20, lk 67–86, 2019.
- [13] „Mida silmas pidada õhksoojuspumba valikul, arvestades Eesti kliimat“. [Online]. Available at: <https://trea.ee/blog/mida-silmas-pidada-ohksoojuspumba-valikul-arvestades-eesti-kliimat/>. [Vaadatud: 04-okt-2022].
- [14] K. Lepiksaar, K. Kalme, A. Siirde, ja A. Volkova, „Heat Pump Use in Rural District Heating Networks in Estonia“, kd 25, nr 1, lk 786–802, 2021.
- [15] Eesti Standardimis- ja Akrediteerimiskeskus, „Air conditioners, liquid chilling packages and heat pumps, with electrically driven compressors, for space heating and cooling, commercial and process cooling - Testing and rating at part load conditions and calculation of seasonal performance“, *EVS-EN 14825:2022*, 2022.
- [16] H. Lund, P. Alberg, D. Connolly, ja B. Vad, „Smart energy and smart energy systems“, *Energy*, kd 137, lk 556–565, 2017, doi: 10.1016/j.energy.2017.05.123.
- [17] Euroheat & Power, „Large heat Pumps in District Heating and Cooling systems“, 2022.
- [18] H. Averfalk, P. Ingvarsson, U. Persson, M. Gong, ja S. Werner, „Large heat pumps in Swedish district heating systems“, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, kd 79, nr May, lk 1275–1284, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.05.135.
- [19] A. David, B. V. Mathiesen, H. Averfalk, S. Werner, ja H. Lund, „Heat Roadmap Europe : Large-Scale Electric Heat Pumps in District Heating Systems“, lk 1–17, 2017, doi: 10.3390/en10040578.
- [20] L. Rummel, „Kaarepere küla ja Luua küla soojusmajanduse arengukava aastateks 2017-2027“, 2017.
- [21] L. Rummel, „Mäetaguse valla Mäetaguse aleviku ja Kiikla küla soojusmajanduse arengukava aastateks 2017-2030“, nr August, 2017.
- [22] A. Jõelet ja R. Paat, „Maasoojussüsteemide rajamisega seotud seadusandlik regulatsioon ja selle muutmise vajadus“, 2021.
- [23] A. Volkova, I. Krupenski, H. Pieper, A. Ledvanov, ja A. Siirde, „Small low-temperature district heating network development prospects“, kd 178, lk 714–

722, 2019, doi: 10.1016/j.energy.2019.04.083.

- [24] A. Volkova, H. Pieper, H. Koduvere, K. Lepiksaar, ja A. Siirde, „Heat pump potential in the Baltic States”, *Nord. Energy Res.*, 2021.
- [25] TalTech, „EESTI KAUGKÜTTESEKTORI CO2 HEITMED”, 2021. [Online]. Available at: https://epha.ee/wp-content/uploads/2021/12/Aruanne-16.12.2021_veeb.pdf.
- [26] „Heitsoojuse ja heitjahutuse kasutamise võimalused kütte- ja/või jahutus sektoris ning Eesti tõhusa kaugkütte ja -jahutuse potentsiaali hindamine”, 2021.
- [27] C. I. Goodier ja K. Chmutina, „Potential for seawater district heating and cooling in the UK”, nr February 2015, 2013, doi: 10.1680/ener.12.00016.
- [28] M. Živković ja D. Ivezić, „Utilizing Sewage Wastewater Heat in District Heating Systems in Serbia - Effects on Sustainability”, 2021.
- [29] TLÜ Ökoloogia Instituut, „Põhjaveekogumi veest sõltuvad ökosüsteemid, nende seisundi hindamise kriteeriumid ja seirevõrk”, 2015.
- [30] M. Wahlroos ja M. Pärssinen, „Future views on waste heat utilization – Case of data centers in Northern Europe”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, kd 82, nr July 2017, lk 1749–1764, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.10.058.
- [31] G. F. Davies, G. G. Maidment, ja R. M. Tozer, „Using data centres for combined heating and cooling : An investigation for London”, kd 94, lk 296–304, 2016, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2015.09.111.
- [32] J. Manner, S. Syri, M. Wahlroos, ja P. Matti, „Utilizing data center waste heat in district heating - Impacts on energy efficiency and prospects for low-temperature district heating networks”, lk 1228–1238, 2017, doi: 10.1016/j.energy.2017.08.078.
- [33] J. Monsalves, J. Jesús, C. Bergaentzlé, ja M. Backer, „Regulatory Frameworks and Business Models for Data Centres Integrated to the Energy System: A comprehensive review of the rules and incentives affecting the provision of flexibility and waste-heat recovery by data centres in Denmark”, 2022, doi: 10.11581/dtu.00000242.
- [34] A.-G. J. Lygnerud K, Nielsen S, Persson U, Wynn H, Wheatcroft E ja L. M. Leonte D, Rosebrock O, Ochsner K, Keim C, Perez-Granados P, Romanchenko D, Langer

S, Handbook for increased recovery of urban excess heat. 2022.

- [35] „ReUseHeat – Excess heat recovery from data centre in Braunschweig, Germany’ project summary”. [Online]. Available at: <https://www.districtenergyaward.org/reuseheat-braunschweig-germany/>.
- [36] „Ehitisregister”. [Online]. Available at: <https://livekluster.ehr.ee/ui/ehr/v1/>. [Vaadatud: 07-nov-2022].
- [37] „Hoonete rekonstrueerimise pikaajaline strateegia”, 2020.
- [38] „Energiatõhususe miinimumnõuded”.
- [39] „Hoone energiatõhususe miinimumnõuded”.
- [40] M. Jarre, M. Noussan, ja M. Simonetti, „Primary energy consumption of heat pumps in high renewable share electricity mixes”, *Energy Convers. Manag.*, kd 171, nr March, lk 1339–1351, 2018, doi: 10.1016/j.enconman.2018.06.067.
- [41] I. Jokinen, A. A. Bashir, J. Hirvonen, ja J. Jokisalo, „Carbon Emission Reduction Potential in the Finnish Energy System Due to Power and Heat Sector Coupling with Different Renovation Scenarios of Housing Stock”, lk 1–32, 2020.
- [42] Keskkonnaministeerium, „KHG jalajälje arvutusmudel”, 2022.
- [43] U. Persson, H. Averfalk, S. Nielsen, ja D. Moreno, „Accessible urban waste heat (Revised version)”, nr 768936, 2020.
- [44] H. Pieper *et al.*, „Allocation of investment costs for large-scale heat pumps supplying district heating”, *Energy Procedia*, kd 147, lk 358–367, 2018, doi: 10.1016/j.egypro.2018.07.104.
- [45] „TECHNO-ECONOMIC PERFORMANCE AND FEASIBILITY STUDY OF THE 5GDHC TECHNOLOGY USING AGENT BASED MODELLING AND GIS”, 2022.
- [46] Konkurentsiamet, „Elektrienergia hinnatõusu analüüs 2021”, 2021.
- [47] V. Nian, Q. Sun, Z. Ma, ja H. Li, „A comparative cost assessment of energy production from central heating plant or combined heat and power plant”, *Energy Procedia*, kd 104, lk 556–561, 2016, doi: 10.1016/j.egypro.2016.12.094.
- [48] Danish Energy Agency, „Technology Data for Generation of Electricity and District Heating - Data Sheet for Electricity and district heat production”, 2022. [Online].

Available at: <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-generation-electricity-and>.

- [49] B. Doračić, „Levelized cost of excess heat method for the assessment of its utilisation in district heating systems“, 2022.
- [50] „Eesti riiklik energia- ja kliimakava aastani 2030 (REKK 2030)“, lk 1–174, 2019.
- [51] „REKK 2030 ajakohastamise kavandi tööversioon aprill 2023 avalikule konsultatsioonile“, 2023. [Online]. Available at: <https://www.mkm.ee/energeetika-ja-maavarad/energiamaajandus/energia-ja-kliimakava>.
- [52] Statistikaamet, „KE36: ENERGIA EFEKTIIVSUSE SUHTARVUD“.

LISAD

Lisa 1 Soojuskadude arvutus LOGSTOR Calculator programmis

Energy loss **LOGSTOR Calculator** Inputs Finance CO2 Return On Investment Service Life Cost Temperature drop Type

Add project

Temperature

	Winter	Summer
Flow	79.36	69.61
Return [°C]	44.75	43.83
Ambient [°C]	8	8
Days	212	153

System Parameters

Definition λ PUR

calculating year

Soil cover (h)

mm

Ambient

PUR, use λ certificate

Finance

Currency

price / kWh

Interest rate [%]

CO2-emission

Fuel type

Efficiency [%]

Operation Time/year

1. Uuselamurajooni soojuskaod

No	Type of system	PipeSystem	Length (m)	C (mm)	Series d1	d1	D1	Series d2	d2	D2	Diff.	Lambda	W/m		MWh/year
													Win.	Sum.	
1	Pair(un-equal)	Steel Conti	60	150	2	250	450	1	250	400		0.0216	30.31 / 27.6	15.33	
2	Pair(un-equal)	Steel Conti	3.5	150	2	250	450	1	250	400		0.0216	30.31 / 27.6	0.89	
3	Pair(un-equal)	Steel Conti	3.4	150	3	65	180	2	65	160	<input checked="" type="checkbox"/>	0.022	17.25 / 15.71	0.50	
4	Pair(un-equal)	Steel Conti	1.6	150	3	65	180	2	65	160	<input checked="" type="checkbox"/>	0.022	17.25 / 15.71	0.23	
5	Pair(un-equal)	Steel Conti	1.9	150	3	125	280	2	125	250	<input checked="" type="checkbox"/>	0.022	21.39 / 19.48	0.35	
6	Pair(un-equal)	Steel Conti	6.2	150	3	200	400	2	200	355		0.0216	24.87 / 22.64	1.30	
7	Pair(un-equal)	Steel Conti	48.5	150	3	125	280	2	125	250	<input checked="" type="checkbox"/>	0.022	21.39 / 19.48	7.84	
8	Pair(un-equal)	Steel Conti	3.2	150	3	50	160	2	50	140	<input checked="" type="checkbox"/>	0.022	15.27 / 13.91	0.41	
9	Pair(un-equal)	Steel Conti	47.4	150	3	125	280	2	125	250	<input checked="" type="checkbox"/>	0.022	21.39 / 19.48	8.55	
10	Pair(un-equal)	Steel Conti	1.9	150	3	65	180	2	65	160	<input checked="" type="checkbox"/>	0.022	17.25 / 15.71	0.28	
11	Pair(un-equal)	Steel Conti	6.6	150	3	125	280	2	125	250	<input checked="" type="checkbox"/>	0.022	21.39 / 19.48	1.19	

12	Pair(un-equal)	Steel Conti	32.7	150	3	200	400	2	200	355	0.0216	24.87 / 22.64	6.86
13	Pair(un-equal)	Steel Conti	69.7	150	3	200	400	2	200	355	0.0216	24.87 / 22.64	14.62
14	Pair(un-equal)	Steel Conti	45.5	150	3	200	400	2	200	355	0.0216	24.87 / 22.64	9.54
15	Pair(un-equal)	Steel Conti	4.5	150	3	50	160	2	50	140	0.022	15.27 / 13.91	0.56
16	Pair(un-equal)	Steel Conti	31.1	150	3	50	160	2	50	140	0.022	15.27 / 13.91	4.01
17	Pair(un-equal)	Steel Conti	27.4	150	3	150	315	2	150	280	0.022	24.24 / 22.07	5.80
18	Pair(un-equal)	Steel Conti	1.9	150	3	150	315	2	150	280	0.022	24.24 / 22.07	0.38
19	Pair(un-equal)	Steel Conti	15	150	3	150	315	2	150	280	0.022	24.24 / 22.07	3.07
20	Pair(un-equal)	Steel Conti	2.7	150	3	150	315	2	150	280	0.022	24.24 / 22.07	0.55
21	Pair(un-equal)	Steel Conti	3.3	150	3	150	315	2	150	280	0.022	24.24 / 22.07	0.68
22	Pair(un-equal)	Steel Conti	4.4	150	3	65	180	2	65	160	0.022	17.25 / 15.71	0.64
23	Pair(un-equal)	Steel Conti	7.5	150	3	65	180	2	65	160	0.022	17.25 / 15.71	1.09
24	Pair(un-equal)	Steel Conti	17.8	150	3	150	315	2	150	280	0.022	24.24 / 22.07	3.64
25	Pair(un-equal)	Steel Conti	32.1	150	3	125	280	2	125	250	0.022	21.39 / 19.48	5.79
26	Pair(un-equal)	Steel Conti	12.9	150	3	100	250	2	100	225	0.022	18.89 / 17.2	2.05
27	Pair(un-equal)	Steel Conti	32.8	150	3	100	250	2	100	225	0.022	18.89 / 17.2	5.22
28	Pair(un-equal)	Steel Conti	5.9	150	3	65	180	2	65	160	0.022	17.25 / 15.71	0.66
29	Pair(un-equal)	Steel Conti	5.3	150	3	65	180	2	65	160	0.022	17.25 / 15.71	0.76
30	Pair(un-equal)	Steel Conti	1.4	150	3	100	250	2	100	225	0.022	18.89 / 17.2	0.22
31	Pair(un-equal)	Steel Conti	21.8	150	3	65	180	2	65	160	0.022	17.25 / 15.71	3.17
32	Pair(un-equal)	Steel Conti	2.8	150	3	50	160	2	50	140	0.022	15.27 / 13.91	0.36
33	Pair(un-equal)	Steel Conti	3	150	3	50	160	2	50	140	0.022	15.27 / 13.91	0.38
34	Pair(un-equal)	Steel Conti	45.8	150	3	65	180	2	65	160	0.022	17.25 / 15.71	6.66
35	Pair(un-equal)	Steel Conti	1.5	150	3	125	280	2	125	250	0.022	21.39 / 19.48	0.27
36	Pair(un-equal)	Steel Conti	1.5	150	3	100	250	2	100	225	0.022	18.89 / 17.2	0.23
37	Pair(un-equal)	Steel Conti	26.6	150	3	100	250	2	100	225	0.022	18.89 / 17.2	4.24

38	Pair(un-equal)	Steel Conti	3.3	150	3	65	180	2	65	160	0.022	17.25 / 15.71	0.48
39	Pair(un-equal)	Steel Conti	1.8	150	3	65	180	2	65	160	0.022	17.25 / 15.71	0.26
40	Pair(un-equal)	Steel Conti	7	150	3	100	250	2	100	225	0.022	18.89 / 17.2	1.11
41	Pair(un-equal)	Steel Conti	10.8	150	3	80	200	2	80	180	0.022	18.3 / 16.67	1.67
42	Pair(un-equal)	Steel Conti	9.2	150	3	50	160	2	50	140	0.022	15.27 / 13.91	1.18
43	Pair(un-equal)	Steel Conti	4.7	150	3	40	140	2	40	125	0.022	13.89 / 12.65	0.55
44	Pair(un-equal)	Steel Conti	11.5	150	3	40	140	2	40	125	0.022	13.89 / 12.65	1.34
45	Pair(un-equal)	Steel Conti	5.4	150	3	65	180	2	65	160	0.022	17.25 / 15.71	0.78
46	Pair(un-equal)	Steel Conti	5.9	150	3	40	140	2	40	125	0.022	13.89 / 12.65	0.69
47	Pair(un-equal)	Steel Conti	45.9	150	3	40	140	2	40	125	0.022	13.89 / 12.65	5.14
48	Pair(un-equal)	Steel Conti	10.3	150	3	40	140	2	40	125	0.022	13.89 / 12.65	1.21
49	Pair(un-equal)	Steel Conti	11.3	150	3	40	140	2	40	125	0.022	13.89 / 12.65	1.32
50	Pair(un-equal)	Steel Conti	61.6	150	3	50	160	2	50	140	0.022	15.27 / 13.91	7.94
51	Pair(un-equal)	Steel Conti	34.2	150	3	80	200	2	80	180	0.022	18.3 / 16.67	5.27
52	Pair(un-equal)	Steel Conti	3	150	3	50	160	2	50	140	0.022	15.27 / 13.91	0.38
53	Pair(un-equal)	Steel Conti	2	150	3	50	160	2	50	140	0.022	15.27 / 13.91	0.26
54	Pair(un-equal)	Steel Conti	4.8	150	3	80	200	2	80	180	0.022	18.3 / 16.67	0.74
55	Pair(un-equal)	Steel Conti	4.7	150	3	50	160	2	50	140	0.022	15.27 / 13.91	0.61
56	Pair(un-equal)	Steel Conti	2	150	3	50	160	2	50	140	0.022	15.27 / 13.91	0.26
57	Pair(un-equal)	Steel Conti	72.3	150	3	65	180	2	65	160	0.022	17.25 / 15.71	10.52
58	Pair(un-equal)	Steel Conti	56.7	150	3	65	180	2	65	160	0.022	17.25 / 15.71	6.25
59	Pair(un-equal)	Steel Conti	45	150	3	50	160	2	50	140	0.022	15.27 / 13.91	5.80
60	Pair(un-equal)	Steel Conti	19.4	150	3	40	140	2	40	125	0.022	13.89 / 12.65	2.27
61	Pair(un-equal)	Steel Conti	32.1	150	3	40	140	2	40	125	0.022	13.89 / 12.65	3.76
62	Pair(un-equal)	Steel Conti	1.4	150	3	40	140	2	40	125	0.022	13.89 / 12.65	0.17
63	Pair(un-equal)	Steel Conti	2.3	150	3	40	140	2	40	125	0.022	13.89 / 12.65	0.27

64	Pair(un-equal) ▾	Steel Conti ▾	43.3	150	3 ▾	50 ▾	160	2 ▾	50 ▾	140	✓	0.022	15.27 / 13.91	5.57
65	Pair(un-equal) ▾	Steel Conti ▾	1	150	3 ▾	50 ▾	160	2 ▾	50 ▾	140	✓	0.022	15.27 / 13.91	0.13
66	Pair(un-equal) ▾	Steel Conti ▾	11.6	150	3 ▾	50 ▾	160	2 ▾	50 ▾	140	✓	0.022	15.27 / 13.91	1.49
67	Pair(un-equal) ▾	Steel Conti ▾	35	150	3 ▾	50 ▾	160	2 ▾	50 ▾	140	✓	0.022	15.27 / 13.91	4.51
68	Pair(un-equal) ▾	Steel Conti ▾	22.8	150	3 ▾	50 ▾	160	2 ▾	50 ▾	140	✓	0.022	15.27 / 13.91	2.93
69	Pair(un-equal) ▾	Steel Conti ▾	39.4	150	3 ▾	65 ▾	180	2 ▾	65 ▾	160	✓	0.022	17.25 / 15.71	5.73
70	Pair(un-equal) ▾	Steel Conti ▾	1.7	150	3 ▾	50 ▾	160	2 ▾	50 ▾	140	✓	0.022	15.27 / 13.91	0.22
71	Pair(un-equal) ▾	Steel Conti ▾	1.5	150	3 ▾	50 ▾	160	2 ▾	50 ▾	140	✓	0.022	15.27 / 13.91	0.20
72	Pair(un-equal) ▾	Steel Conti ▾	65.8	150	3 ▾	50 ▾	160	2 ▾	50 ▾	140	✓	0.022	15.27 / 13.91	8.47
73	Pair(un-equal) ▾	Steel Conti ▾	22.7	150	3 ▾	50 ▾	160	2 ▾	50 ▾	140	✓	0.022	15.27 / 13.91	2.92
74	Pair(un-equal) ▾	Steel Conti ▾	0.7	150	3 ▾	50 ▾	160	2 ▾	50 ▾	140	✓	0.022	15.27 / 13.91	0.09
75	Pair(un-equal) ▾	Steel Conti ▾	27.8	150	3 ▾	50 ▾	160	2 ▾	50 ▾	140	✓	0.022	15.27 / 13.91	3.58
76	Pair(un-equal) ▾	Steel Conti ▾	3.9	150	3 ▾	50 ▾	160	2 ▾	50 ▾	140	✓	0.022	15.27 / 13.91	0.50
77	Pair(un-equal) ▾	Steel Conti ▾	85.2	150	3 ▾	50 ▾	160	2 ▾	50 ▾	140	✓	0.022	15.27 / 13.91	10.97
78	Pair(un-equal) ▾	Steel Conti ▾	44.4	150	3 ▾	50 ▾	160	2 ▾	50 ▾	140	✓	0.022	15.27 / 13.91	5.72
79	Pair(un-equal) ▾	Steel Conti ▾	24.7	150	3 ▾	50 ▾	160	2 ▾	50 ▾	140	✓	0.022	15.27 / 13.91	3.18
80	Pair(un-equal) ▾	Steel Conti ▾	13.1	150	3 ▾	50 ▾	160	2 ▾	50 ▾	140	✓	0.022	15.27 / 13.91	1.69
81	Pair(un-equal) ▾	Steel Conti ▾	10.6	150	3 ▾	50 ▾	160	2 ▾	50 ▾	140	✓	0.022	15.27 / 13.91	1.36
													Total MWh/year	739.85