



TALLINNA TEHNIKAÜLIKOOL
ELEKTROENERGEETIKA INSTITUUT

Elektrituru hinna lühiajaline prognoosimine mudeliga Balmorel

Elektroenergeetika õppekava

Energiasüsteemide õppetool

Magistritöö

Õppetooli juhataja prof Heiki Tammoja

Juhendaja dots Reeli Kuhi-Thalfeldt

Konsultant Erkki Sapp

Lõpetaja Hardi Koduvere

Tallinn 2014

Töö kaitsmine

Lõputöö on kaitstud 201.... a hindele

Kaitsmiskomisjoni esimees (nimi ja allkiri)_____

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) Hardi Koduvere _____

Lõputöö kokkuvõte

<p><i>Autor:</i> Hardi Koduvere</p> <p><i>Töö pealkiri:</i> ELEKTRITURU HINNA LÜHIAJALINE PROGNOOSIMINE MUDELIGA BALMOREL</p> <p><i>Kuupäev:</i> 02.06.2014</p>	<p><i>Lõputöö liik:</i> Magistritöö</p> <p>78 lk</p>
<p><i>Ülikool:</i> Tallinna Tehnikaülikool</p> <p><i>Teaduskond:</i> Energeetikateaduskond</p> <p><i>Instituut:</i> Elektroenergeetika instituut</p> <p><i>Õppetool:</i> Energiasüsteemide õppetool</p>	
<p><i>Töö juhendaja:</i> Reeli Kuhi-Thalfeldt</p> <p><i>Töö konsultant:</i> Erkki Sapp</p>	
<p><i>Sisu kirjeldus:</i></p> <p>Käesolevas töös uuritakse elektrituru mudeli Balmorel lühiajalise elektrituru hinnaprognosi teostamise võimekust. Simulatsioonid teostatakse 2013. aasta kohta ning eesmärgiks on mudeli väljundina saada võimalikult sarnased hinnad 2013. aasta ajalooliste hindadega. Töö esimeses osas antakse lühiülevaade elektriturgude dereguleerimisest nii maailmas, Eestis kui ka Nord Pool Spot elektrituru tekkimise lühiajaloo kohta. Samuti käsitletakse elektriturgude modelleerimise põhilisi meetodeid. Seejärel tehakse kokkuvõtte Balmoreli elektrituru mudelist. Käsitletakse mudeli tööpõhimõtet, struktuuri, selles sisalduvaid andmeid ja sellega eelnevalt tehtud uurimistöid. Kolmandas peatükis käsitletakse Balmoreli mudeli versiooni sisse viidud muudatusi ja täpsustusi. Rõhku on pandud tootmisvõimsustele Eesti hinnapiirkonnas ja hüdroelektrijaamadele Skandinaavias. Analüüs koosneb korduvatest mudeli iteratsioonidest, mille eesmärk on mudeli väljundis olevad elektri turuhinnad viia võimalikult lähedale 2013. aasta ajaloolistele andmetele. Neljandas peatükis käsitletakse tulemusi ja analüüsitakse mudeli kitsaskohti elektri turuhindade simuleerimisel. Analüüsi tulemusena on selgunud, et Balmorel on võimeline elektrituru hinnadünaamikat jäljendama. Samas on suurema täpsuse saavutamiseks vajalik sisestada mudelisse detailsemad andmed elektrijaamade kohta ning täiendavalt uurida hüdroelektrijaamade modelleerimise metoodikat.</p>	
<p><i>Märksõnad:</i></p> <p>Elektriturg, modelleerimine, Nord Pool Spot, lühiajaline prognoosimine, Balmorel, elektrisüsteem</p>	

Summary of the diploma work

Author: Hardi Koduvere

Kind of the work: Master Thesis

Title: SHORT-TERM ELECTRICITY MARKET PRICE FORECASTING WITH THE BALMOREL MODEL

Date: 02.06.2014

78 pages

University Tallinn University of Technology

Faculty: Faculty of Power Engineering

Department: Department of Electrical Power Engineering

Chair: Chair of Power Systems

Tutor of the work: Reeli Kuhu-Thalfeldt

Consultant: Erkki Sapp

Abstract:

The aim of this paper is to investigate if the Balmorel electricity market model is capable of doing short-term forecasts of electricity market prices. The simulations are done using the historical market information available and the aim is to imitate the actual market prices of 2013. In the first part of the paper a short overview of deregulation of electricity markets in the world and in Estonia is given, as well as a short history of Nord Pool Spot electricity market. Also a few possibilities to simulate electricity market models are introduced. The second part of the thesis describes the Balmorel model. An overview of the operating principles, structure, included data and previous research done with the model is given. The third chapter concentrates on specific changes made to the model and the input data to execute the analysis. The performance of oil shale based power plants near Narva and hydroelectric power plants in the Nordic countries are being analysed in greater depth. The analysis itself consists of repeated iterations of simulations, with the objective of having electricity prices close to those of year 2013 as the output. Chapter four present the results and analyses the shortcomings of the model in simulating electricity market prices. The results indicate that Balmorel is capable of imitating the dynamics of electricity market prices. However, in order to achieve more accurate results, the input parameters of power plants in the modelled area need to be specified and additional research needs to be done about the methodology modelling the hydroelectric power plants.

Key words:

Electricity market, modelling, Nord Pool Spot, Short-term prognosis, Balmorel, Power system

Sisukord

Töö kaitsmine	2
Autorideklaratsioon	3
Lõputöö kokkuvõte	4
Summary of the diploma work	5
Lõputöö ülesanne	7
Eessõna	9
Sissejuhatus	10
1. Dereguleeritud elektriturg	13
1.1 Elektriturgude avanemine.....	13
1.2 Elektrituru avanemise ajalugu Eestis.....	14
1.3 Elektri hinna kujunemine Nord Pool Spot turul	15
1.4 Elektri turuhinna lühiajaline modelleerimine	16
2. Balmoreli elektrituru mudel	20
2.1 Varasemad uuringud.....	20
2.2 Balmorel mudeli tööpõhimõte	21
2.3 Mudeli struktuur	22
2.4 Sihifunktsioon.....	26
2.5 Elektri turuhind.....	28
2.6 Mudelis sisalduvad andmed.....	28
3. Elektri hinna simuleerimine Balmoreli mudeliga	29
3.1 Tootmisvõimsused.....	31
3.2 Deterministlikud tarbimise ja tootmise andmed.....	32
3.3 Tootmisvõimsused Eesti hinnapiirkonnas	33
3.4 Riikidevahelised ülekandevõimsused.....	38
3.5 Loode-Venemaa ja Kaliningradi oblasti simuleerimine.....	40
3.6 Hüdroenergia modelleerimine	43
3.7 Muud sisendandmed	51
4. Tulemused	53
4.1 Elektrienergia tootmine Eesti hinnapiirkonnas.....	53
4.2 Elektrienergia turuhind Eesti hinnapiirkonnas	57
Kokkuvõte	62
Lisad	70
L1. Tootmisvõimsused modelleeritavas piirkonnas	70
L2: Hinnapiirkondade vahelised ühendusvõimsused	75
L3. Norra, Rootsi, Soome ja Läti hüdroelektrijaamade vee pealevoolukõver	76
L4. Eesti, Soome, Läti ja Leedu hinnapiirkondade summaarsed pakkumiskõverad.....	77
L5. Keskmised veaprotsendid simuleeritud elektri hindade ja 2013. aasta turuhindade vahel.....	77

Lõputöö ülesanne

Lõputöö teema:	Elektrituru hinna lühiajaline prognoosimine mudeliga Balmorel
Üliõpilane:	Hardi Koduvere 121948 AAVM
Lõputöö juhendaja:	Reeli Kuhi-Thalfeldt
Õppetool:	Energiasüsteemide õppetool
Õppetooli juhataja:	Heiki Tammoja
Lõputöö esitamise tähtaeg:	02.06.2014

Üliõpilane (allkiri)

Juhendaja (allkiri)

Õppetooli juhataja (allkiri)

Teema põhjendus

Avatud elektriturul, kus on suur arv turuosalisi, on vajalik läbi viia mahukaid arvutusi ja analüüse, uurimaks näiteks turujõu kasutamist ja turumoonutusi.. Mainitud analüüside tegemiseks on sobilik elektrituru mudel Balmorel. Kasutamaks Balmoreli mudelit laialdasemalt lühiajaliste prognooside tegemiseks, on vajalik analüüsida selle võimet tunnipõhiselt elektri hindu simuleerida. Analüüs teostatakse 2013. aasta andmete põhjal Nord Pool Spot Eesti hinnapiirkonna kohta.

Antud töö tulemused võimaldavad anda hinnangu mudeli kasutatavusele lühiajaliste prognooside tegemiseks, teadmisi selle kohta, kui täpsed võivad olla tulemused ning võimalike vajalike lisade või muudatuste kohta mudelis. Magistritöö tulemusena valmib Balmoreli kohandatud versioon lühiajaliste elektrituru simulatsioonide tegemiseks.

Töö eesmärk

Töö eesmärgiks on uurida Balmoreli võimekust teostada lühiajalisi elektrituru hinna prognoose.

Lahendamisele kuuluvate küsimuste loetelu

- Kui sarnased on modelleeritud hinnad elektrituru hindadele?
- Millest tuleneb erinevus tulemuste ja reaalsete hindade vahel?

- Millistes olukordades ei käitu mudel turuolukorrale vastavalt?
- Milliseid muudatusi võiks viia mudelisse, mis parandaksid lühiajaliste prognooside tegemise võimekkust?

Lähteandmed

Baltimoreli mudelis olevad andmed: Riiklikud tootmisvõimsused, elektriyaamade kasutegurid, muutuvkulud, muud tehnilised parameetrit.

Elektrisüsteemi andmed tunnipõhiselt (Nord Pool Spot andmebaasist): Elektrituulikute toodang, elektritarbimised NPS hinnapiirkondade järgi, Skandinaavia hüdroenergia aastase toodangu andmed, elektri impordikõver Venemaalt, tootmise- ja ülekandeüksuste hooldusgraafikud (NPS UMM).

Lõputöö konsultant

Erkki Sapp, Energiaturgude analüütik, Elering AS

Eessõna

Käesolev teema pakuti välja Elering AS poolt 2014. aasta Eleringi stipendiumikonkursi raames. Lõputöö koostamisel on Balmoreli mudeli teemalisi tehnilisi nõuandeid jaganud Elering AS energiaturgude analüütik Erkki Sapp. Käesoleva analüüsi aluseks olev Balmoreli mudeli versioon on koostatud EA Energy Analyses poolt ja selles olevaid andmeid on täiendanud Elering AS ja Tallinna Tehnikaülikooli Elektroenergeetika instituut.

Avaldan tänu Eleringile ja Tallinna Tehnikaülikooli Elektrienergeetika instituudi kolleegidele, kellega koostöös sündis antud lõputöö, juhendajale Tallinna Tehnikaülikooli dotsent Reeli Kuhl-Thalfeldtile ning tehnilist tuge pakkunud Erkki Sappile.

Lõputöö autori alaline elukoht asub lõputöö kaitsmise ajal Tallinnas.

Kõik lõputööd puudutavad küsimused, kommentaarid ja teated palun edastada e-posti aadressile Hardi.Koduvere@gmail.com.

Sissejuhatus

Euroopa Liit on viimasel ajal üha rohkem tähelepanu pööranud elektriturude avamisele. Selles suunas on ka palju samme astunud, Euroopa Liidu piirides on mitu toimivat elektriturgu ja aktiivselt tegutsetakse, et neid omavahel ühendada ja arendada koostööd. Sellega seoses on muutunud järjest olulisemaks mudelite kasutamine elektriturude simuleerimiseks. Üheks selliseks mudeliks on lineaarprogrammeerimise põhimõttel töötav Balmoreli elektriturumudel, mida on seni kasutatud peamiselt pikaajaliste stsenaariumanalüüside tegemiseks Läänemerd ümbritsevate riikide energiasüsteemides. Balmorel mudelit kasutab hetkel nii Eesti põhivõrguettevõtte Elering AS kui ka Tallinna Tehnikaülikool. Kuna Balmorelil on Eestis aktiivne kasutajaskond, on oluline hinnata mudeli võimekust erinevate analüüside tegemiseks. Pikemaajalisi stsenaariumanalüüse on Balmoreliga sooritatud juba arvukalt, kuid tähtis on ka hinnata Balmoreli võimekust lühiajalisemate prognooside tegemisel. Elektriturumudeli lühiajaliste prognooside tegemine on kahtlemata vajalik ja sellel on mitmeid võimalikke rakenduspunkte, näiteks olulisemate elektrisüsteemi elementide hooldusgraafikute plaanimine, hooajaliste elektri hindade prognoosimine ja elektrienergia voogude prognoosimine võrgus.

Antud töös kasutatakse lähteobjektina Balmoreli andmestikku mida on kasutatud Eesti Pikaajalise Energiamajanduse Arengukava 2030+ elektritootmise stsenaariumite analüüsiks. Antud mudeli koostas Taani konsultatsioonifirma EA Energy Analyses ja seal olevaid andmeid on hiljem täiendatud jätku-uuringute käigus koostöös Eleringi AS ja Tallinna Tehnikaülikooli Elektroenergeetika instituudi poolt.

Töö eesmärgiks on simuleerida Balmoreli mudelis 2013. aasta elektrijaamade käitu ja simulatsiooni väljundina saada elektriturumudel hind võimalikult lähedale 2013. aasta ajaloolistele hindadele. Töö käigus otsitakse vastuseid küsimustele:

- Kui hästi on võimalik elektriturumudeli hindasid Balmoreliga jälgendada?
- Mille poolest erineb elektrisüsteemi käitumine mudelis reaalsest elust?
- Millest tuleneb erinevus elektrienergia turuhindade vahel mudelis ja 2013. aastal?
- Milliseid muudatusi võiks mudelisse sisse viia, et suurendada Balmoreli võimekust elektriturumudeli hindasid simuleerida?

Töö käigus viiakse sisse arvukalt muudatusi Balmoreli elektriturumudelis. Muudatused hõlmavad nii andmete täpsustamist kui ka elektrisüsteemi modelleerimismeetodite muutmist. Andmete täpsustamisel viiakse kütuste hinnad, elektriliinide ülekandevõimsused, elektritootmise kasutatavad võimsused ja muud olulised andmed võimalikult lähedale 2013. aasta ajaloolistele

andmete. Antakse hinnang, milliseid Balmorelis olemasolevaid modelleerimise viise on käesoleva ülesande täitmiseks ühe või teise elektrisüsteemi elemendi modelleerimiseks otstarbekas kasutada. Modelleerimise tulemuste põhjal tehakse järeldused Balmoreli mudeli kasutatavuse kohta lühiajaliste prognooside tegemiseks. Lisaks määratletakse mudeli kitsaskohad ning täpsustatakse uurimisvaldkonnad, milles täiendavate analüüside teostamine suurendab Balmoreli võimelikust elektrituru hindu simuleerida.

Töö sooritamiseks kasutatakse Balmoreli elektrituru mudelit, mis on kirjutatud optimeerimiskeeles GAMS. Andmete analüüsiks, töötlemiseks ja sisestamiseks kasutatakse Microsofti kontoritarvarapaketti Microsoft Office.

Käesoleva töö esimeses peatükis käsitletakse elektriturgude avamisest maailmas, Euroopas ja Eestis. Antakse ka lühiülevaade elektrituru avanemisest Eestis ja Nord Pool Spot elektrituru tekkimisest, kuhu Eesti hetkel kuulub. Samuti tehakse ülevaade elektri turuhinna kujunemisest Nord Pool Spot elektriturul ja elektri turuhindade modelleerimise meetoditest.

Töö teine peatükk on pühendatud Balmoreli elektrituru mudeli tutvustamisele. Antakse lühiülevaade mudeli ajaloost ja sellega eelnevalt sooritatud uuringutest. Seejärel tutvustatakse Balmoreli tööpõhimõtet ja struktuurset ülesehitust. Olulise elemendina tuuakse välja ka Balmoreli sihifunktsioon. Viimasena antakse lühiülevaade käesoleva töö aluseks olnud Balmoreli versioonis sisalduvatest andmetest.

Kolmas peatükk käsitleb spetsiifilisi andmeid ja muudatusi mudelis, mida selle töö käigus on tehtud. Käsitletakse nii 2013. aasta detailseid andmeid, näiteks elektritarbimise koormusgraafikuid, kui ka mudelisse sisse viidud põhimõttelisi muudatusi. On tutvustatud Balmoreli lisandmoodulites sisalduvaid võimalusi elektrituru detailsemaks modelleerimiseks. Olulisemad teemad, mida siin peatükis käsitletakse, on Eesti peamised elektrienergia tootmisvõimsused Eesti ja Balti soojuselektrijaamades, Skandinaavia hüdroelektrijaamade modelleerimine ja elektrienergia ühendusvõimsused Venemaa elektrisüsteemiga.

Neljandas peatükis esitletakse erinevate simulatsioonide tulemusi. Põhjendatakse parimate tulemuste saavutamiseks tehtud valikuid elementide modelleerimisel ja võrreldakse ka elektrienergia turuhinda 2013. aastal ja elektri hindu Balmoreli väljundandmetes. Tuuakse välja järeldused tulemuste ebatäpsuste põhjuste kohta. Tehakse soovitusel mudeli täpsuse suurendamiseks vajalike täiendavate tulevaste uuringute kohta.

Lisades on toodud mudeli kõige olulisemad sisendandmed. Välja on toodud elektritootmisvõimsused modelleeritavas elektrisüsteemis, ühendusvõimsused mudelis sisalduvate hinnapiirkondade vahel, sisendandmed suuremate hüdroelektrijaamade vee juurdevoolu kohta ja muud olulisemad andmed.

1. Dereguleeritud elektriturg

Käesolevas peatükis käsitletakse avatud elektriturgude tekkimist ja põhilisi motivaatoreid elektriturgude avamiseks. Lisaks tutvustatakse lühidalt elektriturul hinna leidmise põhimõtteid ning võimalusi elektri turuhinda mudelite abil prognoosida.

1.1 Elektriturgude avanemine

Elektriturgude avamine (dereguleerimine) sai alguse Suurbritanniast ja Tšiilist 1980-nendatel aastatel [1]. Sellest ajast alates on elektriturgude reformimine levinud üle maailma.

Elektriturgude dereguleerimist põhjendatakse vertikaalselt integreeritud energiakontsernide tegutsemisega seonduvate negatiivsete aspektidega. Alates elektrienergiaga tarbijate varustamise alguspäevilt on elektri tarbijatele toimetamise eest vastutanud vertikaalselt integreeritud energiafirmad, mis tähendab, et elektrienergia tootmise, ülekandmise ja jaotamisega tegeleva taristu omanik on üks asutus. Sellisel elektrisektori mudelil on mitu puudust. Sellisel juhul on tegu monopoolse ettevõttega ja selle poolt osutatud teenuse hind peab olema kõrvalise asutuse poolt määratud. Teenuse hinna määramine on aga keeruline; liialt kõrge hinna tulemuseks on tavaliselt ebaefektiivsus, ülearu madal tariif aga tingib asutuse rahanappuse ja võimalik, et ka infrastruktuuri alafinantseerimise ja puudulikud investeeringud elektritootmisüksustesse. Keeruline on ka garanteerida teenuse hinna määramise objektiivsus ja tagada energiaettevõtte neutraalne suhtumine tema valduses oleva taristu kasutamisel kolmandate osapoolte poolt. Sellist asutust on ka raske motiveerida investeerima oma kulude langetamisse, kuna väiksemad kulud viivad ka teenuse tariifi langetamiseni, mis tähendab, et kulude langetamine ei pruugi ettevõttele tuua suuremat kasumit. See nüanss aga soodustab veelgi enam ebaefektiivset talitlust. Paljuski nähakse nimetatud probleemide lahendamise võtmeks elektriturgude dereguleerimist [2].

Elektrituru dereguleerimist kujutatakse tavaliselt ette nelja sammuna, mis koostöös tagavad efektiivse turu tekke [2]. Nendeks on:

- Ümberstruktureerimine: vertikaalse eraldamise käigus elektrienergia tootmise, ülekande, jaotamise ja vahendamise viimine eraldi teineteisest sõltumatute ettevõtete kontrolli alla. Horisontaalse eraldamise käigus elektrienergia tootmisüksuste viimine erinevate ettevõtete kätte.
- Turu ja konkurentsi loomine nii hulgi- kui ka jaekaubanduses.
- Regulatsioon: iseseisva süsteemioperaatori (TSO) loomine, kelle eesmärgiks on tagada elektrivõrgu heakord ja kõikidele osapooltele võrdne ligipääs taristule.

- Omandireform: tavapärased riigi omandis olevate elektritootmisfirmade erastamine ja uute erainvestorite turule tulemise lubamine.

Elektrituru efektiivseks reguleerimiseks on vajalik täita kõik nimetatud punktid. Kriitilise tähtsusega on vertikaalne eraldamine, mis tagab naturaalse monopoli seisuses olevate võrguettevõtete neutraalsuse ja kolmandatele osapooltele sõltumatu ligipääsu taristule. Sõltumatu ligipääsu tagamine on oluline nii olemasolevate tootmisüksustega ettevõtete ausa konkurentsi tagamiseks turul kui ka läbipaistvuse tagamine, mis julgustab tegema uusi investeeringuid. Sageli peetakse konkurentsi tekitamiseks oluliseks ka ühe energiaettevõtte tootmisvõimsused eraldada ja anda mitme ettevõtte valdusse. Suure tootmisportfellidega ettevõtete jaotamine aitab muuhulgas vältida turujõu ära kasutamist.

Turu loomine on oluline element elektri hinna kujunemise aluseks pärast turu liberaliseerimist. Elektrienergia kauplemise turu loomiseks on erinevad võimalusi, kuid oluline on, et turg hõlmaks endas võimekust määrata elektrienergia turuhind. Lisaks turuhinna määramisele peab turg tegelema ka tugiteenustega, mis tagaksid turu efektiivse toimimise, näiteks päevasisene reguleerimisturg, hinnariskide maandamise ja tehniliste piirangutega.

Iseseisva süsteemioperaatori loomine ja elektri ülekandevõrgu andmine tema valdusse on samuti oluline tegevus. Süsteemioperaatori eesmärk on hallata ülekandevõrku, tagada selle töökindlus ja neutraalsus ning tagada kõigile elektrivõrgu kasutajatele võrdne kohtlemine.

Omandireform on tegevus mis on kaasnenud mitmete turgude avanemisega, kuid ei ole kriitilise tähtsusega. Riigi valduses olevate tootmisvõimsuste müügist on riigil võimalik teenida suur hulk raha ja lisaks on väidetud, et eraettevõtlus on tugevamalt motiveeritud oma efektiivsust tõstma ja seega konkureerima turul [2].

1.2 Elektrituru avanemise ajalugu Eestis

Ajalooliselt tegeles Eestis kogu elektrienergia tootmise, ülekandmise ja tarbijatele toimetamisega Eesti Energia. Eesti Energiast ülekande- ja jaotusvõrkude eraldamine algas aastal 1998, kui Eesti Energia otsustas ühendada regionaalsed elektrivõrgud ja moodustada neist eraldi ettevõtted Jaotusvõrk ja Põhivõrk. Põhivõrgu täielik eraldamine Eesti Energiast toimus 2010. aasta alguses, kui põhivõrguettevõtte, uue nimega Elering OÜ, läks täielikult Majandus- ja Kommunikatsiooniministeeriumi omandisse [3]. Sellega lõppes ülekandevõrgu eraldamise protsess Eesti Energiast. Valdavat osa Eesti jaotusvõrgust haldav Elektrilevi OÜ kuulub endiselt Eesti Energia koosseisu, kuid tema eelarve on eraldatud Eesti Energiast [4].

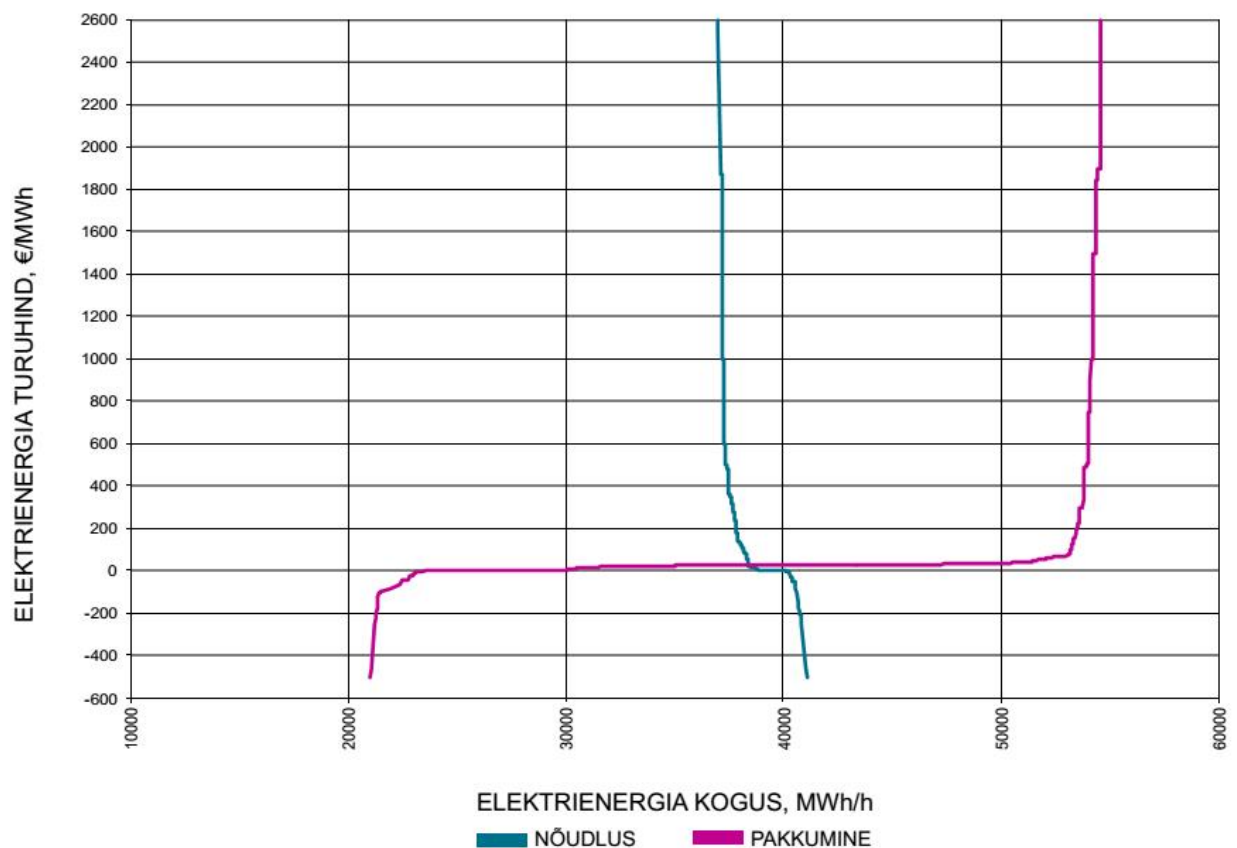
Eesti kuulub Nord Pool Spot elektrituru kauplemispiirkonda. Nord Pool Spoti tekkimise ajalugu ulatub aastasse 1991, kui Norra parlament otsustas Norra elektrituru dereguleerida. Esimene kauplemine elektrienergiaga avatud turul toimus Norras juba 1993. aastal. 1996. aastal loodi Norra ja Rootsi ühine elektrienergia turg, 1998. aastal liitus sellega Soome ja 2000. aastal Taani. Eesti turupiirkond avati 2010. aastal, kuid esialgu oli turg avatud ainult suurtarbijatele. Väike- ja kodutarbijad ostsid elektrit endiselt reguleeritud hindade alusel. Täielikult avanes turg Eestis 2013. aasta 1. jaanuarist. Lätis ja Leedus loodi Nord Pool Spot kauplemispiirkonnad vastavalt 2013. ja 2012. aastal [5].

1.3 Elektri hinna kujunemine Nord Pool Spot turul

Elektriturul määratakse hind teatud ajaintervalliks, milleks on Nord Pool Spot elektriturul üks astronoomiline tund. Kasutatakse ka teisi ajaintervalle, näiteks Austraalia elektriturul on kaubeldavaks perioodiks 5 minutit [6]. Elektriturul on hinna määramisel tähtis hinnaga siduda geograafiline mõõde. Põhimõtteliselt kasutatakse kahte erinevat lähenemist, hinnapiirkonnapõhist, kus ühes geograafiliselt kindlaks määratud piirkonnas kehtib üks elektrienergia hind, või sõlmepõhist, kus elektri hind määratakse elektrisüsteemi sõlmedele. Sõlmepõhine hinna määramise süsteem võtab kõige detailsemalt arvesse elektrivõrgu ülekandepiiranguid. Piirkonnapõhiselt elektri turuhinda määrares ignoreeritakse ühe piirkonna sees ülekandepiiranguid [7]. Nord Pool Spot elektriturg kasutab hinnapiirkondade meetodit. Igas Nord Pool Spot kauplemispiirkonda kuuluvas riigis on vähemalt üks hinnapiirkond, suuremate elektrisüsteemidega või märkimisväärsete riigisiseste ülekandevõimsuste piirangutega riikides on neid rohkem. Eesti elektrisüsteem moodustab Nord Pool Spot süsteemis ühe tervikliku hinnapiirkonna. Rohkem kui üks hinnapiirkond on Nord Pool Spot kauplemispiirkonnas Taanis, Norras ja Rootsis.

Nord Pool Spot elektriturul määratakse elektri kauplemiskogused- ja hinnad vastavalt nõudlusele ja pakkumisele. Kõikides hinnapiirkondades reastatakse elektriturule tehtud elektri müügipakkumised alates odavamast ja elektri ostupakkumised alates kallimast. Punktis, kus pakkumine ja nõudlus on tasakaalus, tekib kaubeldav elektrienergia kogus ja hind. Näidist pakkumise ja nõudluse kõverast võib jälgida joonisel 1.1.

Üldjuhul teevad elektrienergia tootjad turupakkumisi vastavalt oma elektritootmisüksuse marginaalkulule. Nagu jooniselt 1.1 võib jälgida, jääb suure osa elektritootjate marginaalkulu



Joonis 1.1: Nord Pool Spot süsteemi näidis pakkumis- ja nõudluskõverast [8]

vahemikku -100 kuni 100 €/MWh. Negatiivne marginaalkulu võib tekkida teatud tüüpi taastuvenergiatoetuste puhul, kus elektrienergia tootjale makstakse iga toodetud energiaühiku eest toetust, mis muudab elektri tootmise kasumlikuks isegi negatiivse turuhinna puhul. Lisaks teevad negatiivse turuhinnaga pakkumisi elektrijaamad, kellel on majanduslikult kulukas elektrijaama lühikeseks ajaks välja lülitada. Selle nimel tehakse väga madala hinnaga turupakkumisi, et turule pääseda ja vältida jaama välja lülitamist. Selline käitumine on iseloomulik suure võimsusega auruturbiinidega elektrijaamadele, näiteks kivisütt ja eriti tuumakütust kasutavatele jaamadele.

Samuti on jooniselt 1.1 võimalik jälgida, et tarbimine on võrreldes pakkumisega küllaltki mitte-elastne. Tähelepanu tuleb pöörata, et see joonis 1.1 kirjeldab ainult lühiajalise tarbimise elastsust. Pikaajaliselt on tarbimine elastsem, kuna elektri hind ja selle trendid mõjutavad investeeringuid energiamahukatesse tööstustesse, tarbijate harjumusi ja investeeringuid energiasäästutehnoloogiasse.

1.4 Elektri turuhinna lühiajaline modelleerimine

Tulenevalt elektriturgudele iseloomulikule väga suurele elektri hinna muutlikkusele, on koos elektriturgude dereguleerimisega järjest aktuaalsemaks teemaks muutunud elektrienergia nõudluse

ja hinna lühiajaline prognoosimine. Elektri hinna muutumine on aga väga erinev teiste energiakandjate, näiteks nafta või maagaasi, hindade muutumisega. Elektri hinna liikumist iseloomustab tavalult kõrgem arv olukordi, kus esineb ebatavaline, kas keskmisest palju kõrgem või palju madalam elektri hind. Samuti on elektri hinna liikumises võimalik täheldada mitmetasandilist perioodilist liikumist, nii päeva, nädala kui ka aasta siseselt. Elektri hinna suur volatiilsus ja hinna liikumise eripärad tulenevad elektri kui energiakandja eripäradest võrreldes teiste energiakandjatega: elektrienergia salvestamine suurtes kogustes ei ole tihti majanduslikult otstarbekas või on salvestamisprotsess seotud madala kasuteguriga, igal ajahetkel kehtiv nõue hoida täielikult tasakaalus tarbimist ja tootmist ning lühiajast praktiliselt täielikult mitte-elastne elektrienergia nõudlus. Arvestades kirjeldatud elektrienergia turgudega seonduvaid keerulisi nüansse, on elektri hindu lühiajaliselt täpselt prognoosivate mudelite välja töötamine ja kasutamine oluline paljudele turuosalistele.

Lühiajaliselt kasutatakse elektri turuhinna simuleerimiseks väga erineva toimimismehhanismiga mudeleid. Põhimõtteliselt võib need mudelid liigitada kolmeks [9]:

- mänguteooria mudelid;
- simuleerivad mudelid;
- aegridade mudelid.

Mänguteooria mudelid on välja töötatud oligopolistliku turukorra analüüsiks, kus turujõudu omavad ettevõtted teevad turule pakkumisi, mis erinevad nende marginaalkuludest eesmärgiga suurendada oma kasumit [9]. Mänguteooria mudeleid on mitmeid tüüpe, kuid tavaliselt on tegemist simuleerivate mudelitega, kus on loodud lisatingimused turujõudu omava tootmisportfelliga turuosaleja elektrituru pakkumiskäitumise uurimiseks. Üheks kasutatavaks lähenemiseks on *Agent-based modelling and simulation* (ABMS) [10].

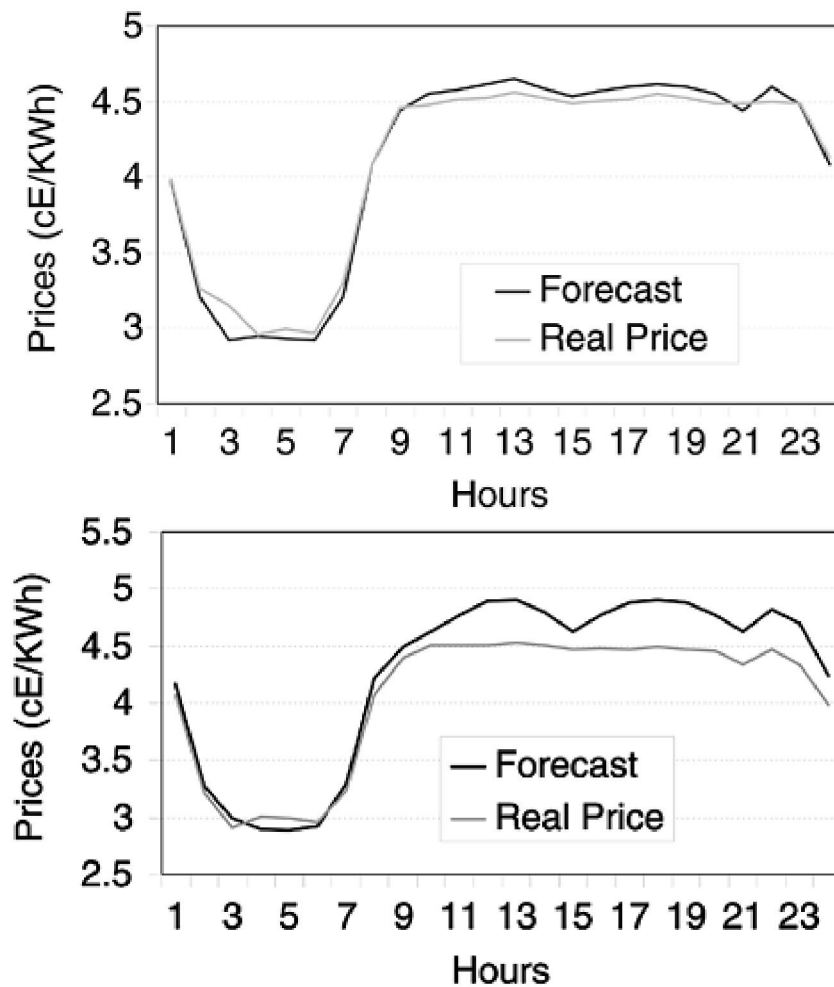
Simuleerivate mudelite tööpõhimõte seisneb elektrisüsteemi käitumise matkimises, ehk simuleerimises. Mudel sisaldab endas informatsiooni elektrisüsteemi taristu, tootmistehnoloogiate, tarbimise kohta ja muud vajalikku informatsiooni. Mudel mängib läbi uuritava perioodi läbi tarbijate elektrienergia varustamise protsessi ning määrab vastavalt mudelis sisalduvale nõudluse katmisele tootmisega elektri hinna. Simuleerivate mudelite sisend- ja väljundinformatsioon võib vastavalt mudeli tüübile olla nii deterministlik kui ka stohhastiline [9]. Kuna simuleerivad mudelid jäljendavad lihtsustatud viisil elektrienergia varustamise füüsilisi protsessi, on simuleerivatest mudelitest saadav väljund mitmekesine ning ei piirdu ainult elektri turuhindaga. Seega võimaldavad simuleerivad mudelid sooritada väga mitmekülgsed

analüüsi. Nii lühi- kui ka pikemaajalisi elektri hinna prognoose on näiteks võimaline sooritama simuleeriv optimeerimismudel AURORA_{xmp} [11].

Aegridadel põhinevad mudelid analüüsivad muutujate käitumist minevikus ning selle abil annavad hinnangu tuleviku kohta. Aegridade mudelid ei tegele elektrisüsteemi simuleerimisega, vaid vaatlevad üksikuid elektriturgu iseloomustavaid parameetreid ning annavad neile väga lühikeseks tulevikuperioodiks hinnanguid, kasutades andmeid sarnaste päevade kohta minevikus. Aegridade mudelite suure täpsuse tõttu on nad enim kasutatud elektri turuhindade lühiajaliseks prognoosimiseks.

Aegridade mudelid on peamiseks vahendiks elektri turuhinna prognoosimiseks väga lühikesteks perioodideks, näiteks üheks ööpäevaks, seda peamiselt tänu nende küllalt suurele täpsusele. Aegridadel põhinevad mudelid kasutavad enamasti sisendiks mineviku elektrituruhindasid. Vastavalt mudeli tüübile võib sisendiks olla kasutaja poolt välja töötatud sõltuvus teatud parameetritest, näiteks ilmastikuolud või tarbimise maht. Teatud mudelitele ei ole sisendiks sõltuvus vaid teatud andmemahd nende parameetrite kohta minevikust, mille abil mudel ise töötab välja ligilähedase seose. Viimase meetodi eeliseks on mudeli võime potentsiaalselt arvesse võtta seoseid, mis on liiga keerulised avastamiseks või avaldamiseks ja mudelile sisendi andmiseks [9]. Tüüpilised sisendid aegridade mudelile on ajaloolised elektri hinnad, elektrisüsteemi tarbimised, temperatuur, kasutatavad tootmisvõimsused ja kütuse hinnad.

S.K Aggarwal ja teised on artiklis *Electricity price forecasting in deregulated markets: A review and evaluation* mitmete aegridadel põhinevate mudelite täpsust [9]. Tüüpiliselt prognoositakse selliste mudelitega hinda üheks ööpäevaks. Saavutatud keskmised veaprotsendid erinesid tugevasti mudelite lõikes. Parimate mudelid on ühe ööpäeva kaupa nädala jooksul elektri hinna prognoosides saavutanud keskmiseks veaks 3..11%. Ühe spetsiifilise aegridade meetodi elektri hinna prognoosimise võimekuse analüüsi võib jälgida joonisel 1.2.



Joonis 1.2: Kaalutud lähimate naabrite meetodil teostatud analüüsi parim ja halvim elektri turuhinna prognoos ööpäevaks [49]

Joonisel 1.2 on kujutatud aegridade mudelite ühte versiooni kus elektri hinda prognoositakse kaalutud lähimate naabrite meetodil. Nagu näha, on antud meetod küllaltki täpselt elektri hinda prognoosinud. Tõelähedane on nii elektri hinna tase kui ka hinna liikumine päeva sees, matkides hästi elektri hinna reaalsel kõikumist.

Kuigi aegridade mudelid on üldiselt täpsed, on nende kasutamisel teatud piirangud. Nimelt piirduakse tavaliselt ühe ööpäeva hinna prognoosimisega, sest pikematel perioodidel hakkab prognoos muutuma ebatäpseks. Pikemateks perioodideks elektri hinna prognoosimiseks on otstarbekas kasutada muudel tööpõhimõtetel toimivaid mudeleid, näiteks simuleerivaid.

2. Balmoreli elektrituru mudel

Balmorel on elektrituru mudel, mis loodi aastatel 1999-2001 eesmärgiga luua Läänemere äärsete riikide elektri- ja soojamajandust hõlmav mudel. Selle loomist rahastas Taani Energiauringute programm ja ka osalevad pooled, kelleks olid Läänemere äärsete riikide teadusasutuste esindajad [12].

Balmoreli mudel koosneb Eesti, Läti, Leedu, Soome, Rootsi, Norra, Taani, Saksamaa, Poola, Venemaa Kaliningradi oblasti ja Loode-Venemaa elektrisüsteemidest. Mudelis on olemas võimalused hindamaks modelleeritava alaga piirnevate elektrisüsteemide mõju modelleeritavale piirkonnale.

Balmorel on elektrisüsteemi simuleeriv mudel, mis on kirjutatud GAMSi optimeerimiskeskonnas ja põhineb lineaarprogrammeerimise põhimõttel [13]. Lineaarprogrammeerimises defineeritakse mudel ja selle lahendamise viis lineaarsete võrrandite ja võrratuste abil. Lineaarprogrammeerimisel põhinevad simuleerivad mudelid on laialt levinud, lisaks Balmorelile kasutatakse näiteks mudeleid Plexos ja MARKAL/TIMES [14] [15]. Balmoreli eristab teistest mudelitest selle vabavariisus ja avatud kood [16]. Tänu avatud koodile on igal kasutajal võimalik teha Balmorelis muudatusi, lisada või eemaldada piiranguid ja luua lisandmooduleid. Sellest tuleneva paindlikkuse tõttu on Balmoreli võimalik kohandada vastavalt olukorrale ning kasutada seda väga erinevate uuringute teostamiseks.

2.1 Varasemad uuringud

Balmoreliga on sooritatud arvukalt uuringuid ning seda on kasutatud ka lõputööde tegemiseks. Peamine uuringute teostaja on olnud EA Energy Analyses [16]. Tüüpilised valdkonnad, mida Balmoreliga on uuritud, on keskkonnamõjude ulatus, kaugküttesektori areng, elektritranspordi mõju elektrisüsteemile ja elektrituulikute integreerimine elektrivõrku. Valdavalt on Balmoreliga tehtud uuringutes olnud käsitletavaks ajaperioodiks kümme või rohkem aastat.

Balmoreli mudeliga on tehtud mitmeid lõputöid. Üks hiljutisemaid on Tallinna Tehnikaülikoolis 2010. aastal valminud magistritöö Leo Rummeli poolt, kes uuris Balmoreli abil erinevaid investeerimisvõimalusi elektritootmisvõimsustesse Eestis [17]. Analüüsis uuriti muuhulgas elektri turuhindasid Eesti ja Soome hinnapiirkondades alates aastast 2016. Eestiga on seotud veel 2006. aastal Norras tehtud magistritöö, mis uuris EstLink 1 majanduslikku mõju Eestile ja Soomele aastatel 2006..2031 [18]. Lisaks on uuritud ka Balmoreli tehnilisi aspekte ja lisamoodulite loomist.

Lisaks lõputöödele on Balmoreli kasutatud ka arvukate uuringute teostamiseks. Suurel arvul uuringuid on Balmoreliga teostanud Taani konsultatsioonifirma EA Energy Analyses. Peamiselt on uuritud sooritatud pikemaajalisi stsenaariumanalüüse keskkonnamõtjude kohta või mõne konkreetsema elektrisüsteemi elemendi talitlemise analüüsi. Näitena võib siin tuua tuuleparkide suuremahuline integreerimine elektrisüsteemi ja uuring kaugküttevõrgu rolli kohta Taani energiasüsteemis tulevikus [16].

Üks hiljutisemaid lõpetatud projekte on EA Energy Analyses poolt alustatud stsenaariumanalüüs Eesti pikaajalise energiamajanduse arengukava 2030+ jaoks, kus uuriti erinevaid elektritootmise stsenaariume. Analüüsis simuleeriti elektrisüsteemi kuni aastani 2050 ja selle käigus koostati arvukalt stsenaariume, millest lõpuks valiti välja kaheksa. Uuringut täiendasid hiljem Elering AS ja Tallinna Tehnikaülikooli Elektroenergeetika instituut [19].

Balmoreli simulatsioone on kasutatud ka teadusartiklite kirjutamiseks. Näiteks on uuritud investeeringuid taastuvenergiat põhinevatele elektri ja soojusenergia tootmisvõimsustele ja heitgaaside emiteerimise muutusi Balti riikides pärast Ignalina tuumaelektrijaama sulgemist Leedus [20] [21]. Mõlemas artiklis esitletud simulatsioonide ajahorisont olnud rohkem kui kümme aastat.

Eelnevast lühiülevaatest Balmoreli kasutamisest teadus- ja uurimistegevuses on viidanud asjaolule, et Balmoreli kasutatakse laialdaselt analüüside tegemiseks, kuid enamik tehtud analüüsides on pikaajalised. Balmoreli pole laialdaselt kasutatud lühiajaliste prognooside tegemiseks, uurimaks elektri hinna lühiajalist või hooajalist liikumist.

2.2 Balmorel mudeli tööpõhimõte

Balmoreli on sisestatud kõikide seal olevate elektrisüsteemide elektri- ja koostootmise võimsused ning elektri- ja kaugküttesoojuse tarbimised. Balmorel katab vastavalt valitud ajaperioodile elektri- ja kaugküttesoojuse tarbimise madalaimate võimalike kogukuludega. Optimaalse lahenduse leidmiseks kasutab Balmorel lineaarprogrammeerimise põhimõtet. Lineaarprogrammeerimise põhimõte on modelleerimises laialdaselt kasutatav optimeerimismeetod, kus keerulist süsteemi kirjeldatakse lineaarsete matemaatiliste võrrandite ja võrratuste abil. Lineaarsed võrrandid ja võrratused, mis moodustavad mudeli, nimetatakse piiranguteks. Balmoreli mudelis on suur hulk süsteemi määravaid piiranguid, näiteks tingimus, et elektritootmine peab olema võrdne tarbimisega, elektriliinide ülekandepiirangud ja ressursside kasutuspiirangud. Lineaarprogrammeerimisel põhinevate mudelite lahend tuleneb sihifunktsioonist, mis summeerib analüüsitava mudelit oluliselt kirjeldava parameetri.

Sihifunktsiooni võib lineaarprogrammeerimise probleemides nii minimeerida kui maksimeerida ning sihifunktsiooniks võib olla näiteks süsteemi kogukulu, süsteemi keskkonnaheitmed, elektritootjate kasum või nende kombinatsioon [22]. Lineaarprogrammeerimise matemaatiline põhimõte on kirjeldatud valemiga 2.1

$$\begin{array}{ll}
 \textit{Minimeeri} & c_1x_1 + c_2x_2 + \dots + c_nx_n \\
 \textit{Arvestades} & a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + \dots + a_{1n}x_n \leq b_1 \\
 & \vdots \\
 & a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + \dots + a_{mn}x_n \leq b_m
 \end{array} \quad (2.1)$$

Kus x iseloomustab muutujaid, mis selguvad sihifunktsiooni maksimeerimisel, a , b ja c on süsteemi iseloomustavad parameetrid.

Balmorelis on sihifunktsiooniks kogu modelleeritavas perioodis elektri- ja kaugküttesoojusega varustamise kogukulud ning mudeli lahendamisel kogukuludid minimeeritakse. Balmorelis sisalduvad lineaarprogrammeerimise piiranguteks olevad võrrandid ja võrratused loovad mudeli energiasüsteemist. Täpsemalt on Balmoreli sihtfunktsiooni käsitletud peatükis 2.5.

2.3 Mudeli struktuur

2.3.1 Geograafia

Balmoreli mudel kujutab elektrisüsteemi mitmel tasemel geograafiliste piirkondadena. Suurim geograafiline jaotis on riik või kui kogu riiki ei ole mudelis otstarbekas kajastada siis ühe riigi teatav elektrisüsteemi osa, (näitena Venemaa Kaliningradi oblast). Antud analüüsis on riikide jaotises kasutatud järgmisi elemente:

- Eesti
- Läti
- Leedu
- Soome
- Rootsi
- Norra
- Taani
- Kaliningradi oblast

Riikide tasemel on võimalik mudelis määrata mitmeid poliitilisi piiranguid nagu ressursside kasutamise piiranguid ja samuti summeeritakse väljundis riikide kaupa üldisemaid näitajaid, näiteks aastaseid emissioonide koguseid.

Riigid on jagatud geograafilisteks allüksusteks, mida nimetatakse regioonideks. Nord Pool Spot turupiirkonda kuuluvates riikides ühtivad riikide sisesed regioonid Nord Pool Spot turu hinnapiirkondadega, kus määratakse elektri turuhind. Mudelis sisalduvaid riike ja nende geograafilist jaotamist hinnapiirkondadeks koos mudelis kasutatavate nimetustega võib jälgida joonisel 2.1, kus on märgitud ka ühendused elektrisüsteemidega, mis jäävad mudelis simuleeritud süsteemist välja.



Joonis 2.1: Simuleeritava elektrisüsteemi kujutis koos hinnapiirkondadega

Hinnapiirkondade tasemel on defineeritud mudelis elektritarbimised ja hinnapiirkondade vahel ka elektrienergia ülekandevõimsused, mis lubab ka mudelis igas hinnapiirkonnas leida elektri hinna. Hinnapiirkondade tasemel käib elektrienergia bilansi selgitamine ja ka riikidevaheliste elektrienergiavoogude kirjeldamine.

Täpsemate andmete sisestamiseks on hinnapiirkonnad veel omakorda jagatud alampiirkondadeks (*Area*), millega on seotud elektritootmise tehnoloogiad ja ka näiteks kaugküttesoojuse tarbimised, mis lubab ühes hinnapiirkonnas simuleerida mitut kaugküttepiirkonda. Alampiirkonna piires on võimalik defineerida lokaalseid elektrienergia tootmisega seonduvaid tegureid, näiteks tuuleenergia või hüdroenergia ressursid aasta jooksul.

2.3.2 Aeg

Simulatsioonis sisalduv ajahorisont on vabalt muudetav ning võib ulatuda ühest tunnist kuni paljude aastateni. Pikim ajaühik, mille jooksul mudel suudab optimeerimisülesande püstitada ja lahendada, on üks aasta. Kui simulatsioon teostatakse mitme aasta kohta, leiab mudel optimaalse lahendi iga aasta kohta eraldi, simuleerides nii läbi kõik etteantud aastad.

Aastast väiksem ajaühik on üks *season* (edaspidi nädal). Balmoreli mudeli üks aasta sisaldab täpselt 52 nädalat. Keerukamate probleemide korral optimeerib mudel aastat nädalate kaupa, see tähendab, et terve aasta simuleerimiseks simuleeritakse ükshaaval läbi kõik nädalad, millest igaühele leitakse optimaalne lahend. Nädalate kaupa optimeerimist kasutatakse juhul, kui kogu aastale korraga optimaalse lahendi leidmine on liialt ajamahukas.

Nädalad koosnevad väiksematest ajaühikutest, milleks on *timestep* (edaspidi ajaühik). Ajaühik on väiksem ajaühik Balmoreli mudelis ning see on ligikaudne vaste astronoomilisele tunnile. Iga Balmoreli nädal sisaldab endas 168 ajaühikut. Seega on ühes Balmoreli aastas sisalduv ajaühikute arv:

$$52 \text{ nädalat aastas} \times 168 \text{ tundi nädalas} = 8736 \text{ ajaühikut aastas}$$

Võib märgata, et võrreldes tavapärase astronoomilise aastaga on Balmoreli mudelis 24 tundi vähem. See on tingitud asjaolust, et lihtsamini on koostatav mudel, mis koosneb täisarvust nädalatest.

Balmorelis võib nädalate ja ajaühikute kombinatsioone vabalt valida ja nende abil on võimalik püstitada ka ajaresolutsioone, kus nad esindavad muid ajaühikuid, kui tund ja nädal.

Elektrisüsteemi simuleerides on oluline fakt, et mida suuremast arvust ajaühikutest koosneb optimeeritav periood, seda kauem aega võtab optimaalse lahendi leidmine selleks perioodiks. Sageli, eriti pikemaajaliste prognooside tegemisel, on huvi pakkuvaks ajaliseks perioodiks üks aasta, mis sisaldab endas kuni 8736 ajaühikut. Teatud ülesande tüübi puhul on 8736 ajaühikuga probleemi lahendamise ajakulu ebaratsionaalselt suur.

Sõltuvalt ülesande püstitusest on aasta simuleerimiseks kuluvat aega võimalik vähendada Balmoreli sisse ehitatud kahe meetodiga. Esimeseks on simulatsiooni valida väiksem arv ajaühikuid, näiteks 52 nädalat ja 11 ajaühikut. Samuti sisaldab mudel lisandmoodulit *Time Aggregation*. Selle mooduli ülesandeks on luua väiksema arvu ajaühikute kasutamisel simulatsioonis aastast tõelähedane pilt. *Time Aggregation* kasutab informatsiooni kogu aasta tundide tarbimise kohta ja loob seda arvestades lihtsustatud kujutise tarbimiskõverast, mida on võimalik väljendada vähendatud arvu ajaühikute kaudu. Moodul agregeerib sarnaste tarbimistega tunnid kokku üheks ja annab sellele kaalu vastavalt agregeeritud tundide arvule.

Teiseks valikuks on Balmorelis seada optimeeritavaks perioodiks üks nädal. Sellisel juhul leiab Balmorel optimaalse lahendi aasta jooksul igale simulatsioonis sisalduvale nädalale eraldi. Viimase meetodi puuduseks on tekkivad probleemid seoses energiaressursside kasutamisega, millel on aastased kasutuspiirangud, näiteks hüdroenergia Skandinaavias ja põlevkiviressurss Eestis. Simulatsiooni, kus optimaalne lahendus leitakse kogu aasta jooksul valitud nädalate ja ajaühikute jaoks ühe korraga, nimetatakse Balmorelis nimega *Balbase1*. Simulatsiooni, kus optimeeritavaks perioodiks on üks nädal, nimetatakse nimega *Balbase3*.

Elektritarbimine on defineeritud regioonides, kaugküttesoojuse tarbimine alampiirkondades ja on ette antud deterministlikult ja igaks tunniks aasta jooksul, simuleerides nii reaalsuse lähedast koormusgraafikut. Lihtsustusena võrreldes reaalse elektrituruolukorraga on elektritarbimist Balmorelis käsitletud täielikult mitteelastsena.

2.3.3 Tootmisvõimsused

Elektri- ja koostootmise tehnoloogiad on sisestatud mudelisse alampiirkondade tasemel. Tehnoloogiad võib sisestada nii üksikelemendi täpsusega kui ka agregeeritud kujul. Igal mudelis oleval tehnoloogial on hulk sisendandmeid, mis määravad selle tehnoloogia kasutusvõimaluse mudeli piires. Tähtsamad elektrijaama käitumist simulatsioonis kirjeldavad parameetrid on:

- Tarbitav kütus
- Netovõimsus
- Kasutegur
- Elektrijaama tüüp (kondensatsiooni-, vaheltvõtu, vastutõhuratbiin, elektrituulik jne)
- Koostootmisjaamade soojuse tootmist väljendavad muutujad
- Elektrijaama muutuvkulud

Elektrijaamade kasutatavuse muutust aasta jooksul tänu lühiajalistele sündmustele, näiteks hooldustele ja avariidele kirjeldatakse aasta jooksul muutuva „kasutatavuse teguri“ abil, mis on madalam suvekuudel tänu suvekuudel toimuvale intensiivsemale hooldusgraafikule.

Tuule- ja päikeseelektrijaamad talitlevad mudelis tavaliselt etteantud deterministliku kõvera kohaselt. Hüdroelektrijaamade modelleerimiseks on kaks võimalust: esimese puhul antakse hüdroelektrijaamale ette deterministlik toodang kogu aasta lõikes, mis iseloomustab jaamu, millel ei ole väikese reservuaari tõttu märkimisväärset vee salvestamise võimalust ja mis on sunnitud tootma vastavalt vee juurdevoolule. Teisel puhul on defineeritud reservuaari suurus ja vee juurdevoolu hulk reservuaaridesse aasta lõikes, mis iseloomustab suurt hulka hüdroelektrijaamu Skandinaavias, kus on võimalik reservuaarides hoida väga suurt kogust vett elektrienergia tootmiseks tulevikus. Lisaks tavapärastele hüdroelektrijaamadele on mudelisse võimalik sisestada pumphüdrojaamasid, defineerides nende võimsuse elektrienergia tootmise režiimis ja pumpamise režiimis, jaama reservuaari mahu ja pumpamistsükli kasuteguri.

2.3.4 Energia ülekanne ja jaotamine

Elektrienergia ülekande vaatlemine toimub mudelis regioonide vahel. Iga mudelis sisalduva regiooni vahel on defineeritud nendevaheline elektriülekandevõimsuse piirang ning ka kadu elektrienergia transportimisel regioonide vahel. Simulatsioonis on võimalik arvesse võtta elektri hooajalist ülekandevõimsuste vähendatud läbilaskevõimet seoses süsteemi stabiilsusprobleemide või termilisest läbilaskevõimest tulenevate piirangute tõttu. Lisaks kadudele regioonide vahelisel elektri ülekandmisel on mudelis kindlaks määratud kadude protsent elektri jaotamisel.

Kaugküttesoojuse ülekannet kaugküttepiirkondade vahel ei toimu, kuid iga kaugküttepiirkonna siseselt on defineeritud soojuse jaotamisega kaasnev kadu protsentides.

2.4 Sihifunktsioon

Baltimoreli sihifunktsioon summeerib elektri- ja kaugküttesoojusega varustamise kogukulud simuleeritavas piirkonnad ja lahutab sellest tarbijate tulu. Sihifunktsiooni matemaatilist väljendust on võimalik jälgida valemis 2.2.

$$\begin{aligned} \min & \left[\sum_{t \in T} \left\{ \sum_{c \in C} \left\{ \sum_{r \in R(c)} t^e e_s^{r,t} (1 - \epsilon_r^e) + \sum_{a \in A(c)} t^h h_s^{a,t} (1 - \epsilon_r^h) + \sum_{a \in A(c)} K_a^t (e_s^{r,t}, h_s^{a,t}) + \right. \right. \\ & \sum_{(\rho,r): \rho \in R(c), \rho \neq r} \beta^{x(r,\rho)} \chi^{(r,\rho)} + \sum_{(\rho,r): \rho \in R(c), \rho \neq r} X^{x(r,\rho)} + \sum_{r \in R(c)} \frac{\beta_r^e e_s^{r,t}}{1 - \epsilon_r^e} + \sum_{a \in A(c)} \frac{\beta_a^h h_s^{a,t}}{1 - \epsilon_a^h} + \\ & \left. \left. \sum_{r \in R(c)} \frac{\beta_r^e e_s^{r,t}}{1 - \epsilon_r^e} + \sum_{a \in A(c)} \frac{\beta_a^h h_s^{a,t}}{1 - \epsilon_a^h} - \sum_{r \in R(c)} U^{e,r,t} (e_d^{r,t}) - \sum_{a \in A(c)} U^{h,a,t} (h_d^{a,t}) \right\} \right] \quad (2.2) \quad [23] \end{aligned}$$

Kus

C - kõikide simulatsioonis sisalduvate riikide hulk, elementidega c ;
 R - kõikide simulatsioonis sisalduvate hinnapiirkondade hulk, mille alamhulgad on $R(c)$: hinnapiirkondade hulk riigis c ;
 A - kõikide simulatsioonis sisalduvate alampiirkondade hulk, mille alamhulkadeks on $A(c)$ ja $A(r)$, mis tähistavad vastavalt kõiki alampiirkondi riigis c ja kõiki alampiirkondi hinnapiirkonnas r ;
 G - kõikide simulatsioonis sisalduvate tootmisüksuste hulk, mille alamhulkadeks on $G(c)$ – kõikide tootmisüksuste hulk riigis c , $G(r)$ – kõikide tootmisüksuste hulk hinnapiirkonnas r ja $G(a)$ – kõikide tootmisüksuste hulk alampiirkonnas a ;
 T - kõikide ajaühikute hulk simulatsioonis;
 M - kõikide emissioonide hulk simulatsioonis;
 t - maksud;
 Indeksid tähistavad:
 a – geograafiline alampiirkond;
 r ja ρ - hinnapiirkond;
 c - riik;
 t - ajaühik aastas;
 s - toodang;
 d - nõudlus;
 m - emissiooni liik;
 e - elektrienergia;
 h - soojusenergia;
 Muutujad:
 $e_s^{r,t}$ - toodetud elektrienergia;
 $h_s^{a,t}$ - toodetud soojusenergia;
 ϵ_r^e - kaod elektrienergia jaotamisel hinnapiirkonnas r ;
 ϵ_a^h - kaod soojusenergia jaotamisel alampiirkonnas a ;
 K_a^t - energia tootmise kulud alampiirkonnas a ajaühiku t jooksul;
 $U^{h,a,t}$ - tarbijate kasu soojusenergia tarbimisel;
 $U^{e,r,t}$ - tarbijate kasu elektrienergia tarbimisel;
 $\beta^{x(r,\rho)}$ - kulu elektri ülekandmisel hinnapiirkonna r ja ρ vahel;
 β_a^h - kulu soojusenergia jaotamisel alampiirkonnas a ;
 β_r^e - kulu elektrienergia jaotamisel hinnapiirkonnas r ;
 $x^{(r,\rho)}$ - üle kandud elektrienergia kogus hinnapiirkonna r ja ρ vahel;
 $X^{x(r,\rho)}$ - kulu investeerimisel ülekandeliinidesse hinnapiirkonna r ja ρ vahel;

Summeeritava jada esimesed kaks elementi sümboliseerivad vastavalt elektri- ja soojusenergia tarbimisele määratud maksudega seonduvaid kulusid. Kolmas element sisaldab endas otseseid elektri- ja soojusenergiatootmisega seonduvaid kulusid, nagu kütusekulud, emissioonidele määratud maksud, elektrijaamade püsi- ja muutuvkulud.

Sihifunktsiooni neljas, viies, kuues ja seitsmes element summeerivad elektrienergia ülekandmisega ja ülekandevõimsuste investeringutega seonduvad kulud ning kaheksas ja üheksas summeerivad elektri- ja soojusenergia jaotamisega kaasnev kulu.

Summeritava jada kaks viimast elementi sümboliseerivad vastavalt tarbijate saadud kasu tarbitud elektri- ja soojusenergiast ja seega on viimase kahe elemendi lisamisega elektri- ja soojusenergiaga varustamise kogukuludest lahutatud selle energia tarbimisest tarbijate saadav tulu.

2.5 Elektri turuhind

Baltimorelis määratakse elektri turuhind nõudluse ja pakkumise lõikumiskohas, nagu ka Nord Pool Spot elektriturul. Baltimoreli pakkumiskõver koosneb elektrijaamade puhastest marginaalkuludest, kui Nord Pool Spot pakkumiskõver koosneb turuosalejate müügipakkumistel, mis ei pruugi täpselt kajastada elektritootmistehnoloogiate marginaalkulusid.

Baltimorelis kujunevad marginaalkulud elektritootmistehnoloogiatel vastavalt sellele, kui palju maksab sellele tehnoloogiale ühe lisaenergiaühiku võrra elektritootmise suurendamine. Arvesse ei võeta turujõu kasutamise võimalikkust, väheste aastaste töötundidega jaamade puhul käivituskulude lisamist turupakkumistele ja plokk-pakkumiste võimalusi. Koostootmisjaamad teevad turupakkumisi marginaalkulude kohaselt, millest on lahutatud soojuse müügist saadav tulu.

Nord Pool Spot turul on aga võimalikud marginaalkulust erinevad pakkumised. Väheste töötundidega tipukoormusjaamad võivad pakkuda kõrgemat hinda kui on nende marginaalkulu, et katta käivitamisega seonduvad kulud. Suure võimsusega aurukateldega soojuselektrijaamad, nagu tuumajaamad ja kivisõejaamad võivad teha plokkpakkumisi, kus pakutakse mitmeteks tundideks teatava võimsusega elektrienergia toodangut, kui keskmine elektrienergia turuhind nende tundide jooksul ületab teatud taseme [24].

2.6 Mudelis sisalduvad andmed

Baltimoreli mudelit on kasutatud mitmete analüüside tegemiseks maailma eri piirkondadeks ja seega on mudelil ka mitmeid erinevaid andmeid sisaldavaid versioone. Käesolevas analüüsis on lähtena kasutatud Baltimoreli versiooni, millega teostati elektritootmise stsenaariumanalüüs Eesti pikaajaline energiamajanduse arengukava 2030+ jaoks. Algandmed mudelisse uuringu tegemiseks kogus kokku Taani konsultatsioonifirma EA Energy Analyses, hiljem täiendati ning korrigeeriti andmeid jätku-uuringute tegemisel koostöös Elering AS-i ja Tallinna Tehnikaülikooli Elektroenergeetika instituudi poolt.

Mudelis sisalduvad olulisemad andmed, mis on vajalikud elektrisüsteemi piisava detailsusega simuleerimiseks. Iga riigi (ja elektrituru hinnapiirkonna) kohta on defineeritud elektritootmisvõimsused, ja vastavaid elektritootmisvõimsusi kirjeldavad andmed, elektri- ja soojusenergia tarbimised, ressursipiirangud ja muud tegurid, mis on olnud vajalikud eelnevate analüüside teostamiseks. Antud analüüsi käigus on mudelisse eelnevalt sisestatud andmeid kontrollitud, kohandatud ja kohati viidud sisse ka tehnilisi muudatusi elementide modelleerimisel.

3. Elektri hinna simuleerimine Balmoreli mudeliga

Balmoreli mudeliga varem tehtud uuringute käigus on mudelisse sisestatud suurel hulgal andmeid. Võimalikult täpse elektri hinna simuleerimiseks 2013. aastal on äärmiselt oluline kajastada täpselt 2013. aastal saaval olevaid elektritootmisvõimsusi, elektrisüsteemis toimunud suuremaid elektri hinda mõjutanud sündmusi ja muid tegureid, mida on võimalik Balmoreli mudelis arvestada.

Aluseks olnud Balmoreli versiooni on kasutatud peamiselt pikaajaliste prognooside tegemiseks, mille tõttu on teatud elektrisüsteemi elemente modelleeritud ligikaudsete meetoditega, mis annavad pikaajalise prognoosi jaoks piisavalt täpsed tulemused, kuid tunnipõhise analüüsi jaoks ei anna rahuldavat tulemust. Järgnevates peatükkides käsitletakse tähtsamaid tehnilisi muudatusi ja andmete täpsustusi, mis on mudelisse sisestatud eesmärgiga suurendada Balmoreli täpsust lühiajaliselt elektri hinda prognoosides. Olulisemad andmed, nagu detailsed tunnipõhised elektrienergia tarbimised pärinevad Nord Pool Spot statistilisest andmebaasist [8].

Antud töö eesmärk on simuleerida 2013. aasta elektrituru hindasid ning saavutada simulatsiooni väljundina võimalikult ligilähedased hinnad 2013. aastal ajalooliste hindadega. Selleks kasutatakse eelpool mainitud muudatusi andmetes ja simuleeritakse 2013. aastat mitmeid kordi. Vastavalt tulemustele tehakse korrekture mudeli sisendites, tuvastades nii parimad valikud tunnihindade prognoosimiseks. Mudelis on ka elemente, mida on võimalik modelleerida kasutades erinevaid mudelis saadaval olevaid meetodeid. Saadaval olevad võimalused simuleeritakse läbi ja valitakse nendest välja sobivaim.

2013. aasta tunnihindade simuleerimisel erinevate meetodite kasutamisel saadud tulemusi võrreldakse erinevate kriteeriumite alusel. Jälgitakse elektrienergia tootmise mahtusid simulatsiooni kaasatud riikides ja elektrienergia tootmise jagunemist aasta lõikes. Ajalooliste ja simuleeritud hindade võrdlemise aluseks on nädala keskmised veaprotsendid, aasta keskmised veaprotsendid, nädalate hinnaprofiilid ja aastased keskvaartused. Keskmiste veaprotsentide arvutamiseks kasutatakse valemit 3.1.

$$KV = \frac{100\%}{n} \sum_{t=1}^n \left| \frac{P_t - S_t}{P_t} \right| \quad (3.1)$$

Kus

KV - keskmine viga;

n - tundide arv perioodis, mille jooksul keskmist viga leitakse;

t - tunnid ajaperioodi n jooksul;

P_t - elektrienergia turuhind 2013. aastal tunnil t ;

S_t - elektrienergia turuhind simulatsioonis tunnil t .

Põhisimulatsioonis kasutatakse mudelis 52 nädalat ja 168 ajaühikut iga nädala kohta. Tulemuseks on 8736 tunnihinda, mis on vastavuses 2013. aasta esimese 8736 tunniga. 2013. aasta 31. detsember ei ole simulatsiooni kaasatud, sest 8736 tunni sisse mahub ainult 364 päeva.

Antud optimeerimisprobleemi lahendamine aastase optimeerimisülesandega *balbase1*, kus optimeeritavaks perioodiks on terve aasta, on niivõrd mahukas, et selle lahendamine ei ole reaalne. Seega on tunnipõhine simulatsioon sooritatud nädalapõhise optimeerimisülesandega *balbase3*, kus korraga optimeeritakse ainult ühe nädala pikkune ajaperiood. Nädalapõhise optimeerimisülesandega simulatsioon suudab optimeerimisülesandena vaadelda aga ainult ühte nädalat, mis on liiga lühike aeg, et optimaalselt planeerida Skandinaavias asuvate hüdroelektrijaamade tööd.

Soome, Rootsi ja Norra hüdroelektrijaamade toodangu planeerimiseks kogu aasta jooksul ühe simulatsiooniga kasutatakse lihtsustatud aastase optimeerimisperioodiga simulatsiooni. Lihtsustatud aastase optimeerimisperioodiga simulatsiooni väljundist kasutatakse andmeid veeenergia kasutamise kohta kogu aasta jooksul nädalate kaupa ja neid andmeid kasutatakse nädalase optimeerimisperioodiga simulatsiooni sisendina. Lihtsustatud aastapõhise optimeerimisperioodiga simulatsiooni kaasatakse 52 nädalat ja 11 ajaühikut nädala kohta. Hüdroenergiat puudutavateks väljunditeks on igal aastapõhise optimeerimisperioodiga simulatsiooni nädalal hüdroelektrijaamadest toodetud elektrienergia kogus ja hüdroenergia marginaalväärtus igal nädalal. Hüdroenergia marginaalväärtus on vee energiaühikule määratud rahaline väärtus, mis kirjeldab süsteemi kogukulude muutumist, kui muuta saadaval olevat hüdroenergia kogust ühe energiaühiku võrra.

Nädalase optimeerimisperioodiga simulatsioonis on mitu võimalust aastase optimeerimisperioodiga simulatsioonist väljundina võetavate vee-andmete käsitlemiseks. Esimene võimalus on anda igas nädalase optimeerimisperioodiga simulatsioonis optimeeritavale nädalale ette aastase optimeerimisperioodiga simulatsioonis sel nädalal kasutatav vee-energia kogus. Selle meetodiga garanteeritakse aasta jooksul õige hüdroelektrijaamadest toodetud elektrienergia kogus. On võimalik, et aastase optimeerimisperioodiga simulatsioonis tehtud lihtsustused kogu aasta simuleerimiseks on mõnevõrra ebatäpsed ja sellisel juhul võib juhtuda, et nädalatele jagatud vee-energia kogused ei ole täpsed. Sellest võib tuleneda elektrienergia madalam või kõrgem hind teatud ajaperioodil võrreldes teiste nädalatega. Teiseks valikuks on kasutatava vee kogust ühe nädala käigus mitte limiteerida, vaid anda mudelile ette vee marginaalväärtus, millega hüdroelektrijaamad teevad elektriturule pakkumisi. Selle meetodi probleemiks on, et

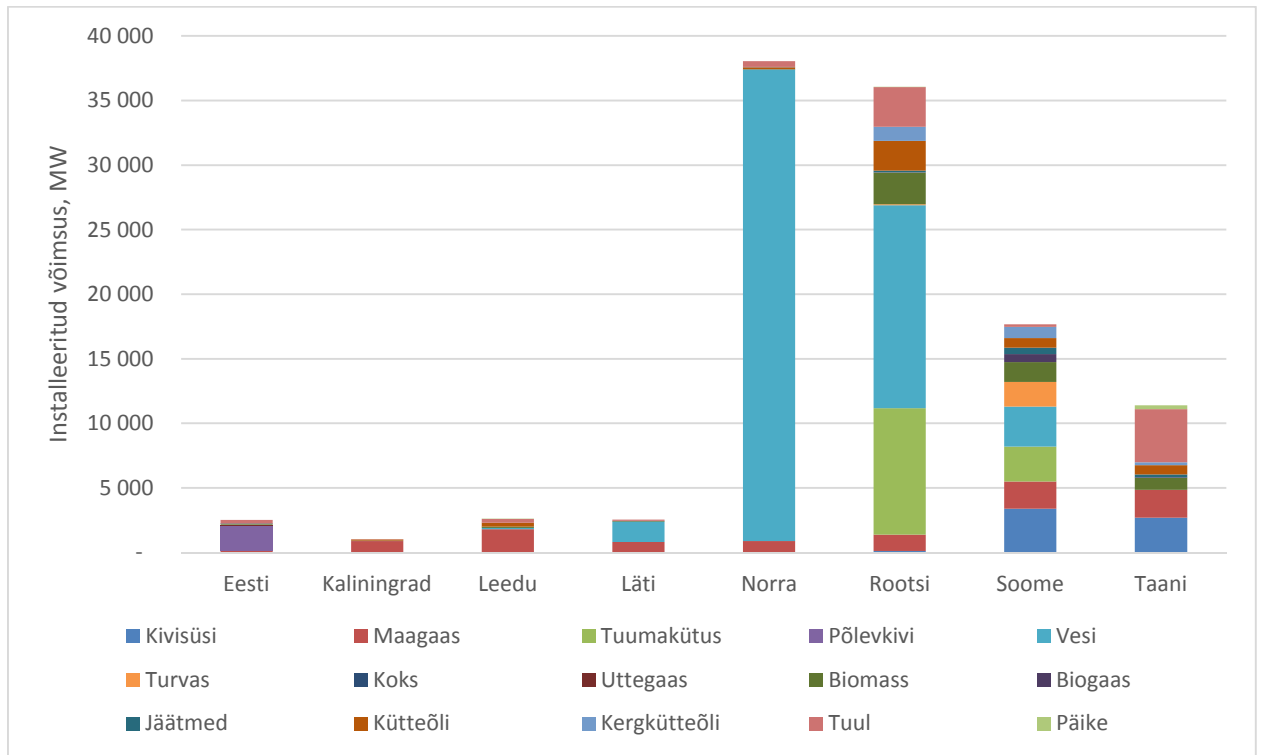
hüdroelektrijaamade elektrienergia toodang ei ole piiratud. Kui vee marginaalväärtuse määramisel on mudelis olnud ebatäpsus, võib elektrienergia toodang reaalsest erineda suures mahus ja seega mõjutada ka turuolukorda märgatavalt.

3.1 Tootmisvõimsused

Simulatsiooni käigus pöörati tähelepanu installeeritud tootmisvõimsustele simuleeritavas piirkonnas. Võrreldes mudeli versiooniga, mida on kasutatud ENMAK 2030+ uuringuks, täpsustati elektritootmisvõimsusi mitmetes elektrituru hinnapiirkondades, milles esinevad ebatäpsed või vananenud andmed. Andmeid korrigeeriti järgnevates Balmorelis sisalduvates riikides või piirkondades:

- Eesti - vastavalt Nord Pool Spot andmetele on juba 2012. aasta algusest suletud Balti Soojuselektrijaama 10. plokk, mis eemaldati mudelist. Tulemusena vähenes elektrienergia maksimaalne tootmisvõimsus Eestis 140 MW võrra [25].
- Kaliningrad – täpsustati Kaliningradi peamiselt elektrienergiaga varustava maagaasi kütusena kasutava koostootmisjaama võimsust [26].
- Soome – suurendati summaarset installeeritud elektrituulikute võimsust ja korrigeeriti installeeritud soojuselektrijaamade võimsust, mille tulemusena mõnevõrra vähenes fossiilkütuseid kasutavate jaamade summaarne installeeritud võimsus [27].
- Norra – korrigeeriti hüdroelektrijaamade installeeritud võimsusi vähesel määral [28].

Kokkuvõtlikult kirjeldab tootmisvõimsusi simulatsioonis joonis 3.1. Detailsed andmed tootmisvõimsuste kohta on toodud lisas L1. Eesti hinnapiirkonnale kõige suuremat mõju avaldavate riikide, et Soome, Eesti, Läti ja Leedu hinnapiirkonna elektrijaamade summaarsed pakkumiskõverad on toodud lisas L4. Joonis 3.1 näitab ilmekalt, et Balti riikide elektritootmisvõimsused on võrreldes muude Nord Pool Spot kauplemispiirkonna riikidega küllalt väikesed. Muuhulgas võib siit järeldada, et kuna Soome elektritootmisvõimsused on mitmekordselt üle Balti riikide summaarsest elektritootmisvõimsusest, on pärast piisava võimsusega elektrienergia ülekandeliinide ehitamist Eesti ja Soome hinnapiirkondade vahele Eesti elektrisüsteem tugevas sõltuvuses Soome hinnapiirkonnast. Pärast 2013. aasta lõpus valminud EstLink 2 merekaabli valmimist on Eesti ja Soome vaheline ülekandevõimsus juba 1000 MW, millest võib järeldada et 2014. aastal omab Soome elektrisüsteem hinna kujunemisele Balti riikides väga tugevat mõju.



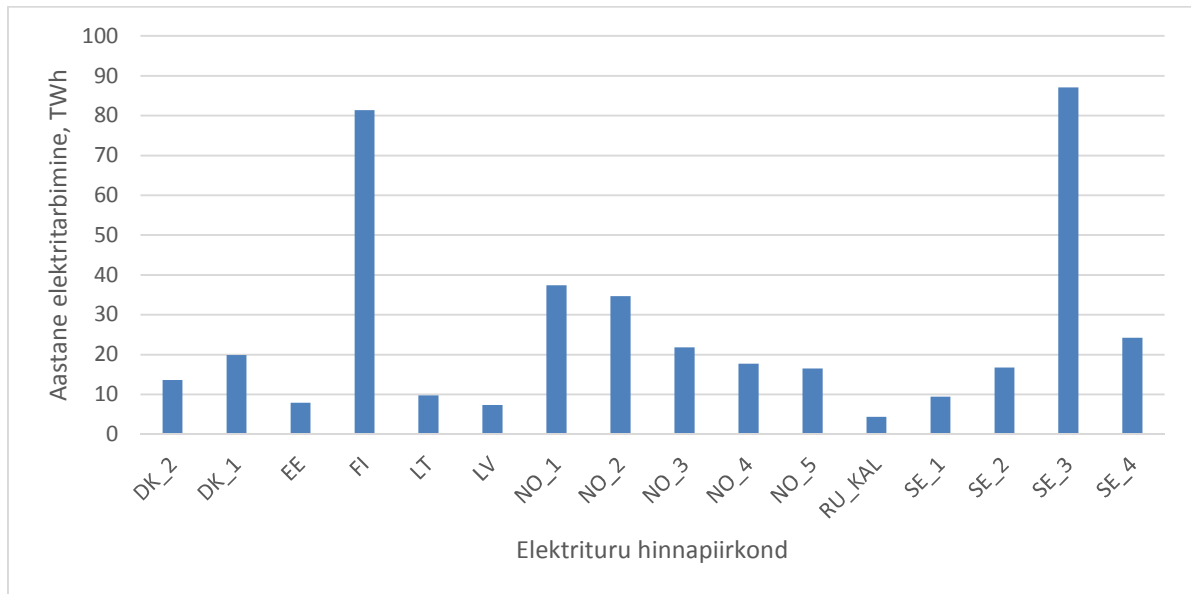
Joonis 3.1 Elektritootmisvõimsused kütuste ja riikide kaupa simuleeritavas piirkonnas

Baltimorelis on elektritootmisvõimsustele rakendatud agregeeritud hooldusgraafikute tegurid, mis vähendavad igal ajahetkel elektritootmisvõimsusi teatud osa võrra. Nii on lihtsustatult imiteeritud olukorda, kus pidevalt on hoolduses teatud elektritootmisvõimsused ja kogu installeeritud võimsus ei ole elektrisüsteemis kasutatava võimsusena kättesaadav. Agregeeritud hooldusgraafikute tegureid ei ole käesoleva analüüsi tegemisel muudetud, kui ei ole mainitud teisiti.

3.2 Deterministlikud tarbimise ja tootmise andmed

Mudelisse sisenditeks on kõikide hinnapiirkondade jaoks elektrienergia tarbimise tunnipõhised andmed, mis pärinevad elektrituru 2013. aasta statistikast. Sisendina kasutatud elektritarbimisi summerituna terve aasta kohta võib hinnapiirkondade kohta jälgida joonisel 3.2. Võib märgata, et Balti riikide elektritarbimine on väga väike võrreldes ülejäänud Nord Pool Spot hinnapiirkondadega. Eesti hinnapiirkonna tarbimisest on Soome ja Rootsi kolmanda piirkonna tarbimine lausa kümme korda suurem.

Deterministlikuks sisendiks on ka soojustarbimine kaugküttepiirkondades ja elektrituulikute toodang aasta jooksul.



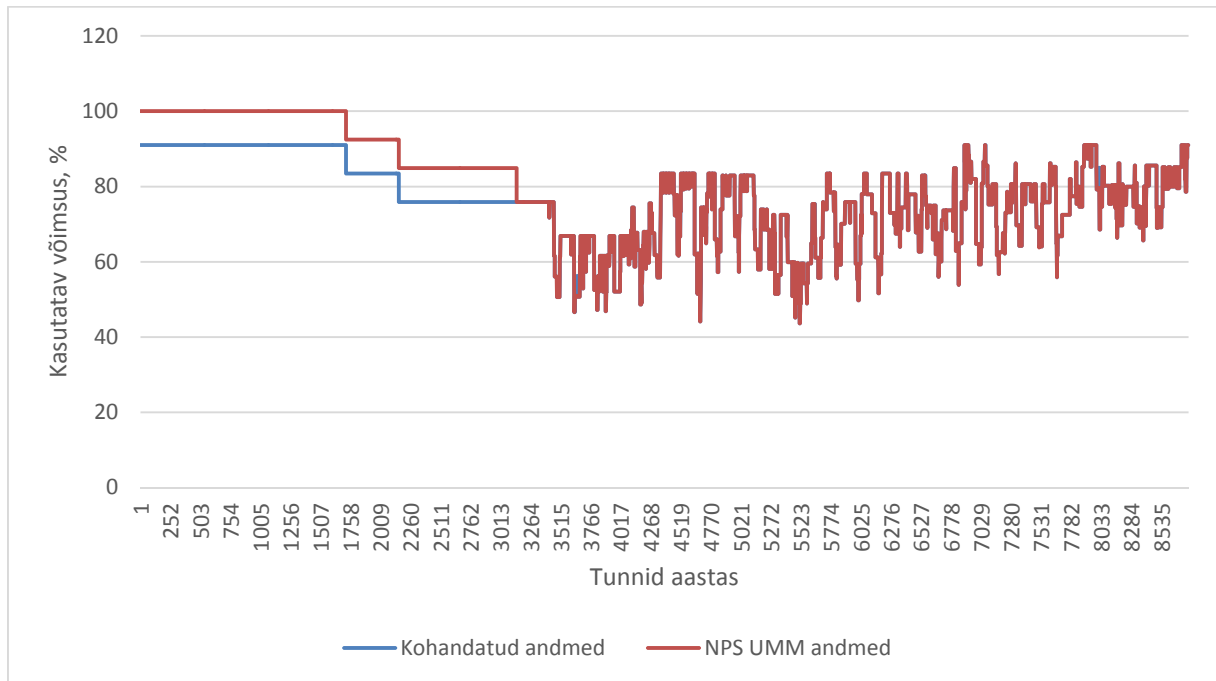
Joonis 3.2: Elektrienergia aastased tarbimised simuleeritavas piirkonnas hinnapiirkondade kaupa

3.3 Tootmisvõimsused Eesti hinnapiirkonnas

Käesoleva analüüsi fookuses on Eesti hinnapiirkonna hind 2013. aastal ja seetõttu on kahtlemata oluline mudelis detailsemalt käsitleda Eesti hinnapiirkonna tootmisvõimsusi. Suurimad tootmisvõimsused asuvad Narva lähistel Eesti ja Balti soojuselektrijaamades ning Tallinna lähistel Iru ja Tallinna elektrijaamades. Tootmisvõimsuste pooldest moodustavad Eesti ja Balti Soojuselektrijaamades olevad energiaplokid 72 % kogu installeeritud võimsusest Eesti hinnapiirkonnas ja veelgi suurema osa kasutatavast võimsusest [29].

3.3.1 Kasutatav tootmisvõimsus aasta jooksul

Kuna Balti ja Eesti soojuselektrijaamade installeeritud võimsus on Eesti hinnapiirkonnas niivõrd suur, kasutatakse nende elektrijaamade võimalikult täpseks kirjeldamiseks 2013. aasta Nord Pool Spot turuteadaandeid Urgent Market Messages (UMM). UMM teated sisaldavad kogu jaamade kasutatavust mõjutav info, muuhulgas planeeritud hooldusgraafikud, plaanilised testid, avariid ja jaamade sulgemised. Vastavalt avalikustatud UMM teadetele koostatakse teatud lihtsustusi tehes igale Balti ja Eesti Soojuselektrijaama energiaplokile tunnipõhine kasutatavuse kokkuvõte 2013. aasta jooksul. Analüüsisid Nord Pool Spot kodulehelt hangitud UMM-e, selgub, et andmed puuduvad 2013. aasta esimese kolmandiku kohta. Puudulike andmete tõttu tekib olukord, kus 2013. aasta alguses on mudeli Eesti hinnapiirkonnas kasutada ebaharilikult palju tootmisvõimsusi. Jälgides teisel poolaastal kasutada olevaid elektritootmise võimsusi Narva elektrijaamades, vähendatakse kasutatavat võimsust ka aasta alguses, mille kohta puuduvad andmed. Ligikaudse kasutatavate võimsuste hulga määramisel aasta algusperioodiks lähenetakse



Joonis 3.3: Kasutatava võimsuse osa installeeritud võimsusest Narva elektrijaamades

konservatiivsetel põhimõtetel, arvestades asjaolu, et aasta alguses on tihti väga külmad ilmad ning seetõttu on ebatõenäoline, et selleks ajaks planeeritakse suures mahus elektrijaamade hooldusi. Oluline on märkida, et UMM teated märgivad sageli energiabloki saadaval olevaks võimsuseks teatatud sündmuse ajaks mitte konkreetse kasutatava võimsuse, vaid võimsusvahemiku, kus asub kasutatav võimsus selle sündmuse ajal. Balmoreli sisend nõuab deterministlikku lähenemist jaamade kasutatava võimsuse sisendamisel mudelisse, mistõttu on UMM teateid töödeldes ja mudelisse sisendades tehtud lihtsustusi. Kasutatavad võimsusvahemikud on ümardatud konkreetseteks kasutatavateks võimsusteks. Tänu sellele on võimalik, et Balmoreli sisendina antud kasutatavate võimsuste andmed Narva elektrijaamade kohta ei ole täielikult täpne vaste 2013. aasta andmetega, kuid siinkohal on eeldatud, et võimalikud tekkinud vead jäävad piiridesse, mis mõjutavad simulatsiooni tulemusi vähesel määral. Narva põlevkivienergiablokkide summaarse kasutatava võimsuse suhet installeeritud võimsusesse tundide kaupa vastavalt Nord Pool Spoti UMM-idele ja töös tehtud korrektsiooni aasta alguse jaoks kirjeldab joonis 3.3.

3.3.2 Unit Commitment'i lisandmooduli kasutamine Eesti hinnapiirkonnas

Narva elektrijaamade 2013. aasta toodangu võimalikult realistliku toodangu simuleerimiseks kasutatakse käesolevas analüüsis Balmorelis sisalduvat agregaatide koosseisu planeerimise lisamoodulit *Unit Commitment*. Nimetatud lisamoodul lubab mudelis olevatele elektrijaamadele seada mittelineaarseid lisapiiranguid ja parameetreid. Lisapiirangute eesmärgiks on simuleerida elektrijaamade käitumist võimalikult reaalsuse lähedaselt, näiteks vältida sagedasi

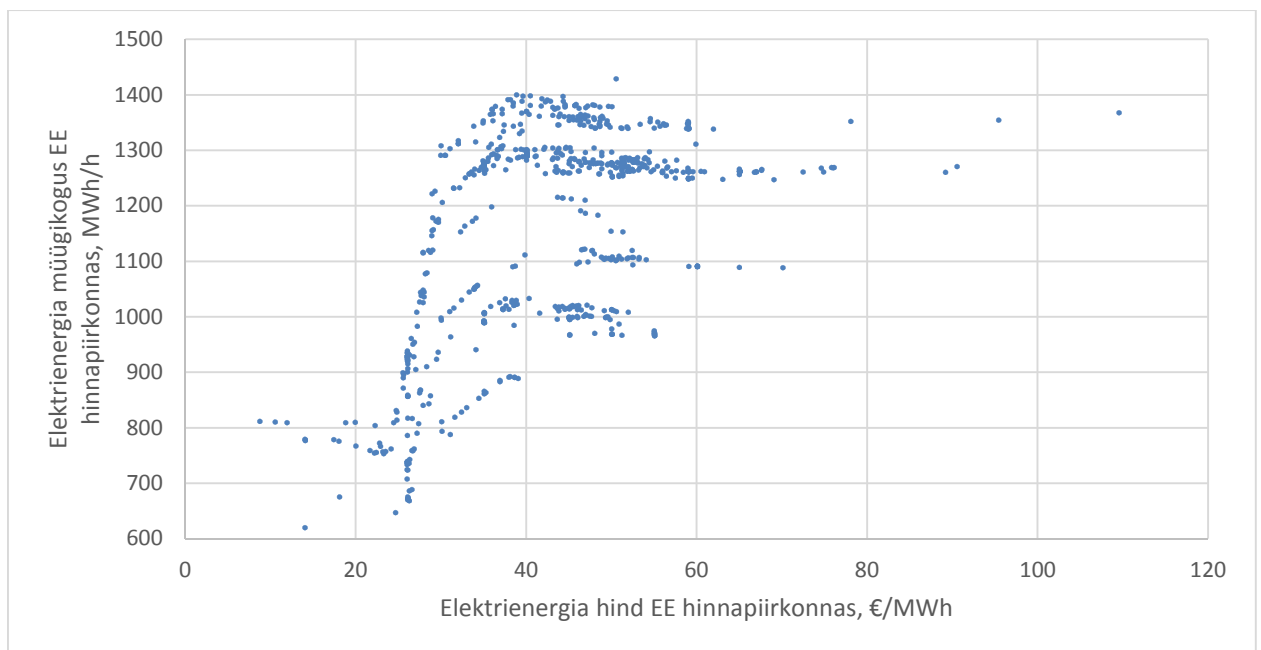
soojuselektrijaama plokkide sisse- ja väljalülitamisi, mis on realses elus seotud suurte kuludega. See võimaldab mudelis kirjeldada olukorda, kus kogukulude minimeerimiseks jäävad elektrijaamad miinimumkoormusel töösse ka olukorras, kus elektri hind on madalam nende marginaalkuludest. Eesti ja Balti elektrijaamade energiablokkidele määratud lisaparaameetrid on:

- Minimaalne töös olemise aeg – kõikidele plokkidele 24 tundi
- Minimaalne tööst väljas olemise aeg – kõikidele plokkidele 14 tundi
- Ploki käivituskulu – 220 €/MW tolmpõletuskateldele ja 135 €/MW keevkihtkateldele
- Ploki minimaalne stabiilne tootmisvõimsus – kõikidele plokkidele 41 % installeeritud võimsusest

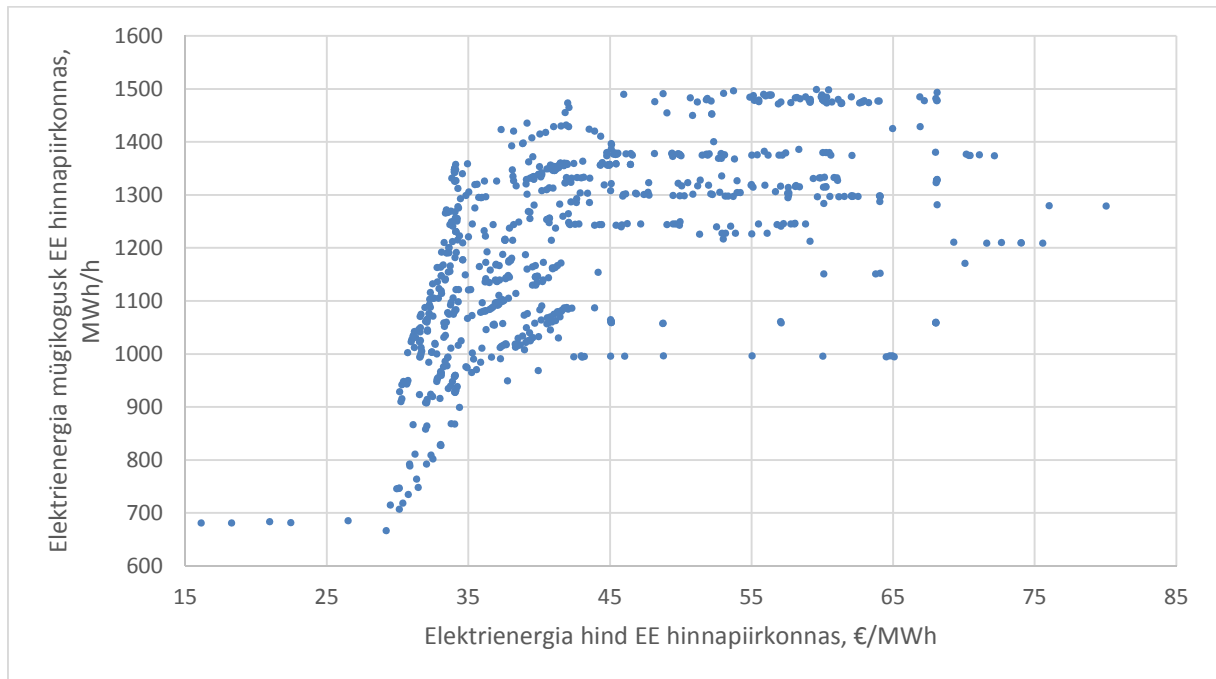
Oluline on nentida asjaolu, et agregaatide koosseisu planeerimise lisamooduli kasutamine suurendab oluliselt mudeli lahendamiseks kuluvat aega. Seetõttu on elektritootmisvõimsuste lisamoodulisse lisamisel piiratud vaid Narva elektrijaamadega.

3.3.3 Eesti ja Balti soojuselektrijaama marginaalkulu

Narva elektrijaamade elektrienergia tootmise täpseks modelleerimiseks on oluline ka uurida nende täpseid marginaalkulusid. Selleks on joonistel 3.4 ja 3.5 välja toodud Eesti hinnapiirkonna elektrienergia toodangu ja vastavate tundide elektri turuhinna vaheline seos vastavalt 2013. aasta aprillis ja augustis.



Joonis 3.4: Elektri turuhind hind ja seale vastav elektrienergia tootmine Eesti hinnapiirkonnas 2013. aasta aprillis



Joonis 3.5: Elektri turuhind ja sellele vastav elektrienergia tootmine Eesti hinnapiirkonnas 2013. aasta augustis

Teades, et Narva elektrijaamad moodustavad valdava osa Eesti hinnapiirkonnas asuvatest elektritootmisvõimsustest, mille väljundvõimsust on võimalik vabalt muuta, võib järeldada, et joonistel 3.4 ja 3.5 kirjeldatud elektritootmise dünaamika pärineb suures osas Narva elektrijaamade käitumisest. Joonistel 3.4 ja 3.5 võib märgata ühtlaseid tootmise tasemeid elektri turuhindadel, mis on kõrgemad kui 40 €/MWh, mis suure tõenäosusega peegeldavad Narva elektrijaamades nendel ajahetkedel saadaval olevat elektritootmisvõimsust. On näha, et maksimaalsete elektritootmisvõimsuseni jõutakse mõlemal juhul siis, kui hind on tõusnud ligikaudu 37 €/MWh tasemele. Hind, kus Narva elektrijaamade koormus on minimaalne, tundub olevat ligikaudu 27 €/MWh. Tegu on töötavate plokkide koormuse vähendamise minimaalse stabiilse tasemeni, plokkide õõseks seiskamist ei toimu. Siit võib järeldada, et reaalne marginaalkulu jääb kõikidel Narva elektrijaama plokkidel 27 €/MWh ja 37 €/MWh vahele, millest alumisel piiril on tõenäoliselt 8 energiaplokk, mille katel töötab keevkihttehnoloogial ja ülemisel piiril kas üks või mitu tolmpõletuskatlagaga plokki. Keevkihttehnoloogial põhinev 11. energiaplokki antud analüüsis käsitleta, sest 11. plokk tegeleb ka soojusenergia ei tootmisega, mis ei anna tema marginaalkulu moodustamises antud analüüsis tõest pilti.

Kui leida arvutuslikul teel Narva elektrijaamade marginaalkulusid, siis tuleb arvestada järgnevaid kulusid elektrienergia tootmisel:

- Kulu kütusele (muuhulgas põlevkivi kasutamisel määratud maksud);

- Õhusaastetasud;
- Jäätmetasud tahkete jäätmete ladustamisel;
- Muud muutuvkulud, muuhulgas ploki omatarve.

Arvestades teadaolevat põlevkivi kaevandamise omahinda ja tolmpõletusploki kasutegurit, on mudeli poolt välja arvatud kütusekulu komponent tolmpõletusploki marginaalkulus 15,54 €/MWh [30].

Õhusaastetasud koosnevad süsinikdioksiidi kvoodi hinnast ja Eesti Vabariigis makstavatest tasudest erinete heitgaaside emiteerimisel. Olulisemad on siinkohal väävli- ja lämmastiku oksiidid. Kõige suurema osa õhustaastetasude mahust moodustab süsinikdioksiidi kvoodi tasu. Arvestades keskmisi emissioonide koguseid, süsinikdioksiidi kvoodi keskmist turuhinda 2013. aasta jooksul ja väävli- ning lämmastikoksiididele määratud keskkonnatasusid, on mudeli poolt arvatud õhusaastetasud marginaalkulust 6,1 €/MWh [31] [32] [33].

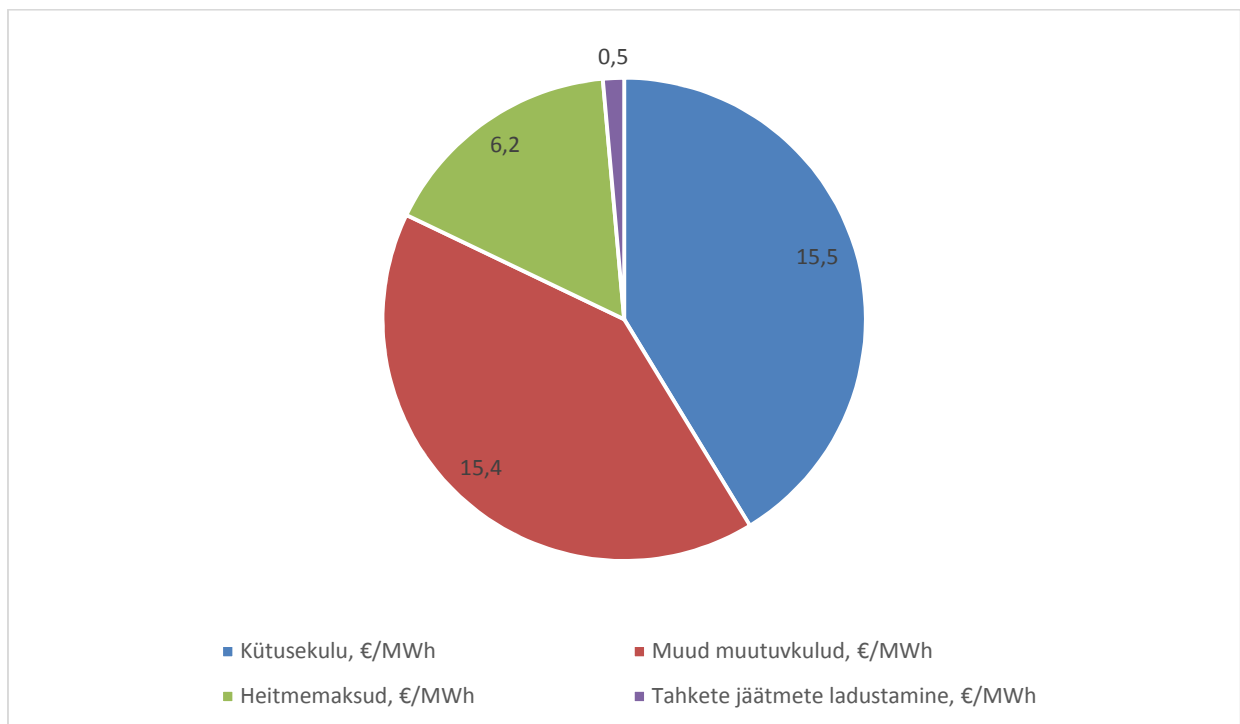
Tolmpõletusplokkides tekkiva aheraine mahtu on ligikaudselt hinnatud põlevkivi elutsükli analüüsis uuringus, mille alusel on 2002. aastal tekkinud ühe megavatt-tunni elektrienergia tootmisel Narva elektrijaamades ligikaudu 585 kilogrammi tahkejäätmekoguseid [34]. Kuna sel ajal koosnesid Narva elektrijaamad ainult tolmpõletusplokkidest, võib väita, et ligikaudselt vastab see kogus tolmpõletusploki tahkejäätmekogule. Arvestades 2013. aastal kehtinud tasusid aheraine ladustamisele, lisab see tolmpõletuskatelde marginaalkulule ligikaudu 0,53 €/MWh [32].

Kõiki ülejäänud muutuvkulusid on raske piisava täpsusega arvesse võtta. Energiaploki omatarve sisaldub juba kasuteguris, kuid tegurid mida on näiteks väga keeruline hinnata on seadmete kulumine ja filtrite vahetamise ning puhastamisega seonduvad kulud. Mudelis on eelnevate uuringute käigus summaarselt hinnatud muude muutuvkulude summaarseks väärtuseks 6,2 €/MWh.

Summeerides käsitletud tolmpõletuskatelde marginaalkulude komponendid, on tulemuseks 28,4 €/MWh. Jooniste 3.4 ja 3.5 tehtud analüüs viitab, et tolmpõletuskatelde marginaalkulu võib küündida kuni 37 €/MWh tasemeni. On keeruline hinnata, miks ei anna marginaalkulu arvutuslik leidmine sama tulemust, kui turuanalüüs viitab. Võib oletada, et on valesti hinnatud põlevkivi hinda, mida maksavad Narva elektrijaamad kasutatud kütuse eest. Lisaks on võimalik, et valesti on hinnatud muude muutuvkulude osakaalu tolmpõletuskatelde marginaalkulude moodustamises. Tegu on väga vanade kateltega ja mehaaniline kulumine võib olla tähtis aspekt, millega elektrienergiat tootes arvestatakse. Kolmandaks võimaluseks on marginaalkulude muutumine

lisaseadmete installeerimisest kateldel. Eesti Energia on mitmetele Narva elektrijaama plokkidele paigaldanud väävlifiltreid, mis vähendavad ploki kasutegurit ja suurendavad kulusid [35].

Kuigi hetkel ei jääb ebaselgeks täpne põhjus, miks Narva elektrijaamad käituvad turul nii kõrge marginaalkulu kohaselt, on oluline, et mudeli sisendiks oleks sarnane marginaalkulu. Sarnane marginaalkulu aitab tagada Narva elektrijaamade täpse simuleerimise Balmorelis. Seetõttu on mudelis muudetud Narva elektrijaamadel parameetrit, mis defineerib nendele muud muutuvkulud. Muude muutuvkulude komponendi muutmise eesmärk on saavutada summaarne muutuvkulu, mis vastab ligikaudselt sellele, millega teevad Narva elektrijaamad turupakkumisi. Tolmpõletusplokkide muutuvkulud on muudetud sellisel määral, et plokkide summaalne marginaalkulu oleks 37,6 €/MWh. Muudetud muutuvkuludega võib tolmpõletusplokkide marginaalkulu moodustumist vaadelda joonisel 3.6.



Joonis 3.6: Narva elektrijaamade marginaalkulude moodustumine pärast modifitseerimist, €/MWh

3.4 Riikidevahelised ülekandevõimsused

Hinnapiirkondade vahelisi elektrienergia ülekandevõimsusi on kirjeldatud detailsete andmete põhjal Nord Pool Spot kodulehelt. Täpseid andmeid võib vaadelda lisas L2.

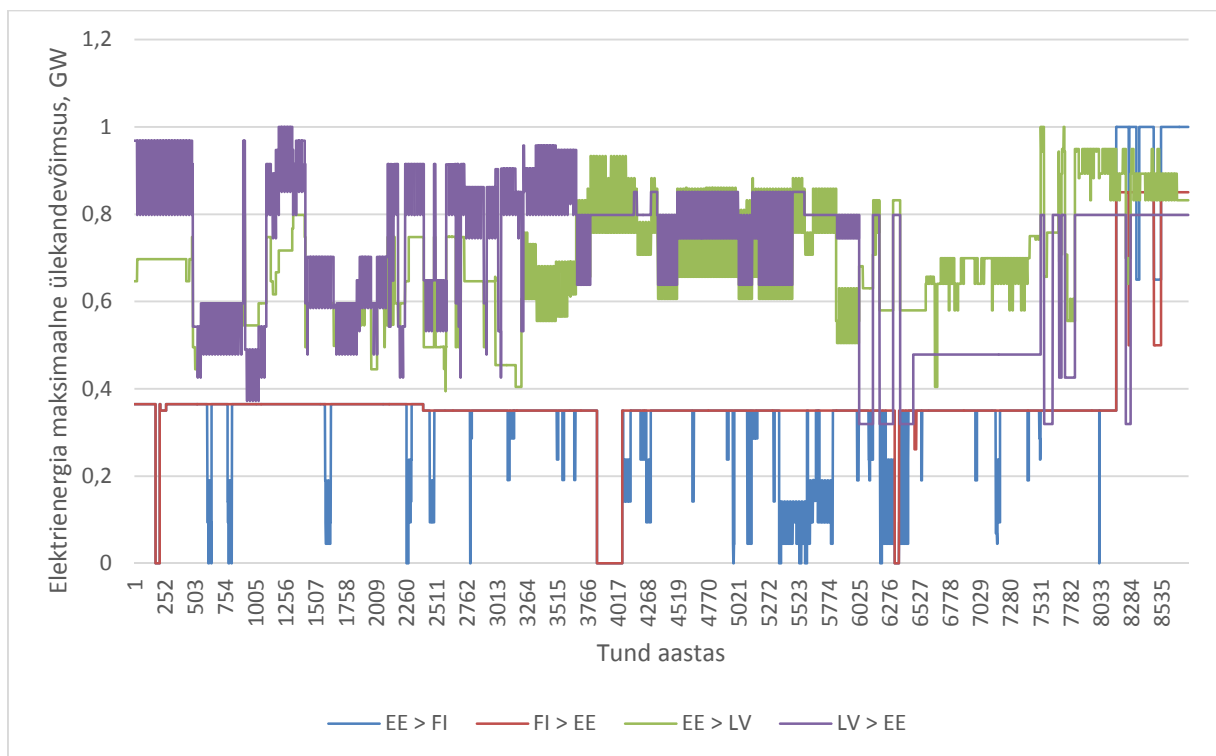
NPS Eesti hinnapiirkonna hinna detailseks kirjeldamiseks on oluline jälgida Eesti piirkonna naaberriikide ühendavate ülekandeliinide läbilaskevõimeid tunnipõhiselt. Eesti ja Soome vaheliseks ühenduseks on 2013 aastal alalisvoolul EstLink 1 merekaabel ning aasta lõpus ka

värskelt valminud EstLink 2. Kuna tegu on alalisvoolul töötavate ühendustega, ei ole neil elektrisüsteemi režiimist või temperatuurist sõltuvaid tihti muutuvaid piiranguid. Põhiliselt tuleneb Eesti ja Soome vahel tekkiv elektrienergia ülekandmise lisapiirang EstLink 1 või EstLink 2 hooldusest või avariist.

Eesti ja Läti vahel on aga vahelduvvooluliinid maksimaalse läbilaskevõimega 990 MW suunaga Eestist Lätti ja 940 MW vastupidises suunas. Erinevalt alalisvooluühendustest Eesti ja Soome vahel on Eesti ja Läti vaheline reaalne piirang ajas küllaltki dünaamiline ning muutudes aasta sees suures vahemikus. Tavapäraseks läbilaskevõimeks Eesti ja Läti vahel võib lugeda ligikaudu 80% installeeritud läbilaskevõimsusest [8].

Eesti elektrisüsteem on ka otseselt ühendatud Venemaa elektrisüsteemiga, kuid vastavalt sellesisulisele kokkuleppele ei toimu Eesti ja Venemaa piiril elektrienergia kauplemist [36].

Eeldatavasti on Eesti ühendusvõimsuste reaalne elektrienergia ülekandevõime muutus ajas tähtis tegur, mis elektrienergia hinnale mõju avaldab. Seega on mudelisse sisestatud tunnipõhiselt elektrienergia ülekandelimiidid nii Läti kui Soome piiril. Nimetatud limiite võib kogu 2013. aasta vältel jälgida joonisel 3.7.



Joonis 3.7: Elektrienergia ülekandevõimsuste kasutatavus Eesti ja sellega piirnevate hinnapiirkondade vahel

Võib märgata, et EstLink 1 läbilaskevõime on enamasti konstantselt lähedal oma nimiläbilaskevõimsusele, mis on 350 MW. Läti suunas on näha palju tihedamat elektri läbilaskevõime muutust ja võib oletada, et see avaldab suurt mõju elektri hindadele mõlemas hinnapiirkonnas.

Mudelis on ülekandeliinid modelleeritud energia oksjoni meetodil, mis tähendab et elektrienergia voog kahe riigi vahel määratakse kaudselt elektrienergia müügi- ja ostupakkumistega hinnaturupiirkonnas. Elektrienergia voog toimub madalama elektri hinnaga piirkonnast kõrgema hinnaga piirkonda kas energiavoo jõudmiseni maksimaalse läbilaskevõimeni või elektri hindade ühtlustumiseni kahe piirkonna vahel.

On võimalik, et ka kolmandate riikide omavaheliste ühendusvõimsuste läbilaskevõimete muutused avaldavad märkimisväärset mõju elektri turuhindadele Eesti hinnapiirkonnas. Potentsiaalselt võib turuhinda mõjutada Soome ja Rootsi omavahelise läbilaskevõime muutumine. 2013. aasta ajalooliste andmete põhjal oli Soome elektrienergia netoimport Rootsist kokku ligi 13 TWh ja liinid olid täielikult koormatud paljudel tundidel [8]. Järelikult on olemas võimalus, et nende liinide läbilaskevõime mõjutab ka Eesti hinnapiirkonna elektri hindasid. Läti ja Leedu vaheline ühendusvõimsus on suunaga Lätist Leetu maksimaalselt 1350 MW ja vastupidisel suunal 860 MW. Arvestades tüüpiliselt Leedu elektrisüsteemi importivat iseloomu ja seda, et suunaga põhjast lõunasse on Eesti ja Läti piiril maksimaalne läbilaskevõime väiksem kui Läti ja Leedu piiril, on alust arvata, et peamine pudelikael on Eesti ja Läti piiril ning Läti ja Leedu omavahelise ühenduse muutumine ei avalda nii suurt mõju.

3.5 Loode-Venemaa ja Kaliningradi oblasti simuleerimine

Venemaa elektrisüsteemiga on Nord Pool Spoti hinnapiirkondadega kolm ühenduspunkti, kus toimub elektrienergia kauplemine. Leedu on ühenduses otseselt Kaliningradi oblasti elektrivõrguga läbilaskevõimega 600 MW Leedu suunal ja 680 MW Kaliningradi suunal, ning samuti on Leedul kaudne ühendus Loode-Venemaa elektrisüsteemiga läbi Valgevene läbilaskevõimega 1300 MW Valgevenest Leetu ja 1350 MW suunal Leedust Valgevenes. Soomel on otsene ühendus Loode-Venemaa elektrisüsteemiga, mille läbilaskevõime on 1300 MW Venemaalt Soome [25].

Loode-Venemaa elektrisüsteemis kehtib samuti dereguleeritud elektrienergiaturg, nagu Nord Pool Spot kauplemispiirkonnas. Suureks erinevuseks on aga see, et lisaks tavaliselt energiaturule, kus kaubeldakse ühe tunni piires elektrienergia, on seal kehtestatud ka elektri võimsusturg. Vastavalt kehtivale süsteemile maksavad tarbijad vastavalt tiputundidel tarbitud võimsusele

võimsustasusid. Kui tavapärase elektrienergia turuhind Venemaal on ligikaudu 20 €/MWh [37], siis võimsusturu element lisab tiputundidel elektrienergia hinnale kesktlābi 20 €/MWh [38]. Tiputunnid, millele võimsustasusid rakendatakse, on kindlaks määratud vastavasisulisega seadusandliku dokumendiga [39]. Nimetatud dokumendiga määratud tiputunnid erinevad kuude lõikes ning tiputundidele lisandub võimsustasu ainult tööpäevadel [40].

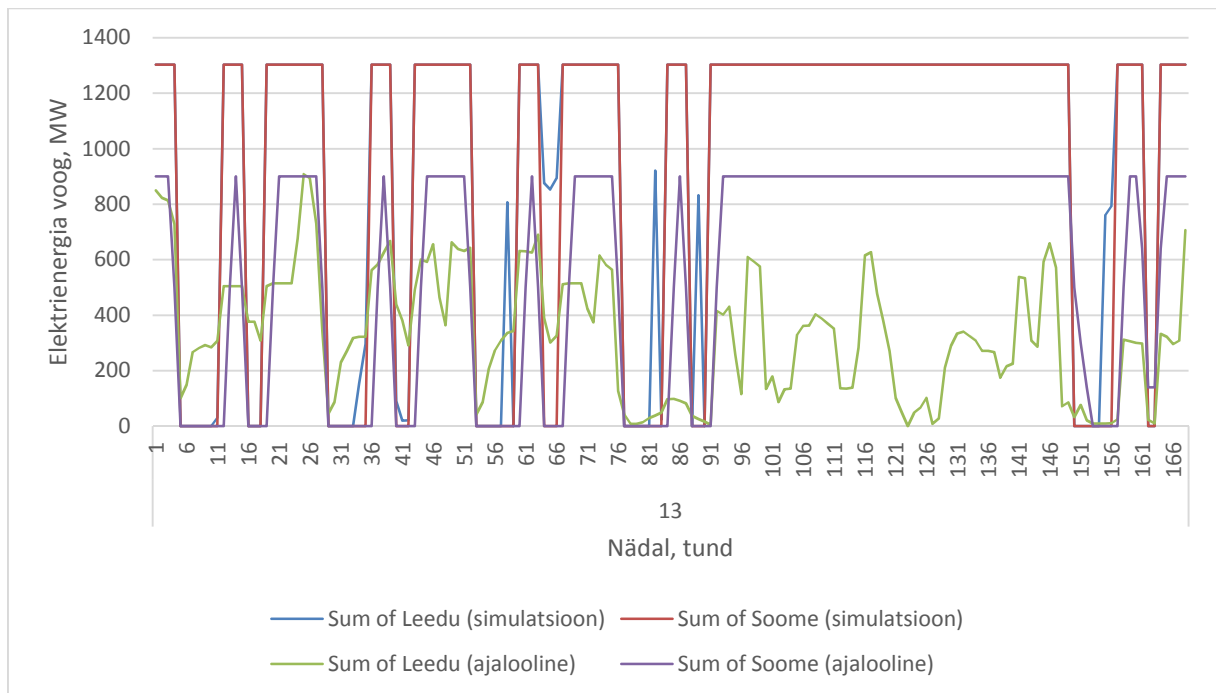
Uurides andmeid Venemaa võimsustasude maksmise kohta on leitud, et Kaliningradi oblasti jaoks ei ole määratud võimsustasu, millest on järeldatud, et Kaliningradi oblastis võimsustasude süsteem ei kehti [41].

Arvestades Loode-Venemaa süsteemi suurust, seal olevate tootmisvõimsuste potentsiaalselt ebatäpseid andmeid ning võrdlemisi ebaratsionaalseid reguleeritud kütuste hindasid, on käesoleva analüüsi teostamiseks tehtud otsus, et Venemaa elektrisüsteemi elektritarbimist ja -tootmist ei kaasata antud töö käigus tehtavasse simulatsiooni. Selle asemel kasutatakse teisi võimalusi Loode-Venemaa elektrisüsteemi mõju arvestamiseks Nord Pool Spot Eesti hinnapiirkonna hinnale. Mõju arvestamiseks on Soome ja Venemaa ning Leedu ja Loode-Venemaa vahelise ühenduse modelleerimine on kaks võimalust, millest esimeseks on simuleerida elektrienergia kaubandust andes ette elektrienergia hind Loode-Venemaal ja teine on mudelile ette anda tunnipõhine elektrienergia voog nendel ühendustel mida peab jälgima.

Loode-Venemaa elektrisüsteemist eraldi seisva Kaliningradi oblastis simuleeritakse elektrienergia tootmist ja tarbimist. Võrreldes Loode-Venemaa elektrisüsteemiga on olukord lihtsam, kuna Kaliningradi oblastis ei maksta tiputundide ajal elektritarbimise eest võimsustasusid ja seal asub väga väike arv märkimisväärse suurusega elektrijaamu. Lõviosa Kaliningradi oblastis toodetud elektrienergiast pärineb Kaliningradi Kesksest Soojuselektrijaamast võimsusega 900 MW [26], mis varustab Kaliningradi ka soojusenergiaga. Jaam kasutab kütusena maagaasi ja on oluline täheldada, et Kaliningradis, nagu ka ülejäänud Vene Föderatsiooni piirkondades, kehtivad maagaasile reguleeritud hinnad. Reguleeritud gaasi hinnad Venemaal on märkimisväärselt madalamad kui maagaasi maailmaturuhind ja maagaasi hind Euroopa Liidu riikides [42]. See tähendab, et Kaliningradis maagaasist toodetud elektrienergia omahind on palju madalam kui lähiriikides sarnastest maagaasi kütusena kasutatavatest elektrijaamadest toodetud elektrienergia hind.

Loode-Venemaa simuleerimisel hinnapõhiselt vastavalt elektri turuhinnale Venemaal ja arvestades võimsustasusid jõuab mudel reaalsusega küllalt erinevale tulemusele. Joonis 3.8 kujutab seitsme päeva jooksul mudeli poolt simuleeritud elektrienergia ülekannet Leedu ja

Valgevene ning Soome ja Venemaa vahel ja reaalselt elektrienergia voogu samal ajaperioodil 2013. aastal.



Joonis 3.8: Elektrienergia vood kauplemisel Venemaaga ühe nädala jooksul 2013. aastal ja simulatsioonis

Leedu ja Valgevene vahelisel ühendusel on näha märgatavat erinevust 2013. aasta ajaloolistel elektrienergia voogudel ja Balmoreli simulatsiooni väljundina vaadeldavates elektrienergia voogudes. Jälgides elektrienergia voogu, mis on simulatsiooni väljundiks, võib jälgida, et Leedu ja Venemaa vaheline läbilaskevõimsus kasutatakse enamasti ära kogu ulatuses. Venemaa tiputundide ajal, kus lisandub elektrienergia hinnale võimsustasu võib juhtuda, et Venemaalt ei ole Leedu üldse elektrienergia eksporti. See tekitab olukorra, kus elektrienergia voog liigub peaaegu kogu aasta vältel ainult kahe suuruse vahel milleks on 0 MW ja 1300 MW. Nimetatud fakt kombineerituna sellega, et Venemaal määratud tiputunnid, mille ajal võimsustasusid makstakse, ühilduvad teataval määral tiputundidega Balti riikides, tekitab mudelis olukorra, kus lisaks Balti riikide tipukoormuse katmisele on tihti sealsetel elektrijaamadel vaja katta ka 1300 MW elektridefitsiiti, mis tekib kui võimsustasu rakendamise tõttu ei toimu elektrienergia importi Leetu. Lisaks impordib Loode-Venemaa hinnapõhisel simuleerimisel Leedu Venemaalt ligi 9 TWh elektrienergia, kuigi reaalne 2013. aasta import oli 1,77 TWh [8]. Selline, üle 7 TWh muutus Balti riikide võimsusbilanssides omaks märkimisväärset mõju elektrituru dünaamikale võrreldes reaalsusega 2013. aastal. On ebaselge, miks Leedu ja Valgevene vahelised energiavood simulatsioonis erinevad nii suurelt reaalsusest. Põhjuseks peab olema hetkel teadmata olev piirang sellel piiril. Vaadeldes Nord Pool Spot andmeid Valgevene-Leedu ülekandevõimsuse tunnipõhist

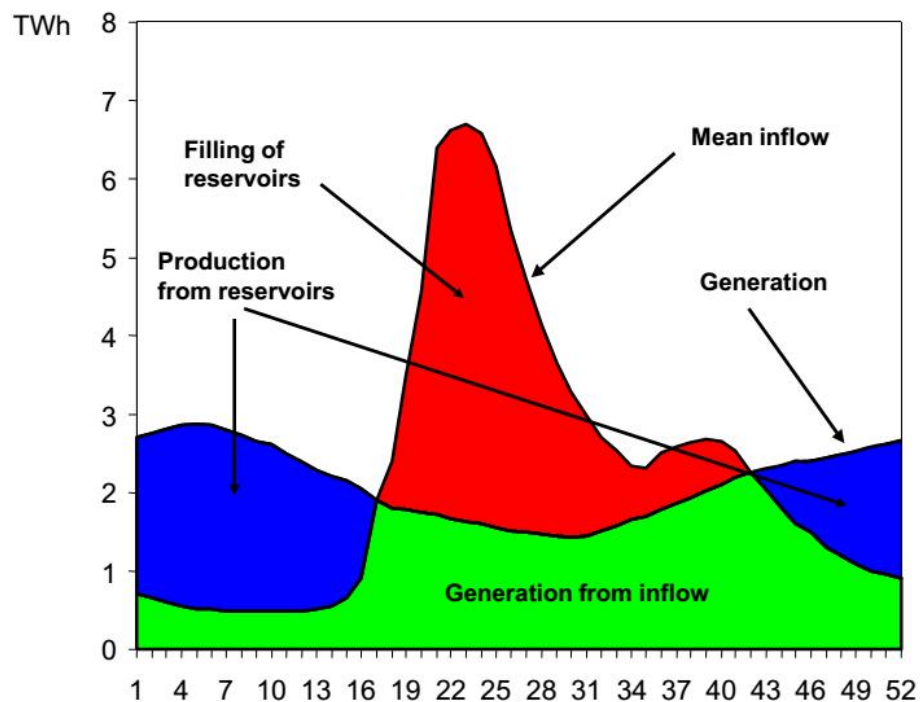
läbilaskevõimsust suunal Valgevenest Leetu, võib väita, et selle ühenduse läbilaskevõime ei ole piiravaks teguriks [8]. Võib oletada, et läbilaskevõimet võib piirata Balti riikidest väljas olevad elektrisüsteemi stabiilsuse piirangud või on olemas elektrienergia müük Leetu sellest, kui suur on elektrienergia kaubandus Venemaa ja Valgevene vahel.

Joonisel 3.8 on näha sarnaseid kõrvalekaldeid ka Soome-Venemaa vahelise ülekandeliini simuleeritud tulemustes ja 2013. aasta andmetes. Kuigi Soome ja Venemaa vahelise ülekandeliini simuleeritud tulemused pole 2013. aasta ajaloolistest andmetest nii drastiliselt erinevad, kui Leedu-Venemaa ühenduse puhul, on erinevus siiski märkimisväärne.

Arvestades ühendusvõimsuste simuleerimise suuri kõrvalekaldeid reaalsusest, mis omaksid mõju ka ülejäänud simuleeritud elektrisüsteemile, on nii Soome ja Venemaa kui ka Leedu ja Valgevene vaheline ülekandeliin modelleeritud andes ette 2013. aasta ajaloolise elektrienergia ülekandevoog.

3.6 Hüdروenergia modelleerimine

Nord Pool Spot piirkonnale on iseloomulik väga suur hüdروenergia osakaal kogu elektritootmises. Märkimisväärne kogus elektrienergiat toodetakse hüdروelektrijaamades Norras, Rootsis, Soomes ja Lätis. Keskmiselt moodustab hüdروelektrijaamades toodetud elektrienergia ligikaudu pool kogu Nord Pool Spot kauplemisspiirkonnas toodetud elektrienergiast [43]. Hüdروelektrijaamade elektrienergia toodangu paindlikkust iseloomustab peamiselt vee juurdevoolu iseloom reservuaari ja reservuaari mahutavus. Norra ja Rootsi hüdروelektrijaamad on väga suure mahutavusega reservuaarid, näiteks on Norra ühe aasta keskmine hüdروelektrijaamade toodang ligikaudu 124 TWh ja Norras asuvate reservuaaride mahutavus on 83,4 TWh [44]. Võimalus väga suurt kogust energiat reservuaarides hoida, et seda sobival ajahetkel kasutada, annab Skandinaavia hüdروelektrijaamadele elektri tootmise planeerimises väga suure paindlikkuse ja võime oma tegevust pikaks ajaks ette planeerida. Tavapäraselt toodetakse hüdروelektrijaamadest rohkem elektrit talvisel ajal, kui on ka suurem nõudlus ja vähem suvel. Põhiline hüdروelektrijaamade reservuaaride täitumine toimub aga aasta keskel, kui Skandinaavia mäestikust sulanud vesi jõuab jõgedesse. Sellest tulenevalt on tavapäraselt hüdروreservuaarides kõige vähem vett talve lõpus, kus on läbi saamas kõrge elektritarbimisega periood ja algamas on suurvee aeg. Tüüpilist hüdروelektrijaamade toodetud elektrienergia kogust ja aastast juurdevoolukõverat ühe aasta jooksul nädalate kaupa on võimalik jälgida joonisel 3.9, kus punasega tähistatud pindala tähendab hüdروelektrijaamade reservuaaride täitmist suurvee ajal, kus vee juurdevool on suur ja sinine ala sümboliseerib hüdروelektrijaamade elektrienergia tootmist varasemalt sinna salvestatud energia arvelt.



Joonis 3.9: Norra hüdroelektrijaamade tüüpiline vee-energia kasutamine aasta jooksul [44]

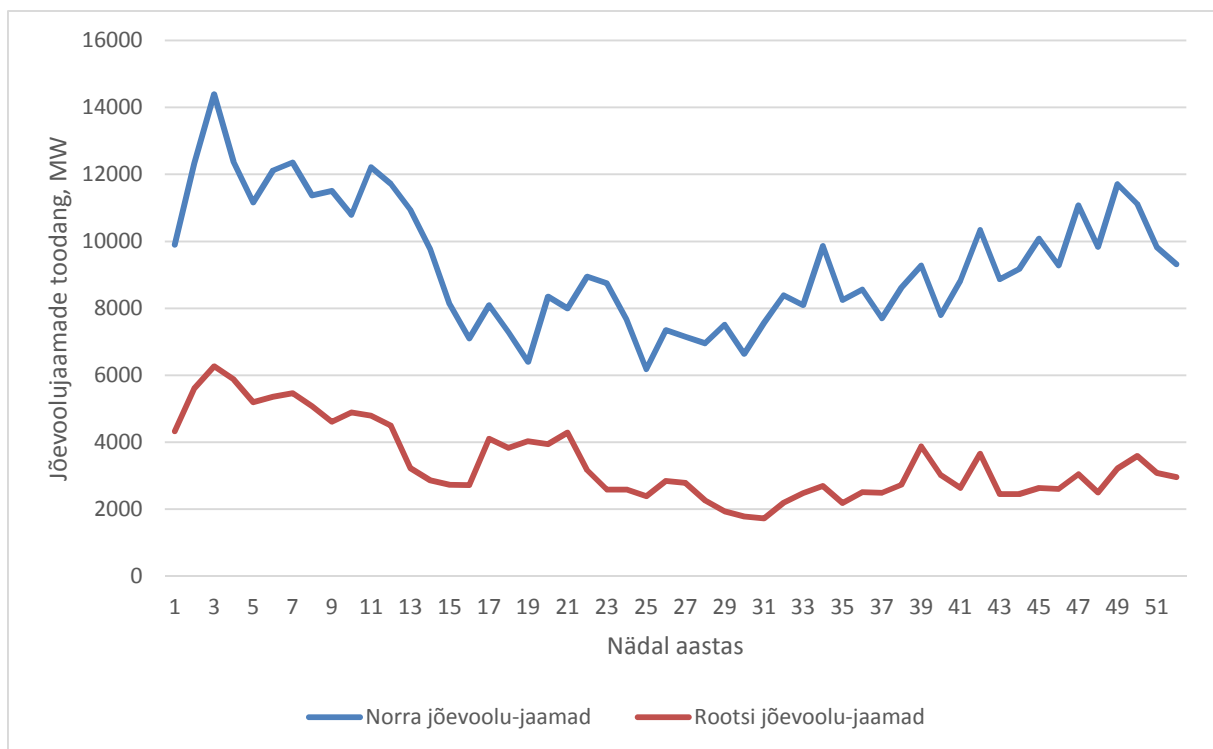
Erinevalt Skandinaavias asuvatest hüdroelektrijaamadest on Lätis peamiselt Daugava jõe peal paiknevatel hüdroelektrijaamadest küllaltki väike reservuaari mahutavus. Hooajaline vee salvestamise võimalus on väga piiratud reservuaari mahutavuse tõttu minimaalne. Analüüsidest Läti hüdroelektrijaamadest elektrienergia tootmise ajalugu, võib oletada, et summaarne hüdroreservuaaride mahutavus Läti hüdroelektrijaamadest jääb mõne gigavatt-tunni piiresse [45]. Peamiselt on Läti hüdroelektrijaamad sunnitud tootma elektrienergiat suurvee ajal, et vältida reservuaaride ülevoolu ja vee raiskamist.

Käesolevasse mudelisse sisestatud vee juurdevoogu hüdroelektrijaamade reservuaaridesse kirjeldab riikide kaupa detailsemalt lisa L3.

3.6.1 Jõevoolujaamade arvestamine

Balmorelis on kaks hüdroelektrijaamade modelleerimise võimalust, üks kujutab endast detailse aastase elektritootmise kõvera ette andmist. See modelleerimise viis vastab ligikaudselt olukorrale, kus reservuaar puudub või on selle mahutavus väga väike, mistõttu on vajalik elektrit toota vastavalt vee juurdevoolule. Teine võimalus on mudeli andmetesse sisestada aastane vee juurdevoolukõver ja hüdroreservuaari suurus, mis lubab mudelil vabamalt valida, millal elektrienergiat toodetakse. On võimalik kasutada ka kahe meetodi kombinatsiooni, kus teatud osa hüdroenergia tootmisest on defineeritud vastavalt vee juurdevoolukõverale ja ülejäänud osa lubatakse mudelile planeerida ja kasutada aasta piires vastavalt reservuaari mahutavuse piiridele

ja vajadusele. Reaalsuses on olukord nende kahe valiku vahepealne. Teatud kogusel hüdroelektrijaamadel on väga suured reservuaarid, mis lubavad vett salvestada mitmeid kuid. On ka väiksema mahutavusega reservuaare, mille abil saab elektrienergia tootmist planeerida. Jõevoolujaamade koguse ette andmine mudelile on keeruline ülesanne. Puuduvad andmed jõevoolujaamade osakaalu kohta kõikidest hüdroelektrijaamadest ning neid on ka keeruline hüdroenergia toodangut uurides hinnata. Antud analüüsis kasutatud meetodika kohaselt on 2013. aasta ajaloolistest andmetest leitud igal nädalal selle nädala väikseim hüdroenergia tootmisvõimsus igas elektrituru hinnapiirkonnas [46]. Iga nädala väikseim hüdroenergia tootmisvõimsus on seejärel määratud selle nädala jõevoolu-jaamade pidevaks tootmisvõimsuseks. Ülejäänud hüdroelektrijaamadest toodetud elektrienergia on määratud kasutama reservuaare. Joonisel 3.10 võib jälgida jõevoolujaamadele mudelis määratud tootmisvõimsusi nädalate kaupa. Jooniselt 3.10 paistab, et jõevoolujaamade suurim võimsus on antud meetodi järgselt aasta esimestel kuudel, kus on suur elektrienergia tarbimine ja nädalatel 19 kuni 23 mis on kõige tõenäolisemalt põhjustatud suurveest.

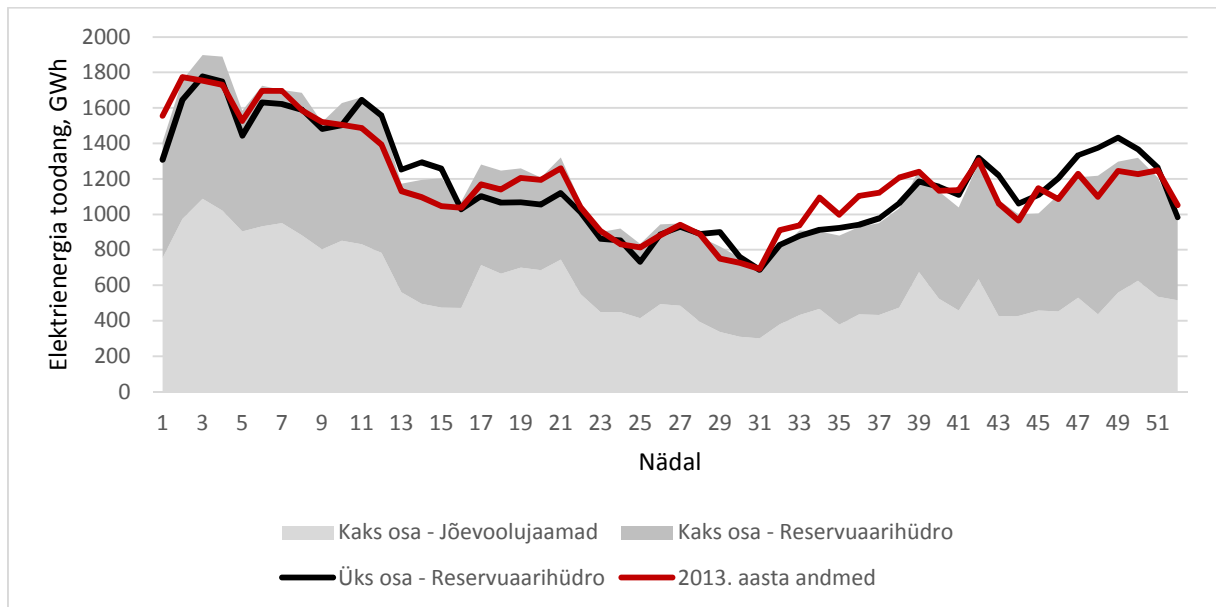


Joonis 3.10: Rootsi ja Norra jõevoolujaamadele määratud fikseeritud elektritootmisvõimsused nädalate kaupa

Hüdroelektrijaamades toodetud elektrienergia kogus, mis ei toodetud jõevoolujaamades, defineeritakse mudelis kui reservuaariga hüdroelektrijaamad. Reservuaarihüdro modelleerimiseks sisestatakse mudelisse vee juurdevoolukõver ja reservuaariga seotud tootmisvõimsused.

Kõikide märkimisväärse hüdroenergia toodanguga riikide modelleerimiseks kasutatakse 2013. aasta andmeid ja vastavalt vajadusele testitakse mainitud kahte modelleerimise meetodeid ja nende kombinatsioone.

Aastase optimeerimisperioodiga simulatsioonis on simuleeritud läbi mõlemad variandid ning igaks nädalaks mudeli poolt määratud hüdroelektrijaamadest toodetud elektrienergia kogus Rootsis ja nende võrdlus 2013. aasta ajaloolise elektritoodanguga on toodud joonisel 3.11.

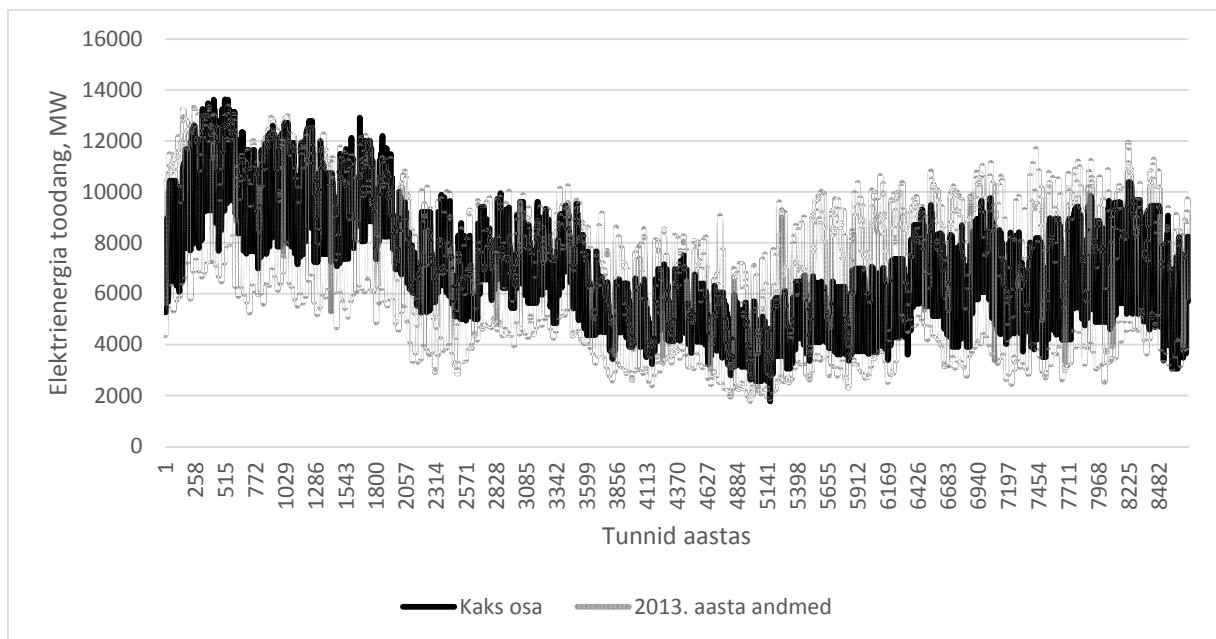


Joonis 3.11: Elektri tootmine mudelis jõevoolujaamasid simuleerides ja ilma, võrrelduna 2013. aasta andmetega nädalate kaupa

Võib märgata, et kui mitte kasutada võimalust defineerida jõevoolujaamasid, ja seega andes mudelile lisavabadust hüdroenergiast elektri tootmisel, on nädalate kaupa veest elektrienergia tootmine mõnevõrra erinev. Võib märgata erinevusi nädalate kaupa, kuid need jäävad küllalt väikestesse piiridesse. Kumbki meetod ei kirjelda ideaalselt 2013. aasta elektrienergia tootmist Rootsi hüdroelektrijaamades. On perioode kus on täpsem ilma jõevoolujaamadeta meetod, kuid on ka perioode kus on täpsem jõevoolujaamasid kaasav meetod. Olukorra täpsemaks kirjeldamiseks on joonistel 3.12 ja 3.13 toodud antud toodud kummagi meetodi võrdlus ka tunnipõhise tootmise kohta. On märgata, et mõlemad hüdroenergia modelleerimise viisid jäljendavad reaalselt elektrienergia toodangut Rootsi hüdroenergia jaamadest. Mõlemal juhul kasutab mudel hüdroenergiat keskmiselt veidi väiksemas võimsusvahemikus kui 2013. aastal reaalselt.



Joonis 3.12: Elektritootmise võrdlus hüdroelektrijaamadest Rootsis, ilma jõevoolujaamadeta võrrelduna 2013. aasta andmetega



Joonis 3.13: Elektritootmise võrdlus hüdroelektrijaamadest Rootsis, simuleerituna jõevoolujaamadega võrrelduna 2013. aasta andmetega

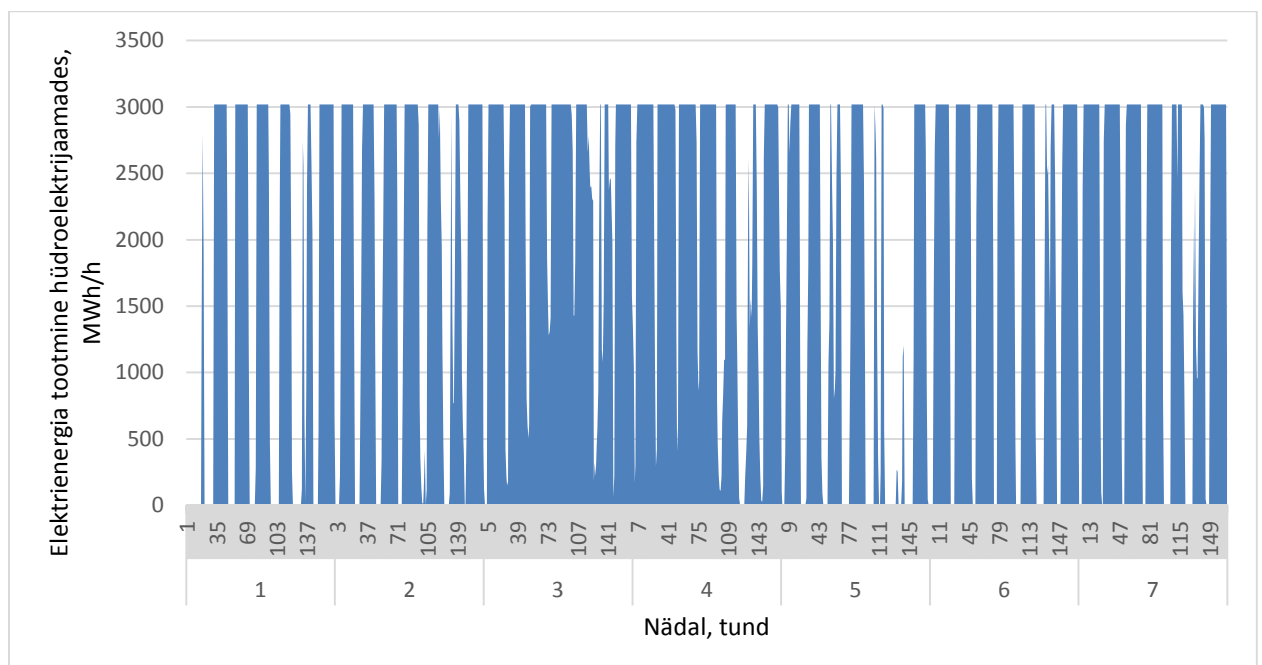
Ilma jõevoolujaamadeta simulatsioon on selles osas veidi reaalsusele lähemal, tootes elektrienergiat suuremas võimsusvahemikus, kui jõevoolujaamadega simulatsioon. Samal ajal on jõevoolujaamu simulatsiooni kaasates elektrienergia toodang nädalate lõikes ühtlasem ja kattub veidi paremini 2013. aasta andmetega. Ilma jõevoolujaamadeta on elektrienergia toodang hüplikum. Lõplikku otsust on elektri tootmisprofiilide kohta väga keeruline teha. Meetodid

jäljendavad 2013. aasta elektrienergia tootmist Rootsi hüdroelektrijaamadest küllalt sarnase täpsusega. Siinkohal on õige meetodi välja valimiseks kasutatud lõplikuks kriteeriumiks elektri turuhinda Eestis. Võrreldes simuleeritud elektrienergia hindade keskmisi vigasid 2013. aasta andmetega, selgub et kaasates simulatsiooni jõevoolujaamasid, on keskmine viga väiksem. Seega jätkatakse simulatsioone kaasates neisse ka jõevoolujaamad. Samas tuleb märkida, et elektrienergia tootmine on mõlemal juhul väga sarnane ja kahe meetodi erinevus antud juhul väike.

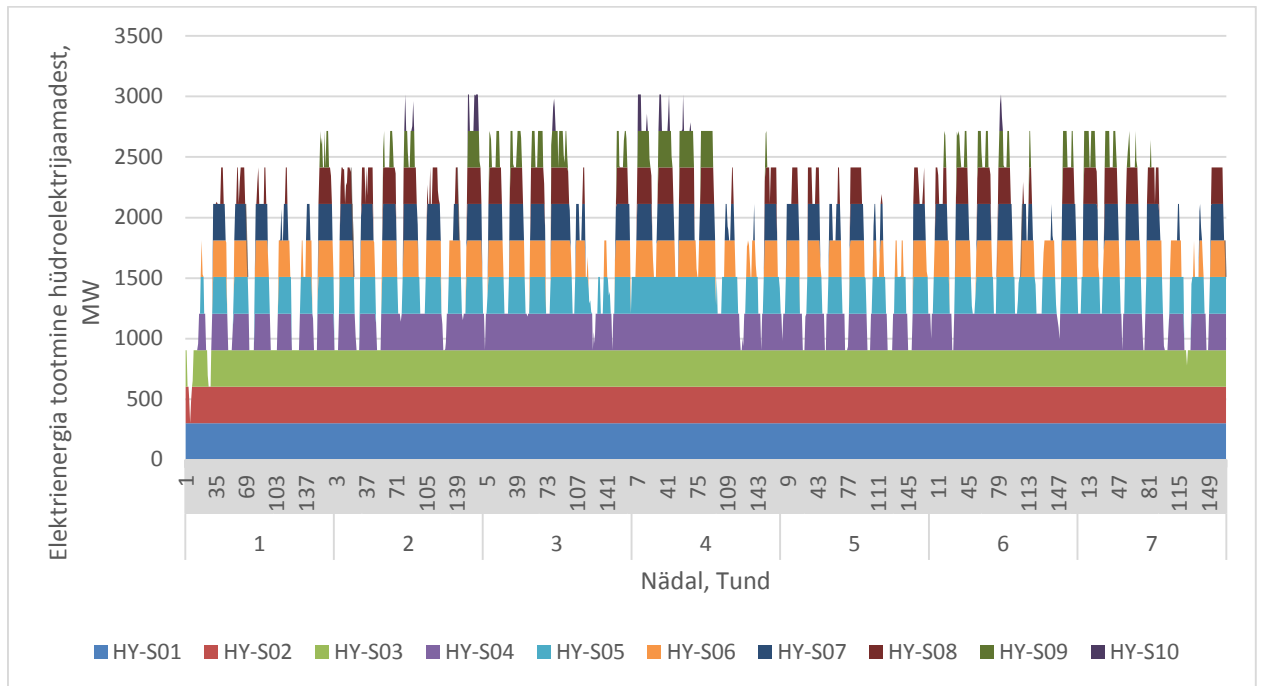
3.8.3 Generaatorite arv hüdroelektrijaamades

Käesoleva analüüsi aluseks olnud Balmoreli versioonis on suuremate hüdroelektrijaamade osakaaluga hinnapiirkondades hüdroelektrijaamad jagatud osadeks. Tavapäraselt kasutatakse kümmet generaatorit, mis kasutavad ühist reservuaari. Generaatoritele on seatud erinevad marginaalkulud. Antud analüüsis käsitletakse ka alternatiivset lähenemist, kus ühes hinnapiirkonnas kirjeldatakse reservuaare kasutatavad hüdroelektrijaamad ühe generaatori abil.

Hüdroelektrijaamade generaatorite osadeks jaotamise otstarbekust on vaadeldud Soome elektritootmise näitel. Joonistel 3.14 ja 3.15 on toodud vastavalt elektrienergia tootmine hüdroelektrijaamadest Soomes kasutades ühte generaatorit ja kasutades kümnet erinevate marginaalkuludega generaatorit.



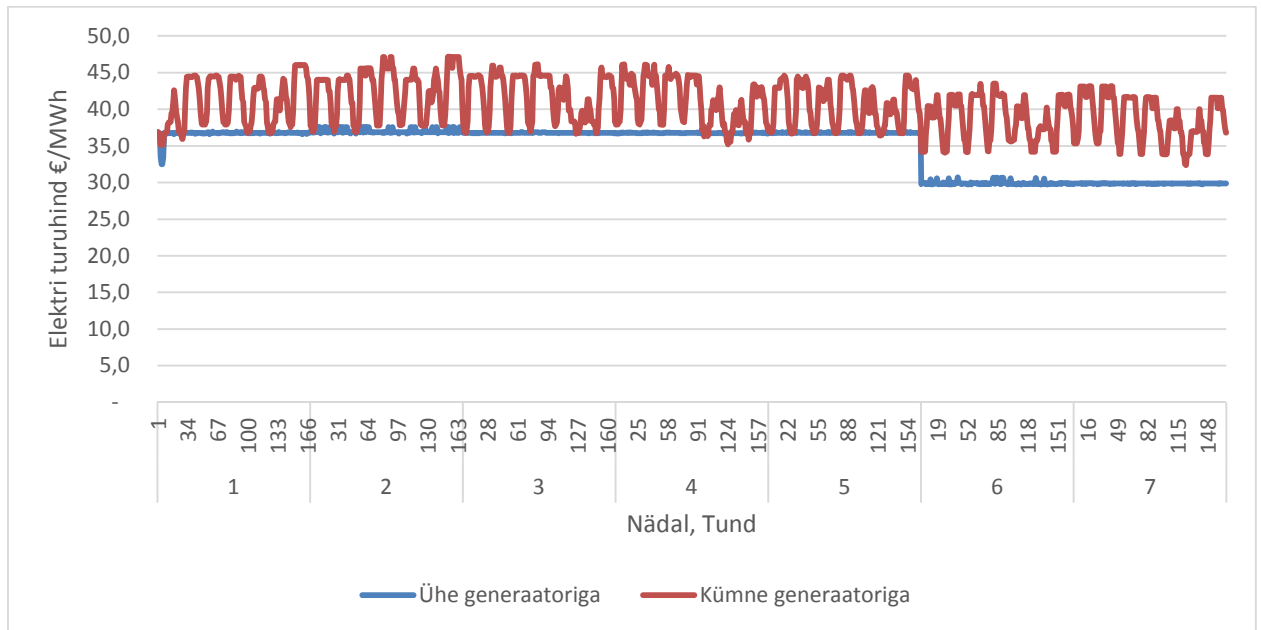
Joonis 3.14: Elektrienergia tootmine hüdroelektrijaamadest Soomes kasutades ühe generaatori meetodit



Joonis 3.15: Elektrienergia tootmine hüdroelektrijaamadest Soomes kasutades kümne erineva marginaalkuluga generaatori meetodit

On koheselt märgata, et erineva marginaalkuludega hüdroelektrijaamadeks jagatuna on Balmorel motiveeritud elektrienergiat rohkem tootma madalama marginaalkuluga generaatoritest. Ühe generaatoriga simulatsioonis on palju tunde, kus on kasutatud ära maksimaalne elektritootmise võimsus ja ka tunde kus tootmine on 0 MW. Kümne generaatoriga süsteemis on pilt reaalsusele lähedasem, kus maksimaalse tootmisvõimsuse lähedale ulatuvad vaid väga üksikud tunnid ning ei ole tunde, kus veest üldse elektrienergiat ei toodeta. Kahtlemata annab kümne generaatoriga simulatsioon elektri tootmise koha pealt reaalsema pildi, kuna tootmiskõver peegeldab reaalses elus esinevaid probleeme, millega hüdroelektrijaamade toodangu planeerijad silmitsi seisavad. Näitetena võib tuua jõevoolujaamade ja väikeste reservuaaridega hüdroelektrijaamade olemasolu elektrisüsteemis, millest elektri toodang ei ole nii paindlik; ning informatsiooni ebatäielikkus, mis ei luba hüdroenergia tootmist planeerida sellise täpsusega, nagu mudel seda optimeerib.

Huvitav on ka vaadelda elektrienergia hindasid sama ajaperioodi jooksul mõlema meetodiga, mida kujutab joonis 3.16.



Joonis 3.16: Elektri turuhindade võrdlus erinevate generaatorite arvuga hüdroelektrijaamade modelleerimisel

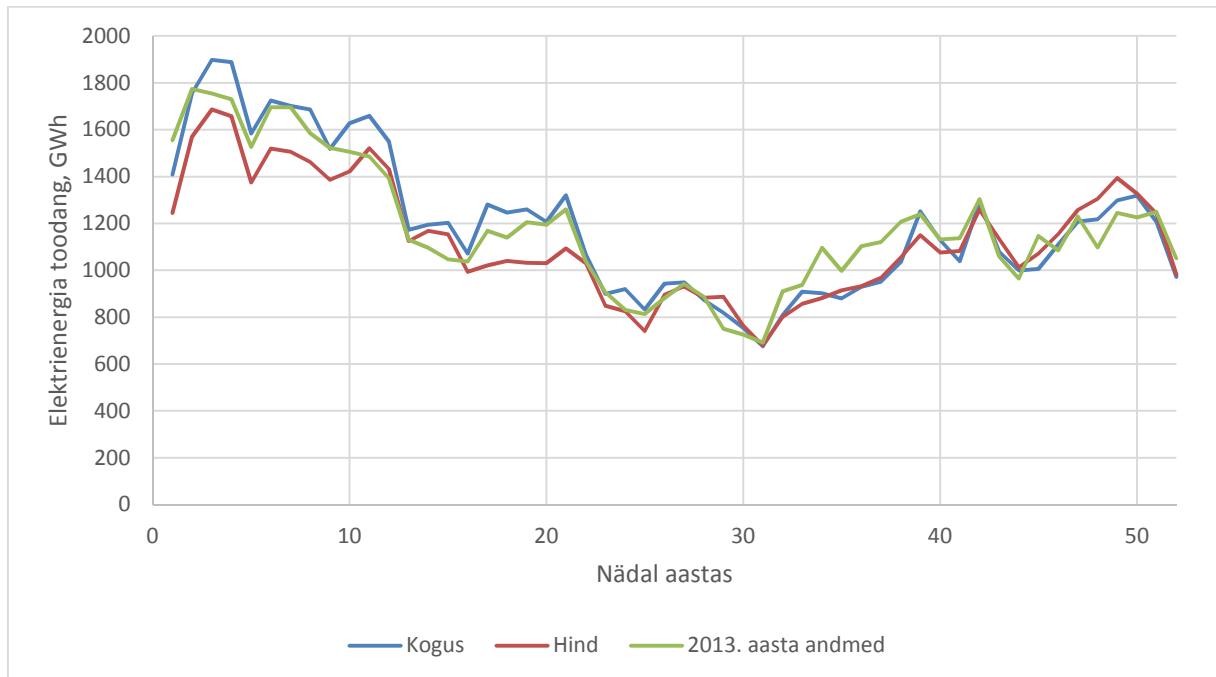
Selgub, et ühe generaatoriga hüdroelektrijaamade mudelis on Balmorel tänu hüdroenergia äärmisele paindlikkusele elektri turuhinna peaaegu täielikult ära silunud. Kümne generaatoriga simulatsioonis on aga osade generaatorite kõrgema marginaalkulu tõttu vähem tootmist tipuvõimsuse lähedal, mis lubab ka elektri turuhinnal tõusta veidi kõrgemale.

Arvestades kümne generaatori kasutamise eeliseid ühe asemel simulatsioonides nii elektrienergia tootmisgraafiku kui ka hindade simuleerimisel, on otsustatud, et edaspidi kasutatakse kümne generaatoriga hüdroelektrijaamade simuleerimist Soomes, Norras ja Rootsis.

Arvestada tuleb aga asjaoluga, et hüdroelektrijaamale mitme erineva marginaalkuluga generaatori määramine on lihtsustatud meetod, mille abil välditakse liigset hüdroelektrijaamade paindlikkust mudelis. See aitab antud juhul täpsemalt jälgendada hüdroelektrijaamade käitumist turul. On võimalik, et liigse hüdroelektrijaamade paindlikkuse piiramiseks mudelis on alternatiivseid võimalusi.

3.6.2 Hüdroenergia kasutamise jagamine nädalate lõikes

Analüüsidest probleemi, kas kasutada vee kasutamisel nädalase optimeerimisperiodiga simulatsioonis kogusepõhist või väärtusepõhist jagamist, tuleb vaadelda kahte aspekti. Esiteks on oluline, et reaalsuse lähedane oleks nii tootmine aasta sees kui ka tootmismahus summaarselt aasta lõikes. Joonis 3.17 kirjeldab elektrienergia toodangut nädalate kaupa nii kogusepõhise kui hinnapõhise jaotamise korral ning võrdleb neid andmeid ajalooliste andmetega.



Joonis 3.17: Elektrienergia toodang nädalate kaupa, kasutades koguse- ja hinnapõhist elektrienergia tootmise viisi

Antud juhul on jooniselt 3.17 võimalik jälgida, et näiteks esimesel kümnel nädalal ja nädalatel 17-21 on reaalsusele lähemal kogusepõhine hüdroenergia jaotamise viis. On ka nädalaid, kus mõlemad meetodid eksivad võrreldes 2013. aasta tootmisega sarnaselt, näiteks nädalad 32-38. Lisaks sellele, et kogusepõhine hüdroelektrijaamadest toodetud elektrienergia tootmise mudel on nädalate lõikes mõnevõrra täpsem kui hinnapõhine mudel, on ka muid aspekte, mis räägivad kogusepõhise tootmise poolt.

Nimelt on hinnapõhises vee kasutamise tootmismudelis hüdroelektrijaamade vee kütusekuluks määratud vee marginaalväärtus. See tähendab, et hüdroelektrijaamad teevad turule vastavalt vee marginaalväärtusele pakkumisi. Kogusepõhisel tootmisel vaatab mudel vett kui piiratud, kuid tasuta kütust, millega vähendab kogu süsteemi kogukulusid maksimaalsel. Tulemuseks on kõrgem elektrienergia hind vee väärtuspõhisel jaotamisel kogu süsteemis, mis kergitab võrreldes 2013. aasta ajalooliste andmetega väga kõrgele Soome ja ka Eesti elektrienergia toodangu. Kuna hüdroelektrijaamadest elektrienergia tootmise kogusepõhine jaotamine andis täpsemaid tulemusi nii hüdroelektrijaamade toodangus nädalate lõikes ning andis ka täpsemaid tulemusi muude elektrijaamade tootmises süsteemis, on siinkohal otsustatud, et edasised simulatsioonid sooritatakse kasutades vee kogusepõhist kasutamist

3.7 Muud sisendandmed

Käesoleva analüüsi teostamiseks kasutatud mudeli simuleeritavasse piirkonda jäävates riikides on täpsustatud kütuste hindasid. Eesti põlevkivi hinnaks on mudelisse sisestatud 1,25 €/MJ [30].

Kogu süsteemi kivisöe hind põhineb 2013. aasta kivisöe keskmisele turuhinnal [33]. Kütuste hinnad Soomes on korrigeeritud vastavalt Soome Statistikaameti raportile energiakandjate hindade kohta elektrienergia tootjatele [47]. Maagaasi hinnad Balti riikides põhinevad Euroopa Komisjoni sellesisulisel aruandel [48].

Arvestades Soome ja Rootsi tuumajaamade suurt tootmisvõimsust süsteemis, on eeldatud, et nendes toimuvad avariid ja hooldused omavad ka mõju elektri hinna dünaamikale, mistõttu on käesolevas mudelis arvesse võetud nende hooldus- ja avariigraafikuid 2013. aasta jooksul. Kuna Soome on vahetus ühenduses Eestiga, on Soomes lisaks tuumajaamade kasutatavale võimsusele kirjeldatud ka kivisöejaamade kasutatavat võimsust aasta jooksul täpsustatud, kuid vähem detailselt kui Narva elektriyaamade kasutatavat võimsust, mida on kirjeldatud peatükis 3.3. Kivisöejaamu on siinkohal peetud oluliseks seetõttu, et nende summaarne tootmisvõimsus Soomes on küllalt suur ja marginaalkulu võrdlemisi madal. Seetõttu on kivisöejaamade suuremahulise hoolduse ajal on saadaval vähem odavat elektrienergiat ja hinnad võivad sellel perioodil tõusta kõrgemale.

4. Tulemused

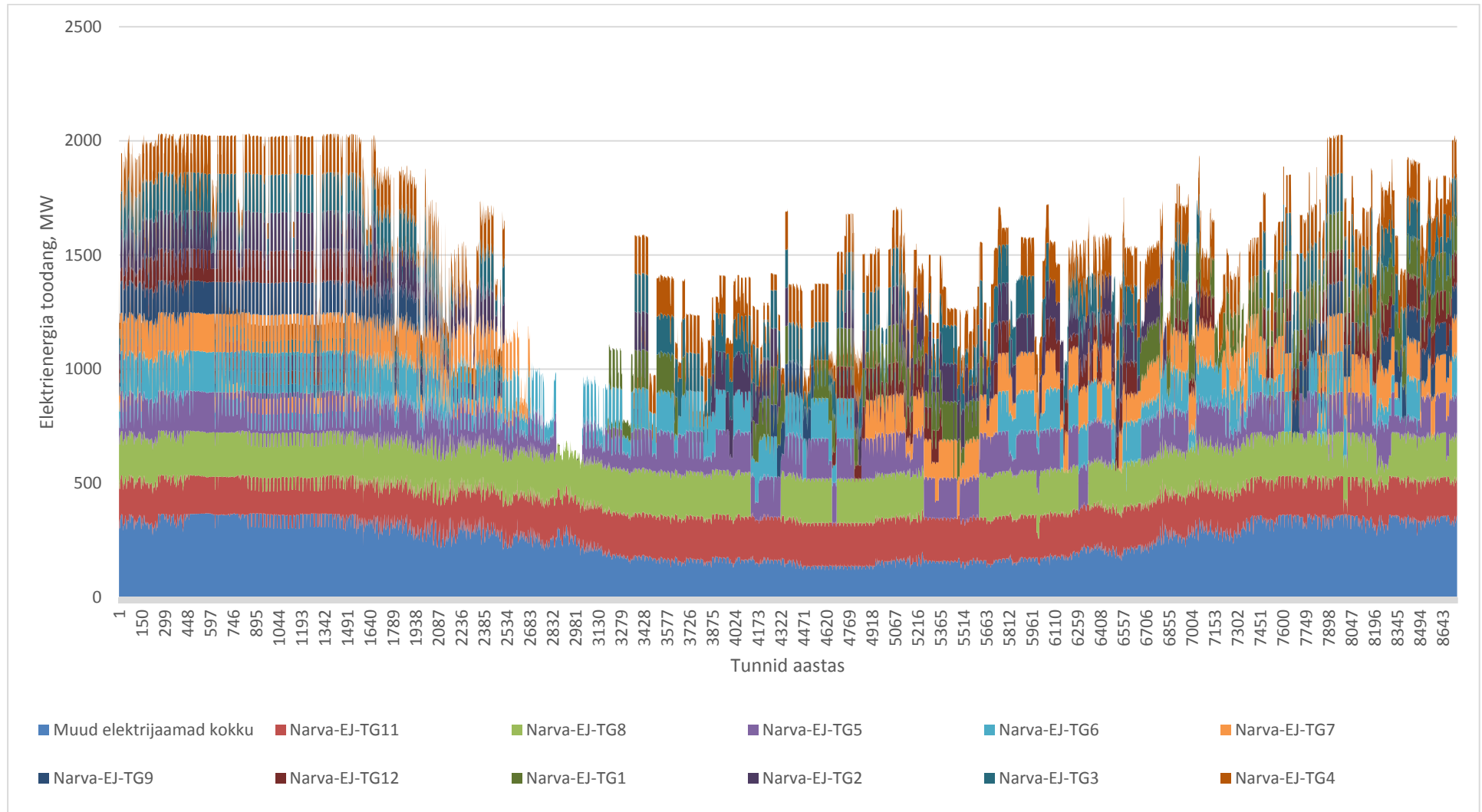
Olulisemaks mudeli väljundiks käesolevas analüüsis on elektrienergia hind, mistõttu on seda ka järgnevalt süviti uuritud. Arvestades asjaolu, et analüüsitakse just Eesti hinnapiirkonna hindade simuleerimist, on tähelepanu pööratud ka elektrienergia tootmisele Eesti hinnapiirkonnas.

4.1 Elektrienergia tootmine Eesti hinnapiirkonnas

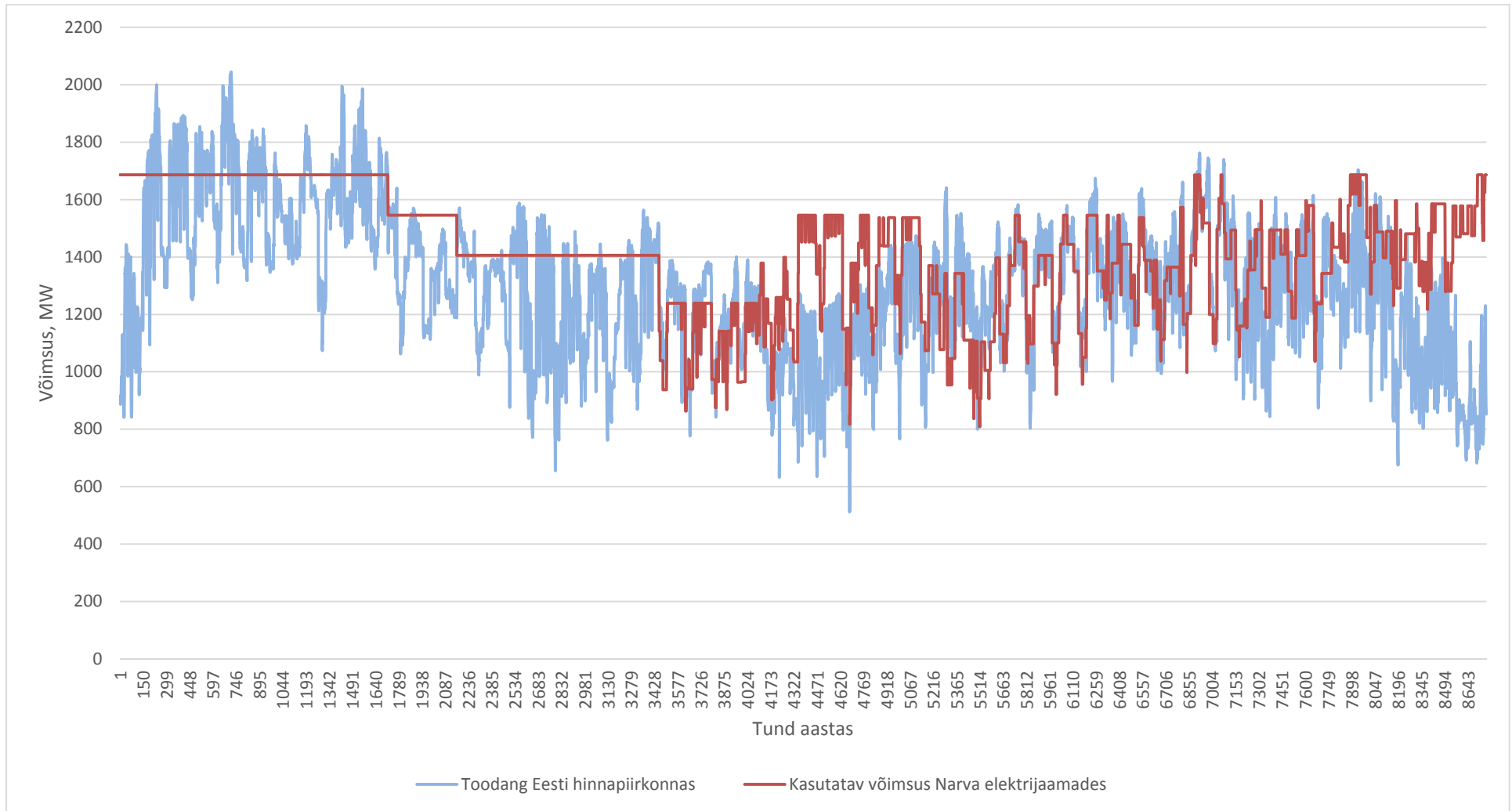
Paljudel tundidel aastas on Narva elektrijaamad Eesti hinnapiirkonnas hinna määrajaks ja seega on oluline jälgida ka nende tootmist mudelis aasta jooksul ja 2013. aasta ajaloolisi andmeid. Joonisel 4.1 on toodud mudelis simulatsiooni käigus kogu Eesti hinnapiirkonnas toodetud elektrienergia tundide kaupa ja võrdluseks on joonisel 4.2 kujutatud 2013. aasta reaalselt elektrienergia tootmist Eestis ja Narva elektrijaamades kasutatavat võimsust 2013. aasta jooksul. Elektrienergia toodang, mis joonisel 4.2 on suurem kui Narva elektrijaamades kasutatav võimsus, tuleneb toodangust muudest elektrijaamadest.

Suur erinevus mudeli ja 2013. päris elektrienergia toodangu vahel on tundidel 2600..3200 toimunud suur elektrienergia tootmise langus simuleeritud tulemustes. See ajaperiood langeb kokku Lätis Daugava jõel paiknevate hüdroelektrijaamade suurvee ajaga. See on aeg kus sulanud vesi jõuab hüdroreservuaaridesse ning Läti hüdroelektrijaamad on väikeste reservuaaride mahutavuste tõttu sunnitud vee raiskamise vältimiseks elektrienergiat tootma ühtlaselt suure võimsusega. On raske määratleda konkreetset põhjust, miks mudelis on Eesti hinnapiirkonna elektrienergia tootmine Läti suurveest nii tugevalt mõjutatud võrreldes reaalse andmetega. Ajalooliste andmete põhjal vähenes 2013. aasta Läti hüdroelektrijaamade suurvee ajal nii elektrienergia toodang Leedus ja vähenes ka elektrienergia import Leetu läbi Valgevene. Mudelis on aga suurvee mõju näha peamiselt Eestis. Seda võib seletada ka asjaoluga, et Nord Pool Spot Läti hinnapiirkond avati alles 2013. aasta juuni alguses. Enne seda tegutseti Eesti ja Läti piiril enamasti kahepoolsete lepingute abil, mistõttu tekkinud olukord ei pruukinud täielikult vastata vabaturuolukorrale.

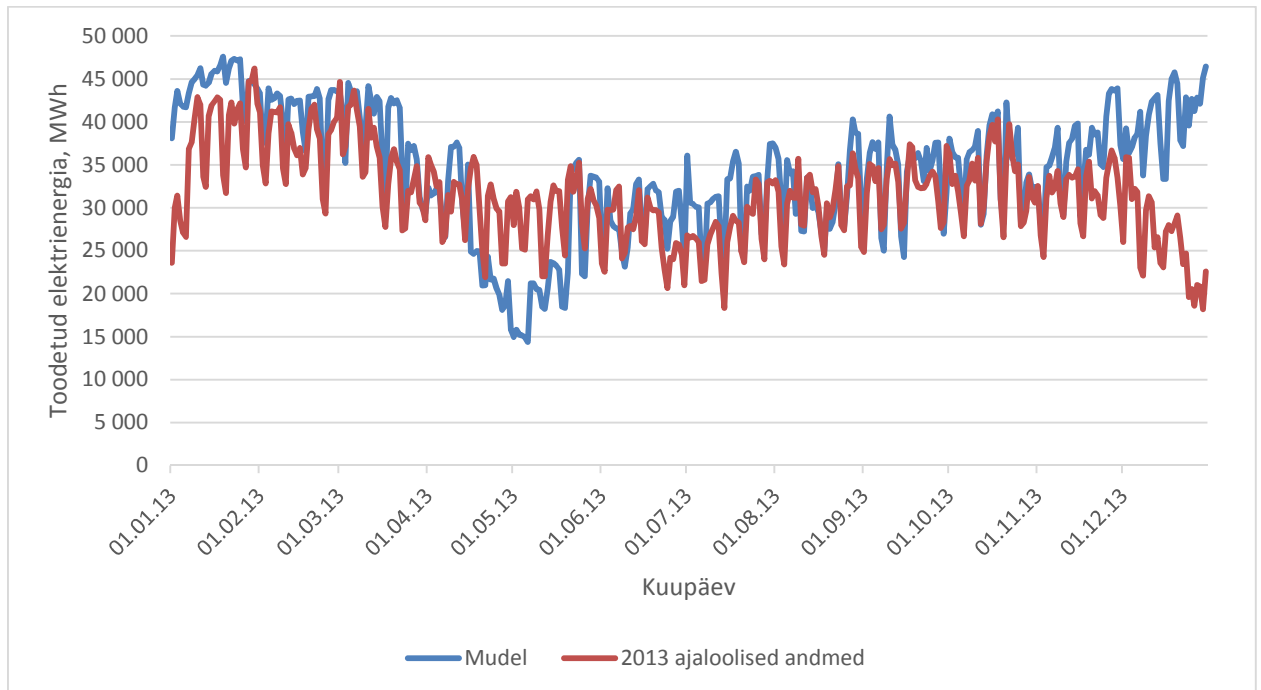
Päevade kaupa 2013. aastal on mudeli väljundi ja ajalooliste andmete vaheline võrdlus toodud joonisel 4.3.



Joonis 4.1: Elektrienergia toodang Eesti hinnapiirkonnas simuleeritud aasta jooksul



Joonis 4.2: Elektrienergia toodang Eesti hinnapiirkonnas ja Narva elektrijaamade kasutatav võimsus 2013. aastal



Joonis 4.3: Elektrienergia tootmine Eesti hinnapiirkonnas päevade kaupa simulatsioonis ja 2013. aastal

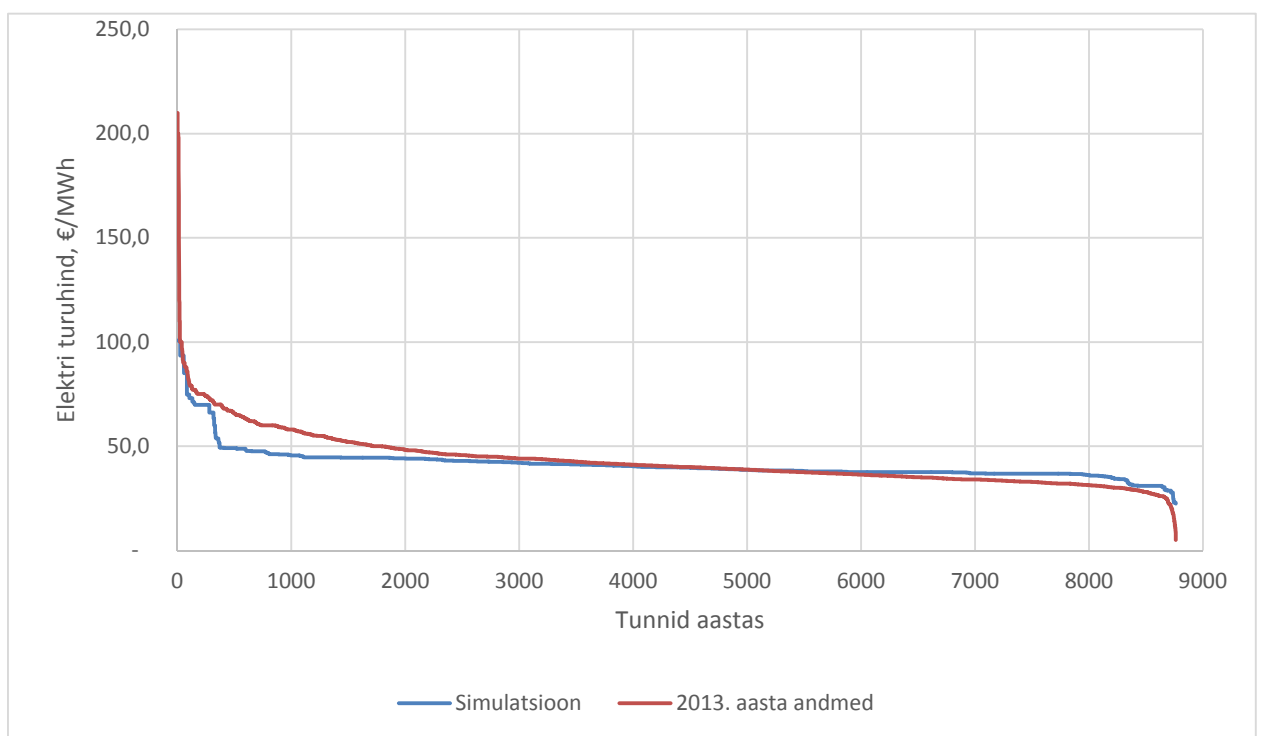
Jooniselt 4.3 on jälgitav, et ligilähedaselt jälgib Eesti hinnapiirkonna elektritootmine simulatsioonis ajaloolist taset. On täheldatav kolm piirkonda, kus erinevus simuleeritud ja reaalse elektrienergia tootmise vahel on märgatav. Aasta esimestel nädalatel on simuleeritud tootmine palju kõrgem kui ajaloolised andmed. Seda võib osalt seletada ebatäpsete andmetega Narva elektrijaamade kasutatavuse kohta sellel perioodil. Maikus võib samuti täheldada tootmisvõimsuste erinevusi simuleeritud ja ajalooliste tulemuste vahel, mis on seotud hüdroelektrijaamade käitumisega Daugava jõel ja mida käsitleti eelnevalt. Viimaseks erinevuseks on elektrienergia tootmise palju suurem maht aasta lõpus, pärast EstLink 2 merekaabli töösse minemist. Madalama elektrienergia toodangu tingis 2013. aasta lõpus palju madalam elektrienergia hind võrreldes ülejäänud aastaga, mis oli tingitud aasta lõpus olevate pühadega seonduvast tarbimise langusest. Mudelis aga ei ole aasta lõpu tarbimise vähenemise tõttu langenud elektrienergia turuhinna tase. Võib oletada, et käesoleval perioodil on Soomes olnud kasutatavate odavate elektritootmisvõimsuste hulk liiga väike, et tarbimise langus saaks viia elektri hinna madalamale tasemele.

Üldisemalt võib öelda, et Eesti elektrijaamade käitumine mudelis on sarnane 2013. aasta andmetega. Nii mudeli- kui ka ajaloolistes andmetes on selgelt näha Narva elektrijaamade hooldustööde ja avariide mõju elektrienergia tootmisele. On märgata et väiksema kasutava võimsuse korral Narva elektrijaamades on ka Eesti elektrienergia tootmine väiksem mõlemal juhul.

Tähelepanu tuleb pöörata asjaolule, et aasta alguses, mille kohta olid Narva elektrijaamade kasutatavuse kohta saada olevad andmed puudulikud, ületab elektrienergia toodang Eesti hinnapiirkonnas teatud tundidel Narva jaamades olevat kasutatavat võimsust suuremal määral, mis viitab võimalikule veale kasutatavate võimsuste hindamisel aasta alguses. Jälgides, kui olulisel määral mõjutab tunnipõhist elektrienergia tootmist kasutatava tootmisvõimsuse kogus, võib järeldada, et Nord Pool Spot hooldus- ja avariiteadete järgimine on kriitilise tähtsusega, kui analüüsitakse Eesti hinnapiirkonna elektrienergia tootmist.

4.2 Elektrienergia turuhind Eesti hinnapiirkonnas

Simuleeritud ja 2013. aasta reaalsete elektrituruhinnakestuskõverate võrdlus on toodud joonisel 4.4.



Joonis 4.4: Elektri hinnakestuskõver Eesti hinnapiirkonnas simulatsioonis ja 2013. aastal

Oluline tähelepanek on, et kui simuleeritud mudelis jäi maksimaalne hind aasta jooksul ligikaudu 100 €/MWh lähedale, siis 2013. aastal ulatus hind mõned korrad 200 €/MWh juurde. Vastavalt sisendandmetele välja arvatud elektrijaamade marginaalkulusid jälgides võib märgata, et marginaalkulu 200 €/MWh või rohkem esineb ainult äärmiselt väikesel osal tootmisvõimsustest (Soome, Läti, Leedu ja Eesti summaarne elektrienergia pakkumiskõver on kujutatud lisas L4). Nii kõrgete marginaalkuludega võivad olla näiteks kondensatsioonirežiimis töötavad gaasiturbiinjaamad. Seega võib spekuloida selle üle, kas 2013. aastal pääses turule mõni elektrijaam, kelle marginaalkulu oli 200 €/MWh või tegi mõni elektrijaam pakkumise oma

marginaalkulust kõrgema hinnaga. Arvestades, et iga elektrijaama käivitamisega seonduvad kulud, ei ole ebaloogiline, et elektrijaam, mis töötab ainult väga väikese arvu tunde kogu aasta jooksul, teeb turupakkumise palju kõrgema hinnaga kui on tema reaalne marginaalkulu, et kompenseerida nõnda kütusekulu käivitamisel.

Nii kõrge hind esines aga väga väikese arvu tundide jooksul ning ei oma märkimisväärset mõju lõpptulemustele. Keskmisest elektriturust hinnast kõrgemale, vahemikku 50-80 €/MWh satub simulatsiooni käigus märkimisväärselt vähem korda elektri turuhind kui 2013. aastal realselt. Elektri turuhinnad, mis on kõrgemad kui 40 €/MWh on juba rohkem kui Narva elektrijaamade marginaalkulu, mis tähendab, et elektri hinnad vahemikus 50-80 €/MWh on suure tõenäosusega Eestist väljaspool asuvate jaamade marginaalkulud.

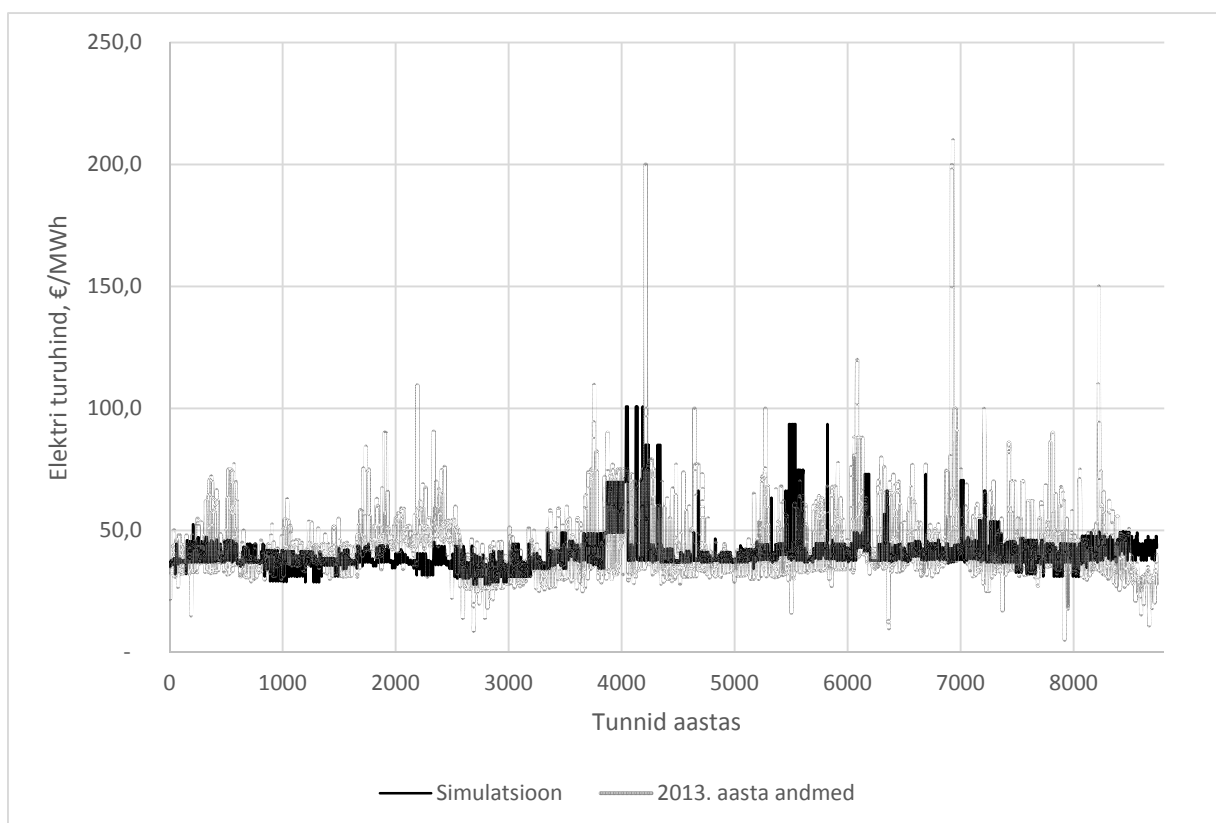
Olukorrale, kus simuleeritud elektri hinnad on palju tihemini lähedal Narva elektrijaamade tolm põletusplokkide marginaalkulule, kui 2013. aasta ajaloolistel andmetel, võib pakkuda mitu põhjendust. Esiteks, kuna marginaalkulud, mis asuvad väljaspool vahemikku 27-37 €/MWh, pärinevad suure tõenäosusega väljastpoolt Eesti hinnapiirkonda, võib oletada, et tulemust saab parandada, kui täpsustada Soome, Läti ja Leedu hinnapiirkondades asuvate tootmisvõimsuste marginaalkulusid.

Väga suur arv tunde on simulatsiooni väljundis Eesti hinnapiirkonnas hind ligikaudu 37 €/MWh, mis on tõenäoliselt tolm põletuskatelde marginaalkulu. Hind langeb alla tolm põletuskatelde marginaalkulu simulatsiooni jooksul ainult 900 tunnil aastas. Samas oli 2013. aasta ajalooliste hindade puhul ligikaudu 2700 tundi, kus hind oli madalam kui tolm põletuskatelde marginaalkulu. Nii mudelis kui ka realses elus esineb Eesti hinnapiirkonna elektri hinna langemine alla tolm põletusplokkide marginaalkulu öösiti, kui elektri turuhind on küll väiksem tootmiskuludest, kuid plokk pole otstarbekas välja lülitada, sest päevasel ajal teenitakse kasumit. On aga selgelt märgata, et 2013. aastal oli hind palju tihedamini madalam kui Narva elektrijaamade marginaalkulu. Võib oletada, et selle põhjuseks on Eesti Energia suurem valmidus oma plokkide välja lülitada kui mudel vastavalt hetkel sisestatud andmetele. Juhul kui mudel suhtub plokkide väljalülitamisse konservatiivsemalt, kui Eesti Energia elektriturul tegutsedes, võib see olla teiseks põhjuseks, miks mudelis näeme vähem kõrgeid hindu. Kui mudel hoiab suuremat arvu plokkide igal ajahetkel sisse lülitatuna, kui oli 2013. aastal, omab ta ka suuremat võimet päevasel ajal kõrgeid elektrienergia hindu siluda. Siinkohal välja pakutud võimalus, et mudel hoiab suuremat arvu plokkide sisse lülitatuna võib olla põhjustatud nii agregaatide koosseisu planeerimise lisandmooduli sätetest, kui ka Eesti Energia kui kasumit maksimeeriva ettevõtte käitumisest elektriturul.

Kolmandaks põhjuseks võib pakkuda Soome, Rootsi ja Norra hüdroelektrijaamade käitumise elektriturul. Eelnevalt leiti peatükis 3.6.3, et hüdroelektrijaamadel on teatud seadete korral võime muuta elektri hind ebareaalselt stabiilseks. Siit võib järeldada, et kui nädala siseselt toimub mudeli väljundis elektri hinna kõikumine liialt väikestes piirides, võib see olla põhjustatud ebapiisavalt kalibreeritud hüdroelektrijaamade sisendsätetest.

Elektri turuhind liigub simulatsioonis madalamale kui keevkihtplokkide marginaalkulu ainult väga üksikutel tundidel, mistõttu on nad mõlemad peaaegu kogu aasta vältel maksimaalselt koormatud, välja arvatud olukorrad, kus plokid on hoolduses. Seda nüansi võib jälgida ka joonisel 4.1, kus plokid number kaheksa ja 11 töötavad baaskoormusena.

Elektri turuhinna keskväärtus on simulatsioonis 41,5 €/MWh, kuid 2013. aastal oli see tegelikult 43,2 €/MWh. Seega on mudeli keskväärtus ligikaudu 4 % väiksem reaalsest. Erinevus tuleneb tõenäoliselt asjaolust, et 2013. aastal sattus märkimisväärselt rohkem hindasid vahemikku 50-80 €/MWh, mille võimalikke põhjuseid juba käsitleti eelpool.



Joonis 4.5: Eesti hinnapiirkonna hind simulatsioonis aasta jooksul

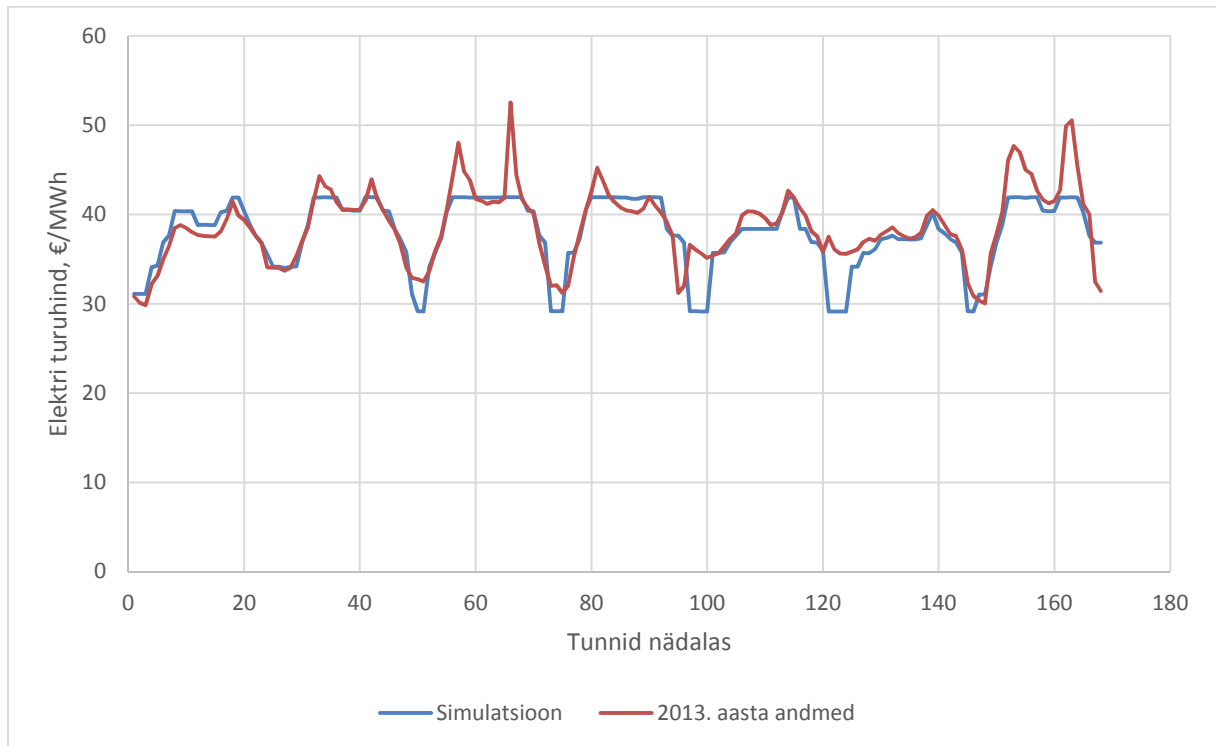
Elektri turuhinda simulatsioonis kogu aasta vältel võrrelduna 2013. aasta andmetega võib vaadelda joonisel 4.5.

Joonisel 4.5 paistab, et aasta alguses on hind küllaltki stabiilne ja viimased kaks kolmandikku aastast on hind veidi kõrgem ja omab rohkem keskmisest palju kõrgema hinnaga tippe. Aasta alguses küllaltki stabiilset hinda põhjustab suure tõenäosusega sisend Narva elektriyaamade kasutatava võimsuse kohta, mida võib jälgida joonisel 4.2 ja mis andmete puudumise tõttu on aasta alguses küllaltki ühtlane. Ajapiirkonnas, kus on arvesse võetud detailset hoolduste ja avariide informatsiooni, on elektri hind palju muutlikum. See asjaolu kinnitab veelkord Nord Pool Spot UMM-ide jälgimise kriitilist tähtsust elektrituruhindade analüüsimisel.

Jooniselt 4.5 võib näha, et elektriturule päevasisesed hinnakõikumised toimuvad kogu aasta vältel, päevade maksimaalsed ja minimaalsed hinnanihood on muutuvad. Samuti on jooniselt vaadeldav, et 2013. aasta ajaloolised hinnad kõiguvad rohkem - lühiajas on ajaloolistel hindadel mudeli tulemustest suuremad maksimaalsed ja väiksemad minimaalsed hinnad. See tähendab, et mudeli väljundis hinnad ei liigu nii suure amplituudiga kui 2013. aastal elektriturul. Sellele viitas ka hinnakestuskõver, mida kujutab joonis 4.4.

Välja arvatud 2013. aasta simuleeritud nädalate keskmiste veaprotsentide arvutustest selgub et väikseim nädala keskmine veaprotsent on tulemuste kuuendal nädalal, mis oli 4,4 %. Suurim nädala keskmine veaprotsent oli tulemustes 52. nädalal, mis oli 55 %. Aasta kokkuvõttes oli keskmine veaprotsent simulatsiooni väljundi ja 2013. aasta turuhindade vahel 17,1 %. Kogu aasta jooksul välja arvatud päevade ja nädalate keskmised veaprotsendid on toodud lisas L5.

Kuuenda nädala simuleeritud elektrienergia turuhinda ja 2013. aasta ajaloolist hinda võib jälgida joonisel 4.6. Sel nädalal küllaltki täpselt matkinud turuhinna dünaamikat. Eriti täpsed on ennustused esimesel ja teisel päeval. Ka kuuendal nädalal on Balmoreli väljundtulemuste



Joonis 4.6: Elektrienergia hind simulatsioonis Eesti hinnapiirkonnas kuuenda nädala jooksul võrreldes ajalooliste andmetega

minimaalväärtused jäänud kõrgemale kui turuhinnad ja maksimaalväärtused madalamale kui turuhinnad 2013. aastal, mida on juba eelnevalt täheldatud. Kogu nädala jooksul on simulatsiooni tulemustel päevase tiputarbimise juures sarnane suurim elektrienergia turuhinda, mida 2013. aasta hinnad vastavalt nädalal ületasid lausa neljal päeval. Öisel miinimumtarbimisega tundidel on Balmoreli simuleeritud elektrituruhinnad jäänud kõrgemale tasemele kui 2013. aasta turuhinnad. Viiel juhul on vaadeldava nädala jooksul 2013. aastal elektri turuhinnad langenud alla 30 €/MWh taseme, mida on simulatsioonis juhtunud ainult ühel tunnil.

Kokkuvõte

Tänapäeval on üha rohkem riike, kus elektrienergia tarbimist ja tootmist reguleerib avatud elektrienergia turg. Elektriturgude avamises nähakse viisi tõsta elektri tootmises efektiivsust, edendada konkurentsi ning tagada kõikidele turuosalistele võrdne ligipääs elektrienergia taristule. Eestis avati Nord Pool Spot elektrituru kauplemisspiirkond 2010. aastal, kui turg avanes suurtarbijatele. 2013. aasta algusest on turg Eestis täielikult avanenud. Kuna avatud turul on palju konkureerivaid osapooli, kes on elektrienergia turuhinna tendentsidest huvitatud ja elektrienergia hind muutlik, on järjest olulisemaks teemaks kujunenud elektrituru hindade prognoosimine. Tänapäeval kasutatakse elektrienergia turuhindade prognoosimiseks mitmeid erinevaid mudeleid. Käesolevas töös kasutati elektrienergia tootmise ja turuhinna prognoosimiseks mudelit Balmorel.

Balmoreli sisenditeks on elektrisüsteemis ja kaugküttevõrkudes elektrit tootvate elektrijaamade tehnilised ja majanduslikud andmed ning elektrienergia ja kaugküttesoojuse tarbimised, mille abil Balmorel mängib lihtsustatud kujul läbi tarbijate elektri- ja kaugküttesoojusenergiaga varustamise. Balmorel sisaldab endas sihifunktsiooni, mille abil leitakse elektri- ja soojusenergiaga varustamise optimaalne lahend. Sihifunktsioonis kajastuvad elektri- ja soojusenergia tootmisega, ülekande, jaotamisega seotud kulud ja tarbijate kasu tarbitud energiast. Iga simulatsiooni käigus leiab Balmorel sihifunktsioonile minimaalse võimaliku väärtuse, minimeerides nii tarbijate elektri- ja soojusenergiaga varustamise kogukulud. Lõviosa Balmoreliga teostatud uuringuid on seni keskendunud elektrituru analüüsimisele pikemas ajaformaadis, tavaliselt 10 aastat ja rohkem. Kuna Balmoreli pole lühiajaliste prognooside tegemiseks niivõrd laialdaselt kasutatud, oli oluline uurida mudeli võimekust neid sooritada.

Balmoreli sobivuse kontrollimiseks elektri hinna lühiajaliseks prognoosimiseks simuleeriti aastat 2013, eesmärgiga saada mudeli väljundiks Nord Pool Spot Eesti hinnapiirkonnas elektri hinnad, mis oleks võimalikult sarnased 2013. aasta hindadega. Selleks sisestati mudelisse tunnipõhised andmed elektrienergia tarbimise kohta 2013. aastal. Mudelis täpsustati andmeid 2013. aasta jooksul saadaval olevate tootmisvõimsuste kohta Eesti hinnapiirkonna kõige olulisemate elektrijaamade kohta, milleks on Balti Soojuselektrijaam ja Eesti Soojuselektrijaam. Mainitud jaamade elektritootmise täpselt simuleerimiseks rakendati ka Balmorelis sisalduvat agregaatide koosseisu planeerimisega tegelevat lisamoodulit. Suurt tähelepanu pöörati kogu süsteemi elektri hindasid tugevalt mõjutavate Soome, Rootsi ja Norra hüdroelektrijaamade simuleerimisele. Käsitleti ühendusvõimsuste modelleerimise meetodikat, täpsemalt nendel liinidel, kus toimub elektrienergia kauplemine Nord Pool Spot ja Loode-Venemaa elektrisüsteemi vahel.

Simulatsiooni väljundina saavutatud elektrienergia turuhinnad jälgivad üldiselt ööpäeva siseseid elektri hinna kõikumisi, mis on tingitud ööpäevasest tarbimise muutumisest. Samas ei küündinud simuleeritud nädalate minimaalsed hinnad nii madalalale ja nädalate maksimaalsed hinnad nii kõrgele kui 2013. aastal ajalooliselt. Samuti võiks puuduseks nimetada 2013. aasta hindades hooajalise kõikumise puudumist. Simuleeritud elektri turuhinna keskmine oli 41,5 €/MWh, kui 2013. aasta keskmine hind oli 43,2 €/MWh. Aasta keskmiseks veaprotsendiks simuleeritud tulemuste ja Nord Pool Spot Eesti hinnapiirkonna 2013. aasta ajalooliste tulemuste vahel saavutati 17,1 %. Kõige väiksem nädala keskmine veaprotsent esines simulatsiooni kuuendal nädalal, kus viga oli 4,4 %. Elektri hindade erinevused võrreldes ajalooliste andmetega pärinevad suure tõenäosusega ebatäpsetest andmetest Eesti hinnapiirkonnast väljaspool asuvate elektrijaamade parameetrite ja nende kasutatavate võimsuste kohta. Samuti on kindlasti võimalik parandada modelleerimismetoodikat Narva elektrijaamade modelleerimisel agregaatide koosseisu planeerimise mooduli abil ja Soome, Norra ja Rootsi hüdroelektrijaamade modelleerimisel.

Kuigi palju tähelepanu pöörati Eesti hinnapiirkonna tootmisvõimsuste detailsele simuleerimisele, ilmnnes siiski, et simuleeritud tootmised aasta lõikes erinesid märgatavalt ajaloolistest andmetest. Siit võib järeldada, et elektrisüsteemide kasutatavate võimsuste andmeid ja elektrijaamade parameetreid on vaja veelgi täpsustada, kui eesmärgiks on simuleerida elektrienergia tootmist. Kuna elektrienergia tootmine on süsteemis ka hinda mõjutav tegur, on kasutatavate võimsuste analüüs oluline ka hinna simuleerimisel. Erakorralisi turuteadaandeid tuleks kasutada ka Eesti hinnapiirkonnale suuremat mõju avaldavate hinnapiirkondade tootmisvõimsuste kasutatavata võimsuse kirjeldamiseks. Samuti tuleks täpsustada teistes hinnapiirkondades asuvate elektrijaamade olulisemaid parameetreid, nagu kasutegurid. Kõige olulisem on nimetatud täpsustusi teha Soome, Läti ja Leedu hinnapiirkonnas, kuna need piirkonnad avaldavad Eesti hinnapiirkonna hinnale suurimat mõju.

Olulisel kohal Eesti hinnapiirkonna elektri hinna kujundamisel on Soome, Norra ja Rootsi hüdroelektrijaamad. Käesolevas töös käsitletud võimalused nende hüdroelektrijaamade modelleerimiseks viitasid, et nimetatud riikides asuvad hüdroelektrijaamad omavad suurt mõju elektri hinnale ja samas on nende modelleerimiseks palju erinevaid võimalusi. Parima meetodi väljaselgitamine hüdroelektrijaamade modelleerimiseks võib anda täiendavalt täpsemaid tulemusi. On võimalik, et asjaolu, et simuleeritud elektri hinnad kõikusid väiksemates piirides, kui 2013. aastal elektriturul, oli käesolevas mudelis põhjustatud just hüdroenergia liiga suures paindlikkuses. Hüdroenergia modelleerimise sügavam uurimine võib elektri turuhindade simuleerimises anda palju täpsemaid tulemusi. Käesolevas uuringus tehti hüdroelektrijaamade modelleerimisel

valikuid, mis andsid kogu süsteemi hüdrojaamade kasutamisele kokkuvõttes parimaid tulemusi, kuid on küllalt tõenäoline, et hüdroenergia modelleerimise uurimisel elektrituru hindade prognoosimisel tuleks keskenduda iga riigi või isegi hinnapiirkonna hüdroelektrijaamade modelleerimisele eraldi.

Edaspidistes uuringutes oleks vajalik mudeli sisendeid siin töös kasutatutest veel detailsemaks muuta ning analüüsida selle mõju täpsemate elektrienergia hinna prognooside saavutamiseks. Potentsiaalsed uurimiskohad on agregaatide koosseisu mooduli andmete kalibreerimine; Soome, Rootsi ja Norra hüdroelektrijaamade sisendandmete kalibreerimine; Läti, Leedu ja eelkõige Soome elektrijaamade marginaalkulude täpsustamine.

Hoolimata mõningatest kitsaskohtadest võib simulatsiooni väljundiks olevatest elektrienergia hindadest järeldada, et Balmorel on võimeline elektrituru hindade dünaamikat simuleerima.

Viited

- [1] S. Littlechild, „Eessõna,“ %1 *Electricity market reform: An international perspective*, London, ELSEVIER Ltd, 2006.
- [2] M. P. Tooraj Jamasb, „Electricity Market Reform in the European Union: Review of Progress toward Liberalization & Integration,“ *The Energy Journal, European Energy Liberalisation Special Issue*, pp. 11-41, 2005.
- [3] Elering AS, „Eleringi ajalugu,“ 2014. [Võrgumaterjal]. Available: <http://elering.ee/ajalugu-2/>. [Kasutatud 05 05 2014].
- [4] Elektrilevi OÜ, „Elektrilevi: Ettevõtte,“ [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.elektrilevi.ee/et/elektrilevist>. [Kasutatud 10 05 2014].
- [5] Nord Pool Spot, „Nord Pool Spot: History,“ [Võrgumaterjal]. Available: <http://nordpoolspot.com/About-us/History/>. [Kasutatud 05 05 2014].
- [6] Australian Energy Market Operator, „Electricity: Data,“ [Võrgumaterjal]. Available: <http://www.aemo.com.au/Electricity/Data>. [Kasutatud 04 05 2014].
- [7] F. Ding ja J. D. Fuller, „Nodal, Uniform, or Zonal Pricing: Distribution of Economic Suplus,“ *IEEE: Transactions on Power Systems*, kd. 20, nr 2, pp. 875-882, 2005.
- [8] Nord Pool Spot, „Nord Pool Spot historical market data,“ [Võrgumaterjal]. Available: <http://nordpoolspot.com/>. [Kasutatud 01 06 2014].
- [9] S. K. Aggarwal, L. M. Saini ja A. Kumar, „Electricity price forecasting in deregulated markets: A review and evaluation,“ *ELSEVIER Electrical Power and Power Systems*, nr 31, pp. 12-22, 2009.
- [10] J. Wang, A. Botterud, G. Conzelmann ja V. S. Koritarov, „Market Power Analysis in the EEX Electricity Market: An Agent-Based Simulation Approach,“ *IEEE*, 2008.
- [11] A. Foley, B. Gallachoir ja E. M. J. Hur, „A strategic review of electricity system models,“ *ELSEVIER: Energy*, nr 35, pp. 4522-4530, 2010.

- [12] Elkraft System, „Balmorel: A Model for Analyses of the Electricity and CHP Markets in the Baltic Sea region,“ 2001.
- [13] H. F. Ravn, „The Balmorel Model Structure,“ 2011.
- [14] D. Connolly, H. Lund, B. Mathiesen ja M. Leahy, „A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems,“ *ELSEVIER Applied Energy*, nr 87, pp. 1059-1082, 2010.
- [15] Energy Exemplar, „Plexos Desktop Edition,“ [Võrgumaterjal]. Available: <http://energyexemplar.com/software/plexos-desktop-edition/>. [Kasutatud 2014].
- [16] H. Ravn, „Balmorel: Energy System Model,“ [Võrgumaterjal]. [Kasutatud 05 2014].
- [17] L. Rummel, „The planning of Estonian power generation investments with Balmorel open electricity market model, SUMMARY,“ [Võrgumaterjal]. Available: http://www.eabalmorel.dk/files/download/Trainingandeducation/SummaryMScPlanningofEstonianPowerGenerationInvestments_%20LeoRummel2010.pdf. [Kasutatud 2014].
- [18] A. M. Heggedal, „Investments in new transmission capacity between Estonia and Finland,“ 31 07 2006. [Võrgumaterjal]. Available: <http://www.eabalmorel.dk/files/download/Trainingandeducation/Investment%20in%20new%20transmission%20capacity%20between%20Estonia%20and%20Finland.pdf>. [Kasutatud 20 05 2014].
- [19] Elering AS, „Estonian long-term power scenarios,“ 2014. [Võrgumaterjal]. Available: <http://elering.ee/public/Infokeskus/Uuringud/Estonian-Long-term-Energy-Scenarios.pdf>. [Kasutatud 2014].
- [20] P. M. Kenneth Karlsson, „Optimal investment paths for future renewable based energy systems - Using the optimisation model Balmorel,“ *ELSEVIER: International journal of hydrogen energy*, nr 33, pp. 1777-1787, 2008.
- [21] G. Denafas, D. Sitnikovas, A. Galinis, I. Kudrenickis, G. Klavs ja R. Kuusik, „Predicting CO₂ and SO₂ emissions in the Baltic States through reorganization of energy infrastructure,“ *ELSEVIER Environment International*, kd. 30, pp. 1045-1053, 2004.

- [22] Columbia University in the City of New York, „Definition of a Linear Program,“ [Võrgumaterjal]. Available: <http://www.columbia.edu/~cs2035/courses/ieor4600.S07/lec1.pdf>. [Kasutatud 30 5 2014].
- [23] H. F. Ravn, „The Balmorel Model: Theoretical Background,“ 2001.
- [24] Nord Pool Spot, „Handling of block bids,“ [Võrgumaterjal]. Available: <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/Day-ahead-market-Elspot-/Handling-of-block-bids/>. [Kasutatud 31 05 2014].
- [25] Nord Pool Spot, „Nord Pool Spot Urgent Market Messages,“ [Võrgumaterjal]. Available: <http://umm.nordpoolspot.com/>. [Kasutatud 31 05 2014].
- [26] INTER RAOUES, „Development of the energy sector of Russian Federation in the Baltic Sea,“ 11 2012. [Võrgumaterjal]. Available: http://www.europeanenergyforum.eu/sites/default/files/events/files/public/development_of_the_energy_sector_of_rf_in_baltic_region.pdf. [Kasutatud 20 05 2014].
- [27] Energivirasto, „Toimitusvarmuus: Voimalaitosrekisteri,“ [Võrgumaterjal]. Available: <http://www.energiavirasto.fi/voimalaitosrekisteri>. [Kasutatud 2014].
- [28] Statistics Norway, „Electricity, Annual Figures,“ 28 3 2014. [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.ssb.no/en/energi-og-industri/statistikker/elektrisitetaar/aar/2014-03-28?fane=tabell&sort=nummer&tabell=169640>. [Kasutatud 18 05 2014].
- [29] Elering AS, „Eesti elektrisüsteemi tarbimishõudluse rahuldamiseks vajaliku tootmisvaru hinnang,“ Elering AS, Tallinn, 2013.
- [30] Eesti Arengufond, „Põlevkivi energeetiline ressurss,“ 2013. [Võrgumaterjal]. Available: http://www.energiatalgud.ee/index.php?title=P%C3%B5levkivi_energeetiline_ressurs. [Kasutatud 2014].
- [31] R. Kuhi-Thalfeldt, „Distributed Electricity Generation and its Possibilities for Meeting the Targets of Energy and Climate Policies,“ p. 110, 2012.

- [32] Riigikogu, „Keskkonnatasude seadus,“ 16 05 2013. [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.riigiteataja.ee/akt/116052013013#para20>. [Kasutatud 31 05 2014].
- [33] European Energy Exchange AG, „European Energy Exchange AG: Market Data,“ [Võrgumaterjal]. Available: <http://www.eex.com/en#/en>. [Kasutatud 30 05 2014].
- [34] Eestimaa Looduse Fond, Tallinna Tehnikaülikool, „Life CYcle Analysis of the Estonia Oil Shale Industry,“ Tallinn, 2005.
- [35] I. Säde, „Ainulaadsed Väävlipuhastusseadmed lasevad Eesti põlevkivienergeetikaga jätkata,“ *Horisont*, pp. 29-31, 2012.
- [36] Elering AS, „Ülekandevõimsuste jaotamine Eestis,“ [Võrgumaterjal]. Available: <http://elering.ee/ulekandevõimsuste-jaotamine-eestis-3/>. [Kasutatud 20 05 2014].
- [37] ATS Energo, „ATSenergo.ru,“ [Võrgumaterjal]. Available: <http://www.atsenergo.ru/>. [Kasutatud 30 05 2014].
- [38] Lappeenranta University of Technology, „Cross-border electricity trade between the Nordic 'energy-only' market and the Russian capacity-based market,“ Lappeenranta University of Technology, Lappeenranta, 2013.
- [39] СО ЕЭС, „Плановые часы пиковой нагрузки по месяцам 2013 года,“ 20 12 2012. [Võrgumaterjal]. Available: http://so-ups.ru/fileadmin/files/company/markets/2013/pik_chas2013.pdf. [Kasutatud 06 05 2014].
- [40] Fingrid OY, „Information about Russian electricity markets,“ [Võrgumaterjal]. Available: http://www.fingrid.fi/en/electricity-market/cross-border-transmission/Information_about_Russian_electricity_markets/Pages/default.aspx. [Kasutatud 21 05 2014].
- [41] ATS Energo, „ПРОГНОЗ значений средневзвешенных нерегулируемых цен (СВНЦ) на электрическую энергию и мощность на март 2014 года для участников рынка – гарантирующих поставщиков,“ [Võrgumaterjal]. Available: <http://www.atsenergo.ru/results/market/forecast/index.htm>. [Kasutatud 06 05 2014].

- [42] Federal Tariff Service of Russia, „Тарифы для населения,“ 27 11 2012. [Võrgumaterjal]. Available: http://www.fstrf.ru/tariffs/info_tarif/gas/citizens/415. [Kasutatud 05 05 2014].
- [43] Nord Pool SPot, „The power market: Producers,“ [Võrgumaterjal]. Available: <http://nordpoolspot.com/How-does-it-work/The-market-members/Producers/>. [Kasutatud 29 05 2014].
- [44] R. Flatby, „Hydro Power in Norway. Status, Opportunities and Callenges,“ 22 11 2011. [Võrgumaterjal]. Available: http://ahk.de/fileadmin/ahk_norwegen/Dokumente/Presentasjoner/wasserkraft/Hydro_Power_in_Norway-Status__Opportunities_and_Challenges_NVE_Flatby.pdf. [Kasutatud 2014].
- [45] Augstsprieguma tikls, „Archive: Types of production,“ [Võrgumaterjal]. Available: http://ast.lv/eng/power_system/archive/types_of_production/. [Kasutatud 31 05 2014].
- [46] Svenska Kraftnät, „Elstatistik per elområde,“ [Võrgumaterjal]. Available: <http://www.svk.se/Drift-och-marknad/Statistik/Elstatistik-per-elomrade/>. [Kasutatud 30 05 2014].
- [47] Statistics Finland, „Energy prices 2013, 3rd quarter,“ 2013. [Võrgumaterjal]. Available: http://www.stat.fi/til/ehi/2013/03/ehi_2013_03_2013-12-18_en.pdf. [Kasutatud 24 05 2014].
- [48] European Commission, „Quarterly Report on European Gas Markets: Second Quarter 2013,“ 2013. [Võrgumaterjal]. Available: http://ec.europa.eu/energy/observatory/gas/doc/20130814_q2_quarterly_report_on_european_gas_markets.pdf. [Kasutatud 2014].
- [49] A. T. Lora, J. M. R. Santos, A. G. Exposito, J. L. M. Ramos ja J. C. R. Santos, „Electricity Market Price Forecasting Based on Weighter Nearest Neighbors Techniques,“ *IEEE Transactions on Power Systems*, kd. 22, nr 3, pp. 1294-1301, 2007.

Lisad

L1. Tootmisvõimsused modelleeritavas piirkonnas

LISA 1 TÖÖST EEMALDATUD KUNA SISALDAB ÄRISALADUST

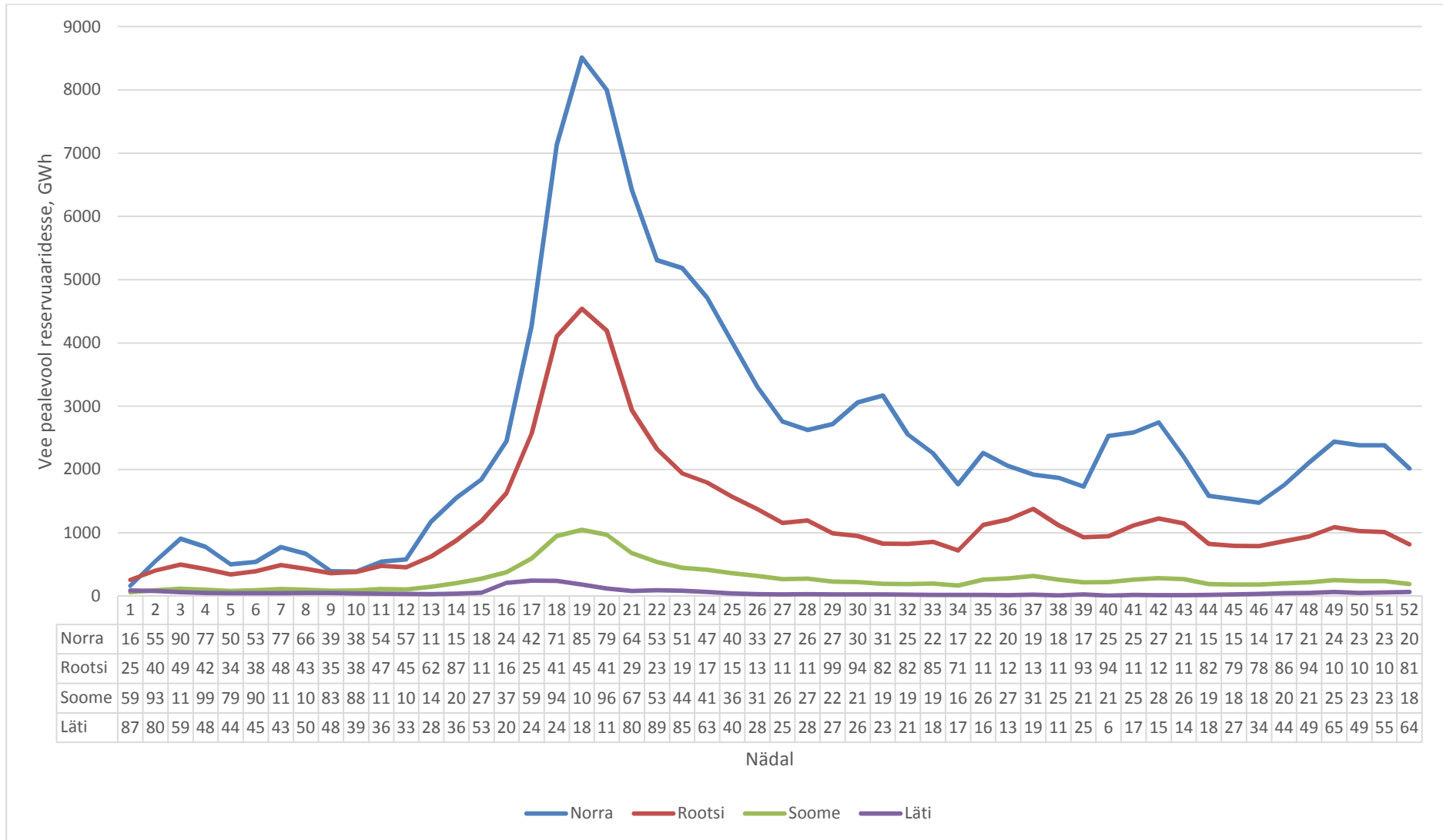
LISA 1 TÖÖST EEMALDATUD KUNA SISALDAB ÄRISALADUST

LISA 1 TÖÖST EEMALDATUD KUNA SISALDAB ÄRISALADUST

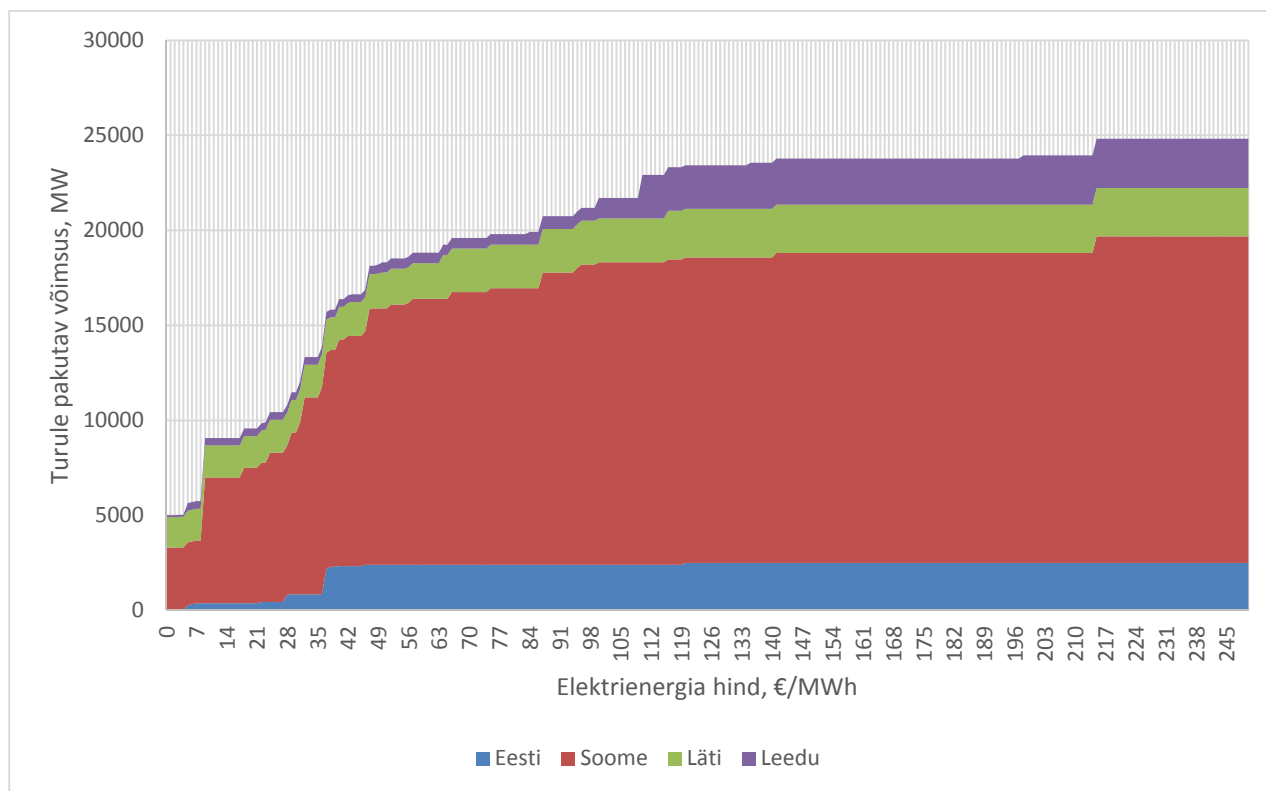
LISA 1 TÖÖST EEMALDATUD KUNA SISALDAB ÄRISALADUST

LISA 1 TÖÖST EEMALDATUD KUNA SISALDAB ÄRISALADUST

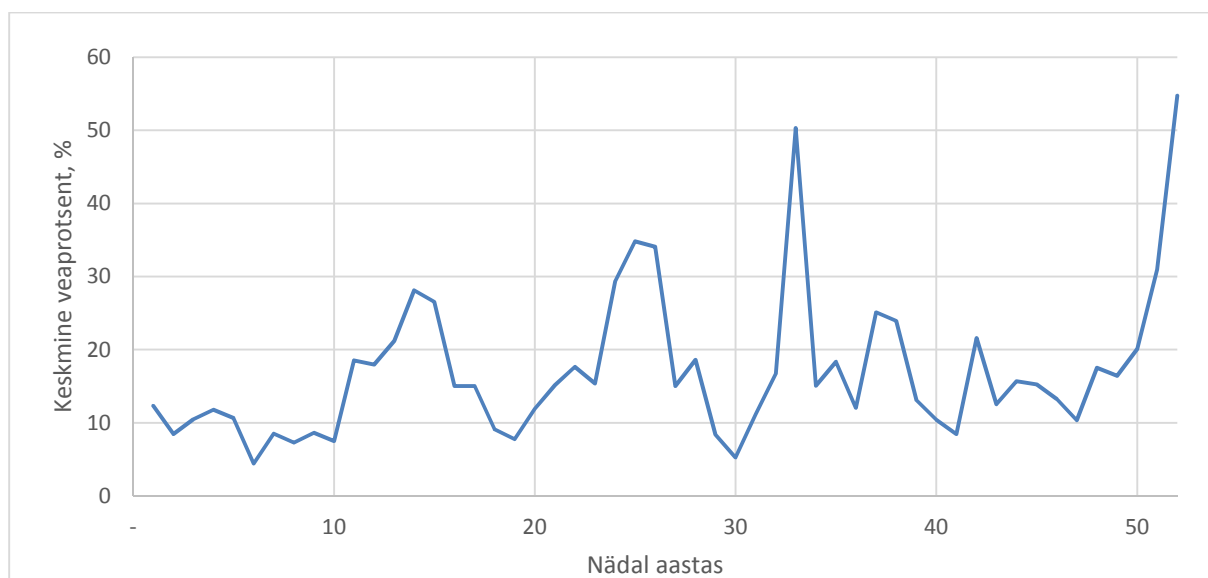
L3. Norra, Rootsi, Soome ja Läti hüdroelektrijaamade vee pealevooluköver



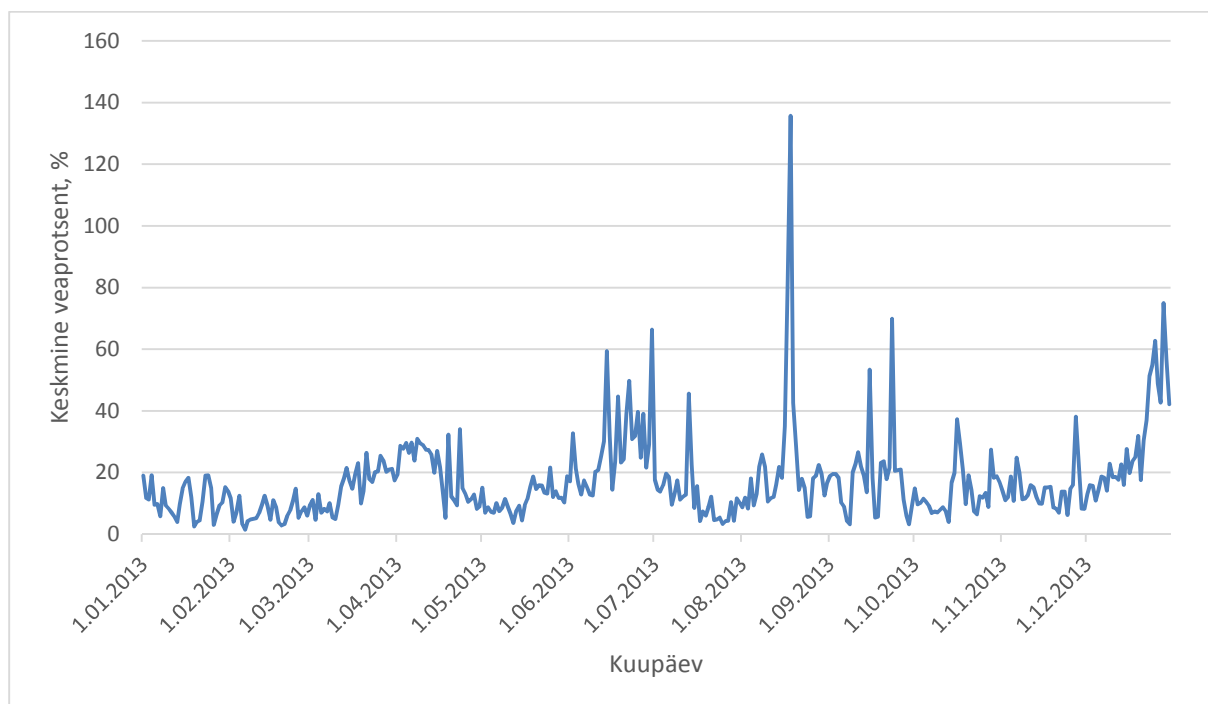
L4. Eesti, Soome, Läti ja Leedu hinnapiirkondade summaarsed pakkumiskõverad



L5. Keskmised veaprotsendid simuleeritud elektri hindade ja 2013. aasta turuhindade vahel



Joonis: Nädalate keskmised veaprotsendid simuleeritud ja reaalsel turuhindade vahel



Joonis: Päevade keskmised veaprotsendid simuleeritud ja reaalse turuhindade vahel