



INSENERITEADUSKOND

Elektroenergeetika ja mehhatroonika instituut

**AASTATE ILMASTIKU OLUDE ERINEVUSTE MÕJU  
LÄÄNEMERE ÄÄRSETE TAASTUVENERGIA  
TOOTJATE MÜÜGITULULE AASTAL 2040.**

**THE IMPACT OF YEARLY WEATHER CONDITION  
DIFFERENCES ON THE SALES REVENUE OF RENEWABLE  
ENERGY PRODUCERS IN THE BALTIC SEA AREA IN  
2040.**

MAGISTRITÖÖ

Üliõpilane: Reimo Pallaste  
/nimi/

Üliõpilaskood: 210831 AAVM

Juhendaja: Hardi Koduvere, teadur  
Reeli Kuhi-Thalfeldt, vanemlektor  
/nimi, amet/

Tallinn 2022

(Tiitellehe pöördel)

## **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.

"....." ..... 20.....

Autor: .....

/ allkiri /

Töö vastab bakalaureusetöö/magistritööle esitatud nõuetele

"....." ..... 20.....

Juhendaja: .....

/ allkiri /

Kaitsmisele lubatud

"....." .....20.....

Kaitsmiskomisjoni esimees .....

/ nimi ja allkiri /

## **Lihtlitsents lõputöö reprodutseerimiseks ja lõputöö üldsusele kättesaadavaks tegemiseks<sup>1</sup>**

Mina \_\_\_\_\_ (autori nimi)

1. Annan Tallinna Tehnikaülikoolile tasuta loa (lihtlitsentsi) enda loodud teose

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_ ,

(lõputöö pealkiri)

mille \_\_\_\_\_ juhendaja \_\_\_\_\_ on

(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.

\_\_\_\_\_ (kuupäev)

---

<sup>1</sup> 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:* Reimo Pallaste

*Lõputöö liik:* Magistritöö

*Töö pealkiri:* Aastate ilmastiku erinevuste mõju Läänemere äärsete taastuenergia tootjate müügitulule aastal 2040.

*Kuupäev:* 18.05.2022

88 lk (*lõputöö lehekülgede arv koos lisadega*)

*Ülikool:* Tallinna Tehnikaülikool

*Teaduskond:* Inseneriteaduskond

*Instituut:* Elektroenergeetika ja mehhatroonika instituut

*Töö juhendaja(d):* Hardi Koduvvere, vanemlektor Reeli Kuhi-Thalfeldt

*Töö konsultant (konsultandid):*

*Sisu kirjeldus:*

Käesoleva lõputöö eesmärgiks on vaadelda, kuidas ilmastiku aastate varieeruvus mõjutab 2040. aastal taastuenergiast elektri tootjate müügitulu. Tulemuste saamiseks kasutatakse avatud elektrituru mudelit Balmorel. Töös antakse ülevaade avatud elektriturust, selle toimimisest ning modelleerimisest Balmorel mudelis. Defineeritakse 2020. aasta mudeli parameetrid ning 35 ilmastiku aasta andmed taastuenergia tootjatel. Samuti leitakse traditsiooniliste elektrienergia tootjate võimsused 2040. aastal. Valitakse CO<sub>2</sub> tonni hind ning kütuse hinnad. Balmorel mudeliga modelleeritakse 35 ilmastiku aasta muutust Läänemere riikide tootmisele ning müügitulule.

Modelleerimis tulemustest selgub, et suurim müügitulude varieeruvus on Põhjamaa riikide taastuvelektritootjatel, mis põhineb hüdroenergia toodangul. Põhjamaade odav hüdroenergia mõjutab ka naaberriikide elektri tootjaid. Müügitulu varieeruvusel sõltub konkreetse riigi tootmisvõimsuste portfelligist. Päikeseelektrijaama omaniku müügitulu varieeruvus 2040. aastal on sõltuvalt kasutatud aasta kliimatilistest andmetest keskmiselt 18,4%, mis oleneb põhiliselt elektri hinna muutusest, mitte toodangu muutusest. Teiste taastuenergiat tootmisvõimsuste muutus aastast aastasse on keskmiselt 13,9%, mis tuleneb elektri hinna ning toodangu muutusest.

*Märksõnad:* ilmastiku aastad, elektrisüsteem, 2040, modelleerimine, müügitulu, Läänemere äärne ala, Balmorel.

## ABSTRACT

<i>Author:</i> Reimo Pallaste	<i>Type of the work:</i> Master Thesis
<i>Title:</i> <i>The impact of yearly weather condition differences on the sales revenue of Renewable energy producers in the Baltic Sea area in 2040.</i>	
<i>Date:</i> 18.05.2022	88 pages (the number of thesis pages including appendices)
<i>University:</i> Tallinn University of Technology	
<i>School:</i> School of Engineering	
<i>Department:</i> Department of Electrical Power Engineering and Mechatronics	
<i>Supervisor(s) of the thesis:</i> Hardi Koduvere, senior lecturer Reeli Kuhi-Thalfeldt	
<i>Consultant(s):</i>	
<i>Abstract:</i> <p><i>The aim of this dissertation is to look at how the variability of the weather over the years will affect the sales revenue of electricity producers from renewable energy in 2040. The Balmorel open electricity market model is used to obtain the results. The paper provides an overview of the open electricity market, its operation and modeling in the Balmorel model. The parameters of the 2020 model and the data of 35 weather years for renewable energy producers will be defined. The capacities of traditional electricity producers will also be found in 2040. The price of a tonne of CO<sub>2</sub> and fuel prices will be selected. The Balmorel model models the 35-year weather change for production and sales in the Baltic countries.</i></p> <p><i>The modeling results show that the largest variability in sales revenue is for renewable electricity producers in the Nordic countries, which are based on hydropower production. Cheap hydropower in the Nordic countries also affects electricity producers in neighboring countries. Sales revenue varies depending on the production capacity portfolio of a particular country. The variability of the sales revenue of the owner of a solar power plant in 2040 is 18.4% on average, depending on the climatic data used, which mainly depends on the change in the price of electricity and not on the change in production. The year-on-year change in the production capacity of other renewable energy is 13.9% on average, which is due to the change in electricity prices and production.</i></p>	
<i>Keywords:</i> weather years, electricity system, 2040, modeling, sales revenue, Baltic Sea area, Balmorel.	

# LÕPUTÖÖ ÜLESANNE

Lõputöö teema:	<b>Aastate kliima erinevuste mõju Läänemere äärsete taastuenergia tootjate müügitulule aastal 2040.</b>
Lõputöö teema inglise keeles:	<b>The impact of yearly climate differences on the sales revenue of renewable energy producers bordering the Baltic Sea in 2040.</b>
Üliõpilane:	<b>Reimo Pallaste, 210831</b>
Eriala:	<b>Elektroenergeetika AAVM</b>
Lõputöö liik:	<b>magistritöö</b>
Lõputöö juhendaja:	<b>Hardi Koduvere</b>
Lõputöö kaasjuhendaja: (ettevõtte, amet ja kontakt)	<b>Reeli Kuhi-Thalfeldt Taltech, Vanemlektor, reeli.kuhi-thalfeldt@taltech.ee</b>
Lõputöö ülesande kehtivusaeg:	2021/2022 Kevad
Lõputöö esitamise tähtaeg:	<b>18.05.2022</b>

---

Üliõpilane (allkiri)

---

Juhendaja (allkiri)

---

Õppekava juht (allkiri)

---

Kaasjuhendaja (allkiri)

## 1. Teema põhjendus

Euroopa Liidus pannakse suurt rõhku taastuenergia osakaalu suurendamisele, mis tuleneb kliimapoliitikast ning taastuenergeetika tehnoloogiate odavnemisest. Suurenenud taastuenergia tootmisvõimsusega muutub ka elektri hind kliima tingimustest rohkem sõltuvamaks ning muutlikumaks. Juba käesoleval ajal, kui leiab aset taastuenergia tootjate tootmisvõimsuste üleküllus, on elektri hind väga madal või isegi negatiivne. Kas veel tihemini esinevate väga madalate elektri hindadega on taastuenergia tootjatel aastased müügitulud ohu all? Uue tootmisüksuse investeringu jaoks võetakse laenu, mida makstakse perioodiliselt tagasi. Tulevikus, kui hinnad võivad aastast aastasse veel rohkem varieeruda kui praegu, võib see endas sisaldada olulist finantsriski. Projektide iga-aastase rahavoo prognoosimine on investeringu oluline osa

ja kui tuleb välja, et aastane tulubaas võib muutuda näiteks 20% võrra, siis see on väga oluline parameeter, mida investeringut tehes arvesse võtta.

Taastuenergia toodangut on tihti analüüsitud, kasutades muu hulgas ka näiteks keerukaid elektrituru mudeleid. Enamasti aga kasutatakse selliste analüüside läbi viimiseks ilmastikuandmeid mingisuguse keskmise kliimaatilise aasta kohta. Teisalt võib ilm aastast aastasse palju muutuda, oluliselt varieerub tuulekiirus, välisõhu temperatuur, päikesepaiste ning ka näiteks sademed, mis mõjutavad hüdroelektrijaamade väljundit. Seega võib taastuenergiatootjate aastane müügitulu aastast aastasse oluliselt muutuda, mida on väga oluline nende tasuvusanalüüsis arvesse võtta.

Lõputöös kasutatakse Balmorel mudelit, mis võimaldab regiooniti muuta taastuenergia toodangu aegridasid ning uurida kõverate kombineeritud mõju Läänemere äärsetes riikides. Mudel võtab arvesse ülekandevõimsusi regioonide ning riikide vahel, tootmisüksuste mastaabist tulevaid efekte, tarbimise aegridasid ja palju muud. Balmorel-i eelis on, et lisaks kogu regiooni taastuenergiaandmete muutmisele saame uurida ka muid parameetreid näiteks: kogu regiooni tootmisportfelli ja makromajanduslike eeldusi. Balmorel leiab elektrihinna igas regioonis päev-ette turu põhimõtte järgi. Kulutusi minimaliseerides leiab mudel igaks tunniks vajaliku tootmisvõimsuse tarbimise katteks. Elektrihind kujuneb mudelis viimase käivitatava tootmisüksuse marginaalkulu põhiselt. Seega lubab Balmorel uurida tunni põhiselt taastuenergia tootmisüksuste ilmast tingitud muutuva toodangu mõju süsteemi elektrihinnale ning tootja müügitulule.

Käesoleva magistritöö eesmärk ongi kvantifitseerida ilmastikuolude varieerumise mõjusid aastast aastasse ning võrrelda neid teiste mõjuritega, mis taastuenergia tootjate tulusid võivad mõjutada, nagu Euroopa Liidu heitmekvoodi (EU ETS) hind või fossiilkütuste hinnad.

## **2. Töö eesmärk**

Töö peamiseks eesmärgiks on uurida tuleviku Balti mere äärsete riikide taastuenergia tootjate müügitulude muutust, kasutades selleks 1982-2016 aastate kliima andmeid. Selleks luuakse Balmorel mudelis süsteem aastaks 2040 ning vaadatakse kliima aastate erinevuse mõju tootjate aastasele müügitulule. Modelleerimisel vaadeldakse hüdroelektrijaamade toodangu, tuule- ja päikeseparkide toodangu ning elektri- ja soojusenergia tarbimise aastast muutust.

Teiseks eesmärgiks on edasiseks kasutamiseks leida võimalusel lähim keskmine kliima aasta.

### **3. Lahendamisele kuuluvate küsimuste loetelu:**

- Kui suurt mõju avaldab erinevate aastate kliima taastuenergia tootjate müügitulu kujunemisel?
- Kui suurt mõju avaldab erinevate aastate kliima elektrihinna muutlikkusele?
- Kas või kui palju erinevad mudeli investeringud kliima aastatel?
- Kui tähtis on arvestada kliima aastate varieeruvusega tuleviku müügitulude projekteerimisel?

### **4. Lähteandmed**

- ENTSO-E Mid-term Adequacy Forecast 2020;
- ENTSO-E Transparency Platform;
- Eurostat;
- Riiklikud energia- ja kliimakavad;
- Olemasolevad ennustused riikidelt ning TSO-delt;
- NASA kliimaandmed.

### **5. Uurimismeetodid**

- Balmorel mudeli andmete uuendamine (Gams, teadusartiklid, TSO-d, ENTSO-E);
- Süsteemi loomine Balmorel mudelisse 2040 aastaks;
- ENTSO-E MAF andmete analüüs. Uute tabelite ning muutujate tekitamine (Excel, Matlab, Gams, Phyton);
- Balmorel mudeli add-on teostamine (Phyton, Gams);
- Stsenaariumite analüüs ning järelduste tegemine.

### **6. Graafiline osa**

Lõputöö põhiosas kasutatakse illustreerivaid jooniseid ja skeeme sisendandmetest ning mudeli tulemist. Praegu saab välja tuua järgnevad graafikud:

- Aastased müügitulud iga kliima aasta kohta jaotuskõveral koos keskmise kliima aasta jaotuskõveraga;
- Elektrihinna negatiivsete hindade ning aastaste tootmis varieeruvuste graafikud;
- Aastaste kliima erinevuse mõju erinevatele taastuenergia toodangu mahule.

### **7. Töö struktuur**

Lõputöö ülesanne

Eessõna

Sissejuhatus

Tutvustav osa

Elektrihinna kujunemine elektribörsil

Taastuenergeetika elektri omahinna ning börsihinna kujunemine

Balmorel – programmi tutvustus

Sisuline osa - Andmete töötlemine / Metoodika

Andmete leidmine

Vajalike andmete seletamine ning rakendamine

Sisuline osa - Andmete töötlemine / Empiirilise osa

Balmorel mudeli loomine



Kliima aasta andmete rakendamine mudelis  
Mudeli tulemuste saamine  
Kliima aasta tulemuste võrdlemine  
Tulemuste õigsuse reaalsus kontroll  
Mõtted edasiarenduseks

Kokkuvõte

Kasutatud kirjandus

Lisad

## **8. Kasutatud kirjanduse allikad**

<https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/>

<https://transparency.entsoe.eu/>

<https://goldsmr4.gesdisc.eosdis.nasa.gov/opendap/MERRA2/M2T1NXSLV.5.12.4>

## **9. Lõputöö konsultandid**

## **10. Töö etapid ja ajakava**

08.11.2021 **Lõputöö ülesande esitamine** – TalTech  
08.11.2021 Balmorel mudeli koostamine / analüüsi teostamine / kirjutamine  
17.01.2022 Teoreetilise osa kirjutamine  
08.04.2022 Kokkuvõtte koostamine ja vormistamine  
20.04.2022 Töö esimene versioon valmis  
20.04.2022 Juhendajale läbilugemiseks saatmine  
28.04.2022 Paranduste sisseviimine  
04.05.2022 Juhendajale teiseks läbilugemiseks saatmine  
10.05.2022 **Töö lõplik versioon valmis**  
10.05.2022 Kaitsmistaotluse esitamine - TalTech  
18.05.2022 Lõputöö esitamine - TalTech  
24.05.2022 Kaitsmistaotluse kinnitamine - TalTech  
28.05.2022 Juhendaja arvamus ja retsensioon - TalTech  
31.05.2022 Kutseregistri nõusolek - TalTech  
31.05.2022 Kaitsmisdokumendi esitamine - TalTech

# SISUKORD

LÕPUTÖÖ LÜHIKOKKUVÕTE .....	4
ABSTRACT .....	5
LÕPUTÖÖ ÜLESANNE .....	6
EESSÕNA .....	11
Lühendite ja tähiste loetelu .....	12
SISSEJUHATUS .....	13
1. TUTVUSTAV OSA .....	15
1.1 Elektriinna kujunemine avatud turul .....	17
1.2 Elektrienergia marginaalkulu kujunemine.....	19
1.3 Balmorel – programmi tutvustus.....	21
2. MUDEL JA SISENDANDMED .....	24
2.1 Ülevaade modelleerimis protsessist.....	24
2.2 <i>ENTSO-E Mid-term Adequacy Forecast</i> kliimaandmed .....	24
2.2.1 MAF kliimaandmete sobitamine Balmorel mudelisse .....	25
2.3 Riikide 2020 tootmisvõimsuste leidmine .....	31
2.4 Riikide 2040 vähese CO <sub>2</sub> -heitega tootmisvõimsuste leidmine.....	33
2.5 Riikide 2040 traditsiooniliste tootmisvõimsuste ning ülekandevõimsuste leidmine .....	47
2.5.1 CO <sub>2</sub> kvoodi hind ja kütuse hinnad aastal 2040.....	48
3. MODELLEERIMISE TULEMUS JA ANALÜÜS .....	51
3.1 Ilmastiku mõju taastuvelektrienergia tootjate müügitulule .....	51
3.1.1 Päikeseelektrienergia müügitulu muutus.....	53
3.1.2 Hüdroenergia müügitulu muutus .....	54
3.1.3 Maismaa tuuleelektrienergia müügitulu muutus.....	55
3.1.4 Mere tuuleelektrienergia müügitulu muutus .....	56
3.2 Müügitulu muutus ETS hinna muutusega .....	56
3.3 Modelleerimise koondtulemused .....	59
KOKKUVÕTE .....	64
SUMMARY.....	66
KASUTATUD KIRJANDUSE LOETELU .....	68
LISAD .....	75
Lisa 1 RIIKIDE TOOTMISVÕIMSUSED 2020 AASTAL .....	76
Lisa 2 RIIKIDE TOOTMISVÕIMSUSED 2040 AASTAL .....	82
Lisa 3 MUDELI ÜLEKANDEVÕIMSUSED .....	87

## **EESSÕNA**

Lõputöö vajadus tuleneb maailma sihist üle minna CO<sub>2</sub> vähestele energia allikatele. Siinkohal on näha, et suurem osa üleminekust toimuks kontrollimatutest allikatest põhinevatel tootmisvõimsustel ehk hüdro-, tuule- ja päikese elektrijaamadega. Siinjuures tuleb aga saavutada tulem majanduslikult optimaalsete finantseeringutega. Tähtis on, et pankadele ning suurinvestoritele, kelle abiga ehitatakse tootmisvõimsused oleks tagatud ka piisav rahavoog ning investearingu tasuvus. Riigid piiravad üha enam subsidiidume, millega esmaselt turg tekitab. Toetuste kaotamine turult raskendab investearimisotsuste tegemist.

Lõputöö teema valik tulenes Tallinna Tehnikaülikoolis läbitud praktikast, kus tudeng tutvus elektrituru mudeli ning selle kasutamiseks vajalike andmete ja seadistustega. Siinjuures sooviks tänada praktika- kui ka lõputöö juhendajat Hardi Koduveret teadmiste ja lõputöö ülesande väljakujundamisel. Tänaaks veel lõputöö kaasjuhendajat Reeli Kuhi-Thalfeldti, kes lõputöö edenemisel silma peal hoidis.

## Lühendite ja tähiste loetelu

MAF – ENTSO-E Tootmisvõimsuste adekvaatsuse prognoos (ingl k *Mid-term Adequacy Forecast*)

TSO – Riigi ülekandesüsteemi haldur (ingl k *Transmission system operator*)

LCOE - Tasandatud energiakulu (ingl k *Levelized cost of electricity*)

NECP – Riiklik energia- ja kliimakava (ingl k *National energy and climate plan*)

GAMS – Balmorel mudeli programmeerimis keskkond (ingl k *General Algebraic Modeling System*)

ETS – CO<sub>2</sub> tonni hind heitkogustega kauplemise süsteemis (ingl k *Emissions Trading System*)

PECD – Üle Euroopaline kliima andmebaas (ingl k *Pan European Climate Database*)

## SISSEJUHATUS

Euroopa liit on võtnud eesmärgiks liikuda puhtama tuleviku poole. Võttes 29. juuli 2021 vastu määruse (EU) 2021/1119, lõpliku eesmärgiga 2050-ks aastaks saavutada kasvuhoonegaaside netoheide nullväärtus Euroopa Liidu riikides tervikuna. Eesmärk saavutatakse heitkogusid vähendades, investeerides rohelistesse tehnoloogiatesse ja kaitstes looduskeskkondi. Seaduses on kirjas vahe-eesmärk 2030-ks aastaks, vähendada kasvuhoone gaaside tekkimist 55% 1990. aastaga võrreldes. Sellest lähtuvalt pidid riigid 2030. aastaks esitama riiklikud kliimapoliitika plaanid NECP. Kuid vähesed riigid on sellest ajamahust realistlikult kaugemale vaadanud või poliitilisi plaane seadusesse kirjutanud. [1]

Sellest hoolimata on NECP-des välja toodud suurem üleminek ning tootmisvõimsuste installeerimine tuule- ja päikeseelektrijaamadesse. Suurenenud taastuvenergia tootmisvõimsusega muutub ka elektri hind kliima tingimustest rohkem sõltuvamaks ning muutlikumaks. Juba käesoleval ajal, on võimalik selgelt eristada elektribörsil tuulisemaid perioode, ehk odavama marginaalkuludega tootjate tootmisvõimsuste üleküllust, mis alandab elektri hindu teatud tundidel. Samuti toimub vastupidine olukord, kus on odavama tuuleelektrienergia puudujääk, ning käivitama peab kõrgemate kuludega elektrijaamu. Kui uue meretuulepargi ehitamine võtab 5-10 aastat, on küsimärgi all taastuvenergia tootjatel aastased müügitulud. Seda enam, kui elektri hinnad aastast aastasse veel rohkem varieeruvad, kui praegu. See sisaldab endas olulist finantsriski. Seda enamgi, kuna riigid hakkavad subsidiidume ning muid toetusi kärpima. Näiteks Eestis lõpetati taastuvenergia toetuste maksmine uutele elektrijaamadele 2020 aasta lõpus, mis asendati perioodiliste vähempakkumistega, mis kestavad 12 aastat. [2]

Projektide iga-aastase rahavoo prognoosimine on investeringu oluline osa. Siinjuures on tähtis ka investorite tulu tagamine. Kui nn "mängumaal" puudub teenimisvõimalus, siis tihti sellega niisama vabast tahtest ei tegeleta. Näiteks saab võrrelda Eesti ning Läti riigi päikesepaneelide installeeritud võimsusi. Eesti pakkus päikeseelektrijaamade tootjatele initsiatiiviks toetusi ning 2019-2021 on võrguga liidetud juurde 340 MW võimsust, kui Lätis vaid 7 MW. Siinjuures tekib igas riigis küsimus, kuidas saavutada riiklikud kliima ning varustuskindluse eesmärgid võimalikult optimaalselt. [3]

Taastuvenergia toodangut on tihti analüüsitud, kasutades muu hulgas ka näiteks keerukaid elektrituru mudeleid. Enamasti aga kasutatakse selliste analüüside läbi viimiseks ilmastikuandmeid mingisuguse keskmise kliimaatilise aasta kohta. Teisalt võib ilm aastast aastasse palju muutuda, oluliselt varieerub tuulekiirus, välisõhu

temperatuur, päikesepaiste ning ka näiteks sademed, mis mõjutavad hüdroelektrijaamade väljundit. Seega võib taastuvenergiatootjate aastane müügitulu aastast aastasse oluliselt muutuda, mida on väga oluline nende tasuvusanalüüsis arvesse võtta.

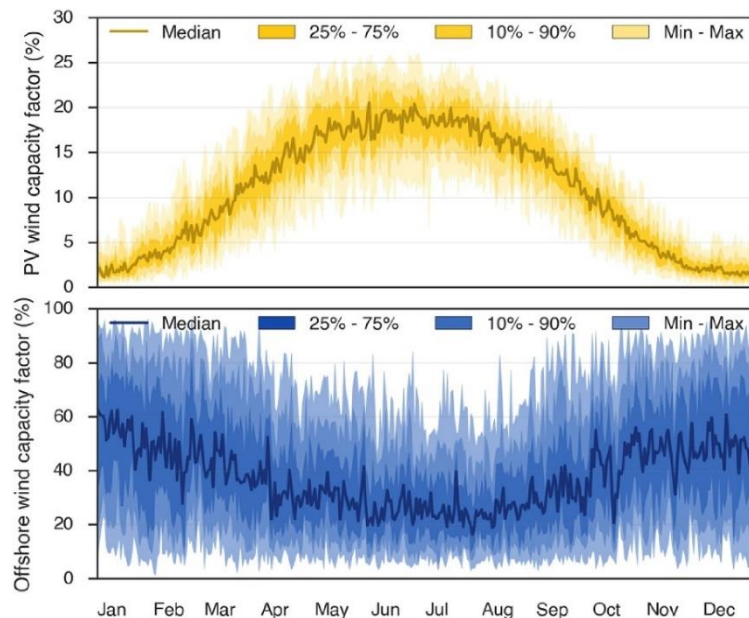
Lõputöös kasutatakse Balmorel mudelit, mis võimaldab regiooniti muuta taastuvenergia toodangu aegridasid ning uurida kõverate kombineeritud mõju Läänemere äärsetes riikides. Mudel võtab arvesse ülekandevõimsusi regioonide ning riikide vahel, tootmisüksuste mastaabist tulenevaid efekte, tarbimise aegridasid ja palju muud. Balmorel mudeli eelis on, et lisaks kogu regiooni taastuvenergiaandmete muutmisele saame uurida ka muid parameetreid näiteks: kogu regiooni tootmisportfelli ja makromajanduslikke eeldusi. Balmorel leiab elektrihinna igas regioonis päev-ette turu põhimõtte järgi. Kulutusi minimaliseerides leiab mudel igaks tunniks vajaliku tootmisvõimsuse tarbimise katteks. Elektrihind kujuneb mudelis viimase käivitatava tootmisüksuse marginaalkulu põhiselt. Seega lubab Balmorel uurida tunni põhiselt taastuvenergia tootmisüksuste ilmast tingitud muutuva toodangu mõju süsteemi elektri hinnale ning tootja müügitulule.

Töö on jaotatud kolmeks suuremaks osaks. Esimene annab suurema ülevaate elektrituru toimimisest ning hinna kujunemisest turul. Teises osas on ülevaade mudeli sisendandmetest ning nende käsitlest. Kolmandaks on Balmorel mudeli stsenaariumite võrdlemine ning ilmast tulenevate muutuste analüüs

# 1. TUTVUSTAV OSA

Elektrienergia on oma olemuselt unikaalne toode. Tegemist on elutähtsa teenusega, millela enamikes Euroopa linnades ei jõua kodutarbijale vett ning tulevikus suurenevate õhksoojuspumpade kasutusega ka sooja. Samas peab olema nii tootmine, kui ka tarbimine pidevalt tasakaalus. Tootel puudub ka lühemas kuni keskmises vaates suurel määral turu hinnatundlikkus, kuna tarbija peab ikkagi oma tavapärasel elus kasutama elektrienergiat. Seega on riikidel hea hoida elektrienergia kulud madalad, mis vähendavad ka suurtootjate kulutusi, ning toovad alla hindu ka tavatarbijale. Üleüldiselt energia hinna alanemisel on inimestel rohkem rahalisi vahendeid mida mujale majandusse suunata.

Uurimusi kliimaandmetega on ka varem teostatud väiksemas mahus ja ajalise aspektidega kuni 2030. Siinjuures saab tuuagi välja 2018 aastal teostatud uurimuse Suurbritannia energiasüsteemi suurenenud sõltuvusest kliimatilistest tingimustest. Kuigi ka uurimuses vaadeldi tarbimise muutust, milles põhiliselt toodi välja päevaste koormus tippude ja lohku laienemine. Elektrienergia toodangu jooniselt (Joonis 1.1) on näha, et 1991-2015 aastate lõikes suureneb varieeruvus tuuleelektrijaamade-, kui päikeseelektrijaamade toodangul. Siinjuures toodi välja, et 2030-l aastal, kus tuuleelektrijaamade installeeritud võimsus on 41,1 GW on võimalik puudujääk 8 GW kontrollitavat tootmisvõimsust jaanuaris (ka tarbimise muutust arvestades). [4]

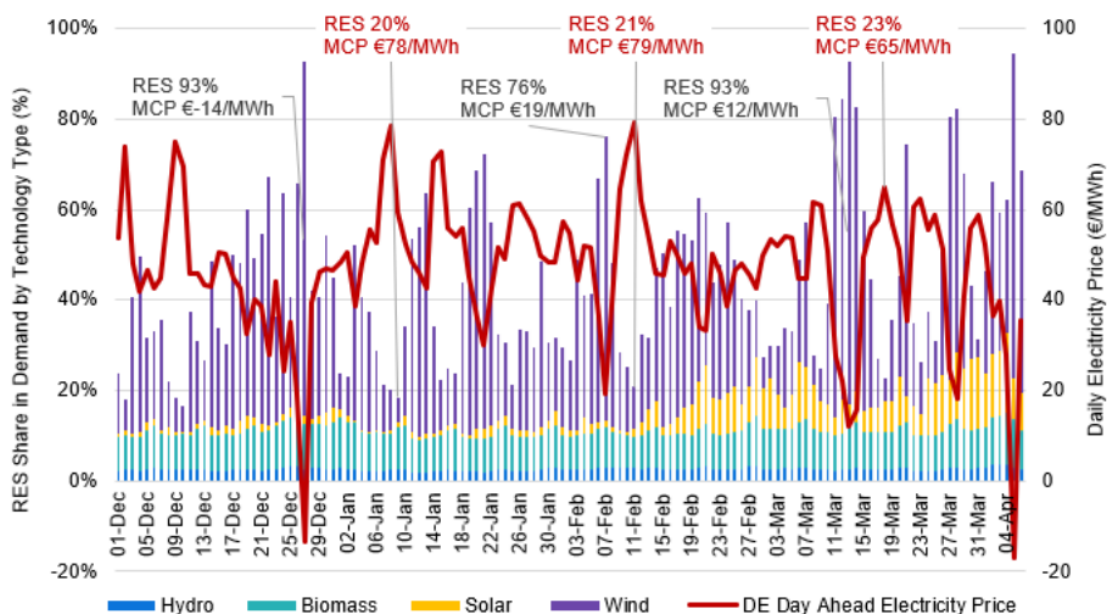


Joonis 1.1 Aastane varieeruvus Suurbritannia meretuule- ja päikeseelektrijaamadel 1991-2015 kliima aasta andmetega [4]

Konkreetsemaks näiteks kliima mõjust taastuvenergia elektritootjatele ning elektri hinnale saab vaadata Saksamaa näitel. Saksamaal on juba praegu üle poole kogu installeeritud tootmisvõimsusest taastuvenergia kategooria all. Sellest 90% on juhitamatud, millest omakorda 54% on tuuleelektrijaamad ning 46% on päikesepaneelidelektrijaamad. [5]

Joonis 1.2 näitab taastuvenergia osakaalu kogu elektritarbimises taastuvenergia tehnoloogia järgi koos Saksamaa järgmise päeva keskmise elektri hinnaga 1. detsembrist 2020 kuni 6. aprillini 2021. Sel perioodil taastuvenergia koguhulk Saksamaal varieerus suuresti madalaima 900 GWh ja kõrgeima 5000 GWh vahel, moodustades vastavalt 17–95% kogu päevasest elektrivajadusest. [5]

Elektri hinna ja taastuvenergia osakaalu vahel on eristada pöördvõrdeline seos, rahuldades samaaegset nõudlust. Päevadel, millal taastuvenergia osakaal (protsendina nõudlusest) oli antud kuu suurim; 7. veebruar (76%), 13. märts (93%) ja 5. aprill (95%) olid samuti madalaimad elektri päevahinnad kogu selle kuu jooksul vastavalt 19 €/MWh, 11,9 €/MWh ja -16,9 €/MWh. [5]



Joonis 1.2 Saksamaa järgmise päeva keskmine elektri hind ja taastuvenergia osakaal elektrienergia tootmisest 1.12.2020-06.04.2021 [5]

Toodud uurimustes tuleb esile otsene korrelatsioon varieeriva ilma ning elektrienergia tootmisüksuse toodangu vahel, mis omakorda mõjutab elektri hinda. Siinjuures aga on ette näha väikeste LCOE kulude ning tootmise kliimanetraalsuse seisukohalt, et uuteks



tootmisvõimsusteks on Euroopas taastuvad elektritootjad ning tuumaenergia. Ette võib näha, et võidutsema hakkavad põhiliselt meretuulepargid ning päikeseelektrijaamad.

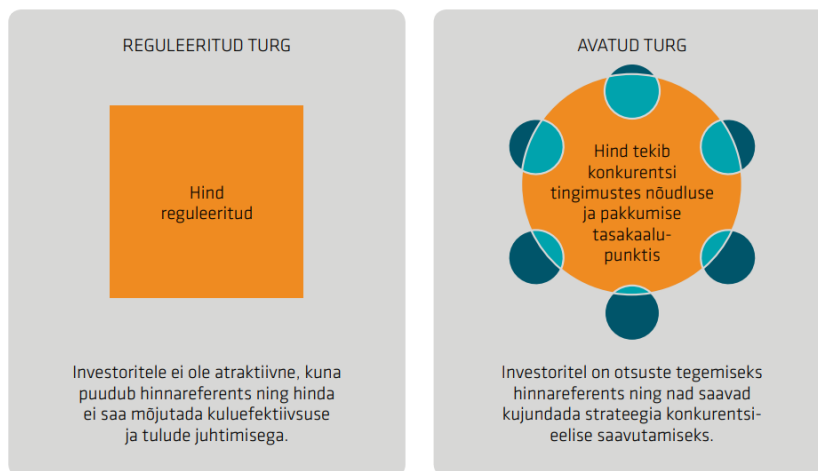
**Lõputöö eesmärk** on vaadata tulevikku 2040 aastasse, kus on CO<sub>2</sub>-vähete tootmiste ülekaal veelgi suurem, ning ilmastiku mõju Euroopa elektritootmisele veelgi suurema mõjuga. Siinjuures võetakse vaatluse alla Norra, Rootsi, Soome, Eesti, Läti, Leedu, Poola, Saksamaa ja Taani riikide hüdro-, päikese- ja tuuleelektrijaamade toodangu. Samuti elektrienergia tarbimisandmetes vaadeldakse tarbimise prognoose ning kasutatakse aastate tunnipõhiseid tarbimisandmeid. Eesmärgiga vaadata tunnipõhiste variatsioonide mõju taastuvelektrienergia tootjate müügitulu muutusele aastasest imast tulenevalt. Siinjuures loogika dikteerib, et kui taastuvelektrienergia toodang on suur, siis elektrienergia hind on madal ning tegelikult rohkem tootes on potentsiaalselt müügitulu väiksem.

Lõputöös võetakse vaatluse alla 35 aasta (1982-2016) ilmastiku andmed, ning võrreldakse nende mõju mudelis varasemalt kasutatud keskmistatud ilmastiku aastaga. Selleks rakendatakse ENTSO-E MAF andmebaasis olevaid ilmastiku andmeid. Antud mudelis rakendamiseks on vajalik ilmastiku andmed ümber töödelda. Andmete õigsuse tagamiseks kasutatakse 2020 aasta tootmisvõimsus andmeid, kus on võimalik tekitatud andmete võrdlus tegeliku toodanguga. Järgnevalt leitakse 2040-ks aastaks riikidele prognoositud vähese CO<sub>2</sub> heitmetega tootmisüksused, ning lisatakse need Balmorel mudelisse. Lubades mudelil läbi modelleerida kõik 35 ilmastiku aastat, selgub aasta, kus ilmastiku aastane taastuvaenergia toodang on kõige väiksem. Edasi töötades valitud ilmastiku aasta mudeliga, piiratakse investeeringud vaid traditsioonilistele tootmisüksustele täpsema osajaotusega mudelis. Saadud traditsioonilisi tootmisvõimsusi saab käsitleda edasises analüüsis, kus investeeringuid mudelil teha ei lasta. Seega tootmismahud kõikidel ilmastiku aasta mudelitel 2040 aastal on samad. Siit edasi toimub 35 aasta kliima mudelite modelleerimine tunnipõhise osajaotusena, millest saab hakata müügitulu analüüse koostama.

## **1.1 Elektrihinna kujunemine avatud turul**

Elektriturge saab põhimõtteliselt korraldada reguleeritud ja avatud turuna. Kus reguleeritud turul toimib nii elektrienergia tootmine kui ka tarbimine turu piires. Avatud turul seevastu on elektritootjal võimalus müüa toodetud elektrienergiat laiemale turule (Joonis 1.3). Turul osaleda saab, kas otseste kahepoolsete lepingutega või osaledes elektribörsil. Turul elektrihind kujuneb tsoonipõhiselt, ehk elektrihind arvutatakse

hinnatsooni järgi. Erinevused hinnatsoonide vahel tulenevad ülekandevõimsuste piirangutest. [6]



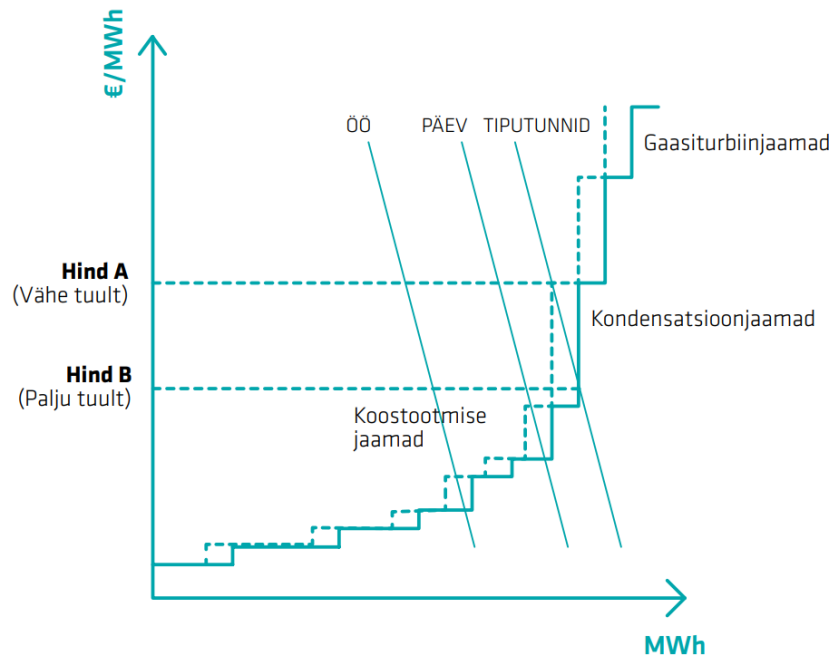
Joonis 1.3 Reguleeritud ja avatud turu erinevused [6]

Avatud turumudeli eelised:

- Ühtsed ning samad mängureeglid tagavad läbipaistva hinna kujunduse, mis loob eeldused pikaajaliste investeeringute tegemiseks;
- Tootjate turujõu vähendamine (geograafilise turu laienemine),
- Suurendab varustuskindlust (sääst tuleneb koostööst teiste riikidega);
- Stabiilsem hind ühendatud võrkudes.

Elektribörs pakub võimalust igale turuosalisele võrdset ligipääsu tagades samas tehingu anonüümsuse. Kõigile kättesaadav on avalik informatsioon konkurentsi ja turu likviidsuse kohta. Informatsiooni avatus tagab elektribörsil madalamad kulud, kui seda kahepoolsete tehingutega kaubeldes. Mahult suurimaks elektribörsiks on NordPool Spot, mis tegutseb Põhjamaades, Baltikumis ja Suurbritannias. Suuruselt teine elektribörs on *European Power Exchange*, mis tegutseb põhiliselt kesk-Euroopas. Euroopas tegutseb tervenisti 17 elektribörsi. [6]

Elektribörsidel elektri hind päev ette turul arvutatakse tootmisüksuste toodangu ning regioonide ja riikide tarbimist tasakaalustades. Elektribörsi ülesandeks on leida minimaalsete kuludega olukord, kus tarbimine oleks kaetud igal ajahetkel. Elektri hind kujuneb tootjate marginaalkulude põhised, mida tootjad saavad sisestada börsile ka pikkajaliste pakkumistena (Joonis 1.4). Elektri hind kujuneb viimase tootmisüksuse käivitamise marginaalkuludest, et katta tarbimine. [6]



Joonis 1.4 Elektrituru hinna kujunemine [6]

Siinjuures aga tuleb mängu mittereguleeritavate tootmisüksuste (kohati hüdro, tuul ja päike) kasutamise piirangud. Kuigi nimetatud tootmist on juba võimalik suuresti ette prognoosida esineb ikkagi võimsuse määramisel ebatäpsust. Samuti esineb tunde, kus tootmist tegelikult ei toimu. Mis tõttu peab käivitama kallimad tootmisüksused ning elektrihind tõuseb. Seega enamik suuremaid tuuleparke pakub väiksemat võimsust turule, kui tegelik toodang. Tuulepargi lubatud võimsuse ebakatkmisel, tuleb tootjal energia osta kallimalt päevasiseselt turult, et katta oma kohustused. Samuti päikesepaneelide suurim tootmine toimub päevasel ajal, kui tarbimine on kohati väike. Tekitades probleeme süsteemioperaatoritele pinge seisukohalt, ning suurendades turul odavat tootmis mahtu, peavad osad teised jaamad enda tootmisvõimsust piirama, vähendades nende kasutegureid.

## 1.2 Elektrienergia marginaalkulu kujunemine

Elektrienergiast rääkides on otstarbekas võrrelda marginaalkulu. Marginaalkulu on kulu, mis on vajalik ühe täiendava kuluobjekti (lõputöös käsitleva MW) valmistamiseks. Suuresti saab vaadata marginaalkulu elektrijaamade olulisematest kuludest lähtuvalt:

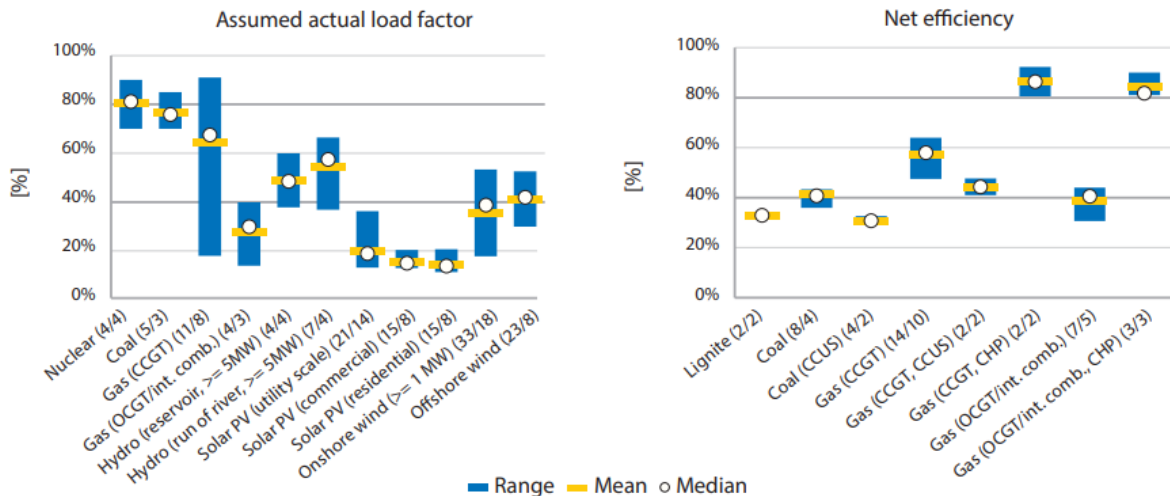
- Kasutatavatest kütustest ja tehnoloogia kasutegurist;
- tootmisüksuse kasutustundide arvust;
- kapitali hinnast;

- tootmisüksuse nimivõimsusest;
- riiklikutest kehtestatud maksudest.

Kütuse maksumus kogu marginaalkulust oleneb elektri jaama tüübist ning tehnoloogiast. Siinjuures moodustades suurema osa näiteks gaasielektri jaamade puhul ning olematu osakaalu tuule- ja päikeseelektri jaamade puhul. Samuti on kütustel omad hinnakujunemis sõltuvused energiasaldusest, asukohast, kättesaadavus raskustest, kohalikest maksudest, saadaolevast mahust jne.. Siinjuures elektri jaama kasutegur oleneb nii tehnoloogiast, tootmis režiimist, kui ka kütuse enda koostisosadest. Näiteks ei ole optimaalne põlevkivi jaamade sulgemine mõneks tunniks ja siis uuesti käivitamine.

Lõputöös vaatluse alla võetud taastuvenergia ressursidel (hüdro, tuul ja päike) puudub otsene kütuse kulu. Vähesse CO<sub>2</sub>-heitmega elektri jaamades nagu puidu- ja tuumaelektri jaamades on kütuse kulu kuni pool ligikaudetest muutuv kuludest. [7]

Tootmisüksuste kasutustunde maksimeerides ning nimivõimsust suurendades vähendatakse püsikulude osakaalu ning vähendatakse sellega erimuutuvkulu, mis alandab marginaalkulu (Joonis 1.5).

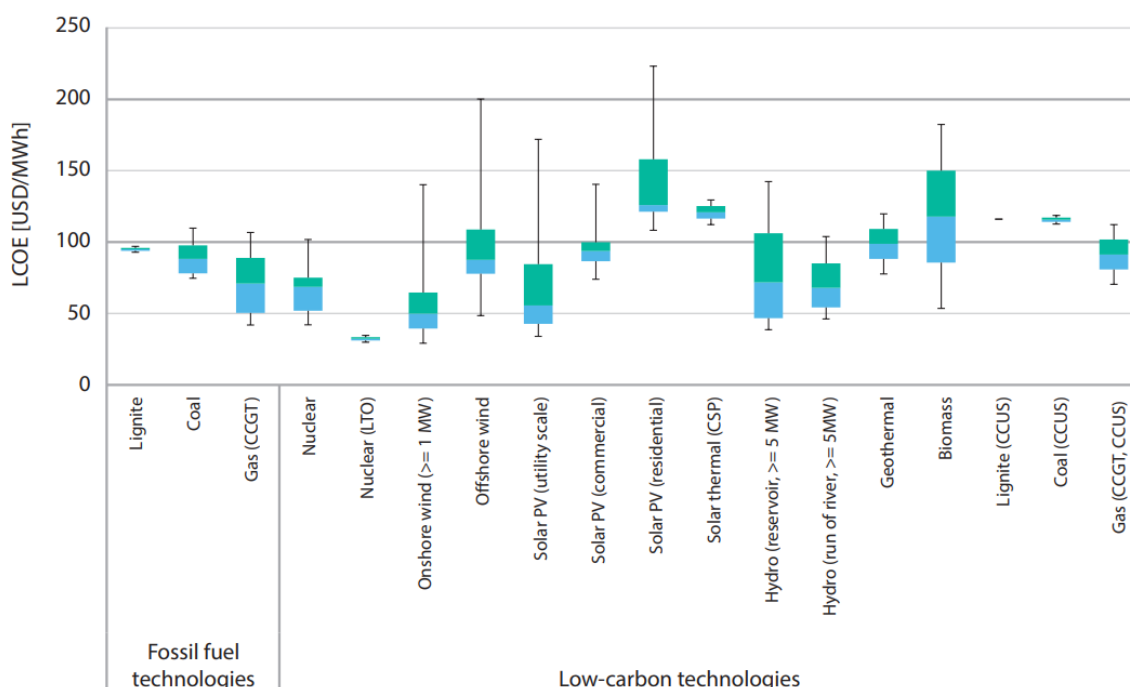


Joonis 1.5 Tehnoloogiate tüüpilised kasutustunnid ning kasutegurid [8]

Kapitali hind sisaldab tootmisüksuse amortisatsiooni ning tootmisüksuse soetamise intresse. Riigiti erinevad ka kohalikud regulatsioonid (näiteks jäätmete käitlemisest) ning kulud toormaterjalile (näiteks veeressurs). Regulatsioonide karmistumisega muutub uute elektri jaamade ehitamine kallimaks. Samuti peavad vanad jaamad muutuma keskkonnasõbralikumaks lisades tootmisesse uusi filtreid või kasutama kütustes lisandeid. Suurenevad ka maatükkide hinnad ning kogukondade kaasamise

kulud. Levinud on juba suhtumine, et mitte minu taga aias. Seega tuleb pakkuda kogukondadele suurimaid stiimuleid ning viia läbi pikemaid / mahukamaid uuringuid ning kogukonna koosolekuid.

Loetletud faktoreid arvesse võttes saab võrrelda elektrijaamade elektrihindasi tootmistehnoloogia järgi. Tootmisüksusi ning tootmistehnoloogiaid saab võrrelda tasandatud energiakuluga (LCOE), mis hindab keskmist kulu toodetud energiaühiku kohta kogu jaama eluea jooksul. International Energy Agency on 2020 aastal leidnud, et odavam tootmistehnoloogia on pikaajalised tuumaelektrijaamad, millele järgneb taastuvatest allikatest pärinevad elektrienergiatoomis üksused (Joonis 1.6). Sellest lähtuvalt võib öelda, et suuremad investeeringud uutesse tootmisvõimsustesse, ka kliimaeesmärke arvestades, paigutatakse taastuvatesse elektrienergiaallikatesse. [8]



Joonis 1.6 Tasandatud energiakulu (LCOE) tehnoloogia järgi, diskontomääraga 7% [8]

### 1.3 Balmorel – programmi tutvustus

Balmorel mudel on osaline tasakaalu mudel elektri-, soojuse- ja kombineeritud üksuste tootmise analüüsiks rahvusvahelises mastaabis. Eesmärgiga turu käitumise, koostoime ja tasakaalu saavutamise uurimine. Mudelis käsitletakse elektri tarbimise ning tootmise tasakaalu saavutamist ressursi (elektrihinna) majanduslikult kõige optimaalsema jagunemisega. Siinjuures üritatakse saavutada maksimaalne kasu ühiskonnale minimaliseerides süsteemi kogukulusid. [9]

Balmorel mudeli lahendamisel kasutatakse lineaarset probleemi optimeerimist GAMS programmeerimiskeskkonnas. See tähendab, et mudel üritab minimaliseerida või maksimaliseerida vahetulemusi lubatud muutujate piires. Teostades mitmeid iteratsioone, kuniks leitakse minimaalne väljund. Lineaarse programmeerimise põhikomponendid on järgmised:

- Otsuse muutujad (Algselt pole väärtused teada. Pärast väärtuste arvutamist asetatakse need sihifunktsiooni (eesmärgi võrrandisse) – nt tunnipõhine toodang;
- sihifunktsioon ehk eesmärk (Probleem, mida lahendame.) –nt elektri hind;
- piirangud – nt ülekande võimsused, installeeritud tootmismahud;
- andmed – nt jaamade efektiivsused, tarbimis andmed, kütuse hinnad. [10]

Mudelit on põhiselt arendatud etappide kaupa, iga projekti raames eraldi. Kuid meeles pidades mudeli looja avatus printsiipi on nii mudel, kui ka lähteandmed veebis tasuta kättesaadavad ning kohandatavad. Mudeli kasutaja peab omama vaid GAMS programmi keskkonna litsentsi. Kättesaadav on ka dokumentatsioon, mis kirjeldab koodi ning aitab arendajatel viia sisse enda projekti vajalikke muudatusi. [11], [12]

Balmorel Mudel on mitmekülgne ning kohandatav mitmetes aja- ,geograafilistes- ja keerukuse astmetes. Vaatluse alla saab võtta põhjalikumalt üksiku riigi või näiteks praguseks välja arendatud Läänemere äärsete riikide kogumiku. Sisendandmed ja arvutustulemused esitatakse mudelis geograafiliste alajaotustena, mis võimaldab vaadata tulemusi nii riigi kui ka regiooni põhiselt. Täpsemalt on jaotatud mudel kolme geograafilisse tasemesse. Kõige peal on Riik (*country*), milles eksisteerivad regioonid (*region*), ja mis omakorda on jaotatud aladeks (*area*). Väiksemates riikides on tavapäraselt üks regioon, suuremates riikides tulevad mängu regioonid ning nende vahelised ülekandevõimsused. Alasid kasutatakse põhiliselt kaugkütte arvestamisel ning ka tuule- ja päikeseelektrijaamade toodangu kalkuleerimisel. Mudelis elektriülekannet kirjeldatakse sarnaselt tegelikkusele Euroopas toimivale avatud turu mudelile. Mudel seob omavahel riigid ning nende sisesed regioonid vastavalt defineeritud ülekandeliinidele, mida iseloomustavad liinide ülekande võimsus, kadu ja maksumus. Seeläbi suudab näidata Balmorel elektrihindade erinevusi geograafiliselt riigi regioonides.

Balmorel mudelis on võimalik ajalist täpsust muuta vastavalt soovitud eesmärgile. Lihtsamateks ning mitte nii detailseteks simulatsioonideks võib piisata aasta jaotamisest 191 ajaliseks osaks. Täpsemaks arvestuseks saab jagada juba aasta 624 osaks või

tunnipõhiseks. Kuigi siin raskeneb mudeli lahenemine ja programmil läheb rohkem aega simulatsioonide lahendamisega. Seega suureneb vajalike iteratsioonide arv, mida programm peab läbi töötama.

Balmorel mudeliga modelleerides elektrisüsteemi on võimalik kasutaja poolt määrata sisendandmetena pea kõike. Põhiliselt alustades regioonipõhistest tootmisvõimsustest ning nende tüüpidest. Mudeli erinevad tootmisseadmete tüübid hõlmavad elektrit, soojust, soojuse ja elektri koostootmist, lühiajalisi soojussalvestisi, hüdro-, tuule- ja päikeseenergiat. Igale tüübile on omakorda tabelites defineeritud mitmeid iseloomulikke suuruseid, nagu kütuse efektiivsus, käidukulud, investeeringu kulud, salvestustehnoloogiatel reservuaari täitumise ja tühjenemise aeg. Tähtsuset teiseks suurimaks mudeli sisendiks on kütused ning heitmete hinnad.

Mudelit põhiliselt kasutatakse tuleviku vaatamiseks, mis hõlmab ka optimaalsete investeeringute tegemist riikidesse ning nende regioonidesse. Seoses tootmisvõimsuse puudumisega teatud riigis või regioonis, võib mudel investeerida optimaalselt elektri- ning soojuse ja elektri koostootmistehnoloogiatesse. Mudel võtab siinjuures arvesse ülekandeliinide läbilaskevõimeid, kütuste ning investeeringute hindasid. Samuti ka tootmistehnoloogiate igatunniseid tootmisvõimsusi. Kui näiteks mingil tunnil aastas ei suudeta riigi või regiooni tarbimist katta taastuvenergia tootjatest, siis vaadatakse ülekande võimsusi ning investeerimist juhitavatesse tehnoloogiatesse. [12]

Balmorel mudeli põhiliseks väljundiks on osajaotusele vastav elektrihind. Sellest tulenevalt saab vaadelda mudeli optimaalseid investeeringuid uutesse elektrienergia tootmisvõimsustesse. Siinjuures saab näiteks vaadata uue innovaatilise tootmisseadme toimetulekut avatud turul. Samuti on võimalik käsitleda tootmisseadmete heitmeid vastavalt tootmismahust ning ajalisest mastaabist. Balmorel mudel võimaldab vaadata uute ülekandevõimsuste efekti riigi siseste regioonide või riikide vahelistele elektrihindadele. Mudel võimaldab arvutada elektrihipda iga aasta tunniks, mis lubab simuleerida reaalselt päev ette turgu. Omakorda lubab hinnata erinevate tehnoloogiate või tootmisseadmete osakaale riikide turuosades. [6]

## 2. MUDEL JA SISENDANDMED

### 2.1 Ülevaade modelleerimis protsessist

Lõputöös vaadeldakse kahte tüüpi mudeleid. Esimeseks ning teostuselt lihtsamaks on olemasolevate ilmastiku andmetega baasmudelite uuendamine aastatel 2020 ja 2040. Teiseks ning põhiliseks uuritavaks objektiks on mudel aastatel 2020 ja 2040, milles on 35 aasta ilmastiku andmed.

Mudelid jagavad kõike peale tarbimistundide kujusid, hüdro-, päikese-, ja tuule tootmise kujusid ning täistöötunde. Mõlemale mudelile otsitakse ning täiendatakse kütuste kui ka heitmete hinnad, aastased tarbimis- ning tootmisvõimsused. Üldine protsess koosneb järgnevatest etappidest:

- Andmete hankimine erinevatest andmebaasidest ning riikide raportitest;
- andmete ümber töötlemine ning kohandamine Balmorel programmi;
- Balmorel 2020 aasta mudelis ilmastiku andmete valideerimine;
- 2040 aasta traditsiooniliste tootmisvõimsuste ning ülekandevõimsuste modelleerimine ning valimine;
- 2040 aasta Balmorel mudeli 35 ilmastiku aasta modelleerimine;
- tulemuste võrdlus Balmorel baasmudeliga.

### 2.2 *ENTSO-E Mid-term Adequacy Forecast* kliimaandmed

Balmorel programmis kasutatavad ilmastiku andmed pärinevad ENTSO-E Mid-term Adequacy Forecast 2020. Andmetes on 1982 kuni 2016 aasta andmed hüdroelektrijaamade sissevoolu andmete kohta, tuule- ja päikese elektrijaamade tunniste tootmisvõimsuste kohta. Lisaks on olemas ka veel ajaloolised tarbimisandmed iga tunni kohta. [13]

ENTSO-E kasutas aastate hüdroelektrijaamade andmete saamiseks andmebaasi nimega PECD, kus on analüüsitud tunni ilmaandmeid ja muutuvat generatsiooni. PECD andmekogumid koostavad väliseksperdid, kes oskavad muutuva genereerimise ja muude kliimast sõltuvaid muutusi korrektselt hinnata. Hüdroelektrijaamade sissevoolu



andmete põhjal töötati välja standardiseeritud tsentraalne metoodika tootmisandmete ajalooliste sissevoolude kaardistamiseks ja mudeli loomiseks hüdroelektrijaamade toodangule, sealhulgas jõgede-, reservuaar hüdroelektrijaamade ja pumphoidlatele. [13], [14]

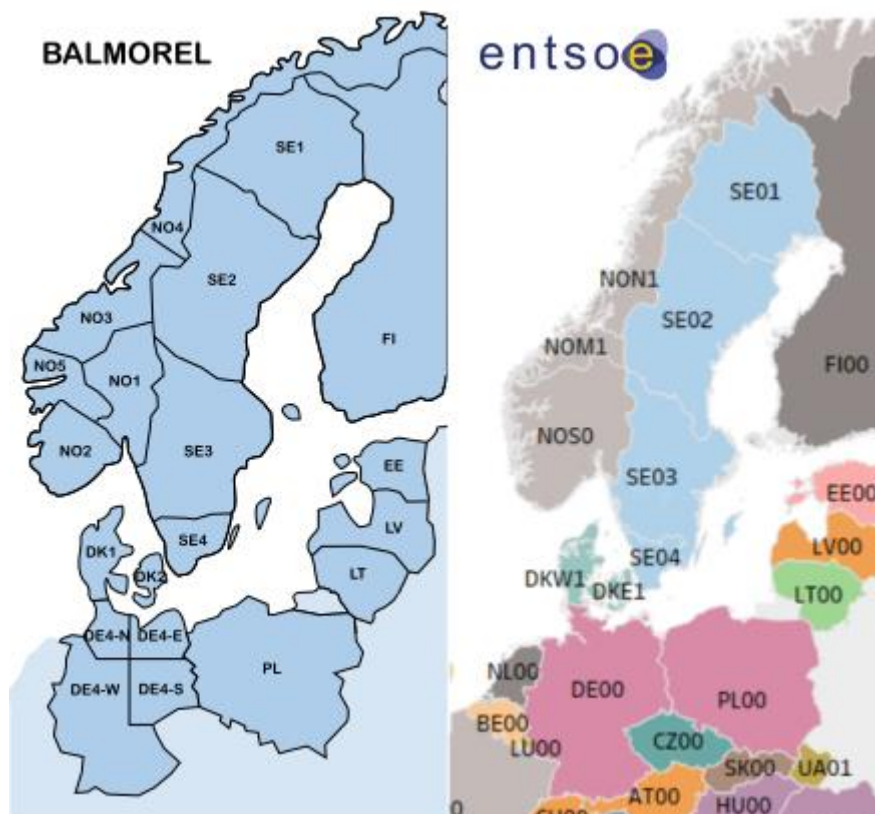
Varasematest kliimatingimustest lähtuva loodusliku sissevoolu arvutamisel kasutati masinõppe/tehisnärvivõrkude statistilist ümberanalüüsi, mis ühendas jõgedes voolanud ajaloolisi (1982–2017) veekoguseid ( $m^3$  / ööpäevas) vastava hüdroelektrijaamade toodanguga (GWh) mitmel prooviaastal 2010 kuni aastani 2017. Sellest protsessist tulenevat ülekandefunktsiooni saab seejärel rakendada teiste aastate ajaloolistele veekogustele ( $m^3$  /päevas), järeldades vastav hüdroelektrijaamade toodangu GWh-des. [15]

Tuule- ja päikeseenergia jaamade tootmise aegridasid simuleeriti DTU Wind Energy tööriistaga CorRES. CorRES genereeris meteoroloogiliste andmete põhjal üle Euroopalisi tuule- ja päikesejaamade (PV) aegridu. Avameretuule modelleerimises hõlmati kõrgsageduslike stohhastilist simulatsioone, mis lisati meteoroloogilistele andmetele täpsemaks modelleerimiseks. [13], [14]

### **2.2.1 MAF kliimaandmete sobitamine Balmorel mudelisse**

Kuna Balmorel mudelis kasutatavad regioonid ning tootmisvõimsused ei vasta üks ühele ENTSO-E MAF saadaolevas kliimaandmetes oli vaja saadaavad andmed Balmorel mudeli jaoks ümber töötada.

MAF kliimaandmete esimene kahest suurimast erinevusest on riikide regioonide geograafilise jaotavuse erinevus. MAF andmetes on Norra jaotatud kolme regiooni, kuid Balmorel mudelis on Norra jaotatud viieks regiooniks. Samuti käsitletakse Saksamaad MAF andmetes ühe regioonina, kui Balmorel mudelis jaguneb ta neljaks regiooniks DE4-E, DE-N, DE4-S ja DE4-W (Joonis 2.1).



Joonis 2.1 Balmorel ja ENTSO-E riikide regioonid [16], [14]

Teiseks suurimaks erinevuseks on taastuv ressursside andmete andmine GWh-des. Reservuaar hüdroelektrijaamade puhul nädalase intervallina ja jõgede hüdroelektrijaamade intervallina päev. Tuule- ja päikese elektrijaamade andmed on igatunnise tootmisprofiilina antud. Siinjuures tuli andmed ümber teha aastaseks täistöötundideks, mida tehti 2020 aasta tootmisvõimsuste põhjal. Mudel jaotab ise tuule- ja päikese elektrijaamade võimsuste toodangu aastase mahu (täistöötunnid) igatunniste tootmisprofiili järgi. Reservuaar hüdroelektrijaamade toodangul kasutatakse nädalast vee sissevoolu andmeid ja jõgede hüdroelektrijaamade igatunnised andmed teisendati ka mudelis kasutatavateks igapäevaseks sissevooluks.

Loodud kliimaatilisi täistöötundi andmeid võrreldi mudeli olemasoleva 10 aasta keskmisega (2002-2011). Nimelt siin tulid välja erinevused. Mudelis on keskmised tootmismahud paika loksutatud, nii et mudeli väljundtulemus vastaks võimalikult lähedaselt riikide päriselu elektrihinnale. Suurendades vajadusel teatud riikide tootmismahute. Kuna aga mudelis oli ka toodangu viimiseks pärisellu moonutatud ka hüdroelektrijaamade installeeritud tootmismahute ning MAF-is käsitleti installeeritud tootmisvõimsusi kohati erinevalt, ei osutu mudeli keskmised andmed enam hästi võrreldavaks hüdroelektrijaamade seisukohalt. Seega mudeli hüdroelektrijaamade toodangu paika saamiseks pärast sisse viidud hüdroelektrijaamade tootmisvõimsuste

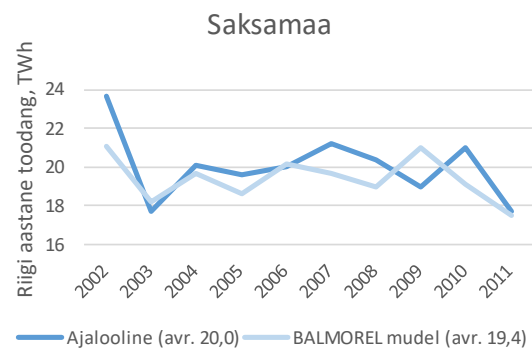
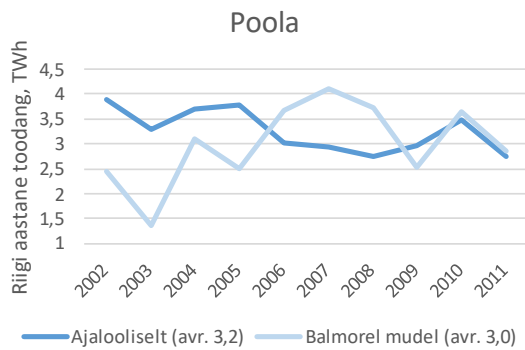
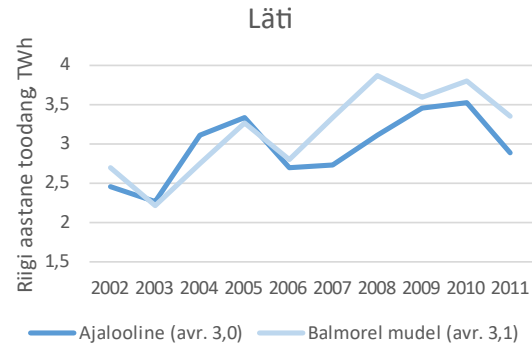
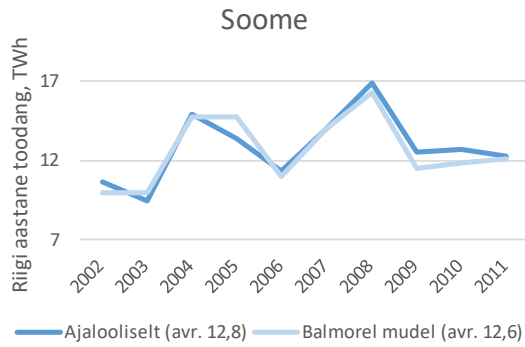
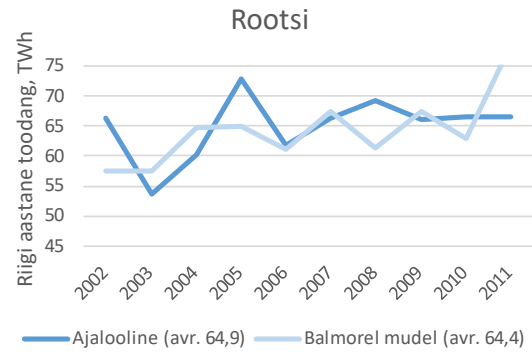
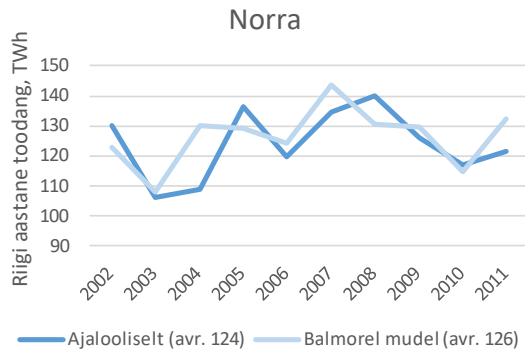
muutus võrreldi päriselu ajalooliste andmetega. MAF andmetest kasutati iganädalasi varieeruvusi, mis on olulised igatunnise elektri hinna saamisel, aga aastaseid täistöötunnid nihutati paika.

Siinjuures tuli muuta Balmorel mudeli Norra ja Rootsi jõgede hüdroelektrijaamade tootmismahud reservuaariga hüdroelektrijaamade tootmismahututeks, kuna ENTSO-E käsitles oma andmetes riikide hüdroelektrijaamade tootmist nii. Kuigi siinjuures kasutades reservuaar hüdroelektrijaamade sissevoolu andmeid muudeti tehnoloogia jõgi hüdroelektrijaamade sarnaseks, et ikkagi tootmisvõimsused käituksid hüdroelektrijaamade sarnaselt. Samuti tuli muuta mudelis Poola tootmismahute jõgede hüdroelektrijaamade põhiseks reservuaar ja jõgi hüdroelektrijaamadest.

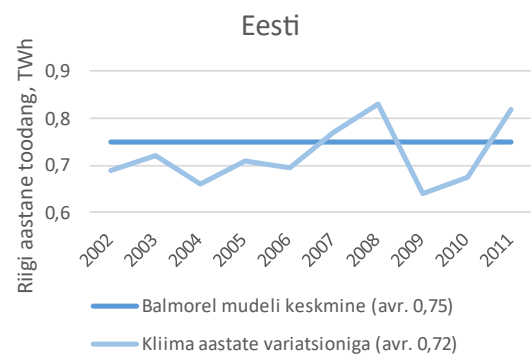
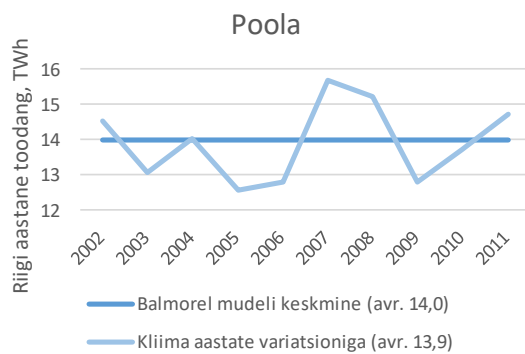
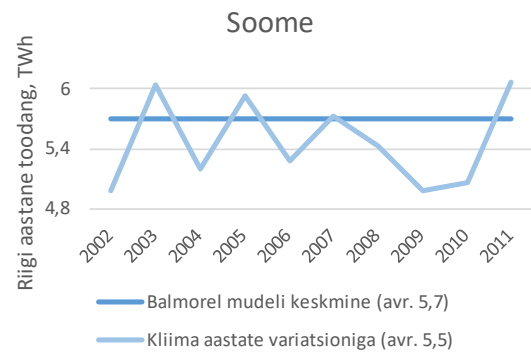
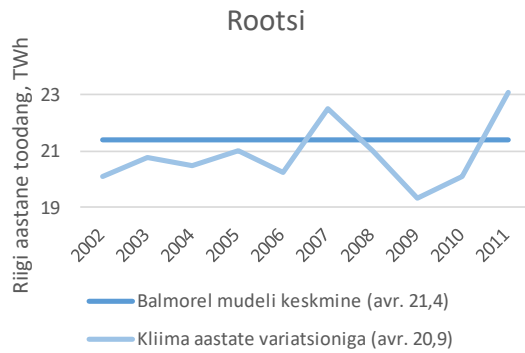
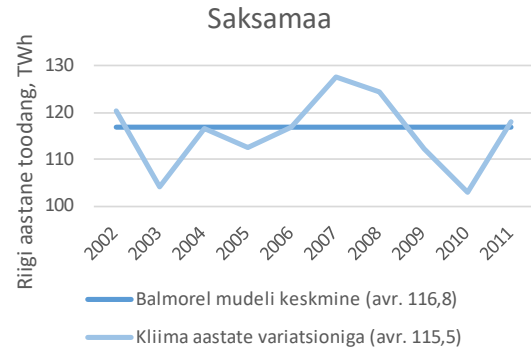
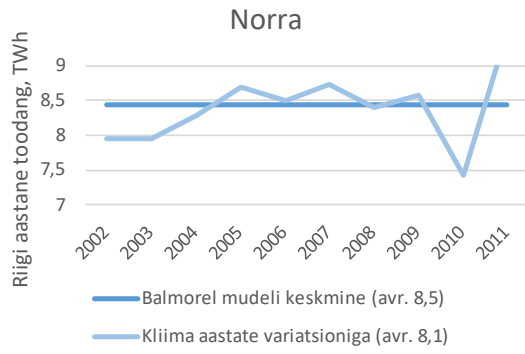
Hüdroelektrijaamade toodangu võrdluses (2002-2011) on selge, et Poolas toodangu asendamine jõgede hüdroelektrijaamade tootmisega on ebakõla suurim ajaloolise ning mudeli aastase toodangu vahel. Kahjuks siinkohal lahendust leida ei suudetud, ning kuna tootmismahud regioonis on suhteliselt väike ei tohiks tulemus riike väljaspool Poolat eriti mõjutada (Joonis 2.2).

**Tuule- ja päikese** toodangu võrdlust ning kinnitamist on paljugi raskem arvesse võtta. Põhiliselt, kuna toodang erineb aastast aastasse installeerimis võimsuse kasvuga. Siinkohal vaadeldi Balmorel mudeli 2020 aasta tootmisvõimsuste 2002-2011 aasta keskmist toodangut TWh, mida võrreldi Balmorel mudelis olnud keskmise 2002-2011 aasta andmetega. Alustuseks võeti Balmorel mudeli keskmistatud aastased täistöö tunnid. Vajadusel muudeti täistöö tunde, et 10 aasta toodangud kattuksid. Seega leiti täistöötundide arvud, mis annaksid 10 aasta keskmise kokku sama, mis Balmorel mudelis eelnevalt (Joonis 2.3, Joonis 2.4).

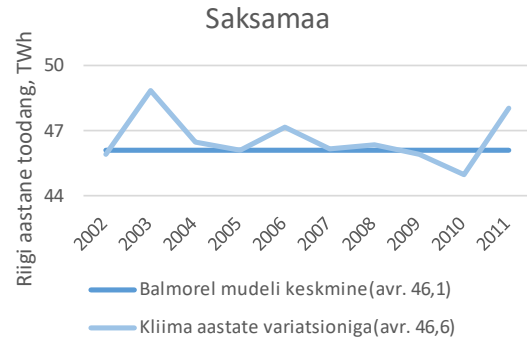
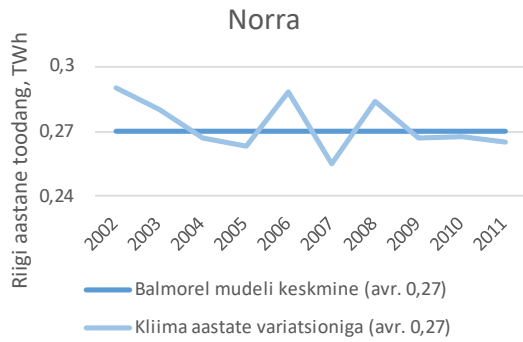
Tuule- ja päikeseelektrijaamade efektiivsuse paranemist ajaga käsitletakse Balmorel mudelis täistöötundide suurendamisega. Selleks kohandati mudelis olevad tegurid tudengi uutele tekitatud täistöötundidele.



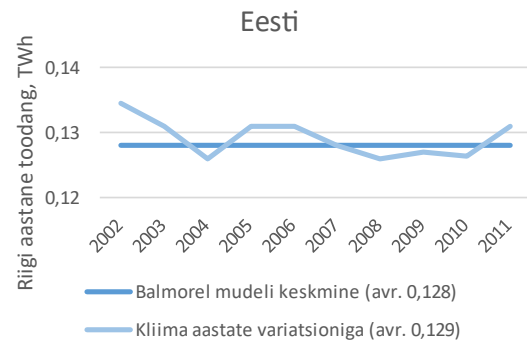
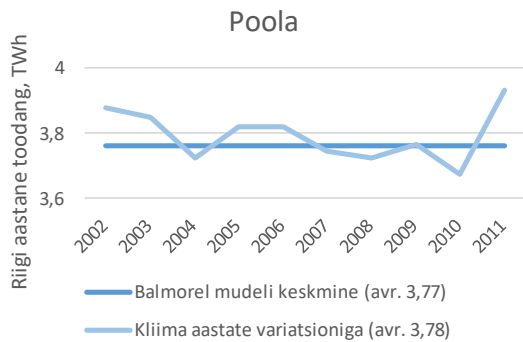
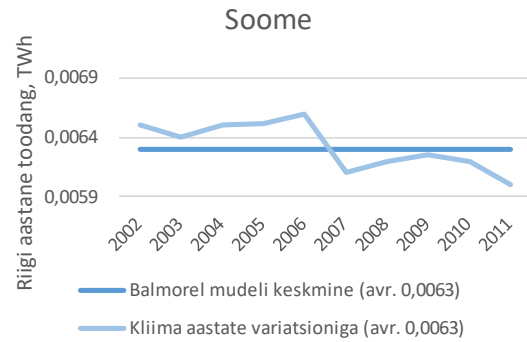
Joonis 2.2 Erinevate ilmastiku aastate riikide hüdroelektrijaamade toodangu ajalooliste andmete võrdlus Balmorel mudeli 2020 aasta andmetega [17], [18], [19], [20], [21], [22]



Joonis 2.3 Erinevate ilmastiku aastate riikide tuuleelektrijaamade toodangu ajalooliste andmete võrdlus Balmore mudeli 2020 aasta andmetega



Rootsis puudus 2020 aastal piisavalt märkimisväärne päikeselektrijaamade tootmisvõimsus, et võrrelda Balmore mudeli eelnevaid - ning tekitatud andmeid.



Joonis 2.4 Erinevate ilmastiku aastate riikide päikeselektrijaamade toodangu ajalooliste andmete võrdlus Balmore mudeli 2020 aasta andmetega

## 2.3 Riikide 2020 tootmisvõimsuste leidmine

Enamik mudelis kajastatud tootmisvõimsusi on leitavad ENTSO-E veebilehelt *ENTSO-E Transparency Platform*, kus riikide TSO-d annavad perioodiliselt sisendandmeid oma riigi tootmisvõimsuste kohta. Samuti on platvormil olemas teatud riikide tootmisvõimsused tunnipõhiselt ning muud kasulikud andmed ülekandeoperaatoritelt.

Riikide ning nende regioonide tootmismahud (Tabel 2.1) ning elektritarbimine (Tabel 2.2) kajastatakse seoses ilmastiku andmete loomise taasloomiseks ja kindlustamiseks läbipaistvus tehtud tööle. Samuti saab võrrelda vajadusel riikide väheste CO<sub>2</sub>-heitega tootmisvõimsuseid 2040 aastaga.

Täpsemad riikide tootmisvõimsuste jagunemine regioonide vahel on kajastatud lõputöö Lisa 1 RIIKIDE TOOTMISVÕIMSUSED 2020 AASTAL.

Tabel 2.1 Mudelis vaadeldud riikide tootmisvõimsused 2020 aastal, MW [3], [23], [24], [25], [26], [27], [28], [29], [30]

	Hüdroelektrijaam, MW	Pumphüdroelektrijaam, MW	Maismaa tuuleelektrijaam, MW	Mere tuuleelektrijaam, MW	PV päikeseelektrijaam, MW	Tuumaelektrijaam, MW	Kütteeõli, MW	Muu, MW	Maagaas, MW	Biokütused, MW	Kivisüsi, MW
<b>Norra</b>	31047	1024	3252	0	300	0	0	46	495	0	0
<b>Rootsi</b>	16162	216	9542	1831	0	7771	1376	481	897	2878	439
<b>Soome</b>	3320	0	2586	71	7	2800	1122	1867	1839	2614	2853
<b>Eesti</b>	4	0	329	0	128	0	0	178	124	165	1502
<b>Läti</b>	1257	1214	60	0	0	0	0	0	1193	116	0
<b>Leedu</b>	128	900	534	0	103	0	0	153	1722	98	0
<b>Poola</b>	791	2341	6570	0	3473	0	220	34	483	3442	30066
<b>Saksamaa</b>	4766	6363	53435	6697	41962	0	3959	1592	26946	8217	51777
<b>Taani</b>	0	0	4426	1700	1014	0	888	286	1594	1076	3163

Tabel 2.2 Mudelis vaadeldud riikide elektritarbimine 2020 aastal, TWh [31], [32], [33], [34], [27], [35], [36], [37], [38]

	<b>Aastane elektritarbimine, TWh</b>
<b>Norra</b>	132,9
<b>Rootsi</b>	132,9
<b>Soome</b>	78,4
<b>Eesti</b>	7,9
<b>Läti</b>	7,1
<b>Leedu</b>	11,8
<b>Poola</b>	165,5
<b>Saksamaa</b>	543,6
<b>Taani</b>	55,8



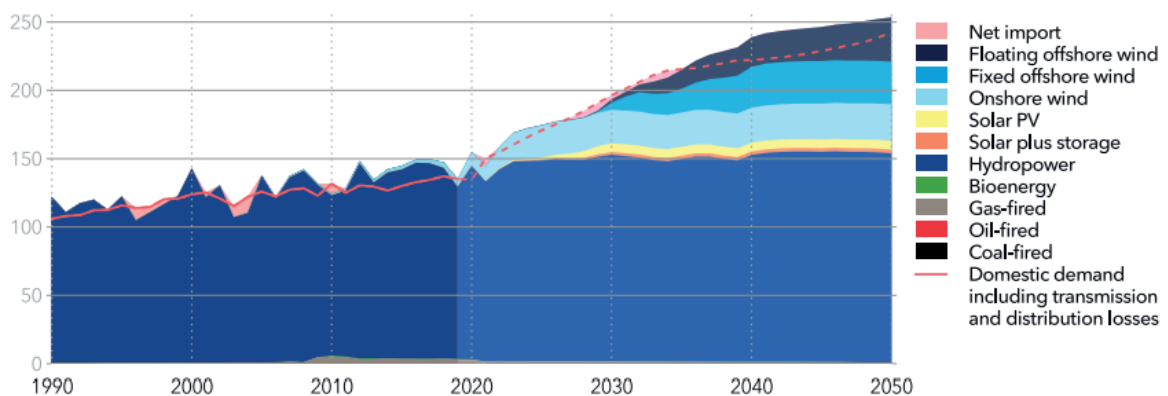
## **2.4 Riikide 2040 vähese CO<sub>2</sub>-heitega tootmisvõimsuste leidmine**

Üheks suurimaks ning väljakutsuvamaks osaks lõputööst on sisendandmete leidmine. Siinkohal on abiks, kui ka segavaks faktoriks Euroopa liidu bürokraatia. Aastaks 2030 on Euroopa liidu Liikmes riikidel esitatud arengukavad, kuid need on kohati konservatiivsed. Põhiliselt, kuna lubadused tuleb muidugi ära täita ja eks uute seaduste ja nõuete loomine raskem, kui olemasolevate muutmine. Tuleb luua uued tööstused ning protsessid. Teiselt, mis uudistes kajastub on hoopis põnevam. Kuid siinkohal tuleb aastat 2040 vaadates tõdeda, et nii pika ajaga võib maailmas nii mõndagi juhtuda, ning siinkohal on pikema perspektiiviga prognoosid ja riikide tootmisvõimsuste pakkumised ähmased.

Siinkohal tuleb ka tõdeda, et töö eesmärk ei ole luua optimaalne või mingi uue tehnoloogia turule optimaalse tuleku stsenaariume erinevate riikide tootmisvõimsustes. Uue meretuulepargi loomiseks läheb 5-10 aastat ja võib pikeneda kohati pisikeste, kuid tähtsate kaitsealade ja loomaliikide avastamisega. Pika aja jooksul võib muutuda inimeste arvamus ning toetus teatud tehnoloogiasse. Samuti on juba praegu suhtumine, et tuuleparki mitte minu tagaaeda ehitada ning vaadet ära rikkuda. Siinkohal on riikide vähese CO<sub>2</sub>-heitega tootmisvõimsuste valikul võetud arvesse nii erinevate teadus- ja kommertsgruppide teostatud prognoose, ülekandesüsteemide operaatorite ülekandevõimsusi, assotsiatsioonide prognoose kui ka ajakirjanduslikku väljahüüdeid. Eriti seda meretuuleparkide võimsuste valikul. Siinkohal aga tuleb tõdeda, et riikide omale ettepanud kliimaeesmärkide nimel on ka vaja väljahõigatud maht ka valmis ehitada.

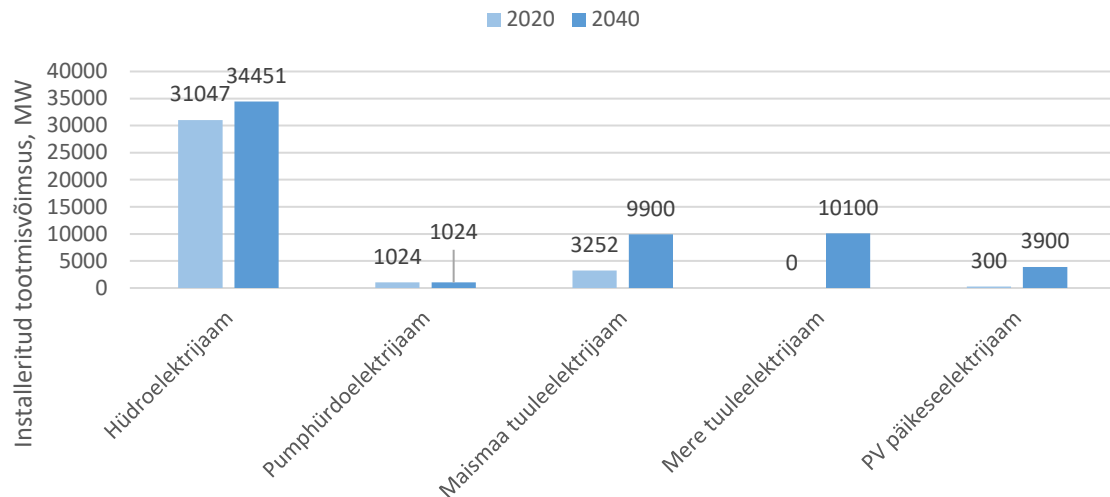
Teine suurem kompromiss on teadmatus tuleviku tootmisvõimsuste paiknemiste suhtes, kus sai suuresti lähtunud väljahõigatud projektide asukohtadest, assotsiatsioonide arengukavadest ning olemasolevast tootmisvõimsuse paigutusest.

**Norra** riigi 2040 aastaseks elektriliseks tarbimiseks pakub DSV GL koostatud aruanne 225 TWh. Tarbimise suurenemise põhjuseks tuuakse välja suurenev elektrifitseerimine ja sellega kasvava tarbimise. 2040-ks aastaks on ette nähtud suurem tootmine, kui tarbimiseks vajalik, mis on planeeritud vesiniku tootmisesse. Riigi praegune elektrienergia tarbimine on vähese CO<sub>2</sub>-heite tootmisüksustega kaetud juba 90-ndatest. Norra riigi vähese CO<sub>2</sub>-heite tootmis võimsused on suuresti praeguseni ülesse ehitatud hüdroenergiale. Kuigi siin tuleb tõdeda, et uusi hüdroenergeetika võimsusi Norra riiki juurde ei teki. Pigem prognoositud installeeritud võimsuse kasv tuleneb vanade generaatorite vahetusega, millega tõuseb tootmise efektiivsus ja sellega maksimaalne tootmisvõimsus. Suuresti uued vähese CO<sub>2</sub>-heite tootmisvõimsused on fokuseeritud päikese paneelidele ja tuuleenergeetika arengule. Riigile 2040-ks aastaks valiti tootmisvõimsused DSV GL poolt koostatud aruandest (Joonis 2.5). [31]



Joonis 2.5 Elektri tootmine elektrijaamade tüübi ja netoimpordi järgi TWh/a [31].

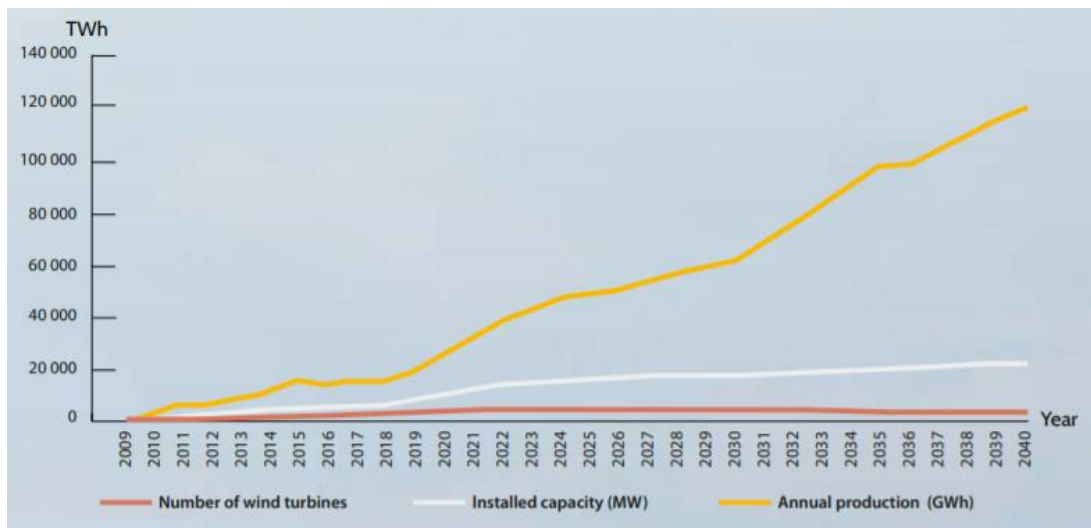
DSV GL prognoosist sai andmed edasi ära jagatud riigi regioonide vahel. Siinjuures sai vaadatud planeerimises olevate meretuuleparkide projektide asukohti ja riigis olemasolevat populatsiooni jagunemist, samuti Balmorel mudelis olemasolevat tootmise jagunemist regioonide vahel (Joonis 2.6) [39] [40]



Joonis 2.6 Norra vähese CO<sub>2</sub>-heitega elektrienergia tootmisvõimsused 2020 ja 2040, MW [31]

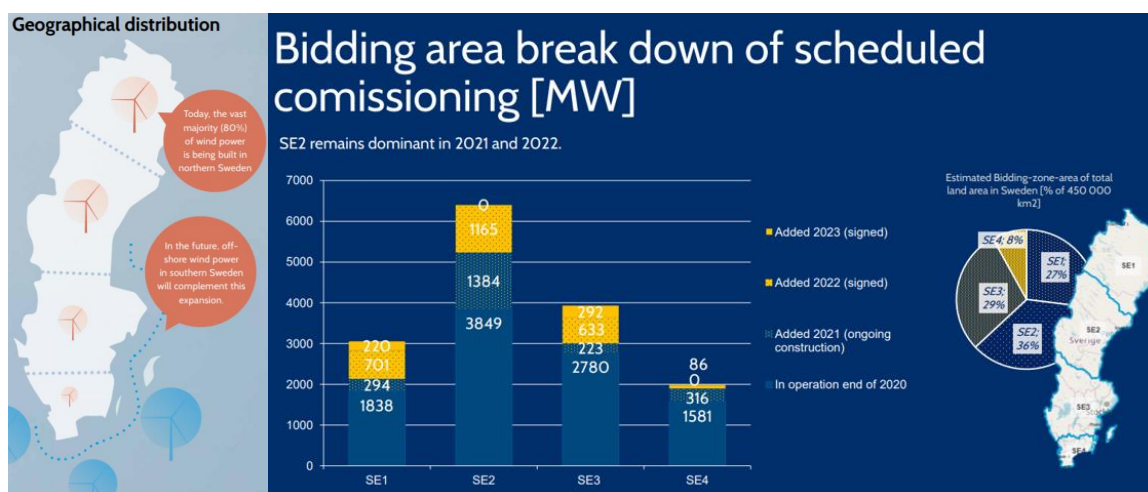
**Rootsi** riik plaanib katta 100% 2040 aasta elektritootmisest vähese CO<sub>2</sub>-heitega toomismahtudega. Lisades, et see ei tähenda, et tuumajaamad peaks siis selleks ajaks kinni panema. Lisades, et 2045 aastaks oleks kasvuhoone gaaside emissioon null. *Swedish Wind energy association* näeb oma prognoosis, et tarbimine 2040 aastal on 160 TWh. [41]

Rootsi on siiani saavutanud kõrge taastuvenergia osakaalu elektritootmises tuumaenergia ja hüdroenergia kombinatsiooniga. 2019 aasta elektritarbimisest kaeti 39% tuumaenergiast, 39% hüdroenergiast ja 12% tuulest. Tuumajaamade operaator Forsmark tuumaelektrijaamas ütles 2016, et plaanib tuumaelektrijaamasid oma täispika eluea kasutada, ehk 60 aastat. Seega tuumaelektrijaamad, mis praegu töötavad peaksid töötama ka 2040-l aastatel. 2016 aastal andis Rootsi valitsus teada, et praegu töötavad reaktorid peaksid kinni minema 2050-ks aastaks. Rootsi sihib põhiliselt uutes vähese CO<sub>2</sub>-heitega tootmiskahtudes tuuleenergeetikat. Siinkohal prognoosis, *Swedish Wind energy association* „Roadmap 2040“, 2020 aruandes, et 2040 oleks aastane tuuletoodang 120 TWh ja see saavutatakse 33 000 MW installeeritud võimsusega (Joonis 2.7). [42], [43], [41]

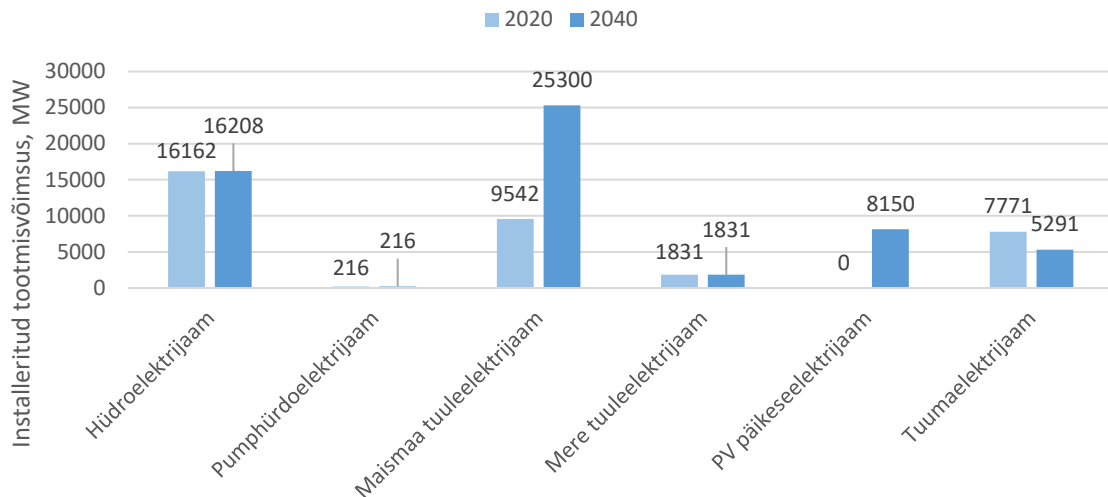


Joonis 2.7 Aastane tuuleenergia tootmine Rootsis [41]

Tootmisvõimsuste andmed jagati riigi regioonide vahel. *Swedish Wind energy association* aruandes oli välja toodud lähi aastate tuuleparkide arengu suunad ning jagunemine regioonides (Joonis 2.8). Lisaks vaadati planeerimises olevate meretuuleparkide projektide asukohti. Samuti Balmorel mudelis olemasolevat tootmise paiknemist regioonides (Joonis 2.9). [44], [45], [46], [47]



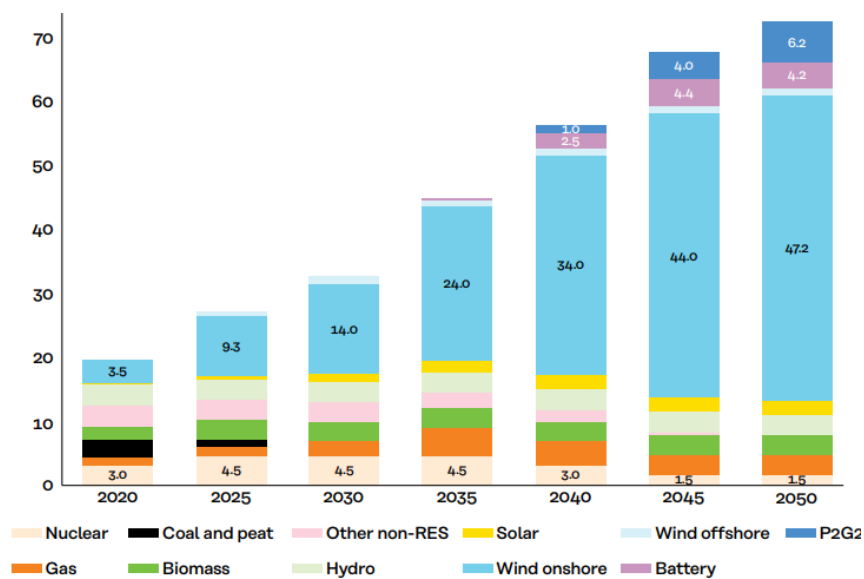
Joonis 2.8 Rootsi tuuleparkide geograafiline jaotavus [41]



Joonis 2.9 Rootsi vähese CO<sub>2</sub>-heitega elektrienergia tootmisvõimsused 2020 ja 2040, MW [41], [47]

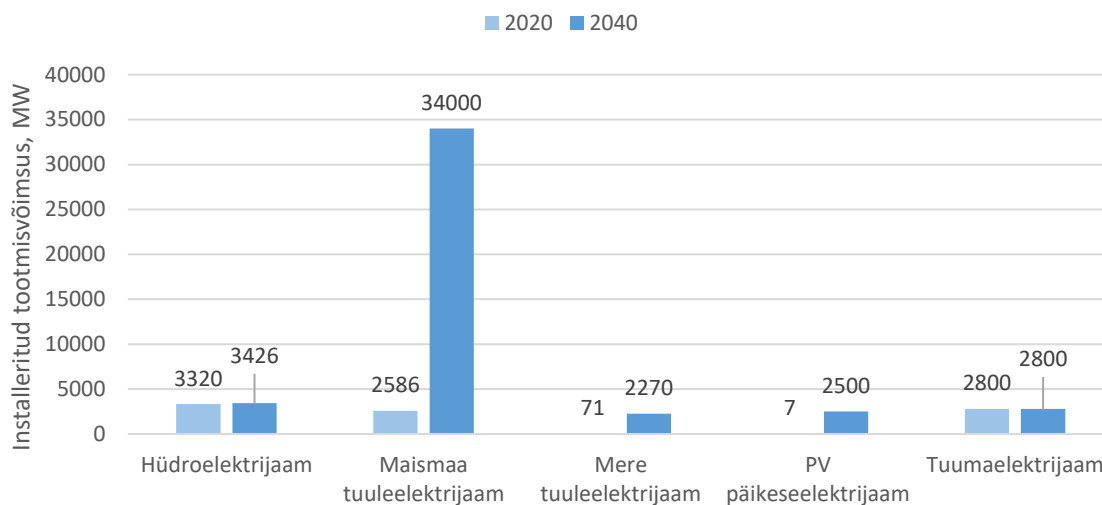
**Soome** peaminister Sanna Marini valitsuse 10. detsembri 2019 programmis on kirjas järgmiselt: „Valitsus töötab selle nimel, et Soome oleks 2035. aastaks süsinikuneutraalne ja süsiniku negatiivne varsti pärast seda” [48]. Sellest tulenevalt on *Sitra Studies 194* koostanud otsese elektrifitseerimise stsenaariumi, kuidas seda saavutada. Tuues välja, et tarbimine 2040 aastal on 140 TWh [49].

Suuresti on ette nähtud, et uued vähese CO<sub>2</sub>-heitega tootmis võimsused tulevad meretuuleparkidest. Siinjuures saab tõdeda, et Soomel on tuumaelektrijaamad, kus kuni 2040 aastani on olemas suuremad tootmisvõimsused, mis pärast 2040 hakkavad vähenema jaamade vananemisega (Joonis 2.10). [49], [26]



Joonis 2.10 Installitud võimsus otsese elektrifitseerimise stsenaariumi korral, GW [49]

Kuna Soome on üks hinna- / tootmisregioon siis tootmiskahte ei pea mudelis eraldi jagama (Joonis 2.11).



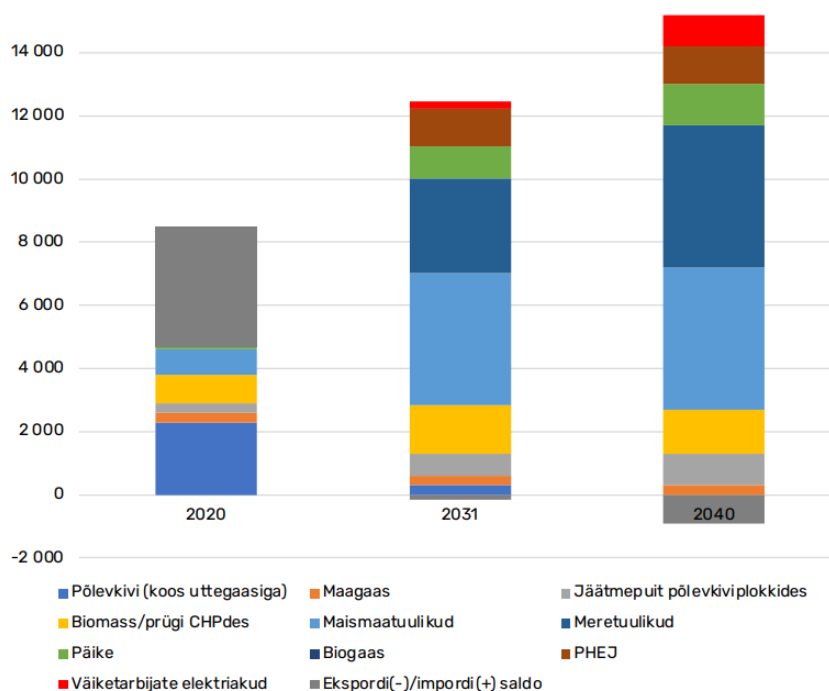
Joonis 2.11 Soome vähese CO<sub>2</sub>-heitega elektrienergia tootmisvõimsused 2020 ja 2040, MW [49]

**Eesti** riigile näeb Rohetiigri Energia teekaart ette 12,2 TWh elektrienergia tarbimist 2049 aastal. Eesti riigis on maismaa tuulikutega juurdekasv seisnud paigal juba aastaid. Kuid 2021 kuulutati välja vähempakkumised 450 GWh toodangule, mis peaks juurde tooma umbes 200 MW tuule võimsust aastaks 2026. Lisaks läheb 650 GWh vähempakkumisele 2023, mis peab valmima 2030 ehk siis omakorda 300 MW tuult. Lisaks siia saab tuua ENMAK raportist maismaa tuule Energiaressursi 2030-ks aastaks, milleks on 1300 MW. [50] [51], [52]

Samuti Eesti vähese CO<sub>2</sub>-heitega elektritootmis vajaduse katavad kolm mere tuuleparki, milleks on vaadeldud praegu Eesti Energia Liivi lahe projekt kuni 1000 MW. Saare Wind Energy projekt, mis on kuni 1400 MW ja Elwind 700-1000 MW. Reaalseteks tootmisvõimsusteks valiti Liivi lahe projektis 800 MW 2030-ks aastaks. 2031 aastal lisandub Saare Wind projektiga 1120 MW. 2032 aastal lisandub ELWIND projektiga Eestisse 500 MW ja 500 MW Lätti. Kuigi Pakutud 2200 MW on tunduvalt suurem, kui ENMAK 2030/50 pakutud 1550 MW, oli olukord ka teine 2016 aastal. Uue Euroopa liidu tuuleenergia suunitluse ning tehnoloogia odavnemisega on suuremad võimsused tunduvalt tõenäolisemad. [53], [54], [55], [56]

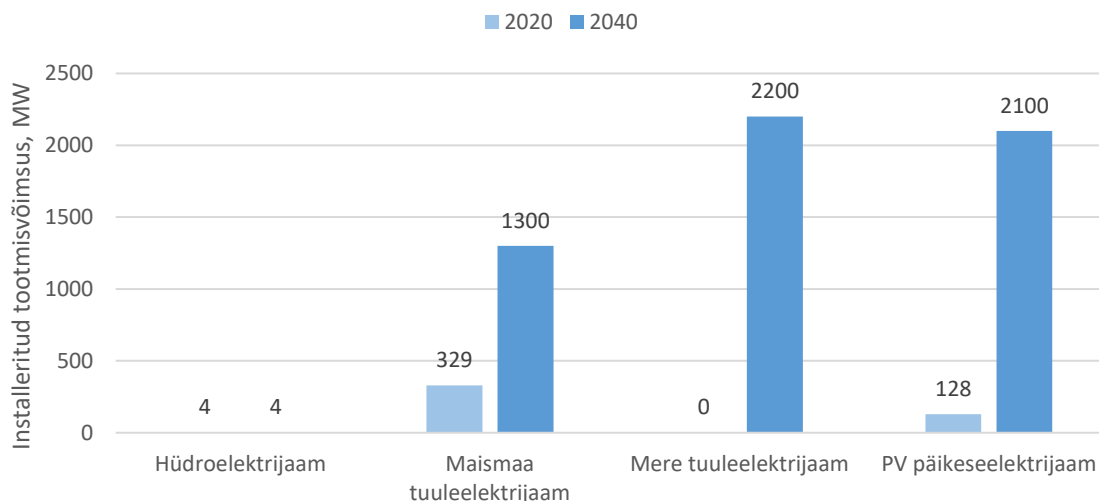
Rohetiigri pakkumisest ümber teisendades saab ümmarguselt vaadata, et installeeritud on 2000 MW maismaa tuult ja 1500 MW meretuuleparke. Rohetiigri kogu maht ei erine drastiliselt spekulatsioonidest (Joonis 2.12). [50]

Eesti Päikeseelektri Assotsiatsiooni sõnul Eestisse suurt päikeseenergeetika plahvatust enam ei tule, kuid nullenergia majade nõudega ja odavnenud tehnoloogiaga siiski kasvab iga aasta päikesepaneelide panek ja sellega võimsus märkimisväärselt.



Joonis 2.12 Eesti Elektri tootmise jagunemine allikate järgi, GWh [50]

Kuna Eesti on üks hinna- / tootmisregioon siis tootmismahete Balmorel mudelis ei pea eraldi jagama (Joonis 2.13).

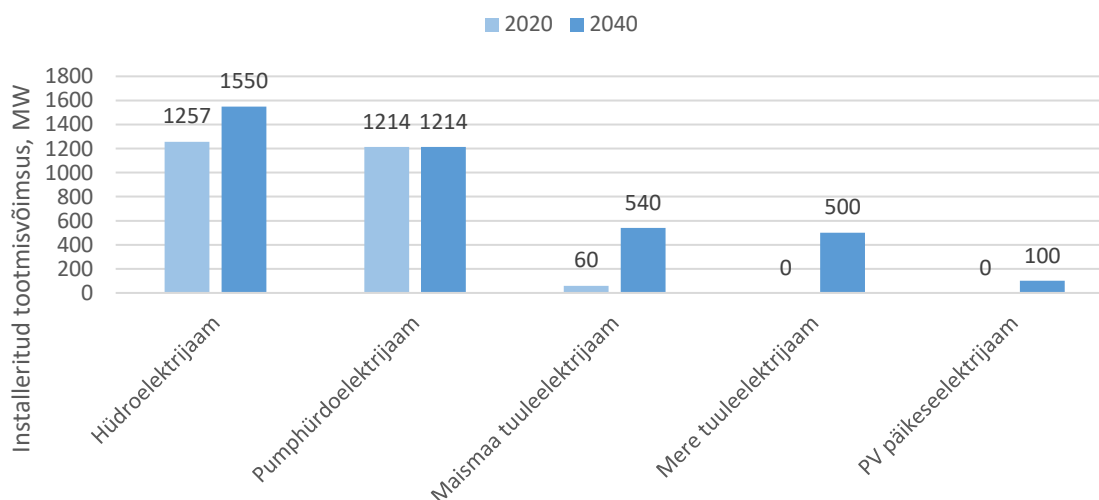


Joonis 2.13 Eesti vähese CO<sub>2</sub>-heitega elektrienergia tootmisvõimsused 2020 ja 2040, MW.

**Läti** riik ei ole pidanud oma energia maastikul suuri muudatusi praeguseni tegema. Saades suurem osa oma vähese CO<sub>2</sub>-heitega elektrienergia osakaalu bioenergiast ja hüdroenergiast. Saavutades 2019 aastal 50 protsenti toodetud elektrienergiast vähese CO<sub>2</sub>-heitega allikatest ja 2020 vähese CO<sub>2</sub>-heitega 37% energia lõpptarbimisest. Ülejäänud elektrienergia tuleb suuresti gaasist. Siinjuures on Läti huvitatud gaasi osakaalu vähendamata ning lubanud *Latvia's National Energy and Climate Plan 2021-2030* (NECP) 2030-ks aastaks 800 MW tuule tootmisvõimsust installerida praegusest 134 MW. Riigi elektrienergiatarbimine 2040 aastal on 11 TWh, mis on saadud jätkates trendiga aastast 2030 NECP raportist. [57], [35], [58], [59]

Kuna riigil otsesed plaanid puuduvad, siis pikendas tudeng olemasolevaid tootmisvõimsuse kasvu trende tuule- ja päikeseenergia tootmismahu installisatsioonides. Eeldades, et 2030 aastaks on 800-st MW tuuleenergia tootmisvõimsusest kaetud 500 MW-ga Eesti ja Läti ühise meretuulepargiga. Mis väldib probleemi, et mitte minu tagaaias. Tudeng eeldab, et hüdroenergia muutusi ei esine keskkonna probleemide ning maakasutus raskuste tõttu (Joonis 2.14). [55]

Tulemustele otsa vaadates ja arvesse võttes, et elektritarbimine kasvab on tuule ja päikese tootmisvõimsused 2700-3000 GWh juures aastas, mis ei suurenda märkimisväärselt taastuva osakaalu elektritootmises. Aga ima regulatsiooni muutusteta on suuremat arengut raske ette näha.



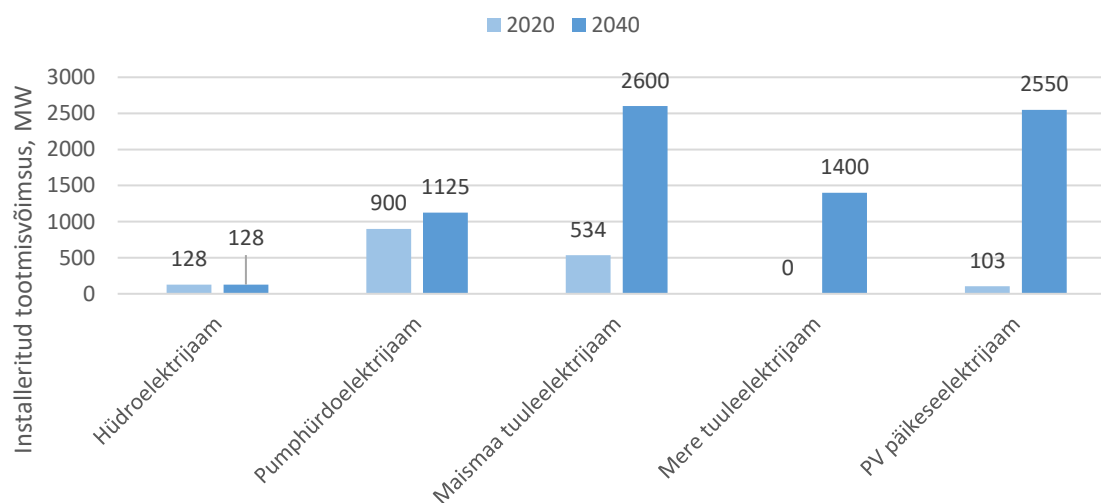
Joonis 2.14 Läti vähese CO<sub>2</sub>-heitega elektrienergia tootmisvõimsused 2020 ja 2040, MW



**Leedu** parlament kinnitas 2019 aastal *National Energy Independence Strategy* (NENS). Strateegia põhilised eesmärgid on energia iseseisvus, jätkusuutlikus ja konkurentsivõime. Suurt rõhku pannakse tuumaelektrile ja taastuenergia allikatele. Saavutades 2040 aastal 60% CO<sub>2</sub> gaaside vähenemise. Samuti 2030 on 70% elektri tootmisest kohalik ja 2050 aastal 100% kohalik, kui 2020 on see vaid 35%. Samuti 2030 on taastuva osakaal elektrienergia lõpptarbimises 45% ja 2050-80%. [60], [61]

Eelmainitud põhimõtetele koostas DNV GI Leedu võrguoperaatorile Litgrid AB stsenaariumi Leedu energia sektori arengust 2020-2050. Stsenaarium näeb ette, et elektri tarbimine 2040 aastal on 17,77 TWh. Vaadati kolme stsenaariumi, milles oli kohalike trendide jätkamine, tsentreeritud tootmine ja hajatootmine. Kolmest stsenaariumist valiti hajatootmine, millel esines võrdluses kõige väiksem energia importimis vajadus aastal 2050. [29]

Kuna Leedu on üks hinna- / tootmisregioon siis tootmismahte Balmorel mudelis ei pea eraldi jagama (Joonis 2.15).



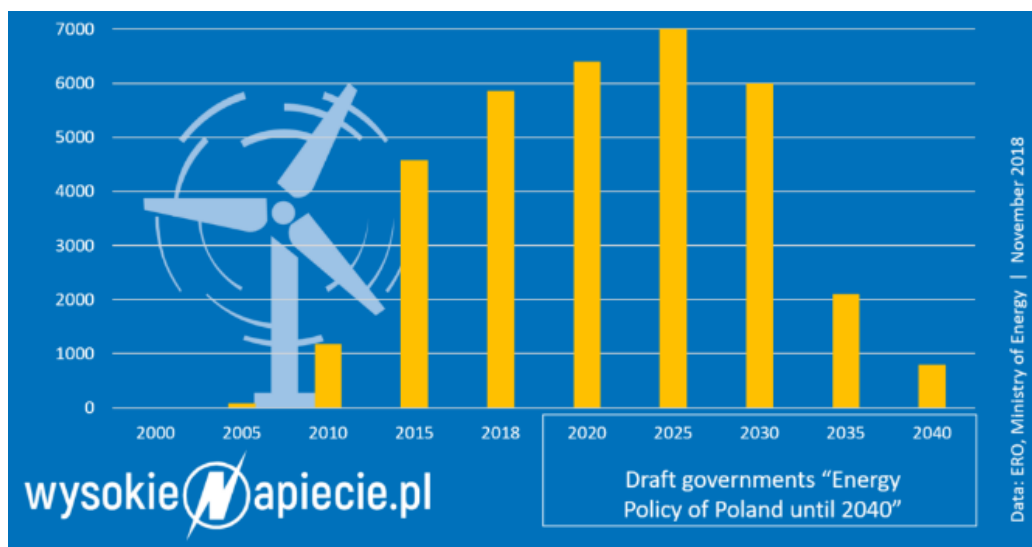
Joonis 2.15 Leedu taastuv energia tootmisvõimsused 2020 ja 2040, MW [29]

**Poola** näeb oma aruandes *Energy Policy of Poland until 2040*, et 2040 on vähese CO<sub>2</sub>-heitega osakaal elektritootmises vähemalt 40%. Riik suudab kuni 2029 omatarbimist katta, kuid pärast seda suletakse CO<sub>2</sub> intensiivsemad tootmisüksused. Poola elektrienergia tarbimine on 2040 aastal 225,8 TWh. [62], [63]

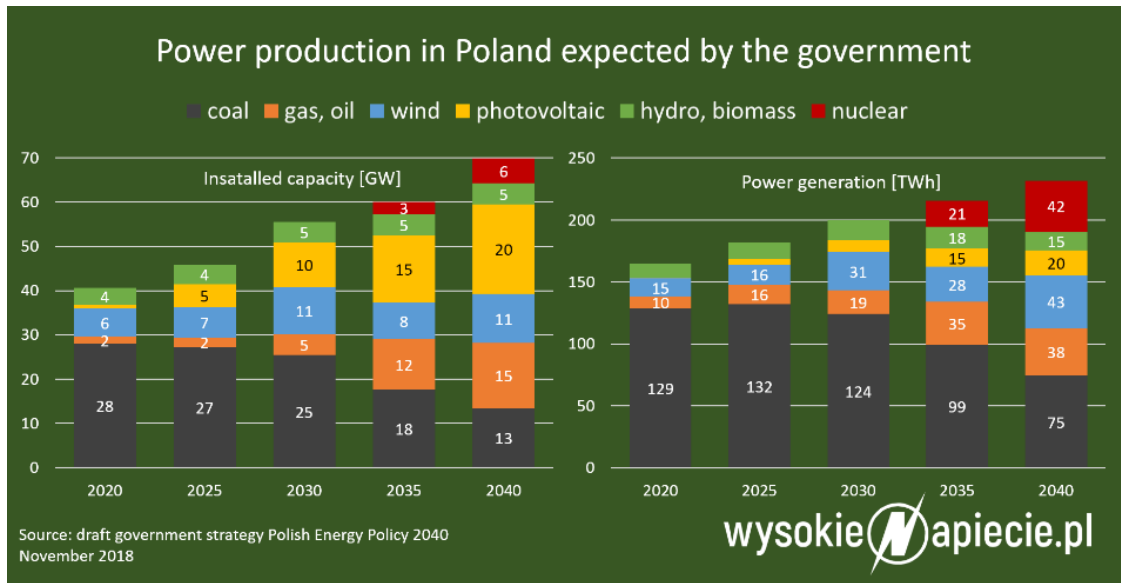
Poola hüdroenergia on saavutamas uut tõusulainet. Poola otsustas jätkata 2021 aasta lõpus Młoty küla juures asuva pumphüdroelektrijaama ehitust. Lisades sellega 750 MW võimsust saavutades 2341 MW aastal 2040 [64], [65]. Teistes hüdroenergia võimsustes muutusi ei nähta.

Poola riik näeb tulevikku tuumaenergias. 2021. aastal teostatud rahvaküsitluse tulemused näitasid, et 74% inimesi toetab tuumajaamasid Poolas. Samuti 58% inimestest toetaks jaama ehitust nende regiooni. Alates 2033. aastast on plaanis tööle panna Poolas esimene reaktor. Ehitades kokku 6-9 reaktorit saavutades 2040-ks aastaks 6000 MW võimsust. [66], [67]

2018 aasta lõpus Poola energia minister tutvustas plaani *Energy Policy of Poland until 2040*. Uus suund kujutab uute maismaa tuulikute arengu pidurdamist ja eemaldamist aastaks 2035, mis asendatakse meretuuleparkidega (Joonis 2.16, Joonis 2.17) [68].

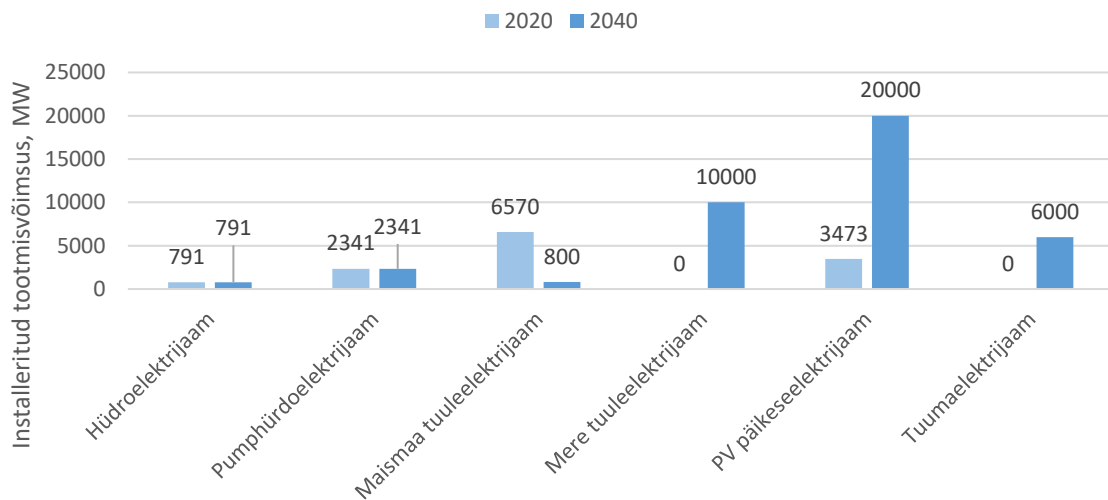


Joonis 2.16 Poola maismaa tuulikute installeeritud võimsus, MW [68]



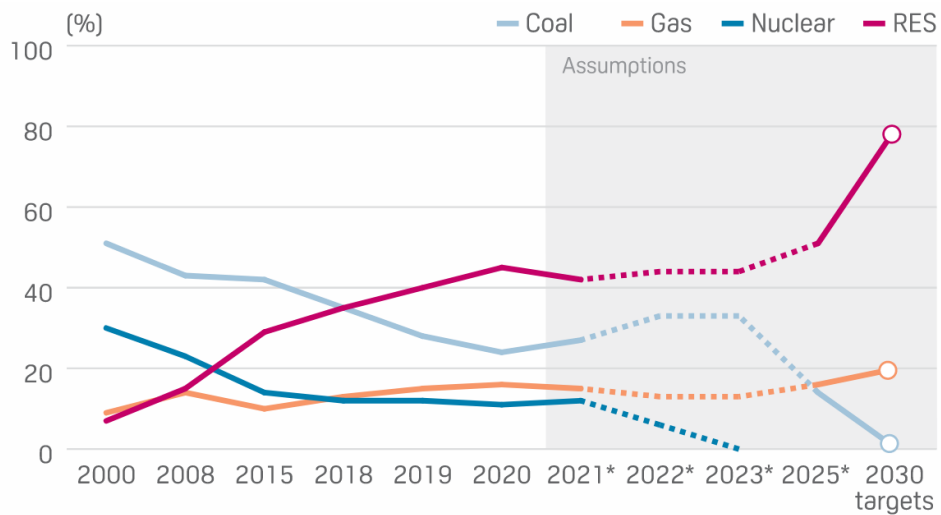
Joonis 2.17 Poola riigi poolt ettenähtud energia tootmise areng [68]

Kuna Poola on üks hinna- / tootmisregioon siis Balmorel mudelis tootmismahete ei pea eraldi jagama (Joonis 2.18).



Joonis 2.18 Poola vähese CO<sub>2</sub>-heitega elektrienergia tootmisvõimsused 2020 ja 2040 [68]

**Saksamaa** on plaanind praegu uuendamisel oleva *Renewable Energy Sources Act* (EEG) 2030-ks aastaks vähemalt 80% oma elektrienergia tarbimisest katta vähese CO<sub>2</sub>-heitega tootmisallikatest, põhiliselt päikse- ja siis tuuleenergiaga. Soov on saavutada 100% vähese CO<sub>2</sub>-heitega elektrienergia tootmine ja tarbimine vähemalt aastaks 2040. 2022. aasta alguses riigi mustand dokumendis oli välja toodud ajakava ettepoole nihutamine, kus sooviti eesmärk saavutada juba 2035-l aastal. Elektriline koormus riigis 2040. aastal on vähemalt 880 TWh aastas. Samuti Saksamaa uus valitsus tõi lähemale söe elektrijaamade sulgemise 2038 aastast 2030-ni (Joonis 2.19). [69], [70], [71], [72]



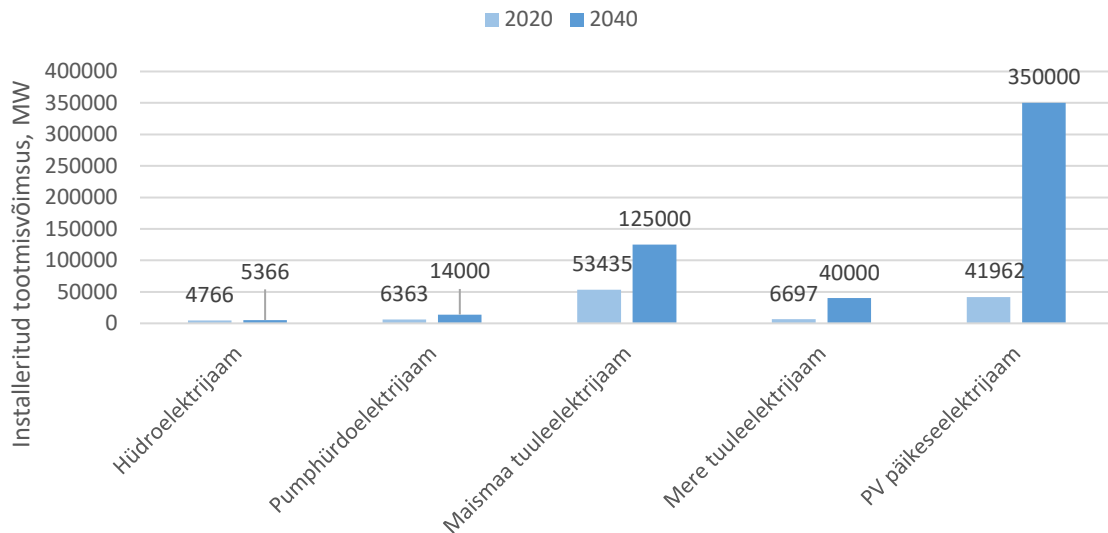
Joonis 2.19 Saksamaa tootmisvõimsuste tüüpide trajektoor [72]

Päikese elektrijaamu, põhiliselt päikesepaneelid, nähakse kolmekordistumas aastaks 2030 200 GW-ni. Uurimus Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (ISE) sai uurimuse tulemuseks, et Saksamaal peab olema 303 GW ja 446 GW vahel päikese tootmisvõimsusi, et saavutada 100% vähese CO<sub>2</sub>-heitega osakaal elektritootmises. Siinkohal valime 2040 aasta päikeseelektritoomise installeeritud mahuks 350 GW. [70], [73]

Maismaa tuule installeeritud võimsuseks peaks olema 110 GW ja meretuuleparke 30 GW aastaks 2030. Meretuuleparkide arengut 2040 aastaks on näha 40 GW. [70], [74]

Hüdroenergiast on arengut näha pumpjaamade suurendamisega rohkem kui kaks korda 1,4 GW-ni aastaks 2030 [75].

Tootmisvõimsuste andmed jagati riigi regioonide vahel. Selleks kasutati Balmorel mudeli andmebaasis olevaid andmeid (Joonis 2.20) [76].



Joonis 2.20 Saksamaa vähese CO<sub>2</sub>-heitega elektrienergia tootmisvõimsused 2020 ja 2040, MW.

**Taani** riigi valitsuse eesmärk on aastaks 2030 vähendada kasvuhoonegaase 70% võrreldes 1990 aasta tasemega ning pikaajaline eesmärk on saavutada süsiniku neutraalsus aastaks 2050. Saavutades aastaks 2030 111% taastuenergia osakaalu elektritootmises, millest ülejääk läheb roheline vesiniku tootmisesse. Taani elektritarbimine 2040 aastal on 86 TWh aastas [77], [78]

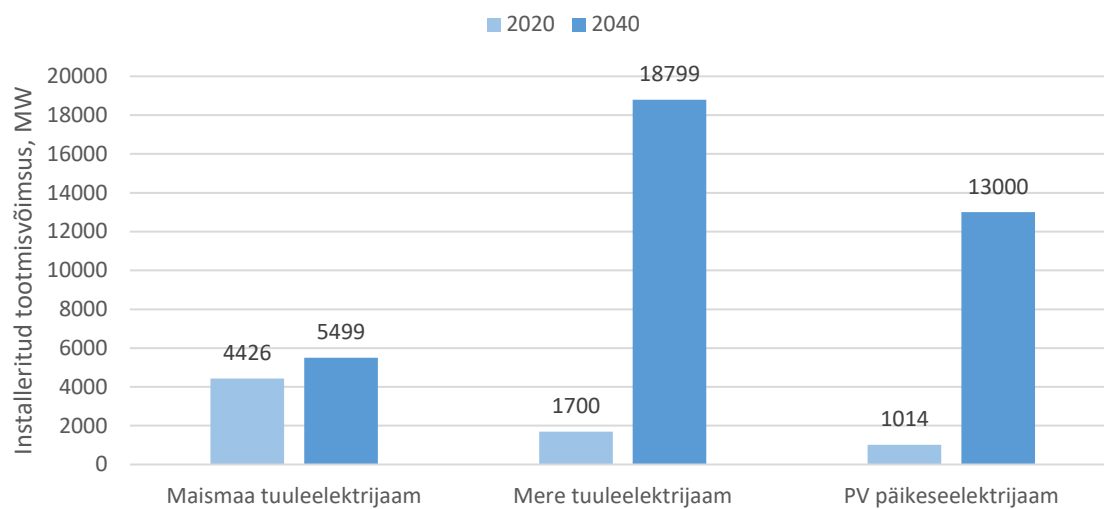
Põhiline arengusuund Taani taastuenergiast on tuuleenergia. Ette on nähtud kahe suure tootmisvõimsusega energiasaare ehitamist. Esimene Põhjameres, kuhu 2030-ks aastaks on 3 GW planeeritud ning 2040-ks aastaks laiendatakse 10 GW-ni. Teine energiasaar Bornholm tuleks Läänemeres hiljem kuni 2 GW tootmisvõimsusega.

Lisaks on plaane avada 1,2 GW ala Hesselø Läänemeres ja 1 GW Thor zone Põhjameres. Thor tsooni leping allkirjastati 2022 aasta alguses ja plaaniline tootmine peaks algama 2026 aastal. [79], [80], [81]

Taani on otsustanud vähendada maismaatuuleparkide arvu 4300-lt 1850-ni. Siinjuures arvesse võttes, et keksimine eluiga maismaa tuulepargil on 35 aastat lähedased enamused tuulikuid vahetusse ja keskmine uue maismaa tuuliku võimsus on 3 MW, mis teeks alles jäävaks maismaa tuule tootmisvõimsuseks 5500MW. [82], [83], [84], [85]

Taani ülekandevõrgu operaator näeb võimalust päikeseenergia tootmisvõimsuse kasvu 13 GW-ni. Päikese arengu kinnitust annab Taani *National Energy and Climate Plan* nimetatud 7842 MW 2030. aastaks. [86], [77]

Tootmisvõimsuste andmed jagatud riigi regioonide vahel. Siinjuures sai vaadatud planeerimises olevate meretuuleparkide projektide asukohti ja Balmorel mudelis olemasolevat tootmise jagunemist regioonide vahel (Joonis 2.21).



Joonis 2.21 Taani vähese CO<sub>2</sub>-heitega elektrienergia tootmisvõimsused 2020 ja 2040, MW

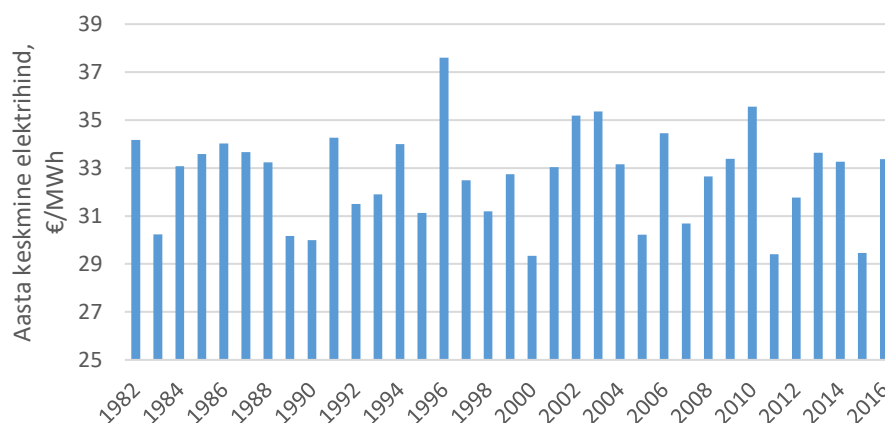
## 2.5 Riikide 2040 traditsiooniliste tootmisvõimsuste ning ülekandevõimsuste leidmine

Kuna antud lõputöö ülesandeks on võrrelda kliimaatiliste aastate varieeruvust taastuenergia müügitulus, siis selleks tuleb 2040-ks aastaks leida ka optimaalne traditsiooniliste tootmisüksuste ning ülekandevõimsuste paiknemine. Selleks kasutatakse Balmorel mudeli võimet teostada investeeringuid tulevikku sealjuures minimaliseerides kogu süsteemi maksusummust.

Balmorel mudelil lastakse vabalt simuleerida aastat 2040 peatükis 2.4 arutletud tootmisvõimsusi kasutades. Tulemustest saab riikidele 2040-ks aastaks traditsiooniliste tootmisüksuste paiknemise ning installeeritud võimsused ning ülekandevõimsused riikide, kui ka regioonide vahele.

Mudelit rakendati lihtsustatud ajalise jaotusega 191 osa. Lihtsustust kasutati, kuna täismahulise tunnipõhise simulatsiooni jooksutamise koos investeeringutega võtaks väga palju aega ning arvutus ressursi. Samuti puudub vajadus olla väga täpne, sest mudel käivitab elektrihaamasi vaid siis, kui selleks on teatud tunnil tegelik vajadus. Tegemist on vaheetapiga ning tulemust on vaja edasiste otsuste tegemiseks.

Peale 35 ilmastiku aasta jooksutamise (2020 aasta tootmisvõimsusetega) võeti mudelis vaatluse alla aasta 1996, kus terve regiooni keskmine elektrihind oli suurim (Joonis 2.22). See tähendab, et sellel aastal käitati kõige enam traditsioonilisi tootmisvõimsusi, mis tagab ka mudelis tulevikus suuremad investeeringud traditsioonilistesse tootmisvõimsustesse. Sellega tagades ka vajaliku tootmisvõimuse olemasolu ka teistel ilmastiku aastatel.



Joonis 2.22 Balmorel mudeli 35 aasta ilmastiku andmete kõikide riikide keskmine aasta elektrihind (2020 tootmisvõimused) €/MWh

Mudelis vaadeldi ka ülekandevõimsuste potentsiaalset investeeringut. Mudelisse on juba eelnevalt sisestatud teadaolevad projektid, kus on ette teada ülekandevõimsuste suurendamisi Poola ja Rootsi vahel 100 MW. Poola ja Saksamaa vahel 500 MW. Poola ja Leedu vahel 500 MW. Soome ja Rootsi vahel 900 MW. Läti ja Eesti vahel 400 MW. Rootsi siseselt SE3 ja SE4 vahel 400 MW. Taani ja Saksamaa vahel 500 MW. Mudel ülekandevõimsuste suurenemisi rohkem ette ei näinud. Aastate ülekandevõimsused on kajastatud Lisa 3 MUDELI ÜLEKANDEVÕIMSUSED.

Vaadates mudelis 2040 aasta kliima aastate mõju elektrihinna varieeruvusele selgus loogika vastane olukord. Riikide tootmisportfellides on 2040 aastal suurem osakaal CO<sub>2</sub> väheseid tootmisvõimsusi, aga elektrihinna varieeruvus muutus väga vähe või hoopis vähenes. Siinjuures selgus vastus vaadates investeeritud tootmisüksusi. Mudel oli investeerinud üle 70 000 MW salvestustehnoloogiat ning lisanud veel taastuenergia tootmisüksusi.

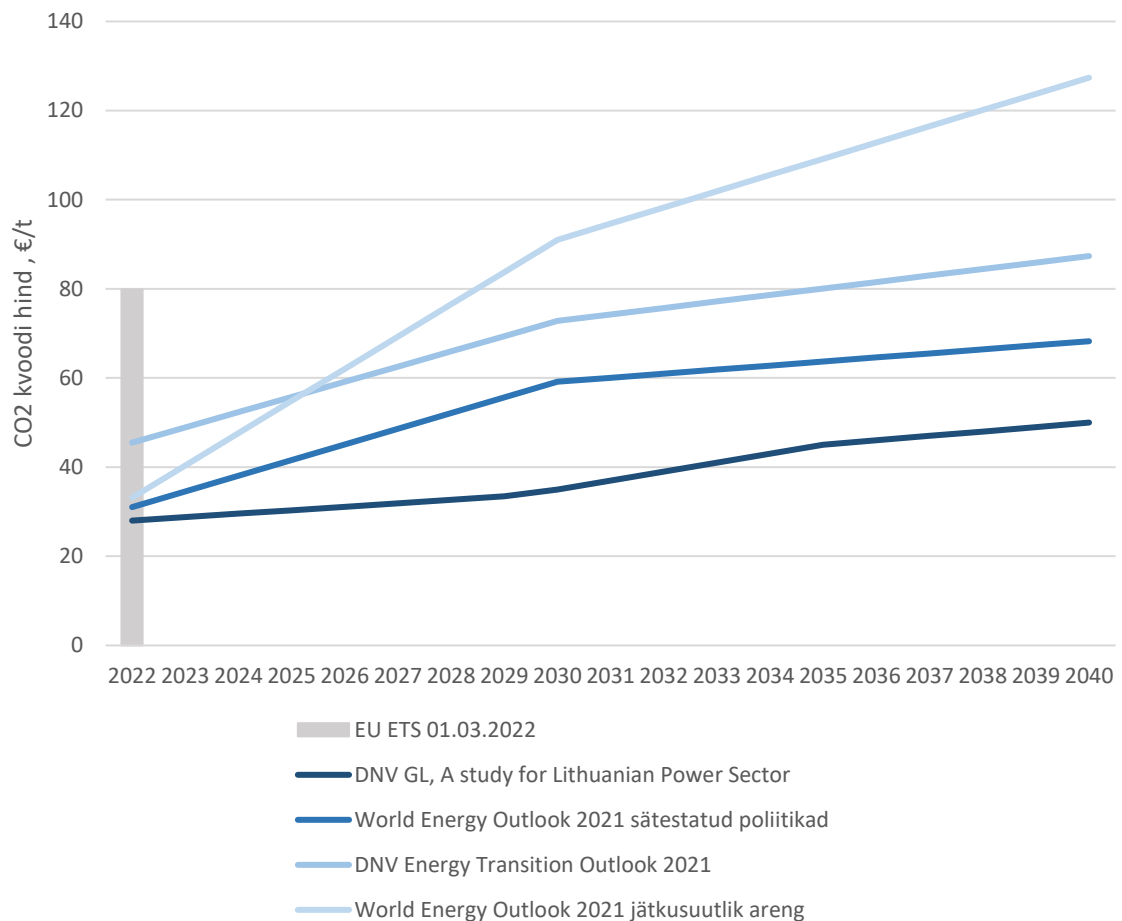
Kuna huvi on ikkagi vaadelda kliima mõju olemasolevatele projekteeritud või poliitilistele otsustele lähtudes, tuleb hakata investeeringuid salvestustehnoloogiasse piirama. Saksamaad käsitletud uurimisel on näha, et Saksamaal tuleb 2040-ks aastaks liigi 17 000 MW salvestustehnoloogiat. Mudel investeeris 4,6 korda rohkem salvestustehnoloogiat, kui antud uurimus seda ette nägi. Siinkohal rakendame teguri ka teiste riikide ning regioonide salvestus tehnoloogiate vähendamisel. [71]

Lõplike traditsiooniliste tootmistehnoloogiate ning tootmisvõimsuste saamisel suurendati mudeli täpsust 624 ajalise osani 1996 kliima aasta mudeliga. Keelati salvestus tehnoloogiad, kui ka taastuenergia üksuste lisamine, mis leiti igale riigile ning regioonile punktid 2.4. Tulemuseks sai optimaalselt paigutatud tootmisvõimused 2040-ks aastaks, mis on kajastatud riikide kaupa lõputöö Lisa 2 RIIKIDE TOOTMISVÕIMSUSED 2040 AASTAL. Siinjuures lisa tootmisvõimsusmaht (ilma salvestiteta) on vajalik suuremate ekstreemumite katmiseks täpsemal ajalise (tunnipõhise) jaotusega mudelis, kus ka abiks on salvestustehnoloogiad.

### **2.5.1 CO<sub>2</sub> kvoodi hind ja kütuse hinnad aastal 2040**

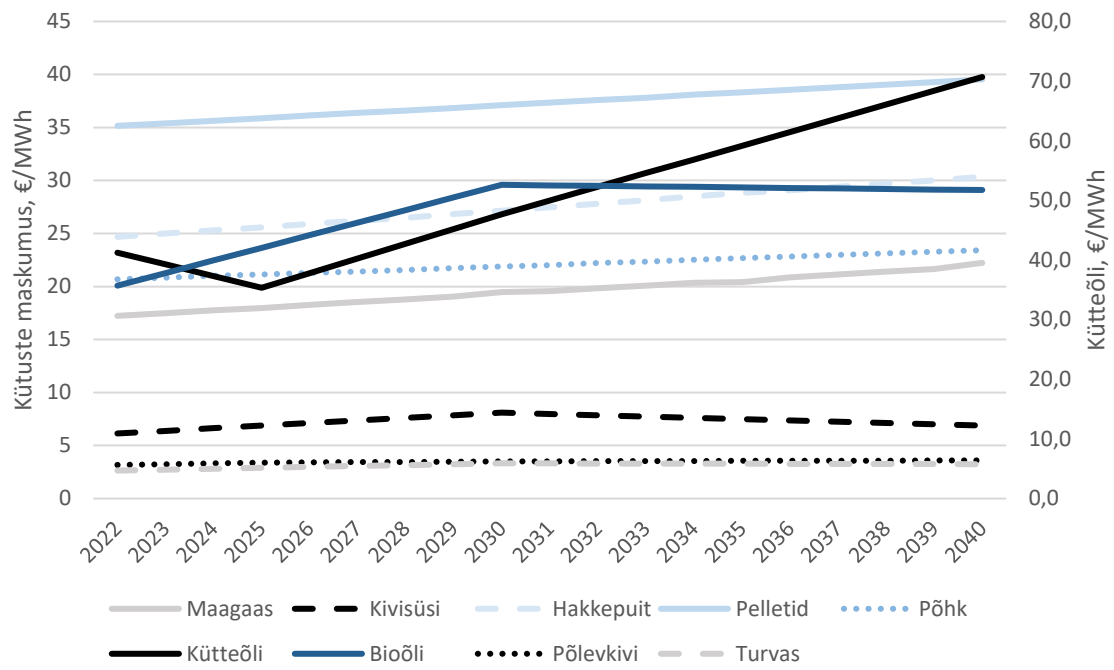
Prognoosis kasutava kvoodi hinna valikul vaadeldi kolme allikat (Joonis 2.23), kuid võrreldes prognoose tegelikus elus toimunuga, siis kaks madalama hinnaga prognoosi kukuvad kohe konkurentsist ära. Olles juba praegu madalama hinnaga kui 2040-l aastal. Lisaks vaadates üha enam karmistuvaid heitmete eesmärke ning riikide ning linnade tahet olla üha enam rohelisem. Valiti kvoodi hinna prognoosiks Energy Transition Outlook 2021 dokumendist pärinevad andmed, millega 2040 maksab tonn CO<sub>2</sub>-te 87 €.





Joonis 2.23 CO<sub>2</sub> kvoodi hind ja prognoosid tulevikku 2021 €/t [87], [29], [88], [89]

**Kütuste hinda** kujutavaid faktoreid on mitmeid, millest aga suurimad on ehk nõudlus ja olemasolev ressurss. Siinjuures lisandub ressursi kättesaadavuse kergus, asukoht, transport asukohast, kohalikud maksud jne. Lisaks ka suuremaid hüppeid toovad esile ebakindlad muutused turul. Siinkohal ongi näha vaadatud kütustest suurimat hüpet Kütteõli hinnas, mis tuleneb ressursi kergemate kaevanduskohtade hääbumisega aastaks 2040 (Joonis 2.24). Muutlikumate kütuste hinnad leiti teistest uurimustest, kus tegeleti modelleerimisega ja konkreetsete kütuste prognooside aruannetest. Vähemuutlikumate kütuste hinnad näiteks põlevkivi ja turvas jäeti samaks mudelis olemasolevas tabelis. [90]



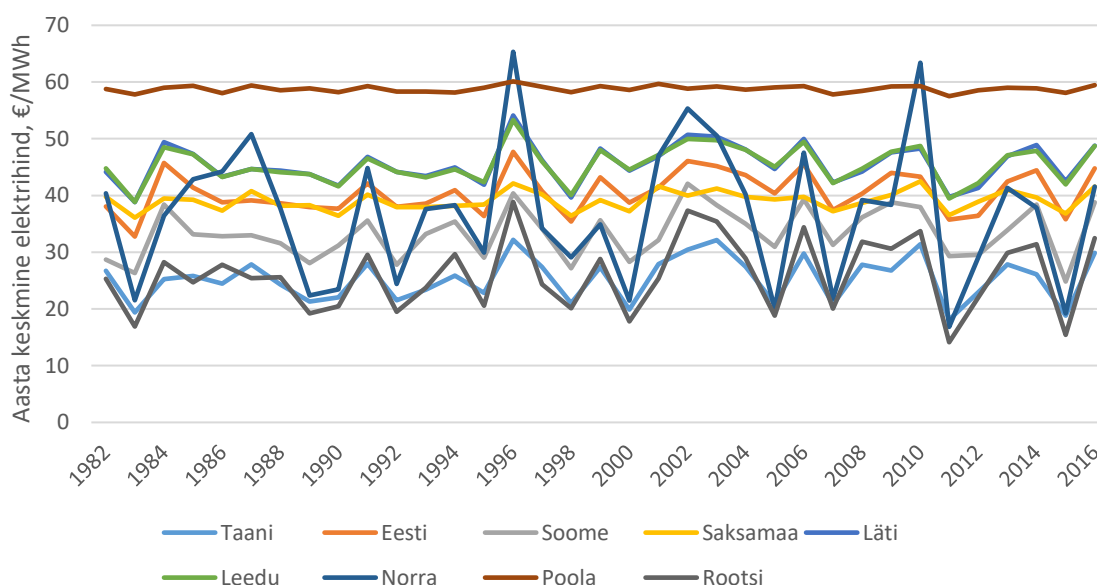
Joonis 2.24 Kütuste hindade prognoosid tulevikku 2021 €/MWh [91], [88], [92], [90]

### 3. MODELLEERIMISE TULEMUS JA ANALÜÜS

#### 3.1 Ilmastiku mõju taastuvelektrienergia tootjate müügitulule

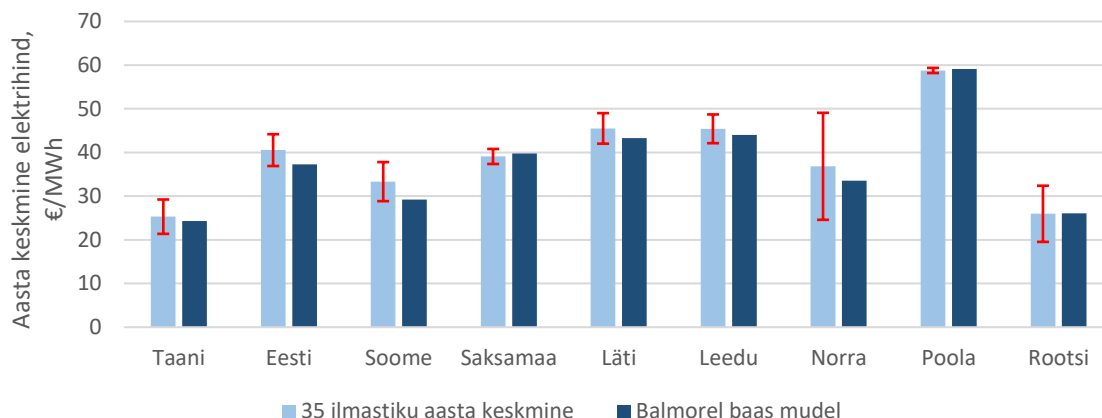
Lõputöö põhiline eesmärk on hinnata ilmastiku mõju taastuvenergia tootjate müügitulule kindlatel perioodidel. Siinjuures müügitulu suurimad mõjutajad on elektri hind ning toodang. Võtame esiteks vaatluse alla 2040. aastal erinevate riikide ning nende regioonide elektrihinna muutused.

Analüüsis oleva mudeli tulemustest on eristada, et suurimad elektrihinna varieeruvused toimuvad (Joonis 3.1) Norras, Rootsis ning Soomes. Märkimisväärne elektrihinna varieeruvus on põhjustatud põhiliselt vee sissevoolu muutustest, kuhu lisandub väiksemas mõjus tuule toodangu aastane varieeruvus. Toodangu madalamatel tundidel tuleb käivitada suurte muutuvkuludega gaaselektrijaamad. Kuna aga nimetatud riikides on hüdroenergia muutuvkulu väga madal, on kõrgete muutuvkuludega tootmisüksuste käitamine ka väiksemates tootmismahudes märkimisväärse mõjuga.



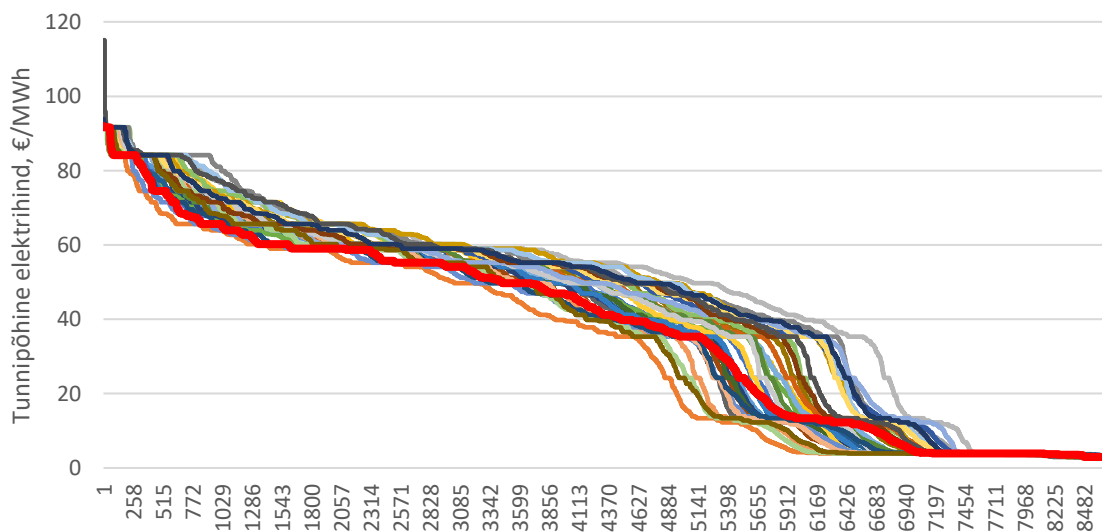
Joonis 3.1 Läänemere äärsete riikide aasta keskmiste elektrihindade muutus üle 35 ilmastiku aasta, €/MWh

Võrreldes Balmorel baasmudelis olevate andmetega teostatud mudelit on 2040. aastal kogu süsteemi keskmine elektrihind 34,6 €/MWh. Teostatud 35 ilmastiku aasta mudeli süsteemi keskmine süsteemi elektrihind on 35,9 €/MWh (Joonis 3.2).

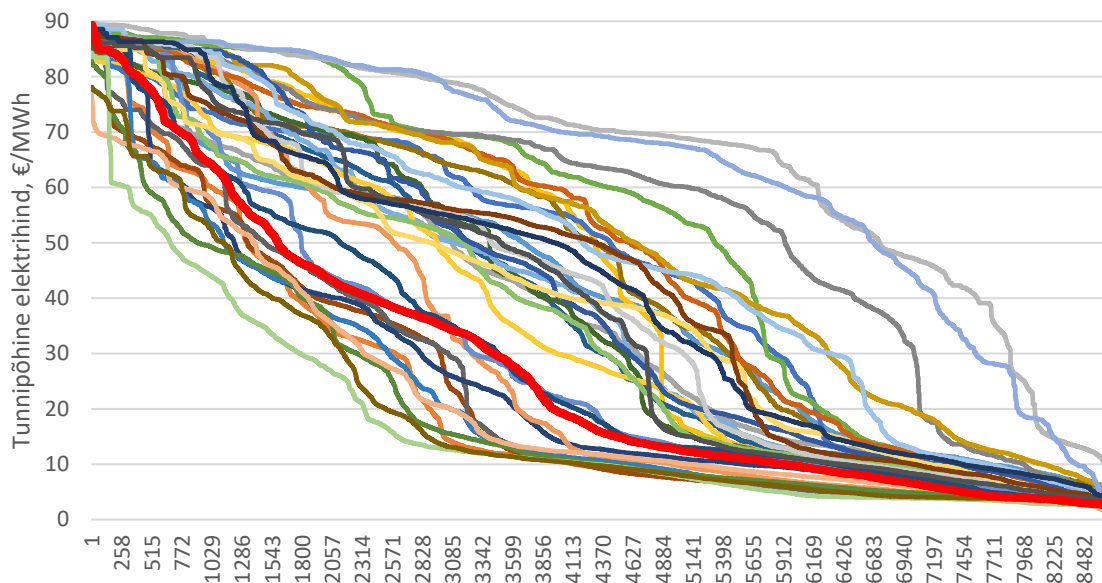


Joonis 3.2 35 ilmastiku aasta ning Balmorel baasmudeli riikide keskmised aastased elektrihinnad, €/MWh.

Erinevus tuleneb erinevate kliima aastate ekstreemsemate tundide arvelt, kus on tarbimistudide tippude katmiseks puudujääk odavamate muutuvkuludega taastuvenergiast. Samuti ekstreemsemad aastad, kus on hüdroenergia üleküllus. Siinjuures illustreerivad erinevust paremini elektrihinna kestvuskõverad. Väljatoodud Norra- ning Eesti riiki võrreldes on erinevus aastast aastasse vägagi erinev (Joonis 3.3, Joonis 3.4).



Joonis 3.3 Eesti riigi aastane elektrienergia hinna kestuskõverad üle 35 ilmastiku aasta ja Balmorel baasmudel (punane), €/MWh



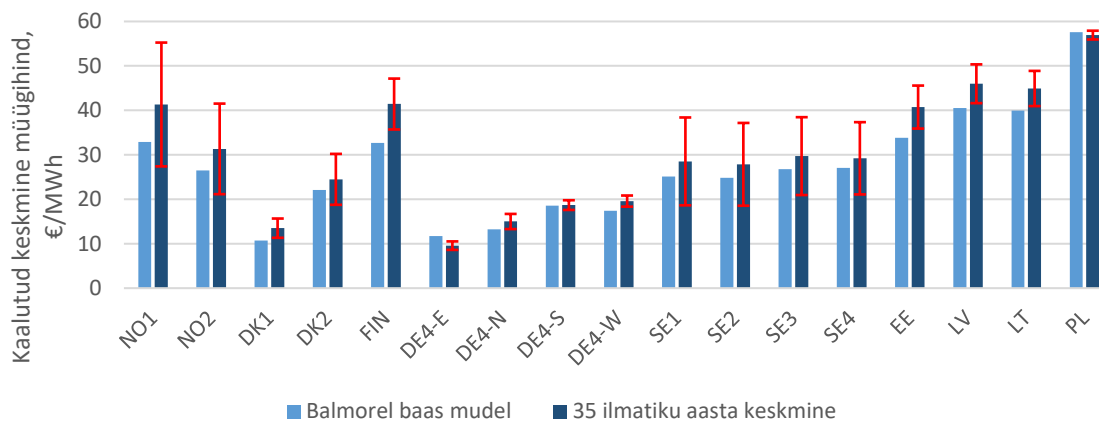
Joonis 3.4 Norra riigi aastane elektrienergia hinna kestuskõverad üle 35 ilmastiku aasta ja Balmorel baasmudel (punane), €/MWh

Üle 35 aasta ilmastikumudeli tulemustest selgub, et kogu regiooni aasta keskmine elektrienergia hinna muutus aastast aastasse on 25,5%. Riikide lõikes on Norras muutus 50%, Taanis 21,6% ja Eestis 10%. Saksamaa ning Poola madal varieeruvus (Joonis 3.1) tuleneb kaugusest Põhjamaa odavamast hüdroenergiast. Saksamaal on lisaks installeeritud tippude katmiseks lühiajalist elektrienergia salvetus võimsuseid ning Poolas on tootmisportfellis kivisöe elektriijaamad.

### 3.1.1 Päikeseelektrienergia müügitulu muutus

Päikeseelektriijaamu eristavad teistest elektrienergia taastuvatest tootmisüksustest stabiilsemad ning vähem muutlikumad tootmismahud. Võrreldes 35 ilmastiku aasta andmete kaalutud keskmiseid elektrienergia müügihindu Balmorel baasmudeli keskmiste andmetega, selgus, et tänu kõrgemale elektrienergiale oli mudeli enamikes regioonides keskmine elektrienergia müügihind kõrgem (Joonis 3.5). Kõikide regioonide keskmine standardhälve on 5,5 €/MWh.

Baasmudelil ning 35 ilmastiku aasta tootmisvõimsused on peaaegu samad, seega tekib küsimus, miks Põhjamaades ning neid ümbritsevates riikides on standardhälve suur ning kaalutud keskmine müügihind konstantselt madalam Balmorel baasmudelil. Vastus tuleneb eelnevalt vaadatud elektrienergia kestuskõveratest. Norra riigis on varieeruvus suurem, kui Eestis ning Poolas. Poolas, kus on kaalutud keskmine müügitulu kõige lähedasem on 35 ilmastiku aasta standardhälve 0,59 €/MWh.



Joonis 3.5 Päikeseelektrienergia kaalutud keskmine müügihind ning standardhälve (punane), €/MWh

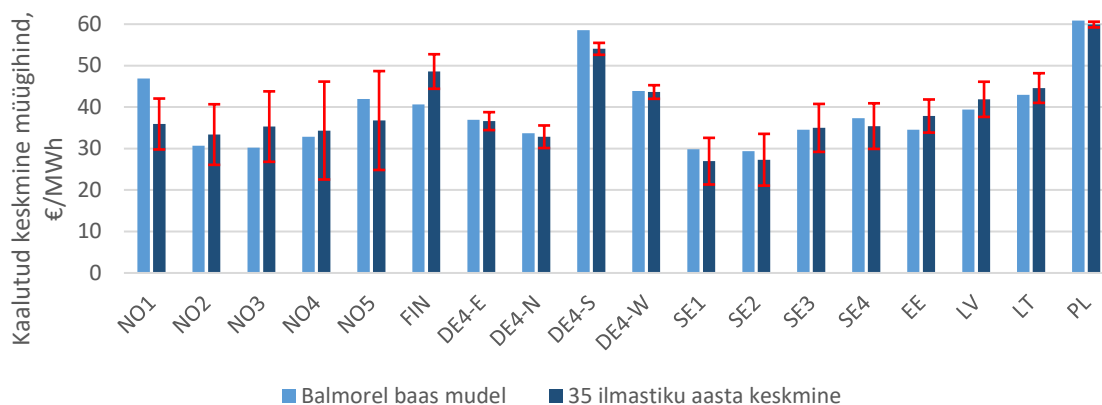
### 3.1.2 Hüdroenergia müügitulu muutus

Hüdroelektrijaamade osakaal Põhjamaade riikide tootmisportfellides on märkimisväärne. Tootmise muutus mõjutab elektrienergia hinda rohkem, kui teistes riikides ning lisaks on hüdroenergial väga madalad marginaalkulud. Samuti on võimalik reservuaarjaamadega tasandada ekstreemsemaid hinnatippe, kuid ka siin tuleb mingil ajalisel hetkel tootmisvõimsuste piirangud ette. Lähtuvalt sellest on kaalutud keskmine elektrienergia hinna muutust üle 35 ilmastiku aasta suurim põhjamaades ning neid ümbritsevates riikides. (Joonis 3.6). Kõikide regioonide keskmine standardhälve on 5,2 €/MWh.

Norra ning Taani riikide regioonide suurem kaalutud keskmine müügihinna erinevus tuleneb andmebaaside erinevustest. MAF andmebaasist saadud andmetega on 35 ilmastiku aasta mudelis kõik hüdroenergia jaamade sissevoolu andmed reservuaarjaamadelt. Seevastu Balmore baasmudelis on mõlemas riigis nii reservuaar- kui ka jõgi hüdroenergia jaamade sissevoolu andmed.

Soome 35 ilmastiku aasta madalam kaalutud keskmine müügihind Balmore baasmudelist tuleneb andmebaasis olevast suuremast tootmisest (40,7 €/MWh, 19,3 TWh). 35 ilmastiku aasta keskmisega võrreldes (48,6 €/MWh, 13,3 TWh) reaalse 10 aasta keskmisega 2002-2011 (12,8 TWh).

Saksamaa 35 ilmastiku aasta keskmine kaalutud keskmine müügihind on odavam Balmore baasmudelist (43,3 €/MWh), sest Balmore baasmudelis on tootmine 10,4 TWh ja kaalutud keskmine müügihind (41,8 €/MWh), kui 35 ilmastiku aastal 17,0 TWh. Reaalse 10 aasta keskmine 2002-2011 ( TWh).

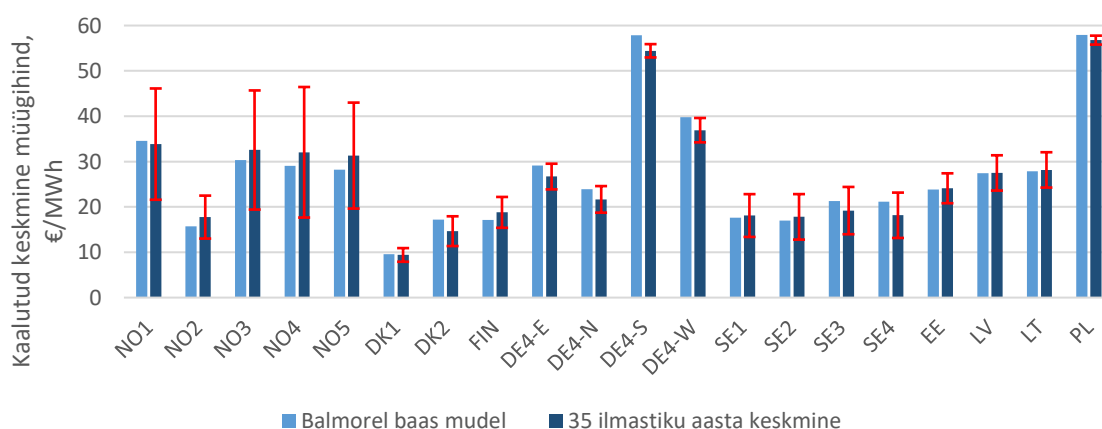


Joonis 3.6 Hüdroenergia kaalutud keskmine müügihind ning standardhälve (punane), €/MWh

### 3.1.3 Maismaa tuuleelektrienergia müügitulu muutus

Maismaatuul on Läänemere-äärsete riikide suurim uus installeeritav võimsuste tehnoloogia tüüp. Vaadates keskmist muutust üle 35 kliima aasta esines, et keskmine müügitulu muutus oli suurim põhjamaades ning neid ümbritsevates riikides. Võrreldes 35 ilmastiku aasta andmete müügitulusid Balmore mudeli keskmiste andmetega esines Põhjamaades suuremaid aastast aastasse erinevusi (Joonis 3.7). Kõikide regionide keskmine standardhälve on 5,3 €/MWh.

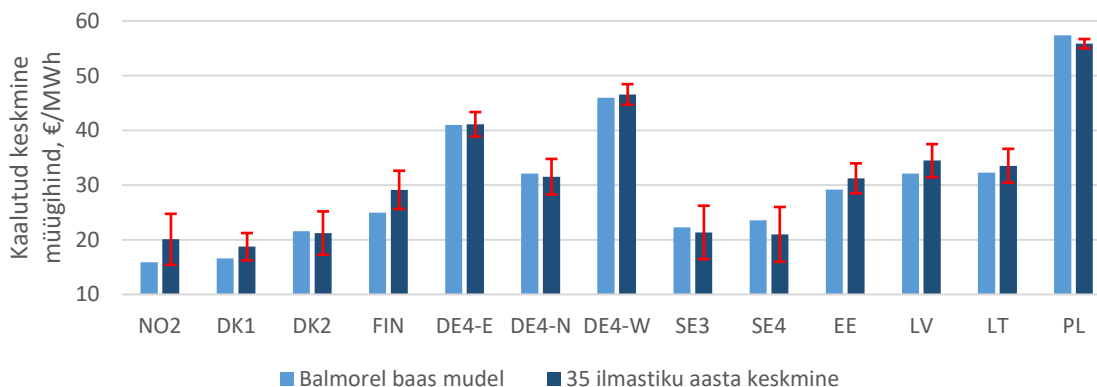
Norras ning Rootsis suured standardhälbed tulenevad muutlikutest elektrienergia hindadest. Kuigi Saksamaa 35 ilmastiku aasta keskmine elektrihind on 39,09 €/MWh ja Balmore baasmudeli aasta keskmine elektrihind on 39,80 €/MWh, siis 35 ilmastiku aasta mudelis esines 24 aastal elektrihind madalam kui keskmine. Ülejäänud 11 aastal oli elektrihind keskmisest kõrgem.



Joonis 3.7 Maismaa tuuleelektrienergia kaalutud keskmine müügihind ning standardhälve (punane), €/MWh

### 3.1.4 Mere tuulelektrienergia müügitulu muutus

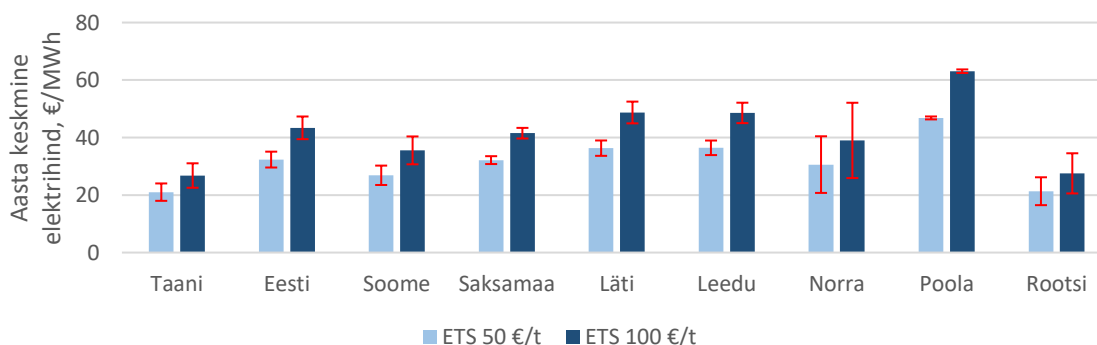
Meretuule elektrienergias esineb suurem võimsuste suurenemine tänu suuremale tõhususele ning ka toodangule. Samuti ei sega see ka inimesi maismaal. (Joonis 3.8). Kõikide regioonide keskmine standardhälve on 3,2 €/MWh.



Joonis 3.8 Mere tuulelektrienergia kaalutud keskmine müüghind ning standardhälve (punane), €/MWh

### 3.2 Müügitulu muutus ETS hinna muutusega

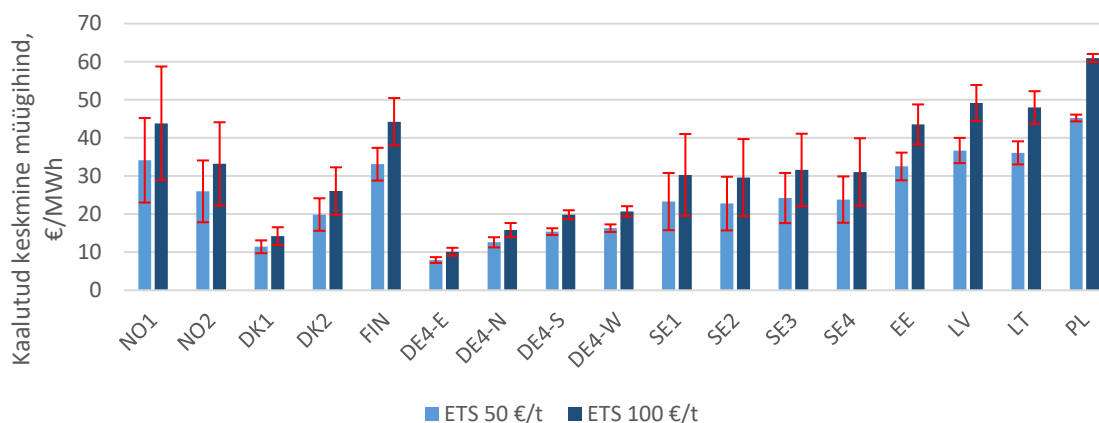
Peatükis käsitletakse ETS hinnamuutust 50-lt €/t 100-le €/t, ehk hinna kahekordistumist. Muutust vaadatakse antud numbritena, et lihtsamini aru saada ETS üldisest mõjust. ETS hinnamuutus 50-lt 100-le €/t mõjutas riikide aastate keskmist elektrienergia hinnat kasvas 23,8% standardhällbega 1,7% (Joonis 3.9). Keskmiselt kasvas kõikidel riikidel aasta keskmise elektrienergia standardhällve 1 €/MWh peale Norra standardhällbe, mis kasvas 3 €/MWh. Suurem tõus tuleneb elektrienergia volatiilsuse suurenemisest. Poola elektrienergia hind on samuti suuresti mõjutatud suuremate kivisöe tootmisvõimsuste osakaalu poolt.



Joonis 3.9 35 Ilmastiku aasta riikide keskmised elektrienergia hinnad erinevate ETS hindadega ja standardhällve (punasega)

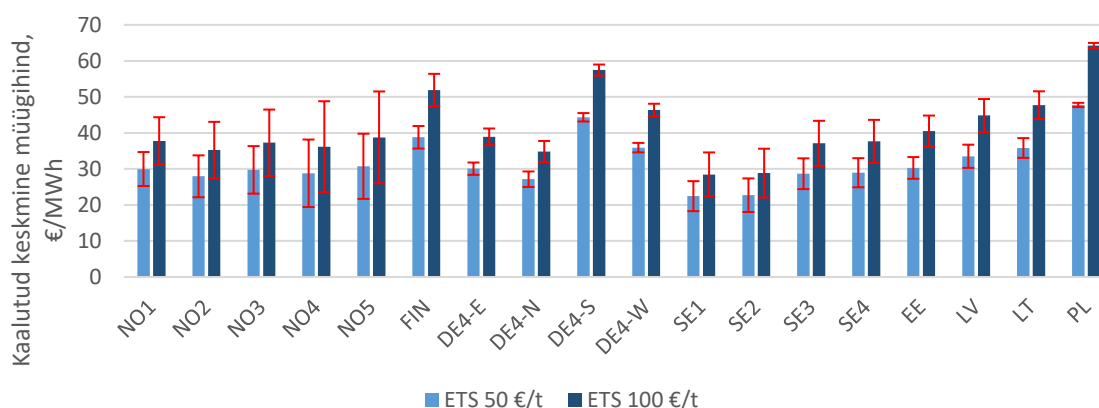


Päikese elektrienergia tootjate müügihinna muutuses kajastub (Joonis 3.10), et ETS hinda kahekordistades muutub riigi regionides aasta müügihind keskmiselt 23% standardhälve 1,8%. ETS 50 €/t standardhälve on 4,2 €/MWh. ETS 100 €/t juures standardhälve on 5,9 €/MWh. Muutused tulenevad üleüldisest elektrihinna tõusust.



Joonis 3.10 Päikeseelektrienergia kaalutud keskmine müügihind ning standardhälve (punane) erinevate ETS hindadel, €/MWh

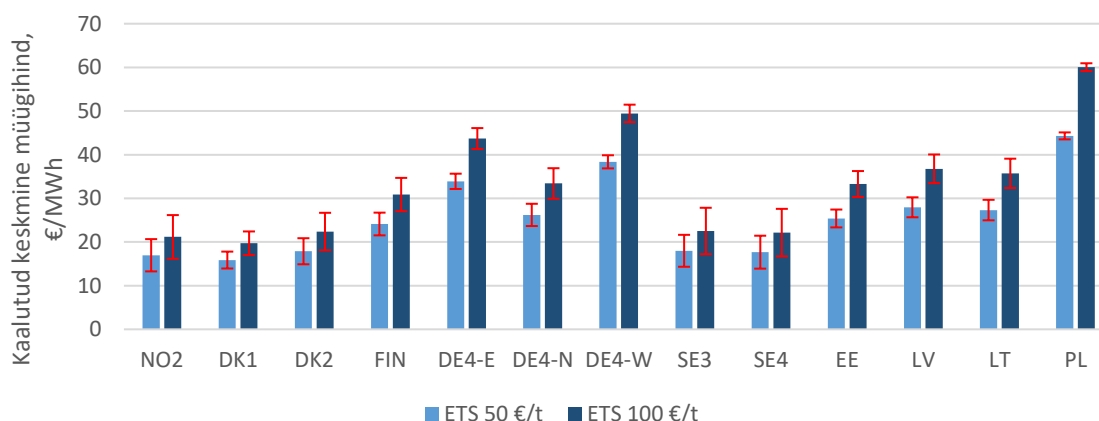
Hüdroenergia tootjate müügihinna muutuses kajastub (Joonis 3.11), et ETS hinda kahekordistades muutub riigi regionides aasta müügihind keskmiselt 22,6% standardhälve 1,9%. ETS 50 €/t standardhälve on 4,0 €/MWh. ETS 100 €/t juures standardhälve on 5,6 €/MWh. Muutused tulenevad üleüldisest elektrihinna tõusust.



Joonis 3.11 Hüdroenergia kaalutud keskmine müügihind ning standardhälve (punane) erinevate ETS hindadel, €/MWh

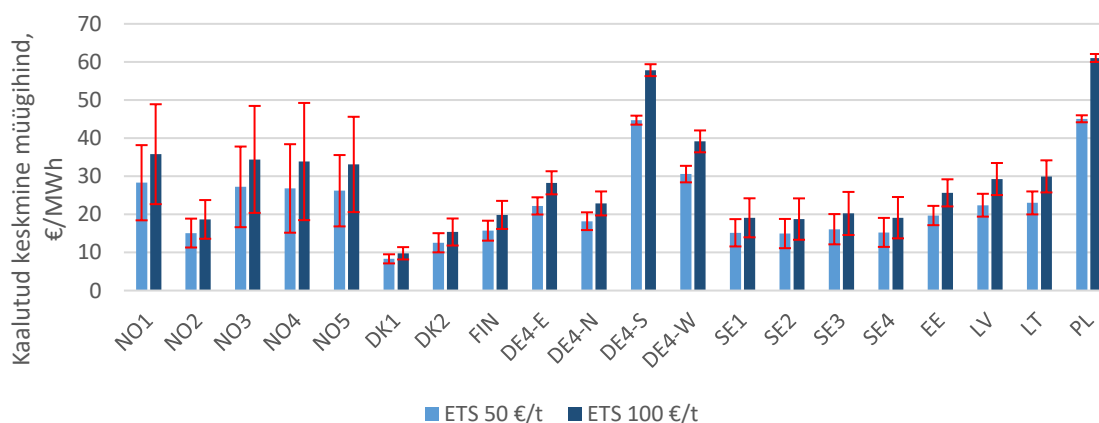
Mere tuuleelektrienergia tootjate müügihinna muutuses kajastub (Joonis 3.12), et ETS hinda kahekordistades muutub riigi regionides aasta müügihind keskmiselt 22,0%

standardhälve 2,0%. ETS 50 €/t standardhälve on 2,5 €/MWh. ETS 100 €/t juures standardhälve on 3,6 €/MWh. Muutused tulenevad üleüldisest elektrihinna tõusust.



Joonis 3.12 Mere tuuleelektrienergia kaalutud keskmine müügihind ning standardhälve (punane) erinevate ETS hindadel, €/MWh

Maismaa tuuleelektrienergia tootjate müügihinna muutuses kajastub (Joonis 3.13), et ETS hinda kahekordistades muutub riigi regionides aasta müügihind keskmiselt 21,0% standardhälve 2,2%. ETS 50 €/t standardhälve on 4,2 €/MWh. ETS 100 €/t juures standardhälve on 5,7 €/MWh. Muutused tulenevad üleüldisest elektrihinna tõusust.



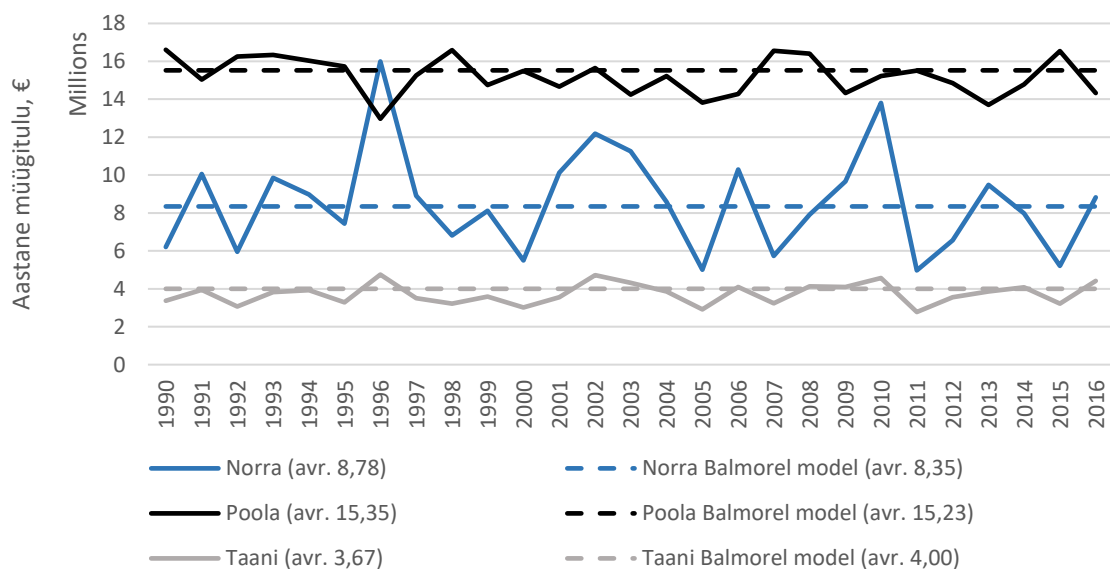
Joonis 3.13 Maismaaelektrienergia kaalutud keskmine müügihind ning standardhälve (punane) erinevate ETS hindadel, €/MWh

### 3.3 Modelleerimise koondtulemused

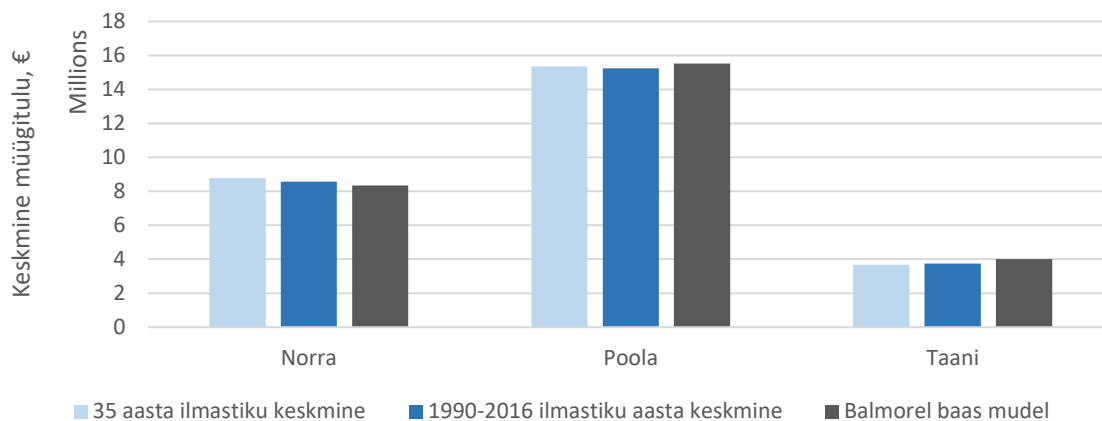
Modelleerimise tulemused toovad esile Läänemere-äärsete riikide suurema sõltuvuse Põhjamaade odavast hüdroenergiast. Kuigi regiooni 35 ilmastiku aasta keskmine elektri hind oli 35,9 €/MWh ja Balmorel baasmudelil 34,6 €/MWh. Läänemere regiooni aastast aastasse keskmine elektri hinna muutus 35 ilmastiku aasta andmetega on 25,5%. Norras on muutus 50%, Taanis 21,6% ja Eestis 10%. Seevastu muutus on väiksem riikides, kus on alles aastases tootmises soojuselektri jaamu. Poolas, kus on alles kivisöe tootmisvõimsused on 35 ilmastiku aasta keskmine elektri hinna muutus keskmiselt 1,3%.

Kõrgem elektri hind suurendab enamikes regioonides 35 ilmastiku aasta keskmist taastuvelektrienergia müüjate kaalutud keskmist müügitulu kõrgemaks Balmorel baasmudelist. Seejuures aga ka natuke suurem muutus aasta kaalutud keskmises elektri hinnas võib tähendada suuremaid muutusi tootjate müügitulus.

**Müügi kasumi volatiilsuse visualiseerimiseks** üle 35 ilmastiku aasta käsitleme kolme riigi müügitulu aastatel 1990-2016. Riikide ilmastiku aastate keskmised müügitulud on suuremad Norras ning Poolas (Joonis 3.14), kus ka aastane elektri hind oli kõrgem 35 ilmastiku aasta mudelis. Seevastu Taani müügitulu on madalam kui Balmorel baasmudelil, kuna 35 ilmastiku aastal oli Taani 35 ilmastiku aasta elektri hind madalam (Joonis 3.15). Saadud müügitulud on tekitatud kaalutud keskmiste müügi hindade ning täistöötundidega.



Joonis 3.14 Maismaa 100 MW tuulepargi müügitulu muutus üle 35 ilmastiku aasta võrdluses Balmorel baasmudeliga



Joonis 3.15 35 ilmastiku aasta keskmise müügitulu võrdlus 1990-2016 aasta ilmastiku keskmise müügituluga ja Balmorel baasmudeliga, €

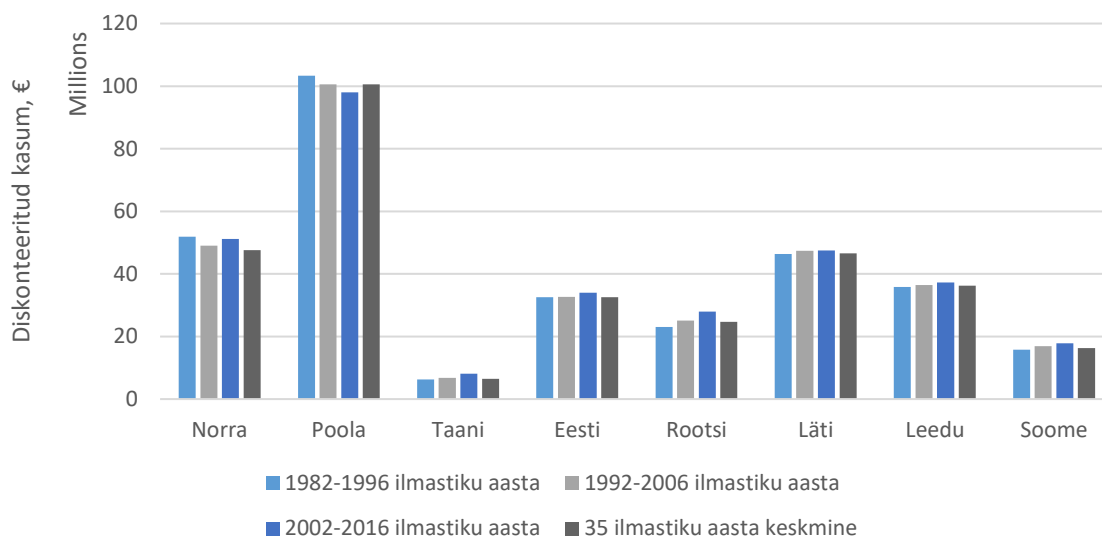
Lisaks on tähtis taastuenergia tootjale jooksvad müügitulud. Siinjuures vaatame kolme erinevat 15 aastast perioodi 35 ilmastiku aastast. 1982-1997, 1992-2007 ja 2002-2016. Käsitleme 100 MW maismaa tuulepargi diskonteeritud kasumit üle 15 aasta. 2040. aastal on maismaa tuulepargi hooldus- ning käitamiskulud 28 700 €/MW [93]. Sellest lähtuvalt tehti NPV arvutus ilma algse investeeringuta. Tulemust võrreldakse erinevate 15 aastate ilmastiku perioodi ning Balmorel baasmudeli andmetega. Arvutused teostati kaalutud keskmiste müügihindade ning aastaste täistöötundide alusel. Kuna raha väärtus ajas langeb, siis suuremad müügitulud projekti alguses on tähendusrikkamad, kui projekti lõpus kogu projekti kasumlikkusele.

35 ilmastiku aastaga võrreldes oli Läänemere regiooni absoluutne keskmine diskonteeritud muutus 4,1% (Joonis 3.16). Esineb koorelatsioon, et kaugemal olles põhjamaadest muutub tulu vähem volatiilsemaks.

Taani madalat kasumit aastatel 1982-1997 seletab keskmisest pidevalt madalam aastane müügitulu (Tabel 3.1, Joonis 3.14), mis tuleneb Noora suuremast hüdroenergia toodangust vaadeldud aastatel võrreldes teiste 15 aastaste perioodidega. Põhjamaades esineb fakt, et väiksema toodanguga aasta ei tähenda ilmingimata väiksemat müügitulu. Müügitulu elektri hinna ning toodangul on üksteist tasakaalustav mõju, ning väiksem sissevoolu aasta võib hüdroenergia tootjatele tähendada suurema tulu.

Tabel 3.1 Riikide diskonteeritud kasumi erinevus erinevatel 15 aasta perioodidel 35 ilmastiku aasta keskmisega, %

	1982-1996 ilmastiku aasta, %	1992-2006 ilmastiku aasta, %	2002-2016 ilmastiku aasta, %	Keskmine muutus kolmel perioodil, %
Norra	9,1	2,9	7,5	6,5
Poola	2,8	0,0	-2,6	0,1
Taani	-2,7	5,4	25,6	9,4
Saksamaa	0,2	1,1	0,7	0,7
Eesti	0,0	0,2	4,2	1,5
Rootsi	-6,6	1,9	13,4	2,9
Läti	-0,5	1,7	2,0	1,0
Leedu	-1,1	0,4	2,9	0,7
Soome	-2,9	3,9	9,2	3,4



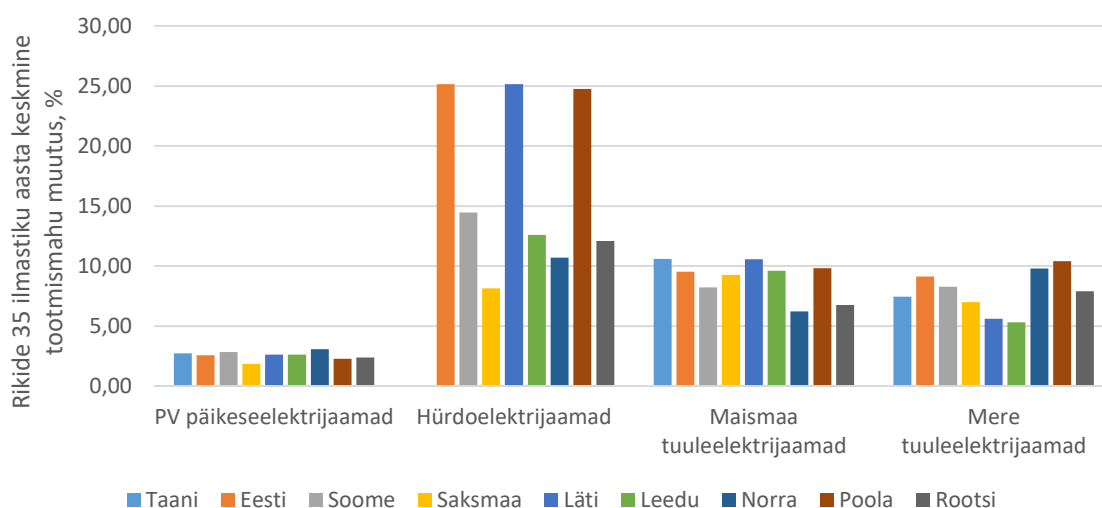
Joonis 3.16 Erinevate ilmastiku aastate 1982-1997, 1992-2007 ning 2002-2016 ja Balmorel baasmudeli diskonteeritud kasumi võrdlus, €

**Taastuvelektrienergia tootmis maht muutus** üle 35 ilmastiku aasta kõige enam hüdroenergia tootjatel, kus Läänemere regiooni keskmine aastane muutus on 17,1% (Joonis 3.17). Teiselt suurima muutlikkusega taastuv elektrienergia tootmisüksus oli maismaatuul, kus regiooni keskmine aastane muutus on 9,6%. Järgneb meretuul, kus regiooni keskmine muutus on 7,9%. Kõige väiksema keskmise aastase tootmismuutusega on päikeseelektri toojad, mille keskmise muutusega 2,6%.

Hüdroenergia tootmise Eesti, Läti ja Poola suurem varieeruvus teistest riikide keskmisest tuleneb suurest jõgi hüdroelektrijaamade osakaalust kogu riigi hüdroenergia toodangust (Tabel 3.2).

Tabel 3.2 35 ilmastiku aasta tootjate tootmismahu muutuse standardhälve, TWh

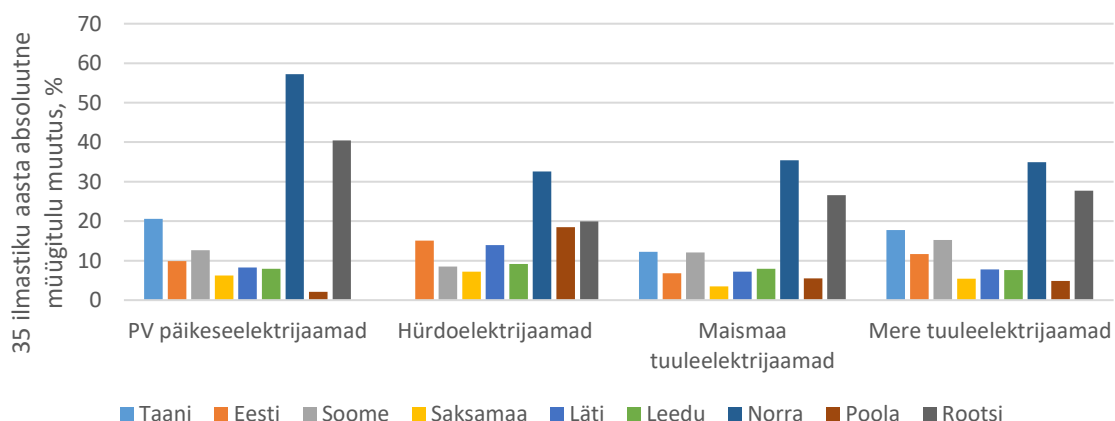
	PV päikeseelektrijaamad		Hüdroelektrijaamad		Maismaa tuuleelektrijaamad		Mere tuuleelektrijaamad	
	STDEV, TWh	35 ilmastiku kesk., TWh	STDEV, TWh	35 ilmastiku kesk., TWh	STDEV, TWh	35 ilmastiku kesk., TWh	STDEV, TWh	35 ilmastiku kesk., TWh
Taani	0,3	12,68	0	0	0,9	11,47	1,9	34,26
Eesti	0,05	2,10	0,01	0,02	0,26	2,96	0,24	3,70
Soome	0,1	2,26	1,7	13,29	4,3	65,14	0,22	3,44
Saksmaa	5,4	313,30	1,3	16,97	14,3	187,58	5,7	116,93
Läti	0,002	0,10	0,8	3,54	0,12	1,24	0,07	1,10
Leedu	0,05	2,55	0,06	0,60	0,45	5,47	0,19	3,72
Norra	0,1	3,74	11,2	135,92	1,5	25,24	2,4	32,88
Poola	0,5	21,76	0,5	2,05	0,13	1,72	2,4	31,84
Rootsi	0,1	4,92	6,5	64,49	3,1	54,89	1,6	25,95



Joonis 3.17 Ilmastiku aasta riikide tootmismahu aastane keskmine muutus, %

**Aasta tunnipõhiste müügitulude muutust** aastast aastasse vaadates avaldub eelnevalt käsitletud volatiilsuse ülekaal Põhjamaades. Päikeseelektrijaamade kogu regiooni keskmine aastane muutus on 18,4%, hüdro- 13,9%, maismaa tuule- 13,0% ja mere tuule tootjatel 14,8%. Kuna tootmismahu muutused on väiksed päikeseelektrijaamades (keskmiselt 2,6%), siis tuleb jooniselt esile, et

päikeselektritootjad on rohkem mõjutatavad elektrihinna muutustest, kui teised taastuvelektrienergia tootmistehnoloogiad (Joonis 3.18).



Joonis 3.18 35 Ilmastiku aasta taastuenergia elektritootjate tunnipõhise summeeritud müügitulu absoluutne keskmine varieeruvus, %

**ETS hinna tõus** 50-lt 100-le €/t tõi kaasa kogu regiooni riikide keskmise elektrihinna tõusu 23,8%. Tagajärjeks on kõikide töös vaadeldavate taastuvelektrienergia müüjate kaalutud keskmise müügihinna suurenemine 21-23%. Tulemust oli suuresti ootuspärane, sest ETS hinna tõus sisuliselt tõstab elektrihinna taset kõrgemale, ega muuda selle kuju.

## KOKKUVÕTE

Järgnevate kümnendite jooksul toimub suurem üleminek ning tootmisvõimsuste installeerimine tuule- ja päikeseelektrijaamadesse. Suurenenud taastuenergia tootmisvõimsusega muutub ka elektri hind ilmastiku tingimustest rohkem sõltuvamaks ning muutlikumaks. Töö peamiseks eesmärgiks oli uurida tuleviku Balti mere äärsete riikide taastuenergia tootjate müügitulude muutust, kasutades selleks 1982-2016 aastate kliimaandmeid. Selleks loodi Balmorel mudelis süsteem aastaks 2040 ning vaadati ilmastiku aastate erinevuse mõju tootjate aastasele müügitulule.

Lõputöös vaadeldi kahte tüüpi mudeleid. Esimeseks mudeliks oli olemasolevate ilmastikuandmetega baasmudel aastatel 2020 ja 2040. Teiseks ning põhiliseks mudel 35 aasta ilmastikuandmetega. Mudelid jagasid kõike peale tarbimistundide kujusid, hüdro-, päikese-, ja tuule tootmise kujusid ning täistöötunde. Mõlemale mudelile otsiti ning täiendati kütuste, kui ka heitmete hinnad, aastased tarbimis- ning tootmisvõimsused. Taastuvelektrienergia tootjate toodang viidi vastavusse 2002-2011 aasta toodanguga ning Balmorel mudelil lubati investeerida puudulikud tootmisvõimsused aastal 2040. Käesolevas töös vaadati ETS muutuse mõju taastuvelektrienergia tootjate müügitulule võttes vaatluse alla ETS hinna suurenemise 50-lt 100-le €/t.

Modelleerimise tulemused näitavad, et Läänemere riikide ilmastikust tulenevaid muutusi käsitledes tuleb arvesse võtta regioonide tootmisportfellide erinevusi. Läänemere aastast aastasse keskmine elektrihinna muutus on 25,5%. Põhjamaades on muutus suurem, näiteks Norras 50%. Kõige madalam on muutus suure soojuselektrijaama portfelliga riikides, nagu Poola, kus muutus oli 1,3%. Elektrihinna muutuse suurim mõjutaja on Põhjamaade odav hüdroenergia. Modelleerimine tõid esile, et aastast aastasse oli toodangu muutus suurem hüdroelektrijaamadel, keskmiselt 17,1%, millele järgneb maismaa tuulepargid 9,6%, mere tuulepargid 7,9% ning viimaseks päikeseelektrijaamad 2,6%.

Müügitulu seisukohalt mõjutab Põhjamaade hüdroenergia toodangu üleküllus ning väiksem toodang ka suuresti naabrus riikide elektrihindu ning nende elektritootjate müügitulu. Vaadates kasumi muutusi näidis 100 MW tuulepargil diskonteeritult üle 15 aasta selgus, et Põhjamaade äärsetes riikides 1982-1996, kus on hüdroenergiat rohkem võrreldes teiste kahe ajalise määratlusega on elektrihind samuti madalam. Seega Eesti, Taani, Soome, ning Rootsi riikide tuule tootjate müügitulud on väiksemad. Norra riigi kõrgem müügitulu tuleb suuremast tootmismahust antud ajalises järgus.



Läänemere regiooni diskonteeritud kasumi erinevus maismaa tuule 100 MW tuulepargi kolme erineva ajaperioodi ning 35 ilmastiku aasta absoluutse keskmisega erineb keskmiselt 4,1%. Suuremad muutused kasumis esinevad Põhjamaades absoluutse keskmise muutusega Rootsis 7,3%, Norras 6,5%, Taanis 11%. Kuigi keskmine protsent on Taanil 11% siis maksimaalne muutus on 25,6% väiksem kasum 35 ilmastiku aasta keskmise diskonteeritud kasumiga võrreldes.

Mudeli tulemustest järeldades on Eesti endiselt Põhjamaade hüdroenergia mõjusfääris, mida aitab leevendada Eestis alles jäänud põlevkivi jaamad. Eesti 100 MW tuulepargi diskonteeritud keskmine müügitulu kasumi muutus oli 1,5% ning maksimaalselt 4,2%. Muutus on väike ning suurema müügituluga projekti algus terve projekti kasumit pikas perspektiivis ei mõjuta. Võrreldes Põhjamaadega on Eestis volatiilsuse risk tunduvalt madalam, ning võrreldes Saksamaa ning Poolaga natuke suurem.

ETS hinna tõus 50-lt 100-le €/t tõi kaasa Läänemere regiooni riikide keskmise elektrihinna tõusu 23,8%. Tagajärjeks on kõikide töös vaadeldavate taastuvelektrienergia müüjate kaalutud keskmise müügihinna suurenemine 21-23%. Tulemus oli suuresti ootuspärane, sest ETS hinna tõus sisuliselt tõstab elektrihinna taset kõrgemale, muutmata selle kuju. Samuti suurenes aastast aastasse kaalutud keskmise müügitulu volatiilsus 26,3-28,8%.

Suurimad parameetrid, mida investor peaks silmas pidama on Põhjamaade hüdroenergeetika, riikide endi ning naabrite toomisportfellid ning ekstreemsemad aastad. Ühekülgse tootmisvõimsuse portfelliga riikides on elektrihinna ning müügitulu volatiilsus suurem. Riskantsemaks on investeringud Põhjamaades hüdroenergeetikasse suure maksumus ning suure volatiilsuse tõttu. Millele järgneb tuuleelektrienergia, milles maismaa tuul on riskantsem suurema tootmise volatiilsuse tõttu. Liikudes kaugemale Põhjamaadest on riskantsem endiselt hüdroenergia, eriti jõgi hüdroelektri jaamad. Ülejäänud taastuenergia tootjate aastane müügitulu muutus on poole väiksem hüdroenergiast jäädes 7% juurde, mis on aktsepteeritav. Mitme aasta müügitulu perspektiivis on keskmistatud andmete kasutamine õigustatud vähem volatiilsemates riikides. Põhjamaades tuleks volatiilsust rohkem arvesse võtta.

## SUMMARY

*In the coming decades, there will be a greater transition and installation of production capacity in wind and solar power plants. With the increased production capacity of renewable energy, the price of electricity will also become more dependent and variable on weather conditions. The main goal of the study was to study the change in the sales revenue of future renewable energy producers in the Baltic Sea region, using climate data from 1982-2016. To this end, a system was created in the Balmorel model by 2040, and the effect of the difference in weather years on the annual sales revenue of manufacturers was examined.*

*Two types of models were used in the thesis. The first model was the base model with existing weather data for 2020 and 2040. The second and main model was the 35-year model with weather data. The models shared everything but consumption hours, hydro, solar and wind production, and full load hours. For both models, the prices of fuels, as well as emissions, annual consumption and production capacities were sought and supplemented. The output of renewable electricity producers was aligned with that of 2002-2011, and the Balmorel model was allowed to invest in insufficient non renewable generation capacity in 2040. Also was examined the effect of the change in ETS on the sales revenue of renewable electricity producers, considering the increase in the price of ETS from 50 to 100 € / t.*

*The results of the modelling show that the differences in the production portfolios of the regions must be considered when dealing with yearly weather change in the Baltic Sea countries. The average annual change in electricity prices in the Baltic Sea is 25.5%. The change is greater in the Nordic countries, such as 50% in Norway. The change is lowest in countries with a large thermal power plant portfolio, such as Poland, where the change was 1.3%. The biggest factor influencing the change in electricity prices is cheap hydropower in the Nordic countries. The modelling revealed that the annual change in annual production was higher for hydropower producers, averaging 17.1%, followed by onshore wind 9.6%, offshore wind 7.9% and lastly solar electricity 2.6%.*

*In terms of sales revenue, the oversupply and lower production of hydropower production in the Nordic countries also greatly affect the electricity prices of neighboring countries and the sales revenue of their electricity producers. Looking at the profit changes in the sample of a 100 MW wind farm discounted over 15 years, it was found that in the Nordic countries 1982-1996, where there is more hydropower compared to the other two-time definitions, the price of electricity is also lower. Thus, the sales*

revenues of wind producers in Estonia, Denmark, Finland, and Sweden are lower. The higher sales revenue of Norway comes from the higher production volume at this stage.

The difference between the profits of the Baltic Sea region on the example of a 100 MW onshore wind farm show that absolute average of the three time series differs by an average of 4.1% compared to the 35 weather year average. The largest changes in profit are in the Nordic countries with an absolute average change of 7.3% in Sweden, 6.5% in Norway and 11% in Denmark. Although the average percentage in Denmark is 11%, the maximum change is 25.6% less profit than the average discounted profit for 35 years of the weather.

Concluding from the results of the model, Estonia is still in the sphere of influence of the Nordic hydropower, which is being mitigated by the remaining oil shale plants in Estonia. The change in the discounted average sales revenue of the Estonian 100 MW wind farm was 1.5% and the maximum was 4.2%. The change is small and the start of a project with a higher sales revenue will not affect the profit of the whole project in the long run. Compared to the Nordic countries, the volatility risk in Estonia is much lower and in Germany and Poland slightly higher

The increase in the price of ETS from 50 to 100 € / t led to a 23.8% increase in the average electricity price in the countries of the Baltic Sea region. As a result, the weighted average sales price of all sellers of renewable electricity observed in the work increases by 21-23%. The result was largely as expected, as the increase in the price of ETS will essentially raise the level of electricity prices without changing its shape. The volatility of the weighted average sales revenue also increased from 26.3 to 28.8%.

The biggest parameters that an investor should keep in mind are the Nordic hydropower, the production portfolios of the countries themselves and their neighbors and more extreme years. Countries with a one-sided capacity portfolio have higher volatility in electricity prices and sales revenues. Investments in hydropower in the Nordic countries are riskier due to their high cost and high volatility. This is followed by wind power, where onshore wind is riskier due to higher production volatility. Moving beyond the Nordic countries, the riskiest investments are still river hydropower plants. The change in the annual sales revenue of other renewable energy producers is half that of hydropower at 7%, which is acceptable. In terms of multi-year sales revenue, the use of averaged data is justified in less volatile countries. Volatility should be taken into account more in the Nordic countries.

## KASUTATUD KIRJANDUSE LOETELU

- [1] European Commission, „European Climate Law,” 2021. [Võrgumaterjal]. Saadaval: [https://ec.europa.eu/clima/eu-action/european-green-deal/european-climate-law\\_en](https://ec.europa.eu/clima/eu-action/european-green-deal/european-climate-law_en). [Kasutatud 04 04 2022].
- [2] Sunergia OÜ, „TAASTUVENERGIA TOETUSTEST 2021,” 2021. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://sunergia.ee/taastuvernergia-toetused/>. [Kasutatud 04 04 2022].
- [3] ENTSO-E, „Installed Capacity per Production Type,” 2022. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/installedGenerationCapacityAggregation/show>. [Kasutatud 01 04 2022].
- [4] I. Staffell ja S. Pfenninger, „The increasing impact of weather on electricity supply and demand,” *Energy*, kd. 145, pp. 65-78, 15 02 2018.
- [5] A. Sabuncu, „The Rising Impact of Weather on the European Electricity Market Prices,” 21 04 2021. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.linkedin.com/pulse/rising-impact-weather-european-electricity-market-prices-ayse-sabuncu>. [Kasutatud 06 04 2022].
- [6] Elering AS, „Elering elektrituru kasiraamat,” 2016. [Võrgumaterjal]. Saadaval: [https://elering.ee/sites/default/files/attachments/elering\\_elektrituru\\_kasiraamat\\_2016\\_web\\_1.pdf](https://elering.ee/sites/default/files/attachments/elering_elektrituru_kasiraamat_2016_web_1.pdf). [Kasutatud 03 04 2022].
- [7] J. Valtin, *Energiasüsteemide ökonomika*, Tallinn: Tallinna Tehnikaülikool Elektroenergeetika Instituut, 2013.
- [8] International Energy Agency, „Projected Costs of Generating Electricity 2020 Edition,” 2020. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ae17da3d-e8a5-4163-a3ec-2e6fb0b5677d/Projected-Costs-of-Generating-Electricity-2020.pdf>. [Kasutatud 04 04 2022].
- [9] Economy-Pedia.com, „Üldise tasakaalu teooria,” [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://et.economy-pedia.com/11039514-general-equilibrium-theory>. [Kasutatud 11 04 2022].
- [10] STREPHONSAYS, „Mis vahe on lineaarse ja mittelineaarse programmeerimise vahel,” [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://et.strephonsays.com/what-is-the-difference-between-linear-and-nonlinear-programming>. [Kasutatud 12 04 2022].
- [11] The Balmorel Open Source Project, „Balmorel Energy system model,” 2022. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <http://www.balmorel.com/>. [Kasutatud 03 04 2022].
- [12] EnergyPLAN – Advanced Analysis of Smart Energy Systems, „BALMOREL,” 2022. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.energyplan.eu/othertools/global/balmorel/>. [Kasutatud 03 04 2022].
- [13] ENTSO-E, „Mid-term Adequacy Forecast 2020 Executive Summary,” 2020. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/>. [Kasutatud 15 03 2022].
- [14] ENTSO-E, „Mid-term Adequacy Forecast Methodology,” 2020. [Võrgumaterjal]. Saadaval: [https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdc-documents/MAF/2020/MAF\\_2020\\_Appendix\\_2\\_Methodology.pdf](https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdc-documents/MAF/2020/MAF_2020_Appendix_2_Methodology.pdf). [Kasutatud 15 03 2022].
- [15] ENTSO-E, „Hydropower modelling – New database complementing PECD,” 2020. [Võrgumaterjal]. Saadaval: [https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-](https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdc-)

- documents/MAF/2020/Hydropower\_Modelling\_New\_database\_and\_methodology\_V1\_0.pdf. [Kasutatud 15 03 2022].
- [16] J. Tattini, „Value of the interconnectors in the Nordic countries,” 19 11 2015. [Võrgumaterjal]. Saadaval: [https://iea-etsap.org/workshop/Sophia\\_Antipolis\\_Oct2015/26-Presentation%20for%20ETSAP.pdf](https://iea-etsap.org/workshop/Sophia_Antipolis_Oct2015/26-Presentation%20for%20ETSAP.pdf). [Kasutatud 16 03 2022].
- [17] International Energy Agency, „Norway,” 2022. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.iea.org/countries/norway>. [Kasutatud 31 03 2022].
- [18] International Energy Agency, „Sweden,” 2022. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.iea.org/countries/sweden>. [Kasutatud 31 03 2022].
- [19] Statistics Finland, „Supply of electricity by energy source,” 2021. [Võrgumaterjal]. Saadaval: [https://pxnet2.stat.fi/PXWeb/pxweb/fi/StatFin/StatFin\\_\\_ene\\_\\_ehk/statfin\\_ehk\\_pxt\\_12vp.px/table/tableViewLayout1/](https://pxnet2.stat.fi/PXWeb/pxweb/fi/StatFin/StatFin__ene__ehk/statfin_ehk_pxt_12vp.px/table/tableViewLayout1/). [Kasutatud 31 03 2022].
- [20] H. Ritchie ja M. Roser, „Latvia: Energy Country Profile,” Our World in Data, 2021. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://ourworldindata.org/energy/country/latvia>. [Kasutatud 31 03 2022].
- [21] International Energy Agency, „Poland,” 2021. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.iea.org/countries/poland>. [Kasutatud 31 03 2022].
- [22] Statista, „Electricity generation from hydropower in Germany from 2000 to 2020,” 03 2021. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.statista.com/statistics/737606/electricity-generation-hydropower-germany/>. [Kasutatud 31 03 2022].
- [23] DNV GL, „Energy Transition Norway 2020,” 2020. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.norskindustri.no/siteassets/dokumenter/rapporter-og-brosjyrer/energy-transition-norway-2020.pdf>. [Kasutatud 01 04 2022].
- [24] Finnish Wind Power Association, „Projects under construction,” 02 2022. [Võrgumaterjal]. Saadaval: [https://tuulivoimayhdistys.fi/media/rakenteilla\\_2022\\_2025\\_olevat\\_hankkeet-26.2.2022.xlsx](https://tuulivoimayhdistys.fi/media/rakenteilla_2022_2025_olevat_hankkeet-26.2.2022.xlsx). [Kasutatud 01 04 2022].
- [25] 4C Offshore, „Offshore Wind farms in Finland,” [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.4coffshore.com/windfarms/finland/>. [Kasutatud 01 04 2022].
- [26] International Energy Agency, „ENERGY POLICIES OF IEA COUNTRIES Finland 2018 Review,” 2018. [Võrgumaterjal]. Saadaval: [https://www.connaissancedesenergies.org/sites/default/files/pdf-actualites/situation\\_energetique\\_de\\_la\\_finlande.pdf](https://www.connaissancedesenergies.org/sites/default/files/pdf-actualites/situation_energetique_de_la_finlande.pdf). [Kasutatud 08 03 2022].
- [27] Cabinet of Ministers, „NATIONAL ENERGY AND CLIMATE PLAN OF LATVIA 2021-2030,” 2018. [Võrgumaterjal]. Saadaval: [https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/ec\\_courtesy\\_translation\\_lv\\_necp.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/ec_courtesy_translation_lv_necp.pdf). [Kasutatud 01 04 2022].
- [28] SolarPower Europe, „Lithuania country profile,” 2021. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.solarpowereurope.org/lithuania-country-profile/>. [Kasutatud 21 09 2021].
- [29] DNV GL, „A study for Lithuanian Power Sector. Scenario Building for the Evolution of Lithuanian Power Sector for 2020 - 2050,” 16 12 2020. [Võrgumaterjal]. Saadaval: [https://lsta.lt/wp-content/uploads/2020/12/201217-Scenario-building-for-Lithuanian-electric-power-sector\\_final-report.pdf](https://lsta.lt/wp-content/uploads/2020/12/201217-Scenario-building-for-Lithuanian-electric-power-sector_final-report.pdf). [Kasutatud 09 03 2022].
- [30] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ, „Integrated National Energy and Climate Plan,” 06 2020. [Võrgumaterjal]. Saadaval: [https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/de\\_final\\_necp\\_main\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/de_final_necp_main_en.pdf). [Kasutatud 01 04 2022].

- [31] DSV GL, „ENERGY TRANSITION NORWAY 2021,“ 2021. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.dnv.com/Publications/energy-transition-norway-2021-212201>. [Kasutatud 08 03 2022].
- [32] Ministry of the Environment and Energy, „Sweden’s draft integrated national energy and climate plan,“ 2019. [Võrgumaterjal]. Saadaval: [https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/sweden\\_draftnecp.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/sweden_draftnecp.pdf). [Kasutatud 01 04 2022].
- [33] Ministry of Economic Affairs and Employment, „Finland’s Integrated Energy and Climate Plan,“ 2019. [Võrgumaterjal]. Saadaval: [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/fi\\_final\\_necp\\_main\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/fi_final_necp_main_en.pdf). [Kasutatud 01 04 2022].
- [34] Elering AS, „EESTI PIKAAJALINE ELEKTRITARBIMINISE PROGNOOS,“ 2018. [Võrgumaterjal]. Saadaval: [https://elering.ee/sites/default/files/attachments/Eesti%20pikaajaline%20elektritarbimise%20prognoos\\_210x297%2B5mm.pdf](https://elering.ee/sites/default/files/attachments/Eesti%20pikaajaline%20elektritarbimise%20prognoos_210x297%2B5mm.pdf). [Kasutatud 01 04 2022].
- [35] Ekonomikas ministrija, „LATVIA’S NATIONAL ENERGY AND CLIMATE PLAN 2021-2030,“ 2019. [Võrgumaterjal]. Saadaval: [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/lv\\_final\\_necp\\_main\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/lv_final_necp_main_en.pdf). [Kasutatud 09 03 2022].
- [36] D. Hasterok, R. Castro, M. Landrat, K. P. ´n, M. Doepfert ja H. Morais, „Polish Energy Transition 2040: Energy Mix Optimization Using Grey Wolf Optimizer,“ 19 12 2020. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.google.com/url?sa=i&url=https%3A%2F%2Fwww.mdpi.com%2F1996-1073%2F14%2F2%2F501%2Fpdf&sig=AOvVaw1hM8ayPtqfty7WfFh-jXoA&ust=1646924710067000&source=images&cd=vfe&ved=2ahUKEwi6t-Xjprn2AhWBuioKHxfBALMQjRx6BAgAEAk>. [Kasutatud 09 03 2022].
- [37] S. Amelang, „Government expects decrease in electricity use by 2030 despite e-mobility,“ 30 10 2019. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.cleanenergywire.org/news/government-expects-decrease-electricity-use-2030-despite-e-mobility>. [Kasutatud 01 04 2022].
- [38] Danish Energy Agency, „Denmark’s Climate and Energy Outlook 2020,“ 2020. [Võrgumaterjal]. Saadaval: [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Basisfremskrivning/deco\\_2020\\_27082020.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Basisfremskrivning/deco_2020_27082020.pdf). [Kasutatud 01 04 2022].
- [39] Netmaps, „Norway Population map,“ [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.netmaps.net/digital-maps/norway-population-map/>. [Kasutatud 08 03 2022].
- [40] The Wind Power, „Norway wind farms map,“ France, [Võrgumaterjal]. Saadaval: [https://www.thewindpower.net/country\\_maps\\_en\\_19\\_norway.php](https://www.thewindpower.net/country_maps_en_19_norway.php). [Kasutatud 08 03 2022].
- [41] Swedish Wind energy association, „100 percent renewable electricity by 2040. Wind power: combating climate change and improving competitiveness,“ 2021. [Võrgumaterjal]. Saadaval: [https://swedishwindenergy.com/wp-content/uploads/2019/10/Svensk\\_Vindenergi\\_ROADMAP\\_2040\\_rev\\_ENG-1.pdf](https://swedishwindenergy.com/wp-content/uploads/2019/10/Svensk_Vindenergi_ROADMAP_2040_rev_ENG-1.pdf). [Kasutatud 08 03 2022].
- [42] The Swedish Energy Agency, „Energy in Sweden 2021 An overview,“ 2021. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://energimyndigheten.a-w2m.se/Home.mvc?ResourceId=198022>. [Kasutatud 08 03 2022].
- [43] World Nuclear Association, „Nuclear Power in Sweden,“ [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-o-s/sweden.aspx>. [Kasutatud 08 03 2022].
- [44] Airswift, „Wind energy in Sweden on the rise,“ 2021. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.airswift.com/blog/wind-energy-projects-sweden>. [Kasutatud 08 03 2022].

- [45] Navigo Media Group, „RWE Working on 1.6 GW Offshore Wind Project in Sweden,” 20 12 2021. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.offshorewind.biz/2021/12/20/rwe-working-on-1-6-gw-offshore-wind-project-in-sweden/>. [Kasutatud 08 03 2022].
- [46] Navigo Media Group, „1+ GW Offshore Wind Farm Plan Emerges in Sweden,” 13 05 2021. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.offshorewind.biz/2021/05/13/1-gw-offshore-wind-farm-plan-emerges-in-sweden/>. [Kasutatud 08 03 2022].
- [47] Government Offices of Sweden, „Sweden’s draft integrated national energy and climate plan,” 2016. [Võrgumaterjal]. Saadaval: [https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/sweden\\_draftnecp.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/sweden_draftnecp.pdf). [Kasutatud 08 03 2022].
- [48] Ministry of Economic Affairs and Employment, „Finland’s long-term low greenhouse gas emissions development strategy,” 10 2020. [Võrgumaterjal]. Saadaval: [https://unfccc.int/sites/default/files/resource/LTS\\_Finland\\_Oct2020.pdf](https://unfccc.int/sites/default/files/resource/LTS_Finland_Oct2020.pdf). [Kasutatud 08 03 2022].
- [49] Sitra Studies 194, „Enabling cost-efficient electrification in Finland,” 09 2021. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://media.sitra.fi/2021/09/30130958/sitra-enabling-cost-efficient-electrification-in-finland.pdf>. [Kasutatud 08 03 2022].
- [50] „ENERGIA TEEKAART 2021-2031-2040,” 17 12 2021. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://rohetiiger.ee/wp-content/uploads/2021/12/Energia-teekaart-17122021.pdf>. [Kasutatud 08 03 2022].
- [51] Tuuleenergia Assotsiatsioon, „Riik kuulutab välja rekordilise taastuvelektri vähempakkumise,” 25 11 2021. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://tuuleenergia.ee/riik-kuulutab-valja-rekordilise-taastuvelektri-vahempakkumise/>. [Kasutatud 08 03 2022].
- [52] Energiatalgud, „Tuuleenergia ressurss,” [Võrgumaterjal]. Saadaval: [https://energiatalgud.ee/Tuuleenergia\\_ressurss#fn11](https://energiatalgud.ee/Tuuleenergia_ressurss#fn11). [Kasutatud 08 03 2022].
- [53] Eesti Energia AS, „Liivi lahe meretuulepark – Baltikumi esimene meretuulepark,” [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://liivimeretuulepark.ee/>. [Kasutatud 08 03 2022].
- [54] Saare Wind Energy, „Saare Wind Energy offshore wind farm,” [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.swe.ee/en/>. [Kasutatud 08 03 2022].
- [55] Majandus- ja Kommunikatsiooniministeerium, „Eesti ja Läti ühine meretuulepargi arendamise projekt saab hoo sisse,” 13 09 2021. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.mkm.ee/et/uudised/eesti-ja-lati-uhine-meretuulepargi-arendamise-projekt-saab-hoo-sisse>. [Kasutatud 08 03 2022].
- [56] Tuuleenergia Assotsiatsioon, „Arendusprojektid,” [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://tuuleenergia.ee/arendusprojektid/>. [Kasutatud 08 03 2022].
- [57] International Renewable Energy Agency, „Energy Profile Latvia,” 29 09 2021. [Võrgumaterjal]. Saadaval: [https://www.irena.org/IRENADocuments/Statistical\\_Profiles/europe/Latvia\\_europe\\_RE\\_SP.pdf](https://www.irena.org/IRENADocuments/Statistical_Profiles/europe/Latvia_europe_RE_SP.pdf). [Kasutatud 09 03 2022].
- [58] eng.lsm.lv ;Linda Zalāne, „Why does Latvia use so little wind and solar energy?,” 13 05 2021. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://eng.lsm.lv/article/economy/economy/why-does-latvia-use-so-little-wind-and-solar-energy.a404359/>. [Kasutatud 09 03 2022].
- [59] Latvian Public Broadcasting, „More than half of Latvia's electricity comes from renewables,” 26 01 2022. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://eng.lsm.lv/article/society/environment/more-than-half-of-latvias-electricity-comes-from-renewables.a440618/>. [Kasutatud 09 03 2022].

- [60] Lietuvos energijos gamyba, „National Energy Independence Strategy,” 2012. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://ignitisingamyba.lt/sites/default/files/media/dynamic/files/481/nationalene rgyindependencestrategy.pdf>. [Kasutatud 08 03 2022].
- [61] Lietuvos Respublikos energetikos ministerija, „NATIONAL ENERGY INDEPENDENCE STRATEGY. EXECUTIVE SUMMARY – ENERGY FOR COMPETITIVE LITHUANIA,” 12 07 2018. [Võrgumaterjal]. Saadaval: [https://enmin.lrv.lt/uploads/enmin/documents/files/National\\_energy\\_independe nce\\_strategy\\_2018.pdf](https://enmin.lrv.lt/uploads/enmin/documents/files/National_energy_independe nce_strategy_2018.pdf). [Kasutatud 09 03 2022].
- [62] Ministry of Climate and Environment, „Energy policy of Poland until 2040,” 2021. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.gov.pl/attachment/62a054de-0a3d-444d-a969-90a89502df94>. [Kasutatud 09 03 2022].
- [63] H. Damian, C. Rui, L. Marcin, K. Pikon, D. Markus ja M. Hugo, „Polish Energy Transition 2040: Energy Mix Optimization Using Grey Wolf Optimizer,” 19 12 2020. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.google.com/url?sa=i&url=https%3A%2F%2Fwww.mdpi.com%2F1996-1073%2F14%2F2%2F501%2Fpdf&psig=AOvVaw1hM8ayPtqfty7WfFh-jXoA&ust=1646924710067000&source=images&cd=vfe&ved=2ahUKEwi6t-Xjprn2AhWBuioKHxfBALMQjRx6BAGAEAk>. [Kasutatud 09 03 2022].
- [64] Notes from Poland, „Poland set to resume work on largest hydroelectric plant after 33 years,” 18 01 2022. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://notesfrompoland.com/2022/01/18/poland-set-to-resume-work-on-largest-hydroelectric-plant-after-33-years>. [Kasutatud 09 03 2022].
- [65] Entso-e, „Installed Capacity per Production Type,” 09 03 2021. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/installedGenerationCapacityAggregation/show?name=&defaultValue=true&viewType=TABLE&areaType=BZN&atc h=false&dateTime.dateTime=01.01.2022+00:00|UTC|YEAR&dateTime.endDate Time=01.01.2022+00:00|UTC|YEAR&area.values=>. [Kasutatud 09 03 2022].
- [66] World Nuclear Association, „Polish support for nuclear on a high,” 15 12 2021. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Polish-support-for-nuclear-on-a-high>. [Kasutatud 09 03 2022].
- [67] World Nuclear Association, „Nuclear Power in Poland,” 01 2022. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-o-s/poland.aspx>. [Kasutatud 09 03 2022].
- [68] B. Derski, „Polish government: wind turbines will be scrapped within 17 years,” WysokieNapiecie.pl, 26 11 2018. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://wysokienapiecie.pl/en/15011-ministry-wind-turbines-will-scrapped-within-17-years/>. [Kasutatud 09 03 2022].
- [69] S. Egenter ja B. Wehrmann, „German power sector could achieve 100% renewables by 2040 – economy minister,” 14 01 2021. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.cleanenergywire.org/news/german-power-sector-could-achieve-100-renewables-2040-economy-minister>. [Kasutatud 10 03 2022].
- [70] Reuters, „Germany aims to get 100% of energy from renewable sources by 2035,” 28 02 2022. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.reuters.com/business/sustainable-business/germany-aims-get-100-energy-renewable-sources-by-2035-2022-02-28/>. [Kasutatud 10 03 2022].
- [71] S. Enkhardt, „Germany will need 160 GW of solar by 2030 to prevent power shortages,” PV magazine, 13 09 2019. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.pv-magazine.com/2019/09/13/germany-will-need-160-gw-of-solar-by-2030-to-prevent-power-shortages/>. [Kasutatud 10 03 2022].
- [72] A. Franke, „German coalition agrees 2030 coal exit, aims for 80% share of renewables,” S&P Global Commodity Insights, 24 11 2021. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest->



- news/electric-power/112421-german-coalition-agrees-2030-coal-exit-aims-for-80-share-of-renewables. [Kasutatud 10 03 2022].
- [73] A. Ivanova, „Germany needs up to 446 GW of solar PV to achieve 100% renewables,” *Renewables Now*, 10 08 2021. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://renewablesnow.com/news/germany-needs-up-to-446-gw-of-solar-pv-to-achieve-100-renewables-750437>. [Kasutatud 10 03 2022].
- [74] Construction Review Online, „Germany aims to increase offshore wind power capacity by 2040.,” 14 08 2021. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://constructionreviewonline.com/news/germany-aims-to-increase-offshore-wind-power-capacity-by-2040/>. [Kasutatud 10 03 2022].
- [75] B. Wehrmann, „German government says pumped hydro power capacity to grow by 1.4 GW by 2030,” *Clean Energy Wire*, 24 07 2020. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.cleanenergywire.org/news/german-government-says-pumped-hydro-power-capacity-grow-14-gw-2030>. [Kasutatud 10 03 2022].
- [76] Hydropower Association, „Country profile Germany,” 2019. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.hydropower.org/country-profiles/germany>. [Kasutatud 10 03 2022].
- [77] Danish Energy Agency, „EU Energy Union – Denmark’s National Energy and Climate Plan (NECP),” 2019. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://ens.dk/en/our-responsibilities/energy-climate-politics/eu-energy-union-denmarks-national-energy-and-climate>. [Kasutatud 10 03 2022].
- [78] Energinet, „LONG-TERM DEVELOPMENT NEEDS IN THE POWER GRID,” 2022. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://en.energinet.dk/-/media/EF82B3D3E3B9429F9B3DDEB132B8284F.pdf?la=en&hash=2C5D5EBEEA6291C1CD8F69E23D5991724B354C0D>. [Kasutatud 10 03 2022].
- [79] A. Buljan, „RWE Signs Thor Concession Agreement with Danish State,” *Navigo*, 22 01 2022. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.offshorewind.biz/2022/01/26/rwe-signs-thor-concession-agreement-with-danish-state/>. [Kasutatud 10 03 2022].
- [80] A. Durakovic, „Denmark to Add up to 3 GW of New Offshore Wind Capacity by 2030,” *Navigo*, 06 12 2021. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.offshorewind.biz/2021/12/06/denmark-to-add-up-to-3-gw-of-new-offshore-wind-capacity-by-2030/>. [Kasutatud 10 03 2022].
- [81] P. Ghosh, „Denmark Plans To Build Artificial Island That Will Serve As Energy Hub For Wind Power,” *Forbes*, 04 02 2021. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.forbes.com/sites/palashghosh/2021/02/04/denmark-plans-to-build-artificial-island-that-will-serve-as-energy-hub-for-wind-powe>. [Kasutatud 10 03 2022].
- [82] M. O. Johansen, „Denmark pulls the brake on onshore wind,” *Energy Watch*, 05 07 2018. [Võrgumaterjal]. Saadaval: [https://energywatch.eu/EnergyNews/Policy\\_\\_\\_Trading/article10735767.ece](https://energywatch.eu/EnergyNews/Policy___Trading/article10735767.ece). [Kasutatud 10 03 2022].
- [83] D. Weston, „Calls to scrap Danish turbine limit,” *Haymarket Media Group Ltd.*, 13 05 2020. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.windpowermonthly.com/article/1683023/calls-scrap-danish-turbine-limit>. [Kasutatud 10 03 2022].
- [84] European Wind Energy Association, „Wind energy's frequently asked questions (FAQ),” [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.ewea.org/wind-energy-basics/faq/>. [Kasutatud 10 03 2022].
- [85] B. Tranberg, K. Tranberg ja D. Michalco, „Statistics on wind turbines in Denmark,” [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://turbines.dk/statistics/#:~:text=The%20average%20age%20of%20the,service%20for%20just%20792%20hours..> [Kasutatud 10 03 2022].

- [86] Renewables Ltd, „European Energy powers up 71MW Danish solar site,” 02 02 2022. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://renewables.biz/75378/European-energy-powers-up-71mw-danish-solar-site/>. [Kasutatud 10 03 2022].
- [87] TRADING ECONOMICS, „EU Carbon Permits,” [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://tradingeconomics.com/commodity/carbon>. [Kasutatud 14 03 2022].
- [88] Det Norske Veritas group, „Energy Transition Outlook 2021,” 2021. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://download.dnv.com/eto-2021-download#about>. [Kasutatud 14 03 2022].
- [89] Directorate-General for Climate Action, „Impact Assessment on Stepping up Europe’s 2030 climate ambition Investing in a climate-neutral future for the benefit of our people,” 17 09 2020. [Võrgumaterjal]. Saadaval: [https://ec.europa.eu/transparency/documents-register/detail?ref=SWD\(2020\)176&lang=en](https://ec.europa.eu/transparency/documents-register/detail?ref=SWD(2020)176&lang=en). [Kasutatud 14 03 2022].
- [90] K. Amadeo, „Oil Price Forecast 2022-2050,” The balance, 05 03 2022. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.thebalance.com/oil-price-forecast-3306219>. [Kasutatud 15 03 2022].
- [91] SKM Market Predictor, „Sähköntuotannon skenaariolaskelmat vuoteen 2050,” 22 02 2019. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://tem.fi/documents/1410877/2132100/S%C3%A4hk%C3%B6ntuotannon+skenaariolaskelmat+vuoteen+2050+%E2%80%93selvitys+22.2.2019/8d83651e-9f66-07e5-4755-a2cb70585262/S%C3%A4hk%C3%B6ntuotannon+skenaariolaskelmat+vuoteen+2050+%E2%80%93selvitys+22.2.2019.pdf>. [Kasutatud 15 03 2022].
- [92] Ea Energy Analyses, „Analysis of biomass prices,” 18 06 2013. [Võrgumaterjal]. Saadaval: [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/analysis\\_of\\_biomass\\_prices\\_2013.06.18\\_-\\_final\\_report.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/analysis_of_biomass_prices_2013.06.18_-_final_report.pdf). [Kasutatud 15 03 2022].
- [93] R. Wiser, M. Bolinger ja E. Lantz, „Assessing Wind Power Operating Costs in the United States: Results from a Survey of Wind Industry Experts,” 04 2019. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.osti.gov/servlets/purl/1544993>. [Kasutatud 14 05 2022].

## **LISAD**

# Lisa 1 RIIKIDE TOOTMISVÕIMSUSED 2020

## AASTAL

LTablel 1.1 Norra 2020, MW

<b>Olmejäätmed</b>		<b>Reservuaar hüdroelektrijaam</b>	
NO1	22	NO1	1600
NO2	9	NO2	8352
NO3	4	NO3	2761
NO4	0	NO4	3776
NO5	11	NO5	5957
<b>Maagaas</b>		<b>Pumphürdoelektrijaam</b>	
NO4	215	NO2	520
NO5	280	NO3	60
		NO5	444
		<b>Jõgi hüdroelektrijaam</b>	
		NO1	2020
		NO2	2106
		NO3	1696
		NO4	947
		NO5	1832
		<b>Tuuleelektrijaam</b>	
		NO1 _ Maismaa	262
		NO2 _ Maismaa	1145
		NO3 _ Maismaa	1090
		NO4 _ Maismaa	755
		NO5 _ Maismaa	0
		NO2_ Meri	0
		<b>PV päikeseelektrijaam</b>	
		NO1	0
		NO3	300

LTablel 1.2 Rootsi 2020, MW

<b>Kütteõli</b>		<b>Reservuaar hüdroelektrijaam</b>	
SE3	781	SE1	5269
SE4	330	SE2	7937
<b>Olmejäätmed</b>		SE3	2614
SE1	21	SE4	342
SE2	36	<b>Pumphürdoelektrijaam</b>	
SE3	202	SE2	216
SE4	126	<b>Tuuleelektrijaam</b>	
<b>Maagaas</b>		SE1_ Maismaa	1831
SE3	274	SE2_ Maismaa	3486
SE4	623	SE3_ Maismaa	2780
<b>Biogaas</b>		SE4_ Maismaa	1445
SE1	5	SE3_ Meri	0
<b>Kivisüsi</b>		SE4_ Meri	0
SE3	265	<b>PV päikeseelektrijaam</b>	
<b>Kerge õli</b>		SE1	0
SE3	265	SE2	0
<b>Puiduhake</b>		SE3	0
SE1	169	SE4	0
SE2	480	<b>Tuumaelektrijaam</b>	
SE3	1129	SE3	7771
SE4	392		
<b>Puidugraanulid</b>			
SE2	8		
SE3	84		
SE4	64		
<b>Peat</b>			
SE1	8		
SE3	165		
<b>Puidujäätmed</b>			
SE2	15		
SE3	308		
SE4	4		
<b>Muud gaasid</b>			
SE1	97		
<b>Bioõli</b>			
SE3	222		

LTable 1.3 Soome 2020, MW

<b>Kütteõli</b>		<b>Reservuaar hüdroelektrijaam</b>	
Fin	169	Fin	3320
<b>Olmejäätmed</b>		<b>Tuuleelektrijaam</b>	
Fin	163	Fin_ Maismaa	2586
<b>Maagaas</b>		Fin_ Meri	71
Fin	1839	<b>PV päikeseelektrijaam</b>	
<b>Biogaas</b>		Fin	7
Fin	48	<b>Tuumaelektrijaam</b>	
<b>Kivisüsi</b>		Fin	2800
Fin	1451		
<b>Kerge õli</b>			
Fin	953		
<b>Puiduhake</b>			
Fin	862		
<b>Peat</b>			
Fin	1402		
<b>Puidujäätmed</b>			
Fin	1704		
<b>Muud gaasid</b>			
Fin	1704		

LTable 1.4 Eesti 2020, MW

<b>Olmejäätmed</b>		<b>Jõgi hüdroelektrijaam</b>	
EE	17	EE	4
<b>Maagaas</b>		<b>Tuuleelektrijaam</b>	
EE	124	EE_ Maismaa	329
<b>Biogaas</b>		EE_ Meri	0
EE	4	<b>PV päikeseelektrijaam</b>	
<b>Puiduhake</b>		EE	128
EE	161		
<b>Muu</b>			
EE	23		
<b>Muu gaas</b>			
EE	138		
<b>Põlevkivi</b>			
EE	1502		

LTable 1.5 Läti 2020, MW

<b>Maagaas</b>		<b>Jõgi hüdroelektrijaam</b>	
LV	1193	LV	1257
<b>Biogaas</b>		<b>Pumphürdoelektrijaam</b>	
LV	62	LV	1214
<b>Puiduhake</b>		<b>Tuuleelektrijaam</b>	
LV	54	LV_ Maismaa	60
		LV_ Meri	0
		<b>PV päikeseelektrijaam</b>	
		LV	0

LTable 1.6 Leedu 2020, MW

<b>Kütteõli</b>		<b>Jõgi hüdroelektrijaam</b>	
LT	160	LT	128
<b>Olmejäätmed</b>		<b>Pumphürdoelektrijaam</b>	
LT	116	LT	900
<b>Maagaas</b>		<b>Tuuleelektrijaam</b>	
LT	1722	LT_ Maismaa	534
<b>Wood</b>		LT_ Meri	0
LT	3	<b>PV päikeseelektrijaam</b>	
<b>Biogaas</b>		LT	103
LT	39		
<b>Puiduhake</b>			
LT	56		
<b>Jääksoojus</b>			
LT	37		

LTable 1.7 Poola 2020, MW

<b>Kütteõli</b>		<b>Pumphürdoelektrijaam</b>	
PL	220	PL	2341
<b>Olmejäätmed</b>		<b>Jõgi hüdroelektrijaam</b>	
PL	34	PL	791
<b>Maagaas</b>		<b>Tuuleelektrijaam</b>	
PL	483	PL_ Maismaa	6570
<b>Wood</b>		PL_ Meri	0
PL	2530	<b>PV päikeseelektrijaam</b>	
<b>Biogaas</b>		PL	3473
PL	364	<b>Tuumaelektrijaam</b>	
<b>Kivisüsi</b>		PL	0
PL	22106		
<b>Põhk</b>			
PL	298		
<b>Puidujäätmed</b>			
PL	250		
<b>Pruunsüsi</b>			
PL	7960		

LTable 1.8 Saksamaa 2020, MW

<b>Kütteõli</b>		<b>Reservuaar hüdroelektrijaam</b>	
DE4-E	643	DE4-S	124
DE4-N	541	<b>Pumphürdoelektrijaam</b>	
DE4-S	2104	DE4-E	2629
DE4-W	671	DE4-N	130
<b>Olmejäätmed</b>		DE4-S	2355
DE4-E	384	DE4-W	1250
DE4-N	41	<b>Jõgi hüdroelektrijaam</b>	
DE4-S	367	DE4-E	550
DE4-W	761	DE4-N	5
<b>Maagaas</b>		DE4-S	3727
DE4-E	3727	DE4-W	360
DE4-N	246	<b>Tuuleelektrijaam</b>	
DE4-S	7564	DE4-E_ Maismaa	19593
DE4-W	15409	DE4-N_ Maismaa	7285
<b>Biogaas</b>		DE4-S_ Maismaa	7815
DE4-E	2103	DE4-W_ Maismaa	18742
DE4-N	502	DE4-E_ Meri	2086
DE4-S	2834	DE4-N_ Meri	900
DE4-W	2778	DE4-W_ Meri	3711
<b>Kivisüsi</b>		<b>PV päikeseelektrijaam</b>	
DE4-E	1291	DE4-E	10374
DE4-N	2501	DE4-N	1604
DE4-S	8392	DE4-S	19830
DE4-W	17753	DE4-W	10154
<b>Pruunsüsi</b>			
DE4-E	9419		
DE4-W	12421		
<b>Jääksoojus</b>			
DE4-S	39		



LTablel 1.9 Taani 2020, MW

<b>Kütteõli</b>		<b>Tuuleelektrijaam</b>	
DK1	4	DK1_ Maismaa	3645
DK2	46	DK2_ Maismaa	781
<b>Olmejäätmed</b>		DK1_ Meri	1277
DK1	168	DK2_ Meri	423
DK2	118	<b>PV päikeseelektrijaam</b>	
<b>Maagaas</b>		DK1	672
DK1	1297	DK2	342
DK2	297		
<b>Biogaas</b>			
DK1	89		
DK2	20		
<b>Kivisüsi</b>			
DK1	1844		
DK2	1319		
<b>Kerge õli</b>			
DK1	111		
DK2	727		
<b>Põhk</b>			
DK1	33		
DK2	26		
<b>Puiduhake</b>			
DK1	248		
DK2	26		
<b>Puidugraanulid</b>			
DK1	2		
DK2	632		

# Lisa 2 RIIKIDE TOOTMISVÕIMSUSED 2040

## AASTAL

LTablel 2.1 Norra 2040, MW

<b>Olmejäätmed</b>		<b>Reservuaar hüdroelektrijaam</b>	
NO1	200	NO1	1600
<b>Maagaas</b>		NO2	8352
NO1	2600	NO3	2761
NO2	2500	NO4	3776
NO3	2500	NO5	5957
NO4	2500	<b>Pumphürdoelektrijaam</b>	
NO5	2500	NO2	520
<b>Biogaas</b>		NO3	60
NO1	600	NO5	444
NO2	100	<b>Jõgi hüdroelektrijaam</b>	
NO3	500	NO1	2756
NO4	200	NO2	2979
NO5	400	NO3	2399
<b>Põhk</b>		NO4	1410
NO4	50	NO5	2461
NO5	130	<b>Tuuleelektrijaam</b>	
<b>Puiduhake</b>		NO1_ Maismaa	745
NO1	200	NO2_ Maismaa	3257
NO2	200	NO3_ Maismaa	3100
NO3	200	NO4_ Maismaa	2148
NO4	200	NO5_ Maismaa	650
NO5	200	NO2_ Meri	10100
		<b>PV päikeseelektrijaam</b>	
		NO1	900
		NO3	3000

LTable 2.2 Rootsi 2040, MW

<b>Olmejäätmed</b>		<b>Reservuaar hüdroelektrijaam</b>	
SE1	9	SE1	5283
SE3	444	SE2	7968
SE4	36	SE3	2615
<b>Maagaas</b>		SE4	342
SE2	2000	<b>Pumphürdoelektrijaam</b>	
SE3	6000	SE2	216
SE4	5000	<b>Tuuleelektrijaam</b>	
<b>Põhk</b>		SE1_ Maismaa	5467
SE1	50	SE2_ Maismaa	10618
SE2	60	SE3_ Maismaa	6527
SE3	90	SE4_ Maismaa	2689
SE4	70	SE3_ Meri	6000
<b>Puiduhake</b>		SE4_ Meri	2150
SE1	104	<b>PV päikeseelektrijaam</b>	
SE2	199	SE1	949
SE3	409	SE2	1806
SE4	222	SE3	1440
<b>Peat</b>		SE4	748
SE1	8	<b>Tuumaelektrijaam</b>	
<b>Puidujäätmed</b>		SE3	5291
SE3	51		

LTable 2.3 Soome 2040, MW

<b>Electric</b>		<b>Reservuaar hüdroelektrijaam</b>	
Fin	125	Fin	3426
<b>Kütteõli</b>		<b>Tuuleelektrijaam</b>	
Fin	9	Fin_ Maismaa	34000
<b>Olmejäätmed</b>		Fin_ Meri	2270
Fin	173	<b>PV päikeseelektrijaam</b>	
<b>Maagaas</b>		Fin	2500
Fin	17495	<b>Tuumaelektrijaam</b>	
<b>Biogaas</b>		Fin	2800
Fin	42		
<b>Põhk</b>			
Fin	80		
<b>Puiduhake</b>			
Fin	280		
<b>Peat</b>			
Fin	470		
<b>Puidujäätmed</b>			
Fin	347		
<b>Muud gaasid</b>			
Fin	110		

LTablel 2.4 Eesti 2040, MW

<b>Olmejäätmed</b>		<b>Jõgi hüdroelektrijaam</b>	
EE	27	EE	4
<b>Maagaas</b>		<b>Tuuleelektrijaam</b>	
EE	627	EE_ Maismaa	1300
<b>Biogaas</b>		EE_ Meri	2200
EE	2	<b>PV päikeseelektrijaam</b>	
<b>Puiduhake</b>		EE	2100
EE	129		
<b>Muu</b>			
EE	199		
<b>Muu gaas</b>			
EE	158		
<b>Põlevkivi</b>			
EE	660		

LTablel 2.5 Läti 2040, MW

<b>Electric</b>		<b>Jõgi hüdroelektrijaam</b>	
LV	200	LV	1550
<b>Olmejäätmed</b>		<b>Pumphürdoelektrijaam</b>	
LV	20	LV	1214
<b>Maagaas</b>		<b>Tuuleelektrijaam</b>	
LV	2200	LV_ Maismaa	540
<b>Biogaas</b>		LV_ Meri	500
LV	70	<b>PV päikeseelektrijaam</b>	
<b>Puiduhake</b>		LV	100
LV	54		

LTablel 2.6 Leedu 2040, MW

<b>Electric</b>		<b>Jõgi hüdroelektrijaam</b>	
LT	160	LT	128
<b>Olmejäätmed</b>		<b>Pumphürdoelektrijaam</b>	
LT	116	LT	1125
<b>Maagaas</b>		<b>Tuuleelektrijaam</b>	
LT	2900	LT_ Maismaa	2600
<b>Puiduhake</b>		LT_ Meri	1400
LT	31	<b>PV päikeseelektrijaam</b>	
<b>Jääsoojus</b>		LT	2550
LT	37		

LTable 2.7 Poola 2040, MW

<b>Electric</b>		<b>Pumphürdoelektrijaam</b>	
PL	1200	PL	2341
<b>Kütteõli</b>		<b>Jõgi hüdroelektrijaam</b>	
PL	220	PL	791
<b>Olmejäätmed</b>		<b>Tuuleelektrijaam</b>	
PL	34	PL_ Maismaa	800
<b>Maagaas</b>		PL_ Meri	10000
PL	24069	<b>PV päikeseelektrijaam</b>	
<b>Wood</b>		PL	20000
PL	4530	<b>Tuumaelektrijaam</b>	
<b>Biogaas</b>		PL	6000
PL	364		
<b>Kivisüsi</b>			
PL	14664		
<b>Põhk</b>			
PL	298		
<b>Puidujäätmed</b>			
PL	250		
<b>Pruunsüsi</b>			
PL	1542		

LTable 2.8 Saksamaa 2040, MW

<b>Electric</b>		<b>Reservuaar hüdroelektrijaam</b>	
DE4-E	3600	DE4-S	124
DE4-N	800	<b>Pumphürdoelektrijaam</b>	
DE4-S	7000	DE4-E	4888
DE4-W	5600	DE4-N	2411
<b>Olmejäätmed</b>		DE4-S	4378
DE4-E	800	DE4-W	2324
DE4-N	100	<b>Jõgi hüdroelektrijaam</b>	
DE4-S	100	DE4-E	550
DE4-W	700	DE4-N	5
<b>Maagaas</b>		DE4-S	4327
DE4-E	17869	DE4-W	360
DE4-N	6275	<b>Tuuleelektrijaam</b>	
DE4-S	58083	DE4-E_ Maismaa	44662
DE4-W	66022	DE4-N_ Maismaa	17057
<b>Biogaas</b>		DE4-S_ Maismaa	18618
DE4-E	202	DE4-W_ Maismaa	44664
DE4-N	150	DE4-E_Offshore	8880
DE4-S	138	DE4-N_Offshore	7662
DE4-W	170	DE4-W_Offshore	23458
<b>Pruunsüsi</b>		<b>PV päikeseelektrijaam</b>	
DE4-E	640	DE4-E	103204
<b>Jääksoojus</b>		DE4-N	13670
DE4-N	0	DE4-S	146727
DE4-S	6	DE4-W	86399

LTablel 2.9 Taani 2040, MW

<b>Electric</b>		<b>Tuulelektriijaam</b>	
DK1	1500	DK1_ Maismaa	4529
DK2	4400	DK2_ Maismaa	970
<b>Olmejätmed</b>		DK1_ Meri	15356
DK1	350	DK2_ Meri	3443
DK2	158	<b>PV päikeselektriijaam</b>	
<b>Maagaas</b>		DK1	8598
DK1	2068	DK2	4402
DK2	4020		
<b>Biogaas</b>			
DK1	24		
DK2	5		
<b>Kerge õli</b>			
DK1	1		
DK2	1		
<b>Puiduhake</b>			
DK1	100		
DK2	0		

## Lisa 3 MUDELI ÜLEKANDEVÕIMSUSED

LTablel 3.1 Aastal 2020, MW

Ekspordi piirkond	Impordi piirkond																				
	DE4-W	DE4-N	DE4-S	DK2	PL	DE4-E	DK1	NO2	SE4	SE3	FIN	LV	EE	SE1	LT	NO3	NO5	NO1	NO4	SE2	
DE4-E	6020	3010	3010	1000	500																
DE4-N	8634					3010	2500	1400	600												
DE4-S	14416					3010															
DE4-W		8634	14416			6020															
DK1		2520		590				1632		740											
DK2						985	600		1700												
EE											1016	1000									
FIN										1200			1016	1100							
LT					500				700			1200									
LV													879		1500						
NO1								2200		2145						500	600				
NO2		1400					1632										1500	3500			
NO3																	900	500	400	600	
NO4														700		1200					250
NO5								1600								900		3900			
PL						2500			600						500						
SE1											1500									600	3300
SE2										7800				3300		1000				300	
SE3							680		6500		1200								2095		7800
SE4		600		1300	600					3200					700						

LTable 3.2 Aastal 2040, MW

Eksporti piirkond	Impordi piirkond																				
	DE4-W	DE4-N	DE4-S	DK2	PL	DE4-E	DK1	NO2	SE4	SE3	FIN	LV	EE	SE1	LT	NO3	NO5	NO1	NO4	SE2	
DE4-E	6020	3010	3010	1000	2000				700												
DE4-N	8634					3010	3000	1400	600												
DE4-S	14416					3010															
DE4-W		8634	14416			6020															
DK1		3020		590				1632		740											
DK2						985	600		1700												
EE											1016	1400									
FIN										1200				1016	2000						
LT					1000				700				1200								
LV													1379		1500						
NO1								2200		2145						500	600				
NO2		1400						1632									1500	3500			
NO3																	900	500	400	600	
NO4														700		1200					250
NO5								1600								900		3900			
PL						3000			600						1000						
SE1											2000									600	3300
SE2										7800				3300		1000				300	
SE3							680		7200		1200								2095		7800
SE4		600		1300	600	700				3600					700						