VILNIAUS GEDIMINO TECHNIKOS UNIVERSITETAS

ELEKTRONIKOS FAKULTETAS

ELEKTROTECHNIKOS KATEDRA

Paulius Butkus

NAUJŲ TARPSISTEMINIŲ JUNGČIŲ ĮTAKOS LIETUVOS ELEKTROS RINKAI MODELIAVIMAS „BALMOREL“ OPTIMIZAVIMO MODELIU

NEW INTERCONNECTIONS IMPACT ON LITHUANIAN ELECTRICITY MARKET MODELING BY USING BALMOREL OPTIMIZATION MODEL

Baigiamasis magistro darbas

Elektros energetikos sistemų inžinerijos studijų programa, valstybinis kodas 621H62002

Moderniosios elektros energetikos inžinerijos specializacija

Elektronikos ir elektros inžinerijos studijų kryptis

Vilnius, 2016

VILNIAUS GEDIMINO TECHNIKOS UNIVERSITETAS

ELEKTRONIKOS FAKULTETAS

ELEKTROTECHNIKOS KATEDRA

TVIRTINU
Katedros vedėjas

_____
(Parašas)

_____
(Vardas, pavardė)

_____
(Data)

Paulius Butkus

NAUJŲ TARPSISTEMINIŲ JUNGČIŲ ĮTAKOS LIETUVOS ELEKTROS RINKAI MODELIAVIMAS „BALMOREL“ OPTIMIZAVIMO MODELIU

NEW INTERCONNECTIONS IMPACT ON LITHUANIAN ELECTRICITY MARKET MODELING BY USING BALMOREL OPTIMIZATION MODEL

Baigiamasis magistro darbas

Elektros energetikos sistemų inžinerijos studijų programa, valstybinis kodas 621H62002

Moderniosios elektros energetikos inžinerijos specializacija

Elektronikos ir elektros inžinerijos studijų kryptis

Vadovas _doc. dr. Sonata Tolvaišienė___ _____ _____
(Moksl. laipsnis/pedag. vardas, vardas, pavardė) (Parašas) (Data)

Lietuvių kalbos konsultantas_____dr. Vaida Buivydienė_____ _____ _____
(Moksl. laipsnis/pedag. vardas, vardas, pavardė) (Parašas) (Data)

Vilnius, 2016

VILNIAUS GEDIMINO TECHNIKOS UNIVERSITETAS
ELEKTRONIKOS FAKULTETAS
ELEKTROTECHNIKOS KATEDRA

TVIRTINU
Katedros vedėjas

_____
(Parašas)

_____
(Vardas, pavardė)

_____
(Data)

Elektronikos ir elektros inžinerijos studijų kryptis

Elektros energetikos sistemų inžinerijos studijų programa, 621H62002

Moderniosios elektros energetikos inžinerijos specializacija

BAIGIAMOJO MAGISTRO DARBO
UŽDUOTIS
…….....Nr. .....
Vilnius

Studentui (ei) Pauliui Butkui

Baigiamojo darbo tema: Naujų tarpsisteminių jungčių įtakos Lietuvos elektros rinkai modeliavimas „Balmorel“ optimizavimo modeliu.

patvirtinta 2014 m. lapkričio 24 d. dekano potvarkiu Nr. 238el
Baigiamojo darbo užbaigimo terminas 2016 m. birželio 13 d.

BAIGIAMOJO DARBO UŽDUOTIS:
Nustatyti pagrindinius veiksnius, darančius įtaką elektros energijos kainoms ir jų prognozėms; .....
Ištirti Lietuvos kaimynines elektros rinkas bei jų daromą įtaką Lietuvos elektros rinkai;.....
Nustatyti tinkamiausią ilgalaikių elektros kainų prognozavimo modelį ir modeliavimo įrankį Lietuvos.....
elektros rinkai tirti; .....
Naudojant atrinktą modeliavimo įrankį sudaryti Baltijos jūros regiono elektros rinkų modelį; .....
Naudojantis sudarytu modeliu ištirti naujų tarpsisteminių Lietuvos elektros jungčių įtaką Lietuvos ir.....
Baltijos šalių elektros rinkoms. .....
.....
.....
.....
.....

Baigiamojo darbo rengimo konsultantai:
……
.....
.....
(Moksl. laipsnis/pedag. vardas, vardas, pavardė)

Vadovas ....
(Paraša) (Moksl. laipsnis/pedag.vardas, vardas, pavardė)

Užduotį gavau

……..
(Parašas)

……..
(Vardas, pavardė)

……..…....
(Data)

Vilniaus Gedimino technikos universitetas

Elektronikos fakultetas

Elektrotechnikos katedra

ISBN ISSN

Egz. Sk. ……

Data ….-….-….

Elektros energetikos sistemų inžinerijos studijų programos baigiamasis magistro darbas

Pavadinimas **Naujų tarpsisteminių jungčių įtakos Lietuvos elektros rinkai modeliavimas „Balmorel“ optimizavimo modeliu**

Autorius **Paulius Butkus**

Vadovas **doc. dr. Sonata Tolvaišienė**

Thesis language

X Lithuanian

Foreign (English)

Anotacija

Baigiamajame magistro darbe nagrinėjama naujai pastatytų „NordBalt“ ir „LitPol link“ tarpsisteminių elektros jungčių įtaka Lietuvos elektros rinkai. Darbe pateikiami ankstesnių susijusių tyrimų rezultatai. Atlikta Lietuvos ir kaimyninių elektros rinkų apžvalga bei nustatyta jų tarpusavio sąveika. Atlikta elektros rinkų modeliavimo metodų analizė ir kvalifikacija. Naujų tarpsisteminių jungčių įtaka Lietuvos elektros rinkai įvertinta naudojant „Balmorel“ optimizavimo modelį. Pateikiamas šio modelio aprašymas, kraštinės sąlygos, skaičiuojamieji scenarijai bei jų prielaidos. Pateikiami modeliavimo rezultatai apimantys naujų tarpsisteminių jungčių įtaką ne tik Lietuvos, bet ir Baltijos šalių elektros energijos kainai, gamybai, energijos balansui ir srautams. Apibendrinus modeliavimo rezultatus pateikiamos baigiamojo darbo išvados ir siūlymai.

Darbą sudaro septynios dalys: įvadas, literatūros apžvalga, elektros rinkos modeliavimo metodai, metodologija, modeliavimo rezultatai, išvados ir siūlymai, literatūros sąrašas.

Darbo apimtis – 63 p. teksto be priedų, 18 iliustr., 4 lent., 60 bibliografiniai šaltiniai. Atskirai pridedami darbo priedai.

Prasminiai žodžiai: rinkų sujungimas, NordBalt, LitPol link, Balmorel, elektros rinka, elektros rinkos modeliavimas, Lietuvos elektros rinka.

Vilnius Gediminas Technical University
Faculty of electronics
Department of Electric Engineering

ISBN ISSN
Copies No. ……
Date ….-….-….

Electrical Energetics Systems Engineering study programme bachelor (master) thesis.

Title: **New Interconnections Impact on Lithuanian Electricity Market Modeling by Using Balmorel Optimization Model**

Author **Paulius Butkus**

Academic supervisor **doc. dr. Sonata Tolvaišienė**

Thesis language

X	Lithuanian
	Foreign (English)

Annotation

The master thesis focuses on the analysis of newly build “NordBalt” and “LitPol link” interconnections impact on Lithuania and Baltic States electricity markets. The paper presents the results of earlier studies and provides an analyses of Lithuanian and neighboring countries energy markets including their interactions. An overview and classification of electricity market modelling methods are performed. It was determined that “Balmorel” optimization model is most suitable to assess the new interconnections impact. The “Balmorel” model description, boundaries and modelling scenarios are provided. Using “Balmorel” model, the new interconnections impact on Lithuania as well as Baltic States electricity market price, electricity production, energy balance and power flows is calculated. After examining the calculation results the conclusions and suggestions are provided.

The thesis structure consist of seven parts: introduction, literature overview, electricity market modelling methods, methodology, modelling results, conclusions and suggestions, references.

Thesis consist of: 63 p. text without appendixes, 18 pictures, 4 tables, 60 bibliographical entries.

Appendixes included.

Keywords: market coupling, NordBalt, LitPol link, Balmorel, electricity market, electricity market modeling, Lithuania energy market.

Turinys

Įvadas **4**

1. Literatūros apžvalga **7**

1.1. Europos elektros rinkų integracijos priežastys . . . 7

1.2. Baltijos šalių elektros rinkų integracijos studijų apžvalga . . . 8

1.2.1. Baltijos žiedo studija . . . 8

1.2.2. Tarpsisteminių jungčių tarp Šiaurės šalių, Baltijos šalių ir Lenkijos rinkos studija . . . 8

1.2.3. Kaliningrado ir Baltijos jūros regiono integracijos studija . . . 10

1.2.4. Baltijos jūros regiono investicijų plano studija . . . 10

1.3. Lietuvos ir kaimyninių rinkų analizė . . . 12

1.3.1. Lietuva . . . 12

1.3.2. Latvija . . . 16

1.3.3. Estija . . . 18

1.3.4. Lenkija . . . 19

1.3.5. Švedija . . . 22

1.3.6. Suomija . . . 24

1.3.7. Rusija . . . 26

1.3.8. Baltarusija . . . 32

1.3.9. Kaliningradas . . . 34

2. Elektros rinkos modeliavimas **36**

2.1. Prognozavimo horizontas . . . 37

2.2. Elektros rinkos modeliavimo ir kainos prognozavimo modeliai . . . 38

2.2.1. Simuliaciniai modeliai . . . 38

2.2.2. Lošimų teorijos modeliai . . . 39

2.2.3. Tiekimo pusiausvyros modeliai . . . 39

2.2.4. Agentų modeliai . . . 40

2.2.5. Pamatiniai modeliai . . . 41

2.2.6. Kiti modeliai . . . 41

2.3. Modeliavimo įrankio pasirinkimas . . . 42

3. Metodologija **43**

3.1. „Balmorel“ modelis . . . 43

3.2. Regionų struktūra . . . 44

3.3. Scenarijų sudarymas ir vertinimas . . . 46

4. Modeliavimo rezultatai **48**
4.1. Jungčių įtaka elektros energijos kainoms 48
4.1.1. Lietuvos ir kaimyninių rinkų elektros kainos 48
4.1.2. Lietuvos ir kaimyninių rinkų elektros kainų skirtumai 50
4.2. Jungčių įtaka elektros energijos gamybai 51
4.3. Jungčių įtaka importo ir eksporto balansui 53
4.4. Jungčių įtaka elektros energijos srautams 54

Išvados **57**

Literatūra **59**

A. priedas. Pagrindiniai studijų scenarijai ir elektros energijos kainų prognozės 2015–2025 m. **64**

B. priedas. Baltijos jūros šalių elektros energijos balansai 2014–2015 m. **65**

C. priedas. Baltijos jūros šalių disponuojamos elektrinių galios 2016 m. **66**

D. priedas. Jungčių įtaka Baltijos šalių elektros gamybai 2016 m. **67**

Santrumpų sąrašas

AE	Atominė elektrinė
AEI	Atominė elektrinė
BVP	Bendrasis vidaus produktas
ES	Europos Sąjunga
HE	Hidroelektrinė
HVDC	Aukštos įtampos nuolatinės srovės jungtis
JAV	Jungtinės Amerikos Valstijos
KHAE	Kruonio hidroakumuliacinė elektrinė
Nord Pool	Šiaurės ir Baltijos šalių elektros rinka
PSO	Perdavimo sistemos operatorius
SFE	Tiekimo funkcijos pusiausvyros modelis
VIAP	Viešuosius interesus atitinkančios paslaugos
VKEKK	Valstybinė kainos ir energetikos kontrolės komisija

Įvadas

Europos šalių elektros rinkų tarpusavio integracija prasidėjo 1995 m., kai Norvegija su Švedija, pirmosios Europoje liberalizavusios savo elektros rinkas, pradėjo tarpsisteminę elektros energijos prekybą. Sekdamos šiuo pavyzdžiu prie tarpsisteminės prekybos prisijungė Danija ir Suomija, o elektros rinkų liberalizacija ir integracija prasidėjo ir kituose Europos regionuose. 2002 m. Europos vadovų taryba nusprendė sukurti vieningą Europos elektros rinką. Buvo iškeltas tikslas, kad iki 2015 m. nei viena Europos Sąjungos (toliau – ES) valstybė neturi likti izoliuota nuo Kontinentinių Europos tinklų.

Pagrindinis elektros rinkų integracijos tikslas yra užtikrinti Europos energetikos efektyvumą, elektros energijos tiekimo saugumą ir klimato politikos tikslų įgyvendinimą už optimalią ir konkurencingą elektros energijos kainą. Nepaisant didelės Europos Vadovų tarybos paramos elektros rinkų integracijai, Europos Komisija nustatė, kad 2014 m. net 12 Europos sąjungos (toliau – ES) valstybių buvo nepakankamai integruotos į bendrą Europos elektros rinką. Į šį sąrašą pateko ir Lietuva, kuri nors ir priklausė bendrai Šiaurės šalių elektros rinkai, tačiau neturėjo tiesioginių elektros jungčių nei su Kontinentinės Europos nei su Šiaurės šalių elektros tinklais.

Tyrimo aktualumas. 2015 m. pabaigoje ir 2016 m. pradžioje Lietuva įgyvendino daugiau nei dešimtmetį trukusius „LitPol link“ (Lietuvos – Lenkijos) ir „NordBalt“ (Lietuvos – Švedijos) tarpsisteminių elektros jungčių projektus. Tai pirmosios Lietuvos tarpsisteminės jungtys su Kontinentinės Europos ir Šiaurės šalių elektros sistemomis. Bendras naujų jungčių pralaidumas sudaro daugiau nei trečdalį Lietuvoje disponuojamų elektrinių galios bei nedaug nusileidžia nuo planuotos statyti Visagino atominės elektrinės instaliuotos galios. 2015 m. gruodis – 2016 m. vasaris tapo simboliniu laikotarpiu, kurio metu Lietuva iš Europos energetinės salos tapo viena geriausiai integruotų elektros rinkų Europoje. Panaudodama vien tarpsistemines jungtis su ES valstybėmis, Lietuva gali importuoti du kartus daugiau elektros energijos negu suvartoja.

Tyrimo tikslas – nustatyti naujų Lietuvos tarpsisteminių jungčių įtaką Lietuvos elektros rinkai.

Uždaviniai, skirti tyrimo tikslui pasiekti:

1. Nustatyti pagrindinius veiksnius, darančius įtaką elektros energijos kainoms ir jų prognozėms;
2. Ištirti Lietuvos kaimynines elektros rinkas bei jų daromą įtaką Lietuvos elektros rinkai;
3. Nustatyti tinkamiausią ilgalaikių elektros kainų prognozavimo modelį ir modeliavimo įrankį tyrimo tikslui pasiekti;
4. Naudojant atrinktą modeliavimo įrankį sudaryti Baltijos jūros regiono elektros rinkų modelį;

5. Naudojantis sudarytu modeliu ištirti naujų tarpsisteminių Lietuvos elektros jungčių įtaką Lietuvos ir Baltijos šalių elektros rinkoms.

Tyrimo metodai: mokslinės literatūros ir studijų analizė, sisteminimas ir apibendrinimas; sisteminės analizės metodas; modeliavimas. Rinkai modeliuoti naudotas „Balmorel“ elektros sistemų modelis. Tyrimo duomenų apdorojimui naudotos „Microsoft Access“ ir „Microsoft Excel“ programos, o magistro darbas parašytas naudojant kompiuterinę dokumentų ženklinimo kalbą „Latex“, naudojant „Texmaker“ teksto redagavimo programą.

Darbe naudota literatūra lietuvių, anglų, rusų, lenkų kalbomis: straipsniai bei publikacijos, pateikti mokslinėje bei periodinėje spaudoje; tarptautinių konferencijų medžiaga; Europos Komisijos dokumentai; Lietuvoje ir užsienio šalyse atliktų elektros rinkos studijų rezultatai ir ataskaitos; mokomoji medžiaga; statistiniai duomenys; internetiniai šaltiniai.

Tyrimo struktūros apibūdinimas. Pirmojoje darbo dalyje pateikta Lietuvos ir užsienio autorių literatūros apžvalga, kurioje nagrinėjami elektros tinklų sujungimo ir elektros rinkų integracijos klausimai. Šioje dalyje pateikiamos elektros rinkų sujungimo priežastys bei išskirti Lietuvos elektros rinkos integraciją nagrinėjančių studijų pagrindiniai rezultatai. Toliau pateikiama Lietuvos ir kaimyninių elektros rinkų apžvalga, kurioje detaliai nagrinėjama esama elektros rinkų situacija bei ateities planai. Remiantis literatūros šaltiniais ir istoriniais duomenimis tiriama šių rinkų įtaką Lietuvos elektros rinkai. Analizės metu gauti rezultatai naudojami modeliavimo scenarijų sudarymui bei modeliavimo rezultatams interpretuoti.

Antrojoje darbo dalyje pateikiama elektros rinkos modeliavimo metodų analizė. Atlikta modeliavimo metodų klasifikacija pagal naudojamų algoritmų prigimtį. Pateikiamas modeliavimo horizonto apibrėžimas ir jo įtaka modelio pasirinkimui. Pateiktos elektros rinkos modeliavimui naudojamos programinės įrangos. Pagrindžiamas šiame darbe naudojamo „Balmorel“ modelio pasirinkimas bei modelio tinkamumas darbo tikslams pasiekti.

Trečiojoje darbo dalyje pateikiama „Balmorel“ elektros sistemų modelio struktūra ir veikimo principas. Apibūdinama modeliuojama sistema, įvesties duomenys ir kraštinės sąlygos. Sudaromi skaičiuojamieji scenarijai ir jų prielaidos. Išskiriami modeliavimo metu siekiami rezultatai.

Ketvirtojoje darbo dalyje pateikiami Lietuvos ir kaimyninių elektros rinkų modeliavimo rezultatai ir jų analizė. Pagal skaičiuojamuosius scenarijus nagrinėjama naujų tarpsisteminių jungčių įtaka: elektros kainoms, elektros energijos gamybai, elektros energijos balansui, elektros energijos srautams.

Darbo pabaigoje suformuluojamos ir pateikiamos tyrimo metu nustatytos naujų tapsisteminių jungčių įtakos Lietuvos elektros rinkai pagrindinės išvados. Teikiamos rekomendacijos tyrimo metodo tobulinimui.

Tyrimo mokslinis naujumas. Atliekant darbe aprašytus tyrimus buvo surinkti įvesties duomenys ir sudarytas Baltijos jūros regiono elektros rinkos modelis, tinkamas

analizuoti esamų ir naujų tarpsisteminių elektros jungčių, elektros generacijos ar vartojimo įtaką didmeninei elektros energijos kainai bei tarpsisteminiams elektros energijos srautams.

Tyrimo tema perskaityti 2 pranešimai konferencijose Lietuvoje bei 1 pranešimas tarptautinėje konferencijoje Vokietijoje.

Tyrimo praktinė reikšmė. Tyrimo metu panaudotą „Balmorel“ modelį naudoja Lietuvos elektros perdavimo sistemos operatorius bei Lietuvos Energetikos Institutas. Tyrimo metu gauti rezultatai gali būti naudojami:

- planuojant Lietuvos elektros sistemos plėtrą;
- planuojant Lietuvos elektros rinkos plėtrą;
- rengiant Lietuvos energetikos strategiją;
- atliekant jungčių socioekonominę analizę;
- vertinant kaimyninių šalių įtaką Lietuvos elektros rinkai;
- nustatant naujų investicijų poreikį generacijos ir tarpsisteminių jungčių vystymui.

Darbo struktūra. Darbą sudaro įvadas, 4 skyriai, išvados, literatūros sąrašas. Darbo apimtis – 63 puslapiai be priedų. Darbe yra 18 paveikslų, 4 lentelės ir 1 numeruota formulė. Darbe panaudoti 60 literatūros šaltiniai.

1. Literatūros apžvalga

Šiame skyriuje apžvelgiamos elektros rinkos integracijos studijos bei mokslinė literatūra nagrinėjanti su darbo tikslu susijusias temas. Išskirtinis dėmesys skiriamas darbams, kuriuose nagrinėjama Baltijos valstybių arba Lietuvos elektros rinkos integracija į Europos elektros rinkas. Taip pat, apžvelgiami darbai, kuriuose keliami ir nagrinėjami optimalios integracijos klausimai. Literatūros apžvalgos metu siekiama nustatyti:

- kuo remiantis yra vykdoma Europos elektros rinkų integracija ir inicijuojami naujų tarpsisteminių pralaidumų projektai;
- kaip atliekamos poveikio rinkai analizės;
- kokius modelius ir įvesties duomenis autoriai naudoja;
- kokio naujų tarpsisteminių jungčių poveikio elektros rinkai tikimasi.

1.1. Europos elektros rinkų integracijos priežastys

2002 m. Europos vadovų taryba, siekdama sukurti efektyvų Europos energetikos sektorių, nusprendė sukurti vieningą Europos elektros rinką. Taryba nusprendė, kad iki 2015 m. pabaigos nei viena ES valstybė narė neturi būti izoliuota nuo Kontinentinės Europos elektros tinklų [1]. Tikslui užtikrinti visoms ES valstybėms buvo nustatytas tikslas – iki 2020 m., palyginus su valstybėje esančia generacijos galia, turėti bent 10 proc. elektros tinklų sujungimo pralaidumą su kaimyninėmis valstybėmis.

Europos Komisijos teigimu, gerai išvystytas ir sujungtas Europos energetikos tinklas yra būtinas Europos energetikos efektyvumo ir klimato politikos tikslams pasiekti [2]. Padidinus tarpsisteminius elektros perdavimo pralaidumus tarp ES valstybių būtų užtikrinamas didesnis energijos tiekimo saugumas, padidinta vidaus elektros rinkos konkurencija, užtikrinanti objektyvias ir konkurencingas elektros energijos kainas. Taip pat gerai išvystyta ir vieninga Europos elektros rinka sukurtų tinkamą aplinką spartesniam atsinaujinančių energijos išteklių vystymuisi ir taip sumažintų ES priklausomybę nuo iškastinio kuro [2]. Vertinama, kad iki 2030 m. elektros rinkos integracija leis ES valstybių elektros energijos vartotojams sutaupyti nuo 12 iki 40 milijardų eurų per metus [3].

Tikrinant iškeltų integracijos tikslų įgyvendinimą, Europos Komisija inicijavo analizę [4]. Nustatyta, kad 2014 m. net 12 ES valstybių buvo nepakankamai integruotos į bendrą Europos elektros rinką. Identifikuojamos šios šalys: Italija, Airija, Rumunija, Estija, Latvija, Lietuva, Jungtinė Karalystė, Ispanija, Lenkija, Kipras ir Malta. Analizėje atkreipiamas dėmesys, kad Lietuva, Latvija ir Estija tarpusavyje yra gerai integruotos, tačiau pralaidumai su kitomis ES valstybėmis yra itin maži. Vertinant Komisijos išvadą reiktų atkreipti dėmesį, kad Komisijos analizėje naudoti 2011 m. Baltijos šalių trapsisteminiai pralaidumai. Dėl to nebuvo vertinama 2014 m. paleista 650 MW galios povandeninė nuolatinės srovės elektros energijos jungtis tarp Suomijos ir Estijos bei atitinkamai

700 MW ir 500 MW galios naujos tarpsisteminės jungtys tarp Lietuvos ir Švedijos bei Lietuvos ir Lenkijos.

1.2. Baltijos šalių elektros rinkų integracijos studijų apžvalga

Šiame skyriuje apžvelgiamos studijos, skirtos Baltijos valstybių elektros rinkų integracijai su Europos ir Šiaurės šalių elektros rinkomis. Šioje dalyje siekiama atsakyti į 1 skyriuje iškeltus klausimus: kaip yra atliekamos poveikio rinkai analizės; kokius modelius ir įvesties duomenis autoriai naudoja; kokio naujų tarpsisteminių jungčių poveikio elektros rinkai tikimasi.

1.2.1. Baltijos žiedo studija

1996 m. 18 energetikos įmonių iš 11 šalių, dirbančių trijose skirtingose sinchroninėse zonose aplink Baltijos jūrą, parengė Baltijos žiedo studiją [5] (angl. *Baltic Ring Study*), nagrinėjančią vieningos Baltijos jūros regiono elektros rinkos sukūrimo perspektyvą. Projekto grupė surinko detalius Baltijos jūros regiono elektros sistemos duomenis. Atliko elektros rinkos modeliavimą bei vertinant naujų elektros jungčių įtaką sistemai išnagrinėjo sistemos stabilumą.

Buvo nustatyta, kad vieninga elektros rinka užtikrintų didesnį sistemos stabilumą ir leistų sumažinti taršą visame regione. Be to, vieninga rinka lemtų mažesnę elektros energijos gamybos kainą. Nustatyta, kad tikslui pasiekti būtina harmonizuoti prekybos taisykles ir sąlygas visame regione. Taip pat, reikalingas regioninio lygmens bendradarbiavimas planuojant tarptautines jungtis, naujus gamybos šaltinius bei mažinant aplinkos taršą.

Studijoje taip pat buvo įtraukos ir naujos jungtys reikalingos elektros tinklo aplink Baltijos jūrą užžiedinimui. Tarp visų nagrinėtos ir 400 MW nuolatinės srovės bei 1000 MW kintamos srovės jungtys tarp Lietuvos ir Lenkijos. Tačiau detalūs skaičiavimai, atskleidžiantys jungčių įtaką elektros rinkai, paviešinti nebuvo.

1.2.2. Tarpsisteminių jungčių tarp Šiaurės šalių, Baltijos šalių ir Lenkijos rinkos studija

Ši 2009 m. studija [6] atlikta norint įvertinti trijų Baltijos jūros regiono jungčių (Estija – Suomija (650 MW), Lietuva – Lenkija (500 MW bei 1000 MW) ir Baltija – Švedija (700 MW)) socioekoniminį naudingumą. Elektros ribiniai kaštai kiekvienai kainų zonai skaičiuojami naudojantis simuliaciniu modeliu ir yra paremta gamybos, reikalingos patenkinti paklausą, kaštų minimizavimu. Studijoje naudojami metodai ir nagrinėta problema yra glaudžiai susijusi šio baigiamojo darbo tyrimu.

Studijoje ateities infrastruktūros poreikis vertinamas 2025 m. trimis scenarijais. Bazinis scenarijus sudarytas 2015 metams. Kiekvienas 2025 m. scenarijus apibūdina vieną iš galimų tiekimo situacijų Baltijos jūros regione:

- 2015 m. Bazinis (BAU2015) scenarijus numato sustiprintą rinkos liberalizavimą, stiprią ES energetikos integraciją ir koordinavimą, rinkos sujungimą (angl. *market coupling*) ir aukštas iškastinio kuro bei CO_2 kainas;
- 2025 m. „Business as usual 2025“ scenarijus, kuris nuo 2015 m. scenarijaus skiriasi tik aukštesnėmis iškastinio kuro ir CO_2 kainomis;
- 2025 m. „Climate and Integration“ scenarijus vertina darnų ir ES mastu organizuotą klimato įsipareigojimų įvykdymą: CO_2 emisijų lygio sumažinimas 20 proc. iki 2020 m.; Elektros pagamintos naudojant atsinaujinančius energijos išteklius (toliau – AEI) dalies padidėjimas; Energijos naudojimo efektyvumo padidinimas (mažesnis energijos paklausos augimas) bei stipri ES valstybių tarpusavio integracija;
- 2025 m. „National focus“ scenarijus vertina silpną ES valstybių tarpusavio integraciją ir nacionalinius ES valstybių veiksmus sprendžiant tiekimo saugumo problemas.

Naujų jungčių naudos vertinamos naudojant „EMPS“ modelį (angl. *EFIS Multi area Power Scheduling model*). Atliktos kelios jautrumo analizės (remiantis baziniu atveju BAU2025), tiriančios neapibrėžtumo poveikį: aukštesnes kuro kainas, žemas AEI kainas dėl AEI subsidijų, žemas Rusijos importo kainas (41 proc. mažesnė importo kaina), mažiau atominės galios regione, papildomus perdavimo pajėgumus tarp Švedijos ir Vokietijos (7200 MW) bei naujas importo galimybes iš Ukrainos į Lenkiją (1200 MW).

Reiktų pabrėžti, kad studijoje prognozuotos 2015 m. kainos Lietuvoje, Latvijoje, Estijoje, Lenkijoje, Švedijoje ir Suomijoje ženkliai viršijo faktines 2015 m. energijos kainas (žr. A priedas).

Remiantis studijos rezultatais, geriausias rinka grįstas sprendimas yra realizuoti dvi jungtis: Suomija – Estija ir Lietuva – Lenkija. Antra geriausia alternatyva yra įgyvendinti tik Lietuva – Lenkija jungtį. Trečia – įgyvendinti abi Lietuva – Lenkija ir Švedija – Baltija jungtis. Ketvirta – įgyvendinti visas tris jungtis. Tačiau, atsižvelgiant į tiekimo saugumą ir rinkos integracijos aspektus, paskutinė alternatyva būtų patraukliausia.

Šiuo metu jau žinoma, kad Baltijos šalys pasirinko būtent ketvirtą alternatyvą ir 2014 m. paleido antrąją Suomijos – Estijos jungtį („Estlink–2“), o 2015 m. buvo baigtos statyti Švedijos – Lietuvos („NordBalt“) ir Lietuvos – Lenkijos („LitPol link“) jungtys.

Pažymėtina, kad studijoje prognozuoti generacijos vystymo planai gali būti per daug optimistiški ir sunkiai įgyvendinami. Senų generacijos šaltinių pakeitimas Baltijos regione reikalauja didelių investicijų ir laiko, o planų neįgyvendinimas gali pakeisti šiuo modeliu paremtus ribinius kaštus tarp Baltijos ir Šiaurės šalių rinkų: skirtumas tarp kaštų išaugs, tai nulems didesnį jungčių naudojimą. Dar vienas trūkumas – tai neįtraukta hidroenergijos variacija iš metų į metus Latvijoje. Kitos technologinės jungčių alternatyvos taip pat nėra apsvarstytos. Vidinio tinklo stiprinimas įtrauktas į siūlomų jungčių bendrus kaštus.

Be to, studijoje aprašytas perdavimo ribojimas ir perkrovos realybėje gali būti didesnės tarp Baltijos regiono ir Lenkijos. Tam įtakos turės palyginti silpnas Lenkijos vidinis tink-

las. Šis faktas stebimas jau dabar su realiai veikiančia „LitPol link“ jungtimi. Studijoje nėra nagrinėjamos alternatyvos šios jungties pralaidumo padidinimui.

1.2.3. Kaliningrado ir Baltijos jūros regiono integracijos studija

Studija skirta įvertinti energetines perspektyvas Kaliningrado regionui kaip integruotai Baltijos jūros regiono daliai [7]. Joje analizuojamos skirtingos investavimo strategijos Kaliningrado regione ir Baltijos valstybėse. Vertinami investavimo į energijos taupymo technologijas ir atominę energiją planai bei naujos galimos regiono tarpsisteminės linijos.

Norint išanalizuoti regiono energetinę sistemą buvo panaudotas „Balmorel“ modelis keliems skirtingiems 2020 m. scenarijams: bazinis scenarijus – be atominių elektrinių regione; trys atominės energijos scenarijai – vertinama atominės elektrinės Kaliningrade ir/arba Lietuvoje įtaka; didesnio efektyvumo scenarijus – parodo mažesnę elektros paklausos nei bazinio scenarijaus atveju poveikį; Identiškų kvotų ir subsidijų scenarijus rodo lygių AEI subsidijų ir CO_2 kvotų kainų visose simuliuojamose šalyse pasekmes. Visose 2020 m. scenarijuose daroma prielaida, kad yra Baltijos energijos žiedas („NordBalt“ (700 MW), „LitPol link“ (1000 MW) ir „Estlink–2“ (650 MW)).

Remiantis modelio scenarijų prielaidomis, elektros kaina Baltijos valstybėse 2020 m. svyruoja nuo 38 EUR/MWh iki 47 EUR/MWh (žr. A priedas). Žemiausia elektros kaina 2020 m. Baltijos valstybėse būtų pastačius atomines elektrines tiek Kaliningrade tiek ir Lietuvoje (nuo 38 EUR/MWh – 42 EUR/MWh).

Studijoje pateikiami preliminarūs rezultatai apie atominę energiją, AEI bei iškastinį kurą. Nurodomos prognozuojamos kuro kainos 2020 m., įskaitant ir dujų kainą Rusijoje. Atominės energijos vystymas Kaliningrade motyvuojamas elektros eksportu iš Kaliningrado, tačiau investicijos į naują elektrinę turėtų būti papildytos investicijomis į naujas tarpsistemines jungtis. Parodoma, kad sujungus Kaliningradą su Lenkija, Kaliningrado atominės elektrinės įtaka Baltijos šalių generacijai būtų minimali. Tuo tarpu atominė elektrinė Lietuvoje nereikalauja papildomų naujų jungčių investicijų, tačiau mažina „NordBalt“ jungties išnaudojimą, bei daro neigiamą įtaką investicijoms į biomasės elektrines Lietuvoje, Latvijoje ir Šiaurės Vakarų Rusijoje.

Jei Rusija, įskaitant Kaliningradą, turėtų tokią pačia subsidijų ir CO_2 kvotų reguliavimą kaip ir ES šalys, atsirastų žymus biomasės ir vėjo energetikos potencialas. Gamtinių dujų vartojimas Rusijoje sumažėtų, o anglimi kūrenamos elektrinės palaipsniui būtų uždarytos. Esant atitinkamam subsidijų ir CO_2 kainų lygiui vėjo elektrinių plėtra Baltijos valstybėse numatoma nepaisant naujos atominės elektrinės Lietuvoje.

1.2.4. Baltijos jūros regiono investicijų plano studija

Ši „Entso–e“ studija priklauso „TYNDP 2014“ paketui [8]. Paketas apima Europos Perdavimo sistemos operatorių (toliau – PSO) plėtros planus iki 2030 m. ir atnaujinamas

kas du metus. Tai yra vienas išsamiausių dokumentų nagrinėjančių tinklo plėtrą Europoje ir gali būti panaudotas kaip pagrindinis šaltinis nustatant ES valstybių rinkos plėtros scenarijus.

Siekiant nustatyti infrastruktūros vystymo poreikį Baltijos jūros regione buvo simuliuojami keturi skirtingi scenarijai vadinami vizijomis. Pirma vizija atspindi lėto progreso situaciją: lėtą ekonomikos ir paklausos augimą, žemas CO_2 bei aukštas kuro kainas, nevyksta jokių esminių pokyčių rinkos struktūroje, o energetikos politika orientuota į nacionalinius interesus. Antroji vizija, atspindi agresyvesnį investavimą, tad lyginant su pirmąją vizija numatomas spartesnis paklausos augimas, palankesnis požiūris į atominių elektrinių plėtrą, įgyvendinama išmaniųjų tinklų ir elektromobilių plėtra, bei orientuojamasi į Europos energetikos politiką. Trečioji vizija atspindi žaliosios energetikos pereinamąjį procesą: aukštos CO_2, bet žemos kuro kainos, dar spartesnis paklausos augimas, mažiau palanki situacija atominių elektrinių plėtrai, energetikos politiką lemia nacionaliniai interesai. Paskutinė, ketvirtoji vizija apibūdina žaliosios revoliucijos scenarijų su aukštu poreikiu ir Europos energetikos politika. Ši vizija atvaizduoja 60 proc. AEI integraciją Europoje.

Pirmoje ir antroje vizijose yra didelis energijos perteklius Norvegijoje ir Švedijoje dėl didelių AEI kiekių ir atominės energijos gamybos. Pagrindinė energijos srautų kryptis Baltijos jūros regione yra iš šiaurės į pietus ir iš rytų į vakarus. Baltijos šalys eksportuoja tiek į šiaurę, tiek į vakarus. Lenkija dėl mažų CO_2 kainų gamina daugiau negu vartoja, tad perteklių eksportuoja į Vokietiją.

Trečiojoje ir ketvirtojoje vizijoje taip pat dominuoja srautas iš Šiaurės šalių į vakarus, tačiau dėl aukštesnių CO_2 kainų mažėja gamybos apimtys Baltijos šalyse, tad srautas per Baltijos šalis taip pat nukreiptas tik į vakarus. Aukštos CO_2 kainos taip pat veikia stipriai nuo anglies priklausančią Lenkijos gamybą. Tad Baltijos šalys, Lenkija bei Vokietija tampa priklausomos Skandinaviškos elektros energijos importuotojos ypač esant palankiai vėjo elektrinių gamybai.

Visais scenarijais dėl dominuojančių energijos srautų iš šiaurės į vakarus numatomi nepakankami pralaidumai tarp Skandinavijos ir vakarų Europos, Skandinavijos ir Baltijos šalių bei tarp šiaurės ir pietų Skandinavijos. Numatoma, kad pralaidumų trūkumas gali lemti lėtesnę AEI plėtrą.

Nors ši studija neapima optimalių pralaidumų vertinimo bei elektros kainos prognozių, tačiau pateikia išsamią ir patikimą informaciją apie visus regione vykdomus bei planuojamus tinklo plėtros projektus, naujų gamybos pajėgumų plėtrą; poreikių prognozes, metinius elektros energijos srautus. Visa ši informacija bus panaudota kuriant elektros rinkos modelį šiame darbe.

1.3. Lietuvos ir kaimyninių rinkų analizė

Užbaigus „NordBalt“ ir „LitPol link“ projektus Lietuvai tiesiogiai atsivėrė Skandinavijos ir Kontinentinės Europos elektros rinkos. Tai esminis pokytis sąlyginai nedidelei ir nuo elektros importo priklausančiai Lietuvai. Pokyčiai aplinkinėse valstybėse darys tiesioginę įtaką Lietuvos energetikos sektoriui.

Siekiant aiškiai suprasti elektros rinkos padėti Lietuvoje ir kaimyninėse šalyse bei jų galimą įtaką Lietuvos energetikos sektoriui šiame skyriuje bus apžvelgiamos Baltijos jūros regiono rinkos ir pateikiama informacija apie Lietuvos, Latvijos, Estijos, Lenkijos, Suomijos, Švedijos, Kaliningrado srities, Rusijos bei Baltarusijos elektros energijos generaciją, disponuojamas galias bei strateginius tikslus ir numatomą plėtrą.

Susisteminti ir analizės metu surinkti Lietuvos ir kaimyninių rinkų generacijos duomenys pateikiami B priede, o disponuojamų galių duomenys pateikiami C priede.

1.3.1. Lietuva

Po naujų elektros jungčių paleidimo, Lietuvos energetikos sistema tapo geriausiai integruota visame Baltijos jūros regione. Bendras elektros energijos komercinis importo pralaidumas padidėjo 33 proc. iki 4834 MW. Importo pralaidumas 2015 m. maksimalų apkrovos pareikalavimą viršija 2,5 karto [9].

Lietuvos elektros rinka

Elektros energijos tiekimo patikimumas yra glaudžiai susijęs su veiksmingu elektros energijos vidaus rinkos veikimu ir su šalių elektros energijos rinkų integracija. Jei elektros energijos vidaus rinkai trūksta skaidrumo ir likvidumo, sunku valdyti riziką, o naujiems dalyviams užkertamas kelias patekti į rinką.

2015 m. Šiaurės ir Baltijos šalių elektros biržoje „Nord Pool“ aktyviai prekiavo 18 Lietuvoje registruotų nepriklausomų elektros tiekėjų, kurie įsigijo 10,4 TWh elektros energijos [10]. Tai prilygsta 88 proc. šalies bendro elektros energijos poreikio (elektros energijos suvartojimas įskaitant Kruonio hidroakumuliacinės elektrinės (toliau – KHAE) užkrovimą ir tinklo nuostolius). Likusi energijos dalis suprekiauta dvišalėmis sutartimis.

Aukštas „Nord Pool“ biržos likvidumas Lietuvos prekybos zonoje lemia, kad dvišalių kontraktų kainos yra derinamos pagal biržose tendencijas. Tad elektros rinkos situaciją nulemia konkurencinė ir biržos mechanizmu paremta prekyba. Rinkos likvidumas yra viena iš kertinių sąlygų siekiant pritaikyti „Balmorel“ modelį.

Vidutinė 2015 m. elektros energijos kaina biržoje Lietuvos prekybos zonoje buvo 41,9 EUR/MWh [9]. Lyginant su praėjusiais metais, kaina mažėjo 16 proc. ir buvo mažiausia nuo prekybos „Nord Pool“ biržoje pradžios.

Aukščiausia vidutinė 2015 m. mėnesio kaina, siekusi 56,5 EUR/MWh, buvo užfiksuota spalio mėnesį. Pažymėtina, kad 2015 m. kaina Lietuvos prekybos zonoje buvo stabilesnė,

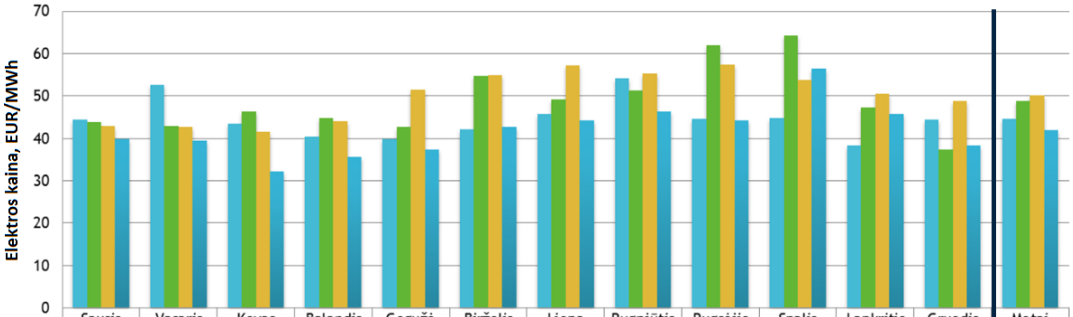
o jos augimui reikėjo daugiau veiksnių nei įprastai. 2015 m. spalį vienu metu, buvo atliekami Kaliningrado termofikacinės elektrinės remontai, baigėsi Lietuvos elektrinės kvota, mažėjo vėjo el. gamyba, buvo atliekami tinklo remontai Rusijos ir Šiaurės šalių tinkluose, bei staiga atšalus augo elektros poreikis Skandinavijoje. Tik susidėjus šiems visiems veiksniams, kainos augimas biržoje išliko ilgesnį laikotarpį ir pasiekė metų maksimumą.

Kaip ir praėjusiai metais, žemiausia vidutinė 2015 m. mėnesio elektros kaina susidarė kovą ir siekė 32,2 EUR/MWh. Dėl pavasario pradžioje patvinstančių upių žemą kainą Šiaurės ir Baltijos šalyse palaikė itin gausi hidroelektrinių gamyba ir vis didėjanti vėjo elektrinių pagaminamos elektros energijos dalis regione.

Žemiausia vidutinė 2015 m. paros elektros kaina biržoje susiformavo gegužės 31 d. ir buvo 19,7 EUR/MWh. Nors paros kainos minimumas Lietuvoje ir Latvijoje sutapo, tačiau tuo pat metu kaina buvo aukštesnė nei kaina Estijoje. Labiau kainai sumažėti neleido nepakankamas Estijos – Latvijos pjūvio pralaidumas, dėl to kainą Lietuvoje ir Latvijoje formavo elektros importo iš trečiųjų šalių kaina.

Aukščiausia vidutinė 2015 m. paros elektros kaina susidarė spalio 14 d. ir siekė 115,3 EUR/MWh. Tuo pat metu, kaina Estijoje siekė 31,9 EUR/MWh. Kainos Lietuvos prekybos zonoje augo dėl importo iš Šiaurės šalių galimybių sumažėjimo, augusio vartojimo ir KHAE gamybos sumažėjimo.

1 pav. pateikiamas 2012 – 2015 m. mėnesių elektros kainų biržoje palyginimas. Pateikti 2012 m. duomenys apima 2012–01–01 — 2012–06–17 „Baltpool“ administruotos Lietuvos elektros biržos prekybos rezultatus ir „Nord Pool“ biržos Lietuvos prekybos zonos 2012–06–18 – 2012–12–31 prekybos rezultatus.



	Sausis	Vasaris	Kovas	Balandis	Gegužė	Birželis	Liepa	Rugpjūtis	Rugsėjis	Spalis	Lapkritis	Gruodis	Metai
2012 m.	44,4	52,5	43,4	40,5	39,9	42,1	45,8	54,1	44,5	44,8	38,3	44,4	44,6
2013 m.	43,9	42,9	46,4	44,8	42,7	54,8	49,2	51,3	62,0	64,3	47,2	37,4	48,9
2014 m.	43,0	42,7	41,6	44,1	51,5	54,9	57,3	55,3	57,5	53,8	50,4	48,9	50,1
2015 m.	39,8	39,4	32,2	35,6	37,4	42,8	44,3	46,4	44,3	56,5	45,8	38,3	41,9

1 pav. Vidutinės metinės elektros kainos biržoje Lietuvoje, EUR/MWh

2014 m. lapkritį „Nasdaq OMX“ sistemoje pradėta prekiauti Lietuvos ir Latvijos elektros prekybos zonos išvestinėmis finansinėmis priemonėmis. „Nasdaq OMX“ siūlomi finansiniai produktai skirti elektros energijos prekybos rizikoms valdyti. Rinkos dalyviai gali apsidrausti ateities prekybos kainas, o sudaromų sandorių rezultatai gali būti panaudoti ateities kainų prognozėms.

„Nord Pool“ biržos sistemos ir Lietuvos/Latvijos prekybos zonos kainų skirtumo sandorių siūlomos kainos gruodžio pabaigoje rodė, kad, palyginus su „Nord Pool“ biržos sistemos kaina, elektra Lietuvoje 2016 m. metais gali būti brangesnė 19,7 EUR/MWh, o 2017 m. – brangesnė 16,9 EUR/MWh, t. y. 2016 ir 2017 metais atitinkamai siekti 36,7 ir 37,3 EUR/MWh. Tai atspindi rinkos dalyvių lūkestį, kad po „NordBalt“ ir „LitPol link“ jungčių paleidimo elektros energijos kaina Lietuvos ir Latvijos prekybos zonose mažės [11].

Gamyba ir vartojimas

Iki 2010 m. pagrindinis elektros gamintojas Lietuvoje buvo Ignalinos atominės elektrinės (toliau – AE), kuri tiekė daugiau nei 75 proc. visos šalyje pagaminamos elektros energijos. Po elektrinės uždarymo žymus elektros gamybos sumažėjimas lėmė Lietuvos energetikos sistemos pasikeitimą iš eksportuojančios į importuojančią.

2015 m. buvo importuojama 61 proc. arba 7,2 TWh šalyje suvartojamos elektros energijos. Likusi dalis (4,6 TWh) buvo pagaminta vietinėse elektrinėse [12]. Detali pagrindinių Lietuvos elektrinių informacija pateikiama 1 lentelėje.

1 lentelė. Pagrindiniai Lietuvos elektros sistemos rodikliai [12]

Elektrinės	Galia, MW	Gamyba, TWh
Šiluminės elektrinės	**1910**	**2,321**
Lietuvos elektrinė	1045	1,050
Vilniaus elektrinė	360	0,237
Kauno elektrinė	170	0,117
Panevėžio elektrinė	35	0,094
Kitos elektrinės	300	0,823
Hidroelektrinės	**1028**	**1,013**
Kauno HE	101	0,276
Kruonio HAE	900	0,667
Mažos HE	27	0,070
AEI	**619**	**1,265**
Vėjo elektrinės	438	0,807
Biokuro elektrinės	108	0,385
Saulės elektrinės	73	0,073
Suma	**3558**	**4,598**

Pagal 1 lentelės duomenis matome, kad 2015 m. šalyje pagaminta 4,60 TWh elektros energijos. Šiluminės elektrinės Lietuvoje pagamino 50 proc. energijos. Pagrindinę gamybos dalį sudarė Lietuvos elektrinė, kuri 2015 m. pagamino 1,1 TWh. Šis kiekis tiesiogiai susijęs su Valstybinės kainos ir energetikos kontrolės komisijos (toliau – VKEKK) Lietuvos elektrinei skirta gamybos kvota, t. y. energijos kiekiu, kurios gamyba yra kompensuojama vartotojų lėšomis.

Likusią pusę generavo atsinaujinančius energijos išteklius naudojančios elektrinės. Kiek daugiau nei 1 TWh elektros pagamino hidroelektrinės įskaitant ir KHAE gamybą, 0,81 TWh – vėjo elektrinės, dar 0,46 TWh pagaminta saulės energija, biomase, biodujomis ir atliekomis kūrenamose elektrinėse.

Žymus generacijos sumažėjimas 2010 m. lėmė importo padidėjimą, kuris vis dar išlieka didelis (61 proc. šalies suvartojimo) ir rodo stiprią priklausomybę nuo kaimyninių valstybių. 2015 m. kiek daugiau nei pusė, 57 proc., elektros importo sudarė energija iš Latvijos, Estijos ir Šiaurės Europos valstybių bei 43 proc. – iš trečiųjų šalių [9].

Gamybos šaltiniai

2016 m. pradžioje instaliuota galia Lietuvos elektrinėse sudarė 3558 MW: šiluminių elektrinių galia atitinka 54 proc., hidroelektrinių – 29 proc., o AEI naudojančių elektrinių – 17 proc [13]. Lyginant su praėjusiais metais, bendra instaliuota galia mažėjo 17 proc.

Didžiąją dalį disponuojamos šiluminių elektrinių galios sudarė seni ir brangią elektros energiją gaminantys įrenginiai. Kadangi darbui konkurencinėmis sąlygomis elektros energijos gamyba jose per brangi, jų veikla būdavo subsidijuojama siekiant užtikrinti tiekimo saugumą. Pradėjus eksploatuoti naujas tarpsistemines jungtis, tiekimo saugumas gali būti užtikrintas elektros energijos importu.

2015 m. pabaigoje, atsižvelgdama į pakitusias sąlygas VKEKK patvirtino 2016 m. elektros energetikos sektoriaus viešuosius interesus atitinkančių paslaugų (toliau – VIAP) biudžetą. Nuo 2016 m. lėšų Lietuvos bei termofikacinių elektrinių gamybos subsidijavimui nebebus skiriama [10]. Lietuvos vartotojai per metus sutaupys 65,9 mln. EUR.

Po VKEKK pranešimo apie pakeistą VIAP biudžetą spaudoje pasirodė pranešimai apie stabdomą šiluminių elektrinių veiklą: Vilniaus energija pranešė stabdanti Vilniaus 3–ąją elektrinę, Lietuvos energijos gamyba demontuojanti Lietuvos elektrinės 5 ir 6 blokus (po 300 MW), o Kauno termofikacinė elektrinė stabdanti 60 MW agregato veiklą.

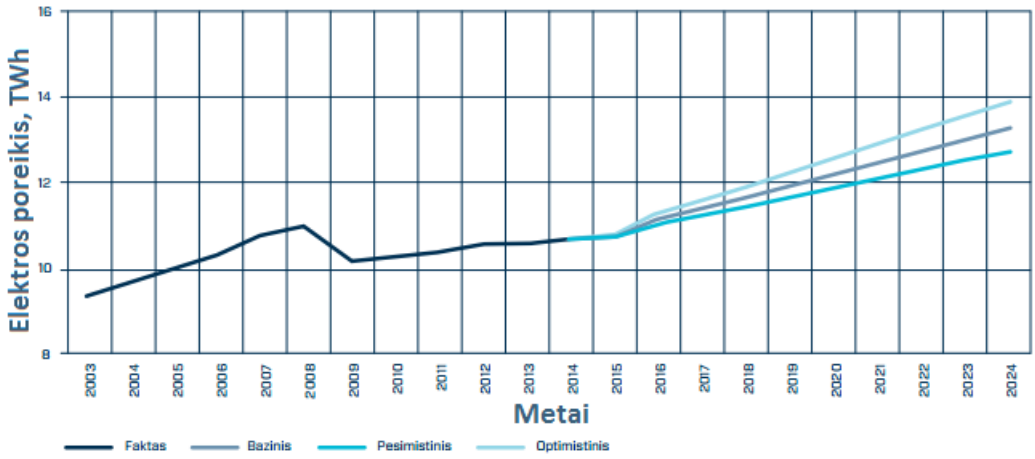
Be to, Lietuvos energijos gamyba skelbia, kad iš trijų likusių Lietuvos elektrinės blokų tik 9 blokas (445 MW) bus naudojamas komercinei prekybai. Likę du 7 ir 8 blokai (po 300 MW) bus atiduoti sisteminėms paslaugoms teikti, t. y. užtikrins Lietuvos sistemos rezervinę galią [14].

Hidroelektrinių galia Lietuvoje išlieka stabili, o plėtra nėra planuojama. Tačiau, pažymėtina, kad ne visa 900 MW Kruonio hidroakumuliacinės elektrinės galia naudojama prekybai biržoje. Du elektrinės agregatai (po 225 MW) yra rezervuoti sisteminėms paslaugoms. Likę du gali būti naudojami prekybai.

Vėjo elektrinių galia 2015 m. paaugo 151 MW. Planuojama, kad Lietuvos vėjo elektrinių parkas 2017 m. padidės iki 500 MW, o iki 2020 m. bus įrengta dar 350 MW [15].

Elektros paklausa

Nuo 2000 m. iki 2008 m. elektros vartojimas nuolat augo (žr. 2 pav.). Tačiau 2009 m.



2 pav. Lietuvos bendrų elektros energijos poreikių prognozė, TWh [15]

jis sumažėjo dėl ekonominio nuosmukio. 2011 m. vartojimo augimas atsistatė, o 2015 m. išaugo iki 10,02 TWh ir pirmą kartą viršijo 2008 m. lygį (9,88 TWh) [15].

Elektros energijos augimas tiesiogiai susijęs su valstybės ekonomikos augimu. Didžiausias elektros vartojimo augimas fiksuojamas pramonės ir paslaugų sektoriuose. Tikėtina, kad stiprėjant Lietuvos ekonomikai valstybės bendrasis vidaus produktas (toliau – BVP) ir toliau didės, o kartu su juo augs elektros suvartojimas [15].

Importas ir eksportas

2015 m. Lietuvos importas sudarė 7,46 TWh, eksportas – 0,25 TWh. Daugiausia elektros energijos buvo importuota iš Šiaurės šalių (29 proc. importo), mažiau iš Kaliningrado (25 proc.), Baltarusijos (19 proc.), Estijos (17 proc.), Latvijos (9 proc.). Nuo 2015 m. gruodžio 9 d. komercinė prekyba buvo pradėta per „LitPol link“ jungtį. Importas iš Lenkijos sudarė 1 proc. metinio Lietuvos importo [9].

1.3.2. Latvija

Maksimalus komercinis Lietuvos ir Latvijos tarpsisteminių linijų pralaidumas siekia 1234 MW energijos importui iš Latvijos į Lietuvą bei 684 MW eksportui iš Lietuvos į Latviją. Vien panaudodama šias jungtis, Lietuva elektra iš Latvijos galėtų padengti 70 proc. maksimalaus energijos vartojimo, o minimalų elektros suvartojimą, pralaidumas su Latvija viršija beveik du kartus [9].

Dėl gerai išvystytų Lietuvos ir Latvijos tarpsisteminių jungčių abiejų šalių elektros rinkos yra gerai integruotos. 2015 m. duomenimis energijos kaina tarp Lietuvos ir Latvijos prekybos zonų išsiskyrė tik 74 valandas [9], t. y. mažiau nei 1 proc. prekybos seansų. Taip stipriai sujungtos rinkos sudaro sąlygas tiesioginiai konkurencijai tarp Lietuvos ir Latvijos gamintojų vartotojui sudarant sąlygas neribotai pirkti elektrą iš tų gamintojų, kurie ją parduoda pigiausiai.

Gamyba ir vartojimas

2015 m. Latvijoje didžiausia dalis energijos pagaminama naudojant iškastinį kurą (48 proc.). Didžiausią iškastinio kuro dalį užima dujos. Generacija hidroelektrinėse sudarė 36 proc. gamybos. Latvijos hidrogamyba stipriai priklauso nuo Dauguvos upės tėkmės, o lietingais metais gali viršyti termofikacinių elektrinių gamybą. AEI (be hidroenergijos) tenka taip pat nemaža dalis – apie 16 proc. (žr. B priedas) [13].

Latvija, kaip ir Lietuva, negali užtikrinti poreikio patenkinimo vien vietiniais šaltiniais. 2015 m. Latvijos elektros energijos paklausa buvo 6,56 TWh, o gamyba – 4,85 TWh [9]. Todėl Latvijos balansas buvo deficitinis (-1,7 TWh) ir apie penktadalis elektros energijos buvo importuota.

Visą komercinį importą į Latviją sudarė elektra iš Estijos, Suomijos ir kitų Šiaurės šalių, o 65 proc. Estijos – Latvijos pjūvio komercinio srauto buvo tranzitu perduodama į Lietuvą. Elektros energija iš Lietuvos į Latviją buvo importuojama tik kelias išskirtines valandas [9].

Gamybos šaltiniai

2016 m. pradžioje Latvijoje disponuojama galia sudarė 2797 MW. AS „Latvenergo“ priklauso 86 proc. instaliuotos galios [16]. Daugiau nei pusė Latvijoje disponuojamos galios atitenka hidroelektrinėms, o apie 40 proc. galios priklauso dujas deginančioms elektrinėms. Instaliuota vėjo elektrinių galia siekė 55 MW, o likusi dalis atiteko biomasės elektrinėms.

Pagal skelbiamus Latvijos perdavimo sistemos operatoriaus duomenis [17] hidroelektrinių resursai Latvijoje yra išnaudoti. Ateityje jų plėtra nėra numatoma. Bus atnaujinamos tik senos turbinos. Tačiau planuojama didinti biokuro bei vėjo elektrinių instaliuotą galią. Skirtingų plėtros scenarijų atvejais, 2025 m. planuojama vėjo elektrinių galia sieks nuo 265 MW iki 325 MW, o biomasės elektrinių – nuo 283 MW iki 1297 MW.

2003 m. latviai pradėjo didžiausios šalyje Riga šiluminės elektrinės atnaujinimą. 2005 m. buvo rekonstruota 144 MW galios Riga 1–oji elektrinė. 2009 m. ir 2013 m. atitinkamai atnaujinti Riga 2–ios elektrinės 1 ir 2 blokai. Po rekonstrukcijos, Riga 2–ios elektrinės galia siekė 832 MW kogeneracijos darbo rėžimu bei 881 MW kondensaciniu rėžimu [16]. Pagrindinis Riga elektrinės kuras – gamtinės dujos. Ateityje nėra numatoma tolimesnė Riga šiluminių elektrinių plėtra.

Svarbi Latvijos energetikos politikos dalis yra energijos tiekimo saugumas. Skatinama diversifikuoti energijos šaltinius, didinti savarankišką apsirūpinimą energija ir AEI naudojimą. 2010 m. rugsėjį Latvijos vyriausybė nusprendė ateityje subsidijuoti tik tas įmones, kurios elektrai gaminti naudoja atsinaujinančius energijos šaltinius. Vyriausybė daugiau nebesubsidijuoja šiluminių elektrinių, naudojančių gamtines dujas.

Taigi, tik atsinaujinančios energijos gamintojai turį teisę tiekti energiją už garantuotą kainą. AEI plėtra bus pagrindinė Latvijos generacijos vystymo kryptis [17]. Planuojama iki 2025 m. Latvijos vėjo elektrinių parką išplėsti iki 340 MW (pesimistinis scenarijus)

arba 467 MW (optimistinis scenarijus). Biokuro elektrinių galia gali augti iki 220 MW (pesimistinis scenarijus) arba 312 MW (optimistinis scenarijus).

Taip bus įgyvendinamas Latvijos nacionalinis atsinaujinančios energijos veiksmų planas, kuriuo siekiama iki 2020 m. AEI dalį padidinti iki 40 proc.

Įtaka Lietuvos elektros rinkai

Lietuvos ir Latvijos elektros rinkos yra stipriai integruotos. Abiejų šalių prekybos zonose formuojasi vienoda kaina, t. y. Latvijos gamintojai ir energijos tiekėjai tiesiogiai konkuruoja su Lietuvos gamintojais ir energijos tiekėjais.

Didelę dalį Latvijos disponuojamos galios sudaro hidroelektrinės, kurių generacijos apimtis priklauso nuo Dauguvos upės tėkmės. Esant potvyniams (pavasarį ir rudenį), Latvijos hidroelektrinių gamyba pradeda dominuoti ir sudaro sąlygas kainų mažėjimui tiek Latvijoje, tiek ir Lietuvoje. Kitu metų laiku, Latvijoje dominuoja šiluminių elektrinių gamyba, o kaina biržoje yra aukštesnė bei priklauso nuo generacijos ir elektros energijos importo pasiskirstymo Lietuvoje.

Ateityje latviai planuoja didinti vėjo ir biomasės elektrinių galią. Dėl to elektros kaina stipriau priklausys ne tik nuo Dauguvos upės tėkmės, bet ir nuo vėjo greičio. Tai prisidės prie didesnių kainų svyravimo ne tik Latvijos, bet ir Lietuvos elektros rinkoje.

Iš kitos pusės, atsižvelgus į tamprų sąryšį tarp šalių galima daryti išvadą, kad naujos „NordBalt“ ir „LitPol link“ elektros jungtys tiesiogiai paveiks ne tik Lietuvos, bet ir Latvijos rinką.

1.3.3. Estija

Nors Lietuva neturi tiesioginių elektros jungčių su Estija, tačiau dėl geros Lietuvos ir Latvijos sistemų integracijos Lietuvos elektros rinka yra stipriai priklausoma nuo Latvijos importo galimybių iš Estijos ir Šiaurės šalių. Maksimalus komercinis Estijos – Latvijos tarpsisteminių jungčių pralaidumas elektros srautui iš Estijos į Latviją siekia 1000 MW [9]. 2015 m. vidutinis šios jungties pralaidumas buvo 727 MW, o išnaudojamumas siekė 92 proc. Tai labiausiai apkrauta tarpsisteminė elektros jungtis Baltijos šalyse.

Gamyba ir vartojimas

Estija yra labai priklausoma nuo iškastinio kuro (skalūnų) energijos, kuri sudarė net 84 proc. visos generacijos 2015 m. Taigi Estijos elektrinių konkurencingumas priklausys nuo būsimos CO_2 emisijų leidimų kainos. Likusią generacijos dalį beveik lygiomis dalimis pasidalino vėjo ir biomasės elektrinės (žr. B priedas).

2015 m. paklausa Estijoje sudarė 8,1 TWh, o gamyba – 9,1 TWh. Energijos perteklius siekė apie 0,9 TWh [9]. Pagrindinės eksporto kryptys buvo Latvija ir Lietuva, o daugiausia elektros importuota iš Suomijos. Jau daugelį metų Estijoje vyrauja teigiamas energijos balansas. Tendencija dėl pigaus vietinio kuro turėtų išlikti ir ateityje.

Gamybos šaltiniai

2015 m. disponuojama elektrinių galia Estijoje siekė 2409 MW [13]. Didžiausią dalį, 82 proc., sudarė iškastinį kurą naudojančios elektrinės. Pagrindinis šių elektrinių kuras – skalūnai. Vėjo elektrinių parkas siekia 328 MW arba 14 proc. visos instaliuotos galios. Likusi galios dalis atitenka biomasės ir atliekų elektrinėms.

2015 m. antrojoje pusėje „Eesti Energia“ AS valdyba priėmė sprendimą uždaryti ir demontuoti „Balti“ elektrinės 9 ir 10 blokus (po 110 MW) [18]. Disponuojama elektrinės galia sumažėjo nuo 542 MW iki 322 MW. Darbą tęsia 11 ir 12 elektrinės blokai atitinkamai 192 MW ir 130 MW. Pagrindinis kurus – naftos skalūnai.

Dėl didelės iškastinio kuro dalies, gamyba Estijoje stipriai priklausys nuo taršos leidimų kainos. Jei taršos leidimų kaina pradės augti, rinkoje vis sunkiau konkuruoti galės „Balti“ ir „Eesti“ elektrinės, kurių bendra galia sudaro apie 70 proc. gamybos galios. Siekiant išlaikyti teigiamą energijos balansą, tolimesnė Estijos gamybos šaltinių plėtrą yra orientuota į biomasės ir vėjo energijos panaudojimą. Iš pastarųjų, vėjo energija turi didžiausią potencialą augti. Planuojama įrengti 180 MW papildomų vėjo generacijos pajėgumų.

Įtaka Lietuvos rinkai

Šiuo metu Estija yra vienintelė iš trijų Baltijos valstybių turinti teigiamą energijos balansą, o praktiškai visas elektros eksportas nukreiptas į Latviją ir Lietuvą. Dėl pigaus vietinio kuro elektros kaina Estijoje yra žemesnė nei Lietuvoje ir Latvijoje. Didėjanti vėjo elektrinių dalis kainą mažins dar labiau.

Tolimesnės Estijos rinkos tendencijos ženkliai priklausys ne tik nuo vėjo elektrinių plėtros, bet ir nuo taršos leidimų kainos. Staiga pakilus taršos leidimų kainai, daugiau nei 80 proc. Estijos generacijos gali tapti nebekonkurencinga. Elektros kaina augs, o vyraves energijos srautas iš Estijos į Latviją ir Lietuvą apsivers.

1.3.4. Lenkija

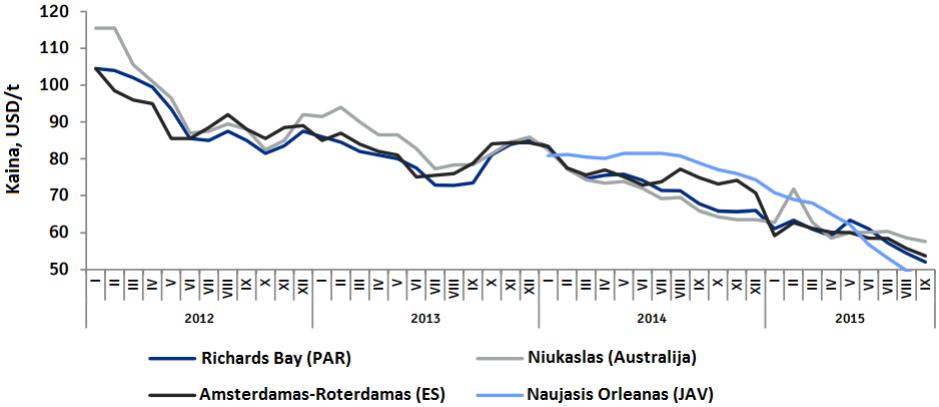
2015 m. gruodį, Lietuva pirmą kartą prisijungė prie kontinentinių Vakarų Europos tinklų. Lietuva ir Lenkija, įgyvendindamos „LitPol link“ projektą, kartu pastatė 500 MW galios elektros liniją Alytus – Elk ir srovės keitiklį Alytuje. Projekto kaina – 580 mln. EUR, Lietuvos dalis – 150 mln. EUR. Tai pirmoji Lietuvos ir Baltijos šalių elektros jungtis su Vakarų Europos elektros tinklais.

Po „LitPol link“ paleidimo tapo įmanomi elektros mainai tarp Lietuvos ir Lenkijos elektros rinkų. Papildoma 500 MW jungtis sudaro sąlygas padengti apie penktadalį Lietuvos maksimalaus elektros energijos poreikio, tad, tikėtina, kad jungtis padarys žymią įtaką Lietuvos energetikos sektoriui. „LitPol link“ įtaka dar didės ir 2020 m., nes planuojama įvykdyti antrąjį jungties etapą ir pastatyti antrąją liniją tarp Lietuvos ir Lenkijos. Po etapo įgyvendinimo „LitPol link“ jungties galia padidės iki 1000 MW.

Gamyba ir vartojimas

Lenkijoje dominuoja iškastinis kuras. 2015 m. lignitą ir anglis deginančios elektrinės pagamino 86 proc. šalyje gaminamos energijos. Iš esmės, Lenkijos sistema yra subalansuota. 2015 m. Lenkijos elektrinės sugeneravo 154 TWh elektros energijos, o šalyje buvo suvartota – 151 TWh elektros [19].

Didelę iškastinį kurą naudojančių elektrinių dalį lėmė gausūs Lenkijos anglių ištekliai. Tačiau situaciją Lenkijos anglių rinkoje nulemia globalios anglių kainos, kurios pastaraisiais metais ženkliai mažėjo (žr. 3 pav.). Tokios kuro kainos mažėjimo tendencijos yra palankios Lenkijos energijos gamintojams, tačiau daro didelę žalą Lenkijos anglių kasėjams.



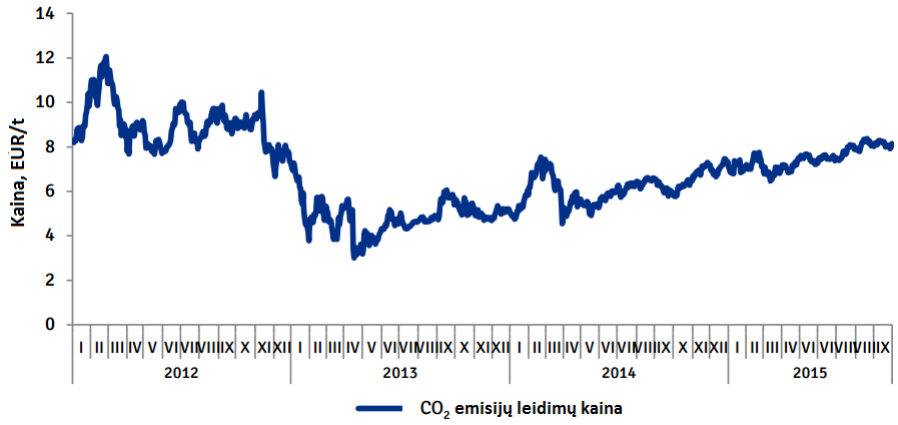
3 pav. Anglies kainų tendencijos tarptautinėse anglies rinkose [20]

Anglių kasyklos Lenkijoje nebesugeba konkuruoti su pasauline anglių rinka, tad kasybos įmonės patiria didelius nuostolius ir balansuoja ties bankroto riba. Planuojama restruktūrizuoti šias įmones, o jų valdymą tiesiogiai atiduoti elektros gamintojams. Tokie veiksmai paveiktų konkurencines sąlygas Lenkijos elektros rinkoje. Gamintojai, turintys savo anglies kasyklas siektų jas išlaikyti pelningas, dėl to didintų elektros energijos kainą Lenkijoje. Jau dabar stebima, kad elektros energijos kaina Lenkijoje neatitinka kainos, kokia teoriškai turėtų formuotis, deginant anglį.

Dėl didelės iškastinio kuro dalies Lenkijos elektros kaina turi jautriai reaguoti į taršos leidimų kainą. Pastaroji 2008 m. liepą buvo pasiekusi maksimumą - 34,4 EUR/t. Tačiau, dėl pasaulinio ekonomikos nuosmukio ir leidimų pertekliaus smarkiai mažėjo. Pastaraisiais metais taršos leidimų kaina svyruoja tarp 5 – 8 EUR/t (žr. 4 pav.), o didelė dalis taršos leidimų generatoriams atiduodami nemokamai. Atsižvelgiant į ES aplinkosaugos politiką anglies dvideginio (CO_2) emisiją iki 2020 m. sumažinti 20 proc., tikėtina, kad taršos leidimų kaina augs, atitinkamai didės gamybos kaina Lenkijos šiluminėse elektrinėse.

Gamybos šaltiniai

2016 m. pradžioje Lenkijoje instaliuota elektrinių galia siekė 37,1 GW [13]. Iškastinį kurą naudojančios elektrinės sudarė 78 proc. Anglimi kūrenamų elektrinių galia siekia



4 pav. Taršos leidimų kainų tendencijos Europos rinkoje [20]

apie 27,1 GW (žr. C priedas). Tačiau didelė dalis šių gamybos pejėgumų (apie 60 proc.) yra senesni nei 30 metų ir tik 20 proc. yra eksploatuojama mažiau nei 20 metų.

Senstančios elektrinės artimiausiu metu bus uždaromos. Iki 2017 m. planuojamų uždaryti anglimi ir lignitu kūrenamų elektrinių galia siekia 4,4 GW, daugiau nei visos Lietuvos gamybos pajėgumai. Iki 2020 m. bus uždaryta dar papildomai 1,5 GW elektrinių generuojančios galios. Jas pakeisti turėtų naujos šiluminės elektrinės, kurių bendra instaiuota galia siektų apie 4 GW [20]. Pastarosios nebus pastatytos taip greitai, kaip senosios uždaromos. Tai gali lemti generacijos trūkumą Lenkijoje 2017–2018 metais.

Senstanti generacija yra iššūkis Lenkijos sistemai. Stipriai auga poreikis modernizuoti turimas neefektyvias ir senas elektros gamybos galias, siekiant išlaikyti energetikos sistemos patikimumą ir saugumą. Taip pat energetikos sektorius turi prisitaikyti prie vis griežtėjančių aplinkosaugos reikalavimų.

Atsižvelgdamas į mažėjantį galios rezervą, nuo 2014 m. Lenkijos perdavimo sistemos operatorius įdiegė operatyvios galios rezervo (angl. *Operational Power Reserve*) mechanizmą. Tokiu būdu siekiama padidinti tiekimo saugumą ir turėti pakankamą galios rezervą, kai nenumatytai susidaro generuojančios galios trūkumas sistemoje. Tikimasi, kad šis mechanizmas išsaugos gamybos pajėgumus sistemoje, kurie kitu atveju būdų uždaryti dėl sumažėjusios kainos elektros biržoje.

Be to, sparčiai auga Lenkijos vėjo elektrinių parkas, kuris šiuo metu siekia apie 5,5 GW – 15 proc. instaliuotos galios. Planuojama, kad 2020 vėjo elektrinių galia Lenkijoje pasieks 7,5 GW, o 2030 – 14,0 GW. Subsidijuojama vėjo elektrinių energija vėjuotomis dienomis spaus Lenkijos elektros energijos kainą žemyn, tačiau esant mažai vėjo elektrinių gamybai, kaina Lenkijoje staiga augs dėl padidėjusios neefektyvių šiluminių elektrinių gamybos dalies. Tokia kainų kitimo tendencija stebėta jau 2015 m.

Elektros kainos tendencijos

Pagal esamą Lenkijos AEI rėmimo politiką, naujoms vėjo elektrinėms garantuojama

15 metų parama. Dėl šio priežasties vėjo elektrinėse gaminama energija darys tiesioginę įtaką biržos kainai. Kylant vėjo generacijai, kaina biržoje mažės.

Kita vertus, numatoma plėtra neužtikrina ES aplinkosaugos tikslų siekimo, pagal kuriuos iki 2030 m. siekiama mažinti CO_2 emisiją 40 proc. nuo 1990 m. lygio. Įvykdžius planuojamus Lenkijos AEI plėtros tikslus, 2030 m. CO_2 emisija Lenkijos elektros gamybos sektoriuje mažėtų tik 15 proc. [21]. Toks mažas pokytis lems aukštas taršos leidimų kainas – brangią generaciją šiluminėse elektrinėse tais momentais, kai vėjo elektrinių gamyba bus maža.

Atsižvelgiant į šias prognozes, vidutinė kaina Lenkijoje turėtų augti, o valandinės kainos biržoje priklausyti nuo vėjo elektrinių gamybos ir stipriai svyruoti. Jau dabar galima prognozuoti, kad „LitPol link“ jungtimi elektra dažniausiai tekės iš Lietuvos į Lenkiją, o ne atvirkščiai.

1.3.5. Švedija

2016 m. vasarį Lietuva ir Švedija įgyvendino „NordBalt“ projektą. Tai pirmoji Lietuvos – Švedijos elektros jungtis, kurią sudaro 900 km ilgio auštos įtampos nuolatinės srovės (toliau – HVDC) kabelis ir srovės keitiklių stotys prie Klaipėdos ir Nibru. Projekto kaina 552 mln. EUR, Lietuvos dalis – 222 mln. EUR. Jungties galia siekia 700 MW, tai reiškia, kad šiltą vasaros dieną „NordBalt“ galėtų patenkinti daugiau nei 60 proc. Lietuvos elektros vartotojų poreikių.

Nuo Lietuvos nepriklausomybės atkūrimo, „NordBalt“ yra didžiausia bendra Lietuvos ir Švedijos investicija į energetikos sektorių. Baltijos šalims „NordBalt“ reiškia tiesioginį priėjimą prie Šiaurės rinkos, kurioje pastaruosius metus elektros kaina yra žymiai pigesnės nei kaina Baltijos šalyse.

Gamyba ir vartojimas

Švedijos elektros energetikos sistema pagamina daugiau elektros energijos nei suvartoja. 2015 m. duomenimis Švedijoje elektrinės pagamino 157,9 TWh elektros energijos, o šalies vartojimas siekė 134,9 TWh [19].

Gamybos šaltiniai Švedijoje gerai subalansuoti. Panašiomis dalimis vyrauja atominė energetika ir elektros gamyba hidroelektrinėse. Jose pagamina 83 proc. šalies elektros. Toks kiekis prilygsta 93 proc. Švedijos elektros vartojimui. Likusį elektros kiekį pagamina atsinaujinantys energijos šaltiniai, kurių didžiąją dalį užima vėjas ir biokuras. Iškastinį kurą naudojančios šiluminės elektrinės pagaminama tik 2 proc. energijos.

Prieš pereinant prie Švedijos gamybos šaltinių analizės, reikia atkreipti dėmesį, kad Švedija yra suskirstyta į keturias prekybos zonas [9]. Elektros kainą kiekvienoje zonoje lemia energijos gamybos šaltiniai bei elektros importas. Sudarant bendrą šalies vaizdą, svarbu žinoti, kaip minėti gamybos pajėgumai pasiskirstę pagal prekybos zonas.

Šiaurinėse šalies zonose (pirmoji ir antroji) daugiau nei 80 proc. elektros pagami-

nama hidroelektrinėse. Šiose dviejose zonose yra sukoncentruotas beveik visas Švedijos hidroelektrinių potencialas. 2015 m. šiaurės Švedijoje buvo pagaminta 44 proc. šalyje pagamintos energijos, o suvartota mažiau nei penktadalis. Šiaurės Švedijos gamybos perteklius vartojimą viršija 2,7 karto. Dėl to hidroelektrinių gamybos perteklius dideliais kiekiais yra perduodamas į pietines Švedijos dalis bei eksportuojamas tarpsisteminėmis jungtimis į Suomiją ir Norvegiją.

Piečiau esančioje trečiojoje zonoje veikia visos Švedijos atominės elektrinės. Šioje Švedijos dalyje kasmet suvartojama apie 85 TWh energijos arba daugiau nei 60 proc. viso Švedijos elektros energijos poreikio. Atominės elektrinės padengia apie 70 proc. šios prekybos zonos poreikio, o likusią dalį dengia šiluminių ir vėjo elektrinių gamyba bei elektros energijos importas iš šiaurės Švedijos ir Norvegijos.

Ketvirtoje ir piečiausioje Švedijos prekybos zonoje dominuoja šiluminės ir vėjo elektrinės, kurių generacija 2015 m. buvo pasiskirsčiusi beveik po lygiai. Tačiau, vietinė generacija šioje zonoje padengia tik trečdalį vartojimo. Pastarasis sudaro apie 18 proc. šalies suvartojimo. Likusi dalis yra importuojama iš šiaurės Švedijos. Susidarius situacijoms, kai pralaidumas iš šiaurės Švedijos yra nepakankamas, o vėjo elektrinių generacija žema, elektros energija į šią zona atiteka ir per jungtis su Danija bei Vokietija.

Gamybos šaltiniai

2016 m. pradžioje Švedijoje instaliuota elektrinių galia siekė 38,7 GW [13]. Hidroelektrinių galia siekė 15,9 GW ir sudarė 41 proc. instaliuotos galios. Atominių elektrinių galia siekė 8,9 GW arba 23 proc. viso Švedijos gamybos pajėgumo. Pastaraisiais metai ženkliai išaugo vėjo elektrinių parkas, kuris šiuo metu siekia 5,5 GW. Šiluminių elektrinių galia siekia 8,4 GW (žr. C priedą).

Šiuo metu Švedijoje yra didelis neapibrėžtumas dėl atominės energetikos ateities. 2014 m., pakitus politiniai padėčiai šalyje, buvo sugriežtinti eksploatacijos reikalavimai bei padidinti mokesčiai esančioms atominėms elektrinėms. Maža to, buvo pasiektas politinis sutarimas iki 2026 m. uždaryti keturis seniausius Švedijos atominius reaktorius. Šių reaktorių bendra galia siekia apie 2,8 GW – apie 7 proc. visų instaliuotų elektros gamybos pajėgumų Švedijoje.

Nepalanki atominių elektrinių mokestinė aplinka ir šiuo metu vyraujančios žemos energijos kainos biržoje, verčia atomines elektrines dirbti nuostolingai. Atsižvelgus į tai, kad artimiausius kelerius metus žemos kainos Švedijoje turėtų išlikti, atomines elektrines eksploatuojančios kompanijos priėmė dar nepalankesnį sprendimą atominei energetikai – paankstinti minėtų reaktorių uždarymą ir eksploatacijos nutraukimą pradėti jau 2017 metais.

Dalį gamybos pajėgumo sumažėjimo pietinėje Švedijoje kompensuos vėjo elektrinių plėtra bei dvi naujai statomos 600 MW nuolatinės srovės jungtys tarp šiaurės ir pietų Švedijos. Tikimasi, kad dėl naujų jungčių pralaidumas tarp šiaurės ir pietų Švedijos padidės 25 proc. Taigi, gamybos sumažėjimą pietinėse zonose pakeis elektros importas iš

šiaurėje esančių hidroelektrinių. į Jungtys Pirmos jungties eksploatacija planuojama nuo 2016 m. pabaigos.

Kita vertus, vėjo elektrinių generacija yra nepastovi. Pietuose nepakeitus bent dalies prarasto gamybos pajėgumo patikimais generacijos šaltiniais, tikėtina, kad dėl galių trūkumo iškils grėsmė elektros energijos tiekimui piko valandomis ir didžiausių apkrovų metu (itin šaltais žiemos periodais, remontų metu bei esant mažam vėjui). Tokiais atvejais pietinėje Švedijoje tektų didinti elektros importą, pavyzdžiui, iš Norvegijos, Danijos ar net Lietuvos.

Įtaka Lietuvos elektros rinkai

Analizuojant atskiras elektros prekybos zonas Švedijoje, galima pastebėti, kad dėl skirtingo generacijos šaltinių išsidėstymo žemiausia elektros kaina yra šiaurės Švedijoje. Ketvirtojoje prekybos zonoje dėl didelės šiluminių elektrinių dalies elektra yra brangesnė tačiau 45 proc. mažesnė nei kaina Lietuvoje.

Tokią tendenciją lemia tai, kad atominėse ir hidroelektrinėse pagaminta elektra yra gana konkurencinga kitų energijos šaltinių atžvilgiu. Ši aplinkybė dažnai nulemia, kad Švedijos elektros kaina yra žemesnė nei šalyse, kuriose dominuoja brangesni elektros gamybos būdai, pavyzdžiui, šiluminėse elektrinėse deginamos gamtinės dujos ar anglis.

„NordBalt“ jungtis Lietuvą sujungs su Švedijos ketvirtąją prekybos zona, kuri didžiausią energijos kiekį gauna iš šiaurės Švedijos ir yra stipriai priklausoma nuo trečiosios prekybos zonos. Kol trečiojoje zonoje didelę dalį generacijos sudaro stabili gamyba atominėse elektrinėse, kainos svyravimai ketvirtojoje zonoje yra nedideli. Tačiau, ateities perspektyvas stipriai įtakos branduolinės energetikos perspektyvos Švedijoje bei perdavimo tinklo plėtra visoje Skandinavijoje.

Pagal dabartinę situaciją galima teigti, kad dėl pakankamos generacijos galios ir konkurencingos elektros kainos elektra per „NordBalt“ jungtį tekės kryptimi iš Švedijos į Lietuvą, o dėl padidėjusios elektros pasiūlos elektros kaina Lietuvoje turėtų mažėti.

1.3.6. Suomija

2006 m. lapkritį Suomijos ir trijų Baltijos šalių energetikos įmonės įgyvendino „Estlink–1“ projektą. Tai buvo pirmoji Suomijos – Estijos 105 km HVDC elektros jungtis. Jos galia siekė 350 MW ir galėjo padengti daugiau nei dešimtadalį Baltijos šalių suvartojimo. Nuo 2013 m. jungties nuosavybės teisės išpirko Estijos ir Suomijos PSO.

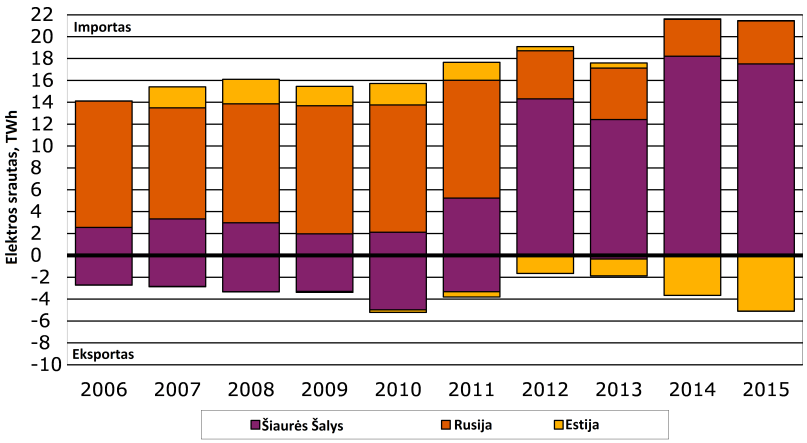
2014 m. vasarį Estijos ir Suomijos Perdavimo sistemos operatoriai įgyvendino antrosios „Estlink“ jungtį. „Estlink–2“, galia siekia 650 MW, tad bendras pralaidumas tarp Suomijos ir Estijos buvo padidintas iki 1000 MW. „Estlink–2“ jungties dėka Estija ir Suomija pradėjo formuoti vieningą prekybos zoną, t. y. elektros kaina Estijos prekybos zonoje susilygino su kaina Suomijoje ir tapo ženkliai mažesnė nei kaina Lietuvos ir Latvijos prekybos zonose.

Gamyba ir vartojimas

Suomijos elektros energijos generacija nėra priklausoma nuo vieno energijos šaltinio [19]: 33 proc. sudaro atominė, 20 proc. – iškastinio kuro, 25 proc. – hidroenergija ir 20 proc. – kitų atsinaujinančių išteklių energija (žr. B priedas). Elektros paklausos struktūrą lemia didelė energijai imlios pramonės dalis ir ilgas šildymo bei apšvietimo reikalaujantis sezonas.

2015 m. duomenimis Suomijoje buvo pagaminta 67,1 TWh elektros energijos, o šalies vartojimas siekė 83,5 TWh [19]. Importo dalis Suomijoje sudarė apie 20 proc. šalie suvartojimo. Beveik 80 proc. komercinio elektros importo į Suomiją sudarė energija iš Švedijos, likusi dalis iš Rusijos bei nežymus kiekis iš Estijos.

Iki 2012 m. didžiąją dalį elektros Suomija importavo iš Rusijos (žr. 5 pav.) bei vyravo importas iš Estijos. 2011 m. pabaigoje buvo užbaigta antroji Suomijos – Švedijos HVDC jungtis („Fenno–Skan 2“) [22]. Tuo pačiu laikotarpiu Rusijoje buvo įvestas galios mokestis, padidinęs importo kainą iš šios šalies. Dėl šių priežasčių Suomijos importo portfelis pasikeitė iš esmės. Rusiška energija buvo pakeista Skandinaviška, o Estijai prisijungus prie „Nord Pool“, elektros srautas iš Estijos į Suomiją apsivertė.



5 pav. Suomijos elektros energijos importo ir eksporto tendencijos

Gamybos šaltiniai

2016 m. pradžioje Suomijos disponuojama elektrinių galia siekė 15,8 GW [13]. Iš jų apie 45 proc. buvo iškastinį kurą naudojančios elektrinės, beveik penktadalis – hidroelektrinės, AEI ir atominės elektrinės sudarė po maždaug 17 proc. – 18 proc. disponuojamos galios (žr. C priedą).

Vystydami naujus generacijos pajėgumus, suomiai prioritetą skiria mažai šiltnamio efektą sukeliančių dujų išmetančioms elektrinėms: hidroelektrinėms, biokuro ir vėjo jėgainėms bei atominei energijai.

Pagal Suomijos ilgo laikotarpio klimato ir energetikos strategiją, suomiai planuoja iki 2020 m. padidinti AEI generacijos dalį iki 38 proc., o iki 2050 m. sumažinti CO_2 išmetimą

80 proc. ir užsitikrinti visišką nepriklausomybę nuo elektros energijos importo [23].

Siekiant įvykdyti 2020 m. tikslą, AEI Suomijoje turi pagaminti 38 TWh energijos, iš kurių 6 TWh planuojama pagaminti vėjo elektrinėse. Iki 2020 m. instaliuota vėjo elektrinių galia turės padidėti iki 2500 MW.

2050 m. tikslams pasiekti suomiai plėtos branduolinę energetiką. Šiuo metu Suomijoje veikia keturi atominiai reaktoriai, o 2005 m. vasarį buvo suteikta licencija penktojo reaktoriaus statybai. Tačiau šis naujas „Olkiluoto–3“ atominės elektrinės projektas nebuvo sėkmingas. Tikėtasi, kad elektrinė pradės veikti 2009 m., tačiau jos paleidimas buvo nukeltas beveik dešimtmečiui į 2018 m. pabaigą. Nepaisant „Olkiluoto–3“ projekto nesėkmės, šiuo metu Suomijos valdžia veda derybas dėl „Olkiluoto–4“ atominės elektrinės statybų pradžios.

Be to, praėjus dviem metams nuo „Olkiluoto–3“ projekto pradžios, Suomijos pramonės kompanijos inicijavo „Hanhikivi–1“ atominės elektrinės projektą. 2010 m. prie projekto prisidėjo Rusijos energetikos kompanija „Rosatom“. Planuojama, kad bendradarbiaujant su „Rosatom“, 1200 MW galios elektrinės statybos prasidės 2018 m., o komercinę prekybą bus pradėta nuo 2024 m.

Kol vykdomi naujų atominių elektrinių projektai, Suomijoje atliekami intensyvūs senų šiluminių elektrinių uždarymo darbai. Per artimiausius metus planuojama uždaryti 2,5 GW generacijos pajėgumų. Ši prarasta generacija artimiausiu metu nebus pakeista naujomis elektrinėmis. Pavyzdžiui, 2012 m. pabaigoje darbą pradėjo 300 MW galios „Forssa“ dujų elektrinė. Tačiau jau 2013 m. ši elektrinė buvo atiduota rezervui ir nebevykdo komercinės veiklos. Ji naudojama tik avarinėms situacijoms valdyti.

Įtaka Lietuvos elektros rinkai

Suomija iki naujų atominių elektrinių darbo pradžios išliks elektros energiją importuojanti valstybė, o intensyvus šiluminių elektrinių uždarymas tiesiogiai įtakos pasiūlą elektros rinkoje. Taip pat, augantis vėjo elektrinių parkas darys vis didesnę įtaką biržos kainai Suomijos prekybos zonoje. Kaina taps mažiau stabili, tad eksporto kiekis į Baltijos šalis priklausys nuo vėjo elektrinių generacijos.

Dėl nepakankamo pralaidumo tarp Suomijos ir Švedijos, Suomijoje ir toliau formuosis aukštesnė kaina nei Švedijoje. Remontų arba piko valandomis esant aukštam vartojimui ir mažai vėjo elektrinių generacijai daugiau energijos iš Švedijos importuoti nebus galimybių. Tad kaina Suomijoje gali staiga didėti, o vyravęs elektros energijos srautas iš Suomijos į Baltijos šalis apsiversti.

1.3.7. Rusija

Dėl istorinių priežasčių Lietuva, Latvija ir Estija po nepriklausomybės atgavimo neturėjo perdavimo sistemos jungčių su kitomis ES valstybės. Baltijos šalys iki dabar sinchroniškai dirba su Rusijos ir Baltarusijos elektros sistemomis ir yra tarpusavyje priklausomos

sistemos balansavimo požiūriu. Generacijos pasiskirstymas Rusijos sistemoje daro įtaką vidiniams Baltijos šalių komerciniams pralaidumams. Dėl šios priežasties Lietuva ir Latvija turi ribotas galimybes elektros importui iš Estijos ir Šiaurės šalių. Be to, Lietuva didelę dalį elektros energijos importuoja iš Rusijos bei Baltarusijos, todėl svarbu apžvelgti esamą situaciją Rusijoje.

Rusijos elektros rinka

Paskutinį dešimtmetį Rusijos elektros rinka patyrė perversmą [24]. 2011 metais buvo užbaigtas tiek elektros energijos, tiek galių rinkų liberalizavimas. Tokiu būdu Rusijoje elektros kainą pradėjo formuoti energijos ir galios dedamosios.

Rinkos funkcionavimui Rusijos sistema buvo padalinta į tris zonas: 1–oji kainų zona (Europa – Uralas), 2–oji kainų zona (Sibiras – Tolimieji rytai) ir uždaros zonos, kuriose rinka nefunkcionuoja (žr. 6 pav.). Galios rinka veikia tik 1–oje ir 2–oje kainų zonose. Į šias zonas patenka sritis besiribojanti su Suomija, tačiau nepatenka Kaliningrado regionas, dėl to elektros energijos importo kiekis iš Kaliningrado nepriklauso nuo galios dedamosios.

Galios dedamoji taikoma tik darbo dienomis, piko valandomis, kai elektros energijos vartojama daugiausiai (žr. 7 pav.). Piko valandos Rusijoje dažniausiai apima darbo dienų laikotarpį nuo 8:00 iki 16:00 ir nuo 19:00 iki 22:00, tačiau kiekvienam mėnesiui būna nustatomos atskirai, tad gali kisti [24]. Tokiu būdu siekiama sumažinti pikinės galios poreikį skatinant vartotojus elektros naudojimą perkelti į nepikinių valandų laikotarpį, o surinktas galios dedamosios mokestis panaudojamas remti naujus gamybos pajėgumus. Naujos elektrinės gali pretenduoti į galios dedamąją ir gauti garantuotą investicijų grąžą. Naujoms šiluminėms elektrinėms suteikiama garantuota parama nuo 10 m. iki 15 m., o naujos hidroelektrinės ir atominės jėgainės gauna paramą bent 20 m. Pažymėtina, kad galios aukciono atrankos kriterijai nėra vieši.

6 pav. Rusijos elektros biržos prekybos zonos

Galios mokesčiu apmokestinami ne tik vartotojai, bet ir elektros energijos eksportuotojai [24]. 5 pav. pavaizduota elektros energijos eksportas iš Rusijos į Suomiją. 2011 metais, įvesta galios dedamoji stipriai paveikė eksporto kainą, tad rusiška elektros energija tapo mažiau konkurencinga. Eksportas į ES šalis pradėjo mažėti, o piko valandomis eksportas vykdomas tik esant aukštai elektros kainai „Nord Pool“ biržoje.

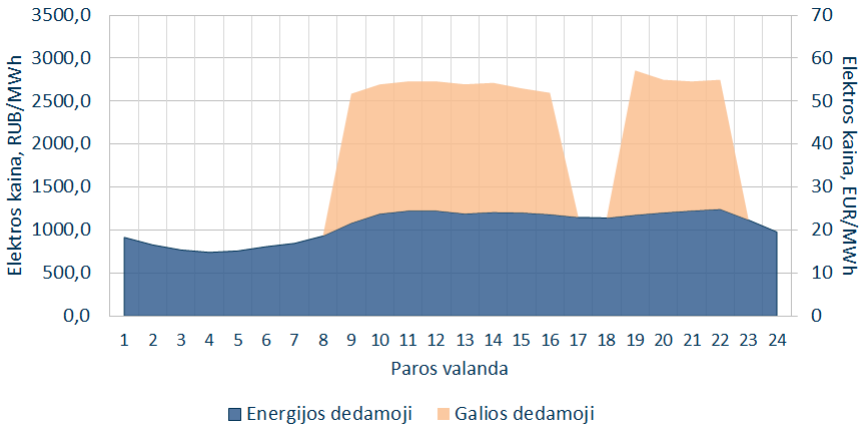
Rusijos elektros rinka suskirstyta į atskiras zonas bei jos regionai padalinti sistemos balansavimo požiūriu (žr. 8 pav.) [25]. Iš viso veikia septynios subalansuotos sistemos: Šiaurės vakarų, Centro, Pietų, Vidurio Volgos, Uralo, Sibiro ir Rytų. Energijos mainai tarp jų nėra dideli, o Baltijos šalys bei Suomija yra stipriausiai veikiama Cento ir Šiaurės vakarų sistemų. Abiejose, taip pat gaminama daugiau energijos nei suvartojama, tad elektra iš jų yra eksportuojama ne tik į ES šalis, bet ir tolimesnius Rusijos regionus, tad pastarųjų įtaka Baltijos šalims bei Suomijai yra nežymi. Toliau, šioje analizėje bus nagrinėjami tik Centro bei Šiaurės vakarų Rusijos regionai.

Gamyba ir vartojimas

Daugiau nei pusė elektros energijos Šiaurės vakarų ir Centro Rusijoje generuojama naudojant iškastinį kurą (55 porc.), atominei energijai tenka 41 proc., o hidroenergijai – 5 proc. (žr. B priedas) [26]. 2015 m. šiose Rusijos dalyse elektros energijos generacija buvo 5 proc. didesnė nei poreikis, todėl elektra buvo eksportuojama į tolimesnius Rusijos regionus (32 proc.), Suomiją (24 proc.), Baltarusiją (21 proc.), Baltijos šalis (21 proc.), Ukrainą (16 proc.) bei nežymus kiekis į Norvegiją.

Gamybos šaltiniai

2016 m. pradžioje disponuojama galia Šiaurės vakarų ir Centro Rusijoje sudarė 76,4 GW [26], iš kurių didžiausia dalis teko iškastinį kurą naudojančioms elektrinėms (69 proc.). Atominių elektrinių dalis siekė 24 proc., o likusią gamybos pajėgumų dalį sudarė hidroelektrinės (žr. C priedą). Instaliuota vėjo elektrinių galia buvo tik 5,2 MW arba 0,01 proc. instaliuotos galios.



7 pav. Vidutinė elektros kaina Rusijos elektros biržoje 2014–2015 m.

8 pav. Elektros energijos gamybos ir vartojimo balansas Rusijos energetikos sistemoje

Rusijos energetikos strategijoje numatyta, kad Europinėje Rusijos dalyje turėtų didėti atominių elektrinių dalis užtikrinant bazinę apkrovą [27]. Atominės elektrinės būtų statomos kartu su hidroakumuliacinėmis elektrinėmis. Taip pat planuojama uždaryti senas, modernių technologijų ir aplinkosaugos standartų neatitinkančias elektrines.

Strategijoje prognozuojama, kad iki 2030 m. visos Rusijos elektros generacijos struktūra šiek tiek keisis: nuo dabartinių 11 proc. padidės atominių elektrinių gaminamos elektros energijos dalis iki 19 proc., hidroenergijos ir AEI dalis ženkliai nekis ir sieks apie 20 proc., o šiluminių elektrinių dalis optimistiškiausiu scenarijumi mažės nuo 68 proc. iki 55 proc., o pesimistiniu scenarijumi išliks nepakitusi [27].

Siekiant giliau suprasti Rusijos energetikos sistemą ir galimą įtaką Lietuvos elektros rinkai, pagal viešai prieinamą informaciją, buvo išanalizuota generacijos savininkų struktūra. Nustatyta, kad visos Rusijoje esančios atominės elektrinės bei didžiosios hidroelektrinės priklauso dviem valstybinėms monopolijoms (atitinkamai „Rosatom“ ir „Rushydro“). Bendrai vertinant galias 1–oje prekybos zonoje pastebėta, kad valstybinės įmonės valdo nuo 65 proc. iki 80 proc. instaliuotos galios, o didžiosioms šiluminėms elektrinėms daugiau nei 60 proc. dujų tiekia „Gazprom“.

Elektros energijos eksporto ir importo teisės taip pat yra suteiktos vienintelei valstybinei įmonei – „InterRao“. Pastaroji sparčiai plečia savo veiklą. 2008 m. įmonės valdomų elektrinių galia siekė 1,8 GW, o šiuo metu įmonei priklauso apie 35 GW generacijos pajėgumų. „InterRao“ kelia sau ambicingą tikslą – iki 2020 m. tapti didžiausia pasaulyje energetikos įmone [28].

Energijos ir galios dedamųjų kainos Rusijoje

Rusijos elektros energijos rinkoje veikia Mazginis kainų skaičiavimo principas. Kaina kiekvieną valandą yra apskaičiuojama maždaug 7–8 tūkstančiams mazgų. Rusijos elektros rinkos operatorius viešai skelbia 5 tūkst. pagrindinių mazgų kainas [29]. Siekiant nustatyti

už kokią galimai kainą eksportuotojas iš Rusijos perka elektros energiją Rusijos elektros biržoje, buvo atrinkti 4 pagrindiniai mazgai priklausantys aukštos įtampos perdavimo sistemos linijoms vedančioms artimiausiu keliu iki Baltijos šalių sienos (žr. 9 pav.).

9 pav. Analizėje naudojami 4 pagrindiniai Rusijos kainų mazgai

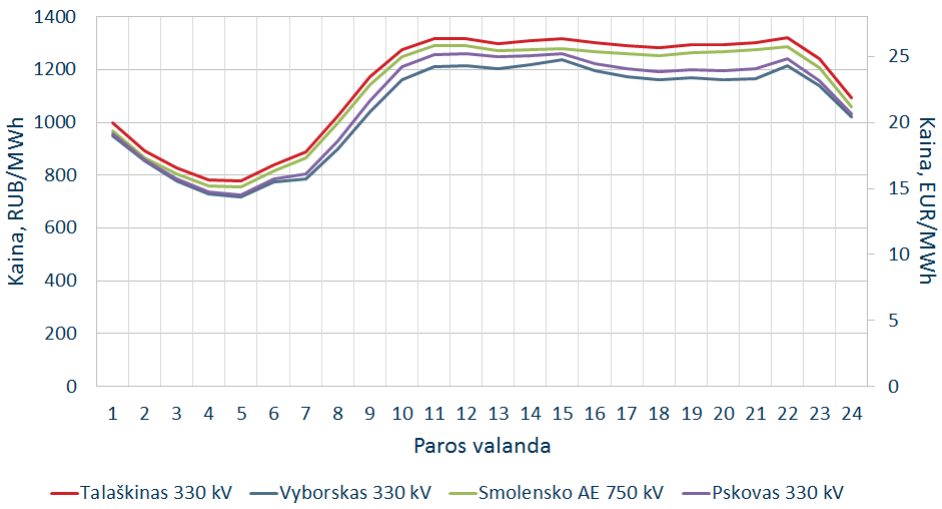
Vidutinė paros kaina keturiuose mazguose parodyta 10 pav., o vidutinė metinė kainą siekė nuo 1049 RUB/MWh iki 1144 RUB/MWh (20,9 – 22,8 EUR/MWh). Paros kaina tiksliai atitinka vartojimo profilį, o kainos skirtumas tarp atskirų mazgų siekia tik nuo 1 EUR/MWh iki 3 EUR/MWh.

Tiksli galios dedamosios kaina nėra skelbiama. Ji nustatoma kiekvienam vartotojui ir eksportuotojui atskirai atsižvelgiant į jų nuokrypius nuo planuoto ir faktinio elektros energijos vartojimo bei regionų, prie kurių jie yra priskirti. Kita vertus, Rusijos elektros rinkos operatorius skelbia maždaug 155 gamintojų nereguliuojamą mėnesinį galios mokestį. Buvo atrinkti gamintojai esantys tame pačiame regione (Smolensko, Pskovo ir Leningrado), kuriuose yra ir mūsų pasirinkti keturi mazgai. Šiems gamintojams skiriamas mėnesinis galios mokestis padalintas iš apmokestinamu piko valandų skaičiaus kiekvieną mėnesį.

Apskaičiuotos galios dedamosios nuo 2013 m. pradžios iki 2015 m. gegužės vaizduojamos 11 pav. Nustatyta, kad 2013 m. galios dedamoji visuose regionuose buvo panaši, tačiau nuo 2014 m. vidurio pradėjo formuotis nedideli skirtumai. Staigus kainos kritimas Leningrado regione 2015 m. sausį stebimas tik vieninteliam gamintojui, kurio mokestis naudotas skaičiavimuose. Kadangi galios aukcionai vykdomi kiekvieną mėnesį, tikėtina, kad 2015 m. sausį ne visi šio gamintojo generatoriai laimėjo šį aukcioną ir dėl to buvo sumažėjęs galios mokestis. Kitų Leningrado regione esančių gamintojų galios mokesčio dalis 2015 m. sausį smarkiai nekito ir išliko panaši į Pskovo ir Smolensko mokesčio dalis.

Nustatyta, kad didžiausia galios mokesčio dedamoji yra šildymo sezono metu. Tuo metu vartojimas yra didžiausias, o generacijai pasitelkiama ir brangi generacija. Žemiausia galios kaina yra vasaros pabaigoje ir rudens pradžioje. Nagrinėtą laikotarpį nustatytos vidutinės galios ir energijos dedamosios darbo dieną atvaizduojamos 7 pav.

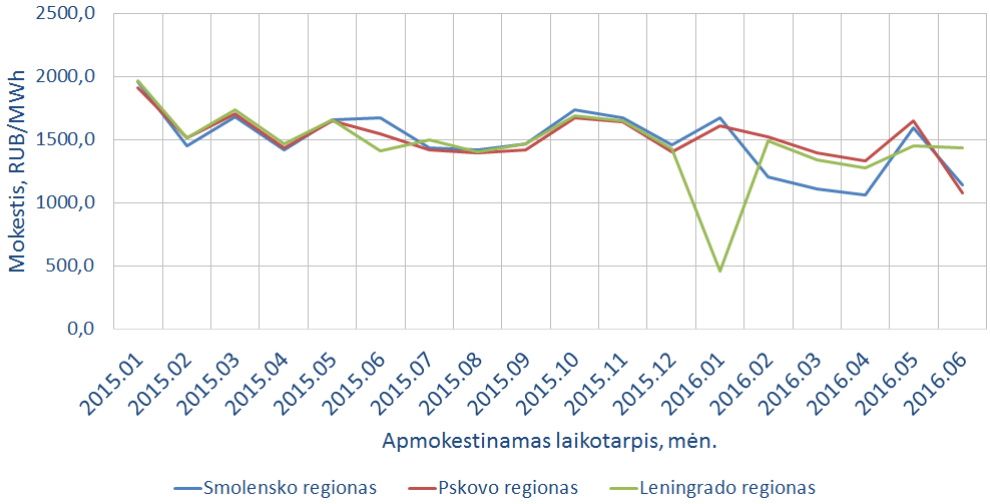
Pažymėtina, kad galios dedamosios dydis priklauso ne tik nuo esamų generatorių, bet ir nustatyto piko valandų skaičiaus mėnesyje. Pavyzdžiui, 2013 m. gruodį buvo 170 piko valandų, o apskaičiuotas galios mokestis nagrinėjamai elektrinei siekė 33,3 tūkst.



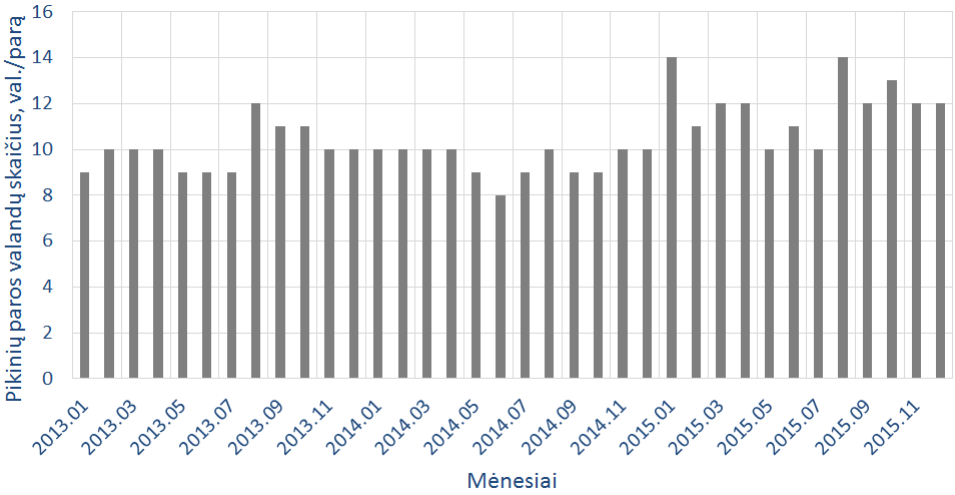
10 pav. Valandinės energijos kainos atrinktuose mazguose 2014 m.

RUB/MW/mėn, t. y. gamintojui buvo mokamas apie 1956,1 RUB/MW. Kita vertus, 2014 m. gruodį galios mokestis elektrinei padidintas iki 37,4 tūkst. RUB/MW/mėn bei nustatytas didesni piko valandų skaičius – 224 valandos. Dėl šio priežasties, vienos valandos galios mokestis sumažėjo iki 1670,8 RUB/MW.

Kiekvieną mėnesį nustatomas darbo dienų piko valandų skaičius pavaizduotas 12 pav. Stebima tendencija, kad šių valandų skaičius didėja. Tam gali būti įvairių priežasčių, tačiau šiame darbe daroma prielaida, kad didesnis piko valandų skaičius yra nustatomas tam, kad dėl naujos generacijos, auga galios mokestis. Didinant piko valandų skaičių, siekiama nepadidinti valandinio galios mokesčio vartotojams. Dėl didelio naujos generacijos skatinimo mėnesinis galios mokestis regionuose tik didės. Tai ves prie dviejų galimų pokyčių: didesnio galios mokesčio piko valandomis arba daugiau piko valandų darbo dienomis. Abu lems didesnę eksporto kainą ir mažėjantį eksportą į kaimynines šalis.



11 pav. Apskaičiuota galios dedamoji Rusijos regionuose



12 pav. Darbo dienos piko valandų skaičiaus kitimas

Įtaka Lietuvos elektros rinkai

Vertinant anksčiau išvardintus faktus, galima teigti, kad nepaisant Rusijos elektros rinkos liberalizacijos išlieka didelė politinio kainos reguliavimo rizika. Tad pagrindiniai veiksniai, nulemsiantys elektros energijos importo iš Rusijos kainą, bus gamtinių dujų kaina, Rusijos rublio kursas, Rusijos ekonomikos augimo tempai ir naujų elektros energijos gamybos pajėgumų įvedimas. Rusijos elektros rinkos veikimas remiasi ne tik ekonominiais paklausos pasiūlos dėsniais, bet ir yra veikiama neprognozuojamų politinių sprendimų, kurie gali lemti tiek eksportuojamos energijos kainą, tiek ir jos apimtis.

Kadangi šiame darbe analizuojama Lietuvos elektros energetikos rinka iki 2025 m., būtina įvertinti elektros energijos importo iš Rusijos kainą. Šiam tikslui bus panaudoti 2015 m. atlikto tyrimo rezultatai [30]. Autoriai prognozuoja, kad ateityje, priklausomai nuo AEI plėtros, energijos dedamosios kaina Rusijoje mažės iki 15,9 EUR/MWh – 21,5 EUR/MWh, tačiau augs galios dedamoji. Autorių išvados neprieštarauja šiame darbe atliktos analizės rezultatams, tad jų prielaidos dėl ateities kainų Rusijoje bus naudojamame rinkos modelyje.

1.3.8. Baltarusija

Baltijos šalys sinchroniškai dirba su Rusijos ir Baltarusijos elektros sistemomis ir sistemos balansavimo požiūriu yra tarpusavyje priklausomos. Iš komercinės sistemos pusės, Lietuva su Baltarusija turi didžiausią komercinį pralaidumą elektros energijos mainams vykdyti. Pralaidumas elektros energijos importui iš Baltarusijos siekia 1800 MW arba apie 90 proc. Lietuvos maksimalaus elektros vartojimo žiemos metu. Elektros importas iš Baltarusijos gali turėti didelę reikšmę Lietuvos elektros rinkai.

Baltarusijos elektros rinka

Šiuo metu Baltarusijoje nėra laisvos elektros rinkos. Visą elektros energijos gamybos,

perdavimo ir skirstymo vertės grandinę valdo viena valstybinė monopolija – „Belenergo“ SPA [31]. Planai apie galimą atviros elektros rinkos sukūrimą neskelbiami.

Gamyba ir vartojimas

2014 m. duomenimis Baltarusijos elektros energetikos sistema pagamino 34,7 TWh energijos, o suvartojo 38,1 TWh [32]. Baltarusijoje elektros energija gaminama daugiausia termofikacinėse elektrinėse (99,6 proc.), o dujos yra pagrindinis naudojamas kuras. Hidroenergija ir kiti AEI sudaro labai mažą energijos dalį (žr. B priedas)).

Baltarusija suvartoja daugiau elektros nei pasigamina. Elektros energijos importas sudarė apie 9 proc. šalies suvartojimo. Vertinant laikotarpį nuo 2005 m., vidutiniškai Baltarusija importuoja 12 proc. arba 4,4 TWh suvartojamos energijos. Praktiškai visa importuojama energija į Baltarusiją atkeliauja iš Rusijos. Rusija taip pat pasinaudoja Baltarusijos sistema elektros energijos tranzitui iš Rusijos į Lietuvą ir kitas Baltijos šalis.

Gamybos šaltiniai

2015 m. pradžioje Baltarusijos disponuojama elektrinių galia siekė 9,3 GW [33]. Termofikacinėms elektrinėms teko daugiau nei 99 proc. instaliuotos galios. Hidroelektrinių galia siekia tik 28 MW, vėjo elektrinės – 4 MW (žr. C priedą). Iš minėtų generacijos pajėgumų, daugiau nei 90 proc. galios priklauso valstybinei monopolijai – „Belenergo“.

Pagrindiniai Baltarusijos energetikos strategijos prioritetai apima energijos tiekimo saugumo užtikrinimą ir priklausomybės nuo energijos importo mažinimą [34]. Taip pat šalis siekia išnaudoti savo geopolitinę padėtį ir būti tranzitine valstybe tarp Rusijos ir ES.

Norėdama pasiekti strateginius tikslus, Baltarusija siekia diversifikuoti naudojamo kuro tipus ir energijos išteklių tiekėjus. Šalis siekia sumažinti gamtinių dujų naudojimą elektros ir šilumos gamybai. 2011 m. Baltarusija susitarė su Rusijos valstybine bendrove „Rosatom“ dėl atominės elektrinės Astravo rajone statybos. Elektrinę sudarys du 1200 MW elektrinės galios reaktoriai. Pirmojo elektrinės bloko eksploatacijos pradžia planuojama 2018 m., o antrojo – 2020 m.

Vertinant galimas Astravo AE gamybos apimtis, galima priimti prielaidą, kad elektrinės galios išnaudojimo faktorius siektų apie 80 proc. Elektrinė 2019 m. pagamintų apie 8,4 TWh energijos, t. y. du kartus daugiau nei šalis importuoja. Priklausomai nuo vykdomos šalies strategijos, elektros gamybos perteklius galėtų nukreiptas į gamybos mažinimą termofikacinėse elektrinėse arba elektros energijos eksportą į kaimynines šalis.

Įtaka Lietuvos elektros rinkai

Tarptautinius saugumo standartus neatitinkanti ir vos 50 km nuo Vilniaus statoma Astravo atominė elektrinė sukėlė Lietuvos vyriausybės pasipiktinimą. Lietuva siekia boikotuoti šį projektą ir pasiekti bendrą Baltijos valstybių, Suomijos ir Lenkijos susitarimą nepirkti elektros gaminamos nesaugioje Baltarusijos atominėje elektrinėje. Kadangi neįmanoma atskirti, kuri elektros energija atkeliaujanti iš Rusijos ar Baltarusijos yra

pagaminta Astravo atominėje elektrinėje, susitarimas gali lemti visišką sienų uždarymą komerciniam elektros energijos importui iš Baltarusijos ir šiaurės vakarų Rusijos.

1.3.9. Kaliningradas

Lietuva su Kalinigrado sritimi yra sujungta trimis aukštos įtampos linijomis. Maksimalus komercinis pralaidumas tarp Kaliningrado ir Lietuvos siekia 600 MW energijos eksportui iš Kaliningrado į Lietuvą ir 680 MW importui iš Kaliningrado į Lietuvą [9]. Tačiau ne visas pralaidumas yra išduodamas prekybai. Jis nustatomas įvertinus tiekimo iš Kaliningrado į Lietuvą galimybes, t. y. atėmus iš regiono generacijos jo vartojimą. Eksporto pralaidumas atitinka apskaičiuotą generacijos perteklių. 2015 m. vidutinis komercinis pralaidumas iš Kaliningrado į Lietuvą siekė 242 MW, o jo išnaudojimas siekė 87 proc.

Gamybos šaltiniai

Kaliningrado sritis turi labai ribotus energijos išteklius, todėl regionas yra priklausomas nuo naftos ir dujų transportavimo iš Rusijos tanklaiviais Baltijos jūra arba vamzdžiais per Baltarusiją ir Lietuvą. Tai daro šią sritį priklausomą nuo regioninės kooperacijos.

Kalingrade veikia tik dujas naudojančios šiluminės elektrinės, kurių disponuojama galia siekia 1150 MW [25]. Kelios mažosios regiono elektrinės yra senesnės nei 20 metų ir kartu su Svetlovskaja termofikacine elektrine sudaro apie 115 MW galios. 2005 m. lapkritį pastatyta 450 MW Karaliaučiaus termofikacinė elektrinė padidino regione pagaminamos elektros kiekį iki 50 proc. elektros energijos paklausos. 2010 m. elektrinės galia buvo padidinta iki 900 MW ir sudarė 81 proc. regione instaliuotos galios. Karaliaučiaus elektrinei dirbant pilnu pajėgumu, regione pagaminamos energijos kiekis viršija paklausą, tad perteklius yra eksportuojamas į Lietuvą.

Kaliningrado srityje buvo planuojama statyti dviejų po 1150 MW galios blokų Baltijskaja AE. Tačiau praėjus pusmečiui po surengto patariamojo referendumo dėl naujos atominės elektrinės statybos Lietuvoje, kurio metu lietuviai pasisakė neigiamai Visagino AE projektui, Baltijskaja AE statybos buvo sustabdytos.

Įtaka Lietuvos elektros rinkai

Nepaisant nevykdomo Baltijskaja AE projekto, esami gamybos pajėgumai Kaliningrade viršija regiono poreikį. Galios dedamoji Kaliningrade nėra taikoma, tad elektros energijos eksportas iš Kaliningrado į Lietuvą yra pigus visą parą. Vidutinis srautas 2015 m. siekė 210 MW, o energijos eksportas į Lietuvą nutrūkdavo tik tais periodais, kai būdavo atliekami remontai Karaliaučiaus termofikacinėje elektrinėje. Elektros energija iš Lietuvos į Kaliningradą komerciškai nėra importuojama. Esant energijos stygiui, į Kaliningradą elektra pateikiama iš Rusijos tranzitu per Lietuvą.

Atsižvelgiant į anksčiau paminėtus kriterijus, daroma prielaida, kad elektros energija

iš Kaliningrado ir toliau bus eksportuojama į Lietuvą panašiomis apimtimis kaip iki šiol. Kita vertus, 2018 m. planuojamas elektros energijos importo iš Baltarusijos ribojimas gali paveikti ir Kaliningrado elektros importą. Elektros energijos pirkimas iš Kaliningrado gali būti uždraustas. Kitu atveju, Baltarusja galėtu tranzitu perduoti savo elektros energiją į Kaliningradą, o iš ten parduoti į Lietuvos elektros rinką.

2. Elektros rinkos modeliavimas

Pirmieji elektros sistemos modeliavimo įrankiai buvo sukurti dar iki elektros rinkų liberalizacijos 1950–siais. Šie modeliai sukurti vertikaliai integruotų valstybinių energetikos kompanijų monopolijoms bendradarbiaujant su akademikais ir rėmėsi linijinio programavimo technika. Prognozavimo modeliai buvo naudojami naujų gamybos pajėgumų statybos ekonominiam ir techniniam vertinimui [35].

Tačiau elektros rinkų liberalizacija išstūmė elektros gamybos planavimą iš centralizuotai reguliuojamo į decentralizuotą ir veikiantį rinkos pagrindais. Pagrindinis tokių kompanijų tikslas tapo, konkurencijos pagrindais, padidinti savo pelną tiek kiek įmanoma, t. y. visi gamintojai tarpusavyje pradėjo konkuruoti teikdami elektros energijos gamybos paslaugas už kainą, kurią nustato rinkos pagrindu paremta visų gamintojų suformuojamos pasiūlos ir vartotojų suformuojamos paklausos kreivių sankirta [36]. Kitaip tariant, elektros rinkos liberalizacija sukūrė daug sudėtingesnius rinkos mechanizmus nei buvo iki tol, kai gamintojai už elektros energijos gamybą gaudavo fiksuotą ir valstybės reguliuojamą vienos megavatvalandės tarifą.

Toks naujas rinkos veikimo modelis sukūrė energetikos įmonėms poreikį turėti naujus įrankius, galinčius įvertinti įmonės veikimo ir investavimo sprendimus liberalizuotuose rinkose. Matydami atsiradusi poreikį, mokslininkai ir akademikai pradėjo kurti naujus elektros rinkos modeliavimo ir/arba kainos prognozavimo metodus, kurių dauguma buvo ir vis dar yra tik ankstyvos brandos stadijoje [37].

Pagrindinis iššūkis kuriant prognozavimo ir modeliavimo metodus yra tai, kad elektra kaip prekė, negali būti sandėliuojama, tad panaudojant elektros jungtis, nuolatinis balansas tarp elektros energijos gamybos ir vartojimo privalo būti išlaikytas[36]. Be to, daugelyje šalių elektros energijos vartojimas trumpuoju periodu yra neelastingas bei vis dar išlikusi oligopolija gamybos sektoriuje. Dėl šių priežasčių laisvos rinkos dėsniai elektros rinkose galioja tik specifiškai, tad elektra liberalizuotuose rinkose turi vieną didžiausių kainų svyravimą lyginant su kitais produktais [37].

Taigi, tikslūs elektros rinkos modeliavimo ir kainos prognozavimo įrankiai tapo itin svarbūs rinkos dalyviams, siekiant išlikti nereguliuojamoje aplinkoje, o dėl didelių elektros kainų svyravimų netgi tikslūs vartojimo prognozavimo įrankiai negali garantuoti pelno ir mažos rizikos [37]. Tad priklausomai nuo savo tikslų, rinkos dalyviai renkasi ir naudoja specifinius modelius, kurių išskirtinę apžvalgą ir analizę atliko R. Weron [38].

R. Weron savo darbe apžvelgė visus pagrindinius elektros rinkos modeliavimo ir kainos prognozavimo modelius suklasifikuodamas juos į šešias grupes bei šių grupių pogrupius, kurie atvaizduojami 13 paveiksle. R. Weron nebuvo pirmasis autorius bandęs sugrupuoti šiuos modelius. Skirtingą klasifikavimą taip pat bandė pristatyti M. Ventosa *et al.* [36] bei S. K. Aggarwal *et al.* [37]. Tačiau nei vienas iš jų nepateikė tokios išsamios ir šiuometinės apžvalgos, kaip tai padarė R. Weron.

13 pav. Kainos prognozavimo modelių klasifikacija [38]

Detali kiekvienos modelių grupės analizė nėra šio darbo tikslas. Tačiau, siekdami išsiaiškinti, kuris iš pateiktų modelių yra tinkamiausias siekiant gauti ilgalaikės elektros rinkos kainos prognozes bei detalią gamybos ir tiekimų informaciją, atliksime trumpą kiekvienos grupės apžvalgą. Nustačius tinkamą modelį butų galima aiškiau nustatyti, kuris konkretus modeliavimo įrankis yra tinkamiausias siekiant norimo rezultato. Tačiau, prieš pradedant apžvalgą, reikia aiškiai apibrėžti, ką reiškia „trumpalaikė“, „vidutinė“ ir „ilgalaikė“ elektros kainos prognozė.

2.1. Prognozavimo horizontas

Kaip pabrėžė R. Weron [37], nepaisant fakto, kad tyrėjai elektros kainos prognozavimo ir modeliavimo problemą pradėjo nagrinėti nuo 2000 m., vis dar nėra aiškiai apibrėžta, ką „trumpalaikė“, „vidutinė“ ir „ilgalaikė“ kainos prognozės reiškia. Šiame darbe trukmėms apibrėžti bus naudojamos panašios sąvokos, kurias savo darbe pasiūlė ir naudojo R. Weron.

Trumpalaikė elektros kainos prognozė bus suprantama kaip prognozė apimanti laiko horizontą nuo kelių minučių iki kelių dienų į ateitį. Pagrindinė tokių prognozių paskirtis yra nuolatinis kainos prognozavimas, siekiant optimizuoti savo veiksmus ir maksimizuoti

pelną prekiaujant elektros rinkoje.

Vidutinės trukmės prognozių sąvoką R. Weron pasiūlė naudoti, siekiant apibrėžti prognozes, kurios nuspėja elektros kainą nuo kelių dienų iki kelių mėnesių į priekį. Tokios prognozės panaudojamos balansų apskaičiavimui, rizikų valdymui bei išvestinių finansinių produktų kainodarai. Atsižvelgdami į tai, kad pastarosios gali apimti ir laiko intervalą nuo kelių dienų iki kelių metų į priekį, šiame darbe vidutinės trukmės prognozes bus suvokiamos kaip prognozės dengiančios būtent šį laiko intervalą.

Galiausiai, ilgalaikėmis prognozėmis bus laikomos prognozės, kurios atliekamos siekiant sužinoti, kokia situacija elektros rinkoje bus nuo metų iki kelių dešimtmečių į priekį. Nors vidutinės trukmės ir ilgaliakių prognozių intervalai šiek tiek persikloja, skirtingai nei vidutinės trukmės prognozė, ilgalaikės prognozės naudojamos ne elektros prekybos pelno valdymui, bet siekiant įvertinti energetikos projektų ekonominę naudą ir valdyti rizikas priimant investavimo sprendimus [38]. Naujų elektros jungčių statyba patenka į ilgalaikio planavimo rėžį, tad toliau šiame darbe didžiausias dėmesys bus skiriamas ilgalaikiams rinkos modeliavimo ir kainos prognozavimo modeliams.

2.2. Elektros rinkos modeliavimo ir kainos prognozavimo modeliai

2.2.1. Simuliaciniai modeliai

Simuliaciniai modeliai yra gamybos kaštais paremti modeliai, kurie apima planuojamos paklausos patenkinimą, formuojant pasiūlos kreivę iš galimų elektrinių pasiūlymų atsižvelgiant į jų gamybos kaštus. Tokie modeliai naudojami vidutinėms ir ilgalaikėms prognozėms ir turi galimybę modeliuoti kainas bei gamybos apimtis valandos intervalais [38]. Skirtingai nei R. Weron, šio tipo modelius M. Ventosa *et al.* [36] ir S. K. Aggarwal *et al.* [37] pavadino simuliacijos modeliais, nes šie modeliai kopijuoja faktinį kainos apskaičiavimo algoritmą, atsižvelgdami į sistemos veikimo kraštines sąlygas.

M. Ventosa *et al.* išskyrė pusiausvyros (angl. *equilibrium*) modelius iš simuliacijos modelių. Tačiau, kaip pabrėžė R. Weron, simuliacijos modeliai apibrėžti M. Ventosa *et al.* turi daug bendrų bruožų, kuriuos turi ir pusiausvyros modeliai tad galima juos laikyti tik alternatyviais simuliacijos modelių pogrupiais. Taigi, simuliaciniai ir pusiausvyros modeliai papildyti Strateginės gamybos modeliu gali būti priskirti vienai didesnei Daugiafunkcinei agento modelių grupei.

Be to, tiek R. Weron tiek ir M. Ventosa *et al.* sutinka, kad prie daugiafunkcinės agento modelių grupės taip pat turi būti priskirti Nash–Cournot (dar žinomo kaip žaidimų teorija), Tiekimo funkcijos pusiausvyros ir Agento modeliai. Visi šie modeliai pasižymi tuo, kad iš esmės pasineria į rinkos kainos nustatymo mechanizmą.

Kita vertus, šie modeliai taip pat turi ir apribojimų. Pirma, dauguma jų ignoruoja strateginių pasiūlymų praktiką bei neatsižvelgia į galimą rinkos dominavimą ar manipuliaciją [38]. Antra, šie modeliai yra sudėtingai įdiegiami, koreguojami ir dažnai pasižymi

didelėmis skaičiavimo išlaidomis. Be to, šiems modeliams reikalinga detali modeliuojamos sistemos informacija [37], kurią dažnai yra sunku surinkti modeliuojant neskaidrias arba labai dideles energetines sistemas.

Nepaisydami išvardintų trūkumų, simuliaciniai modeliai yra naudojami ilgalaikėms kainos prognozėms, tad verta panagrinėti jų pogrupius detaliau. Tačiau bus ignoruojamas strateginės gamybos modelių pogrupis. Pastarasis labai retai taikomas ir iš esmės yra tik supaprastinta agento modelių versija, skirta greitiems skaičiavimams, tačiau duoda mažiau išsamius rezultatus [38].

2.2.2. Lošimų teorijos modeliai

Lošimų teorijos modeliai apima matematinius strategijų, vadinamų lošimais, vertinimus siekiant nustatyti energijos prekybos kainą. Šie modeliai išsiskiria tuo, jog bando įvertinti elektros rinkos dalyvių, teorijoje vadinamų lošėjais, norą uždirbti didesnį pelną pastumiant pasiūlos kreivę tolyn nuo realios gamybos kaštų kreivės [37, 39].

Lošimų teorijos modelių grupė apima ir Bertrand lošimus (pvz.: [40]), pusiausvyros funkcijos lošimus (pvz.: [41, 42]), bei Cournot lošimus (pvz.: [43, 44, 45]) įskaitant ir Nash–Cournot lošimą (pvz.: [46]). Visi šie modeliai išsivystė iš centralizuotos vieneto įsipareigojimo ir investavimo planavimo optimizavimo paradigmos į decentralizuotą paradigmą paremtą lošimų teorija [47]. Kitaip tariant, teorija nagrinėja vienos įmonės pelno maksimizavimą esančiomis rinkos sąlygomis ir dėl šios priežasties nėra pats tinkamiausias būdas šio darbo problemai spręsti.

Maža to, šių modelių taikymą ilgalaikiams investavimo sprendimams nagrinėjo F. Oliveira [47]. Autorius pademonstravo, kad netgi jei lošėjas turi pakankamai informacijos (atsiperkamumą, lošėjų skaičių, lošimo taisykles ir pan.), toks modelis vis tiek yra labai ribotas modeliuojant kompleksišką realios rinkos situaciją ilgalaikėje perspektyvoje. Dėl šios priežasties, ilgalaikiams sprendimams reiktų sukurti ir naudoti labiau išvystytus ir realistiškesnius modelius, juos papildant tik kai kuriomis lošimų teorijos paradigmomis. Be to, kaip D. W. Bunn pademonstravo anksčiau [48], lošimų teorijos modeliai neduoda labai tikslių elektros kainos prognozių net ir trumpuoju laikotarpiu, tad neturėtų būti naudojami ekonominiam vertinimui.

2.2.3. Tiekimo pusiausvyros modeliai

Tiekimo funkcijos pusiausvyros (angl. *supply function equilibrium (toliau – SFE)*) modelių koncepciją sukūrė Klemperer ir Meyer [49] siekdami išrasti algoritmą modeliuojantį, kaip konkurentai gali pasiekti maksimalų pelną rinkoje su neapibrėžta paklausa. Toliau šią funkcija pritaikė Green ir Newbery [41] kurdami strateginių pasiūlymų modelį konkurencinėse elektros rinkose. Autoriai taip pat patobulino tiekimo pusiausvyros funkciją įtraukdami galios apribojimus ir įtraukiant skirtingus SFE kontraktus. Pastara-

sis straipsnis stipriai padidino akademikų ir pramonės atstovų susidomėjimą šiuo nauju prognozavimo modeliu [50].

Nuo tada SFE buvo išvystytas iki sudėtingo ir puikiai veikiančio modeliavimo įrankio (pvz.: [51]), kuris nustato elektros energijos kainą pagal pusiausvyrą tarp gamintojų pateikiamų gamybos pasiūlymų ir prognozuojamo suvartojimo didmeninėse elektros rinkose. Šiuo požiūriu SFE modelis tapo daug patrauklesnis už žaidimų teorijos modelius, nes pasiūlė realistiškesnį ir lengviau suvokiamą elektros rinkos modeliavimo būdą.

Maža to, kadangi SFE suformuoja realistiškas pasiūlos ir paklausos kreives, jas galima panaudoti ne tik kainos prognozavimui, bet ir socioekonominės naudos maksimizavimui. Toks modelio lankstumas buvo pritaikytas nagrinėjant skirtingas pasiūlos strategijas, tiriant rinkos struktūrą bei analizuojant tinklo perkrovas. Kita vertus šis modelis yra ribotas siekiant gauti tikslią elektros kainą trumpuoju laikotarpiu [38], nes modelį išvystę autoriai siekdami supaprastinti SFE modeliuose naudojamų lygčių sprendimą, panaudojo tiesines lygtis pusiausvyros funkcijos apskaičiavimui. Tai lėmė žemą prognozuojamos kainos „rezoliuciją“ ir tikslumą, nagrinėjant trumpus laiko intervalus.

2.2.4. Agentų modeliai

Per pastaruosius du dešimtmečius agentų (angl. *agent–based*) kompiuteriniai ekonomikos modeliai tapo plačiai priimtinas būdas sprendžiant tiek teorines, tiek praktines energetikos ekonomikos problemas [38]. Agentų modeliai suteikė galimybę ne tik apibūdinti priklausomybes sudėtingose sistemose, bet ir suformuoti jas dirbtinėje aplinkoje [52]. Tokiu būdu agentų modeliai tapo atskira modelių grupe, kuri išsiskyrė iš kitų modelių dinamiškumu ir galimybe lengviau analizuoti vykstančius procesus [53].

Agentų modeliai siekia nustatyti agentų poveikį sistemai ir remiasi sudarytomis klasėms bei taisyklėmis, kuriomis vadovaujantis uždaroje sistemoje veikia savarankiški agentai. Jie atspindinti individualiais įmones arba jų grupes ir sudaro sistemos visumą [38].

Agentų modelio savybės suteikia galimybę agentams adaptuotis ir mokytis sudarytoje aplinkoje, taip leidžiant jiems pasiekti užsibrėžtus tikslus (pelną, visų gamybos pajėgumų išnaudojimą ir pan.). Būdas, kaip agentai mokosi, beveik kiekviename modelyje yra aprašytas skirtingai. Net jei du mokslininkai stengiasi panaudoti tą patį mokymosi algoritmą, jie vis tiek jį aprašo šiek tiek skirtingais metodais. Maža to, paties mokymosi algoritmo pasirinkimas daugelyje darbų yra retai aiškiai pagrindžiamas [53]. Dėl šios priežasties šiuo metu sukurti agentų modeliai patys iš esmės nesudaro elektros kainos prognozių, bet yra sudėtingesnių, hibridinių prognozavimo sistemų dalis [38].

Tačiau reiktų pabrėžti, kad agentų modeliai yra vienas iš perspektyviausių ir daugiausiai žadančių modelių pogrupių visoje simuliacinių modelių grupėje. Tikimasi, kad ateityje dauguma elektros rinkos modeliavimo ir kainos prognozavimo įrankių remsis būtent šiuo modeliu [53].

2.2.5. Pamatiniai modeliai

Pamatiniai (angl. *fundamental*), dar žinomi kaip struktūriniai, modeliai yra sukurti nustatyti ryšį tarp fizinių ir ekonominių veiksnių, kuriuos galima pastebėti elektros rinkose. Šie sąryšiai dažnai apibūdinami netiesinėmis, sudėtingomis lygtimis skirtomis įvertinti, kaip fundamentalieji veiksniai (energijos poreikis, orų sąlygos, vandens lygis upėse ar rezervuaruose ir kiti) veikia elektros kainą biržoje. Pavyzdžiui, šiuos modelius panaudojo Vahviläinen ir Pyykkönen [54] kurdami modelį Šiaurės šalių elektros rinkai. Autorių sukurtas modelis naudojo 27 fundamentalius veiksnius, kuriuos aprašė 29 lygtimis siejančiomis juos su didmenine elektros energijos kaina. Patys fundamentalūs veiksniai tokiuose modeliuose nebūna prognozuojami, o nustatomi pasitelkiant kitas prognozavimo technikas (orų prognozes, istorinius duomenis ir panašiai).

Gryni pamatiniai modeliai dažniausiai naudojami vidutinės trukmės prognozėms. Sujungus šiuos modelius su laiko eilučių, regresijos ir neuroninių tinklų modeliais, gauti hibridiniai modeliai taip pat gali būti panaudoti trumpalaikėms kainos prognozėms [38]. Be to, šie modeliai dažniausiai yra orientuoti į elektros energijos kainą, dėl to nesuteikia išsamios elektros rinkos informacijos: elektros energijos gamybos pagal kuro rūšis ir skirtingas elektrines, energijos srautus, CO_2 išmetimus ir kita. Dėl šios priežasties šie modeliai netinkami šiame tyrime.

2.2.6. Kiti modeliai

Kitos grupės apima statistinius ir dirbtinio intelekto modelius. Visi jie yra dažniausiai naudojami trumpalaikėms ar netgi realaus laiko prognozėms sudaryti ir dažniausiai be kainos neduoda jokios kitos mums svarbios informacijos. Pavyzdžiui, supaprastintos formos (angl. *reduced–form*) kiekybiniai arba stochastiniai modeliai apibūdina statistines elektros kainos savybes ir yra naudojami išvestiniams rinkos produktams įvertinti bei rizikoms valdyti [38].

Statistiniai modeliai, apimantys laiko eilučių modelius, yra paremti istoriniais elektros energijos kainos pokyčiais (priklausomas kintamasis). Ši grupė yra orientuota nustatyti valandinius elektros energijos kainos šuolius panaudojant statistinius ir ekonometrinius metodus.

Lyginant su minėtais statistiniais modeliais, jų pažangesnė atmaina yra dirbtinio intelekto modeliai, kurių dauguma remiasi neuroniniais tinklais, *wavelet* transformacijos modeliais ir duomenų išgavimo (angl. *data mining*) modeliais [37, 39], siekiant išmokyti kompiuterį kompleksiškų ir netiesinių kainos ir fundamentalių veiksnių sąryšio taip padidinant prognozuojamos kainos tikslumą. Išties, šie modeliai yra vieni iš labiausiai perspektyvių šiuo metu kuriamų modelių trumpalaikėms elektros energijos kainoms prognozuoti. Tačiau šių modelių taikymas ilgalaikėms prognozėms yra ribotas, nes dirbtinis intelektas sunkiai sugeba įvertinti ilgalaikių elektros rinkos pokyčių, kaip besikeičianti ga-

mybos struktūra ar naujos jungtys, įtaką visam energetikos sektoriui. Tad šie modeliai taip pat nėra tinkami šio darbo tikslams pasiekti.

2.3. Modeliavimo įrankio pasirinkimas

2.2 skyriuje apibūdinti modeliai naudojami kuriant elektros rinkos modeliavimo ir kainos prognozavimo programines įrangas. Pastarieji gali būti savadarbiai, atvirojo kodo arba komerciniai produktai. Jų kūrėjai, siekdami įtikti didesniam klientų ratui, dažniausiai savo sukurtas programas apibūdina kaip daugiafunkcinius modelius, kurie gali sudaryti tiek trumpalaikes tiek ir ilgalaikes prognozes. Tačiau, kaip aptarėme, 2.2 skyriuje, ne visi modeliai turi vienodą panaudojimo sritį. Tad supratus šių modelių esmę, galima pasirinkti šiame darbe iškeltiems tikslams geriausiai tinkančią programą

Be to, savadarbiai, mokslinėje literatūroje, apibūdinti įrankiai dažniausia nebūna viešai prieinami. Tuo pat metu komercinės programos dažniausiai yra patogus, bet labai brangus pasirinkimas. Dėl šių priežasčių bus siekiama orientuotis į atvirojo kodo programas, kurias būtų galima panaudoti nekomerciniais tikslais nemokamai. Tolimesnis modeliavimo įrankio pasirinkimas remsis šiais bei anksčiau išvardintais kriterijais.

Išskirtinę elektros rinkos modeliavimo programų apžvalgą galima rasti D. Connolly *et al.* darbe [55]. Apžvalgos autoriai atrinko 69 įrankius, iš kurių atsirinko ir išanalizavo 37 skirtingas programas. Nepaisant to, kad autoriai naudojo skirtingą modelių klasifikaciją nei pateikta šiame darbe, jų analizės rezultatus galima pritaikyti ir šio darbo poreikiui.

Iš minėtame darbe pateiktų modelių galima atrinkti septynis modelius, kurie yra pritaikyti tarptautinėms elektros rinkoms modeliuoti bei kurie be kitų modelių taip pat turi ir simuliacinius modelius ilgalaikėms elektros rinkos prognozėms sudaryti. Šie modeliai yra: „Balmorel“, „EMPS“, „MESSAGE“, „MiniCAM“, „PERSEUS“, „RAMSES“ ir „WILMAR Planning Tool“. Tarp jų tik trys modeliai („Balmorel“, „MiniCAM“ ir „MESSAGE“) yra nemokami akademinėje veikloje.

„MiniCAM“ orientuotas ne į elektros rinkos kainų, bet šiltnamio efektą sukariančių dujų išmetimų vertinimą, tad nevisiškai atitinka šiam darbui keliamus tikslus.

„MESSAGE“ ir „Balmorel“ yra optimizavimo modeliai skirti vidutinės ir ilgalaikės trukmės energetikos sistemų planavimui. Abiejų modelių palyginimą atliko D. Tarvydas [56]. Autorius pabrėžia, kad abu modeliai reikalauja išsamių duomenų apie gamybos struktūrą ir yra tinkami tiek nacionaliniams, tiek ir regioniniams scenarijams vertinti. Kita vertus, iš šių dviejų modeliavimo įrankių, „Balmorel“ modelis buvo sukurtas išskirtinai Baltijos jūros regiono elektros rinkai modeliuoti. Be to, skirtingai nei „MESSAGE“, „Balmorel“ yra atvirojo kodo programa, tad gali būti laisvai koreguojama pagal vartotojo poreikius. Dėl šių priežasčių šiame darbe bus naudojamas „Balmorel“ modelis.

3. Metodologija

Šiame skyriuje pristatomas „Balmorel“ rinkos modelis, kuris pritaikomas modeliuoti Lietuvos ir Baltijos jūros šalių elektros rinkas. 3.1 skyriuje bus pateikiami pagrindiniai „Balmorel“ modelio principai, įvesties ir išvesties duomenys bei kiti svarbūs apribojimai. Tada pereinama prie modeliuojamosios sistemos struktūros. Apibūdinami sąryšiai tarp skirtingų regionų ir pateikiamos modeliuojamos sistemos prielaidos. Detaliai pristačius sudarytą Baltijos jūros regiono „Balmorel“ modelį pereinama prie skaičiuojamųjų scenarijų sudarymo. Pateikiami keturi skirtingų tarpsisteminių pralaidumų scenarijai bei nurodomi jų įtakos Lietuvos elektros rinkai vertinimo kriterijai.

3.1. „Balmorel“ modelis

„Balmorel“ yra atvirojo kodo modelis, parašytas „GAMS“ programavimo kalba. Šis modelis buvo kuriamas Baltijos jūros regiono šalių elektros ir šilumos ūkių vidutinėms ir ilgalaikėms plėtros analizėms vertinti [57]. Modelis pradėtas kuri 1999 m. Danijos energetinio tyrinėjimo programos projekto metu, vykdant Balrmorel (angl. *Baltic Model of Regional Electricity Liberalization*) projektą.

„Balmorel“ projekto tikslas buvo sukurti atvirojo kodo įrankį energetikos ir aplinkosaugos politikos vertinimui [57]. Pirmoji modelio versija buvo išleista 2001 m. ir nuo tada buvo pritaikytas skirtingose Danijos, Norvegijos, Estijos, Latvijos, Lietuvos, Lenkijos, Vokietijos, Austrijos, Ganos, Mauricijaus, Kanados ir Kinijos projektuose [58]. Juose buvo analizuojamas elektros tiekimo saugumas, lanksti paklausa, vandenilio technologija, vėjo elektrinių plėtra, gamtinių dujų įtaka, tarptautinių elektros rinkų vystymas, šilumos perdavimo kainų vertinimas, žaliųjų sertifikatų ir taršos leidimų rinkos plėtra, elektromobilių įtaka ir aplinkosaugos politika [59].

„Balmorel“ modelis, tirdamas elektros rinkos plėtrą, daro prielaidą, kad elektros rinka yra visiškai liberalizuota, gerai išvysčiusi, tad tarp rinkos gamintojų vyksta ideali konkurencija. Tokiu būdu apskaičiuota rinkos kaina idealiai atitinka patiriamų gamybos kaštų kainą [59]. Tačiau reikia atkreipti dėmesį, kad modelis akcentuoja būtent generuojančias technologijas, o vartojimo pusė išreikšta tik poreikiais, t. y. pagrindinė modelio varomoji jėga – šilumos ir elektros paklausa. Pagal ją parenkamos generuojančios technologijos, kurios patenkina paklausą už žemiausią kainą ir atitinka visus numatytus sistemos ribojimus, pavyzdžiui, gamtosauginius reikalavimus, technologinius bei pralaidumų ribojimus [56].

„Balmorel“ modelyje esanti energetinė sistema yra suskirstyta regionais. Regionu gali būti bet kas, pradedant atskiru miestu ar rajonu ir baigiant valstybe. Tarpusavyje regionai gali keistis elektros energija, besiremdami rinkos dėsniais: energija bus perduoda tik tada, kai elektros energijos kaina perduodančiame regione bus mažesnė nei priimančiame regione. Natūralu, kad šiluma keistis regionai tarpusavyje negali. Yra vertinami tiek perdavimo tarp regiono, tiek ir paskirstymo viduje nuostoliai [56].

Kiekvienas regionas turi nuosavus poreikius, išteklius ir generatorius. Kiekvienam regionui turi būti užtikrintas elektros energijos balansas. Tačiau skirtingai nei šilumos sektoriuje, elektros energijos perdavimas tarp skirtingų regionų yra leidžiamas. Dėl to, elektros energijos balanso lygtis kiekvienam regionui gali būti išreikšta kaip:

$$\sum_{i \in I_r} P_{i,t} + \sum_{r \in R} ((1 - L_{loss}) \cdot P_{trans}) = P_{r,t}^{load} + \sum_{i \in I_{elecsto}} P_{i,t}^{stoload} \quad (1)$$

Kairioji lygties pusė atspindi regione (r) esančių generatorių galios ($P_{i,t}$) sumą bei elektros energijos perdavimo galią (P_{trans}) tarp kaimyninių regionų atsižvelgiant į perdavimo nuostolius (L_{loss}). Dešinioji lygties pusė atspindi elektros energijos momentinį poreikį regione r ($P_{r,t}^{load}$) bei elektros energijos suvartojimą dėl akumuliacinių įrenginių ($P_{i,t}^{stoload}$).

Modelyje elektros energijos perdavimo sistema apibūdinama tiesiniais nuostoliais, tiesiniais eksploatacijos kaštais bei pralaidumų galia. Elektrinę arba elektrinių grupę apibūdina tiek techniniai, tiek ir ekonominiai parametrai: kuro rūšis, galia, efektyvumas, tarša (NO_x ir CH_4), fiksuoti ir kintami gamybos kaštai, metiniai gamybos kaštai, investiciniai kaštai, pirminio kuro kainos ir jų kitimas. Elektrinės gali naudoti kelias kuro rūšis bei dirbti termofikaciniu režimu. Modeliuojant atsižvelgiama ir elektrinės paleidimo laiką ir kaštus, minimalius gamybos pajėgumus. Atsižvelgiama į planuojamus arba tipinius atominių elektrinių sustabdymus.

Be to, remiantis istoriniais duomenis papildomai aprašomi aplinkos veiksniai darantys įtaką AEI gamybai: vandens srautai į rezervuarus, saulės ir vėjo elektrinių gamybos kitimo metiniai profiliai [59].

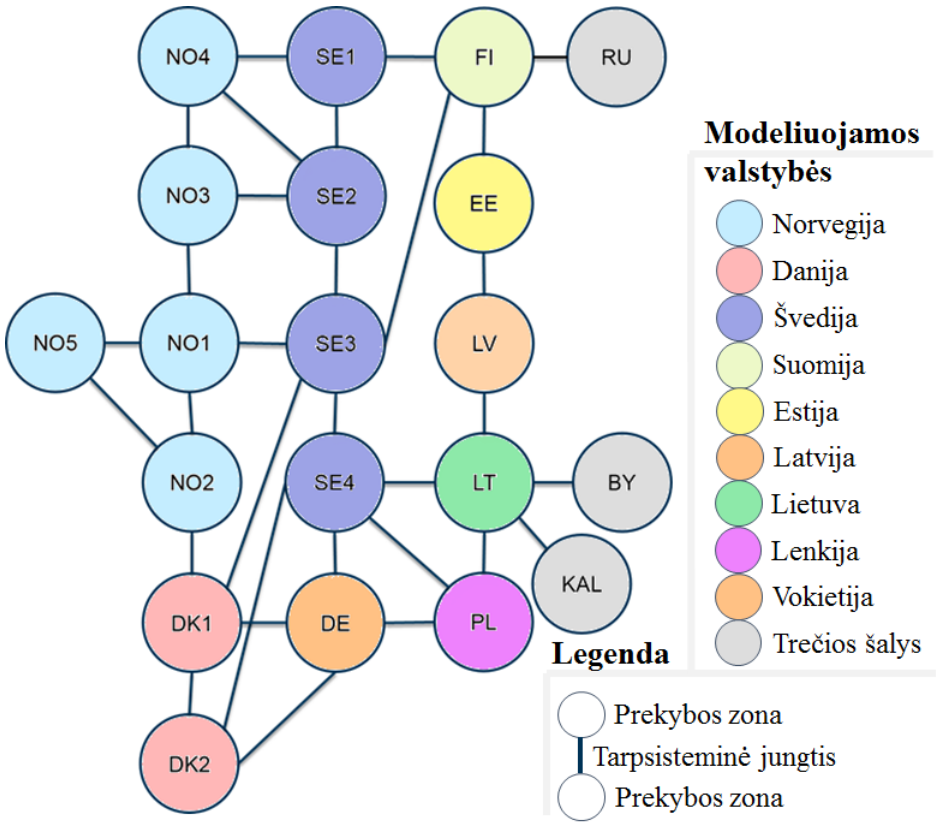
Laikas šiame modelyje išreiškiamas dvimate matrica. Pradžioje metai yra padalijami į laisvai pasirinktą sezonų kiekį, po to sezonai dalinami dar smulkiau. Esant poreikiui, galima modeliuoti ir gauti valandinius gamybos, vartojimo ir energijos srautų duomenis. Modelis optimizuoja kiekvienus metus atskirai.

„Balmorel“ naudoja tiesinį optimizavimo metodą. Optimizavimo tikslas, atsižvelgiant į visus apribojimus, rasti mažiausių kaštų sprendinį – tokį gamybos struktūros pasiskirstymą tarp visų regionų, jog būtų pasiekta didžiausia socioekonominė nauda, t. y. minimizuoti suminiai elektros energijos ir šilumos gamybos kaštai [60].

Po optimizavimo pagal mažiausių kaštų sprendinį sudaroma pasiūlos funkcija, susidedanti iš skirtingų gamybos technologijų ir energijos srautų. Ši funkcija atspindi realią pasiūlos funkciją liberalizuotuose rinkose. Tad panaudojus sistemos poreikius, nustatoma elektros energijos kaina kiekviename regione. Ši kaina atspindės prognozuojamą didmeninę elektros energijos kainą elektros biržose.

3.2. Regionų struktūra

Šiame darbe naudojamas „Balmorel“ modelis apima Norvegijos, Švedijos, Danijos, Suomijos, Estijos, Latvijos, Lietuvos, Lenkijos, Vokietijos bei šiaurės–vakarų Rusijos ener-



14 pav. Modeliuojamos sistemos „Balmorel“ modelio regionų struktūra

getikos sistemas. Kiekviena šalis modelyje yra suskirstyta į vieną arba daugiau regionų, kurie atspindi realias Baltijos jūros šalių kainų zonas. Kiekvienas regionas dar gali būti suskaidytas į papildomas zonas, kurios naudojamos šilumos poreikiui ir kogeneracinių elektrinių veikimui nustatyti.

Modelyje naudojama regionų struktūra atvaizduota 14 pav. Modelio regionai atitinka kainų zonas biržoje, kurios elektros rinkoje nebūtinai atspindi nacionalines šalių sienas, t. y. Lietuva (LT), Latvija (LV), Estija (EE), Suomija (FI), Lenkija (PL) ir Vokietija (DE) modelyje formuoja atskirus regionus. Tuo tarpu Švedija yra suskirstyta į keturias (SE1, SE2, SE3, SE4), Norvegija į penkias (NO1, NO2, NO3, NO4, NO5), o Danija į dvi (DK1, DK2) kainų zonas. Toks suskirstymas atspindi realią elektros rinkos situaciją [9] Baltijos jūros regiono elektros rinkoje.

Iš visų ES valstybių tik Suomija ir Baltijos šalys turi fizines elektros energijos jungtis su trečiosiomis šalimis (Rusija ir Baltarusija). Kita vertus elektros rinkos požiūriu, tik Lietuva ir Suomija turi elektros energijos jungtis su trečiosiomis šalimis, t. y. iš trijų Baltijos valstybių komercinis elektros energijos importas iš Rusijos (Kaliningrado) ir Baltarusijos (BY) vyksta tik per Lietuvos prekybos zoną.

Reikia atkreipti dėmesį, kad trečiosios šalys nedalyvauja bendrame Europos elektros rinkos sujungime. Skaičiuojant elektros energijos kainas, trečiųjų šalių generatoriai nėra parenkami taip, kad užtikrintų skaidrią konkurenciją ir mažiausią rinkos kainą visame regione. Kitaip sakant, Europos elektros rinkos mechanizmas niekaip negali įtakoti elekt-

rinių darbo Rusijos ir Baltarusijos energetinėse sistemose.

Rusijos elektros energijos rinka veikia pagal skirtingą mechanizmą nei Europos energetikos sistema ir savo veikimo principu yra labiau panaši į JAV elektros rinką. Be to, pagal vidines Rusijos taisykles, elektros energijos prekyba tarp Rusijos ir Europos gali užsiimti tik Rusijos valstybinė įmonė – „InterRao“ [28]. „InterRao“ nusprendžia kiek elektros energijos ir už kokią kainą parduoti Šiaurės ir Baltijos valstybių elektros biržoje ir taip suformuoti komercinius elektros energijos mainus tarp ES ir Rusijos energetinių sistemų.

Toks elektros energijos prekybos mechanizmas tarp Rusijos ir ES šalių susiformavo, ne tik dėl politinių, bet ir dėl techninių priežasčių. Rusijos ir ES elektros rinkos nėra sujungtos ir veikia autonomiškai viena nuo kitos. Dėl šios priežasties elektros energijos komerciniai mainai tarp Rusijos ir ES šalių nevyksta pagal įprastus rinkos dėsnius. Kitaip tariant, „InterRao“ nustatoma eksporto kaina nebūtinai atspindi energijos gamybos kaštus Rusijos energetikos sistemoje.

Dėl pastarosios priežasties „Balmorel“ modelyje Rusijos ir Baltarusijos energetikos sistemos nėra modeliuojamos. Pagal istorinius duomenis bei ateities prognozes yra nustatomi galimi elektros energijos importo kiekiai ir kainos iš šių valstybių. Tokiu būdu trečiųjų šalių įtaka Europos šalių elektros rinkoms įvertinama tik pagal importuojamos energijos kiekius, bet ne trečiųjų šalių gamybos struktūros pokyčius.

3.3. Scenarijų sudarymas ir vertinimas

Darbo tikslas yra įvertinti naujų Lietuvos tarpsisteminių jungčių įtaką Lietuvos elektros rinkai. Siekiant įgyvendinti iškeltą tikslą buvo sudaryti keturi skaičiuojamieji scenarijai:

- **Bazinis**. Lietuvos elektros rinka be „NordBalt“ ir „LitPol link“ jungčių;
- **„NordBalt“**. Lietuvos elektros rinka tik su „NordBalt“ jungtimi;
- **„LitPol link“**. Lietuvos elektros rinka tik su „LitPol link“ jungtimi;
- **Integruotas**. Lietuvos elektros rinka su „NordBalt“ ir „LitPol link“ jungtimis.

Norint taikyti „Balmorel“ rinkos modelį naujų tarpsisteminių jungčių analizei ir modeliavimui visų scenarijų atveju reikalingo šios prielaidos:

- modelyje įtraukiamos šalys: Norvegija, Švedija, Danija, Suomija, Estija, Lietuva, Latvija, Lenkija, Vokietija, šiaurės Vakarų ir Centro Rusija bei Baltarusija;
- siekiant eliminuoti kitų rinkos pokyčių (elektrinių uždarymų ir statybų, jungčių tarp kitų regionų plėtros, AEI plėtros, paklausos augimo, kuro ir taršos kainų kitimo ir kitų) įtaką, modeliavimo laikotarpis visais scenarijai apims tik 2016 m.;
- metiniai rezultatai gaunami atsižvelgiant į kiekvieną metų valandą;

- modeliuojant trečiąsias šalis atliekamas importo kainos arba kiekio fiksavimas. Importui iš Kaliningrado yra fiksuojamas kiekis pagal įvertinamą generacijos perteklių Karaliaučiaus regione, importui iš Baltarusijos yra fiksuojama importo kaina pagal prognozuojamas galios ir energijos kainas Rusijos sistemoje;
- Lietuvos šiluminių elektrinių gamyba nėra subsidijuojama, o AEI generacija yra subsidijuojama;
- jungčių komercinė veikla pradedama nuo pirmosios 2016 m. dienos.

Atlikus skaičiavimus vertinama įtaka ne tik Lietuvos, bet visų trijų Baltijos šalių rinkoms. Vertinimo metu atsižvelgiama į poveikį:

- vidutinei didmeninės elektros energijos kainai;
- generacijos struktūrai;
- importo ir eksporto balansui;
- tarpsisteminiams srautams;
- tarpsisteminių jungčių išnaudojimui.

4. Modeliavimo rezultatai

Atlikus Baltijos jūros regiono šalių modeliavimą pagal sudarytus scenarijus gauti šie rezultatai:

- elektros energijos kainų prognozė;
- generacijos struktūra;
- elektros energijos importo ir eksporto balansas;
- elektros energijos tarpsisteminiai srautai.

Toliau šiame darbe analizuojami ir apibendrinami modeliavimo rezultatai. Pateikiama gautų rezultatų interpretacija bei palyginimas su 2015 m. faktiniais elektros rinkos duomenimis, surinktais atliekant Lietuvos ir kaimyninių elektros rinkų analizę (žr. 1.3 skyrius).

4.1. Jungčių įtaka elektros energijos kainoms

Šiame skyriuje vertinama naujų tarpsisteminių jungčių įtaka Lietuvos ir kitų Baltijos šalių elektros rinkos kainai. Atsižvelgiant į tai, kad elektros kainos prognozės yra laikoma konfidencialia AB „Litgrid“ informacija, tiesioginės jų vertės nebus pateikiamos. Taip pat, siekiant netiesiogiai neatskleisti kainos prognozės, sumodeliuotos vertės nebus lyginamos su faktinėmis biržos kainomis. Tačiau nurodomi nuokrypiai nuo Bazinio scenarijaus (žr. 2 lentelę). Taip pat pateikiama kainų Lietuvos ir kaimyninių rinkų kainų skirtumai skirtingais scenarijais (žr. 15 pav.). Šios informacijos visiškai pakanka siekiant įvertinti jungčių įtaką ne tik Lietuvos, bet ir kaimyninėms elektros rinkomis.

4.1.1. Lietuvos ir kaimyninių rinkų elektros kainos

Šiame skyriuje pateikiama jungčių įtaka Lietuvos ir kaimyninių rinkų elektros kainai. Pateikiami duomenys atspindi elektros kainos pokyti lyginant su Baziniu scenarijumi (žr. 2 lentelę). Kainos augimas duoda teigiamą naudą elektros energijos gamintojams. Parduodami elektrą jie uždirba daugiau. Tačiau auganti kaina neigiamai paveikia elektros vartotojus.

Atitinkamai valstybėse, kuriose elektros pagaminama daugiau nei suvartojama, elektros kainos augimas sukuria teigiamą naudą visai valstybei, nes papildomos gamintojų pajamos atsveria vartotojų išlaidas. Deficitinėse arba importuojančiose valstybėse (tarp jų ir Lietuvoje) kainos augimas lemia neigiamą sociaekonominę naudą, kainos sumažėjimas teigiamą naudą. Toliau bus pateikiama kaip naujos tarpsisteminės jungtys paveiks Lietuvos ir kaimyninių rinkų kainas. Pagal šiuos rezultatus bus nustatyta, kokią naudą arba nuostolį jungtys sukurs kiekvienai valstybei atskirai.

„NordBalt“ scenarijaus atveju, kai pastatoma tik „NordBalt“ jungtis su Švedija, elektros kaina Lietuvoje mažėtų 33 proc. arba 14,8 EUR/MWh (žr. 2 lentelę). Tokio paties dydžio kainos mažėjimas fiksuojamas ir Latvijos prekybos zonoje. Kaina Estijoje nekinta, tačiau nustatytas atitinkamai 1 ir 2 proc. kainos padidėjimas Suomijoje ir Švedijos ketvirtojoje prekybos zonoje (SE4).

2 lentelė. Jungčių įtaka Baltijos šalių elektros energijos kainoms 2016 m.

	Scenarijus	Lietuva	Latvija	Estija	Suomija	Švedija (SE4)
Pokytis, EUR/MWh	Bazinis	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	NordBalt	-14,80	-14,76	-0,04	0,63	0,73
	LitPol link	2,34	2,34	1,08	0,10	0,09
	Intergruotas	-12,14	-12,11	0,50	1,09	1,18
Pokytis, %	Bazinis	0%	0%	0%	0%	0%
	NordBalt	-33%	-33%	0%	1%	2%
	LitPol link	4%	4%	2%	0%	0%
	Intergruotas	-26%	-26%	1%	3%	3%

Nežymų kainos augimą Švedijoje lemia padidėjusi elektros paklausa Skandinavijoje dėl elektros importo iš Švedijos į Lietuvą. Suomija taip pat yra priklausoma nuo Švediškos elektros importo, dėl to kainos augimas Švedijoje lemia kainos padidėjimą Suomijoje. Estijoje kaina nekinta, nes kainą lemia vietinė generacija.

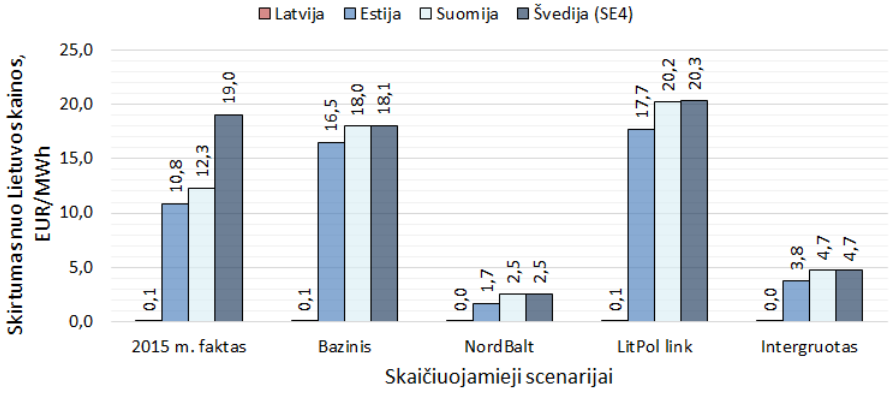
„LitPol link“ scenarijaus atveju, kai pastatoma tik „LitPol link“ jungtis su Lenkija, elektros kaina Lietuvoje ir Latvijoje didėja 4 proc. arba 2,3 EUR/MWh. Kainos augimą lemia 2016 m. prognozuojama didesnė elektros kaina Lenkijos biržoje, dėl kurios vyrauja elektros eksportas iš Lietuvos į Lenkiją. Tai lemia didesnę energijos paklausą Baltijos šalyse. Tad, dėl padidėjusio elektros eksporto į Latviją, kainos augimas matomas ir Estijoje. „LitPol link“ jungtis įtakos Suomijos ir Švedijos kainoms nedaro.

Integruoto scenarijaus atveju, kai modeliuojamos abi veikiančios tarpsisteminės jungtys, vidutinė elektros kaina Lietuvos ir Latvijos prekybos zonose mažėja 26 proc. arba 12,1 EUR/MWh. Kita vertus, stebimas 3 proc. kainos augimas Suomijoje ir Švedijoje (SE4 zonoje). Nežymiai kaina auga ir Estijos prekybos zonoje. Šiek tiek mažiau palankius kainos pokyčius lemia tai, kad prognozuojama elektros kaina Lenkijoje yra didžiausia regione, tad papildomos jungtys išnaudojamos elektros Lenkijos elektros importui iš Šiaurės ir Baltijos šalių.

Atsižvelgiant į šiuos scenarijus, galima daryti išvadą, kad didžiausią kainos sumažėjimą Lietuvoje lemtų tik „NordBalt“ jungties projekto įgyvendinimas. Jungtis su Lenkija elektros kainą Lietuvoje padidina 2,3 EUR/MWh. Elektros energijos padidėjimas Lietuvoje lemią mažesnę naudą Lietuvos vartotojams, tačiau didesnį pelną elektros energijos gamintojams. Bendrai abiejų jungčių įgyvendinimas elektros kainą Lietuvoje sumažins penktadalių ir sukurs teigiamą poveikį visai valstybei.

4.1.2. Lietuvos ir kaimyninių rinkų elektros kainų skirtumai

Šiame skyriuje pateikiama jungčių įtaka elektros energijos kainos skirtumui tarp Lietuvos ir kaimyninių elektros rinkų. Pateikiami duomenys atspindi elektros kainos nuokrypį nuo kainos Lietuvoje. Teigiamos vertės reiškia, kad elektros kaina Lietuvoje yra didesnė nei kaina lyginamojoje valstybėje (žr. 15 pav.).



15 pav. Lietuvos rinkos kainos skirtumas nuo kaimyninių rinkų skirtingais skaičiuojamaisiais scenarijais 2016 m.

Kainos suvienodėjimas rinkose reiškia geresnę prekybos zonų integraciją ir didesnes konkurencines sąlygas visame regione. Tai taip pat reiškia mažesnes tinklo perkrovas. Didelis kainų skirtumas atspindi signalą, kad reikalinga didesnė rinkų integraciją ir papildomos investicijos į tarpsisteminių pralaidumų plėtrą.

Pagal gautus skaičiavimo rezultatus (žr. 15 pav.) nustatyta, kad visais skaičiuojamaisiais scenarijais elektros kainos skirtumas tarp Lietuvos ir Latvijos yra minimalus. Didžiąją laiko dalį Lietuva ir Latvija formuoja vieningą kainų zoną. Toks pat rezultatas buvo fiksuotas ir pagal faktinius 2015 m. duomenis. Tai rodo, kad Lietuvos ir Latvijos elektros rinkos yra gerai integruotos ir papildomos investicijos į Lietuvos – Latvijos pjūvio pralaidumo padidinimą teigiamos naudos nesukurtų.

Lyginant Lietuvos ir Estijos kainą nustatyta, kad „NordBalt“ jungtis kainos skirtumą tarp Lietuvos ir Estijos sumažintų nuo 10,8 EUR/MWh iki 1,7 EUR/MWh (žr. 15 pav.). Nestatant naujų jungčių, Lietuvos ir Estijos kainų skirtumas 2016 m. didėtų 5,7 EUR/MWh. Kainos augimas susidaro dėl padidėsiančios elektros kainos Lietuvos ir Latvijos kainų zonose (žr. 2 lentelę), kurią lemtų Lietuvoje sustabdytas šiluminių elektrinių gamybos subsidijavimas. Lietuvos ir Estijos kainų skirtumą taip pat didina „LitPol link“ jungties įgyvendinimas. Įgyvendinus abiejų („LitPol link“ ir „NordBalt“) tarpsisteminių jungčių projektus, kainos skirtumas tarp Lietuvos ir Estijos mažėja iki 3,8 EUR/MWh. Vienodai kainai formuotis trukdo nepakankamas Latvijos – Estijos pralaidumas. Siekiant visiškos Baltijos šalių elektros rinkų integracijos šis pralaidumas turėtų būti padidintas. Pralaidumo padidinimas tuo pat metu integruotų Lietuvos ir Suomijos elektros rinkas.

Lyginant Lietuvos ir Švedijos elektros kainas (žr. 15 pav.) nustatyta, kad įgyvendinus tik „NordBalt“ jungties projektą Lietuvos ir Švedijos kainų skirtumas sumažėtų nuo 19,0 EUR/MWh iki 2,6 EUR/MWh, o papildomai pastačius „LitPol link“ jungtį, skirtumas padidėja iki 4,7 EUR/MWh. Visais scenarijais susidarantis kainos skirtumas atspindi, kad „NordBalt“ jungtis visus metus bus stipriai išnaudojama, o esamas jos pralaidumas nėra pakankamas neribotai elektros prekybai tarp Lietuvos ir Švedijos užtikrinti. Siekiant pilnos Lietuvos integracijos į Skandinavijos elektros rinką, turėtų būti didinamas Lietuvos – Švedijos arba Latvijos – Švedijos pralaidumas.

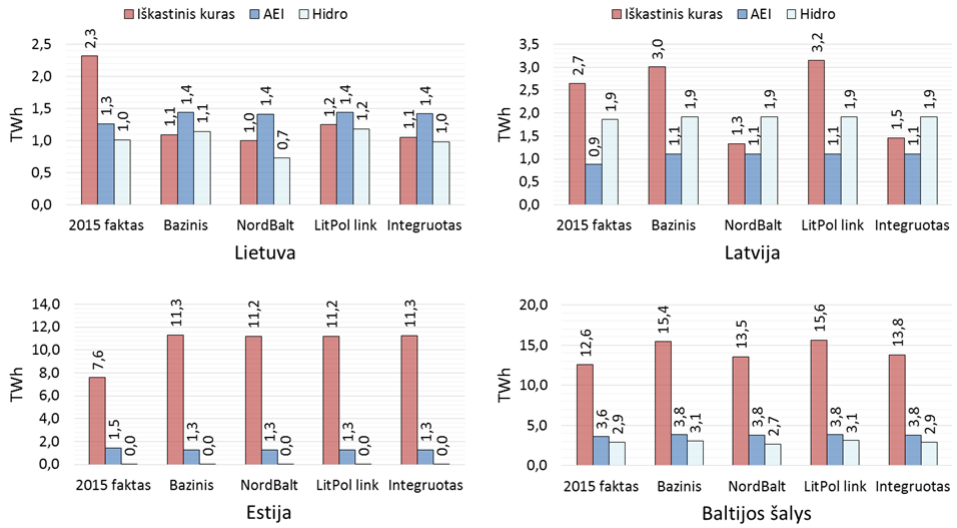
Apibendrinant gautus rezultatus nustatyta, kad Lietuvos ir Latvijos elektros rinkos yra gerai integruotos, naujos investicijos pralaidumų tarp šalių didinimui nėra reikalingos. „NordBalt“ jungtis padidina tiek Lietuvos, tiek ir Latvijos rinkų integraciją į Šiaurės šalių elektros rinkas, tačiau esami pralaidumai nėra pakankami. Pagrindiniai faktoriai ribojantys visišką regiono integraciją yra ribotas Latvijos – Estijos pralaidumas, bei nepakankamas Švedijos – Lietuvos pralaidumas. Taip pat Baltijos šalių integraciją į Šiaurės šalis sumažina „LitPol link“ jungtis. Kitaip tariant, toliau didinant Lietuvos – Lenkijos pralaidumą, reikėtų užtikrinti, kad taip pat būtų didinamas Estijos – Latvijos ir/arba Lietuvos – Švedijos pralaidumas.

4.2. Jungčių įtaka elektros energijos gamybai

Naujos tarpsisteminės jungtys sukūrė papildomas energijos importo arba eksporto galimybes ne tik Lietuvai, bet ir visoms trims Baltijos šalims. Tačiau realius elektros energijos srautus lemia tai, kiek šalyje yra pagaminama ir suvartojama elektros energijos bei kokia šios elektros energijos gamybos kaina rinkoje. Dėl to šiame skyriuje pateikiami skaičiavimo rezultatai rodantys naujų elektros jungčių įtaką elektros energijos gamybai. Skirtingų scenarijų susisteminti gamybos modeliavimo rezultatai pateikiami D priede.

Nustatyta, kad naujos jungtys nedaro įtakos Suomijos ir Švedijos elektros generacijai (žr. D priedas). Lenkijos gamybos struktūra nėra nagrinėjama dėl 1.3.4 skyriuje nurodytų priežasčių elektros energijos gamyba Lenkijoje nebuvo modeliuojama. Dėl to toliau šiame skyriuje daugiausiai dėmesio bus skiriama tik Baltijos šalių elektros energijos gamybos pokyčiams apžvelgti.

Pagal gautus gamybos modeliavimo rezultatus nustatyta, kad lyginant su 2015 m. faktu, visais scenarijais 2016 m. gamyba Lietuvos šiluminėse elektrinėse mažėja apie du kartus (žr. 16 pav.). Gamybos sumažėjimas nustatytas ir Bazinio scenarijaus atveju, nors Lietuvos ir kaimyninių elektros rinkų pralaidumai lyginant su 2015 m. nėra pakitę. Šiluminių elektrinių gamybos sumažėjimas susijęs su 2016 m. panaikinto šiluminių elektrinių gamybos subsidijavimo. Be valstybės paramos senos šiluminės elektrinės nepajėgios konkuruoti rinkoje dėl to turi mažinti savo gamybą. Iš visų pateiktų scenarijų tik „LitPol link“ scenarijaus atveju matomas 15 proc. arba 0,15 TWh šiluminių elektrinių genera-



16 pav. Naujų tarpsisteminių jungčių įtaka Baltijos šalių elektros energijos gamybai 2016 m.

cijos padidėjimas, nes šio scenarijaus atveju elektros kaina Lietuvos prekybos zonoje yra didžiausia (žr. 4.1.1 skyrių).

AEI generacija Lietuvoje nepriklausomai nuo pasirinkto scenarijaus 2016 m. auga 0,1 TWh. Didesnę AEI generaciją lemia 43 proc. padidėjusi vėjo elektrinių gamyba (žr. B priedas). Didesnę vėjo elektrinių gamybą lemia 2015 m. nuo 268 MW iki 500 MW išaugusi Lietuvos vėjo elektrinių įrengtoji galia. Be to, AEI generacija yra remiama valstybės, dėl to nepriklauso nuo elektros energijos kainos biržoje. Tad naujos tarpsisteminės jungtys šios rūšies gamybai įtakos nedaro. Tokios pačios tendencijos nustatytos ir Latvijoje bei Estijoje (žr. 16 pav.).

Hidroelektrinių generacija Lietuvoje lyginant su 2015 m. kinta įvairiai: Bazinio scenarijaus atveju auga 13 proc., „NordBalt“ scenarijaus atveju mažėja 28 proc., „LitPol link“ scenarijaus atveju auga 17 proc., o Integruoto scenarijaus atveju praktiškai nekinta (žr. 16 pav.). Visi šie generacijos pokyčiai susiję su Kruonio hidroakumuliacinės elektrinės gamyba. Pastarosios apimtis lemia dieninės ir naktinės elektros energijos kainos skirtumas. Nakties metu elektros paklausa būna maža, o tarpsisteminiai pralaidumai nėra pilnai išnaudojami. Tad kaina biržoje būna žema, o Kruonio hidroakumuliacinė elektrinė gali pigiai perpumpuoti vandenį iš žemutinio Kauno marių į viršutinį Kruonio baseiną. Dienos metu didėjant elektros energijos vartojimui, kaina biržoje auga. Kainos pokyčiai priklausomai nuo skirtingų scenarijų nagrinėjami 4.1.1 skyriuje. Kuo biržos kaina dienos metu pasiekia didesnę vertę, tuo Kruonio hidroakumuliacinei elektrinei yra lengviau parduoti savo sukauptą elektros energiją.

Nagrinėjant naujų jungčių įtaką Latvijos elektrinių gamybai nustatyta, kad ženkliai kinta Latvijos šiluminių elektrinių gamyba. Latvijos AEI ir hidroelektrinių generacijai naujos jungtys įtakos nedaro. Kaip ir Lietuvos atveju, Latvijos šiluminių elektrinių gamybos apimtys stipriai priklauso nuo elektros kainos biržoje. Kuo kaina biržoje didesnė

(„LitPol link“ scenarijus) tuo ir gamyba šiluminėse didesnė. Dėl to nustatyta didžiausia Latvijos šiluminių elektrinių gamyba „LitPol link“ scenarijaus atveju, o mažiausia – „NordBalt“ scenarijaus atveju. Lyginant su 2015 m. generacija, 2016 m. Integruoto scenarijaus atveju Latvijos šiluminių elektrinių gamyba mažės 45 proc. (žr. 16 pav.).

Tuo tarpu naujų tarpsisteminių jungčių įtakos Estijos elektrinių gamybai nenustatyta. Visais modeliuotais scenarijai generacijos struktūra Estijoje kinta nežymiai. Nedideli generacijos pokyčiai rodo, kad net ir kainai sumažėjus dėl pigaus vietinio kuro, Estijos gamintojai išlieka konkurencingi. Tačiau reikia atkreipti dėmesį, kad lyginant 2015 m. faktinę generaciją su 2016 m. sumodeliuotais rezultatais, matomas žymus gamybos Estijos šiluminėse elektrinėse padidėjimas. Generacijos augimas susijęs su tuo, kad „Balmorel“ modelis nenumato neplanuotų elektrinių atsijungimų ir remontų. Tokiu atveju sumodeliuojamas idealus scenarijus, kad elektrinės dirba be jokių trukdžių ir būna sustabdoma tik iš anksto numatytiems metiniams remontams.

Apibendrinant gautus skaičiavimo rezultatus nustatyta, kad 2016 m. šiluminių elektrinių gamyba Lietuvoje mažės. Taip pat Integruoto scenarijaus atveju mažės Latvijos šiluminių bei Kruonio hidroakumuliacinės elektrinės gamyba. Naujos jungtys įtakos AEI generacijai nedaro. Taip pat nedaroma įtaka Estijos, Suomijos ir Švedijos generacijai. Susisteminti gamybos modeliavimo rezultatai pagal skirtingus scenarijus ir skirtingas šalis pateikiami D priede.

4.3. Jungčių įtaka importo ir eksporto balansui

Elektros energijos eksportą ir importą lemia šalyje pagaminama ir suvartojama elektros energija, rinkoje susiformavusios kainos, tarpsisteminiai pralaidumai.

Nustatyta, kad dėl žemos elektros energijos importo iš trečiųjų šalių kainos, elektros energijos importo kiekis iš trečiųjų šalių dėl naujų elektros jungčių nekito. Dėl to skirtingų scenarijų atveju skirsis tik likę elektros energijos srautai tarp analizuojamų sistemos šalių: Latvijos, Estijos, Suomijos, Lenkijos ir Švedijos. Scenarijų modeliavimo metu gauti elektros energijos srautai tarp Baltijos ir kaimyninių valstybių patiekiami 18 pav.

3 lentelė. Naujų jungčių įtaka Baltijos šalių elektros importo daliai, proc.

Šalis	2015 faktas	Bazinis	NordBalt	LitPol link	Integruotas
Lietuva	-61%	-67%	-70%	-65%	-68%
Latvija	-25%	-23%	-44%	-21%	-43%
Estija	11%	53%	51%	51%	52%

2015 m. Lietuvos elektros energijos balansas buvo neigiamas ir siekė -7,2 TWh (žr. 4 lentelę). Elektros energijos importas dengė 61 proc. šalyje suvartotos elektros energijos (žr. 3 lentelę). 2015 m. Latvijos elektros energijos balansas taip pat buvo neigiamas ir siekė -1,8 TWh arba ketvirtadalį šalies elektros suvartojimo. Tarp trijų Baltijos šalių,

tik Estija turėjo teigiamą energijos balansą siekiantį 0,9 TWh. Estija pagamino 11 proc. daugiau energijos negu suvartojo.

4 lentelė. Naujų jungčių įtaka Baltijos šalių elektros balansui, TWh

Šalis	2015 faktas	Bazinis	NordBalt	LitPol link	Integruotas
Lietuva	-7,21	-7,32	-7,28	-7,19	-7,32
Latvija	-1,82	-1,77	-3,45	-1,62	-3,32
Estija	0,92	4,35	4,24	4,24	4,29

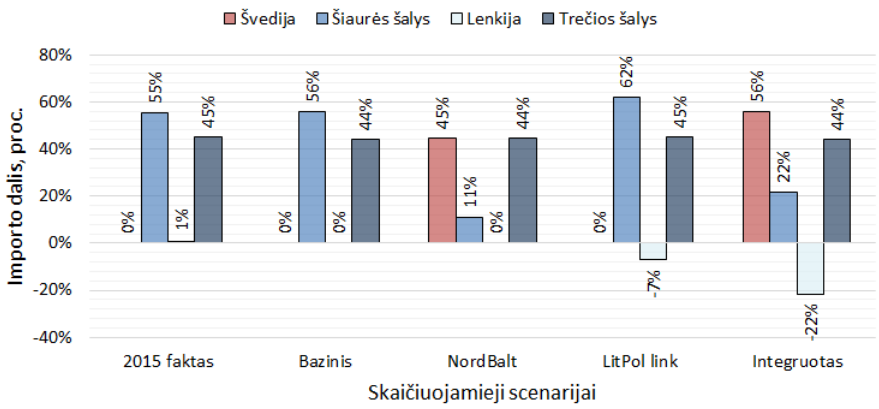
Pagal skaičiuojamuosius scenarijus įvertinus Lietuvos elektros energijos balansą 2016 m. nustatyta, kad visais scenarijais Lietuva išliks ženkliai elektros energiją importuojančia šalimi. Skirtingais scenarijais Lietuvos saldo (skirtumas tarp elektros energijos eksporto ir importo) svyruoja nuo -7,2 TWh iki -7,3 TWh (žr. 4 lentelę). Elektros importas Bazinio scenarijaus atveju patenkintų 67 proc. suvartojimo (žr. 3 lentelę), o Integruoto scenarijaus atveju augtų iki 68 proc. Didžiausia elektros dalis būtų importuojama įgyvendinus tik „NordBalt“ jungtį (70 proc.). Pastačius tik „LitPol link“ jungtį elektros importas mažėtų iki 65 proc.

Susisteminus visų trijų Baltijos valstybių duomenis, nustatyta, kad naujos jungtys daro nedidelę įtaką ir Estijos balansui, tačiau ženkliai keičia Latvijos elektros balansą (žr. 4 lentelę). Lyginant su 2015 m., Integruoto scenarijaus atveju Latvijos saldo gali kisti nuo -1,8 TWh iki 3,3 TWh, o importo dalis didėti nuo 25 proc. iki 43 proc. (žr. 3 lentelę). Šie pokyčiai tiesiogiai susiję su šalyje pagaminamos elektros energijos kiekiu ir elektros kaina rinkoje. Pastarųjų pokyčiai pagal skirtingus scenarijus atitinkamai nagrinėjami 4.2 ir 4.1.1 skyriuose.

4.4. Jungčių įtaka elektros energijos srautams

4.3 skyriuje buvo nagrinėta naujų tarpsisteminių jungčių įtaka Lietuvos elektros sistemos balansui. Apžvelgus gautus skirtingų scenarijų skaičiavimo rezultatus nustatyta, kad Lietuvos importo dalis 2016 m. augs, tačiau itin didelių pokyčių dėl naujų elektros jungčių nebus. Kaip pabrėžiama 4.2 skyriuje, didesnę įtaką Lietuvos importui daro dėl naujų elektros jungčių panaikinta šiluminių elektrinių subsidija. Kita vertus, naujos jungtys Lietuvai atvėrė tiesioginį kelią į iki tol nepasiekiamas Švedijos ir Lenkijos elektros rinkas. Net ir žymiai nepakitus bendram importuojamos energijos kiekiu gali ženkliai pasikeisti elektros importo struktūra. Šiame skyriuje bus pateikiami modeliavimo rezultatai atskleidžiantys, kokią įtaką naujos tarpsisteminės jungtys daro Lietuvos importo struktūrai.

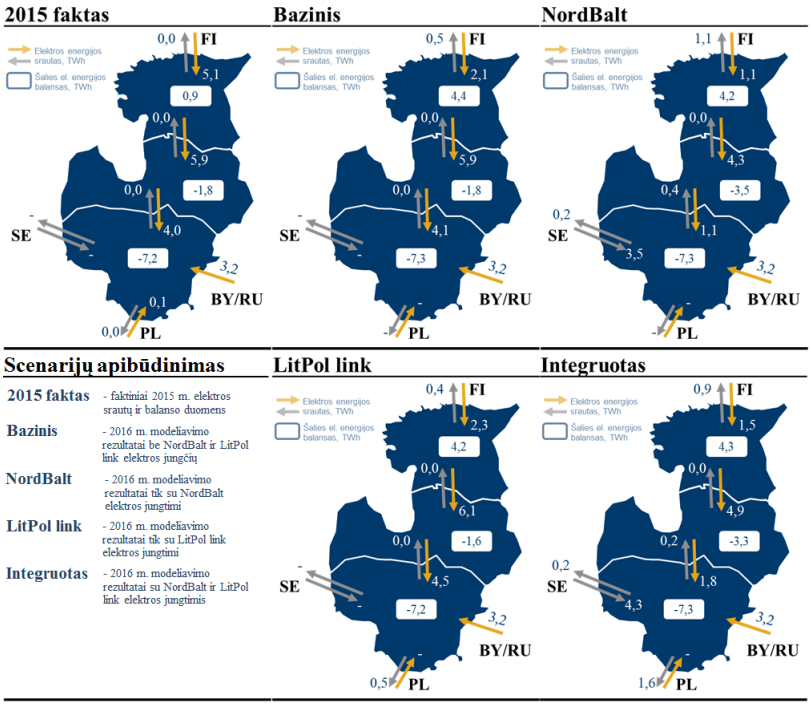
2015 m. Baltijos šalių elektros srautų ir saldo faktiniai duomenys atvaizduojami 18 pav. Nustatyta, kad 2015 m. elektros energijos srautas į Lietuvą iš Šiaurės šalių (Estija, Suomija, Švedija) per Latviją sudarė 55 proc. viso Lietuvos elektros importo (žr. 17 pav.). Likusi elektros dalis buvo importuojama iš trečiųjų šalių. „LitPol link“ elektros jungtis



17 pav. Lietuvos saldo struktūra pagal kaimynines šalis

buvo pradėta eksploatuoti 2015 m. gruodį, tad matomas ir nežymus importas iš Lenkijos sudaręs iki 1 proc. viso Lietuvos elektros importo.

Bazinio scenarijaus atveju, sumažėjus gamybai Lietuvoje, importo struktūra išlieka nepakitusi (žr. 17 pav.). Pradėjus eksploatuoti tik „NordBalt“ jungtį, Lietuva gautų tiesioginę prieigą prie pigesnės elektros Švedijoje, tad elektros srautas per Latviją mažėtų nuo 56 proc. iki 11 proc., o tiesioginis importas iš Švedijos sudarytų 45 proc. viso šalies importo. Veikiant tik „LitPol link“ jungčiai, elektros srautas iš Šiaurės šalių per Latviją tik didėtų, nes Lietuva elektros iš Lenkijos neimportuotų, bet eksportuotų. Taip persiskirstę energijos srautai papildomai apkrautų ir taip nepakankamą Estijos – Latvijos pjūvį (žr. 18 pav.). Integruoto scenarijaus atveju Lietuvos eksportas į Lenkiją dar labiau didėtų, tačiau didelė dalis elektros į Lietuvą būtų importuojama tiesiai iš Švedijos, tad



18 pav. Baltijos šalių elektros balansas ir srautai, 2015 m.

lyginant su baziniu scenarijumi Estijos – Latvijos pjūvio apkrovimas sumažėtų.

Apibendrinant gautus skaičiavimo rezultatus nustatyta, kad 2016 m. įgyvendinus abiejų elektros jungčių projektus pasikeis Lietuvos elektros importo struktūra. Lietuvoje dominuos elektros importas iš Švedijos, kuris išstums elektros srautą iš Latvijos. Dėl sumažėjusio importo iš Latvijos mažės elektros srautas per Estijos – Latvijos pjūvį, o tai paaiškina Baltijos šalių kainų supanašėjimą nagrinėtą 4.1.2 skyriuje. Visais modeliuotais scenarijais nustatyta, kad importo kiekis iš trečiųjų šalių nekinta. Be to, modeliavimo rezultatai patvirtino 1.3.4 skyriuje darytas išvadas, kad pastačius „LitPol link“ elektros jungtį elektra tekės iš Lietuvos į Lenkiją, o ne atvirkščiai. Tai reiškia, kad po naujų jungčių įgyvendinimo, dėl tiesioginės prieigos prie Švedijos elektros rinkos, Lietuvos kainų zona nebebus pati brangiausia visame regione.

Išvados ir siūlymai

1. Atlikus Lietuvos ir kaimyninių elektros rinkų analizę nustatyta, kad elektros energijos kaina ir jos prognozė priklauso nuo generacijos technologijos, elektros energijos paklausos, kuro kainų, CO_2 emisijų leidimų kainos, AEI subsidijų, tarpsisteminių jungčių pralaidumo.
2. Atlikta analizė atskleidė, kad 2015 m. Lietuvos ir Latvijos elektros kaina išsiskyrė mažiau nei 1 proc. prekybos seansų. Tai rodo, kad abi šalys yra gerai tarpusavyje integruotos, jų gamintojai tarpusavyje konkuruoja ir naujos investicijos pralaidumo tarp šalių didinimui nėra reikalingos.
3. Nustatyta, kad Lietuvos elektros gamintojai yra brangūs ir neefektyvūs ir dėl to Lietuva stipriai priklauso nuo tarpsisteminių pralaidumų ir elektros importo. Lietuvoje disponuojamų elektrinių galia yra du kartus didesnė nei maksimalus šalies poreikis, tačiau 2015 m. elektros energijos importas padengė 61 proc. šalies elektros suvartojimo.
4. 2015 m. dėl brangios vietinės generacijos ir nepakankamo Estijos – Latvijos pralaidumo elektros energijos kaina Lietuvos ir Latvijos prekybos zonose buvo aukščiausios Baltijos jūros regione.
5. Atlikus elektros rinkų modeliavimo įrankių apžvalgą nustatyta, kad darbo tikslams pasiekti tinkamiausias „Balmorel“ modelis, kuris yra atvirojo kodo, sukurtas išskirtinai Baltijos jūros regionui, paremtas tiekimo pusiausvyros modeliu.
6. Atlikus Baltijos jūros regiono elektros rinkos modeliavimą pagal keturis skirtingus scenarijus nustatyta, kad naujų jungčių projektai nedaro tiesioginės įtakos Lietuvos elektros energijos generacijos struktūrai, tačiau daro tiesioginę įtaką Latvijos šiluminių elektrinių gamybai.
7. Remiantis Bazinio scenarijaus modeliavimo rezultatais nustatyta, kad 2016 m. elektros energijos importo dalis Lietuvoje didės nuo 61 proc. iki 68 proc. Didėjimą lemia dėl naujų tarpsisteminių jungčių panaikintas Lietuvos šiluminių elektrinių gamybos subsidijavimas.
8. „NordBalt“ elektros jungtis bus pilnai išnaudojama elektros importui iš Švedijos į Lietuvą bei sumažina Lietuvos – Latvijos ir Estijos – Latvijos tarpsisteminių jungčių išnaudojimą. „LitPol link“ elektros jungtis bus išnaudojama elektros eksportui iš Lietuvos į Lenkiją. Abi jungtys nedaro įtakos Lietuvos elektros energijos importui iš trečiųjų šalių.
9. Remiantis modeliavimo rezultatais nustatyta, kad 2016 m. įgyvendinus abu naujų tarpsisteminių jungčių projektus, elektros energijos kaina Lietuvoje ir Latvijoje mažės 12,1 EUR/MWh. Jungčių projektai nedaro didelės įtakos elektros energijos

kainoms kitose kaimyninėse elektros rinkose.

10. 2016 m. elektros energijos kainos Lietuvoje mažėjimą lemia „NordBalt“ jungtis. Visais nagrinėtais atvejais „LitPol link“ jungtis elektros kainą Lietuvoje padidina dėl elektros energijos eksporto iš Lietuvos į Lenkiją.
11. 2016 m. įgyvendinus abu naujų tarpsisteminių jungčių projektus elektros energijos kainos skirtumas tarp Lietuvos ir Estijos mažės nuo 16,5 EUR/MWh iki 3,8 EUR/MWh. Siekiant visiškai integruoti Baltijos šalių elektros rinkas, reikalingos investicijos į papildomas tarpsistemines jungtis tarp Estijos ir Latvijos.
12. Siekiant tikslesnių modeliavimo rezultatų dabartinis „Balmorel“ modelis ateityje turėtų būti tobulinamas. Pirmiausia modelį reikėtų pritaikyti prie Lenkijos elektros rinkos. Taip pat turėtų būti atnaujinti trečiųjų šalių importo kainos duomenys.

Literatūra

[1] European Commission. Communication from the commission to the european parliament, the council, the european economic and social committee and the committee of the regions, progress towards completing the internal energy market, 2014, Brussels.

[2] Europos Komisija. Komisijos komunikatas europos parlamentui, tarybai, europos ekonomikos ir socialinių reikalų komitetui ir regiono komitetui. pradedamos viešos konsultacijos dėl naujo energijos rinkos modelio, 2015, Briuselis.

[3] Booz&Co. Benefits of an integrated european energy market, 2013.

[4] European Commission. Achieving the 10 proc. electricity interconnection target, 2015, Brussels.

[5] Knudsen, H.; Ellus, L. O.; Koskinen, M.; Luther, M.; Schroder, G. The baltic ring study-transmission system simulations in the baltic sea region. In *Electric Power Engineering, 1999. PowerTech Budapest 99. International Conference on.*

[6] BALTSO, Nordel, PSE Operator S.A. Market based analysis of interconnections between nordic, baltic and poland areas in 2025, 2009.

[7] Ea Energy Analyses. Sustainable energy: Energy perspectives for the kaliningrad region as an integrated part of the baltic sea region, 2010.

[8] ENTSO-E. Regional investment plan 2014: Baltic sea, 2014.

[9] Nord Pool [interaktyvus]. 2015. [žiūrėta 2015 05 01]. Prieiga per internetą: http://nordpoolspot.com/.

[10] Valstybinė kainų ir energetikos kontrolės komisija [interaktyvus]. 2016. [žiūrėta 2015 10 30]. Prieiga per internetą: http://www.regula.lt/Puslapiai/naujienos.

[11] Litgrid AB. 2016 m. sausio elektros rinkos apžvalga, 2016, Vilnius.

[12] Litgrid AB [interaktyvus]. 2016. [žiūrėta 2016 02 11]. Prieiga per internetą: http://www.litgrid.eu/index.php/energetikos-sistema/elektros-energetikos-sistemos-informacija/elektros-gamybos-ir-vartojimo-balanso-duomenys/2287.

[13] Entso-e [interaktyvus]. 2016. Entso-e skaidrumo platforma. [žiūrėta 2016 04 16]. Prieiga per internetą: https://transparency.entsoe.eu/.

[14] Lietuvos energijos gamyba [interaktyvus]. 2016. [žiūrėta 2016 04 09]. Prieiga per internetą: https://gamyba.le.lt/.

[15] Litgrid AB. Lietuvos elektros energetikos sistemos ir perdavimo tinklų plėtra 2015-2024 m., 2015, Vilnius.

[16] AS Latvenergo. Annual unaudited condensed consolidated financial statements of 2015. Investor Conference Webinar Presentation, 2016, Riga.

[17] AST. Annual statement of transmission system operator for the year 2014, 2015, Riga.

[18] Eesti Energia AS [interaktyvus]. 2015. Expansion or dismantling: Dismantling. Nord Pool skubūs rinkos pranešimai. [žiūrėta 2016 04 05]. Prieiga per internetą: https://umm.nordpoolspot.com/messages/.

[19] Entso-e [interaktyvus]. 2016. Production, consumption, exchange package. [žiūrėta 2016 03 12]. Prieiga per internetą: https://www.entsoe.eu/db-query/country-packages/production-consumption-exchange-package.

[20] Radomski, B. Spot price forecasts on the polish power market and impact from main price drivers in some years ahead. Montel Market Insight, 2015, Warsaw.

[21] Zieleźny, A. Presentation of polenergia. Montel Market Insight, Polenergia Trading, 2015, Warsaw.

[22] Fingrid OYJ. Evolving grid fenno-skan 2 hvdc link, 2010, Helsinki.

[23] Ministry of Employment and the Economy. National energy and climate strategy, 2013, Finland.

[24] Lappeenranta University of Technology. Cross-border electricity trade between the Nordic "energy-only" market and the Russian capacity-based market, 2013, Finland.

[25] OAO "CO ЕЭС" [interaktyvus]. 2016. Единая энергетическая система России. [žiūrėta 2016 04 21]. Prieiga per internetą: http://so-ups.ru/index.php?id=ees.

[26] OAO "CO ЕЭС". 2016. Отчет о функционировании ЕЭС России в 2015 году, 2016.

[27] Ministry of Energy of the Russian Federation. Energy strategy of russia for the period up to 2030, 2015.

[28] Inter Rao [interaktyvus]. 2016. [žiūrėta 2015 01 12]. Prieiga per internetą: http://www.interrao.ru/.

[29] OAO ATS [interaktyvus]. 2015. Administrator of Trade System. [žiūrėta 2015 10 21]. Prieiga per internetą: http://www.atsenergo.ru/.

[30] Vasileva, E.; Viljainen, S.; Sulamaa, P.; Kuleshov, D. Res support in russia: Impact on capacity and electricity market prices. *Renewable Energy*, 76:82 – 90, 2015.

[31] О ГПО Белэнерго [interaktyvus]. 2016. Основные сведения. [žiūrėta 2016 04 30]. Prieiga per internetą: http://www.energo.by/okon/p21.htm.

[32] National Statistical Committee of the Republic of Belarus [interaktyvus]. 2016. Electricity balance. [žiūrėta 2016 05 01]. Prieiga per internetą: http://www.belstat.gov.by/en/.

[33] О ГПО Белэнерго [interaktyvus]. 2016. Установленная мощность. [žiūrėta 2016 04 30]. Prieiga per internetą: http://www.energo.by/okon/p31.htm.

[34] Khurs, M. The energy security of Belarus as the basic condition of the implementation of the goals of its socia-econimic development, 2009.

[35] Foley, A. M.; Gallachoir, B. P.; Hur, J.; Baldick, R.; McKeogh, E. J. A strategic review of electricity systems models. *Energy*, 2010.

[36] Ventosa, M.; Baillo, A.; Ramos, A.; Rivier, M. Electricity market modeling trends. *Energy Policy*, 33(7):897 – 913, 2005.

[37] Aggarwal, S. K.; Lalit, M. S.; Kumar, A. Electricity price forecasting in deregulated markets: A review and evaluation. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 31(1):13 – 22, 2009.

[38] Weron, R. Electricity price forecasting: A review of the state-of-the-art with a look into the future. *International Journal of Forecasting*, 30(4):1030 – 1081, 2014.

[39] Jain, A.; Tuli, A.; Kakkar, M. A review for electricity price forecasting techniques in electricity markets. *International Journal of Engineering Research and Technology (IJERT)*, 2(4), 2013.

[40] Bunn, D. W.; Oliveira, F. Evaluating individual market power in electricity markets via agent-based simulation. *Annals of Operations Research*, 121(1-4):57–78, 2003.

[41] Green, R. J.; Newbery, D. M. Competition in the british electricity spot market. *Journal of Political Economy*, 100(5):929–953, 1992.

[42] Anderson, E. J.; Philpott, A. B. Using supply functions for offering generation into an electricity market. *Operations Research*, 50(3):477–489, 2002.

[43] Bunn, D. W.; Oliveira, F. S. Agent-based analysis of technological diversification and specialization in electricity markets. *European Journal of Operational Research*, 181(3):1265 – 1278, 2007.

[44] Ramos, A.; Ventosa, M.; Rivier, M. Modeling competition in electric energy markets by equilibrium constraints. *Utilities Policy*, 7(4):233 – 242, 1999.

[45] Borenstein, S.; Bushnell, J. An empirical analysis of the potential for market power in california's electricity industry. Working Paper 6463, National Bureau of Economic Research, March 1998.

[46] Lanshan, H.; Liu, A. L. On nash–cournot games with price caps. *Operations Research Letters*, 41(1):92 – 97, 2013.

[47] Oliveira, F. The value of information in electricity investment games. *Energy Policy*, 36(7):2364 – 2375, 2008.

[48] Bunn, D. W. Forecasting loads and prices in competitive power markets. *Proceedings of the IEEE*, 88(2):163–169, Feb 2000.

[49] Klemperer, P. D.; Meyer, M. A. Supply function equilibria in oligopoly under uncertainty. *Econometrica*, 57:1243–1277, 1989.

[50] Rudkevich, A. On the supply function equilibrium and its applications in electricity markets. *Decision Support Systems*, 40(3–4):409 – 425, 2005. Challenges of restructuring the power industry.

[51] Elkraft System. Balmorel: A model for analyses of the electricity and chp markets in the baltic sea region, 2001.

[52] Epstein, J.; Axtell, R. Growing artificial societies: Social science from the bottom up, 1996.

[53] Weidlich, A.; Daniel, V. A critical survey of agent-based wholesale electricity market models. *Energy Economics*, 30(4):1728 – 1759, 2008.

[54] Vehvilainen, I.; Pyykkonen, T. Stochastic factor model for electricity spot price–the case of the nordic market. *Energy Economics*, 27(2):351–367, 2005.

[55] Connolly, D.; Lund, H.; Mathiesen, B.V.; Leahy, M. A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems. *Applied Energy*, 87(4):1059 – 1082, 2010.

[56] Tarvydas, D. Energetines sistemos plėtros analizei skirtų modelių apžvalga. *Energetika*, (1):40 – 45, 2005.

[57] Dittmar, L. Integration of energy saving technologies and learning curves into balmorel. *Flensburg*, 2006.

[58] Kitzing, L.; Ravn, H. Support mechanisms and risk: Implications on the nordic electricity system. In *European Energy Market (EEM), 2013 10th International Conference on the*, pages 1–7, May 2013.

[59] Knos, I.; Landsberg, M.; Valtin, J. The challenges for fossil fuel power system associated with integration of large scale renewable generation. In *Green Energy for Sustainable Development (ICUE), 2014 International Conference and Utility Exhibition on*, pages 1–8, March 2014.

[60] Petersen M.; Hindsberger, M. The Baltic Sea Region electricity market and the coexistence of markets for CO2 emission quotas and renewable electricity certificates, 2000, Helsinki.

A. priedas. Pagrindiniai studijų scenarijai ir elektros energijos kainų prognozės 2015–2025 m.

	Scenarijai	Lietuva			Latvija			Estija			Suomija			Švedija			Lenkija			Rusija		
		2015	2020	2025	2015	2020	2025	2015	2020	2025	2015	2020	2025	2015	2020	2025	2015	2020	2025	2015	2016	2020
	Faktinės kainos	41,9	-	-	41,9	-	-	31,1	-	-	29,7	-	-	21,8	-	-	37,5	-	-	20,9	-	-
A	Business as usual BAU2015	46,2	-	-	46,1	-	-	44,3	-	-	41,5	-	-	41,5	-	-	43,5	-	-	-	-	-
	BAU2025	-	-	67,6	-	-	67,6	-	-	67,7	-	-	69,3	-	-	69,7	-	-	79,7	-	-	-
	Climate&Integration C&I2025	-	-	80,6	-	-	80,6	-	-	80,6	-	-	78,6	-	-	78,6	-	-	114,6	-	-	-
	National focus NF2025	-	-	45,9	-	-	46,5	-	-	46,5	-	-	70,3	-	-	70,5	-	-	83,9	-	-	-
B	Baseline	-	47,0	-	-	41,0	-	-	44,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	47,0	47,0
	Kaliningrad nuclear	-	43,0	-	-	41,0	-	-	44,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	43,0	43,0
	Lithuanian nuclear	-	41,0	-	-	40,0	-	-	43,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	42,0	42,0
	Nuclear combination	-	38,0	-	-	39,0	-	-	42,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	38,0	38,0
	Improved efficiency	-	45,0	-	-	40,0	-	-	42,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	45,0	45,0
	Identical subsidies and quotas	-	46,0	-	-	41,0	-	-	44,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	47,0	47,0
C	ENTSO-E EU 2020	95,0	89,0	-	95,0	89,0	-	90,0	89,0	-	71,0	80,0	-	60,0	79,0	-	107,0	98,0	-	-	-	-
	ENTSO-E B 2020	43,0	45,0	-	43,0	45,0	-	43,0	45,0	-	43,0	45,0	-	41,0	45,0	-	46,0	47,0	-	-	-	-
D	Off-peak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15,9	-
	Peak	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21,5	-

A - Market based analyses of interconnections between Nordic, Baltic and Poland

B - Sustainable Energy Scenarios – Energy perspective for Kaliningrad Region as an integrated part of the Baltic Sea Region

C - Regional Investment plan: Baltic Sea

D - RES support in Russia: Impact on capacity and electricity market prices

B. priedas. Baltijos jūros šalių elektros energijos balansai 2014–2015 m.

Šalis	Lietuva	Latvija	Estija	Suomija	Švedija	Norvegija	Danija	Lenkija	Vokietija	Baltarusija	Rusija*
Metai	**2015**	**2015**	**2015**	**2015**	**2015**	**2015**	**2015**	**2015**	**2015**	**2014**	**2015**
Uranas, TWh	-	-	-	**22,33**	**54,35**	-	-	-	**86,77**	-	**137,16**
Iškastinis kuras, TWh	**2,32**	**2,65**	**7,58**	**13,69**	**3,79**	**3,49**	**10,51**	**132,37**	**319,48**	**34,60**	**185,58**
Lignitas, TWh	-	-	-	-	-	-	-	48,99	143,07	-	-
Anglis, TWh	-	-	-	5,63	0,52	-	6,91	68,69	107,13	-	-
Dujos, TWh	1,47	2,03	-	5,01	1,02	3,49	3,51	4,06	53,16	34,60	-
Nafta, TWh	-	-	-	0,18	0,15	-	0,08	-	5,25	-	-
Kita, TWh	0,85	0,62	7,58	3,66	2,11	-	-	9,31	10,88	-	-
AEI, TWh	**1,26**	**0,88**	**1,45**	**13,75**	**26,42**	**2,52**	**17,02**	**17,34**	**150,53**	**0,01**	**0,00**
Vėjas, TWh	0,81	0,15	0,70	2,30	16,62	2,52	14,09	10,21	75,68	0,01	0,00
Saulė, TWh	0,07	-	-	-	-	-	0,59	0,04	35,15	0,00	-
Biomasė, TWh	0,39	0,36	0,76	10,67	9,81	-	2,35	6,46	38,47	-	-
Kita, TWh	-	0,37	-	0,79	-	-	-	0,45	1,23	-	-
Hidroenergija, TWh	**1,01**	**1,86**	**0,03**	**16,57**	**73,97**	**139,01**	**0,02**	**2,46**	**23,66**	**0,12**	**15,51**
Hidroakumuliacija, TWh	0,67	-	-	-	-	-	-	0,62	7,58	-	-
Kita, TWh	0,35	1,86	0,03	16,57	73,97	139,01	0,02	1,82	16,08	0,12	-
Suminė gamyba, TWh	**4,60**	**5,39**	**9,06**	**67,12**	**158,53**	**145,02**	**27,55**	**153,70**	**580,43**	**34,74**	**338,25**
Uranas, %	-	-	-	33%	34%	-	-	-	15%	-	41%
Iškastinis kuras, %	50%	49%	84%	20%	2%	2%	38%	86%	55%	100%	55%
AEI, %	27%	16%	16%	20%	17%	2%	62%	11%	26%	0%	0%
Hidroenergija, %	22%	35%	0%	25%	47%	96%	0%	2%	4%	0%	5%
Vartojimas, TWh	**10,77**	**7,21**	**8,14**	**83,46**	**135,93**	**128,30**	**32,43**	**152,46**	**520,61**	**38,05**	**322,07**
Siurbimas, TWh	0,95	-	-	-	-	2,08	-	0,91	8,05	-	-
Saldo, TWh	**6,17**	**1,82**	**-0,92**	**16,34**	**-22,60**	**-16,72**	**4,88**	**-1,24**	**-59,82**	**3,32**	**-16,18**
Saldo, %	61%	25%	-11%	20%	-17%	-11%	15%	0%	-10%	9%	-5%

*Tik Rusijos Šiaurės - Vakarų ir Centrinė dalys

C. priedas. Baltijos jūros šalių disponuojamos elektrinių galios 2016 m.

Šalis	Lietuva	Latvija	Estija	Suomija	Švedija	Norvegija	Danija	Lenkija	Vokietija	Baltarusija	Rusija*
Metai	2016	2016	2016	2016	2016	2016	2015	2016	2016	2016	2016
Uranas, GW	-	-	-	**2,78**	**8,89**	-	-	-	**10,95**	-	**18,59**
Iškastinis kuras, GW	**2,83**	**1,10**	**1,97**	**7,12**	**8,38**	**1,78**	**6,28**	**28,77**	**84,69**	**9,30**	**53,11**
Lignitas, GW	-	-	-	-	-	-	-	8,48	22,02	-	-
Anglis, GW	-	-	0,09	3,42	-	-	1,68	18,64	28,74	-	-
Dujos, GW	2,65	1,10	0,18	0,48	-	1,78	3,78	1,30	26,69	-	-
Nafta, GW	0,16	-	-	0,89	-	-	0,09	0,35	3,75	-	-
Kita, GW	0,02	-	1,70	2,33	8,38	-	0,74	-	3,49	-	-
AEI, GW	**0,44**	**0,16**	**0,43**	**2,75**	**5,49**	-	**5,91**	**6,01**	**92,30**	**0,01**	**0,01**
Vėjas, GW	0,28	0,06	0,33	1,08	5,49	-	4,89	5,49	43,19	0,01	0,01
Saulė, GW	0,07	-	-	-	-	-	0,61	0,08	38,99	-	-
Biomasė, GW	0,03	0,10	0,08	1,53	-	-	0,41	0,44	6,61	-	-
Kita, GW	0,06	-	0,02	0,13	-	-	-	-	3,50	-	-
Hidroenergija, GW	**1,03**	**1,54**	**0,01**	**3,11**	**15,92**	**36,53**	**0,01**	**2,32**	**12,93**	**0,03**	**4,74**
Hidroakumuliacija, GW	0,90	-	-	-	-	-	-	1,77	8,64	-	-
Kita, GW	0,13	1,54	0,01	3,11	15,92	36,53	0,01	0,55	4,29	0,03	4,74
Suminė galia, GW	**4,31**	**2,80**	**2,40**	**15,76**	**38,68**	**38,31**	**12,19**	**37,09**	**200,87**	**9,33**	**76,45**
Uranas, %	-	-	-	18%	23%	-	-	-	5%	-	24%
Iškastinis kuras, %	66%	39%	82%	45%	22%	5%	52%	78%	42%	100%	69%
AEI, %	10%	6%	18%	17%	14%	-	48%	16%	46%	0%	0%
Hidroenergija, %	24%	55%	0%	20%	41%	95%	0%	6%	6%	0%	6%
Vid. vartojimas, GW**	**1,23**	**0,82**	**0,93**	**9,53**	**15,52**	**14,65**	**3,70**	**17,40**	**59,43**	**4,34**	**36,77**

*Tik Rusijos Šiaurės - Vakarų ir Centrinė dalys

**Pagal pateiktus balanso duomenis

D. priedas. Jungčių įtaka Baltijos šalių elektros gamybai 2016 m.

Šalis	Scenarijus	Uranas	Iškastinis kuras	- Anglis/lignitas	- Dujos	- Kita	AEI	- Vėjas	- Biomasė	- Kita	Hidro	Suminė gamyba	Vartojimas	Siurbimas	Saldo	Saldo
		TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	%
Lietuva	Bazinis	-	1,09	-	1,09	-	1,44	1,16	0,21	0,06	1,14	3,67	10,10	0,90	-7,32	-67%
	NordBalt	-	1,00	-	1,00	-	1,41	1,16	0,19	0,06	0,73	3,14	10,10	0,32	-7,28	-70%
	LitPol link	-	1,25	-	1,25	-	1,44	1,16	0,21	0,06	1,18	3,87	10,10	0,95	-7,19	-65%
	Integruotas	-	1,05	-	1,05	-	1,42	1,16	0,20	0,06	0,98	3,45	10,10	0,67	-7,32	-68%
Latvija	Bazinis	-	3,01	-	3,01	-	1,11	0,13	0,28	0,69	1,91	6,03	7,80	-	-1,77	-23%
	NordBalt	-	1,33	-	1,33	-	1,11	0,13	0,28	0,69	1,91	4,35	7,80	-	-3,45	-44%
	LitPol link	-	3,16	-	3,16	-	1,11	0,13	0,28	0,69	1,91	6,18	7,80	-	-1,62	-21%
	Integruotas	-	1,46	-	1,46	-	1,11	0,13	0,28	0,69	1,91	4,48	7,80	-	-3,32	-43%
Estija	Bazinis	-	11,32	-	0,93	10,39	1,28	0,65	0,47	0,16	0,03	12,63	8,28	-	4,35	53%
	NordBalt	-	11,21	-	0,94	10,27	1,28	0,65	0,47	0,16	0,03	12,52	8,28	-	4,24	51%
	LitPol link	-	11,21	-	0,94	10,27	1,28	0,65	0,47	0,16	0,03	12,52	8,28	-	4,24	51%
	Integruotas	-	11,26	-	0,96	10,30	1,28	0,65	0,47	0,16	0,03	12,57	8,28	-	4,29	52%
Suomija	Bazinis	22,72	27,09	22,86	2,37	1,85	7,82	0,92	0,18	6,71	14,42	72,04	86,00	-	-13,96	-16%
	NordBalt	22,72	27,96	23,36	2,46	2,14	7,93	0,92	0,19	6,82	14,42	73,03	86,00	-	-12,97	-15%
	LitPol link	22,72	27,21	22,96	2,39	1,85	7,87	0,92	0,19	6,76	14,42	72,21	86,00	-	-13,79	-16%
	Integruotas	22,72	28,66	23,89	2,55	2,22	8,12	0,92	0,19	7,01	14,42	73,91	86,00	-	-12,09	-14%
Švedija	Bazinis	60,75	2,85	0,68	0,67	1,51	22,81	12,21	9,56	1,04	68,77	155,17	143,82	-	11,35	8%
	NordBalt	60,75	2,96	0,68	0,76	1,52	22,82	12,21	9,57	1,04	68,77	155,29	143,82	-	11,47	8%
	LitPol link	60,75	2,86	0,68	0,67	1,51	22,81	12,21	9,56	1,04	68,77	155,18	143,82	-	11,36	8%
	Integruotas	60,75	3,01	0,69	0,79	1,53	22,83	12,21	9,58	1,04	68,77	155,35	143,82	-	11,52	8%