

Referentshinna rakendamise võimalused kaugküttesektoris

SISUKORD

1	Kokkuvõte.....	3
2	Alternatiivkatlamaja meetodi ja <i>LRAIC</i> meetodika põhimõtete rakendamine majanduslikult efektiivseima kaugküttesüsteemi referentshinna arvutusmodeli koostamisel ...	6
2.1	Alternatiivkatlamaja meetod	6
2.2	<i>LRAIC</i> meetodika.....	10
2.2.1	<i>LRAIC</i> meetodika alt-üles meetod.....	10
3	Majanduslikult efektiivseima kaugküttesüsteemi referentshinna arvutusmodel ja tundlikkusanalüüs.....	13
3.1	Soojuse tootmine majanduslikult efektiivseimas katlamajas.....	16
3.1.1	Soojuse nõudluse näitajad	16
3.1.2	Katlamaja tehnilised näitajad	20
3.1.3	Muutuvkulud	28
3.1.4	Püsikulud	28
3.2	Soojuse jaotamine ja müük majanduslikult efektiivseima kaugküttevõrgu kaudu	31
3.2.1	Kaugküttevõrgu tehnilised näitajad.....	31
3.2.2	Püsikulud	33
3.3	Lubatud müügitulu ja referentshind	34
3.4	Referentshinna tundlikkusanalüüs	35
4	Konkurentsiameti ettepanek	38

1 Kokkuvõte

Konkurentsiamet on koostanud käesoleva analüüsi eesmärgiga esitada Majandus- ja Kommunikatsiooniministeriumile, Riigikogu majanduskomisjonile ning kaugküttesektori turuosalistele seisukohad referentshinna rakendamise võimalustest.

Kaugkütteseaduse muutmise protsessi käigus algatas Majandus- ja Kommunikatsiooniministerium referentshinna rakendamise idee soojuse müümisel lõpptarbijale. Idee kohaselt peaks majandus- ja kommunikatsiooniminister Konkurentsiameti ettepanekul kehtestama vastava määrusega majanduslikult efektiivseima kaugküttesüsteemi referentshinna. Kui soojusettevõtja suudab soojust müüa hinnaga, mis referentshinda ei ületa, ei ole ta kohustatud piirhinda Konkurentsiametiga kooskõlastama. Selline soojusettevõtja on soojuse tootmisel, jaotamisel ja müümisel saavutanud juba efektiivsuse, mistõttu puudub ka hinna kooskõlastuse nõudmiseks sisuline vajadus. Samuti annab referentshinna arvutamine indikatsiooni soojuse tarbijatele ning ettevõtjatele ja kohalikele omavalitsustele energeetika arengukava koostamisel ja kaugküttepiirkonna kehtestamisel kohtades, kus müüdava soojuse piirhinnad on endiselt väga kõrged. Investeerides ebaefektiivsete kaugküttesüsteemide muutmiseks efektiivsemaks või valides kaugkütte asemel alternatiivse soojusvarustuse on võimalik tarbija kulusid kokku hoida.

Hinnaregulatsioonis kasutatakse muude meetodikate kõrval ka pikaajalise keskmise lisanduva kulu (*Long Run Average Incremental Costs, LRAIC*) meetodikat, mille puhul on tegemist hüpoteetilise ideaalvõrgu meetodikaga. *LRAIC* meetodikat on kasutatud regulatiivse vahendina erinevate riikide majandusharudes, kaasa arvatud telekommunikatsioon, energeetika- ja veesektor¹. *LRAIC* meetodika kasutamisel modelleeritakse nn ideaalne võrk, kasutades kaasaegset, optimaalseimat tehnoloogilist lahendust, tagades nii kõikide tarbijate varustatuse kvaliteetse teenusega. Näiteks elektrivõrkude puhul on tegemist nii tarbijate kui ka tootjate (jaotusvõrgu puhul põhivõrgu sisenditega) sama geograafilise paiknemisega. Võrk kujundatakse ideaalse mudeli kujul ning rajatakse ökonoomseimal viisil, mis tagab olemasolevate tarbijate varustamise. Sealjuures lähtutakse ökonoomseimast tehnilisest variandist ja eeldatakse, et võrk rajatakse nn tühjale kohale.

Eestis kasutatakse *LRAIC* meetodika alt-üles meetodit elektroonilise side teenuse reguleerimisel, mis põhineb majanduslikult efektiivseima telefonivõrgu modelleerimisel, mida kasutatakse vajalike võrguelementide ja erinevate teenuste kulude arvutamiseks². Nimetatud regulatsioonist omab teatud elemente Soome elektrivõrkude regulatsioon, kus vara väärtuse leidmisel kasutatakse jääktaastamisväärtuse meetodikat. Nimelt toimub vara väärtuse määramine küll võrgukomponentide turuhinna alusel, kuid arvutused põhinevad olemasoleval,

¹ *Implementation of LRAIC in the Postal Sector in the UK. Report by Europe Economics. Europe Economics Chancery House, London 10.november 2010, lk 5.* <http://stakeholders.ofcom.org.uk/binaries/post/1894.pdf>

² Majandus- ja kommunikatsiooniministri 24.11.2005 määrus nr 140 "Tehnilise Järelevalve Ameti poolt kasutatav teenuste osutamise kulude arvestamise meetodika". RTL 2005, 116, 1829.

mitte hüpoteetilisel võrgul³. Ka firma *PricewaterhouseCoopers (PwC)* tütarfirma Slovakkias on analüüsinud *LRAIC* meetodikat Leedu elektrivõrgu vara väärtuse modelleerimisel⁴. Kasutatud on küll alt-üles meetodit, kuid arvesse ei ole võetud võrgu rajamist tühjale kohale, vaid on eeldatud võrgu paiknemist nii nagu see hetkel on, samas on muudetud alajaamade võimsusi, liinide tehnoloogiaid, jms. Seega on tegemist hüpoteetilise võrgu rajamisega täpselt olemasoleva asemele, muutmata selle geograafilist paiknemist.

Sarnaselt *LRAIC* meetodika kasutamisega erinevate võrkude puhul on regulatsioonipraktikas Eesti kaugküttesektoris kasutatud elektrienergia ja soojuste koostootmisprotsessis toodetud soojuste hinna arvutamisel eraldiseisvate kulude (*stand-alone costs*) jagamise ehk alternatiivkatlamaja meetodit⁵, mille puhul on arvestatud majandus- ja kommunikatsiooniministri vastavas määruses⁶ toodud põhimõtteid. Nimetatud meetodi kasutamiseks on Konkurentsiamet tellinud ka vastava analüüsi, kus on vaadeldud erinevaid kulude jagamise meetodikaid⁷. Sealjuures on elektrienergia vabaturu kaup, mille hinda ei reguleerita, samas kui soojuste tootmise osas on ettevõtja monopoolses seisundis, mistõttu soojuste piirhind tuleb kooskõlastada Konkurentsiametiga. Alternatiivkatlamaja meetod eeldab samuti majanduslikult efektiivseima hüpoteetilise katlamaja modelleerimist tühjale kohale, kus kasutatakse tarbijale parimat soojuste hinda võimaldavat tehnoloogiat.

Sarnaselt Eesti elektroonilise side teenuse hinnaregulatsiooniga saab *LRAIC* meetodikat kasutada ka majanduslikult efektiivseima kaugküttevõrgu modelleerimisel, sest ka selle puhul eeldatakse, et kaugküttevõrk rajatakse nn tühjale kohale, kasutades kaasaegset torustikku ja muud tehnoloogiat, mis võimaldab soojust edastada efektiivsemalt. Kuigi olulises osas erinevad praegused kaugküttevõrgud ideaalsest, sest need on rajatud valdavalt endise NL⁸ ajal kehtinud normide ja standardite alusel ning ei ole ideaalse konfiguratsiooniga, ei saa nimetatud asjaoludega arvestada majanduslikult efektiivseima referentshinna arvutusmodeli koostamisel. Samas ei kasutata modelleerimisel konkreetse linna ega asula võrgupiirkonna kaugküttevõrgu andmeid, vaid selle pikkuse arvutamisel võetakse aluseks Konkurentsiameti andmebaasis sisalduvate võrgupiirkondade kaalutud keskmine tarbimistihedus.

Möödunud aastal töötas Konkurentsiamet välja efektiivse kaugküttesüsteemi referentshinna arvutusmodeli *MS Excel* tabelarvutusprogrammi baasil, milles kasutatud sisendite (hinnaparameetrite) auditeerimise kohta koostas Tallina Tehnikaülikooli soojustehnika instituut aruande "Efektiivse kaugküttesüsteemi referentshinna arvutusmodeli auditeerimine"⁹. Nimetatud töös jõudsid autorid seisukohale, et efektiivse kaugküttesüsteemi arvutusmodel on

³ *Energy Market Authority Finland. Regulation methods for the assessment of reasonableness in pricing of electricity distribution network operations and high-voltage distribution network operations in the third regulatory period starting on 1 January 2012 and ending on 31 December 2015.*

⁴ *TSO and DSO LRAIC Methodological Guidelines Presentation. PwC ettekanne 3.-4. aprillil 2013.*

⁵ Konkurentsiameti meetodika "Koostootmisjaama kulude jagamise põhimõtted soojuste ja elektrienergia koostootmisel". Tallinn, 2013. www.konkurentsiamet.ee/

⁶ Majandus- ja kommunikatsiooniministri 22.06.2011 määrus nr 51 "Soojuste müügi ajutise hinna kehtestamise kord." Riigi Teataja I 2011, 20.

⁷ *Deloitte & Touche uurimustöö "Study of the Cost Breakdown for the services provided by" mai 2003.*

⁸ Nõukogude Liit.

⁹ Avaldatud Konkurentsiameti veebilehel www.konkurentsiamet.ee.

koostatud loogiliselt ja korrektselt. Aruandes esitati soovitusi mõningate lähteparameetrite väärtuste ja esitusviiside kohta, mis arvutusmudelis peaksid aitama paremini arvesse võtta konkreetse kaugküttesüsteemi suurust ja iseärasusi. Arvutusmudeli analüüs näitas, et referentshinna arvutamine vaid ühele teatud suurusega kaugküttepiirkonnale (näiteks kõikide võrgupiirkondade keskmisele) ei annaks õiget tulemust ning hinnad tuleks leida erinevate suurustega võrgupiirkondadele.

Konkurentsiamet ei nõustu eelnimetatud aruandes toodud seisukohaga, et arvesse tuleks võtta konkreetse kaugküttesüsteemi suurust ja iseärasusi. Sisuliselt tähendaks see seda, et väikese müüginahuga ja madala tarbimistihedusega võrgupiirkondadele kujuneks kõrge investeeringu maksumuse tulemusena ka oluliselt kõrgem referentshind, mida ei saa lugeda majanduslikult efektiivseima kaugküttesüsteemi referentshinnaks. Näiteks on põhjendamatult kõrge referentshinnaga võimalik soojust müüa ebaefektiivses, madala tarbimistihedusega ja luhtunud varadega süsteemis. Lisaks ei vastaks selline lähenemine *LRAIC* meetodika eesmärgile, milleks on ebaefektiivsuse elimineerimine ja kaasaegse tehnoloogilise lahenduse rakendamine, mis võimaldaks soojuse edastamist efektiivsema kaugküttevõrgu kaudu ning tarbijatel osta kaugkütteenust soodsaima hinnaga.

Kaugküte on efektiivne eelkõige mastaabiefektist tulenevalt ning just tiheasustusaladel. Viimastel aastatel on mitmeid näiteid sellest, kus madala tarbimistihedusega ja väikese müüginahuga võrgupiirkondades on soojuse tootmine põlevkiviõlist asendatud puiduhakkega (turbaga), kuid loodetud tulemust ei ole saavutatud, sest kaugküttevõrk on ebaefektiivse konfiguratsiooniga. Samuti on probleemiks olnud üle investeerimine langeva tarbimismahu juures, sest ka tarbijad rakendavad üha enam energiasäästu meetmeid. Seega ei saa väikese müüginahuga ja madala tarbimistihedusega võrgupiirkondade soojuse hinnad olla isegi investeeringute tulemusena konkurentsivõimelised ning majanduslikult võib olla otstarbekam neis soojuse tootmine üldse lõpetada ja tarbijad viia üle teistele alternatiivsetele küttelehendustele.

Tulenevalt eeltoodust on Konkurentsiamet seisukohal, et majanduslikult efektiivsele kaugküttesüsteemile saab arvutada vaid ühe referentshinna. Käesolev analüüs võimaldabki hinnata, milliseks kujuneks referentshind efektiivsele kaugküttesüsteemile, mis rajatakse nn tühjale kohale. Majanduslikult efektiivseima kaugküttesüsteemi puhul modelleeritakse alternatiivkatlamaja meetodi ja sarnaselt *LRAIC* meetodikaga ideaalne katlamaja ja ideaalne kaugküttevõrk, kasutades selleks kaasaegset, optimaalseimat tehnoloogilist lahendust, mis võimaldab soojust toota odavamast kütusest ja jaotada seda efektiivselt toimiva kaugküttevõrgu kaudu, tagades tarbijate varustamise kvaliteetse teenusega.

Edaspidi on Konkurentsiametil plaanis referentshinna projektiga jätkata ning arvutada soojuse referentshind kord aastas, võttes arvesse muutunud majandustingimusi ja seadusandlust, millel on mõju kütuse ja elektrienergia sisseostuhindadele, intressimääradele (kaalutud keskmine kapitali hind), saastetasudele ja muudele asjakohastele andmetele.

Kokkuvõttes on oluline arvesse võtta asjaolu, et soojusettevõtjad ei ole loomulikud monopolid, sest neile pakuvad konkurentsi alternatiivsed küttelehendused. Alternatiivkatlamaja meetodi ja sarnaselt *LRAIC* meetodikaga arvutatud referentshind annabki indikatsiooni sellest, kas konkreetse võrgupiirkonna müüdava soojuse hind on sellega kooskõlas või mitte. Kui näiteks

soojuse hind kujuneb referentshinnast oluliselt kõrgem, siis annaks see ka kohalikule omavalitsusele signaali alternatiivsete küttelahenduste planeerimiseks.

2 Alternatiivkatlamaja meetodi ja *LRAIC* meetodika põhimõtete rakendamine majanduslikult efektiivseima kaugküttesüsteemi referentshinna arvutusmudeli koostamisel

Alljärgnevalt antakse ülevaade alternatiivkatlamaja meetodi ja *LRAIC* meetodika põhimõtetest, mida kasutatakse majanduslikult efektiivseima kaugküttesüsteemi referentshinna arvutusmudeli koostamisel. Sealjuures lähtutakse katlamaja modelleerimisel alternatiivkatlamaja meetodist ja kaugküttevõrgu modelleerimisel ideaalse võrgumudeli meetodikast, mis on sarnane *LRAIC* meetodika alt-üles meetodi põhimõtetega.

2.1 Alternatiivkatlamaja meetod

Konkurentsiamet on regulatsioonipraktikas kasutanud kaugküttesektoris elektrienergia ja soojuse koostootmisprotsessis toodetud soojuse hinna arvutamisel alternatiivkatlamaja meetodit¹⁰, sest selle meetodi puhul leitakse katlamajas toodetud soojuse hind üksnes soojuse tootmiseks vajalike kulukomponentide alusel, võttes arvesse majandus- ja kommunikatsiooniministri 22.06.2011 määruses nr 51 "Soojuse müügi ajutise hinna kehtestamise kord"¹¹ (edaspidi nimetatud Soojuse Määrus) ja meetodilises juhendis "Soojuse piirhinna kooskõlastamise põhimõtted"¹² (edaspidi nimetatud Meetodika), mis kinnitati 03.05.2013 Konkurentsiameti peadirektori käskkirjaga nr 1.1-2/13-012, toodud põhimõtteid. Sealjuures on elektrienergia vabaturu kaup, mille hinda ei reguleerita, samas kui soojuse tootmise osas on ettevõtja monopoolses seisundis, mistõttu soojuse piirhind tuleb kooskõlastada Konkurentsiametiga.

Alternatiivkatlamaja meetod eeldab majanduslikult efektiivseima katlamaja ehk hüpoteetilise katlamaja modelleerimist, kus kasutatakse tarbijale parimat soojuse hinda võimaldavat tehnoloogiat. Hüpoteetilise katlamaja modelleerimisel võetakse aluseks meetodiline juhend "Koostootmisjaama kulude jagamise põhimõtted soojuse ja elektri koostootmisel", kinnitatud 22.04.2013 Konkurentsiameti peadirektori käskkirjaga nr 1.1-2/13-010 (edaspidi nimetatud juhend). Nimetatud juhend on koostatud Konkurentsiameti poolt tulenevalt kaugkütteseaduse (KKütS) § 8 lõikes 3¹³ toodud tingimustest, võttes arvesse Soojuse Määruse § 15 toodud kulude jagamist alternatiivkatlamaja meetodi alusel.

¹⁰ Konkurentsiameti meetodika "Koostootmisjaama kulude jagamise põhimõtted soojuse ja elektrienergia koostootmisel". Tallinn, 2013. Avaldatud Konkurentsiameti veebilehel www.konkurentsiamet.ee.

¹¹ Riigi Teataja I 2011, 20.

¹² Avaldatud Konkurentsiameti veebilehel www.konkurentsiamet.ee.

¹³ KKütS § 8 lg 3 kohaselt tuleb soojuse piirhind kujundada selliselt, et oleks tagatud: 1) vajalike tegevuskulude, sealhulgas soojuse tootmiseks, jaotamiseks ja müügiks tehtavate kulutuste katmine; 2) investeringud tegevus- ja arenduskohustuse täitmiseks; 3) keskkonnanõuete täitmine; 4) kvaliteedi- ja ohutusnõuete täitmine; 5) põhjendatud tulukus.

Soojuse Määruse § 2 lg 2 kohaselt on eraldiseisvate kulude jagamise meetod (alternatiivkatlamaja meetod) – elektri ja soojuse koostootmise protsessis soojuse tootmisel kulude jagamise meetod, mille puhul eeldatakse, et tarbijale müüdav soojus toodetakse soojuse tootmiseks ettenähtud katlamajas. Meetod põhineb printsiibil, et tarbija ei pea maksma soojuse eest enam, kui see on toodetud ainult soojuse tootmiseks ette nähtud katlaseadmetega. Nimetatud meetod annab ettevõtjale piisava tegevusvabaduse ning õige indikaatori soojuse hinna kohta.

Alternatiivkatlamaja meetodit kasutades arvutatakse soojuse tootmishind soojuse tootmiskulude ja põhjendatud tulukuse summa jagamisel soojuse tootmismahuga järgmise valemiga:

$$h_{soojus} = T_{soojus} / Q_{soojus}$$

kus:

h_{soojus} – soojuse hind (€/MWh),

T_{soojus} – soojuse tootmiskulud ja põhjendatud tulukus (€),

Q_{soojus} – soojuse tootmismahut (MWh).

Alternatiivkatlamaja soojuse tootmiskulude ja põhjendatud tulukuse (T_{soojus}) summa sisaldab kõiki soojuse tootmiseks vajalikke kulusid (kulud kütusele, kulud keskkonnatasudele, muud muutuvkulud, tegevuskulud, kapitalikulu) ja põhjendatud tulukust. Soojuse tootmiskulud ja põhjendatud tulukus leitakse järgmise valemiga:

$$T_{soojus} = K + S + MK + TK + P$$

kus:

T_{soojus} – soojuse tootmiskulud ja põhjendatud tulukus (€),

K – kulud kütusele (€),

S – kulud keskkonnatasudele (€),

MK – muud muutuvkulud (€),

TK – tegevuskulud (€),

P – kapitalikulu ja põhjendatud tulukus (€).

Eeltoodud valemis nimetatud muud muutuvkulud (MK) leitakse järgmise valemiga:

$$MK = MK_e + MK_m$$

kus:

MK – muud muutuvkulud (€),

MK_e – elektrienergia kulu (€),

MK_m – vee- ja kanalisatsiooni, kemikaalide ja teised muutuva iseloomuga kulud (€).

Kütuse kulu (K) arvutatakse kütuse hinna ja soojuse tootmiseks kasutatava kütuse koguse korrutisena. Soojuse tootmiseks vajalik kütuse kogus arvutatakse katlamaja kasuteguri ja tootmismahu alusel. Kütuse kogus ja kulud kütusele leitakse alljärgnevate valemite alusel:

$$Q_{kütus} = Q_{soojus} / \eta_{tootmine}$$

$$K = Q_{kütus} \times h_{kütus}$$

kus:

$Q_{kütus}$ – katlasse antud kütuse (primaarenergia kogus) (MWh),

Q_{soojus} – soojuse tootmiskaht (MWh),
 K – kulud kütusele (€),
 $h_{\text{kütus}}$ – kütuse hind (€/MWh),
 η_{tootmine} – soojuse tootmise kasutegur (%).

Kulud keskkonnatasudele (S) arvutatakse kütuse koguse ning keskkonnatasude seaduses toodud saastetasumäärade alusel. Administratiivselt reguleeritavate kaupade ja teenuste hindade puhul võetakse aluseks kooskõlastatud hinnad (näiteks veeteenuste ja elektri võrguteenuse hinnakirjad).

Tegevuskulude (TK) puhul on aluseks põhjendatud ja soojuse tootmiseks vajalike investeeringute soetusmaksumus. Eelnimetatud kulude suuruseks võetakse 5% põhjendatud ja soojuse tootmiseks vajalike investeeringute soetusmaksumusest.

Kapitalikulu ja põhjendatud tulukuse (P) summa arvutatakse annuiteetmakse valemi (*MS Excel* finantsfunktsioon *PMT*) alusel. Funktsiooni kasutamise eesmärgiks on jagada põhjendatud ja soojuse tootmiseks vajalike investeeringute maksumuse summalt arvutatud kapitalikulu ja põhjendatud tulukus võrdselt kogu investeeringu tehnilise eluea pikkusele. Valemi komponentideks on soojuse tootmiseks teostatud investeeringu soetusmaksumus, kaalutud keskmine kapitali hind (*WACC*) ja investeeringu tehnilise eluea pikkus. Nimetatud komponentide puhul lähtutakse alljärgnevalt:

1) investeeringu põhjendatud soojuslikuks võimsuseks loetakse optimaalsele soojuskoormusele vastava katlamaja soojuslik nominaalvõimsus (W_{soojus});

2) katlamaja soetusmaksumuse ning tootmistehnoloogia valikul lähtutakse tehnoloogilise neutraalsuse põhimõttest ning KKütS § 1 lg 2¹⁴ sätestatud tingimustest, valides tootmistehnoloogia, mis tagab eelnimetatud tingimuste täitmisel tarbijale soodsaima soojuse hinna; annuiteetmakse puhul võetakse aluseks soojuse tootmiseks vajaliku uue põhivara soetusmaksumus, olenemata selle tegelikust vanusest (kasutuseast);

3) annuiteetmakse intressimääraks võetakse kaalutud keskmine kapitali hind (*WACC*) vastavalt Konkurentsiameti poolt koostatud juhendile "Juhend kaalutud keskmise kapitali hinna (*WACC*) arvutamiseks"¹⁵;

4) annuiteetmaksete koguarvuna kasutatakse investeeringu tehnilise eluea pikkust aastates.

Majanduslikult efektiivseima katlamaja modelleerimisel referentshinna arvutusmudeli koostamise eesmärgil on vajalike lähteandmete saamiseks kasutatud alljärgnevat eksperthinnanguid ja dokumente:

1. ÄF-Estivo AS töö nr ENE 09057 teemal "Katlamajade maksumuse, tehnilise lahenduse ja tegevuskulude eksperthinnang (Estivo eksperthinnang)"¹⁶, veebruar 2010. Nimetatud töö eesmärgiks oli anda arvutusmodelile algandmed, milliseid on võimalik kasutada

¹⁴ Kaugkütteseadus § 1 lg 2 sätestab, et soojuse tootmine peab olema koordineeritud ning vastama objektiivsuse, võrdse kohtlemise ja läbipaistvuse põhimõtetele, et tagada kindel, usaldusväärne, efektiivne, põhjendatud hinnaga ning keskkonnanõuetele ja tarbijate vajadustele vastav soojusvarustus.

¹⁵ Avaldatud Konkurentsiameti veebilehel www.konkurentsiamet.ee.

¹⁶ Avaldatud Konkurentsiameti veebilehel www.konkurentsiamet.ee.

soojuse hinna arvutamiseks alternatiivkatlamaja meetodil. Töös antakse eksperthinnang puitu ja turvast kütusena kasutavate katlamajade investeeringute maksumuse, katla kasuteguri, tegevuskulude (tööjõukulud, hooldus- ja remondikulud), elektrienergia erikulu, vee- ja kemikaalide erikulu ning erinevate tehniliste lahenduste kohta.

2. SusDev Consulting OÜ töö "Eksperthinnang soojuse tootmiseks vajaliku katlamaja soetusmaksumuse, soojuse tootmise ehk katlamaja kasuteguri ja katlamaja tehnilise eluea kohta", aprill 2013 (SusDev Consulting OÜ töö nr 1)¹⁷. Töös on kasutatud Eestis ehitatud uute katlamajade ja paigaldatud katelde soetusmaksumuste ja kasutegurite andmeid, uuringuid seni tehtud katelde ja katlamajade renoveerimistest (sh suurte kuumaveekatelde ning koostootmisjaamade katelde osas), biokütusele üleviimise projekte, juhtivate katlafirmade uute soojusvõimsuste evitamise maksumusi ning kättesaadavaid ülemaailmseid kogemusi.
3. SusDev Consulting OÜ töö "Soojuse tootmise, jaotamise ja müügiga seotud põhivarade kasuliku (tehnilise) eluea määramine (hindamine)", november 2012 (SusDev Consulting OÜ töö nr 2). Töös on kasutatud Eesti Statistikaameti andmeid katlamajades paiknevate katelde kohta, uuringuid ja praktilisi kogemusi renoveeritud katelde ja katlamajade kohta (sh suured kuumaveekatlad ja elektriijaamade katlad, biokütusele üleviimise projektid).
4. Tallina Tehnikaülikooli soojustehnika instituut (TTÜ STI) aruanne "Efektiivse kaugküttesüsteemi referentshinna arvutusmodeli auditeerimine", detsember 2014.¹⁸ Töö raames auditeeriti Konkurentsiameti poolt *MS Excelis* koostatud efektiivse kaugküttesüsteemi soojuse referentshinna arvutusmodelit.

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

5. Taani Energiaagentuuri, Energinet.dk ja Taani elektri ülekandevõrgu ja süsteemi operatori poolt välja antud kataloog "*Technology Data for Energy Plants*", mai 2012.¹⁹
6. Keskkonnainvesteeringute Keskuse (KIK) andmed teostatud investeeringutest seoses katlamajade üleviimisega biokütusele (puiduhake, turvas), jaanuar 2015.
7. Konkurentsiameti andmebaasis kajastuvad soojuse piirhindade kooskõlastamise menetlusmaterjalid.

¹⁷ Avaldatud Konkurentsiameti veebilehel www.konkurentsiamet.ee.

¹⁸ Avaldatud Konkurentsiameti veebilehel www.konkurentsiamet.ee.

¹⁹https://www.energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/Forskning/Technology_data_for_energy_plants.pdf

2.2 LRAIC metoodika

LRAIC (*Long Run Average Incremental Costs*) metoodikat on kasutatud regulatiivse vahendina erinevate riikide majandusharudes, kaasa arvatud telekommunikatsioon, energeetika- ja veesektor.²⁰ LRAIC eeliseks on asjaolu, et see tagab parima kulude hindamise taseme, mida eeldatakse konkurentsivõimelise teenuse osutamisel.²¹

Mõiste LRAIC on määratletud alljärgnevalt:²²

- *Long Run costs* (pikaajalised kulud) sisaldavad nii püsi- kui muutuvkulusid. Kasutades LRAIC metoodikat võimaldab see teenida piisavalt tulu, et jätkata pikaajalist äritegevust.
- *Average costs* (keskmised kulud) on kogukulud, mille jagamisel müügitahuga arvutatakse keskmise hind.
- Mõiste *Incremental* (lisanduv) tähendab selliste väljundnäitajate määratlemist, millega seotud kulud on võimalik mõõta. See võib olla kogu ettevõtmisega seotud väljundnäitaja või üks osa sellest.
- *Costs* (kulud) mõiste sisaldab kõiki majanduskulusid, mille eest kas on või ei ole makstud vabal turul.

2.2.1 LRAIC metoodika alt-üles meetod

LRAIC metoodika rakendamisel tuleb otsustada, kas võtta kulude modelleerimisel aluseks ülevalt-alla (*top down*) meetod või alt-üles (*bottom up*) meetod. Ülevalt-alla meetodi mudel põhineb kohustuslikel aruannetel, kuid alt-üles meetodi mudel põhineb ettevaatavatel ehk tuleviku hinnangutel. Mõned institutsioonid on omaksvõtnud ka hübriidmudeli meetodi (s.o ülevalt-alla ja alt-üles meetodite eriarendus).²³

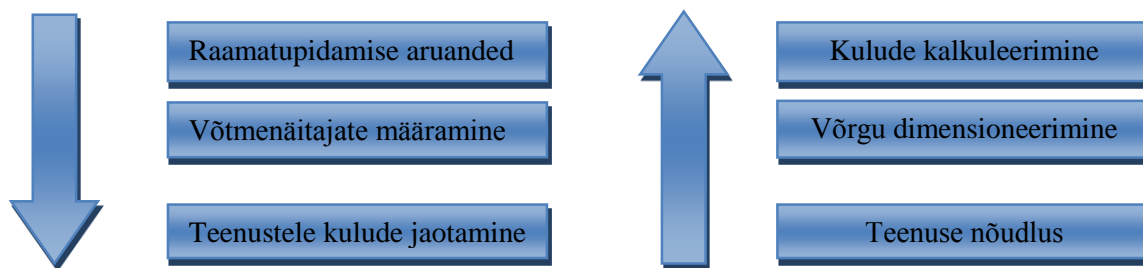
LRAIC metoodika ülevalt-alla ja alt-üles meetodite mudeleid illustreerib alljärgnev joonis.

²⁰ *Implementation of LRAIC in the Postal Sector in the UK. Report by Europe Economics. Europe Economics Chancery House, London 10.november 2010*, lk 5. <http://stakeholders.ofcom.org.uk/binaries/post/1894.pdf>

²¹ *Implementation of LRAIC in the Postal Sector in the UK. Report by Europe Economics. Europe Economics Chancery House, London 10.november 2010*, lk 5. <http://stakeholders.ofcom.org.uk/binaries/post/1894.pdf>, lk 1.

²² *Implementation of LRAIC in the Postal Sector in the UK. Report by Europe Economics. Europe Economics Chancery House, London 10.november 2010*, lk 5. <http://stakeholders.ofcom.org.uk/binaries/post/1894.pdf>, lk 4-5.

²³ *Implementation of LRAIC in the Postal Sector in the UK. Report by Europe Economics. Europe Economics Chancery House, London 10.november 2010*, lk 5. <http://stakeholders.ofcom.org.uk/binaries/post/1894.pdf>, lk 14.



Joonis 1. LRAIC metoodika ülevalt-alla ja alt-üles meetodite mudelid (allikas: TSO and DSO LRAIC Methodological Guidelines Presentation. PwC ettekanne)

Jooniselt 1 selgub, et alt-üles meetod on ülalt-alla meetodi vastand.

Ülevalt-alla meetodi sisendite puhul toetutakse võrguoperaatori käesoleva hetke finantsolukorrale. Nõutav informatsioon otsitakse kas finantsaruannetest (bilanss, kasumiaruanne, jms) või eelarvestatud aruannetest. Alt-üles meetodi sisendite puhul aga ei toetuta ajaloolistele finantsandmetele, vaid kasutatakse mitut lähenemisviisi, milleks on "kõrbenud" maa meetod või "kõrbenud" sõlme modifitseeritud meetod. "Kõrbenud" maa meetod põhineb teoreetilisel olukorral, mille puhul rajatakse täiesti uus võrk, peaaugjalikult sama funktsionaalsusega kui olemasolev, kuid kavandades sellele 100%-list efektiivset kasutamist. Sellise võrgu struktuuri kasutatakse lisanduva teenuse tagamisega seonduvate kulude kalkuleerimisel. Nimetatud lähenemisviisi kutsutakse "kõrbenud" maa meetod (*scorched earth approach*)²⁴ või ehitamist nn tühjale kohale (*greenfield scenario*). "Kõrbenud" sõlme modifitseeritud meetodi (*modified node approach*)²⁵ puhul ilmneb, et tegelikult ei ole geograafiliselt võimalik olemasolevat võrku ja sõlmi ümber teha. Tulenevalt "kõrbenud" maa meetodist, mis eeldab, et kõik parameetrid (sh võrgu geograafiline paiknevus) on muudetavad ning sageli ka teostuselt liiga radikaalsed, eelistatakse praktikas teisi lähenemisviise. On oluline märkida, et alates võrgu struktuuri füüsilisest ühendamisest sobib alt-üles meetod väga hästi ka kapitalikulu (*CAPEX, Capital Expenses*) mudeli käsitlemisega.²⁶

Sarnaselt Eesti elektroonilise side teenuse hinnaregulatsiooniga saab LRAIC metoodika alt-üles meetodit kasutada ka majanduslikult efektiivseima kaugküttevõrgu modelleerimisel, sest ka selle puhul eeldatakse, et kaugküttevõrk rajatakse nn tühjale kohale, kasutades kaasaegset torustikku, mis võimaldab soojust edastada efektiivsemalt. Kuigi olulises osas erinevad praegused kaugküttevõrgud ideaalsest, sest need on rajatud valdavalt endise NL ajal kehtinud normide ja standardite alusel ning ei ole ideaalse konfiguratsiooniga, ei saa nimetatud asjaoludega arvestada majanduslikult efektiivse referentshinna arvutusmudeli koostamisel. Majanduslikult efektiivse kaugküttevõrgu modelleerimisel ei ole tegemist konkreetse linna ega

²⁴ Majandus- ja kommunikatsiooniministri 24.11.2005 määruses nr 140 "Tehnilise Järelevalve Ameti poolt kasutatav teenuste osutamise kulude arvestamise metoodika" on kasutatud mõistet "kõrbenud" sõlme meetod.

²⁵ Majandus- ja kommunikatsiooniministri 24.11.2005 määrus nr 140 "Tehnilise Järelevalve Ameti poolt kasutatav teenuste osutamise kulude arvestamise metoodika" on kasutatud mõistet modifitseeritud "kõrbenud" sõlme meetod.

²⁶ LRAIC Cost Modelling in a Regulated Telecommunication Environment. VAN DIJK Management Consultants, lk. 4-5. <http://www.vandijkmc.com/files/cms1/LRAIC%20Cost%20modellling.pdf>.

asula võrgupiirkonna kaugküttevõrguga, vaid selle pikkuse arvutamisel võetakse aluseks Konkurentsiameti andmebaasis sisalduvate võrgupiirkondade kaalutud keskmine tarbimistihedus.

LRAIC meetodika alt-üles meetodi puhul on kapitalikulu (kulumi) kalkuleerimisel võimalik kasutada alljärgnevaid meetodeid:²⁷

- lineaarne meetod, mille arvutusvalem on:

$$C = (I_{t=0} - RV) / n,$$

kus:

C – aastane kapitalikulu,
 $I_{t=0}$ – vara soetusmaksumus,
 RV – vara jääkväärtus kasuliku eluea lõppedes,
 n – vara kasuliku eluea pikkus

- standardannuiteedi meetod, mille arvutusvalem on:

$$C = (I_{t=0} * WACC) / 1 - (1+WACC)^{-n}$$

kus:

C – aastane kapitalimakse,
 $I_{t=0}$ – vara esialgne soetusmaksumus,
 WACC – kaalutud keskmine kapitali hind,
 n – vara kasuliku eluea pikkus.

- pöördannuiteedi meetod, mille arvutusvalem on:

$$Ct = I_{t=0} * \frac{(WACC - i)}{1 - \left(\frac{1+i}{1+WACC}\right)^{-n}} * (1+i)^{(t-1)}$$

kus:

C – aastane kapitalimakse perioodil t,
 $I_{t=0}$ – vara esialgne soetusmaksumus,
 i – vara hinna muutus aastas,
 WACC – kaalutud keskmine kapitali hind,
 n – varade kasuliku eluea pikkus,
 t-1 – eelnev periood.

Lineaarse meetodi arvutusvalemiga saab arvutada üksnes aastase kapitalikulu suuruse kogu investeeringu tehnilise eluea pikkusele, kuid valem ei võta arvesse kaalutud keskmist kapitalihinda ning selle alusel arvutatud põhjendatud tulukuse suurust. Standardannuiteedi meetodi arvutusvalem aga vastab MS Excel finantsfunktsioonile *PMT*, mille eesmärgiks on jagada kapitalikulu ja kaalutud keskmise kapitali hinna alusel arvutatud tulukus võrdselt kogu investeeringu tehnilise eluea pikkusele. Konkurentsiamet on regulatsioonipraktikas kasutanud standardannuiteedi meetodit alternatiivkatlamaja mudelis kapitalikulu ja põhjendatud tulukuse

²⁷ TSO and DSO LRAIC Methodological Guidelines Presentation. PwC ettekanne 3.-4. aprillil 2013.

arvutamisel. Nimetatud meetod sobib kasutamiseks ka kapitalikulu ja põhjendatud tulukuse arvutamiseks majanduslikult efektiivseima kaugküttevõrgu modelleerimisel.

Majanduslikult efektiivseima kaugküttevõrgu modelleerimisel referentshinna arvutusmodeli koostamise eesmärgil on vajalike sisendandmete saamiseks kasutatud alljärgnevaid eksperthinnanguid ja dokumente:

1. SusDev Consulting OÜ töö "Soojuse tootmise, jaotamise ja müügiga seotud põhivarade kasuliku (tehnilise) eluea määramine (hindamine)", november 2012 (SusDev Consulting OÜ töö nr 2).²⁸
2. TTÜ STI aruanne "Efektiivse kaugküttesüsteemi referentshinna arvutusmodeli auditeerimine", detsember 2014.²⁹ Töö raames auditeeriti Konkurentsiameti poolt *MS Excelis* koostatud efektiivse kaugküttesüsteemi soojuse referentshinna arvutusmodelit. Auditeerimise käigus kontrolliti arvutusskeemi, hinnati lähteparameetrite sobivust keskmise võrgupiirkonna adekvaatseks kirjeldamiseks, analüüsiti kasutatud parameetrite etteantud väärtuste tõepärasust, uuriti võimalusi enim mõjutavate võrgupiirkonda iseloomustavate parameetrite otstarbekamaks esitamiseks.
3. Konkurentsiameti andmebaasis kajastuvad soojuse piirhindade kooskõlastamise menetlusmaterjalid.

Alljärgnevalt kirjeldatakse majanduslikult efektiivseima kaugküttesüsteemi referentshinna arvutusmodeli ülesehitust ning põhjendatakse arvutusmodelis kasutatud sisendandmete päritolu.

3 Majanduslikult efektiivseima kaugküttesüsteemi referentshinna arvutusmodel ja tundlikkusanalüüs

Konkurentsiamet on seisukohal, et majanduslikult efektiivsele kaugküttesüsteemile saab kehtestada vaid ühe referentshinna. Selle väite tõendamiseks on Konkurentsiamet teinud vastavad hinnaarvutused (vt tabel 1) kolme erineva suurusega aastase müügi mahu (5 000 MWh, 50 000 MWh ja 300 000 MWh) alusel, kasutades arvutusmodelis katlamaja modelleerimisel alternatiivkatlamaja meetodi põhimõtteid ja kaugküttevõrgu modelleerimisel ideaalse võrgumudeli metoodikat, mis on sarnane *LRAIC* metoodika alt-üles meetodi põhimõtetega. Majanduslikult efektiivseima kaugküttesüsteemi eelduseks on soojuse müügi mahu stabiilsus, mis omakorda eeldab stabiilset tarbijaskonda, sest efektiivse kaugküttesüsteemi korral ei ole tarbijad huvitatud võrgust lahkuma.

Majanduslikult efektiivseima kaugküttesüsteemi referentshinna arvutusmodel koosneb kolmest osast:

1. Soojuse tootmine katlamajas
 - 1.1 soojuse nõudluse näitajad,
 - 1.2 katlamaja tehnilised näitajad,

²⁸ Avaldatud Konkurentsiameti veebilehel www.konkurentsiamet.ee.

²⁹ Avaldatud Konkurentsiameti veebilehel www.konkurentsiamet.ee.

- 1.3 muutuvkulud,
- 1.4 püsikulud.
- 2. Soojuse jaotamine kaugküttevõrgu kaudu
 - 2.1 soojusvõrgu tehnilised näitajad,
 - 2.2 püsikulud.
- 3. Lubatud müügitulu ja referentshind.

Tabel 1. Majanduslikult efektiivse kaugküttesüsteemi referentshinna arvutusmudel³⁰

Rea nr	Hinnakomponendid	Ühik	Soojuse müük aastas 5 000 MWh	Soojuse müük aastas 50 000 MWh	Soojuse müük aastas 300 000 MWh
A	B	C	1	2	3
	1. SOOJUSE TOOTMINE KATLAMAJAS				
	1.1 Soojuse nõudluse näitajad:				
1	Soojuse müügimaht (Qsoojuse müük)	MWh	5 000	50 000	300 000
2	Soojuskadu	MWh	618	6 180	37 079
3		%	11,0	11,0	11,0
4	Soojuse tootmismaht kokku (Qsoojus)	MWh	5 618	56 180	337 079
5	sh puiduhakkest	MWh	5 464	53 366	275 877
6	põlevkiviõlist või maagaasist	MWh	154	2 814	14 402
7	suitsugaaside pesuriga	MWh	0	0	46 800
8	Baaskoormuse katla (biokütus) nominaalvõimsuse kasutustundide arv	h/aastas	4 203	4 851	5 205
	1.2 Katlamaja tehnilised näitajad:				
9	Baaskoormuse katlamaja (biokütus) soojuslik nominaalvõimsus	MW	1,3	11,0	53,0
10	Baaskoormuse katlamaja (biokütus) suitsugaaside pesuri nominaalvõimsus	MW	0	0	12,0
11	Baaskoormuse katlamaja (biokütus) soetusmaksumus (sh seadmed)	€	520 000	4 180 000	26 235 000
12	Baaskoormuse katla nominaalvõimsuse osakaal tipukatla nominaalvõimsusest	%	50	50	50
13	Tipukoormuse katla (põlevkiviõli, maagaas) nominaalne soojuslik võimsus	MW	2,6	22,0	106,0
14	Tipukoormuse katla (põlevkiviõli, maagaas) soetusmaksumus	€	187 200	1 540 000	7 420 000
15	Intressimäär (WACC)	%	6,1%	6,1%	6,1%
16	Baaskoormuse katla tehniline eluiga	aasta	20	20	20
17	Tipukoormuse katla tehniline eluiga	aasta	20	25	25
18	Soojuse tootmise põhivarade soetusmaksumus kokku	€	707 200	5 720 000	33 655 000
19	Katla toodetud soojus kokku	MWh	5 618	56 180	290 279
20	Suitsugaaside pesuriga toodetud soojus	MWh	0	0	46 800
21	Soojuslik kasutegur puiduhakkest (η_{tootmine})	%	85,0	85,0	88,0
22	Soojuslik kasutegur põlevkiviõlist (maagaasist) (η_{tootmine})	%	90,0	92,0	92,0
23	Primaarenergia kokku ($Q_{\text{kütus}}$)	MWh	6 599	65 842	329 151
24	Primaarenergia puiduhakkest	MWh	6 428	62 783	313 497
25	Primaarenergia põlevkiviõlist või maagaasist	MWh	171	3 059	15 654
26	Puiduhakke primaarenergia hind ($h_{\text{kütus}}$)	€/MWh	14,50	14,50	14,50
27	Põlevkiviõli, maagaasi primaarenergia hind ($h_{\text{kütus}}$)	€/MWh	29,00	39,00	39,00
28	Elektrienergia erikulu	kWh/MWh	20,00	20,00	26,00
29	Elektrienergia kulu	kWh	112 360	1 123 600	8 764 054
30	Elektrienergia keskmine hind (h_{elekter})	€/kWh	0,094	0,086	0,064
31	Kütuse hind soojuse hinnas ($h_{\text{kütus}}$)	€/MWh	17,47	18,33	15,30
32	Saastetasud	€/MWh	1,10	1,09	0,91
33	Muud muutvkulud	€/MWh	0,50	0,50	0,50
	1.3 Muutvkulud:				
34	Kütus (K)	€	98 160	1 029 654	5 156 226
35	Saastetasud (keskkonnatasud -S)	€	6 160	61 150	305 620
36	Elektrienergia (muud muutvkulud - MK _e)	€	10 562	96 630	560 899
37	Muud muutvkulud (MK _m)	€	2 809	28 090	168 540
	1.4 Püsikulud:				
38	Tegevuskulud (TK)	€	35 360	286 000	1 682 750
39	Soojuse tootmise kapitalikulu ja põhjendatud tulukus annuiteedina (P)	€	62 158	489 012	2 891 859
40	Kulud ja põhjendatud tulukus soojuse tootmiseks (T_{soojus})	€	215 209	1 990 535	10 765 894
41	Soojuse tootmishind (h_{tootmine})	€/MWh	38,31	35,43	31,94

³⁰ Arvutusmudel põhineb tabelarvutusprogrammil MS Excel.

Tabel 1 järg

A	B	C	1	2	3
	2. SOOJUSE JAOTAMINE JA MÜÜK KAUGKÜTTEVÕRGU KAUDU				
	2.1 Soojusvõrgu tehnilised näitajad:				
42	Soojustorustiku pikkus	m	1 724	17 241	103 448
43	Soojuse jaotamise ja müügi põhivara soetusmaksumus	€	528 741	5 312 414	48 081 724
44	Soojuse jaotamise ja müügi varade tehniline eluiga	aasta	40	40	40
	2.2 Püüskulud				
45	Tegevuskulud (TK)	€	10 575	106 248	961 634
46	Soojuse jaotamise kapitalikulu ja põhjendatud tulukus annuitedeina (P)	€	35 585	357 530	3 235 946
47	Kulud ja põhjendatud tulukus soojuse jaotamiseks ja müügiks	€	46 160	463 779	4 197 580
48	Soojuse edastamishind	€/MWh	9,23	9,28	13,99
	3. LUBATUD MÜÜGITULU JA REFERENTSHIND				
49	Lubatud müügitulu ehk kulud ja põhjendatud tulukus soojuse tootmiseks, jaotamiseks ja müügiks (Ktootmine, jaotamine, müük)	€	261 369	2 454 314	14 963 474
50	Soojuse referentshind ($h_{\text{referents}}$)	€/MWh	52,27	49,09	49,88

Alljärgnevalt antakse ülevaade tabelis 1 kajastatud näitajatest.

3.1 Soojuse tootmine majanduslikult efektiivseimas katlamajas

3.1.1 Soojuse nõudluse näitajad

Soojuse müügiimaht (tabel 1 rida 1)

Majanduslikult efektiivseima kaugküttesüsteemi referentshinna arvutusmudel on koostatud kolme erineva suurusega müügiimahtude, **5 000 MWh, 50 000 MWh ja 300 000 MWh**, alusel. Nimetatud müügiimahtude valikul on tegemist Eesti tüüpiliste kaugküttevõrkudega, kus 5 000 MWh iseloomustab väikese kaugküttevõrgu suurust, 50 000 MWh iseloomustab maakonna keskuse ja väikelinnade suurust ning 300 000 MWh iseloomustab suuremat linna.

Soojuskadu (tabel 1 rida 3)

Majanduslikult efektiivseima kaugküttevõrgu modelleerimisel eeldatakse, et nn tühjale kohale rajatakse ideaalne kaugküttevõrk, kasutades kaasaegset torustikku, mis võimaldab soojust edastada efektiivsemalt, tagades nii kõikide tarbijate varustatuse kvaliteetse teenusega.

TTÜ STI õppejõu Aleksandr Hlebnikovi uurimustööst³¹ selgub, et uutes optimeeritud ja hea soojusisolatsiooniga kaugküttevõrkudes väheneb soojuskadu võrreldes vanade võrkudega vähemalt 2–3 korda. Kaugküttevõrkudes Soomes on soojuskadu vahemikus 6–7 % ja Rootsis vahemikus 7–9 %.

Ka Konkurentsiameti andmebaasis on näiteid sellest, kus kaasaegse tehnoloogia kasutusele võtmisega on saavutatud Eesti efektiivsemates kaugkütte võrgupiirkondades (19 piirkonda, renoveeritud kaugküttevõrgu osakaal 94%) soojuskadu alla 11% ning 13-es võrgupiirkonnas on soojuskadu vahemikus 11,1–13% (renoveeritud kaugküttevõrgu osakaal 75%).

³¹ Aleksandr Hlebnikov. *The Analysis of Efficiency and Optimization of District Heating Networks in Estonia*. TTÜ Kirjastus, Tallinn, 2010, lk 7. <http://digi.lib.ttu.ee/i/?485>.

Tulenevalt eeltoodust on lähtutud majanduslikult efektiivseima referentshinna arvutusmudelis keskmisest suhtelisest soojuskaost **11%**.

Soojuse tootmiskaht kokku, Q_{soojus} (tabel 1 rida 4)

Majanduslikult efektiivseima kaugküttesüsteemi referentshinna arvutusmudelis on arvatud kolme erineva müügitahu (5 000 MWh, 50 000 MWh, 300 000 MWh) ja suhtelise soojuskaost 11% alusel vajalikud soojuse tootmiskahud alljärgnevalt:

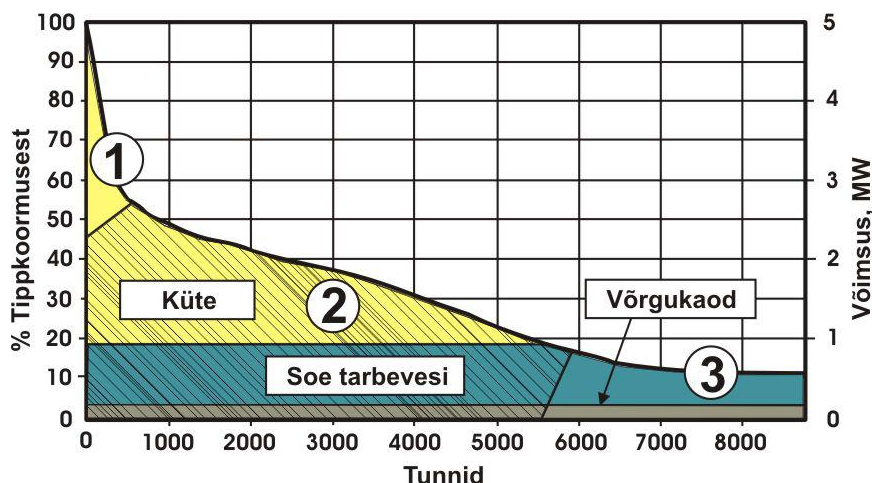
- a) **5 618 MWh** ($5\,000 / (100\% - 11\%) / 100 = 5\,618$ MWh), sellest puiduhakkega 5 464 MWh ja põlevkiviõliga 154 MWh;
- b) **56 180 MWh** ($50\,000 / (100\% - 11\%) / 100 = 56\,180$ MWh), sellest puiduhakkega 53 366 MWh ja maagaasiga 2 814 MWh;
- c) **337 079 MWh** ($300\,000 / (100\% - 11\%) / 100 = 337\,079$ MWh), sellest puiduhakkega 275 877 MWh, maagaasiga 14 402 MWh ja suitsugaaside pesuriga 46 800 MWh.

Kütuse osakaalud on kujunenud soojuskoormuste kestusgraafikute alusel. Kuna gaasivõrgu puudumise tõttu ei ole väikese müügitahuga piirkonnas võimalik tipukoormuse katmiseks soojust toota maagaasist, on müügitahu 5 000 MWh aastas (tootmiskaht 5 618 MWh) korral prognoositud soojust toota põlevkiviõlist. See on ka põhjendatud, sest nii on võimalik anda hinnang referentshinna kujunemisel nendes piirkondades, kus gaasivarustus puudub.

Baaskoormuse katla (biokütus) nominaalvõimsuse kasutustundide arv (tabel 1 rida 8)

Enamike tahket kütust kasutavate katelde jaoks võib kasutusvõimsuse alumiseks piiriks võtta umbes 30% nominaalvõimsusest. Biokütust kasutava katla võimsus tuleks valida tipukoormusest 40–50% madalam. Biokütuse katlaid tuleks rakendada baaskoormuse katmiseks. Baaskoormus on ühtlase iseloomuga ja tagab katlale võimalikult suure nimivõimsuse kasutusaja. Katlaga, mille võimsus on umbes 50–60% maksimaalsest soojuskoormusest, on võimalik tavaliselt toota 80–90% aastasest soojusvajadusest (vt illustreeriv joonis 2).³²

³² V. Vares, Ü. Kask, P. Muiste, T. Pihu, S. Soosaar "Biokütuse kasutaja käsiraamat". TTÜ kirjastus, 2005, lk. 114.



Joonis 2. Tüüpiline soojuskoormusgraafik ehk koormuste kestuskõver (allikas: Biokütuse kasutaja käsiraamat)

Joonisel 2 on horisontaalteljel aastased töötunnid (8 760 h), parempoolsel vertikaalteljel soojuslik võimsus (MW) ja vasakpoolsel vertikaalteljel osakaalud (%) tipukoormusest. Jooniselt selgub, et katlaga 1 kaetakse tipukoormust, katlaga 2 kaetakse baaskoormust ja katlaga 3 kaetakse suvise sooja tarbevee vajadus.

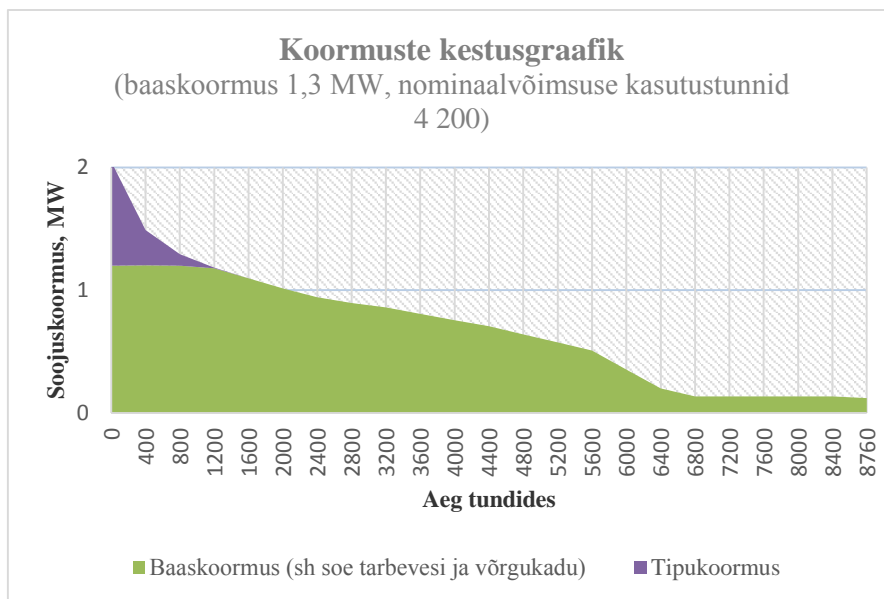
Kuna biokütusel töötavad katlad on suhteliselt kallid, siis on enne investearingut tegemist oluline valida katel või katlad nii, et nad leiaksid maksimaalset kasutamist, s.t katla töötunde peaks aastaks olema võimalikult palju. Kõrget kasutegurit ja madalat heitmete taset saab tagada võimalikult ühtlasel töökoormusel. Kuna võrreldes fossiilkütuse kateldegaga kaasnevad biokütusel töötava katla kasutuselevõtuga suuremad eri-investeeringud, kütuse hind on aga odavam, siis peaks biokütust kasutava katla valima nii, et tema nominaalkoormuse kasutusajaks kujuneks 3000 – 5000 tundi aastas. Eesti kliimatingimustes ja kütuse hindade vahekorra juures peaks majandusliku otstarbekuse huvides kasutusaeg (s.o arvutuslik aeg, mis saadakse aastase soojuse tootmismahu jagamisel katla nominaalvõimsusega) ületama 4 000 tundi aastas.³³

Estivo eksperthinnangus loetakse samuti optimaalseks biokütusel töötava katla kasutustundide arvu, kui kaugküttevõrgu koormusgraafik võimaldab katlamajal töötada nimikoormusele taandatuna 4 000-5 000 täistöötundi aastas. Lisaks on nimetatud eksperthinnangus võetud tegevuskulude hindamisel aluseks nominaalkoormusele taandatud 4 500 täistöötundi aastas.

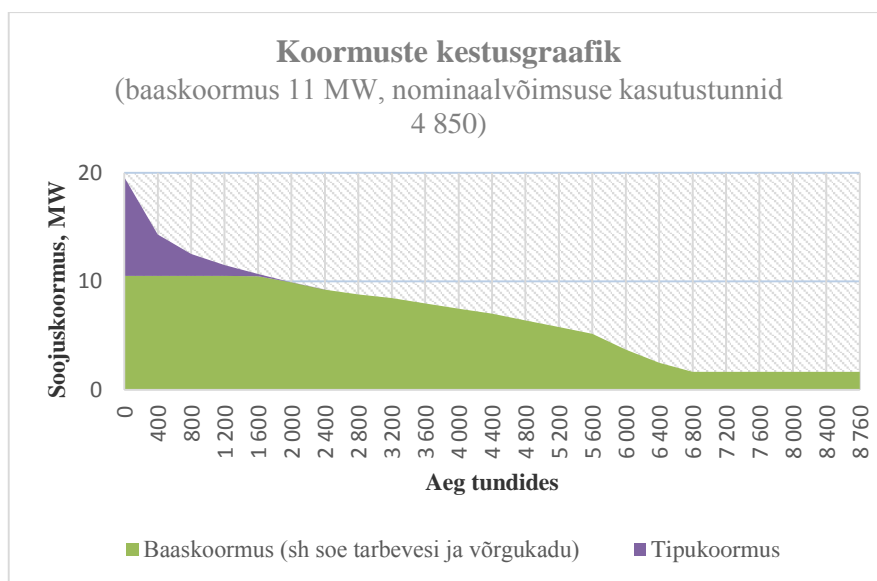
Tulenevalt TTÜ STI aruandes³⁴ antud soovitusel on majanduslikult efektiivseima referentshinna arvutusmudelil nominaalvõimsuse kasutustunnid võetud alljärgnevatelt koormuste kestusgraafikutelt (vt illustreerivad joonised 3, 4 ja 5).

³³ V. Vares, Ü. Kask, P. Muiste, T. Pihu, S. Soosaar "Biokütuse kasutaja käsiraamat". TTÜ kirjastus, 2005, lk. 113-114.

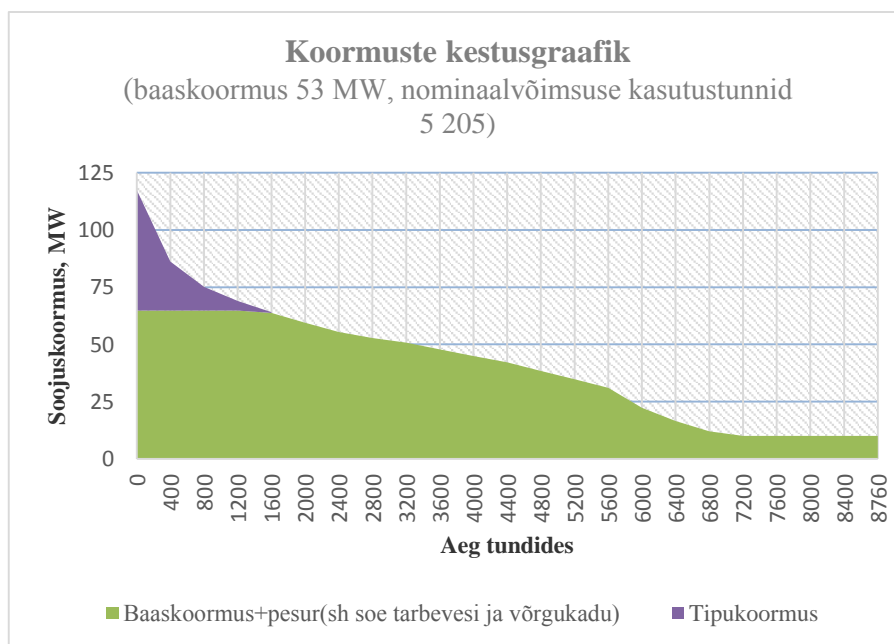
³⁴ TTÜ STI aruanne "Efektiivse kaugküttesüsteemi referentshinna arvutusmudeli auditeerimine". Tallinn, detsember 2014.



Joonis 3. Koormuste kestusgraafik 1,3 MW-lise baaskoormusega katlamajale



Joonis 4. Koormuste kestusgraafik 11 MW-lise baaskoormusega katlamajale



Joonis 5. Koormuste kestusgraafik 53 MW-lise baaskoormusega katlamajale

Tulenevalt koormuste kestusgraafikutest on referentshinna arvutusmudelis võetud baaskoormuse katelde (biokütus) nominaalvõimsuse kasutustunnid alljärgnevalt:

- a) **4 200 kasutustundi** baaskoormuse katla nominaalvõimsuse 1,3 MW ja soojuse tootmiskaht puiduhakkest 5 464 MWh korral;
- b) **4 850 kasutustundi** baaskoormuse katla nominaalvõimsuse 11 MW ja soojuse tootmiskaht puiduhakkest 53 366 MWh korral;
- c) **5 205 kasutustundi** baaskoormuse katla nominaalvõimsuse 53 MW ja soojuse tootmiskaht puiduhakkest 275 877 MWh korral.

3.1.2 Katlamaja tehnilised näitajad

Baaskoormuse katlamaja (biokütus) soojuslik nominaalvõimsus (tabel 1 rida 9)

Baaskoormuse katlamaja soojuslik nominaalvõimsus on arvatud soojuse tootmiskaht jagamisel baaskoormuse katla nominaalvõimsuse kasutustundide arvuga. Referentshinna arvutusmudelis kujunevad baaskoormuse katlamaja soojuslikud nominaalvõimsused puiduhakkest toodetud soojuse mahtude ja nominaalvõimsuse kasutustundide alusel alljärgnevalt:

- a) **1,3 MW** ($5\,464\text{ MWh} / 4\,200\text{ h} = 1,3\text{ MW}$) soojuse tootmiskaht puiduhakkest 5 464 MWh korral;
- b) **11 MW** ($53\,366\text{ MWh} / 4\,850\text{ h} = 11\text{ MW}$) soojuse tootmiskaht puiduhakkest 53 366 MWh korral;
- c) **53 MW** ($275\,877\text{ MWh} / 5\,205\text{ h} = 53\text{ MW}$) soojuse tootmiskaht puiduhakkest 275 877 MWh korral.

Suitsugaaside pesuri nominaalvõimsus (tabel 1 rida 10)

Suitsugaaside pesuri kasutamist on eeldatud vaid 53 MW-lise nominaalvõimsusega baaskoormuse katlamajale, sest nominaalvõimsute 1,3 MW ja 11 MW korral ei ole võimalik pesuriga toodetud lisasoojust efektiivselt kasutada.

Kütuse põlemisel aurustub kütuses sisalduv niiskus, mis juhitakse koos suitsugaasidega katlamaja korstnasse. Suitsugaaside pesuris on võimalik lahkvate suitsugaaside temperatuur jahutada allapoole kastepunkti ja selle tulemusena saadakse kütuse põlemisel keemiliselt tekkinud veeauru või kütuses sisaldava vee aurustamiseks kulunud soojus kondenseerumissoojusena tagasi. Mida suurem on kütuse niiskus, seda rohkem on võimalik suitsugaaside pesuriga saada lisasoojust. Suitsugaaside pesur tõstab biokütuse katlamaja soojuslikku kasutegurit, sest lisasoojuse saamiseks ei ole vaja täiendavalt kulutada kütust.

Estivo eksperthinnangus (punkt 2.2) on märgitud, et kui kasutada keskmiselt 50%-lise niiskusega biokütust ning eeldada, et tagastuva kaugküttevee temperatuur on keskmiselt 50-55°C, kujuneb optimaalseks suitsugaaside pesuri võimsuseks 20-25% katla nominaalvõimusest, mis 50 MW-lise nominaalvõimsusega katla puhul moodustab ~10-14 MW. Optimaalne on 50 MW-lise katla puhul kasutada suitsugaaside pesurit võimsusega 12 MW.

SusDev Consulting OÜ töös nr 1 on 50 MW-lise nominaalvõimsusega katlamaja soetusmaksumuse hindamisel samuti kasutatud suitsugaaside pesurit nominaalvõimsusega 12 MW.

Tulenevalt eeltoodust on referentshinna arvutusmudelisse võetud 53 MW-lise nominaalvõimsusega baaskoormuse katlamaja **suitsugaaside pesuri nominaalvõimsuseks 12 MW**.

Baaskoormuse katlamaja (biokütus) soetusmaksumus (tabel 1 rida 11)

Majanduslikult efektiivseima baaskoormuse katlamaja modelleerimisel on katlaseadmete valikul lähtutud alljärgnevatest asjaoludest:

- katlaseadmed soojusliku nominaalvõimsustega 1,3 MW ja 11 MW on restpõletustehnoloogial põhinevad veekuulumutuskatlad; restpõletustehnoloogiat on eelistatum kasutada suhteliselt kuiva kütuse ja väiksemate nominaalvõimsuste puhul, sest alla 10 MW võimsusega keevkihttehnoloogial põhinevaid katlaid reeglina ei ehitata;³⁵
- katlaseade soojusliku nominaalvõimsustega 53 MW on keevkihttehnoloogial põhinev veekuulumutuskatel, mida saab kasutada laia kütusevaliku puhul, alates kuivast puidust (puiduhakkest) kuni suure niiskusega metsahakke, freesturba, prügi jm kütuseni, samuti saab katlamaja varustada suitsugaaside pesuriga, mis vajab lisasoojuse saamiseks tavapärasest niiskema (niiskussisaldus 50%) kütuse kasutamist;³⁶

³⁵ SusDev Consulting OÜ "Eksperthinnang soojuse tootmiseks vajaliku katlamaja soetusmaksumuse, soojuse tootmise ehk katlamaja kasuteguri ja katlamaja tehnilise eluea kohta", aprill 2013, lk 16-17.

³⁶ SusDev Consulting OÜ "Eksperthinnang soojuse tootmiseks vajaliku katlamaja soetusmaksumuse, soojuse tootmise ehk katlamaja kasuteguri ja katlamaja tehnilise eluea kohta", aprill 2013, lk 4.

- katlamajad on rajatud nn tühjale kohale, mistõttu on arvesse võetud territooriumi ettevalmistamise kulusid, liitumiskulusid soojus-, vee-, elektri- ja gaasivõrguga ning muid kulusid.

Tulenevalt eeltoodust kujunevad referentshinna arvutusmudelis **baaskoormuse katlamaja soetusmaksumused** erinevate nominaalvõimsuste korral alljärgnevalt:

- a) **soetusmaksumus 520 000 €** katlamaja nominaalvõimsuse 1,3 MW korral, ühikmaksumusega 400 000 €/MW.

Ühikmaksumus 400 000 €/MW on Konkurentsiameti andmebaasis (sh KIK-i kaasfinantseerimisega aastatel 2012-2014) kajastatud respõletustehnoloogial põhinevate kuni 1,5 MW-lise nominaalvõimsusega katlamajade investeerimisprojektide keskmine ühikmaksumus.

- b) **soetusmaksumus 4 180 000 €** katlamaja nominaalvõimsuse 11 MW korral, ühikmaksumusega 380 000 €/MW.

Ühikmaksumus 380 000 €/MW on Konkurentsiameti andmebaasis (sh KIK-i kaasfinantseerimisega aastatel 2009-2014) kajastatud respõletustehnoloogial põhinevate kuni 6 MW-lise nominaalvõimsusega katlamajade investeerimisprojektide keskmine ühikmaksumus.

- c) **soetusmaksumus 26 235 000 € (sh pesur 1 750 000 €)** katlamaja nominaalvõimsuse 53 MW ja suitsugaaside pesuri 12 MW korral, ühikmaksumusega 495 000 €/MW (sh pesur).

Ühikmaksumus 495 000 €/MW on võetud SusDev Consulting OÜ tööst nr 1, milles hinnati soojusliku nominaalvõimsusega 50 MW-lise katlamaja ja 12 MW-lise suitsugaaside pesuri soetusmaksumuseks kokku 24,7 miljonit eurot.

Tipukoormuse katla (põlevkiviõli, maagaas) soojuslik nominaalvõimsus (tabel 1 rida 13)

Tipukoormuse katlad paigaldatakse baaskoormuse katlamajja. Baaskoormuse katla soojuslik nominaalvõimsus moodustab 40-50% maksimaalsest vajalikust võimsusest³⁷. Eelnevalt oli arvatud baaskoormuse katla nominaalvõimsus vajaliku tootmismahu ja nominaalvõimsuse keskmiste kasutustundide alusel. Jagades baaskoormuse katla nominaalvõimsuse 50%-ga, kujuneb tulemuseks tipukatla nominaalvõimsus, millega on täidetud nii tipukoormuse katla kui ka reservkatla nõue, ehk maksimaalne vajalik nominaalvõimsus alljärgnevalt:

- põlevkiviõli baasil (puudub maagaasi võrk) töötavad katlaseaded soojusliku nominaalvõimsusega kokku 2,6 MW ($1,3 \text{ MW}/50\%/100\% = 2,6 \text{ MW}$, kaks 1,3 MW-list katelt);
- maagaasi baasil töötavad katlaseadmed soojusliku nominaalvõimsustega kokku 22 MW ($11 \text{ MW}/50\%/100\% = 22 \text{ MW}$, kaks 11 MW-list katelt);

³⁷ V. Vares, Ü. Kask, P. Muiste, T. Pihu, S. Soosaar "Biokütuse kasutaja käsiraamat". TTÜ kirjastus, 2005, lk. 114.

- maagaasi baasil töötavad katlaseadmed soojusliku nominaalvõimsustega kokku 106 MW (53 MW/50%/100% = 106 MW, kaks 53 MW-list katelt).

Tipukoormuse katla (põlevkiviõli, maagaas) soetusmaksumus (tabel 1 rida 14)

Tulenevalt eeltoodust kujunevad referentshinna arvutusmudelis **tipukoormuse katelde soetusmaksumused** erinevate nominaalvõimsuste korral alljärgnevalt:

- a) **soetusmaksumus 187 200 €** katlamaja nominaalvõimsuse 2,6 MW korral, ühikmaksumusega 72 000 €/MW (sh põlevkiviõli mahuti).

Põlevkiviõli kasutava tipukatla ühikmaksumus 72 000 €/MW on võetud Konkurentsiameti andmebaasist.

- b) **soetusmaksumused 1 540 000 € ja 7 420 000 €** vastavate katlamajade nominaalvõimsuste 22 MW ja 106 MW korral, ühikmaksumusega 70 000 €/MW.

Maagaasi kasutava tipukatla ühikmaksumus 70 000 €/MW on võetud Konkurentsiameti andmebaasist.

Intressimäär (WACC) (tabel 1 rida 15)

Konkurentsiamet on kasutanud alternatiivkatlamaja meetodiga soojuse piirhinna arvutamisel intressimäärana kaalutud keskmist kapitali hinda (WACC - *Weighted Average Cost of Capital*) ehk tulukuse määra. WACC on kogu intressikandva võlakapitali (laenukapitali) ja omakapitali hind, mis saadakse võla- ja omakapitali osakaalusid arvesse võttes. Konkurentsiamet kasutab WACC-i ettevõtte poolt müüdavate teenuste/kaupade hinda lülitatava põhjendatud tulukuse arvutamisel. Vastavalt pikaajalisele regulatsioonipraktikale on välja kujunenud, et kui ettevõtte põhjendatud tulukus ehk ärikasum ei ületa WACC-i, siis teenib ettevõtte ka mõistlikkuse piires kasumit. WACC on seega regulaatori poolt lubatud tulunorm.

Konkurentsiamet on välja töötanud juhendmaterjali WACC-i arvutamiseks elektri-, gaasi-, soojuse-, posti- ja vee-ettevõtjatele nimetusega „Juhend kaalutud keskmise kapitali hinna arvutamiseks“³⁸. Nimetatud juhendi punkt 1 alusel arvutatakse WACC alljärgneva valemi alusel:

$$WACC = k_e \times \frac{OK}{VK + OK} + k_d \times \frac{VK}{VK + OK}$$

kus:

k_e – on omakapitali hind (%);

k_d – on võlakapitali (nimetatakse ka laenu- või võõrkapital) hind (%);

OK – on regulaatori poolt määratud omakapitali osakaal (%);

VK – on regulaatori poolt määratud võlakapitali osakaal (%);

VK+OK – on võla- ja omakapitali osakaalud kokku (%).

³⁸ Avalikustatud Konkurentsiameti veebilehel www.konkurentsiamet.ee.

WACC-i juhendi punktis 4 on tabelis 7 kajastatud **WACC soojusettevõtjatele 6,1%**, mida on kasutatud referentshinna arvutusmudelis põhjendatud tulukuse arvutamisel. **WACC-i suurus on aja muutuv.**

Baaskoormuse katla tehniline eluiga (tabel 1 rida 16)

Referentshinna arvutusmudelis on **baaskoormuse katla tehniline eluiga 20 aastat**, mis vastab SusDev Consulting OÜ töös nr 2 toodud uue puiduhaket kütuseks kasutava restkoldega veekuumuskatla tehnilisele elueale. Nimetatud töös on puiduhaket ja turvast kütuseks kasutava katla tehniline eluiga vahemikus 16 kuni 21 aastat, mida on võimalik remondiga veel pikendada viie aasta võrra. Ka Taani Energiaagentuuri 2012.a aruandes³⁹ on puiduhakke katla tehniliseks elueaks märgitud 20 aastat.

Tipukoormuse katla tehniline eluiga (tabel 1 rida 17)

Referentshinna arvutusmudelis on **tipukoormuse põlevkiviõlikatla tehniline eluiga 20 aastat ja gaasikatla tehniline eluiga 25 aastat**, mis vastab SusDev Consulting OÜ töö nr 2 toodud uue põlevkiviõli ja maagaasi kütuseks kasutava katla tehnilisele elueale. Nimetatud töös on põlevkiviõli kütuseks kasutava veekuumuskatla tehniline eluiga vahemikus 14 kuni 20 aastat ja gaasikatlal vahemikus 17 kuni 25 aastat. Kuna tipukatlaid koormatakse aasta jooksul väga vähe, siis pikeneb ka nende eluiga. Taani Energiaagentuuri 2012.a aruandes⁴⁰ on gaasikatla tehniliseks elueaks märgitud 30 kuni 40 aastat.

Soojuse tootmise põhivarade soetusmaksumus kokku (tabel 1 rida 18)

Summeerides baaskoormuse katlamaja ja tipukoormuse katelde soetusmaksumused kujunevad **soojuse tootmisega seotud põhivarade soetusmaksumused kokku** alljärgnevalt:

- a) **soetusmaksumus 707 200 €** ($520\ 000\ € + 187\ 200 = 707\ 200\ €$) baaskoormuse katlamaja nominaalvõimsuse 1,3 MW ja tipukoormuse katla 2,6 MW korral;
- b) **soetusmaksumus 5 720 000 €** ($4\ 180\ 000\ € + 1\ 540\ 000 = 5\ 720\ 000\ €$) baaskoormuse katlamaja nominaalvõimsuse 11 MW ja tipukoormuse katla 22 MW korral;
- c) **soetusmaksumus 33 655 000 €** ($26\ 235\ 000\ € + 7\ 420\ 000 = 33\ 655\ 000\ €$) baaskoormuse katlamaja nominaalvõimsuse 53 MW, suitsugaaside pesuri 12 MW ja tipukoormuse katla 106 MW korral.

Soojuslik kasutegur puiduhakke kasutamisel, $\eta_{tootmine}$ (tabel 1 rida 21)

Katlamaja soojuslik kasutegur näitab ajaühikus kütusega katlakoldesse antud soojushulga (arvutatud kütuse alumise kütteväärtuse alusel) ja kasulikult kasutatava soojushulga suhet (%-des).

Katlamaja soojuslik kasutegur on oluline, sest mida madalam on soojuslik kasutegur, seda suuremaks kujuneb ühe MWh soojuse tootmiseks vajamineva primaarenergia kogus ja kütuse

³⁹ Taani Energiaagentuuri mai 2012.a aruanne "Technology Data for Energy Plants", lk 130.

⁴⁰ Taani Energiaagentuuri mai 2012.a aruanne "Technology Data for Energy Plants", lk 34.

kulu ning seda kõrgemaks kujuneb soojuse referentshind, mis kujuneb kulude (s.h põhjendatud tulukus) jagamisel müüginahuga.

KKütS § 5 lg 1 tuleneb nõue, mille kohaselt peab kaugküte olema efektiivne ja jätkusuutlik.

Estivo eksperthinnangu kohaselt on kaasaegse biokütusel töötava restpõletus- ja keevkihttehnoloogial põhinevad veekuumuskatlaga katlamaja kasutegurid vahemikus 85-90%.

SusDev Consulting OÜ töös nr 1 on märgitud keevkihtkatla kasuteguriks 89%, seda nii 35 MW-lise kui 50 MW-lise katla puhul. Kasutegur antakse nimikoormusele, kuid tänu keevkihtkatla põlemisprotsessi heale reguleerimisele muutub kasutegur madalamatel koormustel vaid välise jahtumiskao tõttu, mis on koormusest sõltumatu. Kuna see jääb vahemikku 0,2-0,3%, siis selle keskmine on 0,25. Minimaalsel 30%-sel koormusel oleks katla kogukasutegur ca' 88,5%. Seega, suurima efektiivsusega tööks peab katel suurema osa aastast töötama võimalikult nimikoormuse lähedal.

Eeltoodust tulenevalt on majanduslikult efektiivseima referentshinna arvutusmudelil kasutatud **restpõletustehnoloogia korral kasutegurit 85% ja keevkihttehnoloogia korral kasutegurit 88%.**

Soojuslik kasutegur põlevkiviõli ja maagaasi kasutamisel, η_{tootmine} (tabel 1 rida 22)

Metoodika p 5.3 ja 5.4 ning Soojuse Määruse § 10 järgi on soojuse tootmise kasuteguri tehnilised nõuded uute seadme puhul kütuse alumise kütteväärtuse alusel alljärgnevad:

- soojuse tootmisel vedelkütusest (sh põlevkiviõli) mitte alla 90%;
- soojuse tootmisel maagaasist mitte alla 92%.

Kuna majanduslikult efektiivseim katlamaja modelleeritakse uute seadmetega, siis arvesse võttes eeltoodud asjaolusid on referentshinna arvutusmudelil kasutatud soojuse tootmise kasutegureid põlevkiviõli korral **90% ja maagaasi korral 92%.**

Primaarenergia puiduhakkest, $Q_{\text{kütus}}$ (tabel 1 rida 24)

Juhendi ja Soojuse Määruse § 15 kohaselt arvutatakse soojuse tootmiseks vajalik kütuse primaarenergia kogus tootmismahu jagamisel kasuteguriga.

Majanduslikult efektiivseima referentshinna arvutusmudelil on soojuse tootmiseks vajalik puiduhakke primaarenergia kogus arvutatud puiduhakkest toodetava tootmismahu jagamisel kasuteguritega 85% (restpõletustehnoloogia korral) ja 88% (keevkihttehnoloogia korral), arvutuse tulemusena on primaarenergia kogused alljärgnevad:

- a) **6 428 MWh** ($5\,464/85\%/100\% = 6\,428$ MWh) restpõletustehnoloogia korral;
- b) **62 783 MWh** ($53\,366/85\%/100\% = 62\,783$ MWh) restpõletustehnoloogia korral;
- c) **313 497 MWh** ($275\,877/88\%/100\% = 313\,497$ MWh) keevkihttehnoloogia korral.

Primaarenergia põlevkiviõlist ja maagaasist, $Q_{kütus}$ (tabel 1 rida 25)

Majanduslikult efektiivseima referentshinna arvutusmudelil on soojuse tootmiseks vajalik põlevkiviõli ja maagaasi primaarenergia kogus arvatud põlevkiviõlist ja maagaasist toodetava tootmismahu jagamisel kasuteguriga 90% (põlevkiviõli korral) ja 92% (maagaasi korral), mille tulemusena on primaarenergia kogused alljärgnevad:

- a) **171 MWh** ($154/90\%/100\% = 171$ MWh) põlevkiviõli kasutamise korral;
- b) **3 059 MWh** ($2\,814/92\%/100\% = 3\,059$ MWh) maagaasi kasutamise korral;
- c) **15 654 MWh** ($14\,402/92\%/100\% = 15\,654$ MWh) maagaasi kasutamise korral.

Puiduhakke primaarenergia hind, $h_{kütus}$ (tabel 1 rida 26)

Puiduhakke primaarenergia hinna arvutamisel on võetud aluseks soojusettevõtjate poolt Konkurentsiametile esitatud 2014/2015 kütteperioodi puiduhakke tarnelepingute alusel arvatud aritmeetiline keskmine hind. Puiduhakke kütteväärtus 0,8 MWh/m³ vastab „Hoonete energiatõhususe arvutamise meetodika“ lisas 4 toodud alumisele kütteväärtusele.

Eeltoodust tulenevalt on referentshinna arvutusmudelil võetud aluseks **puiduhakke primaarenergia aritmeetiline keskmine hind 14,50 €/MWh, mis on ajas muutuv.**

Põlevkiviõli ja maagaasi primaarenergia hind, $h_{kütus}$ (tabel 1 rida 27)

Põlevkiviõli primaarenergia hinna (sh aktsiis ja transport) arvutamisel on võetud aluseks arvutusmudeli koostamise hetkel viimane teadaolev Eesti Energia Narva Õlithase Mark C müügihind, millele lisandub aktsiis 15,01 €/t (alkoholi- tubaka-, kütuse- ja elektriaktsiisi seaduse § 66 lõike 9 alusel) ja keskmine transporditasu 25 €/t (Konkurentsiameti andmebaasi andmetel). Põlevkiviõli keskmine kütteväärtus 10,8 MWh/t vastab „Hoonete energiatõhususe arvutamise meetodika“ lisas 4 toodud alumisele kütteväärtusele.

Eeltoodust tulenevalt on referentshinna arvutusmudelil võetud aluseks **põlevkiviõli primaarenergia hind 29,00 €/MWh, mis on ajas muutuv.**

Maagaasi primaarenergia hinna (sh aktsiis ja võrguteenuse tasu) arvutamisel on võetud aluseks arvutusmudeli koostamise hetkel viimane teadaolev AS Eesti Gaas müügihind, millele lisandub aktsiis 28,14 €/tuh m³ (alkoholi- tubaka-, kütuse- ja elektriaktsiisi seaduse § 66 lõike 10 alusel) ja AS Gaasivõrgud võrguteenuse hinna 38,58 €/tuh m³ (kooskõlastatud Konkurentsiameti 04.08.14 otsusega nr 7.1-6/14-017). Maagaasi keskmine kütteväärtus 9,3 MWh/ tuh m³ vastab „Hoonete energiatõhususe arvutamise meetodika“ lisas 4 toodud alumisele kütteväärtusele, millele vastab ülemine kütteväärtus 10,313 MWh/ tuh m³ (alates 01.01.2013 võetakse maagaasi baashinna arvutamisel aluseks ülemine kütteväärtus).

Eeltoodust tulenevalt on referentshinna arvutusmudelil võetud aluseks **maagaasi primaarenergia hind 39,00 €/MWh, mis on ajas muutuv.**

Elektrienergia erikulu (tabel 1 rida 28)

Katlamaja elektrienergia kulu sisaldab ka selle pumpamise kulusid. Elektrienergia erikulu on kulu kWh-des katlamajas toodetud soojuse ühe MWh kohta (kWh/MWh).

Estivo eksperthinnangu kohaselt on restpõletuskatлага (punkt 5.1.4) katlamaja elektrienergia keskmine erikulu vahemikus 15-25 kWh/MWh ja keevkihtkatлага (punktid 2.1.4 ja 2.2.2) katlamaja elektrienergia keskmine erikulu koos suitsugaaside pesuriga vahemikus 24-31 kWh/MWh.

Tulenevalt eeltoodust on referentshinna arvutusmudelil võetud aluseks keskmine elektrienergia erikulu alljärgnevalt:

- a) **20,00 kWh/MWh** soojuse tootmismahude 5 618 MWh ja 56 180 MWh korral;
- b) **26,00 kWh/MWh (sh suitsugaaside pesur)** soojuse tootmismahu 337 079 MWh korral.

Elektrienergia keskmine hind, $h_{elekter}$ (tabel 1 rida 30)

Elektrienergia keskmise hind koosneb elektrienergia hinnast, reaktiivenergia hinnast, võrguteenuse tasudest, taastuvenergia tasust (vastab 2015.a kehtestatud taastuvenergia tasule) ning elektrienergia aktsiisist (vastab alkoholi-, tubaka-, kütuse- ja elektriaktsiisi seaduse § 66 lõikes 12 sätestatud elektrienergia aktsiisile).

Elektrienergia keskmise hinna arvutamisel on eeldatud, et elektrienergiat ostetakse Nordic Power Management OÜ-lt börsihinnaga (*Nord Pool Spot* Eesti hinnapiirkonna hind⁴¹), millele lisandub elektrimüüja marginaal. Börsihind on arvutatud analüüsi koostamise ajal teadaolnud viimase 12 kuu aritmeetilise keskmise hinnana, millele lisandub elektrimüüja marginaal.

Võrguteenust ostetakse Elektrilevi OÜ-lt vastavalt Konkurentsiameti 23.12.2013 otsusega nr 7.1-5/13-013 kooskõlastatud hinnakirjale alljärgnevalt:

- a) **hinnapaketi VML2** (0,4 kV liinil üle 63 A võrk madalpingel liinil) baaskoormuse katlamaja nominaalvõimsuse 1,3 MW korral;
- b) **hinnapaketi VMA2** (6-35 kV alajaama 0,4 kV poolel üle 63 A võrk madalpingel alajaamas) baaskoormuse katlamaja nominaalvõimsuse 11 MW korral;
- c) **hinnapaketi VKL2** (6-35 kV liinil ja 35 kV alajaama alampinge poolel võrk keskpingel liinil) baaskoormuse katlamaja nominaalvõimsuse 53 MW ja suitsugaaside pesuri 12 MW korral.

Tulenevalt eeltoodust on referentshinna arvutusmudelil võetud aluseks keskmised elektrienergia hinnad (arvutatud *MS Excelis*) alljärgnevalt:

- a) **0,094 €/kWh** elektrienergia koguse 112 360 kWh ($20 * 5 618 = 112 360$ kWh) korral;
- b) **0,086 €/kWh** elektrienergia koguse 1 123 600 kWh ($20 * 56 180 = 1 123 600$ kWh) korral;
- c) **0,064 €/kWh** elektrienergia koguse 8 764 054 kWh ($26 * 337 079 = 8 764 054$ kWh) korral.

⁴¹ Avaldatud veebilehel

<http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Elspot/Area-Prices/EE/monthly/>

Keskmiised elektrienergia hinnad on ajas muutuvad.

Muud muutuvkulud (tabel 1 rida 33)

Estivo eksperthinnangu kohaselt on muude muutuvkulude (tuha käitlus, kemikaalid, vee- ja kanalisatsiooniteenus) maksumus tootmismahu suhtes vahemikus 0,19-0,80 €/MWh.

Tulenevalt eeltoodust on referentshinna arvutusmudelil kasutatud **muude muutuvkulude keskmist maksumust 0,50 €/MWh, mis on ajas muutuv.**

3.1.3 Muutuvkulud

Kütus - K (tabel 1 rida 34)

Kütuse rahaline kulu kujuneb erinevate kütuste primaarenergia koguste ning neile vastavate primaarenergia hindade korrutiste summeerimise tulemusena.

Saastetasud – S (tabel 1 rida 35)

Saastetasude rahaline kulu on arvatud vastavalt soojuse tootmiseks kasutatavate kütuste primaarenergia koguste, keskkonnaministri 02.08.2004 määruses nr 99 „Põletusseadmetest välisõhku eralduvate saasteainete heitkoguste määramise kord ja määramismeetodid” alusel arvatud saasteainete heitkoguste ja keskkonnatasude seaduses sätestatud 2015.a saastetasumäärade alusel. Saastetasud kujunevad saasteainete heitkoguste ja vastavate saastetasumäärade korrutiste summeerimise tulemusena.

Elektrienergia – MK_e (tabel 1 rida 36)

Elektrienergia rahaline kulu kujuneb elektrienergia koguse korrutamisel elektrienergia keskmise hinnaga.

Muud muutuvkulud - MK_m (tabel 1 rida 37)

Muude muutuvkulude rahaline kulu kujuneb tootmismahu korrutamisel muude muutuvkulude keskmise hinnaga.

3.1.4 Püsikulud

Tegevuskulud (tabel 1 rida 38)

Soojuse tootmisega seotud tegevuskulud on referentshinda lülitatavad põhjendatud kulud, mis ei sisalda muutuv-, kapitali- ega finantskulusid (Juhendi punkt 2.15, Soojuse Määrus § 2 punkt 18). Tegevuskulude puhul on aluseks põhjendatud ja soojuse tootmiseks vajalike investeeringute soetusmaksumus (Juhendi punkt 5.13, Soojuse Määrus § 15 lõige 12). Nimetatud kulude suuruseks arvestatakse 5% põhjendatud ja soojuse tootmiseks vajalike investeeringute soetusmaksumusest.

Eeltoodust tulenevalt kujunevad majanduslikult efektiivseima referentshinna arvutusmudelil **tegevuskulud soojuse tootmiseks** alljärgnevalt:

- a) **35 360 €** ($707\,200 \cdot 5\% / 100\% = 35\,360$ €), baaskoormuse katlamaja nominaalvõimsuse 1,3 MW korral;
- b) **286 000 €/MW** ($5\,720\,000 \cdot 5\% / 100\% = 286\,000$ €) baaskoormuse katlamaja nominaalvõimsuse 11 MW korral;
- c) **1 682 750 €/MWh** ($33\,655\,000 \cdot 5\% / 100\% = 1\,682\,750$ €) baaskoormuse katlamaja nominaalvõimsuse 53 MW ja suitsugaaside pesuri 12 MW korral.

Soojuse tootmise kapitalikulu ja põhjendatud tulukus annuiteedina (tabel 1 rida 39)

Soojuse tootmisega seotud kapitalikulu ja põhjendatud tulukuse annuiteedi väärtuse arvutamisel on kasutatud *MS Excel* tabelarvutusprogrammi finantsfunktsiooni $ABS(PMT(Rate;Nper;Pv))$, kus PMT on kapitalikulu ja põhjendatud tulukuse väärtus; $Rate$ on intressimäär ($WACC$); $Nper$ on tehnilise eluea periood aastates; Pv on soojuse tootmise põhivarade soetusmaksumus kokku.

Eeltoodust tulenevalt kujunevad majanduslikult efektiivseima referentshinna arvutusmudelis **soojuse tootmiseks kapitalikulu ja põhjendatud tulukus annuiteedina alljärgnevalt:**

- a) **62 158 €** baaskoormuse katlamaja nominaalvõimsuse 1,3 MW korral;
- b) **489 012 €** baaskoormuse katlamaja nominaalvõimsuse 11 MW korral;
- c) **2 891 859 €** baaskoormuse katlamaja nominaalvõimsuse 53 MW ja suitsugaaside pesuri 12 MW korral.

Kulud ja põhjendatud tulukus soojuse tootmiseks (tabel 1 rida 40)

Alternatiivkatlamaja meetodi alusel modelleeritud majanduslikult efektiivseima katlamaja soojuse tootmiskulude ja põhjendatud tulukuse summa (T_{soojus}) sisaldab kõiki soojuse tootmiseks vajalikke kulusid (kulud kütusele, kulud keskkonnatasudele, muud muutuvkulud, tegevuskulud, kapitalikulu) ja põhjendatud tulukust (Juhend p 5 ja Soojuse Määrus § 15). Soojuse tootmiskulud ja põhjendatud tulukus kokku on arvatud järgmise valemi alusel:

$$T_{soojus} = K + S + MK + TK + P$$

kus:

T_{soojus} – soojuse tootmiskulud ja põhjendatud tulukus (€);

K – kulud kütusele (€);

S – kulud keskkonnatasudele (€);

MK – muud muutuvkulud (€);

TK – tegevuskulud (€);

P – kapitalikulu ja põhjendatud tulukus (€).

Tulenevalt eeltoodust kujunevad majanduslikult efektiivseima referentshinna arvutusmudelis **kulud ja põhjendatud tulukus soojuse tootmiseks alljärgnevalt:**

- a) **215 209 €** baaskoormuse katlamaja nominaalvõimsuse 1,3 MW ja soojuse tootmismahu 5 618 MWh korral;

- b) **1 990 535 €** baaskoormuse katlamaja nominaalvõimsuse 11 MW ja soojuse tootmismahu 56 180 MWh korral;
- c) **10 765 894 €** baaskoormuse katlamaja nominaalvõimsuse 53 MW, suitsugaaside pesuri 12 MW ja soojuse tootmismahu 337 079 MWh korral.

Soojuse tootmishind, hind_{tootmine} (tabel 1 rida 41)

Juhendi ja Soojuse Määruse § 15 kohaselt on arvatud alternatiivkatlamaja meetodit kasutades majanduslikult efektiivseima katlamaja soojuse tootmishind soojuse tootmiskulude ja põhjendatud tulukuse summa jagamisel soojuse müügiühiku järgmise valemi alusel:

$$h_{soojus} = T_{soojus} / Q_{soojus}$$

kus:

h_{soojus} –soojuse piirhind (€/MWh);

T_{soojus} – soojuse tootmiskulud ja põhjendatud tulukus (€);

Q_{soojus} – soojuse tootmiskaht (MWh).

Tulenevalt eeltoodust kujunevad majanduslikult efektiivseima referentshinna arvutusmudelil **soojuse tootmishinnad** alljärgnevalt:

- a) **38,31 €/MWh** ($215\,209 / 5\,618 = 38,31$ €/MWh) soojuse tootmismahu 5 618 MWh korral;
- b) **35,43 €/MWh** ($1\,990\,535 / 56\,180 = 35,43$ €/MWh) soojuse tootmismahu 56 180 MWh korral;
- c) **31,94 €/MWh** ($10\,765\,894 / 337\,079 = 31,94$ €/MWh) soojuse tootmismahu 337 079 MWh korral.

Kasutades alternatiivkatlamaja meetodit kujunevad efektiivse katlamaja tootmishinnad erinevaks eelkõige mastaabisäästust⁴² tulenevalt. Lisaks mõjutab kõige suurema tootmismahuga katlamaja madalamat tootmishinda suitsugaaside pesuriga toodetav lisasoojuse kogus (46 800 MWh), ilma selleta (sh investeeringu maksumus) kujuneks tootmishinnaks 33,23 €/MWh.

⁴² mastaabisääst esineb juhul, kui tootmise laienedes kulutused ühe ühiku tootmiseks vähenevad.

3.2 Soojuse jaotamine ja müük majanduslikult efektiivseima kaugküttevõrgu kaudu

3.2.1 Kaugküttevõrgu tehnilised näitajad

Soojustorustiku pikkus (tabel 1 rida 42)

Majanduslikult efektiivseima kaugküttevõrgu modelleerimisel eeldatakse, et rajatakse ideaalne kaugküttevõrk nn tühjale kohale. Seega ei tohi rajatav kaugküttevõrk olla üledimensioneeritud. Kaugküttevõrgu modelleerimisel ei ole kasutatud konkreetse linna ega asula võrgupiirkonna kaugküttevõrgu andmeid, vaid selle pikkuse arvutamisel on võetud aluseks Konkurentsiameti andmebaasis sisalduvate võrgupiirkondade **kaalutud keskmine tarbimistihedus, milleks on 2,9 MWh ühe meetri soojustorustiku kohta**. Jagades soojuse müüginahku kaalutud keskmise tarbimistihedusega on tulemuseks soojustorustiku pikkus.

Tulenevalt eeltoodust kujunevad majanduslikult efektiivseima referentshinna arvutusmudelis **soojustorustike pikkused** alljärgnevalt:

- a) **1 724 meetrit** ($5\ 000/2,9 = 1\ 724$ m) soojuse müüginahku 5 000 MWh korral;
- b) **17 241 meetrit** ($50\ 000/2,9 = 17\ 241$ m) soojuse müüginahku 50 000 MWh korral;
- c) **103 448 meetrit** ($300\ 000/2,9 = 103\ 448$ m) soojuse müüginahku 300 000 MWh korral.

Soojuse jaotamise ja müügi põhivarade soetusmaksumus (tabel 1 rida 43)

Majanduslikult efektiivseima kaugküttevõrgu modelleerimisel on soojuse jaotamise (soojustorustikud) ja müügi põhivarade valikul lähtutud alljärgnevatest asjaoludest:

- soojustorustikena (sh abiseadmed) kasutatakse enamlevinud kaugküttevõrgu tüüpi – eelisoleeritud torustikud, need kujutavad endast terastorusid, mis on isoleeritud polüuretaanist vahukihiga ja pealt kaetud polüetüleenist kattetoruga. Kogu torustik on maa-alune, mistõttu maapealsed konstruktsioonid (näiteks kinnistoed) pole vajalikud. Eelisoleeritud torud omavad kõrge kvaliteediga tehaseisolatsiooni väga madala soojusjuhtivusteguriga, on kaetud tugeva veekindla plastikkattega, mistõttu võib sellist torustikku paigaldada ka ilma sadevete kanalisatsioonita piirkondadesse.
- eelisoleeritud torud paigaldatakse otse muldesse ilma kanaliteta;
- eelisoleeritud soojustorustik rajatakse nn tühjale kohale, mistõttu on soetusmaksumuses arvestatud ka asfalteerimistöõde maksumust;
- kõige suurema müüginahuga (300 000 MWh) piirkonnas on rajatava soojusvõrgu puhul võetud arvesse erinevate diameetritega torustiku paigaldamist;
- tulenevalt kaugkütteseadusest peavad tarbijad olema varustatud soojusarvestitega, mistõttu on eeldatud, et soojusarvestid paigaldab soojusettevõtja;
- automatiseeritud soojussõlmede maksumusi ei ole soojuse müüginahku seotud põhivarades arvesse võetud, sest ettevõtjale ei tulene seadusest nende paigaldamise kohustust;

- soojusarvestite arvu aluseks on Konkurentsiameti andmebaasis soojust tarbivate objektide keskmised näitajad;
- kasutatud on kolme erinevat soojusarvesti keskmist maksumust (sh abiseadmed), sest mida suurem on võrgupiirkond, seda suuremad on piirkonnas soojust tarbivate hoonete soojusvajadused, mis vajavad väiksemate hoonetega võrreldes ka võimsamaid ning kallimaid soojusarvesteid;
- soojuse jaotamise põhivarade ühikmaksumuste aluseks on soojustrasside investeerimisprojektide tegelikud maksumused, mis põhinevad Konkurentsiameti andmebaasil (sh KIK-i kaasfinantseerimisega aastatel 2010-2014 tehtud investeerimisprojektid), mille põhjal on arvatud soojustrasside kaalutud keskmised ühikmaksumused (300 000 €/m müügi mahtude 5 000 MWh ja 50 000 MWh korral ja 450 000 €/m müügi mahtu 300 000 MWh korral);
- uute soojusarvestite keskmised maksumused (sh paigaldamine) 500 € (müügi mahtu 5 000 MWh korral), 700 € (müügi mahtu 50 000 MWh korral) ja 850 € (müügi mahtu 300 000 MWh korral) on võetud Konkurentsiameti andmebaasist.

Tulenevalt eeltoodust kujunevad referentshinna arvutusmudelil **soojuse jaotamise ja müügi põhivarade soetusmaksumused** erinevate soojuse müügi mahtude ja soojustorustike pikkuste korral alljärgnevalt:

- a) **soetusmaksumus 528 741 €** soojuse müügi mahtu 5 000 MWh ja soojustorustiku pikkuse 1 724 meetrit korral;
- b) **soetusmaksumus 5 312 414 €** soojuse müügi mahtu 50 000 MWh ja soojustorustiku pikkuse 17 241 meetrit korral;
- c) **soetusmaksumus 48 081 724 €** soojuse müügi mahtu 300 000 MWh ja soojustorustiku pikkuse 103 448 meetrit korral.

Soojuse jaotamise varade tehniline eluiga (tabel 1 rida 44)

Referentshinna arvutusmudelil on **soojuse jaotamise ja müügi põhivarade tehniline eluiga 40 aastat**. SusDev Consulting OÜ töös nr 2 (lk 43) on märgitud, et Eesti tingimustes saab eelisoleeritud torustike elueaks hinnata vähemalt 40-50 aastat. Ka TTÜ STI⁴³ aruandes loetakse Konkurentsiameti poolt kasutatud soojuse edastamiseseadmete (sh kaugküttesüsteemi torustik) eluiga 40 aastat realistlikuks.

SusDev Consulting OÜ töös nr 2 (lk 53) on märgitud soojusarvestite elueaks 10-20 aastat. Soojusarvestite maksumuse osakaal kogu soojuse jaotamise ja müügi põhivarade soetusmaksumusest moodustab kuni 3% ning selle mõju referentshindadele ei ole oluline (vahemikus 0,1-0,8 €/MWh), mistõttu ei ole ka soojusarvestite elueal märkimisväärset mõju

⁴³ TTÜ STI aruanne "Efektiivse kaugküttesüsteemi referentshinna arvutusmudeli auditeerimine". Tallinn, detsember 2014.

referentshindade suurusele. Eeltoodust tulenevalt on mudeli lihtsustamise eesmärgil kasutatud soojuse jaotamise ja müügi põhivaradele tehnilist eluiga 40 aastat.

3.2.2 Püsikulud

Tegevuskulud – TK (tabel 1 rida 45)

Soojuse jaotamise ja müügi seotud tegevuskulud on referentshinda lülitatavad põhjendatud kulud, mis ei sisalda kapitali- ega finantskulusid (Juhendi punkt 2.15, Soojuse Määrus § 2 punkt 18). Tegevuskulude puhul on aluseks põhjendatud ning soojuse jaotamiseks ja müügiks vajalike investeeringute soetusmaksumus. Põhilise osa nimetatud investeeringute soetusmaksumusest moodustab kaugküttevõrgu rajamisega seonduv soetusmaksumus (ligikaudu 97%), mille puhul modelleeritakse nn ideaalne võrk, kasutades kaasaegset, optimaalseimat tehnoloogilist lahendust, tagades nii kõikide tarbijate varustatuse kvaliteetse teenusega ja eeldatakse, et võrk rajatakse nn tühjale kohale. Kaasaegsete eelisoleeritud torustikega kaugküttevõrgu tegevuskulud peavad aga olema oluliselt madalamad võrreldes kaasaegse katlamaja tegevuskuludega (kasutatud 5% põhivara soetusmaksumusest), mistõttu on tegevuskulude suuruseks võetud hinnanguliselt 2% põhjendatud ja soojuse jaotamiseks ja müügiks vajalike investeeringute soetusmaksumusest. Hinnataotluste kooskõlastamise käigus on Konkurentsiamet analüüsinud selliseid soojusettevõtjaid, kelle soojuse jaotamise ja müügi tegevuskulude põhjendatusele anti eraldi hinnang. Taolistel soojusettevõtjatel on tegevuskulude erikulud müügi mahu suhtes vahemikus 1,90-3,40 €/MWh. Arvutusmudelis toodud tegevuskulude (2% põhivarade soetusmaksumusest) korral jäävad tegevuskulude erikulud müügi mahu suhtes eelnimetatud vahemikku, olles 2,11-3,21 €/MWh.

Eeltoodust tulenevalt kujunevad majanduslikult efektiivseima referentshinna arvutusmudelis **tegevuskulud soojuse jaotamiseks ja müügiks** alljärgnevalt:

- a) **10 575 €** ($528\,741 \cdot 2\% / 100\% = 10\,575$ €) soojustorustiku pikkuse 1 724 meetrit korral;
- b) **106 248 €/MW** ($5\,312\,414 \cdot 2\% / 100\% = 106\,248$ €) soojustorustiku pikkuse 17 241 meetrit korral;
- c) **961 634 €/MWh** ($48\,081\,724 \cdot 2\% / 100\% = 961\,634$ €) soojustorustiku pikkus 103 448 meetrit korral.

Soojuse jaotamise ja müügi kapitalikulu ja põhjendatud tulukuse annuiteedina – P (tabel 1 rida 46)

Soojuse jaotamisega ja müügi seotud kapitalikulu ja põhjendatud tulukuse annuiteedi väärtuse arvutamisel on kasutatud MS Excel tabelarvutusprogrammi finantsfunktsiooni $ABS(PMT(Rate;Nper;Pv))$, kus PMT on kapitalikulu ja põhjendatud tulukuse väärtus; $Rate$ on intressimäär (WACC); $Nper$ on tehnilise eluea periood aastates; Pv on soojuse jaotamise ja müügi põhivarade soetusmaksumus kokku.

Eeltoodust tulenevalt kujunevad majanduslikult efektiivseima referentshinna arvutusmudelis **soojuse jaotamiseks ja müügiks kapitalikulu ja põhjendatud tulukuse** annuiteedina alljärgnevalt:

- a) **35 585** soojustorustiku pikkuse 1 724 meetrit;
- b) **357 530 €** soojustorustiku pikkuse 17 241 meetrit korral;
- c) **3 235 946 €** soojustorustiku pikkus 103 448 meetrit korral.

3.3 Lubatud müügitulu ja referentshind

Lubatud müügitulu ehk kulud ja põhjendatud tulukus soojuse tootmiseks, jaotamiseks ja müügiks (tabel 1 rida 49)

Alternatiivkatlamaja meetodi alusel modelleeritud majanduslikult efektiivseima katlamaja soojuse tootmiskulude ja põhjendatud tulukuse summa (T_{soojus}) sisaldab kõiki soojuse tootmiseks vajalikke kulusid (kulud kütusele, kulud keskkonnatasudele, muud muutuvkulud, tegevuskulud, kapitalikulu) ja põhjendatud tulukust.

Ideaalse võrgumudeli metoodika (sarnane LRAIC meetodiga) alusel modelleeritud majanduslikult efektiivseima kaugküttevõrgu soojuse jaotamisega ja müügiga seonduvate kulude ja põhjendatud tulukuse summa sisaldab kõiki nimetatud tegevuseks vajalikke kulusid (tegevuskulud, kapitalikulu) ja põhjendatud tulukust.

Tulenevalt eeltoodust kujunevad majanduslikult efektiivseima kaugküttesüsteemi referentshinna arvutusmudelil **kulud ja põhjendatud tulukus soojuse tootmiseks jaotamiseks ja müügiks** alljärgnevalt:

- a) **261 369 €** baaskoormuse katlamaja nominaalvõimsuse 1,3 MW, soojustorustiku pikkuse 1 724 meetrit ja soojuse müüginahku 5 000 MWh korral;
- b) **2 454 314 €** baaskoormuse katlamaja nominaalvõimsuse 11 MW, soojustorustiku pikkuse 17 241 meetrit ja soojuse müüginahku 50 000 MWh korral;
- c) **14 963 474 €** baaskoormuse katlamaja nominaalvõimsuse 53 MW, suitsugaaside pesuri 12 MW, soojustorustiku pikkus 103 448 meetrit ja soojuse müüginahku 300 000 MWh korral.

Soojuse referentshind, $h_{referents}$ (tabel 1 rida 50)

Majanduslikult efektiivseima kaugküttesüsteemi referentshind kujuneb alljärgneva valemi alusel:

$$h_{referents} = K_{tootmine, jaotamine, müük} / Q_{soojuse müük}$$

kus:

$h_{referents}$ – soojuse referentshind (€/MWh);

K_{soojus} – soojuse tootmis- jaotamis- ja müügikulud ning põhjendatud tulukus (€);

$Q_{soojuse müük}$ – soojuse müüginahk (MWh).

Tulenevalt eeltoodust kujunevad majanduslikult efektiivseima referentshinna arvutusmudelil **soojuse referentshinnad** alljärgnevalt:

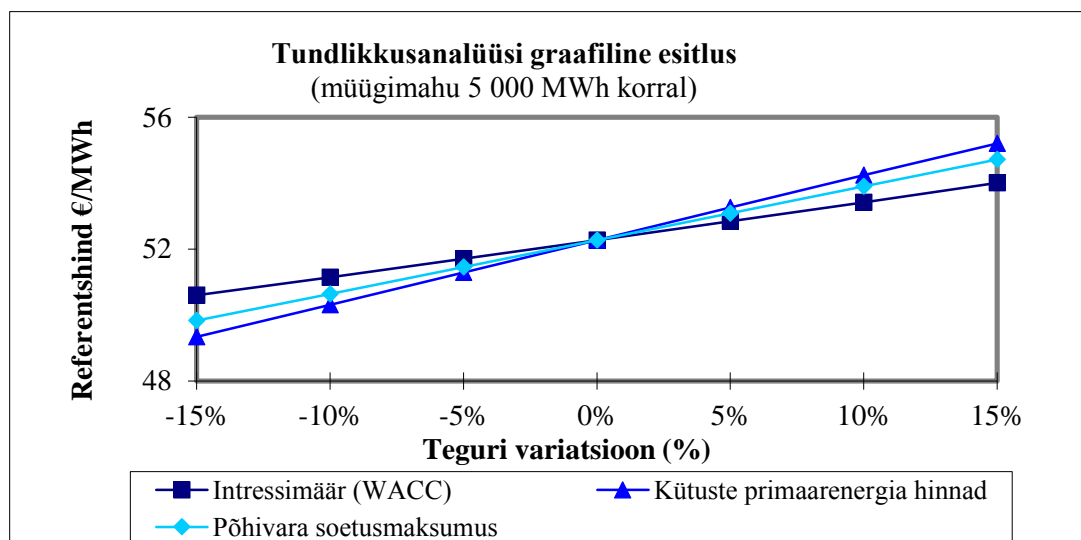
- a) **52,27 €/MWh** ($261\,369 / 5\,000 = 52,27$ €/MWh) soojuse müüginahku 5 000 MWh korral;

- b) **49,09 €/MWh** ($2\,454\,314/50\,000 = 49,09$ €/MWh) soojuse müügi mahu 50 000 MWh korral;
- c) **49,88 €/MWh** ($14\,963\,474/300\,000 = 49,88$ €/MWh) soojuse müügi mahu 300 000 MWh korral.

Majanduslikult efektiivseima kaugküttesüsteemi referentshinnad jäävad vahemikku 49 – 52 €/MWh, sealjuures müügi mahtude 50 000 MWh ja 300 000 MWh korral on hinna erinevus vaid 0,79 €/MWh ehk 1,6%, mis ei ole oluline.

3.4 Referentshinna tundlikkusanalüüs

Erinevate tegurite mõju referentshinnale illustreerib tundlikkusanalüüsi graafiline esitus. Joonistel 6, 7 ja 8 toodud graafikud iseloomustavad referentshinna tundlikkust intressimäära (WACC), kütuste primaarenergia hindade ja põhivara soetusmaksumus muutuse suhtes vastavalt müügi mahtude (5 000 MWh, 50 000 MWh ja 300 000 MWh) suurusele.



Joonis 6. Referentshinna muutus seoses hinnasisendite väärtuse muutusega müügi mahu 5 000 MWh korral

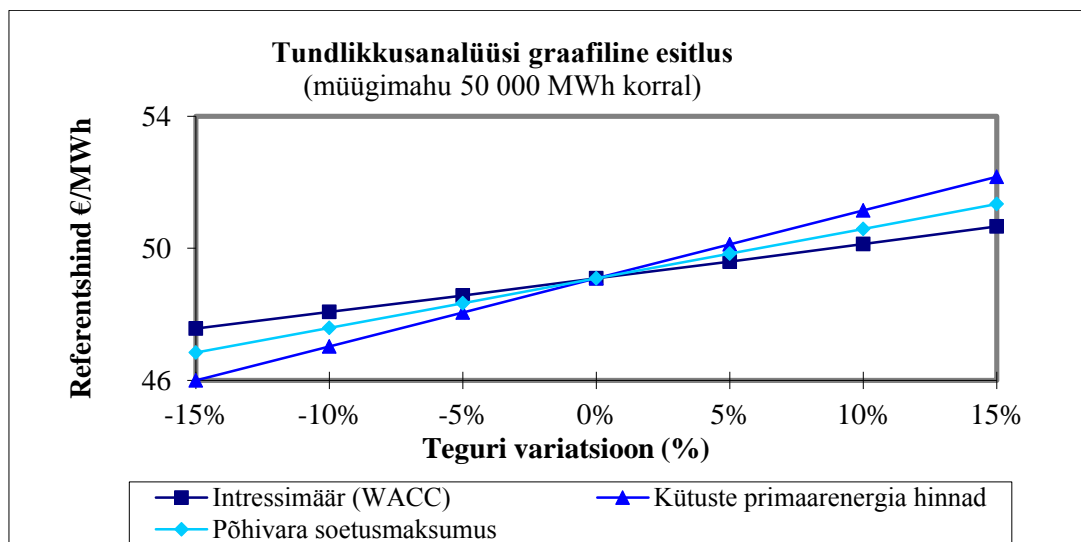
Joonisel 6 toodud referentshinna muutusi kajastab alljärgnev tabel.

Tabel 2. Referentshinna tundlikkus hinnasisendite muutuse suhtes müügi mahu 5 000 MWh korral

Sisendid	Referentshind €/MWh (müügi maht 5 000 MWh)						
	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%
Intressimäär (WACC)	50,57	51,13	51,70	52,27	52,86	53,44	54,04
Kütuste primaarenergia hinnad	49,33	50,31	51,29	52,27	53,26	54,24	55,21
Põhivara soetusmaksumus	49,83	50,64	51,46	52,27	53,09	53,90	54,72

Tabelist 2 selgub, et intressimäära 15%-line vähenemine alandab referentshinda 1,70 €/MWh ja suurendamine tõstab referentshinda 1,77 €/MWh. Kütuste primaarenergia hindade 15%-line

vähenevad alandab referentshinda 2,94 €/MWh ja suurendamine tõstab referentshinda 2,94 €/MWh. Põhivara soetusmaksumuse 15%-line vähenevad alandab referentshinda 2,44 €/MWh ja suurendamine tõstab referentshinda 2,45 €/MWh. Müügitahu 5 000 MWh korral mõjutab referentshinda kõige enam kütuste primaarenergia hindade muutus.



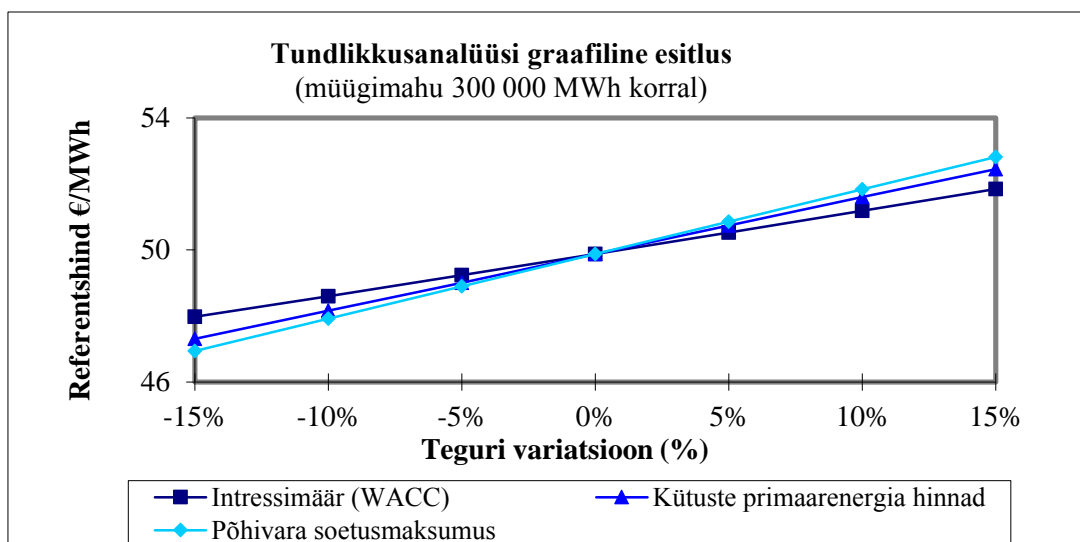
Joonis 7. Referentshinna muutus seoses hinnasisendite väärtuse muutusega müügitahu 50 000 MWh korral

Joonisel 7 toodud referentshinna muutusi kajastab alljärgnev tabel.

Tabel 3. Referentshinna tundlikkus hinnasisendite muutuse suhtes müügitahu 50 000 MWh korral

Sisendid	Referentshind €/MWh (müügitahu 50 000 MWh)						
	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%
Intressimäär (WACC)	47,54	48,05	48,57	49,09	49,61	50,15	50,69
Kütuste primaarenergia hinnad	46,00	47,03	48,06	49,09	50,12	51,15	52,18
Põhivara soetusmaksumus	46,84	47,59	48,34	49,09	49,84	50,59	51,34

Tabelist 3 selgub, et intressimäära 15%-line vähenevad alandab referentshinda 1,55 €/MWh ja suurendamine tõstab referentshinda 1,60 €/MWh. Kütuste primaarenergia hindade 15%-line vähenevad alandab referentshinda 3,09 €/MWh ja suurendamine tõstab referentshinda 3,09 €/MWh. Põhivara soetusmaksumuse 15%-line vähenevad alandab referentshinda 2,25 €/MWh ja suurendamine tõstab referentshinda 2,25 €/MWh. Müügitahu 50 000 MWh korral mõjutab referentshinda kõige enam kütuste primaarenergia hindade muutus.



Joonis 8. Referentshinna muutus seoses hinnasisendite väärtuse muutusega müügitahu 300 000 MWh korral

Joonisel 8 toodud referentshinna muutusi kajastab alljärgnev tabel.

Tabel 4. Referentshinna tundlikkus hinnasisendite muutuse suhtes müügitahu 300 000 MWh korral

Sisendid	Referentshind €/MWh (müügitahu 300 000 MWh)						
	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%
Intressimäär (WACC)	47,95	48,58	49,23	49,88	50,54	51,21	51,88
Kütuste primaarenergia hinnad	47,30	48,16	49,02	49,88	50,74	51,60	52,46
Põhivara soetusmaksumus	46,94	47,92	48,90	49,88	50,86	51,84	52,82

Tabelist 4 selgub, et intressimäära 15%-line vähenemine alandab referentshinda 1,93 €/MWh ja suurendamine tõstab referentshinda 2,00 €/MWh. Kütuste primaarenergia hindade 15%-line vähenemine alandab referentshinda 2,58 €/MWh ja suurendamine tõstab referentshinda 2,58 €/MWh. Põhivara soetusmaksumuse 15%-line vähenemine alandab referentshinda 2,94 €/MWh ja suurendamine tõstab referentshinda 2,94 €/MWh.

Kokkuvõttes järeldub tundlikkusanalüüsist, et erinevalt müügitahudest 5 000 MWh ja 50 000 MWh, kus referentshinna muutust mõjutab kõige enam kütuste primaarenergia hindade muutus, mõjutab müügitahu 300 000 MWh korral referentshinna muutust kõige enam põhivarade soetusmaksumuse muutus.

4 Konkurentsiameti ettepanek

Kaugkütteseaduse muutmise protsessi käigus algatas Majandus- ja Kommunikatsiooniministeerium referentshinna rakendamise idee soojuse müümisel lõpptarbijale. Idee kohaselt peaks majandus- ja kommunikatsiooniminister Konkurentsiameti ettepanekul kehtestama vastava määrusega majanduslikult efektiivseima kaugküttesüsteemi referentshinna.

Referentshindade kujunemise aluseks on võetud tänased madalad intressimäärad (*WACC*) ning kütuste madalad primaarenergia hinnad, mis ajalooliselt on olnud kõrgemad. Konkurentsiameti referentshinna arvutused (vt tabel 1) kolme erineva suurusega aastase müügi mahu (5 000 MWh, 50 000 MWh ja 300 000 MWh) alusel, kus arvutusmudelis on kasutatud katlamaja modelleerimisel alternatiivkatlamaja meetodi põhimõtteid ja kaugküttevõrgu modelleerimisel *LRAIC* meetodikaga sarnaseid põhimõtteid, andsid tulemuseks kolm üsnagi sarnast referentshinda, vahemikus 49 – 52 €/MWh (sh 52,27 €/MWh, 49,09 €/MWh ja 49,88 €/MWh), mille alusel kujunes kaalutud keskmiseks referentshinnaks 50 €/MWh.

Tulenevalt eeltoodust teeb Konkurentsiamet Majandus- ja Kommunikatsiooniministeeriumile ettepaneku, et majanduslikult efektiivseimale kaugküttesüsteemile on põhjendatud rakendada ühte referentshinda, mis põhineb arvutusmudeli alusel arvutatud kaalutud keskmisel referentshinnal ning saadud tulemus ümardatakse täisarvuni.

Olenemata sellest, kas referentshinna rakendamise idee ka reaalselt teostub, uuendab Konkurentsiamet igal aastal arvutusmudeli sisendandmed tulenevalt muutunud majandustingimustest ja seadusandlusest, millel on mõju kütuste ja elektrienergia sisseostuhindadele, intressimääradele (*WACC*), saastetasudele ja muudele asjakohastele andmetele. Seejärel avalikustab amet arvutuse tulemused. Eeltoodu võimaldab avalikkusel hinnata – kui palju erineb konkreetsetes võrgupiirkonnas müüdava soojuse hind majanduslikult efektiivseimast kaugküttesüsteemi referentshinnast.

Majanduslikult efektiivse kaugküttesüsteemi referentshinna rakendamise idee on suunatud eelkõige selliste võrgupiirkondade ettevõtjatele, kes investeringute tulemusena suudavad lõpptarbijale juba praegu soojust müüja kas käesolevas analüüsis arvutatud referentshinnaga või sellest madalama hinnaga. Ettevõtjad, kes seda aga teha ei suuda, peavad jätkuvalt kooskõlastama soojuse piirhinna Konkurentsiametiga.