



TALLINNA TEHNIKAÜLIKOOL
ELEKTROENERGEETIKA INSTITUUT

Ülevaade kasutatavatest ja perspektiivsetest elektritootmistehnoloogiatest, nende tehnilise ja majandusliku potentsiaali analüüs Eesti tingimustes

Elektroenergeetika õppekava

Kõrgepingetehnika õppetool

Magistritöö

Õppetooli juhataja	prof	I. Palu
Juhendaja	prof	J. Valtin
Konsultandid		I. Knõš
Lõpetaja		R. Bauman

Tallinn 2016

Autori deklaratsioon

Deklareerin, et käesolev lõputöö, mis on minu iseseisva töö tulemus, on esitatud Tallinna Tehnikaülikooli elektroenergeetika instituudile haridusastme lõpudiplomi taotlemiseks elektroenergeetika erialal. Lõputöö alusel ei ole varem kutse- või teaduskraadi või inseneridiplomit taotletud.

Lõpetaja (allkiri ja kuupäev) _____

Lõputöö kokkuvõte

<i>Autor:</i> R. Bauman	<i>Lõputöö liik:</i> Magistritöö
<i>Töö pealkiri:</i> Ülevaade kasutatavatest ja perspektiivsetest elektritootmistehnoloogiatest, nende tehnilise ja majandusliku potentsiaali analüüs Eesti tingimustes	
<i>Kuupäev:</i> 07.01.2016	77 lk
<i>Ülikool:</i> Tallinna Tehnikaülikool <i>Teaduskond:</i> Energeetikateaduskond <i>Instituut:</i> Elektroenergeetika instituut <i>Õppetool:</i> Kõrgepingetehnika õppetool	
<i>Töö juhendaja(d):</i> prof J. Valtin <i>Töö konsultant (konsultandid):</i> I. Knõš	
<i>Sisu kirjeldus:</i> <p>Käesoleva magistritöö eesmärgiks on analüüsida olemasolevate ja potentsiaalsete elektritootmistehnoloogiate tehnilisi ja majanduslike näitajaid ning tuua välja suurimat perspektiivi omavaid elektritootmistehnoloogiaid Eesti tingimustes. Olemasolevate elektrijaamade tasuvust on hinnatud nüüdis-puhasväärtuse meetodil. Potentsiaalsete elektrijaamade elektritootmiskulusi on hinnatud kaalutud tootmiskulude meetodil, mis võimaldab võrrelda elektritootmistehnoloogiaid EUR/kWh alusel.</p> <p>Eesti elektritootmine on toetunud alati ainult ühele elektritootmisviisile – põlevkivist elektitootmisele. Tänapäeva seisuga on EL vastu võetud mitmeid CO₂ õhku paiskamise piiramise määrusi, mis tingib fossiilsetest kütustest elektritootmise järk-järgulist vähendamist. Sellega seoses on oluline mõista elektritootmisalternatiive, mis on sobivaimad Eesti tingimustes.</p> <p>Magistritöö on jaotatud kolme ossa. Esimeses osas antakse ülevaade olemasolevate elektritootmistehnoloogiate tehnilis- ja majanduslikest näitajatest. Teine osa keskendub potentsiaalsete elektritootmistehnoloogiate välja toomisel ja nende omavahelisel majanduslikul võrdlemisel. Kolmandas osas vaadeldakse erinevate tehnoloogiate tasuvust Läänemere avatud elektrituru tingimustes.</p>	
<i>Märksõnad:</i> Elektriturg, tasuvus, taastuvad energiaallikad, NPV, IRR, LCOE, tootmiskulu, investering, teotuskeemid.	

Summary of the diploma work

<i>Author:</i> R. Bauman	<i>Kind of the work:</i> Master Thesis
<i>Title:</i> Overview of existing and perspective power generation technologies, analysis of their technical and economic potential in the Estonian conditions	
<i>Date:</i> 07.01.2016	77 pages
<i>University</i> Tallinn University of Technology <i>Faculty:</i> Faculty of Power Engineering <i>Department:</i> Department of Electrical Power Engineering <i>Chair:</i> Chair of High Voltage	
<i>Tutor(s) of the work:</i> prof J. Valtin <i>Consultant(s):</i> I. Knõš	
<p>The primary objective of this study is to establish an up-to-date technical and economic analysis of electricity generation technologies in Estonia and investigate the alternatives in electricity generation. Profitability of new power plants is analysed with net present value method. Electricity generation cost's of potential technologies, are analysed with levelised cost of electricity, what allows compare different technologies on EURO/kWh basis.</p> <p>Estonian electricity generation is always been based on one resource – Electricity generation from oil shale. Nowadays EU has taken many directives, that are limiting CO₂ generation in to the enviroment, it means that capacities electricity generation technologies that are producing CO₂ will be slowly removed from production. From that reason is important identify alternative power generating technologies, that are most suitable in estonian conditions.</p> <p>This work is devided in to three section's. In first section is done overview over exisiting electricity technologies and is made technical and economical analysis of them. In Second section is concentrated on potential electricity technologies in Estonia and compared them with each other. In third section is investigated profitability of electricity generation technologies and their competivnes in condition of open electricity market.</p>	
<i>Key words:</i> Electricity market, profitability, RES, NPV; IRR; LCOE, generation costs, investment, support schemes.	

Sisukord

Lõputöö ülesanne.....	6
Eessõna	8
Sissejuhatus.....	9
1. Erinevate tehnoloogiate tehniline lühikirjeldus	12
1.1 Koostootmisjaamad.....	12
1.2 Ühetsükliline gaasiturbiin	14
1.3 Gaasimootorid.....	16
1.4 Hüdroelektrijaamad.....	17
1.5 Biomass koostootmisjaamad.....	20
1.6 Tuuleturbiinid	21
2 Viimasel 10 aastal ehitatud elektrijaamad, nende investeringu-kulud ja tehnilised ning majanduslikud näitajad	24
2.1 Analüüsi meetod	24
2.2 Viimase kümne aasta jooksul ehitatud elektrijaama investeringute ja kulude analüüs.....	28
Kokkuvõtteks	33
3 Maailma elektritootmise tehnoloogiate arengud	35
3.1 Rahvusvaheline elektriturg. EL 2020 eesmärgid	35
3.2 Ülevaade uutest tehnoloogiatest elektritootmises	36
3.3 Investeeringud ja marginaalkulud pika ja lühiaja perspektiivis	40
3.4 Taastuvate energiaallikate toetuskeemide ülevaade	42
4 Erinevate tehnoloogiate potentsiaali analüüs	46
4.1 Elektritarbimise prognoos aastani 2030.....	46
Elektritootmistootmisportfelli hindamine	48
4.2 Kaalutud elektritootmiskulude (<i>levelized cost of electricity - LCOE</i>) arvutamine	50
5 Läänemere piirkonna tootjate potentsiaal	58
Ülevaade avatud elektriturust.....	58
Peamistest osalistest Läänemere elektrituru piirkonnas.....	59
Elektri nõudlus ja pakkumine avatud elektrituru tingimustes	63
Läänemere piirkonna arengu mõju Eesti elektrisektorile.....	64
6 Kokkuvõtte.....	67
Allikad	70
Lisad	75
L.1. Elektritootmiskulud aastal 2020 ja LCOE arvutus 2020 aasta suhtes	76
L.2. Elektritootmiskulud aastal 2030 ja LCOE arvutus 2030 aasta suhtes	77

Lõputöö ülesanne

Lõputöö teema:	Ülevaade kasutatavatest ja perspektiivsetest elektritootmistehnoloogiatest, nende tehnilise ja majandusliku potentsiaali analüüs Eesti tingimustes
Üliõpilane:	Raivo Bauman, 093243
Lõputöö juhendaja:	prof Juhan Valtin
Õppetool:	Kõrgepingetehnika
Õppetooli juhataja:	prof Ivo Palu
Lõputöö esitamise tähtaeg:	07.01.2016

Üliõpilane (allkiri)

Juhendaja (allkiri)

Õppetooli juhataja (allkiri)

Teema põhjendus:

Eelmise sajandi 60-ndatel ja 70-ndatel rajatud põlevkivijaamade tööpotsiaali on veel ligikaudu 10-15 aasta jagu. Omades antud ajavaru on oluline mõista, millised on elektritootmise võimalikud valikud erinevate tingimuste koos arvestamisel. Eesti põhiseadus näeb ette elektrivarustuskindluse tagamise igal ajahetkel, Eesti on Euroopa Liidu (EL) liikmesriik ja jälgib ühtset energia ja kliimapoliitikat, Eesti on osaline avatud elektriturul Nord Pool. Antud raamtingimusi arvestades pean oluliseks uurida Eesti elektrisüsteemi hetkeolukorda, et mõista, kuidas toimida tulevikus.

Töö eesmärk:

Käesoleva magistr töö eesmärgiks on analüüsida olemasolevate ja potentsiaalsete elektritootmistehnoloogiate tehnilisi ja majanduslikke näitajaid ning tuua välja suurimat perspektiivi omavad elektritootmistehnoloogiad, mida on Eesti tingimustes optimaalseim arendada.

Lahendamisele kuuluvate küsimuste loetelu:

- Olemasolevate elektritootmistehnoloogiate kirjeldamine

- Viimase 10 aasta jooksul ehitatud elektriyaamad, nende investeringu-kulud ja tehnilised ning majanduslikud näitajad
- Maailma elektritootmise tehnoloogiate arengud
- Erinevate tehnoloogiate potentsiaali analüüs
- Läänemere piirkonna tootjate potentsiaal

Lähteandmed:

Avalikult kättesaadavad infoallikad internetist, erialane kirjandus ja materjalid konsultandilt ning juhendajalt.

Lõputöö konsultant

Izabella Knõš

Konsultant nimi (allkiri, kuupäev)

Eessõna

Antud teemaga tegelemist on mõjutanud autori isiklik huvi välja selgitada tänase Eesti elektritootmise paindlikus ja mõistmise vajadus, milliste valikute ees Eesti elektritootmissektor tulevikus seisab. Teema täpne pealkiri on väljavalitud koostöös Tallinna Tehnikülikooli doktorandi Proua Izabella Knõš-iga.

Tööks vajalikke andmeid ja materjale on saadud peamiselt AS Elering väljaannetest ja erinevatest Euroopa ja maailma avalikest allikatest.

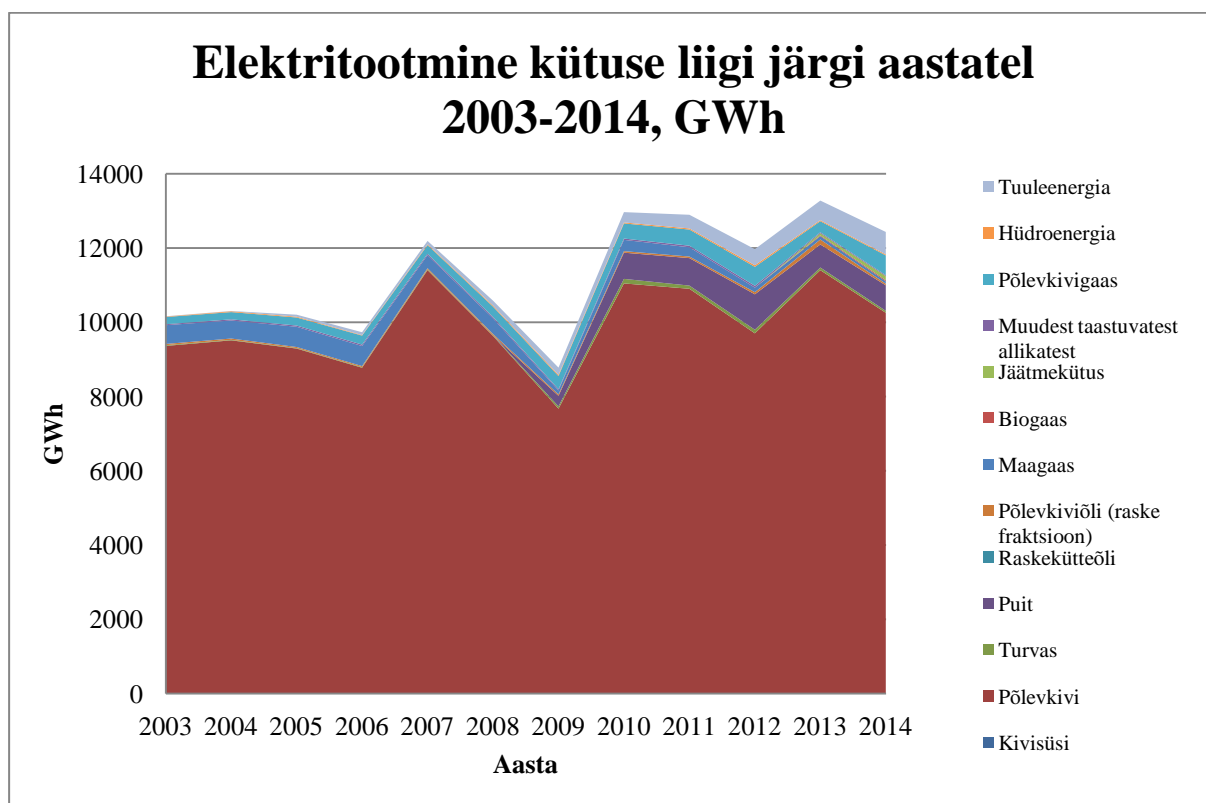
Raivo Bauman

Sissejuhatus

Majandusarengu oluliseks näitajaks on energiaressursside lõpptarbimine. Arvestades majanduslikke ja poliitilisi arenguid maailmas ning avatud elektrituru tingimusi Eestis, on oluline pöörata tähelepanu elektritootmissektori arengu planeerimisele. Eesti elektrisüsteemi alustalaks on väljaarendatud 60-ndatel ja 70-ndatel aastatel Eesti ja Balti elektrijaamad, mil need olid põhiliselt loodud Nõukogude Liidu loode piirkonna elektrinõudluse rahuldamiseks. Põlevkivi elektrijaamad hakkavad lähenema oma tehnilise ressursi lõpule ja see toob kaasa vajaduse investeerida uutesse ja vajadusel alternatiivsetesse elektritootmisvõimsustesse.

Elektritootmine vajab ajaga kaasaskäimist ja ümberstruktureerimist, mis tähendab olemasolevate ressursside optimaalset kasutamist.

Eesti on huvitav ja unikaalne riik Euroopa Liidu (EL) liikmesriikide seas, sest elektrisüsteemis domineerib ainult üks primaarenergia ressurss - põlevkivi. Eesti on üks suurimaid põlevkivi kaevandajaid ja kasutajaid maailmas. Kohalik energiasektor toetub põhiliselt põlevkivile, millest suurem osa kasutatakse ära elektri tootmisel. 2012 aastal moodustas põlevkivist elektritootmine 81% ja aastal 2013 86%. Põhjalikuma ülevaate viimaste aastate elektritootmise kütuse liigi järgi on näidatud joonisel 1.1.



Joonis 1.1 Elektri tootmine kütuse liigi järgi aastatel 2003-2014, GWh [1]

Järgneva 10-15 aasta jooksul on oodata olulist põlevkivielektrijaamade tootmisvõimsuste vähenemist. Kui tänaseks on ülesseatud põlevkivi tootmisvõimsusi umbes 1800 MW ulatuses, siis aastast 2031 on oodata võimsuste vähenemist ligi 700 MW-ni. Elektrisüsteemi varustuskindluse seisukohast tuleb teha valikuid, kas rajada uusi tootmisvõimsusi Eestisse, rajada uusi ühendusliine naaberriikidesse, osaleda naaberriikide elektrijaamade projektides või hajutada elektritootmisportfelli ning omada osalus kõiges neis.

Põlevkivi reservide kasutamine soojuse ja elektritootmisel, annab Eestile suurt sõltumatust energiajulgeoleku osas. Samas põlevkivi kasutamine elektriks ja soojuseks, on oma loomuselt CO₂ rohke ja see tekitab küsimusi antud tehnoloogia jätkusuutlikuses pikas perspektiivis.

Alates 2004 aastast on Eesti Euroopa Liidu liige ja osaleb ühtses energia ja kliimapoliitikas. Üheks oluliseks otsuseks on olnud direktiivi (2009/28/EÜ) vastuvõtmine, mille alusel tuleb aastaks 2020:

- Suurendada taastuvenergia osakaalu lõpptarbimises 20%
- Parandada energiatõhusust 20% võrra
- Vähendada kasvuhuonegaase 20% võrra

EL tuleviku energiapoliitikat silmas pidades liigutakse CO₂-vaba elektritootmise suunas. See sunnib ka Eesti elektritootmissektorit üle vaatama ja elektritootmisel põlevkiviresursist loobumist kaaluma. Elektritootmise asemel tuleb põlevkivi kasutada õli tootmisel, mis toob majanduslikult suurema kasumlikkuse ja loob energiatootmise suurema hajuvuse.

Põlevkivi kasutamise üheks alternatiiviks on taastuvad elektritootmistehnoloogiad. Viimastel aastatel on täheldatav tugev trend taastuvate tehnoloogiate arendamisel. Eesti on teinud märkimisväärseid edusamme energiapoliitikas aasta 2020 eesmärkide täitmisel ja saavutanud esimese riigina EL 2020 eemärgi. Taastuvate energiaallikatest toodetud elektri osakaal lõpptarbimises on tõusnud 25%-ni aastal 2011.

Elektrisüsteemi arenguid puudutavaid otsused mõjutab samuti Eesti liikmelisus avatud elektrituruga Nord Pool Spot, kus elektrit võivad müüa kõik turul osalevad tootjad ja hind kujuneb avatud turu tingimustes. Piisavate elektrisüsteemi ühenduste ja võimsuste olemasolu korral on varustuskindlus tagatud läbi naaberriikide elektrisüsteemide. Avatud turu tingimustes on oluline teada turul osalevate tootjate tehnoloogiate eriärasusi ja elektritootmiskulu, et tulevikus arendada suurimat konkurentsivõimet omavat tehnoloogiat.

Antud töös on uuritud elektrijaamade investeeringute ja toetuskeemide mõju investorite otsustele, kasutades nüüdis-puhasväärtuse (*Net Present Value – NPV*) ja sisemise tulumäära (*Internal Rate of Return – IRR*) meetodit. Samuti on kasutatud kaalutud elektritootmishindade (*Levelized Cost Of Electricity – LCOE*) meetodit, et võrrelda erinevate elektritootmistehnoloogiate elektritootmiskulusi.

Töö ülesehitus on tehtud järgmiselt: Esimeses peatükis on tehtud ülevaade olemasolevatest elektritootmistehnoloogiatest, kus on kokkuvõtvalt kirjeldatud iga tehnoloogia tööpõhimõte, tehnoloogias kasutatavaid kütuseid ja toodud näiteid ülespandud tootmisühikutest. Teine peatükk kirjeldab viimase kümne aasta jooksul ehitatud elektrijaamade majanduslike näitajaid nüüdis-puhasväärtuse ja sisemise tulumäära meetodil. Peatükk 3 keskendub erinevate elektritootmistehnoloogiate potentsiaalide kirjeldamisele maailmas ja nende tehnilis-majanduslikul analüüsil. Peatükis 4 on tehtud majanduslik ülevaade uutest elektritootmistehnoloogiatest põhirõhuga taastuvatel energiaallikatel ja võrreldud tehnoloogiate elektritootmiskulusi kaalutud kulumeetodi alusel (*LCOE*). Peatükis 5 on uuritud erinevate tootjate potentsiaali Läänemere piirkonnas, arvestades Eesti elektritootmist avatud elektrituru tingimustes. Peatükis 6 on tehtud kokkuvõtte ja arutletud optimaalsetest tuleviku elektritootmistehnoloogiate valikutest Eestis.

1. Erinevate tehnoloogiate tehniline lühikirjeldus

Antud peatükis antakse ülevaate kasutatavate elektritootmistehnoloogiate põhilistest tehnilistest omadustest, tehakse tehnoloogiate lühikirjeldus, selgitatakse tehnoloogia tööpõhimõte ja eesmärk. Kirjeldatakse samuti erinevate tehnoloogiate puhul kasutatavaid sisendeid (põhilised toormaterjalid, primaarkütused) ja väljundid (toodetud energia vormid, nagu elekter, soojus jne.), kui ka erinevate tehnoloogiate tüüpilisi võimsusi tootmisüksuse kohta ja tuuakse esile põhilised eelised ja puudused, mis on iseloomulikud erinevatele tehnoloogiatele.

1.1 Koostootmisjaamad

Tehnoloogia lühikirjeldus

Koostootmisjaamades (*Combined heat and power plant - CHP*) toodetakse nii elektrit kui ka soojust. Soojus juhitakse keskküttesüsteemi elu-, büroo ja tööstushoonete küttesüsteemides või tööstuses kasutamiseks. Selle tõttu ehitatakse koostootmisjaamad tavaliselt tarbijate vahetusse lähedusse.

Koostootmine on termodünaamilisest seisukohast efektiivseim kütuse kasutamise viis. Kõik teised termilist protsessi kasutavad tehnoloogiad toodavad samuti soojust ja vabastavad selle looduskeskkonda läbi jahutustornide või muul viisil, kuid koostootmise korral eraldatakse osa või kogu elektri tootmisel kõrvalproduktina tekkinud soojus ja suunatakse küttesüsteemi.

On olemas mitmeid erinevaid liike koostootmisjaamu, mis võivad kasutada erinevaid kütuseid. Eestis on kasutusel põhiliselt aurutsükliga koostootmisjaamad koos sisepõlemismootoritega. Nii põlevkivi, maagaasi, kivisüsi kui ka taastuvaid energiaallikad nagu hakkepuitu, turvast või biogaasi on võimalik kütusena kasutada koostootmisjaamades. Siinkohal kirjeldame ainult koostootmisjaamu, mis kasutavad sisendina põlevkivi.

Tsirkuleeriv keevkihttehnoloogia

Keevkihtpõletamine on üks parimatest lahendustest madala kütteväärtusega ja suure tuhasisaldusega kütuste, nagu põlevkivi, kasutamisel. Keevkihtkatlas kontrollitakse temperatuuri keevkihis põleva materjaliga ja jahutamine toimub välises soojusvahetis. Keevkihtplokid ei vaja keerulisi katlakonstruktsioone ja erilist põletusprotsessi juhtimist. Samuti puudub vajadus DeNO_x või DeSO_x puhastusseadmete järgi [2].

Uutes tsirkuleerivat keevkihti kasutavates kateldes juhitakse peenestatud põlevkivvi õhuvoolud, mis on suunatud põlemiskambrisse alt. Sellega tasakaalustatakse osakeste

raskusjõud ja moodustubki nn. keevkiht. Kuni 10% põlemismassist uutes tsirkuleerivat keevkihttehnoloogiat kasutavates tootmisüksustes on biokütus, mida lisatakse põlemisprotsessis tavalise põlevkivi hulka. Keskmise taastuvenergia tootmine aastas on uutes üksustes 260-280 GWh, mis katab pea 4 % kogu aastasest Eesti elektritarbimisest [3].

Põlemistemperatuurid on madalamad kui tolmpõletuse korral ja märkimisväärne kogus väävliühendeid seotakse põlemise ajal katlas, see tähendab, et täiendavaid suitsugaaside puhastusseadmeid ei ole vaja.

Elektrijaam toodab elektrit tavaliselt energiatootmisplokkides, mis koosneb kahest katlast, turbiinist, torustikust ja generaatorist. Näiteks Eesti elektrijaamas on kaheksa tootmisploki ja Balti elektrijaamas neli tootmisploki ja gaasireservid ning Narva linna soojuse tipukoormuse kateks on plokk kolme katlaga. Kumbki elektrijaam omab ühte uut energiatootmisplokki, mis kasutab tsirkuleerivat keevkiht tehnoloogiat ja ülejäänud on vanemat tüüpi tolmpõletuskatlad.

Katel

Enne kui põlevkivi siseneb katlasse purustatakse see tolmuks, põlevkivi purustusveskites. Tolmustatud põlevkivi suunatakse katla koldesse ja põlemise käigus eraldub soojus, mis toodab auru veest katlas.

Turbiin

Aur juhitakse turbiinile, kus kineetiline energia paneb generaatori turbiini pöörlema, mis omakorda toodab elektrit.

Elektrivõrk

Generaatorite pool toodetud elekter on pingega 15,75 kV. Enne kui elekter juhitakse elektrivõrku, tõstetakse pinge 330 – 360 kV-ni läbi transformaatorite, et vähendada elektrikadusid võrgus.

Sisend

Peenestatud kütus nagu põlevkivi, kivisüsi koos 10 % biokütuste lisandiga. Peale selle on võimalus ka maagaasi, uttegaasi ja vedelkütuseid kasutada.

Väljund

Elekter ja soojus.

Eelised ja puudused

Suurem osa ülesseatud võimsustest kasutavad tolmpõletuse tehnoloogiat. Tolmpõletuskateldesse puhutakse peenestatud kütus koos õhuga põlemiskambrisse, kus

toimub põlemine väga kõrgete temperatuuride juures - üle 1400°C. Kuna põlemisprotsessi temperatuur kateldes on põlevkivi tolmepõletuse korral väga kõrge, vajavad need pidevat hooldust ja parandust. Põlemispinnad saavad mürasväärselt kahjustada läbi tuha ja soojuse mõju ning katelde efektiivsus väheneb järk-järgult. Antud põletamistehnoloogia ei ole niivõrd efektiivne ja töökindel ja omab samuti suuri keskkonda mõjutavaid puudusi, tootes väävli (SO₂), lämmastikühendeid (NO_x) ja tolmu [3], [4].

Aastal 2012 paigaldati neljale vanale Eesti elektrijaama tootmisplokile väävli puhastusseadmed, mis vähendasid väävliühendite paiskamist õhku peaaegu 2/3 [3], [4].

Tsirkuleeriva keevkihttehnoloogia eelised:

- 1) Põlemistemperatuur on madalam, ulatudes 850°C–900°C.
- 2) Kevvkihtkateldes asuvad soojuspinnad ei korrodeeru nagu seda juhtub kõrge temperatuuriga tolmepõletuskateldes.
- 3) Madala abrasiivsusega tolmuosakesed vähendavad soojuspindade erosiooni.
- 4) Prügi, mis koguneb soojuspindadel on kergesti eemaldatav, see võimaldab kasutada lihtsamaid puhastusmeetmeid.
- 5) Tänu madalale põlemistemperatuurile põlemiskambris ja tsirkuleerivale tuhale, seotakse efektiivsemalt sulfaate.
- 6) Puudub vajadus lisaseadmete järgi, et olla vastavuses EL keskkonnaalaste nõuetega, mis puudutab kahjulike emissioone [5], [6], [7].

Olemasolevad elektrijaamad

Olemasolevate elektrijaamade võimsused on kajastatud tabelis 1.1.

Tabel 1.1 Põlevkivijaamade tootmisvõimsused [8]

Põlevkivil töötavad elektrijaamad	Elektriline võimsus (MW)
Eesti elektrijaam	1355
Balti elektrijaam	432
Põhja SEJ	56
Lõuna SEJ	7
Sillamäe SEJ	10

1.2 Ühetsükliline gaasiturbiin

Tehnoloogia lühikirjeldus

Ühetskükliline gaasiturbiin koosneb tööstuslikust (eriti vastupidav) või aero-derivaat ühetsküklilisest gaasitribiinist, ajamist (kui on vajadus) ja generaatorist. Elektri ja soojuse koostootmiseks on vajalik veel vaheltvõtukatel vee või auru jaoks. Tööstuslikud gaasiturbiinid erinevad aero-derivaat turbiinidest raamide massiivsema ehitusega laagrite ja labade poolest.

Aero-derivaat turbiinid omavad üldiselt suuremat kasutegurit kui tööstuslikud gaasiturbiinid, samas vajavad tööstuslikud turbiinid vähem hooldust ja on võimelised kauem töös olema. Sellele vaatamata kõige hooldusnõudlikumat moodulit aero-derivaat turbiinis on võimalik välja vahetada mõne päevaga, millega tagatakse seadme suur kasutatavus.

Gaasiturbiinid võivad olla varustatud vahejahutitega ja/või integreeritud rekuperaatoriga (põlemisõhu eelsoojendi) kasuteguri tõstmiseks, suitsugaasi rõhu vähenemise arvelt.

Sisend

Tüüpilisteks kütusteks on maagaas, uttegaas ja kergeõlid. Mõnedes gaasiturbiinides on võimalik kasutada ka teisi kütuseid nagu näiteks vedelgaasi, biogaasi ja kasutatakse ka mitut erinevat kütuseliiki korraga (gaas/õli).

Väljund

Elekter ja soojus (optionsaalselt). Soojust saadakse jääkproduktina ja eraldatakse protsessist vaheltvõtuga. Tavaliselt avariireservjaamad ei kasuta soojuse koostootmisvõimalust.

Tüüpilised võimsused

Ühetsküklilised gaasiturbiinid omavad võimsusi 20 kW kuni 330 MW [9] ja vastavalt võimsusele liigitatakse gaasiturbiinjaamu suurteks jaamadeks (>40 MW), keskmisteks jaamadeks (5 – 40 MW), väikseteks jaamadeks (0,1 – 5,0 MW) ja mikrojaamadeks (0,01 – 0,10 MW).

Eelised ja puudused

Suurte jaamade korral, võimsusega üle 15 MW on koostootmistehnoloogia kasutamine atraktiivne, kui kasutada jaamu lisaks ka soojuse tootmiseks.

Gaasijaamad omavad lühikest käivitus ja väljalülimisaega, mis teeb neid väga paindlikuks.

Gaasijaamade ehitamiseks vajalik aeg on lühem kui auru kasutavate jaamade ehitamisaeg.

Olemasolevad elektrijaamad

Tabel 1.2 Gaasiturbiinide tootmisvõimsused [8]

Maagaasil töötavad elektrijaamad	Elektriline võimsus (MW)
Iru elektrijaam	156
Repo Vabrikud AS	1,77
Pääsküla biogaasijaam	0,84
Kullimäe	0,10

1.3 Gaasimootorid

Tehnoloogia lühikirjeldus

Gaasimootorid on elektritootmiseks kasutatavad generaatorid, kus mootori väljuvaid jahutusgaase on võimalik kasutada soojuseallikana, nagu madala rõhuga auru tootmiseks või soojuseks keskküttesüsteemi. Keskküttesüsteemides on võimalik tagastuvat madala temperatuuriga jääkgaasi puhastada ja soojusenergiana taaskasutada.

Sädesüütega mootorid on tavaliselt jaotatud vastavalt õhu/kütuse suhtele [9].

Komponentide õige suhte korral on just õhu kogus määrav täielikuks põlemiseks. Antud meetod on kasutusel 3 käigu katalüsaatorites.

Eelpõlemiskambriga mootorites on kõrge õhu/kütuse suhe. Põlemistemperatuur ja seega ka NO_x emissioonide eralduv kogus on madal. Mootorid on tavaliselt varustatud õhu katalüsaatoritega CO₂ vähendamiseks.

Segaküttega mootorid on gaasimootorid, mis süüteküünalde asemel kasutavad väikest kogust õli (kuni 12%), et süüdata õhu-gaasi segu survestamisel (sarnane diiselmootorile).

Suured mootorid võivad olla pakutud kombitsükliga, see tähendab, kus soojus väljuvatest gaasidest on juhitud auru turbiinile.

Sisend

Maagaas, biogaas, põllumajanduslik gaas. Segakütuste korral ka õli.

Viimastel aastatel on mootoreid arendatud kasutama üha madalama kütteväärtusega gaase ja suurema koguse lisanditega.

Väljund: Elekter ja soojus.

Tüüpilised võimsused:

5 kW – 8 MW mootori kohta.

Eelised ja puudused

Tehnoloogia on olnud kommertskasutuses mitmeid aastaid. Aastate jooksul on kasutegur pidevalt paranenud ja emissioonid keskkonda vähenenud.

Võrreldes gaasiturbiinidega ei ole mootorid võimelised tootma piisavat kogust kõrgerõhulist auru, kuna jääksoojus eraldub madalate temperatuuride juures [9].

Olemasolevad elektrijaamad

Tabel 1.3 Gaasimootorite tootmisvõimsused [8]

Maagaasil töötavad elektrijaamad	Elektriline võimsus (MW)
Kunda Nordic Tsement koostootmisjaam	3,10
Aravete Biogaas OÜ	2,00
Tallinna Prügila koostootmisjaam	1,94
Viljandi koostootmisjaam	1,80
Katerina SEJ	1,30
Casper SEJ	1,30
Grüne Fee	4,12
Põlva SEJ	0,92
Ahtri koostootmisjaam	0,63
Painküla koostootmisjaam	4,30
Ilmatsalu biogaasijaam	1,48
Jämejala koostootmisjaam	1,80
Pärnu prügil	0,14
Endla koostootmisjaam	0,51
Kopli koostootmisjaam	0,88
Haldja elektrijaam	0,36
Oisu biogaasi jaam	1,19

1.4 Hüdrolektrijaamad

Tehnoloogia lühikirjeldus.

On olemas kolme tüüpi hüdrojaamu: veehoidla, diversioon ja pumphüdrojaamad

Veehoidlaga hüdrojaam on suur hüdrojaama süsteem, mis kasutab tamme jõevee kogumiseks veehoidlatesse. Vabastatud vesi voolab reservuaarist läbi turbiini, pannes selle pöörlema, mis hetkeliselt paneb tööle elektri tootmiseks vajaliku generaatori. Vett võidakse reservuaarist välja lasta, kas elektrinõudluse katmiseks või reservuaari veetaseme säilitamiseks.

Diversiooni korral juhitakse jõe vesi läbi jaama kanali või lüüsi. Antud jaama tüüp ei vaja veehoidla kasutamist.

Pumphüdroelektrijaam töötab nagu patarei, mis salvestab elektrienergiat teiste tehnoloogiate poolt hiljemaks kasutamiseks. Pumpelektrijaam salvestab energiat pumbates vett üles mäe reservuaari, mis asub kõrgemal teisest reservuaarist madalamal tasemel. Kui elektri hind ja

nõudlus on madal, salvestab pumphüdroelektrijaam energiat, pumbates vett madalamast reservuaarist kõrgemasse reservuaari. Kõrge elektrinõudlusega perioodide ajal vabastatakse vesi ja see voolab tagasi madalamasse reservuaari pannes pöörlema turbiinid ja tootes elektrit.

Eestis asub suur hulk hüdrojaamu, kuid globaalses mastaabis on tegemist siiski mikro-hüdrojaamadega. Hüdrojaamade tehniline potentsiaal ei ületa 30 MW. Suur hulk olemasolevaid hüdrojaamu on lagunemise äärel. Plaanitud on renoveerida ligi 25 jaama, koguvõimsusega kuni 6 MW. Vanade jaamade hulk, mis on väga kehvast olukorrast ulatub kuni 700 jaamani koos 500 turbiiniga. Nendest ligi 200 jaama on veel olukorrast, mis võimaldab neid taastada. Lisaks on veel ligi 100 veetammi, mida on võimalik varustada turbiiniga. Täielikult uute hüdrojaamade potentsiaali on ligi 20 jaama jaoks. Vanade hüdrojaamade taastamine kannaks samuti esteetilist väärtust ja taaselustaks majandusliku aktiivsust [5].

Sisend – vesi

Väljund - elekter

Eelised ja puudused

Arenenud tehnoloogia: väikesed hüdrojaamad on suhteliselt lihtsalt, väga usaldusväärsed ja potentsiaalsele kasutusiga on pikk (50 aastat ja rohkem).

Ehitustööd ei ole keerulised, mis võimaldavad lühikese aja jooksul ehitada valmis täielikult töötavat elektrijaama, kasutades seejuures minimaalselt ressursse.

Väikesed hüdrojaamad vähendavad võrgukadusi. Hüdrojaamad suurendavad pinget kvaliteeti, nende hajutatud paiknemise tõttu.

Võrguühendus ei valmista probleeme väikse koguvõimsuse tõttu.

Samuti on hulk eeliseid piirkondlikuks arenguks: sildade parandamine, varustuse arendamine, puhketurismi ja kalanduse edendamine. Viimane võib tuua kerge majanduse kasvu läbi rohkema võimaluste teke kohalikule rahvale.

Keskkonnavalused mõjud on hinnatud keskmisteks.

Suurimaks puuduseks on ressursside hajuvus ja piiratus.

Elektritootmine on tugevasti sõltuv hooajast ja ilmastiku tingimustest.

Investeeringukulud on kõrged.

Suhteliselt kõrged käidukulud.

Nõrk elektrivõrk võib juhitda tõsiste probleemideni nagu reaktiivne energia. Antud probleem on võimalik lahendada läbi kondensaatorpatareide installeerimise.

Veehoidlate ehitamine võib omada negatiivset mõju keskkonnale. Veehoidlates asuv vesi on soojem ja omab vähemal määral hapniku. Need uued vee tingimused võivad juhtida kalaarvu vähenemiseni, kuna soojem vesi ja hapniku puudus seavad paljunemisele tõkked. Nende mõjude leevendamiseks on võimalik ehitada erilised lüüsid ja kalaredelid, kuid need vajavad erilist konstruktsioone ja lisakulusi.

Veetaseme muutus (ajutine või püsiv veetaseme tõus) võib põhjustada mõned põllumajanduslikud piirangud.

Jaamaäärsed elanikud võivad kannatada müra tõttu.

Olemasolevad elektrijaamad

Tabel 1.4 Hüdrojaamade tootmisvõimsused [8]

Elektrijaama nimi	Võimsus, kW	Elektrijaama nimi	Võimsus, kW
Jägala hüdroelektrijaam	2000	Kaunissaare hüdroelektrijaam	250
Linnamäe hüdroelektrijaam	1150	Leevaku hüdroelektrijaam	200
Sillaoru hüdroelektrijaam	530	Põltsamaa hüdroelektrijaam	190
Kamari hüdroelektrijaam	510	Soodla hüdroelektrijaam	172
Räpina vesiveski	400	Leevi hüdroelektrijaam	125
Keila-Joa hüdroelektrijaam	365	Painküla hüdroelektrijaam	120
Saesaare hüdroelektrijaam	360	Tamme hüdroelektrijaam	110
Kunda Jõe tn hüdroelektrijaam	340	Vetla hüdroelektrijaam	110
Joaveski hüdroelektrijaam	300	<100kW, ca 38 jaama koguvõimsusega 1240 kW	
Tudulinna hüdroelektrijaam	290		

1.5 Biomass koostootmisjaamad

Tehnoloogia lühikirjeldus.

Põhikomponentideks on: kütuse ettevalmistus ja kütuse etteandmise süsteem, kõrgerõhuline aurukatel, aurutubiin, generaator ja heitgaaside soojuse tagastuskatel (kuum vesi või aur). Põlemine võib toimuda biomassi korral koos kütuse niiskusesisaldusega kuni 60%.

Rest põletamisel (kus biomass on peenestatud või hakitud ja puhutud restile, võimalik kombinatsioonis koos fossiilsete kütustega) ja keevkihina. Restil põletamine on väga robustne ja võimaldab kasutada erinevat tüüpi biomassi.

Sisend: biomass, metsatööstuse jäätmed, hakkepuit (kogutud metsast), turvas, kõrrelised ja muud energiakultuurid. Puit on tavaliselt kõige eelistatum biomass põletamiseks selle madala tuha ja lämmastiku sisalduse tõttu.

Väljund: Elekter ja soojus.

Tüüpilised võimsused

Suure jaamad > 25 MW

Keskmiised jaamad 5 – 25 MW.

Väikesed jaamad: < 5 MW

Soojust keskküttevõrku tootvate koostootmisjaamade võimsused on määratud soojusnõudlusega.

Eelised ja puudused.

Puudused sõltuvad sisendkütustest: mõned biomassi resurssid, eriti kõrrelised, sisaldavad agressiivseid komponente nagu kloor. Põhiline keskkonnaga seotud probleem on põlemisel eralduvad ohtlikud heitmed, kuigi neid tekib vähestes kogustes [9].

Et vältida korrosiooni riski, keelavad katelde tootjad kasutada biomassil töötavates jaamades samu auruparameetreid nagu söejaamades. Siiski uued arendused materjalides ja katelde konstruktsioonid on saavutanud märkimisväärseid edusamme ja uued jaamad omavad üsna kõrgeid auru parameetreid ja kasutegureid [9], [10].

Olemasolevad elektrijaamad

Tabel 1.5 Koostootmisjaamade tootmisvõimsused [8]

> 25 MW	
Elektrijaam	Võimsus, MW
Narva koostootmisplokk (põlevkivi ja biomass)	230
5-25 MW	
Elektrijaam	Võimsus, MW
Tallinna EJ	21,5
Tartu EJ	22,1
Pärnu EJ	21,5
< 5MW	
Elektrijaam	Võimsus, MW
Kuressaare	2,2
Paide	2,0
Valka	2,4
Helme	4,2

1.6 Tuuleturbiinid

Tehnoloogia lühikirjeldus

Tänapäeva kõige tüüpilisemaks tuuleturbiini konstruktsiooniks on torulisel tornil horisontaalse teljega tuule suunda paigutatud kolmelabaline propeller- tüüpi rootor. Tuulegeneraator toodab elektrit ja on ühendatud elektrivõrguga. Viimastel aastatel paigaldatud tuulikud on käigukastita, kompaktse multipoolse püsimagneetiga ja sünkroongeneraatoriga.

Tuuleturbiinide korral on tegemist maismaa tuulikutega, mis on püstitatud kas üksiktuulikuna, väiksete klastrite või suurtesse tuuleparkidesse.

Sisend

Miinimum tuulekiirus: 3-4 m/s. Nimitootmine saavutatakse 12-15 m/s tuule kiiruse korral. 25 m/s juures pööratakse labad tuulega risti ja elektritootmine lõpetatakse ära.

Väljund – elekter

Tüüpilised võimsused

Elektritootmist maismaa tuulikutes võib jaotada tuulikute võimsuste ja kasutamiseesmärgi alusel järgmiselt.

Suured tuulikud	1-5MW
Väikesed turbiinid	1 - 25kW
Elektrilaadurid	0,5 - 5kW

Eelised ja puudused

Eelised ja puudused on üles loetud tabelis 1.6 [9].

Tabel 1.6 Tuuleturbiinide eelised ja puudused

Eelised:	Puudused:
Emissioonide puudus	Suured alginvesteeringukulud
Madalad käidukulud	Tootmine sõltub tuulest (kuigi võib täheldada korrelatsiooni elektri nõudluse ja tuuleenergia tootmise vahel)
Modulaarne tehnoloogia. Võimsust on võimalik laiendada vastvalt nõudlusele. See säästab süsteeme liigsetest võimsustest ja aitab vältida võlakooormate teket	Visuaalsed aspektid
Kütusekulu puudumine	Müra
	Lühike tehniline eluiga

Väikesed tuuleturbiinid

Väga väikesed tuuleturbiinid omavad spetsiaalseid funktsioone. Neid võib üldiselt jagada kahte kategooriasse.

Horisontaalse teljega tuuleturbiin (*Horizontal Axis Wind Turbine –HAWT*)

Vertikaalse teljega tuuleturbiin (*Vertical Axis Wind Turbine –VAWT*)

Traditsionaalne kolmelabaline HAWT on oluliselt sõltuv „tuule kvaliteedist“ minimaalsete turbulentsi ja variatsiooniga. VAWT tootjad väidavad, et nende tuulikud on vähem tundlikud tuule turbulentsile ja tuule suuna muutustele. VAWT paistab olevat kõige sobilikum kodumajapidamistele ja hoonetele linna piirkonnas, samas kui HAWT on rohkem sobilik maapiirkondades.

Käesoleval ajal vajab selgitamist müra ja vibratsiooni küsimus hoone külge monteeritud tuuliku korral, mis avaks tulevikus võimaluse linnades omatarbe tuulikuid installeerida.

Olemasolevad elektrijaamad

Olemasolevad tuulejaamad on kokku võetud tabelisse 1.7.

Tabel 1.7 Tuulejaamade tootmisvõimsused [11]

Aasta	Installeeritud elektrituulikud	Võimsus, MW	Tuulikute arv	Tuulikute tootja
2002	Virtsu I tuulepark	1,8	3	Enercon
2005	Pakri tuulepark	18,4	8	Nordex
	Esivere tuulepark	8	4	Enercon
	Läätsa tuulepark	3	6	Siemens
2007	Nasva tuulepark	1,6	2	Vestas
	Viru-Nigula tuulepark	24	8	Winwind
	Ruhnu (Sjustana) tuulepark	0,15	2	Vestas
	Sangla tuulik	0,3	1	Vestas
	Türju tuulikud	0,3	3	
2008	Virtsu tuulepargi lisatuulik	0,8	1	Enercon
	Virtsu II tuulepark	6,9	3	Enercon
	Esivere I tuulepark - I etapp	12	4	Winwind
2009	Aulepa tuulepark - I etapp	39	13	Winwind
	Vanaküla tuulepark	9	3	Winwind
	Tooma tuulepark	16	8	Enercon
2010	Virtsu III tuulepark	6,9	3	Enercon
2011	Nasva tuulik I	2,3	1	Siemens
	Aulepa tuulepark - II etapp	9	3	Winwind
	Aseriaru tuulepark	24	8	Winwind
2012	Narva tuulepark	39	18	Enercon
	Paldiski tuulepark	45	18	GE Energy
	Sikassaare	1,5	3	Enercon
2013	Ojaküla tuulepark	6,9	3	Enercon
	Nasva tuulik II	3,6	1	Siemens
2014	Tamba tuulepark	6	2	Enercon
	Mäli tuulepark	12	4	Enercon
	Aburi tuulepark	1,8	1	Vestas
	Salme II tuulepark	3	1	Eleon
2015	Torgu tuulegeneraator	0,66	1	Vestas
	KOKKU	302,91	136	

2 Viimasel 10 aastal ehitatud elektrijaamad, nende investeringu-kulud ja tehnilised ning majanduslikud näitajad

Antud peatüki esmaseks eesmärgiks on analüüsida viimasel 10 aastal ehitatud elektrijaamade tehnilist ja majanduslikku teavet. Samuti püütakse selgitada välja uutesse elektrijaamadesse investeerimise atraktiivsust, võrreldakse tulemusi sarnaste jaamadega Euroopa Liidus, uuritakse, kuidas mõjutavad otsuste tegemist valitsuse poolt määratud teotusskeemid taastuenergiaallikatest elektritootmistehnoloogiatele.

Analüüs teotub nüüdisajaväärtuse (*Net Present Value – NPV*) ja sisemise tulumäära (*Internal Rate of Return – IRR*) uurimisele. Antud analüüsis pööratakse pöörõhu kolmele koostootmisjaamale Tartu, Pärnu ja Tallinn, mis kuuluvad keskmiste koostootmisjaamade hulka (arvestades Eesti suurust). Samuti võetakse vaatluse alla 11 maismaa tuuleparki Narva, Viru-Nigula, Aseriaru, Paldiski, Pakri, Tooma, Vanaküla, Esivere, Ojaküla, Virtsu II ja Virtsu III.

2.1 Analüüsi meetod

Analüüsis keskendutakse elektritootmiskuludele 2013 aastal. Antud peatükis kasutavate tehnilis ja majandusliku andmete kogumisel, ollakse toetunud viimastele erialastele uuringutele [9], [12], [13], [14], [15], [16], [17], [18], [19]. Arvutuste tegemisel on kasutatud keskmise ühikkulude lähenemist. Kõik arvutused põhinevad reaalsel keskmise elektri, soojuse, kütuse, keskkonna kulude hinnal, nagu on kirjeldatud [13] ja esitatud normaaltingimustel, see tähendab MW ühikkulu, MWh või aastased kulutused.

Arvutused vajavad kahte tüüpi sisendandmeid. Esimene andmete tüüp on vastava elektrijaama tehnoloogia spetsifiiline ja sisaldab investeringukulusi, käidu-ja hoolduskulud (*operation and maintenance – O&M*), kütuse kulud, keskkonna kulud. Teine tüüp andmeid on seotud turutingimustega, seal hulgas elektri, soojuse ja CO₂ kuludega. Töös on kasutatud 2013 aastal avaldatud andmeid elektri ja soojuse tootmise kohta ja on arvatud nende müügist tekkinud võimalike kasumeid, arvestades tootjate müügihindasid. Käidu- ja hoolduskulud on tavaliselt konfidetsiaalne info. Tulenevalt asjaolust, et infot olemasolevate elektrijaamade kulutuste kohta on keeruline kätte saada on kasutatud sarnaste elektrijaamade EL ja USA keskmiseid väärtusi [13], püsi ja muutuvkulude väärtusi tulemuste arvutamisel.

Investeeringukulud on võetud avalikult kätte saadavatest allikatest, koostootmisjaamade interneti kodulehekülgedelt [20], [21], [22], [23], [24], ja tuulikute kohta puudutav info on kogutud Eesti Energia [5] ja Nelja Energia [25] interneti kodulehekülgedelt.

Vajamineva kütuse koguse ja kütusehinnad on võetud allikatest [9], [13]. Arvutustes on kasutatud keskmist CO₂ hinda, ning SO₂ ja NO_x hinda, mis on arvestatud osana keskkonna kulude hulgas, mis on määratud keskkonnamaksude seadusega aastast 2011 [13].

Tulemused on näidatud tabelites Tabel 2.1 ja Tabel 2.2 „Elektritootmise kulud“

Tabel 2.1 Koostootmisjaamade elektritootmise kulud

Jaam	Tartu CHP	Pärnu CHP	Tallinna CHP
Tüüp	Koostootmis- jaam	Koostootmis- jaam	Koostootmis- jaam
Ehitamisaasta	Aprill 2009	November 2010	Veebruar 2009
TOOTMISKULUD			
Investeeringukulud, EUR	75 000 000	80 000 000	72 200 000
Investeeringukulud, EUR/MW	3 000 000	3 333 333	2 888 000
Keskmine jaama suurus, MW	25	24	25
Elektritootmiskasutegur, %	85%	85%	85%
Keskmine elektritootmine, MWh	172 000	192 000	178 285
Keskmine soojustootmine, MWh	341 000	252 000	424 530
Soojuse kasutatavuse kasutegur, %	75	75	75
Eluiga, aastad	30	30	30
Ehitusaeg, kuud	26	26	26
KASUM			
Müügist saadud kasum, ilma toetuseta, EUR, aasta	7 420 080	8 282 880	7 691 215
Müügist saadud kasu, toetusega, EUR, aasta	12 924 080	14 426 880	13 396 335
Soojuse tootmisest saadud kasum, EUR, aasta	11 679 250	8 631 000	14 034 962
KULUD			
Käidu ja hooldus püsikulud EUR/MW/aasta (EL keskmine)	2 947 500	2 947 500	2 947 500
Käidu ja hooldus püsikulud EUR/MW/aasta (USA keskmine)	5 472 000	5 472 000	5 472 000
Muutuvkulud EUR/MWh/aasta	540 000	540 000	540 000
Kütusekulud EUR/aasta	10 715 081	9 273 871	12 591 055
Keskkonnakulud, EUR/aasta	661 935	572 903	777 826

Kõik arvutused on tehtud Microsoft Excel 2007.

Selleks, et analüüsida projektide investeringute tasuvust on kasutatud puhasnüüdisväärtuse meetodit NPV:

$$NPV = \sum_{t=0}^T \times \frac{A_t}{(1+r)^t} - A_0 \quad (2.1)$$

kus, A_t - rahavoog aastal t (EUR)

A_0 – alginvesteeringud (EUR)

r - nõutav tulumäär (%)

t - rahavoo aasta (aasta)

n - aasta n

NPV võrdleb raha väärtust täna raha väärtusega tulevikus, arvestades inflatsiooni ja tasuvust, see tähendab, et on arvestatud diskontomääraga. Kui tulevase projekti NPV väärtus on positiivne, siis tasub uurida võimalust antud projekti töösse võtmiseks. Kui aga NPV väärtus tuleb negatiivne, tuleb projekti realiseerimisest loobuda, kuna rahavood on samuti negatiivsed. Olulist punkt NPV alusel otsuste tegemisel on kapitali kulude hinnangulisus, mis on määratud parima võimaluse alusel. Juhul kui NPV jääb positiivseks on projekt väärt edasi töösse võtmist, vastasel juhul kui NPV muutub negatiivseks on vastu võetud vale otsus.

Projekti tasuvuse suurusele hinnangu saamiseks, on kõikidel projektidel arvatud sisemine tasuvuse määr (*IRR*). Sisemise tasuvuse määr annab ligilähedase info projekti tasuvusest. Antud meetod mõõdab sisemist projekti tasuvuse määra. Investeeringu IRR on diskontomäär, mille juures investeeringukulude NPV võrdub kasumi NPV-ga. Seega sisemise tasuvuse määr on määratud kogu investeeringute ja kasumiga. Diskontomäära kasutatakse väga sageli kapitali määramisel, mis teeb NPV kõikidest rahavoodest vaatlevas projektis võrdseks nulliga. Projekt, millel on suurim IRR omab suuremaid võimalusi olla realiseeritud, kuna investori kasum saab olema suurim. Töös on eeldatud, et kõik projektid on ühesuguse investeeringu mahuga, siis suurima IRR väärtusega projekt on parim optsioon edasisse töösse vastuvõtmiseks [13], [26].

Analüüsi tegemisel on tehtud järgnevad kitsendused: tulu elektri ja soojuse müügist ning tootmise kulud jäävad konstantseteks üle kogu vaatleva perioodi- üle elektri jaama eluea. Elektritootmine on üle elektri jaama eluea võetud konstantseks. Tootjate aastase kasumi arvutus põhineb keskmisel soojuse ja elektritootmisel ja Nord Pool Spoti Eesti piirkonna keskmistel hindadel ja kooskõlastatud soojuse hinnal aastal 2013. Eeldatud on, et tootmise

kasumlikkuse määr on üle investeeringute tagastumise aja konstantne. Arvutustel ei ole arvestatud võrgu balansseerimise, võrgu uuendamise ega uute tootmisühikutega seotud kulusi. Kõik investeeringukulutused on tehtud üks aasta enne elektrijaama elektritootmise algust. Kõik arvutused on tehtud diskontomääraga 5%.

2.2 Viimase kümne aasta jooksul ehitatud elektrijaama investeeringute ja kulude analüüs

Investeeringukulud

Investeeringukulud võrdlevad kulusi kinnisvarale, elektrivõrguga ühendustesse ja kõigi muude vajalike seadmete kulusi, mis on vajalikud elektrijaama takistamatule tööle. Maismaatuulikute investeeringukulud jäävad 0,74 MEUR/MW kuni 1,62 MEUR/MW vahele ja koostootmisjaamade investeeringukulud on 2,9 MEUR/MW ja 3,3 MEUR/MW vahel. Tabelist 2.3 on näha, et 1 MW ehitamiseks vajalik investeering tuulikutesse (1,3 MEUR/MW) väiksem kui koostootmisjaamadesse (3,1 MEUR/MW). Investeeringukulud Eestis on võrreldavad EL keskmiste väärtustega [13]. Erinevused kuludes on seletatavad erineva materjalikuluga, kuluga tööjõule, kinnisvarale, võrguühendusele ja asukoha kulutustega. Tuuliku investeeringukulud sõltuvad materjalikuludest, mis võivad olla napid (või põhjustavad piiranguid kaevandamise ja töötlemise seisukohast). Vara kulu ühiku kohta kaldub olema stabiilne või ei vähene reaalaraja jooksul

Tabel 2.3 Investeeringu kulud EL-s ja Eesti-s, MEUR/MW

Investeeringu kulu, MEUR/MWh	Tuulepark	CHP
Taani, 2010	1.4	1.3-1.9
EL keskmine	1.1-1.5	2.6-4.4
EE keskmine, 2013	1.3	3.1

Tulevikus on oodata tuuleparkide investeeringukulu suurenemist võrguga ühinemise piiratud ligipääsu tõttu. Puudulik võrk on üks suurimaid takistusi investeeringukulude langemisele.

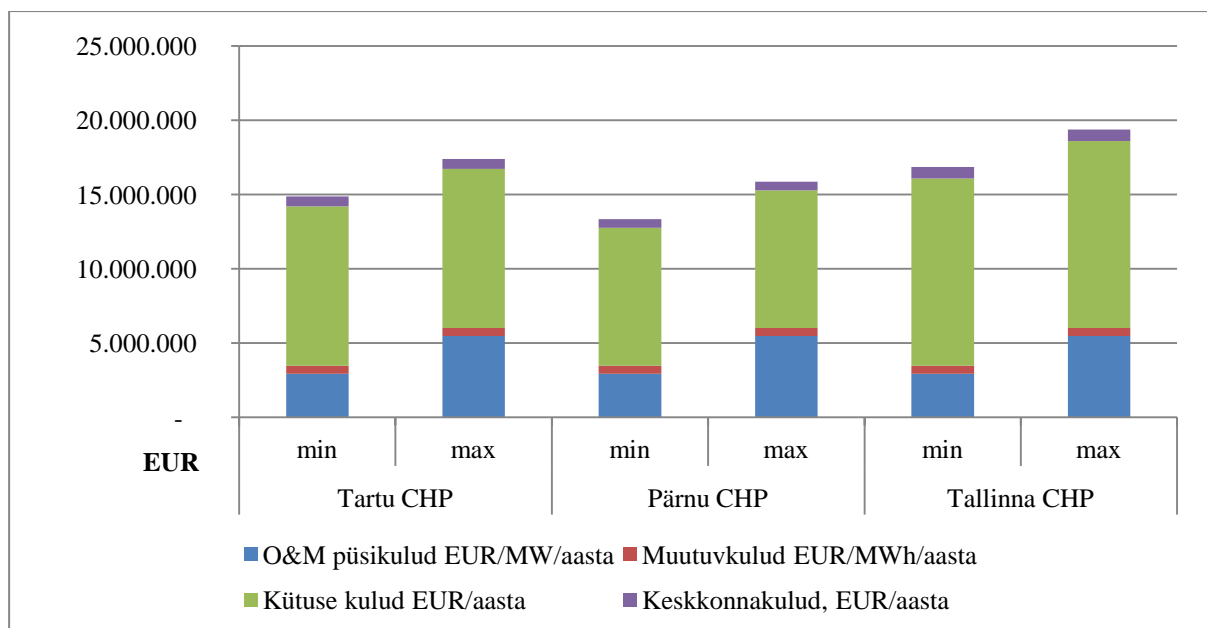
Käidu- ja hoolduskulud.

Eesti elektrijaamade käidu ja hoolduskulude kohta käiv info ei ole avalikult kätte saadav, seepärast oleme oma töös kasutanud sarnaste EU ja USA jaamade keskmisi kulutusi. Käidu ja hoolduskulud (*Operation and maintenance – O&M*) on jaotatud kahte kategooriasse, püsikulud, mis on sõltumatud jaama käitamise viisist ja väljenduvad EUR/MW ning muutuv O&M kulud, mis on sõltuvad sellest kuidas jaama opereeritakse ja väljendub EUR/MWh. Taani andmetes [9], püsikulud sisaldavad: administratsiooni, tööjõu, maksu, kindlustus ja

kulutusi käidu ja hooldustöödele. Ümberinvesteering kogu eluea jooksul on samuti arvestatud. Muutuv O&M kulud sisaldavad: lisamaterjalide kasutamist (vesi, määrdeained ja kütuse lisandeid) varuosi ja parandustöid.

Põhiline erinevus kuludes tuleneb kulutustest tööjõule, jaama elueale, jaama vanusele ja keskkonna tasudele. Kasutame keskmise tuulepargi O&M USA andmeid, et saada tootmise miinimum kulutused ja EL keskmised andmed annavad meile maksimum kulutused [13].

Koostootmisjaamade korral, hoolduskulud sõltuvad kasutatavast tehnoloogiast, remondiajast ja töötamise intervallidest nagu ka töökatkestustest. Maksimaalsed püsi- ja muutuvkulud on võetud maksimum tootmiskulude arvutamiseks ja miinimum püsi- ja muutuvkulud on võetud arvutustel miinimumkulude arvutamiseks. EL keskmisi andmeid kasutades, olid koostootmisjaama tootmiskulud lähemal tegelike kuludele vastavalt [13]. Miinimumkulud on saadud Taani andmetest ja maksimumkulud on saadud USA andmetest [9], [12], [14], [18].

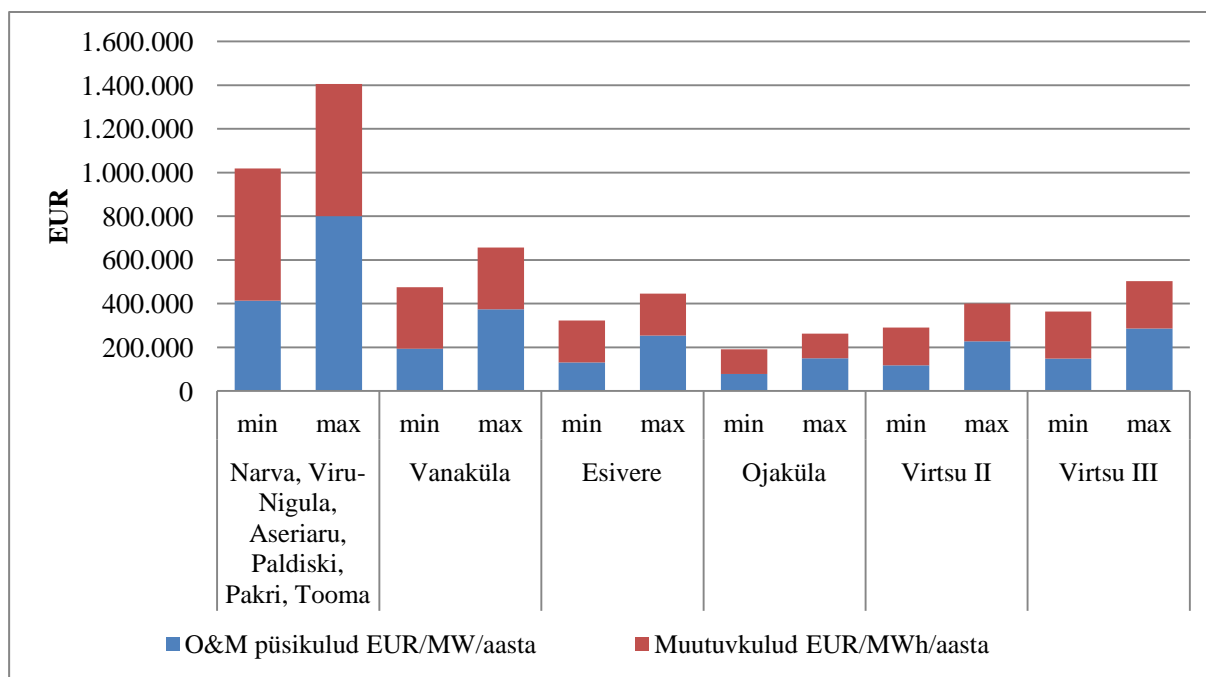


Joonis 2.1 Koostootmisjaamade käidu ja hoolduskulud (O&M)

Nagu näeme jooniselt 2.1 on suurimad kulutused seotud kütuse kuludega, millele järgnevad O&M püsikulud. Antud arvutuste juures on tehtud eeldusi puuduva informatsiooni suhtes. Arvutustes kasutatud püsikulud on kõigi jaamade korral ühesugused, kuigi reaalsuses need väärtused võivad oluliselt erineda. Muutuvkulud, kütuse kulud ja keskkonnakulud on võetud keskmise baasil, mis on määratud erineva jaama elektri ja soojuse tootmise poolt.

Tuuleparkide analüüsil oleme jaotanud jaamad nende võimsuste ja investeeringute alusel kahte gruppi: esimene grupp on jaamad suurusega 16-39 MW ja investeeringukulude vahemikuga 16-59 MEUR ja teine grupp on jaama suurustega 6,9-9 MW ja investeeringutega

0,74-1,4 MEUR. Teise gruppi puhul oleme korrigeerinud püsikulud vastavalt nende suurusega.



Joonis 2.2 Tuuleparkide käidu ja hoolduskulud (O&M)

Nüüdisajaväärtus (NPV) ja sisemise tasuvuse määr (IRR)

Toetudes tulemustele, mis on saadud NPV ja IRR arvutamisel, on selge, et tuuleparkide projektid ei ole kasumlikud (Tabel 2.2, Tabel 2.3, Tabel 2.6, Tabel 2.7). Kuna analüüsis ei ole arvestatud võrgu balanseerimistasusi, siis tegelik aastane kulutuste miinimum on veelgi suurem.

Tulenevalt sellest võime väita, et keskmine tuulepark Eestis ei ole kasumlik ilma subsiidiumiteta.

Tabel 2.2 Tuulejaamade NPV (jaama suurus 16-39MW), MEUR

Jaam	Narva	Viru-Nigula	Aseriaru	Paldiski	Pakri	Tooma
NPV (koos toetusega) min kulud, MEUR	42,44	21,09	21,59	23,96	24,96	11,28
NPV (koos toetusega) max kulud, MEUR	37,63	16,28	16,78	19,15	20,15	6,47
NPV (ilma toetuseta) min kulud, MEUR	-17,79	-9,06	-13,77	-10,50	-5,29	-13,32
NPV (ilma toetuseta) max kulud, MEUR	-22,60	-13,88	-18,59	-15,31	-10,10	-18,14

Tabel 2.3 Tuulejaamade NPV (jaama suurus 6,9 - 9MW), MEUR

Jaam	Vanaküla	Esivere	Ojaküla	Virtsu II	Virtsu III
NPV (koos toetusega) min kulud, MEUR	1,63	10,17	6,98	8,31	7,49
NPV (koos toetusega) max kulud, MEUR	-0,62	8,65	6,08	6,94	5,77
NPV (ilma toetuseta) min kulud, MEUR	-8,23	-1,56	-0,48	-1,76	-3,52
NPV (ilma toetuseta) max kulud, MEUR	-10,48	-3,08	-1,38	-3,13	-5,24

Tabel 2.4 Koostootmisjaamade NPV, MEUR

Jaam	Tartu CHP	Pärnu CHP	Tallinna CHP
NPV (koos toetusega) min kulud, MEUR	118,16	117,83	135,35
NPV (koos toetusega) max kulud, MEUR	79,35	79,02	96,54
NPV (ilma toetuseta) min kulud, MEUR	-8,62	-23,69	3,94
NPV (ilma toetuseta) max kulud, MEUR	-47,43	-62,50	-34,87

Olukord koostootmisjaamadega näitab samuti, et nende kasumlikus on suuresti sõltuv subsiidiumitest ja ainult Tallinna koostootmisjaam näitab positiivset NPV-d arvutustes ilma subsiidiumiteta. Tuleb võtta arvesse siiski, et arvutused põhinevad keskmisel väljundifol ja reaalne situatsioon võib erineda märgatavalt saadud tulemustest.

Ainuke jaam, mis näitab negatiivset NPV-d isegi koos toetusega on Vanaküla tuulejaam. Täiendava jaama uurimise tulemusel, selgub, et vastvalt projektile [27] arvutuslik energia tootmine antud jaama jaoks oli ette nähtud 23 055 MWh aastas, kuid tegelik keskmine tulemus, mis kasutatud arvutustes on näidatud tabelis 2.5.

Tabel 2.5 Vanaküla tuulejaama aastane tootmine, MWh

Vanaküla tuulepark /aasta	2 010	2 011	2 012	2 013
Aastane elektritootmine (MWh)	14 991	16 917	14 030	13 007

Vaatamata tegelikule põhjusele arvutuslike ja tegelike väärtuste vahel, on kriitiliselt oluline antud jaama puhul tootmisnäitajad parandada.

Keskmiselt muutus tuuleparkide NPV positiivseks miinimum aastakulude korral peale 9 aastat (6 -12 aastat) ja peale 10 aastat (6-15 aastat) maksimum aastakulude korral.

Keskmine tuuleparkide IRR on koos toetustega 13,28% peale 20 aastat töös olemist ja 9,7% peale 12 aastat töötamist.

Tabel 2.6 Tuulejaamade IRR, 12 aastat(jaama suurus 16-39MW), %

Jaama IRR, 12 aastat	Narva	Viru-Nigula	Aseriaru	Paldiski	Pakri	Tooma
IRR (koos toetusega), % min kulud	8,8%	9,8%	7,6%	9,4%	13,1%	5,4%
IRR (koos toetusega), % max kulud	7,8%	7,6%	5,9%	7,6%	10,8%	3,0%
IRR (ilma toetuseta), % min kulud	-5,6%	-6,5%	-7,4%	-6,3%	-4,4%	-10,1%
IRR (ilma toetuseta), % max kulud	-7,2%	-10,5%	-10,5%	-9,6%	-8,7%	-15,3%

Tabel 2.7 Tuulejaamade IRR, 12 aastat (jaama suurus 6,9 - 9MW), %

Jaam IRR, 12 aastat	Vanaküla	Esivere	Ojaküla	Virtsu II	Virtsu III
IRR (koos toetusega), % min kulud	1,3%	13,7%	15,6%	12,6%	9,3%
IRR (koos toetusega), % max kulud	-1,3%	11,8%	13,8%	10,7%	7,2%
IRR (ilma toetuseta), % min kulud	-13,5%	-3,4%	-2,0%	-4,2%	-6,8%
IRR (ilma toetuseta), % max kulud	-20,1%	-6,7%	-5,0%	-7,6%	-10,6%

IRR väärtused erinevad tugevalt erinevate jaamade vahel. Kõige kasumlikuks jaamaks osutub arvutuste alusel Ojaküla tuulejaam, mis omab ka väiksemat tagasimakse perioodi (6 aastat) koos tekkivate miinimumkuludega ja 6 aastat koos maksimum kuludega.

Koos subsiidiumitega muutub keskmiselt koostootmisjaamade NPV positiivseks peale 7-8 aastat töötamist minimumkulude rakendumise korral ja 9-11 aastat kui tekivad maksimaalsed kulutused. Koostootmisjaamade IRR on subsiidiumite korral 15-18% peale 20 aastat töös olemist ja 12-15% peale 12 aastat töötamist.

Tabel 2.8 Koostootmisjaamade IRR, %

Jaama IRR, 12 aastat	Tartu CHP	Pärnu CHP	Tallinna CHP
IRR (koos toetusega), % min kulud	7,7%	6,5%	10,1%
IRR (koos toetusega), % max kulud	2,5%	1,4%	5,0%
IRR (ilma toetuseta), % min kulud	-5,3%	-8,2%	-2,9%
IRR (ilma toetuseta), % max kulud	-15,4%	-20,3%	-11,8%

Koos subsiidiumitega on koostootmisjaamade projekt väga kasumlik koos kõrge NPV määraga ja IRR-ga. Ilma toetuseta sõltub koostootmisjaama kasumlikus suuresti

kütusekuludest ja töötamise moodusest kui ka jaama võimalustest järgneda elektri hinna muutustele turul.

Kokkuvõtteks

Analüüsis oli rõhk pööratud tuuleparkide ja koostootmisjaamade investeeringu otsuste võrdlemisele, erinevate muutujate ebamäärasuse juures. Ligipäas finanseerimisele ja riiklikele toetuskeemidele omavad tähtsat rolli lõpliku elektritootmistehnoloogia valiku tegemisel, kuid on tähtis arvestada erinevaid turul valitsevaid ebamääraseid muutujaid, nagu investeeringukulu või turul saadud kasum, kui seistakse investeeringu valiku ees.

Keskmine tuulepargi ja koostootmisjaama projekt on Eestis koos subsiidiumitega kasumlik kõrge NPV ja IRR väärtusega. Võib väita, et tänase päeva seisuga on Eestis toetused liiga kõrged kõiki tüüpi elektri jaamadele. Samal ajal ilma subsiidiumiteta ei ole suurem osa projekte kasumlikud ja üles ehitatud toetuskeemidele. Läbimõtlematult määratud toetused teenivad turul arendajate isiklike huve ning tarbija kaotab raha makstes kinni nii põhjendamalt suured toetused kui ka kõrge elektri hinna. Põhitoetused, mis kehtivad Eestis taastuvatele energiaallikatele võetakse vaatluse alla peatükis 3.4.

Ühiskonnale tekkiva maksukulutuste efektiivsus langeb, kui seadusandja ülehindab taastuvatest energiaallikatest toodetava elektri kulusi. Seetõttu on oluline et tariifid oleks regulaarselt üle vaadatud ja kohandatud vastavalt süsteemi viimastele tootmiskulude plaanidele ja ajendada tehnoloogiate edasi arenemist. Toetused elektritootjatele peaksid olema kättesaadavad ainult piiratud ajaks, mil investeering ennast tuluga tagastab, kuid väldib liigset kasumit jaama eluea vältel.

Vaatamata taastuvate energiaallikatest elektritootmise tehnoloogiate eelistele, on oluline analüüsida nende mõju turuhindadele arvestades nõudluse ja pakkumise ebakindlust ning turu struktuuri. Niinimetatud roheline energeetika eelisarendamine võib viia tootmisportfellini, kus süsteem on juhitud vahelduva võimsustega jaamade poolt, see võib endaga kaasa tuua mitmeid ettekatsetamata tagajärgi, sh kasvav keskmine turuhind, hinna stabiilsuse halvenemine ja varustuskindluse katkemise riske.

Nii koostootmisjaamad kui ka tuuleenergia omavad olulist tähtsust kliima muutusega seotud eesmärkide saavutamisel ja mõlemad tehnoloogiad suurendavad oma tootmisvõimsusi tuleval kümnel aastal. Koostootmisjaamade ja tuulejaamade integratsioon on seotud ebastabiilsusega elektri tootmisel. Nimetatud tehnoloogiate kasutusele võtmisega annab Eesti oma panuse kliimamuutuse pidurdamisele maailma mastaabis. Selle stimuleerimiseks tuleb arvestada ka

teatud aja jooksul tuulikutest ja koostootmijaamadest toodetud elektri ekspordiga. See mõjutab elektriturgu tuues majandusliku ebastabiilsust. Selle lahenduseks oleks iga riigi võimaluste eripära analüüsimine. Suurte lisavõimsuste integreerimine võrku mõjutab nii taastuvaid tehnoloogiaid kui ka olemasolevatest taastumatutest tehnoloogiatest saadavat kasumi suurust. Võrgu stabiilse arengu säilitamiseks tuleb ka edaspidi olemasolevad toetusskeeme ümber vaadata.

3 Maailma elektritootmise tehnoloogiate arengud

Järgnevas peatükis uuritakse rahvusvahelist elektritootmisturgu ja uusi tehnoloogiaid elektritootmises. Tulenevalt asjaolust, et Eesti on integreerunud Läänemere elektrituruga, on osaline EL-i ühises elektriturus ja alates aastast 2013 on elektriturg täielikult avatud, on iseenesest mõistetav, et enne tulevaste elektritootmisturu mõjutavate otsuste tegemist tuleb uurida trende, mis toimuvad rahvusvahelisel elektriturul ja perspektiivseid elektritootmistehnoloogiaid.

Energia- ja kliimapoliitika otsuste vastuvõtmisel tuleb juhinduda EL ühtsest tegevuskavast. Millised eesmärgid on seatud ja kuidas see mõjutab Eesti otsuseid räägitakse peatükis 3.1. Peatükis 3.2 tuleb lähemalt juttu uutest elektritootmistrendidest. Järgnevalt uuritakse uute tehnoloogiate investeringuid ja marginaalkulusi lühi ja pikaaja perspektiivis, sellele keskendutakse peatükis 3.3. Toetudes töös saadud tulemustele peatükist 2 mängivad toetuskeemid olulist rolli investorite otsuste tegemisel ja uute jaamade ehitamiseks. Eestis kehtivad toetuskeemide struktuure selgitatakse peatükis 3.4.

3.1 Rahvusvaheline elektriturg. EL 2020 eesmärgid

Viimastel aastatel on maailm seisnud silmitsi mitmete oluliste energiasektorit puudutavate küsimustega, mis on teinud energia tootmise ja kasutamise üheks majandusarengu võtmeküsimuseks EL riikide juhtide silmis. Energeetika statistika annab olulist infot poliitika tegijatele: kütusehindade ebastabiilsus, energia-varustuse katkestused mitmes liikmesriigis, elektrikatkestused efektiivsete võrguühenduste olemasolu puudumise tõttu ja raskuste tekkimisel tootjate liigipääsul gaasi ja elektriturule - need on negatiivsed mõjurid, mis on viimastel aastatel sageli üles kerkinud.

Aastal 2009 võeti vastu oluline poliitiline otsus EL liikmeriikide poolt, mis sai siduvaks õigusaktiks ja on tuntud 20-20-20 eesmärkide nime all. Antud energia ja kliimapakett seab järgnevad eesmärgid aastaks 2020 [28], [29].

- Kasvuhoonegaaside vähendamine EL-s vähemalt 20% võrreldes 1990 aasta tasemega.
- Vähemalt 20% energiast lõpptarbimises peab olema toodetud taastuvaid energiaallikaid kasutatavatest tehnoloogiatest.
- Primaarenergia kasutamine peab vähenema 20% ja see peab olema saavutatud energiatõhususe suurendamisega.

Taastuvate energiaallikate kasutamine on muutunud võtmelemendiks rahvusvahelises energiapoliitikas. On võetud eesmärgiks sõltuvuse vähenemine kütusest, mis on imporditud mitte-EL-st, fossiilsetest kütustest tekkivate emissioonide vähendamine ja energiakulude lahtisidumine nafta hindadest.

Kõik elektritootmisliigid – süsi, tuumaenergia ja taastuvad energiaallikad, s.h. suured hüdrojaamad – ja elektritootmiseefektiivsus omavad olulist rolli elektrinõudlusel. Siin ei ole olemas lihtsat globaalset valemit parima energia varustusportfelli jaoks. Iga riik peab töötama optimaalse lahenduse suunas, mis peegeldab kohaliku piirkonna eripära koos kohalike maavaradega. Tähelepanu tuleb samuti pöörata ka ülekande- ja jaotusvõrkude arengule, mis aitavad kaasa tootmisportfelli mitmekesistamisele. Arenenud riigid peavad jagama oma kogemusi ja arenenuid tehnoloogiaid nende riikidega, mis seisavad elektritootmistehnoloogiate arendamise valikute ees. Energiasektori maailma turuliidrid on kohustatud parandama suhet nõudluse ja tarbimise vahel, vähendama energiatarbimist ja võitlema globaalse soojenemisega.

3.2 Ülevaade uutest tehnoloogiatest elektritootmises

Taastuvate energiaallikate kasutamine on kujunenud viimase kümne aasta uueks trendiks. Järgnevalt keskendume taastuvatest energiaallikatest elektritootmisele ja tehnoloogiatele. Modernsetes elektrisüsteemides toodetakse suurem osa elektrist tuulest ja päikeseenergiast. Termodünaamilist protsessi energia tootmiseks on vaja eelkõige süsteemi tasakaalustamiseks ja reservvõimsuste olemasoluks.

Bilansi- ja varuvõimsused peavad olema paindlikud ja dünaamilised kuna taastuvatest energiaallikatest elektritootmine on väga muutlik ja puudub reguleerimise võimalus. Tänapäeva ja varem ehitatud elektrisüsteemid pole olnud selliste koormuste jaoks projekteeritud. Et saavutada vajaliku võimsuste olemasolu, on vajalik lisada süsteemi uusi paindlike tootmisühikuid. Selline paindlik tootmisühik on leitud näiteks koostootmisjaamade näol, mis toetub kolmele põhielemendile: töötamise paindlikkus, energia kasutamiseefektiivsus ja kütuse paindlikkus, millega on tagatud elektrisüsteemi stabiilsus.

Taastuvate energiaallikate rahvusvahelise olukorra raport [30] annab teada, et taastuvad energiaallikad annavad hinnanguliselt 19% kogu maailma energia tarbimisest aastal 2012 ja on jätkanud kasvu ka aastal 2013. Seejuures moodustasid aastal 2012 modernsed taastuvad energiaallikad 10%, ülejäänud (hinnanguliselt veidi üle 9%) olid biomassi kasutavad elektritootmistehnoloogiad. Soojust toodeti modernsetest taastuvatest energiallikatest

hinnanguliselt 4,2% kogu lõpptarbimisest; hüdroenergiast 3,8% ja hinnanguliselt kokku 2% päikeseenergiast, tuulest, maasoojuse biomass ja biokütustest.

Biomass

Biomassi nõudlus on järjepidevalt kasvanud nii soojuse kui elektritootmisel. Biomassi energia kogu primaarnõudlusest on saavutanud umbes 57 eksadžauli (EJ) taseme aastal 2013, millest ca. 60% moodustas traditsiooniline biomass ja ülejäänud oli moderne bioenergia (tahked, gaasilised ja vedelad kütused). Globaalsed bioenergia võimsused on kasvanud hinnanguliselt 88 GW-ni. Biomassielektrienergia tootmine ületas 400 teravatt tundi (TWh) aasta jooksul, s.h. elekter toodetud koostootmisjaamades (CHP) [30]. Nõudlus kaasaegse biomassi järele on kasvatanud rahvusvahelist kauplemist tahkete biokütustega, s.h. puu pelletitega. Uusi elektrijaamu, mis kasutavad progressiivset toiduks mittekasutatavate biomassstoorainetest toodetud biokütust, on ehitatud Euroopasse ja Põhja-Ameerikasse. Vaatamata sellele on üldine investeerimise tase uutesse biokütust kasutavate jaamadesse jätkuvalt langenud peale 2011 aasta kõrgtaset. Vastavalt [31] on investeeringud biomassi ja jäätmetesse alustanud kasvu alates 2006 ja tõusnud 2011 aastaks 15,5 miljardini dollarini, kuid langenud aastal 2012 11,1 miljardi dollarini ja aastal 2013 8 miljardi dollarini.

Maa soojusenergia

Otsene maa soojusenergia kasutamine – kuumaveevannide ja basseinide, ruumide kütmiseks ja põllumajanduses kui ka tööstuslikes protsessides – on hinnatud aastas üle 300 petadžouli (PJ), kuid kasv ei ole pidev. Ligi 530 MW uusi maa soojusenergia võimsusi elektri ja soojuse tootmiseks paigaldati aastal 2013. Arvestades seadmete uuendamist moodustas puhas kasv 455 MW, suurendades koguinstitallitud võimsusi 12 GW-ni. Seega 4% line netokasv võrreldes 3% keskmise aastase kasvuga ajavahemikul 2010-2012 [30]. Valitsused ja tööstused jätkavad püüdlust tehnoloogilise innovatsiooni järele, et tõsta konventsionaalsete maa soojusenergia allikate efektiivsust. Samaaegselt on madala temperatuuridega väljade kasutamine elektriks ja soojuseks jätkuvalt laienenud suurendades maa soojusenergia kasutamist väljaspool kõrge temperatuuri piirkonda. Vastavalt [31] on uued investeeringud maa soojusenergiasse näidanud pidevat kasvu aastast 2005 1,0 miljardist dollarist 3,7 miljardi dollarini aastal 2011, kuid on langenud 1,8 miljardi dollarini aastal 2012 näidates siiski uuesti kasvu aastal 2013 2,5 miljardi dollarini.

Hüdroenergia

Globaalne hüdroenergia tootmine aastal 2013 on hinnatud 3,750 TWh-le. Ligi 40 GW uusi hüdroenergia võimsusi ehitati aastal 2013, suurendades kogu võimsust ligi 4%, mis teeb kogu installeeritud võimsuseks ligi 1,000 GW [30]. Kõige rohkem võimsusi paigaldati Hiinas (29 GW), oluliselt on suurendanud oma võimsusi ka Türgi, Brasiilia, Vietnam, India ja Venemaa. Kasvav tööstus on viimastel aastatel olnud suhteliselt stabiilne, toetudes põhiliselt Hiina kasvule. Olemasolevate hüdrojaamade moderniseerimine kasvab rahvusvahelisel turul. Mõned riigid näevad tulevikku väiksemate veehoidlates ja multi-turbiinidega läbijooksuvee projektides. Siin on samuti olemas suurenev tunnus kindla hüdroenergia potentsiaali suhtes, täienduseks teistele taastuvatele energiallikatele, nagu muutuv tuule- ja päikeseenergia. Vastavalt [31] on suured hüdrojaama projektid suurusega rohkem kui 50 MW järgmine oluline osa taastuvate energiallikate arengul aastal 2013. Vähemalt 20 GW võimsusi on hinnanguliselt kasutusele võetud aastal 2013, mis teeb investeringute suuruseks ligikaudu 35 miljardit dollarit. Väikeste hüdrojaamade korral näeb sama allikas ette languse kuni 5,1 miljardini dollarini kõrgtasemest 7,2 miljardit dollarit aastal 2008.

Ookeani energia. Laineteenergia

Maailma ookeanienergia võimsused - põhiliselt tõusu ja mõõna tootmine oli aasta 2013 lõpuks ligikaudu 530 MW [30]. Tuleviku kommertslike projektide ettevalmistustööde käigus on aastate jooksul püstitatud mõned tootmisühikud testide tegemiseks. Suurbritannias ja Prantsusmaal on viiteid võimsuste olulisele kasvule lähitulevikus, mis on tingitud asjaosaliste tööstuste huvist ja valitsuse toetusest. Põhitegijad jätkavad oma positsioonide kindlustamist ookeanienergia sektoris läbi strateegilise koostöö arendamise ja tehnoloogia arendajate üleostmise teel. Eesti seisukohalt ei tule ookeanienergia arendamine päevakorda riigi asukoha ja olemasolevate projektide suurte kulude tõttu.

Päikesepaneelid (PV)

Päikesepaneelide turg oli rekordiline aastal 2013. Lisandus rohkem kui 39 GW uusi võimsusi, mis suurendades koguvõimsuse 139 GW-ni [30]. Hiina tegi läbi muljetavaldava kasvu lisades ligi kolmandiku uutest võimsustest. Hiinale järgnevad Jaapan ja USA. Päikesepaneelid on mõnedes riikides, eriti Euroopas, leidmas olulist kohta elektrienergia tootmises kuna madalad hinnad avavad uued turud Aafrikas, Lääne-Ameerikas ja Lähis-Idast kuni Aasiani. Huvi päikesepaneelide vastu on jätkuvalt kasvamas nii firmade ja kui ka eratarbija poolt. Tootmismahud on vaatamata sellele väljakutseks mitmele ettevõttele, põhiliselt Euroopas. Tööstus alustas laienemist aastal 2013. Tänu sellele moodulite hinnad stabiliseerusid ja

tootmishinnad jätkasid langust. Päikesepaneelide efektiivsus on tehnoloogia arenedes järjepidevalt suurenenud. Paljud tootjad on alustanud uut tootmise laiendamist, et rahuldada kasvavat nõudlust.

Päikese soojuselektri jaam

Maailma päikese soojuselektri jaamade võimsus kasvas ligi 0,9 GW (36%) aastal 2013 ja saavutas koguvõimsuseks 3,4 GW [30]. USA ja Hispaania on jätkuvalt turuliidrid. Samas on jätkunud nihkumine arengumaade suunas, kus on tegemist suure koguse päikesepaistega. Liiderturgude taga on võimsused peaaegu kolmekordistunud uute projektidega Araabia Ühendemiraatides, Indias ja Hiinas. Tekkinud on suurenev kogus hübriidpäikeseelektri jaamade süsteeme, sest soojusenergia salvestamine omab jätkuvalt olulist tähtsust. Tehnoloogia on laienenud uutele turgudele ja globaalne kasv säilitab oma trendi. Ümberhinnatud prognoosid ja päikesepaneelide turu konkurents mõnedes riikides on sundinud mitmeid ettevõtteid oma jaamade tööd sulgema. Trend suurte jaamade mastaabisäästu suunas on säilinud. Disaini ja tootmistehnika areng on vähendanud üldisi kulutusi jaamade ehitusele ja käidule.

Tuuleenergia

Rohkem kui 35 GW tuuleenergia võimsusi oli lisatud aastal 2013 saavutades kogu tulemuseks 318 GW [30]. Peale mitme rekordilise aasta möödumist oli turg vähenenud ligi 10 GW võrra võrreldes aastaga 2012. See statistika peegeldas põhiliselt sügavat langust USA turul. Kuigi Euroopa Liit on jätkuvalt turuliider koguvõimsuste osas on Aasia tegemas suuremaid pingutusi ja üle võtmas juhtimist aastal 2014. Uued turud on jätkuvalt kerkimas kõikides piirkondades ja esmakordselt on Lõuna-Ameerika esitlemas uute võimsuste lisandumist [30]. Avamere tuuleparkidel oli rekordaasta. Aasta jooksul lisandus 1,6 GW uusi võimsusi, millest peaaegu kõik tuulikud pandi üles EL-s. Samal ajal varjavad rekordväärtused enda taga venitamist poliitiliste otsuste ebakindluse osas ja projektide katkestamise või võimsuste kärpimist.

Tuuleenergia tööstus seisab jätkuvalt langeva hinnasurve väljakutse ees. Suurenenud on konkurents turbiini tootjate vahel, mida tihendab ka kohaline konkurents madala gaasihindadega turgudega, poliitikute toetuse langus karmide majanduslike olude tõttu ja majanduslangus võtmeturgudel. Samal ajal langevad kapitalikulud ja tehnoloogiline areng on suurendanud tuulikute võimsust muutes tuulejaamade kulutusi võrreldes fossiilsete kütustega konkurentsivõimelisemaks. Avameretuulikute tööstus on liikumas üha rohkem kaldast eemale

sügavamatesse vetesse luues uusi vundamentitüüpe ja nõudes uusi kompleksemaid ehituslaevu [32].

Investeeringud tuuleenergiasse on näidanud pidevat kasvu alates aastast 2004 tõustes 14,5 miljardilt dollarilt 94,8 miljardi dollarini aastal 2010, kuid on langenud aastal 2013 80,1 miljardi dollarini [31].

3.3 Investeeringud ja marginaalkulud pika ja lühiaja perspektiivis

Antud peatükk põhineb suuremalt jaolt Rahvusvahelise Energaagentuuri IEA uuringu andmetele [12], milles on läbi viidud globaalne analüüs toetudes 21 riigi poolt esitatud 190 elektrijaama kuludele.

Tehnilis ja majandusalased uuringud nagu [12], [9], [30] ja teised sarnased uuringud näitavad, et on teatud punkte erinevat tüüpi tehnoloogiate osas, mis piiravad investeeringu ja marginaalkulu põhjalikku analüüsi. Esimeseks oluliseks punktiks on andmete suur hajusus. Kulud erinevad riigiti üksteisest suurelt. Kohati tuleb sama piirkonna osas täheldada olulist andmete erinevust ühesuguste jaamatehnoloogiate kulude osas. Seega on võimatu teha üldistusi kulude kohta nii kohalikul kui ka piirkondlikul tasandil. Isegi suurtes riikides (Austraalia, USA, Hiina, ja Venemaa) on suured kulude erinevused, mis sõltuvad kohalikest tingimustest (ligipääs kütustele, taastuvate energiaallikate olemasolu, erinevad turegulatsioonid). Taastuvate energiakandjate andmed esitavad suure väljakutse kuna väga suur hulk tehnoloogiaid on esitatud erinevalt (lähteaine, energia muutmise, jaotamine) ja jaotatud iseloomuga. Mõnedes riikides on võimalik täheldada struktuuri puudumist taastuvavatest energiallikatest soojuse tootmisel (nagu päikesekollektorite kasutamine vee soojendamiseks), mis on samuti energia kasutuse efektiivsuse mõõt ja need arengud ei ole sünkroniseeritud teiste taastuvate energiaallikate andmetega. Võimsus ja väljundi info keskküttesoojuses, võrgus-väljas elekter ja teised hajutatud rakendused on sageli mitte sünkroniseeritud teiste taastuvate andmetega või on arvestatud teisiti.

Teine lahknevus on andmete kvaliteedi hindamises ja laiaulatuslikus tootjate erastamises ning elektriturude liberaliseermises suuremas osas riikides, kus esineb piiratud ligipääs kommertsliku ehk tundliku tootmiskulude info juurde. Sellega seoses kirjeldavad autorid reeglina [12], [9], [30], et andmed toetuvad kogemusele, avaldatud uuringutele või tööstuslikele analüüsile.

Järeldused on tehtud toetudes taastuvate energiaallikate kaalutud elektritootmiskuludele EUR/MWh [12], (Tabel 3.1). Arvutused toetuvad keskmise ühikkulu meetodile. Kõik esitatud andmed on taandatud normaaltasemele, s.t. kulu MW kohta, MWh või aastased kulutused.

Tabel 3.1 Taastuenergia tehnoloogiad. Kaalutud elektritootmiskulud, EUR/MWh [33]

Tehnoloogia	Riik	Netto Võimsus, MWe	LCOE	
			5%	10%
			EUR/MWh	EUR/MWh
Päikese paneelid PV (avatud piirkond)	Saksamaa	0,5	207,12	299,04
Päikesepaneelid PV	Tšehhi	1	267,16	415,66
Päikesepaneelid PV	Prantsusmaa	10	194,90	263,94
Päikesesoojusenergia	USA	100	143,60	220,12
Suur hüdroseadmed	Tšehhi	10	157,51	312,34
Suur hüdroseadmed	Rootsi	70	50,38	94,99
Väike hüdroseadme	Austria	2	33,06	62,95
Väike hüdroseadmed	Tšehhi	5	106,11	203,39
Maismaatuulik	Saksamaa	3	71,95	97,21
Maismaatuulik	Tšehhi	15	99,18	149,04
Maismaatuulik	Prantsusmaa	45	61,34	82,67
Avameretuulik	Belgia	3,6	127,98	177,34
Avameretuulik	Holland	5	87,53	133,64
Avameretuulik	Prantsusmaa	120	97,71	132,42
Avamere tuulik	Saksamaa	300	93,80	127,00
Maasoojusenergia	Tšehhi	5	112,05	183,55
Maasoojusenergia	USA	50	22,09	31,80
Biomass	Brasiilia	10	52,86	69,77
Biomass	Holland	20	88,32	105,54
Lainete(Ookean)energia	Rootsi	1.000	114,75	152,42

Eelmiste lõikude kinnituseks, kus kirjeldasime, et erinevatest allikatest saadud sama tehnoloogia andmed erinevad oluliselt, siis näiteksmaa soojusenergia kasutamine Tšehhis ja USA-s omavad LCOE vahemiku 22 kuni 112 EUR/MWh arvestades 5% diskontomäära.

Kui vaatame tabeli infole üldise pilguga, võime väita, et taastuenergia allikatest kõige kulukamad on päikese- ja laineteenergia-tehnoloogiad. Samas suured hüdrojaamad, maa soojusenergia, avamere kui sisemaa tuulepargid ja biomass omavad madalat kaalutud ühikkulu LCOE-d.

Vastavalt uurimusele [12] oli tehtud järeldus, et maismaa tuuleenergia on potentsiaalselt konkurentsivõimeline põhilistele elektritootmistehnoloogiatele. Toetudes antud andmetele võib öelda, et antud trend on loodud valitsuste suurel toel. Maismaa tuuleenergia on sulgemas

veel olemasolevat, kuid kaduvat konkurentsivõimelisuse tühimikku. Tuuleparkide nõrkuseks on tuule muutlikkus ja raskusi ette ennustamisega, mis võivad süsteemi kulud muuta suuremaks kui jaama kulud, mis on seotud geograafiliste eriarasustega ja teiste tehnoloogiate vajadusest võrgut olemasolust. Avamere tuulepargid ei ole hetkel konkurentsivõimelised traditsiooniliste konventsionaalsete elektrijaamadega või tuumajaamadega. Paljud taastuvad energiaallikad on veel arengustaadiumis ja kapitalikulud on võimelised järgmise kümne aasta jooksul märgatavalt langema. Nii taastuvate energiaallikate kui ka tuumaenergia tugevuseks on püsivad muutuvkulud peale jaama ehitamist.

Vastavalt [30] oli aastal 2013 investeeringute koguväärtus taastuvatesse tootmistehnoloogiatesse (arvestamata hüdrojaamu >50MW) ligi 214,4 miljardit dollarit vähenedes 2012 aasta 234 miljardi tulemuselt väiksemate tootmiskulude ja poliitilise ebakindluse pärast. Kui võrrelda koguinvesteeringuid fossiilsetel kütustel põhinevatel tehnoloogiate võimsustega siis aastal 2012 aastal oli see 309 miljardit dollarit ja 2013 aastal langenud 270 miljardi dollarini. Antud andmete võrdlemisel näeme, et investeeringud taastuvatesse energiaallikatesse ja fossiilsete kütustesse on langenud vastavalt 18% ja 13%. Tuleb siiski tõdeda, et fossiilsete kütuste investeeringute korral suurem osa resurssidest on läinud olemasolevate söe-, õli- ja gaasijaamade asendamiseks ja ainult 103 miljardit dollarit on läinud uute võimsuste lisamisele. Võrdluseks taastuvate energiaallikatega on peaaegu kogu investeeringud läinud kasutatud võimsuste uuendamiseks. Arvestades ainult netoinvesteeringuid aastal 2013 olid taastuvad energiaallikad investeeringute poolest uutesse võimsustesse neljandat aastat järjest esimesed. Võttes arvesse investeeringuid hüdrojaamadesse suurusega >50MW oli globaalne investeeringute maht taastuvatesse energiaallikatesse ligi kaks korda suurem investeeringutest fossiilsetesse kütustesse kasutatavatesse tehnoloogiatesse aastal 2013 [30].

3.4 Taastuvate energiaallikate toetuskeemide ülevaade

Tänapäeval on toetuskeemid taastuvatest energiaallikatest elektritootmisele kasutusel rohkem kui 75 riigis üle maailma ja pakuvad palju erinevaid võimalusi poliitiliste eesmärkide saavutamisel [34]. Vastavalt peatükis 2 saadud tulemustele on toetuskeemide mõju investeerimisotsuste tegemisel ülisuur kuna need on kriitiliselt tähtsad, et taastuvatest energiaallikatega tegelemine oleks tasuv. Antud peatüki põhieesmärk on uurida põhjalikumalt olemasolevaid taastuvenergiaallikate toetuskeeme. Toetuskeemide üle käivad parlamendis

kuumad debatid, mille tulemusena kavatsetakse vähendada taastuvate energiaallikate kasutamisest põhjustatud kulu lõpptarbijale.

Toetuskeemide kasutuselevõtt Eesti elektriturul on selgitatav vajadusega saavutada EL püstitatud nõudmisi elektri tootmisel ja turu liberaliseerimisel. Kuigi põlevkivist toodetud elekter on pikas perspektiivis kallis (arvestades vajadusega investeerida vananenud varustusse, saastetasud ja kasvuhoonegaaside emissioon) on lühi-aja perspektiivis põlevkivist toodetud elekter küllaltki konkurentsivõimeline. Koos vajadusega arendada taastuvenergiaallikaid ja efektiivset koostootmist ning pakkuda konkurentsi olemasolevatele elektrijaamadele on innukalt sisse viidud toetuskeemid, et meelitada energiasektorisse uusi investoreid.

Eestis kehtivad kahte tüüpe toetuskeeme taastuvenergiaallikatele.

- **Premium tariif.** Jaamade käitajad võivad müüa taastuvatest energiaallikatest toodetud elektrit avatud turul ja saada lisaks turuhinnale boonust
- **Investeeringu toetused** on loodud eesmärgiga arendada tehnoloogiat ja vajalikku infrastruktuuri elektritootmisele taastuvatest energiaallikatest

Premium tariifi on võimalik kasutada kõigi taastuvelektritootmistehnoloogiate korral.

Investeeringu toetus on tagatud kui:

- Ehitatakse ja rekonstrueeritakse CHP jaamu ja nendega seotud infrastruktuuri
- Arendatakse vajalikku tehnoloogiat biomassist energia tootmisel
- Arendatakse energia tootmist tuulest.

Elektrituruseadus - ELTS

Kõik taastuvad elektritootmistehnoloogiad omavad potentsiaali töösse võtmiseks, kuigi mõned tehnoloogiad nõuavad teatud nõuete täitmist.

Tuuleenergia jaoks on määratud järgmised piirangud.

1. Tariifi skeem kaotab oma jõu, niipea kui jooksva aastal on juba kokku 600 GWh elektrit tuulest toetatud. Aastane kogu toetusmaht on 76 694 000 eurot (§ 59.1 lõige 5, 6 ELTS).
2. Toetuskeemid ei rakendu kui jaam on saanud riigilt juba muid investeeringu teotusi sama jaama tarbeks (§ 59.1 lõige 2.3 ELTS).
3. Ei rakendu elektrijaamade omatarbe kohta.

Biomassi kasutamise korral rakenduvad toetuskeemid ainult kõrge efektiivsusega koostootmisjaamade korral ja mittekonventsionaalsete soojuselektrijaamade korral.

Kogus: toetuse suuruseks on 0,537 EUR/kWh kohta ja on kõigi tehnoloogiate jaoks sama (§ 59 lõige 2 no. 1 ELTS). Sellele vaatamata koostootmisjaamad, mis on väiksemad kui 10 MW ja kasutavad kütusena prügi, turvast, või põlevkivigaasi saavad toetust suurusega 0,032 EUR/kWh (§ 59 lõige 2 no. 2 ELTS).

Lõppkokkuvõttes kulud, mis tekkivad premium-tariifis kannab lõpptarbija, kes on kohustatud tasuma taastuenergia tasu osana oma elektriarest. (§ 59.2 lõige 1 ELTS) [35].

Investeeringu toetused taastuenergia koostootmisjaamade rekonstrueerimiseks.

EL-i regionaalarengu fondid ja riiklikud fondid on loodud investeeringute toetamiseks infrastruktuuri ja tehnoloogiasse, et suurendada elektri tootmist taastuvatest energiaallikatest. Tänu antud skeemile on investeeringuteotused võimaldanud taastuenergiat töötavate koostootmisjaamade rajamise ja katlamajade rekonstrueerimise ning vajalikku infrastruktuuri loomise, et vajadusel ümber ehitada need taastuenergiat tootvateks jaamadeks (kasutatav biosoojusenergia, biogaasi ja biomassi puhul)

Kokku on võimalik sõltuvalt toetuse olemusest saada toetust 32 000 ja 23,2 miljoni euro vahel. (§ 9 lõige 1-2 Investeeringu saamise tingimused).

Toetused on saadaval Euroopa struktuurifondidest [35].

Investeeringutoetused bio-energia toetuseks

Investeeringutoetused bioenergia kasutamisel farmeritele.

- Energiataimede kasvatamisele
- Biomassi kasutamisele soojuse, elektri ja kütuse tootmiseks.
- Vajaliku infrastruktuuri ehitamise toetamine kahele eelnimetatud punktile (§ 5 lõige 1, 2 Investeeringu toetused bio energia tootmisele)

Farmerite investeeringute toetuskeemid bioenergia kasutamise toetuseks katavad kuni 40% vajaminevast investeeringust.(Erandjuhtudel kuni 60% vajaminevast kuludest) Maksimaalne kogumaht taotleja suhtes on kuni 512 000 eurot (§ 8 lõige 1-8 Investeeringute toetused bio-energia tootmisel)

Toetused on finantseeritud Euroopa Põllumajanduse Arengu Fondi ressursidest [35].

Investeeringute toetused tuuleenergia tootjatele.

Tuuleenergiatootjate investeeringute toetuse määraks on 3,2 kuni 20 miljonit Eurot sõltuvalt projekti mahust (§ 8 Investeeringu toetused tuuleenergia tootjatele)

Programm on finantseeritud läbi Rohelise investeeringu skeemi kohalike valitsuste resurssidest vastavalt lubatud koguste müügile [35].

Hiljuti oli Eesti Valitsuse poolt tehtud ettepanek teotusskeemide kärpimiseks, mis ajendas energiaettevõtteid väljendama muret pakutud ettepaneku suhtes ja avaldati kartust, et Eesti võib kokku puutuda mitmete probleemidega oma roheliste eesmärkide saavutamisel.

Teotusskeemide ülevaatamised peaksid puudutama eelkõige uusi taastuvenergiaallikate projekte, mille arendajad oleks võimelised uutele turutingimustele reageerima ja need, kes alates 2007 on investeerinud koos teotusskeemide arvestusega, peaks jätkuvalt saada toetust kogu perioodi vältel, mis moodustab 12 aastat alates toetuse rakendumisest. Toetusskeemide määramine vajab aga pikemat analüüsi ja arutamist riiklikul tasemel arvestades ka arendajate huvisid.

4 Erinevate tehnoloogiate potentsiaali analüüs

Järgnevas peatükis antakse infot tarbimise muutumise kohta aastani 2030 ja kirjeldatakse elektritootmisportfelli jaotuse valiku olulisust. Uuritakse kulude jaotust erinevate koormustegurite juures, kus kasutatakse aastase tulu tagastuse meetodit (*annual revenue requirement ARR*). Erinevaid potentsiaalseid tehnoloogiaid võrreldakse kaalutud elektritootmiskulude meetodil (*levelized cost of electricity -LCOE*). Arvutustes on arvestatud CO₂ hinda ja on uuritud selle mõju elektritootmiskuludele.

Vaatluse alla võetud elektritootmistehnoloogiate andmed on kogutud avalikult kätte saadavatest allikatest [36], [37] ja on kokku võetud Lisas 1 ja Lisas 2.

4.1 Elektritarbimise prognoos aastani 2030

Eesti elektritarbimise kasv jääb aastas keskmiselt 1,1% juurde, olles ligikaudu samal tasemel Euroopa Liidule prognoositud keskmise kasvuga (0,4-1%). Viimaste aastate statistika on näidanud, et üldine elektritarbimine näitab küll kasvutrendi, kuid samas on elektrisüsteemi tipukoormused viimasel kümnendil püsinud sisuliselt muutumatult, jäädes 1500 ja 1600 MW vahele. Sellegipoolest tuleks arvestada, et tarbimise kasvust tulenevalt on oodata ka mõningast tipukoormuse kasvu. Tipukoormuste prognoosivahemik aastani 2031 on toodud Tabelis 4.1 [38].

Tabel 4.1 Elektri tiputarbimise prognoos aastani 2031 [38]

Aasta	Aastane tarbimine, TWh	Tipukoormus, MW
2015	8,5	1515
2016	8,6	1527
2017	8,7	1539
2018	8,8	1548
2019	8,9	1560
2020	9,0	1571
2021	9,1	1582
2022	9,2	1594
2023	9,3	1605
2024	9,4	1616
2025	9,5	1628
2026	9,6	1639
2027	9,7	1650
2028	9,8	1660
2029	9,9	1671
2030	10,0	1681
2031	10,1	1698

Tabelist 4.1 selgub, et eeldatav tipukoormus aastal 2020 jääb 1600 MW piiresse ja aastal 2030 1700 MW piiresse. Antud hinnang on ligikaudne ja vajab järgmistel aastatel jälgimist, sest viimaste aastate kogemused näitavad, et tegelik kasv on prognoositust väiksem. Erinevust saab peaaesjalikult seletada valitsevate soojemate ilmastikuoludega [38].

Arvestades prognoosist saadud elektritarbimise hulka, on võimalik tuletada see miinimum, mis on vajalik tarbimise katmiseks. See tähendab, et riigisisese varustuskindluse tagamiseks tuleb aastal 2020 omada tootmisvõimsusi vähemalt 1728 MW ja aastaks 2030 1849 MW. Antud võimsused on määratud süsteemioperaatori varustuskindluse nõuetest, mis näevad ette igal ajahetkel 110% tootmisvõimsuste olemasolu. Arvestades analüüsi [38] on Eesti Energia Narva Elektriijaamade võimsus piisav, et katta 2023 aasta 31. detsembrini kodumaine elektrinõudlus koos piisavate võimsusvarude olemasoluga. Pärast 2023.-ndat aastat suletakse suur osa olemasolevatest toomisseadmetest Eesti Energia Narva Elektriijaamades, kuid arvestades elektriühendusi ja tootmisvõimsust regionaalsel elektriturul on tootmisvõimsusi piisavalt, et katta ka aastal 2030 Eesti –tarbimine [38].

Antud info põhjal selgub, et aastal 2030 valitseb riigisisest tootmisvõimsuste puudus ja Eesti on sõltuv oma naaberriikidest ning imporditavast elektrist. See on aga vastuolus poliitiliste eesmärkide ja süsteemioperaatori poolt seatud tingimusega tagada elektri varustuskindlus igal ajahetkel. Seega tuleb otsida uusi alternatiivseid elektritootmiseallikaid, et omada piisavalt riigisiseseid võimsusi.

Elektritootmistootmisportfelli hindamine

Uute elektritootmistehnoloogiate valikul on oluline lähtuda nii majanduslikest kui ka tehnilistest aspektidest. Elektritootmisportfell peab olema piisavalt hajutatud erinevate tehnoloogiate vahel samas pakkudes konkurentsivõimelise hinnaga elektrit tarbijale. Uute võimsuste valimisel tuleb kasutada igat tehnoloogiat võimalikult optimaalselt viies kasutamise seotud kulutused miinimumini.

Võimaliku elektritootmisportfelli optimaalset jagunemist on vaadeldud aastase tulu tagastuse meetodil. Kasutatud on Lisas 2 kirjeldatud tehnoloogiaid ja uuritud nende võimaliku võimsuste jagunemist. Sõeluuringu kõverate koostamisel on lähtutud kolmest sisendtegurist: püsikulud, muutuvkulud ja koormuse kestus (mis määrab tootmisühiku koormuse tegur – „capacity factor „(cf)). Tootmisühiku koormuse faktor cf on protsendiline näitaja, mis sõltub elektrijaama koormuse kasutamisest [39]. Väärtused on arvutatud iga tehnoloogia jaoks eraldi ja kandes kõverad ühisele teljele on võimalik määrata, kuidas tehnoloogia kasutamise kulud sõluvad kasutamistegurist.

Valem ARR jaoks on järgmine [39]:

$$ARR = \frac{FC}{cf} + VC \quad (4.1)$$

,kus ARR – aastane tulu tagastus (EUR/MWh)

FC – püsikulud (EUR/MWh)

VC – muutuvkulud (EUR/MWh)

cf – funktsioon koormusest (%)

Alginformatsiooni kogumisel on investeeringukulud toodud esile EUR/kW kohta. Ühikute teisendamiseks EUR/MWh kohta arvestades jaama eluiga ja diskontomäära tuleb teha teisendus vastavalt valemile (4.2) [39].

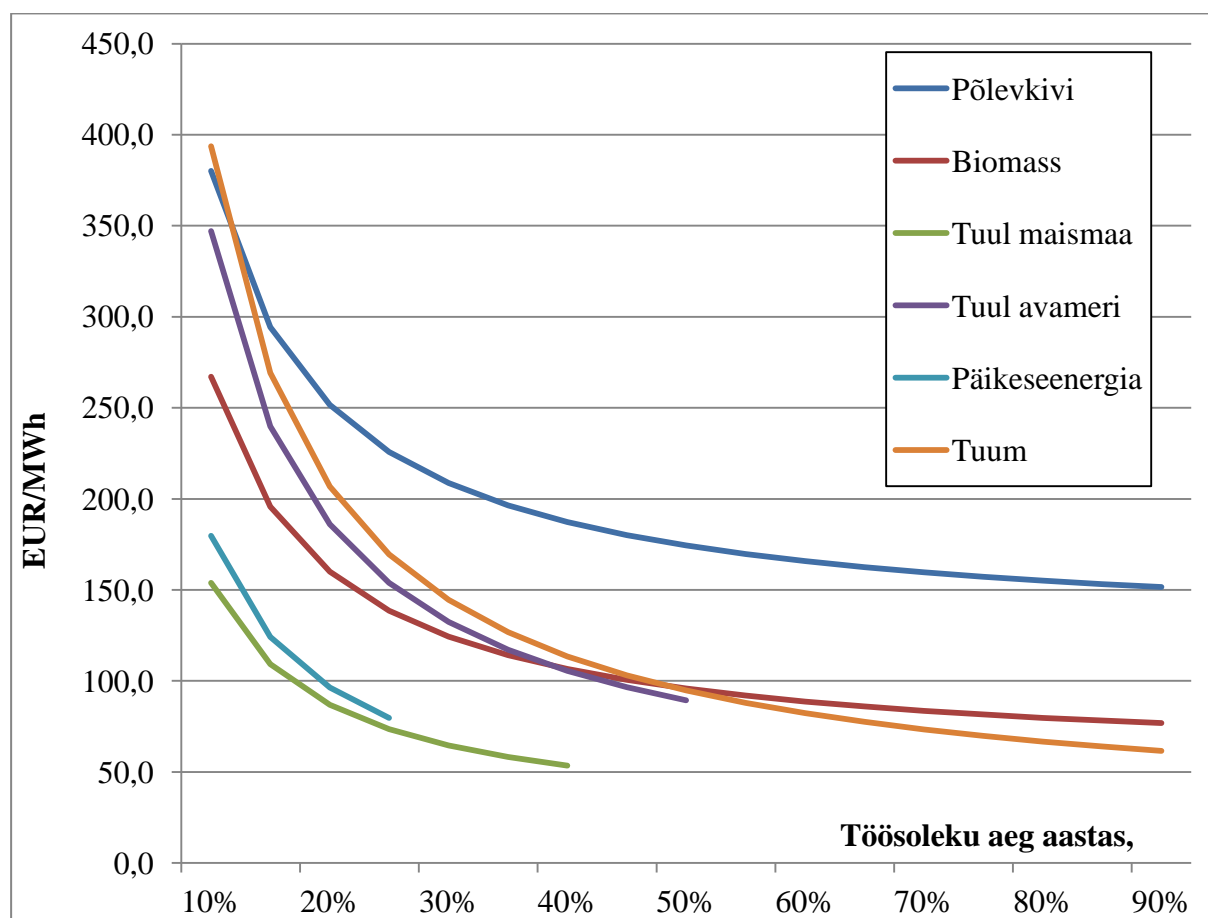
$$FC = \frac{r \times OC}{8760 \times (1 - e^{-r \times T})} \quad (4.2)$$

,kus r – diskontomäär (%)

OC – alginvesteering (EUR)

T – jaama eluiga (aasta)

Kasutades valemeid (4.1) ja (4.2) ja sisendandmetena Lisas 2 ülesloetud tehnoloogiad on tulemused kokku võetud graafiliselt joonisel 4.1.



Joonis 4.1 Elektritootmisportfelli optimeerimine aastase tulu tagastuse ARR kõverate alusel

Joonis 4.1 kujutab elektrijaamade kulude muutumist vastavalt nende koormuse kasutamisaajale. Antud kõverate uurimisel on võimalik hinnata, elektrijaamade kulude sõltuvust töökoormusest ja teha elektritootmisportfelli analüüs. Elektritootmistehnoloogiaid peab elektrisüsteemis kombineerima vastavalt kuludele ja koormuse katmise tüübile. Nagu selgub jooniselt 4.1 tuleks tipujaamana kasutada kiiresti reguleeritavaid biomassijaamu (optsoonina gaasijaamu), mille aastaseks kasutamiseks oleks ligi 0-6000 töötundi/a (gaasijaamade korral 0 – 3000 töötundi/a). Tipujaamade korral on kapitalikulud madalad, kuid

kütuse kõrge hinna tõttu ei ole ratsionaalne jaama pooltipu- ja baaskoormuse katmiseks kasutada.

Pooltipujaamaks tuleb valida alternatiivina, kas põlevkivi, biomassi või muul tehnoloogial elektritootmine, mille töökoormus oleks 0-5700 h/a. Tuleb valida võimalikult kulu efektiivne tehnoloogia, mis peab olema reguleeritava ja ette ennustatava iseloomuga.

Baaskoormuse katmiseks on kõige kõige õigem kasutada kõrge kapitalikuluga ja väikese kütusekuluga tuumajaamu. Nagu näitab joonis 4.1, muutub elektritootmine konkurentsivõimeliseks, kui jaam töötab töökoormusega alates 55%. Baaskoormuse katmisel on mõistlik kasutada tuumajaama, kasutusajaga alates 6500 töötundi/a.

Joonisel 4.2 on näidatud, et elektritootmisportfelli koostamisel on vaja välja selgitada, millise koormuse katmiseks tehnoloogia sisse viiakse, kas tipu-, pooltipu- või baaskoormuse katmiseks. Sellest tulenevalt on võimalik langetada süsteemi seisukohalt kulude optimeerimise otsust.

Järgnevalt on võrrelded Lisas 1 ja Lisas 2 toodud tehnoloogiate elektritootmiskulusi.

4.2 Kaalutud elektritootmiskulude (*levelized cost of electricity - LCOE*) arvutamine

Kaalutud elektritootmiskulude (*levelized cost of electricity -LCOE*) meetod annab võimaluse võrrelda erinevate tehnoloogiatega elektri jaama ja nende kulude struktuuri üksteisega. Põhiideeks on kõigi ehitus- ja käidukulude kokku arvestamine ja saadud väärtuse võrdlemine aastase elektritoodanguga, mis resulteerub LCOE-s ja EUR/kWh. On tähtis märkida, et antud meetod ei anna tegeliku ülevaadet ja omab vaid üldist iseloomu eesmärgiga teha erinevad tehnoloogiaid omavahel võrreldavaks. LCOE arvutus on tehtud puhasnüüdisajaväärtuse meetodi alusel, kus investeringukulutused ja rahavood käidust ja kulutused jaama eluea jooksul on arvatud toetudes diskontomäärale vaadeldud kuupäeva suhtes. Kõigi kulutuste väärtused on jaotatud läbi raha väärtustega elektri tootmisel.

Kaalutud elektritootmiskulude arvutamisel on kasutatud järgmist LCOE valemit [40].

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{t,el}}{(1+i)^t}} \quad (4.3)$$

,kus $LCOE$ – elektritootmiskulude kaalutud väärtus (*levelized cost of electricity*), (EUR/kWh)

I_0 – investeringukulud (EUR)

A_t - aastased kogukulud (EUR aastas t)

$M_{t,el}$ - toodetud elektrikogus vaadeldaval aastal (kWh)

i - realne intressimäär (%)

n - majanduslik eluiga (aasta)

t - eluea aasta (1, 2, ... n)

Aastased kogukulud on tuletatud elektri jaama tööks vajalike püsi- ja muutuvkuludest, hooldus-, käidu-, remondi- ja kindlustuskuludest. Võõrkapitali ja omakapitali on arvutamises kaasatud läbi kaalutud keskmise kapitali hinna (*weighted average cost of capital* - WACC) kasutades diskonteerimise tegurit (intressimäära). See sõltub omakapitali suuruselt, omakapitali tootlusest elektri jaama eluea jooksul ja laenukulu ja võõrkapitali kasutamisest.

Arvutuste lähteandmetena on kasutatud avalikult kättesaadavaid andmeid uuringutest [36], [37], kus on analüüsitud elektritootmistehnoloogiate investeringute suurust aastatel 2020 ja 2030. Andmed, mis on kasutatud arvutuste tegemisel on kokku võetud Lisas 1 ja Lisas 2. Kõik arvutused on tehtud Microsoft Excel 2007.

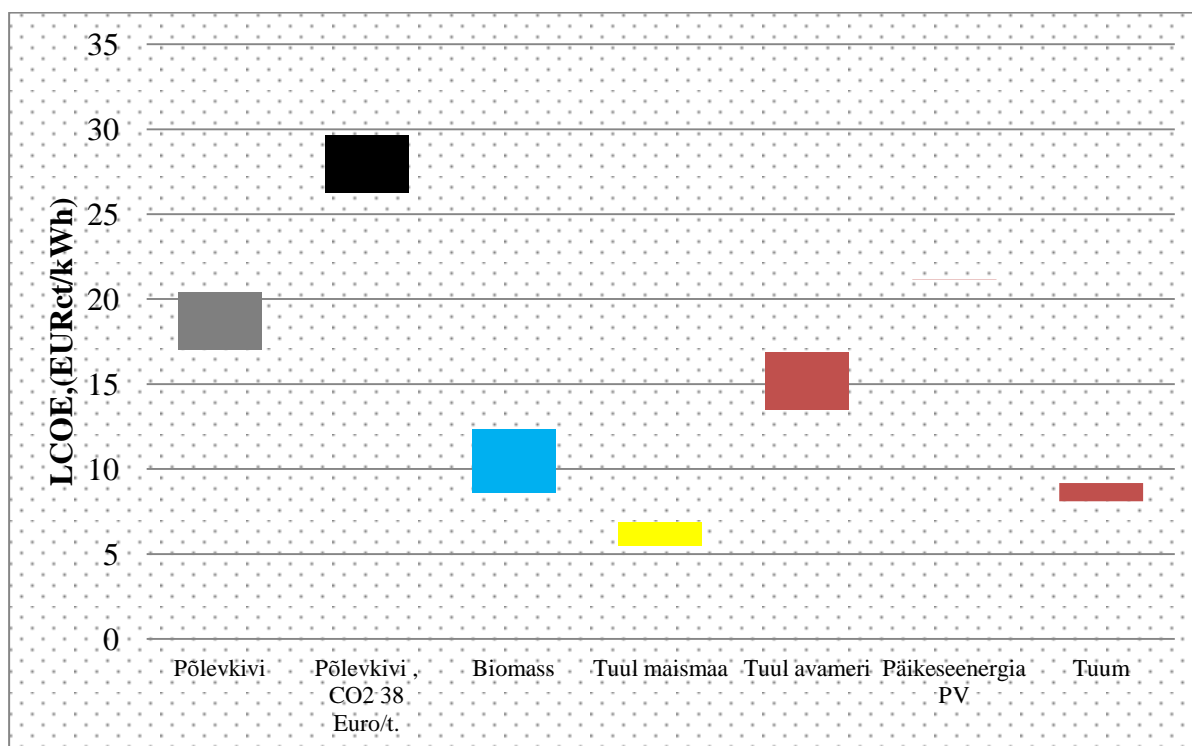
Arvutustulemuste paremaks graafiliseks esitamiseks on kasutatud 2 komplekti koormuse andmeid, mis erinevad iga tehnoloogia korral oma kasutamisteguri poolest. Esimesteks on võetud - miinimumid, madalad väärtused, on juhtumid, kui jaam töötab suure töökoormusega. Maksimumid, on jaama keskmise koormusteguri korral ehk vähema töötundide juures. Koormusteguri väärtused arvestavad iga tehnoloogia eripära.

Põlevkivist elektritootmise kulude määramisel on kasutatud sisendina kahte erinevat CO₂ hinda. Esimesel juhtumil, aastal 2020 on CO₂ hinnaks võetud 38 EUR/t ja aastal 2030 85 EUR/t.

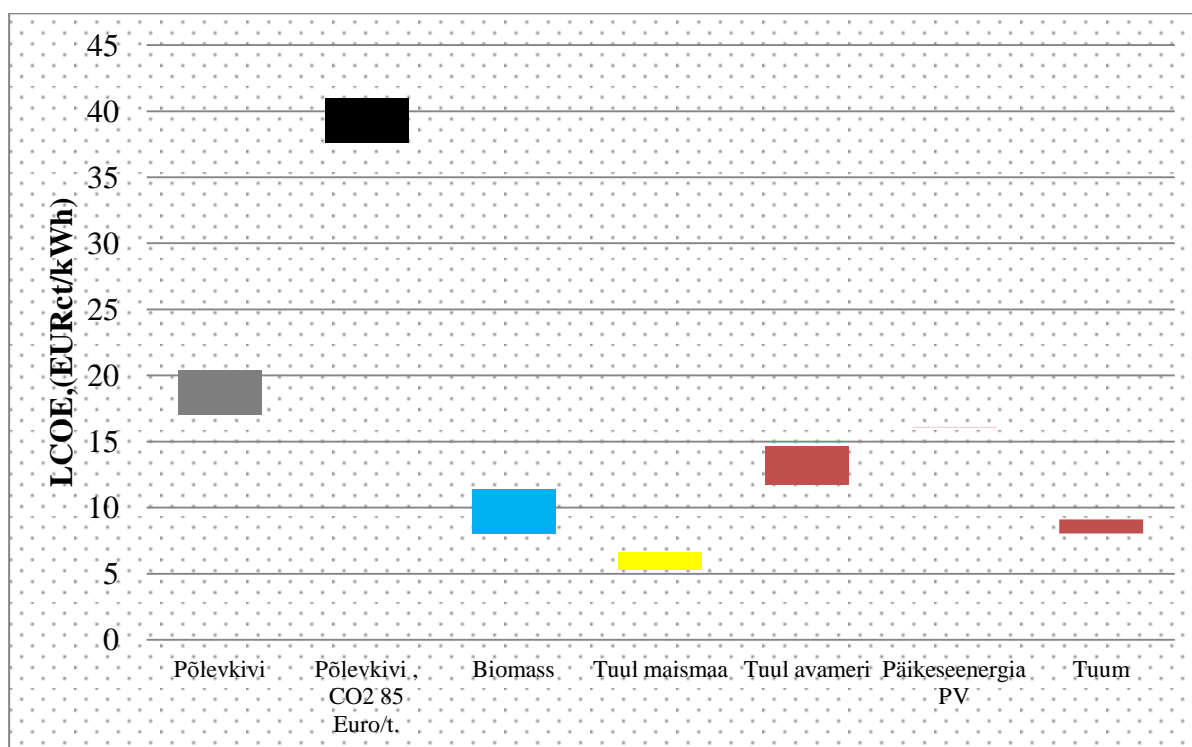
Analüüsi ülevaatlikuse säilitamiseks on arvutustulemused kokku võetud Lisas 1 ja Lisas 2 ja tehnoloogiate võrdlemiseks on kasutatud graafilisi jooniseid.

Arvutuse eesmärgiks ei ole tootmisvõimsuste kasutamise määramine, makromajanduslike otsuste tegemine ning teiste sarnaste uuringute tulemuste ümber lükkamine. Töö eesmärk on võrrelda erinevaid elektritootmistehnoloogiaid, mis omavad potentsiaali kasutamiseks Eesti tingimustes ja võrrelda antuid tehnoloogiaid elektritootmiskulude poolest.

Arvutuste tulemused on esitatud graafiliselt järgnevatel joonistel.



Joonis 4.2 LCOE kõrge ja madala koormusteguriga jaamade võrdlemine aastal 2020, EURct/kWh



Joonis 4.3 LCOE kõrge ja madala koormusteguriga jaamade võrdlemine aastal 2030, EURct/kWh

Järgnevalt tulemuste selgitamine elektritootmistehnoloogia kaupa:

Põlevkivi

Arvutustes on vaadeldud põlevkivist elektritootmise kahte juhtumit: esimesel korral on CO₂ hind jäetud arvestamata ja teisel juhtumil on arvestatud CO₂ hinda, vastavalt 38 EUR/t kohta aastal 2020 ja 85 EUR/t kohta aastal 2030. Arvutused näitavad, et põlevkivi elektritootmiskulu on suurim ka CO₂ hinda arvestamata ja lisades elektritootmiskuludesse CO₂ hind on elektritootmiskulu veelgi kõrgem. Aastal 2020 miimumkoormuse 3500 töötunni juures on LCOE väärtuseks 29,62 EURct/kWh ja aastal 2030 41,01 EURct/kWh, mis on oluliselt suurem teistest elektritootmistehnoloogiate kuludest. Põlevkivist elektritootmine on kulukas, mille peamiseks põhjuseks on tehnoloogia väike kasutegur, kõrged muutuvkulud ja keskkonnatasud. See kõik vähendab põlevkivi konkurentsivõimet. Avatud turu tingimustes ja CO₂ maksustamise korral on põlevkivist toodetud elektri hind kõrge ja seega ligipääs turule on piiratud.

Arvestades peatükis 3.1 kirjeldatud rahvusvahelisi poliitilisi arenguid ja AS Eleringi poolt tehtuid prognoose [38], siis tuleb lähtuda olukorrast, et aastal 2030 on oluliselt vähenenud põlevkivi tootmisüksusi ja olemasolevate võimsuste kasutamisel tuleb arvestada olulise saastetasude kasvuga, mis lisanduvad elektri lõpphinnale. Neid tingimusi arvestades võib eeldada põlevkivist elektritootmise olulist vähenemist ja selle asemel näiteks õli tootmise suurenemist.

Biomass

Konkurentsivõime poolest jääb biomassist elektritootmine aastal 2020 hindade 8,62 - 12,33 EURct/kWh ja aastal 2030 8,02 – 11,37 EURct/kWh vahele, mis on elektritootmiskulude poolest kolmandal kohal. Biomassil töötavad elektrijaamad loetakse taastuvatel energiaallikatel töötava tehnoloogia hulka ja on vabastatud keskkonnatasude maksustamisest. Elektritootmiskulud on määratud põhiliselt kapitali ja kütusekuludega.

Tänase päeva seisuga on suurimad biomassi koostootmisjaamad kerkinud Tallinna, Tartu ja Pärnu. Kokku on elektrilist võimsust installeeritud ligi 75 MW ja soojuslikku võimsust 150 MW. Taastuvenergia Koja poolt koostatud uuringust [37] selgub, et Tallinna kogupotentsiaal on veel täielikult kasutamata ja erinevatesse linnaosadesse oleks võimalik rajada veel kolm kuni viis 5-25 MW võimsusega jaama. Vanade katlamajade asemele tuleks rajada efektiivsemad koostootmisjaamad. Suurte keskuste kõrval omavad potentsiaali ka väiksemad soojuskoormusega asulad. Prognooside kohaselt oleks võimalik Eestisse rajada ligi 15 koostootmisjaama elektrilise võimsusega kuni 5 MW ja soojusliku võimsusega kuni 13 MW. Koos potentsiaalsete uute jaamadega on biomassi koostootmispotentsiaaliks hinnatud

linnadesse 300 MW ja tööstusesse 80 MW. Lisaks biomassile on võimalik väiksemates koostootmisjaamades kasutada ka biogaasi elektri ja soojuse tootmiseks. Eesti biogaasi potentsiaaliks on hinnatud kokku 137 MW-le [37]. Biomassi ja -gaasi kasutamine koostootmisjaamades suurendaks kütuste kasutamise efektiivsust ja vähendaks sõltuvust põlevkivielektriyaamadest.

Maismaa ja avamere tuulikud

Maismaa tuulikute LCOE jääb vahemikku 5,48 – 6,85 EURct/kWh aastal 2020 ja aastal 2030 5,27 – 6,59 EURct/kWh, mis teeb maismaa tuulikud potentsiaalselt kõige odavamaks elektritootmistehnoloogiaks nii aastal 2020 kui ka 2030. Avamere tuulikute elektritootmise ühikkulu on suurem. See on tingitud töö hulgast ja investeeringute suurest mahust. Arvutused näitavad, et aastal 2020 on LCOE 13,49 – 16,86 EURct/kWh ja aastal 2030 ainult 11,75 - 14,69 EURct/kWh, mis on määratud tehnoloogia arendamise ja tuulikute võimsuste optimeerimisega.

Eesti tingimustes on taastuenergia allikatest suurima potentsiaaliga tuuleenergia, mille kasutamine maailmas on viimaste aastatega jätkuvalt suurenenud. Samuti ka Eestis toimub aktiivne tuuleenergia kasutusele võtt. Eriti soodsad on tuuleolud ranniku- ja avamere- aladel. 2014 aasta detsembrikuu seisuga on Eestisse rajatud 302 MW tuulikuid [11] ja 2015 aasta lõpuks lisandub võimsusi veelgi. Tegemist on hetkel ainult maismaatuulikute ja avameretuulikute arendus veel käib. Võrreldes maismaatuulikute on avamerel seisvate tuulikute võimsus ja kasutegur suurem, mis võimaldab rohkem ja kauem kasutada tuuleenergiat. Suurimatest projektidest on hetkel arenduses 700 MW-ne Hiiumaa avamere tuulepark. Kokku on hinnatud avamere tuuleparkide potentsiaaliks 1550 MW ja maismaal 500 MW [37].

Piirangut tuuleenergia kiirele laienemisele seab Eesti elektrivõrk. Vastavalt Taani teadlaste poolt läbiviidud uuringule [41] on võimalik tänase päeva seisuga võrguga ühendada 900 MW koguvõimsusega tuulikuid ilma, et oleks vaja oluliselt piirata tuulikute tööd ning peaks ehitama kiirelt käivitatavaid tasakaalustavaid elektrijaamu

Suurte maismaa- ja avameretuulikute kõrval on võimalik kasutada ka väikeseid tuulikuid. Eestis loetakse väikeseks kuni 30 m kõrgusega ja 1,5-15 kW võimsusega tuulikut, mis on ettenähtud ühe kodumajapidamise elektriga varustamiseks. 1,5 kW-st väiksemaid tuulikud nimetatakse mikrotuulikuks. Väiketuulikute kasutuselevõtmisega tuleb arvestada tuuletakistuse olemasoluga (kõrged elamud, puud), mis suurendab turbulentsi ja koormab

liigselt tuuliku mehaanilisi osi. Samuti võib väiketuulikute kasutuselevtõtu mõjutada müra ja visuaalne mõju. Eesti oludes oleks võimalik installeerida ligi 30,5 MW väiketuuliku [37].

Päikeseenergia

Päikesepaneelid (PV) on maailmas tuuleenergia kõrval üks kiiremini laienevaid tehnoloogiaid. Eestis käib hetkel esimeste päikeseelektrijaamade rajamine, üks nendest on Võru projekt. Pilootprojekti suuruseks on 100 kW ja see on suurim omasuguste seas Baltimaades. Antud projektiga kavatakse koguda andmeid päikeseenergia kasutamise võimalustest Eestis. Taastuvenergia Koja hinnangute järgi [37] oleks Eestisse võimalik rajada ligi 60 MW võimsusi aastaks 2030.

Maailma mastaabis on põhiliselt päikesepaneelide võimsusi paigaldatud Euroopa riikidesse, kus valitsuste teotusskeemid on aidanud suuri arendusi, nagu näiteks Saksamaal ja Itaalias. Viimastel aastatel on täheldatud päikesemoodulite ja teiste komponentide kulude langust, mis on surunud elektritootmiskulud üha rohkem madalamale. See on põhiliselt ajendatud Hiina tootjate ülemvõimu poolt.

Antud töös tehtud arvutused näitavad, et elektritootmiskulud aastal 2020 on 21,15 EURct/kWh ja aastal 2030 16,07 EURct/kWh. Siit järeldub, et on oodata olulist kapitalimahukuse vähenemist, mis teeb antud tehnoloogia rohkem atraktiivsemaks. Samas päikesepaneelide arendamine Põhja piirkondades omab väiksemat potentsiaali kui Euroopa Lõuna piirkondades ja suuremahulist tööstuslikku arendamist ei ole ette planeeritud.

Sellele vaatamata on oluline ka edaspidine teadustöö päikesepaneelide arendamisel. Näiteks on vajalik uurida päikeseenergia tootlikuse sõltuvust tootmiskoha spetsiifilistest tingimustest, nagu näiteks kliima, mis võib tähendada suurt väljundi erinevust võrreldes suurima potentsiaalse võimsuse väljundiga.

Tuumajaamad.

Ühe elektritootmise alternatiivse allikana on Eestis arutatud ka tuumaenergia kasutamist. Tuumajaama projekti eest räägib oluline asjaolu, et tegemist on CO₂ vaba elektritootmisega. Tuumajaama rajamisega täidaks Eesti oma kohustused CO₂ kasutamise vähenemisele ja samas pakkudes atraktiivse hinnaga elektrit. Eesti otsib aktiivselt võimalusi tuumajaama projektis osalemiseks ja selliseks võiks olla näiteks Leedu Visaginase kavandatavas tuumajaama projektis osalemine. Praegu ei ole täpselt teada, millised on projektis osalemise tingimused ning kas tuumajaam tegutseb turupõhiselt või vajab toetusi. Otsus projektis osalemise kohta pole veel langetatud.

Vastavalt töös tehtud arvutustele on tuumajaama elektritootmiskulud vahemikus 8,09 - 9,17 EURct/kWh aastal 2020 ja aastal 2030 ilma olulise erinevuseta 8,03 - 9,09 EURct/kWh, mis paigutab tuumajaama kõigi tehnoloogiate võrdlemisel jagama kulude suuruse poolest teist kolmandat kohta. Tuumajaama kulude struktuur on määratud kõrgete kapitalikuludega. Käidu- ja kütusekulud on küllaltki madalad, mis teevad antud jaama tüübi sobilikuks just baaskoormuse katmiseks nagu oli näidatud joonisel 4.1. Jooniselt järeldub, et jaama tuleks käitada rohkem kui 80% aastast, millega kaasneb madal elektritootmiskulu.

Kui eiratakse kõiki keskkonnaga seotud küsimusi, mis tuumajaam endaga kaasa toob on antud tehnoloogia kasutamine majanduslikult tõhusaim.

Töös on jäetud käsitlemata, kuid potentsiaalse energiallikana võib kasutada ka Eesti piiratud vee ressursi nagu hüdrojaamad või pumphüdrojaamad.

Hüdrojaamad

Hüdroelektrijaamade resurss on Eesti tingimustes piiratud. Erinevate uuringute alusel peetakse võimalikuks potentsiaaliks ligi 30 MW võimsusi kui ehitatakse välja kõik mikrojaamad. Lisaks sellele on olemas, Narva jõe hüdroressurss (125 MW), kus peaks rahvusvahelise praktika kohaselt Eestile kuuluma kolmandik (40 MW), kuid praegu on see kõik Venemaa käsutuses [42].

Pump-hüdroakumulatsioonijaam

Eesti tipu- ja reservjaamade võimsusi tuleb tõsta vastavalt elektrimajanduse arengukavale. Sellest lähtuvalt on planeeritud Maardu lähedale rajada 500 MW võimsusega pump-hüdroakumulatsioonijaam [42]. Jaam peaks tulema arendatavasse graniidikaevandusse, kus ülemise veehoidlana kasutatakse merd ja alumise veehoidlana graniidikaevanduse kaeveõõd. Suure tarbimise ajal lastakse merevesi läbi turbiinide alumisse veehoidlasse ja öösel madala elektri hinna ajal pumbatakse alumine veehoidla taas tühjaks. Antud projekt on veel arenduses.

Analüüsidest olemasolevat taastuvenergia tootmisvõimsust ja taastuvatest allikatest elektri tootmise potentsiaali oleks Eestis praeguste andmete kohaselt võimalik toota kuni 5800 GWh rohelist elektrit. Tuuleenergiaga oleks praeguste võrguühenduste korral võimalik toota aastas ca 2000 GWh ja koostootmisrežiimil kuni 3800 GWh. See on ligikaudu pool Eesti prognoositavast elektritarbimisest aastal 2023 (11,4 TWh) [42].

Põhiline tootmisvõimsuste laienemine peab tulema läbi keskkonda säästvate tehnoloogiate. CO₂ maksustamine soodustab uusi tehnoloogiaid ja suurendab riigi tulusid, kuid kahjustab tarbijate huve läbi kõrgema elektrihinna. Otsides tõhusat segu erinevatest elektritootmistehnoloogiatest tuleb pöörata erilist tähelepanu tootmispiisavuse olemasolule või selle tagamisele koostöös teiste Läänemere piirkonna riikidega.

Antud peatükis arvatud tulemused tuleb kasutada ettevaatlikult ja erinevate tehnoloogiate potentsiaali tuleks veel täiendavalt uurida. Taastuvad energiaallikate tehnoloogiad on pidevas tehnoloogilises arenduses, kasutegur suureneb ja saavutatakse aja jooksul tehnoloogiline küpsus. Tulevikus ootab lahendamist energia salvestamise küsimus, mille leidmisel suureneb taastuvate energiaallikate potentsiaal veelgi. Erinevate tehnoloogiate kooskasutamisel tuleb leida kõige optimaalsem lahendus, mis sobib Eesti tingimustes kõige paremini.

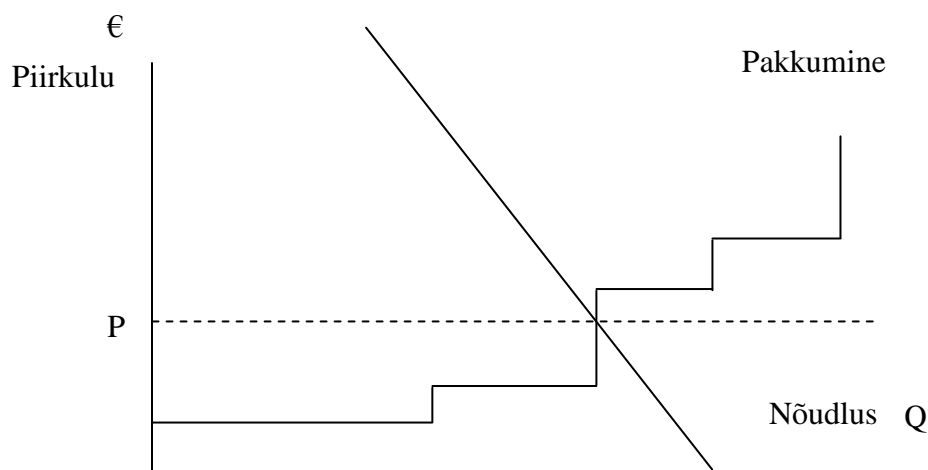
5 Läänemere piirkonna tootjate potentsiaal

Hiljutised väljakutsed ühiste globaalsete kliimakokkulepete (Kyoto ja Pariisi protokollid) eesmärkide saavutamisel on tõstnud regionaalsete energia- ja kliimapoliitika algatuste tähtsust ja vajadust täiendavateks strateegiateks ka sellel tasemel. Sellest tulenevalt on riikide vahelise koostöö arendamine muutumas üheks oluliseks kriteeriumiks energia jätkusuutlikuse ja varustuskindluse tagamisel.

Sellise initsiatiivi on haaranud arenenud Põhjamaa riigid, kus toimub aktiivne koostöö ühisel elektriturul Nord Pool Spot. Nord Pool Spot on maailmas esimene elektriturg, mis loodi 2002 aastal Põhjamaa riikide vahel elektrienergiaga kauplemiseks. Tänapäeva seisuga on elektrituru liikmed Norra, Rootsi, Soome, Taani, Eesti, Läti ja Leedu. Päevasiseselt osalevad kauplemises ka Saksamaa ja Suurbritannia. Aastane elektritoodang on Põhjamaade ja Balti riikides kokku 501 TWh. Turg on jätkuvalt kasvav ja sellepärast on oluline mõista, kuidas turu areng mõjutab Eesti elektritootmise otsuseid tulevikus.

Ülevaade avatud elektriturust

Avatud elektriturul kujuneb elektri hind pakkumise ja nõudluse vahelisest suhtest. Mida suurem on pakkumine ja väiksem nõudmine seda väiksem on elektri hind ja vastupidi. Elektri hind võib kujuneda suuremaks kui viimase ühiku piirkulu ja väiksemaks kui järgmise ühiku piirkulu. Tootja toodab niipalju ühikuid elektrit, mille piirkulu on väiksem turul valitsevast hinnast ja tootmist ei suurendata, kui uue ühiku piirkulu on suurem turuhinnast [43]. Järgnevalt elektri hinna kujunemist, selgitav joonis.



Joonis 5.1 Elektri hinna kujunemine avatud turu tingimustes [43]

Teatud tingimustel võib tiputarbimine kujuneda nii suureks, et hind tõuseb olemasoleva maksimaalse tipupakkumise hinnani. Avatud konkurentsi tingimustes turuhind ei tõuse ja nõudlus rahuldatakse reserv turuvõimsustega [43]. Tiputarbimise rahuldamiseks on oluline piisava läbilaskevõimega liinide olemasolu.

Alates 1. Jaanuarist 2013 on Eesti elektriturg täielikult avatud kõikidele tootjatele ja tarbijatele Läänemere piirkonnas. Hetkel on registreeritud 50 ettevõtet, kes tegelevad elektrimüügiga ja alates juunist 2013 elektrimüügi olid lepingud sõlmitud 74% tarbijatega ja 26% tarbijatega olid sõlmitud üldelektrilepingud. Avatud elektriturul kujuneb elektri hind nõudluse ja pakkumise suhtest ning elektri hind ei ole enam reguleeritud konkurentsiameti poolt. Elektrituru avanemine on kaasa toonud elektri hinna varieerumise. Keskmiseks elektri hinnaks Nord Pool Spot'is Eesti turu piirkonnas oli jaanuaris ja juunis 2014 vastavalt 40,98 EUR/MWh ja 35,81 EUR/MWh. Keskmise turuhind 2013 aasta jaanuaris ja juunis moodustas 41,77 EUR/MWh ja 53,36 EUR/MWh. Nord Pool Spot on Euroopa juhtiv elektriturg pakkudes nii päev ette kauplemist kui ka päevasisest kauplemist kõikidele klientidele 370 ettevõttele 20 riigist, s.h Eestist. Aastal 2012 oli 77% kogu toodetud Põhjamaade elektrist kaubeldud Nord Pool Spoti turul [44].

Peamised osalised Läänemere elektrituru piirkonnas

Kasutatavate tehnoloogiate jagunemine riigiti on erinev ja sõltub peamiselt asukohast ja olemasolevatest ressurssidest. Kui Eesti elektritootmine põhineb põlevkivijaamadega, siis Norra katab elektrinõudluse hüdrojaamadega. Riigid, kus kohalikud ressursid puuduvad, on sunnitud haarama teiste võimaluste järgi. Seepärast on Rootsis ja Soomes märgatav tuumajaamade osakaal.

Suurem osa Läänemere piirkonna riike on tugevalt sõltuvad fossiilsetest kütustest, ainult Rootsi tarbimine tugineb põhiliselt hüdroenergial, taastuvatel energiaallikatel ja tuumaenergial. Norra katab oma tarbimise täielikult hüdroenergia ressurssidega. Ülejäänud riigid katavad oma tarbimise põhiliselt fossiilsete kütustega.

Tuumajaama õnnetus Fukushima 2011. aasta märtsis on oluliselt mõjutanud globaalset diskussiooni tuumaenergeetika tuleviku kohta. Mõned riigid nagu näiteks Saksamaa on otsustanud täielikult loobuda tuumaenergeetikast, samal ajal kui näiteks Rootsis ja Soomes on tuumajaamad laialt levinud. Mõned teised riigid kaaluvad ülepiirilist koostööd, et suurendada nende energiaga varustuskindlust ja valmistavad ette õigusliku raamistiku, et määrata kindlaks uued tuumaenergia kasutamise tingimused.

Läänemere piirkonna riikidel puuduvad kõrgelt hinnatavad loodusressursid ja nad on tugevalt sõltuvad impordist, põhiliselt Venemaalt, kus leiduvad suured maagaasi ja toornafta varud. Et suurendada energia varustuskindlust peavad Läänemere riigid parandama rahvusvahelist koostööd ja välja ehitama piisavalt uusi võrguühendusi.

Läänemere riikide energiaprofiilid

Taani

Taani omab suuri nafta ja maagaasi varusid Põhjameres ja asub maailma 32 naftat eksportiva riigi seas. Taani toodab ligi poole elektrienergiast söest ja oluline osa elektrit toodetakse tuuleenergiast. Riik on tuuleenergia arendamise pioneer ja maailma liider, kasutades elektritootmisel ligi viiendik energiat tuulest. Aastal 1985 võttis Taani Parlament vastu olulise seaduse, millega keelati tuumajaamade ehitamise riiki ja see seadus on muutumatu ka tänapäeval. Ligi 10% kodumaisest tarbimisest kaetakse täna veel tuumajaamadega. Aastal 2010 tootis riik 38,9 TWh elektrit söest (44%), gaasist (20%) ja tuulest (20%). Ligi 11,7 TWh oli eksporditud ja 10,6 TWh imporditud [45].

Energinet.dk omab ja kasutab põhilist riigi elektri infrastruktuuri. Tuumaenergia import Rootsist ja Saksamaalt katab olulisel määral Taani sisemisest tarbimist. Lääne-Taani omab kõige tihedamat tuuleparkide võrku maailmas. Tuulikute võimsus on võimalik asendada koheselt Norra hüdroenergia võimsustega. Sellepärast on olemas loomulik ja oluline Taani ja Norra elektrisüsteemi vastastikune sõltuvus. Kui tuult on piisavalt, siis toimub energia edastamine Norrasse vee reservuaaride täitmiseks ja kui Taani vajab elektrit pannakse Norra hürdojaamad kiiresti tööle. Vaatamata sellele, et ligi 20% energiast tuleb tuulest, tarbib riik sellest ainult poole. Tuuleenergiat eksporditakse põhiliselt selle hinna pärast. Kui Norra ja Rootsi vajavad rohkem elektrit, suurendab Taani oma soojusjaamade võimsust kattes vajaliku nõudluse. Taani valitsus on seadnud endale eesmärgiks suurendada taastuvenergia osakaalu lõpptarbimises 30%-ni aastaks 2020 [45].

Soome

Soome on välisimpordist tugevasti sõltuv riik kui teemaks on energia kasutamine. Impordi kõikumise tasakaalustamiseks on Soome oma energiaimpordi hajutanud mitme riigi vahel. Riigisisest aitavad Soome biomassi ressursid toetada riigi varustuskindlust. Biomassi resurss on kasutusel sarnaselt Eestiga kõrge kasuteguriga soojuse ja elektri koostootmisjaamades. Soome omab ka rikkalikult turba ressursi, kuid selle kasutamist on mõjutanud süsiniku-rikka energeetikast taandumine, taastuvatele energiaallikate arendamine, varustuskindluse tagamine, keskkonnasäästlik tootmine ja majanduslik efektiivsus.

Soome primaarenergia allikateks on hüdroenergia, puit, puidujäätmed ja turvas. Energia kogutarbimine oli aastal 2011 ligi 228 TWh ja see oli kaetud 72% ulatuses fossiilsete kütuste ja hüdroenergiaga. Vastavalt energiasstrateegiale aastast 2008 peaks taastuvenergia allikate osakaal läbi puidu kasutamise suurendamise, jäätmete kasutamise, soojuspumpade, biogaasi ja tuuleenergia lõpptarbimises saavutama 38% aastaks 2020 [45]. Seatud eesmärgi saavutamine on käesoleval ajal vähe tõenäoline. Uute jaamade ehitamine vajab emissioonide vähendamist või täielikult nende puudumist, seda annab saavutada ainult biomassil töötavate koostootmisjaamade, hüdro, tuule või tuumajaamadega.

Soome elektrivõrk on ühendatud Põhjamaade ühisesse elektrisüsteemi, mis on loodud koos Norra, Rootsi, Taani ja Soome elektrivõrkude ühendamisel. Lisaks sellele on Soomel alalisvoolu ühendus Venemaaga, mis võimaldab piirivahelist kauplemist. Elektrit imporditakse samuti ka Eestist läbi alalisvoolu kaabelühenduste EstLink1 ja EstLink2. Soomes toodetud elekter tuleb peaaesjalikult soojus-, tuuma- ja hüdrojaamadest. Aastal 2010 oli nende osakaal kodumaises tootmises vastavalt 58%, 28% ja 17%. Seni ajani on tuule kasutamine elektritootmisel olnud madal, kuid tuuleosakaal on tõusvalt arenemas [45].

Soomes on neli tuumajaama, mis toodavad ligi 30% riigi elektrist. Hetkel käivad Olkiluoto 3 tootmisploki ehitustööd, mille võimsuseks saab olema 1600 MW.

Läti

Läti on EL-i üks suurim impordist sõltuv riik, mis puudutab energiat, sest puuduvad märkimisväärsed kohalikud energiaressurssid. Kohalikest energiaallikatest leidub turvast, puitu ja hüdroenergiat. Turvas katab ligi 10% riigi territooriumist ja puidujäätmed moodustavad hinnanguliselt 700 tuhat tonni aastas. Põhiline tooraine soojuse tootmiseks on biomass. Samas rohkem kui pool Lätis toodetud puidu resurssist eksporditakse teistesse Euroopa riikidesse.

Lätil pole endal tuumajaama, kuid kaalutakse osalemist koos Leedu ja Eestiga Visaginase tuumajaama projektis.

Läti on üks riikidest, kus elektritarbimine kasvab kiiremini kui elektritootmine. Elektrit toodetakse hüdrojaamadega, koostootmisjaamades, biogaasi- ja tuulejaamades. Hüdrojaamade ja tuulejaamade poolt toodetud elekter moodustas ligi 70% kogutarbimisest aastal 2011. Hüdrojaamade elektritootmine on sõltuv Daugava jõe voolu tasemest. 17% Lätis tarbitud elektrist oli imporditud naaberriikidest [45].

Leedu

Looduslikest energiaallikatest leidub Leedus turvast, puitu, ja hüdroenergia potentsiaali ligi 960 MW ulatuses ning vähesel määral naftat. Taastuvenergiaallikate osas on hüdroenergia kõige laiemalt levinud. Aastal 2011 ulatus kogu taastuvenergiaallikate tootmisvõimsus 393 MW-i, mis oli tõusnud ligi 33% võrreldes eelmise aastaga. See moodustab ligi 8% kogu installeeritud elektritootmisvõimsustest, millest ligi 2-3% oli esindatud hüdrojaamade poolt [45].

Käesoleval hetkel tuleb riiki importida ligi 60% elektrist. Ligi 80% impordist tuleb Leetu Venemaalt. Leedu eemärgiks on vähendada oma energiasõltuvust Venemaast ja seega on väga oluline integratsioon EL energiaturuga.

Suurim energeetikasektori mure Leedus on piisavate võrguühenduste puudumine nii riigi siseselt kui ka naaberriikidega. Sellepärast näeb Leedu energiapoliitika ette kuni aastani 2025 viia ellu mitmeid olulisi sektorit mõjutavaid otsuseid. Strateegia keskendub elektrivõrgu väljaehitamises Poola ja Skandinaaviaga, olemasoleva võrgu rekonstrueerimise, uue tuumajaama ehitamise ja taastuvenergiaallikate osakaalu suurendamine lõpptabimises 23%-ni aastaks 2020 [45]. Sellest järeldub, et on peamiseks eesmärgiks on energiasõltumatus saavutamise enne 2020 aastat ja energia portfelli mitmekesistamine. Esimesed võrguühenduse tugevdamise sammud on juba astunud ja 2015 aasta lõpus on oodata Rootsi Leedu vahelise alalisvoolu kaabli, võimsusega 700 MW, töösse võtmist.

Peale Ignalina tuumajaama sulgemist, mis tootis ligi 70% tarbitavast elektrienergiast, kavatseb Leedu ehitada uut Visaginase tuumajaama.

Rootsi

Rootsis on taastuvenergia allikate osakaal elektri tootmises suurem kui teistes riikides põhiliselt sellepärast, et Rootsi omab suuri taastuvenergia ressursse hüdro- ja biomassienergia varude näol. Aastal 2010 oli Rootsis kogu energiatarbimine 616 TWh, millest 30,3% oli saadud naftast või naftasaadustest, 27% tuumajaamade poolt, 23% biokütustest nagu turvas ja jäätmed, 11% hüdrojaamades, 4% söest ja koksist ja 3% maagaasist. Elektritootmise koha pealt tugineb riik põhiliselt tuuma ja hüdroenergial. Aastal 2010 moodustas hüdroenergia 46%, tuumaenergia 38% ja tuuleenergia 2,4% kogu elektritootmisest. Ülejäänud elekter oli toodetud fossiilsetest kütustest ja biomassist. Elektrit imporditakse põhiliselt Soomest ja 2010 aastal oli mahuks 2 TWh [45].

Elektrienergia vahetus riikide vahel sõltub erinevate piirkondade elektrihinnast turul, mis omakorda sõltub veehoidlate täituvusest.

Rootsi kasutab ka biokütuseid, põhilisest metsandusest tulenevaid jäätmeid ja turvast soojuse ja elektritootmiseks. Aastal 2010 moodustasid biokütused tootmises 23%.

Energiapoliitika keskendub efektiivsel ja jätkusuutlikul energia kasutamisele ja kulude vähendamisele elektri tootmisel hõlbustades üleminekut ökoloogiliselt jätkusuutlikule ühiskonnakorraldusele. Selle edendamiseks investeerib valitsus informatsiooni edastamisse ja kodumajapidamistele soovitude andmiseks energiasäästuks.

Rootsis töötab hetkel 10 tuumareaktorit, mis toodavad ligi 40% riigi elektrist, koguvõimsusega 9400 MW. Riigis on sisseviidud tuumajaama maks, mis pärsib tuumajaamade opereerimise ja moodustab ligi kolmandiku tuumajaama töökuludest. Praeguse valitsuse kliimaprogramm näeb ette, et edasised ehitused toimuvad ainult olemasolevates jaamades ja ainult olemasoleva kümne jaama asendamiseks. Antud programm näeb ette ka, et aastaks 2020 moodustavad poole elektri tootmisest taastuenergiaallikad.

Norra

Norra on võrreldes teiste vaadeldavate riikidega ainulaadses olukorras, sest energiasektor on täielikult sõltumatu. Norras leidub piisavalt kohalike ressursse, et katta täielikult sisemine energeetiline nõudlus. Norra omab nafta ja gaasivarusi, suuri hüdroressursse, samuti on võimalus kasutada bio- ja tuuleenergia ressursi.

Elektritootmine tugineb täielikult hüdroenergeetikal. Aastal 2013 oli kokku installeeritud 31 033 MW hüdrojaamade võimsusi, mis moodustas ligi 93% kogu paigaldatud tootmisvõimsustest [46]. Lisaks hüdroenergiale on ka soojuseenergiat kasutavad jaamad 1635 MW ja tuulikuid 818 MW ulatuses.

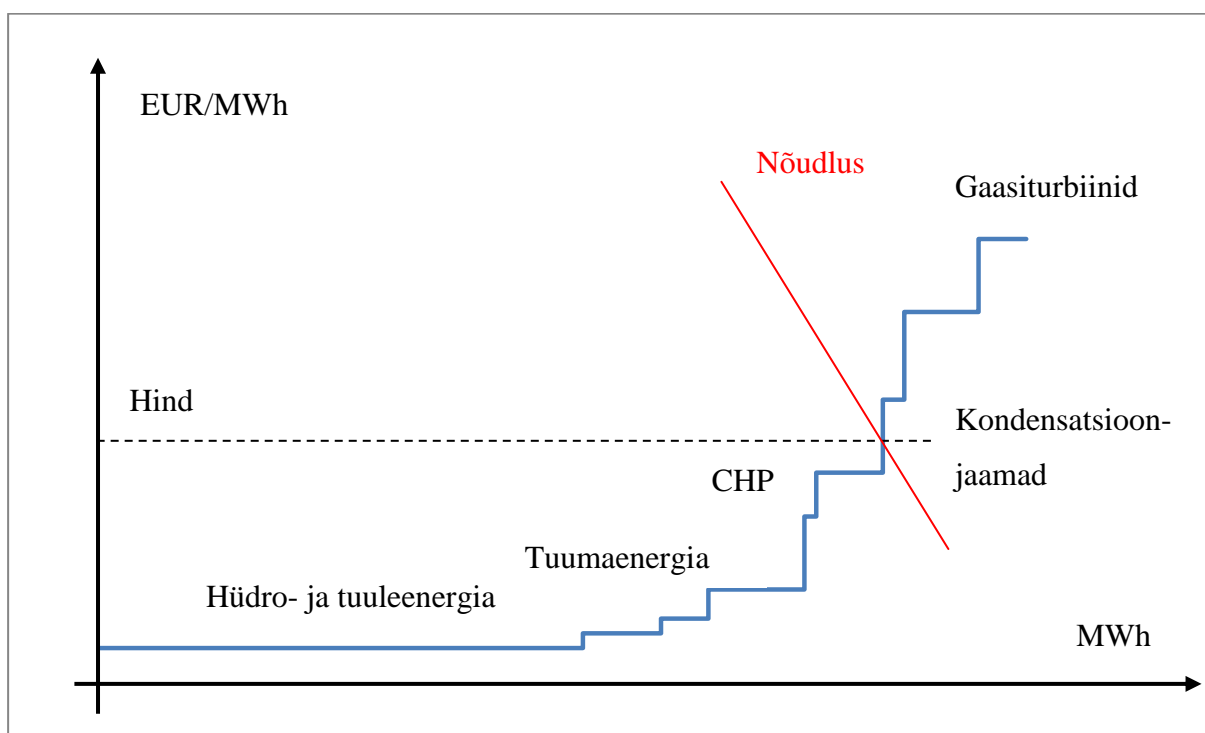
Sisemine elektritarbimine moodustas 2013 aastal 128 970 GWh elektrit ja oli 99,8%-lt kaetud hüdrojaamade poolt toodetud elektri abil. Teiste jaamadega kokku toodeti 133 975 GWh elektrit [46].

Lisaks sisemise tarbimise rahuldamisele osaleb Norra Taani elektrisüsteemi balanseerimisel. Taani tuulikute poolt toodetud elektrienergia abil täidetakse Norra veereservuaare.

Elektri nõudlus ja pakkumine avatud elektrituru tingimustes

Rohkema osalistega turu eelis on suurem valikuvõimalus, see tähendab, et ka konkurents on vastavalt suurem. Läänemere turu liikmena avanevad Eestil võimalused osta odavalt

Põhjamaade elektrit. Joonis 5.3 Läänemere piirkonna elektri jaamade turule pääsemise skeem nii nimetatud merit order [47], näitab kuidas pääsevad tootjad turule ligi ja kuidas kujuneb tootmisportfell olenevalt nõudlusest. Jooniselt 5.3 selgub, et turul on suured hüdrojaamade reservid [48], mis on eelkõige juhitud Norra hüdrojaamade poolt. See tähendab, et sademeterohketel aastatel on vee reservuaarid täitunud veega ja see võimaldab tarbijatel kasu saada madalatest elektrihindadest. Kõik teised elektritootjad saavad turule ligi aga ainult piisava tarbimise olemasolu korral. Fossiilseid kütuseid kasutavad jaamad peavad lisaks kandma keskkonnamakse, mis teevad hinna veelgi kõrgemaks ja vähendavad konkurentsivõimet turul. Sellisel juhul peavad elektri jaamade käitajad hoidma jaamu kuumas reservis.



Joonis 5.3 Läänemere piirkonna merit order [47]

Elektrituru hinnakujundamise struktuur mõjutab oluliselt ka Eesti elektrisüsteemi arengut. Tuleb arvestada olukorraga, kus piisavate tuule- ja veeressurside olemasolu korral tuleb põlevkivijaamade võimsusi vähendada, kui elektrihind turul ei kata tootmiskulutusi.

Läänemere piirkonna arengu mõju Eesti elektrisektorile

Elering AS on analüüsinud erinevaid elektritootmise arengu stsenaariume, valmistades ette pikaajalise arengu kava energiasektoris. Uuring [38] näitab, et varustuskindluse säilitamine 110% juures aastaks 2024 lisab tarbijatele ligikaudu 6 eurot lisakulusi iga tarbitud MWh kohta. Samal ajal, isegi kõige keerulisemal hädaolukorral, mis võib elektrisüsteemis esile kerkida on 1000 MW võimsusi piisavad, et tagada süsteemi varustuskindlus läbi kodumaise

tootmise ja ülekandevõrkude läbilaskevõime. Varustuskindluse tõstmiseks on Elering lõpetanud 250 MW-se avariireervjaama ehitustöid Kiisal ja omab lisaks teiste riikide süsteemioperaatoritega lepinguid 400 MW reservvõimsuste jaoks, mis võimaldavad asendada suurimat võrgu elementi EstLink 2 mistahes süsteemi vea korral, isegi kui ühendus on täielikult kasutuses elektri transpordiks Soomest Eestisse.

Teades, et tarbijate varustuskindluse seisukohalt on võrguühenduste usaldusväärsus samasugune nagu Eesti elektrijaamade oma, ei tähenda see, et Eesti peab olema elektrit importiv riik. Isegi vastupidi, arvestades laiemat majanduse arengut oleks ideaalne kui elektri ekspordist saaks juhtiv tegur kohaliku majanduse elavdamiseks. See ei saa siiski juhtuda subsideerimise toel või keskkonnakulude arvel. Ehitatud tootmisvõimsused peavad olema konkurentsivõimelised Euroopa ühisel elektriturul.

Toetudes tootmisstenaariumite analüüsil [38], [49] on prognooside kohaselt pikaajalises perspektiivis oodata põlevkivist elektritootmise vähenemist. See saab olema tingitud põhiliselt CO₂ hinna tõusust ja põlevkivi laiemast kasutamisest põlevkiviõli tootmisel. CO₂ hind on praktiliselt otse ülekantud põlevkivi kasutava jaama marginaalkuludesse, kus ligikaudu üks tonn CO₂ on õhku paisatud ühe MWh elektri tootmiseks. Selle pärast ongi CO₂ hinnal oluline mõju hinna kujunemisel. Õlitööstuse arendamine on veel tähtsam kui CO₂ hind. Põlevkiviõli tööstuse arendajate kõige optimistlikumate prognooside kohaselt on võimalik kogu kaevandatud põlevkivi kasutada õli tootmiseks juba aastal 2025. See avab võimaluse hakata tootma elektrit uttegaasist, õli tootmise kõrvalproduktist luues tulevikus võimalusi elektrienergia ekspordiks. Uttegaasi kasutamine võimaldab aastas toota 6 TWh elektrit madalate marginaalkuludega. Euroopa ühisel elektriturul oleks sellise tootmisviisi konkurentsivõime väga kõrge.

Toetudes analüüsile [38] oli elektritarbimise kasvu prognoos korrigeeritud eelnevalt 2,4%-lt 1,2%-le aastas. Eesti majanduse pikajaline prognoos on kergelt vaoshoitum ja majanduse struktuur on pidevalt lähenemas hästi arenenud majandustele koos intensiivse energia tarbimisega. Prognooside kohaselt ei ole järgmisel kümnendil suurt kasvu elektri ja teiste energiaallikate tarbimises oodata.

Arvestades tarbimise tagasihoidliku kasvu, on Eesti elektrivõrk piisav, et rahuldada tarbimist. 1970 ja 1980-ndatel ehitatud piirkondlikud elektrivõrgud olid ehitatud eeldusega, et suurem osa elektrist tarbitakse tulevikus maapiirkondades, endistes ühismajandites. Reaalsuses on rahvastik migreerunud Tallinna, Tartu ja Pärnu ning tööstus on kontsentreerunud Ida-Virumaale. Ülekandeliinide läbilaskevõime on riigis tervikuna piisav. Majanduslike ja

geograafiliste muudatuste toel on Eesti seismas silmitsi ees faktiga, et tootmisvõimsused asuvad ühes piirkonnas ja elektri tarbijad teises piirkonnas. Maapiirkondades olemasolevate liinide läbilaskevõimed ei ole enam vajalikud, kuid Tallinna ja lähiümbruse elektrivõrk vajab uuendamist.

Täna omab Eesti olulisi elektrivõrgu otseühendusi kolme naaberriigiga: Venemaa, Soome ja Lätiga. Venemaaga on Eestiga ühendatud läbi kolme 330 kV kõrgepingeõhuliini kaudu, Lätiga on olemas kaks 330 kV õhuliini ja Soomega läbi kahe alalisvoolu kaabli EstLink 1 (350MW) ja EstLink 2 (650MW). Ühendused Soomega annavad tarbijatele võimaluse saada kasu potentsiaalselt parematest hindadest avatud elektriturul ja elektritootjatel omakorda avaneb võimalus müüa elektrit turule. Seni ajani on EstLink-ühendused parim näide positiivsest arengust suurtel turgudel läbi piisavate elektriühenduste olemasolu, millega on muudetud elektritootmine paindlikumaks, kasutades erinevaid kütuseid ja tootmismeetodeid kui ka on tõstetud oluliselt varustuskindlust piirkonnas. See on ka strateegiliselt tähtis arenemiseks iseseisvalt Venemaa elektrivõrgust eraldi osana töötavaks süsteemiks. Selle eesmärgi saavutamiseks tuleb arvestada Eesti ja Läti vahelise elektrivõrgu edasist tugevdamist. Olemasolev ühendus Lätiga läbi Valga vajab renoveerimist ja teine liin kulgeb osaliselt läbi Venemaa, see tuleks ümber ehitada otse ühenduseks. Eesti ja Venemaa elektrivõrkude eraldamiseks tuleb kaaluda 500 MW konverterjaama ehitamist Narva, mis võimaldab eraldada süsteemid üksteisest, kuid laseb jätkuda piirivahelisel võimsusvahetusel. Balti riikide ühendamiseks Euroopa sünkroonalaga on oluline uuendada elektrivõrku Poolas ja lisaks ehitada välja ühendus Poola ja Leedu vahel ning rajada konvertorjaamad piiridele Venemaa ja Valgevenega.

Läänemeri riikide elektrivõrk peab olema optimeeritud koostöös jaotusvõrkudega, et tagada võimalikult madalad ehitus- ja hoolduskulud ühiskonnale.

6 Kokkuvõtte

Eesti elektritootmise sektor seisab uute väljakutsete ees. Lähiaastatel tuleb langetada otsusi, mis määravad järgnevate kümnendite elektritootmismajandusharu arengusuunad. Tuleb loobuda heaolust, mida on seni pakunud Nõukogude Liidu poolt pärandatud elektrisüsteem ja kohanduda uute tingimustega, mis määravad elektrisüsteemi tulevast arengut. Tehnilise eluea piiri saavutanud võimsused tuleb asendada uute elektritootmistehnoloogiatega. Oluline on juba täna uurida võimalike valiku variante ja alustada tööd kõige suuremat potentsiaali omavate tootmistehnoloogiatega.

Praegusel hetkel on ülekaalus põlevkivist elektri tootmine. Põhilised elektritootmisvõimsused on rajatud aastatel 1963-1973. Nõukogude Liidu ajal ehitatud tolmpõletusplokke saab peale 2015 aastat kasutada ainult piiratud aja jooksul, kuna nende SO₂ emissioonid ei vasta EL direktiivide nõuetele. Põlevkiviplokkide sulgemine tähendab olulist tootmisvõimsuste vähenemist varustuskindluse poole pealt. Rahvusvahelisel maastikul domineerib keskkonnasäästlik mõtlemisviis, see tähendab, et fossiilsete kütuste kasutamine elektritootmisel, sealhulgas ka põlevkivi, on järgnevatel aastatel vähenemas.

Elektrijaamade plaanimine ja ehitamine kestab mitmeid aastaid. Seega peavad selged otsused uute võimsuste kohta olema tehtud lähitulevikus.

Eesti elektritootmissektori arengut mõjutavad tegurid:

- EL-i energia- ja kliimapoliitika eesmärgid ning vahendid nende saavutamiseks
- Energiaressursside olemasolu ja võimalused nende kasutamiseks
- Osalemine avatud elektriturul

Alates 1. maist 2004 on Eesti Euroopa Liidu liige. EL liiduga liitumisel on võetud kohustuseks järgida ühtseid poliitilisi ja majanduslike eesmärke. Üheks oluliseks vastu võetud otsuseks EL-s on taastuvatest energiaallikatest elektritootmise suurendamine.

Taastuvate energiaallikate areng on saanud võimalikuks tänu toetuskeemide sisseviimisele. Viimase 10 aasta jooksul ehitatud elektrijaamade nüüdispuhasväärtuse ja sisemise tulumäära arvutused on näidanud, millist olulist rolli toetused omavad investeeringute tegemisel. Näiteks kiire tuuleparkide areng on saanud võimalikuks peamiselt tänu toetuskeemide olemasolule. Peatükis 2 tehtud arvutused NPV ja IRR kohta näitavad, et kõikide realiseerunud projektide korral on otsitud väärtused positiivsed, toetuste olemasolu

korral, välja arvatud Vanaküla tuulepargi projekt, kus tegelik elektritootmine on oluliselt väiksem arvutuslikust väärtusest, mis oli ette nähtud projektis.

Toetuste puudumisel on tulemused negatiivsed ja investeringu otsust ei oleks vastu võetud.

Investeeringute jätkumist taastuvatesse elektritootmistehnoloogiatesse on oluline jätkata ka tulevikus, et luua majanduslikult soodsaid tingimusi otsuste tegemiseks ka edaspidi.

Eesti ressurside valik on piiratud ja on oluline arvestada erinevate kütuste potentsiaali uute tehnoloogiate arendamisel.

Põlevkivi kasutamise tulevikus piirab CO₂ maksustamine, mis teeb põlevkivist toodetud elektri oluliselt kallimaks võrreldes teiste tehnoloogiatega. Teiseks suundumuseks on tõusmas põlevkivi suurem väärtustamine läbi õli tootmise. See kõik toob kaasa põlevkivi kasutamise vähenemise elektritootmisel. Üheks võimalikuks alternatiiviks on pakutud tuumaenergia kasutuselevõtu.

Kõige tõenäolisemaks tuumajaama ehitamise paigaks on nimetatud Pakri saart, kuid otsus ei ole veel langetatud. Kõigepealt tuleb luua õiguslikud alused, koolitada eriala spetsialiste ja koostada projekt. Alternatiivse lahendusena on Eesti Energia kaalumas Eesti osalemist mõne naaberriigi tuumajaama projektis, nagu näiteks kolme Balti riigi koostööl võimalikus uues Leedu Visaginase tuumajaamas.

Taastuvatest energiaallikatest omab suurimat potentsiaali tuuleenergia, nii maismaa kui avamere, ja biomassi energia kasutamine. Päikese ja vee-energia kasutamine on piiratud piisavate uute ressursside puudmise tõttu.

Erinevate potentsiaalsete tehnoloogiate arendamisel on oluline pöörata tähelepanu elektritootmiskulude struktuurile. Elektritootmishinda mõjutavad erinevad tegurid: kapitalikulu, käidu- ja hoolduskulu, kütusekulu, CO₂ kulu, jaama töötundide suurus, jaama eeldatava tehnilise eluea pikkus. Need tegurid on iga jaama korral erinevad ja tehnoloogia spetsiifilised. See raskendab elektrijaamade omavahelist võrdlemist. Antud töös on kasutatud kaalutud elektritootmiskulude meetodit – LCOE, mis arvestab kõiki tehnoloogiaga seonduvaid kulusi ja taandab ühtseks elektritootmiskuluks EURct/kWh kohta.

Analüüsitud LCOE tulemused 2020 ja 2030 aasta kohta näitavad, et põlevkivi elektritootmiskulu on oluliselt suurem kui tuuma-, tuule- või biomassi-energia korral. Elektritootmistehnoloogiad, mis ei eralda keskkonda saasteaineid, omavad suurimat realiseerumise potentsiaali tulevikus.

Elektritootmisvõimsuste rajamist Eestisse mõjutab oluliselt ka avatud elektrituru Nord Pool Spot'i areng. Piisavate võrguühenduste olemasolu korral on võimalik katta Eesti elektritarbimine naaberriikide elektriga. Turule pääsevad ennekõike ligi madalaima elektritootmiskuludega tehnoloogiad. See teeb elektri lõpphinna soodsamaks ka tarbijale. Arvestades heitmetasude olemasolu omavad kõige väiksemat konkurentsivõimet fossiilseid kütuseid kasutavad tehnoloogiad.

Tuleviku varustuskindluse seisukohalt on oluline jätkata koostöö suurendamist mandri- ja Põhja-Euroopa elektrisüsteemidega. Tuleb luua elektriühendusi, mis võimaldavad piiramatut elektrivahetust Euroopa riikide vahel ja tagavad süsteemi tervikliku stabiilsust. EstLink alalisvoolukaablid aitavad elektrivahetust Eesti-Soome suunal. Baltimaade elektrisüsteemide ühendamiseks mandri Euroopaga, tuleb arendada lõuna suunaliste elektriühenduste loomist. Integreerumisele Põhjamaadega aitab kaasa valmiv Leedu Rootsi 700 MW-e alalsivoolu kaabel.

Uued võrguühendused tõstavad elektrisüsteemide varustuskindlust ja hajutavad elektritootmist riikide vahel. Uues olukorras toimub elektrivarustus riikide koostöös ja kasu saab ka tarbija, kes ostab elektrit turul soodsamalt tootjalt. Selline rahvusvaheline koostöö viib vajaduse üleliigsete võimsuste rajamiseks ja väldib piiratud ressursside ebaratsionaalset kasutamist. Tuleviku otsuste langetamisel on oluline analüüsida Euroopa elektrisüsteemi arengut tervikuna ja arendada uusi tootmisvõimsusi koostöös teiste riikidega.

Allikad

- [1] „Statistikaamet,“ [Võrgumaterjal]. <http://www.stat.ee/>.
- [2] A. Martins, „Historical Overview of Using Fluidized-Bed Technology for Oil Shale Combustion in Estonia,“ *Oil Shale*, kd. 29, p. 85–99, 2012.
- [3] A. Siirde ja H. Tammoja, „Reference Values of Efficient Cogeneration and Potential of Efficient Cogeneration in Estonia,“ 2005. [Võrgumaterjal]. http://www.code-project.eu/wp-content/uploads/2010/03/EE_National-Potential-Report_2005_en.pdf.
- [4] J. Francu, B. Harvie, B. Laenen ja & others, „A study on the EU oil shale industry – viewed in the light of the Estonian experience,“ 2007. [Võrgumaterjal]. http://www.europarl.europa.eu/meetdocs/2004_2009/documents/dv/ip_a_itre_st_2006_/ip_a_itre_st_2006_10.pdf.
- [5] E. Energia. [Võrgumaterjal]. <https://www.energia.ee/>. [Kasutatud 11 2014].
- [6] Fortum, „CHP-integrated pyrolysis oil production,“ 2013. [Võrgumaterjal]. <http://www.fortum.com>.
- [7] CrossBorder Bioenergy Working Group on CHP technologies, „EU Handbook CHP Markets,“ 2012. [Võrgumaterjal]. http://www.crossborderbioenergy.eu/fileadmin/user_upload/Sector_Handbook_CHP.pdf.
- [8] Elering, „Eesti elektrisüsteemi tarbimismõudluse rahuldamiseks vajaliku tootmisvaru hinnang,“ 2015. [Võrgumaterjal]. <http://elering.ee/tootmispisavuse-aruanded/>.
- [9] Danish Energy Agency, Energinet.dk., „Technology Data for Energy Plants,“ 2012. [Võrgumaterjal]. http://www.energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%2520dokumenter/Forskning/Technology_data_for_energy_plants.pdf.
- [10] CCPC Technical Committee, „Biomass Co-firing,“ 2011. [Võrgumaterjal]. http://www.canadiancleanpowercoalition.com/index.php/download_file/-/view/142/.
- [11] „Tuuleenergia Assotsiatsioon,“ [Võrgumaterjal].

- <http://www.tuuleenergia.ee/about/statistika/>. [Kasutatud 2015 09 24].
- [12] International Energy Agency, „Projected Costs of Generating Electricity,“ 2010. [Võrgumaterjal].
http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/projected_costs.pdf.
- [13] I. Knõš, M. Landsberg ja J. Valtin, „Economics of Renewable Generation in Estonian Electricity Market,“ 2012. [Võrgumaterjal].
http://egdk.ttu.ee/files/kuressaare2012/Kuressaare_2012_103-109.pdf.
- [14] I. Knõš, M. Landsberg ja J. Valtin, „Comparison of Economics of Renewable Generation in Estonian and Danish Electricity Market,“ 2013. [Võrgumaterjal].
<http://www.wseas.us/e-library/conferences/2013/Rhodes/ENVIR/ENVIR-13.pdf>.
- [15] IEA ETSAP, „Biomass for Heat and Power, Technology Brief E05,“ 2010. [Võrgumaterjal]. www.etsap.org.
- [16] IRENA, „Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series: Biomass for Power Generation,“ 2012. [Võrgumaterjal]. www.irena.org.
- [17] IRENA, „Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series: Wind Power,“ 2012. [Võrgumaterjal]. www.irena.org.
- [18] IRENA, „Renewable Power Generation Costs in 2012: An Overview,“ 2013. [Võrgumaterjal]. www.irena.org.
- [19] S. Kaplan, „Power Plants: Characteristics and Costs,“ 2008. [Võrgumaterjal].
<http://fas.org/sgp/crs/misc/RL34746.pdf>.
- [20] Cogen Europe, „Case study factsheet Eastern region, Estonia :Pärnu CHP plant,“ 2010. [Võrgumaterjal].
<http://www.cogeneurope.eu/medialibrary/2012/11/27/1b4a090d/CODE%20Case%20studies%20Parnu%20CHP.pdf>.
- [21] Cogen Europe, „Case study factsheet Eastern region, Estonia :Tartu CHP plant,“ 2010. [Võrgumaterjal].
<http://www.cogeneurope.eu/medialibrary/2012/11/23/c6efa373/CODE%20Case%20studies%20Tartu%20CHP.pdf>.
- [22] Keilaniemi, Fortum, „<http://www.fortum.com>,“ [Võrgumaterjal].

- <http://www.fortum.com/en/energy-production/combined-heat-and-power/estonia/pages/default.aspx>. [Kasutatud 02 11 2014].
- [23] A. Taukar, „Tallinn Powerplant,“ 2011. [Võrgumaterjal]. <http://www.lsta.lt/files/events/Leedu%20PHA%2027%2001%2011.pdf>.
- [24] L. Marjaan, „Estonia’s first CHP plant goes on stream,“ 3 2009. [Võrgumaterjal]. [http://www.metso.com/Automation/magazinebank.nsf/Resource/309_results_automation_p24-25/\\$File/309_results_automation_p24-25.pdf](http://www.metso.com/Automation/magazinebank.nsf/Resource/309_results_automation_p24-25/$File/309_results_automation_p24-25.pdf).
- [25] Nelja Energia (Energy of Four), [Võrgumaterjal]. <http://www.4energia.ee/en/projects/>. [Kasutatud 02 11 2014].
- [26] C. Bozzuto, „Power Plant Economics,“ 2006. [Võrgumaterjal]. http://wpweb2.tepper.cmu.edu/ceic/SeminarPDFs/Carl_Bozzuto_Seminar.pdf.
- [27] „Vanaküla Wind Power Joint Implementation Project,“ 2006. [Võrgumaterjal]. <http://ji.unfccc.int/JIITLProject/DB/CIT9DO8F4FG0YLY307GNX66XA51GKQ/details>.
- [28] The European Parliament and the Council, „Directive 2009/28/EC,“ 2009.
- [29] M. Ragwitz, S. Steinhilber, B. Breitschopf ja a. others, „RE-Shaping: Shaping an effective and efficient European renewable energy market,“ 02 2012. [Võrgumaterjal]. www.reshaping-res-policy.eu..
- [30] REN21, „Renewables 2014 Global Status Report,“ 2014. [Võrgumaterjal]. http://www.ren21.net/Portals/0/documents/Resources/GSR/2014/GSR2014_full%20report_low%20res.pdf.
- [31] Frankfurt School-UNEP Centre , „Global Trends in Renewable Energy Investment, 2014,“ 2014. [Võrgumaterjal]. http://www.unep.org/pdf/Green_energy_2013-Key_findings.pdf.
- [32] J. Wilkes ja M. Jacopo, „Wind in power 2012 European statistics,“ 02 2013. [Võrgumaterjal]. http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/statistics/Wind_in_power_annual_statistics_2012.pdf.
- [33] IEA, „Key World Energy Statistics, 2013,“ 2013. [Võrgumaterjal].

- <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld2013.pdf>.
- [34] R. Randmaa , „Establishment of tariffs for electricity produced from renewable energy resources,“ 2014. [Võrgumaterjal]. <http://www.erranet.org>.
- [35] R. Pilvik, „Electricity Promotion in Estonia,“ 2014. [Võrgumaterjal]. <http://www.res-legal.eu/search-by-country/estonia/tools-list/c/estonia/s/res-e/t/promotion/sum/124/lpid/123/page.pdf?out=pdf>.
- [36] Roadmap2050, „Power perspectives 2030. On the road to a decarbonised power sector,“ 2010. [Võrgumaterjal]. <http://www.roadmap2050.eu/project/power-perspective-2030>.
- [37] R. T. M. K. P. S. V. L. T. K. P. P. Dmitri Vassiljev, „Taastuvenergia 100% - üleminek ,<http://www.taastuvenergeetika.ee/>,“ 2012. [Võrgumaterjal]. <http://www.taastuvenergeetika.ee/wp-content/uploads/2012/08/TE100.pdf>. [Kasutatud 28 09 2015].
- [38] Elering, „Eesti elektrisüsteemi varustuskindluse aruanne,“ 2015. [Võrgumaterjal]. http://elering.ee/public/Infokeskus/Aruanded/Elering_varustuskindluse_aruanne_2015_1.pdf.
- [39] S. Stoft, Power System Economics, EEE Press & WILEY-INTERSCIENCE, 2002.
- [40] Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, „Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies,“ 2013. [Võrgumaterjal]. <http://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/veroeffentlichungen-pdf-dateien-en/studien-und-konzeptpapiere/study-levelized-cost-of-electricity-renewable-energies.pdf>.
- [41] EA Energy Analyses for Elering OÜ, „Wind Power in Estonia: An analysis of the possibilities and limitations for wind power capacity in Estonia within the next 10 years,“ 2010. [Võrgumaterjal]. http://www.eabalmorel.dk/files/download/Projects/1001_Wind_Power_in_Estonia.pdf.
- [42] Riigikontroll, „Riigikontroll,“ 2012. [Võrgumaterjal]. <http://www.riigikontroll.ee/DesktopModules/DigiDetail/FileDownloader.aspx?FileId=12019&AuditId=2264>.

- [43] S. Borenstein, „Understanding Competitive Pricing and Market Power in Wholesale Electricity Markets,“ 2000. [Võrgumaterjal].
- [44] ERRA, „Baltic Energy Market Profile,“ 2013. [Võrgumaterjal].
<http://www.erranet.org/index.php?name=OE-eLibrary&file=download&keret=N&showheader=N&id=9617>.
- [45] P. Wilk, „Cross-border energy infrastructure in the Baltic Sea Region,“ 7 2012. [Võrgumaterjal]. <http://www.tse.utu.fi/pei>.
- [46] S. Norway, „<https://www.ssb.no>,“ [Võrgumaterjal]. <https://www.ssb.no/en/energi-og-industri/statistikker/elektrisitetaar/aar/2015-03-25?fane=tabell&sort=nummer&tabell=222048>. [Kasutatud 03 10 2015].
- [47] „Nord Pool Spot,“ [Võrgumaterjal]. <http://www.nordpoolspot.com>. [Kasutatud 3 10 2015].
- [48] Eurelectric, „<http://www.eurelectric.org>,“ [Võrgumaterjal].
http://www.eurelectric.org/media/44333/powerstats2010_fullreport_final-2010-180-0003-01-e.pdf. [Kasutatud 02 10 2015].
- [49] Elering, „Estonian Long Term Power Scenarios,“ 2014. [Võrgumaterjal].
www.elering.ee. [Kasutatud 02 11 2014].

Lisad

1. L.1. Elektritootmiskulud aastal 2020 ja LCOE arvutus 2020 aasta suhtes
2. L.2. Elektritootmiskulud aastal 2030 ja LCOE arvutus 2030 aasta suhtes

L.1. Elektritootmiskulud aastal 2020 ja LCOE arvutus 2020 aasta suhtes

	Põlevkivi		Põlevkivi, CO2 38EUR/t		Biomass	
	max	min	max	min	max	min
Investeeringukulu (EUR/kW)	2140	2140	2140	2140	1970	1970
Kapitalikulu (WACC) (%)	10	10	10	10	10	10
Jaama eluiga, aastad	30	30	300	30	30	30
Püsi käidukulud (EUR/kW/aasta)	10	10	10	10	14	14
Muutuv käidukulud (EUR/MWhelekt)	-	-	-	-	9	9
Kütusekulu (EUR/MWtherm)	45	45	45	45	34	34
CO2-kulu (EUR/tCO2)			38	38	-	-
CO2 Eraldumise faktor (tCO2/MWtherm)	0,8	0,8	0,8	0,8	0	0
Täiskoormusetundide arv (h)	7000	3500	7000	3500	6000	3000
Arvutused, kWkohta						
Elektritootmine, kWh/aastas	7000	3500	7000	3500	6000	3000
Kapitalikulu, EUR/aastas	227	227	227	227	208	208
Käidukulud ja kütusekulu, EUR/aastas	964,5	487	964	487	308	161
CO2 emissioonidekulu, EUR/aastas	0	0	644	322	0	0
Kaalatud elektritootmis-kulu LCOE, (EUR/kWh)	17,02	20,41	26,23	29,62	8,62	12,33

Eesti Energia. Kahe uute põlevkivi ploki (netovõimsus 540 MW) ehitusmaksumus on 1 155 miljonit eurot. Töös on kasutatud samu andmeid põlevkivi korral nii aastal 2020 kui ka 2030.

	Tuul maismaa		Tuul avameri		Päikeseenergia PV		Tuum	
	max.	min.	max.	min.	max.	min.	max.	min.
Investeeringukulu (EUR/kW)	1053	1053	2689	2689	1765	1765	3280	3280
Kapitalikulu (WACC) (%)	10	10	10	10	10	10	10	10
Jaama eluiga, aastad	25	25	25	25	25	25	45	45
Püsi käidukulud (EUR/kW/aasta)	21	21	41	41	17	17	-	-
Muutuv käidukulud (EUR/MWhelekt)	-	-	-	-	-	-	12	12
Kütusekulu (EUR/MWtherm)	-	-	-	-	-	-	8	8
CO2-kulu (EUR/tCO2)	0	0	0	0	0	0	0	0
CO2 Eraldumise faktor (tCO2/MWtherm)	-	-	-	-	-	-	-	-
Täiskoormusetundide arv (h)	2500	2000	3700	3000	1000	1000	7446	6000
Arvutused, kWkohta								
Elektritootmine, kWh/aastas	2500	2000	2500	2000	1000	1000	7446	6000
Kapitalikulu, EUR/aastas	116	116	296	296	194	194	333	333
Käidukulud ja kütusekulu, EUR/aastas	21	21	41	41	17	17	270	217
CO2 emissioonidekulu, EUR/aastas	0	0	0	0	0	0	0	0
Kaalatud elektritootmis-kulu LCOE, (EUR/kWh)	5,48	6,85	13,49	16,86	21,14	21,15	8,09	9,17

L.2. Elektritootmiskulud aastal 2030 ja LCOE

arvutus 2030 aasta suhtes

	Põlevkivi		Põlevkivi, CO2 85 EUR/t		Biomass	
	max.	min.	max.	min.	max.	min.
Investeeringukulu (EUR/kW)	2140	2140	2140	2140	1782	1782
Kapitalikulu (WACC) (%)	10	10	10	10	10	10
Jaama eluiga, aastad	30	30	30	30	30	30
Püsi käidukulud (EUR/kW/aasta)	10	10	10	10	12	12
Muutuv käidukulud (EUR/MWhelekt)					9	9
Kütusekulu (EUR/MWtherm)	45	45	45	45	32	32
CO2-kulu (EUR/tCO2)	-	-	85	85	-	-
CO2 Eraldumise faktor (tCO2/MWtherm)	0,8	0,8	0,8	0,8	0	0
Täiskoormusetundide arv (h)	7000	3500	7000	3500	6000	3000
Arvutused, kWkohta						
Elektritootmine, kWh/aastas	7000	3500	7000	3500	6000	3000
Kapitalikulu, EUR/aastas	227	227	227	227	189	189
Käidukulud ja kütusekulu, EUR/aastas	964	487	964	487	291	151
CO2 emissioonidekulu, EUR/aastas	0	0	1442	721	0	0
Kaalutud elektritootmis-kulu LCOE, (EUR/kWh)	17,02	20,41	37,63	41,01	8,02	11,37

Eesti Energia. Kahe uute põlevkivi ploki (netovõimsus 540 MW) ehitusmaksumus on 1 155 miljonit eurot. Töös on kasutatud samu andmeid põlevkivi korral nii aastal 2020 kui ka 2030.

	Tuul maismaa		Tuul avameri		Päikesenergia PV		Tuum	
	max.	min.	max.	min.	max.	min.	max.	min.
Investeeringukulu (EUR/kW)	1014	1014	2440	2440	1341	1341	3237	3237
Kapitalikulu (WACC) (%)	10	10	10	10	10	10	10	10
Jaama eluiga, aastad	25	25	25	25	25	25	45	45
Püsi käidukulud (EUR/kW/aasta)	20	20	25	25	13	13		
Muutuv käidukulud (EUR/MWhelekt)							12	12
Kütusekulu (EUR/MWtherm)	-	-	-	-	-	-	8	8
CO2-kulu (EUR/tCO2)	-	-	-	-	-	-		
CO2 Eraldumise faktor (tCO2/MWtherm)	0	0	0	0	0	0	0	0
Täiskoormusetundide arv (h)	2500	2000	3700	3000	1000	1000	7446	6000
Arvutused, kWkohta								
Elektritootmine, kWh/aastas	2500	2000	2500	2000	1000	1000	7446	6000
Kapitalikulu, EUR/aastas	111	111	268	268	147	147	328	328
Käidukulud ja kütusekulu, EUR/aastas	20	20	25	25	13	13	269	217
CO2 emissioonidekulu, EUR/aastas	0	0	0	0	0	0	0	0
Kaalutud elektritootmis-kulu LCOE, (EUR/kWh)	5,27	6,59	11,75	14,69	16,07	16,07	8,03	9,09