



TALLINNA TEHNIKAÜLIKOOL

INSENERITEADUSKOND

Elektroenergeetika ja mehhatroonika instituut

PÄIKESEENERGIAST ELEKTRI TOOTMISE MÕJU EESTI ELEKTRI HINNALE

SOLAR ELECTRICITY IMPACT ON ELECTRICITY PRICE IN ESTONIA

BAKALAUREUSETÖÖ

Üliõpilane: Sander Sildver

Üliõpilaskood: 121010

Juhendaja: Reeli Kuhi-Thalfeldt,
vanemlektor

Tallinn, 2020

AUTORIDEKLARATSIOON

Olen koostanud lõputöö iseseisvalt.

Lõputöö alusel ei ole varem kutse- või teaduskraadi või inseneridiplomit taotletud. Kõik töö koostamisel kasutatud teiste autorite tööd, olulised seisukohad, kirjandusallikatest ja mujalt pärinevad andmed on viidatud.

"....." 202....

Autor:

/ allkiri /

Töö vastab bakalaureusetöö esitatud nõuetele

"....." 202....

Juhendaja:

/ allkiri /

Kaitsmisele lubatud

"....."202....

Kaitsmiskomisjoni esimees

/ nimi ja allkiri /

Lihtlitsents lõputöö reprodutseerimiseks ja lõputöö üldsusele kättesaadavaks tegemiseks¹

Mina **Sander Sildver**

1. Annan Tallinna Tehnikaülikoolile tasuta loa (lihtlitsentsi) enda loodud teose **Päikeseenergiast elektri tootmise mõju Eesti elektri hinnale,**

(lõputöö pealkiri)

mille juhendaja on **Reeli Kuhi-Thalfeldt,**

(juhendaja nimi)

1.1 reprodutseerimiseks lõputöö säilitamise ja elektroonse avaldamise eesmärgil, sh Tallinna Tehnikaülikooli raamatukogu digikogusse lisamise eesmärgil kuni autoriõiguse kehtivuse tähtaja lõppemiseni;

1.2 üldsusele kättesaadavaks tegemiseks Tallinna Tehnikaülikooli veebikeskkonna kaudu, sealhulgas Tallinna Tehnikaülikooli raamatukogu digikogu kaudu kuni autoriõiguse kehtivuse tähtaja lõppemiseni.

2. Olen teadlik, et käesoleva lihtlitsentsi punktis 1 nimetatud õigused jäävad alles ka autorile.

3. Kinnitan, et lihtlitsentsi andmisega ei rikuta teiste isikute intellektuaalomandi ega isikuandmete kaitse seadusest ning muudest õigusaktidest tulenevaid õigusi.

21.12.2020

¹ Lihtlitsents ei kehti juurdepääsupiirangu kehtivuse ajal vastavalt üliõpilase taotlusele lõputööle juurdepääsupiirangu kehtestamiseks, mis on allkirjastatud teaduskonna dekaani poolt, välja arvatud ülikooli õigus lõputööd reprodutseerida üksnes säilitamise eesmärgil. Kui lõputöö on loonud kaks või enam isikut oma ühise loomingu tegevusega ning lõputöö kaas- või ühisautor(id) ei ole andnud lõputööd kaitsvale üliõpilasele kindlaksmääratud tähtjaks nõusolekut lõputöö reprodutseerimiseks ja avalikustamiseks vastavalt lihtlitsentsi punktidele 1.1. ja 1.2, siis lihtlitsents nimetatud tähtaja jooksul ei kehti.

LÕPUTÖÖ LÜHIKOKKUVÕTE

Autor: Sander Sildver

Lõputöö liik: Bakalaureusetöö

Töö pealkiri: Päikeseenergiast elektri tootmise mõju Eesti elektri hinnale

Kuupäev: 21.12.2020

107 lk

Ülikool: Tallinna Tehnikaülikool

Teaduskond: Inseneriteaduskond

Instituut: Elektroenergeetika ja mehhatroonika instituut

Töö juhendaja: vanemlektor Reeli Kuhi-Thalfeldt

Sisu kirjeldus: Aastaks 2030 soovitakse Euroopa Liidus suurendada taastuvate energiaallikate osakaalu energiatarbimises 32%-ni. Probleem seisneb selles, et kui fossiilsetel kütustel põhinevad elektrijaamad saavad elektrit toota vastavalt tegelikule vajadusele, siis taastuenergiaallikad nagu päike ja tuul toodavad elektrit juhuslikult ning nende elektri tootmine on tunduvalt ebaühtlasem ja raskemini prognoositav. Väikese nõudluse ning suure taastuenergia toodangu puhul võib elektri hind muutuda väga muutlikuks või negatiivseks.

Bakalaureusetöö eesmärgiks on prognoosida Eesti elektri hinda, oletades, et Eestis on sama suur juhitamatu toodangu osakaal koormusest, kui Saksamaal. Eesmärgiks on analüüsida, kuidas mõjutab suur päikese- ja tuuleelektri osakaal elektri hinda Taani ja Saksamaa näidatel, et prognoosida elektri hinda Eestis.

Töö annab ülevaate elektriturust, elektri hinna kujunemisest ning päikeseelektri arengutest Eestis ning Euroopas. Saksamaa ning Taani näitel on analüüsitud juhitamatu ja päikeseelektri toodangu mõju elektri hinnale. Analüüsi põhjal on antud prognoos elektri hinnale Eestis oletades, et juhitamatu toodangu on sama suur, kui Saksamaal. Analüüsi meetoditena kasutatakse graafilist analüüsi, korrelatsiooni leidmist ning regressioonanalüüsi.

Töös järeldatakse, et kui juhitamatu toodangu osakaal koormusest oleks Eestis sama, nagu Saksamaal, võiksime aastas 70%-l päikeselistest tundidest näha madalamat

elektri hinda. Hind võiks olla negatiivne 136 tunnil, kui paistab päike, ehk umbes 3% päikesepaistelistest tundidest. Mudeli põhjal võiks keskmine elektri hind olla 24% madalam, kui 2019. a. Käesoleva bakalaureusetöö tulemused kinnitavad varasemate teadustööde järeltust, et päikeseelektri toodang langetab tipukoormuse ajal elektri hindasid.

Märksõnad: taastuenergia, päikeseelekter, elektri hind, tuuleelekter, juhitamatu toodang, Nord Pool turg, EPEX turg, Eesti, Saksamaa, Taani

ABSTRACT

Author: Sander Sildver

Type of the work: Bachelor Thesis

Title: Solar electricity impact on electricity price in Estonia

Date: 21.12.2020

107 pages

University: Tallinn University of Technology

School: School of Engineering

Department: Department of Electrical Power Engineering and Mechatronics

Supervisor of the thesis: Senior lecturer Reeli Kuhi-Thalfeldt

Abstract: European Union has set a goal to increase renewable energy share to 32% of total consumption by 2030. If fossil fuel plants can generate electricity according to the demand, then renewable sources like solar and wind generate electricity intermittently and it's hard to forecast. In case of small demand and high share of renewable electricity price can vary a lot or become negative.

The aim of the Bachelor's thesis is to forecast the electricity price in Estonia, assuming that it's variable renewable electricity share of load is the same as in Germany. The goal is to analyze how the big variable electricity share affects the electricity price in Germany and Denmark to forecast the price in Estonia.

The work gives an overview of the electricity market, price formation and the developments of solar electricity in Estonia and Europe. The impact of variable and solar electricity on electricity price is analyzed based on Denmark and Germany. Based on the analysis Estonian electricity price is forecasted, assuming that Estonian variable production share of load is the same as in Germany. The methods of analysis are graphical analysis, finding correlation and regression analysis.

The study concludes that if the Estonian share of variable production is the same as in Germany, we would see a lower price of electricity at 70% of sunny hours a year. The price could be negative for 3% and 136 hours of the time when the sun is shining. Based on the model, the average price of electricity could be 24% lower than in 2019.

The results of this bachelor's thesis confirm the conclusion of previous research that the production of solar electricity lowers electricity prices during peak load.

Keywords: renewable energy, solar electricity, electricity price, wind electricity, variable production, Nord Pool market, EPEX market, Estonia, Germany, Denmark

LÕPUTÖÖ ÜLESANNE

Lõputöö teema:	Päikeseenergiast elektri tootmise mõju Eesti elektri hinnale
Lõputöö teema inglise keeles:	Solar electricity impact on electricity price in Estonia
Üliõpilane:	Sander Sildver, 121010
Eriala:	Elektroenergeetika AAVB
Lõputöö liik:	bakalaureusetöö
Lõputöö juhendaja:	Reeli Kuhi-Thalfeldt
Lõputöö ülesande kehtivusaeg:	1.06.2021
Lõputöö esitamise tähtaeg:	21.12.2020

Sander Sildver
Üliõpilane

Reeli Kuhi-Thalfeldt
Juhendaja

Ivo Palu
Õppekava juht

1. Teema põhjendus

Antud teemat on vaja uurida, kuna päikeseenergia kasutusele võtmine on hüppelises kasvutrendis, seda toetavad Euroopa Liidu poliitika ja taastuvenergia eesmärgid. Aastaks 2030 soovitakse Euroopa Liidus suurendada taastuvate energiaallikate osakaalu energiatarbimises 32%-ni.

Päike on üks kiiremini arenevaid elektri tootmise viise Euroopas ning terves maailmas. 2019. aastal lisandus Euroopa Liidus hinnanguliselt 16,7 GW uusi päikesepaneele, mis on 104% kasv võrreldes 2018. aastaga (8,5 GW).

2. Töö eesmärk

Töö eesmärgiks on uurida, kuidas mõjutab päikeseenergiast elektri tootmine Eesti elektri hinda, tuues paralleele teiste Euroopa riikidega, et prognoosida elektri hinda regionaalsel turul.

3. Lahendamisele kuuluvate küsimuste loetelu

Mis riikides toodetakse suurel mahul elektrit päikeseenergiast ning milline on mõju hinnale?

Kuidas muutuks elektri hind, kui Eestis oleks proportsionaalselt päikeseelektril sama suur osakaal elektri kogutarbimises, kui Euroopa suurimatel päikeseenergia tootjatel ning kuidas muutuks Eestis elektri hind aastaks 2030, kui taastuvate energiaallikate osakaal on viidud 32%-ni?

Milliseid paralleele saaks tõmmata päikeseenergia ning tuuleenergia tootmisega?

4. Lähteandmed

Püstitatud eesmärkide lahendamiseks kasutatakse Nord Pooli, Eestis tegutsevate energiaettevõtete ja assotsiatsioonide, Statistikaameti, Eurostati, Euroopa Liidu, Euroopa Komisjoni, ENTSO-E ning EurObserv'ER-i poolt avaldatud andmeid ning raporteid.

5. Uurimismeetodid

Peamiseks töös kasutatavaks meetodikaks on lähteandmete analüüs, statistiline analüüs ning arutlus. Rakendatakse korrelatsioonikordaja leidmist ning regressioonianalüüsi.

6. Graafiline osa

Graafiline osa on peamiselt töö põhiosas.

Tähtsamad tabelid ja joonised:

- Elektrivõrguga ühendatud päikeseelektri hinnangulised tootmisvõimsused Euroopa Liidus;

- Hinnanguline võrku toodetud päikeseelekter Euroopa Liidus;
- Aastane päikesepaneelide toodang Euroopas piirkonniti (kWh/kW);
- Euroopa suurimate päikeseenergia tootjate keskmine elektri börsihind kuude lõikes 2013-2019. aastal;
- Eesti keskmine elektri börsihind kuude lõikes 2013-2019. aastal;
- Euroopa suurimate päikeseenergia tootjate päikeseenergia osakaal elektri nõudlusest võrreldes elektri hinnaga;
- Euroopa suurimate päikeseenergia tootjate päikeseenergia kogused võrreldes elektri hinnaga (tunnipõhised näited);
- Taastuvenergiast toodetud ja toetatud elektrienergia toodangu mõju taastuvenergia tasule Eestis.

7. Töö struktuur

Lõputöö ülesanne

Eessõna

Sissejuhatus

Süstemeeritud põhiosa

1. Ülevaade elektribörsist ning päikeseenergia senistest arengutest Euroopa Liidus ning Eestis
 - 1.1. Ülevaade elektribörsidest Euroopas
 - 1.2. Elektri hinna kujunemine elektribörsil
 - 1.2.1. Süsteemihinna kujunemine
 - 1.2.2. Hinnapiirkonna hinna kujunemine
 - 1.3. Päikeseenergia kui ressurss ning päikesepaneelide toodang paigaldatud päikesepaneelide võimsuse kohta piirkonniti
 - 1.4. Installeeritud päikesepaneelide võimsused ning trendid Euroopa Liidus ning Eestis
 - 1.4.1. Installeeritud päikesepaneelide võimsused ning trendid Euroopa Liidus
 - 1.4.2. Installeeritud päikesepaneelide võimsused ning trendid Eestis

2. Tuuleenergia mõju elektri hinnale
 - 2.1. Tuuleenergia arengud Euroopas ning riikide toodangu osakaal koguvõimsusest
 - 2.2. Tuuleenergia mõju elektri hinnale Taani näitel
 - 2.3. Tuuleenergia ning päikeseenergia sarnasused ja erinevused
3. Euroopa Liidu ning Eesti suurimate päikeseelektri tootjate elektritoodangu ja elektri hinna dünaamika analüüs
 - 3.1. Võrku sisenenud päikeseelektri mõju elektri hinnale Euroopas
 - 3.2. Võrku sisenenud päikeseelektri mõju elektri hinnale Eestis
 - 3.3. Eesti elektri hinna üldine analüüs
 - 3.4. Saksamaa kõrge päikeseelektri toodangu mõju elektri hinnale tunnipõhistel näidetel ning paralleelid Eestiga

Lõputöö kokkuvõte

Kasutatud kirjandus

8. Kasutatud kirjanduse allikad

Kasutatakse internetist leitavaid aruandeid ning statistikat, teadusartikleid ning intervjuusid valdkonna spetsialistidega:

1. Elering. Elektrituru käsiraamat; <https://elering.ee/sites/default/files/elektrituru-kasiraamat.pdf>
2. Eesti Taastuenergia koda. Taastuenergia Aastaraamat 2019. <http://www.taastuenergeetika.ee/taastuenergia-aastaraamat-2019/>
3. Elering. Toodang ja prognoos. <https://elering.ee/toodang-ja-prognoos>
4. Nord Pool. Day ahead prices. <https://www.nordpoolgroup.com/Market-data1/Dayahead/Area-Prices/ALL1/Monthly/?view=table>
5. Eurostat. Net electricity generation from photovoltaic installations. https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_105M_custom_60890/settings_1/table?lang=en (13.10.2020)

6. Do, Linh & Lyócsa, Štefan & Molnár, Peter. (2019). Impact of wind and solar production on electricity prices: Quantile regression approach. Journal of the Operational Research Society. 70. 1-17. 10.1080/01605682.2019.1634783.
7. Katarzyna Maciejowska. (2020). Assessing the impact of renewable energy sources on the electricity price level and variability – A quantile regression approach. Energy Economics. Volume 85. 2020. 104532. ISSN 0140-9883. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2019.104532>

9. Töö etapid ja ajakava

Kirjanduse läbitöötamine (23.10.2020)

Lähteandmete kogumine (30.10.2020)

Lõputöö ülesande esitamine (1.11.2020)

Teoreetilise osa kirjutamine (6.11.2020)

Statistika ja analüüs ja tulemuste kirjeldamine (20.11.2020)

Järelduste kirjutamine, kokkuvõtte koostamine (24.11.2020)

Töö esimene versioon valmis, juhendajale läbilugemiseks saatmine (24.11.2020)

Paranduste sisseviimine (4.12.2020)

Juhendajale teiseks läbilugemiseks saatmine (11.12.2020)

Kaitsmistaotluse esitamine (14.12.2020)

Töö lõplik versioon valmis (20.12.2020)

Kaitsmise esitluse faili esitamine (15.01.2021)

SISUKORD

LÕPUTÖÖ LÜHIKOKKUVÕTE	4
ABSTRACT	6
LÕPUTÖÖ ÜLESANNE	8
SISUKORD	13
EESSÕNA	14
LÜHENDITE JA TÄHISTE LOETELU	15
SISSEJUHATUS	16
1. ELEKTRI HINNA KUJUNEMINE ELEKTRIBÖRSIL	19
1.1 Hinnapiirkonna elektri hinna kujunemine	22
1.2 Ülekandevõimsuste mõju elektri hinna kujunemisel	24
1.3 Süsteemihinna kujunemine	27
2. ÜLEVAADE PÄIKESEELEKTRI TOODANGUST EUROOPA LIIDUS	31
2.1 Installeeritud päikesepaneelide võimsused ning toodang Euroopa Liidus ning Eestis	35
3. ELEKTRI HINNA JA JUHITAMATU TOODANGU SEOSE ANALÜÜS SAKSAMAA JA TAANI NÄITEL	47
3.1 Juhitamatu toodangu mõju Saksamaa ja Luksemburgi elektri hinnale	47
3.2 Juhitamatu toodangu mõju Taani elektri hinnale	65
4. PÄIKESEELEKTRI POTENTSIAALNE MÕJU EESTI ELEKTRI HINNALE	81
KOKKUVÕTE	95
SUMMARY	98
KASUTATUD KIRJANDUS	101

EESSÕNA

Käesoleva töö idee käis välja juhendaja Reeli Kuhi-Thalfeldt. Autor tänab juhendajat, kelle teadmised olid töö koostamisel abiks ning kes aitas modelleerida Eesti päikeseelektri toodangu andmeid EnergyPRO tarkvaraga. Kõikide töös sisalduvate andmete kogumine toimus autori alalises elukohas Pärnu maantee 268, Tallinnas.

LÜHENDITE JA TÄHISTE LOETELU

<i>DE-LU</i>	Saksamaa-Luksemburg
<i>DK1</i>	Lääne-Taani
<i>DK2</i>	Ida-Taani
<i>EE</i>	Eesti
<i>FI</i>	Soome
<i>GHI</i>	horisontaalpinnale langev summaarne päikesekiirgus (Global Horizontal Irradiation)
<i>GW</i>	gigavatt
<i>GWh</i>	gigavatt-tund
<i>ktoe</i>	tuhat tonni õli ekvivalenti
<i>kW</i>	kilovatt
<i>kWh</i>	kilovatt-tund
<i>LT</i>	Leedu
<i>LV</i>	Läti
<i>MW</i>	megavatt
<i>MWh</i>	megavatt-tund
<i>NEMO</i>	elektribörsikorraldaja (Nominated Electricity Market Operator)
<i>NP</i>	Nord Pool (varasemalt nimega Nord Pool Spot)
<i>OBK</i>	elektribörsikorraldaja koondatud ja anonüümsed pakkumiste failid (Order Book Files)
<i>PV</i>	fotoelektriline
<i>SDAC</i>	Ühtse järgmise päeva turu mehhanism (Single Day-ahead Coupling)
<i>TW</i>	teravatt
<i>TWh</i>	teravatt-tund
€/MWh	eurot megavatt-tunni kohta

SISSEJUHATUS

Aastaks 2030 soovitakse Euroopa Liidus suurendada taastuvate energiaallikate osakaalu energiatarbimises 32%-ni. [1] Päike on üks kiiremini arenevaid elektri tootmise viise Euroopas ning terves maailmas. 2019. aastal oli Euroopa Liidu liikmesriikide päikesepaneelide võimsus ligikaudu 131 GW, aastaga lisandus üle 16 GW võrguga ühendatud fotoelektrilisi (edaspidi PV) võimsusi. Võrreldes 2018. aastaga kasvasid PV-tootmisvõimsused 2019. aastal Euroopa Liidus 12%. [2] [3] Päikeseenergia arengut toetavad Euroopa Liidu poliitika ja taastuenergia eesmärgid, toetused ning päikeseelektrijaamade investeeringute maksumuse odavnemine.

2019. aastal valminud Eesti riiklik energia ja kliimakava (REKK) seab siduvad taastuenergia ja energiatõhususe eesmärgid ning esitab trajektoori, kuidas eesmärgini jõuda. Eesti on seadnud eesmärgiks 2030. aastaks saavutada vähemalt 42% taastuenergia osakaal energia summaarsest lõpptarbimisest ning vähemalt 30% elektrienergia tarbimisest. [4] 2020. a. kolmandas kvartalis oli Eesti REKK-is seatud taastuvelektri osakaalu eesmärgiga aastas 2026-2027: taastuvatest allikatest toodetud elektrienergia kattis üle 25% tarbimisest [5].

Tehnoloogia areng, taastuvelektrijaamade investeeringute maksumuse odavnemine, Euroopa Liidu regulatsioonid ning toetused loonud soodsa pinnase taastuenergia kasutusele võtmiseks. Fossiilsed energiaressursid pole enam eelistatud ja üha enam otsitakse võimalusi, kuidas kasvav energiavajadus katta taastuvate energiaallikatega.

Kui 2019. a liitus Eesti Taastuenergia Koja andmetel Eestis elektrivõrguga ligi 79 MW PV-võimsusi ning koguvõimsus ulatus 188 MW-ni, siis Eleringi esimehe Taavi Veskimägi sõnul võib 2020. a lõpuks Eesti päikesejaamade võimsus olla kokku 400-450 MW [3] [6] [7]. Samal ajal on Eesti elektrituulikute võimsus umbes alla 320 MW. [3] Taastuenergia lisandumisel võib Eestis päikeselistel ja tuulistel päevadel tekkida olukord, kus riik katab oma elektri nõudluse kohalikult toodetud tuule ja päikeseenergiaga ning jääb natuke elektrit üle, mida saab eksportida.

Päikeseпаркide arendajate aktiivsus on toonud kaasa oodatust suurema osakaalu päikeseelektrit Eesti energiaportfellis ning loob energiasüsteemi uusi väljakutseid. Kui fossiilsetel kütustel põhinevad elektrijaamad saavad elektrit toota vastavalt tegelikule vajadusele, siis taastuenergiaallikad nagu päike ja tuul toodavad elektrit juhuslikult ning nende elektri tootmine on tunduvalt ebaühtlasem ja raskemini prognoositav. [8]

Avatud elektriturul määrab elektri hinna nõudluse ja pakkumise suhe. Elektrit saavad toota kõik tootjad, kelle pakkumine jääb alla turul tekkinud elektrihinnale. Kuna päikese- ning tuuleenergiaal on väikesed muutuvkulud ning turule pääsevad eelisjärjekorras need tootmisseadmed, mille marginaalkulu on väikseim, ei ole

tootmine tarbimine alati tasakaalus - väikese nõudluse ning suure taastuvenergia toodangu puhul võib elektri hind muutuda väga volatiilseks või negatiivseks. Taastuvenergiast elektri tootjad saavad ka riigilt toetust ning seetõttu on nad nõus negatiivse elektri hinna puhul elektrit tootma. [9]

Kuigi Eestis on taastuvenergia kasutuselevõtt kiiresti arenev, puudub meil antud valdkonnas pikaajaline kogemus. Paralleele on võimalik tuua Euroopa riikidega, kus taastuvenergia osakaal tarbimisest on suurim: päikeseenergia osakaal Saksamaal ning tuuleenergia Taanis. Antud teemat on vaja uurida, kuna suurenev taastuvate energiaallikate osakaal mõjutab elektri börsihinda ning elektri hind mõjutab omakorda palju igapäevaselt tarbitavate toodete ja teenuste hinda. Eleringi juhatuse esimees Taavi Veskimägi on 2019. aastal öelnud regionaalse suvise elektri hinna kohta nii: „On sisuliselt väga palju väga madala hinnaga tunde ja samas palju tunde, kus hind on kõrge. Nii see saabki tulevikus olema [10].“

Päikeseelektri mõju elektri hinnale on varem Saksamaa näitel uuritud. Katarzyna Maciejowska 2020. a teadustöös „Assessing the impact of renewable energy sources on the electricity price level and variability – A quantile regression approach“ kasutatakse kvartiilanalüüsi, et analüüsida juhitamatu elektritoodangu, päikese- ning tuuleenergia, mõju EPEX päev-ette turu elektri hindade jaotusele Saksamaal vahemikus 1.01.2015-29.01.2018. Võrreldes elektri hindade kvartiile päikeseenergia toodanguga järeldatakse, et päikeseelektri toodang langetab kõige enam kõrgemaid ning tuuleenergia toodang kõige enam madalamaid hindasid. Kvartiilhaardega hinna volatiilsust analüüsides leiti, et päike stabiliseerib hindade varieerumist keskmise nõudluse puhul. Tuuleenergia suurendab hinna varieeruvust madala nõudluse korral ja vähendab seda, kui nõudlus on suur. [11]

Ioana Daniela Neamtu 2019. a doktoritöös „Wind power effects and price elasticity of demand for the Nordic Electricity Markets“ analüüsitakse tuuleelektri mõju elektri hinnale ja volatiilsusele Lääne-Taanis erinevatel režiimidel: alakoormuse puhul analüüsitakse süsteemihinna reageerimist tuuleelektri toodangule kogu NP turul, samas kui ülekoormatud režiimis analüüsitakse tuuleelektri toodangu mõju Lääne-Taani piirkonna hindadele. Töös järeldatakse, et alakoormatud tundidel on elektri hinnad madalamad ning tuulelektril on suurem hinda alandav mõju, kui ülekoormatud tundidel (hommik ja pärastlõuna). Samuti leitakse, et mõjud erinevad päevasel ajal, režiimide vahel ja sees, mõlema režiimi puhul on tuulelektril suurem hinda alandav tiputundidel. Järeldatakse, et NP hinnapiirkondade vahelistesse ülekandevõimsustesse on vaja teha rohkem investeeringuid, et kasutada täielikult tuuleenergia suurema turuosa tõttu tekkinud hinnaalandusi. Lisaks leitakse, et tuuleelektri toodang

suurendab Lääne-Taani elektri volatiilsust öösel ning vähendab seda tiputundidel ja päeval ajal. [12]

Töö eesmärgiks on uurida, kuidas mõjutab päikeseenergiast elektri tootmine Eesti elektri hinda, tõmmates paralleele Saksamaa ja Taaniga ning tuuleenergia toodanguga. Bakalaureusetöö esimeses osas antakse ülevaade elektribörsist ning elektri hinna kujunemisest. Teises osas vaadeldakse päikeseenergiat kui ressursi ning selle realiseerimist Euroopa Liidus. Kolmandas osas analüüsitakse elektri hinna ja juhitamatu toodangu seost Saksamaa ja Taani näitel. Kuna Euroopa Liidu suurim päikeseelektri tootja on Saksamaa, analüüsib käesoleva töö viimane osa, kuidas muutuks elektri hind, kui Eestis oleks päikeseelektril ning juhitamatul toodangul protsentuaalselt sama suur osakaal koormusest, kui Saksamaal. Töö peamiseks analüüsi meetodikaks on hinna ja juhitamatu toodangu osakaalu graafikute analüüs, korrelatsiooni leidmine ning regressioonanalüüs.

1. ELEKTRI HINNA KUJUNEMINE ELEKTRIBÖRSIL

Elektrituru eesmärgiks on tagada keskkond, kus elektrit saab kaubana osta, müüa ja vahetada. Kaubelda on võimalik avatud platvormil, kuhu igal turuosalisel on võrdne ligipääs ja tehingu vastaspool on samas anonüümne. Ostu- ja müügipakkumised määravad ära elektri turuhinna. Jaemüügi kauplemist vahendab kas turu operaator või kolmas osapool, kellele on spetsiaalselt see ülesanne määratud. [9]

Ühendkuningriik oli esimene Euroopa riik, mis oma elektrituru avas: 1990. aastal erastati Ühendkuningriigi elektritootjad [13]. Elektrituru avanemise aluseks Euroopas oli 1996. a Euroopa parlamendi ja Nõukogu direktiiv siseturu ühiseeskirjade kohta. Turu liberaliseerimise eesmärgiks oli luua efektiivsem turg ning tagada süsteemi varustuskindlus. [9]

2003. a juunis kehtestati direktiiviga 2003/54/EÜ rangemad nõuded elektri tarnimisele ja elektrivõrkude eristamisele, nähti ette siseriiklike energiaregulaatorite kohustuslik asutamine ning anti kolmandatele osapooltele võrdväärne juurdepääs põhi- ja jaotusvõrkudele. Tarbijatele tuli luua võimalus vabalt valida elektritarnijat. [9]

2009. aastal võeti vastu III energiapakett, mis jõustus 2011. aasta märtsis. Direktiivis 2009/72/EÜ kehtestati elektrienergia tootmise, edastamise, jaotamise ja tarnimise ühiseeskirjad koos tarbijakaitse sätetega. [9]

2016. a novembris tutvustas Euroopa Komisjon nn energia talvepaketti ehk puhta energia paketti, mille eesmärk on seada esikohale energiatõhusus, saavutada juhtpositsioon taastuvenergia alal ja tagada tarbijatele energia eest õiglane hind. Meetmepaketi üks osa oli uus taastuvenergia direktiiv, mis võttis senisest nõudlikuma hoiaku riikide taastuvenergia eesmärkide täitmise ja taastuvenergia projektide loamenetluste venitamise küsimuses. [9]

Elektribörsid tegutsevad, kas ühes riigis või regioonis, pakkudes turuosalistele erinevaid teenuseid, näiteks võimalust osta elektrienergiat igaks tunniks, samuti võimalust kaubelda pikemaajaliselt ette, järgmiseks päevaks, päevasiseselt või üks tund ette. Euroopas tegutseb kokku 16 elektribörsi. Suurim elektribörs Nord Pool tegutseb Põhjamaades, Baltimaades, Suurbritannias, Saksamaal, Luksemburgis, Prantsusmaal, Austrias, Belgias ning Hollandis. Teine suurem elektribörs on EPEX (kuuludes European Energy Exchange EEX gruppi), mis tegutseb Saksamaal, Austrias, Prantsusmaal, Belgias, Hollandis, Luksemburgis ja Šveitsis ning on alates 2020. a suvest toimiv ka Põhjamaades [15]. [9] [14]

Põhjamaades on toiminud Nord Pool (edaspidi NP) elektriturg 1990ndatest. NP ajalugu ulatub 90ndate algusesse: esimene Põhjamaade riik, kes oma elektrituru avas oli

Norra. Norra parlament tegi vastava otsuse 1991. aastal. Eesti kuulub NP elektrituru kauplemispiirkonda alates 2010. aastast ning elektriturg avanes Eestis täielikult 1.01.2013. [9]

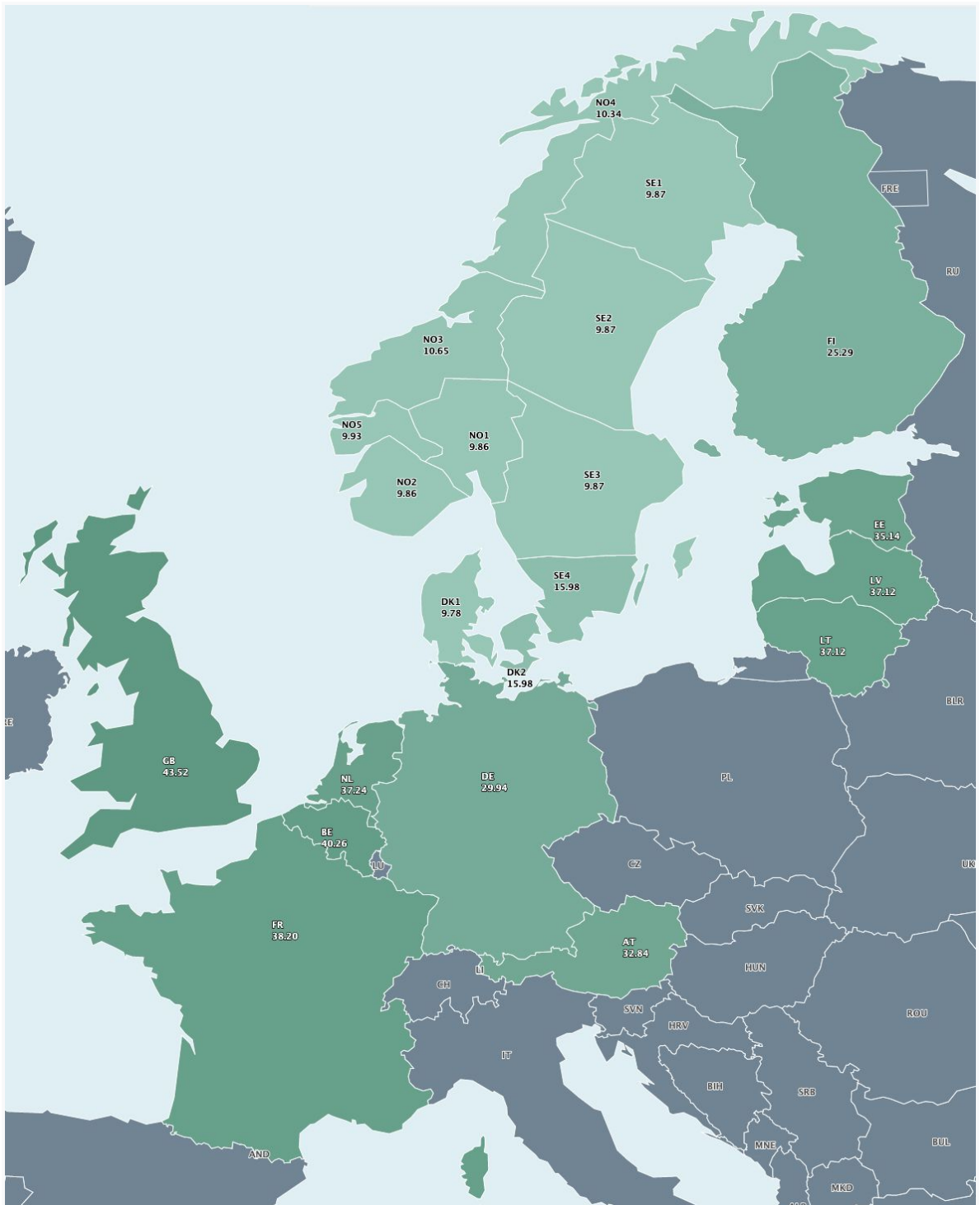
2020. a oktoobri seisuga opereerib NP elektriturgu Norras, Rootsis, Taanis, Soomes, Eestis, Lätis, Leedus, Saksamaal, Poolas, Prantsusmaal, Luksemburgis, Hollandis, Belgias, Austrias ning Ühendkuningriigis. NP on elektribörsikorraldaja (NEMO) 15 Euroopa riigis ning teenindab elektriturge ka Horvaatias ning Bulgaarias. 2019. aastal kaubeldi NPI turul 494 TWh elektrienergiat. [14]

NP elektriturul määratakse elektri hind eraldi igaks tunniks ning igale piirkonnale eraldi. Igas riigis on vähemalt üks hinnapiirkond, kuid suurema pindalaga riikides, kus ülekandevõrk on keerukam, nagu Rootsi ja Norra, võib neid olla mitu. Kuna Eesti on väike, koosneb ta ühest terviklikust hinnapiirkonnast. [9] Kogu NP süsteem hinnapiirkondadeks jaotatuna on kujutatud joonisel 1.1.

Eestis tegutseva NP elektrituru teenused jagunevad kaheks:

1. järgmise päeva turg Elspot: turul fikseeritakse hinnad ja kogused järgmise päeva 24 tunniks;
2. päevasisene turg Elbas: turul võimalik täiendavalt tasakaalustada bilanssi, ostes (või müües) puudujääva (ülejäätava) osa. [9]

Antud bakalaureusetöös keskendutakse Elspot turu hinna dünaamikale, kuna seal toimub suurim osa elektrikauplemisest.



Joonis 1.1 NP hinnapiirkonnad [16]

1.1. Hinnapiirkonna elektri hinna kujunemine

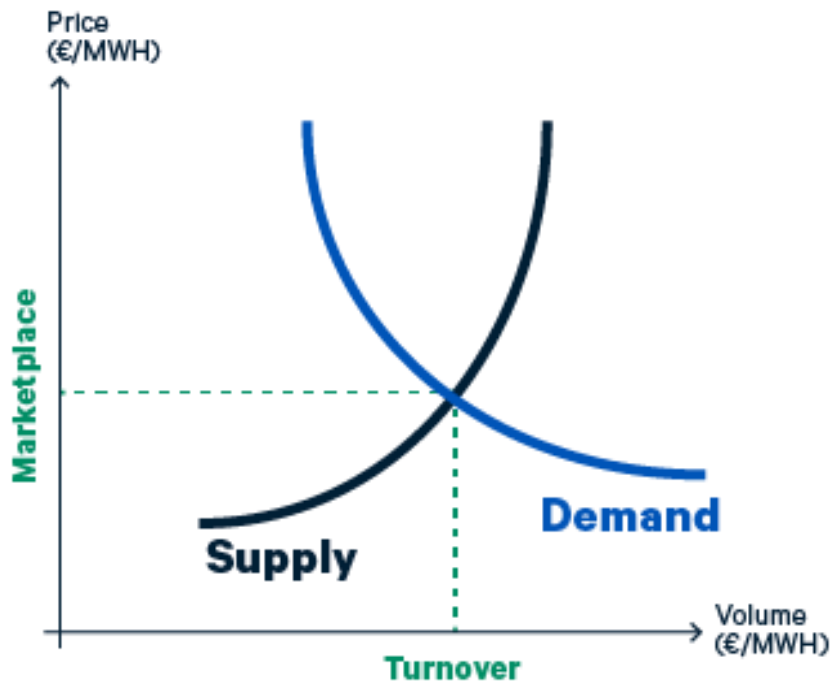
NP süsteemis toimub suurim osa elektrikauplemisest Elspot päev-ette turul. 2020. a oktoobri seisuga on Elspot turul üle 300 ostja ja müüja ehk turuosalise. Iga päev tehakse üle 2000 pakkumise ning nagu varem mainitud, kaubeldakse aastas ligikaudu 500 TWh elektrienergiat. [17]

Elspoti nimetatakse järgmise päeva turuks ehk päev-ette turuks, kuna elektri turuhind ning kauplemiskogused määratakse järgmise päeva 24 tunniks. Pakkumised tehakse eraldi iga täistunni jaoks - ööpäev koosneb 24 osast, kus igal tunnil määratakse eraldi elektri turuhind vastavalt pakkumistele sellel tunnil. [17] [18]

Osapooli motiveerib elektrienergiaga kauplemise järgmise päeva ette planeerimine. Ostjateks on üldjuhul elektri edasimüüjad, kes hindavad, kui suur on elektri hinna nõudlus järgmisel ööpäeval tundide lõikes ning kui palju nad on nõus selle koguse elektrienergia eest maksma. Müüjateks on elektritootjad, kes hindavad, kui palju elektrit on nad suutelised tundide lõikes tootma ning mis hinnaga. Tehtud ostu- ja müügiorderid edastatakse NP pakkumiste esitamise süsteemi, kus elektrienergia hind tuvastatakse iga ajaperioodi ja hinnapiirkonna jaoks eraldi.

Lihtsustatult öeldes määratakse elektri hind elektri nõudluse ja pakkumise tasakaalupunkti leidmise põhimõttel, nagu on illustreeritud joonisel 1.2.

Põhjamaade päev-ette turg on ühendatud Euroopa päev-ette turgudega läbi ühtse järgmise päeva turu mehhanismi (SDAC e. Single Day-ahead Coupling). SDAC on enampakkumismehhanism, kus kogutud hinnapakumised sobitatakse omavahel ning hinnapiirkondade vaheline võimsus jaotatakse samaaegselt päev-ette turu erinevate hinnapiirkondade jaoks. [20] Elektri hind arvutatakse pakkumiste esitamise süsteemis spetsiaalse Euphemia algoritmi alusel. [9]



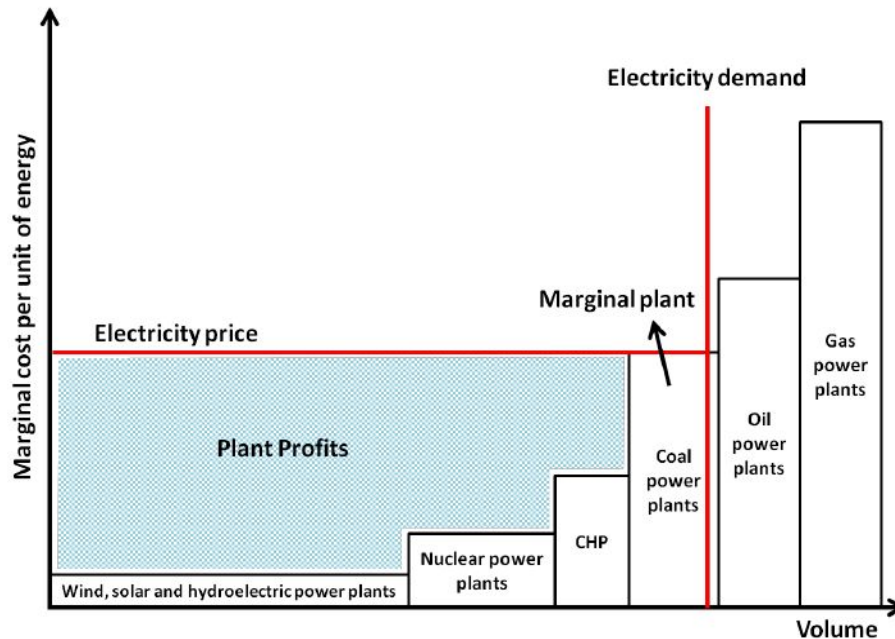
Joonis 1.2 Tüüpiline nõudluse ja pakkumise kõver [17]

Elektri tootmine konkureerib elektriturul muutuvkulude alusel. See tähendab, et elektrit saavad toota kõik tootjad, kelle pakkumine jääb alla turul tekkinud elektrihinnale. Esimesena pääsevad turule päikese-, tuule- ning hüdroenergia, kuna nende muutuvkulu on madalaim (joonis 1.3). Järgnevad koostootmisjaamad, tuumaelektrijaamad ning viimasena pääsevad turule fossiilsetel kütustel põhinevad elektrijaamad, kuna nende muutuvkulu põhilise osa moodustavad kõrged kütuse ja CO₂ kulud. [9]

Hüdroenergia suured reservuaarid Põhjamaades lisavad paindlikkuse toota siis, kui vaja, kuid tuule juhuslikkusest tingituna esineb perioode, kus elektrituulikute toodang on negatiivne (tarbivad elektrit), ning perioode, kus toodang ületab olulisel määral tarbimist. Seega ei saa arvestada tipuvõimsuse katmisel tuuleelektrijaamade toodanguga. Päikeseenergia toodang on oluliselt korrapärasem vastavalt päikese liikumisele ning aitab maist septembrini katta päevast kõrgemat elektritarbimist. [9]

Vastavalt kauplemispakkumistele genereeritud elektrienergia hind avalikustatakse NordPool kodulehel hiljemalt kell 12:45 CET. Selleks hetkeks, kui turuhinnad on välja arvutatud, on kõik hinnad lõplikud: kõik elektriturule pääsenud müüjad saavad ning ostjad peavad maksma selgitatud turuhinda. Järgmisel päeval, alates 00:00 CET, transportitakse elekter ostjani vastavalt kokkulepitud tingimustele ja kellaaegadele. Kui pakkumise teinud ja turule pääsenud kaupleja leiab pärast hinna selgumist, et ta

ei suuda turule anda energiat või tarbida vastavalt oma pakkumisele, on tal võimalus teha täiendavaid paranduspakkumisi päevasisesel turul Elbas. [17]



Joonis 1.3 Elektritootmise hinnakõver [21]

1.2. Ülekandevõimsuste mõju elektri hinna kujunemisel

Kuigi elektri hind määratakse nõudluse ja pakkumise tasakaalupunkti leidmise põhimõttel, mängivad rolli ülekandevõimsused erinevate piirkondade vahel (joonis 1.4). Kõik ühes vahelduvvoolusüsteemis paiknevad tootmisvõimsused ja liinid on otseses vastastikmõjus ning selle vastastikmõju tõttu mõjutavad liinide koormatusi. Sellest tulenevalt sõltub hinnapiirkondade vaheliseks ülekandeks kasutatav võimsus konkreetsest olukorrast elektrisüsteemis ja võib seetõttu erineda nii erinevatel perioodidel aastas kui ka erinevatel tundidel päevas. [9]

Ülekandevõimsused on elektriturule seatavad piirangud elektrienergia liikumisele, kirjeldades elektrisüsteemi tehnilist võimekust elektrivoogude liigutamiseks hinnapiirkondade vahel. Eestil on praegu kokku seitse ühendust naaberriikidega: kaks ühendust on alalisvooluliinid EstLink 1 ja EstLink 2 Eesti ja Soome vahel, kaks liini

ühendavad Eesti elektrisüsteemi Lätiga, Venemaaga ühendab Eesti elektrisüsteemi kolm ülekandeliini, kaks Narva juures ning kolmas Pihkva juures (joonis 1.4). [9]

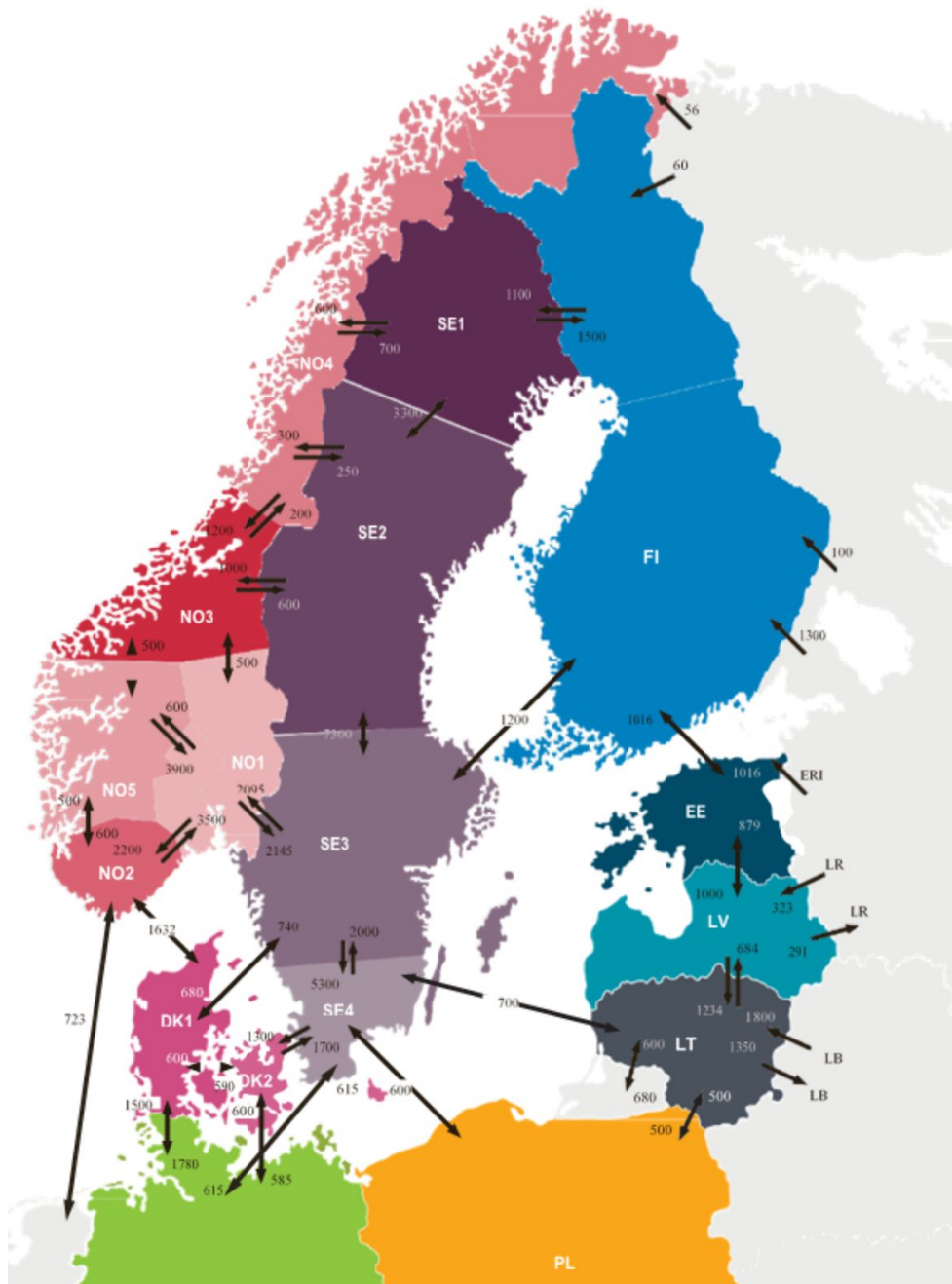
Aastaks 2025 plaanitakse Balti elektrisüsteem desünkroniseerida täielikult Venemaast. Üleminek Mandri-Euroopa sagedusalasse annab Balti riikidele täieliku kontrolli oma elektrisüsteemi üle. Samuti paranevad võimalused elektrikaubanduseks Balti riikide ning teiste Mandri-Euroopa sagedusalasse kuuluvate riikide vahel. [9]

Euroopa elektrituruga ühendavad Baltikumi lisaks EstLink ühendustele ka Leedu ühendused Rootsiga (NordBalt) ja Poolaga (LitPol). Ühendused Soomega on kokku 1016 MW, Poolaga 500 MW ja Rootsiga 700 MW (joonis 1.4). Ühendus Poolaga suureneb lähitulevikus 1000 MW-ni. [9]

Kuna elektrivõrgud on omavahel ühendatud, võivad tekkida suurte koguste elektrienergia transportimisel nii-öelda pudelikaelad. Pudelikael on piisavate ülekandevõimsuste puudus hinnapiirkondade vahel, mis takistavad sujuvat elektrienergia liikumist. Pudelikaelte leevendamiseks on loodud erinevad hinnapiirkonnad. Hinnapiirkonnad on alad, mille sees puuduvad olulised ülekandevõimsuste piirangud, kuid mille vahel on ülekandevõimsus piiratud. Näiteks moodustab Eesti ühe hinnapiirkonna, samas kui Rootsis on neli erinevat hinnapiirkonda. [5]

Hinnapiirkondadel võib olla elektrienergia tasakaal, puudujääk või ülejääk. Elektrienergia liigub hinnapiirkondadest, kus pakutav hind on madalam piirkondadesse, kus nõudlus on kõrge ja pakutav hind on kõrgem. Teisisõnu, kui ülekandevõimsus on piiratud, siis tõuseb elektri hind nõudluse vähendamiseks. [18]

Tuleb silmas pidada, et ükski süsteemi element ei tohi olla üle koormatud. Kui ülekandevõimsused erinevates hinnapiirkondades ei ole piisavad, et saavutada piirkondade täielik hindade ühtlustumine, siis tekitab ülekoormus eri hinnapiirkondades erinevaid hindu. Kui hinnapiirkondade vahelised ülekandevõimsused on võrguettevõtjate kehtestatud mahupiirangute sees, on nende hinnapiirkondade hinnad ühesugused. [18] [9]



Joonis 1.4 Maksimaalsed ülekandevõimsused Läänemere regioonis 2018. aastal (MW) [9]

Süsteemihaldurid arvutavad omavahel ühendatud piirkondade vahelisi ülekandevõimsusi järgmiseks päevaks päev-ette turu tarbeks. Päevasiseselt arvutatakse täiendavalt ülekandevõimsusi ka päevasisese kauplemise jaoks. Lisaks sellele arvutatakse hinnangulised ülekandevõimsused võrgu hooldustööde ja välistemperatuuri põhjal nii nädal, kuu kui ka aasta ette. [9]

Kaudse energia oksjoni puhul kogub turuoperaator, kes tegutseb ülekandevõimsuse jaotajana, kokku kõikide turuosaliste pakkumised. Erinevate piirkondade elektrienergia

hind leitakse nõudluse ja pakkumise kõvera abil. Teades ülekandevõimsuse suurust, lisatakse see hinna arvutamisel valemisse. Nii tagatakse alati energia liikumine madalama hinnaga piirkonnast kõrgema hinnaga piirkonda ning ülekandevõimsus on kasutatud kõige efektiivsemalt. Kõik turuosalised ühes piirkonnas tasuvad elektrienergia eest ühe ja sama hinna, kuid piirkondades võivad olla erinevad hinnad. [9]

1.3. Süsteemihinna kujunemine

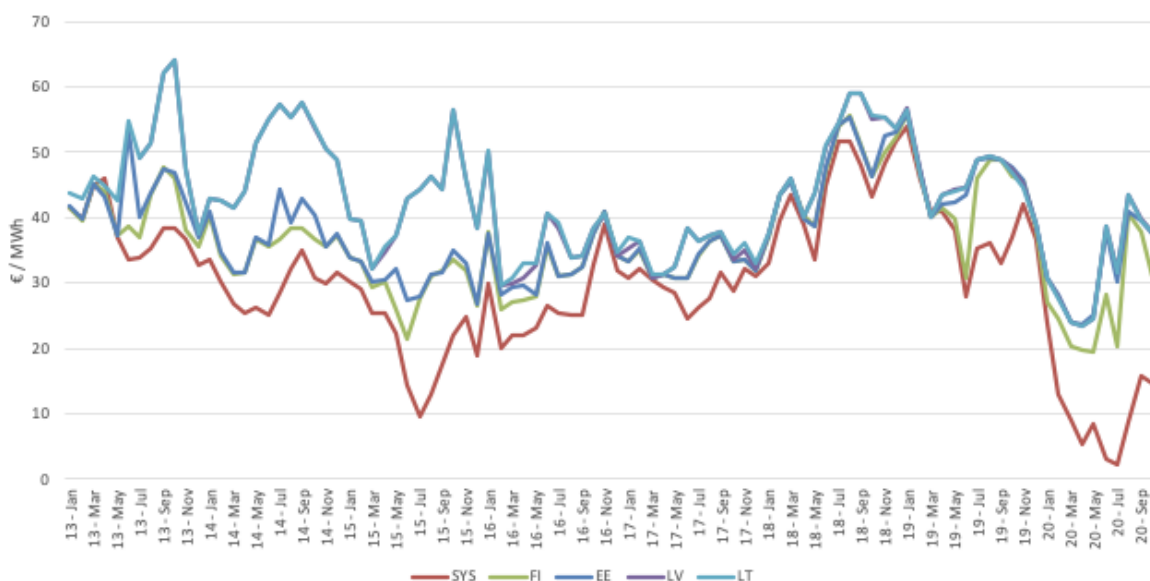
Süsteemihind on NP elektribörsi hind, mille arvutamise aluseks on kõik tehtud ostu- ja müügipakkumised, arvestamata sealjuures ülekandevõimsuste piiranguid Põhjamaades [19]. Süsteemihind arvutatakse pärast hinnapiirkondade hinna kujunemist, võttes arvesse elektri liikumist Põhjamaade (Taani, Soome, Norra ja Rootsi) ja Hollandi, Saksamaa, Poola ning Baltikumi vahel. Süsteemihinna arvutamine erineb hinnapiirkonna hinna arvutamisest: Norra, Taani, Rootsi ja Soome moodustavad ühise piirkonna ning nendevahelised ülekandevõimsused on viidud lõpmatuseeni. [20]

Valitud meetodika on mõeldud Põhjamaade turu ühtse võrdlushinna tagamiseks ning tagab kauplemisel võrreldes hinnapiirkondade hindadega suurema likviidsuse. Ilma ülekandevõimsuste piiranguteta hinna arvutamise meetodika vähendab ülekandevõimsuste piirangute mõju ning vähendab turul manipuleerimise ohtu [20]. Enamik Põhjamaade elektriga toimuvaid finantstehinguid kasutavad süsteemihinda võrdlushinnana [18].

Süsteemihinna arvutus on sisuliselt Norra, Rootsi, Taani ning Soome hinnapiirkonna hindade sotsiaalse heaolu optimeerimine (tootjate ja tarbijate ülejääk on viidud maksimumini). Arvutamisel kasutatakse sama Euphemia algoritmi nagu ka hinnapiirkondade hinna arvutamise puhul. [9]

Süsteemihinna arvutamiseks kasutatavad sisendandmed on kõigi Põhjamaade hinnapiirkondades olevate aktiivsete elektribörsikorraldajate (NEMO) koondatud ja anonüümsed tehingute failid ehk OBK-d (order book files). OBK-d sisaldavad kõiki tehinguid, mis on Elspot turul turuosaliste poolt kauplemiseks kättesaadavad mis tahes Põhjamaade hinnapiirkondades. OBK-d sisaldavad tunnipõhiseid tehinguid, mis on koondatud ostu- ja müügikõveratesse hinnapiirkondade kaupa ning anonüümseid individuaalseid *block order*-eid hinnapiirkondade kaupa. Kõik Põhjamaade

hinnapiirkondades sisestatud ja SDAC-i arvestusse kaasatud tehingud lisatakse süsteemihinna arvutusse. Igas hinnapiirkonnas võib olla üks või mitu NEMO-d. Elektri eksport ja import Venemaaga on kaasatud kaudselt SDAC-i arvutustesse ja seega ka süsteemihinna arvutamisesse läbi tehingute, mis kasutavad piiriüleseid ülekandevõimsusi. [20]



Joonis 1.5 NP Elspot kuu keskmised elektrihinnad perioodil jaanuar 2013-oktoober 2020. a [22]

Jooniselt 1.5 võib järeldada, et Elspot süsteemihind muutub Eesti ja Soome hindadega sarnaselt. Läti ja Leedu hinnad olid aastatel 2013-2016 praktiliselt samad. 2016. aastal avati NordBalt ühenduskaabel, mis muutis Baltikumi elektrihinnad ühtlasemaks, sest Rootsist Leetu liikuv odavam hüdro- ja tuumaenergia langetas Läti ja Leedu elektrihindu. Jooniselt võib järeldada, et eri hinnapiirkondade ja süsteemihinna vahe kahanes aastatel 2016-2018 ning elektrihinnad on ühtlustusid. 2016. aastal avatud NordBalt ühenduskaabel muutis Baltikumi elektrihinnad ühtlasemaks, sest Rootsist Leetu liikuv odavam hüdro- ja tuumaenergia langetas Läti ja Leedu elektrihindu. [23]

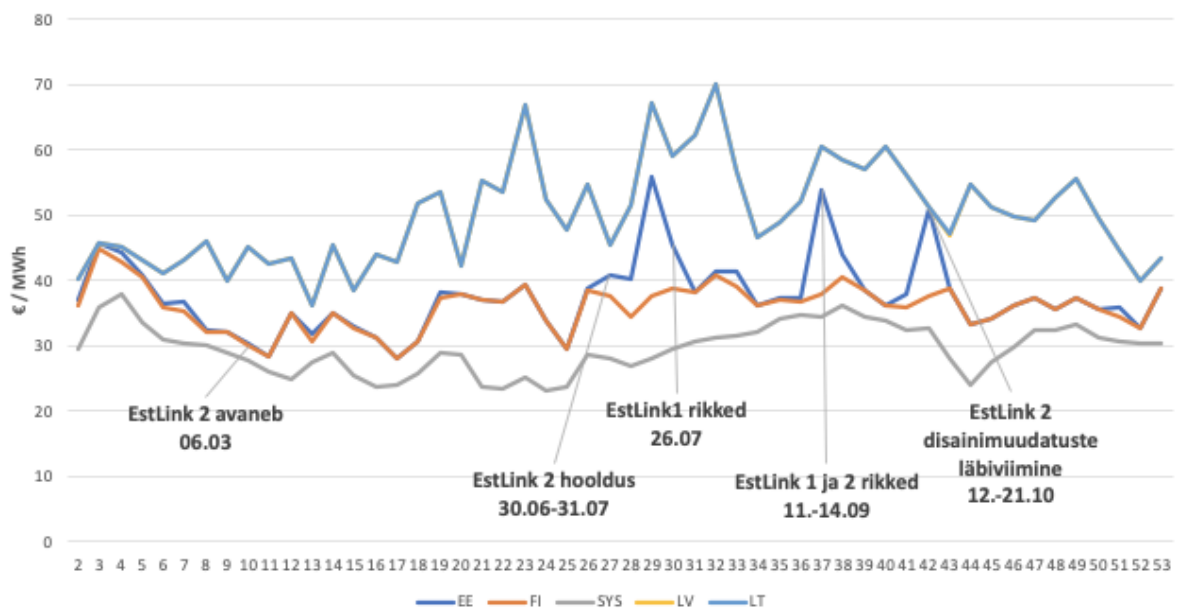
2019. aastal langetas süsteemihinda Põhjamaade hüdroreservuaaride keskmisest kõrgem veetase, mis oli keskmiselt 59,9% maksimumist, st 2,8% kõrgem kui 2018. a. Hinnaerinevus Baltikumi ning süsteemihinna vahel tulenes planeeritud ning planeerimata elektrijaamade hooldustest, CO₂ emissioonide hinna tõusust ning Norra ja Rootsi vaheliste ülekandevõimsuste piirangutest. CO₂ hind tõusis aastaga pea 60% 25 euroni tonni kohta. Kuna põlevkivist elektrit toota oli kallid, vähendas Eesti Energia põlevkivist elektri toodangut pea poole võrra ning esimest korda importis Eesti aasta

jooksul rohkem elektrit, kui eksportis. [24] 2019. a lõpus hinnad ühtlustusid, kuid 2020. a esimeses pooles oli süsteemihind Baltikumi ja Soome hindadest märgatavalt madalam, mida põhjustas taas tavapärasest kõrgem Põhjamaade hüdroressursside tase ning ülekandevõimsuste piirangud. [25] [26]

Võrreldes perioodil 2013-2020. a oktoober Eesti hinnapiirkonna keskmist kuuhind süsteemihinnaga (joonis 1.5) järeldeb, et EE piirkonna hind muutub süsteemihinnaga sarnaselt, kuid on olnud süsteemihinnast keskmiselt 7,76 €/MWh kõrgem. Vaid kahel korral, märtsis 2013 ning märtsis 2019, on EE keskmine kuuhind olnud süsteemihinnast madalam.

Süsteemihind pööras esimest korda negatiivseks 2.11.2020 Taani suure tuuleenergia toodangu tõttu. NP Baltikumi piirkonnajuhi Ingrid Aruse sõnul põhjustas negatiivseid hindu suur tuuleelektri toodang, piisavate ülekandevõimsuste olemasolu ning väike tarbimine öötundidel. Elektri hind oli Eesti piirkonnas kell 02-03 -0,04 €/MWh ning 04-05 -1,73 €/MWh. Negatiivseid hindu seletab asjaolu, et elektrijaamade ajutine seismapanek võib-olla tunduvat kallim kui tarbijatele peale maksmine. [27] Tuuleenergia mõju elektri hinnale analüüsitakse lähemalt peatükis 3.

Näide sellest, kuidas ülekandevõimsused mõjutavad EE hinnapiirkonna hinda, on EstLink merekaablite läbilaskevõime Eesti ja Soome vahel joonisel 1.6.



Joonis 1.6 NP Baltikumi ja Soome elektrihinnad nädalate lõikes 2014. aastal [28] [29] [30]

650 MW ülekandevõimsusega Estlink 2 merekaabel Eesti ning Soome vahel avanes 6.märtsil 2014 ning tõstis Eesti ja Soome ülekandevõimsuse 1000 MW-ni. Jooniselt 1.6

on näha, et Estlink 2 avanemise järel põhjustasid Estlink 1 ja 2 rikked Eesti ja Soome hindades suuri erinevusi. Perioodil 11.-14.09.2014, kui puudus täielikult Eesti ja Soome vaheline ülekandevõimsus, oli konkurentsiameti andmetel Eesti ja Soome keskmine hinnavahe 25,17 €/MWh. [29] Jooniselt selgub, et EstLink 2 hooldus 30.06-31.07.2014 ja EstLink 1 ja 2 samaaegse katkestuse tulemused 11.-14.09.2014 tõstsid kõrgemale ka Läti ja Leedu elektrituruhinnad.

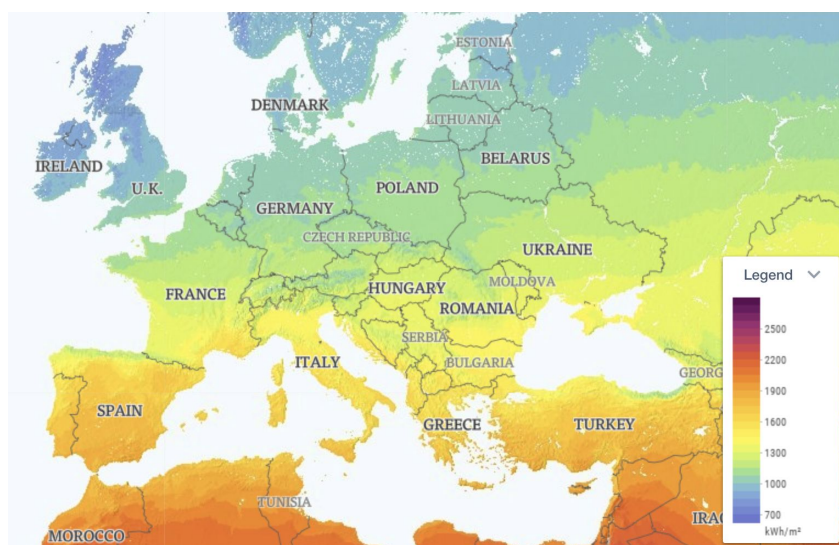
Süsteemihind erineb EE hinnapiirkonna hinnast, kuna võrkude pudelikaelte tõttu ei jõua Norra või Rootsi odav elekter alati Eestini. Arvestades, et lähitulevikus valmivad uued ühendused Norrast Saksamaale, Taani ja Suurbritanniasse, siis jõuab Norras ja Rootsis toodetud elektrit Eestisse pigem vähem. Reaalselt on Eesti ühes elektriturupiirkonnas Soome, Läti ja Leeduga - hinnad on alates 2016. aastast üsna sarnased, mida on näha joonisel 1.6. [31] Kui analüüsida 2019. aasta elektri hindasid, selgub, et EE hind süsteemihinnaga sama 7% tundidest, LV hinnaga 94%, LT hinnaga 92% ning FI hinnaga 88% tundidest [22]. Sellest saab järeldada, et näha kogu juhitamatu toodangu mõju Eesti elektri hinnale, peaks vaatlema tervet regiooni. Seega ei piisa ainult sellest, et meil on palju päikesepaneele Eestis, kui mujal naaberriikides on juhitamatu toodangu osakaal väike, kuna enamus ajast on Eesti elektri hind naaberriikidega sarnane. Selleks, et näha muutusi Eesti elektri hinnas, peab olema juhitamatu toodangu osakaal sarnane Lätis ja Leedus ning suures osas ka Soomes, või ühes neist riikidest suur juhitamatu toodangu osakaal.

2. ÜLEVAADE PÄIKESEELEKTRI TOODANGUST EUROOPA LIIDUS

Päike kiirgab suure hulga energiat, millest enamik hajub maailmaruumi. Vaid väike osa päikeseenergiast jõuab Maad ümbritseva atmosfääri ülapiirile, aasta jooksul moodustab see energiahulk ligikaudu $5,4 \times 10^{12}$ TJ. Päike on muutlik ressurss, mida saab kasutada nii soojus- kui elektrienergia tootmiseks. Päikesekiirguse muutlikkus on perioodiline ning aperioidiline ehk juhuslik. [32]

Päikesekiirguse perioodilised muutused on määratud asukoha geograafilise laiuuse, Päikese käände ja kellaajaga. Nende koosmõju tulemusena muutuvad päeva pikkus ning Päikese kõrgus nii aasta kui päeva jooksul. Päikesekiirguse aperioidilised muutused olenevad eelkõige pilvede hulgast, nende liigist, optilisest paksusest ja paiknemisest taevafääril. Kiirgustingimusi mõjutavad ka atmosfääri läbipaistvus ja aluspinna optilised omadused. [32]

Kiirguse puhul eristatakse otsekiirgust, hajuskiirgust ning maapinnalt peegeldunud kiirgust. Päikesekiirguse hulk oleneb ka päikesekiirte langemisnurgast. Mida kõrgemal on päike horisondi suhtes, seda rohkem langevad kiired risti maapinnaga ning seda suurem on päikeselt saadav energiahulk. [33] Maapinnale langevat aastast summaarset päikesekiirgust arvestatakse kilovatt-tundidena ruutmeetri kohta (kWh/m^2).



Joonis 2.1 Horisontaalpinnale langev summaarne päikesekiirgus Euroopas (kWh/m^2) [34]

Vastavalt geograafilisele laiusele ja ilmastikule erineb horisontaalpinnale langev summaarne päikesekiirgus (GHI e global horizontal irradiation) Euroopas piirkonniti (joonis 2.1). Kui Küprosel on aastane GHI mediaan ligikaudu 1908 kWh/m², siis Saksamaal on see 1076 kWh/m². [34]

Tartu aktinomeetriajaama pikaajaliste mõõtmiste põhjal on aktinomeetriliselt määratud summaarse kiirguse aastane ressurss 977 kWh/m², Tallinnas on see paar protsenti suurem. Eestis on aktinomeetriline ressurss jagunenud suhteliselt ühtlaselt maksimaalse erinevusega 10% ning jääb Eestis reeglina vahemikku 825-950 kWh/m². Ressurss on vähema pilvisuse tõttu suurem merelistes paikades ja Lääne-Eestis (joonis 2.2). [33] [35]



Joonis 2.2 Horisontaalpinnale langev summaarne päikesekiirgus Euroopas (kWh/m²) [34]

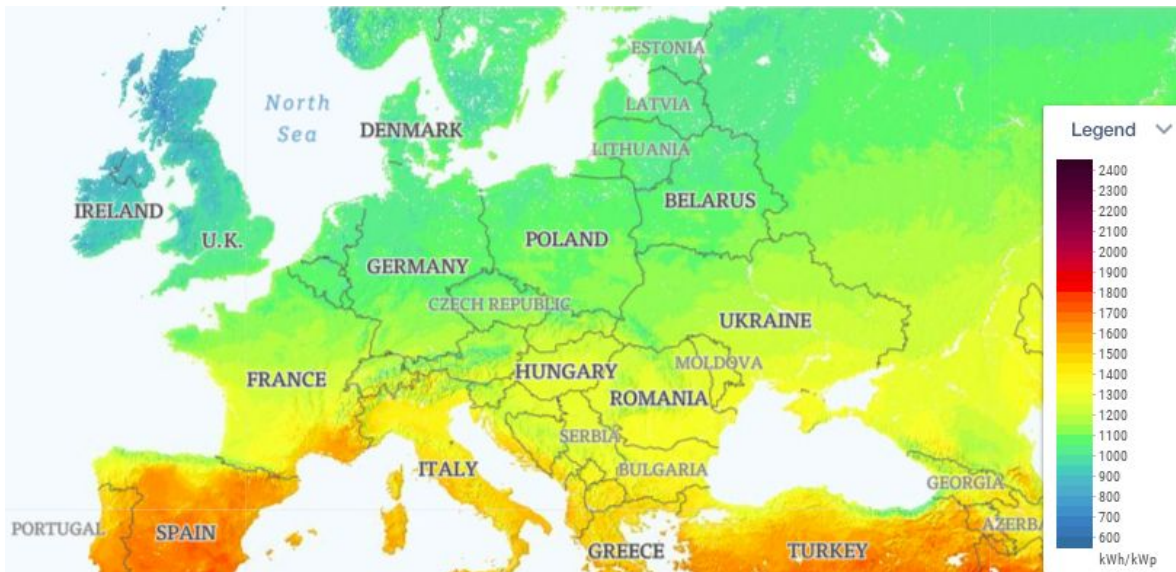
Sõltuvalt päikesepaneelide kaldenurgast erineb juuni/juuli ja detsembri summaarne kiirgus 20-50 korda. Optimaalne kaldenurk jääb Eestis 30-45 kraadi vahemikku. Optimaalse kaldega pinnale on summaarne aastane päikesekiirgus Eestis vahemikus 1100-1200 kWh/m² (joonis 2.3). Seejuures 80-90% summaarsest kiirgusest langeb maapinnale märtsi ja septembri vahemikus. [35]



Joonis 2.3 Summaarne aastane päikesekiirgus optimaalse kaldega pinnale (kWh/m²) [34]

Päikesepaneelide toodangut arvestatakse kilovatt-tundides paigaldatud paneelide maksimaalse võimsuse kohta (kWh/kW). Kuigi Eestis on võrreldes Kesk-Euroopaga aastane summaarne päikesekiirgus väiksem, on Eestis madalamate temperatuuride tõttu PV-süsteemide kaod oluliselt väiksemad. Mida kõrgem on päikesepaneeli temperatuur, seda suurem on takistus ning madalam toodang. Mida külmem ja tuulisem on ilm, seda paremad tingimused on toodangu saamiseks. [35] [33]

Tänu madalale temperatuurile võivad Eestis päikesepaneelid saavutada maksimaalse võimsuse juba märtsis-aprillis. Heade päikesetingimustega on hiliskevadised või varasügiselised toodangud võrreldavad südasuvistega, kui temperatuur on kõrgem ja päikese intensiivsus on suurem. [36]



Joonis 2.4 Päikesepaneelide toodang Euroopas päikesepaneelide võimsuse kohta (kWh/kW) [34]

Madalam keskmine temperatuur annab Eestis päikesepaneelide toodangule võrreldavuse Saksamaa toodanguga, eriti Eesti tuulistel rannikualadel ja saartel (joonised 2.4 ja 2.5). Kuigi pilviste ja sajuste ilmade puhul on päikesepaneelide toodang väiksem kui otsese päikesevalgusega, tagavad sagedased sademed päikesepaneelide puhastumise tolmust, mis vähendab paneelide toodangut. [36]



Joonis 2.5 Päikesepaneelide toodang Eestis päikesepaneelide võimsuse kohta (kWh/kW) [34]

Saksamaa keskpaigas Niedertola külas toodab PVGIS andmetel 1 kW päikesepaneel 10% võrgukao puhul aastas umbes 1047 kWh elektrienergiat. Saaremaal Kuressaares toodab 1 kW päikesepaneel aastas võrku u 1033 kWh ning Lõuna-Eestis Otepääl u 907 kWh. [37] Eesti eripäraks on see, et talvekuudel on Eestis päikeseenergiat võrreldes suvise ajaga 8-13 korda vähem. [38] Kui suvisel pööripäeval on Tallinnas päikesevalgust 18 h 39 min, siis talvisel pööripäeval kõigest 6 h 3 min [39]. Detsembris, kui päikeseenergiat on kõige vähem, toodab Kuressaares asuv 1 kW süsteem kuus 12,43 kWh ja mais 160,40 kWh - mai ja juuni kuu vahe on pea 13 korda. Saksamaal Niedertolas toodab 1kW süsteem detsembris 29,38 kWh ja juulis 132,04 kWh - vahe on 4,5 korda. [37] [38]

Eesti Päikeseelektri Assotsiatsiooni juhi Andres Meesaki sõnul on tänapäeval kasutatavate päikesepaneelide kasutegur 18-20%. See tähendab, et päikesepaneeli pinnale langevast päikesekiirgusest 18-20% muundatakse elektrienergiaks. Päikeseelektrijaama kasutustegur näitab, kui suurel osal ajast töötab elektrijaam täisvõimsusel. Eesti tingimustes on päikesepaneelide kasutustegur umbes 12-13%. See tähendab, et kui Eestis on installeeritud 100 MW päikesepaneele, siis päikeseelektrit toodetakse aastas umbes 100 GWh. [7]

2.1. Installeeritud päikesepaneelide võimsused ning toodang Euroopa Liidus ning Eestis

2019. a lõpu seisuga oli terves maailmas paigaldatud elektrivõrguga ühendatud päikesepaneelide tootmisvõimsus hinnanguliselt üle 600 GW. Euroopa Liidu liikmesriikide päikesepaneelide võimsus oli ligikaudu 131 GW (tabel 2.1). Euroopa suurim päikeseelektri tootmisvõimsus 49 GW on Saksamaal, mis moodustab kogu Euroopa Liidu tootmisvõimsusest 37%. 2019. aastal lisandus Euroopa Liidus üle 16 GW võrguga ühendatud PV-võimsusi. Võrreldes 2018. aastaga kasvasid tootmisvõimsused 2019. aastal Euroopa Liidus 12%. [2]

Tabel 2.1 Elektrivõrguga ühendatud päikeseelektri hinnangulised tootmisvõimsused Euroopa Liidus 2018-2019. a [2] [3]

Riik	Elektrivõrguga ühendatud PV tootmisvõimsused (MW) 2018. a	Elektrivõrguga ühendatud PV tootmisvõimsused (MW) 2019. a	instal-leeritud PV võimsused 2019. a (MW)	Instal-leeritud PV võimsuste kasv
Saksamaa	45181	49016	3835	8%
Itaalia	20107	20864	757	4%
Ühendkuningriigid	13118	13616	498	4%
Prantsusmaa*	9617	10576	959	10%
Hispaania	5240	9233	3993	76%
Holland	4522	6924	2402	53%
Belgia	3987	4531	544	14%
Kreeka	2645	2794	148	6%
Tšehhi	2075	2100	25	1%
Austria	1438	1661	223	16%
Rumeenia	1386	1386	0	0%
Bulgaaria	1031	1065	32	3%
Taani	995	1080	85	9%
Ungari	726	1277	551	76%
Portugal	667	907	240	36%
Slovakkia	472	472	0	0%
Poola	562	1317	755	134%
Rootsi	428	698	270	63%
Sloveenia	221	222	1	0%
Luksemburg	131	141	10	8%
Malta	131	151	20	15%
Soome	140	215	75	54%
Küpros	113	129	16	14%
Eesti	40	118	78	195%
Leedu	82	83	1	1%
Horvaatia	68	69	1	1%
Iirimaa	24	36	12	50%
Läti	2	3	1	50%
Baltikum ja Soome	264	419	155	59%
EU kokku	115149	130684	15532	13%

Kõige enam, 3993 MW, lisandus 2019. aastal uusi fotoelektrilisi (edaspidi PV) võimsusi Hispaanias, millest suur osa oli Euroopa Liidu suurima 392 MW Nuñez de Balboa

päikeseelektrijaama valmimine. Valminud jaam toodab aastas hinnanguliselt võrku 832 GWh elektrienergiat. [2] Baltikumis ja Soomes installeeriti 2019. a kokku 155 MW võrguga ühendatud päikeseparke, mis oli 59% kasv võrreldes 2018. aastaga.

Ainuüksi PV tootmisvõimsused ei anna terviklikku ülevaadet, kuna päike on muutlik ressurss, mis jaguneb aastaegade, kellaaegade ning asukohtade vahel ebaühtlaselt, tuleks uurida toodangut ning selle osakaalu koormusest. Tabelis 2.2 on toodud hinnangulised võrku toodetud päikeseelektri kogused Euroopa liidus 2018.-2019. a. Üldjuhul arvestatakse taastuenergia osakaalu lõpptarbimisest, mis tähendab, et võrgukaod on võrku toodetud elektrienergiast maha arvestatud. Kuna 2019. a Euroopa Liidu tarbimise andmeid pole võimalik töö kirjutamise hetkel saada, on toodud lõpptarbimise andmed ja taastuenergia osakaal lõpptarbimisest 2018. aastal.

Tabel 2.2 Hinnanguline võrku toodetud päikeseelekter Euroopa Liidus 2018.-2019. a [2] [40] [41] [42] [43] [44] [45]

Riik	PV elektri toodang võrku 2018. aastal (GWh)	Koormus 2018.a (GWh)	PV toodangu osakaal koormusest 2018. a	PV toodang võrku 2019. a. (GWh)	PV toodangu kasv 2019. a (%)	Elektri kogutoodang võrku 2019. a. (TWh)	PV % elektri kogutoodangust 2019. a.
Saksamaa	45784	525349	9%	47517	4%	585610	8%
Itaalia	22654	303443	7%	23688	5%	282840	8%
Ühendkuningriigid	12922	306584	4%	12677	-2%	309054	4%
Prantsusmaa	10569	447811	2%	11357	7%	546938	2%
Hispaania	7841	245769	3%	9351	19%	263630	4%
Belgia	3902	84384	5%	4256	9%	40033	11%
Kreeka	3791	51096	7%	3962	5%	45839	9%
Holland	3693	114036	3%	5189	41%	117846	4%
Tšehhi	2359	32033	7%	2387	1%	79902	3%
Rumeenia	1771	49778	4%	1831	3%	53874	3%
Austria	1438	65474	2%	1661	16%	70523	2%
Bulgaaria	1343	31304	4%	1400	4%	40033	3%
Portugal	1006	48897	2%	1395	39%	52015	3%
Taani	953	32033	3%	1080	13%	28456	4%
Ungari	620	40595	2%	950	53%	32058	3%
Slovakkia	585	26872	2%	600	3%	25750	2%
Rootsi	407	130571	0%	500	23%	164443	0%

Poola	300	151398	0%	730	143%	149278	0%
Sloveenia	255	13813	2%	260	2%	15220	2%
Küpros	199	4671	4%	200	1%	4914	4%
Malta	183	2390	8%	203	11%	2012	10%
Luksemburg	120	6424	2%	122	2%	1845	7%
Soome	90	84021	0%	178	98%	66050	0%
Leedu	80	11283	1%	84	5%	3640	2%
Horvaatia	75	16625	0%	80	7%	12215	1%
Iirimaa	17	27273	0%	20	18%	29628	0%
Eesti	13	7985	0%	54	317%	6447	1%
Läti	1	6662	0%	2	20%	6179	0%
Baltikum ja Soome	184	109951	0%	318	72%	82316	0%
Kokku EU	122971	2868573	4%	131734	7%	3036274	4%

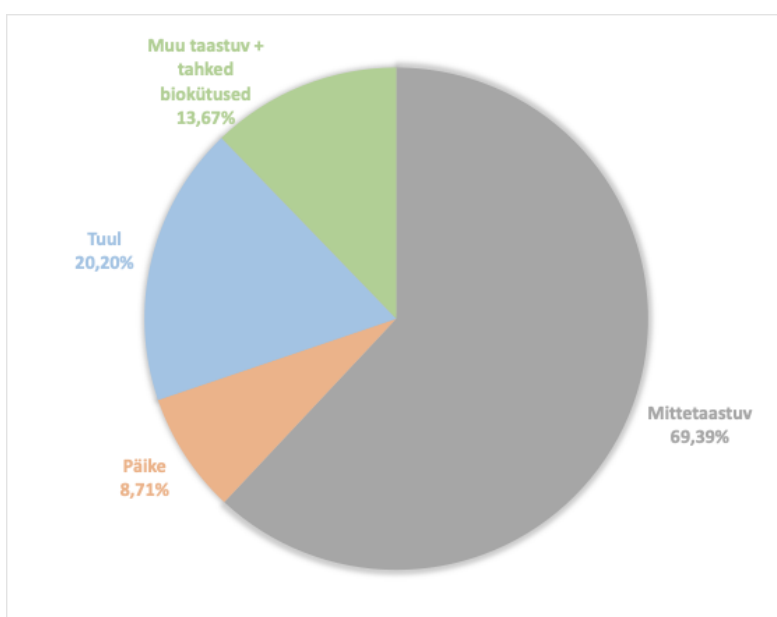
2018. aastal moodustas kogu EU PV-toodang koormusest 4% [44]. Kokku toodeti 2019. aastal võrku Euroopa Liidus hinnanguliselt 132 TWh päikeseenergiat, kogu võrku toodetud elektrienergiast moodustas see umbes 4%. Tegelik toodetud päikeseenergia on kahtlemata suurem, kuna antud statistikas pole kajastatud elektritootjate omatarbeks toodetud elektrit. Aastaga kasvas EU võrku toodetud päikeseelektri toodang 7%.

Euroopa Liidu kõige suurem päikeseelektri võrku tootja on Saksamaa, mis tootis 2019. aastal 47,5 TWh elektrienergiat, kogu Euroopa Liidu PV-elektri toodangust moodustab see 36%. Saksamaa võrku toodetud elektrienergiast moodustas 2019. aastal PV-elekter 8%. Kõige suurem PV-elektri osakaal riigi koormusest oli 2018. a samuti Saksamaal: 9% (tabel 2.2). Saksamaa ja Luksemburg moodustavad EPEX turul ühise DE-LU hinnapiirkonna, kus 2019. aastal toodetud PV-elektri prognoos moodustas koormuse prognoosist 8,62% [46]. DE-LU piirkonda analüüsitakse lähemalt töö kolmandas peatükis. Kuna Saksamaal on päikeseelekter laialt levinud, analüüsib käesoleva töö viimane osa, kuidas muutuks elektri hind, kui Eestis oleks päikeseelektril protsentuaalselt sama suur osakaal kui Saksamaal.

Kui fossiilsetel kütustel põhinevad elektrijaamad saavad elektrit toota vastavalt tegelikule vajadusele, siis taastuvenergiaallikad nagu päike ja tuul toodavad elektrit juhuslikult ning nende elektri tootmine on tunduvalt ebaühtlasem ja raskemini prognoositav [9]. Kuna päike ja tuul on mõlemad juhitamatud tootmisadmed, uuritakse ka mõlema toodangu osakaalu mõju elektri hinnale. Euroopa Liidu suurim tuuleenergia tootja on samuti Saksamaa, mis tootis 2019. aastal võrku hinnanguliselt 126 TWh tuuleenergiat. 2018. aastal moodustas Saksamaa tuuleelektri toodang 20%

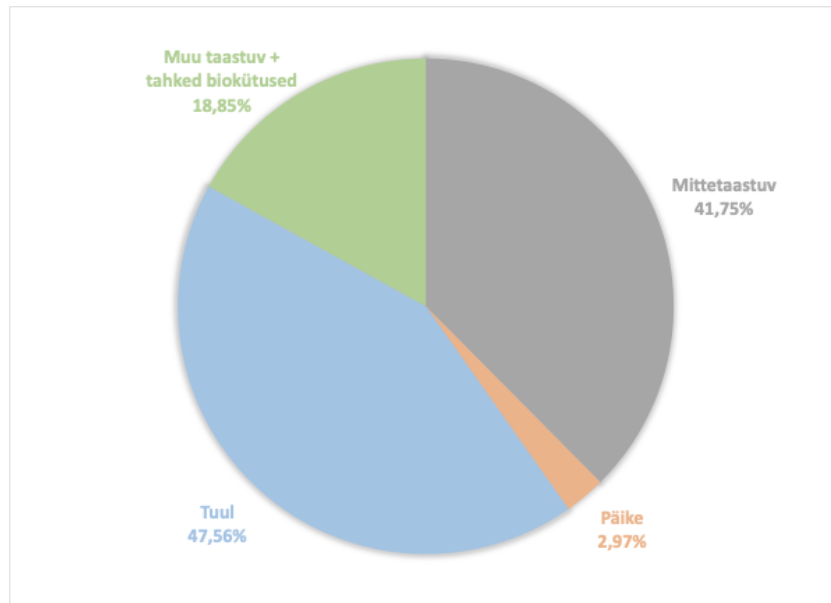
koormusest (joonis 2.6). 12% Saksamaa tuuleparkidest asuvad merel, mis tagab suurema ja stabiilsema toodangu, kui maismaal. [47]

Järgmistel joonistel olevad andmed pärinevad Eurostatist ning teisendatakse tuhat tonni õli ekvivalendist (ktoe) ümber gigavatt-tundidesse (GWh), pidades silmas, et 1 ktoe = 11,63 GWh. Tuule- ja hüdroelektri andmed on normaliseeritud ning pumbatud hüdroelektri andmeid ei kasutata. Päikeseelektri puhul on arvesse võetud PV ja päikese-soojusenergia toodangut. Kõik muu taastuvelekter on gaasilistel ja vedelatel biokütustel, jäätmetel, geotermaalenergiail ning lainetel, tõusul ja mõõnal põhinev toodang. [50]



Joonis 2.6 Saksamaa elektritootmise osakaal koormusest kütuseliigiti 2018. aastal. [50]

Kogutoodangust protsentuaalselt suurim tuuleenergia tootja Euroopa Liidus on Taani, kus toodeti 2019. aastal hinnanguliselt võrku 16,15 TWh tuuleelektrit, mis moodustas riigi kogutoodangust 56,75% [43]. 38% tuulikute asub merel [47]. 2018. aastal moodustas tuuleelekter Taani koormusest lausa 47,56% (joonis 2.6). Taani jaguneb omakorda kaheks hinnapiirkonnaks: DK1 ja DK2 (joonis 1.1), millest analüüsitakse DK1 piirkonda. DK1 hinnapiirkonna tuuleelektri toodangu prognoos moodustas 2019. aastal koormuse prognoosist 62,75% ning päikeseelekter 3,27%. [46] DK1 piirkonda analüüsitakse lähemalt töö teises peatükis.



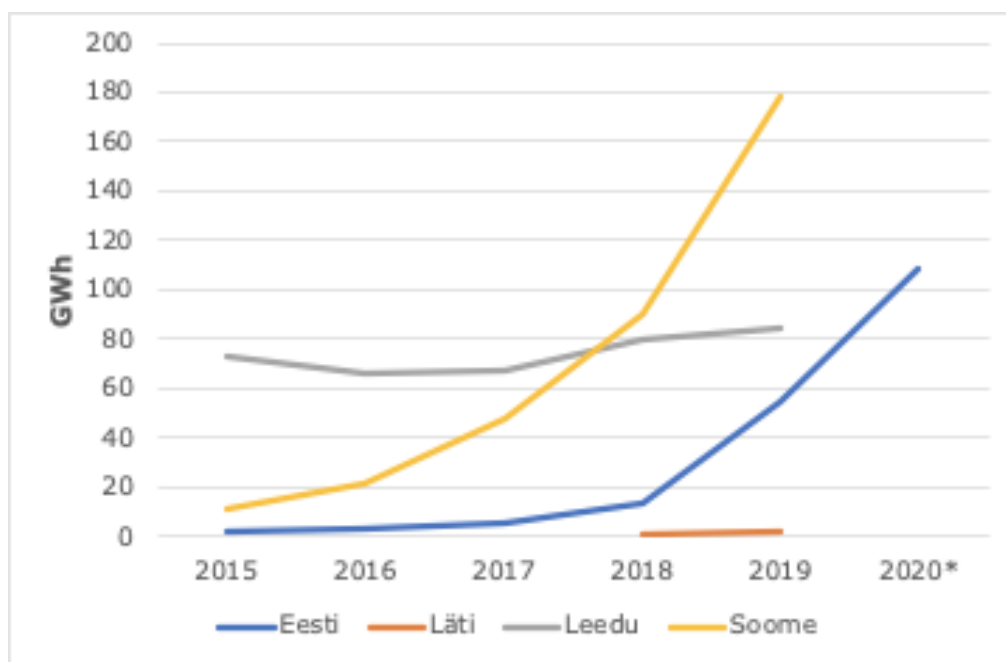
Joonis 2.4 Taani elektritootmise osakaal koormusest kütuseliigiti 2018. aastal [50]

2030. aastaks soovitakse Euroopa Liidus suurendada taastuvate energiaallikate osakaalu energiatarbimises 32%-ni. [1] Iga riik saab seada oma lähemad eesmärgid. Nagu selgus peatükis 1.3, tuleb Eesti elektri hinna analüüsiks vaadelda tervet regiooni. Soome on seadnud 2030. a taastuenergia osakaalu eesmärgiks 51% energia summaarsest lõpptarbimisest ning vähemalt 54% elektrienergia tarbimisest [48]. Läti eesmärk on saavutada 2030. aastaks 50% taastuenergia osakaal summaarsest lõpptarbimisest. Eraldi elektrienergia eesmärki ei ole seatud, kuna taastuenergia osakaal tarbimisest Lätis oli juba 2018. aastal tänu suurele hüdroenergia toodangule 54%. [49] [50] Leedu eesmärk on saavutada 2030. a 45% taastuenergia osakaal summaarsest lõpptarbimisest ning samuti 45% elektrienergia lõpptarbimisest [51]. Eesti on seadnud REKK-is eesmärgiks 2030. a saavutada vähemalt 42% taastuenergia osakaal energia summaarsest lõpptarbimisest ning vähemalt 30% elektrienergia tarbimisest, seejuures päikeseelektri toodang peaks 2030. aastaks olema vähemalt 410 GWh ning võrku ühendatud päikeseelektrijaamade võimsus vähemalt 415 MW [4]. 2020. a kolmandas kvartalis oli Eesti REKK-is seatud taastuvelektri osakaalu eesmärgiga aastas 2026-2027: taastuvatest allikatest toodetud elektrienergia kattis üle 25% tarbimisest. [5]

Tabelist 2.1 oli näha, et Soomes lisandus 2019. aastal pisut vähem PV-tootmisvõimsusi, kui Eestis ning Soome tootmisvõimsus on kokku 215 MW. Kui 2018. aastal oli Leedus hinnanguliselt poole rohkem PV-tootmisvõimsusi, kui Eestis, siis 2019. aastal olukord muutus ning Eestis on tootmisvõimsusi 65 MW rohkem, kui

Leedus. Lätis on PV võimsuste arenguks palju arenguruumi, kuna võrguga on ühendatud vaid 3 MW päikeseelektrijaamasid.

Tabelist 2.2 oli näha, et Baltikumi ja Soome regioonis toodeti 2019. aastal 318 GWh päikeseelektrit, mis oli 2018. a võrreldes 72% kasv. Päikeseelektri toodang moodustas regiooni elektritoodangust 0,39% ning suurim päikeseelektri tootja oli 2019. a endiselt Soome, kus oli märkimisväärne 98% päikeseelektri toodangu kasv võrreldes 2018. a. (joonis 2.5).

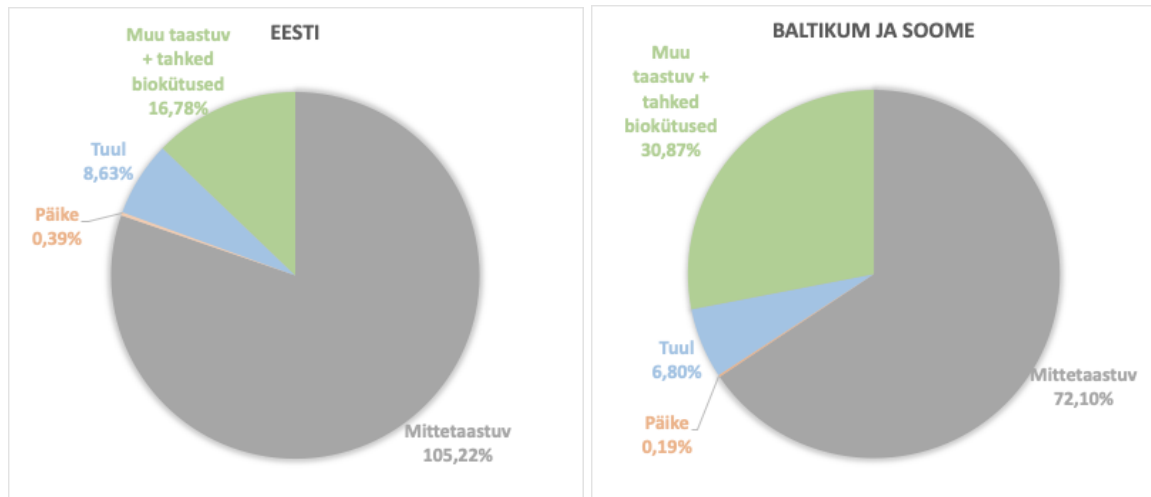


Joonis 2.5 Baltikumi ja Soome päikeseelektrijaamade elektritoodang võrku 2015-2019. a [3] [40] [2] [44]

2018. a moodustas regiooni PV toodang tarbimisest 0,19%. Joonisel 2.5 on toodud Baltikumi päikeseelektrijaamade elektritoodang võrku aastatel 2015-2019. Jooniselt on näha, et Eesti ja Soome PV-elektri toodang kasvab kiires tempos, samal ajal, kui Leedu toodang püsib stabiilne. Läti päikeseelektri toodang oli 2019. aastal vaid 1,5 GWh.

Joonisel 2.6 on kujutatud Eesti ning Baltikumi ja Soome regiooni elektritootmise 2018. a osakaalud koormusest kütuseliigiti. Jooniselt on näha, et Baltikumi regiooni taastuvelektri osakaal koormusest on suurem, kui Eestis. Baltikumi ja Soome regiooni koormusest moodustas 2018. aastal päikeseelekter 0,19% ja Eesti elektritoodangust 0,39%. Baltikumi ja Soome regiooni tuuleparkide võimsus 2019. a

oli 3225 MW ning kokku toodeti 8,32 TWh tuuleelektrit. [47]



Joonis 2.6 Eesti ning Baltikumi ja Soome regiooni elektritootmise osakaal koormusest kütuseliigiti 2018. aastal [50]

Protsentuaalselt suurim PV-võimsuste kasv Euroopa Liidus 2019. aastal oli Eestis (tabel 2.1). 2019. aasta lõpu seisuga oli Eestis paigaldatud päikesepaneelide tootmisvõimsus 118 MW. Võrguga liitus 2019. aastal 79 MW uusi päikeseelektri tootmisüksusi, mis on enam kui kõigil eelnenud aastatel kokku. Kui senise trendi kohaselt on iga-aastane oodatav võimsuste kasv olnud umbes kahekordne, siis möödunud aastal toimus märkimisväärne ligi kolmekordne hüpe. Hinnanguliselt oli 2019. a lõpuga Eestis ligikaudu 3000 päikesepaneelidega elektritootjat. [3]

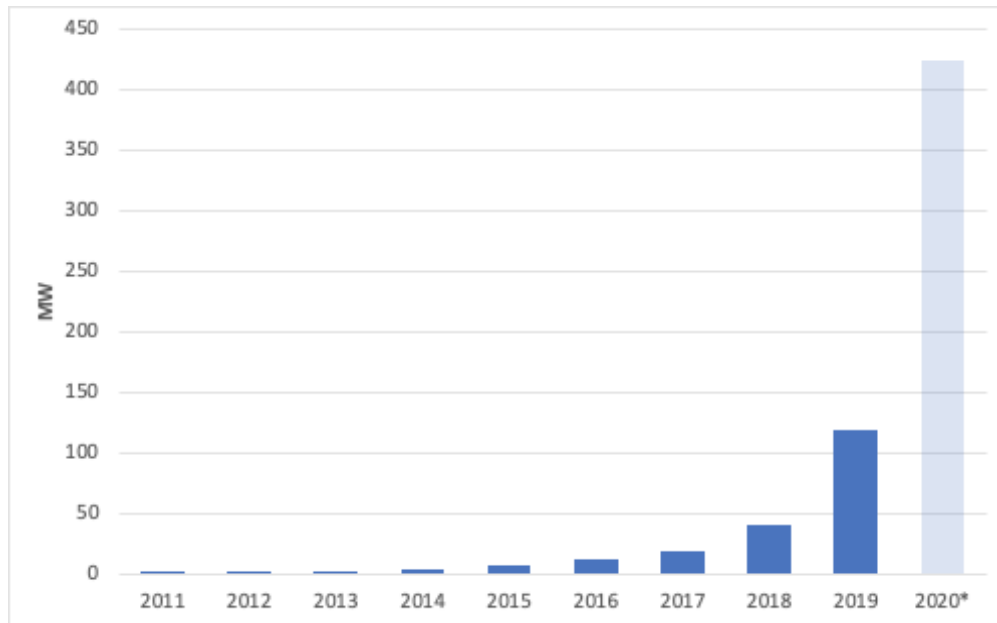
Päikeseelektrijaamade aktiivset ehitustegevust tingis tehnoloogia jätkuv odavnemine ning plaanilised seadusemuudatused. Kuni 2018. a lõpuni pakuti taastuvenergia toetust fikseeritud kuni 1 MW võimsusega uutele päikesejaamadele ning 2020. a. lõpuni kuni 50 kW jaamadele. Uutele liitujatele antakse toetusi teiste põhimõtete kohaselt. Arendajate ja eraisikute aktiivsus on tulenenud soovist mahtuda elektrijaamade valmimisega tähtaegade sisse, mis on toonud kaasa oodatust suurema osakaalu päikeseelektrit Eesti energiaportfellis. Lisaks soovivad päikeseelektrit omatarbeks kasutavad elektritootjad kokkuhoidu. [3]

Kui senise taastuvenergia toetuskeemi puhul maksti toetust 53,7 €/MWh fikseeritult 12 aastaks, siis 2018. a suvel jõustunud elektrituruseaduse muudatustega selgitatakse taastuvenergia toetuse maksmise määr edaspidi vähempakkumise teel. 2019. aasta 18. novembril kuulutati välja esimene taastuvelektri vähempakkumine, kus saavad osaleda vaid uued tootmisseedmed, mille võimsus jääb vahemikku 50 kW kuni 1 MW.

Kuni 50 kW võimsusega uute tootmisvõimsuste rajamisel oli võimalik seni kehtinud taastuvenergia toetust taotleda tingimusel, et tootmisüksus valmib enne 2021. aastat. [52]

2020. aasta tootmisvõimsusi ei ole töö kirjutamise hetkel täpselt teada, kuna täpne aasta statistika avaldatakse Eleringi poolt 2021. a alguses. Teadaoleva info põhjal PV-võimsuste kasvu trend Eestis jätkub. Kui 2019. a lõpuks oli Eestis elektrivõrguga liitunud päikeseelektrijaamade koguvõimsus 118,31 MW, siis 2020. aasta septembris küündis ainuüksi Elektrilevi võrgus olevate päikeseelektrijaamade koguvõimsus 160 MW-ni, ning kolmanda kvartali lõpuks sai Eleringilt taastuvenergia toetust ligi 4000 päikeseelektri tootjat. See tähendab, et 9 kuuga lisandus ligi 1000 päikeseelektrijaama. [5] [7] [3]

Eleringi esimees Taavi Veskimägi on hinnanud, et 2020. a lõpuks võib Eesti toetuskeemi sisse mahtuvate päikesejaamade võimsus olla kokku 400 kuni 450 MW. [7] Kui prognoos läheb täide, tähendaks see sisuliselt seniste PV-võimsuste enam kui 3,5 kordset kasvu (joonis 2.7). Kuna alates 2021. a makstakse taastuvenergia toetusi vähempakkumiste alusel, siis tõenäoliselt kasv pidurdub, kõik sõltub sellest, mis hinnaga oksjonitel pakkumisi tehakse.



Joonis 2.7 Elektrivõrguga liitunud päikeseelektri tootmisvõimsused Eestis. *2020 hinnanguline prognoos. [3] [7]

2019. aastal oli tootsid elektrivõrguga ühendatud päikeseelektrijaamad Eestis Eleringi andmetel 54 GWh elektrienergiat. Võrreldes 2018. aastaga kasvas 2019. a PV-elektri

toodang Eestis 317,09%, mis on Euroopa Liidu liikmesriikide kõige suurem protsentuaalne kasv (tabel 2.2). 2 aastaga on Eesti PV-elektri toodang kasvanud pea 11 korda. Kogu Eesti koormusest moodustas 2019. a päikeseelekter 0,63% ning 2020. a esimese 9 kuuga 1,88% (tabel 2.3).

Tabel 2.3 PV-elektrijaamade võrku toodetud elekter Eestis 2015-2020. a. *2020. a esimesed 9 kuud. [40] [53] [44] [46]

Aasta	PV-elektrijaamade võrku toodetud elekter (GWh)	Eesti elektrijaamade võrku toodetud elekter (GWh)	PV-elektri osakaal toodangust	Eesti koormus (GWh)	PV-elektri osakaal koormusest
2015	2	9062	0,02%	7440	0,03%
2016	2,79	10422	0,03%	7824	0,04%
2017	5,01	11234	0,04%	7735	0,06%
2018	12,97	10583	0,12%	7985	0,16%
2019	54,10	6447	0,84%	8652	0,63%
*2020	108,81	3408	3,19%	5777	1,88%

Kuigi PV-elektri osakaal kogu elektritoodangust on varem Eestis olnud üsna marginaalne, prognoositakse tänu uute päikeseelektrijaamade avanemisele ning fossiilsetel kütustel põhinevate elektrijaamade tootmise vähenemisele PV-elektri osakaalu kiiret kasvu. Kuna 2019. a oli elektri keskmine turuhind 2018. aastaga võrreldes madalam ja CO₂ heitmekvoodi hind kõrgem, vähendas Eesti Energia 2019. a põlevkivist toodetud elektri mahtu Eestis asuvates suureenergeetika tootmisüksustes ligi kaks korda [19]. Kui 2018. a toodeti Eestis kokku 10583 GWh elektrienergiat, siis 2019. aastal vaid 6447 GWh (tabel 2.3). Osaliselt põhjustas elektritootmise languse 2019. aastal ka Eesti Energia kolme energiaploki hooldused 3. kvartalil. [54]

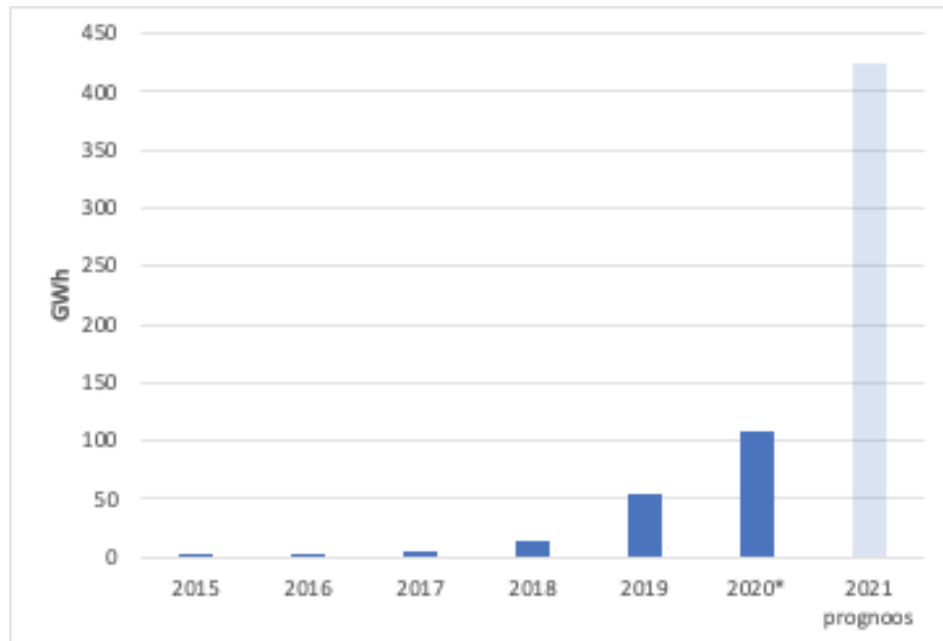
2020. a kolmandas kvartalis tootsid Eesti elektrijaamad taastuenergia 494 GWh ehk 15% rohkem kui 2019. a samal perioodil. Kogu elektritootmine suurenes 3. kvartalis võrreldes 2019. aastaga 12% 834 GWh-ni. Taastuenergia koguse ja osakaalu kasv tulenes kolmanda kvartali headest tuuleoludest ning vähenenud elektritarbimisest. Tuuleelekter moodustas kolmanda kvartali taastuvelektri kogutoodangust 29% ning päike 10%. [5] [40] 2020. a esimese 9 kuu lõikes oli PV-elektri osakaal koormusest umbes 2% (tabel 2.3).

Kuigi 2020. a 3. kvartalil elektri tootmine suurenes, toodeti 2020. a esimese 9 kuuga kõigest 3408 GWh elektrienergiat, mis on võrreldes 2019. a sama aja 4988 GWh toodanguga 32% langus. [40] Samal ajal ületas 2020. a esimese 9 kuu päikeseelektri

toodang 2019. a toodangu lausa 2 kordselt (joonis 2.8). Samas ei anna kalendriaasta esimese 9 kuu toodang terviklikku ülevaadet, kuna 2020. a. lõpuni on lisandumas vähemalt 160 MW uusi päikeseelektrijaamasid, päikeseelektri toodang on aastaringelt muutlik ning november ja detsember on Eesti kõige päikesevaesemad kuud. [33]

Nagu varasemalt mainitud, prognoositakse 2020. a lõpuks Eesti päikeseelektrijaamade võimsuseks 400-450 MW, mis võib toota umbes 400-450 GWh aastas (joonis 2.8), kuna Eesti tingimustes on päikesepaneelide kasutustegur umbes 12-13%. [7] 2019. a oli Eestis võrku ühendatud 118 MW päikeseeparke ning võrku toodeti 54 GWh elektrit. Installeeritud võimsuse kohta väikest toodangut seletab varem mainitud fakt, et 2019. a jooksul lisandus järk-järgult 79 MW võimsusi, mis oli pea 2 kordne kasv võrreldes 2018. aastaga.

Prognoositav 425 GWh aastane PV-elektri toodang tähendaks 2018. a 7985 GWh Eesti elektritarbimise puhul umbes 5,32% PV-elektri osakaalu kogu elektritarbimisest ning REKK-is seatud 2030. a päikeseelektri toodangu eesmärgi (410 GWh) täitumist. [REKK] Võrreldes 2019. aasta toodanguga kasvaks PV-toodang pea 8 korda. Seega läheneb Eesti oma päikeseelektri toodangu osakaalu poolest Saksamaale, kus 2018. aastal moodustas PV-elekter koormusest 8,71 % (tabel 2.2).



Joonis 2.8 Eesti PV-elektrijaamade toodang võrku 2015-2020. a ning 2021. a prognoos.

*2020. a esimesed 9 kuud [40] [53] [7]

2019. aastaga suurenes Eesti taastuvelektri osakaal 21%-ni elektrienergia kogutarbimisest Eestis, mis võrreldes 2018. aastaga (17%) tähendab märkimisväärset kasvu. Seni on EL suurima panuse taastuvelektri toodangu kasvu andnud tuuleenergia kasutuselevõtt, kuid lähitulevikus kasvab jõudsamalt päikeseelektri osakaal. Biomassi kasutus elektri tootmisel kasvab samuti, ent selle olulisus energiaportfellis tõuseb esile eelkõige soojuse tootmisel. [3]

Alates 2016. aastast pole Eestis lisandunud mitte ühtegi uut tuuleparki [55]. Vaibumine tuuleenergia sektoris on tingitud regulatiivsetest piirangutest, nagu 600 GWh mahupiirang taastuvenergia toetuse puhul, kui ka erinevatest loodus- ja riigikaitsealised põhjustel seatud piirangutest uute tuuleparkide rajamiseks. Samas kui 2019. a toodeti tuuleenergiat võrku 692 GWh, näeb Eesti riiklik energia- ja kliimakava ette vähemalt 2,6 TWh tuuleelektri tootmist 2030. a, mis on praegust Eesti tuuleelektri toodangut arvestades väga ambitsioonikas eesmärk. [3] [4] Tuleb silmas pidada, et töö kirjutamise hetkel hetkel on ainukesed realselt arendatavad tuulepargid Pärnumaal Tootsi tuulepark (140 MW) ning tuulepark Saarde vallas (70 MW). Lisanduv 210 MW tõstaks Eesti tuuleparkide võimsuse 320 MW pealt 530 MW-ni. Lisaks planeeritakse meretuuleparki Hiiumaal (1100 MW) ja Liivi lahes (1000 MW), kuid mereala planeering pole valitsuses kinnitatud, samuti kestavad protestid Hiiumaa tuulepargi vastu. [56] [57] [3]

Tehnoloogia odavnemine ning Euroopa Liidu eesmärk suurendada 2030. aastaks taastuvate energiaallikate osakaalu energiatarbimises 32%-ni on ajendanud riike arendama tuule- ja päikeseelektrijaamasid. Terves Baltikumi regioonis kasvas 2019. a päikeseelektri toodang 72%. Eesti päikesepaneelide toodang on võrreldav Euroopa suurima päikeseelektri tootja Saksamaa elektritoodanguga ning meie tingimustes on päikesepaneelide kasutustegur umbes 12-13%. Kui tuuleelektrijaamade ehitamine Eestis on hetkel aeglustunud, siis päikeseelekter on hüppelises kasvutrendis: kui Saksamaal kasvas 2019. a päikeseelektri toodang 4%, siis Eestis lausa 317%. Kasv oli tingitud taastuvenergia toetustest ning tehnoloogia odavnemisest. Kui Saksamaal oli 2018. a päikeseelektri osakaal 9%, 2021. a lõpuks prognoositakse Eestis üle 5% päikeseelektri osakaalu koormusest. PV-elektri osakaalu tarbimisest mõjutab ilmastik, olemasolevate päikeseparkide võimsused ning üldine elektri nõudlus, elektri nõudlust omakorda ilmastik ning riigi majanduslik olukord. Samas on päike ja tuul juhitamatud tootmiseseadmed ning nende elektri tootmine on tunduvalt ebaühtlasem ja raskemini prognoositav, kui traditsiooniliste fossiilsetel kütustel põhinevate elektrijaamade puhul.

3. ELEKTRI HINNA JA JUHITAMATU TOODANGU SEOSE ANALÜÜS SAKSAMAA JA TAANI NÄITEL

Käesolev peatükk analüüsib saadaval olevate andmete põhjal Saksamaa DE-LU ning Taani DK1 elektri hinda ning päikese- ja tuuleelektri toodangu prognoose. Kasutatakse ENTSO-E Transparency Platform keskkonnast pärinevaid prognoosi andmeid [46], mis on 1 MW täpsusega, vahemikus 01.11.2018-31.10.2020. Peatükis uuritakse graafiliselt DE-LU ja DK1 piirkondade elektri hinda, koormuse ning juhitamatu toodangu prognoosi ning juhitamatu toodangu osakaalu koormuse prognoosist, et näha, kuidas mõjutab juhitamatu toodang elektri hinda, et tuua hiljem parallele Eestiga.

Lisaks arvutatakse korrelatsioonikordajad toodangu, tarbimise, toodangu osakaalu ning hinna vahel. Lineaarne korrelatsioonikordaja mõõdab lineaarset seost kahe arvulise tunnuse vahel ning see võimaldab kirjeldada nii seose tugevust kui suunda. Korrelatsioonikordaja väärtused asuvad vahemikus -1 ja 1 vahel. Kui kahe tunnuse vahel koostatud hajuvusdiagrammi peal asuv punktiparv on sirgjoonega hästi kokku võetav, on korrelatsioonikordaja absoluutväärtus kõrge. Kui korrelatsioonikordaja väärtus on positiivne, siis tähendab see kasvavat seost tunnuste vahel, see tähendab, et kui ühe tunnuse väärtus on suur, on tavaliselt suur väärtus ka teisel tunnusel. Kui korrelatsioonikordaja väärtus on negatiivne, tähendab see kahanevat seost ning ühe tunnuse suure väärtusega käib enamasti kaasas teise tunnuse väike väärtus. Kui korrelatsioonikordaja on 0, tunnuste vahel lineaarset seost ei ole. [58]

3.1. Juhitamatu toodangu mõju Saksamaa ja Luksemburgi elektri hinnale

Käesoleva alapeatüki eesmärgiks on analüüsida Saksamaa ja Luksemburgi ühise hinnapiirkonna DE-LU elektrihindasid EPEX päev-ette turul vahemikus 01.11.2018 kuni 31.10.2020, kuna Saksamaa on Euroopa Liidu suurim päikeseelektri tootja. Saksamaa ja Luksemburg on alates 01.10.2018 EPEX päev-ette turul ühine hinnapiirkond. Kuna päikese- ning tuuleelektri toodangu ning koormuse prognoosi andmed on teisedatud 15-minutilistelt intervallidelt ümber tunnisteks intervallideks. Peatükk analüüsib elektri hinda päev-ette turul, koormuse prognoosi ning päikese- ja tuuleelektri toodangu prognoosi, et näha, kuidas mõjutab päikeseelektri toodang elektri hinda. Mõningatel perioodidel puudusid koormuse prognoosi andmed ning kuupäevadel 15.07.2020 ja

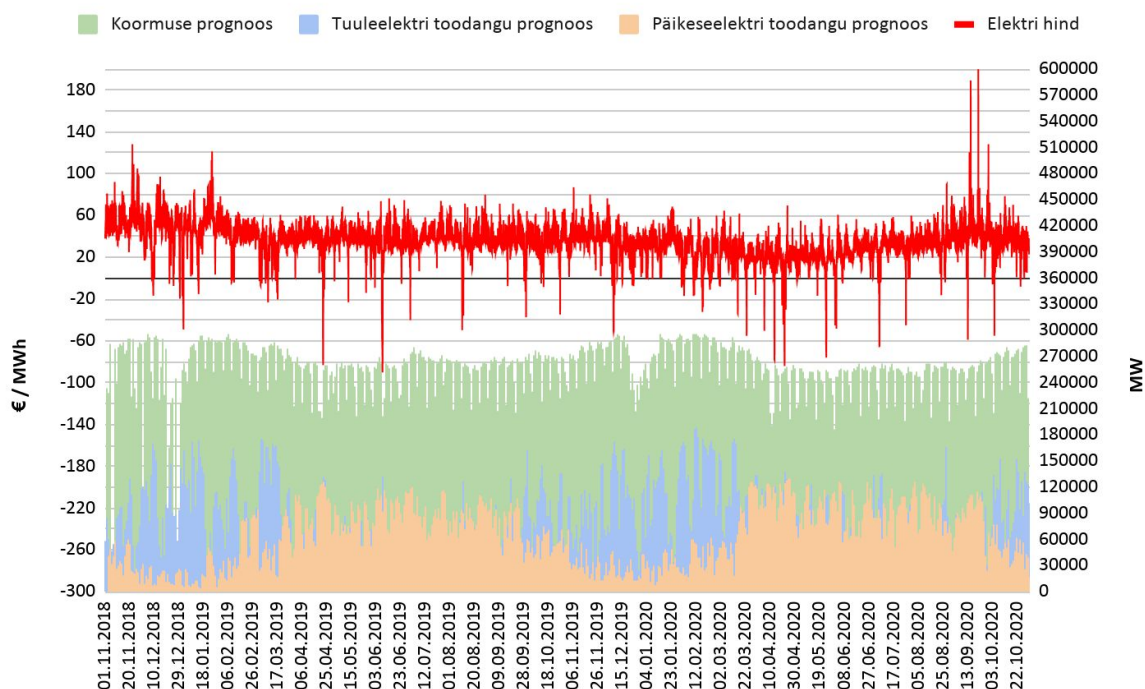
10.09.2020 puuduvad tuule- ja päikeseelektri toodangu prognoosi andmed, neid ajalõike analüüsiks ei kasutata.

Antud perioodil oli elektri hind negatiivne 474 tunnil ning üle 100 €/MWh 20 tunnil. Elektri tunnihinna maksimum oli 200,04 €/MWh 21.09.2020 kell 19-20 ning miinimum -90,01 €/MWh 08.06.2019 kell 14-15. Elektri keskmine tunnihind oli analüüsitud ajal DE-LU hinnapiirkonnas 34,99 €/MWh ning tunnihinna mediaan 35,69 €/MWh.

Keskmine koormus tunnis oli 211806 MW ning koormuse mediaan 216815 MW. Suurima ja väikseima koormusega tundide vahe on 2,3 korda. Keskmine tuuleelektri toodang tunnis oli 57666 MW ning mediaan 47951 MW. Keskmine päikeseelektri toodang tunnis oli 20386 MW ning mediaan 991 MW. Keskmiselt moodustas juhitamatu toodang koormusest 35%, päikeseelektri toodangu 9% ning tuuleelektri toodang 27%. Keskmine koormuse ja juhitamatu toodangu vahe DE-LU hinnapiirkonnas oli 141578 MW.

Uuritud perioodil suurim päikeseelektri toodang 129914 MW leidis aset 22.04.2020 kell 12-13 ning sel hetkel oli elektri hind -0,56 €/MWh. Päikeseelektri toodangul oli kõige suurem osakaal koormusest 66,87% 21.04.2019 kell 13-14, kui elektri hind oli 10 €/MWh. Suurim tuuleelektri toodangut 188923 MW oli 08.08.2020 kell 10-11, kui elektri hind oli 11,98 €/MWh. Tuuleelektri toodangul oli suurim osakaal koormusest 96,47% 10.02.2020 kell 02-03, kui elektri hind oli -15,11 €/MWh. [46]

Joonisel 3.1 on esitatud kogu perioodi DE-LU elektri hind, koormus, päikeseelektri toodang ning tuuleelektri toodang. Jooniselt on näha, et päikeseelektri toodang on suvisel ajal suurem või võrdne tuuleelektri toodanguga. Talvisel ajal ületab tuuleelektri toodang mitmekordselt päikeseelektri toodangu.



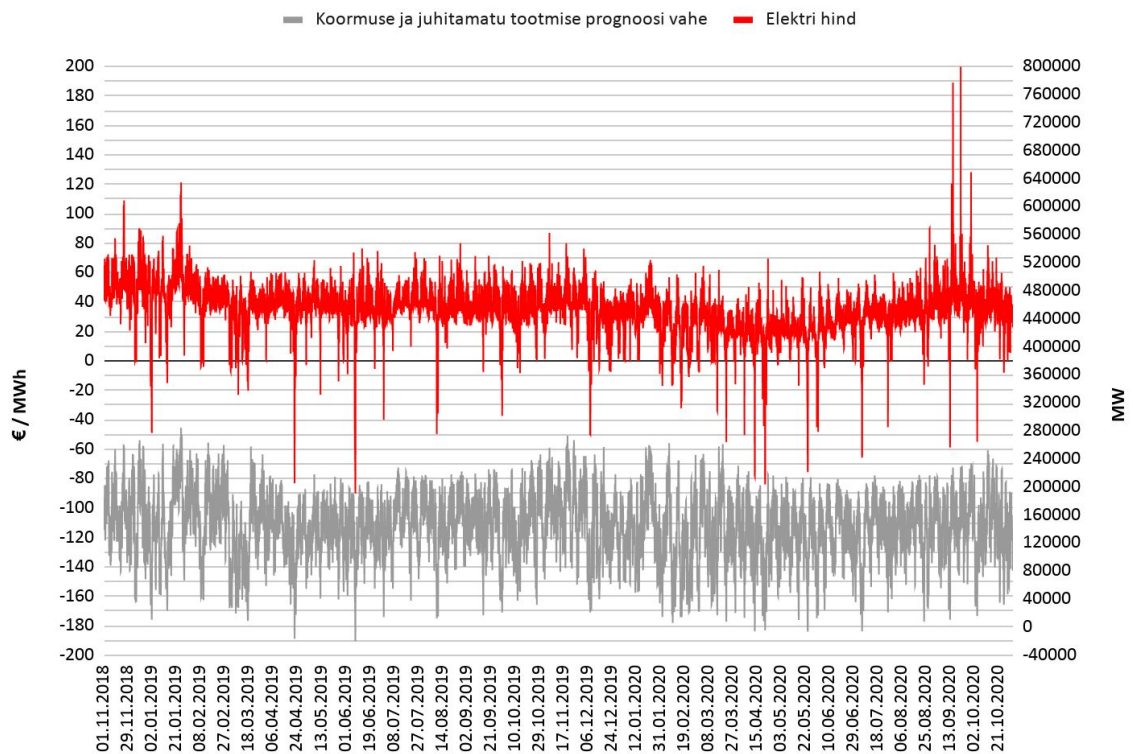
Joonis 3.1 DE-LU elektrituruhind, koormus ning päikese- ja tuuleelektri toodang ning perioodil 01.11.2018-31.10.2020

Google Sheets arvutuse (=correl) põhjal on kogu valimi päikeseelektri toodangu ja elektri hinna lineaarne korrelatsioonikordaja $-0,19$, mis tähendab, et päikeseelektri toodang ja elektri hind on nõrgalt kahanevalt seotud. Nagu varem mainitud, on päike muutlik ressurss ning öisel ajal toodang puudub. Tuuleenergia toodangu ja elektri hinna korrelatsioonikordaja on $-0,41$, mis tähendab, et tuuleenergia toodangu ja elektri hinna vahel on keskmine kahanev seos. Mida kõrgem on tuuleelektri toodang, seda madalam võib olla elektri hind. Koormuse ja elektri hinna korrelatsioonikordaja on $0,45$, mis on keskmine kasvav seos. Mida kõrgem on koormus, seda kõrgem võib olla elektri hind.

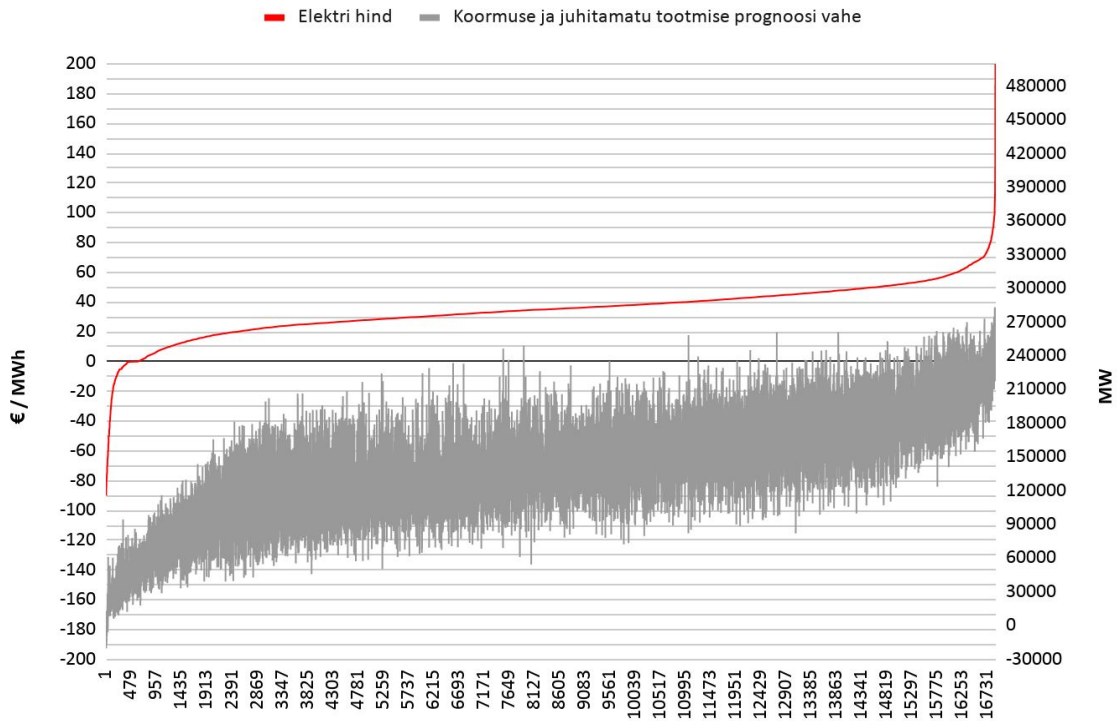
Kuna päike ja tuul on mõlemad juhimatud tootmisvahendid, millel on hinda langetav mõju, analüüsitakse nende toodangut summaarselt. [11] Nagu selgus peatükis 1.1, määratakse elektri hind elektri nõudluse ja pakkumise tasakaalupunkti leidmise põhimõttel. Selleks, et näha, kuidas juhimatute toodangu pakkumine mõjutab elektri hinda, vaadatakse juhimatute toodangu vahet koormusega.

Joonisel 3.2 on kujutatud elektri hind võrreldes koormuse ja juhimatute toodangu vahel ning joonisel 3.3 on samad andmed esitatud hinna kasvamise järjekorras. Vaadates jooniseid 3.2 ja 3.3, võib öelda, et elektri hinnad liiguvad koormuse ja juhimatute toodangu vahel käsikäes. Elektri hinna ning koormuse ja juhimatute

toodangu vahe korrelatsioonikordaja Google Sheets arvutuse (=correl) põhjal on 0,82. Elektri hind ning koormuse ja juhitamatu toodangu vahe on tugevalt kasvavalt seotud. See tähendab, et mida suurem on koormuse ja juhitamatu toodangu vahe, seda kõrgem on elektri hind. Jooniselt 3.3 on näha, et negatiivsed elektri hinnad leiavad aset ajaperioodidel, kus koormuse ja juhitamatu tootmise vahe läheneb 0-ni, ekstreemsetel madalate hindade puhul on vahe negatiivne.



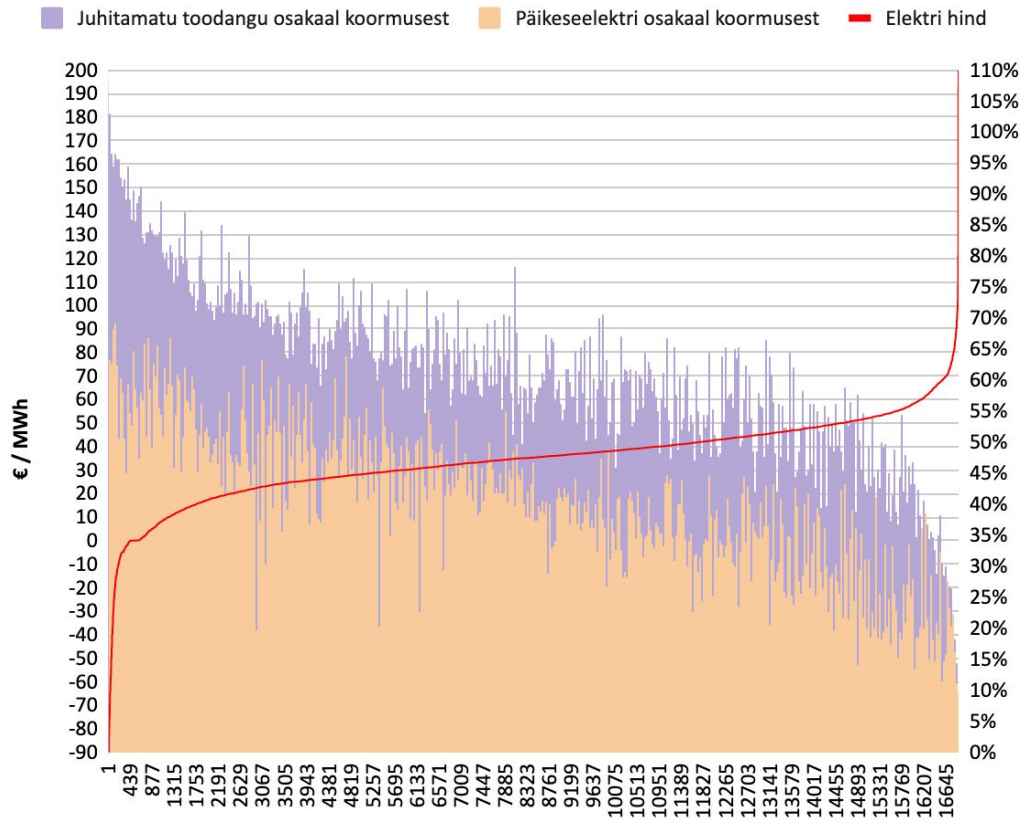
Joonis 3.2 DE-LU Elektri hind võrreldes koormuse ja juhitamatu toodangu vahega



Joonis 3.3 Koormuse ja juhitamatu tootmise vahe võrreldes kasvava elektrihinnaga DE-LU piirkonnas

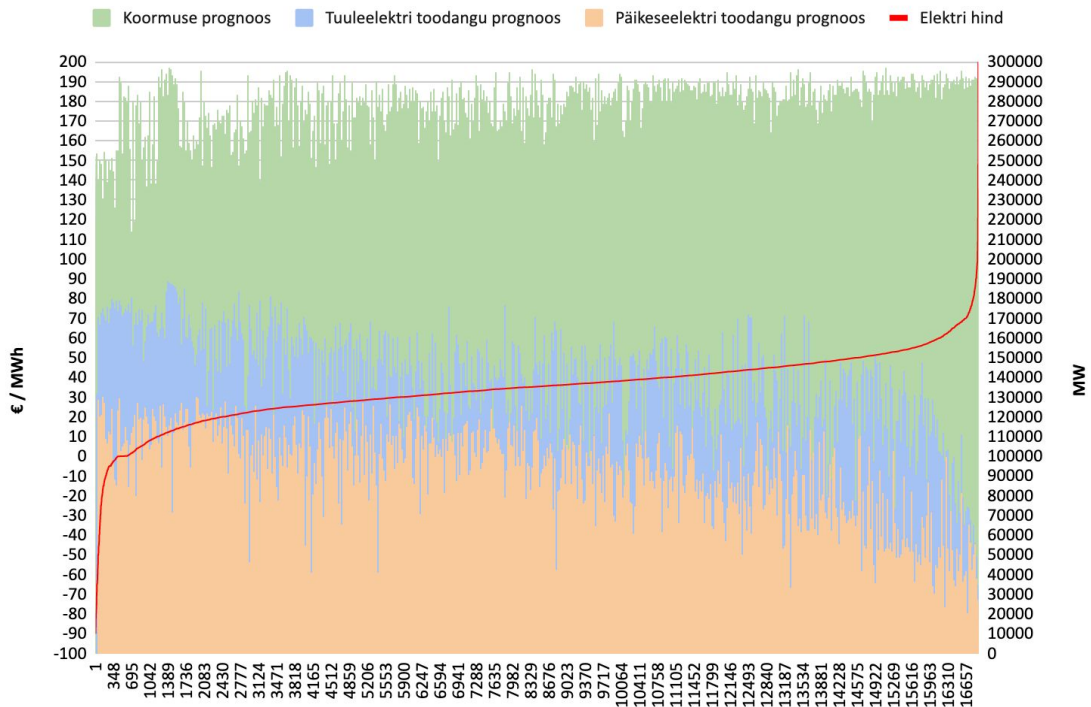
Joonisel 3.4 on kujutatud juhitamatu ja päikeseelektri toodangu osakaal koormusest võrreldes kasvava elektrihinnaga DE-LU piirkonnas. Jooniselt on näha, et mida suurem on päikeseelektri ja juhitava toodangu osakaal koormusest, seda madalamad on elektri hinnad ning mida väiksem on osakaal, seda kõrgem on elektri hind. Elektri hind hakkab järsult kasvama, kui juhitamatu toodangu osakaal langeb alla 48%.

Juhitamatu toodangu osakaalu koormusest ning elektri hinna korrelatsioonikordaja on $-0,66$, mis näitab, et juhitamatu toodangu osakaal ning elektri hind on tugevalt kahanevalt seotud. Päikeseelektri toodangu osakaalu ning elektri hinna korrelatsioonikordaja on Google Sheets `=correl` arvutuse põhjal $-0,23$. Nagu varem mainitud, on päikeseelekter varieeruva iseloomuga ning umbes pooltel tundidel päikeseelektri toodang puudub. Nendel tundidel, kus päikeseelektri toodang oli prognoositud, oli juhitamatu toodangu osakaalu ja elektri hinna korrelatsioonikordaja $-0,72$, mis tähendab, et juhitamatu toodangu osakaalu ja elektri hinna vahel on tugev kahanev seos. Päikeseelektri osakaalu ning elektri hinna korrelatsioonikordaja oli päikeseelektri toodangu puhul $-0,43$, mis tähendab, et päikeseelektri osakaalu ja elektri hinna vahel on keskmine kahanev seos.



Joonis 3.4 Juhitamatu ja päikeselektri toodangu osakaal koormusest võrreldes kasvava elektrihinnaga DE-LU piirkonnas

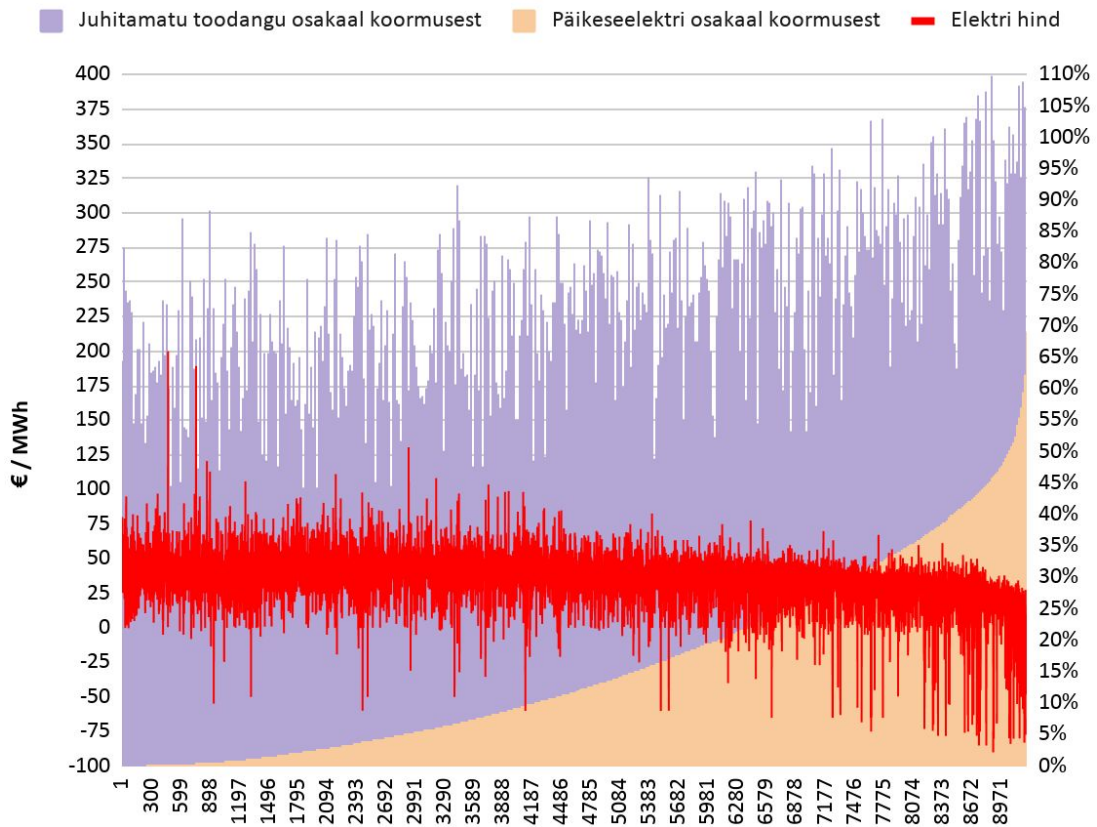
Joonisel 3.5 on kujutatud koormus ning tuule- ja päikeselektri toodang võrreldes kasvava elektrihinnaga. Jooniselt on näha, et negatiivsed elektrihinnad leiavad pigem aset ajaperioodidel, kus koormus on madalam kui keskmiselt ning samal ajal on juhitamatu toodang kõrgem kui keskmiselt. Juhitamatu tootmise kahanedes elektri hind tõuseb. Ekstreemselt kõrged hinnad leiavad üldjuhul aset ajaperioodidel, kui juhitamatu toodang on madalam kui keskmiselt.



Joonis 3.5. Koormuse, tuule- ja päikeseelektri toodang võrreldes kasvava elektrihinnaga DE-LU piirkonnas

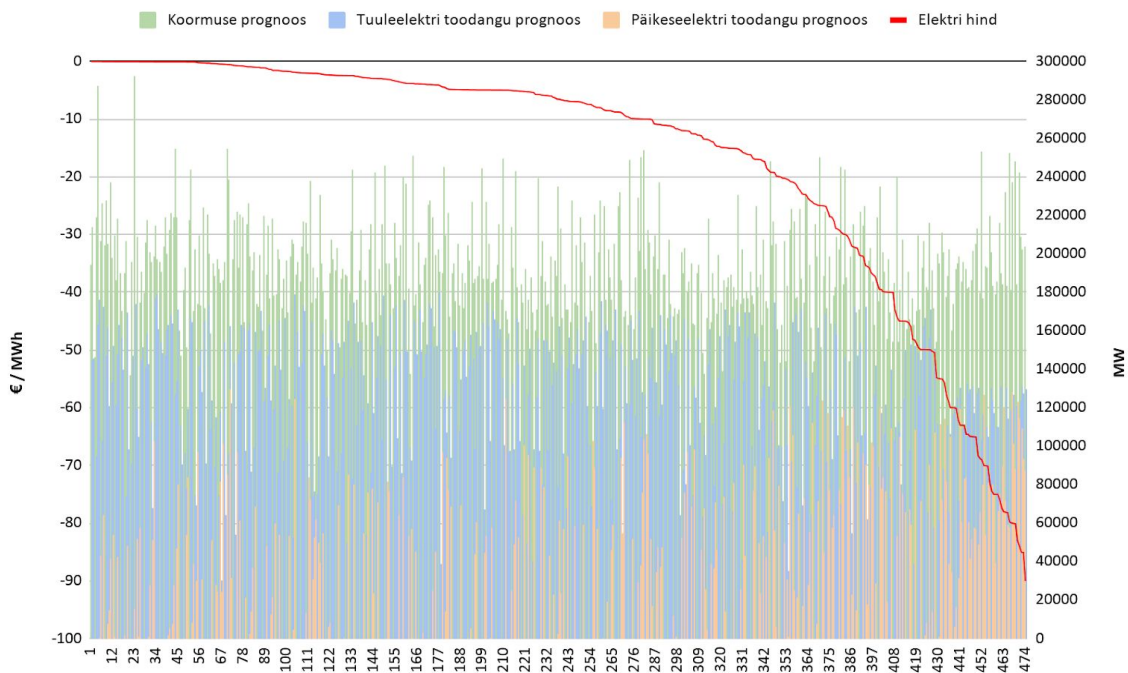
Kuna antud töö põhiline eesmärk on analüüsida, kuidas päikeseelektri toodang mõjutab elektri hinda, on joonisel 3.6 toodud kõik tunnid, kus päikeseelektri toodang oli prognoositud, reastatud päikeseelektri toodangu järgi. Nendel tundidel oli keskmine hind 35,58 €/MWh, ehk nagu varem mainitud, on päike muutlik ressurss ning päikeseelektri toodang sõltub lisaks juhuslikule muutlikkusele kella- ning aastaajast: olenevalt aastaajast puudub suurel osal ööpäevast päikeseelektri toodang. Jooniselt 3.6 on näha, et päikeseelektri toodangu osakaalu kasvades hinnad langevad ning ekstreemselt kõrgeid hindu ei esine. Mida enam päikeseelektrit toodetakse, seda enam esineb negatiivseid hindu. Päikeseelektri osakaalu kasvades võib sageli näha tuuleelektri osakaalu langemist, kuna tuul ja päike on teineteist täiendava iseloomuga - suvel on rohkem päikest ja vähem tuult, sügisel ja talvel aga rohkem tuult ja vähem päikest [59]. Nendel tundidel, kus päikeseelektri toodang oli suurem kui 0, oli keskmine juhitamatu toodangu osakaal 38% ning elektri hind negatiivne 275 tunnil ehk 3% päikeseelektri toodanguga tundidest. Negatiivsed elektri hinnad leidsid aset, kui juhitamatu toodangu osakaal oli vähemalt 63,80 %. Elektri hinna ning juhitamatu toodangu osakaalu korrelatsioonikordaja oli antud valimi puhul -0,73, mis on tugev kahanev seos. Elektri hinna ja päikeseelektri toodangu osakaalu korrelatsioonikordaja

oli -0,44, mis on keskmine kahanev seos. Jooniselt on näha, et kui päikeseelektri osakaal oli üle 30%, ei tõusnud hind üle 70 €/MWh.



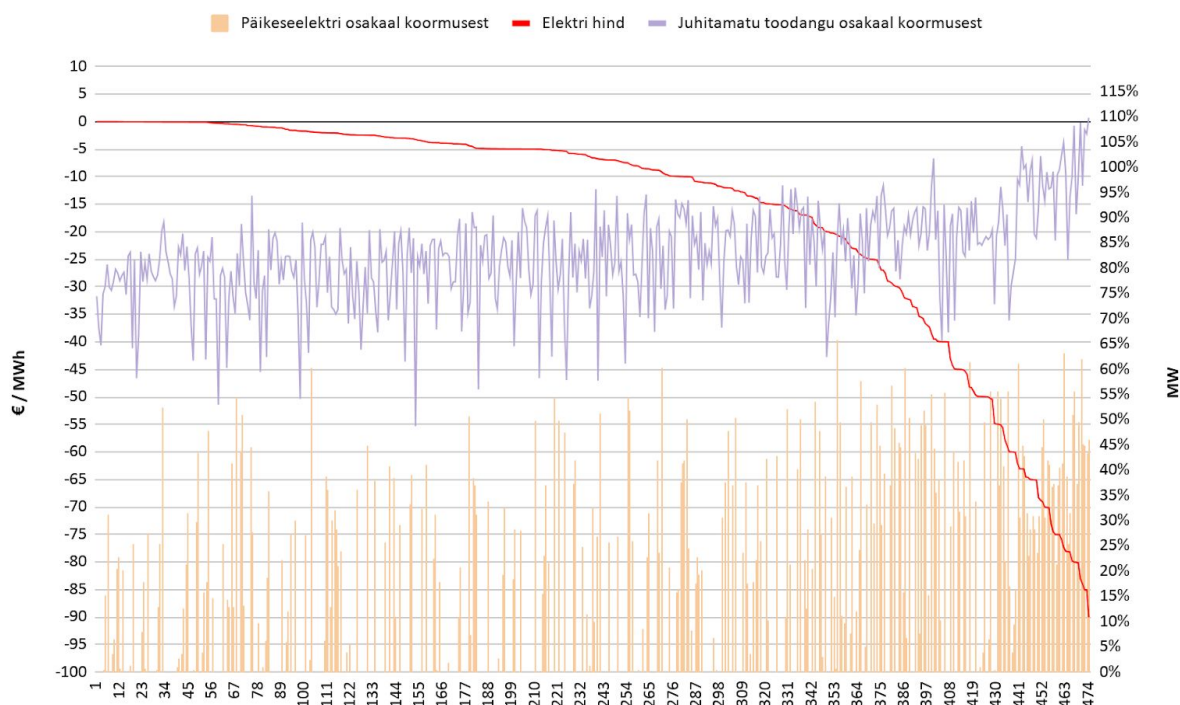
Joonis 3.6 DE-LU elektri hind ja juhitamatu toodangu osakaal koormusest tundidel, kus päikeseelekter oli prognoositud, kasvava päikeseelektri osakaalu järgi

Joonisel 3.7 on kujutatud elektri hinna kahanevas järjekorras kõik 474 tundi, kus elektri hind oli negatiivne. Kui kogu valimi keskmine koormus tunnis oli 219911 MW, siis negatiivsete hindade puhul oli see 193769 MW, ehk 12% vähem. Alla -50 €/MWh elektri hindade puhul on selgelt näha päikeseelektri toodangu suurenemist DE-LU hinnapiirkonnas.



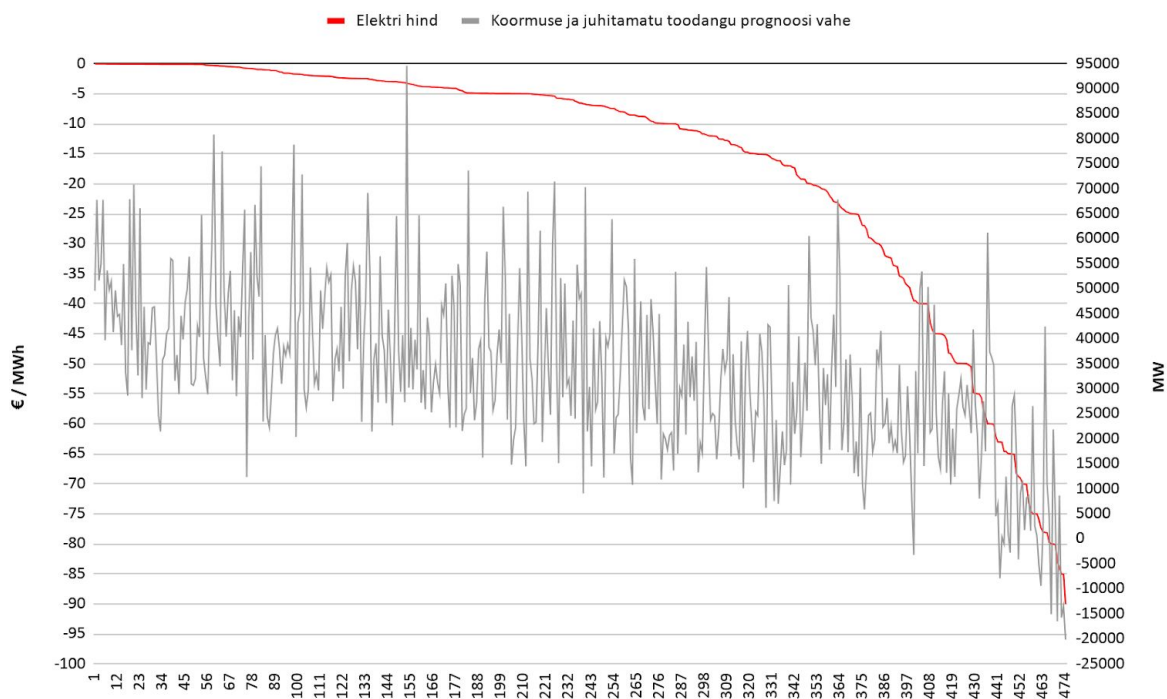
Joonis 3.7 Negatiivse elektri hinnaga tunnid elektri hinna kahanemise järjekorras.

Joonisel 3.8 tuuakse välja juhitamatu ja päikeseelektri toodangu osakaal koormusest negatiivse hinnaga tundidel elektri hinna kahanemise järjekorras, jooniselt on näha, et negatiivsed hinnad leiavad aset, kui juhitamatu toodangu osakaal koormusest on suurem kui keskmiselt. Kui kogu valimi puhul moodustas juhitamatu toodang koormusest keskmiselt 35%, siis negatiivsete hindade puhul 83%. On näha, et negatiivseid hindu esines, kui juhitamatu toodangu osakaal oli vähemalt 50% koormusest. Kui kogu valimi keskmine päikeseelektri toodangu osakaal oli 8.74%, siis negatiivsete hindade puhul oli see pea kaks korda suurem, ehk 17%. Seega suurendab juhitamatu toodangu osakaalu kasv negatiivsete hindade tõenäosust. Et hind langeks alla -40 €/MWh, pidi juhitamatu toodangu osakaal olema suurem kui 65%.



Joonis 3.8 Juhitamatu ja päikeselektri toodangu osakaal koormusest negatiivse hinnaga tundidel elektri hinna kahanemise järjekorras

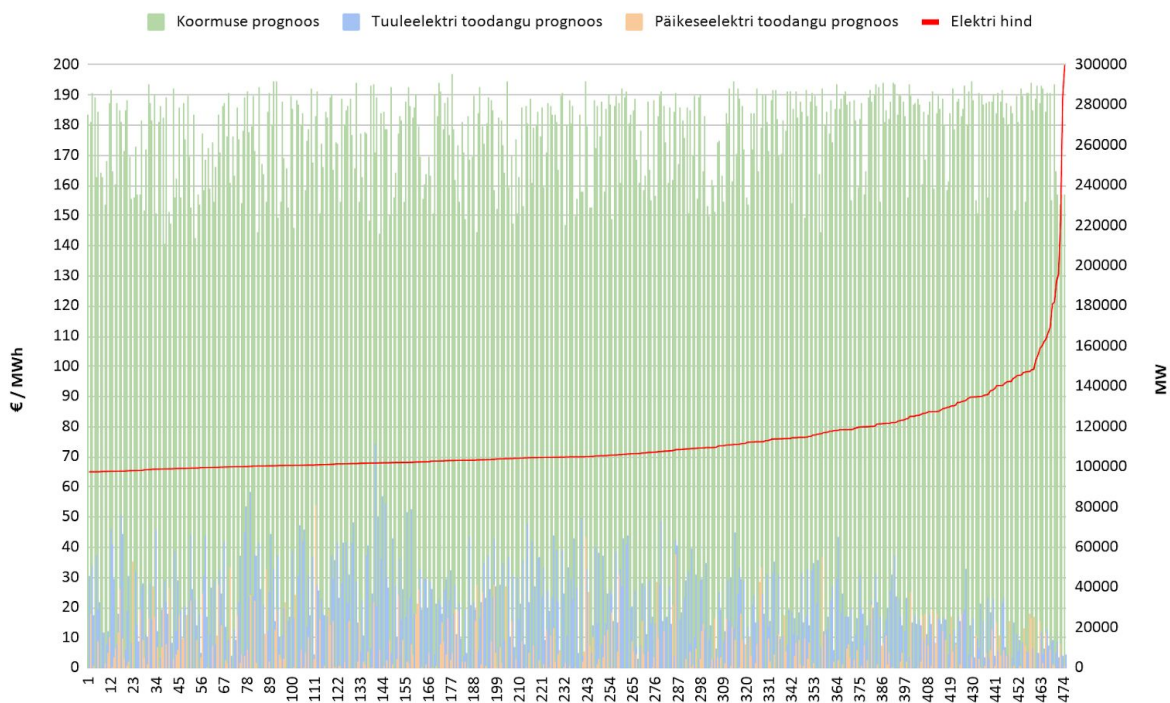
Joonisel 3.9 on kujutatud DE-LU piirkonna koormuse ja juhitamatu toodangu vahe negatiivse hinnaga tundidel reastatuna hinna kahanemise järjekorras. Negatiivsed hinnad leidsid DE-LU piirkonnas aset, kui koormuse ja juhitamatu toodangu vahe oli väiksem kui 95000 MW. Negatiivsete hindade puhul oli keskmine koormuse ja juhitamatu toodangu vahe 33115 MW, ehk 77% väiksem kui keskmiselt kogu valimi puhul (141578 MW). Vaadates joonist, on näha, et kui elektri hind langeb alla -25 €/MWh, on koormuse ja juhitamatu toodangu vahe alla 65000 MW. Mida madalam on elektri hind, seda väiksem on koormuse ja juhitamatu toodangu vahe.



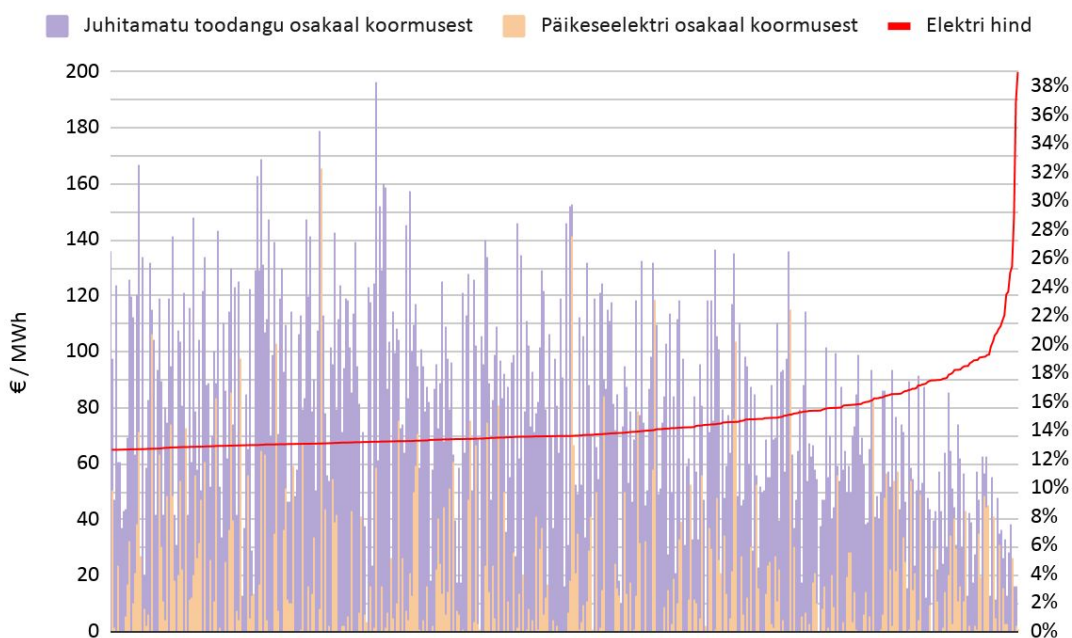
Joonis 3.9 DE-LU koormuse ja juhitamatu toodangu vahe negatiivse hinnaga tundidel elektri hinna kahanemise järjekorras

Kuna elektri hind oli negatiivne 474 korral, analüüsitakse ka 474 kõrgeima hinnaga tundi, ehk perioode, kus elektri hind oli üle 65,07 €/MWh (joonis 3.10). Kui kogu valimi keskmine koormus tunnis oli 211806 MW, siis üle 65,07 €/MWh hindade puhul oli see 265626 MW, ehk 20% kõrgem. Nagu näha jooniselt 3.10, paistab kõrge elektri hinna puhul silma madalam päikese- ja tuuleelektri toodang, kui negatiivse hinnaga tundide puhul (joonis 3.7).

Joonisel 3.11 tuuakse välja juhitamatu ja päikeseelektri toodangu osakaal koormusest tundidel, kui elektri hind oli üle 65,07 €/MWh. Jooniselt on näha, et kõrged elektri hinnad leiavad aset, kui juhitamatu toodangu osakaal koormusest on väiksem kui keskmiselt. Kui kogu valimi puhul moodustas juhitamatu toodang koormusest keskmiselt 35 %, siis antud valimi puhul 15%. On näha, et üle 65,07 €/MWh hindu esines, kui juhitamatu toodangu osakaal oli alla 39% koormusest. Kui päikeseelektri toodang moodustas kogu valimi puhul koormuse keskmiselt 8,74%, siis antud valimi puhul oli see üle 2 korra väiksem, ehk 3,23%. Seega suurendab juhitamatu toodangu osakaalu langus kõrgete hindade tõenäosust. Et hind tõuseks üle 90 €/MWh, pidi juhitamatu toodangu osakaal olema väiksem kui 17%.

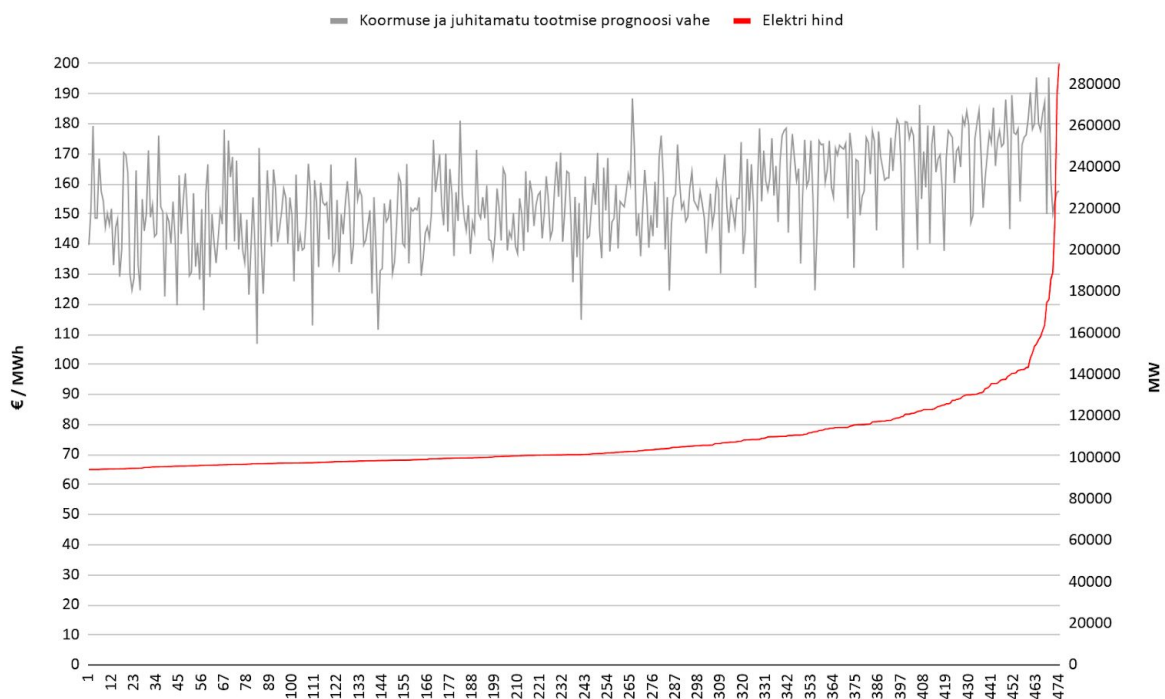


Joonis 3.10 Üle 65,07 €/MWh hinnaga DE-LU tunnid elektri hinna kasvamise järjekorras



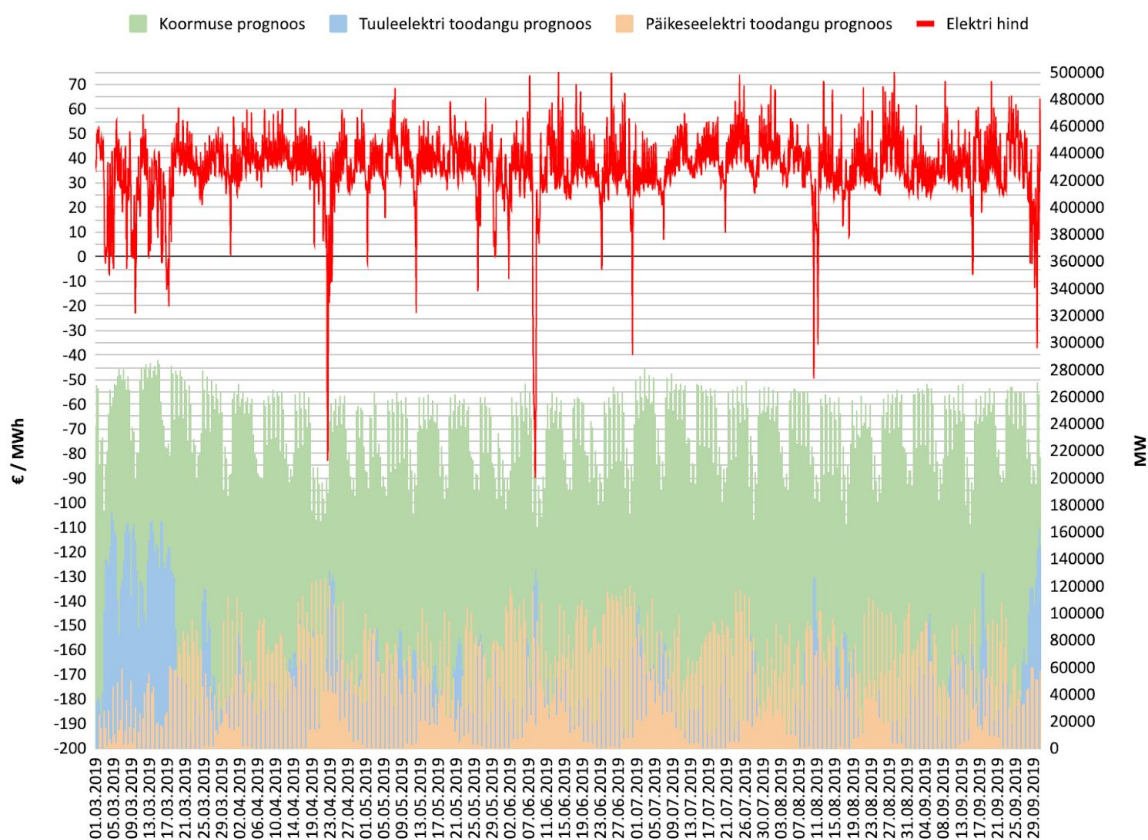
Joonis 3.11 DE-LU juhitamatu ja päikeseelektri toodangu osakaal koormusest tundidel, kui elektri hind oli üle 65,07 €/MWh elektri hinna kasvamise järjekorras

Joonisel 3.12 on toodud juhitamatu ja päikeseelektri toodangu osakaal koormusest tundidel, kui elektri hind oli üle 65,07 €/MWh elektri hinna kasvamise järjekorras. Jooniselt on näha, DE-LU elektri hind ei tõusnud üle 65,07 €/MWh, kui koormuse ja juhitamatu toodangu prognoosi vahe oli alla 150000 MW. Vaadates joonist võib öelda, et mida kõrgem on elektri hind, seda suurem on koormuse ja juhitamatu toodangu vahe. Keskmiselt oli koormuse ja juhitamatu toodangu vahe kõrgete hindade puhul 225130 MW ehk 59% suurem kui kogu valimi puhul keskmiselt (141578 MW). Vaadates joonist on näha, et kui elektri hind tõuseb üle 90 €/MWh, on koormuse ja juhitamatu toodangu vahe üle 210000 MW. Mida kõrgem on elektri hind, seda suurem on koormuse ja juhitamatu toodangu vahe.



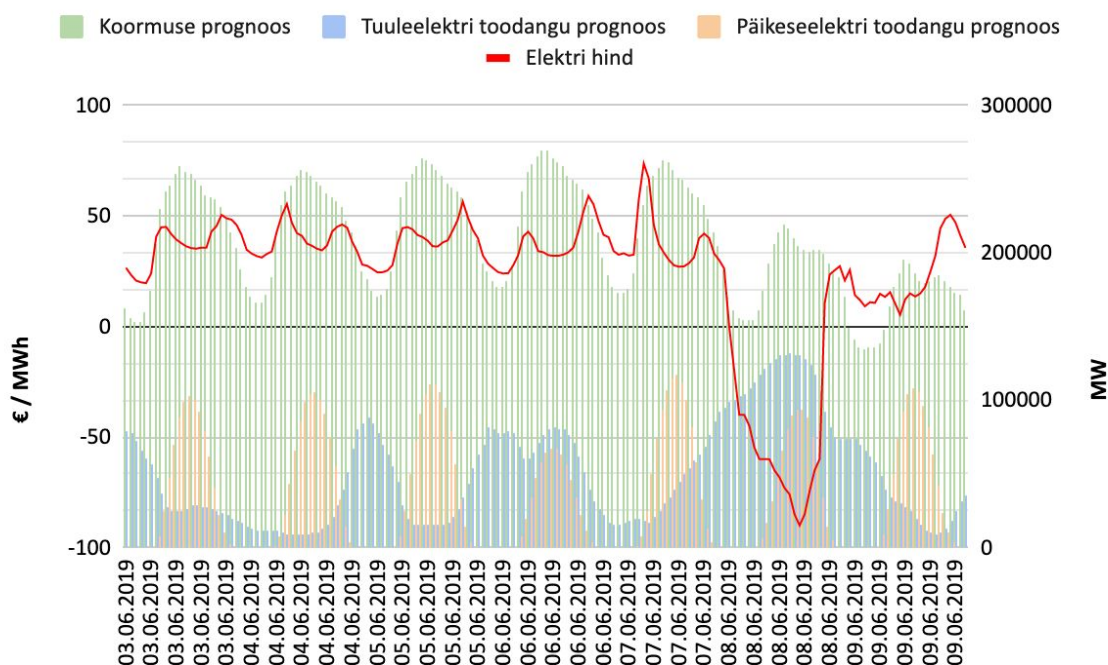
Joonis 3.12 DE-LU koormuse ja juhitamatu toodangu vahe tundidel, kui elektri hind on üle 65,07 €/MWh elektri hinna kasvamise järjekorras

Kuna päikeseelektri toodang on suurim suvisel perioodil, analüüsib töö lähemalt 2019. a vahemikku 01.03 kuni 30.09. Vaadates joonist 3.13, on näha, et elektri hind oli ekstreemselt madal suvistel perioodidel, kus paistab silma tuuleelektri toodangu hüppeline tõus ning keskmisest madalam koormus. Iga madala koormusega hetk ei tekita madalat elektri hindu. Samuti on näha, et aprillist septembri keskpaigani ületab DE-LU päikeseelektri toodang tuuleenergia toodangu ning on selgelt näha madalamat koormust nädalavahetusel.



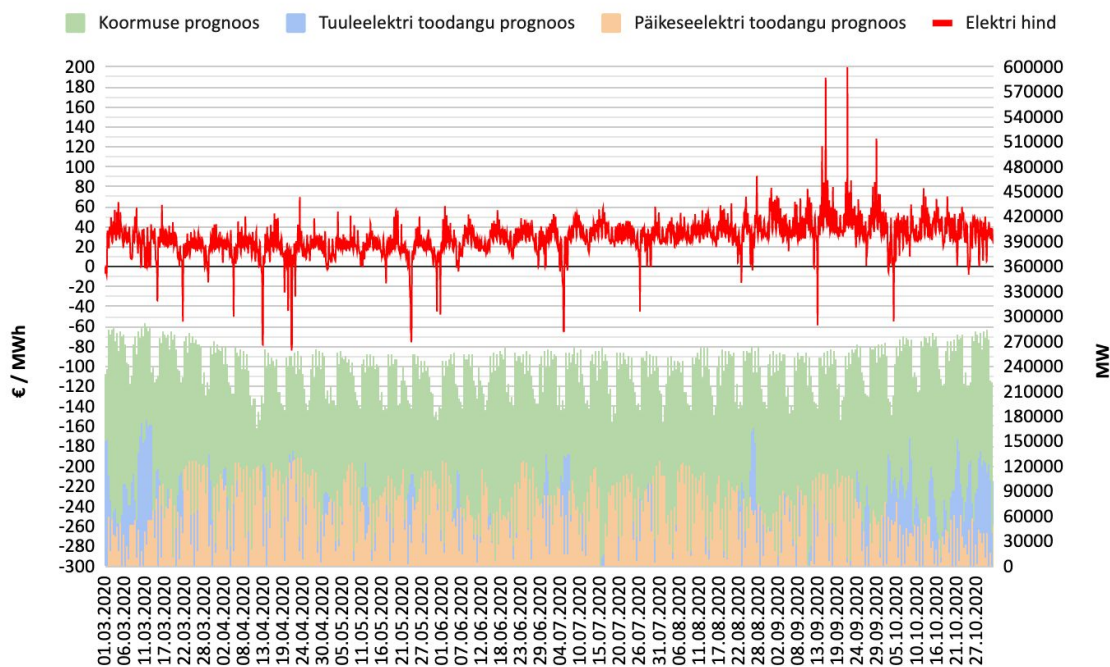
Joonis 3.13 DE-LU elektri hind, tootang, ning päikese- ja tuuleelektri tootang perioodil 01.03.-30.09.2019

Joonisel 3.14 on kujutatud nädal, mil esines kogu perioodi madalaim elektri hind. Elektri hind oli laupäeval 08.06.2019 negatiivne alates kell 00 kuni kell 19. Hetkel, mil elektri hind muutus negatiivseks oli koormuse ja juhitamatu tootmise vahe 70844 MW. Kogu perioodi madalaim elektri hind -90,01 €/MWh leidis aset 08.06.2019 kell 14-15, mil päikeseelektri tootang oli 94079 MW, tuuleelektri tootang 130135 MW ning nõudlus 204100 MW. Koormuse ja juhitamatu tootangu vahe sel tunnil oli -20114 MW ning juhitamatu tootang moodustas nõudlusest 110%, mis tähendab antud tunnil juhitamatu elektritootangu suurt ülejääki ning seletab ekstreemselt madalat hinda. Keskmisest madalamat nõudlust seletab fakt, et tegu oli laupäevaga.



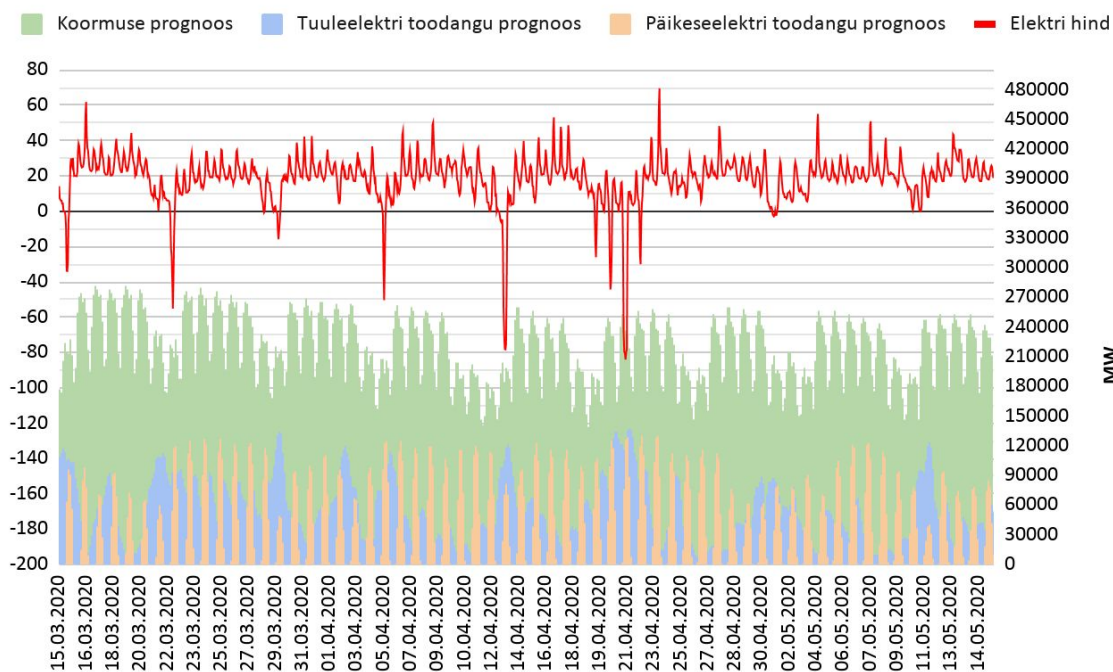
Joonis 3.14 DE-LU elektri tunnihind, koormus, päikese- ning tuuleelektri toodang perioodil 03.-09.06.2019

Järgmisena analüüsib töö 2020. a perioodi 1.03.2020 kuni 30.10.2020. Jooniselt 3.15 on näha, et 2020. a kevadel oli elektri hind mitmel korral negatiivne ning septembris pürgis elektri hind kahel korral üle 180 €/MWh, neid perioode analüüsitakse lähemalt. 2020. a märtsist kuni mai lõpuni oli elektri hind 177 tunnil negatiivne. [46] Samal ajal oli koormus langevas trendis, kuna COVID-19 pandeemia tõttu kehtestati 22.märts - 6.mai eriolukord, mistõttu piirati inimeste kogunemisi, liikumist, suleti koolid ning palju ärisid [60] [61]. Kui tarbimine oli aprilli esimesel nädalal üle 16% madalam, kui eelnevatel aastatel, siis alates augustist hakkas koormus Saksamaal normaliseeruma [62]



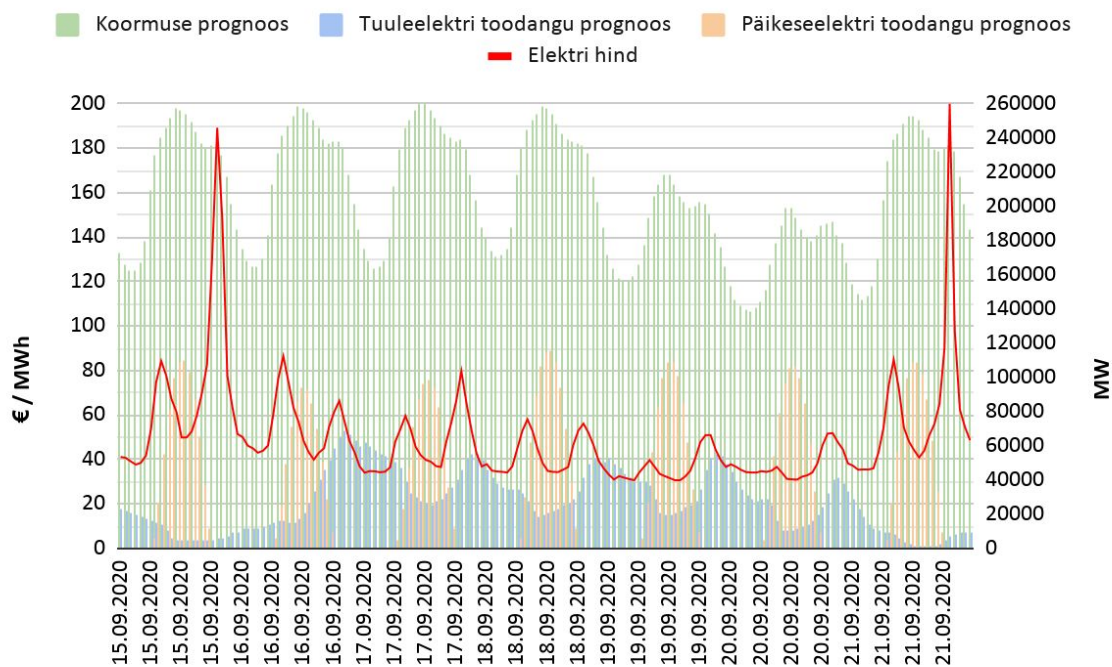
Joonis 3.15 DE-LU elektri tunnihind, päikese- ja tuuleelektri toodang perioodil 01.03.2020-30.10.2020

Jooniselt 3.16 on näha, et teisipäeval 21.04.2020 kell 14 - 15 langes elektri hind lausa -83,94 €/MWh-ni. Olukorra põhjustas taas suur juhitamatu elektritoodang, mis moodustas koormusest 96%. Nagu varem mainitud, võivad päikesepaneelid saavutada oma maksimaalse toodangu juba kevadel, kui paneelide temperatuur on madalam. 22.04.2020 kell 12-13 saavutati Saksamaal päikeseelektri tootmise ühe tunni rekord 129914 MW.



Joonis 3.16 DE-LU elektri hind, koormus, päikese- ja tuuleelektri perioodil 15.03.-15.05.2020

Nagu oli näha jooniselt 3.15, ületas 2020. a septembris elektri hind kahel korral 180 €/MWh piiri. Jooniselt 3.17 on näha, et ekstreemselt kõrged elektri hinnad tekkisid mõlemal juhul õhtusel ajal kell 19-20, mil juhitamatu toodang oli väike. Teispäeval 15.09.2020 kell 19-20 oli elektri hind 189,25 €/MWh, päikeseelektri toodang 0 MW, tuuleelektri toodangu 6543 MW ning koormus 235476 MW. Juhitamatu toodangu osakaal koormusest oli kõigest 2,8%. Perioodi kõrgeim elektri hind leidis aset esmaspäeval 21.09.2020 kell 19-20, kui elektri hind oli 200,04 €/MWh. Samal ajal oli päikeseelektri toodang samuti 0 MW, tuuleelektri toodang 6991 MW ning koormus 236107 MW. Juhitamatu toodangu osakaal koormusest oli 3%.



Joonis 3.17 Elektri hinna maksimumid DE-LU hinnapiirkonnas

DE-LU elektrituru analüüsi graafikutelt on näha, et päikeseelektri toodangu kasvades hinnad langevad ning ekstreemselt kõrgeid hindu ei esine. Mida enam päikeselektrit toodetakse, seda enam esineb negatiivseid hindu. Päikeseelektri toodangu kasvades tuuleelektri toodang langeb, kuna tuul ja päike on teineteist täiendava iseloomuga.

Kui keskmine päikeseelektri toodangu osakaal oli 8,74%, siis negatiivsete hindade puhul oli see pea kaks korda suurem, ehk 17% ning 474 kõrgeima hinna puhul üle 2 korra väiksem, ehk 3%.

Uurides vaid päikeseelektri toodanguga tunde, selgus et neil tundidel oli keskmine juhitamatu toodangu osakaal 38% ning elektri hind negatiivne 3% tundidest. Negatiivsed elektri hinnad leidsid aset, kui juhitamatu toodangu osakaal oli vähemalt 63,80%. Elektri hinna ning juhitamatu toodangu osakaalu korrelatsioonikordaja oli päikesega tundide puhul -0,73, mis on tugev kahanev seos. Elektri hinna ja päikeseelektri toodangu osakaalu korrelatsioonikordaja oli -0,44, mis on keskmine kahanev seos. Seega saab öelda, et päikeseelektri toodangu osakaalu kasv tõstab negatiivsete hindade tõenäosust.

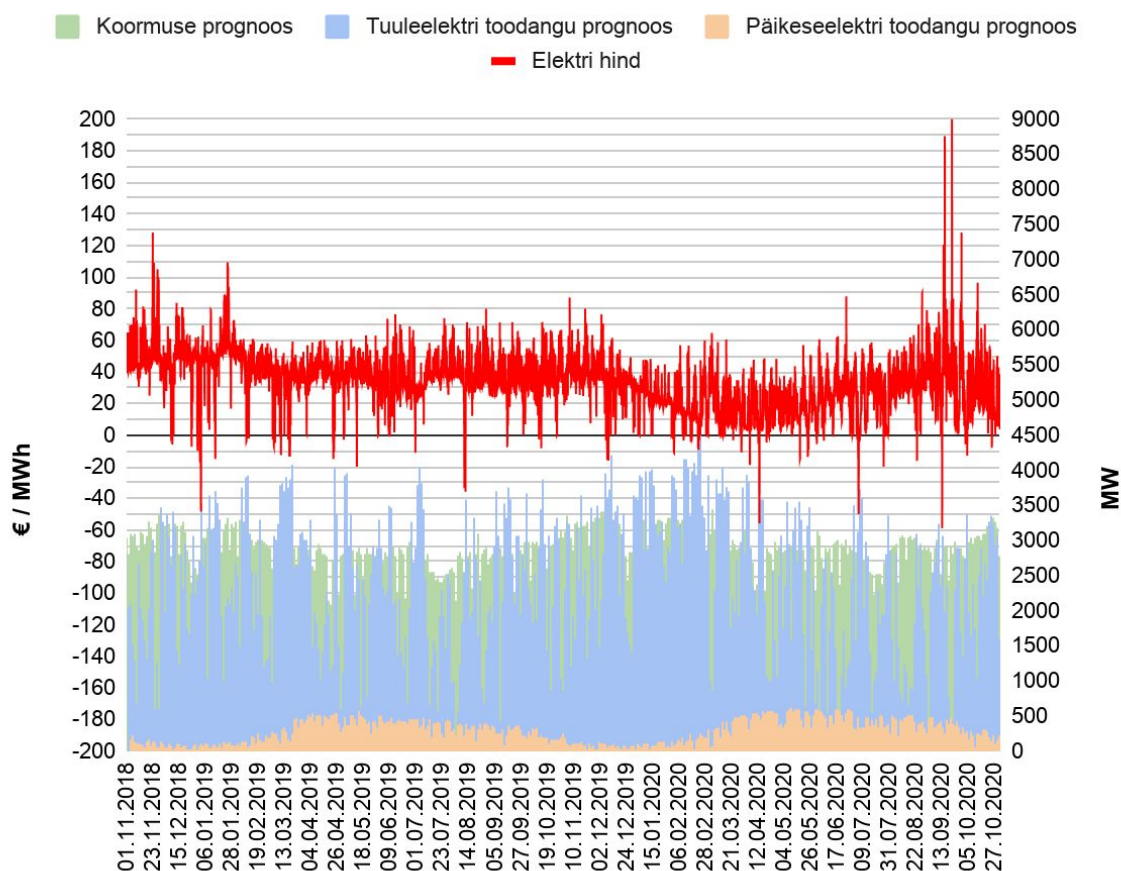
3.2. Juhitamatu toodangu mõju Taani elektri hinnale

Käesolevas alapeatükis uuritakse NP Taani DK1 hinnapiirkonna päikese- ja tuuleelektri toodangu ning koormuse prognoosi mõju elektri hinnale. Nagu varem mainitud, saab päikeseelektri toodanguga paralleelsele tõmmata tuuleelektri toodanguga, kuna tuul on samuti juhitamatu tootmisseade. Taani on suurima tuuleenergia osakaaluga riik Euroopa Liidus. 2018. aastal toodeti hinnanguliselt võrku 14 TWh tuuleelektrit, mis moodustas koormusest 43%. Samal ajal moodustas Taani 1 TWh päikeseelektri toodang 3% riigi koormusest. [47] [43]

Taani on jaotatud kaheks hinnapiirkonnaks: Lääne-Taani ehk DK1 ja Ida-Taani ehk DK2 (joonis 1.1). Alapeatükis analüüsitakse Taani DK1 Elspot turu päev-ette hindasid, kuna DK1 piirkonnas on tuuleelektri osakaal suurem kui DK2-s [63]. Kasutatakse ENTSO-E Transparency Platform keskkonnast pärinevaid andmeid vahemikus 01.11.2018 kuni 31.10.2020, mis on 1 MW täpsusega [46]. Võrreldes DE-LU piirkonna koormusega on DK1 prognoositud koormus pea 10 korda väiksem, antud vahemiku keskmine koormuse prognoos oli 2357 MW tunnis. Sarnaselt DE-LU andmetega analüüsitakse elektri hinda päev-ette turul, koormuse ning päikese- ja tuuleelektri toodangu prognoosi, et näha, kuidas mõjutab päikese- ja tuuleelektri toodang elektri hinda.

DE-LU ja DK1 hinnapiirkondade vaheline ülekandevõimsus on 2500 MW. Samal ajal on DK1 ja DK2 vaheline ülekandevõimsus 590 MW, DK2 ja DK1 vahel 600 MW, DE-DK2 vahel 585 MW, ning DK2-DE vahel 590 MW, mis tähendab, et DK1 ning DE-LU hinnapiirkonnad on suhteliselt hästi ühendatud. [64] Piisava ülekandevõimsuse olemasolu peegeldub ka elektri hindades: analüüsidest DK1 ja DE-LU elektri hindasid vahemikus 01.11.2018 kuni 31.10.2020 selgub, et hinnad on 59% tundidest võrdväärised [46]

Joonisel 3.18 on esitatud kogu perioodi DK1 elektri tunnihind, koormus, päikese- ja tuuleelektri NP päev-ette turul. 2020. aastal puuduvad 01.03, 02.03, 16.07 ning 04.08 DK1 tuule- või päikeseelektri toodangu andmed. Neid ajaperioode analüüsiks ei kasutata. Jooniselt on näha, et päikeseelektri toodang ei ole koormusega võrreldes niivõrd suur, kui DE-LU hinnapiirkonnas (joonis 3.1). Lisaks paistab välja, et tuuleelektri toodang ületab paljudel tundidel koormust.



Joonis 3.18 DK1 elektri hind, koormus ning päikese- ja tuuleelektri toodang vahemikus 01.-31.10.2020

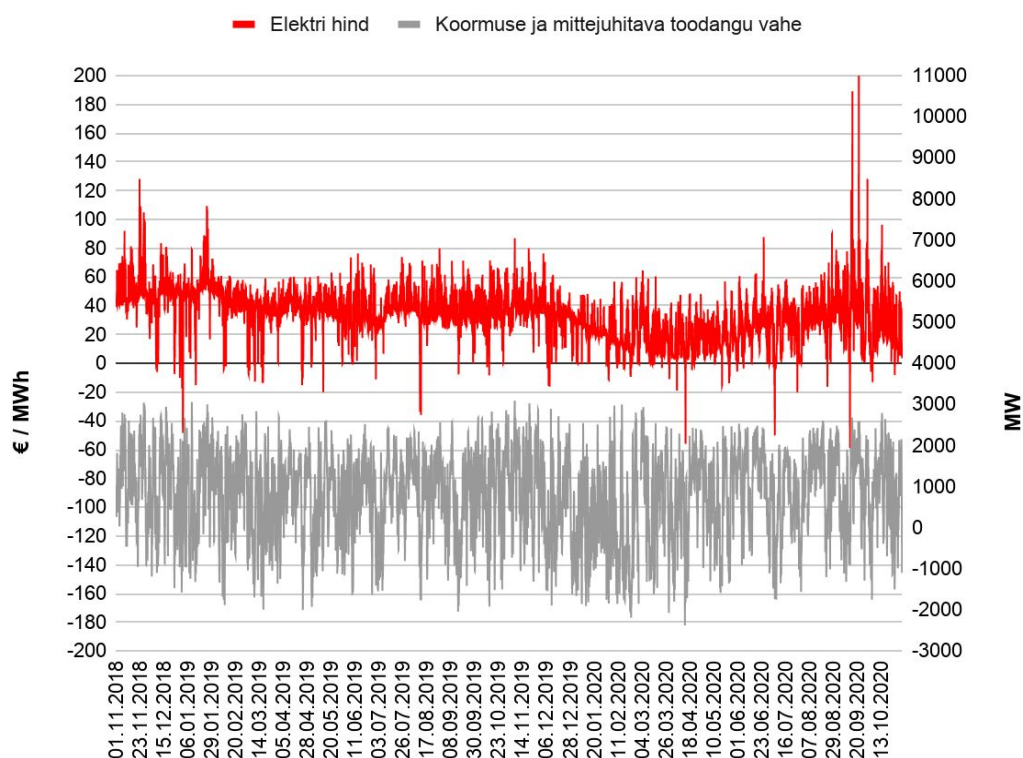
Antud perioodil oli elektri hind negatiivne 299 tunnil ning üle 100 €/MWh 18 tunnil. Elektri tunnihinna maksimum oli 200,04 €/MWh 21.09.2020 kell 19-20, nagu ka Saksamaal. Madalaim elektri hind -58,80 €/MWh leidis aset 13.09.2020 kell 13-14. Elektri keskmine tunnihind oli DK1 hinnapiirkonnas 33,53 €/MWh ning tunnihinna mediaan 35,07 €/MWh. [46] Elektri hind oli perioodil langustrendis.

Keskmine koormus tunnis oli 2357 MW ning koormuse mediaan 2331 MW. Suurima ja väikseima koormusega tunni vahe on 2,5 korda. Keskmine tuuleelektri toodang tunnis oli 1496 MW ning mediaan 1307 MW. Keskmine päikeseelektri toodang tunnis oli 83 MW. Keskmiselt moodustas juhitamatu toodang koormusest 68%, päikeseelektri toodang 3% ning tuuleelektri toodangu prognoos 64%. Kaks kolmandikku Taani elektritarbimise prognoosist katab ära kohaliku päikese- ja tuuleelektri prognoos.

Uuritud perioodil oli suurim päikeseelektri toodang 625 MW 07.05.2020 kell 13-14, kui päikeseelektri toodang oli koormusest 22% ning elektri hind 15,41 €/MWh.

Päikeseelektril oli toodangu kõige suurem osakaal koormusest 28% 06.04.2019 kell 14-15, kui elektri hind oli 35,94 €/MWh. Tuuleelektri toodangu maksimum oli 4503 MW 22.02.2020 kell 16-17, sel tunnil moodustas tuuleelektri toodang koormusest 180% ning elektri hind oli 0,52 €/MWh. Tuuleelektril oli kõige suurem osakaal koormusest 242% 13.04.2020 kell 00-01, kui elektri hind oli 2,9 €/MWh. [46]

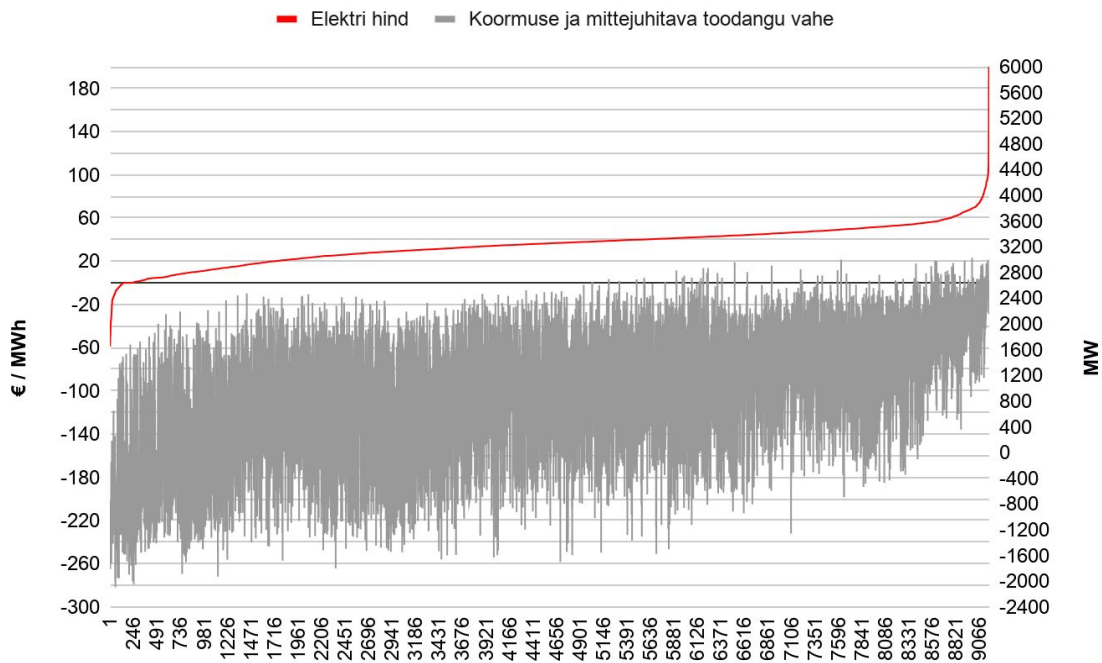
Google Sheets arvutuse =correl põhjal on kogu valimi päikeseelektri toodangu ja elektri hinna lineaarne korrelatsioonikordaja -0,11, mis tähendab, et päikeseelektri toodang ja elektri hind on väga nõrgalt kahanevalt seotud. Tuuleenergia toodangu ja elektri hinna korrelatsioonikordaja on -0,44, mis tähendab, et tuuleenergia toodangu ja elektri hinna vahel on keskmine kahanev seos. Mida kõrgem on tuuleelektri toodang, seda madalam võib olla elektri hind. Koormuse ja elektri hinna korrelatsioonikordaja on 0,34, mis on nõrk kasvav seos.



Joonis 3.19 DK1 elektri hind ning koormuse ja juhitamatu toodangu vahe

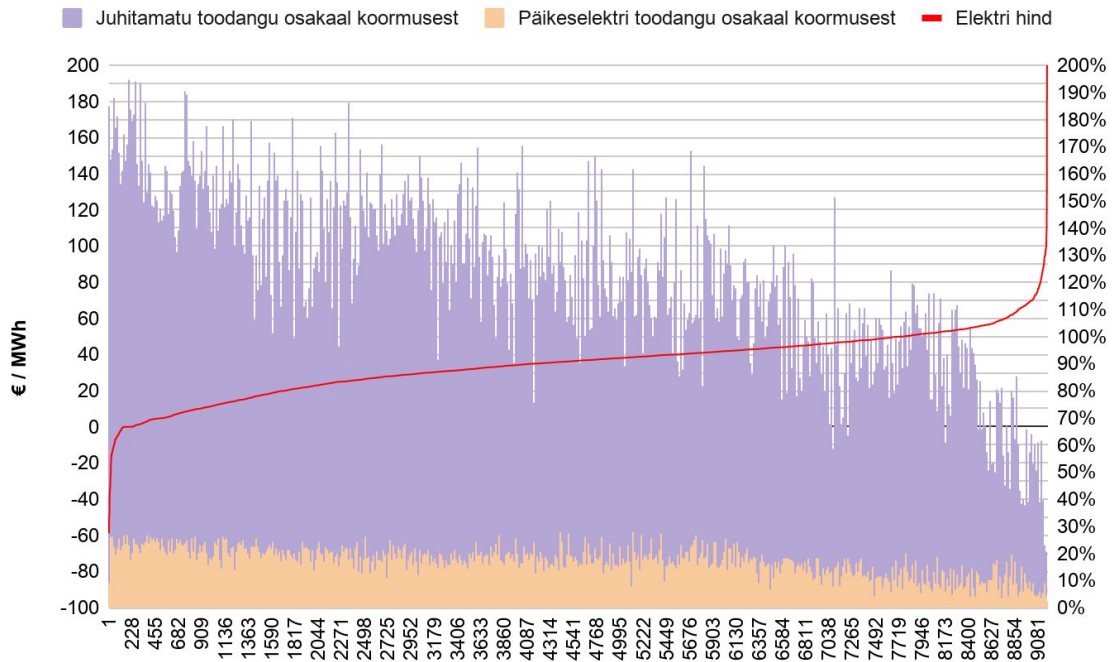
Elektri hinna ning koormuse ja juhitamatu toodangu vahe lineaarne korrelatsioonikordaja Google Sheets arvutuse (=correl) põhjal on 0,60. Lineaarne korrelatsioonikordaja on väiksem, kui DE-LU näitel, siiski on hind ning koormuse ja juhitamatu toodangu vahe keskmiselt kasvavalt seotud. See tähendab, et mida kõrgem on koormuse ja juhitamatu toodangu prognoosi vahe, seda kõrgem võiks olla

elektri hind. Jooniselt 3.20 on näha, et madalad elektrihinnad leiavad aset ajaperioodidel, kus koormuse ja juhitamatu tootmise prognoosi vahe on väiksem, kui keskmiselt ning ekstreemselt kõrged elektrihinnad leiavad aset, kui koormuse ja juhitamatu tootmise prognoosi vahe on kõrgem. Erinevalt DE-LU piirkonnast ei tekita DK1 piirkonnas juhitamatu elektritoodangu ülejääk alati negatiivseid elektrihindu.



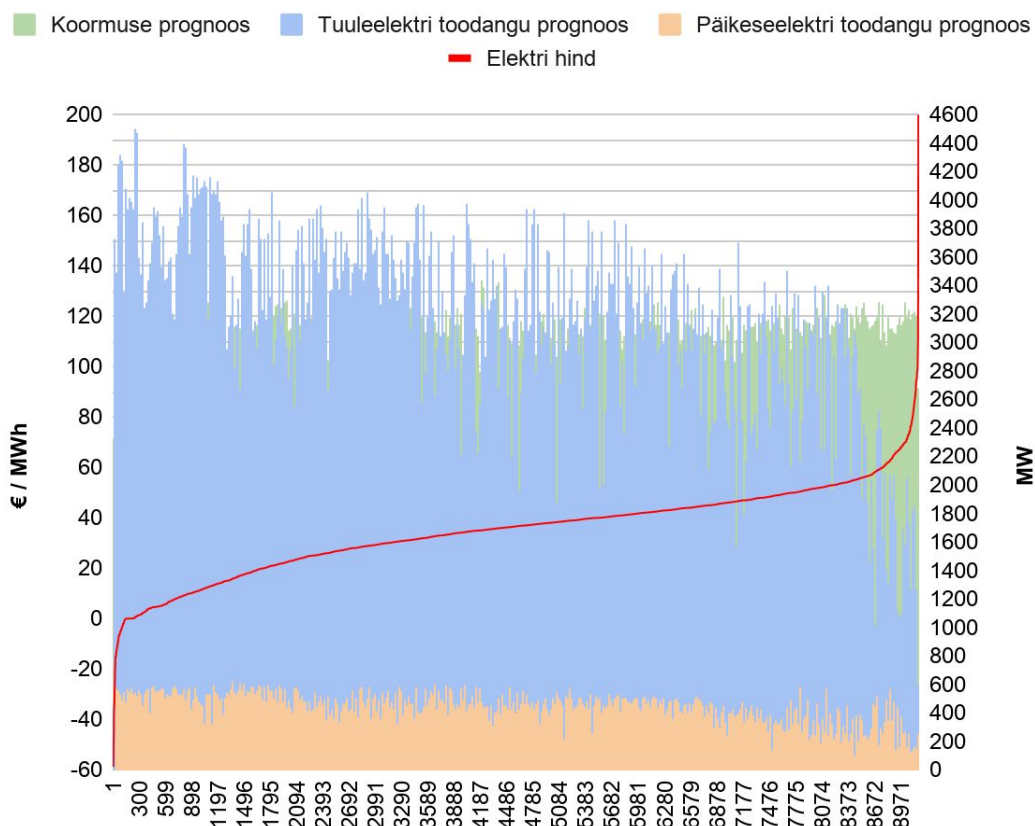
Joonis 3.20 DK1 koormuse ja juhitamatu tootmise vahe järjestatud kasvava elektrihinnaga

Joonisel 3.21 on toodud juhitamatu ja päikeseelektri tootangu osakaal koormusest võrreldes kasvava elektrihinnaga. Jooniselt on selgelt näha, et kui juhitamatu tootang kahaneb, tõuseb elektrihind. Nendel tundidel, kus elektrihind oli üle 55 €/MWh, ei olnud juhitamatu tootang kordagi suurem koormusest. Juhitamatu tootangu osakaalu ning elektrihinna korrelatsioonikordaja on -0,54, mis on keskmine kahanev seos, kuid absoluutväärtuselt madalam, kui DE-LU hinnapiirkonna puhul.



Joonis 3.21 Juhitamatu ja päikeseelektri toodangu osakaal koormusest võrreldes kasvava elektri hinnaga DK1 piirkonnas

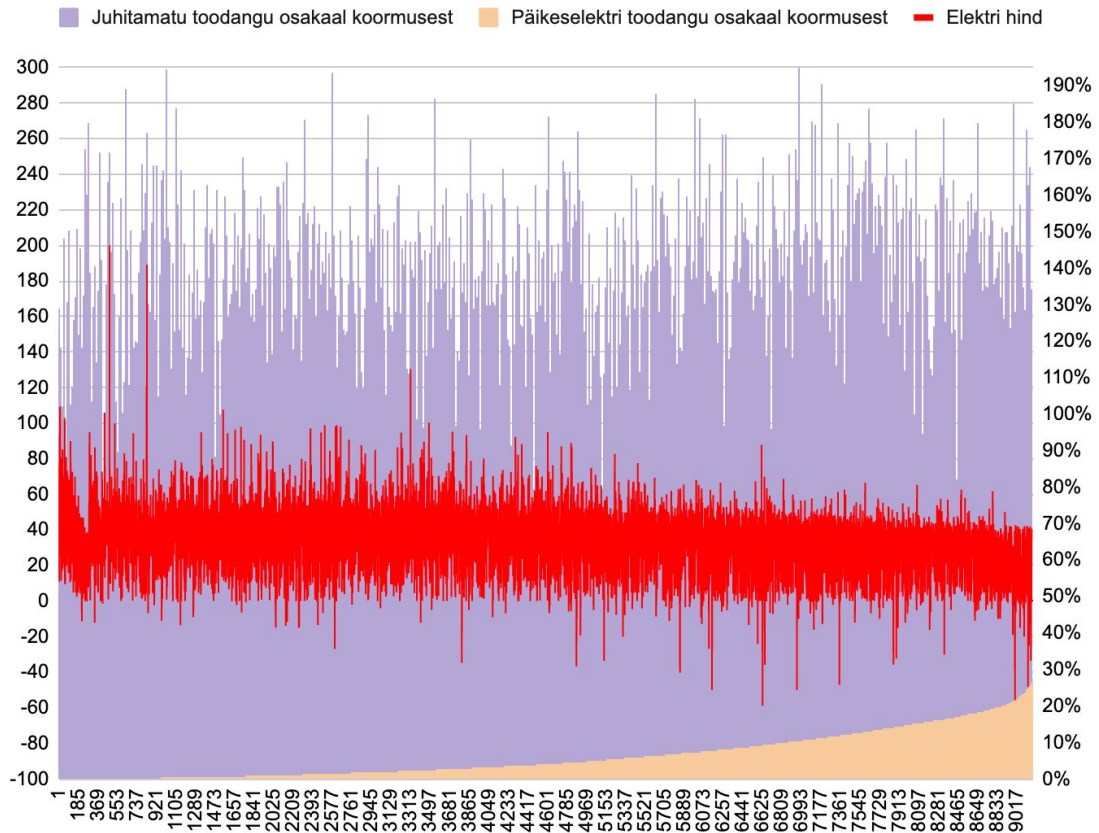
Joonisel 3.22 on kujutatud koormuse, tuule- ja päikeseelektri toodangu DK1 piirkonnas võrreldes kasvava elektri hinnaga. Jooniselt on näha, et suurel osal ajast ületab tuuleelektri toodang koormuse. Tuuleelektri toodangu langedes elektri hind tõuseb. Kui tuuleelektri toodang langeb alla 2400 MW, tõuseb elektri hind järsult 70 €/MWh tasemelt kuni 200 €/MWh-ni. Jooniselt on näha, et päikeseelektri toodangu langedes hind pigem tõuseb, kuid nii täpselt mõju, kui DE-LU piirkonnas, on keeruline hinnata.



Joonis 3.22 DK1 piirkonna koormuse, tuule- ja päikeseelektri toodangu prognoos võrreldes kasvava elektrihinnaga

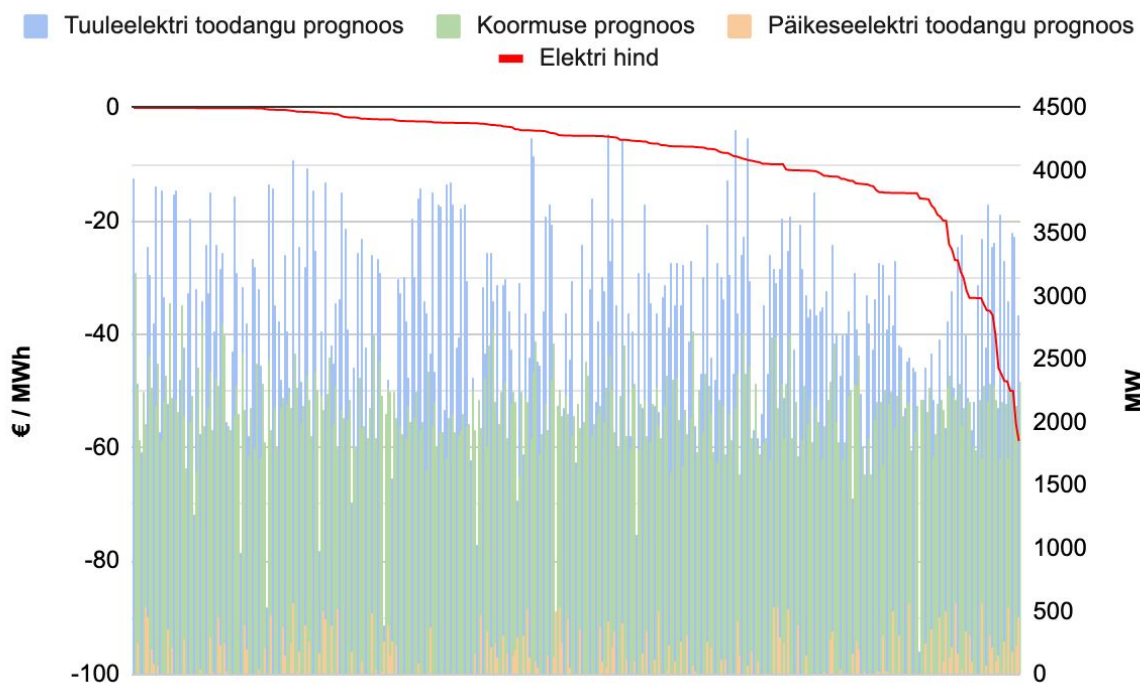
Kuna töö põhiline eesmärk on analüüsida, kuidas päikeseelektri toodang mõjutab elektri hinda, on joonisel 3.23 toodud kõik tunnid, kus päikeseelektri toodangu oli prognoositud, päikeseelektri osakaalu kasvavas järjekorras. Jooniselt on näha, et päikeseelektri toodangu osakaalu kasvades on hinnad sarnaselt DE-LU piirkonnaga langevas trendis. Kuna päikeseelektri toodangu osakaal koormusest on DK1 puhul keskmiselt 3,29%, on päikeseelektri hinda langetav mõju DK1 piirkonnas väiksem, kui Saksamaal (joonis 3.6), kus päikeseelektri osakaal oli keskmiselt 8,74 % koormusest. Päikeseelektri toodangu kasvades esineb ka DK1 piirkonnas vähem ekstreemselt kõrgeid hindasid. DK1 piirkonnas on päikeseelektrit küll palju, aga kuna tuule osakaal on nii palju suurem, siis päikeseelektri toodangul ei ole suurt mõju, kui DE-LU piirkonnas. Juhitamatu toodang mõjutab hinda eelkõige tänu suurele tuuleelektri toodangule. Tundidel, kui päikeseelektri toodang oli prognoositud, oli keskmine juhitamatu toodangu osakaal 64% ning elektri hind oli negatiivne 158 tunnil ehk 2% ajast. Elektri hinna ning juhitamatu toodangu osakaalu korrelatsioonikordaja oli antud tundidel -0,54, mis on keskmine kahanev seos. Elektri hinna ja päikeseelektri

toodangu osakaalu korrelatsioonikordaja oli $-0,30$, mida võib samuti pidada keskmiseks kahanevaks seoseks.



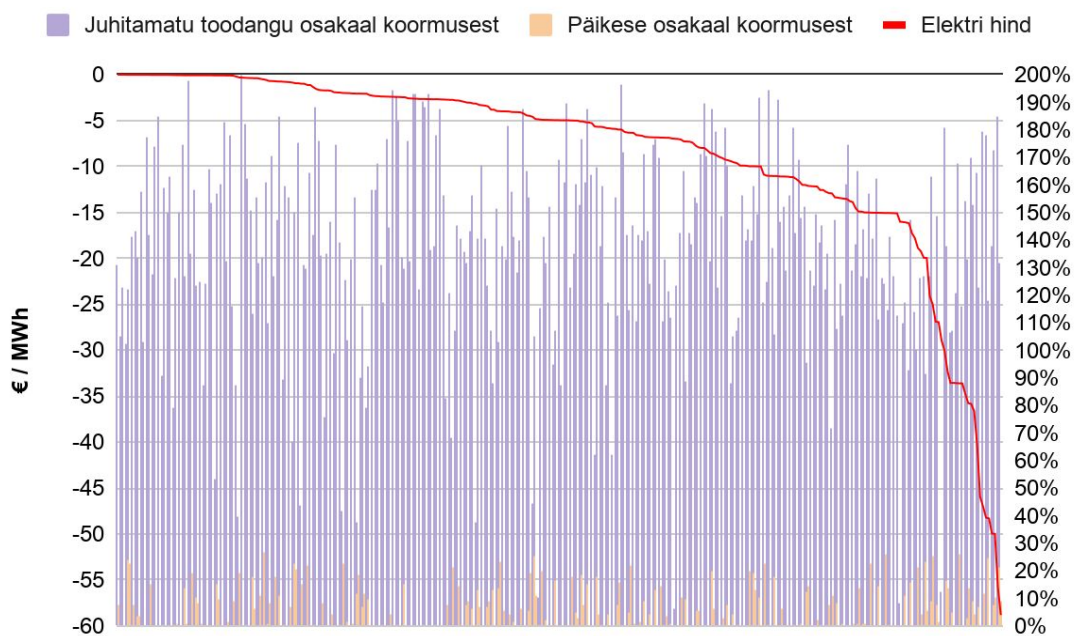
Joonis 3.23 DK1 elektri hind ja juhitamatu toodangu osakaal koormusest tundidel, kus päikeselekter oli prognoositud, kasvava päikeselektri osakaalu järgi

Joonisel 3.24 on kujutatud elektri hinna kahanevas järjekorras kõik 299 tundi, kus elektri hind oli DK1 hinnapiirkonnas negatiivne. Jooniselt on näha, et negatiivsete hindade puhul on DK1 piirkonnas erinevalt DE-LU piirkonnast tuuleelektri toodang tihti tunduvalt suurem, kui koormus. Keskmise koormuse prognoos negatiivsete hindade puhul oli 2117 MW tunni kohta, ehk 11% vähem, kui kogu vaatlusperioodi keskmine 2355 MW. Seega on negatiivsed hinnad DK1 piirkonnas iseäralikud madalama koormusega ajahetkedel.



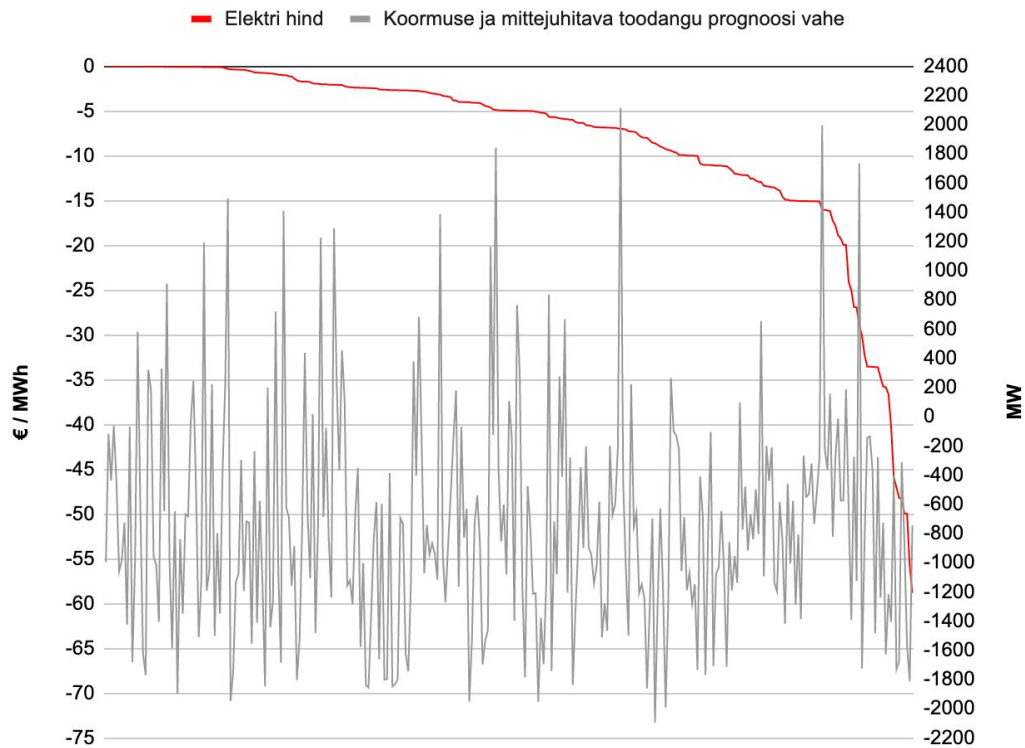
Joonis 3.24 DK1 negatiivse elektri hinnaga tunnid elektri hinna kahanemise järjekorras

Joonisel 3.25 on kujutatud juhitamatu ja päikeseelektri toodangu osakaal koormusest negatiivse hinnaga tundidel. Kui kogu valimi puhul moodustas juhitamatu toodangu prognoos koormusest keskmiselt 68%, siis negatiivsete hindade puhul keskmiselt 136%, ehk juhitamatu toodang ületas 1,4 kordselt nõudluse. Seega suurendab juhitamatu toodangu osakaalu kasv negatiivsete hindade tõenäosust. Erinevalt DE-LU hinnapiirkonnast, esines DK1 puhul negatiivseid hindu mõningatel juhtudel ka siis, kui juhitamatu toodang moodustas koormusest vaid 10%.



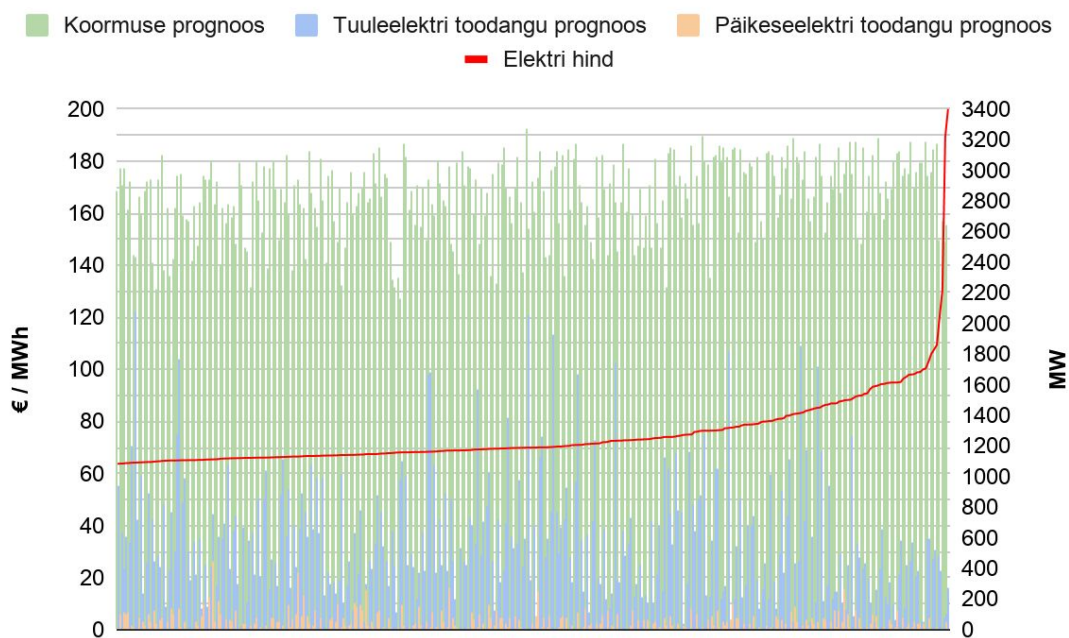
Joonis 3.25 Juhitamatu ja päikeseelektri toodangu osakaal koormusest negatiivse hinnaga tundidel elektri hinna kahanemise järjekorras DK1 piirkonnas

Joonisel 3.26 on kujutatud DK1 piirkonna koormuse ja juhitamatu toodangu prognoosi vahe negatiivse hinnaga tundidel reastatuna hinna kahanemise järjekorras. Negatiivsed hinnad leidsid DK1 piirkonnas aset, kui koormuse ja juhitamatu toodangu prognoosi vahe oli väiksem kui 2200 MW. Negatiivsete hindade puhul oli keskmine koormuse ja juhitamatu toodangu vahe -745 MW, ehk 196% väiksem kui keskmiselt kogu valimi puhul (774 MW). See tähendab, et keskmiselt oli negatiivsete hindadega tundidel juhitamatu toodangu ülejääk. Nagu varem mainitud, ei tekitanud iga juhitamatu toodangu ülejääk DK1 piirkonnas negatiivseid hindu. Graafiliselt pole näha koormuse ja mittejuhitava toodangu vahe seost elektri hinnaga DK1 piirkonnas. Hinna langust võib tekitada ka DE-LU toodangu ülejääk, kuna vahemikus 01.11.2018 kuni 31.10.2020 olid hinnad on 59% tundidest võrdsed. [46]



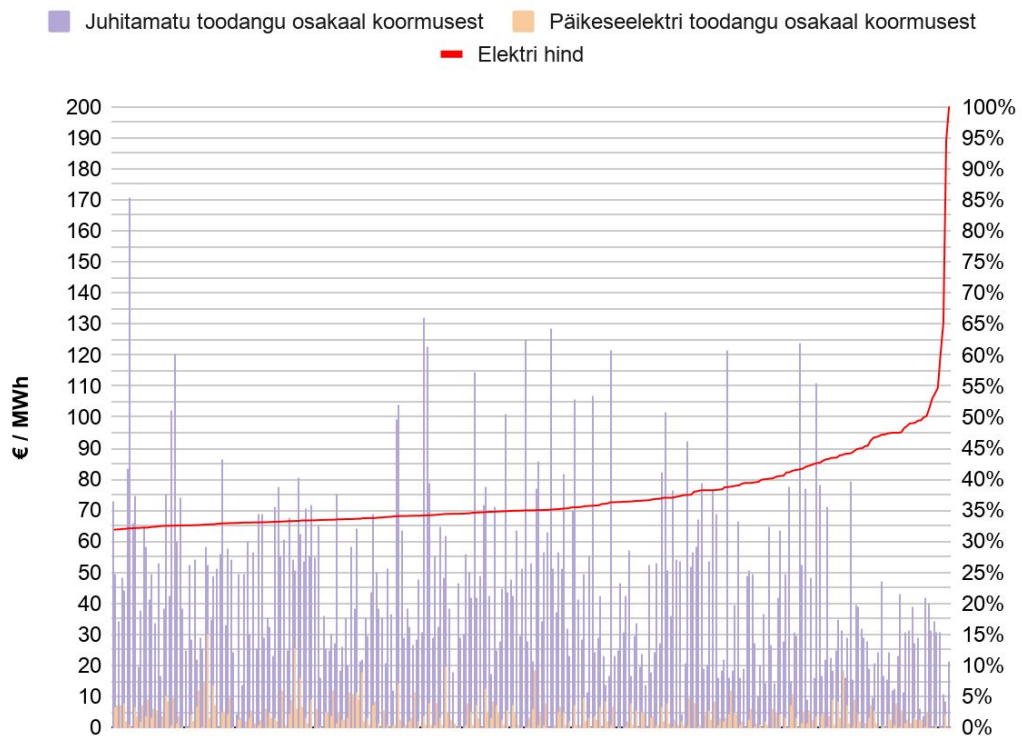
Joonis 3.26 Koormuse ja mittejuhitava toodangu prognoosi vahe negatiivse elektri hinnaga tundidel elektri hinna kahanemise järjekorras

Kuna elektri hind oli negatiivne 299 korral, analüüsitakse ka 299 kõrgeima hinnaga tundi, ehk perioode, kus elektri hind oli üle 63,75 €/MWh (joonis 3.27). Kui kogu valimi keskmine koormus tunnis oli 2355 MW, siis üle 63,75 €/MWh hindade puhul oli see 2819 MW, ehk 20% kõrgem. Nagu näha jooniselt 3.27, paistab kõrge elektri hinna puhul silma madalam päikese- ja tuuleelektri toodang, kui negatiivse hinnaga tundide puhul (joonis 3.24). Jooniselt on näha, et vähemalt 1200 MW tuuleelektri toodangu puhul ei kerkinud DK1 piirkonnas hind üle 90 €/MWh.



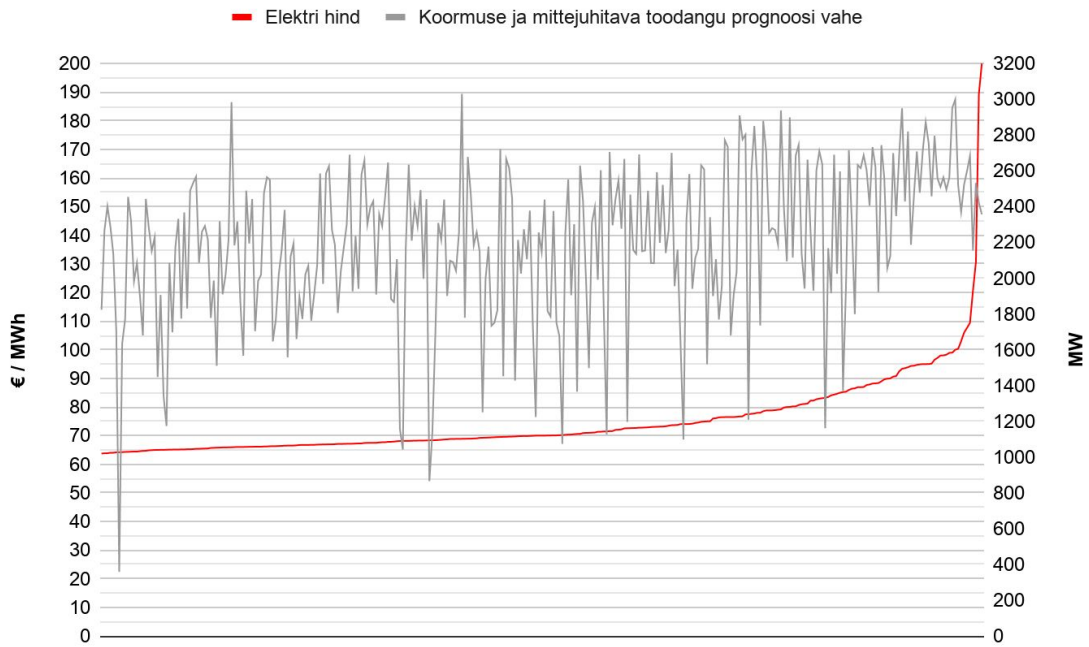
Joonis 3.27 Üle 63,75 €/MWh hinnaga tunnid DK1 hinnapiirkonnas elektri hinna kasvamise järjekorras

Joonisel 3.28 on esitatud juhitamatu ja päikeseelektri toodangu osakaal koormusest tundidel, kui elektri hind oli üle 63,75 €/MWh. Jooniselt on näha, et kõrged elektri hinnad leiavad aset, kui juhitamatu toodangu osakaal koormusest on väiksem kui keskmiselt. Kui kogu DK1 valimi puhul moodustas juhitamatu toodangu prognoos koormuse prognoosist keskmiselt 68%, siis antud valimi puhul 23%. Kui päikeseelektri toodangu prognoos moodustas kogu DK1 valimi puhul koormuse prognoosist keskmiselt 3,24%, siis antud valimi puhul kõigest 2%. Seega võib öelda, et kõrged hinnad leiavad DK1 hinnapiirkonnas aset eelkõige kõrge nõudluse puhul, kuid päikeseelektri ja kõrgete hindade seost DK1 hinnapiirkonnas on raske graafiliselt leida, kuna päikeseelektri toodangu osakaal on võrreldes tuule toodanguga väike.



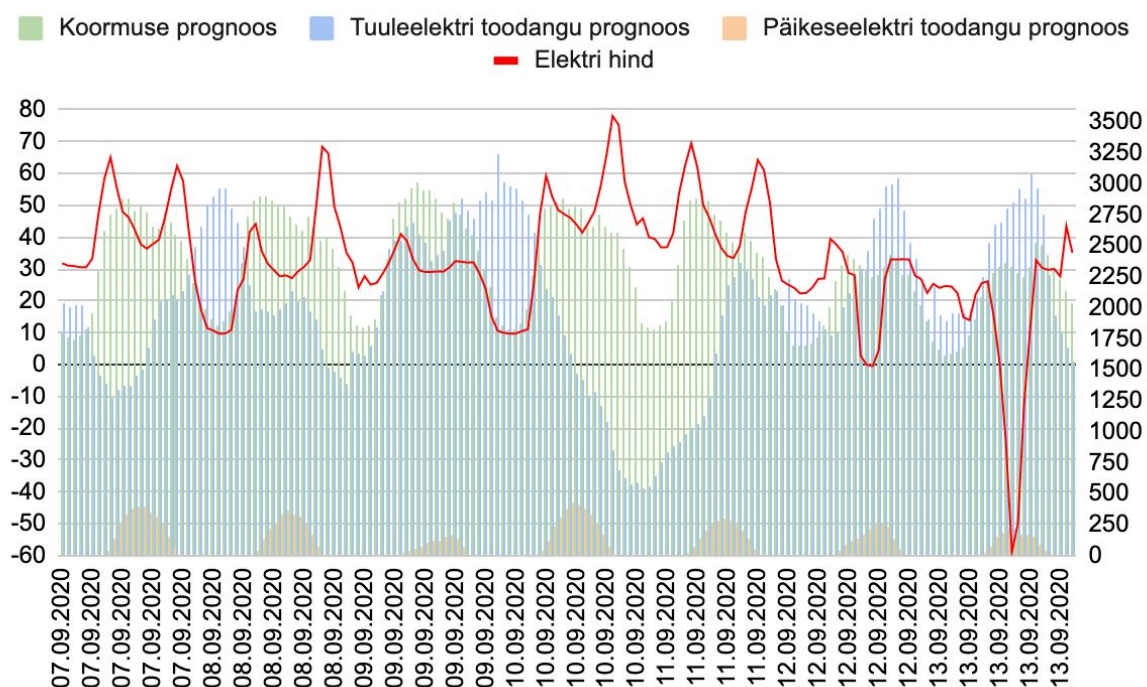
Joonis 3.28 Juhitamatu ja päikeseelektri toodangu osakaal koormusest tundidel, kui elektri hind oli üle 63,75 €/MWh elektri hinna kasvamise järjekorras

Joonisel 3.29 tuuakse välja koormuse ja mittejuhitava toodangu prognoosi vahe tundidel, kus elektri hind oli üle 63,75 €/MWh. Jooniselt on näha, et tundidel, kus elektri hind on üle 90 €/MWh, on koormuse ja mittejuhitava toodangu vahe vähemalt 1900 MW.



Joonis 3.29 Koormuse ja mittejuhitava toodangu prognoosi vahe tundidel, kus elektri hind oli üle 63,75 €/MWh elektri hinna kasvamise järjekorras

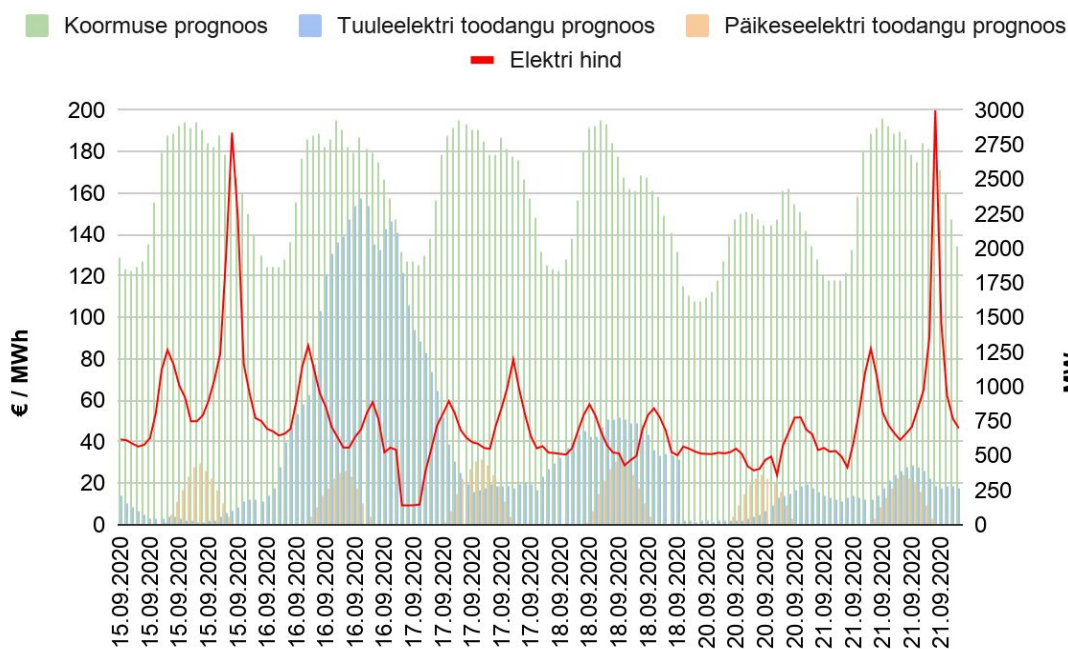
Vaadeldes nüüd kõige ekstreemsemate elektri hindadega perioode, leidis madalaim elektri hind -58,80 €/MWh aset DK1 piirkonnas pühapäeval 13.09.2020 kell 13-14, nagu ka DE-LU piirkonnas samal hetkel. Nagu näha jooniselt 3.30, oli päikeseelektri toodang antud tunnil 215 MW, tuuleelektri toodang 2858 MW ning koormus 2330 MW. Koormuse ja juhitamatu toodangu vahe sel tunnil oli -743 MW ning juhitamatu toodangu prognoos moodustas nõudluse prognoosist 132%, mis tähendas antud tunnil juhitamatu toodangu suurt ülejääki ning seletab ekstreemselt madalat hinda. Samal tunnil sisenes DK1 piirkonda DE-LU piirkonnast 2427 MW ja väljus DK1, NO2 ja SE3 suunal 1786 MW elektrit, seega elektri ülejääk oli 1384 MW. Keskmisest madalamat nõudlust seletab fakt, et tegu oli pühapäevaga ning kuigi ka päev varem oli juhitamatu toodangu osakaal sarnane, ei olnud siis nii suurt elektri ülejääki. DE-LU ning DK1 elektri hind oli sel päeval kell 10-17 sama. [65]



Joonis 3.30 Elektri hind DK1 piirkonnas perioodil 07.-13.09.2020

2020. a vahemikus 15.-21.09 oli elektri hind DK1 piirkonnas mitmetel tundidel üle 100 €/MWh (joonis 3.31), nagu ka DE-LU piirkonnas samal ajal. Teisipäeval 15.09 kell 19-20 oli elektri hind 189,25 €/MWh, nagu DE-LU piirkonnas. Päikeseelektri toodangu prognoos 6 MW, tuuleelektri toodangu prognoos 106 MW ning koormuse prognoos 2534 MW. Juhitamatu toodangu osakaal koormusest oli 4%.

Esmaspäeval 21.09.2020 kell 19-20 oli elektri hind 200,04 €/MWh, nagu ka samal ajal DE-LU piirkonnas. Päikeseelektri toodangu prognoos DK1 piirkonnas oli 3 MW, tuuleelektri toodangu prognoos 281 MW ning koormuse prognoos 2641 MW. Juhitamatu toodangu osakaal koormusest oli 11%. Nagu näha jooniselt 45, oli ekstreemselt kõrgete hindadega tundidel juhitamatu tootmise prognoos madalam, kui keskmiselt. Samal ajal tuleb silmas pidada, et DE-LU ja DK1 hinnapiirkondade vaheline ülekandevõimsus on 2500 MW ning mõlemal juhul olid kahe eri hinnapiirkonna hinnad võrdsed.



Joonis 3.31 DK1 elektri hind, koormus, ning tuule- ja päikeseelektri toodang vahemikus 15.-21.09.2020

Kuna päikeseelektri toodangu osakaal koormusest on DK1 piirkonnas üle 2,5 korra väiksem, kui Saksamaal, on päikeseelektri toodangul DK1 piirkonnas väiksem hinda langetav mõju. Päikeseelektri toodangu kasvades esineb ka DK1 piirkonnas vähem ekstreemselt kõrgeid hindasid. DK1 piirkonnas on päikeseelektrit küll palju, aga kuna tuule osakaal on nii palju suurem, siis päikeseelektri toodangul ei ole suurt mõju, kui DE-LU piirkonnas. Juhitamatu toodang mõjutab hinda eelkõige tänu suurele tuuleelektri toodangule. Kui keskmiselt moodustas juhitamatu toodang koormusest 68%, siis negatiivsete hindade puhul oli see 136%. 299 kõrgeima hinnaga tunni puhul moodustas juhitamatu toodang koormusest 23%.

Tundidel, kui päikeseelektri toodang oli prognoositud, oli keskmine juhitamatu toodangu osakaal 64% ning elektri hind oli negatiivne 158 tunnil ehk 2% ajast. Elektri hinna ning juhitamatu toodangu osakaalu korrelatsioonikordaja oli antud tundidel -0,54, mis on keskmine kahanev seos ning väiksem seos, kui DE-LU piirkonnas. Elektri hinna ja päikeseelektri toodangu osakaalu korrelatsioonikordaja oli -0,30, mis on samuti väiksem, kui DE-LU piirkonnas ning mida võib pidada keskmiseks kahanevaks seoseks.

Seniste graafikute põhjal võib järeldada, et süsteemis, kus on suur juhitamatute tootmiseseadete elektritoodangu osakaal, võib juhitamatu toodangu madal osakaal

tekitada ekstreemselt kõrgeid hindasid ning juhitamatu toodangu kõrge osakaal ekstreemselt madalaid hindasid. Kõrged hinnad ei ole alati põhjustatud juhitamatu toodangu kõrgest osakaalust.

Elektri hinda mõjutab mitme teguri koosmõju. Sarnaselt Baltikumi ning Soome regiooni hinnadünaamikale tasub meeles pidada ka ülekandevõimsuste rolli elektri hinna kujunemisel. Nagu varem mainitud, on DE-LU ja DK1 vaheline ülekandevõimsus 2500 MW ning piisav ülekandevõimsuse olemasolu tagas uuritud perioodil piirkondade vahel võrdse elektri hinna 59% tundidest [46]. Antud põhimõtte edasi uurimiseks võiks uurida elektri hinda koos riikidevaheliste ülekandevõimevoogudega.

4. PÄIKESEELEKTRI POTENTIAALNE MÕJU EESTI ELEKTRI HINNALE

Saksamaa elektri hinna analüüs näitas, et päikeseelektri toodangu kasvades hinnad langesid ning ekstreemselt kõrgeid hindu ei esinenud. Mida enam päikeseelektrit toodeti, seda enam esines negatiivseid hindu.

Uurides vaid päikeseelektri toodanguga tunde, selgus et neil tundidel oli keskmine juhitamatu toodangu osakaal 38% ning elektri hind negatiivne 3% tundidest. Negatiivsed elektri hinnad leidsid aset, kui juhitamatu toodangu osakaal oli vähemalt 64%. Elektri hinna ning juhitamatu toodangu osakaalu korrelatsioonikordaja oli päikesega tundide puhul -0,73, mis on tugev kahanev seos. Elektri hinna ja päikeseelektri toodangu osakaalu korrelatsioonikordaja oli -0,44, mis on keskmine kahanev seos. Seega saab öelda, et päikeseelektri toodangu osakaalu kasv tõstab negatiivsete hindade tõenäosust.

Saksamaa keskmine prognoositud päikeseelektri toodangu osakaal koormusest 2019. a oli 8,62%. Kui nüüd eeldada, et Eestis oleks sama võrd suur päikeseelektri osakaal, kui DE-LU piirkonnas, saaks tuua paralleele päikeseelektri mõjuga Eesti elektri hinnale. Saksamaa 2019. a. koormuse prognoos ENTSO-E andmete põhjal oli 1931 TWh, päikeseelektri toodangu prognoos oli 166 TWh, tuuleelektri toodangu prognoos 492 TWh, mis moodustas 26% koormusest ning juhitamatu toodang 34%. [46]

Eesti 2019. a koormuse ja tuuleelektri toodangu andmed pärinevad Elering Live keskkonnast [66] [67]. Eesti 2019. a päev-ette elektri hind pärineb ENTSO-E Transparency keskkonnast [46]. Eesti 2019. a koormuse prognoos ENTSO-E andmete põhjal oli 8652 GWh, ehk 24 korda väiksem, kui Saksamaal. [66] [46] Kui päikeseelektri osakaal koormusest oleks samuti 8,62%, nagu Saksamaal, siis päikeseelektri toodang Eestis peaks olema 746 GWh, mis oleks isegi suurem 2019. a elektrituulikute toodangust 683 GWh [67]. Kokku moodustaks juhitamatu toodang sel juhul 17% koormusest ehk 1429 GWh.

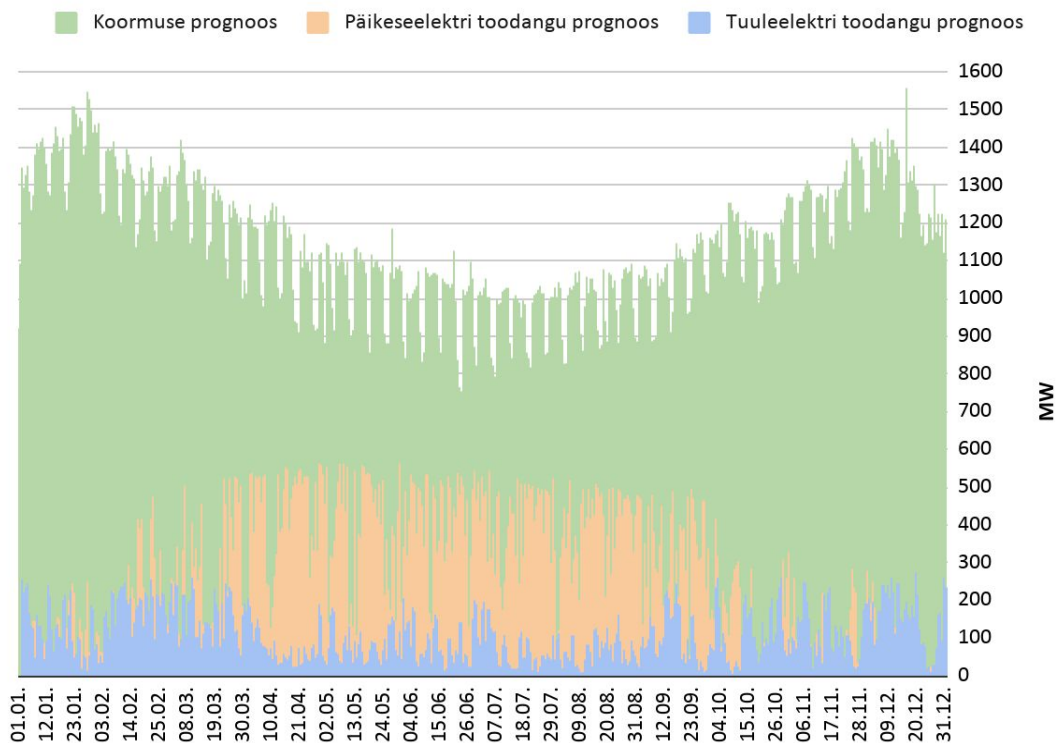
Nagu varem mainitud, toodab Eestis üks MW päikeseelektrit umbes 1 GWh elektrienergiat aastas. Selleks, et toota 746 GWh elektrienergiat, peaks olema Eestis elektrivõrguga ühendatud umbes 746 MW päikeseelektrijaamasid. Juhul, kui eeldada, et Eestis on 400-450 MW päikeseelektri võimsusi, siis 8,62% päikeseelektri osakaalu saavutamiseks peaks Eestis pärast 2020. aastat veel lisanduma umbes 296-346 MW päikeseelektrijaamade võimsusi, mis on ligikaudu samas suurusjärgus, nagu 2020. a lisanduvad võimsused [7]. Seega Saksamaaga sarnase päikeseelektri osakaalu

saavutamine Eestis on realistlik, kuid kuna taastuenergia toetuskeem 2020. a lõpuga muutub, võib see võtta aastaid. Samas ei ole kuni 2025. aastani lisandumas mitte ühtegi suurt tuuleparki.

ENTSO-E keskkonnas Eesti 2019. a tunnipõhised päikeseelektri toodangu andmed puuduvad, seetõttu kasutati analüüsiks töö juhendaja poolt energyPRO tarkvaras 746 MW päikeseelektrijaamade modelleeritud toodangu andmeid. Tunnipõhise päikesepaneelide elektrienergia toodangu modelleerimiseks paigutati päikesepaneelide võimsused võrdselt Harju-, Pärnu- ja Tartumaale ning modelleeriti toodang lähtuvalt 2019. a reaalsele päikesekiirguse ja välistemperatuuri mõõteandmetele antud asukohtades.

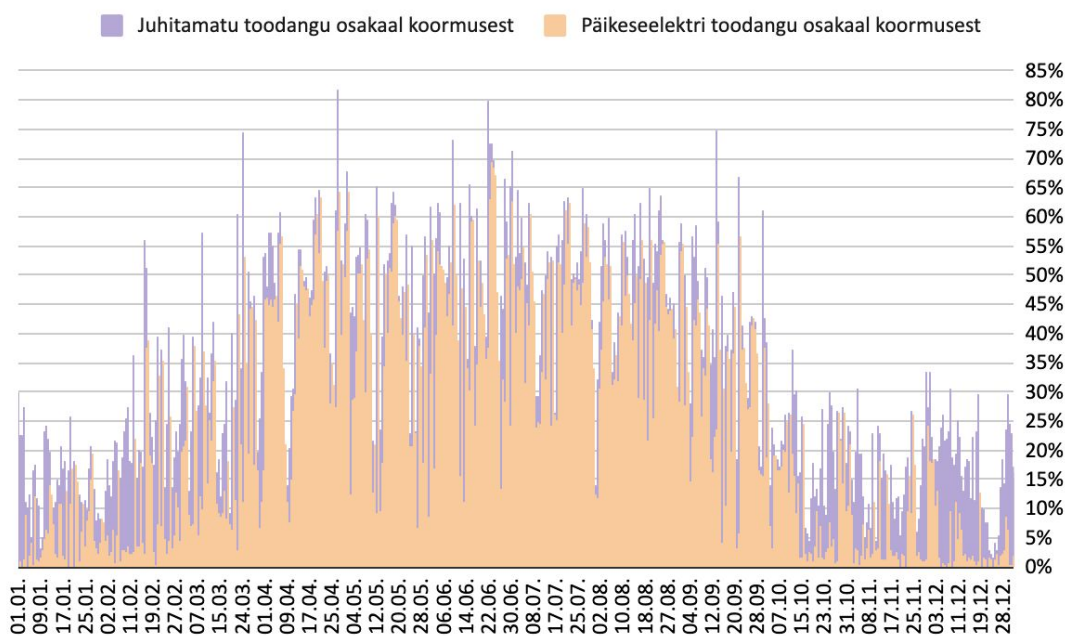
Joonisel 4.1 on toodud 2019. a Eesti elektrisüsteemi koormus ning elektrituulikute toodang, millele on lisatud hüpoteetiline 746 MW päikeseelektrijaamade toodang. Jooniselt on näha, et 746 MW päikeseelektrijaamade võimsuse puhul ületaks Eesti päikeseelektri toodang aprillist septembri lõpuni olemasolevate tuuleelektrijaamade toodangut. Päikeseelektri toodang on suurim aprillis-mais, kui on palju päikest ning paneelide temperatuur on madal. Jooniselt on näha, et Eestis muutub koormus aasta lõikes rohkem, kui Saksamaal ja Taanis. Väikseim koormus 540 MW leidis aset 25.06 kell 04-05 ning suurim koormus 1557 MW 16.12 kell 10-11. See tähendab, et suurima ja väikseima koormuse vahe on Eestis pea 3 korda.

Valimi keskmine koormus tunnis on 993 MW ning koormuse prognoosi mediaan 983 MW. Keskmine tuuleelektri toodangu prognoos tunnis on 78 MW ning mediaan 59 MW. Keskmine päikeseelektri toodangu prognoos tunnis on 85 MW. Keskmiselt moodustab juhitamatu toodangu prognoos koormuse prognoosist 16% ning tuuleelektri toodangu prognoos koormuse prognoosist 8%.



Joonis 4.1 2019. a Eesti elektrisüsteemi koormus ning elektrituulikute toodang, millele on lisatud hüpoteetiline 746 MW päikeseelektrijaamade toodang

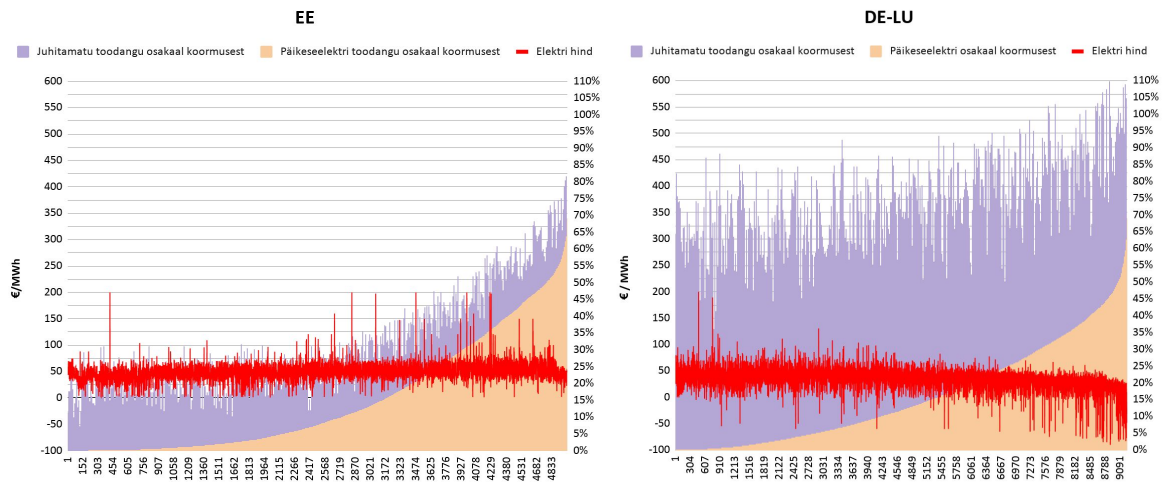
Joonisel 4.2 on esitatud 2019. a hüpoteetiline juhitamatu ja päikeseelektri toodangu osakaal koormusest 746 MW päikeseelektrijaamade toodangu puhul. Suurim juhitamatu toodangu osakaal 82% leidis aset 28.04 kell 13-14. Selleks, et juhitamatu toodangu osakaal oleks tõusnud vähemalt korra koormusega sama suureks, oleks olnud vaja täiendavat 154 MW-i juhitamatu elektritoodangut, mida oleks antud tunnil suutnud toota täiendavad 117 MW päikesepaneelid, või 320 MW tuuleparke. Suurim päikese osakaal 67% leidis aset 30.06 kell 13-14. Suuremad juhitamatu toodangu osakaalud langevad perioodile aprill-september, juhitamatu toodang moodustas siis keskmiselt 21%. Vahemikus oktoober-märts oli juhitamatu toodangu osakaal keskmiselt 12%.



Joonis 4.2 2019. a hüpoteetiline juhitamatu ja päikeseelektri toodangu osakaal koormusest, 746 MW päikeseelektrijaamade toodangu puhul

Kui varasematel graafikutel oli esitatud kõikide tundide andmed, siis joonisel 4.3 on esitatud Eesti ja Saksamaal juhitamatu ja päikeseelektri toodangu osakaal koormusest, reastatud kasvava päikeseelektri osakaaluga. Juhitamatu toodang on hüpoteetiline ning esitatud hind reaalne 2019. a Eesti hind, mis ei oleks sama reaalse juhitamatu toodangu puhul [46]. Jooniselt on DE-LU näitel näha, et päikeseelektri toodangu kasvades hinnad langevad ning ekstreemselt kõrgeid hindu ei esine. Mida enam päikeseelektrit toodetakse, seda enam esineb negatiivseid hindu.

Võrreldes Saksamaaga, on Eesti puhul juhitamatu toodangu osakaal väiksem, kuna tuuleelektri osakaal on väiksem. Saksamaa näitel ei tõusnud hinnad üle 70 €/MWh, kui päikeseelektri osakaal oli üle 30%, Eesti näitel oli selliseid tunde vähemalt 191. Saksamaa puhul ei eksisteerinud graafiku paremas servas 200 €/MWh hinnaga tunde. Ka Eesti elektri hinna puhul näeksime me suurema päikeseelektri osakaaluga tundidel madalamaid elektrihindu ning 200 €/MWh hindasid esineks suure päikeseelektri osakaalu puhul vähem.



Joonis 4.3 2019. a Eesti ja Saksamaa elektri hind ning juhitamatu ja päikeselektri toodangu osakaal, reastatud kasvava päikeselektri osakaaluga

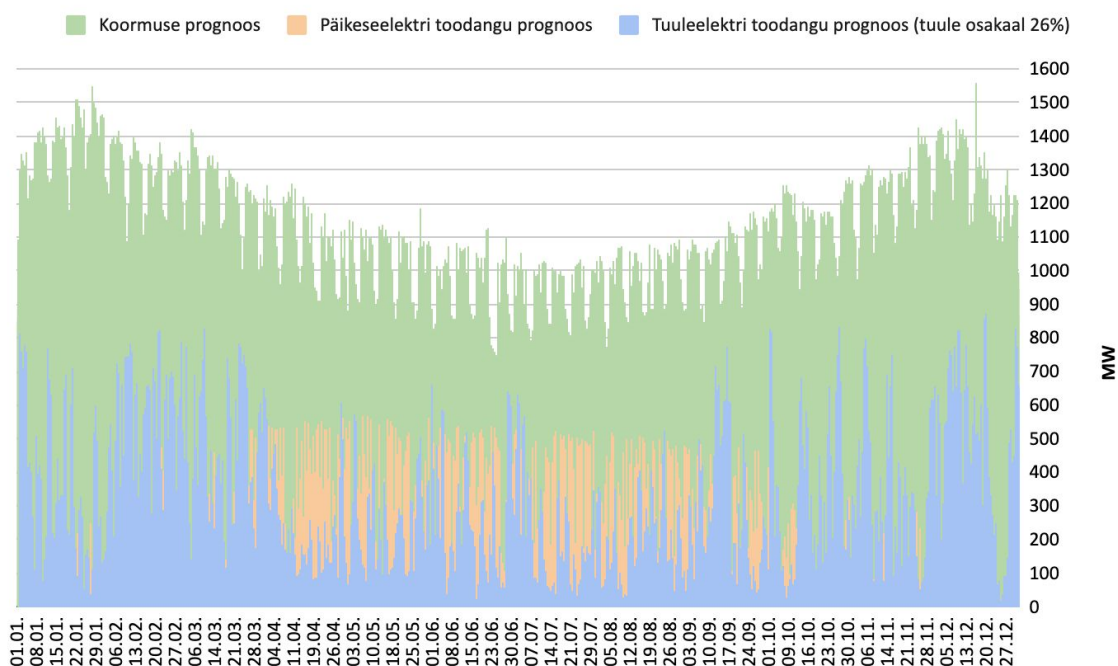
Kui DE-LU puhul leidsid negatiivsed hinnad päikese toodangu puhul aset kui juhitamatu toodangu osakaal oli vähemalt 64% ja keskmiselt oli juhitamatu toodangu osakaal negatiivsete hindade puhul 83%, siis Eestis on näha 43 tundi, kus juhitamatu toodangu osakaal on vähemalt 64%. Saksamaa andmete põhjal oli selliseid päikeselisi tunde 744, kus juhitamatu toodangu osakaal oli üle 64% ning nendest 274 tunnil ehk 29% tundidest oli hind negatiivne. Eestis oli 43 päikeselist tundi, kus juhitamatu toodangu osakaal ulatus üle 64%. Kui ka Eestis oleks 29% antud tundidest hind negatiivne, võiksime me umbes 27 tunnil näha negatiivset hinda.

Tuues sisse paralleeli Taaniga, siis kui Eestis oleks sama suur tuuleelektri osakaal, kui Taanis, peaks meie tuuleelektri toodang moodustama 63% koormusest ehk 5463 GWh, ehk pea 8 korda rohkem, kui 2019. aastal [3]. 2019. a tuuleelektri toodangu põhjal võib järeldada, et kuna 320 MW elektrituulikuid tootsid aastaga 692 GWh elektrienergiat, siis 5463 GWh tootmiseks peaks olema installeeritud 2513 MW elektrituulikuid, mis üle kahe korra suurem, kui REKK-is seatud 2030. a eesmärk: 2640 GWh tuuleelektri toodangut 1200 MW võimsuse puhul [46] [4].

Ka Saksamaa puhul paistab silma suur tuuleelektri toodangu osakaal koormusest. Selleks, et näha Eestis võimalikult sarnaseid hindasid Saksamaaga, peaks kogu juhitamatu toodangu osakaal olema Saksamaaga võrdne. Saksamaa tuuleelektri toodangu prognoos oli 2019. aastal 492 TWh ehk 26% koormusest. Eesti 2019. a koormuse prognoos ENTSO-E andmete põhjal oli 8652 GWh, seega näitliku 26% tuuleelektri osakaalu puhul peaks aastane tuuleelektri toodang Eestis olema 2206 GWh, ehk üle 3 korra suurem, kui 2019. aastal. 2019. a tuuleelektri toodangu põhjal võib järeldada, et kuna 320 MW elektrituulikuid tootsid aastaga 692 GWh

elektrienergiat, siis 2206 GWh tootmiseks peaks olema installeeritud 1020 MW elektrituulikuid, mis on suurusjärgult sarnane REKK-is seatud 2030. a eesmärgiga: 2640 GWh tuuleelektri toodangut 1200 MW võimsuse puhul. [46] [4]

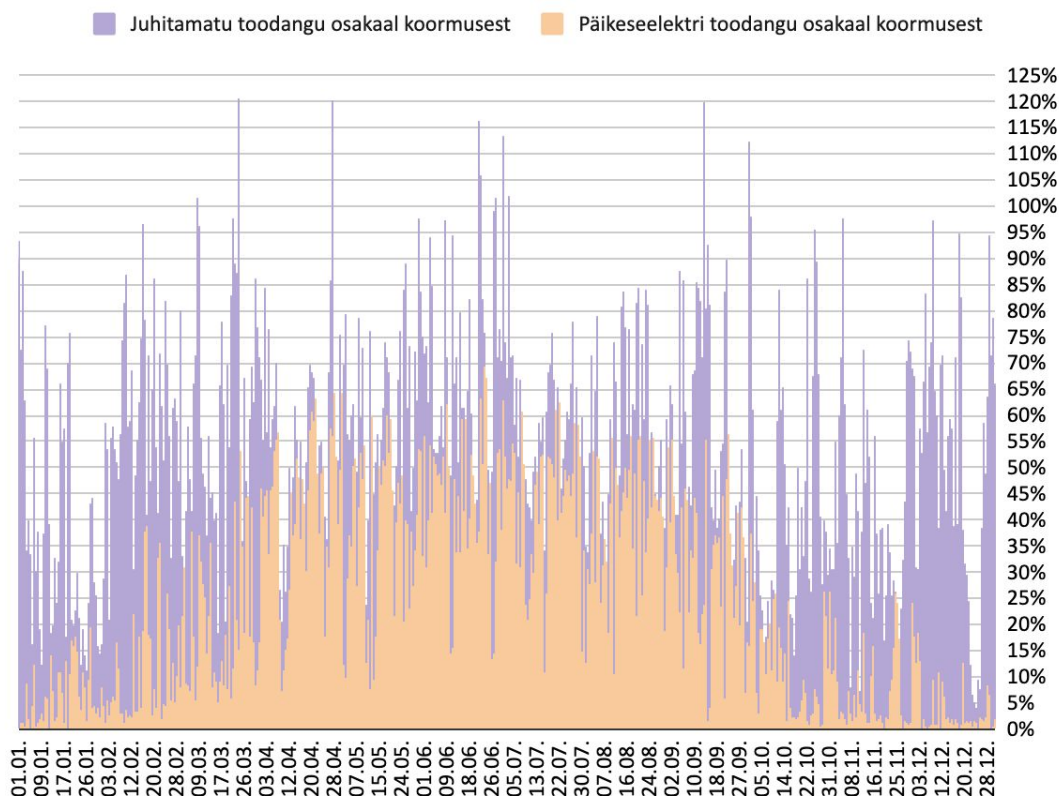
Joonisel 4.4 on toodud Eesti 2019. a koormuse, päikese- ning tuuleelektri toodangu prognoos, kus juhitamatu toodangu osakaal on Saksamaaga proportsionaalselt sama. Jooniselt on näha, et tuuleelektri toodang ületaks sellisel juhul mitmetel tundidel 800 MW piiri. Võrreldes joonisega 4.1 on graafik täiesti teistsugune, kuna talvisel ajal ületab tuuleelektri toodang mitmekordselt päikeseelektri toodangu. Kui joonisel 4.1 ületas suvisel ajal päikeseelektri toodang tuuleelektri toodangu, siis joonisel 4.4 ületab mõnel suvisel päeval tuuleelektri toodang hoopis päikeseelektri toodangu. Päikeseelekter domineerib suvel ning tuuleelekter talvisel perioodil. Keskmine tuuleelektri toodangu prognoos tunnis on 249 MW ning maksimum 870 MW 18.12 kell 22-23.



Joonis 4.4 Eesti 2019. a koormuse ning tuule- ja päikeseelektri toodangu prognoos, kui juhitamatu toodangu osakaal oleks sama suur kui DE-LU piirkonnas

Joonisel 4.5 on toodud juhitamatu ning päikeseelektri toodangu osakaalud, kui EE piirkonnas oleks sama juhitamatu toodangu osakaal nagu DE-LU piirkonnas. Suurim juhitamatu toodangu osakaal 121% leiaks aset 28.04 kell 13-14, kui päikese osakaal oleks 56% ja tuule osakaal 65% koormusest. Suurim tuule osakaal 96% leiaks aset

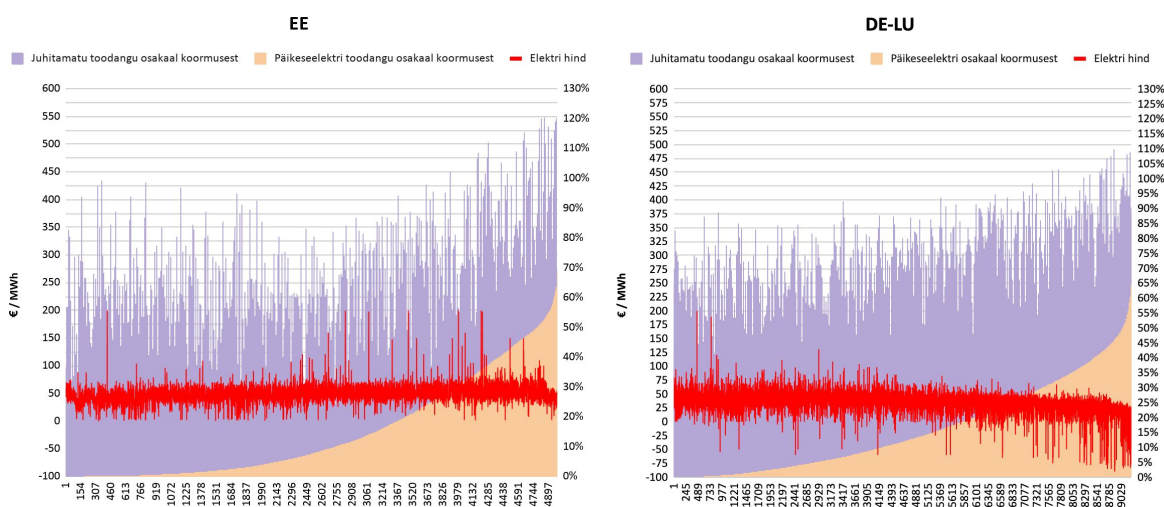
5.11.2019 kell 2-3 öösel. Võrreldes joonisega 4.2 pole joonisel 4.5 juhitamatu toodangu osakaal enam nii hooajalise loomuga: perioodil aprill-september moodustab juhitamatu toodang keskmiselt 34% ning vahemikus oktoober-märts 33%. Nagu varem mainitud, oli Saksamaal hind negatiivne alati, kui juhitamatu toodang ületas 91%. Graafikul 4.5 on näha, et juhitamatu toodang ületas 91% 107 tunnil: see tähendab, et 1.2% ajast võiks Eestis olla negatiivne hind.



Joonis 4.5 EE juhitamatu ja päikeseelektri toodangu prognoosi osakaal 2019. a koormusest, oletades et juhitamatu toodangu osakaal on sama nagu DE-LU piirkonnas

Kuna töö fookuses oli eelkõige päikeseelektri mõju elektri hinnale, on joonisel 4.8 esitatud juhitamatu ja päikeseelektri toodangu osakaal, reastatud kasvava päikeseelektri osakaaluga, oletades et EE piirkonnas on sama suur juhitamatu toodangu osakaal, nagu Saksamaal. Jooniselt on Saksamaa näitel näha, et mida enam päikeseelektrit toodetakse, seda enam esineb negatiivseid hindu. Graafikutelt on näha, et päikeseelektri toodangu kasvades võib tuuleelektri toodang langeda, mida seletab fakt, et tuul ja päike on teineteist täiendava iseloomuga - suvel on rohkem päikest ja vähem tuult, sügisel ja talvel aga rohkem tuult ja vähem päikest [59].

Saksamaa näitel ei tõusnud hinnad üle 70 €/MWh, kui päikeseelektri osakaal oli üle 30%, Eestis oli selliseid tunde 96. 200 €/MWh hinnaga tunde graafiku paremas servas ei eksisteerinud. Vaadates DE-LU elektri hinda, on hind palju muutlikum, kui Eesti hind, samas on näha elektri hinna mediaani langustrend DE-LU puhul. Ka Eesti elektri hinna puhul näeksime me sama päikese- ja tuuleelektri osakaaluga tundidel madalamaid elektrihindu ning ekstreemselt kõrgeid hindu esineks suure juhitamatu toodangu osakaalu puhul vähem. Suure juhitamatu toodangu osakaalu puhul võivad ülekandevõimsuste ning elektrijaamade rikked endiselt tekitada Eestis ekstreemselt kõrgeid hindasid.



Joonis 4.8 Võrdse juhitamatu toodanguga Eesti ja Saksamaa elektri hind ning juhitamatu ja päikeseelektri toodangu osakaal, reastatud kasvava päikeseelektri osakaaluga

DE-LU andmete põhjal oli selliseid päikeselisi tunde 744, kus juhitamatu toodangu osakaal ületas 64%. Nendest 274 tunnil ehk 29% ajast oli hind negatiivne. Eeldades modelleeritud andmete põhjal, et Eestis on juhitamatu toodangu osakaal sama suur, nagu DE-LU piirkonnas, oleks EE piirkonnas 80 päikeseelektri toodanguga tundi, kus juhitamatu toodangu osakaal oleks üle 64%. Kui ka Eestis oleks 29% antud tundidest hind negatiivne, nagu Saksamaal, võiksime me umbes 23 päikesepaistelisel tunnil näha negatiivset hinda.

Selleks, et mõista paremini, kuidas muutuks EE keskmine elektri hind, kui juhitamatul toodangul oleks sama suur osakaal, kui DE-LU piirkonnas, kasutatakse lineaarset regressioonanalüüsi Google Sheets =forecast arvutuse põhjal, mille võrrand on

$$y = a + bx, \tag{4.1}$$

kus y - uuritav ehk prognoositav Eesti hind (€/MWh),

x - argumenttunnus ehk Eesti juhitamatu toodangu osakaal (%), parameetrite a ja b hindamiseks,

a - vabaliige (funktsioon =intercept DE-LU elektri hindade ning juhitamatu toodangu osakaalude vahel),

$$a = \bar{y} - b\bar{x} , \quad (4.2)$$

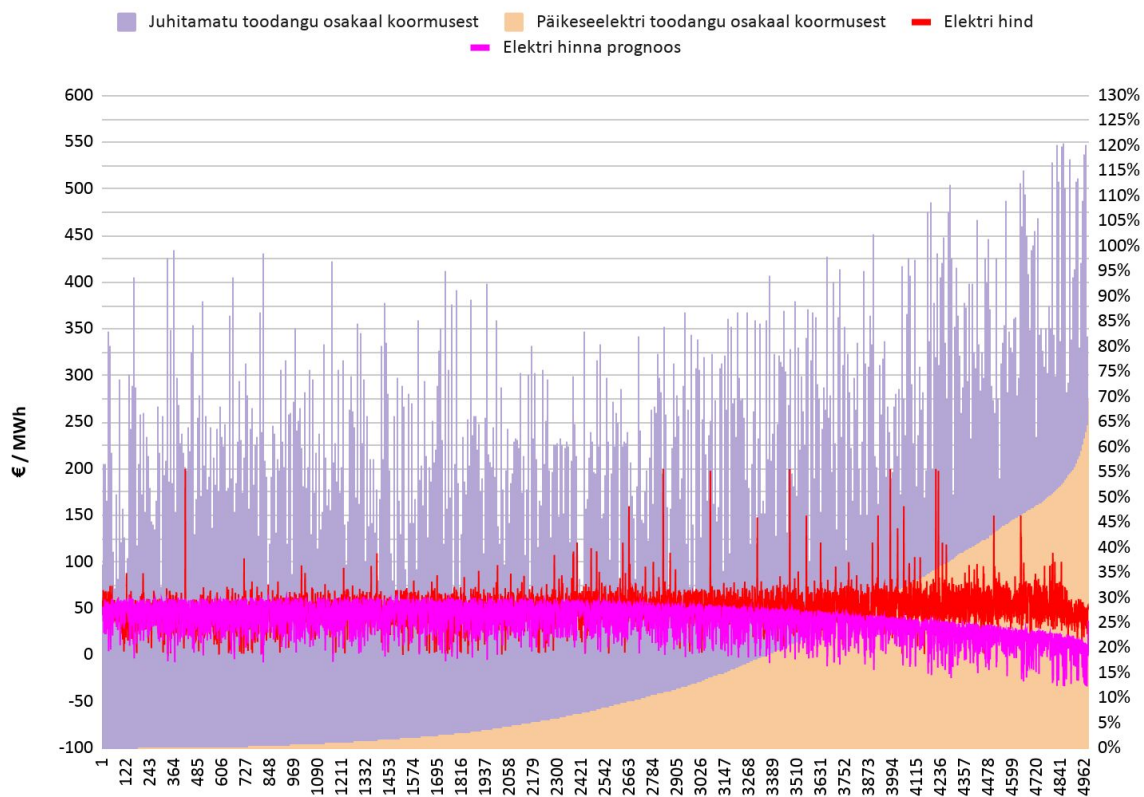
b - regressioonikordaja (funktsioon =slope DE-LU elektri hindade ning juhitamatu toodangu osakaalude vahel)

$$b = \frac{\sum(x - \bar{x})(y - \bar{y})}{\sum(x - \bar{x})^2} . \quad (4.3)$$

Prognoosi "headust" kirjeldavat determinatsioonikordajat R^2 hinnatakse Google Sheets funktsiooniga =rsq ning mudeli standardviga funktsiooniga =steyx. [68][69]

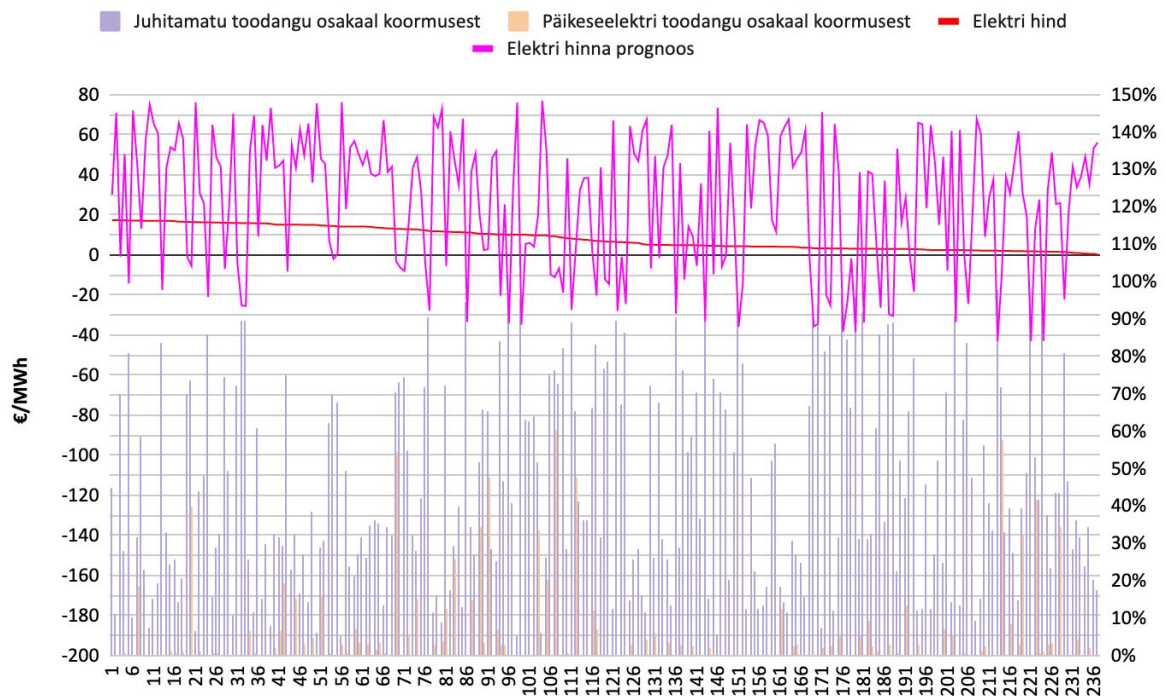
Joonisel 4.9 on toodud Eesti 2019. a elektri hind, elektri hinna prognoos ning juhitamatu ja päikeseelektri toodangu osakaal, kui juhitamatu toodangu osakaal oleks võrdne DE-LU osakaaluga, kasvava päikeseelektri osakaalu järgi. Eesti elektri hinna prognoos on arvutatud funktsiooniga $y = 62,21 - 69,59 * \text{Eesti juhitamatu toodangu osakaal}$. Funktsiooni determinatsioonikordaja on R^2 on 0,17 ning standardviga 12,52.

Antud graafiku puhul on näha, et kasvava päikeseelektri osakaaluga langeks elektri hind märgatavalt. Kui 2019. a madalaim elektri hind päikeselistel tundidel oli 0,51 €/MWh, siis mudeli madalaim hind päikeselistel tundidel oli -33,33 €/MWh 28.04 kell 13-14, kui päikeseelekter moodustas koormusest 64%. 2019. aastal oleks antud valimi keskmine hind olnud 49,42 €/MWh, siis mudeli põhjal oleks keskmine hind 37,20 €/MWh, ehk 24% madalam. Mudeli põhjal oleks Saksamaa juhitamatu toodangu osakaaluga võrreldes 2019. aastaga Eesti elektri hind madalam 3485 päikeselisel tunnil ehk 70% päikeselistel tundidel ning negatiivne 136 tunnil.



Joonis 4.9 EE 2019. a elektri hind, hinna prognoos ning juhitamatu ja päikeselektri toodangu osakaal, kui juhitamatu toodangu osakaal oleks võrdne DE-LU osakaaluga, päikeselektri osakaalu järgi

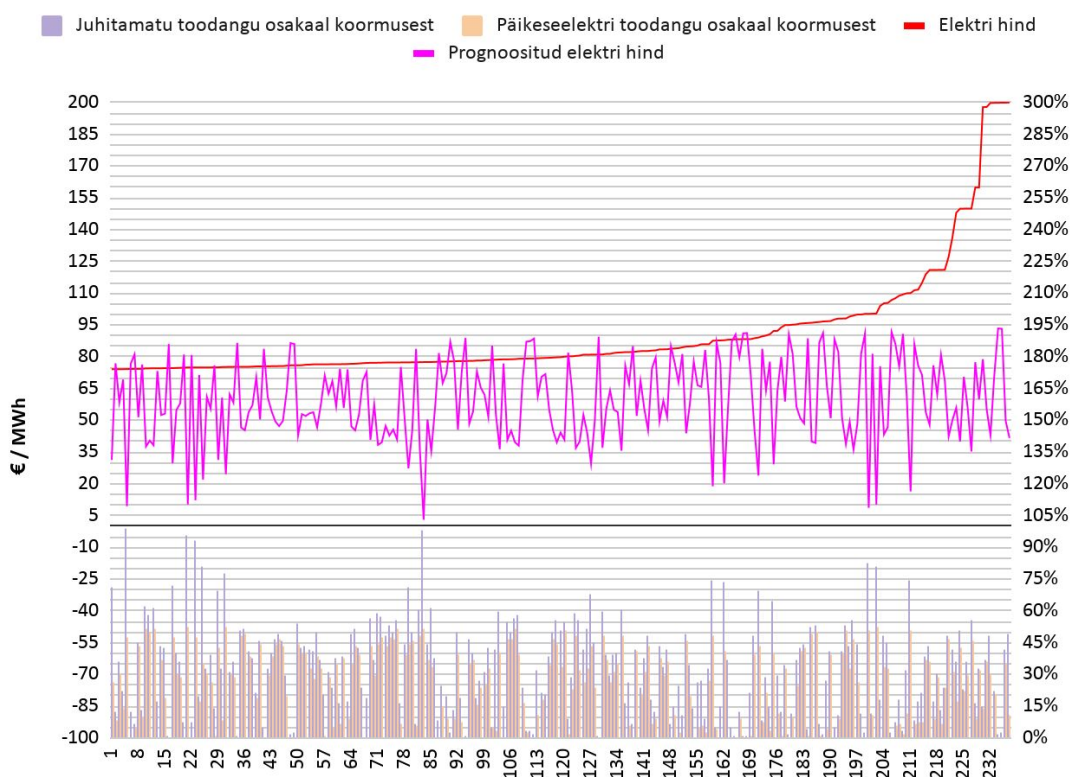
Joonisel 4.10 on esitatud 237 Eesti 2019. a madalaima hinnaga tundi, ehk tundi, kus elektri hind oli alla 17,29 €/MWh. Eesti elektri hinna prognoos on arvatatud funktsiooniga $y = 84,57 - 122,27 * \text{Eesti juhitamatu toodangu osakaal}$. Funktsiooni determinatsioonikordaja on R^2 on 0,28 ning standardviga 18,17. Antud graafiku puhul on näha, et kasvava päikeselektri osakaaluga langeks elektri hind 67 tunnil negatiivseks, kui oleks paljudel tundidel üle 60 €/MWh. Kui 2019. a 237 madalaima hinna keskmine oli 8 €/MWh, siis mudeli põhjal oleks nende tundide keskmine hind 27 €/MWh ehk pea 3,5 korda kõrgem.



Joonis 4.10 EE 2019. a 237 madalaimat elektri hinda, hinna prognoos, juhitamatu ning päikeselektri toodang, kui juhitamatu toodangu osakaal oleks võrdne DE-LU osakaaluga

Uurides 2019. a 237 kõrgeima hinnaga tundi Eestis, ehk tunde, kus elektri hind oli üle 75 €/MWh, on näha, et kõrgeim elektri hind oli 200,03 €/MWh (joonis 4.11). Kõrgeid hindasid esines Eestis kõige enam vahemikus kell 9-10 hommikul. Kui Saksamaa näitel oli kõrgete elektri hindade puhul juhitamatu toodangu osakaal 15%, siis Eesti näitel oleks samal ajal hüpoteetiline juhitamatu toodang olnud 34%. Päikeselektri osakaal oli Saksamaa näitel 3% ning Eesti näitel oleks see hüpoteetiliselt 9%. Graafikul esitatud tundidest ületas hüpoteetiline juhitamatu toodang 91% 4 korral, ehk nendel tundidel oleks sarnase juhitamatu toodangu osakaaluga Saksamaa näitel hind hoopis negatiivne.

Eesti elektri hinna prognoos on arvutatud funktsiooniga $y = 86,60 - 77,71 * \text{Eesti juhitamatu toodangu osakaal}$. Funktsiooni determinatsioonikordaja on R^2 on 0,17 ning standardviga 12,12. Antud graafiku puhul on näha, et on elektri hinna prognoos on tunduvalt madalam, kui 2019. a elektri hind. Kui 2019. a keskmise elektri hind 237 kõrgeima hinna puhul oli 90 €/MWh, siis elektri hinna prognoosi põhjal on nende tundide keskmine 60 €/MWh ehk pea 1,5 korda madalam. Varasemates teadustöodes on järelatud, et päikeselektri toodang langetab tipukoormuse ajal elektri hindasid. Hinnad, mis olid üle 100 €/MWh, oleks mudeli põhjal langenud keskmiselt 75 €/MWh.



Joonis 4.11 EE 2019. a 237 kõrgeimat elektri hinda, hinna prognoos, juhitamatu ning päikeseelektri toodang, kui juhitamatu toodangu osakaal oleks võrdne DE-LU osakaaluga

2019. a keskmine Eesti piirkonna elektri päev-ette hind oli 45,86 €/MWh, mediaan 43,55 €/MWh, madalaim hind 0,16 €/MWh ning maksimum 200,03 €/MWh. Samal ajal oli elektri keskmine tunnihind DE-LU hinnapiirkonnas 37,67 €/MWh, tunnihinna mediaan 38,06 €/MWh, madalaim hind -90,01 €/MWh ning maksimum 121,46 €/MWh [46]. Võttes arvesse, et Saksamaal (29%) oli 2018. a lõpu seisuga juhitamatu toodangu osakaal tunduvalt suurem kui Eestis (9%), võib juhitamatu toodangu osakaalu suurenemine viia madalamate elektri hindadeni. Samal ajal tuleb silmas pidada, et Eesti koormus on 24 korda väiksem, kui Saksamaal ning Eestis muutub koormus aasta lõikes rohkem, kui Saksamaal ja Taanis: suurima ja väikseima koormusega tundide vahe on aasta lõikes pea 3 korda. 12% Saksamaa tuuleparkidest asuvad merel, mis tagab suurema ja stabiilsema toodangu, Eestis meretuulikuid ei ole [47]. Päikese puhul tasub silmas pidada, et Eestis on päikesepaneelid suvel rohkem ja talvel vähem, kui Saksamaal, lisaks tagab madalam keskmine temperatuur Eestis päikesepaneelide efektiivsema toodangu. Kõigele lisaks mängivad rolli riikidevahelised ülekandevõimsused: kui odav Taani tuuleelekter reeglina Eestisse ei jõua, siis DK1 ja DE-LU piirkonna vahel on 2500 MW ülekandevõimsusi. Võrreldes Eesti elektri hinda

ning juhitamatu toodangu osakaalu Saksamaaga, võib öelda, et tulevikus saab olema väga palju madala hinnaga tunde ja samas palju tunde, kus hind on kõrge.

Nagu mainiti peatükis 1.2, mõjutab Eesti hinda terve Baltikumi ja Soome regioon. 2019. aastal oli Baltikumi ja Soome regiooni PV-tootmisvõimsus 419 MW. Et näha regioonis sarnaseid muutusi nagu Saksamaal, peaks 2018. aasta koormuse 109951 GWh põhjal olema hüpoteetiline päikeseelektri toodang terves regioonis 9478 GWh. Oletades, et ülejäänud regiooni päikeseelektrijaamade kasutustegur on samuti 12-13%, nagu Eestis, peaks regiooni päikeseelektri tootmisvõimsus olema ligikaudu 9478 MW. See tähendab, et alates 2020. aastast peaks lisanduma 9059 MW päikeseelektri võimsusi, millest ligikaudu 300 MW on teadaolevalt lisandumas Eestis 2020. aastal [7].

Lisaks päikesepaneelidele eeldaks see ka elektrituulikute võimsuste kasvu. Regiooni tuuleelektri tootmisvõimsus oli 2019. a 3225 MW. Et näha regioonis sarnaseid muutusi nagu Saksamaal, peaks hüpoteetiline tuuleelektri toodang terves regioonis olema 29 TWh ning selle tootmiseks peaks olema installeeritud 11192 MW tuuleparke. See tähendab, et lisanduma peaks 7976 MW tuuleelektri toodangu võimsusi.

Kokkuvõtvalt selgus 2019. a Eesti elektri hinna ning hüpoteetilise päikeseelektri osakaalu analüüsist, et kui Eestis oleks päikeseelektri osakaal koormuse prognoosist sama suur nagu Saksamaal, tuleks Eestis toota 746 GWh päikeseelektrit. Selleks peaks Eesti päikesepaneelide võimsus olema 746 MW. Tänu PV-tootmisvõimsuste lisandumisele küündiks juhitamatu toodangu osakaal 82%-ni koormusest. Sel juhul näeksime vähemalt 30% PV-elektri osakaaluga tundidel madalamaid elektrihindu vähemalt 191 tundi aastas ning 200 €/MWh hindasid esineks suure päikeseelektri osakaalu puhul vähem. Umbes 27 tunnil aastas võiksime Eestis näha negatiivset hinda.

Kui kogu juhitamatu toodangu osakaal koormusest oleks Eestis võrdne Saksamaaga, võiksime aastas 3485 päikeselisel tunnil ehk 70% päikeselistel tundidel näha madalamat elektri hinda. Mudeli põhjal oleks keskmine hind 37,20 €/MWh, ehk 24% madalam, kui 2019 a. Hind oleks negatiivne 136 tunnil, kui paistab päike, ehk umbes 3% päikesepaistelistest tundidest. Eesti 2019. a 237 kõrgeima hinnaga tunnil langeks mudeli järgi tänu päikeseelektri toodangule elektri hind 1,5 korda. Varasemates teadustöodes on järeldatud, et päikeseelektri toodang langetab enim kõrgemaid ehk tipukoormuse hindasid. Kui Eesti juhitamatu toodang oleks sama osakaaluga koormusest, nagu Saksamaal, oleks juhitamatu toodang aasta jooksul tasakaalus, moodustades 33-34% koormusest. Samal ajal tuleb prognoose tehes silmas pidada riikidevahelisi ülekandevõimsusi ning fakti, et tuul ja päike on muutlikud ressursid,

mille toodang erineb aastate lõikes olenevalt ilmastikutingimustest, elektriyaamade hooldusest jm, samuti pole ka tarbimine aastate lõikes samasugune.

KOKKUVÕTE

Töös anti ülevaade avatud elektriturust, päikesest, kui ressursist ning päikeseelektri arengutest Euroopas ning Eestis. Seejärel analüüsiti päikeseelektri mõju elektri hinnale Saksamaa ja Luksemburgi DE-LU ning Taani DK1 hinnapiirkondade näidetel. Viimasena anti prognoos Eesti hinnapiirkonna elektri hinnale, kui juhitamatu- ning päikeseelektri osakaal koormusest oleks Eestis sarnane nagu Saksamaal.

Tehnoloogia odavnemine ning Euroopa Liidu eesmärk suurendada 2030. aastaks taastuvate energiaallikate osakaalu energiatarbimises 32%-ni on ajendanud riike arendama tuule- ja päikeseelektrijaamasid. Baltikumi ja Soome regioonis kasvas 2019. a. PV-elektri toodang 72%. Eesti päikesepaneelide toodang on võrreldav Euroopa suurima PV-elektri tootja Saksamaa elektritoodanguga ning meie tingimustes on päikesepaneelide kasutustegur umbes 12-13%. Kui tuuleelektrijaamade ehitamine Eestis on hetkel aeglustunud, siis päikeseelekter on hüppelises kasvutrendis: kui Saksamaal kasvas 2019. a päikeseelektri toodang 4%, siis Eestis üle 4 korra. Kasv oli tingitud taastuvenergia toetustest ning tehnoloogia odavnemisest. Kui Saksamaal oli 2018. a päikeseelektri osakaal koormusest 9%, siis 2021. aastaks prognoositakse Eestis üle 5% päikeseelektri osakaalu.

DE-LU elektrituru analüüsi graafikutelt on näha, et PV-elektri toodangu kasvades hinnad langevad ning ekstreemselt kõrgeid hindu ei esine. Mida enam PV-elektrit toodetakse, seda enam esineb negatiivseid hindu. Päikeseelektri toodangu kasvades tuuleelektri toodang langeb, kuna tuul ja päike on teineteist täiendava iseloomuga. Kui keskmine päikeseelektri toodangu osakaal oli 8,74%, siis negatiivsete hindade puhul oli see pea kaks korda suurem, ehk 17%. Kõrgeima hinnaga tundide puhul oli päikeseelektri osakaal üle 2 korra väiksem. Selgus, et päikeseelektri toodanguga tundidel oli hind negatiivne 3% tundidest. Negatiivsed elektri hinnad leidsid päikese toodangu puhul aset, kui juhitamatu toodangu osakaal oli vähemalt 64% koormusest. Elektri hinna ning juhitamatu toodangu osakaalu korrelatsioonikordaja oli päikesega tundide puhul -0,73, mis on tugev kahanev seos. Elektri hinna ja päikeseelektri toodangu osakaalu korrelatsioonikordaja oli -0,44, mis on keskmine kahanev seos. Seega saab öelda, et päikeseelektri toodangu osakaalu kasv langetab elektri hindasid.

Kuna päikeseelektri toodangu osakaal koormusest on DK1 piirkonnas üle 2,5 korra väiksem, kui DE-LU piirkonnas, siis ka päikeseelektri toodangul on väiksem hinda langetav mõju, kui DE-LU piirkonnas. Päikeseelektri toodangu kasvades esineb ka DK1 piirkonnas vähem ekstreemselt kõrgeid hindasid. DK1 piirkonnas on päikeseelektrit küll palju, aga kuna tuule osakaal on nii palju suurem, siis päikeseelektri toodangul ei ole hinnale nii suurt mõju, kui DE-LU piirkonnas. Juhitamatu toodang mõjutab hinda

eelkõige tänu suurele tuuleelektri toodangule. Päikeseelektri toodanguga tundidel oli elektri hind oli negatiivne 158 tunnil ehk 2% ajast. Elektri hinna ning juhitamatu toodangu osakaalu korrelatsioonikordaja oli antud tundidel -0,54, mis on keskmine kahanev seos ning väiksem seos, kui DE-LU piirkonnas. Elektri hinna ja päikeseelektri toodangu osakaalu korrelatsioonikordaja oli -0,30, samuti väiksem, kui DE-LU piirkonnas ning mida võib pidada keskmiseks kahanevaks seoseks.

Saksamaa ja Taani analüüsi graafikute põhjal võib järeldada, et süsteemis, kus on suur juhitamatute tootmisseedete elektritoodangu osakaal, võib juhitamatu toodangu kõrge osakaal tekitada ekstreemselt madalaid hindasid. Samas ei ole kõrged hinnad alati põhjustatud juhitamatu toodangu madalast osakaalust. Elektri hinda mõjutab mitme teguri koosmõju ning tasub meeles pidada ka ülekandevõimsuste rolli elektri hinna kujunemisel: DE-LU ja DK1 vaheline ülekandevõimsus 2500 MW ning piisav ülekandevõimsuse olemasolu tagas uuritud perioodil piirkondade vahel võrdse elektri hinna 59% tundidest.

Võrreldes 2019. a Eesti elektri hinna ning hüpoteetilist päikeseelektri osakaalu Saksamaaga, selgus et Eestis oleks päikeseelektri osakaal koormuse prognoosist sama suur nagu Saksamaal, kui toota 746 GWh päikeseelektrit. Selleks peaks Eesti päikesepaneelide võimsus olema 746 MW. Sel juhul võiksime näha suurema päikeseelektri osakaaluga tundidel madalamaid elektrihindu ning umbes 27 tunnil aastast võiksime Eestis näha negatiivset hinda, võrdluseks 2019. a ei langenud Eesti elektri hind kordagi negatiivseks.

Kui kogu juhitamatu toodangu osakaal koormusest oleks Eestis sama, nagu Saksamaal, võiksime me aastas 3485 tunnil ehk 70% päikeselistest tundidest näha madalamat elektri hinda. Hind oleks negatiivne 136 tunnil, kui paistab päike, ehk umbes 3% päikesepaistelitest tundidest. Mudeli põhjal oleks keskmine hind 37,20 €/MWh, ehk 24% madalam, kui 2019. a ning madalaim hind -33,33 €/MWh. 2019. a 237 kõrgeima hinnaga tunnil langeks mudeli järgi tänu päikeseelektri toodangule elektri hind 1,5 korda. Käesoleva bakalaureusetöö tulemused kinnitavad varasemate teadustööde järeldust, et päikeseelektri toodang langetab tipukoormuse ajal elektri hindasid. Samal ajal tuleb prognoose tehes silmas pidada riikidevahelisi ülekandevõimsusi ning fakti, et tuul ja päike on muutlikud ressursid, mille toodang erineb aastate lõikes olenevalt ilmastikutingimustest, elektrijaamade hooldusest jm, samuti pole ka tarbimine aastate lõikes samasugune.

Lõputööst võib järeldada, et päikeseelektri toodangul on hinda langetav mõju, tänu millele tulevikus päikeseliste päevade tipukoormuse ajal hinnad langevad, mis on tarbija seisukohalt positiivne nähtus. Tänu suuremale juhitamatu toodangu osakaalule võivad Eesti elektrihinnad muutuda negatiivseks. Eesti elektri hind on Nord Pool turul

Läti, Leedu ja Soome hinnaga sama vähemalt 88% tundidest. Et näha päikeseelektri toodangu mõju Eesti elektri hinnale, peaksime nägema juhitamatu toodangu osakaalu kasvu terves regiooni elektritoodangus. Täiendavat analüüsi vajaks Baltikumi ning Soome elektri hind, riikidevahelised elektrivood ning koormuse kvartiilid. Autor leiab, et eelnimetatu analüüsimine peaks tulema päevakorda tulevikus.

SUMMARY

The Bachelor's thesis gave an overview of the electricity market, sun as a source of energy and the developments of solar electricity in Europe and Estonia. The impact of solar electricity on electricity prices was analyzed based on examples from Germany/Luxembourg DE-LU and Denmark DK1 price regions. Lastly electricity price in Estonia was forecasted assuming that Estonia has a similar variable electricity production share as Germany.

As renewable technology becomes cheaper and European Union has a goal to reach 32% of renewable share in total energy consumption by 2030, countries have developed wind and solar power plants. Solar electricity production grew by 72% in the Baltic and Finland region. Estonian solar electricity production is comparable to Germany's production, who is the biggest producer in the EU, generating 12-13% of the time at maximum capacity. If the development of wind plants has slowed then solar electricity is booming: if Germany's production grew 4%, then Estonian production grew 4 times in 2019. The growth happened due to renewable energy subsidies and reduction of the price of technology. If Germany's share of solar electricity was 9% in 2018 then Estonian forecast for 2021 is 5%.

Analyzing the graphs of the DE-LU region it's seen that when PV production grows prices fall and extremely high prices are less likely. The more PV electricity is produced, the more negative prices occur. When solar production grows, wind production falls, since solar and wind are complimentary by nature. If the average share of solar electricity was 8,74%, then in case of negative prices it was almost 2 times bigger, i.e. 17%. In case of the highest prices, the share of solar was over 2 times smaller. When analyzing only the hours solar electricity was produced, the electricity price was negative 3% of the hours. When solar electricity was produced, negative prices occurred when the variable production reached at least 64% of the load. The correlation coefficient between variable production share and electricity price during sunny hours was -0,73, which means a strong decreasing relationship. The correlation coefficient between solar production share and electricity price during sunny hours was -0,44, which means medium decreasing relationship. Therefore, we can say that the rise in solar production share can lower the electricity price.

Since the share of solar production in DK1 region is over 2,5 smaller than in DE-LU region, it's solar production has a smaller price reducing effect than in DE-LU region. When solar production share rises, extremely high prices are less likely. DK1 region still has a great amount of solar electricity but since the share of wind electricity is so much bigger than solar electricity production has a smaller impact on the electricity

price than in the DE-LU region. Variable production impacts the price in particular thanks to enormous wind electricity production. During hours of solar production, electricity price was negative 158 times, i.e. 2% of the time. During those hours, the correlation coefficient between electricity price and variable production share was -0,54, which is smaller than in the DE-LU region. The correlation coefficient -0,30 between the price and share of solar electricity was also smaller than in the DE-LU region.

Based on the analysis of Danish and German graphs we can conclude that system that has a great share of variable electricity capacity, the high share of variable production can cause extremely low prices. At the same time, high electricity prices are not always caused of low share of variable production. The electricity price is impacted by a combination of different factors and it is also worth bearing in mind the role of transmission capacity: the transmission capacity between DE-LU and DK1 region was 2500 MW and the availability of sufficient transmission capacity ensured equal electricity prices between regions for 59% of the hours during the period under review.

When the 2019 electricity price in Estonia was compared to hypothetical German solar electricity share, it was found that Estonia would have equal solar production share to Germany if Estonia would produce 746 GWh of solar power per year. To do that, the Estonian solar capacity should be approximately 746 MW. In that case we could see smaller electricity prices during hours of great solar production share and for approximately 27 hours a year we could see negative prices. Compared to the year 2019, electricity prices never fell negative in Estonia.

If the whole variable production share of load would be the same in Estonia as in Germany, we would see lower prices during 3485 hours or 70% of sunshine hours. The price would be negative during 136 hours or 3% of hours of sunshine. Based on the model, the average price would be 37,20 €/MWh, i.e. 24% less than in 2019. The lowest price in Estonia could be -33,33 €/MWh. During the 237 hours with the highest prices in 2019, electricity prices would hypothetically lower 1,5 times. The findings in Bachelor's thesis confirm the conclusions made in earlier papers that solar electricity production reduces electricity prices during peak load. When making forecasts, cross-border transmission capacities should be taken into account as well the fact that wind and solar are variable resources, with production varying from year to year depending on weather conditions, power plant maintenance etc., and the load is not the same from year to year.

Based on the analysis, it can be concluded that variable production has a price-lowering effect thanks to which we will see lower prices during sunny peak hours

in the future, which is a positive phenomenon for consumers. Due to the larger share of variable production Estonian electricity prices may become negative. The Nord Pool market price of electricity in Estonia is the same as in Latvia, Lithuania and Finland for at least 88% of the hours. To see the impact of solar electricity production on the price of Estonian electricity, we should see an increase in the share of solar production in the entire region. The price of electricity in the Baltics and Finland, cross-border electricity flows and quartiles of load would need further analysis. The author considers that the analysis of the above should be on the agenda in the future.

KASUTATUD KIRJANDUS

1. [EC2030] European Commission. 2030 climate & energy framework. https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_en (9.11.2020)
2. [EURO1] EurObserv'ER. Photovoltaic Barometer 2020. <https://www.eurobserv-er.org/photovoltaic-barometer-2020/> (4.11.2020)
3. [ETEK1] Eesti Taastuvenergia Koda. Taastuvenergeetika aastaraamat 2019. http://www.taastuvenergeetika.ee/wp-content/uploads/2020/10/ETEK_aastaraamat_A4_2019_veeb.pdf (04.11.2020)
4. [REKK] Eesti riiklik energia- ja kliimakava aastani 2030 (REKK 2030). Eesti teatis Euroopa komisjonile määruse (EL) 2018/1999 Artikli 3 lõike 1 alusel. Lõppversioon 19.12.2019. https://www.mkm.ee/sites/default/files/teatis_eeesti_riiklik_energia-_ja_kliimakava_aastani_2030.pdf (6.12.2020)
5. [ELE01] Elering. Taastuvelekter kattis kolmandas kvartalis neljandiku tarbimisest. <https://elering.ee/taastuvelekter-kattis-kolmandas-kvartalis-neljandiku-tarbimisest> 20.10.2020 (11.11.2020)
6. [ELE0] Elering. 27.01.2020. Taastuvelekter kattis möödunud aastal 21 protsenti elektri kogutarbimisest <https://elering.ee/taastuvelekter-kattis-moodunud-aastal-21-protsenti-elektri-kogutarbimisest> (10.11.2020)
7. [ERR0] ERR. 08.09.2020. Päikeseenergia buum võib tõsta tarbijatele taastuvenergiatasu. <https://www.err.ee/1132555/paikeseenergia-buum-voib-tosta-tarbijatele-taastuvenergiatasu> (10.11.2020)
8. [ERR4] ERR. Novaator. TTÜ teadlased: tuulest elektri tootmine on etteaimamatum kui päikesest. <https://novaator.err.ee/644472/ttu-teadlased-tuulest-elektri-tootmine-on-ettea-imamatum-kui-paikeseest> (13.12.2020)
9. [EEK1] Elering. Elektrituru käsiraamat; <https://elering.ee/sites/default/files/elektrituru-kasiraamat.pdf> (27.10.2020)

10. [ÄL2] Delfi. Ärileht. Juunis kõikus elektri hind metsikult. 03.07.2019.
<https://arileht.delfi.ee/news/uudised/juunis-koikus-elektrihind-metsikult?id=86718567> (16.12.2020)
11. [KM1] Katarzyna Maciejowska. (2020). Assessing the impact of renewable energy sources on the electricity price level and variability – A quantile regression approach. Energy Economics. Volume 85. 2020. 104532. ISSN 0140-9883. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2019.104532>
12. [IDN1] Ioana Daniela Neamtu. (2016) Wind power effects and price elasticity of demand for the Nordic Electricity Markets. PhD dissertation. Aarhus University. Department of Economics and Business Economics.
https://pure.au.dk/portal/files/104558637/PhD_dissertation_Ioana_Neamtu.pdf
13. [DPT1] Preetum Domah, Michael G. Pollitt. (2001). The Restructuring and Privatisation of Electricity Distribution and Supply Businesses in England and Wales: A Social Cost-Benefit Analysis. Fiscal Studies (2001) vol. 22, no. 1, pp. 107–146
14. [NP1] Nord Pool. Nordic power market celebrates 20 years.
<https://www.nordpoolgroup.com/message-center-container/newsroom/exchange-message-list/2020/q3/nordic-power-market-celebrates-20-years/>
(27.10.2020)
15. [EPEX1] Henrike Sommer. 28th Baltic Electricity Market Forum. Updates from NEMOs – EPEX SPOT. 19.11.2020.
https://www.konkurentsiamet.ee/sites/default/files/201119_baltic_electricity_market_forum_epex_spot_presentation_v2.pdf (13.12.2020)
16. [NP0] Nord Pool. Market Data. Map
<https://www.nordpoolgroup.com/Market-data1/#/nordic/map> (27.10.2020)
17. [NP2] Nord Pool. Day Ahead Market.
<https://www.nordpoolgroup.com/the-power-market/Day-ahead-market/>
(28.10.2020)
18. [NP3] Nord Pool. Price calculation.
<https://www.nordpoolgroup.com/trading/Day-ahead-trading/Price-calculation/>
(28.10.2020)
19. [EEA1] Eesti Energia. Aastaaruanne 2019.
<https://www.energia.ee/ettevottest/aastaaruanne> (29.10.2020)

20. [NP5] Nord Pool Group. Nordic System Price. Methodology for calculation. <https://www.nordpoolgroup.com/4a7544/globalassets/download-center/day-ahead/methodology-for-calculating-nordic-system-price.pdf> (2.11.2020)
21. [OECD1] Bahar, H. and J. Sauvage (2013), "Cross-Border Trade in Electricity and the Development of Renewables-Based Electric Power: Lessons from Europe", OECD Trade and Environment Working Papers, 2013/02, OECD Publishing. https://www.researchgate.net/publication/290391278_Cross-Border_Trade_in_Electricity_and_the_Development_of_Renewables-Based_Electric_Power_Lessons_from_Europe (2.11.2020)
22. [NP8] Nord Pool. Day-Ahead prices. <https://www.nordpoolgroup.com/Market-data1/Dayahead/Area-Prices/ALL1/Monthly/?view=table> (04.11.2020)
23. [EE3] Eesti Energia. Annual report 2016. https://www.energia.ee/-/doc/8457332/ettevottest/investorile/pdf/annual_report_2016_eng.pdf (04.11.2020)
24. [EE4] Eesti Energia. Annual report 2019. https://www.energia.ee/-/doc/8644186/ettevottest/aastaruanne/pdf/EE_AA_2019_ENG.pdf (03.11.2020)
25. [EE5] Eesti Energia. Eesti Energia kontserni 2020. aasta I kvartali tulemused. <https://www.energia.ee/et/uudised/investori-uudised/-/newsv2/2020/05/05/eesti-energia-kontserni-2020-aasta-i-kvartali-tulemused> (03.11.2020)
26. [EE6] Eesti Energia. Eesti Energia kontserni 2020. aasta II kvartali tulemused. <https://www.energia.ee/et/uudised/turuylevaated/-/newsv2/2020/07/30/eesti-energia-kontserni-2020-aasta-II-kvartali-tulemused> (03.11.2020)
27. [ERR10] ERR. Tuuleenergia viis esmakordselt negatiivseks ka elektri süsteemihinna. <https://www.err.ee/1154114/tuuleenergia-viis-esmakordselt-negatiivseks-ka-ektriborsi-susteemihinna> (05.12.2020)
28. [NP6] Nord Pool. Historical Market Data. Elspot Prices 2014 Weekly EUR. https://www.nordpoolgroup.com/48e45b/globalassets/marketdata-excel-files/elspot-prices_2014_weekly_eur.xls (4.11.2020)
29. [KON1] Konkurentsiamet. Konkurentsiameti hinnang Eesti ja Soome vaheliste alalisvooluühenduste EstLink 1 ja EstLink 2 katkestuste osas. Mai 2015.

- https://www.konkurentsiamet.ee/sites/default/files/5_konkurentsiameti_hinna_ng_estlink_1_ja_estlink_2_katkestuste_osas.pdf (4.11.2020)
30. [EE2014] Eesti Energia. Energiaturu ülevaade, oktoober 2014. https://www.energia.ee/uudised/avaleht/-/newsv2/2014/11/13/energiaturu-ul_evaade-oktoober-2014 (4.11.2020)
31. [ERR1] ERR. Elering Eesti elektrivarustuse tagamisel enam Narva jaamadega ei arvesta. <https://www.err.ee/951208/elering-eesti-elektrivarustuse-tagamisel-enam-narva-jaamadega-ei-arvesta> (03.11.2020)
32. [EKK1] Viivi Russak, Ain Kallis. Eesti Kiirguskliima Teatmik. 2003. https://www.ilmateenistus.ee/wp-content/uploads/2013/01/eesti_kiirguskliima_teatmik.pdf
33. [TH1] Teolan Tomson. Helioenergeetika. Päikeseenergia tehniline kasutamine. Tallinn 2000.
34. [GSA1]. Global Solar Atlas. <https://globalsolaratlas.info/map> (4.11.2020)
35. [ELTA] Argo Rosin, Siim Link, Imre Drovtar. Tallinna Tehnikaülikool. Energia lokaalse tootmise analüüs büroohoonele. Osa I. TAASTUVENERGIALAHENDUSED. Tallinn 2013. (4.11.2020)
36. [EP1] Energiapartner. Päikeseenergia. Päikesepaneelid. <https://energiapartner.ee/paikeseenergia/paikesepaneelid/> (9.11.2020)
37. [PVGIS] European Commision. PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM. PERFORMANCE OF GRID-CONNECTED PV. https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#PVP (12.11.2020)
38. [PK1] Päikeseküte. Päikeseenergia Eestis. <http://www.xn--pikesekte-v2a4y.ee/artiklid/paikeseenergia-eestis/> (12.11.2020)
39. [TAT] Time and Date AS. 2020 Sun Graph for Tallinn. <https://www.timeanddate.com/sun/estonia/tallinn> (13.12.2020)
40. [ELE2] Elering. Toodang ja prognoos. <https://elering.ee/toodang-ja-prognoos> (04.11.2020)
41. [AST1] AST. Latvian Electricity Market Overview. <https://ast.lv/en/electricity-market-review> (4.11.2020)

42. [LIT1] Litgrid. National electricity demand and generation. <https://www.litgrid.eu/index.php/power-system/power-system-information/national-electricity-demand-and-generation/3523> (4.11.2020)
43. [ES1] Eurostat. Net electricity production. https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_CB_E_custom_169127/default/table?lang=en (04.11.2020)
44. [ES2] Eurostat. Annual net solar electricity production. https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_IND_PEH_custom_185835/default/table?lang=en (10.11.2020)
45. [ES3] Eurostat. Supply, transformation and consumption of electricity. Final consumption. https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_CB_E_custom_298160/default/table?lang=en (2.12.2020)
46. [ENTSO1] ENTSO-E Transparency Platform. <https://transparency.entsoe.eu/dashboard/show> (13.11.2020)
47. [EURO2] EurObserv'ER. Wind Energy Barometer 2020. <https://www.eurobserv-er.org/photovoltaic-barometer-2020/> (4.11.2020)
48. [FIN1] Publications of the Ministry of Economic Affairs and Employment. Energy. Finland. 2019:66. Finland's Integrated Energy and Climate Plan. https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/fi_final_necp_main_en.pdf
49. [LAT2] Ministry of Economics Latvia. The Cabinet of Ministers approves the National Energy and Climate Plan 2030. <https://www.em.gov.lv/en/article/cabinet-ministers-approves-national-energy-and-climate-plan-2030> (02.12.2020)
50. [ES4] Eurostat. SHARES summary results 2018. <https://ec.europa.eu/eurostat/documents/38154/4956088/SUMMARY+partial+provisional+results+SHARES+2018/25ce9f29-7053-17c5-12a6-8efe878b6031> (2.12.2020)
51. [LIT2] National Energy and Climate Action Plan of the Republic of Lithuania for 2021-2030. https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/lt_final_necp_main_en.pdf (02.12.2020)

52. [TR1] TRINITI Estonia. Mis variandid on taastuenergia toetuse saamiseks?
<https://triniti.ee/mis-variandid-on-taastuenergia-toetuse-saamiseks/>
 (9.11.2020)
53. [ELE3] Elering. Elektritarbimine püsis mullu stabiilsena, toodang vähenes
 kuuendiku võrra. 28.01.2016.
<https://www.elering.ee/elektritarbimine-pusis-mullu-stabiilsena-toodang-vahe-kuuendiku-vorra> (10.11.2020)
54. [EE7] Eesti Energia. Eesti Energia kontserni 2020. aasta III kvartali tulemused.
<https://www.energia.ee/et/uudised/avaleht/-/newsv2/2020/04/06/eesti-energia-kontserni-2020-aasta-iii-kvartali-tulemused> (03.11.2020)
55. [TEA] Tuuleenergia Assotsiatsioon. Olemasolev tuuleenergia Eestis.
<http://www.tuuleenergia.ee/about/statistika/olemasolev/> (07.12.2020)
56. [ERR2] ERR. 23.02.2020 Tootsi on hetkel Eestis ainus reaalne tuulepargi
 rajamise suurprojekt.
<https://www.err.ee/1056155/tootsi-on-hetkel-eestis-ainus-reaalne-tuulepargi-rajamise-suurprojekt> (07.12.2020)
57. [ERR3] ERR. 23.01.2020. Enefit Green tahab rajada Pärnumaale Saarde valda
 kümne tuulikuga tuulepargi.
<https://www.err.ee/1026932/enefit-green-tahab-rajada-parnumaale-saarde-valda-kumne-tuulikuga-tuulepargi> (07.12.2020)
58. [UTK] Tartu Ülikool. Sotsiaalse Analüüsi Meetodite ja Metodoloogia Õpibaas.
 Korrelatsioonikordajad. <http://samm.ut.ee/korrelatsioonikordajad> (29.11.2020)
59. [DIGI1] Digigeenius. Teadus ja tulevik. "Kliimamuutus tähendab, et päikese- ja
 tuuleenergia muutub üha tasuvamaks." 06.01.2017.
<https://digi.geenius.ee/rubriik/teadus-ja-tulevik/kliimamuutus-tahendab-et-paikese-ja-tuuleenergia-muutub-uha-tasuvamaks/> (30.11.2020)
60. [BBC1] BBC. Coronavirus: Germany reopens shops as lockdown is relaxed.
 6.05.2020. <https://www.bbc.com/news/world-europe-52557718> (23.11.2020)
61. [OW1] Our World In Data. Emerging COVID-19 success story: Germany's
 strong enabling environment. 30.06.2020.
<https://ourworldindata.org/covid-exemplar-germany> (23.11.2020)
62. [IEA1] IEA. Covid-19 impact on electricity. Statistics report — September 2020.
<https://www.iea.org/reports/covid-19-impact-on-electricity#variable-renewables-in-europe> (12.11.2020)

63. [CEE] Jiawei Wang, Yi Zong, Shi You, Chresten Træholt. (2017). A review of Danish integrated multi-energy system flexibility options for high wind power penetration. Department of Electrical Engineering, Technical University of Denmark.
https://www.researchgate.net/publication/321283427_A_review_of_Danish_integrated_multi-energy_system_flexibility_options_for_high_wind_power_penetration/related (14.12.2020)
64. [NP10] Nord Pool. Day-ahead capacities.
<https://www.nordpoolgroup.com/Market-data1/Dayahead/Capacities1/Capacities/DK/Norway/?view=table> (26.11.2020)
65. [NP11] Nord Pool. Day-ahead overview. Day ahead flows.
<https://www.nordpoolgroup.com/maps/#/nordic> (14.12.2020)
66. [ELE5] Elering Live. Tarbimine ja tootmine. Aasta 2019.
<https://dashboard.elering.ee/et/system/with-plan/production-consumption?interval=minute&period=years&start=2018-12-31T22:00:00.000Z&end=2019-12-31T21:59:59.999Z> (08.12.2020)
67. [ELE4] Elering Live. Tuulepargid. Aasta 2019.
<https://dashboard.elering.ee/et/system/with-plan/production-renewable?interval=minute&period=years&start=2018-12-31T22:00:00.000Z&end=2019-12-31T21:59:59.999Z> (08.12.2020)
68. [EMÜ] Eesti Maaülikool. Õpiobjektid. Andmeanalüüs MS Excelis. Regressioonanalüüs funktsioonide abil.
http://www.eau.ee/~ktanel/andmeanalyys_excelis/pt73.php (17.12.2020)
69. [MS] Microsoft. FORECAST and FORECAST.LINEAR functions.
<https://support.microsoft.com/en-us/office/forecast-and-forecast-linear-functions-50ca49c9-7b40-4892-94e4-7ad38bbeda99> (17.12.2020)