



TALLINNA TEHNIKAÜLIKOOL  
ELEKTROENERGEETIKA INSTITUUT

# ***Põlevkivielektri konkurentsivõime avatud elektrituru tingimustes***

**Elektroenergeetika õppekava**

**Energiasüsteemide õppetool**

**Magistritöö**

Õppetooli juhataja      prof    H. Tammoja

Juhendaja                      dokt    M. Ots

Lõpetaja                              R. Rahnik

**Tallinn 2015**

# Autorideklaratsioon

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> Rauno Rahnik	<i>Lõputöö liik:</i> Magistritöö
<i>Töö pealkiri:</i> PÕLEVKIVIELEKTRI KONKURENTSIVÕIME AVATUD ELEKTRITURU TINGIMUSTES	
<i>Kuupäev:</i> 17.05.2015	82 lk
<i>Ülikool:</i> Tallinna Tehnikaülikool <i>Teaduskond:</i> Energeetikateaduskond <i>Instituut:</i> Elektroenergeetika instituut <i>Õppetool:</i> Energiasüsteemide õppetool	
<i>Töö juhendaja(d):</i> dokt Märt Ots <i>Töö konsultant (konsultandid):</i>	
<i>Sisu kirjeldus:</i> <p>Magistritöö eesmärgiks on uurida põlevkivielektri mõju kliimapoliitika ja põlevkiviresursi hinnakujunemise muutustele, sest vabaturu põhimõtteid järgides saavad turule esmajoones need, kes pakuvad madalaimat hinda.</p> <p>Elektrituru avanemise ja Euroopa Liidu kliimapoliitika tagajärjel on toimunud mitmed muudatused kogu elektrisüsteemis. Riikidevaheliste elektrivõrkude integreerimise tulemusena peavad fossiilsetest kütustest elektrienergia tootjad konkureerima uute turuosalistega, kes toodavad elektrienergiat teistest energiaallikatest ja arvestama CO<sub>2</sub> heitmekvootide ostmisega.</p> <p>Põlevkivielektri konkurentsivõime uurimiseks on kasutatud põhjendatud tulukuse ehk kapitali tootlikkuse meetodit, mis on laialt levinud meetod investeringute majandusliku tasuvuse hindamiseks.</p>	
<i>Märksõnad:</i> Põlevkivielekter, CO <sub>2</sub> heitmekvoodid, põlevkiviõli, tuuleelekter, avatud elektriturg	

# Summary of the diploma work

<i>Author:</i> Rauno Rahnik	<i>Kind of the work:</i> Master thesis
<i>Title:</i> COMPETITIVENESS OF OIL SHALE ELECTRICITY IN OPEN MARKET CONDITIONS	
<i>Date:</i> 17.05.2015	82 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 Power Systems	
<i>Tutor(s) of the work:</i> PhD Märt Ots <i>Consultant(s):</i>	
<i>Abstract:</i> <p>The aim of this master thesis is to analyze the impact of climate policies and oil shale price formation changes to the oil shale electricity, because according to the open market principles, participants who can offer the lowest price have the upper hand in the market.</p> <p>Several changes have taken place in the electricity system as a result of electricity market opening and European Union's climate policies. Due to the integration of interstate electricity grids, the fossil fuel based on electricity producers have to compete with new competitors who are producing their electricity from alternative energy sources and also consider the need to buy CO<sub>2</sub> emission allowances.</p> <p>To study the competitiveness of oil shale electricity, justified profitability i.e. capital productivity is used, what is widely used method for assessing the economic viability of investments.</p>	
<i>Key words:</i> Oil shale electricity, CO <sub>2</sub> emission allowances, oil shale, wind power electricity, open electricity market	

# Sisukord

<b>Lõputöö ülesanne.....</b>	<b>7</b>
Teema põhjendus: .....	7
Töö eesmärk:.....	7
Lahendamisele kuuluvate küsimuste loetelu:.....	7
Lähteandmed:.....	8
<b>Eessõna .....</b>	<b>8</b>
<b>Sissejuhatus.....</b>	<b>9</b>
<b>1. Põlevkivielektri hinna kujunemine.....</b>	<b>11</b>
1.1 Põlevkivielektri hinnakomponendid .....	11
1.1.1 Võrgutasud.....	11
1.1.2 Elektrienergia.....	12
1.1.3 Taastuvenergia tasud .....	14
1.1.4 Elektriaktsiis ja käibemaks.....	14
1.1.5 Kokkuvõte.....	14
1.2 Euroopa liidu kliima- ja energiaeesmärgid 2030. aastani .....	15
1.3 Elektrienergia lõpptarbimine.....	16
1.4 Elektri hind avatud turul .....	17
1.5 Alles jäävad tootmisvõimsused.....	20
1.6 Põlevkivielektri hind .....	23
1.7 Põlevkivi hinnast tulevikus .....	26
1.7.1 Põlevkivi hind on võrdeline kivisõe maailmataseme hinnaga .....	26
1.7.2 Põlevkivihinna Eestisisene konkurents.....	28
1.7.3 Naftatoodete hinna tõus .....	32
1.7.4 Põlevkivi hind Eestis tulevikus .....	34
1.7.5 Põlevkivielektri hind tulevikus.....	36
1.8 Põlevkiviõli kõrvalsaaduste kasutamine elektri tootmiseks.....	37
1.9 Tsirkuleeriva keevkihttehnoloogia kasutuselevõtt.....	41
1.10 Kokkuvõte põlevkivielektrist.....	43
<b>2. Tuuleelektri hinna kujunemine.....</b>	<b>47</b>
2.1 Tootmisvõimsused .....	47
2.2 Tuuleelektri hind.....	51
2.3 Tuuleelektri hind tulevikus .....	51
2.4 Kokkuvõte tuulelektrist.....	58
<b>3. Alternatiivsed elektritootmise võimalused.....</b>	<b>59</b>
3.1 Hüdroenergia.....	59
3.2 Päikeseenergia.....	59
3.3 Koostootmisjaamad.....	59
3.4 Tuumaenergia .....	61
<b>Lõputöö kokkuvõte .....</b>	<b>62</b>
<b>Kirjandus .....</b>	<b>68</b>
<b>Lisad .....</b>	<b>72</b>
L.1. Nord Pool Spot kauplemispiirkond ja lähiriikide omavahelised ühendusvõimsused .....	72
L.2. Aasta keskmised elektrihinnad erinevates turupiirkondades .....	73
L.3. Kasutatud valemid ja tähistused.....	74
L.4. Elektrimüügihinna tõus ja elektrimüügihind CO <sub>2</sub> kvoodi tõustes.....	76

L.5.	Põlevkivi hind tulevikus erinevatel stsenaariumitel.....	77
L.6.	Elektrimüügihinna tõus ja elektrimüügihind CO2 kvoodi ja põlevkivihinna tõustes .....	78
L.7.	Põlevkivielektri hind tulevikus minimaalse kapitali tootlikkuse meetodil CO2 kvoodi- ja põlevkivihinna tõustes põlevkiviõli teise stsenaariumi kohaselt.....	79
L.8.	Põlevkivielektri hind tulevikus minimaalse kapitali tootlikkuse meetodil CO2 kvoodi- ja põlevkivihinna tõustes koos põlevkiviõli teise stsenaariumiga keevkiht-tehnoloogial.....	80
L.9.	Põlevkivielektri hinnatõus ja elektrimüügihind erinevatel stsenaariumitel .....	81
L.10.	Elektrihinna tõus ja elektrimüügihind erinevatel stsenaariumitel .....	82

# Lõputöö ülesanne

Lõputöö teema:	<b>Põlevkivielektri konkurentsivõime avatud elektrituru tingimustes</b>
Üliõpilane:	<b>Rauno Rahnik, 121944</b>
Lõputöö juhendaja:	<b>dokt Märts Ots</b>
Õppetool:	<b>Energiasüsteemide õppetool</b>
Õppetooli juhataja:	<b>prof Heiki Tammoja</b>
Lõputöö esitamise tähtaeg:	<b>27.05.2015</b>

---

Üliõpilane (allkiri)

---

Juhendaja (allkiri)

---

Õppetooli juhataja (allkiri)

## Teema põhjendus:

*Põlevkivi on olnud Eesti elektrienergia alustalaks juba 20 sajandi keskpaigast, kui rajati Balti ja Eesti soojuselektrijaamad. Elektrituru avanemisega on loodud sassi senine elektrienergiaga kauplemise kord ning elektrienergia ostmine ja müük toimub turupõhiselt kus hinna määrab pakkumise ja nõudluse vahekord. Avatud elektriturg on endaga kaasa toonud palju uusi elektrienergia pakkujaid, kes kasutavad elektrienergia tootmiseks muid energiaallikaid. Eesti on väga tugevalt integreeritud põhjamaade ning Balti riikidega, mille tõttu tuleb konkureerida ka sealsete tootjatega. Turupõhine elektrienergia müük avaldab survet põlevkivist toodetud elektrienergia hinnale, sest turule pääsevad esmajoones need, kes pakuvad madalaimat hinda. Lisaks uuele turupõhisele konkurentsile mõjub fossiilsetest kütustest toodetud elektrienergiale negatiivselt aina suurenev Euroopa Liidu üha agressiivsemad heitmekaubanduse reeglid, kus fossiilkütustest elektrit tootvad ettevõtted peavad ostma heitmekvoote. Uurimustöö tulemusena selgub põlevkivielektri positsioon avatud elektrituru tingimustes.*

## Töö eesmärk:

*Töö eesmärgiks on uurida põlevkivist toodetud elektrienergia konkurentsivõimet tulevikus avatud elektrituru tingimustes.*

## Lahendamisele kuuluvate küsimuste loetelu:

- *Põlevkivielektri hinna kujunemine*
- *Euroopa Liidu heitmekaubanduse reeglite mõju*
- *Eestisisese põlevkivi konkurentsiolekorra mõju põlevkivielektrile*
- *Põlevkivielektri konkurentsivõime*

**Lähteandmed:**

Eesti Energia Narva Elektrijaamad AS Majandusaasta aruanded – Äriregister

Eesti Energia Õlitööstus AS Majandusaasta aruanded – Äriregister

Tuuleparkide Majandusaasta aruanded – Äriregister

Tuuleenergiast Eestis – Elering infokeskus

**Eessõna**

*Lõputöö teema otsimine toimus isiklikust huvist seoses Euroopa Liidu üha agressiivsemale rohelisele energiapoliitikale ja selle mõjust põlevkivielektrile. Konkreetse teema „Põlevkivielektri konkurentsivõime avatud elektrituru tingimustes“ andis välja Konkurentsiameti peadirektor Märt Ots.*

*Uurimustöö ja algandmete kogumine toimus iseseisvalt, suunavat ja täpsustavat informatsiooni andis juhendaja.*

Rauno Rahnik

J.Sütiste tee 46-38, Tallinn 13420

+372 53 454 080

raunorahnik@gmail.com



## Sissejuhatus

Põlevkivi on olnud Eesti elektrienergia alustalaks juba 20. sajandi keskpaigast, kui rajati Balti ja Eesti soojuselektrijaamad, mis annavad üle 90 % Eestis toodetavast elektrienergiast. Kuni elektrituru täieliku avamiseni 1. jaanuar 2013 reguleeris elektrienergia riik. Elektrituru avanemisega on sassi lõõnud senine elektrienergia kauplemise kord ning elektrienergia ostmine ja müük toimub nüüd turupõhiselt, kus hinna määrab pakkumise ja nõudluse vahekord.

Eesti kuulub Nord Pool Spot elektrituru kauplemispiirkonda. Sinna piirkonda kuuluvad veel Norra, Rootsi, Soome, Taani, Läti ja Leedu [Joonis L. 1]. Nüüd on igal tarbijal võimalik endale valida sobiv elektrimüüja, mille tõttu konkureerib põlevkivielekter teiste elektrienergia pakkujatega, kes kasutavad elektrienergia tootmiseks muid energiaallikaid. Sellest lähtuvalt avaldab turupõhine elektrienergia müük survet põlevkivielektrile, sest turule pääsevad esmajoones need, kes pakuvad madalaimat hinda [Joonis L. 2] [1].

Avatud elektrituru üheks olulisimaks toimimise aluseks on liikmesriikide vaheliste elektrivõrkude integreeritus. Selle tõttu on vaja suuri investeeringuid uutesse elektrivõrkudesse, mis aitavad vähendada pudelikaelu kahe erineva hinnapiirkonna vahel ja ühtlustada nende piirkondade vahelisi hinnaerinevusi. Samuti suurendavad uued ülekandeliinid elektrienergia varustuskindlust, kuid ühtlasi peab meeles pidama, et kõik need investeeringuid lähevad lõpptarbijale kanda.

Lisaks uutele elektrienergia pakkujatele, mõjub praegusele põlevkivielektri hinnale kõige rängemalt Euroopa Liida üha agressiivsemad heitmekaubanduse reeglid. Lisaks elektrituru täielikule avanemisele peavad fossiilkütustest elektritootjad arvestama võimalike heitmekvootide ostuga. Senini saadi suurem osa neist kvootidest tasuta. Kuna heitmekvootide hinnad on püsivas tõusutrendis, toob see kaasa elektrienergia hinnad tõusu ligikaudu 40-60%. Põlevkivielektri konkurentsivõimet vähendavad veel teistele tootjatele makstavad toetused [2].

Euroopa Liidu roheline energiapoliitika on endaga kaasa toonud suuri reforme kogu elektrivõrgus. See puudutab nii elektritootjaid, -võrku, -tarbijaid kui ka –turu enda olemust ja toimimispõhimõtteid. Ajaloost on teada, et iga reform toob endaga kaasa nii positiivseid kui ka negatiivseid mõjusid. Ühelt poolt on loomulikult positiivne ühtne ja toimiv elektriturg, kus saab valida endale sobiva elektrimüüja. Integreeritud elektriturg aitab ühtsustada hindu, luua suuremat varustuskindlust ja vähendada energiereserve. Samas võivad sellised kiired ja radikaalsed muutused ohtu kujutada terve riigi energiapoliitikale, kuna heitmekvootide hinnatõusu korral ei pruugi senine põlevkivielekter tulevikus olla konkurentsivõimeline teiste

alternatiivsete energiaallikatega. Kuna põlevkivist toodetud elekter on Eesti riigi üks alustalasid, eeldaks selle säilitamine suuri ja ka tasuvaid investeeringuid tehnoloogiasse, mis aitaks vähendada kasvuhoonegaaside paiskumist atmosfääri.

Lõputöö eesmärgiks on uurida põlevkivielektri konkurentsivõimet avatud elektrituru tingimustes. Eesmärkideni jõudmiseks kasutan põhjendatud tulukuse ehk kapitali tootlikkuse meetodit, mis kujutab endast Konkurentsiameti poolt määratud tasuvust tehtud investeeringult reguleeritud turu tingimustes. Kapitali tootlikkuse meetodi valisin sellepärast, et see meetod on laialdaselt kasutusel investeeringute majandusliku tasuvuse hindamiseks. Tegelikult on tegemist avatud turuga, kuid põhjendatud tulukus simuleerib konkureerivatel turgudel samaväärse riskitasemega investeeringutelt investorite poolt nõutavat kasumit ehk teisisõnu on uurimustöös põhjendatud tulukus võetud minimaalseks tasuvuseks, kus investorid on huvitatud antud valdkonda investeerima. Tasuvuse langedes alla selle piirmäära ei oleks investeerimine investoritele enam huviäratav ja selle tulemusena kaotaks investeerimist vajav sektor oma konkurentsivõime.

Põlevkivielektri konkurentsivolukorra tulemusteni saamiseks tuleb esmalt hinnata CO<sub>2</sub> heitmekvootide mõju elektrimüügihinnale ning seejärel analüüsida võimalikke põlevkivi hinna muutusi. Vastavalt „Põlevkivi kasutamise riikliku arengukava 2016-2030“, tuleb tagada põlevkivile tingimused üleminekuks majanduslikult efektiivsemale ja suuremat lisandväärtust andvale tootele [3]. Selle tulemusena hakkavad turul konkureerima põlevkivielekter ja –õli. Nende kahe toote vahel tekib konkurents põlevkivi ostule ning seejärel tõuseb ka põlevkivi müügihind. Sellepärast mõjutab tulevikus põlevkivielektri müügihinda ka põlevkivi ostuhind.

Pidades silmas põlevkiviõli arengut ja suurema lisandväärtuse andmist põlevkivile, tuleb uurida võimaliku olukorda, kus põlevkiviõli tootmises tekkinud kaasprodukte kasutatakse ära elektri tootmiseks.

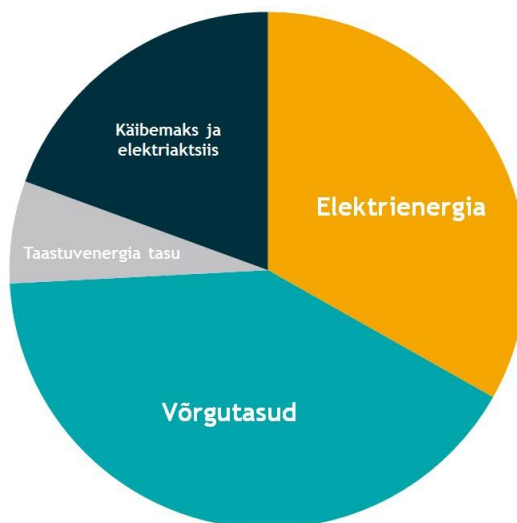
Tänu tsirkuleeriva keevkiht-tehnoloogia suuremale kasuteguri ja väiksemale CO<sub>2</sub> kvoodi intensiivsusele tuleks uurida võimalikke põlevkivielektri müügihindu, kui põlevkivielektrit toodetakse ainult uue Auvere 300 MW tsirkuleeriva keevkiht tüüpi põlevkivikateldega [4].

Teades põlevkivielektri võimalikke müügihindu erinevatel stsenaariumitel, on võimalik analüüsida, kas tulevikus on põlevkivielekter konkurentsivõimeline võrreldes teiste alternatiivsetest energiaallikatest elektrienergiat tootavate elektritootjatega või mitte.

# 1. Põlevkivielektri hinna kujunemine

## 1.1 Põlevkivielektri hinnakomponendid

Põlevkivielektri hind lõpptarbija jaoks kujuneb välja üldiste põhimõtete järgi. Põhilised neli komponenti on võrgutasud, elektrienergia, taastuvenergia tasud ning käibemaks ja elektriaktsiis [5]. Elektrienergia komponendile lisandub veel üha suurenev heitmekvootide maks.



Joonis 1.1.1 Elektrihinna komponendid 2013 [5]

### 1.1.1 Võrgutasud

Võrgutasud saab liigitada nelja erinevasse kategooriasse, nendeks on:

- Investeeringud elektrivõrku – elektrivõrgu planeerimise ja investeeringute kestvused on väga pikad, tavaliselt 20-30 aastat. Peamisteks eesmärkideks on läbilaskevõime tagamine, piisava varustuskindluse ja elektrikvaliteedi tagamine, kadude optimeerimine ning elektrivõrgu kaasajastamine. Investeeringute (põhivara kulum ja põhjendatud tulukus) protsentuaalne osatähtsus 2014. aasta seisuga oli võrguteenuse koguhinnast 36,8% [6]. Keskmine võrguteenuse hind 2014. aastal oli 38,2 €/MWh [7]
- Eleringi teenus – elektriliinide ja alajaamade teenustasud elektrienergia edastamiseks. Investeeringute protsentuaalne osatähtsus 2014. aasta seisuga oli võrguteenuse koguhinnast 34,6% [6]
- Püsikulud – elektrivõrgu hooldus- ja remondikulud. Investeeringute protsentuaalne osatähtsus 2014. aasta seisuga oli võrguteenuse koguhinnast 20,6% [6]
- Elektrivõrgu kaod – elektrienergia edastamisel võrgus tekkinud kaod [6]

- Investeeringute protsentuaalne osatähtsus 2014. aasta seisuga oli võrguteenuse koguhinnast 20,7% [6]

Võrguteenuse pakkujad on jätkuvalt oma piirkonnas monopoolses seisuses ning nende hindasid reguleerib Konkurentsiamet.

### 1.1.2 Elektrienergia

Elektrihind kujuneb avatud elektriturul vastavalt nõudlusele ja pakkumisele. Elektrienergiaga kauplemist ei saa vaadelda kui standardset kauplemise vormi. Elektrienergiaga kauplemisel tuleb arvestada, et tootmine ja tarbimine toimuvad samal ajahetkel ning elektrienergia ei ole „jälitav“, ehk kust elektrijaamast pärineb tarbimispunktis tarbitav elektrivool. Lisaks tuleb arvestada, et hetkel puuduvad majanduslikult otstarbekad suuremahulised elektrisalvestamise võimalused, mistõttu on väga tähtis roll tarbimisgraafikute prognoosimisel [2].

Elektrienergia hinda mõjutavad väga mitmed erinevad faktorid. Nendeks on nii poliitilised, majanduslikud, tehnoloogilised ja ka loodusjõud ehk ilmastikuolud:

- Kütuste hinnad – kõik elektrijaamad vajavad elektri tootmiseks mingisugust toorainet. Olgu see siis kas fossiil-, tuumkütuste, biomassi, taastuvate energiaallikate või mõnel muul näol. Põlevkivielektri puhul on vaatluse all kaevandatav põlevkivi. Vastavalt Eesti maapõueseadusele reguleerib maavarade kaevandamist riik. Maapõueseaduse § 25<sup>1</sup> järgi on põlevkivi aastane kaevandamismäär 20 miljonit tonni. Ligikaudu 15 000 tuhat tonni sellest kuulub Eesti Energia Kaevandused AS lubatud aastamäär. Kuni 31.12.2012 kehtinud elektrituruseaduse § 75 lg 7 tulenes, et Eestis põlevkivi kaevandav ettevõtja peab müüma elektrienergiat tootvale tootjale. Põlevkivi hind oli reguleeritud Konkurentsiameti poolt, milleks oli 10,55 €/t. Kooskõlastatud hind oli kulupõhine ning koosnes põhjendatud kuludest, põhivara kulumist ning põhjendatud tulukusest investeeritud kapitalilt. Alates elektrituru täielikust avanemisest ei ole põlevkivi hind riiklikult reguleeritud ning toimub turupõhiselt [8]
- Ilmastikuolud – põlevkivielektri hinda mõjutavad oluliselt hüdroreservuaaride tasemed naaberriikides Norras ja Rootsis ning sademete hulk Lätis. Samuti omavad rolli sobivad tuuletingimused tuulikute töös hoidmiseks [2]
- Kliimapoliitika – kõige suuremat mõju põlevkivielektrile hakkab tulevikus määrama CO<sub>2</sub> heitmekvootide hinnad. Euroopa Liidu energiapoliitika eesmärgiks on fossiilsete kütuste vähendamine ning taastuvate energiaallikate osakaalu suurendamine. Elektrituru täieliku avanemisega 2013. aasta alguses peavad fossiilkütustes

elektritootjad kvoote ostma ise, enne saadi suurem osa neist tasuta. Keskmiseks CO<sub>2</sub> kvootide hinnad 2014. aastal oli 6,0 €/t [7]

- Tehnoloogia areng – põlevkivielektri konkurentsivõime tagamiseks tulevikus on suur rõhk praegu kasutatava tehnoloogia täiustamisel ja investeeringute teostamisel põlevkivienergeetikasse. Praegu töös olevatel elektrijaamade suure kasvuhoonegaaside eralduse tõttu atmosfääri tuleb lähitulevikus iga toodetud MWh pealt maksta 25 ... 45 € CO<sub>2</sub> heitmekvootide tasu [1], mis on tunduvalt rohkem tootmishinnast. Samasuguse heitmekvoodi hinnatõusuga on arvestatud ka „ENMAK 2030“ arengukavas ning tegelikkuses sõltub elektrihind suuresti CO<sub>2</sub> kvoodi hinnast. Lahenduseks oleks efektiivsemate protsesside leidmine või CO<sub>2</sub> kasvuhoonegaaside parem kinnipüüdmine
- Tarbimine – elektrihinna üks peamisi faktoreid. Prognooside kohaselt kasvab maailma kogu energiatarbimine 2035. aastaks võrreldes 2012. aastaga ligikaudu 40% [2]. Tarbimise kasv erineb regiooniti, sest meie piirkonnas on täna pigem stabiilne turuolukord. Kõige suuremat tarbimise tõusu on oodata riikides nagu Hiina ja India oma suure rahvaarvu ja kiiresti areneva majanduse tagajärjel
- Riikidevahelised ülekandevõimsused – Eestil on elektriühendused Venemaa, Läti kui ka Soomega. Soome kaudu ühendavad meid alalisvooluühendused EstLink 1, 350 MW ja EstLink 2, 650 MW. EstLink alalisvooluühenduste kaudu oleme tihedas kaubandussuhtes Põhja-Balti turgudega [2]. Läti ja Venemaaga oleme ühendatud vahelduvvooluliinidega, sest kuulume ühtsesse sagedusalasse. Reaalset Eesti ja Venemaa vahelist ühendusvõimsust loetakse võrdseks nulliga, sest vastavalt kokkuleppele ei toimu Eesti ja Venemaa vahelist elektrienergiakaubandust [1]. Ülekandevõimsustel tuleb silmas pidada, et nii nagu teisigi elektriliine, ei tohi neid tavaolukorras koormata maksimumini, sest jätma peab piisava avariireservi juhul, kui ühe elektrilise agregaadiga peaks midagi juhtuma. Eleringi poolt väljastatud „Eesti Elektrisüsteemi Varustuskindluse Aruanne 2014“ põhjal jääb tipukoormus lähiajal muutumatuks, jäädes 1500-1700 MW juurde. Võib juhtuda, et Narva Elektri jaamade plokkide järkjärguline sulgemine aastatel 2020-2024 põhjustab tipukoormuse energiapuudujäägi, kuid juba praeguseks ajaks on piisavalt ülekandeliinide ühendusi naaberriikidega, et katta need vajadused [Joonis L. 1]. Naaberriikidega ühendused aitavad oluliselt vähendada tipukoormuste reservi, sest geograafilise erinevuse tõttu toimuvad tipukoormused eriaegadel [9]

### 1.1.3 Taastuenergia tasud

Taastuenergia tasudid makstakse välja Elektriturseaduse § 59 lg 1 alusel. Taastuenergia tasudel eristatakse tõhusat koostootmisrežiimi ja taastuvatest energiaallikatest toodetud elektrienergiat. Elektriturseaduse § 59<sup>2</sup> lg 9 alusel maksab taastuenergia tasu taastuvatest energiaallikatest toodetud elektrienergia põhivõrguettevõtja (Elering AS). Seejuures tuleb tähendada, et taastuenergia ostukulutuse rahastatakse võrgutasudest, mille § 59<sup>2</sup> lg 1 alusel maksab lõpptarbija.

Elektriturseaduse § 59<sup>1</sup> lg 5 alusel makstakse Eestis tuult energiaallikana kasutatavatele elektritootjatele kalendriaasta jooksul toetusi 600 GWh. Toetuste rahastamine toimub § 59<sup>2</sup> lg 4 alusel:

„Käesoleva paragrahvi lõikes 2 nimetatud hinnangu alusel määrab põhivõrguettevõtja järgmise kalendriaasta toetuste rahastamise kulu suuruse tarbitud võrguteenuse ja otseliini kaudu tarbitud elektrienergia ühe kilovatt-tunni kohta, võttes arvesse hinnangu koostamisele vahetult eelnenud 12 kuu jooksul toetuste rahastamiseks üle- või alalaekunud summasid, ülelaekunud summalt teenitud intressi või alalaekunud summalt tasutud intressi ning toetuste haldamiseks tehtavaid põhjendatud kulutusi. Põhivõrguettevõtja avaldab toetuste rahastamise kulu suuruse koos selle aluseks olevate andmete ja arvutuskäiguga oma veebilehel.“

Elektriturseaduse § 59 lg 2 alusel on määratud toetuste summad eurodes kWh kohta. Tuuleenergiale toetus on 0,0537 €/kWh, mis on märkimisväärselt suur, arvestades seda, et see on 53,7 €/MWh kohta.

Põhivõrguoperaatori Elering AS poolt arvatud 2015. aasta taastuenergia keskmine tasu lõpptarbijale perioodil 1. jaanuar – 31. detsember 2015 on 0,89 €<sub>sent</sub>/kWh. Koos käibemaksuga on see 1,07 €<sub>sent</sub>/kWh [10].

### 1.1.4 Elektriaktsiis ja käibemaks

Alkoholi-, tubaka-, kütuse- ja elektriaktsiisi seaduse § 66 lg 12 kohaselt on elektrienergia aktsiisimäär 4,47 €/MWh kohta. Tasumisele kuulub ainult tarbitav aktiivenergia. Reaktiivenergiat aktsiisiga ei maksustata.

Käibemaksuga 20% on Eestis maksustatud kõik kauba või teenuse maksustatavast väärtusest, sealhulgas ka elektrienergia.

### 1.1.5 Kokkuvõte

Eelpool toodud punktide põhjal saab teha järgmised järeldused:

- Lõpptarbija jaoks mõjutavad elektri hind kõik eelpool toodud tegurid
  - Võrgutasud (investeeringud elektrivõrku, ülekandetasud, püsikulud ja kaod)
  - Elektrienergia (kütuste hinnad, ilmastikuolud, kliimapoliitika, tehnoloogia areng, tarbimine ja riikidevahelised ülekandeühendused)
  - Taastuvenergia tasud
  - Elektriaktsiis ja käibemaks
- Põlevkivielektri hinda mõjutavad aga järgmised olulised tegurid
  - Elektrienergia (kütuste hinnad, ilmastikuolud, kliimapoliitika, tehnoloogia areng, tarbimine ja riikidevahelised ülekandeühendused)

Põlevkivielektri hinna kujunemisel tuleks vaadata neid tegureid, mis tulevikus hakkavad seda mõjutama.

## **1.2 Euroopa liidu kliima- ja energiaeesmärgid 2030. aastani**

Euroopa Liidu kliima- ja energiaeesmärgiks 2030. aastaks on kohustada liikmesriike vastu võtma otsuseid ja investeeringuid rohelse energia osakaalu suurendamiseks. Nende põhimõtetega liigutakse vähese CO<sub>2</sub> sisaldusega majanduse ning konkurentsivõimelise ja turvalise energiasüsteemi suunas, mis aitab tagada tarbijatele madalamad hinnad, suurendab energiavarustuskindlust ning vähendab sõltuvust energiainpordist.

Peamised Euroopa liidu kliima- ja energiaeesmärgid 2030. aastani on:

1. Siduv kasvuhoonegaaside vähendamise eesmärk
  - 2030. aasta heidete vähendamine vähemalt 40% alla 1990. aasta taseme
  - 2050. aasta heidete vähendamine vähemalt 80% alla 1990. aasta taseme
  - Heitkoguste aastane vähendamise määr 1,74%. Pärast 2020. aastat 2,2%
2. Taastuvenergia eesmärk
  - 2030. aasta taastuvenergia osakaal vähemalt 27%

Lisaks sellele, on taastuvenergia eesmärgid tihedalt seotud järgmiste oluliste faktoritega, mis aitavad kaasa nende toimumisele:

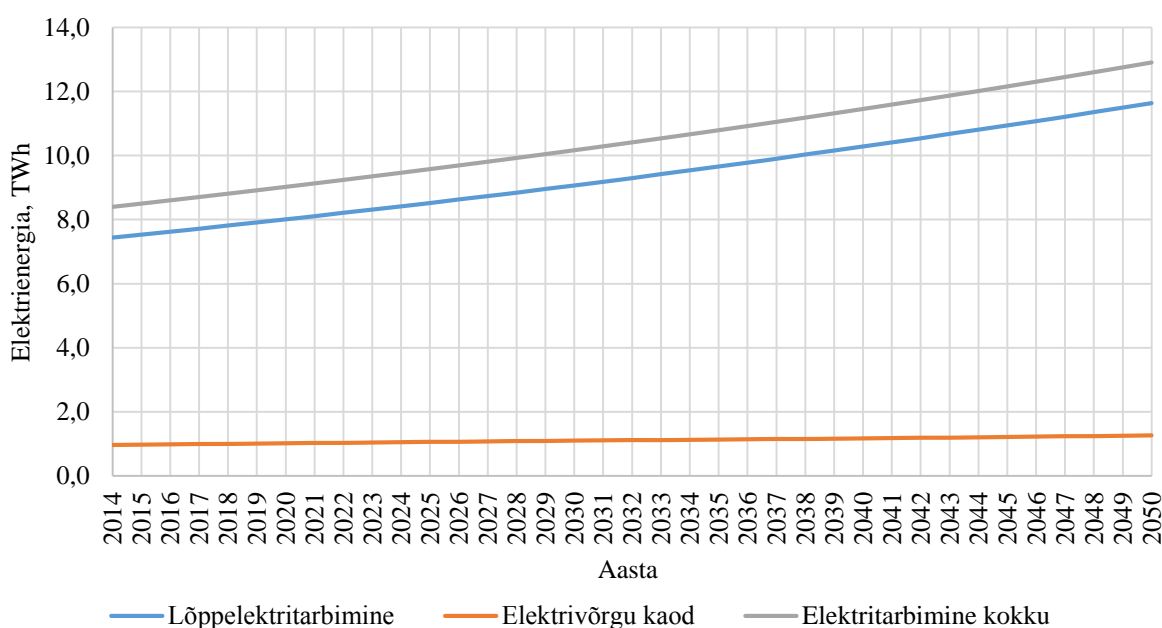
1. Energiatõhusus – 2030. aasta eesmärgiks on suurendada energiatõhusust 30%, põhinedes senistel teadmistel, et praegu ehitatavad majad on energiatarbimises ligikaudu poole tõhusamad kui 1980. aastatel ehitatud majad. Suurem energiatõhusus aitab vähendada lõpptarbimist ning aitab kaasa turvalise ja jätkusuutliku energiasüsteemi tekkimisele

2. Euroopa Liidu heitmekvootidega kauplemise süsteemi reform – eesmärgiks aastatega kogunenud lubatud heitkoguste ühikute ülejäägi parem haldamine ja ka parandada süsteemi vastupanuvõimet suurtele šokkidele
3. Konkurentsivõimeline, taskukohane ja turvaline energia – mitmete erinevate näitajate alusel aitaks aastat 2030 silmas pidades kaasa konkurentsivõimelise ja turvalise energiasüsteemi tekkimisele. Energiaturg toimiks jätkuvalt tihedas konkurentsistuintegratsioonil, tarnete mitmekesisusel ja kohalikel energiaallikatel
4. Uus juhtimissüsteem – uus juhtimisalane raamistik tugineb konkurentsivõimelise, turvalise ja kestliku energia riiklikele kavadele. Kõnealused kavad töötavad välja liikmesriigid Euroopa Liidu komisjoni tulevastel suunitlustel, mis peavad ühtlasi tagama investoritele suurema kindluse ja parema läbipaistvuse ning edendama sidusust [11] [12]

### 1.3 Elektrienergia lõpptarbimine

Elektrienergia tarbimise põhilisteks mõjutajateks on riigi sisemajanduse koguprodukt ning välisõhutemperatuur. Elektrienergia lõpptarbimise prognoos põhineb rahandusministeeriumi 2014. aasta kevadisel SKP majandusprognoosil [9].

Uue prognoosi järgi kasvab elektrienergia tarbimine keskmiselt 1,2% aastas ning jõuab 2030. aastaks 10 TWh tasemele [Joonis 1.3.1] [9].

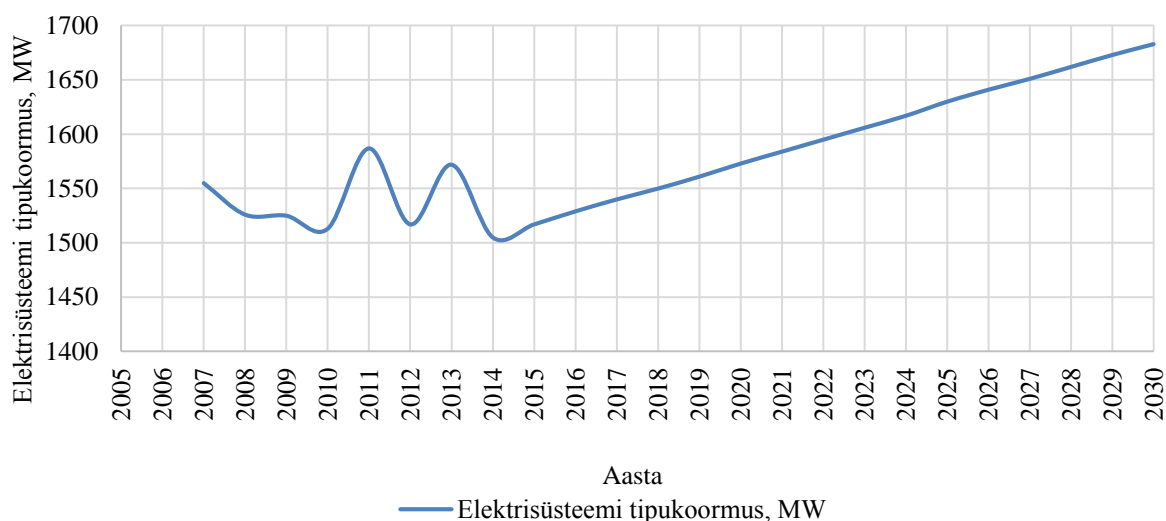


**Joonis 1.3.1** Elektrienergia tarbimise prognoos kasvuga 1,2% aastas [9]



Elektrienergia tulevikunõudlusel [Joonis 1.3.1] toodud elektrienergia lõpptarbimise kasvul on arvestatud Eleringi „Eesti Elektrisüsteemi Varustuskindluse Aruanne 2014“ prognoose [9] ning elektrikadude andmed pärinevad „ENMAK 2030“ algandmetest [1].

Lisaks lõpptarbimisele, on oluline tähtsus tipukoormusel. Tipukoormuse prognoositav kasvutempo on aeglasem kui lõpptarbimine seoses suuremate soojus- ja ökonoomsusklassi kuuluvate majade ehitamise ja renoveerimisega [Joonis 1.3.2] [9]. Omalt poolt avaldab mõju ka tarkvõrgu arendamine, mis seab võimalused tarbimise juhtimiseks 200-400 MW ulatuses sõltuvalt aastaajast [13]. Selle tulemusena sõltub paarikümne aasta pärast tipukoormus üha vähem lõpptarbitavast elektrienergia kogusest. Loomulikult vajab sellise võrgu arendamine mitmeid investeeringuid ja tihedat koostööd lõpptarbijatega.



**Joonis 1.3.2** Elektrisüsteemi tipukoormuse kasv [9]

Elektrisüsteemi tipukoormuse [Joonis 1.3.2] andmed on võetud Eleringi „Eesti Elektrisüsteemi Varustuskindluse Aruanne 2014“ prognoosist [9].

## 1.4 Elektri hind avatud turul

Elektri hind sõltub väga paljudest erinevatest asjaoludest. Täpsemalt on need asjaolud toodud peatükis 1.1. Eesti tegutseb *Nord Pool Spot AS* elektribörsil, kus lisaks Eestile võtavad elektriturust osa Norra, Rootsi, Soome, Taani, Leedu ja Läti kauplejad. Elektrituru osaline avanemine toimus Eestis 2012. aastal ning täielik 2013. aasta alguses. Sellega seonduvalt on vaatluse all elektri hinnad alates 2012. aastast.

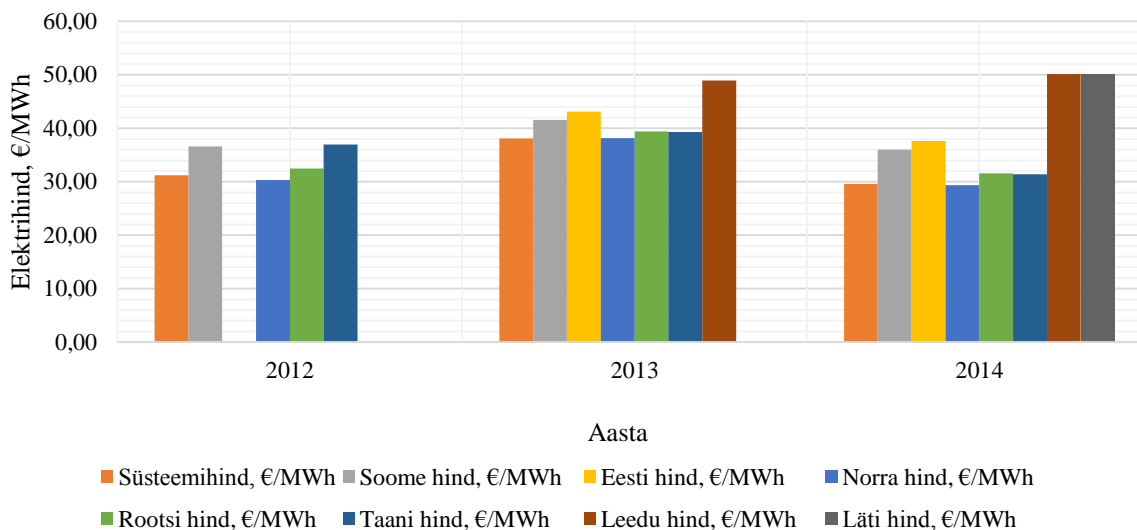
Elektriturul toimub kauplemine kahel erineval tasandil:

- *Elspot* ehk päev ette turg, kus määratakse elektri turuhind ja kauplemiskogused. Elektrimüüjad ja ostjad teevad pakkumisi järgmise ööpäeva elektri turutehingute jaoks. Hind ja kogus määratakse igaks tunniks eraldi. Pakkumiste lõppemise aeg on iga päev kell 12.00 *CET*. Kui ei suudeta turule anda niipalju elektrienergiat või tarbida vastavalt pakkumisele, tuleb teha paranduspakkumisi päevasisesel elektriturul *Elbas* [1]
- *Elbas* ehk päevasisene elektriturg. Päevasisesel elektriturul toimub kauplemine nn prognoosivigade parandamiseks. Põhjuseid võib olla mitmeid, näiteks ootamatud rikked või hilisemad prognoosid on täpsemad. Mõistagi võivad sellised reguleerimishinnad kujuneda mitmeid kordi kallimaks kui hinnad *Elspot* turutasandil [1]

Avatud elektrituru paremaks toimimiseks on tehtud suuri investeeringuid naaberriikidevahelistesse ühendustesse. Selle tulemusena on Eesti põlevkivielektri hinna analüüsimisel oluline teada teiste *Nord Pool Spot* elektribörsi piirkonda kuuluvate elektritootjate elektri hindu ja millest elektrit toodetakse.

**Tabel 1.4.1** Keskmised elektri hinnad Nord Pool Spot elektribörsil [14]

Aasta	Süsteemihind, €/MWh	Soome hind, €/MWh	Eesti hind, €/MWh	Norra hind, €/MWh	Rootsi hind, €/MWh	Taani hind, €/MWh	Leedu hind, €/MWh	Läti hind, €/MWh
2012	31,20	36,64		30,30	32,51	36,95		
2013	38,10	41,60	43,14	38,17	39,44	39,29	48,93	
2014	29,61	36,02	37,61	29,37	31,59	31,41	50,13	50,12



**Joonis 1.4.1** Erinevate hinnapiirkondade elektrihinna erinevused aastate lõikes 2012-2014 [14]

Süsteemihind kujutab endast ideaalhinda, mis tekib nõudluse ja pakkumise lõikepunktis ning mille arvutamisel ei ole arvestatud ülekandevõimsuste piiranguid hinnapiirkondade vahel [14].

Joonis 1.4.1 tuleb ära märkida asjaolu, et riigid nagu Norra, Rootsi ja Taani, on jaotunud mitmesse erinevasse hinnatsooni. Tulemused on saadud nende hinnapiirkondade keskmiste tulemuste põhjal ning asjade lihtsustamiseks ei ole arvestatud kaalutletud elektrienergia müügimaht. Selle tõttu võib süsteemi keskmine elektrihind tunduda madalam, kui seda on ühegi teise hinnapiirkonna keskmine hind. Tegelikult see nii ei ole.

Vaatamata sellele, saab Joonis 1.4.1 põhjal ära määrata üldised elektrihinda mõjutavad trendid. Kuna elektrihind kujuneb pakkumise ja nõudluse tagajärjel, pääsevad turule ennekõike need, kes tulevad turule madalaimate hindadega. Nendeks on hüdro- ja tuuleelekter. Kõige suuremad tuule- ja hüdroenergia ressursid asuvad Norras, Taanis ja Rootsis. Kolme aasta lõikes on märgata selget trendi, et elektrihinna taseme määravad ära just need kolm riiki. Kui 2012. ja 2014. aastatel olid väga soodsad ilmastikuolud hüdroelektrijaamadele, toodeti suures mahus elektrit hüdroenergiast, viies elektrihinna *Nord Pool Spot* süsteemis alla. Nende kahe vahel 2013. aastal oli aga kuiva aasta tulemusena elektrihind oluliselt kõrgem.

## 1.5 Alles jäävad tootmisvõimsused

Uurimustöö baasaastaks on aasta 2013, sest see iseloomustab kõige rohkem elektrisüsteemi tulevikus. Eeldatud on Euroopa Liidu jätkuvat rohelist energiapoliitikat, täielikult avatud elektriturgu ja piisaval hulga naaberriikidevahelisi ülekandeliine toimivaks elektrituruks.

Tootmisvõimsuste hindamisel on aluseks võetud Eesti elektrisüsteemihalduri Eleringi „Eesti Elektrisüsteemi Varustuskindluse Aruanne 2014“. Aruande põhjal on kuni aastani 2023 Eesti elektrivarustuskindlus tagatud kodumaiste tootmisvõimsusustega ja aastani 2030 tagatud tootmisvõimsuste ja ülekandevõimsuste koosmõjus [9].

**Tabel 1.5.1** Aastaks 2014 teadaolevad tootmisvõimsused [13]

Elektrijaam	Installeeritud netovõimsus, MW	Võimalik tootmisvõimsus, MW
Eesti elektrijaam	1355	1057
Balti elektrijaam	432	362
Iru elektrijaam	173	173
Eleringi avariireservelektrijaamad Kiisal	250	0
Põhja SEJ	54	54
Lõuna SEJ	7	7
Sillamäe SEJ	15,8	10
Tallinna elektrijaam	21	21
Tartu elektrijaam	22	22
Pärnu elektrijaam	20	20
Tööstuste ja väikekoostoomisjaamad	52	41
Hüdroelektrijaamad	7,5	4
Tuuleelektrijaamad	301	0
Mikrotootjad	2,1	0
Kokku	2713	1770

Tabel 1.5.1 saab lühidalt kokku võtta, et jätkuvalt moodustavad väga suure osa elektritootmise võimsusest Narva elektrijaamad.

Suletavad tootmisseedmed ja olemasolevate tootmisseedmete võimsuse vähenemine [13]:

- Balti elektrijaama ühe ploki sulgemine aastal 2014 võimsusega 140 MW
- Balti elektrijaama ühe ploki sulgemine aastatel 2015-2024 võimsusega 110 MW
- Iru elektrijaama ühe bloki konserveerimine aastal 2016 võimsusega 62 MW
- Piirangud IED (*Industrial Emissions Directive* – Tööstuslike emissioonide piiramise direktiiv) leevendusmeetmete alusel töötavatele vanadele plokkidele aastatel 2016-2023 võimsusega 619 MW. Piirang kehtib Narva Elektrijaamade vanadele renoveerimata ja väävlipuhastusseadmeteta energiaplokkidele, mille summaarne tööaeg on kokku 17 500 töötundi [9]

- Eesti elektriijaama plokkide sulgemine aastal 2024 võimsusega 489 MW
- Balti elektriijaama ploki sulgemine aastal 2024 võimsusega 130 MW
- Väikeste elektriijaamade võimsuse vähenemine aastatel 2014-2024 võimsusega 7 MW

Kokku suletakse aastaks 2024 tootmisvõimsusi 939 MW, mille hulka on arvestatud piirangutega kasutatav võimsus [13].

Tehnoloogiliselt ja majanduslikult kõlbmatute tootmisüksuste sulgemine annab võimaluse turule tulle uutel elektritootjatel. Kavandatud ja ehitusjärgus suuremad soojuselektriijaamad on [13]:

- Enefit elektriijaam aastaks 2015 võimsusega 22,5 MW
- Põhja Soojuselektriijaam aastaks 2015 võimsusega 22,5 MW
- Auvere elektriijaama uus plokk aastaks 2016 võimsusega 270 MW

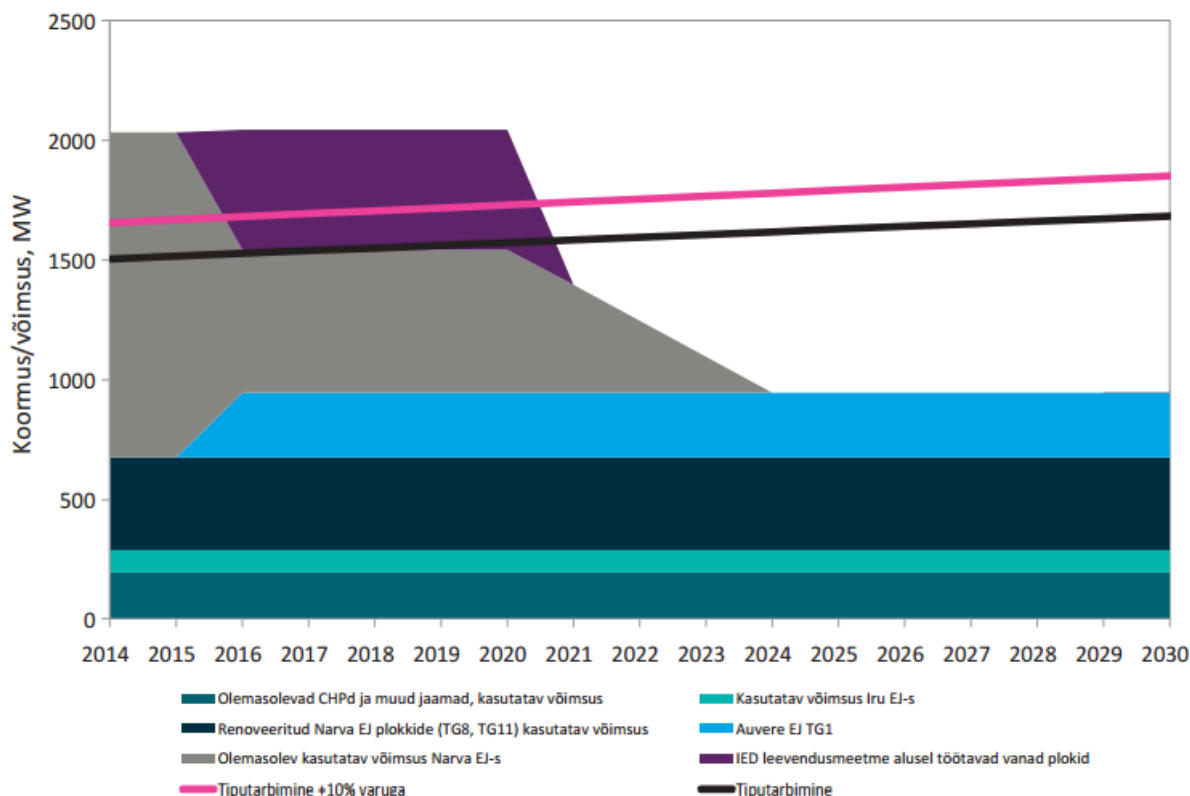
Lisaks kavandatud ja ehitusjärgus soojuselektriijaamadele on Eesti süsteemihaldurit teavitatud mitmetest uutest ehitatavatest elektritootmiseseadmetest, kuid mida ei saa arvesse võtta kui kindlaid projekte [13]:

- Peamiselt uued tuuleelektriijaamad aastatel 2014-2023 võimsusega kuni 1038 MW

Kokkuvõttes on praegu ehitusjärgus ja lähiaastatel realiseeruvaid elektriijaamu võimsusega 316,5 MW ning plaanitud olekus 1038 MW. Summaarselt teeb see kokku 1355 MW ulatuses uusi tootmisüksusi.

Joonis 1.5.1 iseloomustab Eesti varustuskindlust olemasolevate tootmisvõimsustega aastani 2030. Arvestatud on Narva Elektriijaamade oodatust kiirema sulgumisega lähtudes tööstuslike emissioonide direktiivist ajavahemikus 2016-2023. Lisaks eeldatakse aastatel 2020-2024 väävlipüüduritega varustatud Narva elektriijaama plokkide sulgumist, mis tegelikkuses võivad olla töös kauem [9].

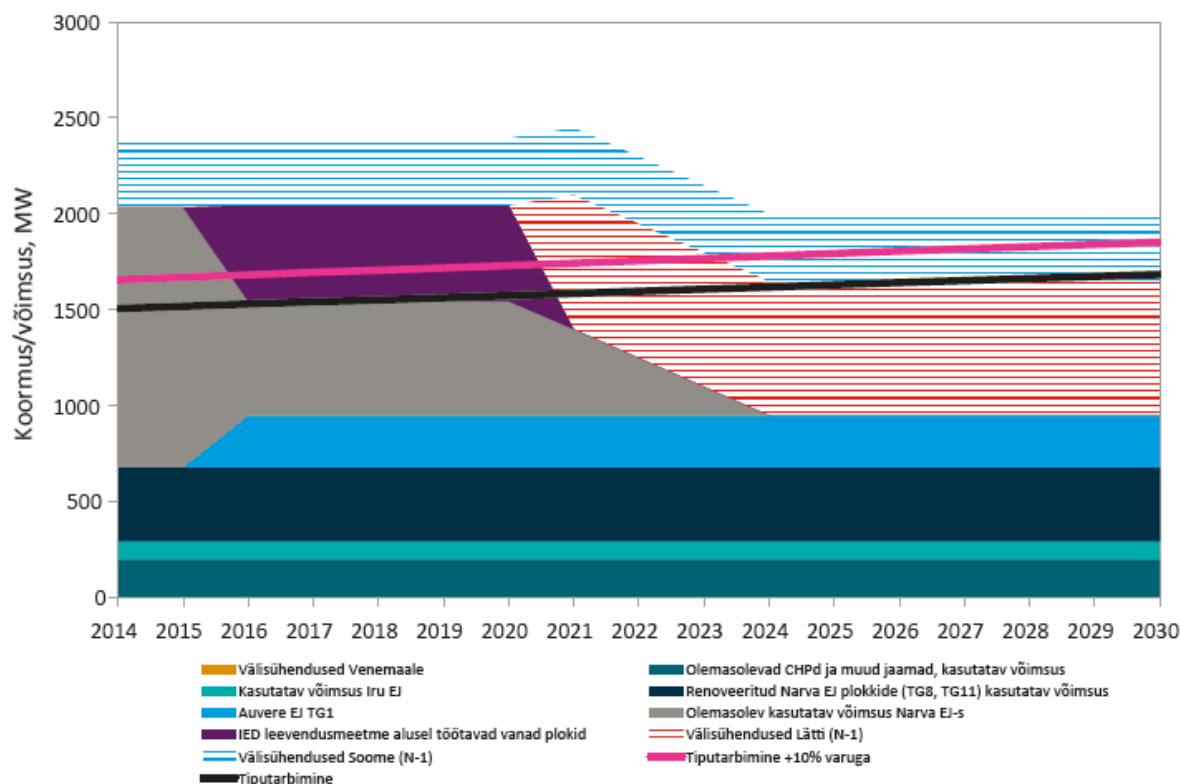
Tulemused on saadud läbi kriitilise hindamise ning tegelikkuses on Eesti elektrivarustuskindlus tagatud kodumaistest tootmisüksustest kuni aastani 2023.



**Joonis 1.5.1** Aastani 2030 tootmisvõimsused Eestis, arvestades Narva Elektriijaama plokkide kiire sulgumisega [9]

Varustuskindluse seisukohast on oluline arvesse võtta ka avariiolukorda. Eleringi „Eesti Elektrisüsteemid Varustuskindluse Aruanne 2014“ uuringus on vaadeldud N-1-1 olukorda, kus häiringu olukorras on väljas kaks võrgu suurimat elementi. Nendeks on EstLink 2 ja üks Eesti-Läti ülekandeliinidest. Seejuures tuleb arvesse võtta, et aastaks 2030 on plaanitud üle 2000 MW välisühendusi. Häiringu tulemusena väheneb Eesti välisühenduste võimsus 1100 MW [9].

Joonis 1.5.2 peegeldab N-1-1 avariiolukorda Eesti elektrisüsteemis, kui välja on langenud kaks suurimat elementi. Tulemustest saab järeldada, et kuni 2030. aastani on Eesti elektrisüsteemi varustuskindlus tagatud tänu välisühendustele teiste riikidega. Seda ka juhul, kui osa plaanitud elektritootmisüksusi suletakse oodatust varem ja tiputarbimine on 10 % suurem prognoositust.



Joonis 1.5.2 Eesti elektrienergia varustuskindlus N-1-1 olukorras kuni aastani 2030 [9]

## 1.6 Põlevkivielektri hind

Tulevikuolukorra analüüsimiseks peab lähtuma 2013. aasta Narva Elektriijaamade majandustulemustest, sest 2014. aasta andmed pole veel saadaval ja varasematel aastatel ei olnud elektriturg täies mahus avatud.

Tabel 1.6.1 Narva Elektriijaamade majandusaasta tulemused [15] [16] [17]

Aasta	Installeeritud brutovõimsus, MW	Väljastatud elektrienergia, GWh	Keskmine elektrihind reguleeritud turutingimustes, €/MWh	Keskmine elektrimüügihind vabaturutingimustes 2013. aastal, €/MWh	Müügitulu, tuhat €	Ärikasum, tuhat €	Varad, tuhat €	Kapitali tootlikkus, %
2011	2 380	10 272	29,4	45,2	418 498	67 039	401 371	16,7%
2012	2 380	9 275	29,4	41,3	357 774	-934	373 521	-0,3%
2013	2 380	10 354		45,1	465 409	80 518	319 713	25,2%

Narva Elektriijaamad väljastasid 2013. aastal kokku 10 354 GWh elektrienergiat, keskmiseks elektrimüügihinnaks vabaturul oli 45,1 €/MWh kohta. Ärikasumit teeniti 80 518 tuhat €, mis teeb aastaseks kapitali tootlikkuseks 25,2% [Valem 1], kui varade väärtus 2013. aastal oli 319 713 tuhat € (varade bilansilisest maksumusest on lahutatud lõpetamata projektide ja ettemaksete summa) [15].

Elektritootjad peavad arvestama ka CO<sub>2</sub> kvoodi maksumusega. Keskmise kvootide hind 2013. aastal oli 4,5 €/t kohta ning 2014. aastal oli see 6,0 €/t kohta. Euroopa Komisjoni viimaste väljaannete põhjal tõuseb kvootide hind oluliselt, määrates piirid fossiilsetest kütustest elektritootjatele.

Võttest CO<sub>2</sub> kvoodi väärtuseks 2013. aasta keskmise 4,5 €/t ja Narva Elektriijaamade väljastatud elektrienergia koguse 10 354 GWh koos kvootide ostuks kulutatud summaga 58 847 tuhat € koos ärikasumiga 80 518 tuhat €, saame analüüsides järgmised tulemused:

- Ühe MWh elektrienergia tootmiseks kulutatakse CO<sub>2</sub> kvootidele 2013. aasta seisuga 5,68 €/MWh kohta (CO<sub>2</sub> kvootide ostuks kulutatud summa / väljastatud elektrienergia)
- CO<sub>2</sub> kvoodi intensiivsus on 1,263 t/MWh kohta (ühe MWh tootmiseks kulutatav kvootide maksumus / keskmine kvoodi hind)
- Aastal 2013 tarbiti kokku heitmekvoote 13 077 000 (kvootidele ostuks kulutatud summa / keskmine kvoodi hind)

Kuna tulevikus on tegemist vabaturuga, siis iga elektritootjate ülesandeks on oma kasumi maksimeerimine. Vaatame olukorda, kui 2013. aasta Narva Elektriijaamade kapitali tootlikkuseks oleks olnud 8,2 %, mis oli Konkurentsiameti poolt määratud põhjendatud tulukus suletud elektrituru tingimustes. Sisuliselt simuleerib selline protsent konkureerivatel turgudel samaväärse riskitasemega investeringutelt investorite poolt nõutavat kasumit. Võttes selle tulukuse määra aluseks eeldusel, et väiksema kasumi korral investeringult ei oleks investorid enam huvitatud oma raha põlevkivielektriijaamadesse investeerima ning see asendatakse konkurentsivõimelisemate investeringutega.

Minimaalseks Narva Elektriijaamade ärikasumiks 2013. aastal tuleb nende eelduste põhjal 26 216 tuhat € [Valem 2]. Lahutada see 2013. aastal saadud puhaskasumist, jääb üle 54 302 tuhat €. See oleks summa, mis oleks halvimal juhul tulnud kulutada kvootide ostmisele juhul, kui 2013. aasta keskmine heitmekvoodi hind oleks olnud kallim kui 4,5 €/t. Eelpool toodud andmete põhjal leian maksimaalse kvoodi hinna €/t, mis oleks rahuldanud investorite minimaalset kapitali tootlikkust 8,2%. Sellisel juhul oleks jäänud kvootide ostmiseks raha 113

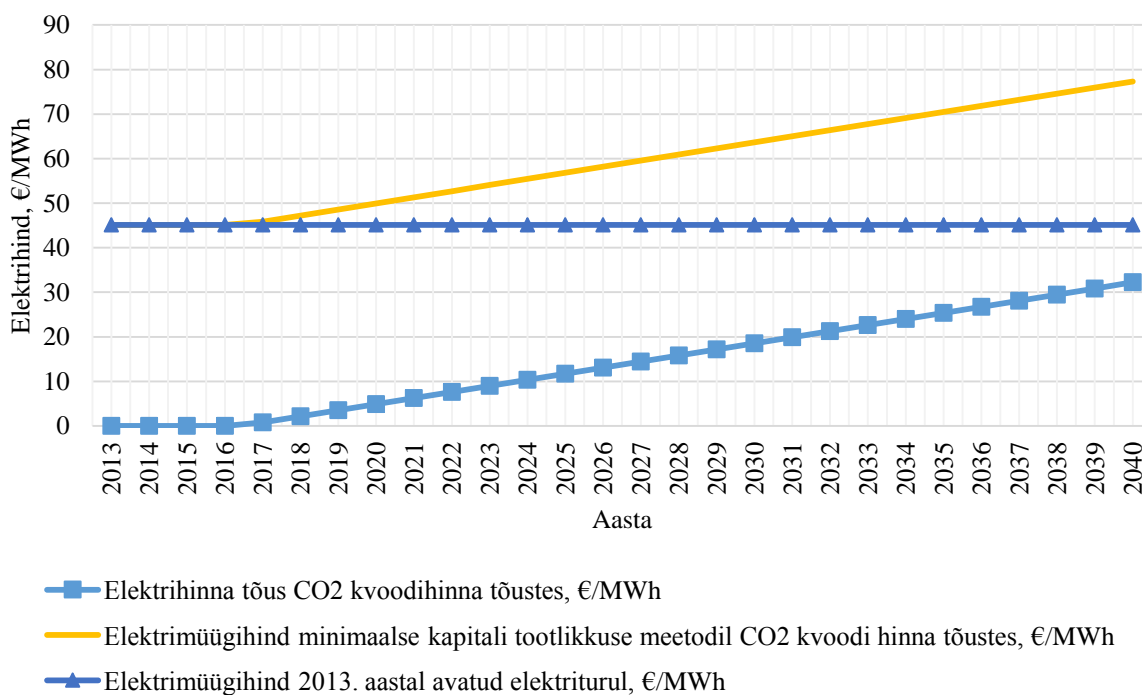


149 tuhat € [Valem 3]. Eelneva arvutuskäigu ümberpööramiseks on maksimaalseks kvoodi hinnaks 8,65 €/t [Valem 5] ning arvestades kvoodi intensiivsus 1,263 t/MWh kohta, teeb see iga toodetud ühiku kohta lisakulutusi 10,93 €/MWh kohta.

Allpool olevad tulemused on kõik arvutatud eeldusel, et põlevkivi hind ja saastetasud jäävad samale tasemele võrreldes 2013. aastaga. Narva Elektriyaamad ostsid 2013. aastal põlevkivi keskmise hinnaga 13,7 €/t. Keskmiseks saastemaksus oli 1,9 €/MWh kohta [15].

Juhul, kui kvoodi hind tõuseks kõrgemale esitatud piirtasemest 8,65 €/t, peaksid Narva Elektriyaamad tõstma elektrimüügihinna 1,263 kordselt vastavalt kvoodihinna tõusule, et olla majanduslikult tasuvad.

Pidades silmas minimaalse kapitali tootlikkust 8,2%, siis CO<sub>2</sub> kvoodihinna juures 8,65 €/t oleks pidanud minimaalne keskmine elektrimüügihind olema vähemalt 39,9 €/MWh [Valem 6]. Elektrimüügihinna 37,3 €/MWh juures oleks olnud 2013. aasta varade tootlikus 0%.



**Joonis 1.6.1** Narva Elektriyaamade põlevkivielektri hinna analüüs 2013. aastal ärikasumi, kapitali ja CO<sub>2</sub> kvootide hinna alusel [L.4]

Joonis 1.6.1 iseloomustab olukorda, kus baasandmeteks on võetud Narva Elektriyaamade majandustulemused 2013. aastal. Tulemustes on arvestatud CO<sub>2</sub> kvootide hinna ühtlase tõusuga aastani 2050 hinnaga 45 €/t kohta koos minimaalse elektrimüügihinnaga, mis tagab investoritele piisava kapitali tootlikkuse 8,2%. Eelpool toodud maksimaalse heitmekvoodi

hinna juures 8,65 €/t tagatakse prognoosi kohaselt põlevkivielektri müügihinna taseme 2016. aastal juhul, kui tulukus on viidud väga lähedale piirtulukusele 8,2%. Edasise kvoodihinna tõusul 2017. aastal muutub elektritootmine majanduslikult ebatulusaks ja langeb alla minimaalse kapitali tootlikkuse 8,2%. Investorite alleshoidmiseks on vaja tõsta elektrihinda. Aastaks 2030 on elektrihind tõusnud 18,5 €/MWh kohta, seda ainult kvoodihinna tõusu tagajärjel ning minimaalse kapitali tootlikkuse tagamiseks peab olema põlevkivielektri müügihinna vähemalt 63,6 €/MWh kohta. Samad hinnad 2050. aasta kohta on vastavalt 45,9 €/MWh ja 91,0 €/MWh. Arvesse pole võetud asjaolu, et põlevkiviõli suurem konkurentsivõime turul annab eelduse põlevkivi toorhinna tõusule, mis omakorda tõstab põlevkivist toodetud elektrihinda.

## **1.7 Põlevkivi hinnast tulevikus**

Põlevkivil on olnud läbi Eesti energeetika ajaloo väga suur tähtsus. Põhiliseks põhjuseks on asjaolu, et see on üks väheseid maavarasid, mis rikastab meie maad. Viimasel paarikümnel aastal on põlevkivielekter olnud ligikaudu 90% kogu riigis tarbitavast elektrienergiast ja seda tänaseni. Paraku miski pole igavene ning Eesti liitumisel Euroopa Liiduga on langenud Eestile kohustus, mis seavad ohtu põlevkivielektri jätkusuutlikkuse tulevikus. Nimelt elektrituru täieliku avanemisega ning roheliste poliitiliste vaadete juurutamine on kaasa toonud CO<sub>2</sub> heitmekvoodid. Põlevkivi on maailmaenergeetikas väheldaselt levinud eelkõige madala kütteväärtuse tõttu ja sellepärast puudub põlevkivil maailmaturu hind. Kui viia põlevkivi kütteväärtuse poolest võrdelisse seisuga kivisöe kütteväärtusega, siis põlevkivi kütteväärtus on ligikaudu 3 korda väiksem, kui seda on kivisöel. Sellest tulenevalt paisatakse samaväärse energia saamiseks õhku tunduvalt rohkem kasvuhoonegaase võrreldes samade protsesside korral kivisöe põletamisel. Samuti on põlevkivielektrile kanda astumas uued alternatiivsed lahendused, mis võimaldavad põlevkivist saada suuremad lisaväärtust. Heaks näiteks on põlevkiviõli tootmine. Olgu siinjuures märgitud, et põlevkivi kütteväärtus on ligikaudu 8,4 MJ/kg ja kivisöel 25 MJ/kg.

Vaatleme järgmisena kahte erinevat tulevikustsenaariumit. Esimese stsenaariumi korral omistab põlevkivi endale võrdeliselt kütteväärtusele maailmturu kivisöe hinna. Teises stsenaariumis on vaatluse all Eestisisene konkureerimine põlevkiviõliga tootmisega.

### **1.7.1 Põlevkivi hind on võrdeline kivisöe maailmataseme hinnaga**

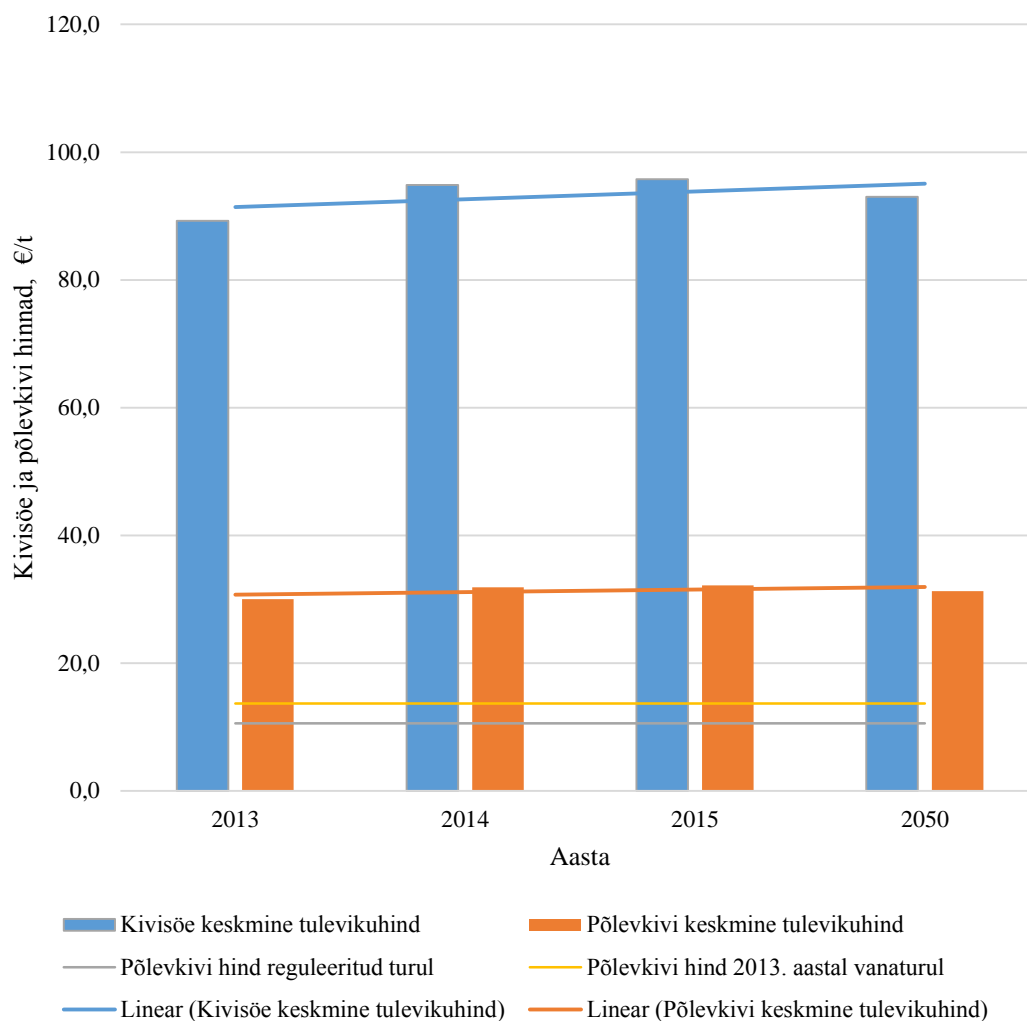
Kivisöe hinna prognoosimisel arvestan erinevate allikate ennustusi ja ajaloolist andmebaasi. Kivisöe 2013. aasta maailmaturu keskmiseks hinnaks oli ligikaudu 89,3 €/t [18]. Sellest

lähtuvalt oleks põlevkivi energeetiliseks väärtuseks 30,0 €/t. Kivisöe hind on viimastel aastatel kõikunud väga suurtes piirides, ligikaudu 60-130 €/t. Metal Expert Consulting on prognoositud kivisöe maailmaturu keskmised, maksimaalsed ja minimaalsed hinnad aastate lõikes. Pikas perspektiivis jääb kivisöe maailmaturu hind 93 €/t tasemele ja põlevkivi hind võrdeliselt 31,2 €/t [18].

Võrdlusmomendi saamiseks on Tabel 1.7.1.1 ja Joonis 1.7.1.1 toodud 2013. aasta põlevkivi hind avatud elektriturul ning põlevkivi hind suletud elektriturul, kus hind oli reguleeritud Konkurentsiameti poolt. Nagu näha, siis sellise meetodika põhjal oli suletud elektriturul põlevkivi hind 2,9 korda väiksem võrreldes maailmaturu tulevikuhindadega. Aastal 2013 oli hinnavahe ligikaudu 2,8 korda.

**Tabel 1.7.1.1** Kivisöe ja põlevkivi maailmaturu hinnad praegu ja tulevikus [18]

Hind, €/t / Aasta	2013	2014	2015	2050
Kivisöe keskmine tulevikuhind	89,3	94,9	95,8	93,0
Kivisöe maksimaalne tulevikuhind	93,0	103,2	109,7	102,3
Kivisöe minimaalne tulevikuhind	83,7	84,6	83,7	79,0
Põlevkivi keskmine tulevikuhind	30,0	31,9	32,2	31,2
Põlevkivi maksimaalne tulevikuhind	31,2	34,7	36,9	34,4
Põlevkivi minimaalne tulevikuhind	28,1	28,4	28,1	26,6
Põlevkivi hind reguleeritud turul	10,6	10,6	10,6	10,6
Põlevkivi hind 2013. aastal vanaturul	13,7	13,7	13,7	13,7



**Joonis 1.7.1.1** Kivisöe ja põlevkivi maailmaturu hinnad praegu ja tulevikus [18]

## 1.7.2 Põlevkivihinna Eestisisene konkurents

Eestisisese konkurentsiolekorra uurimisel on võrdluseks võetud 2013. aastal Konkurentsiameti poolt koostatud „Põlevkivisektori konkurentsiolekorra analüüs“ [8] tulemused. Lahenduskäigu lihtsustamiseks on Eesti Energia Õlitööstuse müügituluks arvestatud ainult seda tulu, mis on saadud puhastatud naftatoodete müügist, sest see moodustas kogu müügitulust ligikaudu 95,2 % [19].

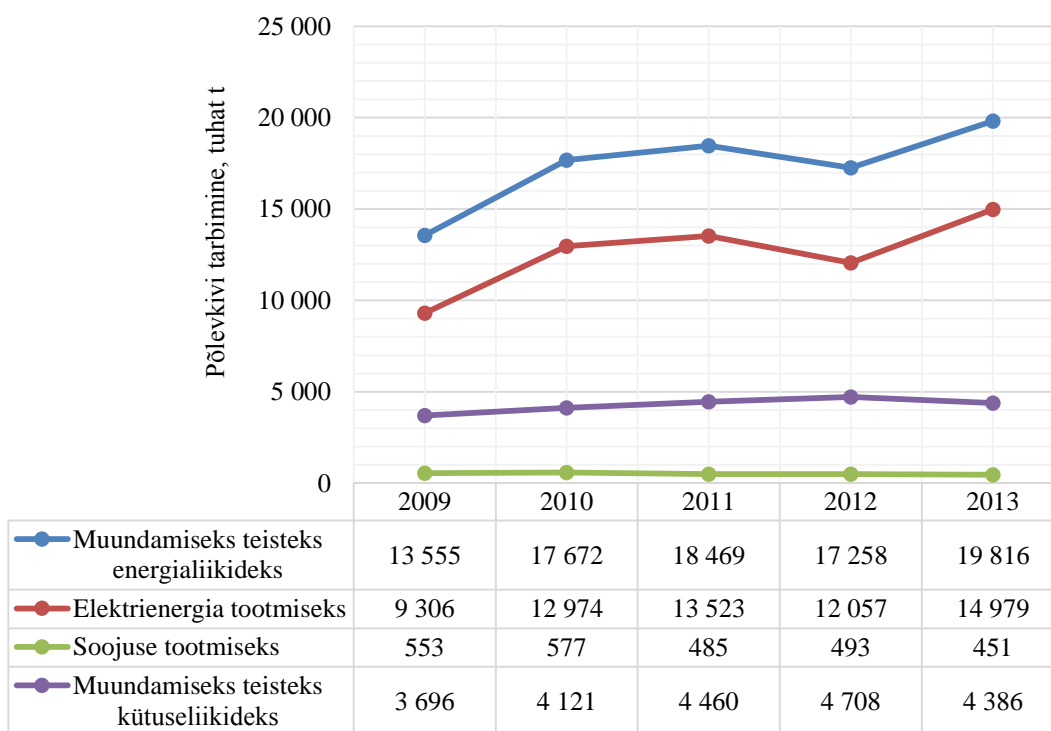
Vastavalt kehtivale maapõueseadusele § 25<sup>1</sup> on maksimaalne kalendriaasta jooksul kaevandamismäär 20 miljonit tonni. Elektrienergia tootmiseks kasutatakse väga suur osa sellest kaevandatavast määrast, mis loob väga kehvad tingimused uutele tootmisharudele turule tulemiseks.

Eesti elektriturul koos põlevkivi kaevandamisega oli kuni 2013. aasta alguseni reguleeritud siseturul, kus hinda reguleeris Konkurentsiamet vastavalt põhjendatud tulukusele. Elektrituru avanemisega toimivad mõlemad sektorid vabaturul, mille tingimustes tuleks põlevkivi kasutada selles tööstusharus, mis on majanduslikult tasuvam ja jätkusuutlikum.

**Tabel 1.7.2.1** Põlevkivi tootmine ja tarbimine Eesti turul [20]

Aasta	Primaarenergia tootmine, tuhat t	Sisemine tarbimine, tuhat t
2011	18 734	18 739
2012	18 796	17 527
2013	20 511	20 487

Tabel 1.7.2.1 andmete põhjal saab järeldada, et põlevkivi kaevandamine ja tarbimine on kasvutrendis ning seab piirangud põlevkivisektori vabaturu loomulikus arengus tooraine puudujäägi tõttu.

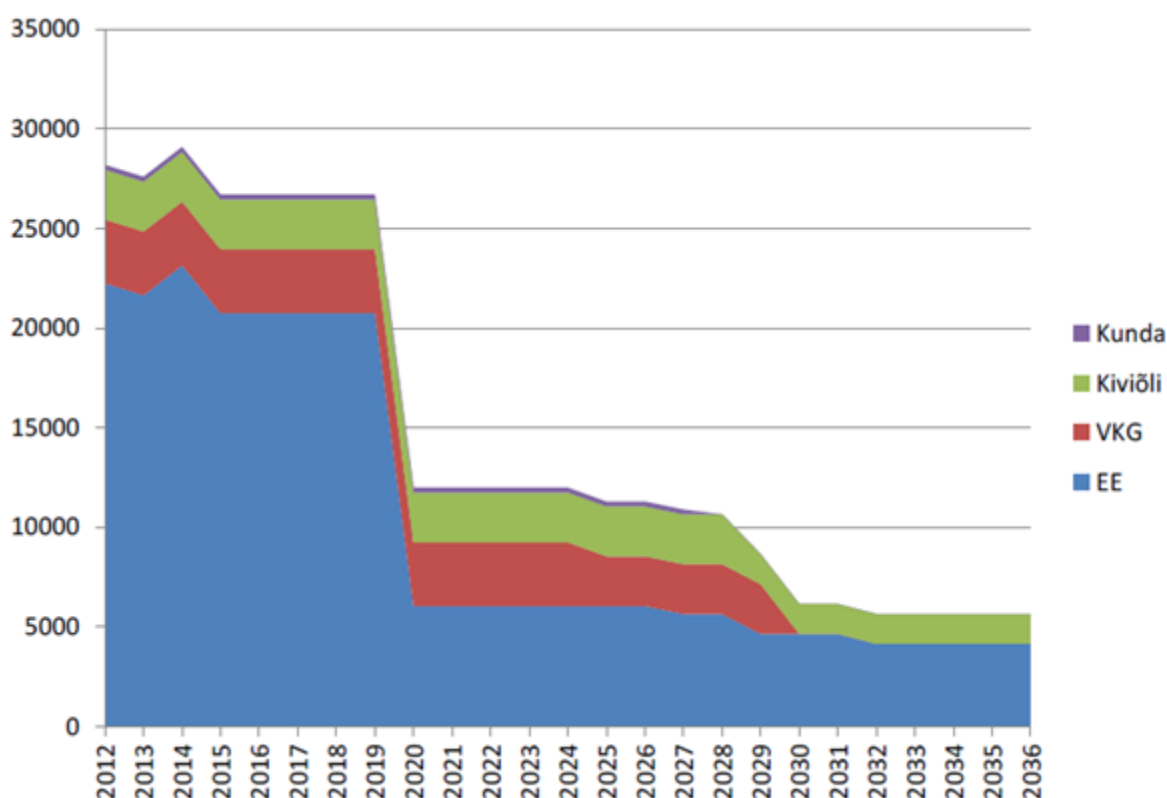


**Joonis 1.7.2.1** Põlevkivi tarbimine kasutusvaldkondade lõikes [20]

Põlevkivi muundamine teisteks energialiikideks on viimastel aastatel kõvasti tõusnud. Leedu ja Läti elektrienergia defitsiidi tulemusena on avanenud võimalus suurendada elektriekspordi nendesse riikidesse tänu kõrgematele elektrihindadele. Alates 2009. aastast on oluliselt kasvanud põlevkivi muundamine teisteks kütuseliikideks, millele on kaasa aidanud üha suurenev nõudlus põlevkiviõlile. Samuti peab ülesse märkima asjaolu, et põlevkivist soojuse

tootmine on vähenemas. Kuna põlevkivist toodetakse valdav osa soojusenergiat Narva linna tarvis, siis põhjusteks saavad olla parema soojustusega uued majad ja vanade renoveerimine. Ühtlasi on soojus põlevkivielektri tootmise kaasprodukt ning sellest tulenevalt ei mõjuta see oluliselt põlevkivi tarbimist.

Põlevkivisektori olukord on väga keeruline, sest praeguse seisuga on põlevkivi kaevandamise varud ära jaotatud juba 2020. aastani, mis teeb praeguste põlevkivi toorainena kasutatavate ettevõtete laienemise ja uute tuleku turule peaaegu võimatuks. Valdab osa kaevandatavatest mahtudest kuulub Eesti Energia tütarettevõttele Eesti Energia Kaevandused AS, kelle kalendriaasta kaevandamismäär on 15 miljonit tonni, mis teeb 75% kalendriaasta jooksul kaevandatavast koguhulgast. Eesti Energia Kaevanduse AS ainuaktsionär on Eesti Energia AS, kelle põhieesmärgiks Eesti Energia kontserni varustamine põlevkiviga nii elektri kui ka õli tootmiseks [8].



**Joonis 1.7.2.2** Eesti põlevkivi kaevandamislubade jaotumine nelja ettevõtte vahel aastatel 2012-2036 [8]

Joonis 1.7.2.2 illustreerib kaevandusmahtude jaotumist Eesti Energia Kaevandused AS, VKG Kaevandused OÜ, Kiviõli Keemiatööstuse OÜ ja AS Kuna Nordic Tsement vahel. Kuni aastani

2020 ületab lubatud kaevandusmaht põlevkivi kalendriaasta kaevandamise määra 20 miljonit tonni. Sellest lähtuvalt ei ole võimalik ühelgi uuel ettevõttel turule siseneda enne 2020. aastat, kui 2019. aastal lõppeb Eesti Energia Kaevandusele väljastatud kaevandusluba 14,7 miljonile tonnile kalendriaastas. Tegelikult on aga mitmeid erinevaid seaduslikke nüansse, mille tulemusena lükkub uute ettevõtete turule sisenemise aasta tunduvalt rohkem edasi. Need nüansid ei kuulu uurimustöö arutellu, aga tuleks siiski arvestada. Sellest tulenevalt on esimeseks reaalseks võimaluseks turule siseneda mitte varem kui 2020-2024 aasta [8].

Allpool toodud stsenaariumis on lähtutud järgnevat Konkurentsiameti poolt tsiteeritud lausest [8]:

**„Toimiva konkurentsi eeltingimuseks on vaba sisenemine turule – kui mõni ettevõtja on töötanud välja senisest efektiivsema lahenduse, peab tal olema võimalus turule siseneda ja seda ka olukorras, kus turul juba tegutsevad ettevõtjad on selle tulemusena sunnitud lahkuma. Üksnes nii on võimalik majanduslik ja tehniline areng.“**

Sellest lähtuvalt tuleks alates 2020. või hilisemast aastast hakata kaevandamise mahtudele rakendama vabaturu põhimõtteid enampakkumise meetodil. Seda tuleks mõistagi alustada mitmeid aastaid varem seoses tehnika hankimist ja ettevalmistamistöödega [8].

Järgnevalt on analüüsitud Narva Elektriijaamade ja Eesti Energia Õlitööstuse maksevõimet põlevkivi kui tooraine eest. Selleks olen kasutanud minimaalse kapitali tootlikkuse meetodit. Mõlemalt juhul on valitud minimaalseks kapitali tootlikkuseks 8,2%.

**Tabel 1.7.2.2** Põlevkivi hinna konkurentsiolekord reguleerimata turutingimustes Eestis 2013. aasta andmete järgi [8] [16] [19] [21]

Aasta 2013	Narva Elektriijaamad	Eesti Energia Õlitööstus
Müügitulu, tuhat €	465 409	99 058
Ärikasum, tuhat €	80 518	28 032
Varad, tuhat €	319 713	63 380
Kapitali tootlikkus [Valem 1]	25,2%	44,2%
Põlevkivi ostmiseks kulus, tuhat €	204 500	28 413
Põlevkivi osteti kokku, tuhat t	14 975	1 945
Põlevkivi hind, €/t	13,7	14,6
Minimaalne kapitali tootlikkus	8,2%	8,2%
Ärikasum minimaalsel kapitali tootlikkusel, tuhat €	26 216	5 197
Kasumist alles jäänud raha, mis kulub põlevkivi ostule, tuhat €	54 302	22 835
Kokku alles jäänud raha, mis kulutatakse põlevkivi ostule, tuhat € [Valem 4]	258 802	51 248
Maksimaalne põlevkivi hind, millega suudetakse tagada minimaalne kapitali tootlikkus, €/t [Valem 4 / Ostetud põlevkivi]	17,3	26,3

Eesti Energia Õlitööstuse müügitulu puhastatud naftatoodete müügist oli 2013. aastal 99 058 tuhat €. Ärikasumiks kujunes 28 032 tuhat € ning varasid oli kokku 63 380 tuhat €. Aasta kapitali tootlikkus oli 44,2%, mis on ligi kaks korda suurem kui Narva Elektriijaamade kapitali tootlikkus. Vastavalt minimaalse kapitali tootlikkuse meetodil tehtud arvutustele, kujunes maksimaalseks põlevkivi eest makstavaks hinnaks Narva Elektriijaamadel 17,3 €/t kohta ja Eesti Energia Õlitööstusel 26,3 €/t. Peaaegu kahekordne varade tootlikkuse erinevus näitab selgelt, et põlevkiviõli tootmisel on suur eelis põlevkivielektri tootmise ees avatud turu tingimustes, kus põlevkivi hind kujuneb võrdsetes tingimustes. Tulemused on puhtalt teoreetilised ning ei ole arvestatud Eesti riigi energeetika ja põlevkivi arengukavasid.

Minimaalse kapitali tootlikkuse määraga tehtud analüüsitulemused on ligilähedased „Põlevkivisektori konkurentsiolekorra analüüs“ saadud tulemustega 2011. aastal. Konkurentsiameti poolt sooritatud uuringus kujunes põlevkivi hinnaks elektri tootmisel 16,24 €/t kohta ning õlitööstusel vastavalt 28,13 €/t [8].

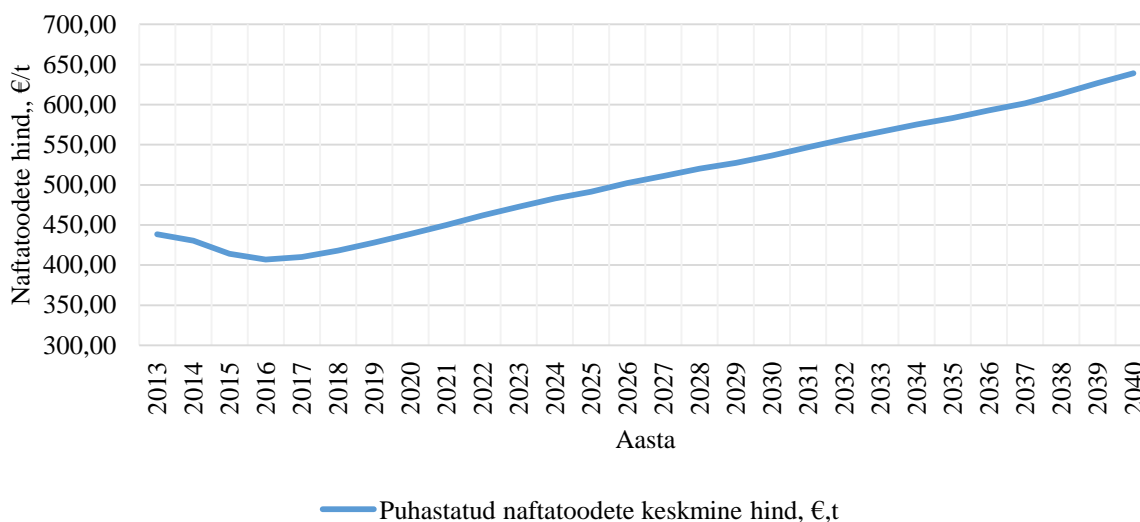
Õlitööstuse kasum sõltub suuresti toornafta kütusehindadest. Kütuste hinnad teevad turul suuri kõikumisi, kuid eeldatavasti tõusevad tulevikus kütuste hinnad rahvastiku kiire kasvamise tagajärjel ja suurt rolli määrab ka sõjategevus ja erinevad poliitilised konfliktid [22].

### **1.7.3 Naftatoodete hinna tõus**

Rahvastiku kiire kasvu tagajärjel tõuseb vajadus energia järgi. Õnneks ei ole praeguse säästva energia arengusuundade tõttu tulevikus vajatav energiatihedus nii suur, kui varasematel aastatel. Edasiste tulemuste uurimiseks võtan aluseks *U.S Energy Information Administration* 2013. aasta detsembris välja lastud raporti „*Annual Energy Outlook 2014 Early Release Overview*“ [23].

Kuna Brenti toornafta ja 1% väävlisisaldusega kütteõli hinnad käivad käsikäes, siis tulemuste lihtsustamiseks kasutan ainult kütteõli hinda ühikuga €/t kohta. Eesti Energia Õlitööstuse müügimaht 2013. aastal oli 226 tuhat tonni puhastatud naftatooteid, mille müügitulu oli 90 852 tuhat €. Jagades naftatoodete müügist saadud tulu müüdü kogusega, saame keskmiseks hinnaks 438,31 €/t. See saab olema baashind tulevikuprognosile [19].



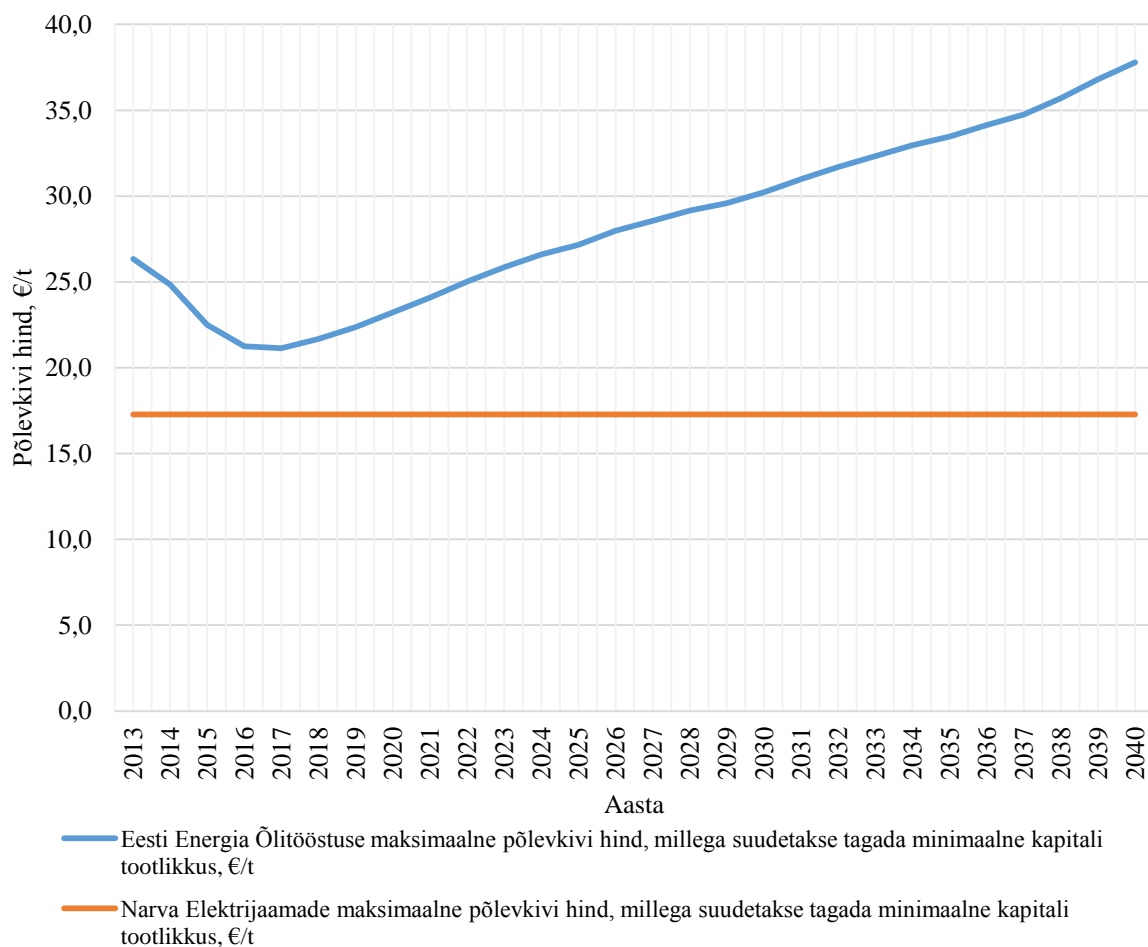


**Joonis 1.7.3.1** Puhastatud naftatoodete hinnaprognosis tulevikus [19] [23]

Keskmiseks kütuste hinnatõusuks loetakse ligikaudu 1-2% aastas [23]. Kuni 2016. aastani on oodata kütuste hindade püsivat langemist. Keskmiseks hinnaks 2040. aastal kujuneb 639,16 €/t kohta, mis on ligikaudu 30% kõrgem võrreldes baasaastaga.

Analüüsime uuesti põlevkiviõli ja põlevkivielektri maksevõimet eeldusel, et „*Annual Energy Outlook 2014 Early Release Overview*“ raporti kohaselt ei muutu tulevikus elektritootmise hind, vaid on pigem langevas trendis. Siinjuures ei tohi sassi ajada kahte erinevat elektrihinda: hind, mis kulub elektri tootmiseks ja hind, mis on lõpptarbijaal koos muude maksude ja kohustustega. Kuna elektritootjad ei saa maksude ja muude kohustuste eest lisaraha, ei ole asjade lihtsustamiseks neid ka arvestatud.

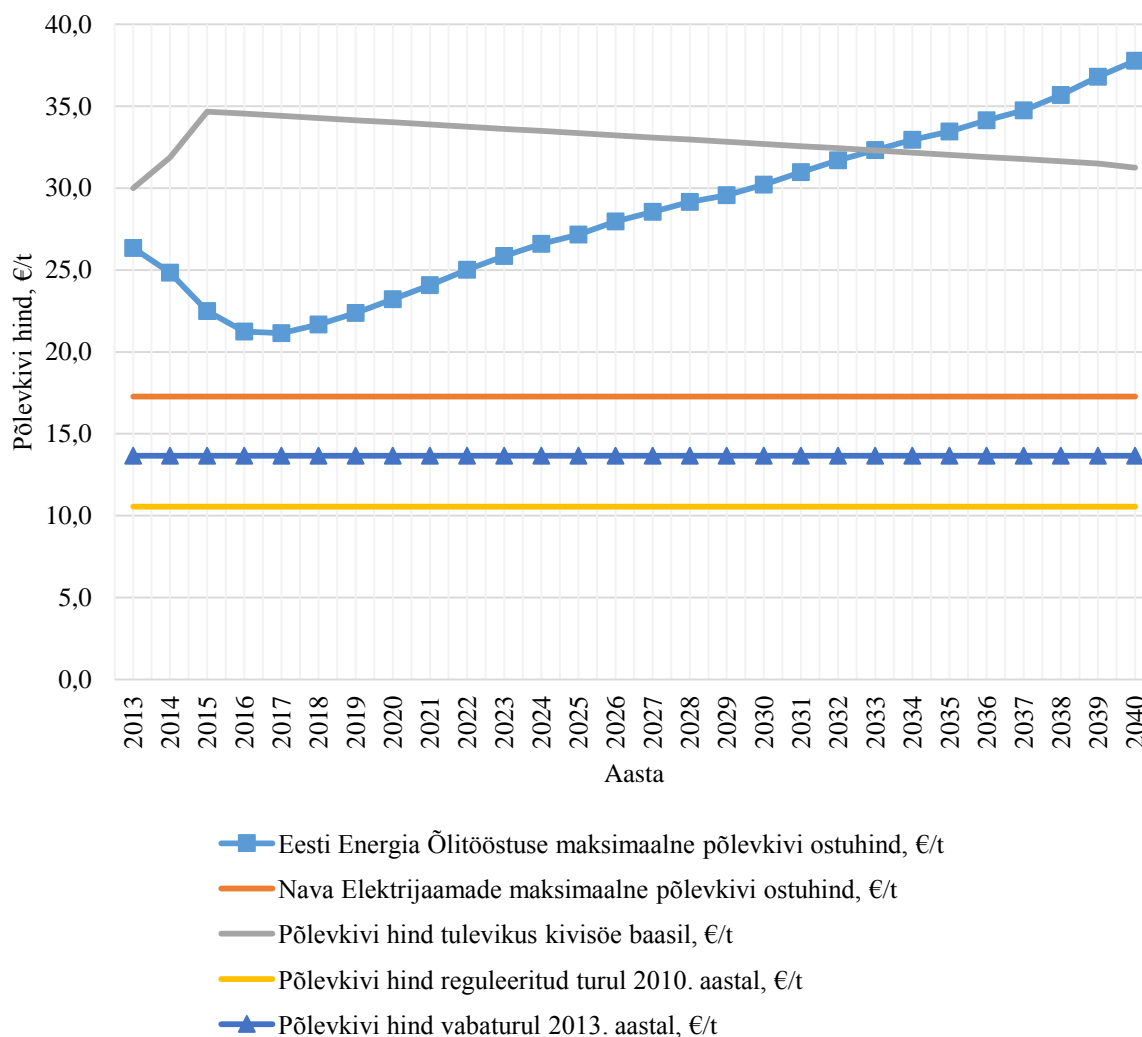
Kasutades minimaalse kapitali tootlikkuse meetodit selgub, et tulevikus on põlevkiviõlil märksa suurem potentsiaal võrreldes põlevkivielektriga. Reguleerimata avatud turutingimustes hakkab põlevkivi nappuse tõttu turul tekkima konkurents, mis tõstab oluliselt põlevkivi hinda. Naftatoodete kütuste hinnatõus aitab kaasa põlevkiviõli tootmisele ning õli tootmine muutub majanduslikult tunduvalt tasuvamaks, kui seda on põlevkivist elektri tootmine tänapäeval. Joonis 1.7.3.2 on näha õli- ja elektritootmise võime erinevust maksta põlevkivi eest tulevikus. Aastal 2040 on Narva Elektriijaamade maksevõime vastavalt 17,3 €/t ning Eesti Energia Õlitööstusel 37,8 €/t. Vahe on ligikaudu kolmekordne. Tulemuses on Eesti Energia Õlitööstuses arvestatud samasuguse CO<sub>2</sub> heitmekvoodi tõusuga kui Eesti Energia Narva Elektriijaamadel.



**Joonis 1.7.3.2** Põlevkivist põlevkiviõli ja elektritootmise konkurentsivõime osta põlevkivi naftatoodete hinna tõusu korral 1-2% aastas

#### 1.7.4 Põlevkivi hind Eestis tulevikus

Võrreldes põlevkivi hinna kahte erinevat võimalikku stsenaariumit, siis tuleks eelistada põlevkivi kasutamisest seal, kus suudetakse rohkem maksta. Põhjuseks on see, et mida kõrgemat hind suudab põlevkivi eest maksta seda töötlev ettevõtte, seda suurem on majanduslik potentsiaal selles valdkonnas.



**Joonis 1.7.4.1** Põlevkivi hind tulevikus erinevatel stsenaariumitel [L.5]

Joonis 1.7.4.1 põhjal saab teha järgmised järeldused praeguse ja tuleviku põlevkivihinna kohta:

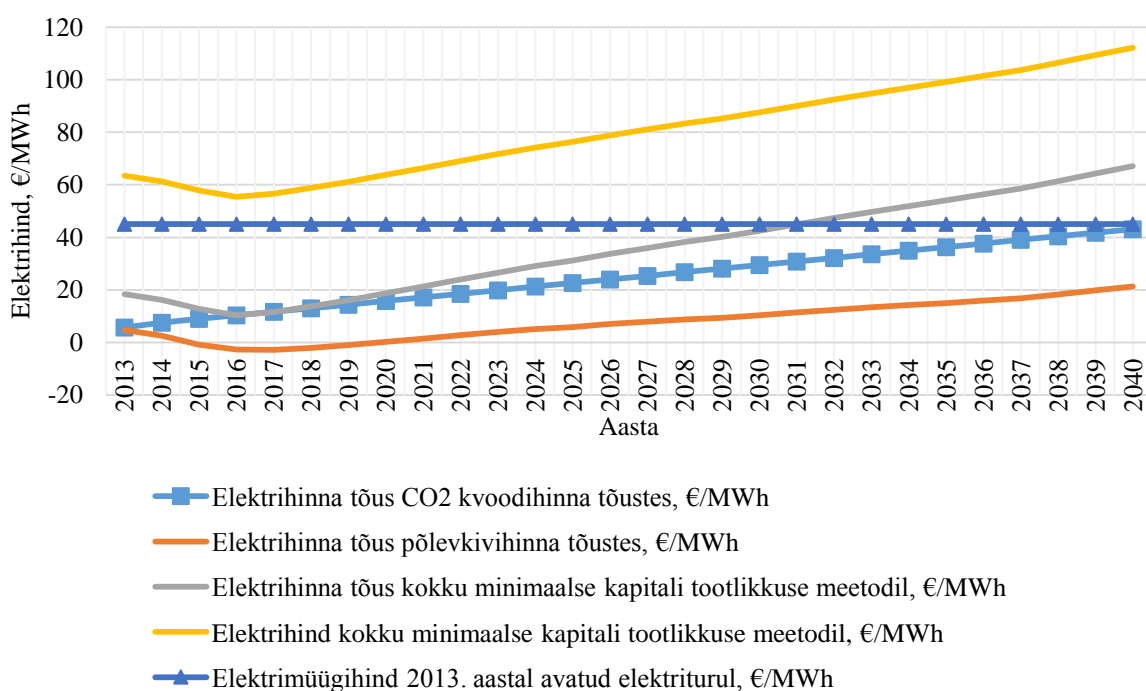
- Põlevkivi kui energiaallika baashinda on kütteväärtuse alusel maailmaturu hindade puudumise tõttu alahinnatud ligikaudu kolm korda
- Viies võrdelisse vastavusse kivisöe ja põlevkivi kütteväärtused, ei suudaks Narva Elektri jaamad enam kasumlikult tegutseda ilma välise sekkumiseta, sest minimaalse kapitali tootlikkuse korral suudetakse põlevkivielektri tootmise eest maksimaalselt maksta 17,3 €/t kohta, kuid tegelikkuses oleks põlevkivi hinnaks ligikaudu 31 €/t. Siia ei ole arvestatud üha kasvavat heitmekvootide hinda
- Kivisöe ja põlevkivi kütteväärtuse stsenaariumi ning Eestisisese konkureerimise stsenaariumi tulemused iseloomustavad võimalikke põlevkivi hindasid tulevikus.

Edasiseks uurimiseks valin põlevkivi hinna, mis vastab Eestisesele konkurentsiolekorradele. Kütteväärtuste stsenaariumi korral on põlevkivi hind algusaastatel küll suurem, võrreldes Eestisesele konkurentsiolekorraga, kuid maailmahindade puudumise tõttu on selline hinnastamise poliitika vähetõenäoline. Lisaks ka asjaolu, et kuni 2020. aastani on lepingute järgi praegused põlevkiviresursid juba jaotunud ning realselt vabanevad need alles paar aastat hiljem.

### 1.7.5 Põlevkivielektri hind tulevikus

Tulevikus sõltub põlevkivielektri hind järgmistest faktoritest:

- CO<sub>2</sub> heitmekvootide hinna tõusust
- Põlevkiviõli ja põlevkivielektri konkurentsiolekorrast Eestisesel turul



**Joonis 1.7.5.1** Põlevkivielektri hind tulevikus CO<sub>2</sub> kvoodi ja põlevkivi hinna tõustes minimaalse kapitali tootlikkusega [L.6]

Nende kahe mõjuri kombineerides kujuneb elektrihind tulevikus ligikaudu kahe ja poole kordseks, võrreldes 2013. aasta hinnaga. Elektri hind tõuseb 2040. aastaks CO<sub>2</sub> kvoodihinna kallinemise tagajärjel ligikaudu 43,2 €/MWh ja põlevkivihinna kallinemise tagajärjel 34,9 €/MWh. Kokku tõuseb elektrihind 78,1 €/MWh kohta. Viies selle hinna vastavusse minimaalse kapitali tootlikkuse määraga, kallineb elektrihind 2040. aastal 67,1 €/MWh kohta. Kokku oleks elektrihinnaks 2040. aastal 112,2 €/MWh.

## 1.8 Põlevkiviõli kõrvalsaaduste kasutamine elektri tootmiseks

Seni on Eestis kasutatud põlevkivi valdavalt elektri tootmiseks. Euroopa Liidu energiareformidega on senine põlevkivielekter kaotamas oma positsiooni turul. Sellest tulenevalt tuleks leida paremaid alternatiive põlevkivi kasutamiseks. Üheks kõige perspektiivikamaks alternatiiviks loetakse põlevkiviõli tootmist [7] [3].

Hetkel on Eesti Energia Õlitööstuses töös üks Enefit-280 ja kaks Enefit-140 õlitehas. Enefit-280 puhul on tegemist eelmise mudeli täiendusega, olles suurema tootlikkuse ja töökindlusega. Enefit-tehnoloogia võimaldab 100% kaevandatava põlevkivi kasutamist. Õlitootmise käigus kasutatakse kõrvalsaadustena ära soojust ja gaasi elektri tootmiseks. Enefit-280 suudab aastast tarbida 2,26 miljonit tonni põlevkivi ja toota 1,9 miljonit barrelit põlevkiviõli, 75 miljonit kuupmeetrit vesinikuga rikastatud uttegaasi ja 280 GWh elektrit. Kogu protsess varustab end ise energiaga [24]. Elektritootmise võimsuseks loetakse 37,5 MW [13].

Edasiseks uurimiseks võtan aluseks 2014. aastal A. Konist uurimustöö „Põlevkiviõli tootmisel tekkiva uttegaasi kasutusvõimaluste uuring“ aruande [25]. Uuringu käigus koostati 5 erinevat stsenaariumit, mis põhinesid põlevkiviõli tootvate ettevõtete arenguplaanidele. Asjade lihtsustamiseks kasutati ainult kahe suurema tootja, Eesti Energia Õlitööstuse AS ja VKG Oil AS põlevkiviõli arengukavasid. Põlevkiviõli tootmisel tekib kaasproduktina uttegaas. Uuringust selgus, et uttegaasi pidevast omaduste muutumisest ajas, ei ole seda otstarbekas transportida tekkekohast kaugele, vaid kasutada võimalikult lähedal põlevkiviõli tootmiskohtadele. Lisaks määrab suurt rolli juba välja arenenud kaugküttevõrgud ja Eesti suure osa rahvastiku koondumine Tallinna. Selle tulemusena jääb tarbimine ja tootmine üksteisest ebamõistlikult kaugeks. Kõige otstarbekama on kasutada tekkinud uttegaasi elektri tootmiseks vabaturule [25].

Uuringu teostamise ajal ei olnud veel töös Enefit-280 õlitehas, mistõttu on saadud tulemused ennatlikud, sest ei ole teada poolkoksgaasi kindlat kütteväärtust [25]. Koostati viis erinevat stsenaariumit, millega saab lähemalt tutvuda „Põlevkiviõli tootmisel tekkiva uttegaasi kasutusvõimaluste uuring“ aruandes. Kuna peatükis 1.7.4 „Põlevkivi hind Eestis tulevikus“ on eeldatud, et Eesti põlevkivi hind kujuneb põlevkivielektri ja põlevkiviõli konkurentsi tulemusena, siis sellest lähtuvalt valid uurimiseks stsenaariumi, mis vastab kõige paremini saadud tulemustele. Piirangud seab maapõueseaduse § 25<sup>1</sup>, fikseerides põlevkivi aastase kaevandamismäära 20 miljonit tonni. Võttes arvesse põlevkivi kaevandamise piiranguid ja

seada, et tekkinud uttegaasi ei saa puhtal kujul põletada, vaid kombineeritult põlevkiviga, sobib tulemustega kõige paremini stsenaarium number kaks.

**Tabel 1.8.1** Eesti Energia Õlitööstuse AS ja VKG Oil AS tootmisvõimsused ja gaasi teke stsenaariumil number kaks [25]

	2015	2020	2025	2030
<b>Eesti Energia Õlitööstus AS</b>				
Tootmisseedmed	2 × Enefit-140 1 × Enefit-280	2 × Enefit-140 2 × Enefit-280	2 × Enefit-140 2 × Enefit-280	2 × Enefit-140 2 × Enefit-280
Gaasi teke, mln Nm <sup>3</sup>	145,2	224,0	224,0	224,0
<b>VKG Oil AS</b>				
Tootmisseedmed	2 × Petroter	4 × Petroter	4 × Petroter	4 × Petroter
Gaasi teke, mln Nm <sup>3</sup>	85,8	202,0	202,0	202,0
Kokku gaas, mln Nm <sup>3</sup>	231,0	426,0	426,0	426,0

Praegu töötab Eesti Energia Õlitööstuses üks Enefit-280 ja kaks Enefit-140 seadet. Kokku toodetakse 145,2 mln Nm<sup>3</sup> gaasi. Aastaks 2020 on plaanitud rajada veel üks Enefit-280 seade, mille tulemusena toodetakse gaasi 224,0 mln Nm<sup>3</sup> [24].

VKG Oil AS tehases töötab hetkel kaks Petroter-tüüpi seadet. Kokku toodetakse 85,8 mln Nm<sup>3</sup> gaasi. Aastaks 2020 on plaanitud rajada kaks uut Petroter-tüüp tootmisseedet. Petroter III tehase ehitamisega alustati 2013. aasta novembris [26].

Nii Enefit- ja Petroter tehnoloogia kasutavad purustatud peenpõlevkivi fraktsiooniga 0-25 mm. Tänu selle saab ära kasutada kõiki põlevkivi kaevandamisel tekkivaid jääke [26].

**Tabel 1.8.2** Poolkoksgaasi tootmiseks vajalik kaubapõlevkivi teise stsenaariumi korral [25]

Aasta	2015	2020	2025	2030
Kaubapõlevkivi, mln t	6,50	12,03	12,03	12,03

Saadud tulemused on ligikaudsed ja põhinevad peamiselt ettevõtete poolt esitatud andmetel, mida on vajadusel täiendatud. Arvesse on võetud kahe suurima põlevkiviõli tootja arengukavadega ning arvestatud asjaoluga, et kõrvalsaadustena tekkiv uttegaas kasutatakse elektrienergia tootmiseks, sest transportimine suurte kauguste taha ei ole majanduslikult mõistlik ning soojusvajadus tootmiskohtade lähistel ei ole piisav uttegaasi kasutamiseks soojuse tootmiseks. Sellest lähtuvalt hakkab uttegaas osaliselt asendama elektritootmises põlevkivi. Ühe tonni põlevkivi asendamiseks kulub ligikaudu 200 tuhat Nm<sup>3</sup> poolkoksgaasi. Järelilikult asendab aastaks 2030 teise stsenaariumi korral poolkoksgaas ligikaudu (426,0 / 200) 2,13 miljonit tonni põlevkivi [25]. Kuna poolkoksgaas on põlevkiviõli põhitootmises

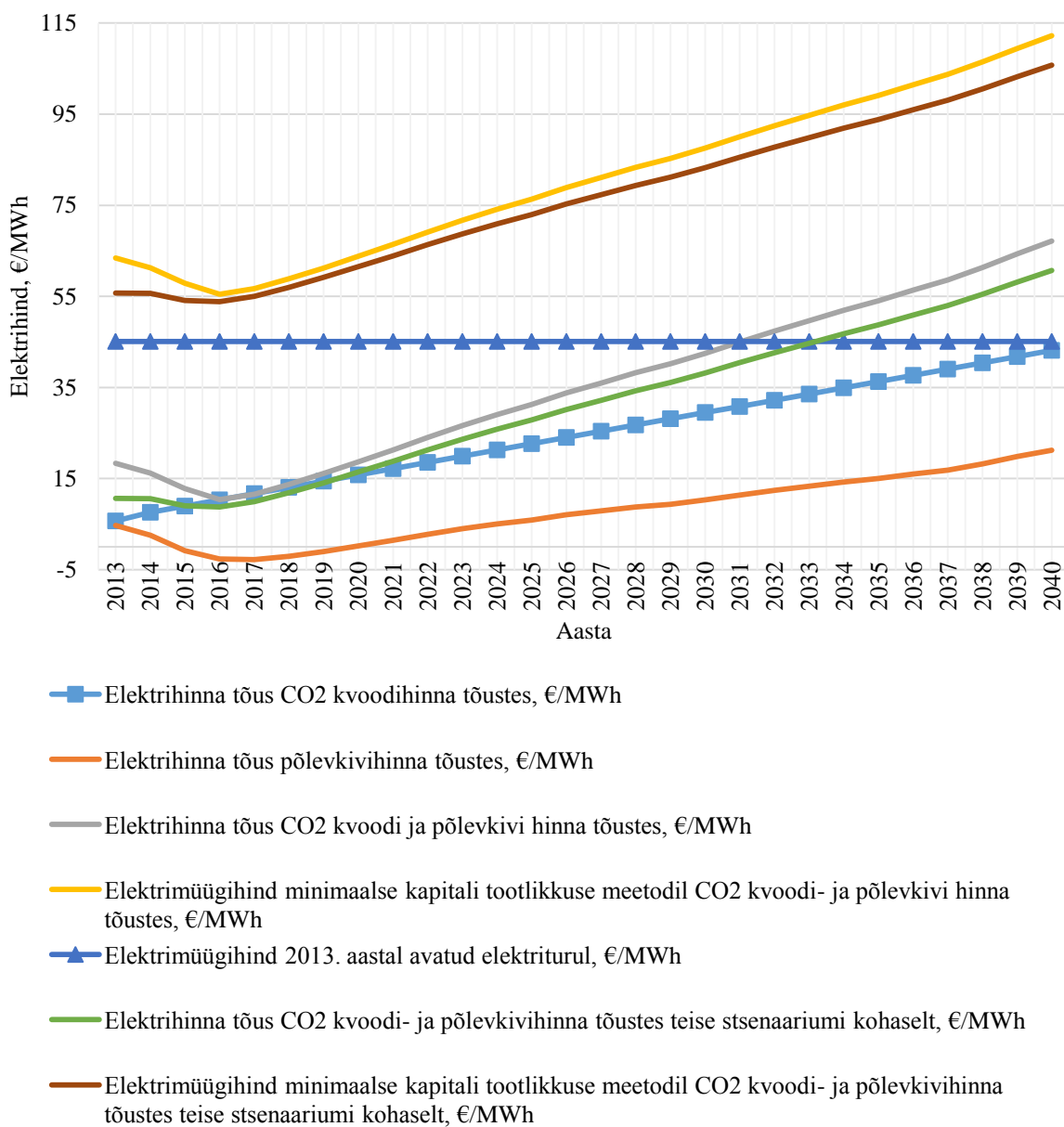
kõrvalsaadus siis teoreetiliselt võttes oleks 20 miljoni tonni põlevkivi tegelik tarbimine 22,13 miljonit tonni.

Poolkoksgaasi kasutamisel elektritootmises ei ole otstarbekas asendada kogu põletatavat põlevkivi uttegaasiga. Väavliheitmeme probleemi leevendamiseks on mõistlik lahendus kahe kütuse koospõletamine. Poolkoksgaasi põletamisel on CO<sub>2</sub> eriheide 67,5 ... 68,5 t CO<sub>2</sub>/TJ. Põlevkivi põletamisel on CO<sub>2</sub> eriheide 96,8 ... 100 t CO<sub>2</sub>/TJ. Tuues võrdluse, siis maagaasi otsesel põletamisel on CO<sub>2</sub> eriheide 55,0 t CO<sub>2</sub>/TJ [25]. Võttes arvesse poolkoksgaasi ja põlevkivi otsese põletamise CO<sub>2</sub> keskmisi eriheitmeid, siis poolkoksgaasi põletamisel tekib 30,9 % vähem CO<sub>2</sub> heitmeid kui põlevkivi põletamisel.

2013. aastal müüdi kogu Eesti Energia Õlitööstuses toodetud uttegaas maha Eesti Energia Narva Elektri jaamadele. Hinnastamisel kasutatakse meetodit, mis võtab õiglaselt arvesse uttegaasi kütteväärtust ja heitmekvootide hinda [19]. Kokku müüdi 2013. aastal Narva Elektri jaamadele 61 miljonit Nm<sup>3</sup> uttegaasi, mille müügihinnaks oli 4 744 tuhat €. Keskmiseks müügihinnaks kujunes 77,77 tuhat € ühe miljoni Nm<sup>3</sup> uttegaasi kohta. Uttegaasi kasutamisega asendati eelnevate andmete põhjal 0,305 miljonit tonni põlevkivi. Võttes arvesse 2013. aasta keskmist põlevkivi hinda 13,5 €/t kohta, siis samaväärse kütteväärtuse korral oleks põlevkivi ostmisele kulunud 4 165 tuhat €. Järelikult on uttegaasi hind 12,2 % kallim põlevkivi hinnast.

Analüüsin nende andmete põhjal põlevkivielektri hinna kujunemist teise põlevkivigaasi tekke stsenaariumi alusel. Lähtun asjaolust, uttegaasi hinnastamisel kasutatakse meetodit, mis arvestab heitmekvootide hinnaga. Selle põhjal jääks heitmekvootide maksumus ja uttegaasi ostuhind võrdelisse hinnavahele, ehk kui kvootide hind tõuseb, siis väheneb uttegaasi hind ja vastupidi. Alates 2015. aastast asendab uttegaas 2,13 miljonit tonni põlevkivi elektri tootmiseks. 2015 aastal kasutatakse elektri tootmiseks nende andmete põhjal 12,85 miljonit tonni põlevkivi ja samaväärse kütteväärtuse korral 2,13 miljonit tonni põlevkivi (tegelikult 426 miljonit Nm<sup>3</sup>). Eelnevalt on teada, et 2013. aastal müüdi 61 miljonit Nm<sup>3</sup> uttegaasi hinnaga 4 744 tuhat €. Ühe miljoni Nm<sup>3</sup> hinnaks on seega 77,77 tuhat €. Aastal 2015 kulutatakse nende hindadega uttegaasile 33 130 tuhat €, põlevkivile kulutatakse 12,85 miljoni tonni ostmiseks 175 413 tuhat €. Kui 2013. aastal kulutati põlevkivile kokku 204 500 tuhat €, siis nüüd kulub selleks 208 543 tuhat € ehk 4 043 tuhat € rohkem kui ennem. Kui 2013. aastal osteti heitmekvoote kokku 13 077 ühikut, siis uttegaasi põletades kulub 30,9% vähem kvote. Kokku peab aastal 2015 ostma seega (13 077 \* 30,9 %) 4 040 kvooti vähem kui varasemalt. Arvesse peab võtma ka asjaolu, et tegelik uttegaasi hulk kogutarbimisest on ainult (2 130 / (12 845 +

2 130)) 14,22 %. Järelikult on vähenenud CO<sub>2</sub> kvootide arv hoopis (14,22 % \* 4 040) 575 ühikut.



**Joonis 1.8.1** Põlevkivielektri hind tulevikus minimaalse kapitali tootlikkuse meetodil CO<sub>2</sub> kvoodi- ja põlevkivihinna tõustes põlevkiviõli teise stsenaariumi kohaselt [L.7]

Joonis 1.8.1 iseloomustab elektrihinda CO<sub>2</sub> kvoodihinna tõustes olukorras, kus põlevkivi hind on välja kujunenud põlevkiviõli ja –elektri vabaturu konkurents. Nagu näha, siis teise stsenaariumi järgi ei muutu elektrimüügihind oluliselt odavamaks võrreldes põlevkivielektri tootmisega, sest uttegaasi osakaal jääb elektritootmises piisavalt väikeseks. Elektrihinnatõusuks kujunes 2040. aastal 60,7 €/MWh ja elektrimüügihinnaks 105,8 €/MWh. Vaatamata sellele on



2040. aasta elektri hinna tõus võrreldes eelmise stsenaariumiga väiksem (67,1 – 60,7) 6,4 €/MWh.

Uttegaasi kasutamine elektri tootmiseks omab suuremat rolli tulevikus, kui kvoodihind on kallim. Lisaks tarbitakse sellise arengusuuna järgi põlevkiviõli tootmiseks 12,03 miljonit tonni põlevkivi ja põlevkivielektri tootmiseks 12,85 miljonit tonni põlevkivi. Kokku tarbitakse kalendriaasta jooksul 24,88 miljonit tonni põlevkivi, mis läheb vastuollu maapõueseaduse § 25<sup>1</sup> kalendriaasta kaevandamise määraga 20 miljonit tonni.

Joonis 1.8.1 võib tunduda, et uttegaasi kasutuselevõtuga ei vähene otseselt elektritootmise hind, kuid tegelikult on see varjatud kujul siiski olemas. Nimelt põlevkiviõli tootmisel tekkivad kaasprodukte saab vaadelda kui tasuta saadud energiat, sest:

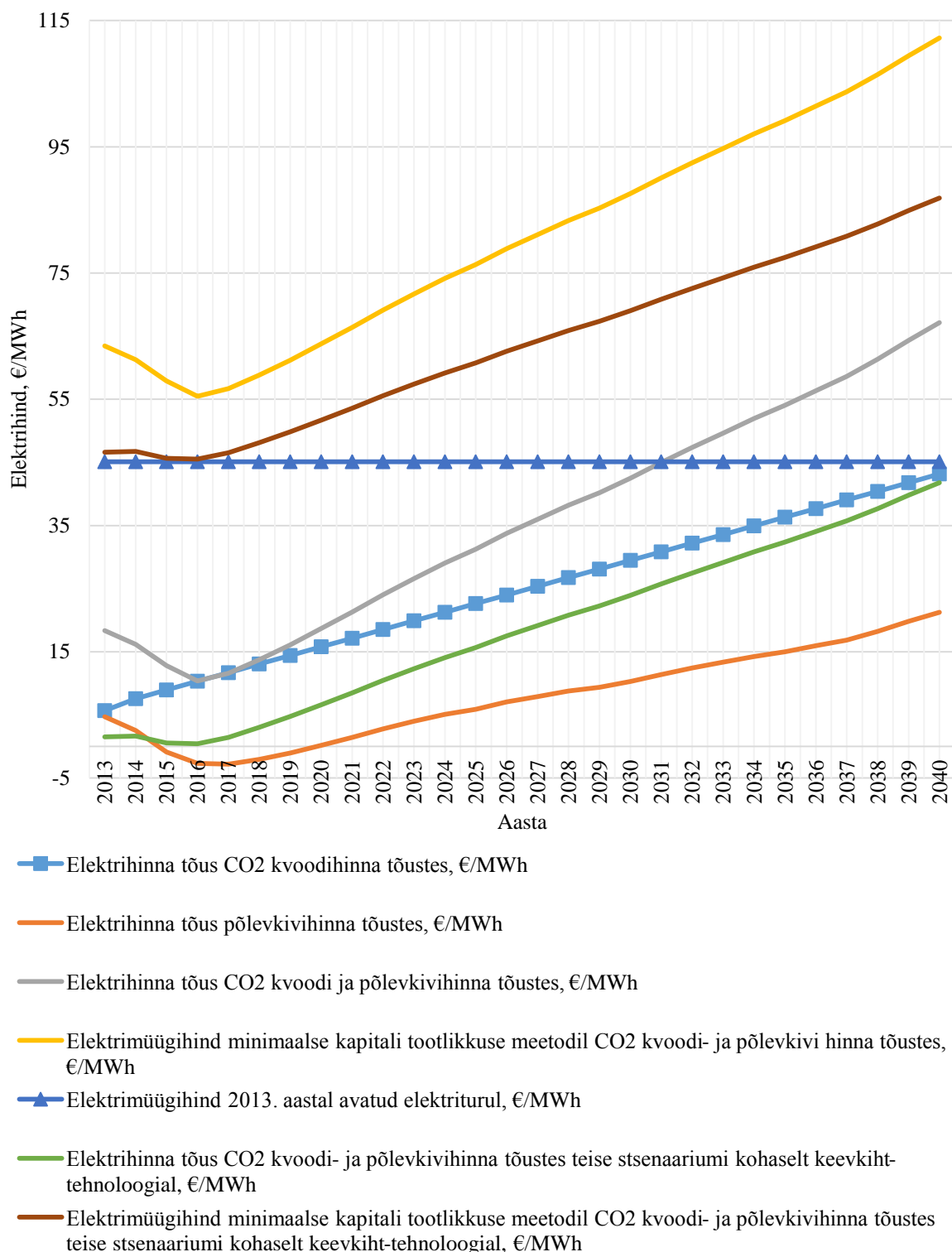
- Põlevkiviõli tootmiseks kasutatud põlevkivi on juba majanduslikult tasutud
- Tekkinud uttegaas on lisaproduct, millest saab täiendavalt toota energiat
- Uttegaasist energiatootmise eest makstakse täiendavalt elektrienergia müügi arvelt
- Suureneb põlevkivi energeetiline väärtust kui ka majanduslik väärtust
- Näiliselt iga 200 tuhande Nm<sup>3</sup> uttegaasi eest toodetakse juurde ühe tonn põlevkivi
- Kasutatakse ära 100% kaevandatavast põlevkivist

## 1.9 Tsirkuleeriva keevkihttehnoloogia kasutuselevõtt

Peatükis 1.6 toodud CO<sub>2</sub> kvoodi intensiivsus on 1,263 t/MWh kohta 2013. aasta andmete põhjal. Eelpool toodud stsenaariumite korral tõuseb CO<sub>2</sub> kvoodi hind aastaks 2050 ühtlaselt 45 €/t. Sellest tulenevalt tõuseb põlevkivielektri hind 2040. aastaks (34,2 €/t \* 1,263 t/MWh) 43,2 €/MWh kohta ning aastaks 2050 vastavalt 56,8 €/MWh. Järgmisena on uurimise all olukord, kus Eestis kasutatakse põlevkivielektri tootmiseks ainult Auvere uut tsirkuleerivat keevkiht-tehnoloogiat.

Tsirkuleeriva keevkiht-tehnoloogia CO<sub>2</sub> intensiivsuseks loetakse ligikaudu 0,89 t/MWh ja kasuteguriks 40% [4]. Taolist tehnoloogiat kasutab ka uus Auvere elektri jaam, mille projekteeritud võimsus on 300 MW, ning mida saab vajaduse korral koormata 50% ulatuses biokütusutega [27]. Keevkihi põletustehnoloogia võimaldab põletada madalakvaliteetset kütust ning kasutada odavaid keskkonnakaitse meetmeid. Keevkihi moodustavad hõljuvad tahked osakesed ja neid läbib gaasivooluse aerodünaamiline süsteem. Hõljuvateks tahketeks osadeks on tavaliselt kütuse enese tuhk või sagedasti liiv, mis kuumutatakse vähemalt

süttimistemperatuurini ning kütuse suunamisel sinna voosse toimub pidev põlemine vajamata selleks kõrget temperatuuri. Keevkihi temperatuur on vahemikus 800-900 °C [28].



**Joonis 1.9.1** Põlevkivielektri hind tulevikus minimaalse kapitali tootlikkuse meetodil CO<sub>2</sub> kvoodi- ja põlevkivihinna tõustes koos põlevkiviõli teise stsenaariumiga keevkiht-tehnoloogial [L.8]

Joonis 1.9.1 on kujutatud põlevkivielektri hinna stsenaariumit, kus arvesse on võetud CO<sub>2</sub> kvoodi- ja põlevkivihinna tõusu, arvestatud peatükis 1.8 toodud põlevkiviõli teise stsenaariumiga ning olukorda, kus Eestis toodetakse kogu põlevkivielekter tsirkuleeriva keevkiht-tehnoloogiaga, mille CO<sub>2</sub> intensiivsuseks on 0,89 t/MWh kohta.

Tulemustel on eeldatud, et vanade katelde kasutegur on ligikaudu 30% ning uutel tsirkuleerivat keevkiht-tehnoloogiat kasutataval kateldel 40%. Selle tulemusena tarbitakse 25% vähem kütust. Kui peatükk 1.8 leidsime põlevkiviõli teise stsenaariumi kohaselt uue tarbitava põlevkivikoguse 12 845 miljonit tonni koos näilise 2 130 miljoni tonni põlevkiviga, saame uue kasuteguri järgi tarbitavaks põlevkiviks (12 845 \* 75%) 9 634 miljonit tonni põlevkivi. Taolist tuletuskäiku on kasutatud ka vastavalt CO<sub>2</sub> kvoodi intensiivsuse erinevusest vajamineva kvoodikoguse arvutamise jaoks. Selle tulemusena tuleb aastas osta 10 339 heitmekvooti.

CO<sub>2</sub> kvoodi- ja põlevkivihinna tõusu tagajärjel peab minimaalse kapitali tootlikkuse meetodi alusel kasvama 2040. aastal elektrimüügihind 41,8 €/MWh ning kokku oleks elektrimüügihinnaks 86,9 €/MWh.

## 1.10 Kokkuvõtte põlevkivielektrist

Põlevkivielektri hinna kujunemist sai uuritud läbi nelja erineva stsenaariumi. Joonis 1.10.1 iseloomustab erinevate stsenaariumite põlevkivielektri hinnatõusu ja elektrimüügihinda. Tulemused on saadud minimaalse kapitali tootlikkuse meetodil. Kõikide stsenaariumite korral on arvestatud kapitali tootlikkuseks 8,2 % ja vastavalt sellele on arvatud vähim keskmine põlevkivielektri hinnatõus ja elektrimüügihind, millega saadakse turule tulla. Analüüsi lihtsustamiseks ei ole arvestatud reguleerimis- ja käivitamiskulusid.

Esimesel stsenaariumil tõuseb CO<sub>2</sub> heitmekvootide hind vastavalt „ENMAK 2030“ aruandes kasutatud väärtustele. Selle kohaselt tõuseb kvoodi hind aastaks 2050 tasemele 45 €/t. Kvoodi intensiivsuseks 2013. aasta andmete põhjal kujunes 1,263 t/MWh ja põlevkivi hinnaks 13,7 €/t, mida on arvestatud kogu stsenaariumi vältel. Analüüsi tulemusena tõuseb elektri hind kvoodi kallinedes 2013. aastaga võrreldes 2020. aastal 4,9 €/MWh ja 2040. aastal 32,2 €/MWh ning samade aastate elektrimüügihinnad on 50,0 €/MWh ja 77,3 €/MWh.

Teise stsenaariumi kohaselt on lisaks CO<sub>2</sub> kvoodile arvestatud põlevkivihinna kallinemist. Põlevkivi hinna tõusu uuriti kahest vaatenurgast:

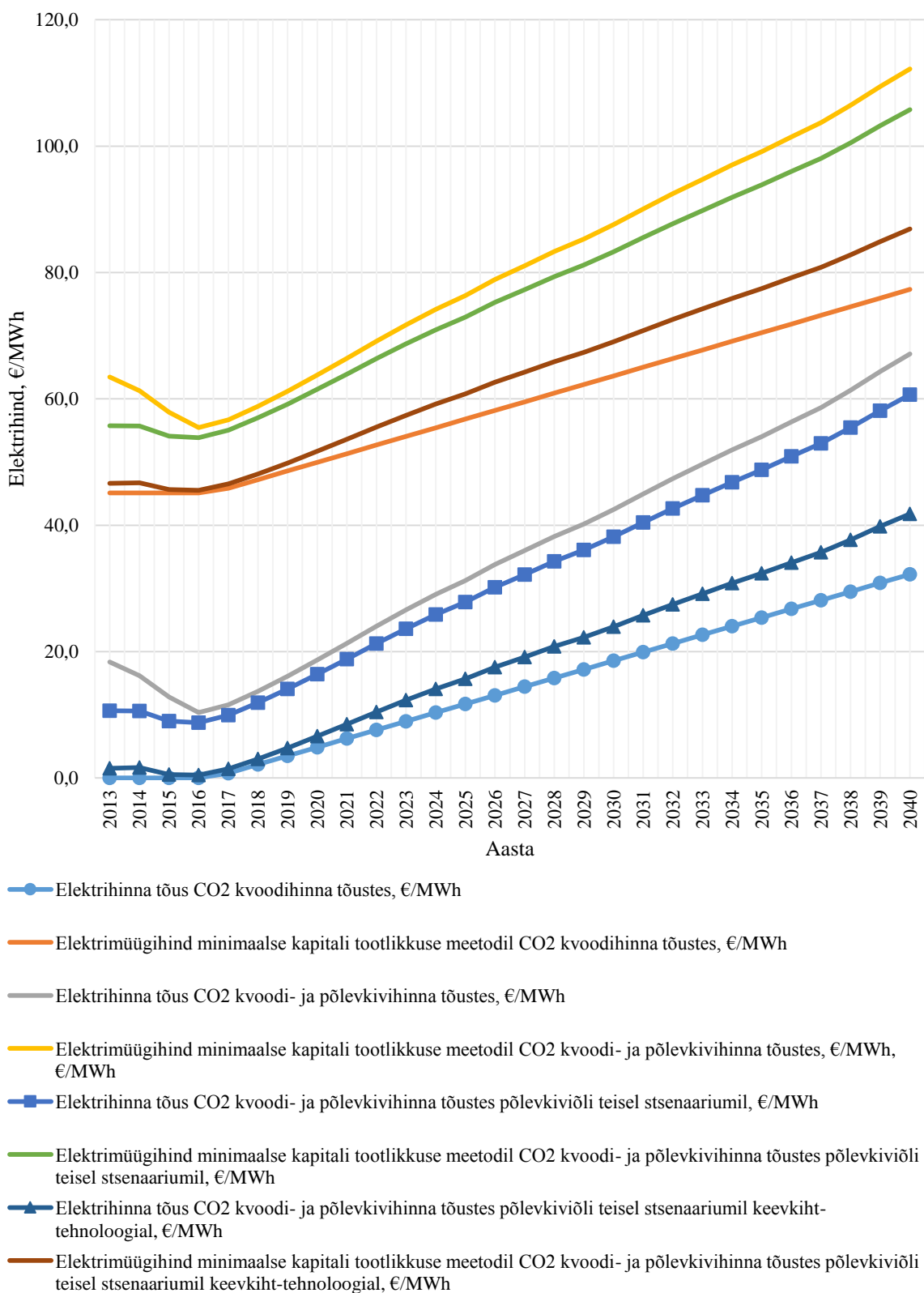
- Kuna põlevkivil puudub maailmahinda, siis võrdlusmomendi saamiseks on lähtutud energeetilisest väärtusest. Põlevkivile kõige lähedasemaks kütuseks saab lugeda kivisütt, millel on teada nii energeetiline väärtus ja maailmahind. Keskmisteks energeetilisteks väärtusteks on põlevkivil arvestatud 8,4 MJ/kg ja kivisöel 25 MJ/kg. Vastavalt Tabel 1.7.1.1 toodud andmetele, kujuneb põlevkivi keskmiseks hinnaks 31,2 €/t. Näiteks 2013. aastal oli põlevkivi müügihinnaks avatud turul 13,7 €/t ja reguleeritud turul 10,6 €/t
- Teisel juhul kujuneb põlevkivi hind välja Eestisesel konkurentsil. Elektrituru täieliku avanemisega muutusid turupõhimõtted ja selle kohaselt peaks põlevkivi kasutama seal, kus see annab kõige suurimat lisaväärtust. Sellest tulenevalt on analüüsitud elektri- ja õlitootmise maksevõimekust põlevkivi eest. Mõlemal juhul on arvesse võetud CO<sub>2</sub> kvoodi tõusu, mille tulemusena 2040. aastal suudab Eesti Energia Õlitööstus maksta põlevkivi eest 37,8 €/t ja Eesti Energia Narva Elektri jaamad jätkuvalt 17,3 €/t. Võrreldes 2013. aasta maksevõimekusega 26,3 €/t ja 17,3 €/t, siis tänu naftatoodete prognoositava hinnatõusu ja kvoodi intensiivsuse erinevustele suureneb tulevikus Õlitööstuse maksevõimekus

Kahe põlevkivihinna kujunemisprotsessid iseloomutavad vabaturu arengusuundasid. Kuna põlevkivil puudub maailmahind, siis selline arengusuund on vähetõenäoline ning pigem kujuneb põlevkivi hind välja põlevkivielektri ja -õli Eestiseses konkurentsiolektoonas. Selle tulemusena tõuseb elektri hind võrreldes 2013. aastaga 2020. aastal 18,7 €/MWh ja 2040. aastal 67,1 €/MWh ning samadel aastatel on elektrimüügi hinnad vastavalt 63,9 €/MWh ja 112,2 €/MWh.

Kolmandas stsenaariumis on arvestatud CO<sub>2</sub> kvoodi- ja põlevkivihinna kallinemist ning lisaks põlevkiviõli arengusuundasid vabaturu olukorras. Selle tulemusena toodetakse juba 2020. aastal põlevkiviõli kaasproduktina 426 miljonit Nm<sup>3</sup> gaase. Kui tuua võrdluse, siis 2013. aastal tootis Eesti Energia Õlitööstus 61 miljonit Nm<sup>3</sup> poolkoksgaasi. Iga 200 tuhat Nm<sup>3</sup> poolkoksgaasi asendab umbes ühe tonni põlevkivi. Selle tulemusena tekiks põlevkiviressurssi näiliselt juurde 2,13 miljonit tonni. Põlevkivi osalisel asendamisel poolkoksgaasiga on võimalik vähendada nii väävliprobleeme kui ka CO<sub>2</sub> heitmeid. Poolkoksgaasi põletamisel on CO<sub>2</sub> eriheide 67,5 ... 68,5 t CO<sub>2</sub>/TJ ja põlevkivi põletamisel 96,8 ... 100 t CO<sub>2</sub>/TJ. Keskmiselt tekib poolkoksgaasi põletamisel 30,9 % vähem CO<sub>2</sub> heitmeid kui põlevkivi põletamisel. Võttes arvesse kõiki eelpool toodud tegureid, tõuseb elektri hind võrreldes 2013. aastaga 2020. aastal

16,4 €/MWh ja 2040. aastal 60,7 €/MWh ning samadel aastatel on elektrimüügi hinnad 61,5 €/MWh ja 105,8 €/MWh.

Neljandas stsenaariumis on arvestatud CO<sub>2</sub> kvoodi- ja põlevkivihinna kallinemist koos põlevkiviõli arengusuundadega vabaturu olukorras põlevkivi osalise asendamisega poolkoksgaasiga katlas tsirkuleerivat keevkiht-tehnoloogiat kasutades. Lähteandmetelt erineb neljas stsenaarium kolmandast ainult sellevõrra, et keevkiht-tehnoloogia CO<sub>2</sub> intensiivsuseks loetakse 0,89 t/MWh kohta ja kasuteguriks 40%, võrreldes eelmise stsenaariumi korral 1,263 t/MWh ja 30%. Vähenenud CO<sub>2</sub> intensiivsuse ja suurenenud kasuteguri tagajärjel kulub senisest vähem heitmekvoote ja põlevkivi. Selle tulemusel tõuseb elektri hind 2013. aastaga võrreldes 2020. aastal 6,6 €/MWh ja 2040. aastal 41,8 €/MWh ning samadel aastatel on elektrimüügi hinnad 51,7 ja 86,9 €/MWh.



**Joonis 1.10.1** Põlevkivielektri hinnatõus ja elektrimüügihind erinevatel stsenaariumitel [L.9]

## 2. Tuuleelektri hinna kujunemine

Tuuleenergia võimalikest stsenaariumitest lähtun 2010. aastal tehtud uuringus „Tuuleenergia Eestis“, mille teostas Taani firma EA Energiaanalyse [29]. Uuringu põhjuseks oli tuuleelektrijaamade suur huvi elektrisüsteemiga liitumiseks. Selleks ajahetkeks oli Elering saanud liitumistaotlusi 4000 MW ulatuses, mis ei ole Eesti elektrisüsteemi koormust 400-1600 MW silmas pidades võimalik [29].

Uuringus tehti mitmeid üldistusi ja lihtsustusi, võtmata arvesse teiste riikide arengukavasid ning eeldades ühtset toimivat elektriturgu Baltikumis. Kõige paremini peegeldab Eesti tänast olukorda „*Estonian flexibility*“ stsenaarium, mille kohaselt:

- EstLink merekaableid kasutatakse turutingimustes
- Läti ja Venemaa ühendused toimivad kokkulepitud reeglite järgi ehk mitte turupõhiselt
- Suuremahulise tuuleelektri kompenseerimiseks on rajatud 400 MW gaasil töötav elektrijaam, mis reguleerib tuuleenergiast tekkinud puudujääke [29]

Alates aastat 2016 eeldatakse, et elektriturg on täielikult avanenud, sulgetud neli Narva elektrijaama plokki ning EstLink 2. töövalmidus [29].

Arvesse tuleb veel võtta asjaolu, et uurimustöö alusel koos tehtud lihtsustustega on Eesti elektrisüsteemihalduri kohaselt võimalik võrku ühendada tuuleelektrijaamu võimsusega kuni 900 MW. Sellest lähtuvalt tuleks uurida tuuleelektri hinna käitumist tulevikus. Stsenaariumi kohaselt on tuuleelektri hinnaks ligikaudu 53 €/MWh kohta [29].

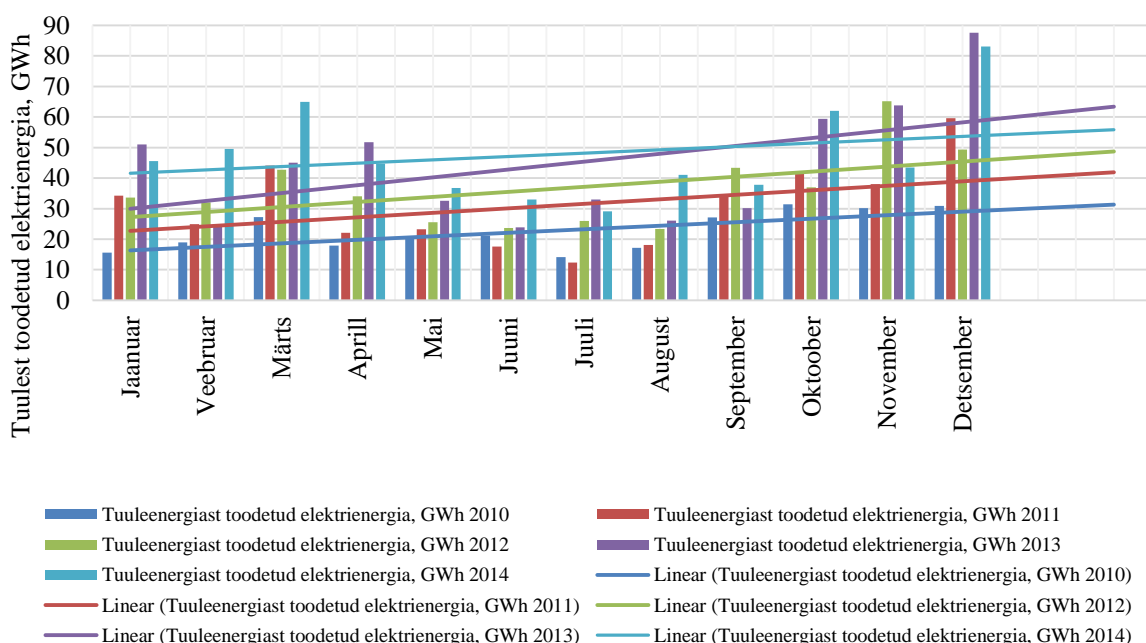
### 2.1 Tootmisvõimsused

Eestis on tänu toetustele ja Euroopa Liidu CO<sub>2</sub> energiapoliitikale tekkinud suur huvi tuulenergeetika arendamisele. Igal aastal liitub elektrivõrguga arvestatav kogus uusi tuuleelektritootjaid ning palju uusi liitumistaotlusi.

Tabel 2.1.1 iseloomustab kasutatavat tuulikute võimsust ja iga kuu vältel toodetud elektrienergiat aastatel 2010-2014.

***Tabel 2.1.1*** Kuude lõikes tuulest toodetud elektrienergia aastatel 2010-2014 [20]

Aasta	Kasutatav võimsus, MW	Tuuleenergiast toodetud elektrienergia, GWh												
		Jaauanuar	Veebruar	Märts	Aprill	Mai	Juuni	Juuli	August	September	Oktoober	November	Detsember	Kokku
2010	108	15,6	19	27,2	17,9	20,4	21,2	14,1	17,2	27,1	31,4	30,2	30,9	272,2
2011	180	34,2	24,9	44,1	22,1	23,2	17,6	12,4	18,1	34	41,8	38	59,6	370
2012	266	33,6	32	42,7	34	25,6	23,7	26	23,3	43,4	37	65,1	49,3	435,7
2013	281,2	51	24,8	45	51,7	32,6	23,9	33	26,1	30,2	59,4	63,8	87,5	529
2014	301,3	45,5	49,5	64,9	44,7	36,8	33	29,1	41,1	37,8	62	43,5	83	570,9



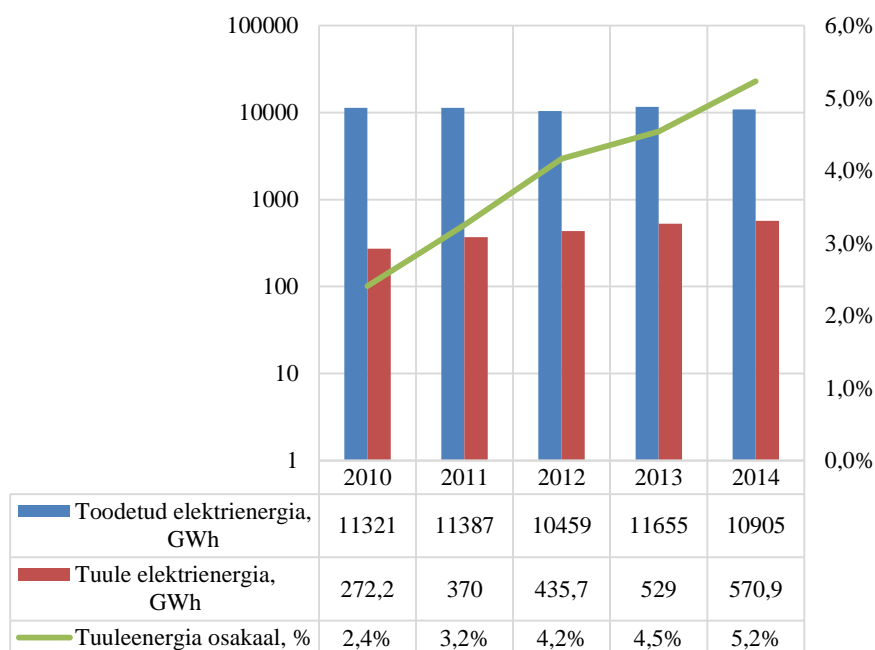
**Joonis 2.1.1** Tuuleenergiast toodetud elektrienergia aastatel 2010-2014 [20]

Andmete paremaks jälgimiseks on Joonis 2.1.1 piltlikult välja toodud Tabel 2.1.1 andmed. Kui vaadata tuuleelektri tootmist aastate lõikes, siis on selgesti eristuv kasutatava tuulikute võimsuse ja toodetu elektrienergia osakaal. Mida rohkem on kasutatavat võimsust, seda rohkem toodetakse aastas keskmiselt elektrienergiat.

Euroopa liidu rohelse energiapoliitika suunitluste alusel on tõusuteel taastuvatest energiaallikatest toodetud elektrienergia. Eeskätt on kasvanud tuuleenergia osakaal tänu poliitilise propageerimise ja toetuste abil. Joonis 2.1.2 alusel saab järeldada, et tuuleenergia osakaal kogu Eesti elektritootmises on tugevas tõusutees. Juba eelmise aasta lõpus ületas tuuleenergia osakaal rohkem kui 5% kogutootmisest. Praegu jääb tuuleelektri osakaal võrku



antavast elektrienergia hulgast piisavalt väikeseks, et see ei tekita probleeme elektrivõrgu stabiilsusele. Kui vaadata Joonis 2.1.1, siis toodetud elektrienergia mahud on suuresti varieeruvad, mis tõttu heade tuuletingimustega aastal võib tuuleelektri toodang olla rohkem kui kaks korda suurem. Näiteks aastatel 2013 ja 2014 anti veebruari kuus elektrivõrku 24,8 GWh ja 49,5 GWh tuuleelektrit.

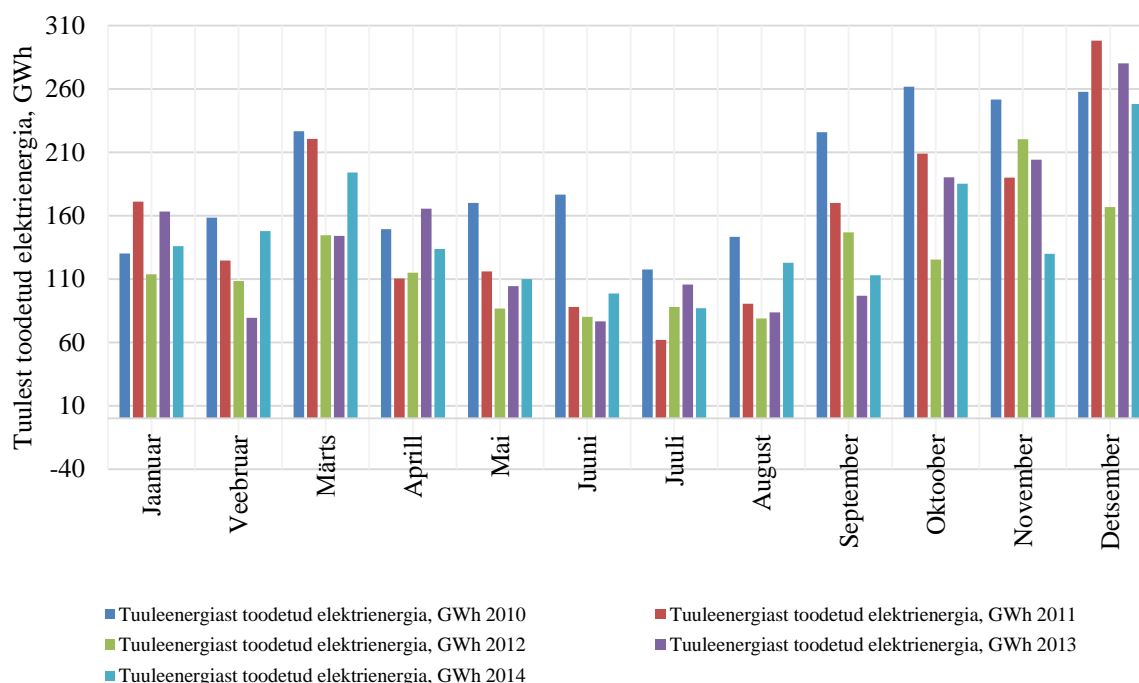


**Joonis 2.1.2** Tuuleenergia osakaalu tõus elektritootmises [30] [31] [32] [33]

Tuuleelektri paremaks ettekujutamiseks viin Tabel 2.1.1 andmed vastavusse olukorraga, mis iseloomustaks aastat 2030, kui Eesti elektrisüsteemiga on liitunud 900 MW ulatuses tuuleelektrijaamu. Selleks jagan eeldatava 2030. aastal kasutatava tootmisvõimsuse 900 MW aastatel 2010-2014 kasutatavate tootmisvõimsustega ning saadud tulemused korrutan vastavalt sama aasta toodetud elektrienergia.

**Tabel 2.1.2** Kuude lõikes tuulest toodetud elektrienergia aastatel 2010-2014 viidud vastavusse 2030. aasta tootmisvõimsusega 900 MW

Aasta	Kasutatav võimsus, MW	Tuuleenergiast toodetud elektrienergia, GWh												
		Jaanu ar	Veebruar	Märts	Aprill	Mai	Juuni	Juuli	August	September	Oktoober	November	Detsember	Kokku
2010	900	130	158,3	226,7	149,2	170	176,7	117,5	143,3	225,8	261,7	251,7	257,5	2268
2011	900	171	124,5	220,5	110,5	116	88	62	90,5	170	209	190	298	1850
2012	900	113,7	108,3	144,5	115	86,62	80,19	87,97	78,83	146,8	125,2	220,3	166,8	1474
2013	900	163,2	79,37	144	165,5	104,3	76,49	105,6	83,53	96,66	190,1	204,2	280	1693
2014	900	135,9	147,9	193,9	133,5	109,9	98,57	86,92	122,8	112,9	185,2	129,9	247,9	1705



**Joonis 2.1.3** Tuuleenergiast toodetud elektrienergia aastatel 2010-2014 viidud vastavusse 2030. aasta tootmisvõimsusega

Tuuleelektri muutliku iseloomu on näha Joonis 2.1.3. Erinevate aastate tootmisvõimsused ja toodetud elektrienergia on taandatud 2030. aastal prognoositud tootmisvõimsuse mahule 900 MW. Selgelt eristuvad suured tootmisvõimsuste erinevused igal kuul. Sellest järelduvalt on elektrinõudluse rahuldamiseks vaja kiiresti käivitata ja reguleeritavaid reservüksusi, mis suudaks tagada tuuleenergia kõikumisest tulenevad puudujäägid.

## 2.2 Tuuleelektri hind

Elektrituruseaduse § 59<sup>1</sup> lg 5 alusel makstakse Eestis tuult energiaallikana kasutatavatele elektritootjatele kalendriaasta jooksul toetusi 600 GWh. Toetuste rahastamine toimub § 59<sup>2</sup> lg 4 alusel.

Elektrituruseaduse § 59 lg 2 alusel on määratud toetuste summad eurodes kWh kohta. Tuuleenergia toetus on 0,0537 €/kWh, mis on märkimisväärselt suur, arvestades seda, et see on 53,7 €/MWh kohta.

**Tabel 2.2.1** Tuuleelektrijaamade keskmine tuuleelektri müügihind võrku [34]

2013 aasta	Aseriaru tuulepark	Paldiski tuulepark	Tooma tuulepark	Vanaküla tuulepark
Toodang, MWh	49 675	29 080	34 520	13 051
Aasta keskmine töövalmidus	85,2%	97,4%	99,3%	81,6%
Müügitulu elektrimüügist, €	1 989 107	1 099 722	1 385 595	529 811
Müügihind, €/MWh	40,0	37,8	40,1	40,6
Varad, €	36 100 225	30 749 575	22 824 382	12 640 229
Taastuenergia tasu, €	2 667 565	1 561 629	1 853 770	700 836
Taastuenergia tasu, €/MWh	53,7	53,7	53,7	53,7
Aruandeaasta kasum, €	760 986	244 422	566 884	-138 226
Kapitali tootlikkus ilma toetusest	-5,3%	-4,3%	-5,6%	-6,6%
Kapitali tootlikkus	2,1%	0,8%	2,5%	-1,1%

Tabel 2.2.1 põhjal saab järeldada, et tuuleelektrijaamade kapitali tootlikkus tehtud investeeringutelt laenu tagasimakse perioodil on äärmiselt väike. Ilma toetusteta ei oleks tuuleelektrijaamade rajamine majanduslikult tasuv 2013. aasta keskmise elektrimüügihinna järgi.

Keskmiseks võrku müüdavaks tuuleelektri hinnaks 2013. aasta majandusaasta aruannete järgi on ligikaudu 40 €/MWh kohta. Kui arvestada asjaolu, et igale MWh lisandub veel taastuenergia tasu 53,7 €/MWh kohta, siis oli 2013. aasta keskmiseks tuuleelektri hinnaks 93,7 €/MWh kohta.

Edasi vaatlen olukorda, kus 2030. aastaks on Eesti elektrisüsteemiga ühendatud 900 MW ulatuses elektrituulikuid.

## 2.3 Tuuleelektri hind tulevikus

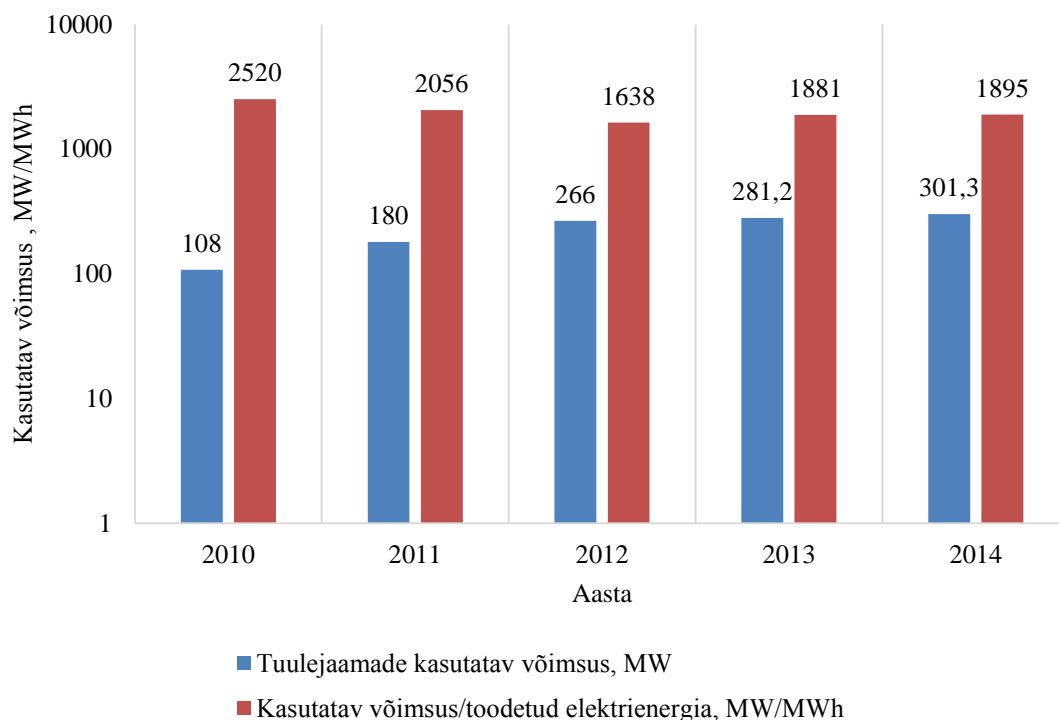
Tuuleelektri laialdasem kasutuselevõtt pälvib üha rohkem ja rohkem avalikkuse huvi. Tuuleelektris nähakse kui rohelist ja odavat elektrisaamise võimalust, teadmata tegelikke

tagamaid. Koostan tuuleelektri kasutamise stsenaariumi, mille käigus uurin tuuleelektri hinda tulevikus. Võtan aluseks „Tuuleenergia Eestis“ uuringutulemused, mille põhjal on Eesti elektrisüsteemiga võimalik liita 2030. aastaks kuni 900 MW tuuleenergiat [29]. Keskmiseks elektrimüügihinnaks arvestan 40 €/MWh kohta, millele lisaks makstakse elektrituruseaduse § 59<sup>1</sup> lg 5 alusel Eestis tuult energiaallikana kasutatavatele elektritootjatele kalendriaasta jooksul toetusi 600 GWh. Toetuse määraks on 53,7 €/MWh.

**Tabel 2.3.1** Installeeritud tuuleelektrijaama võimsus ja ühe võimsusühiku poolt toodetud elektrienergia [13] [20]

	Tuulejaamade kasutatav võimsus, MW	Toodetud elektrienergia, GWh	Kasutatav võimsus/toodetud elektrienergia, MW/MWh
2010	108	272,2	2520
2011	180	370	2056
2012	266	435,7	1638
2013	281,2	529	1881
2014	301,3	570,9	1895
	Keskmine		1998

Tabel 2.3.1 selgub, et iga installeeritud tuuleelektrijaama võimsusühiku MW kohta toodetakse aastas ligikaudu 1998 MWh elektrienergiat.



**Joonis 2.3.1** Kasutatav tuuleenergia võimsus ja iga võimsusühiku kohta toodetud elektrienergia aastate lõikes

Võrreldes erinevatel aastatel elektrivõrku ühendatud tuuleelektrijaamade koguvõimsust ja tuuleelektrist toodetud elektrienergiat, erinevad keskmised toodangud aastate lõikes selgelt. Suuresti võib see olla ka tingitud asjaolust, et esimeste tuuleelektrijaamade rajajad valisid juba parimate tuuletingimustega kohad ära. Teisalt on tehnika koguaeg arenemas ning uute tuulejaamade efektiivsused läbi erinevate tehnoloogiliste lahenduste nagu näiteks kõrgemad mastid, suuremad rootorid ja reguleeritavad labad peaks lubama suuremat toodangut samaväärsetel tingimustel.

Võttes baasaastaks 2013 ning eeldades, et aastaks 2030 on elektrisüsteemiga liitunud 900 MW elektrituulikuid keskmise aastase toodanguga 1998 MWh elektrienergiat iga installeeritud MW kohta, siis praeguse toetussüsteemi kohaselt ei oma toetuste osakaal selles valdkonnas enam nii suurt rolli.

**Tabel 2.3.2** Tuuleenergiast toodetud elektri mõju toetusele eeldusel, et toetussüsteem jääb aastate lõikes samaks ja 2030. aastaks kasvab tuuleenergia osakaal ühtlaselt 900 MW tasemele

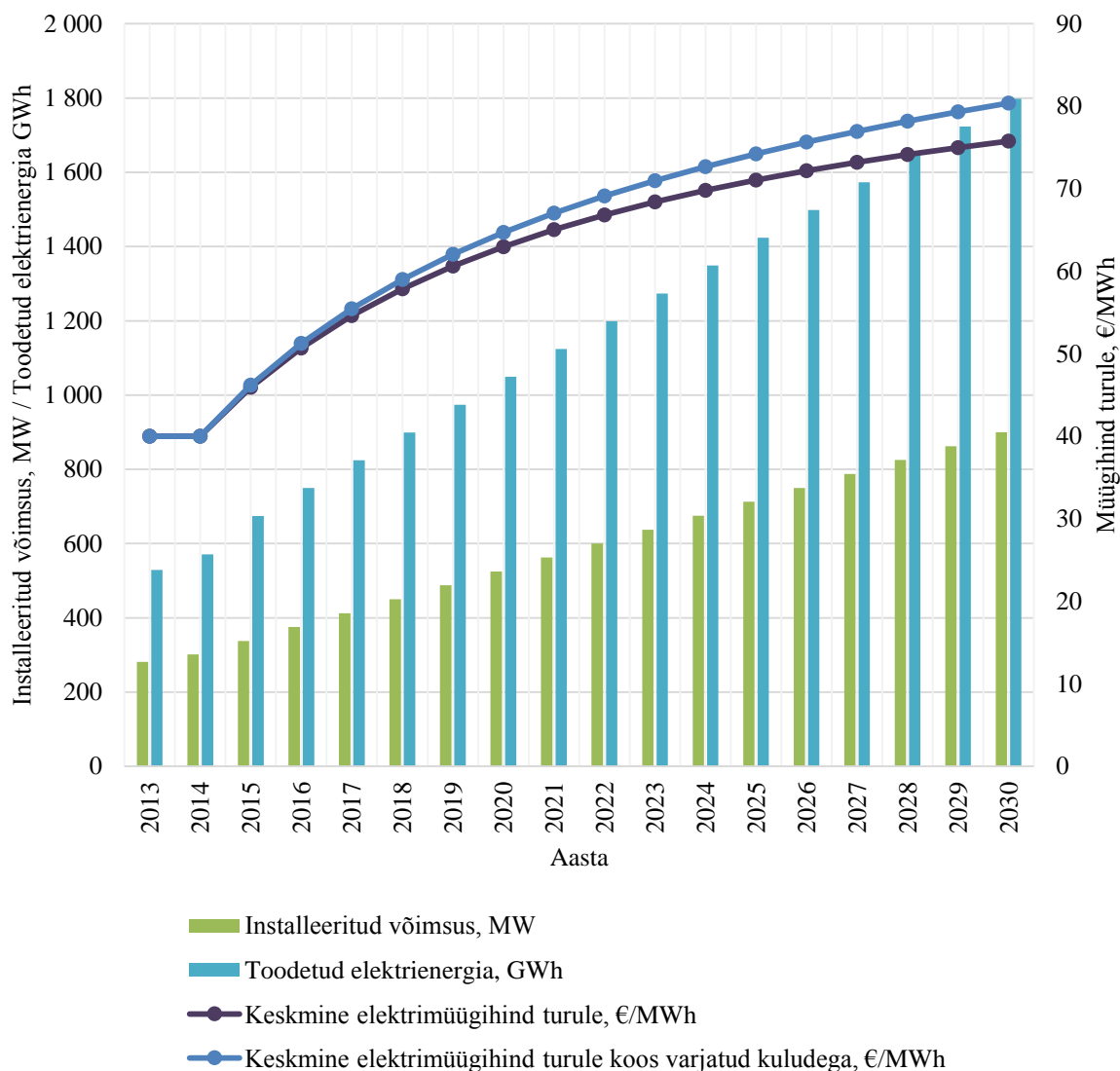
Aasta	Installeeritud võimsus, MW	Keskmine toodang installeeritud MW kohta, MW/MWh	Toodetud elektrienergia, GWh	Toetusele mitte kuuluv elektrienergia, GWh	Toetused millest jäädakse ilma, M€	Tootmise omahinnale lisandub €/MWh	Keskmine makstav toetus, €/MWh	Keskmine elektrimüügihind turule, €/MWh	Keskmine elektrimüügihind turule koos varjatud kuludega, €/MWh	Elektrimüügihind koos toetusega, €/MWh
2013	281	1 881	529	71	3,8	-53,7	53,7	40	40	93,7
2014	301	1 895	571	29	1,6	-53,7	53,7	40	40	93,7
2015	338	1 998	674	-74	-4,0	5,9	47,8	45,9	46,2	94,0
2016	375	1 998	749	-149	-8,0	10,7	43,0	50,7	51,3	94,3
2017	413	1 998	824	-224	-12,0	14,6	39,1	54,6	55,5	94,6
2018	450	1 998	899	-299	-16,1	17,9	35,8	57,9	59,0	94,9
2019	488	1 998	974	-374	-20,1	20,6	33,1	60,6	62,1	95,1
2020	525	1 998	1 049	-449	-24,1	23,0	30,7	63,0	64,7	95,4
2021	563	1 998	1 124	-524	-28,1	25,0	28,7	65,0	67,0	95,7
2022	600	1 998	1 199	-599	-32,2	26,8	26,9	66,8	69,1	96,0
2023	638	1 998	1 274	-674	-36,2	28,4	25,3	68,4	71,0	96,3
2024	675	1 998	1 349	-749	-40,2	29,8	23,9	69,8	72,7	96,6
2025	713	1 998	1 424	-824	-44,2	31,1	22,6	71,1	74,2	96,9
2026	750	1 998	1 498	-898	-48,2	32,2	21,5	72,2	75,6	97,2
2027	788	1 998	1 573	-973	-52,3	33,2	20,5	73,2	77,0	97,4
2028	825	1 998	1 648	-1 048	-56,3	34,2	19,5	74,2	78,2	97,7
2029	863	1 998	1 723	-1 123	-60,3	35,0	18,7	75,0	79,3	98,0
2030	900	1 998	1 798	-1 198	-64,3	35,8	17,9	75,8	80,4	98,3

Tuuleelektri müügihinnal lähtun asjaolust, et koos 900 MW installeeritud tuuleenergiaga on elektrivõrku ühendatud neli 100 MW suurust gaasielektri jaama. „Tuuleenergia Eestis“ saadud analüüsis on keskmiseks tuule muutlikust iseloomust tekitatud prognoosivigade ja tootmise puudujäägi rahuldamiseks arvestatud varjatud kuludeks 4,4-4,8 €/MWh [29]. Varjatud kulud koosnevad gaasielektri jaamade ehitamis- käivitamis-, tootmis- ja reguleerimiskuludest. Uuringus arvestatud varjatud kuludeks 4,6 €/MWh, mis on ühtlaselt jaotanud vastavalt installeeritud tuulikude koguvõimsusele.

Kuni aastani 2014. jääb tuuleenergiast toodetud elektrienergia alla 600 GWh taseme, mille tõttu makstakse iga toodetud MWh eest täiendavalt võrku müüdavale elektri hinnale taastuvenergia toetust 53,7 €/MWh eest. Praeguste prognooside tulemusena ületab 2015. aasta tuuleelektri

toodang 600 GWh piiri ning kõik, mis toodetakse sellest mahust väljaspool, ei saa enam taastuenergia toetust. Tabel 2.3.2 põhjal on näha, et juba aastast 2015 on keskmine makstav toetus 5,9 €/MWh kohta vähenenud seoses 600 GWh piiri ületamisega. 2030. aastaks on iga toodetud MWh tuuleelektri keskmine toetusmäär vähenenud 35,8 €/MWh võrra. Toetuste vähenedes peavad elektrituulikute tootjad selle millegi arvelt tasa tegema, et tuuleelektrijaamadesse investeeritud raha tagasi saada ja ka kasumit teenida. Ainuke võimalus selleks on tõsta elektrihinda. Selle arutelu tulemusena peab iga täiendavalt toetuseta jäänud MWh eest tõstma tuuleelektri müügihinna samaväärselt, et tuulikute rajamine oleks majanduslikult tasuv. Järelikult 2030. aastal on tuuleelektri hind suurenenud 35,8 €/MWh kohta.

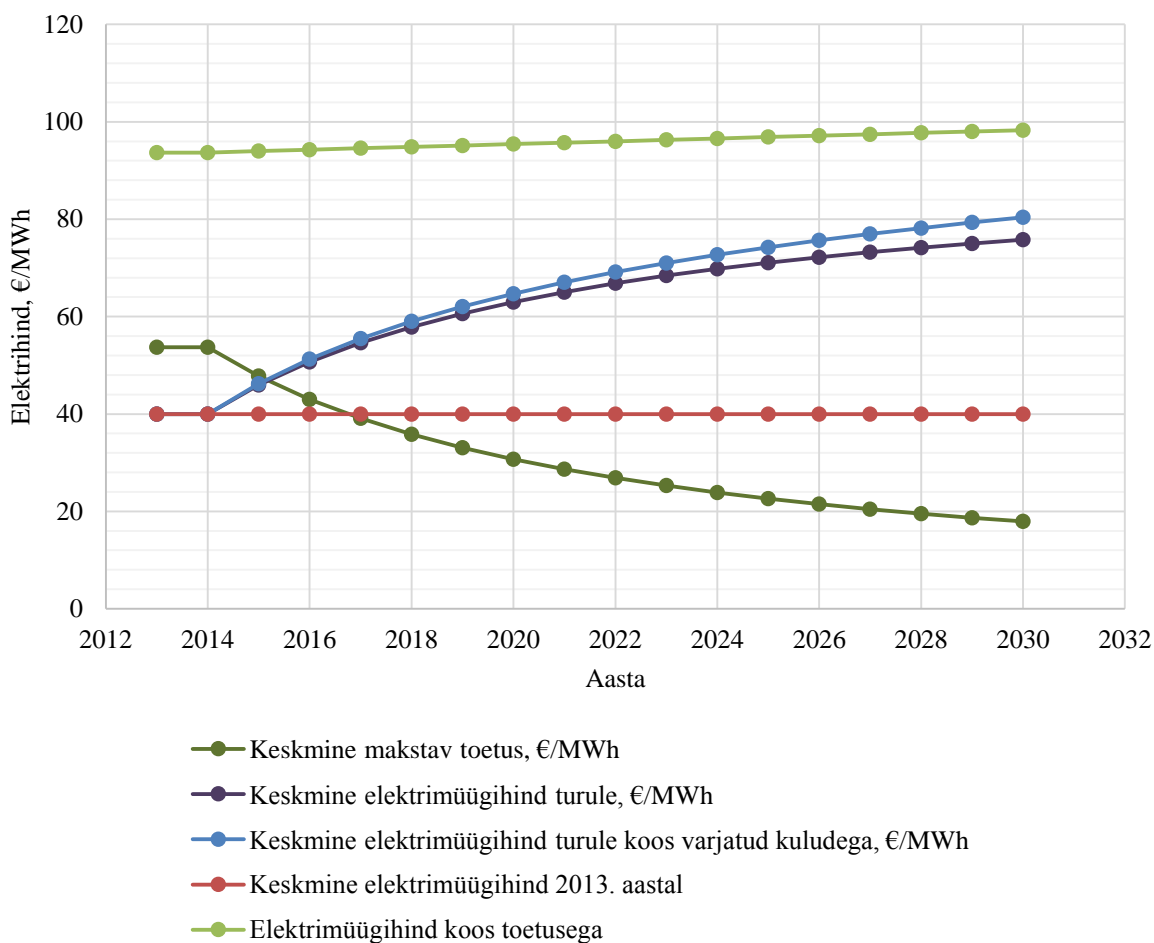
Tuuleparkide tehniliseks elueaks loetakse üldjuhul 20 aastat. Vastavalt Elektriturseaduse § 108 lg 1 kohaselt makstakse taastuenergia toetust elektrituulikutele 12 aastat. Nimetatud sättega on eeldatud ka asjaolu, et 12 aasta jooksul on võimalik laenu tagasi maksta. Edasi töötavad tuulikud vabaturutingimustes. Tabel 2.2.1 põhjal kujuneb toetuste korral tuuleelektrijaamade varade tootlikuseks ligikaudu 1-2 %. Eeldatavalt on investorite põhjendatud tulukuseks 8,2 %. Järelikult on peale laenu tagasimaksmist tuulikutel aega keskmiselt 8 aastat tõsta kapitali tootlikkust sellele tasemele. Analüüsi lihtsustamiseks makstakse stsenaariumi kohaselt taastuenergia toetust kogu perioodi vältel eeldusel, et peale 12 aastat tõusevad tuuliku hooldus ja käidukulud ning vaadeldes seda perioodi tehnika arengu kiiruse ja elektrivõrgu eluea vaatenurgast, on 12 aastat väga pikk periood tehnika arengu seisukohast võrreldes elektrivõrgu eluea muutusega. Sellepärast on eeldatud, et elektrivõrgus on korraga mitme erineva põlvkonna tuulikud ja valdav osa on neist alles oma eluea alguses. Mistõttu makstakse toetusele kuuluv 600 GWh välja esimese poolaasta jooksul. Sellest tulenevalt konkureerivad kõik tuuleelektrijaamad nagunii avatud elektrituru tingimustes ning tuuleelektri müügihind peab olema sedavõrd suur, et saaks makstud laenu.



**Joonis 2.3.2** Tuuleelektri müügihinna sõltuvus installeeritud tuulikute mahust MW ja toodetud elektrienergiast GWh

Elektrivõrku ühendatud tuuleelektrijaamade võimsuse suurenedes tõuseb ka tuulest toodetud elektrienergia maht. Selle tulemusena määrab senine toetuste süsteem üha väiksemat rolli tuuleelektri tootjatele, sest kalendriaasta jooksul toetustena makstav 600 GWh saab täis juba 2030. aasta esimese kvartali lõpus. Ainukeseks võimalikuks lahenduseks on tõsta elektrimüügihinda. Joonis 2.3.3 iseloomustab üha vähenevat makstavat toetust €/MWh kohta ning selle tulemusena tõusvat elektrimüügihinda.





**Joonis 2.3.3** Tuuleelektri hind 2030. aastani eeldusel, et selleks ajaks on paigaldatud elektrituulikuid 900 MW ulatuses

Analüüsi tulemuste õigsuse kontrolliks lähtun 2012. aastal tehtud Rahvusvahelise Taastuvenergia Agentuuri uuringu tulemustest „RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES“. Uuringu tulemusena jääb 2011. aasta tuuleelektri hind Euroopas vahemikku 74,7-97,1 €/MWh kohta ning 2015. aasta hind vahemikku 70,2-91,3 €/MWh kohta [35]. Analüüsi tulemustega võib rahule jääda, sest tuuleelektri hind jääb nendesse piiridesse. Analüüsi tulemusena on tuuleelektri müügihind 2030. aasta. 80,4 €/MWh kohta. Koos taastuvenergia tasudega on tuuleelektri tegelikuks võrku müüdavaks hinnaks 98,3 €/MWh. Tulemusi võis mõjutada paari viimase aasta keskmisest kehvemad tuuleolud. Selle tulemusena toodeti uurimustöö tulemusena vähem elektrienergiat ja saadi väiksemat kasumit, mis omakorda tõstis liiga palju tuuleelektri müügihinda. Samas on tuuleelekter väga muutliku iseloomuga ning sellega peab kindlasti arvestama.

## 2.4 Kokkuvõte tuuleelektrist

Tuuleenergia on küll näiliselt odav ressurss, kuid tegelikult peidab see endas mitmeid varjatud ohte. Joonis 2.1.2 iseloomustab viimaste aastatega installeeritud tuulikute võimsust, mis on peaaegu kolmekordistunud ja arvatavasti jätkub selline trend ka lähitulevikus. Nagu näha, sõltub toodetud elektrienergia suuresti „tuule kvaliteedist“ ehk teisisõnu püsivast tuulekiirusest. Olenevalt tüübist, suudavad tuulikud elektrit toota tuulel kiirusel ligikaudu 3-30 m/s. Näiteks oli 2010. aastal ühe installeeritud megavati toodetud elektrienergia ligikaudu kolmandiku võrra suurem, kui seda oli 2014. aastal. Joonis 2.1.3 illustreerib samuti eelnevalt esile toodud tuuleenergia puudust. Heaks võrdlusastmeks saab võtta aastat 2013 ja 2014, sest nendel aastatel ei toimunud suuremahulist tuulikute lisamist võrku. Kui Tabel 2.1.1 põhjal vaadelda meid huvitatavaid aastaid, siis kuudel veebruar, märts, august ja november eristuvad selgesti kahe aasta elektritoodangud.

Eelpool toodud analüüsi põhjal saab väita, et:

- Tuuleenergia on väga muutuva iseloomuga ning raskesti ennustatav
- Tuuleenergiat ei saa kasutada baaskoormusena tema muutuvast iseloomust
- Tuuleenergia kompenseerimiseks on vaja reservüksusi kas siis tootmisseadmete või naaberriikide ülekandeliinide näol
- Tuulest toodetud elektrienergia ei ole „tuulest saadud kuld“ vaid peidab endas mitmeid teisi tegureid, mis tõstab tema hinda

Tuuleelektri võrku müüdavaks hinnaks kujuneb 2030. aasta 80,4 €/MWh. Koos toetustega on tegelikult tuuleelektri hinnaks 98,3 €/MWh.

### 3. Alternatiivsed elektritootmise võimalused

Elektrienergiat on võimalik toota väga mitmel erineval moel. Olulist rolli mängib geograafiline asend ning riigis leiduvad maavarad ja loodusressursid. Maavaradest on Eestis ülekaalus põlevkivi, mille tulemusena 2013. aastal toodeti Eesti Energia Narva Elektrijaamades 89% riigis tarbitavast elektrienergiast [15]. Järgmisena analüüsin erinevaid elektritootmise viise ja nende konkurentsivõimet avatud Eesti elektriturul lähtudes ressursi olemasolust ja geograafilistest tingimustest.

#### 3.1 Hüdroenergia

Eestis on hüdroelektrijaamu installeeritud võimsusega 7,5 MW, võimalik tootmisvõimsus on 4 MW [13]. Hüdroenergiast toodeti 2013. aastal kokku 26 GWh elektrienergiat, mis teeb ligikaudu 0,72 % Eestis toodetud elektrienergiast [9]. Hüdroenergia on üks odavaimaid elektritootmise viise, kuid geograafiliste erisuste tõttu puuduvad Eestis hüdroenergia kasutamiseks sobilikud jõed nagu Rootsis või Norras. Hüdroressursi peaaegu puudumise tõttu ei saa seda vaadelda kui konkureerivat elektritootmise viisi põlevkivielektrile Eesti tingimustes.

#### 3.2 Päikeseenergia

Päikesekiirguse intensiivsus ja kestvus sõltuvad geograafilises asendist, aastaajast, ööpäevast ja muudest kohaliku kliima iseärasustest nagu näiteks õhu puhtus. Aruandes „Päikeseressurss Eestis“ on ära toodud mitme aasta keskmised andmed päikse intensiivsusest Eestis kuude lõikes. Päikeseenergia peamiseks probleemiks Eesti tingimustes on see, et kuudel kui Eesti elektrienergia tarbimine on kõrge, on päikesepaneelide tootlikkus väga madal ja vastupidi. Talvel on päikese intensiivsus ligikaudu 10-15 korda väiksem võrreldes suvekuudega. Elektrit tarbitakse aga kõige enam talvekuudel, mistõttu tekib sellele perioodil suur energiadefitsiit. Kõige väiksem elektritarbimine on aga suvekuudel, mistõttu tekib suure energiaülejäak [36].

Päikeseenergia tootlikkuse iseärasustest ei ole praeguse tehnoloogia korral võimalik seda vaadelda kui konkureerivat elektritootmise viisi põlevkivielektrile Eesti tingimustes.

#### 3.3 Koostootmisjaamad

Koostootmise alla on eelkõige mõeldud soojuse ja elektri koos tootmist võimaldavaid energiablokke. Lähemalt uurin koostootmist taastuvatest allikatest. Vastavalt aruande „Energy resources of Estonia“ 2013. aasta tulemustele, on Eestis kasutamata hulgaliselt taastavaid

energiaallikaid nagu puit, jäätmed, põhk ja biogaas. Ligikaudsed aastased kasutusmäärad on puit 14 793 GWh, jäätmed 1 207 GWh, muu biomass 3 201 GWh, biogaas 6 412 GWh [37].

Vastavalt statistikaameti andmetele, kasutati 2013. aastal elektri- ja soojuse tootmiseks puitu 3 835 GWh, jäätmeid 750 GWh, muud biomassi 400 GWh ja biogaasi 81 GWh.

**Tabel 3.3.1** Elektri- ja soojuse tootmiseks kasutatud taastuvad kütused 2013. aastal [20] [37]

2013	Puiduhake ja -jätmed	Biogaas	Muu biomass	Jäätmekütus
Aastane kasutusvõimsus, GWh	14 793	6 412	3 201	1 207
Tarbiti elektri- ja soojuse tootmiseks kokku, GWh	3 835	81	400	750
Tarbiti elektrienergia tootmiseks, GWh	785	30	36	379
Tarbiti soojuse tootmiseks, GWh	3 050	51	364	370

Tabel 3.3.1 saab järeldada, et olemasolevatest taastuvatest ressurssidest kasutatakse ära vaid väike osa. Samuti saab välja lugeda, et enamus nendest kütustest kulub soojuse tootmisele. Elektrituruseaduse § 59 lg 1 kohaselt makstakse toetust ainult elektrienergia eest, mis toodetakse tõhusa koostootmise režiimil. Vastavalt elektrituruseaduse § 3 lg 26<sup>1</sup> kohaselt on tõhus koostootmine: „elektrienergia tootmine elektri- ja soojusenergia koostootmise režiimil, lähtuvalt soojusenergia nõudlusest ja tagades energiasäästu vastavalt tõhusa koostootmise nõuetele“. Sellest järeldades toimub elektri tootmine koostootmisjaamades vastavalt soojuse nõudlusele ehk elektrienergia on soojuse kaasprodukt.

Lähtudes elektritootmise põhimõtetest, siis mida väiksema võimsusega on elektrijaam, seda kallimaks muutub energiaühiku tootmine. Koostootmisjaamade arenguks oleks juurde vaja väga suure soojusnõudlusega tarbimisüksusi. Samuti on juba praegu välja kujunenud soojustootjad näiteks Balti Elektrijaam Narva linna tarvis ja IRU elektrijaam Tallinna ja Maardu linna tarvis. Vastavalt poliitilistele suunitlustele peaks teoreetiliselt soojuse tarbimine tulevikus vähenema tänu vanade majade renoveerimise ja uute ökomajade ehitamisele.

Taastuvatest energiaallikatest koostootmisjaamade negatiivseteks külgedeks on veel kütuse suur hajutus. Enamus puiduhakkest, –jätmetest ja biomassist asub tarbimiskohtadest energeetilises mõttes väga kaugel. Üha kasvavate naftahindade tagajärjel kasvab ka eelpool toodud taastuvate energiaallikate hind transpordi kallinedes ning lisaks suurtele ehituskulule ja madalale efektiivsusele suureneb elektrimüügihind veelgi.

Eelpool toodud taastuvate energiaallikate koostootmisel esinevate probleemide tõttu ei saa vaadelda koostootmisjaamu kui konkureerivat elektritootmise viisi põlevkivielektrile Eesti tingimustes.

### 3.4 Tuumaenergia

Tuumajaama rajamisest Eestis on olnud mitmeid arutelusid. Käesolevas uurimustöös ei ole tuumaenergia vaatluse all järgmistel põhjustel:

- Vähesed teadmised tuumaenergeetikast
- NIMBY (*Not in my back yard*) efekt
- Eesti baaskoormus on liiga väike
- N-1 kriteeriumitega arvestamine
- Tuumkütuse ost ja jäätmetest vabanemise probleemid

Elektrienergia tootmise koondamine ühele kütuseliigile, mis saadakse impordist, kujutab tõsist riski energiapuudusele. Maailma Tuumaenergia Assotsiatsiooni andmetel kasutas Euroopa Liit 2013. aastal kokku 17 023 tonni uraaniumit, moodustades 27% maailma kogutarbimisest. Põhilisteks tarnijateks oli Kasahstan 21 %, Kanada 19 %, Venemaa 18 %, Nigeeria 13 % ja Austraalia 12 % [38].

Tuumkütuse tarneahel on küll riskide maandamiseks hajutatud, kuid tulles tagasi Eesti probleemide juurde, siis tuumajaama rajamiseks puuduvad Eestis kogemused ning projekt tuleks sisse osta välismaalt, lisaks puudub tuumajaama juhtimiseks piisava kvalifikatsiooniga tööjõudu. Samuti on tuumajaama rajamine raskendatud asjaolul, et Eestis on tohutult investeeritud põlevkivielektri ja -õli tootmise arendamisesse ning nendel eeldustel on ka rajatud põlevkivielektrijaamu, mille eluiga on veel paarkümmend aastat. Tuumajaama kasutuselevõttuga peaks enamus põlevkivijaamu tootmise lõpetama.

Pidades silmas ülal toodud tuumajaama rajamise riske ja võttes arvesse Eesti senist energeetilist arengut ja investeeringuid, ei saa vaadelda tuumaelektrit kui konkureerivat elektritootmise viisi põlevkivielektrile Eesti tingimustes.

## Lõputöö kokkuvõte

Ühtne Euroopa Liidu elektriturg loob lisavõimalusi nii elektritootjatele kui ka –tarbijatele. Tänapäeval on soojus- ja elektrienergia asendamatud toodet mistahes riiklikul tasandil. Ühiskonna suur sõltuvus energiast seab ranged nõuded energiajulgeolekule, mida võib pidada riiklike arengukavade üheks põhikriteeriumiks. Sellest tulenevalt peaks iga riik olema suuteline varustama oma elektritarbimise vajadusi ise.

Elektrihinda lõpptarbijale mõjutavad väga mitmed erinevad tegurid. Põlevkivielektri konkurentsiolekorra analüüsimiseks avatud elektrituru tingimustes on vajalik arvestada ainult nende teguritega, mis mõjutavad elektritootjate omahinda. Kõige olulisemateks teguriteks on:

- Kliimapoliitika
- Põlevkivi hind
- Kasutatav tehnoloogia

Euroopa Liidu kliimapoliitika tagajärjel peavad elektritootjad alates elektrituru vabanemisest 2013. aastal arvestama CO<sub>2</sub> kvootide ostuga. Ennustuste järgi tõuseb kvoodihind 2050. aastaks ligikaudu 45 €/t. Arvestades ühtlase kvoodihinna tõusuga ja kvoodi intensiivsusega 1,263 t/MWh, tõuseb minimaalse kapitali tootlikkuse meetodi järgi 2020. aastal elektrihind 4,9 €/MWh, 2030. aastal 18,5 €/MWh ja 2040. aastal 32,2 €/MWh. Samade aastate elektrimüügi hinnad oleksid 50,0 €/MWh, 63,6 €/MWh ja 77,3 €/MWh. Võrreldes 2013. aasta elektrimüügi hinnaga 45,1 €/MWh, kujuneb 2040. aastal elektrimüügi hind ligikaudu kahekordseks.

Liikudes tootmisahelas allapoole, muutusid elektrituru avanemisega ka põlevkivi kasutamise põhimõtted. Vastavalt vabaturu põhimõtetele ja uuele „Põlevkivi kasutamise riikliku arengukava 2016-2030“, tuleb põlevkivi kasutada seal, kus suudetakse anda suurimat lisandväärtust. Kuna põlevkivil ei ole maailmaturuhinda, hakkab põlevkivi hinda kujundama Eestisisene konkurent. Maapõueseaduse § 25<sup>1</sup> järgi on põlevkivi aastane kaevandamismäär 20 miljonit tonni, selle tulemusena hakkavad Eesti turul tooraine eest konkureerima põlevkivielektri ja põlevkiviõli tootmine. Põlevkiviõli suurema kapitali tootlikkuse ja naftahindade tõusu tagajärjel suudab 2040. aastal Eesti Energia Õlitööstus maksta põlevkivi eest 37,8 €/t, tagades seejuures investorite huvi ja kasumlikkuse 8,2 % varadelt. Eeldades ühtlast põlevkivihinna tõusu 2040. aastaks 37,8 €/t koos CO<sub>2</sub> kvoodihinna tõusuga, tõuseb minimaalse kapitali tootlikkuse meetodi järgi elektrihind 2020. aastal 18,7 €/MWh, 2030. aastal 42,5 €/MWh ja aastal 2040. 67,1 €/MWh. Samade aastate elektrimüügi hinnad oleksid 63,8

€/MWh, 87,6 €/MWh ja 112,2 €/MWh. Võrreldes 2013. aasta elektrimüügihinnaga 45,1 €/MWh kohta, tõuseb 2040. aastal elektrimüügihind ligikaudu kaks ja pool korda.

Võttes arvesse vabaturupõhimõtteid ja põlevkiviõli tootjate arengukavasid, siis on õige eeldada, et põlevkivi senine kasutus elektri tootmiseks asendub suurel määral põlevkiviõli tootmisega. Põlevkiviõli tootmise kaasproduktina tekib arvestatav kogus gaase, mida on võimalik Eesti tingimustes kasutada elektrienergia tootmiseks. Kõige loogilisema arengustsenaariumi alusel kasutatakse põlevkiviõli tootmiseks 2020. aastal 12,03 miljonit tonni põlevkivi. Selle tulemusena toodetakse ligikaudu 426 miljonit Nm<sup>3</sup> gaase. Ühe tonni põlevkivi asendamiseks kulub ligikaudu 200 tuhat Nm<sup>3</sup> poolkoksgaasi ehk teisisõnu annab gaasi kasutamine elektri tootmiseks lisandväärtuseks 2,13 miljonit tonni põlevkivi. Väävlil ja CO<sub>2</sub> probleemide lahendamiseks ei ole mõistlik põletada katlas ainult poolkoksgaasi, vaid parima tulemuse saab nende kombineerides. Poolkoksgaasi põletamise CO<sub>2</sub> eriheide on 67,5 ... 68,5 CO<sub>2</sub>/TJ ja põlevkivi põletamisel 96,8 ... 100 t CO<sub>2</sub>/TJ. Selle tulemusena kulub poolkoksgaasi põletamiseks vähem heitmekvoote ja elektri hind tuleb odavam. Võttes kateldes arvesse poolkoksgaasi kasutamise ning arvestades CO<sub>2</sub> kvoodi- ja põlevkivihinna kasvuga, tõuseb elektri hind 2020. aastal 16,4 €/MWh, 2030. aastal 38,2 €/MWh ja aastal 2040. 60,7 €/MWh. Samade aastate elektrimüügihinnad oleksid 61,5 €/MWh, 83,3 €/MWh ja 105,8 €/MWh. Keskmiselt muutub poolkoksgaasi kasutuselevõttuga elektri hind odavamaks 6 €/MWh kohta ning lisandväärtusena kasvab oluliselt põlevkivi ressursi kasutamise efektiivsus.

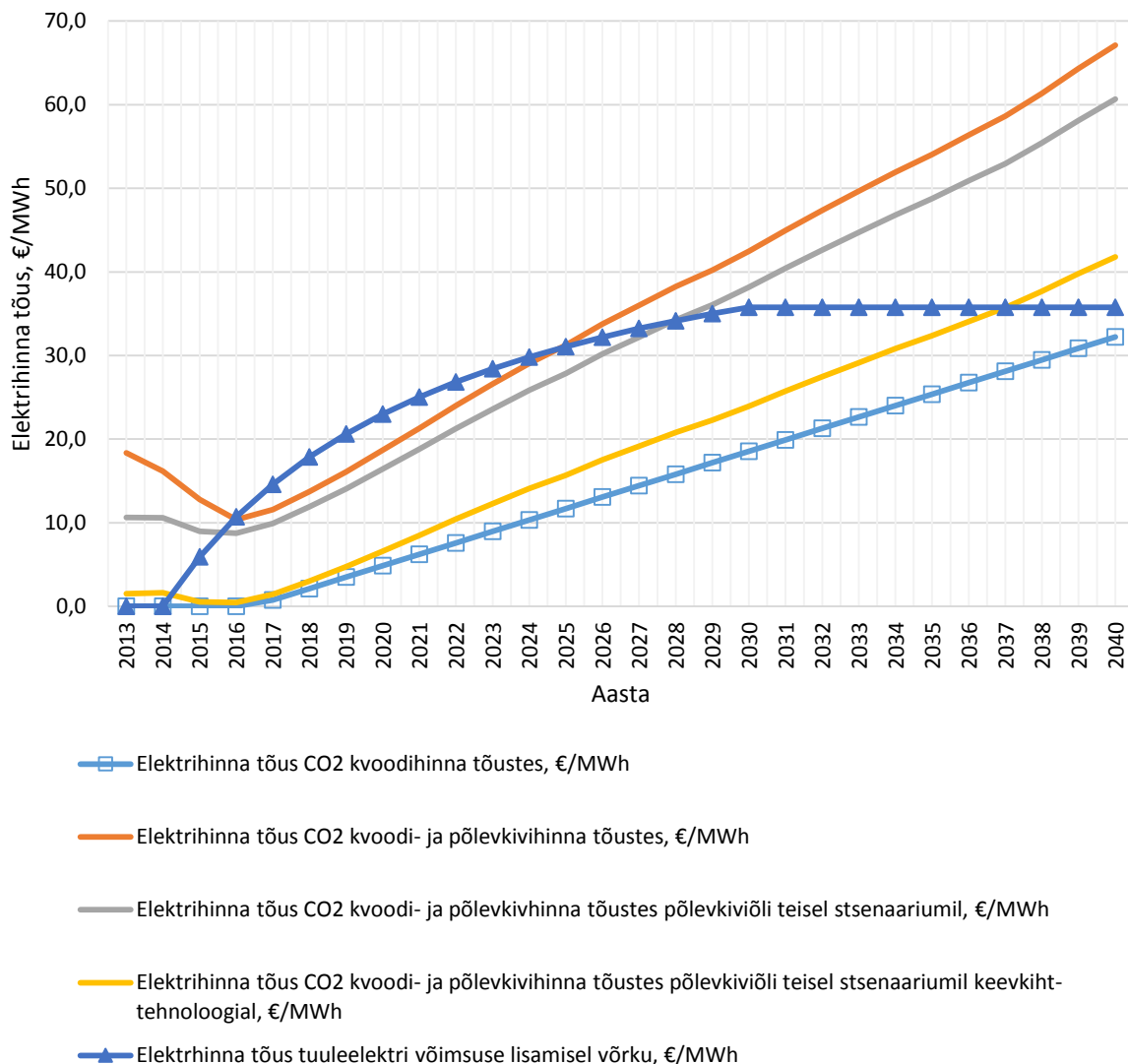
Tsirkuleeriva keevkiht-tehnoloogia arenguga oleks vale vaadata mööda põlevkivielektri hinna kujunemisest uue Auvere tüüpi elektrijaama lahendust arvesse võtmata. Uue energiabloki CO<sub>2</sub> intensiivsuseks loetakse ligikaudu 0,89 t/MWh koos suurenenud kasuteguriga 40 %. Vaadeldes 2013. aastal arvatud CO<sub>2</sub> intensiivsust 1,263 t/MWh, siis keskmiseks süsteemi kasuteguriks võib lugeda 30 %. Arvestades suuremat kasutegurit, väheneb põlevkivi tarbimine elektri tootmiseks oluliselt ja selle tulemusena väheneb ka vaja minevate heitmekvootide kogus. Võttes arvesse eelmises stsenaariumis toodud muudatusi ja eeldades, et kogu põlevkivielektri tootmiseks süsteemis kasutatakse ainult tsirkuleerivat keevkiht-tehnoloogiat kasuteguriga 40 %, tõuseb minimaalse kapitali tootlikkuse meetodil elektri hind 2020. aastal 6,6 €/MWh, 2030. aastal 23,9 €/MWh ja 2040. aastal 41,8 €/MWh. Samade aastate elektrimüügihinnad oleksid 51,7 €/MWh, 69,0 €/MWh ja 86,9 €/MWh.

Teades põlevkivielektri võimalikke elektrimüügihindu erinevatel stsenaariumitel oleks vaja tekitada võrdlusmoment alternatiivsetest energiaallikatest elektrit tootavate müügihindadega. Pidades silmas riikliku energiajulgeoleku põhimõtteid ja energiaressursse Eestis, kujuneb

põlevkivielektriga kõige konkureerivamaks ja reaalsemaks elektritootmise viisiks tuuleelekter. Keskmiseks tuuleelektri müügihinnaks kujunes 2013. aastal ligikaudu 40,0 €/MWh. Võttes aluseks „Tuuleenergia Eestis“ uuringutulemused, on Eesti koormust silmas pidades võimalik liita 2030. aastaks 900 MW ulatuses tuulikuid. Elektriturseaduse § 59<sup>1</sup> lg 5 alusel Eestis tuult energiaallikana kasutatavatele elektritootjatele makstakse kalendriaasta jooksul toetusi 600 GWh. Toetuse määraks on 53,7 €/MWh. Eeldades, et 2030. aastaks on elektrivõrguga liidetud 900 MW ulatuses tuulikuid, kaotab senine toetuste süsteem oma olemuse, sest toetatav elektrienergia kogus toodetakse juba esimese kvartali lõpuks ning edasi peavad tuulikud opereerima avatud elektrituru tingimustes. Elektrimüügihinna 40 €/MWh juures on juba praegu tuuleparkide kapitali tootlikkused väga väikesed, jäädes 1-2% piiridesse. Toetuse vähenedes on tuulikud sunnitud elektrit võrku müüma kallima hinnaga võrdeliselt vähem makstavast toetusest. Lisaks sellele tuleb pidada silmas, et tuuleenergia on väga muutlikku iseloomuga ning arvestades Eesti elektrivõrgu koormusi, tuleb rajada kiiresti käivitav ja reguleeritav gaasielektri jaam. Prognoosivigade ja tootmise puudujäägi rahuldamiseks on gaasielektri jaama rajamis-, reguleerimis- ja käivituskuludeks arvestatud 4,4 ... 4,8 €/MWh. Üha lisanduva tuuleenergia tulemusena kujuneb 2020. aastal tuuleelektri müügihinnaks 64,7 €/MWh ja 2030. aastal 80,4 €/MWh. Makstavad toetused on vastavalt 30,7 €/MWh ja 17,9 €/MWh. Koos toetustega on tuuleelektri müügihinnaks 95,4 €/MWh ja 98,3 €/MWh.

Joonis 1 on näha erinevate stsenaariumite elektrihinna tõusu. Praegu kasutatava tehnoloogia korral on põlevkivielektri hind väga tundlik kvoodi- või põlevkivihinna tõusule, sest CO<sub>2</sub> kvoodi intensiivsus on suur 1,263 €/MWh ja kasutegur väike 30 %. Põlevkivielektri tundlikkust aitab vähendada põlevkiviõlist tekkinud poolkoksgaasi kombineerimine põlevkiviga katlas. Selle tulemusena väheneb CO<sub>2</sub> kvoodi intensiivsus ja tõuseb põlevkivi kasutamise efektiivsus. Oluliseks sammuks põlevkivielektri konkurentsivõimelisuse saavutamiseks on tsirkuleeriva keevkiht-tehnoloogia kasutuselevõtt. Tsirkuleeriva keevkiht-tehnoloogia kasutamine vähendab kvoodi- ja põlevkivihinna tundlikkust olulisel määral. Selle tulemusena on vajalik põlevkivielektri hinnatõus natukene suurem võrreldes tuuleelektri hinnatõusuga.

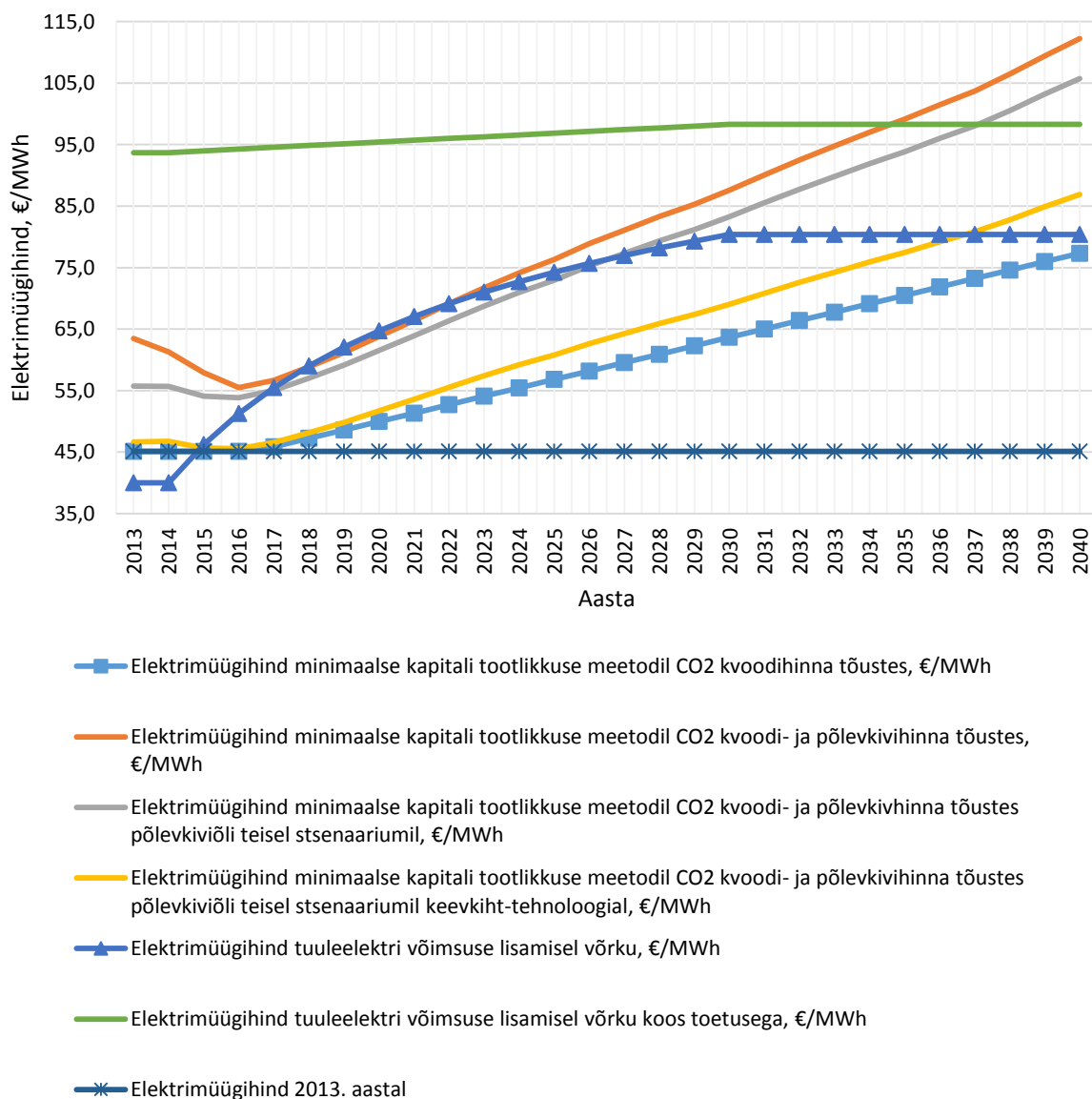




**Joonis 1** Elektrihinna tõus erinevatel stsenaariumitel

Joonis 2 iseloomustab elektrimüügihindasid erinevatel stsenaariumitel. Analüüsi tulemusena on CO<sub>2</sub> kvoodi intensiivsuse 1,263 €/MWh ja kasuteguri 30% juures põlevkivielektri müügihind pikas perspektiivis kallim tuuleelektri müügihinnast koos toetustega. Põhjuseks, miks on rõhutatud „koos toetusega“ seisneb selles, et avatud elektrituru tingimustes on elektrienergia ülejäägi korral võimalik tuuleelektri müüa ka teistesse naaberriikidesse, kuid paraku praeguse toetussüsteemi kohaselt maksavad toetused kinni Eesti elektritarbijad. Kui vaadata põlevkivielektri tootmise või tarbija seisukohast, ei oleks selline süsteem jätkusuutlik ja tarbijatele vastuvõetav. Põlevkiviõlist tekkinud poolkoksgaasi kasutuselevõtuga on põlevkivielektri müügihind natukene kallim võrreldes tuuleelektri müügihinnaga koos toetustega. Samas peab arvestama, et põlevkiviõli kaasproduktina tekkiv gaas annab olulist lisaväärtust põlevkivi kasutamise efektiivsusele ja võimaldab toota täiendavalt elektrienergiat.

Vaadeldes ainult elektrimüügihindasid, siis põlevkiviõlist toodetud poolkoksgaas ei vähenda oluliselt põlevkivielektri hinda. Tegelikuses on majanduslik kasu palju suurem, kuid selle uurimine ei kuulu antud töö valdkonda. Kõige läbimurdvamaks tulemuseks kujunes tsirkuleeriva keevkiht-tehnoloogia kasutuselevõtu suurenenud põlevkivielektri konkurentsivõime. Põhjuseks on suurenenud kasutegur 40 % ja väiksem CO<sub>2</sub> kvoodi intensiivsus 0,89 €/MWh.



**Joonis 2** Elektrimüügihind erinevatel stsenaariumitel

Tsirkuleeriv keevkiht-tehnoloogia võimaldab toota põlevkivielektrit tunduvalt odavamalt kui teiste stsenaariumite korral. Samuti on elektrimüügihind isegi pikas perspektiivis odavam

võrreldes tuuleelektri müügihinnaga koos toetusega ja jääb peaaegu samale tasemele võrreldes hinnaga, millega suudavad tuulikud turule tulla 2040. aastal ilma toetusteta.

Avatud elektrituru põhimõtteks on hindade kujunemine vastavalt konkurentsiolukorrale. Paraku praegused toetuste süsteemid annavad suure eelise alternatiivsetele elektritootmise viisidele nagu tuuleenergia ja koostootmine mis suuremahuliselt ilma elektri hindade tõstmata iseseisvalt toime ei tuleks. Olukorras kus kõik turuosaliselised on võrdses seisus ilma täiendavate toetusteta, kujuneb uuringu tulemusena kõige odavamaks elektritootmise viisiks siiski põlevkivielekter. Põlevkivielektri suureks plussiks on suured varud Eesti territooriumil ja tagades energiajulgeoleku veel pikkadeks aastateks. Tõenäoliselt lükkuvad analüüsis kasutatavad põlevkivihinnad ligikaudu 10 ... 20 aastat edasi, sest põlevkivi turg on juba jaotunud ja lubade lõppemine võib erinevatel seadusandlikel nüanssidel lükkuda kõvasti edasi. Joonis 2 on näha, et iga stsenaariumi korral on põlevkivielektri hind odavam tuuleelektri hinnast koos toetustega kuni 2035. aastani. Selleks ajaks on enamus vanu plokkke juba sulgetud ja suure tõenäosusega asendatakse need uute tsirkuleerival keevkiht-tehnoloogial põhinevate elektrijaamadega, tänu millele suudetakse tagada põlevkivielektri jätkusuutlikkus ka tulevikus.

## Kirjandus

- [1] Energiatalgud [WWW] <http://www.energiatalgud.ee> (24.02.2015)
- [2] Elektri hinna mõjurid [WWW] <http://elering.ee/elektrihinna-mojurid> (16.03.2015)
- [3] KESKKONNAMINISTEERIUM. (2014) „Põlevkivi kasutamise riiklik arengukava 2016-2030,“ [WWW] [http://www.envir.ee/sites/default/files/arengukavas\\_eelnou\\_okt\\_2014.pdf](http://www.envir.ee/sites/default/files/arengukavas_eelnou_okt_2014.pdf) (13.5.2015)
- [4] Veinjärv, R. (2014) „Arendustest Narva Elektri jaamadest“ [WWW] [http://engine.koduleht.net/templates/estis/files/mdl\\_files.php/2014.06.13\\_\\_Narva\\_elektrijaamade\\_arendused.pdf](http://engine.koduleht.net/templates/estis/files/mdl_files.php/2014.06.13__Narva_elektrijaamade_arendused.pdf) (10.5.2015)
- [5] Elektri arve komponendid [WWW] <http://elering.ee/elektri-arve-komponendid> (16.3.2015)
- [6] Võrguteenuse hind 2014 [WWW] <https://www.elektrilevi.ee/hind> (16.3.2015)
- [7] (2015) „Eesti Energia Aastaruanne 2014“ [WWW] [https://www.energia.ee/-/doc/10187/pdf/concern/annual\\_report\\_2014\\_est.pdf](https://www.energia.ee/-/doc/10187/pdf/concern/annual_report_2014_est.pdf) (17.3.2015)
- [8] Mazur, A. (2013) „Põlevkivisektori konkurentsiolekorra analüüs 2013“ [WWW] <http://www.konkurentsiamet.ee/?id=23728> (16.3.2015)
- [9] (2014) „Eesti Elektri varustuskindluse aruanne 2014“ [WWW] [http://elering.ee/public/Infokeskus/Aruanded/Elering\\_varustuskindluse\\_aruanne\\_2014\\_1.pdf](http://elering.ee/public/Infokeskus/Aruanded/Elering_varustuskindluse_aruanne_2014_1.pdf) (17.3.2015)
- [10] Taastuvenergia tasu [WWW] <http://elering.ee/taastuvenergia-tasu> (3.18.2015)
- [11] (2015) European Commission [WWW] [http://europa.eu/rapid/press-release\\_IP-14-54\\_et.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-14-54_et.htm) (5.4.2015)
- [12] (2015) European Commission [WWW] [http://ec.europa.eu/clima/policies/2030/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/clima/policies/2030/index_en.htm) (5.4.2015)
- [13] (2014) „Tootmispiisavuse aruanne 2014“ [WWW] [http://elering.ee/public/Infokeskus/Aruanded/Elering\\_Tootmispiisavuse\\_aruanne\\_2014.pdf](http://elering.ee/public/Infokeskus/Aruanded/Elering_Tootmispiisavuse_aruanne_2014.pdf) (19.3.2015)

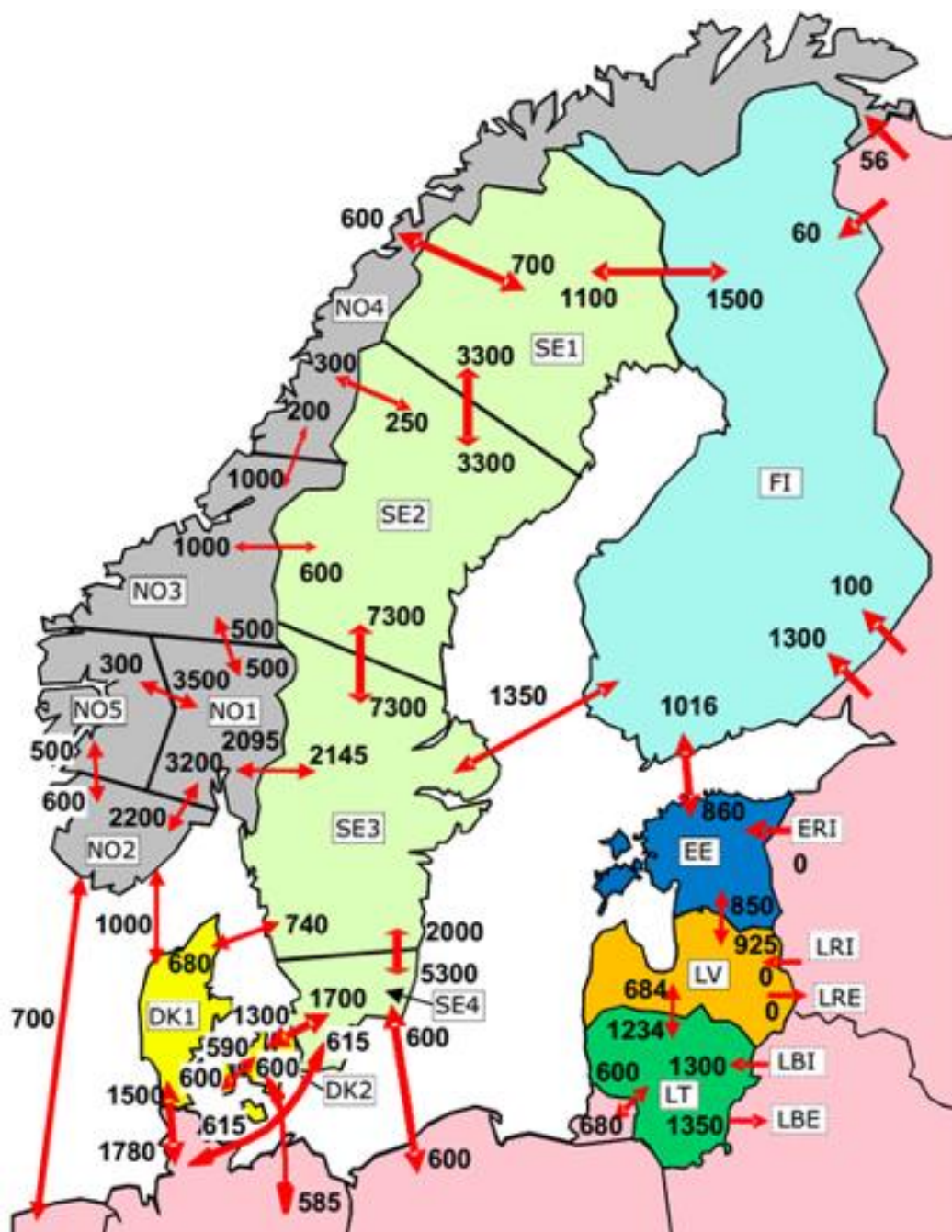
- [14] Nord Pool Spot [WWW] <http://www.nordpoolspot.com> (20.4.2015)
- [15] (2014) „Narva Elektriijaamad AS Majandusaasta Aruanne 2013“ [WWW] <https://ariregister.rik.ee> (13.4.2015)
- [16] (2013) „Narva Elektriijaamad AS Majandusaasta Aruanne 2012“ [WWW] <https://ariregister.rik.ee> (15.4.2015)
- [17] (2012) „Narva Elektriijaamad AS Majandusaasta Aruanne 2011“ [WWW] <https://ariregister.rik.ee> (14.4.2015)
- [18] Metal Expert Consulting [WWW] [http://metalexpertresearch.com/research/en/global\\_steam\\_coal\\_price\\_forecast\\_\(februar\\_y\\_2013\).html?OpenDocument](http://metalexpertresearch.com/research/en/global_steam_coal_price_forecast_(februar_y_2013).html?OpenDocument) (16.4.2015)
- [19] (2014) „Eesti Energia Õlitööstuse AS Majandusaasta aruanne 2013“ [WWW] <https://ariregister.rik.ee> (23.4.2015)
- [20] Eesti Statistika [WWW] <http://www.stat.ee> (31.03.2015)
- [21] (2015) „Eesti Energia Kaevandused AS Majandusaasta aruanne 2014“ [WWW] <https://ariregister.rik.ee> (23.4.2015)
- [22] (2015) „British Petrol Energy Outlook 2015“ [WWW] <http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics/energy-outlook.html> (6.5.2015)
- [23] (2013) „Annual Energy Outlook 2014 Early Release Overview“ [WWW] [http://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/early\\_prices.cfm](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/early_prices.cfm) (26.4.2015)
- [24] Enefit [WWW] <https://www.enefit.com/et/enefit280-building> (5.5.2015)
- [25] Konist, A. (2014) „Põlevkiviõli tootmisel tekkiva uttegaasi kasutusvõimaluste uuring,“ [WWW] [http://www.energiatalgud.ee/img\\_auth.php/4/4f/Konist,\\_A.\\_P%C3%B5levkivi%C3%B5li\\_tootmisel\\_tekkiva\\_uttegaasi\\_kasutusv%C3%B5imaluste\\_uuring.pdf](http://www.energiatalgud.ee/img_auth.php/4/4f/Konist,_A._P%C3%B5levkivi%C3%B5li_tootmisel_tekkiva_uttegaasi_kasutusv%C3%B5imaluste_uuring.pdf) (7.5.2015)
- [26] VKG Oil AS [WWW] <http://www.vkg.ee/est/arendustegevus> (10.5.2015)

- [27] Vennik, E. (2014) „Auvere elektriijaama elutähtsad süsteemid“ [WWW] <https://www.energia.ee/uudised/-/news/2014/09/10/valmisid-auvere-elektriijaama-elutahtsad-susteemid> (10.5.2015)
- [28] Paist, A. (2015) „KATLATEHNIKA“ [WWW] [http://www.ttu.ee/public/m/Mehaanikateaduskond/Instituudid/soojustehnika-instituut/Katlatehnika\\_2015.pdf](http://www.ttu.ee/public/m/Mehaanikateaduskond/Instituudid/soojustehnika-instituut/Katlatehnika_2015.pdf) (10.5.2015)
- [29] (2010) „Wind Power in Estonia“ [WWW] [http://elering.ee/public/Infokeskus/Uuringud/Tuuleenergia\\_Eestis.pdf](http://elering.ee/public/Infokeskus/Uuringud/Tuuleenergia_Eestis.pdf) (7.4.2015)
- [30] (2012) „Majandusaasta aruanne 2011“ [WWW]. Available: [http://elering.ee/public/Infokeskus/Aruanded/Elering\\_Aruanne\\_2011\\_est.pdf](http://elering.ee/public/Infokeskus/Aruanded/Elering_Aruanne_2011_est.pdf) (6.4.2015)
- [31] (2013) „Majandusaasta aruanne 2012“ [WWW] [http://elering.ee/public/Infokeskus/Aruanded/elering\\_2012\\_est.pdf](http://elering.ee/public/Infokeskus/Aruanded/elering_2012_est.pdf) (6.4.2015)
- [32] (2014) „Majandusaasta aruanne 2013“ [WWW] [http://elering.ee/public/Infokeskus/Aruanded/ER\\_Majandusaasta\\_aruanne\\_2013.pdf](http://elering.ee/public/Infokeskus/Aruanded/ER_Majandusaasta_aruanne_2013.pdf) (4.6.2015)
- [33] (2015) „Majandusaasta aruanne 2014“ [WWW] [http://elering.ee/public/Investr/Majandusaasta\\_aruanne\\_2014.pdf](http://elering.ee/public/Investr/Majandusaasta_aruanne_2014.pdf) (6.4.2015)
- [34] Äriregister [WWW] <https://ariregister.rik.ee> (10.4.2015)
- [35] (2012) „Renewable Energy Cost Analysis: Wind Power“ [WWW] [http://www.irena.org/documentdownloads/publications/re\\_technologies\\_cost\\_analysis-wind\\_power.pdf](http://www.irena.org/documentdownloads/publications/re_technologies_cost_analysis-wind_power.pdf) (11.4.2015)
- [36] (2008) „Päikeseressurss Eestis“ [WWW] <http://www.rrb.ee/loodusenergia/skin/files/paikesekyttesysteem.pdf> (12.5.2015)
- [37] Oja, A. Minek, M. (2013) „Energy resources of Estonia“ [WWW] [http://www.energiatalgud.ee/img\\_auth.php/3/3f/Energy\\_resources\\_ENG\\_ENMAK\\_uu-smets\\_140213.pdf](http://www.energiatalgud.ee/img_auth.php/3/3f/Energy_resources_ENG_ENMAK_uu-smets_140213.pdf) (12.5.2015)

- [38] (2015) „Nuclear Power in the European Union“ [WWW] <http://www.world-nuclear.org/info/Country-Profiles/Others/European-Union> (12.5.2015)

## Lisad

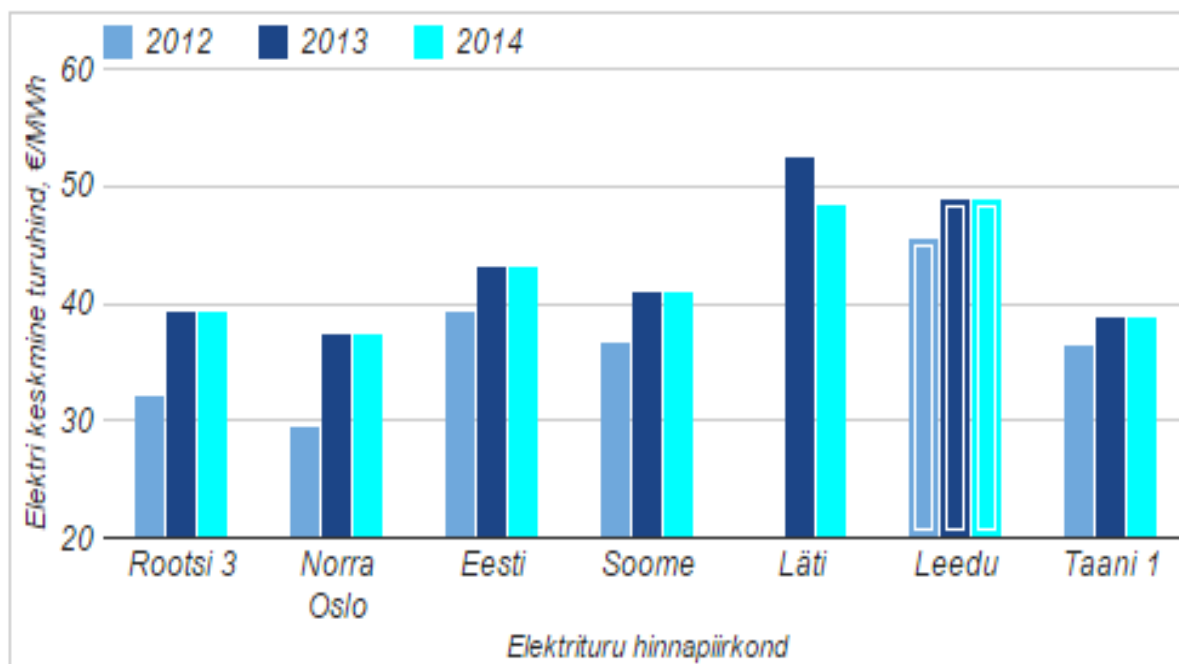
### L.1. Nord Pool Spot kauplemisspiirkond ja lähiriikide omavahelised ühendusvõimsused



Joonis L. 1 Nord Pool Spot kauplemisspiirkond ja lähiriikide omavahelised ühendusvõimsused, MW [1]



## L.2. Aasta keskmised elektri hinnad erinevates turupiirkondades



*Joonis L. 2* Aasta keskmised elektri hinnad erinevates turupiirkondades [1]

### L.3. Kasutatud valemid ja tähistused

Tähistused

Kapitali tootlikkus, % =  $K$

Varad, € =  $V$

Ärikasum, € =  $\ddot{A}$

Minimaalne ärikasum, € =  $\ddot{A}_m$

Minimaalne kapitali tootlikkus, € =  $K_m$

Minimaalne kapitali tootlikkus, % = 8,2 %

CO<sub>2</sub> kvoodi ostuks kulutatud raha, € =  $O_{CO_2}$

Põlevkivi ostuks kulutatud raha, € =  $O_p$

Lisaraha kvoodi ostuks minimaalse kapitali tootlikkusele, € =  $L_{CO_2,m}$

Lisaraha põlevkivi ostuks minimaalse kapitali tootlikkusele, € =  $L_{p,m}$

Maksimaalne CO<sub>2</sub> kvoodi hind, €/MWh =  $M_{CO_2}$

Ostetud CO<sub>2</sub> kvootide arv, tk =  $O_{tk}$

Narva Elektriijaama väljastatud elektrienergia 2013. aastal, GWh = 10 354 GWh

Keskmine elektrimüügihind 2013. aastal, €/MWh = 45,1 €/MWh

Minimaalne elektrimüügihind minimaalse kapitali tootlikkusele, €/MWh =  $E_m$

$$K = \frac{V}{\ddot{A}}$$

**Valem 1** Kapitali tootlikkuse arvutamine

$$\ddot{A}_m = V * 8,2 \%$$

**Valem 2** Minimaalse ärikasumi arvutamine minimaalse kapitali tootlikkusega 8,2 %

$$L_{CO_2,m} = (\ddot{A} - \ddot{A}_m) + O_{CO_2}$$

**Valem 3** CO<sub>2</sub> kvoodi ostmiseks kulutatava raha arvutamine minimaalse kapitali tootlikkusega 8,2 %

$$L_{p,m} = (\ddot{A} - \ddot{A}_m) + O_p$$

**Valem 4** Põlevkivi ostmiseks kulutatava raha arvutamine minimaalse kapitali tootlikkusega 8,2 %

$$M_{CO_2} = \frac{(\ddot{A} - \ddot{A}_m) + O_{CO_2}}{O_{tk}}$$

**Valem 5** Maksimaalne CO<sub>2</sub> kvoodi ostuhind, et 2013. aastal minimaalse kapitali tootlikkusega

$$E_m = \frac{10\,354\,GWh * 45,1 \frac{\text{€}}{MWh} - (\ddot{A} - \ddot{A}_m)}{10\,354\,GWh}$$

**Valem 6** Minimaalne elektrimüügihind minimaalse kapitali tootlikkusega 2013. aastal

## L.4. Elektrimüügihinna tõus ja elektrimüügihind CO<sub>2</sub> kvoodi tõustes

Tabel L. 4 Joonis 1.6.1 lähteandmed

Aasta	Kvoodi hind, €/t	O <sub>CO2</sub> , tuhat €	L <sub>CO2,m</sub> , tuhat €	L <sub>CO2</sub> -O <sub>CO2</sub> , tuhat €	Elektrimüügihinna tõus minimaalse kapitali tootlikkuse meetodil CO <sub>2</sub> kvoodihinna tõustes, €/MWh	Elektrimüügihind minimaalse kapitali tootlikkuse meetodil CO <sub>2</sub> kvoodihinna tõustes, €/MWh
2013	4,5	58 847	113 149	54 302	0,0	45,1
2014	6,0	78 463	113 149	34 686	0,0	45,1
2015	7,1	92 630	113 149	20 519	0,0	45,1
2016	8,2	106 796	113 149	6 352	0,0	45,1
2017	9,3	120 963	113 149	-7 815	0,8	45,9
2018	10,3	135 130	113 149	-21 982	2,1	47,2
2019	11,4	149 297	113 149	-36 148	3,5	48,6
2020	12,5	163 464	113 149	-50 315	4,9	50,0
2021	13,6	177 631	113 149	-64 482	6,2	51,3
2022	14,7	191 798	113 149	-78 649	7,6	52,7
2023	15,8	205 965	113 149	-92 816	9,0	54,1
2024	16,8	220 131	113 149	-106 983	10,3	55,4
2025	17,9	234 298	113 149	-121 150	11,7	56,8
2026	19,0	248 465	113 149	-135 317	13,1	58,2
2027	20,1	262 632	113 149	-149 483	14,4	59,5
2028	21,2	276 799	113 149	-163 650	15,8	60,9
2029	22,3	290 966	113 149	-177 817	17,2	62,3
2030	23,3	305 133	113 149	-191 984	18,5	63,6
2031	24,4	319 299	113 149	-206 151	19,9	65,0
2032	25,5	333 466	113 149	-220 318	21,3	66,4
2033	26,6	347 633	113 149	-234 485	22,6	67,7
2034	27,7	361 800	113 149	-248 652	24,0	69,1
2035	28,8	375 967	113 149	-262 818	25,4	70,5
2036	29,8	390 134	113 149	-276 985	26,8	71,9
2037	30,9	404 301	113 149	-291 152	28,1	73,2
2038	32,0	418 468	113 149	-305 319	29,5	74,6
2039	33,1	432 634	113 149	-319 486	30,9	76,0
2040	34,2	446 801	113 149	-333 653	32,2	77,3
2041	35,3	460 968	113 149	-347 820	33,6	78,7
2042	36,3	475 135	113 149	-361 987	35,0	80,1
2043	37,4	489 302	113 149	-376 153	36,3	81,4
2044	38,5	503 469	113 149	-390 320	37,7	82,8
2045	39,6	517 636	113 149	-404 487	39,1	84,2
2046	40,7	531 803	113 149	-418 654	40,4	85,5
2047	41,8	545 969	113 149	-432 821	41,8	86,9
2048	42,8	560 136	113 149	-446 988	43,2	88,3
2049	43,9	574 303	113 149	-461 155	44,5	89,6
2050	45,0	588 470	113 149	-475 321	45,9	91,0

## L.5. Põlevkivi hind tulevikus erinevatel stsenaariumitel

*Tabel L. 5* Joonis 1.7.4.1 lähteandmed

Aasta	Eesti Energia Õlitööstuse maksimaalne põlevkivi ostuhind, €/t	Narva Elektrijaamade maksimaalne põlevkivi ostuhind, €/t	Põlevkivi hind tulevikus kivisöe baasil, €/t	Põlevkivi hind reguleeritud turul 2010. aastal, €/t	Põlevkivi hind vabaturul 2013. aastal, €/t
2013	26,3	17,3	30,0	10,6	13,7
2014	24,8	17,3	31,9	10,6	13,7
2015	22,5	17,3	34,7	10,6	13,7
2016	21,2	17,3	34,6	10,6	13,7
2017	21,1	17,3	34,4	10,6	13,7
2018	21,7	17,3	34,3	10,6	13,7
2019	22,4	17,3	34,2	10,6	13,7
2020	23,2	17,3	34,0	10,6	13,7
2021	24,1	17,3	33,9	10,6	13,7
2022	25,0	17,3	33,8	10,6	13,7
2023	25,8	17,3	33,6	10,6	13,7
2024	26,6	17,3	33,5	10,6	13,7
2025	27,2	17,3	33,4	10,6	13,7
2026	28,0	17,3	33,2	10,6	13,7
2027	28,6	17,3	33,1	10,6	13,7
2028	29,2	17,3	33,0	10,6	13,7
2029	29,6	17,3	32,8	10,6	13,7
2030	30,2	17,3	32,7	10,6	13,7
2031	31,0	17,3	32,6	10,6	13,7
2032	31,7	17,3	32,4	10,6	13,7
2033	32,3	17,3	32,3	10,6	13,7
2034	33,0	17,3	32,2	10,6	13,7
2035	33,5	17,3	32,0	10,6	13,7
2036	34,1	17,3	31,9	10,6	13,7
2037	34,7	17,3	31,8	10,6	13,7
2038	35,7	17,3	31,6	10,6	13,7
2039	36,8	17,3	31,5	10,6	13,7
2040	37,8	17,3	31,2	10,6	13,7

## L.6. Elektrimüügihinna tõus ja elektrimüügihind CO2 kvoodi ja põlevkivihinna tõustes

*Tabel L. 6 Joonis 1.7.5.1 lähteandmed*

Aasta	Elektrihinna tõus kvoodihinna tõustes, €/MWh	Elektrihinna tõus põlevkivihinna tõustes, €/MWh	Elektrihinna tõus kokku, €/MWh	Elektrihinna tõus kokku minimaalse kapitali tootlikkuse meetodil, €/MWh	Elektrimüügihind kokku minimaalse kapitali tootlikkuse meetodil, €/MWh
2013	5,7	18,4	24,0	18,4	63,5
2014	7,6	16,2	23,8	16,2	61,3
2015	8,9	12,8	21,7	12,8	57,9
2016	10,3	11,0	21,3	10,4	55,5
2017	11,7	10,8	22,5	11,6	56,7
2018	13,1	11,6	24,7	13,7	58,8
2019	14,4	12,6	27,0	16,1	61,2
2020	15,8	13,8	29,6	18,7	63,8
2021	17,2	15,1	32,2	21,3	66,4
2022	18,5	16,4	34,9	24,0	69,1
2023	19,9	17,6	37,5	26,6	71,7
2024	21,3	18,7	40,0	29,1	74,2
2025	22,6	19,5	42,2	31,2	76,3
2026	24,0	20,7	44,7	33,8	78,9
2027	25,4	21,5	46,9	36,0	81,1
2028	26,7	22,4	49,2	38,2	83,3
2029	28,1	23,0	51,1	40,2	85,3
2030	29,5	23,9	53,4	42,5	87,6
2031	30,8	25,1	55,9	45,0	90,1
2032	32,2	26,1	58,3	47,4	92,5
2033	33,6	27,0	60,6	49,7	94,8
2034	34,9	27,9	62,9	51,9	97,0
2035	36,3	28,7	65,0	54,0	99,1
2036	37,7	29,6	67,3	56,4	101,5
2037	39,0	30,5	69,6	58,6	103,7
2038	40,4	31,9	72,3	61,4	106,5
2039	41,8	33,5	75,3	64,3	109,4
2040	43,2	34,9	78,1	67,1	112,2

**L.7. Põlevkivielektri hind tulevikus minimaalse kapitali tootlikkuse meetodil CO2 kvoodi- ja põlevkivihinna tõustes põlevkiviõli teise stsenaariumi kohaselt**

*Tabel L. 7* Joonis 1.8.1 lähteandmed

Aasta	Elektri- hinna tõus CO2 kvoodi- hinna tõustes, €/MWh	Elektri- hinna tõus põlevkivi- hinna tõustes, €/MWh	Elektri- hinnatõus kokku minimaalse kapitali tootlikkuse meetodil, €/MWh	Elektrihind kokku minimaalse kapitali tootlikkuse meetodil, €/MWh	Elektri- müügihind 2013. aastal avatud elektriturul, €/MWh	Elektrihinna tõus CO2 kvoodi- ja põlevkivi- hinna tõustes teise stsenaariumi kohaselt, €/MWh	Elektrimüügihind minimaalse kapitali tootlikkuse meetodil CO2 kvoodi- ja põlevkivihinna tõustes teise stsenaariumi kohaselt, €/MWh
2013	5,7	4,7	18,4	63,5	45,1	10,6	55,7
2014	7,6	2,5	16,2	61,3	45,1	10,6	55,7
2015	8,9	-0,9	12,8	57,9	45,1	9,0	54,1
2016	10,3	-2,7	10,4	55,5	45,1	8,7	53,8
2017	11,7	-2,8	11,6	56,7	45,1	9,9	55,0
2018	13,1	-2,0	13,7	58,8	45,1	11,9	57,0
2019	14,4	-1,0	16,1	61,2	45,1	14,1	59,2
2020	15,8	0,2	18,7	63,8	45,1	16,4	61,5
2021	17,2	1,4	21,3	66,4	45,1	18,8	63,9
2022	18,5	2,8	24,0	69,1	45,1	21,3	66,4
2023	19,9	4,0	26,6	71,7	45,1	23,6	68,7
2024	21,3	5,1	29,1	74,2	45,1	25,8	70,9
2025	22,6	5,9	31,2	76,3	45,1	27,8	72,9
2026	24,0	7,1	33,8	78,9	45,1	30,2	75,3
2027	25,4	7,9	36,0	81,1	45,1	32,2	77,3
2028	26,7	8,8	38,2	83,3	45,1	34,3	79,4
2029	28,1	9,4	40,2	85,3	45,1	36,1	81,2
2030	29,5	10,3	42,5	87,6	45,1	38,2	83,3
2031	30,8	11,4	45,0	90,1	45,1	40,4	85,5
2032	32,2	12,4	47,4	92,5	45,1	42,6	87,7
2033	33,6	13,4	49,7	94,8	45,1	44,7	89,8
2034	34,9	14,3	51,9	97,0	45,1	46,8	91,9
2035	36,3	15,0	54,0	99,1	45,1	48,8	93,9
2036	37,7	16,0	56,4	101,5	45,1	50,9	96,0
2037	39,0	16,8	58,6	103,7	45,1	53,0	98,1
2038	40,4	18,2	61,4	106,5	45,1	55,4	100,5
2039	41,8	19,8	64,3	109,4	45,1	58,1	103,2
2040	43,2	21,2	67,1	112,2	45,1	60,7	105,8

**L.8. Põlevkivielektri hind tulevikus minimaalse kapitali tootlikkuse meetodil CO2 kvoodi- ja põlevkivihinna tõustes koos põlevkiviõli teise stsenaariumiga keevkiht-tehnoloogial**

*Tabel L. 8* Joonis 1.9.1 lähteandmed

Aasta	Elektri- hinna tõus CO2 kvoodi- hinna tõustes, €/MWh	Elektri- hinna tõus põlevkivi- hinna tõustes, €/MWh	Elektri- hinna tõus minimaalse kapitali tootlikkuse meetodil, €/MWh	Elektrihind kokku minimaalse kapitali tootlikkuse meetodil, €/MWh	Elektri- müügihind 2013. aastal avatud elektriturul, €/MWh	Elektrihinna tõus CO2 kvoodi- ja põlevkivi- hinna tõustes teise stsenaariumi kohaselt keevkiht- tehnoloogial, €/MWh	Elektrimüügihind minimaalse kapitali tootlikkuse meetodil CO2 kvoodi- ja põlevkivihinna tõustes teise stsenaariumi kohaselt keevkiht- tehnoloogial, €/MWh
2013	5,7	4,7	18,4	63,5	45,1	1,5	46,6
2014	7,6	2,5	16,2	61,3	45,1	1,6	46,7
2015	8,9	-0,9	12,8	57,9	45,1	0,5	45,6
2016	10,3	-2,7	10,4	55,5	45,1	0,4	45,5
2017	11,7	-2,8	11,6	56,7	45,1	1,4	46,5
2018	13,1	-2,0	13,7	58,8	45,1	3,0	48,1
2019	14,4	-1,0	16,1	61,2	45,1	4,7	49,8
2020	15,8	0,2	18,7	63,8	45,1	6,6	51,7
2021	17,2	1,4	21,3	66,4	45,1	8,5	53,6
2022	18,5	2,8	24,0	69,1	45,1	10,4	55,5
2023	19,9	4,0	26,6	71,7	45,1	12,3	57,4
2024	21,3	5,1	29,1	74,2	45,1	14,1	59,2
2025	22,6	5,9	31,2	76,3	45,1	15,7	60,8
2026	24,0	7,1	33,8	78,9	45,1	17,5	62,6
2027	25,4	7,9	36,0	81,1	45,1	19,1	64,2
2028	26,7	8,8	38,2	83,3	45,1	20,8	65,9
2029	28,1	9,4	40,2	85,3	45,1	22,3	67,4
2030	29,5	10,3	42,5	87,6	45,1	23,9	69,0
2031	30,8	11,4	45,0	90,1	45,1	25,7	70,8
2032	32,2	12,4	47,4	92,5	45,1	27,5	72,6
2033	33,6	13,4	49,7	94,8	45,1	29,1	74,2
2034	34,9	14,3	51,9	97,0	45,1	30,8	75,9
2035	36,3	15,0	54,0	99,1	45,1	32,4	77,5
2036	37,7	16,0	56,4	101,5	45,1	34,1	79,2
2037	39,0	16,8	58,6	103,7	45,1	35,7	80,8
2038	40,4	18,2	61,4	106,5	45,1	37,7	82,8
2039	41,8	19,8	64,3	109,4	45,1	39,8	84,9
2040	43,2	21,2	67,1	112,2	45,1	41,8	86,9



## L.9. Põlevkivielektri hinnatõus ja elektrimüügihind erinevatel stsenaariumitel

**Tabel L. 9** Joonis 1.10.1 lähteandmed

Iga stsenaariumi korral on kasutatud minimaalse kapital tootlikkuse meetodit								
€/MWh	CO2 kvoodihinna tõus		CO2 kvoodihinna tõus + põlevkivi hinnatõus Eestiseses konkurentsiolektoorus		CO2 kvoodihinna tõus + põlevkivi hinnatõus Eestiseses konkurentsiolektoorus + põlevkiviõli kõrvalseadused		CO2 kvoodihinna tõus + põlevkivi hinnatõus Eestiseses konkurentsiolektoorus + põlevkiviõli kõrvalseadused + keevkiht-tehnoloogia	
	Aasta	Elektrihinna tõus	Elektrimüügihind	Elektrihinna tõus	Elektrimüügihind	Elektrihinna tõus	Elektrimüügihind	Elektrihinna tõus
2013	0,0	45,1	18,4	63,5	10,6	55,7	1,5	46,6
2014	0,0	45,1	16,2	61,3	10,6	55,7	1,6	46,7
2015	0,0	45,1	12,8	57,9	9,0	54,1	0,5	45,6
2016	0,0	45,1	10,4	55,5	8,7	53,8	0,4	45,5
2017	0,8	45,9	11,6	56,7	9,9	55,0	1,4	46,5
2018	2,1	47,2	13,7	58,8	11,9	57,0	3,0	48,1
2019	3,5	48,6	16,1	61,2	14,1	59,2	4,7	49,8
2020	4,9	50,0	18,7	63,8	16,4	61,5	6,6	51,7
2021	6,2	51,3	21,3	66,4	18,8	63,9	8,5	53,6
2022	7,6	52,7	24,0	69,1	21,3	66,4	10,4	55,5
2023	9,0	54,1	26,6	71,7	23,6	68,7	12,3	57,4
2024	10,3	55,4	29,1	74,2	25,8	70,9	14,1	59,2
2025	11,7	56,8	31,2	76,3	27,8	72,9	15,7	60,8
2026	13,1	58,2	33,8	78,9	30,2	75,3	17,5	62,6
2027	14,4	59,5	36,0	81,1	32,2	77,3	19,1	64,2
2028	15,8	60,9	38,2	83,3	34,3	79,4	20,8	65,9
2029	17,2	62,3	40,2	85,3	36,1	81,2	22,3	67,4
2030	18,5	63,6	42,5	87,6	38,2	83,3	23,9	69,0
2031	19,9	65,0	45,0	90,1	40,4	85,5	25,7	70,8
2032	21,3	66,4	47,4	92,5	42,6	87,7	27,5	72,6
2033	22,6	67,7	49,7	94,8	44,7	89,8	29,1	74,2
2034	24,0	69,1	51,9	97,0	46,8	91,9	30,8	75,9
2035	25,4	70,5	54,0	99,1	48,8	93,9	32,4	77,5
2036	26,8	71,9	56,4	101,5	50,9	96,0	34,1	79,2
2037	28,1	73,2	58,6	103,7	53,0	98,1	35,7	80,8
2038	29,5	74,6	61,4	106,5	55,4	100,5	37,7	82,8
2039	30,9	76,0	64,3	109,4	58,1	103,2	39,8	84,9

## L.10. Elektri hinna tõus ja elektrimüügi hind erinevatel stsenaariumitel

Tabel L. 10 Joonis 1 ja Joonis 2 lähteandmed

€/MWh	CO2 kvoodihinna tõus		CO2 kvoodihinna tõus + põlevkivi hinnatõus Eestiseses konkurentsiolektras		CO2 kvoodihinna tõus + põlevkivi hinnatõus Eestiseses konkurentsiolektras + põlevkiviõli kõrvalsaadused		CO2 kvoodihinna tõus + põlevkivi hinnatõus Eestiseses konkurentsiolektras + põlevkiviõli kõrvalsaadused + keevkiht-tehnoloogia		Tuulelekter		
	Elektri-hinna tõus	Elektri-müügi-hind	Elektri-hinna tõus	Elektri-müügi-hind	Elektri-hinna tõus	Elektri-müügi-hind	Elektri-hinna tõus	Elektri-müügi-hind	Elektri-hinna tõus	Elektri-müügi-hind	Elektri-müügi-hind toetusega
2013	0,0	45,1	18,4	63,5	10,6	55,7	1,5	46,6	0,0	40,0	93,7
2014	0,0	45,1	16,2	61,3	10,6	55,7	1,6	46,7	0,0	40,0	93,7
2015	0,0	45,1	12,8	57,9	9,0	54,1	0,5	45,6	5,9	46,2	94,0
2016	0,0	45,1	10,4	55,5	8,7	53,8	0,4	45,5	10,7	51,3	94,3
2017	0,8	45,9	11,6	56,7	9,9	55,0	1,4	46,5	14,6	55,5	94,6
2018	2,1	47,2	13,7	58,8	11,9	57,0	3,0	48,1	17,9	59,0	94,9
2019	3,5	48,6	16,1	61,2	14,1	59,2	4,7	49,8	20,6	62,1	95,1
2020	4,9	50,0	18,7	63,8	16,4	61,5	6,6	51,7	23,0	64,7	95,4
2021	6,2	51,3	21,3	66,4	18,8	63,9	8,5	53,6	25,0	67,0	95,7
2022	7,6	52,7	24,0	69,1	21,3	66,4	10,4	55,5	26,8	69,1	96,0
2023	9,0	54,1	26,6	71,7	23,6	68,7	12,3	57,4	28,4	71,0	96,3
2024	10,3	55,4	29,1	74,2	25,8	70,9	14,1	59,2	29,8	72,7	96,6
2025	11,7	56,8	31,2	76,3	27,8	72,9	15,7	60,8	31,1	74,2	96,9
2026	13,1	58,2	33,8	78,9	30,2	75,3	17,5	62,6	32,2	75,6	97,2
2027	14,4	59,5	36,0	81,1	32,2	77,3	19,1	64,2	33,2	77,0	97,4
2028	15,8	60,9	38,2	83,3	34,3	79,4	20,8	65,9	34,2	78,2	97,7
2029	17,2	62,3	40,2	85,3	36,1	81,2	22,3	67,4	35,0	79,3	98,0
2030	18,5	63,6	42,5	87,6	38,2	83,3	23,9	69,0	35,8	80,4	98,3
2031	19,9	65,0	45,0	90,1	40,4	85,5	25,7	70,8	35,8	80,4	98,3
2032	21,3	66,4	47,4	92,5	42,6	87,7	27,5	72,6	35,8	80,4	98,3
2033	22,6	67,7	49,7	94,8	44,7	89,8	29,1	74,2	35,8	80,4	98,3
2034	24,0	69,1	51,9	97,0	46,8	91,9	30,8	75,9	35,8	80,4	98,3
2035	25,4	70,5	54,0	99,1	48,8	93,9	32,4	77,5	35,8	80,4	98,3
2036	26,8	71,9	56,4	101,5	50,9	96,0	34,1	79,2	35,8	80,4	98,3
2037	28,1	73,2	58,6	103,7	53,0	98,1	35,7	80,8	35,8	80,4	98,3
2038	29,5	74,6	61,4	106,5	55,4	100,5	37,7	82,8	35,8	80,4	98,3
2039	30,9	76,0	64,3	109,4	58,1	103,2	39,8	84,9	35,8	80,4	98,3
2040	32,2	77,3	67,1	112,2	60,7	105,8	41,8	86,9	35,8	80,4	98,3