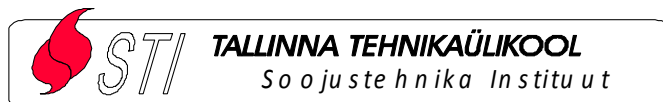




1918

TALLINNA TEHNIKAÜLIKOOL
TALLINN UNIVERSITY OF TECHNOLOGY



Töövõtuleping

Efektiivse kaugküttesüsteemi referentshinna arvutusmudeli auditeerimine



Aruanne

Tallinn

Detsember, 2014

Sisukord

1	Sissejuhatus	3
2	Lähteparametrite mõju arvutatavale referentshinnale	3
2.1	Võrgupiirkonna soojuskoormused	3
2.2	Kaugküttevõrgu kaod	5
3	Soojusallikate valik	8
3.1	Koormuste kestusgraafik	8
3.1.1	Küttekoormuse kestusgraafiku koostamisest	8
3.1.2	Sooja tarbevee valmistamise koormus	9
3.1.3	Summaarne koormuste kestusgraafik	9
3.2	Baas- ja tipukoormuse määramine ning soojusallikate valik	10
4	Püsi- ja muutuvkulu komponendid	12
4.1	Kapitalikulu	12
4.1.1	Soojusallikate erinvesteeringud ja mastaabiefekt	12
4.1.2	Soojuse edastamise ja jaotamise varade maksumus ja kapitalikulu	13
4.2	Muutuvkulu	15
4.2.1	Kütusele tehtavad kulud	15
4.2.2	Otseste kütusekuludega mitteseotud muutuvkulud	16
5	Kokkuvõtte ja järeldused	16
6	Kasutatud kirjandus	19
7	Lisad	20

1 Sissejuhatus

Käesoleva töö tellis Eesti Konkurentsiamet ja selle raames auditeeriti Konkurentsiameti poolt MS EXCEL'is koostatud efektiivse kaugküttesüsteemi soojuse referentshinna arvutusmudelit (vt Tabel L 1). Auditeerimise käigus tehti järgmist:

- kontrolliti arvutusskeemi;
- hinnati lähteparameetrite sobivust keskmise võrgupiirkonna adekvaatseks kirjeldamiseks;
- analüüsiti kasutatud parameetrite etteantud väärtuste tõepärasust;
- uuriti võimalusi enim mõjutavate võrgupiirkonda iseloomustavate parameetrite otstarbekamaks esitamiseks.

Auditeerimise lõpptulemusena osutus võimalikuks esitada soovitusi ja ettepanekuid arvutusmudeli täiustamiseks ja kasutamiseks ning tulevikus vajatavateks uuringuteks.

Töö valmis TTÜ soojustehnika instituudis ja selle koostamises osalesid Villu Vares, Aleksander Hlebnikov ja Ülo Kask.

2 Lähteparameetrite mõju arvutatavale referentshinnale

Arvutusmudeli esmane ülevaatus ja arvutusskeemi kontroll näitasid, et mudel on ülevaatlik, arvutusskeem sisaldab kõikide oluliste hinda mõjutavate tegurite määramist vastavalt üldtunnustatud meetodikale ja selle rakendamisel saadakse vastavalt lähteparameetrite väärtustele korrektne lõpptulemus, st soojuse hind.

Järgmisena analüüsiti olulisemaid lähteparameetreid, nende sobivust keskmise võrgupiirkonna kirjeldamiseks, sobivaimat esitusviisi mudelis ja hinnati nende arvuliste väärtuste tõepärasust.

2.1 Võrgupiirkonna soojuskoormused

Mistahes võrgupiirkonda iseloomustavad eelkõige tarbimismahud ja tarbimisgraafik. Arvutusmudel käsitleb järgmisi soojustarbimisi ja -koormusi:

- kliimaatilistest parameetritest (põhiliselt välistemperatuurist) sõltuv tarbimine, mida siinkohal nimetame küttekoormuseks¹;
- kliimaatilistest parameetritest sõltumatu soojustarbimine, st soojuskoormus tarbevee soojendamiseks. Sooja tarbevee vajadus on sõltuv tarbija kategooriast (elamud, bürood, ärid, koolid, raviasutused jne), tarbimisrežiimist (kellaajast, nädalapäevast, hooajast) ja elanike tarbimisharjumustest;
- kaod kaugküttevõrgu torustikes, mille väärtus sõltub torudes voolava vee ja ümbritseva pinnase (või välisõhu, kui on maapealne torustik) temperatuuride vahest ning torustiku isolatsioonist. Võrgukaod ei sõltu edastatavast soojushulgast – seega võrgukadude suurus on absoluutne suurus ja nii tuleks see ka mudelis esitada. Kadude suhteline osatähtsus on sõltuv edastatavast soojushulgast ja soojustarbimise vähenemisel (NB! ka seoses energiasäästumeetmete rakendamisega) suhteline soojuskadu paratamatult suureneb (võib juhtuda isegi siis, kui vana torustik välja vahetatakse või isolatsiooni uuendatakse).

¹ Hoonete soojusvarustuses eristatakse küttekoormust ja ventilatsioonikoormust. Siinkohal käsitletakse küttekoormusena kogu soojuskoormust, mille eesmärgiks on siseõhu temperatuuri ja muude sisekliima parameetrite nõuetekohane tagamine.

Referentshinna arvutusmudeli lähtevariandis on tarbimistiheduse aluseks võetud 20 suurema võrgupiirkonna keskmine tarbimistihedus (vt Tabel 2.1, 3,5 MWh/m aastas). Seejuures 20 suuremas võrgupiirkonnas on ainult 4 sellist, mille tarbimistihedus ületab 3,5 MWh/m, millest üks eristub teistest piirkondadest märkimisväärselt suurema müügi mahu poolest ja seda võrgupiirkonda ei ole sobiv keskmise arvutamisel arvesse võtta (vt ka Joonis 2.1). Jättes suurima arvestamata, oleks 19-ne võrgupiirkonna keskmine tarbimistihedus 3,29 MWh/m. Jättes keskmise arvestusest välja ka ülejäänutest umbes kahekordselt suurema tarbimistihedusega kaugküttevõrgu, saaksime 18-ne võrgupiirkonna keskmiseks tarbimistiheduseks 2,93 MWh/m.

Tabel 2.1 Võrgupiirkondade müügi mahud ja tarbimistihedused gruppide kaupa

Ettevõtja ja võrgupiirkond	Müügi maht, MWh	Trassipikkus, km	Soojustarbimise keskmine tihedus, MWh/km, kWh/m	Soojustarbimise keskmine tihedus, MWh/m
KOKKU 20 VP	3 378 434	971	3 478	3,48
KÕIK 134 VP KOKKU	4 205 900	1 453	2 895	2,90
Kokku 2 – 20	1 788 984	543	3 292	3,29
Kokku 3 – 20	1 367 455	466	2 934	2,93
Kokku 21 – 134	827 466	481	1 719	1,72
Ca 50 GWh/a (5 VP-d)	255 766	95	2 701	2,70

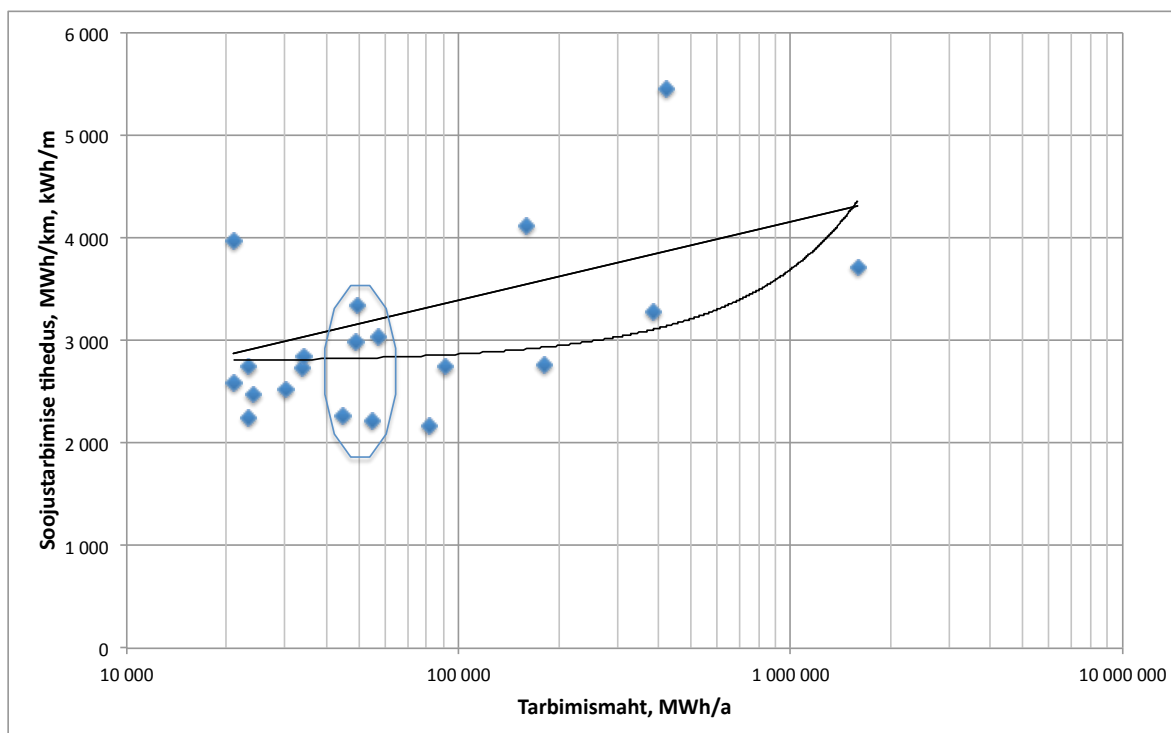
Alla 20 000 MWh aastase müügi mahuga võrgupiirkondade keskmine tarbimistihedus on ainult 1,72 MWh/m ja kõigi 134 võrgupiirkonna keskmine 2,90 MWh/m. Ainult viis müügi piirkonda on müügi mahtude vahemikus 50 000 ± 10 000 MWh/a ja nende keskmine tarbimistihedus 2,70 MWh/m.

Tarbimistiheduse mõju referentshinnaile on suhteliselt suur, kusjuures tarbimistihedus sõltub eelkõige asula hoonestustihedusest, teatud määral tarbijate kategooriast (korterelamud, bürood, administratiivhooned, koolid, haiglad, jt), hoonetes rakendatud energiasäästumeetmetest ning lisaks sellele ka nn paralleeltarbimise² tasemest.

Eesti Jõujaamade ja Kaugkütte Ühingu (EJKÜ) poolt tehtud referentshinna arvutused erinevate tarbimistihedustega reaalse võrgupiirkondade jaoks näitavad (vt Tabel 2.2), et väikeste võrgupiirkondade jaoks (< 2500 MWh/a) annab mudelarvutus ligi 6 €/MWh võrra madalama referentshinna kui keskmise müügi mahuga ja tarbimistihedusega (≈19 500 MWh/a ja 2,55 MWh/m) võrgupiirkondade jaoks.

EJKÜ arvutustulemuste rakendamisel on vajalik teada, et kõik kasutatud lähteparameetrid pole selle aruande autoritele täpselt teada ning lisaks tarbimistiheduse näitajale mõjutab lõpptulemust kindlasti ka nn mastaabiefekt. Mastaabiefektina käsitletakse seadmete erimaksimuse suurenemist ühikvõimsuse vähenemisel (vt peatükk 4.1.1).

² Paralleeltarbimisena on siinkohal käsitletud kaugkütteseadusega kaugküttepiirkondades lubatud täiendavat soojustarbimist taastuvatest ja mittekütuselistest soojusallikatest, mis võib oluliselt alandada kaugküttest saadavat soojushulka, eriti suveperioodil ja mõõduka välistemperatuuri korral.



Joonis 2.1 Kahekümne suurema müügi mahuga võrgupiirkonna tarbimistihedused

Tabel 2.2 EJKÜ referentshindade hinnangud erinevate tarbimistihedustega võrgupiirkondade kohta

Müügi maht	Võrkude arv	Tarbimis-tihedus	Referents-hind	Erinevus Eesti keskmisest referents-hinnast
MWh/a		MWh/m	€/MWh	€/MWh
19 500		2,55	59,4	0,01
>20 000	21	2,88	57,6	-1,79
2 500 – 20 000	87	2,1	61,2	1,81
<2 500	133	1,73	65,2	5,81

2.2 Kaugküttevõrgu kaod

Kaugküttevõrgu soojuskaod on arvutusmudelil esitatud suhtelise soojuskaona protsentides kaugküttevõrku antud soojushulgaga võrreldes (10,5%). Suhteline soojuskadu ei ole kahjuks tehniliselt üheselt määratud, sõltub edastatavast soojushulgast ja täpsem oleks kaod esitada absoluutse väärtusena sõltuvalt torustiku pikkusest, keskmisest läbimõõdust ja küttevee ning keskkonna temperatuuridest.

Kaugküttevõrgu kadude arvutamiseks tuleks lisaks võrgu pikkusele teada ka torude läbimõõte ja kaugküttesüsteemi tegelikku temperatuurigraafikut. Tõenäoliselt piisab kadude usaldusväärseks arvutamiseks lihtsustatult leitud torude keskmise läbimõõdu kasutamisest. Selleks on vaja täiendavalt teada torustiku veemahtu:

$$d_{sise,kesk} = 1000 \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot V}{\pi \cdot l}}$$

milles

- $d_{sise, kesk}$ – torude keskmine siseläbimõõt, mm;
 V – torustiku veemaht, m³;
 l – kaugküttevõrgu pikkus, st torupaari pikkus, m.

Järgnevalt on toodud II soojusisolatsiooniklassiga kahest eelisoleeritud torust koosneva maa-aluse paigutusega kaugküttevõrgu torustiku andmed. Vahtpolüuretaanist soojusisolatsiooni soojusjuhtivustegur on 0,027 W/(mK). Torude sügavus on projektijärgne. Soojuslähikandeteguri väärtused (vt Tabel 2.3) on toodud nii toru välispinna ühe ruutmeetri kohta K , W/(m²K) kui ka **kahest torust** koosneva kaugküttevõrgu torustiku jooksva meetri kohta K' , W/(mK).

Mõnevõrra tekitab ebamugavust asjaolu, et torude läbimõõdu tähistamiseks kasutatakse nn tinglähimõõtu D_n ei ole korrapärases seoses sise- ja välislähimõõdudega, samas kui torustiku pikkuse ja veemahu alusel saame määrata nimelt keskmise siselähimõõdu. Viimast asjaolu arvesse võttes võiks soojuskadude määramise aluseks olla just arvatud torude keskmine siselähimõõt, mille järgi arvataksime torustikupaari jooksva meetri erisoojuskao (vt Tabel 2.3 ja Joonis 2.2). Erisoojuskao arutamiseks vastavalt siselähimõõdule on mugav kasutada regressioonikõverat (logaritmiline kõver lähendab tegelike väärtuste tabeli olulisemate lähimõõdude vahemiku piisava täpsusega).

Kirjeldatud viisil määratud torude keskmine lähimõõt vastab tegelikule olukorrale, kusjuures optimaalne torude lähimõõt on kindlasti tegelikust väiksem. Kui kasutada referentshinna arvutusskeemis tegelikku keskmist torude lähimõõtu, vastaks saadav torustiku soojuskadu II soojusisolatsiooniklassiga tegeliku lähimõõduga torustiku soojuskaole.

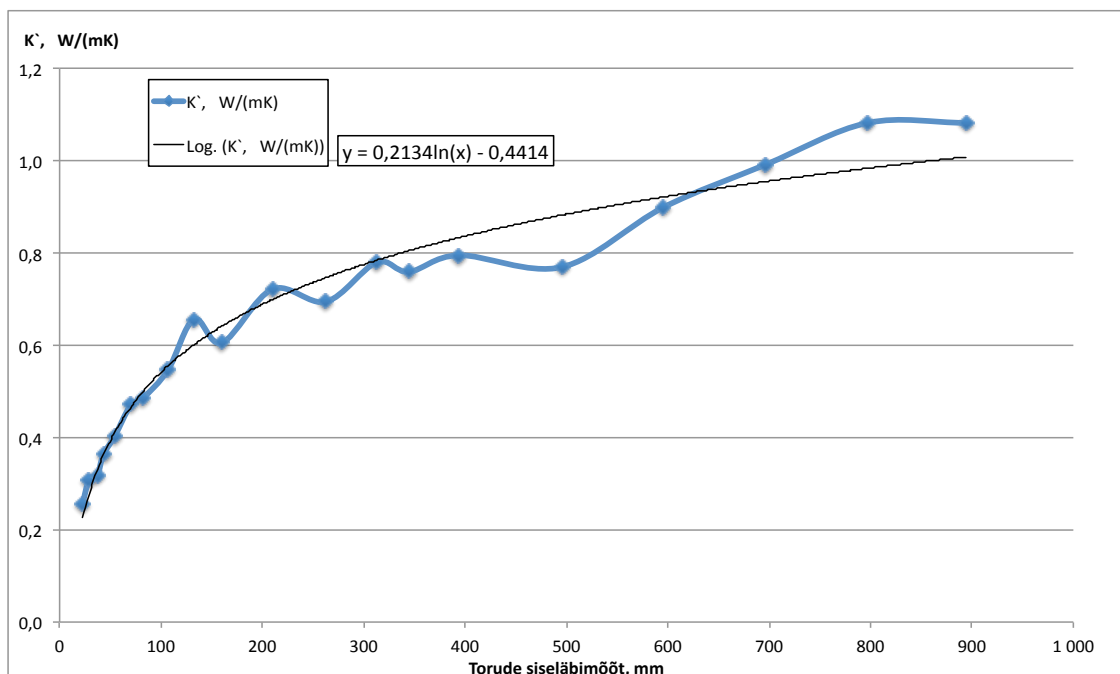
Reaalsed varemehitatud kaugküttesüsteemi torustikud erinevad käesoleva aja optimumile vastavatest torustikest põhiliselt järgmistel ajaloolistel põhjustel:

- nõukogude perioodil optimeeriti torude lähimõõdud ja isolatsioon lähtudes selleaegsetest elektri ja soojuse ning ehitusmaterjalide hindade vahekorra. Sel ajal oli elekter umbes 10 korda kallim soojusest, mistõttu valiti pumpamiskulude alandamiseks suurem torude lähimõõt kui see oleks otstarbekas praeguse elektri ja soojuse hindade vahekorra puhul (praegu on elekter ainult ca kaks korda soojusest kallim). Madala soojuse hinna tõttu ei nähtud ette piisavat torude isoleerimist;
- uute tarbijate varustamiseks nähti ette soojuskoormuste pidevat kasvu ja dimensioneeriti torustikud tuleviku soojuskoormusi silmas pidades. Käesolevaks ajaks on reaalsed soojuskoormused märgatavalt langenud, kusjuures eriti suur tarbimise muutus on endistes kolhooside keskasulates seoses tööstuslike tarbijate äralangemisega.

Käesoleval ajal on enamik kaugküttesüsteemi torustikke kas asendatud eelisoleeritud torudega või muul viisil renoveeritud, kuid etapiviisilise torulõikude asendamise tõttu reeglina puudub võimalus paigaldada peenemaid (optimaalse lähimõõduga) torusid, sest siis muutuks radikaalselt piesomeetiline graafik ja mõnedes torustiku lõikudes tõuseks rõhk ülemäära kõrgeks, sellele järgnevates asendatud lõikudes aga jääks ebapiisavaks. Seega puudub reaalne võimalus kaugküttesüsteemi torustike järkjärguliseks ümberehitamiseks selliselt, et torude lähimõõt kujuneks kogu ulatuses optimaalseks.

Tabel 2.3 Teise isolatsiooniklassiga standardsetl maapinnas paiknevate eelisoleeritud kaugküttetorude läbimõõdud ja erisoojuskaod

D_n , mm	K , W/(m ² K)	K' , W/(mK)	$K' = 0,2134 \cdot \ln(x) - 0,4414$	$D_{välis}$, mm	d_{sise} , mm
20	2,044	0,257	0,255	26,9	22,9
25	1,972	0,310	0,304	33,7	29,1
32	1,585	0,318	0,354	42,4	37,2
40	1,444	0,363	0,384	48,3	43,1
50	1,286	0,404	0,433	60,3	54,5
70	1,072	0,471	0,485	76,1	70,3
80	0,968	0,487	0,518	88,9	82,5
100	0,872	0,547	0,571	114,3	107,1
125	0,837	0,657	0,615	139,7	132,5
150	0,643	0,606	0,654	168,3	160,3
200	0,575	0,722	0,709	219,1	210,1
250	0,443	0,695	0,755	273,0	263,0
300	0,414	0,780	0,791	323,9	312,7
350	0,346	0,760	0,810	355,6	344,4
400	0,317	0,796	0,838	406,4	393,8
500	0,245	0,770	0,885	508,0	495,4
600	0,239	0,900	0,923	610,0	595,8
700	0,226	0,992	0,955	711,0	696,8
800	0,216	1,083	0,982	813,0	797,0
900	0,192	1,083	1,006	914,0	894,0



Joonis 2.2 Torude erisoojuskaod sõltuvus siseläbimõõdest

Torustiku soojuskao määramisel erisoojuskao kaudu peaksime teadma torudes voolava vee ja torustikku ümbritseva pinnase temperatuuride vahet Δt :

$$\Delta t = \frac{t_f + t_r}{2} - t_s$$

milles:

t_f ja t_r – on vastavalt pealevoolu ja tagasivoolu temperatuurid, °C;

t_s – liikumatu pinnase temperatuur torustiku paigaldussügavusel, °C.

Teades kaugküttevõrgus rakendatavat temperatuurigraafikut, saame hinnata nii pealevoolu kui tagasivoolu aasta keskmist temperatuuri. Kahjuks ei sõltu tagasivoolu keskmine temperatuur ainuüksi katlamajas hoitavast temperatuurigraafikust, vaid ka tarbijate soojussõlmede ja küttesüsteemide häälestatusest. Referentshinna arvutamisel tuleb loomulikult eeldada nii peale- kui tagasivoolus arvestusliku temperatuurigraafiku paikapidavust.

Pinnase temperatuur küll muutub aasta jooksul, kuid käesolevas arvutuses piisab ligikaudsest keskmise temperatuuri hinnangust, milleks võib näiteks võtta ca 1°C. Kaugkütetorustikus ringleva vee ja ümbritseva pinnase temperatuuride vahe sõltub aastaajast, kuid koormuste kestusgraafiku koostamisel referentshinna arvutamiseks võib piirduda keskmise soojuskao väärtuse kasutamisega ja sellega arvutustäpsust praktiliselt ei mõjutata.

3 Soojusallikate valik

Soojusallikate valiku optimeerimiseks on vajalik koostada koormuste kestusgraafik, mille konstrueerimisel tuleb arvestada kolme komponendiga:

- tarbijate küttekoormus (täpsemalt kütte- ja ventilatsioonikoormus), mille hetkväärtused sõltuvad välisõhu temperatuurist. Tuule ja sademete mõningase mõju võib üldjuhul jätta arvestamata;
- sooja tarbevee valmistamise koormus, mille hetkväärtused sõltuvad nädalapäevast ja kellaajast, kuid ei sõltu välisõhu temperatuurist. Koormuste kestusgraafiku koostamisel kasutatakse ööpäeva keskmisi koormusi;
- kaokoormus, st kaugküttesüsteemi torustike soojuskao kompenseerimiseks vajalik soojuskoormus, mida antud arvutustes võib lugeda ligikaudu konstantseks kogu aasta jooksul.

3.1 Koormuste kestusgraafik

Koormuste kestusgraafiku koostamisel on põhiraskus küttekoormuste määramisel sõltuvalt välisõhu temperatuurist.

3.1.1 Küttekoormuse kestusgraafiku koostamisest

Küttekoormuse arvutamiseks Eestis on kogu territoorium jagatud kuueks kliimaatiliselt mõnevõrra erinevaks piirkonnaks [17], mille kohta on koostatud kraadpäevade tabelid kuude ja aastate kaupa. Käesolevas arvutuses on otstarbekas kasutada nn normaalaasta andmeid, st pikema ajavahemiku keskmisi andmeid. Kahjuks ei ole avalikult kättesaadavaks tehtud normaalaasta välistemperatuuride jaotust kõigi kuue kliimaatilise piirkonna kohta, seega kasutatakse koormusgraafiku koostamiseks kas kuude keskmisi andmeid, mõne rahvusvahelist kliimaatilist andmebaasi kasutatavat modelleerimistarkvara, nt RETScreen tarkvara [9], või normaalaasta kraadpäevade tabelite koostamise käigus saadud tunnipõhiseid

Tallinna piirkonna välistemperatuuri andmeid, mis iseloomustavad Eesti keskmist kliimaatilist olukorda.

Kahjuks on maksimaalse küttekoormuse määramiseks soovitatud arvestuslikud välis-temperatuurid esitatud ühes standardi lisa mitte kuue Eesti kliimaatilise piirkonna kohta, vaid üksikute linnade kohta ja need on esitatud standardi EVS-EN 13779 Eesti rahvusliku lisa järgi. Soovitatud arvestuslikud välisõhu temperatuurid maksimaalse küttekoormuse määramiseks ei ole otseselt seotud värskete Eesti kliima andmete ja nende alusel määratud normaalaasta kraadpäevadega. Erinevad rahvusvahelised allikad (RETSscreen [9], Sven Werner [11]) soovivad Eesti eri piirkondade jaoks märksa mõõdukamaid välisõhu miinimumtemperatuure.

Mõningane erinevus esineb kraadpäevade defineerimisel Eestis ja rahvusvahelistes andmebaasides ning meetodikates. Kui Eesti kraadpäevad arvestavad kütmise vajadust kuni siseõhu nn tasakaalutemperatuurini (hoonete energiamärgistes võetud 17°C), siis Eurostat'i arvutustes kuni 15°C-ni, mõnel juhul isegi 12°C-ni.

Küttekoormuste kestusgraafiku koostamise kohta saab teha kokkuvõtte, et ühtset konkreetset meetodilist eeskirja selle koostamiseks pole, eri meetodikate järgi kestusgraafiku koostamisel tekivad lahkuminekud tippkoormuse määramisel ja 10 – 17°C välistemperatuuri vahemikus, kuid õnneks ei mõjuta see oluliselt soojusallikate valikut ja referentshinna arvutamist.

3.1.2 Sooja tarbevee valmistamise koormus

Nagu ptk 3 alguses juba mainitud, võib koormuste kestusgraafiku koostamisel ja referentshinna arvutamisel ignoreerida sooja tarbevee vajaduse lühiajalisi kõikumisi ja kasutada keskmist koormust. Kahjuks puudub kaugkütte võrgupiirkonnas igasugune võimalus teada saada reaalselt eraldi kütte- ja sooja tarbevee koormusi ja tarbimisi.

Üldiselt on teada, et kui elamutes võib sooja tarbevee valmistamiseks vajalik soojustarve moodustada umbes 20% kogu soojustarbest, siis koolides, büroodes ja administratiivhoonetes on see ainult 2 – 5%, spaades ja haiglates aga võib olla üle 20%.

Kuigi võrgupiirkonna tarbijate struktuuri erinevuste tõttu võib sooja tarbevee koormus erineda, siis referentshinna määramisel soovime kasutada ligikaudset sooja tarbevee osatähtsust ca 12 – 15% kogu soojustarbest.

Sooja tarbevee koormust referentshinna arvutusskeemis otseselt eraldi näidatud ei ole, kuid koormusgraafiku koostamisel on sooja tarbevee valmistamiseks vajalikuks soojuskuluks võetud 20% soojusallikate kogutoodangust. Sooja tarbevee valmistamise osatähtsuseks soojustarbest (ilma võrgukadu arvestamata) saaksime sel juhul 22,3%, mis on ilmselt reaalsest tunduvalt suurem.

3.1.3 Summaarne koormuste kestusgraafik

Referentshinna arvutamise lähteversioonis kasutatud koormuste kestusgraafik peegeldab adekvaatselt küttekoormuse sõltuvust välisõhutemperatuurist. Sooja tarbevee koormus on reaalsest märgatavalt suurem, kuid kahjuks pole arvestatud kaugküttevõrgu torustike soojuskadudega. Teisalt, kuna sooja tarbevee koormus on ülehinnatud, peegeldab kasutatud kestusgraafik (Joonis 3.1) piisava täpsusega ideaalse kaugküttepiirkonna summaarsete koormuste kestusgraafikut. Samas peaks arvutusmudel siiski võimaldama kõiki summaarse soojuskoormuse komponente eraldi sisestada ja vajadusel korrigeerida.

Kui võrrelda mudeli kestusgraafikut ühe Eesti võrgupiirkonna tegeliku koormusgraafikuga (vt Joonis 3.2), siis näeme küllaltki head kattuvust. Reaalsel koormusgraafikul on mõnevõrra väiksem suvine soojuskoormus ja järsem erinevus kütteperioodi koormuste ja suvise ainult

sooja tarbevee valmistamise vahel. Viimast asjaolu saaks koormusgraafiku koostamisel arvesse võtta sel viisil, et määratleda kütmisvajadus mitte kuni tasakaalutemperatuuriga võrdse välisõhutemperatuurini, vaid sellest mõnevõrra madalama välisõhutemperatuurini (nt 12 – 15°C, vt vastavat selgitust punktis 3.1.1).

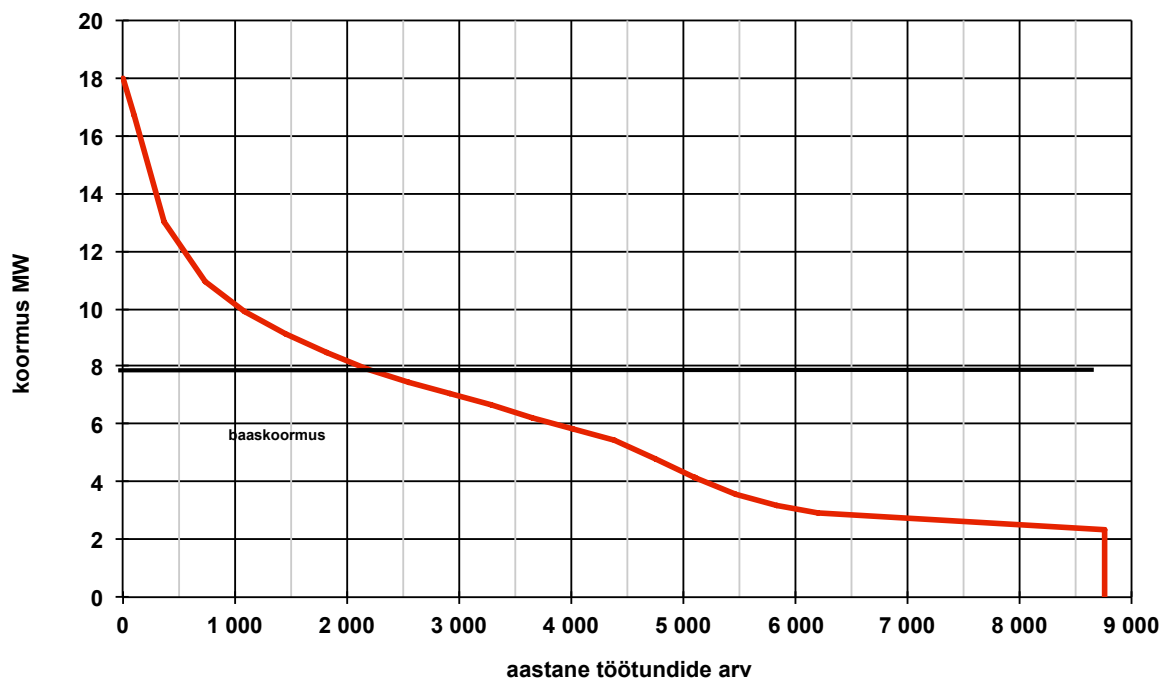
3.2 Baas- ja tipukoormuse määramine ning soojusallikate valik

Teoreetiliselt oleks võimalik määrata baas- ja tipukoormuse soojusallikate optimaalsed võimsused aastaste kogukulude majandusliku optimeerimise teel. Üheks lihtsamaks võimaluseks on nn sõelumismetoodika kasutamine, mida on kirjeldatud näiteks V.Vares'e [16] ning Svend Frederiksen'i ja Sven Werner'i [11] õppematerjalides. Reaalselt tuleb võimsuste määramisel arvesse võtta mõningaid täiendavaid asjaolusid:

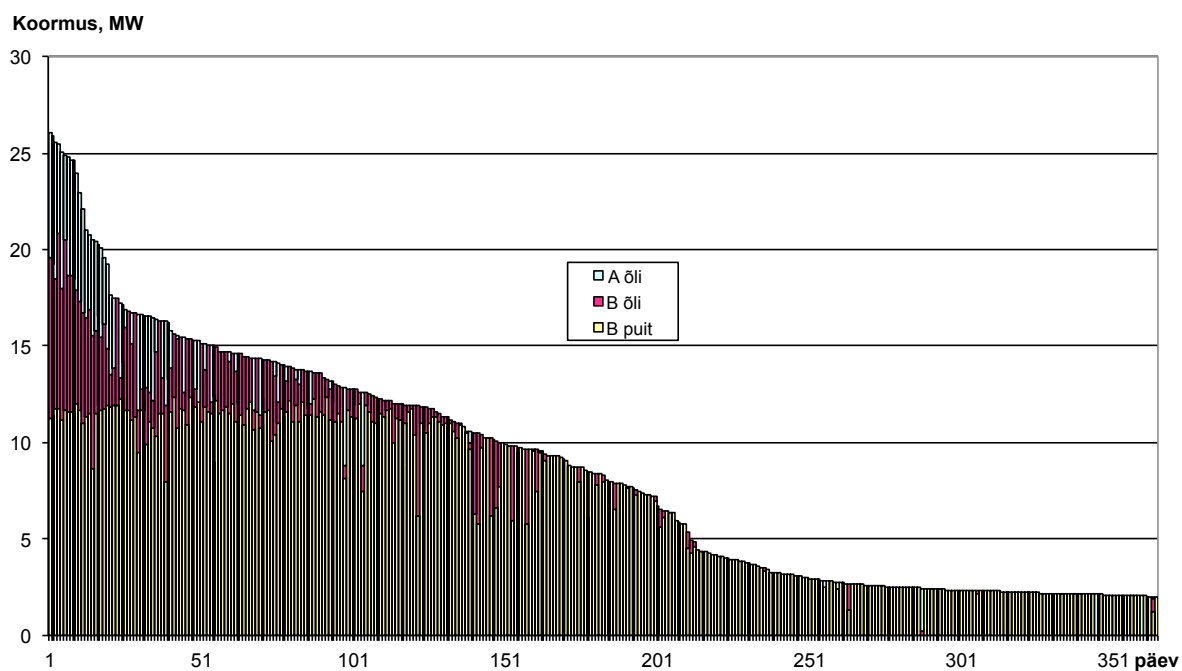
- nii baas- kui tipukoormuse katlaid on võimalik lühiajaliselt (mõnest tunnist mõne päevani) üle koormata ja seetõttu käivitatakse tipukoormuse katel koormuste kasvamisel mõnevõrra hiljem töösse, st lastakse baaskoormusekatlal teatud aja töötada suuremal kui nominaalkoormusel. Teisalt, kui mõlemad katlad töötavad, siis koormuse langemisel lülitatakse tipukoormusekatel tööst välja mõnevõrra hiljem, st alles pärast koormuse langemist alla baaskoormusekatla nominaalkoormuse;
- suvise soojuskoormuse katmisel baaskoormuse katlaga ei tohiks selle keskmine koormatus kindlasti langeda alla 20% nominaalkoormusest (vaid äärmisel juhul), soovitatavalt aga mitte alla 30%. Sellega välditakse baaskoormusekatla ebaökoonoomne töö madalatel koormustel ja resti ning müüritise võimalikud vigastused, mis võiksid tekkida madalate ning kõikuva koormatuse tingimustes;
- baaskoormuse katmiseks sobivaid soojusallikaid (hakkpuidukatlad) valmistatakse teatud võimsuste sammuga, seega puudub täpsel teoreetisel optimeerimisel sisuliselt mõte.

Ülaltoodust saab järeldada, et reaalselt piisab tipu- ja baaskoormusekatelde dimensioneerimiseks lihtsustatud kogemustele toetuvast võimsuste vahekorra. Tavaliselt valitakse baaskoormusekatla võimsuseks umbes 40 – 50% maksimaalsest ja referentshinna arvutusskeemis just nii tehtud ongi: maksimaalne koormus 18 MW ja baaskoormusekatla võimsus 8 MW ehk 44,4%.

Lisaks on igas võrgupiirkonnas vajalik reservkatla olemasolu, mis vajadusel kataks suurima võimsusega soojusallika väljalangemisel selle koormuse. Seega antud arvutusskeemis on igati loogiliselt valitud 2 identset gaasikatelt, millest kumbki on võimeline täitma nii tipukoormusekatla kui reservkatla rolli.



Joonis 3.1 Referentshinna arvutusmodelis kasutatud koormuste kestusgraafik



Joonis 3.2 Tegelik koormuste kestusgraafik ühes Eesti võrgupiirkonnas aastal 2011 (A ja B tähistavad katlamajasid, kusjuures baaskatlamajana töötab katlamaja B).

4 Püsi- ja muutuvkulu komponendid

Kõik kaugkütteettevõtte kulud saab jagada püsi- ja muutuvkuludeks, kusjuures püsikulud on proportsionaalsed ülesseatud võimsusega (€/MW) ja muutuvkulud väljastatava soojushulgaga (€/MWh).

4.1 Kapitalikulu

Kapitalikulu sõltub investeringukuludest, seadmete eeldatavast elueast ja diskonteerimistegurist (siin kaalutud keskmine kapitali hind ehk WACC). Seadmete eeldatav eluiga on arvutuskeemis võetud soojuse tootmise seadmetele 20 aastat ja edastamise seadmetele 40 aastat. Edastamiseseadmete (st kaugküttesüsteemi torustike) eluiga on käesoleva aruande autorite hinnangul realistlik. Mõnevõrra soovitame kaaluda soojuse tootmise seadmete eluea väärtuste esitamist eraldi sõltuvalt seadmete tüübist. Reaalselt võiksid tipukoormusena kasutatavad gaasikatlad (peaksid omama universaalpõleteid, et vajadusel töötada reservkütusel, st vedelkütusel) töötada pikema aja vältel kui 20 aastat, näiteks ca 25 aastat. Samas hakkpuidukatlad nõuavad teatud tööaja järel kapitaalremonti, mistõttu tuleks eluea 20 aastat korral lülitada arvutusmudelisse kapitaalremondiga seonduvad kulud, mille suuruse kohta pole töö autoritel kahjuks piisavaid andmeid. Kui kapitaalremondiga seonduvate kulude kohta on võimalik leida usaldusväärseid andmeid, tuleks need lülitada kulutustesse ja võtta elueaks 20 või isegi 25 aastat. Kapitaalremondi andmete puudumisel võiks hakkpuidukatla arvestuslik tööiga lühendada 15 aastani.

4.1.1 Soojusallikate eriinvesteeringud ja mastaabiefekt

Soojusallika investeeringu suurus sõltub väga tugevasti seadme ühikvõimsusest, kusjuures see ei ole proportsionaalne võimsusega, vaid seotud järgmise seose kaudu:

$$\frac{C_1}{C_2} = \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^a$$

milles:

C_1 – on soojusallika 1 investeering, €;

C_2 – soojusallika 2 investeering, €;

P_1 – soojusallika 1 nominaalvõimsus, MW;

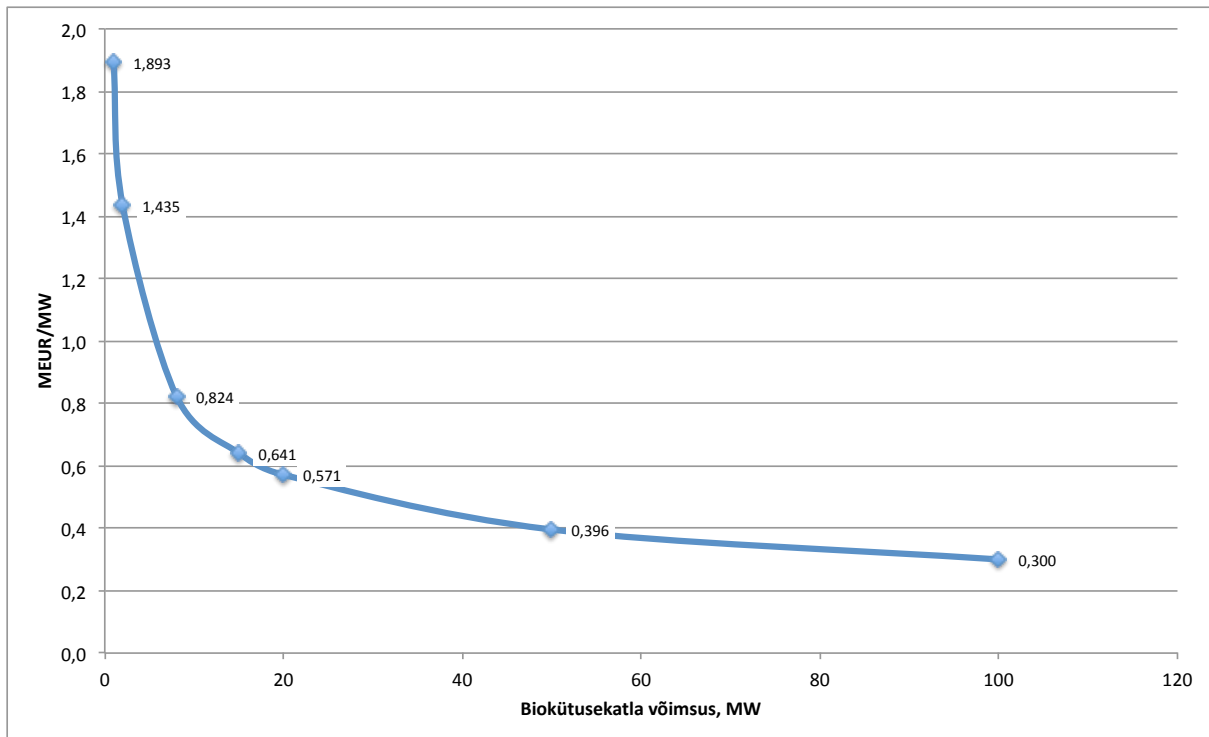
P_2 – soojusallika 2 nominaalvõimsus, MW;

a – investeeringu suuruse ja võimsuse vahekorda iseloomustav astmenäitaja.

ASi Ramboll aruandes [2] on võimsus määratud kasutatava kütuse järgi, kuid võimsuste suhte väärtust ei mõjuta asjaolu, kas võimsus on defineeritud sisend- või väljundvõimsuse alusel. ASi Ramboll hinnangul võiks soojusallikate võimsustel kuni 100 MW kasutada astmenäitaja väärtust 0,6. Siiski on Taani Energiaagentuuri andmetel vahemikus 1 – 50 MW restkoldega hakkpuidukatlaga täiskompleksse katlamaja eriinvesteering vahemikus 0,3 – 0,7 M€/MW, mis vastaks astmenäitaja a väärtusele umbes 0,8.

Käesoleva aruande autorid ei pea sobivaks toodud valemi rakendamist väga suures võimsuse vahemikus, sest üldreeglina muutub siis ka katlamaja tehnoloogiline lahendus. Siiski pidasime otstarbekaks valemi sisu demonstreerimist (vt Joonis 4.1), sest sellega saab näitlikustada nn mastaabiefekti. Mastaabiefekti tulemusena kujuneb väikestes (kuigi otstarbekalt kavandatud) kaugküttesüsteemides soojuse hind suuremate kapitalikulude tõttu märgatavalt kõrgemaks kui suurtes kaugküttesüsteemides.

Soome kaugküttesüsteemides on varasem hindade võrdlus näidanud tugevat seost hinna ja köetava asula suuruse, seega ka kaugküttepiirkonna suuruse vahel, kusjuures hind on olnud seda kõrgem, mida väiksem on asula. Kaugküttesoojuse viimaste aastate hindasid Soome kaugküttesüsteemides võib leida Energiateollisuus Ry kodulehelt [14] ja esmase hinna järgi on sama tendents ilmne, kuid üksikasjalisem analüüs nende osas ei mahu käesoleva analüüsi raamidesse.



Joonis 4.1 Restkoldega hakkpuidukatlaga täiskomplektse katlamaja eriinveeringute väärtused kuni 100 MW ühikvõimsuse korral astmenäitaja väärtuse 0,6 korral

Mastaabiefekti selgitamisega püüame selgitada seisukohta, et ühtse referentshinna kasutamisel mistahes müügi mahuga võrgupiirkonna jaoks esitatakse väikestele võrgupiirkondadele paratamatult liiga kõrged sihid.

Referentshinna arvutusskeemi lähteverisioonis on soojusallikate aastane soojustoodang 50 000 MWh ja müügi maht 44 750 MWh, mille korral valitud soojusallikad olid 8 MW hakkpuidukatel erimaksumusega 415 000 €/MW ja kaks 10 MW maagaasikatelt eriinveeringuga 70 000 €/MW. Kokku on selliste soojusallikate summaarne investeering 4 720 000 €, mis kindlasti peaks tagama heal kaasaegsel tasemel ja kõrge automatiseerituse tasemega soojusallikate rajamise. Seejuures maagaasikatla maksumus võib kujuneda väiksemaks, sest tüüpiliselt arvestatakse maagaasikatla hinna sisse katlamaja rajamise kulud, kuid lisakatlana hakkpuidukatlamajas jääks osa kulusid ilmselt väiksemaks.

Tuleb rõhutada, et Eesti turu väiksusest tingituna on katlamajade hindade statistika sisuliselt puudu.

4.1.2 Soojuse edastamise ja jaotamise varade maksumus ja kapitalikulu

Referentshinna arvutusskeemi lähteverisioonis on soojusallikate summaarne maksumus 4 720 000 € ja soojuse edastamise ja jaotamise varade maksumus 4 027 500 €. Seega on soojusvõrgu maksumus ligi 15 protsenti madalam soojusallikate maksumusest, mis ei kattu

kuidagi aruande autorite senise kogemusega. Meie kogemuse põhjal peaks vähemalt üldreeglina kaugküttevõrgu maksumus olema soojusallikate maksumusest tunduvalt kõrgem. Samas on äärmiselt keeruline hinnata kaugküttevõrgu torustiku reaalselt ehitismaksumust, sest see sõltub nii torude läbimõõdust (st kas optimaalne või reaalselt kujunenud läbimõõt) kui rajamistingimustest. Linnalises asulas on torustiku paigaldamine seotud muuhulgas nt teede sulgemise, asfaldi taastamistöödega ja teiste kommunikatsioonide võimaliku ümbertõstmisega jne.

Oleme saanud torustiku jooksva meetri paigaldamiseks vajalike kulutuste kohta informatsiooni kahest allikast (vt Tabel 4.1), soojusettevõtjatelt X ja Y. Seejuures Y hindade puhul tuleb täiendavalt arvestada kohalikke tingimusi, sh:

- kahetorulise võrgu ehitamisel pikkuste vahemikus 50 kuni 100 jm;
- kui ehitatava võrguosa pikkus on üle 100 jm, siis on jooksva meetri maksumus 10% madalam;
- kui ehitatava võrgu pikkus on alla 50 jm, siis tuleb eraldi lisada paigaldatavate elementide (kinnistugi, kraanid, ...) maksumused;
- suuremahuliste teekatte taastamiste korral (taastamisel kogu tee laiuses) lisada 50% teekatte taastamise kuludeks.

Tabel 4.1 Kaugküttevõrgu torustiku jooksva meetri ehitismaksumuste hinnangud sõltuvalt torude nimiläbimõõdust

D_n	Ettevõtte X, 2012	Ettevõtte Y, 2010
32	476,23	179
40	495,17	203
50	518,85	231
60	542,53	262
80	589,89	297
100	637,25	337
125	696,45	383
150	755,65	434
200	874,05	493
250	992,45	559
300		635
350		721
400		818

Referentshinna arvutusskeemis on kasutatud uute trasside investeringu maksumust SA Keskkonnainvesteeringute Keskus (KIK) projektide põhjal 315 €/m (hiljem on selgunud, et kaalutud keskmine väärtus on tegelikult märksa suurem, 500,6 €/m.) Madal hind viitab asjaolule, et on toetatud peenikeste torudega väikese müügitahuga võrkude ehitusi ja rekonstrueerimist, mis pealegi paiknevad valdavalt maa-asulate piirkonnas ja ei sisalda suuremahulisi teekatte taastamistöid jm täiendavaid kulusid.

Soovitame kaugküttevõrgu torustike maksumuse määramisel lähtuda võrgu reaalsest torude läbimõõdust ja jooksva meetri maksumusel arvestada linnades ehitamisega kaasnevaid lisakulusid.

4.2 Muutuvkulu

4.2.1 Kütusele tehtavad kulud

Kuna muutuvkuludest moodustavad valdava osa kütusega seotud kulud, siis nende määramisel on olulised järgmised asjaolud:

- baas- ja tipukoormuse katla soojustoodangud, mis on määratavad koormuste kestuskõvera kaudu;
- katelde aasta keskmised kasutegurid;
- kütuste hinnad.

Katelde soojustoodangute määramisel kujutaks Joonis 3.1) tipukoormusekatla toodangut 8 MW joonest ülespoole jääv kestuskõvera alune pindala ja baaskoormusekatla toodangut 8 MW joonest allapoole jääv kestuskõvera alune pindala. Vastavate toodangute määramiseks on täpsem võimalus kasutada koormuste kestusgraafiku punktide tabelit. Samuti on mõeldav nimetatud pindalade lihtsustatud geomeetiline hindamine, mis esialgselt viitab maagaasikatla toodangule ca 7 200 MWh/a ja baaskoormusekatla toodanguks 42 800 MWh/a. Erinevus pole skeemis väljatoodud toodangu mahtudega küll eriti suur, kuid baaskoormusekatla kasutustundide arvu ei ole korrektne ette anda ja see tuleks määrata leitud toodangute põhjal, mitte aga vastupidi. Reeglina saavutatakse optimaalne soojuse hind hakkpuidukatla vähemalt 4000 – 5000 h kasutuskestuse korral.

Majandus- ja kommunikatsiooniministri määruses nr 51 soojuse müügi ajutise hinna kehtestamise kohta [15] on nõutud uute katelde kasuteguriteks võtta seadmete passijärgsed kasutegurid (maagaasil vähemalt 92% ja hakkpuidul vähemalt 85%), mis vastavad üldjuhul nominaalkoormuse kasuteguritele. Aasta keskmised kasutegurid on üldreeglina madalamad, sest katlad ei saa pidevalt töötada nominaalkoormusel. Kahjuks ei anna katelde tootjad kateldega kaasa graafikuid, mis näitaksid kasuteguri sõltuvust koormusest. Mõnel juhul määratakse sellised kasuteguri sõltuvused koormusest katelde eksploatatsiooni andmise järgsete katsetuste käigus, mis ühtlasi tõendaksid kateltele esitatud nõuete täitmist. Kahjuks on Eestis teada ainult üksikud selliste katsete tulemused ja nende kohta pole katseandmed üldkättesaadavad.

Varasemates katlatootjate publikatsioonides võib siiski mõningaid kasuteguri sõltuvuse andmeid leida, nt on teada ühe Soome päritolu katlatootja LAKA Oy ühe maagaasikatla kasuteguri sõltuvused [13]. Nimetatud katla kasuteguriks 100% koormusel oli 93,3%, keskmiselt 90% keskmise koormuse korral on saadud aasta keskmiseks kasuteguriks 90,3% ja minimaalse 18% koormuse korral 84,7%. Kuna tänapäeval kasutatakse paindlikke modelleeritavaid põleteid, võib nendega varustatud gaasikatelde kasutegur sõltuda koormusest mõnevõrra vähem kui nimetatud katsetustes, kuid konkreetseid andmeid aruande autoritel esitada ei ole.

Eriti oluline oleks vaja teada hakkpuidukatelde kasutegurite sõltuvust koormusest, sest nendega kaetakse põhiline osa aastasesest soojusvajadusest. On teada, et sageli ei ole kasuteguri maksimum 100% koormuse juures, vaid mõnevõrra madalamal koormusel. Samas teatud koormusest madalamal koormusel langeb kasutegur järsult ja selline olukord on tüüpiliselt just suveperioodil. Aasta keskmine kasutegur on kindlasti passijärgsest kasutegurist madalam, kuid käesoleva aruande autorite teada Eestis uuringuid katlamajade aasta keskmise kasuteguri määramiseks ei ole tehtud, mistõttu vastavad andmed puuduvad.

Kütuste hindadest on suhteliselt hästi teada maagaasi antud hetkel kehtiv hind ja selle analüüsimiseks puudub vajadus. Hakkpuidu hinna osas on referentshinna arvutusskeemis kasutatud Statistikaameti andmebaasis toodud keskmisi hindu. Seniste kogemuste põhjal ei

soovita statistika andmebaasis näidatud hindu rakendada, sest see keskendab hindasid liiga laias kvaliteedi vahemikus ja on kasutatud valimist sõltuv. Väga usaldusväärset hakkpuidu ja paljude teiste puitkütuste ning mõningate fossiilkütuste hindade pidevat muutumist kajastavad OÜ Tark Mets kvartaalsed publikatsioonid [8].

4.2.2 Otseste kütusekuludega mitteseotud muutuvkulud.

Lisaks otsestele kütusekuludele kuuluvad muutuvkulude hulka veel mitmed kulud, sh elektrienergiALE tehtavad kulud, saastetasud, kemikaalid jm. Aruande autorite arvates on nende kulutuste hinnangud korrektsed ja realistlikud.

5 Kokkuvõtte ja järeldused

Käesoleva aruande autorid jõudsid järeldusele, et efektiivse kaugküttesüsteemi referentshinna arvutusmudel on koostatud loogiliselt ja korrektselt. Mõningate lähteparameetrite väärtuste ja esitusviiside kohta peame vajalikuks esitada soovitusi, mis peaksid aitama mudelis paremini arvesse võtta konkreetse kaugküttesüsteemi suurust ja iseärasusi.

Arvutusmudeli analüüs näitas, et ühtse referentshinna rakendamine kõikide kaugküttepiirkondade jaoks põhjustab paratamatult teatud ebavõrdse kohtlemise ilminguid. Koostatud mudeli rakendamine on raskendatud nende kaugküttepiirkondade jaoks, kus baaskoormust kaetakse põlevkivil töötava soojuse ja elektri koostootmisjaamaga (Narva), samuti seal, kus on kasutusel spetsiifilised kütused, nt põlevkivigaas. Teatud erinevused on seotud ka tipukoormuse katmise võimalustega: piirkondades, kus maagaasitorustik puudub, tuleb kasutada vedelkütust, mille hind on kõrgem ja seoses aktsiisimäärade muutumisega tõuseb veelgi kõrgemaks (NB! aktsiisimäär tõuseb kergel kütteõlil, mitte põlevkiviõlil).

Järgnevalt toome välja oma tähelepanekud erinevate sisendparameetrite väärtuste ja esitusviiside kohta.

1. Efektiivse kaugküttevõrgu keskmine tarbimistihedus ja kaugküttevõrgu torustike soojuskaod.

Tarbimistihedus kaugküttevõrgus on otseselt määratud asula hoonestustihedusega, täpsemalt kaugküttesüsteemist soojusega varustatavate hoonete paiknemise tihedusega antud võrgupiirkonnas. Samas torustike soojuskaod ja võrgu maksumus sõltuvad otseselt hoonestustihedusest, mistõttu tuleks need arvutada vastavalt torustiku pikkusele ja kaalutud keskmisele diameetrile (vt punkt 2.2).

Tarbimistihedus kaugküttevõrkudes sõltub asula suuruselt (müüginahust) ja asustihedusest, seetõttu oleks vajalik hinna arvutusi läbi viia kas iga võrgupiirkonna jaoks eraldi või tüüpiliste võrgupiirkondade gruppide kaupa.

2. Uue kaugküttevõrgu investeringu keskmine maksumus

Uue kaugküttevõrgu torustiku maksumus sõltub põhiliselt võrgu pikkusest (st kaudselt tarbimistihedusest), torude läbimõõdust (st kaudselt müüginahust) ja torude paigaldamisega seotud täiendavatest kuludest (tänavate sulgemine tööde ajaks, asfaldi taastamine ja kommunikatsioonide teisaldamine, jne).

Mudeli lähtevariandis kasutatud kaugküttevõrgu investeringute erimaksumus (315 €/m) on meie arvates keskmiste ja suuremate võrgupiirkondade jaoks (torude tegelikud diameetrid on suhteliselt suured) tugevasti alla hinnatud. Soovitame arvutada kaugküttevõrgu investeringu torude keskmise läbimõõdu ja pikkuse kaudu. Lisaks tuleb silmas pidada asjaolu, et kuigi tegelik torude läbimõõt on üldreegline

suurem kui vastaval optimaalse võrgu torudel, siis etapiviisilise torude asendamise korral pole reaalselt võimalik optimaalse torude läbimõõduga võrku rajada.

3. Tahkekütuse katlamaja ja tipukatla investeeringute maksumused.

Peame etteantud müügi mahuga kaugküttepiirkonna jaoks pakutud erinvesteeringute väärtusi realistlikeks. Samas tuleb rõhutada, et erimaksumused sõltuvad väga tugevasti ühikvõimsustest, st väikese müügi mahuga võrkudes tuleb paigaldada tunduvalt suurema erimaksumusega seadmeid kui suurtes (vt punkt 4.1.1).

4. Koormuste kestusgraafik, katelde installeeritud soojuslik võimsus, hakkpuidu osakaal soojustoodangus.

Koormuste kestusgraafiku alusel on võimalik optimeerida baas- ja tipukoormuse soojusallikate valikut ja määrata kummagi soojusallika poolt väljastatud soojushulki. Koormuste kestusgraafiku kuju on igas Eesti kuues kliimavööndis mõnevõrra erinev, lisaks mõjutab selle kuju ka sooja tarbevee osakaal soojuskasutuses ning teatud määral kadude tase kaugküttevõrgus.

Koormuste kestusgraafiku koostamise kõik lähtetingimused arvutusmodelist otseselt ei selgu ning arvestamata on jäänud kaugküttevõrgu soojuskadu. Õnneks ei mõjuta kestusgraafiku kliimaatiliste lähtetingimuste mõningased erinevused eriti palju soojusallikate optimaalset valikut. Soovitame võtta sooja tarbevee valmistamiseks kuluvaks soojushulgaks väiksema väärtuse 12 – 15% kogu soojustarbist, sest üldreeglina kasutatakse mittelehoonetes tunduvalt vähem sooja tarbevett kui elamutes (vt punkt 3.1.2). Asulates, kus kaugküttevõrgu soojustarbivateks on peamiselt elamud, kes ka sooja tarbevett valmistavad kaugküttesoojuse baasil, tuleks sooja tarbevee osakaal kogu soojuskasutuses võtta vähemalt 20%.

Hakkpuidukatla ja tipukoormusekatla soojustoodangud tuleks leida koormusgraafiku alusel (vt punkt 3.1.3), mille järel selguksid ühtlasi kummagi soojusallika kasutustundide arvud.

5. Varade soetamisväärtus, kapitalikulu.

Arvutusmodeli lähteversioonis on soojuse tootmise varade soetamisväärtus kõrgem kui jaotamise põhivarade soetamisväärtus. Hindame soojuse tootmise varade soetamisväärtuse hinnangut realistlikuks, jaotamise varade soetamisväärtust aga tugevasti allahinnatuks (vt 4.1.2). Aruande autorite senise kogemuse põhjal peaks investeeringud kaugküttevõrku üldjuhul tunduvalt ületama investeeringuid soojusallikatesse, kuid kaugküttevõrgu ehitusmaksumuse täpsemaks hindamiseks on meie kogemused ebapiisavad.

Aastase kapitalikulu arvutamisel soovitame hakkpuidukatla elueaks võtta 20 aastat juhul, kui arvutusmodelis kajastatakse kapitaalremondiga seonduvad kulud, tipukoormusekatlal aga 25 aastat. Soojuse jaotamise varade eluea pikkus 40 aastat on realistlik.

6. Soojuse tootmise kasutegurid.

Soojuse tootmise kasuteguritena on arvutusmodeli lähteversioonis kasutatud seadmete passiandmete vastavaid nominaalkoormuse kasutegureid. Aasta keskmised kasutegurid on nominaalkoormuse kasuteguritest kindlasti madalamad, sest suure osa ajast töötavad katlad osalisel koormusel. Eriti tuntavalt mõjutab hakkpuidukatla aasta keskmist kasutegurit suvine, väga madalal koormusel töötamine (vt punkt 4.2.1).

7. Hakkpuidu hind.

Soovitame hakkpuidu hinna määramiseks kasutada OÜ Tark Mets kvartaalsetes publikatsioonides esitatud hindasid, mis võimaldavad lisaks aasta keskmistele hindadele näha aastasiseseid hinnakõikumisi ning nii lühi- kui pikaajalisi hinnatrende.

8. Elektrienergia erikulu.

Kuigi aruande autoritel puudub ülevaade reaalistest elektrienergia erikuludest, siis arvestades selle parameetri väikest mõju arvatavale referentshinnale puudub otsene vajadus selle parameetri väärtuste täpsemaks analüüsimiseks.

9. Muud muutuvkulud.

Kasutatud muude muutuvkulude tase on realistlik.

10. Saastetasud.

Saastetasud on aruande autorite arvates korrektselt määratud. Kui arvutusi teha konkreetse kaugküttepiirkonna jaoks, saaks kasutada just sellele asukohale vastavat asukohakoefitsienti. Tuleb arvestada, et saastetasude suurus sõltub kaugküttevõrgu asukohast, nt kuurortpiirkonnas (Pärnus) on koefitsient märksa kõrgem, kui Paides.

11. Tegevuskulud.

Aruande autoritel puudub ligipääs kaugküttevõtete tegevuskulude aruandlusele ja seetõttu pole võimalik tootmise tegevuskulude suuruse kohta põhjendatud hinnangut anda. Sellele vaatamata tunduvad MKM määruse alusel leitud tegevuskulud efektiivse kaasaegse tehnoloogiaga varustatud kaugküttevõtete jaoks pigem ülehinnatud.

Üldised soovitused

- Kui referentshinna kehtestamise vajadus tulevikus tekib, siis oleks enne soovitatav läbi arvutada 2 – 3 erineva suurusega ja konfiguratsiooniga kaugküttepiirkonna torustike optimaalne paigutus ja torustike optimaalsed läbimõõdud erinevate isolatsiooni klasside korral. Neid olemasolevatega võrreldes näeksime, kui oluline oleks optimaalne kaugkütetorustik soojuse hinna seisukohalt antud võrgus ja kas see olekski mõistlik kasutusele võtta kui tarbijate soojuse kasutus pika perioodi jooksul väheneb või kui minnakse üle soojuskandja madalamale temperatuurile.
- Kuna soojuse hind sõltub tugevasti kaugküttepiirkonna tarbimismahust ja tarbijate paiknemise tihedusest, siis oleks otstarbekas referentshinna arvutusmudelit rakendada eraldi lähedaste parameetritega piirkondade gruppide jaoks.

6 Kasutatud kirjandus

1. Katlamajade maksumuse, tehnilise lahenduse ja tegevuskulude eksperthinnang. ÅF-ESTIVO, Töö nr ENE 09057. Tallinn 2009 – 2010, 38 lk.
2. Mudeli väljatöötamine kulude jagamiseks koostootmisjaamas alternatiivkatlamaja meetodit kasutades: Ekspertarvamus. Rambøll. 2011, 38 lk.
3. Soojuse tootmise, jaotamise ja müügiga seotud põhivarade kasuliku (tehnilise) eluea määramine (hindamine): Ekspertarvamus. SusDev Consulting OÜ, Ü.Mets. 56 lk.
4. Technology Data for Energy Plants. ENERGINET.DK, ENERGY STYRELSEN. 2012, 212 p.
5. ENERGYPLAN Cost Database. Aalborg University, David Conolly. 2014, 12 p.
6. Finding and Inputting Data into the EnergyPlan Tool. David Conolly, Aalborg University. 2013, 56 p.
7. Hakkpuidu ja maagaasi primaarenergia hindade võrdlus (Konkurentsiamet), 2 lk.
8. Ülevaade 2014. aasta III kvartali puiduturust. OÜ Tark Mets, H. Hepner.
9. Clean Energy Project Analysis: RETScreen Engineering & Cases Textbook. www.etscreen.net. 456 p.
10. Peter Randlov. Kaugkütte käsiraamat. Euroopa Kaugkütte Torude Tootjate Ühing, 1997, 318 lk.
11. Svend Frederiksen, Sven Werner. District Heating and Cooling. Studentlitteratur AB, Lund, 2013, 586 p.
12. Teet-Andrus Kõiv, Aivar Rant. Hoonete küte. TTÜ Kirjastus, Tallinn, 2013, 404 lk.
13. LAKA-Vuosikirja 1985. Tampere 1984, 239 s.
14. Energiateollisuus ry. <http://energia.fi/>
15. Soojuse müügi ajutise hinna kehtestamise kord. MKM määrus, kehtiv alates 04.07.2011, RT I, 01.07.2011, 20
16. Villu Vares. Energiatehnika. TTÜ Kirjastus, Tallinn, 2011, 123 lk.
17. Kraadpäevad: <http://www.kredex.ee/energiatohususest/kraadpaevad-4/>

7 Lisad

Tabel L 1 Konkurentsiameti poolt väljatöötatud referentshinna arvutusmudeli andmestik tarbimistiheduse 3,5 MWh/m ja müüginahu 50 000 MWh/a korral

Rea nr	Hinnakomponendid	Ühik	Väärtus
1	Tahkekütuse katlamaja installeeritud soojuslik võimsus	MW	8,0
2	Tahkekütuse katlamaja investeering (sh seadmed)	€	3 320 000
3	Tipukatla (maagaas) installeeritud võimsus	MW	20,0
4	Tipukatla (maagaas) investeering	€	1 400 000
5	WACC	%	6,66%
6	Soojuse tootmise varade tehniline eluiga	aasta	20
7	Soojuse jaotamise varade tehniline eluiga	aasta	40
9	Soojuse tootmise põhivarade soetusväärtus	€	4 720 000
10	Soojuse jaotamise põhivarade soetusväärtus	€	4 027 500
	Tehnilised näitajad:		
11	Soojuse tootmiskaht kokku (Q_{soojus})	MWh	50 000
12	sh puiduhakkest	MWh	44 000
13	maagaasist	MWh	6 000
14	Trassikadu	MWh	5 250
15		%	10,50
16	Soojuse müüginakaht	MWh	44 750
17	Primaarenergia puiduhakkest	MWh	51 765
18	Primaarenergia maagaasist	MWh	6 522
20	Primaarenergia kokku	MWh	58 286
21	Puiduhakke katla kasutustundide arv aastas	h/aastas	5 500
22	Maagaasi katla kasutustundide arv aastas	h/aastas	300
23	Soojustrasside pikkus	m	12 786
24	Puiduhakke primaarenergia hind	€/MWh	14,28
25	Maagaasi primaarenergia hind	€/MWh	41,30
26	Soojuse tootmise kasutegur puiduhakkest	%	85,0
27	Soojuse tootmise kasutegur maagaasist	%	92,0
28	Elektrienergia erikulu	kWh/MWh	20,00
29	Elektrienergia kulu	kWh	1 000 000
30	Elektrienergia keskmine hind	€/kWh	0,0944
31	Kütuse hind soojuse hinnas	€/MWh	20,17
32	Saastetasud	€/MWh	1,02
33	Muud muutuvkulud	€/MWh	0,50
	Kulud:		
34	Kütus (K)	€	1 008 548
35	Saastetasud (keskkonnatasud -S)	€	53 020
36	Elektrienergia (muud muutuvkulud - MK _e)	€	94 400
37	Muud muutuvkulud	€	25 000
38	Tegevuskulud	€	316 550
39	Kapitalikulu ja põhjendatud tulukus annuiteedina	€	724 076
40	Kokku soojuse tootmise, jaotamise ja müügitulude põhjendatud tulukus (lubatud müügitulu)	€	2 221 594
41	Soojuse referentshind	€/MWh	49,64