

TALLINNA TEHNIKAÜLIKOOL
Majandusteaduskond
Majandusanalüüsi ja rahanduse instituut

Markus Somp

**EESTI PÕLEVKIVIELEKTRI JA -ÕLI TOOTMISMAHTUDE
PROGNOOS TULEVIKUTEHINGUTE PÕHJAL**

Magistritöö

Õppekava ÄRIRAHANDUS JA MAJANDUSARVESTUS, peeriala äriandus

Juhendaja: Aaro Hazak, PhD

Tallinn 2020

Deklareerin, et olen koostanud lõputöö iseseisvalt ja olen viidanud kõikidele töö koostamisel kasutatud teiste autorite töödele, olulistele seisukohtadele ja andmetele, ning ei ole esitanud sama tööd varasemalt ainepunktide saamiseks. Töö pikkuseks on 10 633 sõna sissejuhatusest kuni kokkuvõtte lõpuni.

Markus Somp

(allkiri, kuupäev)

Üliõpilase kood: 183244TARM

Üliõpilase e-posti aadress: markus.somp@hotmail.com

Juhendaja: Aaro Hazak, PhD:

Töö vastab kehtivatele nõuetele

.....

(allkiri, kuupäev)

Kaitsmiskomisjoni esimees:

Lubatud kaitsmisele

.....

(nimi, allkiri, kuupäev)

SISUKORD

LÜHIKOKKUVÕTE	5
SISSEJUHATUS	6
1. EESTI ELEKTRITURU JA PÕLEVKIVIÕLITURU TOIMIMINE.....	9
1.1. Eesti elektrituru toimimise spetsiifika	9
1.2. Eesti elektrihinda mõjutavad tegurid.....	12
1.3. Eesti põlevkiviõlitoodangu turg	15
2. VARASEMAD UURINGUD	17
2.1. Elektri spot- ja forvard-hindade vahelised empiirilised seosed.....	17
2.2. Erinevad mudelid elektrihinna prognoosimiseks	18
2.3. Varasemad rakendusuuringud	21
3. EESTI ELEKTRI SPOT-HINDADE TULETAMINE FORVARD-HINDADEST	25
3.1. Eesti ja Soome elektrihinnavahe.....	25
3.2. Regressioonanalüüsis kasutatavad andmed.....	30
3.3. Kasutatav meetodika	32
3.4. Tulemused	33
4. EESTI PÕLEVKIVIELEKTRIJAAAMADE TOOTMISMAHU PROGNOOS ELEKTRIHINNA PROGNOOSIST LÄHTUVALT	37
4.1. Eesti põlevkivielektrijaamade minimaalne tootmismahut.....	37
4.2. Eesti põlevkivielektrijaamade muutuvkulu	38
4.3. Mudelis kasutatavad muutujad ja meetodika	41
4.4. Prognoosimudeli tulemused	42
4.5. CO ₂ heitmeid püüdva tehnoloogia mõju analüüsi lähteandmed ja meetodika.....	43
4.6. CO ₂ heitmeid püüdva tehnoloogia mõju analüüsi tulemused.....	44
5. EESTI PÕLEVKIVIÕLI TOOTMISMAHU PROGNOOS.....	47
5.1. Eesti põlevkiviõli tootmist mõjutavad tegurid.....	48
5.2. Mudelis kasutatavad muutujad ja meetodika	48
5.3. Tulemused	51
6. TULEMUSTE TÕLGENDUSED JA JÄRELDUSED	55
6.1. Põlevkivielektrijaamade tootmismahu prognoosimudeli tulemused ja tõlgendus	55
6.2. Põlevkiviõli tootmismahu prognoosimudeli tulemused ja tõlgendus.....	56
6.3. Hinnang Eesti põlevkivisektori tulevikule	56

6.4. Järeldused ja ettepanekud	58
KOKKUVÕTE	60
SUMMARY	63
KASUTATUD ALLIKATE LOETELU	66
LISAD	73
Lisa 1. Põhjamaade süsteemikomponendi futuurid 14.04.2020	73
Lisa 2. Helsinki, Riia ja Tallinna EPAD-i futuurid 14.04.2020	74
Lisa 3. CFB-plokkide tootmismahu prognoos erinevate stsenaariumite korral	75
Lisa 4. Tolmpõletusplokkide tootmismahu prognoos erinevate stsenaariumite korral	76
Lisa 4. Lihtlitsents	77

LÜHIKOKKUVÕTE

Eestis on põlevkivitööstust arendatud üle 100 aasta, andes tööd tuhandetele inimestele ning moodustades märgatava osa Eesti SKP-st. Euroopa Liidu poliitika tõttu on CO₂ emissioonikvootide hind oma ajaloolises tipus, mis seab CO₂-intensiivse põlevkivitööstuse jätkusuutlikkuse surve alla. Seetõttu on Eesti põlevkivisektori jätkusuutlikkuse uurimine ja prognoosimine äärmiselt tähtis. Käesoleva magistritöö eesmärk on prognoosida põlevkivist toodetud kahe peamise väljundi – elektri ja õli – tootmismahтусid Eestis järgneval viiel aastal, tuginedes tulevikutehingute turuandmetele, ning anda seeläbi hinnang põlevkivisektori jätkusuutlikkusele. Põlevkivielektrijaamade tootmismahтude prognoosimudeli aluseks on järgneva viie aasta Eesti elektri tarnimise hinnad. Eesti elektri tarnimise hinnad prognoosib autor *Hourly Price Forward Curves* hübriidmudeliga. Põlevkiviõli tootmismahu prognoosi aluseks on CO₂ emissioonikvootide ja kütteõli maailmaturu forward-hinnad, Eesti Vabariigi Valitsuse poolt hinnatud piirhind põlevkiviõli tootmiseks ning ajaloolised tootmismahud. Samuti on töös RiTa projekt ClimMit raames teostatavale analüüsile tuginedes välja toodud, kuidas mõjutab tulemusi CO₂ heitmeid püüdva tehnoloogia potentsiaalne kasutuselevõtmine põlevkivielektrijaamades ja põlevkiviõlitööstuses. Prognoosimudelite tulemuste alusel on Eesti murdepunktis, kus põlevkiviõlitööstuse rõhk liigub elektritootmiselt põlevkiviõlile. Tolmpõletusplokkide töös-hoidmine ei ole majanduslikult tasuv, sest kõrgete muutuvkulude ja prognoositud elektri tarnimise hindade alusel ei pääse plokid turule teiste elektritootmise viisidega konkureerima. Ka keevkihtplokkide tootmismahud vähenevad võrreldes varasemate aastatega. Koroonaviirusest tuleneva ebakindluse tõttu finantsturgudel põlevkiviõli tootmismahud eeldatavalt kahanevad kuni 2022. aasta esimese kvartali lõpuni, millele järgneb tootmismahтude kiire kasv. CO₂ heitmete püüdmistehnoloogia kasutuselevõtmist võib lähitulevikus kaaluda keevkihtplokkidele, kuid põlevkiviõli tootmisjaamade puhul ei oleks tegemist majanduslikult tasuva investeeringuga.

Võtmesõnad: Eesti põlevkivisektor, põlevkivi, elektrienergia, põlevkiviõli, kasvuhoonegaasid, stsenaariumanalüüs, elektri hind, kütteõli hind, tootmismahт, prognoos, forward-hind, spot-hind, futuur, tulevikutehing, jätkusuutlikkus, CO₂ püüdmistehnoloogia, emissioonikvoot, muutuvkulu

SISSEJUHATUS

Kliimasoojenemise piiramiseks on mitmed riigid allkirjastanud saastamist piiravaid kokkuleppeid. Kuna kliimasoojenemise üheks põhjuseks peetakse kasvuhoonegaaside emissiooni, on arenenud riikides saastamist reguleeritud CO₂ emissioonikvootidega (Anderson *et al.* 2016). Euroopa Liidu CO₂ emissioonikvootidega kaubeldakse finantsturul, kuid kvootide hinda kujundab pikas perspektiivis Euroopa Komisjon. Praegu on kvootide hind oma ajaloolises tipus. Eesti energiajulgeolek baseerub käesoleval ajal põlevkivist elektri ja õli tootmisel, kuid täna kasutusel olevate tehnoloogiatega kaasneb väga intensiivne CO₂ emissioon. Seetõttu seab kõrge kvootide hind põlevkivist elektri- ja õlitootmise jätkusuutlikkuse kahtluse alla, sest põlevkivist toodetud elekter ja õli konkureerivad turul muude ressursside baasil toodetud elektri ja kütustega.

Põlevkivitööstus moodustab märgatava osa Eesti SKP-st ja annab tööd tuhandetele inimestele Ida-Virumaal (Pihor *et al.* 2013; Gavrilova *et al.* 2010). Seetõttu on Eesti põlevkivitööstuse jätkusuutlikkuse uurimine ja prognoosimine äärmiselt tähtis. Üheks võimaluseks Eesti põlevkivitööstuse jätkusuutlikkuse analüüsiks on põlevkivist toodetud kahe peamise väljundi – elektri ja õli – turuhindade prognoosimine ning selle põhjal hinnangu andmine tegevusala konkurentsivõimelistele tootmismahitudele ja jätkusuutlikkusele. Käesolevas töös on prognooside peamiseks aluseks CO₂ kvootide, elektri ning kütuste tulevikutehingute hinnad, millest saab tuletada hinnangu Eesti põlevkivitööstuse võimekusele vastavate hinnatasemetega juures konkurentsivõimeliselt tegutseda. Tootmismahitude prognoosi tulemusena saab anda ka hinnangu põlevkivisektori üldisele potentsiaalsele tulevikutrendile.

Magistritöö eesmärk on prognoosida Eesti põlevkivielektri ja -õli tootmismahitusid järgneval viiel aastal, tuginedes tulevikutehingute turuandmetele, ning anda seeläbi hinnang põlevkivielektri ja -õlitootmise jätkusuutlikkusele.

Magistritöös otsitakse vastuseid järgnevatele küsimustele:

1. Millised on tulevikutehingutele ja mineviku trendidele tuginedes Eesti prognoositavad elektri tarnimise hinnad järgneval viiel aastal?

2. Milline on eelneva uurimisküsimuse vastustele tuginedes Eesti prognoositav põlevkivielektri tootmiskaht järgmisel viiel aastal?
3. Milline on kütteõli tulevikutehingute hindadele tuginedes Eesti põlevkiviõli tootmiskaht järgmisel viiel aastal?
4. Kuidas mõjutaks eeltoodut CO₂ heitmeid püüdvat tehnoloogiat kasutuselevõtt põlevkivielektrijaamades ja põlevkiviõlitööstuses?

Käesolev magistritöö koosneb viiest peatükist. Töö esimeses peatükis antakse ülevaade Eesti elektrituru ja põlevkiviõli turu toimimise spetsiifikast.

Teises peatükis antakse ülevaade varasemast kirjandusest ja rakendusuuringutest. Peatükis tuuakse välja varasemad uuringud spot- ja forward-hindade omavahelisest seosest ning tutvustatakse erinevaid mudeleid elektrihinna prognoosimiseks.

Kolmandas peatükis tuletatakse Eesti elektri spot-hinnad järgneva viieks aastaks, kasutades *Hourly Price Forward Curves* (HPFC) hübriidmudelit. HPFC hübriidmudel on regressioonimudel, mille tulemused korrigeeritakse forward-hindadega. Regressioonimudeli sõltuvaks muutujaks on ajalooline päevane Eesti elektri spot-hind ning selgitavateks muutujateks on päevased ilmastikuandmed, viimase viie päeva elektrihinna volatiilsuse koefitsient, eelmise päeva elektri spot-hind, fiktiivne muutuja eristamiseks töö- ja puhkepäevi ning fiktiivne muutuja eristamiseks kõiki aasta kuid. Tunniste spot-hindade saamiseks kasutab autor ajaloolisi tunni ja päeva keskmise hinna suhteid ehk koefitsiente.

Neljandas peatükis antakse hinnang Eesti põlevkivielektrijaamade muutuvkulule, millest madalamalt elektrijaamadel ei oleks majanduslikult otstarbekas elektrit toota. Muutuvkulu määramiseks kasutab autor ajaloolisi tunniseid elektrijaamade tootmisandmeid ja Eesti spot-hindasid SYSPOWER andmebaasist ajavahemikul 01.2015–12.2019. Muutuvkulu arvutamisel kasutatava Eesti põlevkivielektrijaamade CO₂-intensiivsuskoeffitsient pärineb varasematest uuringutest. Prognoositud spot-hindade, CO₂ emissioonikvootide tulevikuhindade ning põlevkivi elektrijaamade muutuvkulu alusel prognoositakse Eesti põlevkivielektrijaamade tootmiskahtu. Prognoositud tootmiskahtud korrigeeritakse elektrijaamade remondikavasid arvestades. Elektrijaamade kinnitatud remondikavad pärinevad Nord Pool Group UMM (*Urgent Market Messages*) andmebaasist. Autor teostab ka mudelile sensitiiivsusanalüüsi, et teada saada, millised muutujad avaldavad suurimat mõju, et anda hinnang tulevikustsenaariumile. Vastavalt tootmiskahtu prognoosile teostab autor analüüsi, kuidas Eesti põlevkivielektrijaamade

tootmiskahtusid ja -kulusid mõjutab CO₂ heitmete püüdmine, mille jaoks on saadud sisendandmed RiTa projekt ClimMit raames.

Viiendas peatükis analüüsitakse põlevkiviõli tootmist mõjutavaid tegureid ning teostatakse Eesti põlevkiviõli toodangu prognoos järgnevas viieks aastaks. Põlevkiviõli tootmismahu prognoosi aluseks on viimase 9 aasta põlevkiviõli tootmismahud, CO₂ emissioonikvootide hinnad, maailmaturu kütteõli tulevikutehingute hinnad ning Eesti Vabariigi Valitsuse poolt hinnatud piirhind põlevkiviõli tootmiseks.

Kuuendas peatükis esitatakse prognoosimudelite tulemused ja tehakse järeldused erinevate võimalike stsenaariumite kohta. Peatükk lõpeb autoripoolse hinnanguga Eesti põlevkivisektori tulevikule töö tulemustele tuginedes ning ettepanekutega valdkonna tulevaste uurimuste teostamiseks.

Töö autor soovib tänada enda juhendajat Aaro Hazak'ut magistritöös käsitletud teema väljapakumise ja professionaalse abi eest ning Tallinna Tehnikaülikooli Energiatehnoloogia instituudi direktorit Andres Siirdet töö mustandi kohta antud asjalike kommentaaride eest.

1. EESTI ELEKTRITURU JA PÕLEVKIVIÕLITURU TOIMIMINE

1.1. Eesti elektrituru toimimise spetsiifika

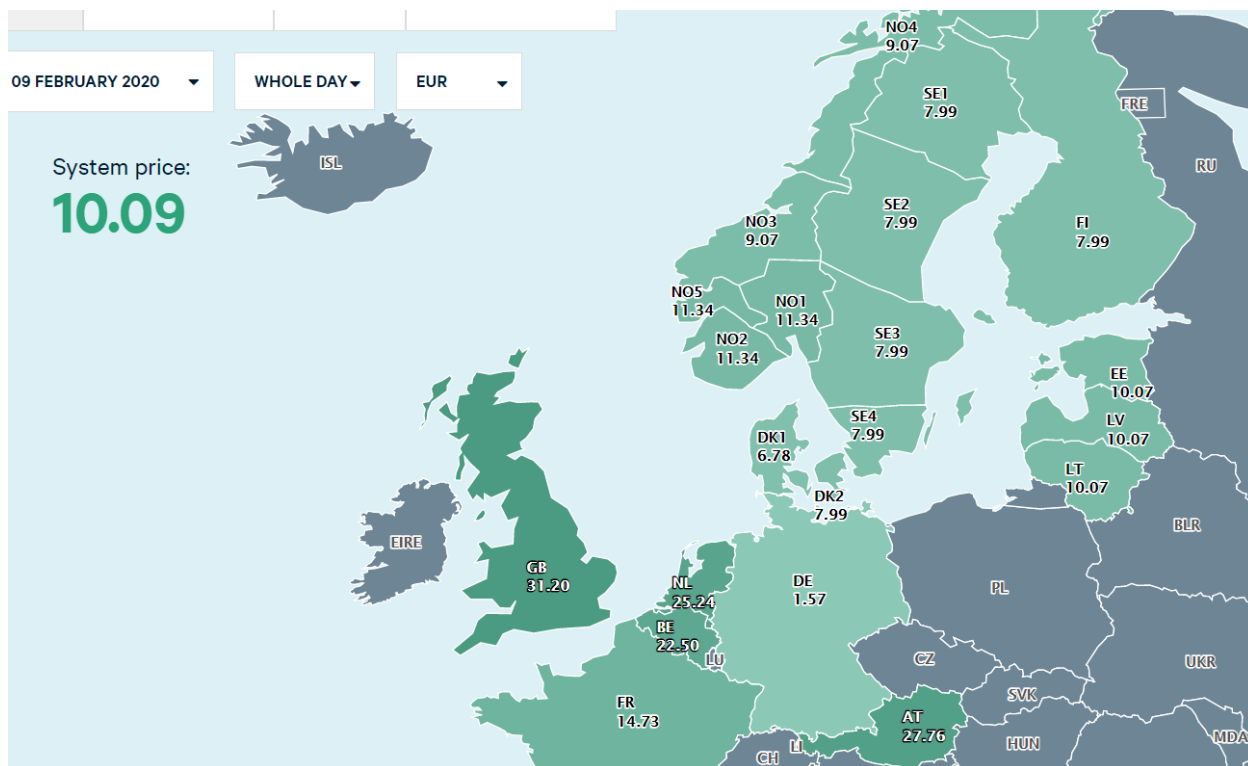
Euroopa Liidu elektriturg avati täielikult aastal 2007 ning esimeste avatud elektriturule üleminejate seas olid Rootsi, Soome ja Suurbritannia. Eestis saab lugeda elektrituru avatuks aastast 2013, kui suurtarbijate kõrval said ka väike- ja kodutarbijad võimaluse erinevaid elektrimüüjaid valida. Enne elektrituru avanemist said kodutarbijad osta elektrit ainult selle võrguettevõtja käest, kelle elektrivõrguga majapidamine ühendatud oli. Kui enne elektrituru avanemist oli elektri hind kodu- ja väiketarbijatele riiklikult määratud, siis pärast turu avanemist sõltub elektri hind Nord Pool elektribörsil kujunevast päev-ette hinnast. (Elering 2012)

Seega on Eesti elektriturul pärast avanemist tekkinud konkurents. Omavahel konkureerivad elektrimüüjad, kes tarbijaid peamiselt konkurentidest madalama hinna tõttu endale kliendiks võidavad. Ka elektritootmisel pääsevad turule ainult need elektritootjad, kes on nõus väljakujunenud spot-hinna juures tootma. See muutis kardinaalselt turusituatsiooni Eesti põlevkivielektri jaamade jaoks. Kui varasemalt tootsid Eesti põlevkivielektri jaamad elektri hinnast sõltumatult nii palju kui elektritarbimise katteks oli vajalik, siis nüüd toodavad põlevkivielektri jaamad ainult siis, kui Eesti elektri spot-hind on piisavalt kõrge. See tuleneb sellest, et kulud põlevkivielektri jaama töötamisel on suhteliselt kõrged – peamiselt just CO₂ emissiooni maksustamise tõttu, sest põlevkivielektri jaamad on tänapäeval ühed CO₂-intensiivsemad elektritootjad, samas kui mitmed turuosaliselt toodavad elektrit taastuvatest energiaallikatest ilma CO₂ emissioonideta. Selle tulemusena on Eesti üks CO₂-intensiivsemaid riike SKP kohta Euroopa Liidus (OECD 2017).

Aasta 2018 oli esimene pärast 2015. aastat, kui Eesti elektritootmine langes. Aastal 2018 toodeti Eestis kokku 10,6 TWh elektrit, millest 8 TWh moodustas põlevkivil põhinev tootmine (Põlevkivi Aastaraamat 2018).

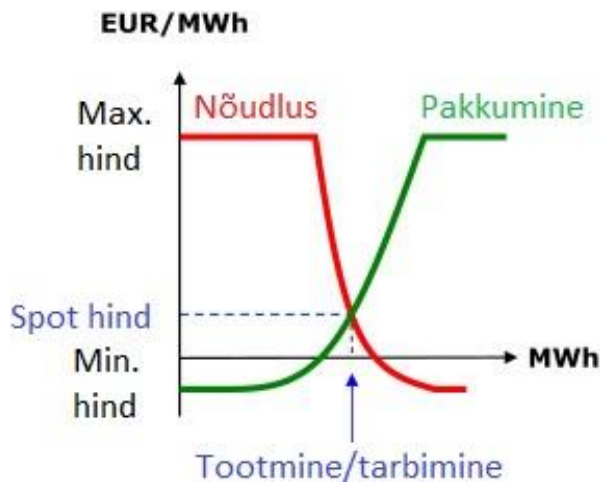
Elektri tarnimise hindu, edaspidi spot-hindu, avaldatakse Nord Pool päev-ette elektribörsil. Spot-hinnad avaldatakse Eesti aja järgi kella kahe paiku päeval järgmise päeva iga tunni kohta. See

tähendab, et täna avaldatakse homsed elektri hinnad iga tunni kohta. Nord Pool elektribörs koondab enda alla Põhja- ja Baltimaad, Kesk- ja Lääne-Euroopa riigid ning Suurbritannia. Nord Pool elektribörsil avaldatakse elektrihindasid hinnaregioonide kaupa. Näiteks on eraldi Soome, Eesti, Läti ja Leedu hinnaregioonid, kuid Rootsi on omakorda jaotatud neljaks erinevaks hinnaregiooniks (Joonis 1). (Nord Pool Group 2020)



Joonis 1. Nord Poolil avaldatud elektri spot-hinnad erinevates hinnapiirkondades. Allikas: Nord Pool Group (2020)

Joonisel 1 on välja toodud erinevad hinnapiirkonnad. Iga hinnapiirkond saab olla elektri defitsiidis, ülejäägis või tasakaalus. Elektrivoo liikumissuund on alati madalama hinna ehk väiksema nõudlusega hinnapiirkonnast kõrgema hinna ehk suurema nõudlusega hinnapiirkonda. Kui piirkondade vaheline maksimaalne läbilaskevõimsus ei ole piisav, et mõne hinnapiirkonna nõudlust täita, siis tekib nende hinnapiirkondade vahel erinev elektrihind. Kui läbilaskevõime on piisav, siis on kõrvuti olevate hinnapiirkondade hind sama. Kõik spot-turul osalevad elektritootjad saavad toodetud elektri eest tasu hinnapiirkonnas väljakujunenud hinna alusel ning kõik tarbijad maksavad selle sama hinna alusel. Iga tunni jaoks kogutakse müügihinna ja koguse pakkumised tootjatelt kui ka ostuhinna ja koguse pakkumised tarbijatelt ning koostatakse agregeeritud pakkumise ja nõudluse kõverad, mille ristumiskohas kujuneb välja hinnapiirkonna elektri hind ning eeldatav tootmine/tarbimine (Joonis 2). (Nord Pool Group 2020)



Joonis 2. Elektri spot-hinna kujunemine.
Allikas: Houmøller (2017); autori tõlgitud

Joonisel 1 on lisaks hinnapiirkondadele üleval vasakul näha Põhjamaade süsteemihind, mis 09.02.2020 oli 10,09 EUR/MWh. Põhjamaade süsteemihind arvutatakse Taani, Norra, Rootsi ja Soome hinnapiirkondade alusel eeldusel, et piirkondade vahel ei ole läbilaskevõime piiranguid. Elektrivoog Põhjamaade ja Hollandi, Saksamaa, Poola ja Baltikumi vahel võetakse samuti Põhjamaade süsteemihinna arvutamisel arvesse. Põhjamaades kaubeldavad standardsed finantslepingud kasutavad süsteemihinda referentshinnana. (Nord Pool Group 2020)

Enamikele Joonisel 1 välja toodud hinnapiirkondadele on olemas ka forward- ehk tulevikuturg. Forward-turul on võimalik sõlmida forward-tehinguid, mis tähendab, et elektritehingud teostatakse tulevikus praegu kokkulepitud hinna alusel. Nasdaq Commodities pakub oma liikmetele võimalust teostada standardiseeritud tulevikutehinguid läbi Nasdaq Clearing arvelduskoja. Nasdaq Commodities platvormil kaubeldakse ka Põhja- ja Baltimaade standardiseeritud elektrilepingutega. (Nasdaq Commodities 2020)

Forward-turu peamised osapooled on samad nagu spot-turul, st tootjad ehk müüjad ja ostjad ehk tarbijad, kuid forward-turul saavad tehinguid teostada ka spekulandid. Spekulandid panustavad sellele, et forward-turg üle- või alahinnastab teatud lepinguid ning nende eesmärgiks on kasumit teenida. Tootjate ja tarbijate peamine eesmärk forward-turul on hinnariskide maandamine ja kindluse tekitamine tulevikuks (Álvarez-Urbea *et al.* 2018).

Põhja- ja Baltimaade elektri börsihinna tulevase muutumise riski saab maandada Nasdaq Commodities platvormil läbi süsteemihinna komponendi ja *Electricity Price Area Differentials* (EPAD) komponendi tulevikutehingute. EPAD on hinnapiirkonna ja süsteemihinna vahe. Näiteks

Soome elektri järgmise aasta forward-hind on järgmise aasta süsteemihinna ja Helsinki EPAD-i summa. Süsteemihinna komponent ja EPAD-ide komponendid on Nasdaq Commodities platvormil kaubeldavad futuuride ja *Deferred Settlement* (DS) futuuridena. DS futuuride näol on sisuliselt tegemist forwarditega. Kuvatõmmis Nasdaq Commodities platvormil kaubeldavatest süsteemihinna komponendist ja Soome, Eesti ning Läti EPAD-idest on välja toodud Lisades 1 ja 2. (Spodniak, Collan 2018)

Reaalsuses finantsturul Baltimaade EPAD-ides sisuliselt likviidsus puudub, st neid hinnakomponente õiglastelt hinnatasemetel kaubelda ei saa. Kuna Baltimaade elektri hind on kõige rohkem seotud just Soome elektri hinnaga, siis teatud määral on võimalik Baltimaade elektri hinna riske maandada läbi Soome elektri hinna. Näiteks Eestis asuv suurtarbija saab fikseerida Soome hinnapiirkonna elektri hinna tuleviku perioodiks, ostes börsilt Põhjamaade süsteemi komponendi ja Helsinki EPAD-i futuure. Tehingu tulemusena jääb Eestis asuv suurtarbija avatuks Eesti ja Soome elektri hindade erinevusest tulenevale riskile. Ajalooliselt ei ole Eesti ja Soome elektri hinnad üksteisest väga erinenud, täpsema ülevaate saab peatükist 3.1. (Konkurentsiamet 2017)

1.2. Eesti elektri hinna mõjutavad tegurid

Nagu eelnevalt kirjeldatud, siis elektri hind kujuneb nõudluse ja pakkumise ristumispunktis. Nõudlust ehk tarbimist ning pakkumist ehk tootmist omakorda mõjutavad peamiselt ilmastikutingimused ja sesoonsus. Avatud elektrituru puhul konkreetse hinnapiirkonna elektri hind on mõjutatud ka hinnapiirkondade vahelisest elektri ülekandevõimsustest.

Elektrienergiat ei saa tänapäevaste vahenditega piisavas koguses salvestada ega talletada, mistõttu peab igal ajahetkel tarbimine ja tootmine olema tasakaalus. Osaliselt sellest tingituna on elektri hinnal eristatav kolme tüüpi sesoonsusi (Moral-Carcedo, Perez-Carcia 2019):

- 1) päevasisene sesoonsus – elektritarbimine on inimeste ärkveloleku ajal suurem, seetõttu on päevased elektri hinnad tihtipeale kõrgemad kui öösel, kui enamus inimesi magavad;
- 2) nädalasisene sesoonsus – suured asutused ja tehased töötavad tihti vaid tööpäevadel, mistõttu on puhkepäevadel elektritarbimine ja elektri hind madalam kui tööpäevadel;
- 3) aastasisene sesoonsus – Põhjamaade kliimas on elektritarbimine suurem siis, kui temperatuur on madal, sest elektrienergiat kasutatakse kütmiseks, pimedal ajal ka valgustuseks. Seetõttu on elektri hinnad suvel madalamad kui talvel. Lisaks langevad

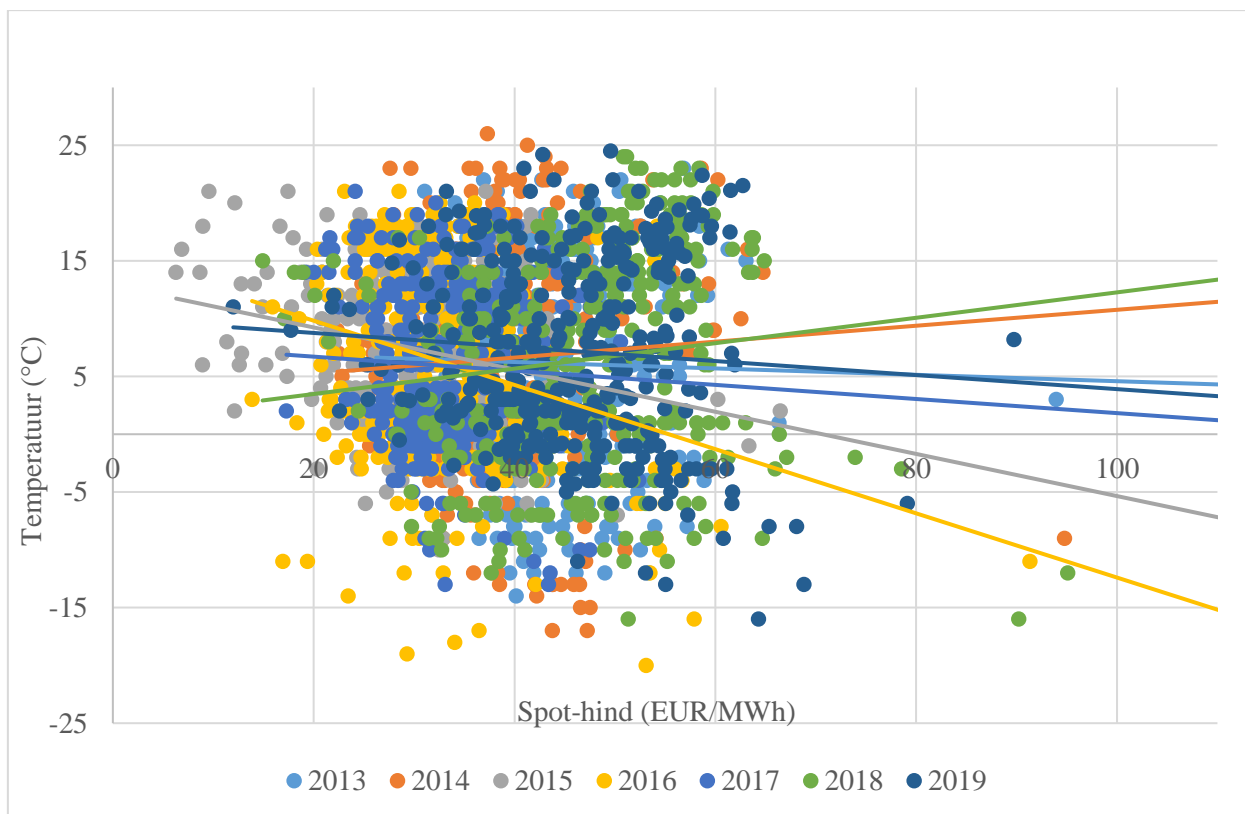
kevadadel suure sula ajal elektri hinnad, mis on peamiselt tingitud Põhjamaade hüdroreservi kasvust ning suurel hulgal hüdroelektrienergia tootmisest.

Tulevikus on reaalne, et päikeseenergiast toodetud elektri osakaal kogu elektritootmisel suureneb, mis võib praegust päevasisest sesoonsust tasandada või koguni muuta suveperioodidel päevasise sesoonsuse mittepäikeseenergia nõudluses vastupidiseks (Maciejowska 2020; Gürtler, Paulsen 2018).

Ilmastikutingimused mõjutavad elektri tarbimist ja seeläbi ka elektri spot-hindasid, näiteks õhutemperatuuri kõikumine ja valguspäeva pikkus mõjutavad elektritarbimist ning sademed, tuul ja päike mõjutavad elektritootmist (Lopez 2020).

Kesk-Euroopas on seos temperatuuri ja elektri tarbimise vahel talve- ja suvekuudel erinev – talvekuudel esineb temperatuuri ja tarbimise vahel negatiivne korrelatsioon ning suvekuudel positiivne korrelatsioon. Talvekuude negatiivne korrelatsioon tuleneb sellest, et külmaga tarbitakse elektrit sooja tootmiseks. Suvekuude positiivne korrelatsioon tuleb sellest, et kuuma ilmaga tarbitakse elektrit ruumide jahutamiseks. (Bessec, Fouquau 2008)

Joonisel 3 on esitatud temperatuuri ja elektri spot-hinna seos Eesti kohta aastatel 2013–2019. Kuigi Eesti puhul on tarbimise ja temperatuuri vahel tugev negatiivne korrelatsioon terve aasta vältel (Vetsvanags 2015), siis elektri spot-hindades see nii üheselt ei väljendu. Põhjus on selles, et elektri spot-hinda ei mõjuta ainult tarbimise ehk nõudluse pool, vaid ka tootmise ehk pakkumise pool (peatükk 1.1.). Näiteks kevadeti suurenevad Põhjamaade hüdroreservid, mis on tingitud peamiselt lume sulamisest mäestikes. Samuti ajastatakse Soomes tuumaelektrijaamade remondid just suve alguskuudele, tulenevalt madalamast elektri tarbimisest ning hüdroreservide suurenemisest (REMIT UMM 2020). Soome tuumaelektrijaamade remondid mõjutavad ka Eesti hinnapiirkonna elektri spot-hinda ning seetõttu ei pruugi olla soojadel talvedel Eesti elektri spot-hinna ja temperatuuri vahel negatiivset korrelatsiooni.



Joonis 3. Tallinna päevase keskmise temperatuuri ja Eesti elektri spot-hinna seos. Allikas: SYSPower (2020); Riigi Ilmateenistus (2020)

Pidev tuuleparkide arendamine toob kaasa elektri hinna sõltumise tuule puhumise kiirusest. Tuuleelekter on üks peamisi põhjuseid, miks elektri hinnad võivad lühiajaliselt olla negatiivsed. See tähendab, et tarbijatele makstakse elektri tarbimise eest peale. (Quint, Dahlke 2019)

Avatud elektrituru tingimustes tuleb tähelepanu pöörata ka piirkondade vahelistele ülekandevõimsustele ning elektrijaamade remondikavadele. Kahe piirkonna elektri hind saab olla erinev ainult siis, kui nende piirkondade vaheline ülekandevõimsus on maksimaalselt hõivatud ehk tekib nn pudelikaela efekt. Seetõttu on ülekandevõimsustel ja nende stabiilsusel suur osa Eesti elektri hinna kujunemisel – kui näiteks Estlink 1 ja 2 ülekandekaablid on rikkis või hoolduses, siis tuleb elektrit importida Läti kaudu või lülitada sisse rohkem kohalikke elektrijaamu, sh ka põlevkivielektrijaamad. See omakorda viib Eesti ja suure tõenäosusega kogu Baltikumi elektri hinnad üles võrreldes Soome elektri hinnaga, sest Baltimaades ei olda valmis elektrit nii odavalt tootma kui Soomes või teistes Põhjamaades. (Nord Pool Group 2020)

Samuti mängivad elektri hinna kujunemisel rolli elektrijaamade seisakud, mis on peamiselt mõjutatud remondi- ja hooldustöödest, harvem erakorralistest asjaoludest ja õnnetustest. Kui

piirkonnas enam üks elektrijaam ei tööta ning ülekandevõimsused on impordi tõttu maksimaalselt hõivatud, siis tuleb see toodang kompenseerida teise elektrijaama poolt, kelle tootmishind võib olla kallim esimesest. Selle tulemusena on piirkonna elektrihind kallim kui varem. Veel ühe näitena saab tuua olukorra, kus mõni Soome tuumajaam on remondis, mille tulemusena Soome ja Eesti elektrihinnad on samad. Sellises olukorras ei pruugi Soomest Eestisse ülekantav elektrivoog maksimaalselt hõivata ülekandevõimsusi, sest Soomes ei ole nii suur elektriülejäak ning kahes hinnapiirkonnas kujuneb sama hind. Soomele tähendab Eestiga samas hinnapiirkonnas olemine tihtipeale elektrihinna kasvu.

1.3. Eesti põlevkiviõlitoodangu turg

Põlevkiviõli on Eestis toodetud ligi 100 aastat. Selle aja jooksul on kasutatava tehnoloogia areng olnud suur ning põlevkiviõli tootmisefektiivsus ning õli puhtus on mitmekordselt tõusnud, mille tulemusena saab öelda, et Eesti põlevkivitööstus on maailmas enim arenenud (Siirde *et al.* 2013). Hetkel on Eesti üks maailma suurimaid põlevkiviõli tootjaid Brasiilia, Venemaa ja Hiina kõrval (Põlevkivi Aastaraamat 2018). Aastal 2018 toodeti Eestis 1,1 miljonit tonni põlevkiviõli, millest 55% moodustas Viru Keemia Grupi toodang, 37% Eesti Energia toodang ning 8% Kiviõli Keemiatööstuse toodang. Üle 90% Eestis toodetud põlevkiviõlist müüakse välisurgudele, st Eestist väljapoole. 2018. aastal eksporditi 99% Eesti põlevkiviõli toodangust (*Ibid.*). Ka 2019. aastal moodustas Viru Keemia Grupi põlevkiviõli toodang 55% kogu Eesti põlevkiviõli toodangust (VKG 2020).

Põlevkiviõlile ei ole Eestis turgu sellisel kujul nagu elektri puhul. Kui elektri puhul on tegemist reguleeritud börsi ja avatud turuga, mille liikmena kaasnevad teatud kohustused, k.a planeeritavate ja tegelike toodangumahtude esitamine ja raporteerimine, siis põlevkiviõli turule see ei ole iseloomulik. Põlevkiviõli turg, kui seda niiviisi nimetada, on reguleerimata ning planeeritud ja tegelike koguste teavitamise ja raporteerimise kord ei ole samasugune nagu avatud elektrituru puhul. Seetõttu on põlevkiviõlitoodangu andmete saamine raskendatud. Ka kindlat põlevkiviõli hinnaindeksit ei eksisteeri. Kõige sarnasem finantsturgudel kaubeldav standardne toode põlevkiviõlile on 1% väävlisisaldusega kütteõli (Põlevkivi Aastaraamat 2018).

1% väävlisisaldusega kütõli hind on olnud viimastel aastatel väga muutlik ning üsna prognoosimatu, nagu ka teised finantsturgudel kaubeldavad õlitooted. Siiski on oodata 1% väävlisisaldusega kütteõlile hinnatõusu võrreldes raskemate kütteõlidega, sest ülemaailmne

laevade põhjustatud merereostuse vältimise konventsioon (MARPOL) näeb ette senisest madalama väävlisisaldusega kütteõlide kasutamist laevakütusena (Solakivi *et al.* 2019). Kui varasemalt kauplesid 1% ja 3,5% väävlisisaldusega kütteõlid samal tasemel, siis 2019 aasta lõpuks oli 1% väävlisisaldusega kütteõli üle 200 USD tonni kohta kallim kui 3,5%-line (Joonis 6). Seetõttu prognoositakse Eestis toodetud põlevkiviõlile toodangumahtude suurenemist, sest oodatakse kasumimarginaali suurenemist, mis on argumendiks ka lisainvesteeringute tegemisele põlevkiviõli tootmise tehnoloogiasse. Siinkohal tuleb märkida, et kõrgem kütteõli hind mitte ei suurenda põlevkiviõli nõudlust Eestis, vaid võimaldab põlevkiviõli müüa kallima hinnaga Eestist väljapoole. Nagu eelnevalt mainitud, siis 2018. aastal eksporditi 99% kogu Eestis toodetud põlevkiviõlist (Põlevkivi Aastaraamat 2018).

2. VARASEMAD UURINGUD

2.1. Elektri spot- ja forvard-hindade vahelised empiirilised seosed

Botterud, Kristiansen ja Ilic (2010) analüüsisid spot-hindade ja forvard-hindade seost Põhjamaade elektribörsil 11 aasta ajalooliste andmete alusel ning tulemus oli, et elektrienergia forvard-hinnad on kõrgemad kui nende tegelikult realiseerunud spot-hinnad.

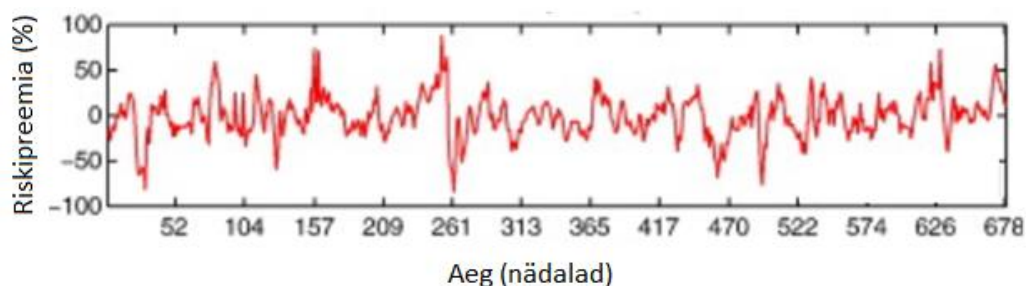
Sarnase tulemuseni jõudsid ka Gjoldberg ja Johnsen (2001) täheldades, et forvard-hinnad on kõrgemad kui realiseerunud spot-hinnad. Antud teadustöö puhul tuleb nentida, et see on teostatud pea 20 aastat tagasi ning seab kahtluse alla selle paikapidavuse tänapäevase Põhjamaade elektribörsi kohta.

Weron (2008) analüüsis stohhastiliste mudelite abil forvard-hindade riskipremia suurust spot-hindade suhtes Põhjamaade elektribörsil. Uuringust selgus, et forvard-hindade riskipremia väheneb forvard-lepingu aegumistähtaja lähenedes, st forvard-hindade riskipremia suureneb ajas (Weron 2008).

Ameerika Ühendriikide Pennsylvania, Jersey ja Marylandi elektribörsi kohta on leitud kinnitust positiivse riskipremia kohta (Longstaff, Wang 2002; Hadsell, Shawky 2006; Douglas, Popova 2008).

Redl, Haas, Huber ja Böhm uurisid oma 2009. aasta artiklis forvard-turgude hindade rakendatavust elektri spot-hindade prognoosimisel Euroopa ja Põhjamaade elektribörsi näitel. Uuringu tulemusena süstemaatilist viga ehk elektri forvard-hindade ja spot-hindade vahelist erinevust ei tuvastatud, seega ei leidnud kinnitust forvard-hindade üle- ega alahinnastamine. Autorid arvasid, et süstemaatilise vea puudumine tuleneb sellest, et Euroopa ja Põhjamaade elektribörsil osalejate kauplemisstrateegia põhineb elektri spot-hindadel. Lisaks täheldasid autorid tugevat korrelatsiooni forvard- ja spot-hindade vahel, põhjendades seda asjaoluga, et Põhjamaade elektri hinnad sõltuvad Põhjamaade hüdroreservist – mida suurem on hüdroreserv, seda madalam on elektri spot-hind, mis omakorda alandab forvard-hindu. (Redl *et al.* 2009)

Weron ja Zator (2014) analüüsisid spot-hindade ja forvard-hindade seost Põhjamaade elektribörsil võttes aluseks Botterud, Kristiansen ja Ilic 2010. aasta töö. Analüüsis näidati, et forvard-hindade riskipremia spot-hindade suhtes on keskmiselt nullilähedane ning meenutab valget müra (Joonis 4) (Weron, Zator 2014).



Joonis 4. Forvard-hindade ja spot-hindade riskipremia kuuenädalaste forvard-lepingute alusel. Allikas: Weron, Zator (2014); autori tõlgitud

Spot- ja forvard-hindade vahelise seose empiiriliste uuringute põhjal saab järeldada, et spot- ja forvard-hinnad on omavahel seotud ning spot-hindade prognoosi üheks võimalikuks variandiks on nende tuletamine forvard-hindadest.

2.2. Erinevad mudelid elektri hinna prognoosimiseks

Klassikalise majandusteooria alusel kehib arbitraaživabadel finantsturgudel seos (Hildmann *et al.* 2011)

$$F_t(T) = (S_t + U)e^{(rT)} \quad (1)$$

kus

$F_t(T)$ – forvard-hind ajahetkel t aegumistähtajaga T ,

S_t – alusvara spot-hind ajahetkel t ,

U – hoiustamise kulud,

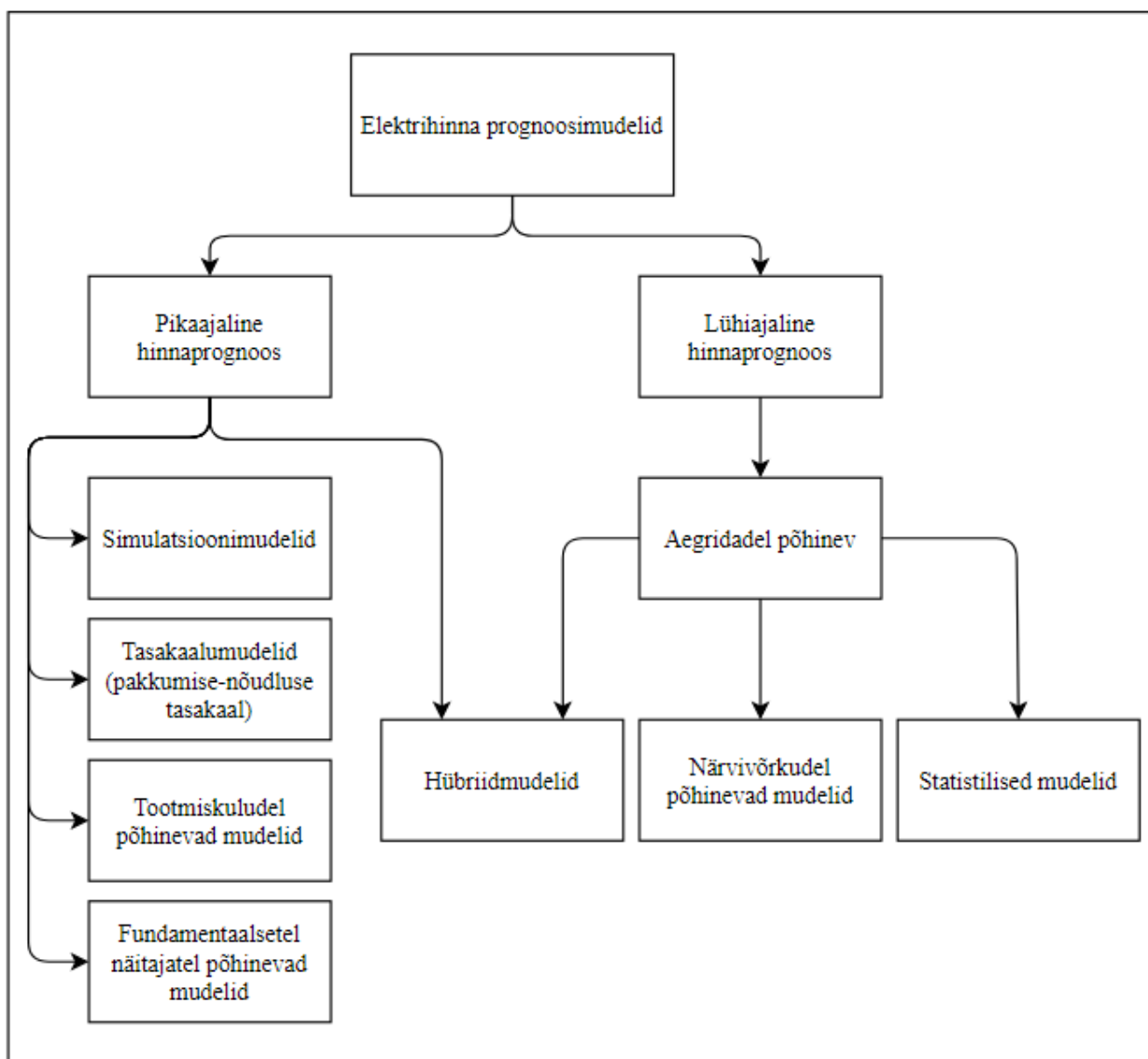
r – riskivaba intressimäär.

Tänapäeval on elektrienergia puhul tegemist kaubaga, mida suures koguses efektiivselt hoiustada ei osata. Seetõttu ei saa valemit (1) elektrienergia puhul rakendada. (*Ibid.*)

Seega tuleb elektri spot-hindasid tulevikus prognoosida või tuletada teistsuguste mudelite ja valemite kaudu. Erinevaid mudeleid spot-hindade prognoosimiseks on palju. Näiteks matemaatilised mudelid, mille sisendiks on ainult ajaloolised elektri hinnad (regressioon, GARCH, tehnilik närvivõrk jne) või fundamentaalnäitajatel põhinev mudel, mille sisendiks on näiteks

tarbimise prognoos, ilmastikuandmed, ülekandevõimsused, jaamade remondid jne (Monteiro *et al.* 2018).

Mudeli valikul on oluline kõigepealt selgeks teha, kas hindasid prognoositakse ette lühi- või pikaajaliselt. Hindade lühiajaliseks prognoosimiseks kasutatakse tänapäeval peamiselt statistilisi mudeleid ja tehiskel närvivõrkudel põhinevaid mudeleid. Hindade pikaajaliseks prognoosimiseks kasutatakse simulatsioon-tasakaalu mudeleid, fundamentaalsetel andmetel põhinevad mudelid, tootmiskuludel põhinevaid mudeleid, kuid samuti statistilisi mudeleid (Joonis 5). (Cerjan *et al.* 2019)



Joonis 5. Erinevad mudelid elektrihindade prognoosimiseks.
Allikas: Cerjan *et al.* (2019); autori täiendatud

Praktikas kasutatakse tänapäeval elektrihindade prognoosimiseks tihti hübriidmudeleid (Weron 2014). Hübriidmudelid omavad ühisosa vähemalt kahe erineva prognoosimudeliga, kombineerides näiteks statistilist regressioonimudelit tootmiskuludel põhineva mudeliga. Eesmärk, andmete kättesaadavus ning mudeli koostaja kogemus ja teadmised määravad ära lõpliku hübriidmudeli ülesehituse ja komponendid.

Cerjan, Petricic ja Delimar tutvustasid aastal 2019 elektrihindade lühiajaliseks prognoosimiseks hübriidmudelit, mis koosneb analüütilisest ja prognoosivast etapist. Analüütilise etapi eesmärk on välja selgitada muutujad, mis konkreetse elektrituru elektrihinna mõjutavad. Analüütiline etapp on sisendiks prognoosivale etapile, mis omakorda koosneb statistilisest meetodist ja tehnikust närvivõrgust. Statistilise meetodi puhul kasutasid töö autorid „sarnase päeva“ meetodit, mis sisuliselt tähendab ajalooliselt sarnaste päevade või olukordade aluseks võtmist ja vajadusel ka kohaldamist reaalse karakteristikutega. Autorid tõid välja, et antud hübriidmudeli üks peamisi eeliseid teiste ees on mudeli stabiilne viga ja vea sõltumatus elektrihinna volatiilsusest. Enamjaolt on elektrihinna prognoosimudelite viga sõltuvuses volatiilsusega. (Cerjan *et al.* 2019)

Elektri spot-hinna prognoosimiseks saab erinevaid eksperimentaalseid mudeleid kasutada lõputult. Dementjeva (2009) on oma doktoritöös analüüsinud erinevate mudelite kasutamist energiaturu modelleerimisel ning seal on välja toodud üle 40 erineva mudeli. Et antud magistr töö eesmärk ei ole välja töötada uut elektri spot-hindade prognoosimudelit, vaid anda hinnang Eesti põlevkivisektori jätkusuutlikkusele tuginedes prognoosidele, siis kasutab autor elektri spot-hindade prognoosimiseks *Hourly Price Forward Curves* (HPFC) hübriidmudelit. HPFC hübriidmudel on praktikas laialdaselt kasutatav pikaajaliste elektri spot-hindade tuletamise meetod, mille eesmärk on modelleerida elektri tarnimise hindu tänases seisus iga tunni kohta tulevikus (Hildmann *et al.* 2011). HPFC sisaldab endas elektri spot-hindadele omaseid sesoonsusi (päevane, nädalane, aastane), ilmastikutingimusi ning turuosaliste pikaajalist oodatud väärtust (*Ibid.*). HPFC hübriidmudel koosneb kolmest osast (*Ibid.*):

- 1) elektri spot-hindade nädala- ja aastasisese sesoonsuse tuletamine – peamiselt kasutatakse selleks erinevaid regressioonimudeleid;
- 2) elektri spot-hindade päevasise sesoonsuse tuletamine – ajalooliste andmete pealt arvutatakse tunni ja päeva keskmise hinna suhted ehk koefitsiendid;
- 3) arbitraaživaba seose rakendamine spot- ja forvard-hindadele – prognoositud spot-hindade profiil võrdsustatakse forvard-hindadega.

Et Eesti hinnapiirkonnas likviidne forvard-turg puudub, siis kasutab autor HPFC hübriidmudelit sarnaselt Caro'le (2010), kes tuletas oma teadustöös Šveitsi elektri spot-hinnad Prantsusmaa ja Saksamaa forvard-hindadest, sest Šveitsi forvard-hindu ei eksisteerinud. Autor võtab Eesti elektri spot-hindade tuletamisel aluseks Soome hinnapiirkonna forvard-hinnad, sest Soome hinnapiirkonna forvard-lepingutega kaubeldakse aktiivselt Nasdaq OMX Põhjamaade elektribörsil. Täpsemalt räägitakse Eesti ja Soome elektri spot- ja forvard-hinna seosest peatükis 3.1.

2.3. Varasemad rakendusuuringud

Kuna põlevkivi kasutamisel elektritootmises ja õlitööstuses on Eesti üks väheseid riike, on ka selleteemalist teaduskirjandust vähe. Samas leidub rakendusuuringuid, mis annavad käesoleva töö koostamisel olulist taustainfot. Iga-aastase põhjaliku ülevaate Eesti põlevkivitööstusest annab Eesti Energia, Viru Keemia Grupi, Kiviõli Keemiatööstuse ning Taltechi Virumaa Kolledži Põlevkivi Kompetentsikeskuse ühisprojektina valmiv Eesti põlevkivitööstuse aastaraamat. Aastaraamatus on välja toodud põlevkivitööstuses tehtud investeeringud ja arengusuunad, samuti ka põlevkivist toodetud elektri, õli ja soojuse mahud. Elektri puhul on aastaraamatus esitatud informatsioon mõnevõrra eksitav, sest põlevkivist toodetud elektri maht sisaldab endas ka biomassi ja turba kütusena kasutamisel toodetut. Aastaraamatus keskendutakse peamiselt minevikule ja olevikule ning tulevikuarengutele erilist rõhku ei panda ja prognoose ei esitata.

Rahvusvaheline Kaitseuuringute Keskus (edaspidi RKK) väljastas 2015 aastal analüüsi „Eesti põlevkivi kasutamise suundumused“. Analüüsi põhijäreldused on (Kearns 2015):

1. Põlevkivi kogutarbimine stabiliseerub ehk kasv peatub, sest aastane kaevandamistipp on saavutatud ning konkurentsi pakuvad teised energiaallikad.
2. Põlevkivi osa primaarenergia tootmises edaspidi kahaneb, sest üha suurema panuse tootmises annavad biomass ja tuul.
3. Tulevikus väheneb põlevkivi kasutamine soojusenergia tootmises, sest poliitiliselt eelistatakse biomassi, mida põletatakse koostootmisjaamades, ning üleüldine soojaenergia nõudlus kahaneb.
4. Põlevkivi kasutamine elektri tootmiseks püsib kindlal tasemel, sest üldine elektrienergia nõudlus ei muutu.
5. Pikas perspektiivis põlevkiviõli tootmine suureneb, kuid lühemas ja keskmises ajaraamis on selle tulevik küsitav.

Et RKK analüüs on tehtud 2015 aastal, siis saab mõningate väljavaadete paikapidavust kontrollida. Kõige vastuolulisem on eelmainitud 4. punkt, mille kohaselt prognoositi, et põlevkivi kasutamine elektri tootmiseks püsib kindlal (st eeldatavalt samal) tasemel. Aastaraamatus ja Eesti Energia aastaaruandes esitatud andmete põhjal saab öelda, et kuni aastani 2018 tõesti elektri tootmine põlevkivist püsis samal tasemel, kuid aastal 2019 langes põlevkivist toodetud elektri osakaal kogutootmisest ligi poole võrra. Samal ajal tõusis taastuvenergiast elektri tootmise osakaal 17% 1,9 TWh-ni. (Eesti Energia 2020)

Põlevkiviõli tootmismahu kasvu väljavaade põhineb RKK analüüsile tuginedes kõrgematel õli hindadel tulevikus ning Euroopa Liidu poliitikal kergitada CO₂ emissioonikvootide hinda heitkogustega kauplemise süsteemis. Põhjus seisneb selles, et õlitootmisel kasutatava pürolüüsi käigus tekib vähem CO₂ kui põlevkivi põletamisel elektritootmisel ning õliallikaid on raskem asendada kui elektriallikaid. Seega CO₂ hinna tõus suurendab õlitootmise konkurentsieelist elektritootmise ees. Aastaraamatule tuginedes peab see väide paika, sest põlevkiviõli tootmismahud on aasta-aastalt kasvanud. Samuti, kui välja arvata koroonakriisi mõjud, on CO₂ emissioonikvootide hind tõusnud ja 1% väävlisisaldusega kütteõli hind on alates 2016. aastast tõusnud (Joonis 6).

European Academies Science Advisory Council (EASAC) toob juba 2007. aastal uuringus välja, et põlevkivisektori peamiseks probleemiks kujunevad keskkonnavalased küsimused. Eesotsas puudutab see CO₂ emissioone ning tuuakse eraldi välja, et elektritootmise konkurentsivõime on otseselt seotud hinnaga, mida tuleb CO₂ emissiooni eest maksta. Samas tuuakse uuringus välja, et põlevkivi on väärtuslik maavara, eelkõige just erinevate kemikaalide tootmisel, ning Euroopa Liit peaks põlevkivitööstuse probleemide lahendamisele kaasa aitama, et mitte kaotada eelmainitud tööstuse potentsiaali. (EASAC 2007)



Joonis 6. CO₂ emissioonikvootide (roheline, EUR/tonn), 3,5% väävlisisaldusega kütteõli (punane, USD/tonn) ja 1% väävlisisaldusega kütteõli (roosa, USD/tonn) päevased sulgemishinnad.

Allikas: Bloomberg Terminal (2020)

Elering on aastal 2014 väljastanud uuringu Eesti pikaajaliste elektritootmise stsenaariumite kohta, kus väidetakse, et maailmaturu õli-hindade ja keskkonnapoliitika tõttu on tulevikus põlevkivi kasulikum kasutada õlitootmises ning vähendada otsepõletust elektritootmises. Põlevkivil nähakse õlitootmises kõrgemat väärtust ning põlevkivist elektritootmine ei suuda avatud turu tingimustes konkureerida. Samas mainitakse, et õlitootmise kõrvalprodukt, uttegaas, on potentsiaalselt hea ressurss konkurentsivõimeliseks elektritootmiseks regionaalsel elektriturul. (Elering 2014)

Eleringi uuring on ainuke autorile teadaolev uuring, kus viiakse läbi sensitiivsus analüüs Eesti elektri-tootmismahu ja CO₂ emissioonide kohta. Sensitiivsusanalüüs näitab, et elektri tootmismahut ja CO₂ emissioonid on kõige tundlikumad gaasi ja kivisöe maailmaturu hindade suhtes ning mõnevõrra väiksemal määral CO₂ emissioonikvoodi hinna suhtes (*Ibid.*). Mõned olulisemad sensitiivsusanalüüsi tulemused eri stsenaariumide puhul olid (*Ibid.*):

1. Maailmaturul kivisöe 50%-line hinnatõus toob kaasa CO₂ emissioonide vähenemise Eestis ligi kaks korda ning elektri tootmismahude vähenemise 30% ulatuses võrreldes baasstsenaariumiga.
2. Maailmaturul gaasi 50%-line hinnalangus toob kaasa CO₂ emissioonide vähenemise Eestis rohkem kui kaks korda ning elektri tootmismahude vähenemise 40% ulatuses võrreldes baasstsenaariumiga. Elektri tootmismahud langevad peamiselt seetõttu, et naaberriikide gaasikütteil põhinevad elektrijaamad on konkurentsivõimelisemad kui Eestis asuvad elektrijaamad ning seeläbi väheneb ka CO₂ emissioon.
3. CO₂ emissioonikvoodi 50%-line hinna langus toob kaasa CO₂ emissioonide suurenemise 37% ning elektri tootmismahude suurenemise ligi 18% võrreldes baasstsenaariumiga.

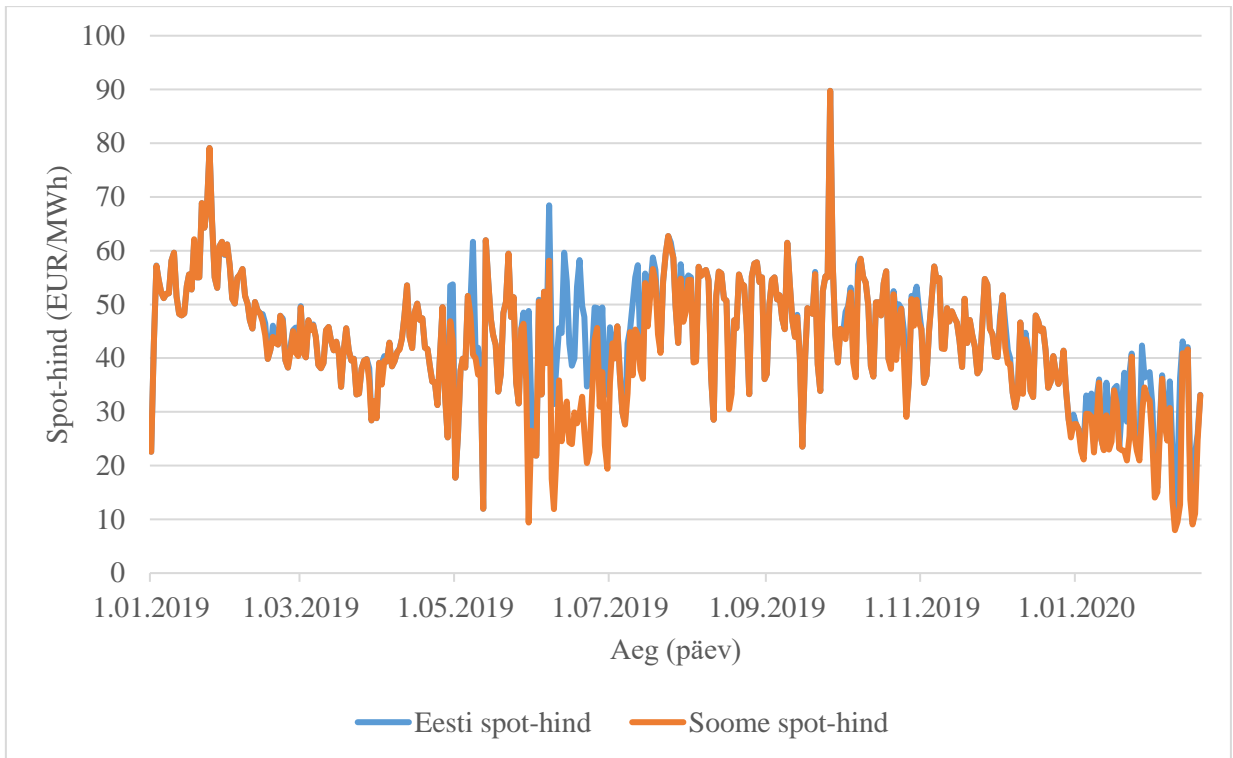
Viimane stsenaariumanalüüs Eesti elektri-tootmismahu ja CO₂ emissioonide kohta viidi läbi 2014. aastal ning põlevkiviõli tootmismahude kohta uuriti väga põgusalt. Alates 2018. aastast on energiaturg Euroopas oluliselt muutunud, sest CO₂ emissioonikvootide hinnad on võrreldes varasemaga mitmekordselt tõusnud (Joonis 6). Seetõttu on oluline arvestada hiljutiste turgu muutvate arengutega Eesti põlevkivitööstuse jätkusuutlikkuse analüüsimisel. Järgmises peatükis tuletatakse Eesti elektri spot-hinnad, mille alusel saab prognoosida Eesti põlevkivielektrijaamade tootmismahutusi (peatükk 3.). Spot-hindade tuletamise aluseks on võetud forward-hinnad, sest varasemas teaduskirjanduses on leitud kinnitust spot- ja forward-hindade seose kohta.

3. EESTI ELEKTRI SPOT-HINDADE TULETAMINE FORWARD-HINDADEST

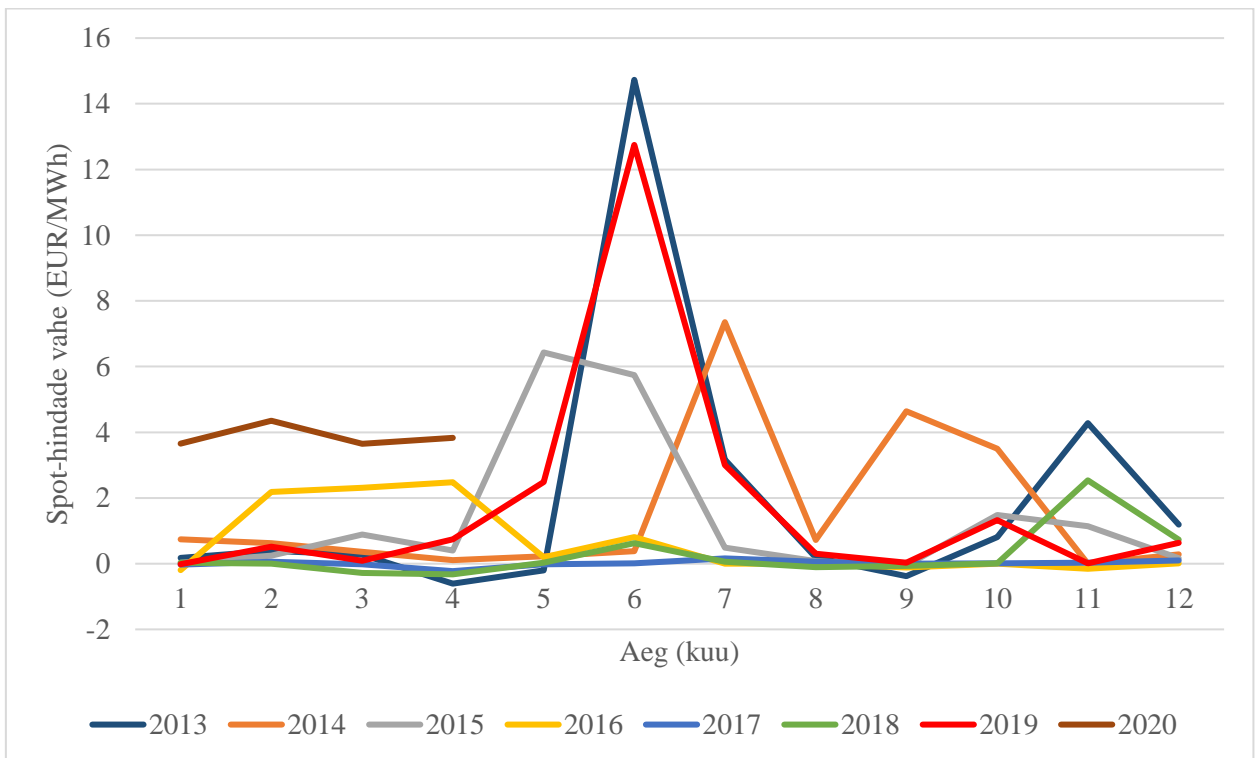
Eesti põlevkivielektrijaamade tootmismahu prognoosimiseks järgneva viie aasta kohta tuleb prognoosida Eesti elektri spot-hinnad sama perioodi kohta. Spot-hinnad tuletab autor forward-hindadest regressioonmudeliga, kus sõltuvaks muutujaks on päevane Eesti elektri spot-hind ning selgitavateks näitajateks on päevased ilmastiku-andmed, viimase viie päeva elektri hinna volatiilsuse koefitsient, eelmise päeva elektri spot-hind, fiktiivne muutuja eristamiseks töö- ja puhkepäevi ja fiktiivne muutuja eristamiseks kõiki aasta kuid. Tunniste spot-hindade saamiseks kasutab autor ajaloolisi tunni ja päeva hinna koefitsiente. Sarnaselt nagu seda on tehtud Šveitsi spot-hindade tuletamisel Prantsusmaa ja Saksamaa forward-hindade alusel (Caro 2010), kasutab autor Eesti spot-hindade tuletamiseks Soome forward-hindu, millele tuleb lisada eeldatav Eesti-Soome elektri hinnavahe. Põhjus on selles, et Eesti hinnapiirkonna tuletisinstrumentidega Nasdaq OMX-il tehinguid ei tehta ning Soome ja Eesti elektri hinnad on korrelatsiooni vaatepunktist vaadatuna võrdväärset ehk muutuvad sisuliselt üks ühele (Konkurentsiamet 2018).

3.1. Eesti ja Soome elektri hinnavahe

Eesti ja Soome piirkonna hinnavahe tuletab autor ajaloolistest Eesti ja Soome tunniste elektri spot-hindade erinevuste keskmisest, mida korrigeeritakse hetkel teadaolevate elektriturgu muutvate sündmustega ning Helsinki ja Riia EPAD-i forward-hindadega. Tallina EPAD-i ebalikviidsuse tõttu kasutatakse Eesti ja Soome elektri hinnavahe hindamiseks Helsinki ja Riia EPAD-i forward-hindu, sest Helsinki ja Riia EPAD-id on Nasdaq OMX-il likviidsemad. Järgnevatel joonistel on esitatud Eesti ja Soome elektri päevased spot-hinnad (Joonis 7) ning elektri hinnavahe kuude kaupa (Joonis 8).



Joonis 7. Eesti ja Soome elektri päevased spot-hinnad perioodil 01.01.2019–19.02.2020.
Allikas: SYSPower (2020)

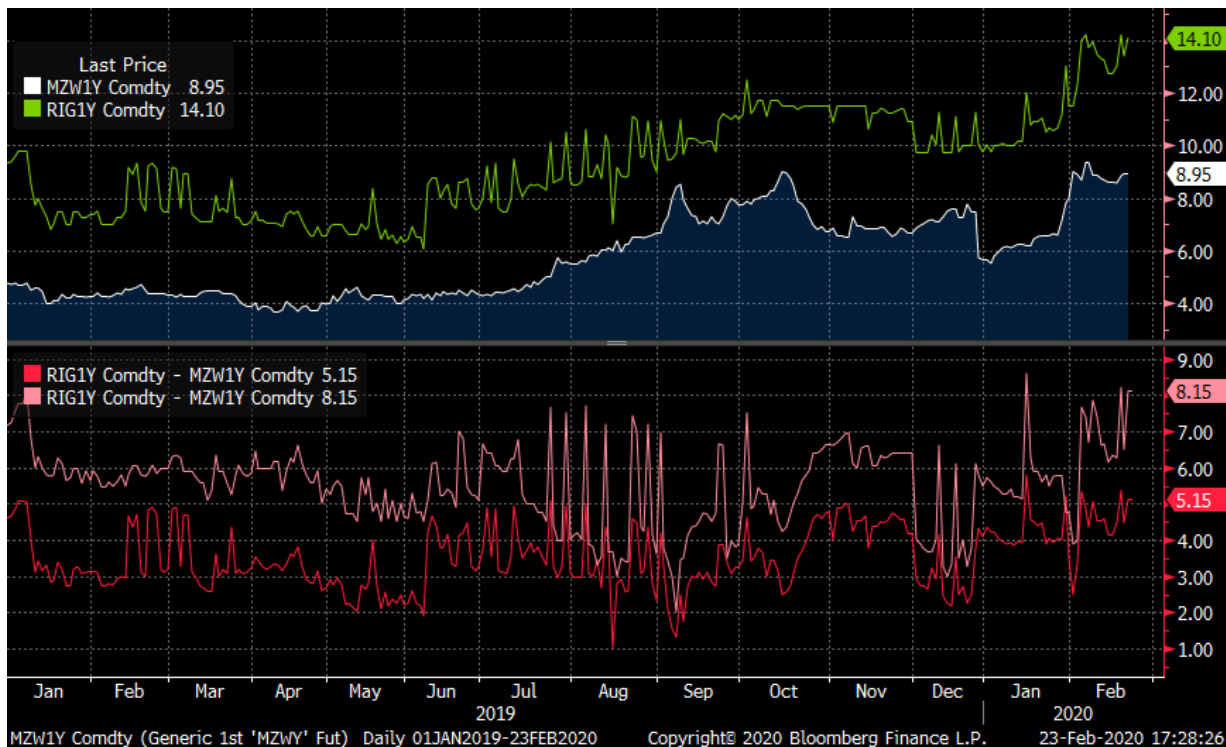


Joonis 8. Eesti ja Soome elektri keskmine spot-hindade vahe kuude kaupa.
Allikas: SYSPower (2020); autori arvutused

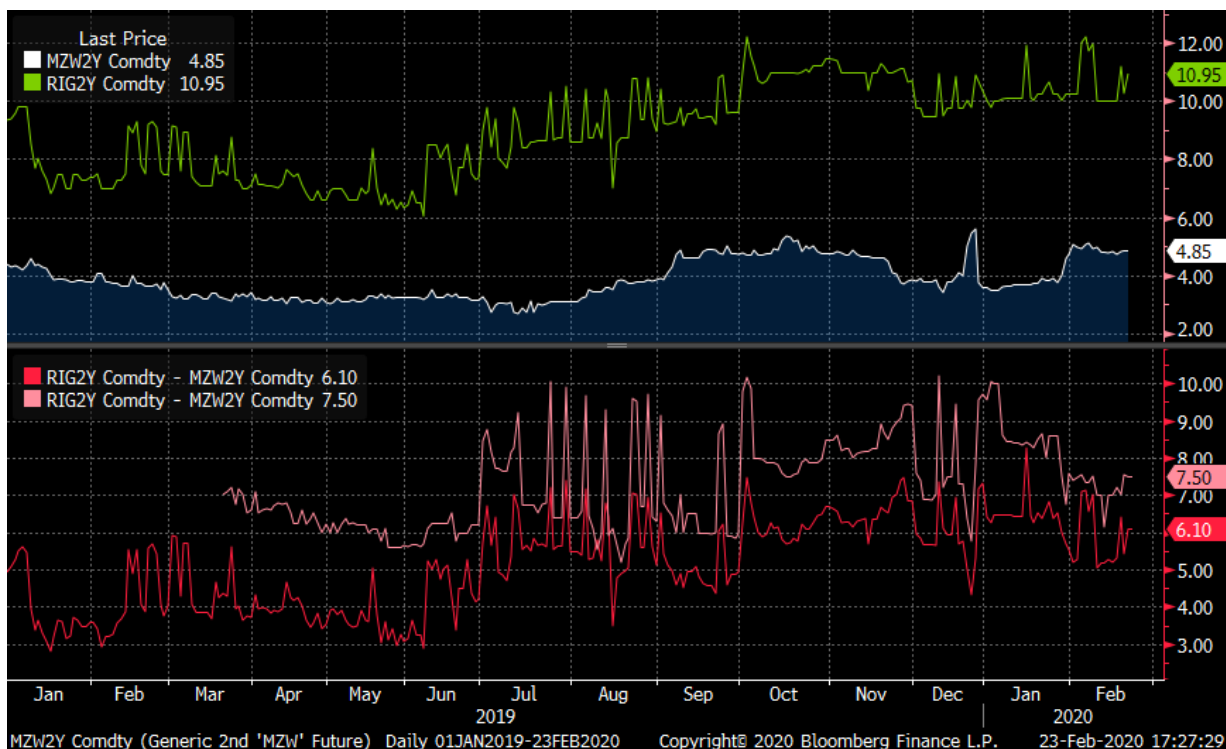
Jooniselt 7 on näha, et Eesti ja Soome elektri spot-hinnad liiguvad üsna sarnaselt. Alates Eesti elektriturust avanemisest on Eesti ja Soome spot-hinnad olnud samad 88% ajast ning Eesti spot-hind on olnud kõrgem Soome spot-hinnast 10,2% ajast.

Jooniselt 8 ilmneb, et Eesti ja Soome elektri hinnavahe on viimastel aastatel suurenenud, mida peamiselt põhjustavad suvised kõrgemad hinnavad. Autori hinnangul ei ole päris korrektne võtta tulevikuperioodide Eesti ja Soome hinnavahe aluseks ajaloolised keskmised, vaid tuleks arvestada ka teadaolevaid elektriturgu muutvaid sündmusi. Näiteks viimase informatsiooni kohaselt kavatakse märtsis 2021 käivitada Olkiluoto 3 tuumajaam, mille koguvõimsus on 1600 MW – võrdluseks, et kogu Eesti keskmine tarbimine on 1000 MW. Teades, et tuumajaamasid seisatakse ainult remontimiseks ja hooldusteks ning elektrit toodetakse sisuliselt sõltumata elektri börsihinnast, tekib Soome elektri hinnapiirkonda pidev elektri ülejääk võrreldes praeguse situatsiooniga. Selle tagajärjel on eeldada, et Estlink 1 ja 2 on tulevikus senisest rohkem maksimaalselt koormatud, st Soomest imporditakse Eestisse senisest rohkem elektrit. Lisaks plaanivad Soome ja Rootsi elektrivõrgu operaatorid (TSO) lisühendust Soome ja Rootsi vahele (Statnett 2019). Nende sündmuste tulemusena on oodata, et Soome elektri hind on üha rohkem sarnane Rootsi Stockholmi ja Malmö hinnapiirkonnaga, seda aga Eesti ja Soome hinnavahe arvelt. Ehk kui varasemalt olid pigem Eesti ja Soome ühes hinnapiirkonnas ning Läti ja Leedu teises hinnapiirkonnas (hinnavad vastavalt Rootsi ja Soome vahel ning Eesti ja Läti vahel), siis tulevikus on Rootsi ja Soome ühes hinnapiirkonnas ning Eesti, Läti ja Leedu teises hinnapiirkonnas (hinnavahe tekib Soome ja Eesti vahel).

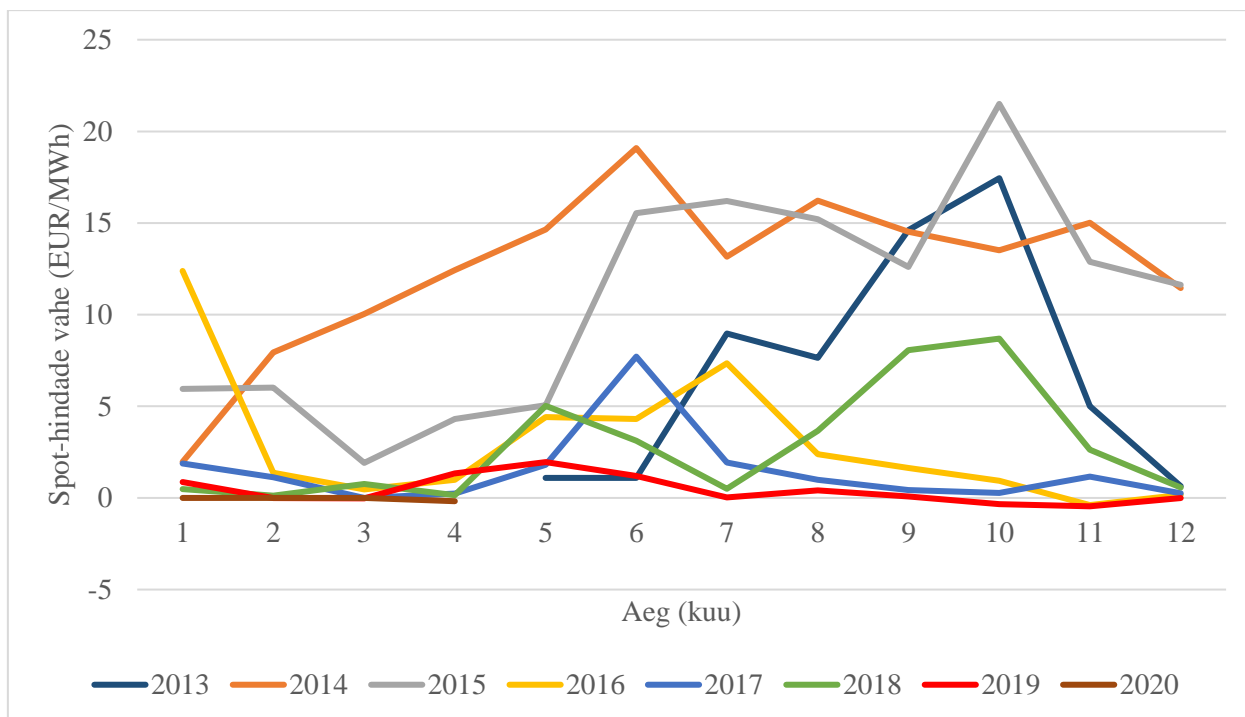
Trendi, et tulevikus Soome ja Baltimaade elektri hinnavahe kasvab, kinnitab ka Helsinki ja Riia EPAD-i forward-turg (Joonis 9 ja 10). 2020. aasta veebruaris hinnatakse turul järgmise aasta Riia ja Helsinki EPAD-i hinnavaheks 5-6 EUR/MWh, kusjuures reaalselt on võimalik Riia EPAD-i osta hinnaga 8 EUR/MWh üle Helsinki EPAD-i. Ülejääkmise aasta kohta on need numbrid vastavalt 6 EUR/MWh ja 7,5 EUR/MWh. Võttes arvesse asjaolu, et osaliselt CO₂ kvootide kõrge hinna tõttu Eesti põlevkivielektrijaamad 2020. aasta alguses turule ei pääse ning et viimasel aastal on Eesti ja Läti hinnavahe olnud väga väike, on mõistlik eeldada, et tulevikus on Eesti, Läti ja ka Leedu elektri hinnad väga tihti samad (Joonis 11). Baltimaade sünkroniseerimine Mandri-Euroopaga soodustab samuti ühise hinnapiirkonna tekkimist, sest sünkroniseerimise projekti käigus ehitatakse juurde uusi ning tugevdatakse olemasolevaid Eesti-Läti-Leedu-Poola ülekandevõimsusi (Elering 2019).



Joonis 9. Helsinki (valge) ja Riia (roheline) EPAD-i järgmise aasta futuuri hinnad ja nende vahe viimaste sulgemishindade (punane) ja müügihindadega (roosa).
 Allikas: Bloomberg Terminal (2020)



Joonis 10. Helsinki (valge) ja Riia (roheline) EPAD-i ülejäämise aasta futuuri hinnad ja nende vahe viimaste sulgemishindade (punane) ja müügihindadega (roosa).
 Allikas: Bloomberg Terminal (2020)



Joonis 11. Läti ja Eesti elektri keskmine spot-hindade vahe kuude kaupa.

Märkus: Läti elektri spot-hinnad on kättesaadavad alates 23.05.2013.

Allikas: SYSPOWER (2020); autori arvutused

Tabelis 1 on esitatud autori eeldatud Eesti ja Soome elektrihinnavahe järgnevate aastate kohta. Arvestades hinnangute ligikaudsust on need esitatud ilma komakohata EUR/MWh. Eelduste aluseks on antud peatükis eelnevalt välja toodud turuinformatsiooni ja elektrihinnavahet mõjutavad tegurid. Samuti eeldab autor, et Läti elektri spot-hind ei ole tulevikus kõrgem kui Eesti elektri spot-hind – kuni aastani 2022 esineb Läti ja Eesti elektrihinnavahe, mis jätkab hinnavahet vähenevat trendi (Joonis 11) ning kaob aastast 2023, kui viiakse lõpuni Tartu-Valmiera ja Tsirguliina-Valmiera liini rekonstrueerimine. Tartu-Valmiera ja Tsirguliina-Valmiera liini rekonstrueerimine tugevdab Eesti ja Läti elektrisüsteemi vahelisi sidemeid, mille tagajärjel riikidevaheline ülekandevõimsuse töökindlus suureneb (Elering 2019). Samuti on arvestatud, et Riia EPAD futuurid on kaubeldavad ainult kaks aastat ette (2021 ja 2022). Seetõttu on eeldatud, et alates 2023. aastast Helsinki ja Riia EPAD-i hinnavahe suureneb Helsinki EPAD-i hinna vähenemise arvelt võrreldes 2022. aasta Helsinki EPAD-i hinnaga, mis on suurusjärgus 1 EUR/MWh. Autor ei leia 2024. aasta Helsinki EPAD-i hinnatõusule loogilist põhjendust, seega tehakse eeldus, et tegemist on forward-hinna preemiaga või ebalikviidsusest tuleneva eripäraga. Seega jääb perioodil 2023–2025 eeldatav Eesti ja Soome elektrihinnavahe samaks.

Tabel 1. Eesti ja Soome elektri hinnavahe.

Alusaasta	Helsinki EPAD (EUR/MWh)	Riia EPAD (EUR/MWh)	Helsinki ja Riia EPAD-i vahe (EUR/MWh)	Turgu muutvad sündmused	Autori eeldatav Eesti ja Soome ligikaudne hinnavahe (EUR/MWh)
2021	8,60	14,10	5,50	Olkiluoto 3 valmimine	5
2022	4,70	10,95	6,25	–	6
2023	3,68	–	–	Tartu-Valmiera ja Tsirguliina-Valmiera liini valmimine	7
2024	4,15	–	–		7
2025	–	–	–	–	7

Allikas: Bloomberg Terminal (2020); autori arvutused

3.2. Regressioonanalüüsis kasutatavad andmed

Eesti elektri spot-hinna regressioonimudeli sisendandmed põhinevad peamiselt SYSPower andmebaasi andmetele (SYSPower 2020). SYSPower on Põhjamaade elektrituru juhtiv turuanalüüsi ja -informatsiooni platvorm.

Valimi koostamisel lähtuti asjaolust, et Eesti elektriturg on avatud alates 2013. aastast. Regressioonimudelis kasutati päevaseid Eesti elektri spot-hindade andmeid, Tallinna päevaseid temperatuure ja tuulekiirusi perioodil 01.01.2013–19.02.2020. Tallinna temperatuuri ja tuule kiiruse andmeid kasutab autor seetõttu, et SYSPower-is puuduvad andmed riikide kui terviku kohta. Puuduolevad ilmaandmed asendati Riigi Ilmateenistuse kodulehelt saadavate andmetega (Riigi Ilmateenistus 2020). Informatsiooni vaatlusperioodi Eesti puhkepäevade kohta kogus autor Riigi Teatajast (Riigi Teataja 2018). Kirjeldav statistika Eesti elektri spot-hinna, õhutemperatuuri ja tuule kiiruse kohta 2606 vaatluse alusel on esitatud järgnevas tabelis (Tabel 2).

Tabel 2. Kirjeldav statistika regressioonanalüüsis kasutatava Eesti elektri spot-hinna, õhutemperatuuri ja tuule kiiruse kohta (n=2606).

	Eesti elektri spot-hind (EUR/MWh)	Õhutemperatuur (°C)	Tuule kiirus (m/s)
Keskmine	38,54	6,55	3,99
Mediaan	37,02	6,00	3,73
Miinimum	6,30	-20,00	0,80
Maksimum	124,77	28,00	11,98
Vahemik	118,47	48,00	11,18
Standardhälve	10,58	8,18	1,62

Allikas: SYSPower (2020); autori arvutused

Eesti ja Soome hinnavahe tuletamiseks saadud Eesti, Soome ja Läti spot-hinnad on saadud SYSPower andmebaasist, EPAD-ide ajalooline hinnainfo pärineb Bloomberg Terminal andmebaasist, lisaks Yle ja Statnett poolt avaldatud teated Soomes Olkiluoto 3 tuumaelektrijaama rajamise ja Rootsi-Soome lisühenduse kohta. Täpsemalt kirjeldab Eesti ja Soome elektri hinnavahe tuletamist peatükk 3.1.

Põhjamaade elektri süsteemikomponendi ja EPAD-i futuuride hinnainformatsioon pärineb Bloomberg Terminal andmebaasist.

Tunniste spot-hindade saamiseks kasutab autor ajaloolisi tunni ja päeva keskmise hinna suhteid ehk koefitsiente, mis on arvutatud kuu kaupa Eesti elektri spot-hindade pealt perioodil 01.01.2013–19.02.2020. Ajaloolised päevased ja tunnised spot-andmed on saadud SYSPower andmebaasist. Regressioonimudeli parameetrite hinnangud on leitud ökonomeetriapaketi Gretl.

3.3. Kasutatav meetoodika

Parameetrite hinnangud Eesti elektri spot-hindade prognoosimiseks tuletab autor vähimruutude meetodit kasutades regressioonimudelid

$$Y_i = a + b_1X_{1i} + b_2(X_{1i})^2 + b_3X_{2i} + b_4P_i + b_5D_{1i} + b_6D_{2i} + b_7D_{3i} + b_8D_{4i} + b_9D_{5i} + b_{10}D_{6i} + b_{11}D_{7i} + b_{12}D_{8i} + b_{13}D_{9i} + b_{14}D_{10i} + b_{15}D_{11i} + b_{16}X_{3i} + b_{17}Y_{(i-1)} + u_i \quad (2)$$

kus

Y_i – Eesti hinnapiirkonna päeva keskmine elektri spot-hind (EUR/MWh),

a – vabaliige,

X_{1i} – Tallinna päeva keskmine temperatuur (°C),

X_{2i} – Tallinna päeva keskmine tuulekiirus (m/s),

P_i – päeva tüüp; binaarne muutuja väärtusega 1, kui Eestis on puhkepäev, muul juhul 0,

$D_{1...11i}$ – kuu; binaarsed muutujad kõikide kuude eristamiseks,

X_{3i} – viimase viie päeva elektri spot-hinna standardhälve jagatud viimase viie päeva keskmise spot-hinnaga (EUR/MWh),

u_i – juhuslik komponent ehk vealiige.

Esialgu kaasas autor mudelisse ka ajaloolised Tallinna päevased sademete hulgad, kuid antud tunnus ei osutunud mudelis statistiliselt oluliseks. Arvestamiseks temperatuuri ja elektri hinna vahelise seose mittelineaarsusega, lisati regressioonimudelisse selgitava muutujana temperatuuri ruut, mis osutus statistiliselt oluliseks ja parandas mudeli korrigeeritud determinatsioonikordajat (Liao *et al.* 2018; Ahamada, Kirat 2015; Bessec, Fouquau 2008; Petrick *et al.* 2009). Aastasise sesoonsuse modelleerimiseks, mis ei ole seotud õhutemperatuuriga, võeti kasutusele üksteist fiktiivset muutujat, millest igaüks tähistab ühte kuud aastas ja baaskuuks on jaanuar (Pardo *et al.* 2002). Kuude fiktiivsed muutujad ja temperatuurinäitajad peegeldavad seejuures osaliselt sarnast dünaamikat, mis võib mõjutada analüüsi tulemusi. Volatiilsuse koefitsiendi arvutuse idee pärineb 2015. aastal avaldatud Bessec, Fouquau ja Meritet teadustööst, kus tutvustati aegriididel põhinevat päev-ette elektri hinna prognoosimudelit (Bessec *et al.* 2015). Elektri spot-hindadele omaste kompleksete karakteristikutega – mittestatsionaarsus, mittelineaarsus, kõrge volatiilsusega perioodid – arvestamiseks on oluline mudelis kasutada volatiilsuse komponenti (Tan *et al.* 2010; Bunn, Karakatsani 2008). Volatiilsus koefitsiendi kasutamisega mudelis arvestatakse elektri spot-hinnale omase ajas muutuva volatiilsusega (Liu, Shi 2013). Mudelis on tehtud lihtsustus, et Eesti elektri hinna sõltuvus Põhjamaade hüdroreservist ja Soome tuumaelektrijaamade remontidest on lineaarne ning väljendub kuid eristavates fiktiivsetes tunnustes. Vähimruutude meetodit kasutades on Eesti elektri spot-hinna regressioonimudeli parameetrite hinnangud esitatud järgnevas tabelis (Tabel 3). Parameetrite hinnangute standardvigade leidmiseks kasutatakse kohandatud standardvigu, sest heteroskedastiivsust ei õnnestunud likvideerida.

3.4. Tulemused

Tabelis 3 on esitatud Eesti elektri spot-hinna regressioonimudeli parameetrite hinnangud vähimruutude meetodil, kasutades korrigeeritud standardvigu, vaatlusperioodi 06.01.2013–19.02.2020 (n=2601) kohta.

Tabel 3. Eesti elektri spot-hinna regressioonimudeli parameetrite hinnangud ja nende statistiline olulisus vähimruutude meetodil.

Sõltuv tunnus: Y

	Hinnang	Standardviga	t -statistik	t -testi olulisuse tõenäosus	
konstant	17,1992	1,31325	13,100	<0,0001	***
X_1	-0,3043	0,05864	-5,189	<0,0001	***
X_1^2	0,0143	0,00327	4,375	<0,0001	***
X_2	-0,1924	0,08276	-2,325	0,0201	**
P	-6,3954	0,33304	-19,200	<0,0001	***
D_2	-0,2963	0,67529	-0,439	0,6608	
D_3	-0,6968	0,67250	-1,036	0,3002	
D_4	0,9323	0,83344	1,119	0,2634	
D_5	1,7119	0,91423	1,873	0,0612	*
D_6	3,4546	1,10774	3,119	0,0018	***
D_7	2,4971	1,21643	2,053	0,0402	**
D_8	3,0690	1,14985	2,669	0,0077	***
D_9	3,4177	1,03832	3,292	0,0010	***
D_{10}	3,1451	0,88634	3,548	0,0004	***
D_{11}	2,1926	0,82243	2,666	0,0077	***
D_{12}	1,0921	0,78608	1,389	0,1649	
X_3	-9,5974	2,20947	-4,344	<0,0001	***
$Y_{(i-1)}$	0,6284	0,02709	23,19	<0,0001	***

Sõltuva tunnuse keskväärtus	38,539	Sõltuva tunnuse standardhälve	10,588
Jääkide ruutude summa	115581	Mudeli standardviga	6,689
Determinatsioonikordaja R^2	0,603468	Korrigeeritud R^2	0,600859

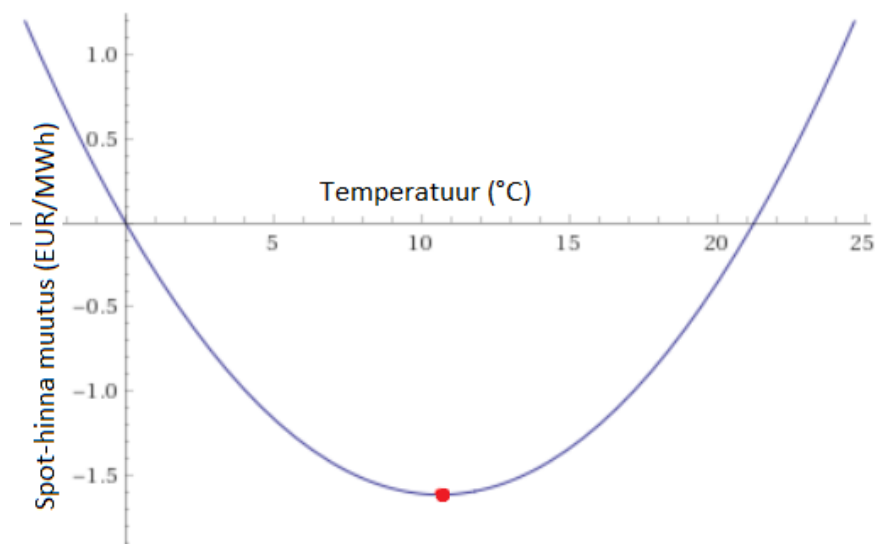
Märkus: *, ** ja *** tähistavad olulisuse nivood vastavalt 0,1; 0,05; 0,01.

Allikas: autori koostatud

Regressioonimudeli parameetrite tõlgendamisel tuleb meeles pidada, et aluseks on jaanuarikuu tööpäev. Parameetrite hinnangud näitavad, et

- puhkepäevadel on Eesti spot-hind 6,4 EUR/MWh madalam võrreldes tööpäevadega;
- mida kõrgem on keskmine päeva tuulekiirus, seda madalam on spot-hind;
- spot-hind sõltub temperatuurist mittelineaarselt, kõige madalam spot-hind on kui temperatuur on 10,6 kraadi (Joonis 12);

- kuised hinnangud on mitteintuitiivsed (talvel odavam kui suvel), kuid tegemist ongi Eesti elektrihindade eripäraga ning mittelineaarne sõltuvus temperatuurist reaalsuses tasandab seda.



Joonis 12. Spot-hinna ja temperatuuri mittelineaarne seos.
Allikas: autori koostatud

Tabelis 4 on toodud Eesti hinnapiirkonna forvardhinnad, kus 2025. aasta Helsinki EPAD hind on võrdsustatud 2024. aasta Helsinki EPAD hinnaga, sest 2025 aasta futuuriga Nasdaq OMX-il veel ei kaubelda. Põhjamaade süsteemihind ja Helsinki EPAD-ide hinnad on 24.02.2020 päevalõpu seisuga.

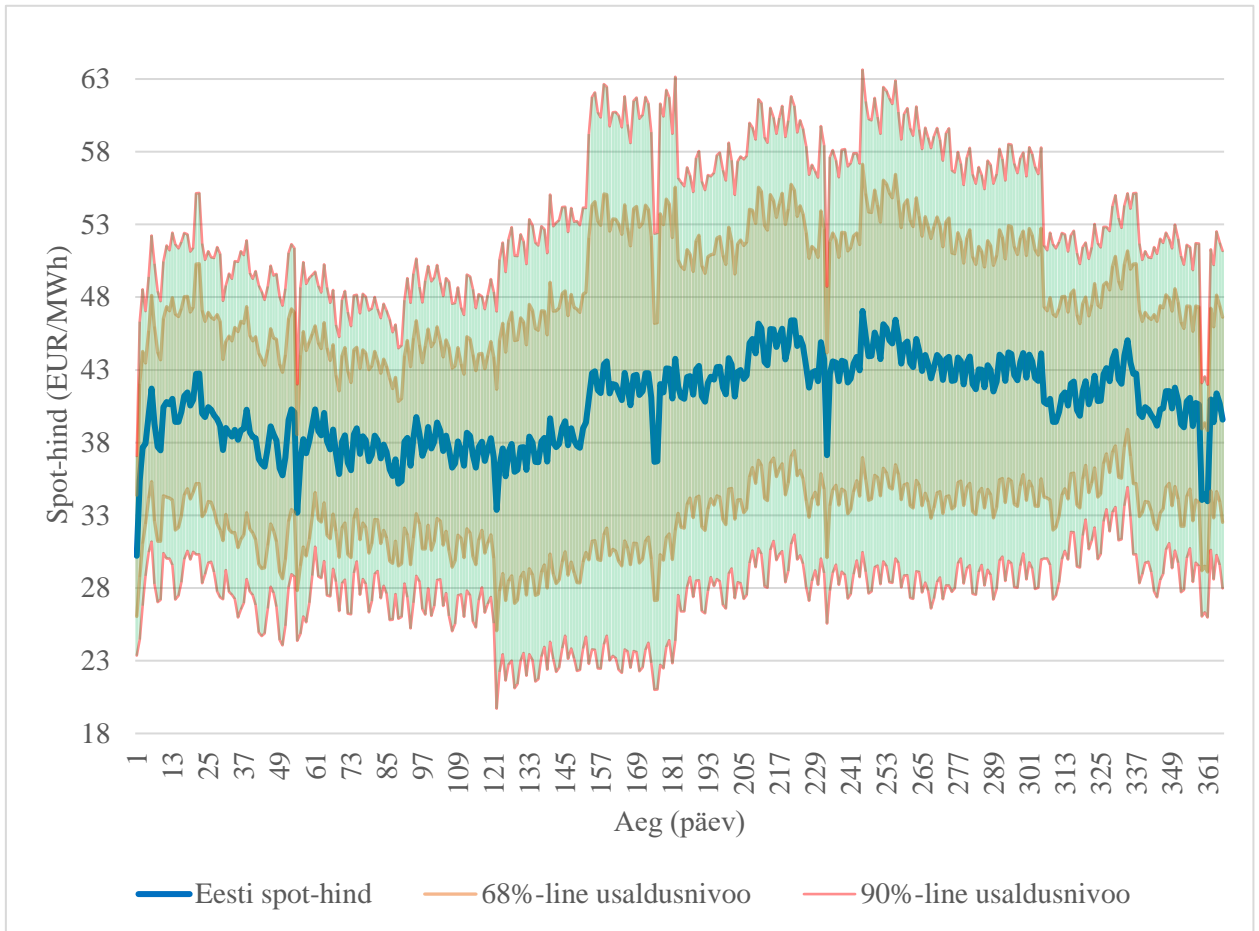
Tabel 4. Eesti hinnapiirkonna forvard-hinnad (EUR/MWh).

Alusaasta	Põhjamaade süsteemihind	Helsinki EPAD	Eesti ja Soome hinna vahe (Tabel 1)	Eesti hinnapiirkonna forvard-hind
2021	27,00	8,60	5	40,60
2022	29,45	4,70	6	40,15
2023	29,25	3,68	7	39,93
2024	29,15	4,15	7	40,30
2025	30,93	4,15	7	42,08

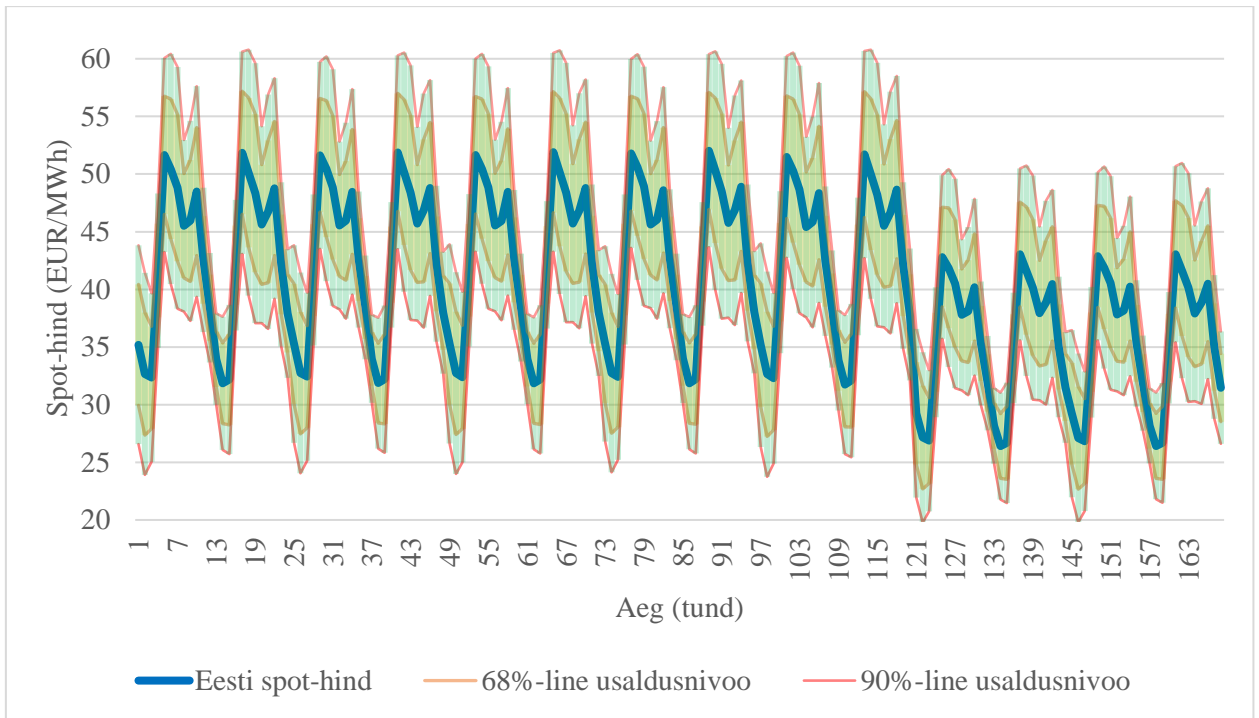
Allikas: Bloomberg Terminal (2020); autori arvutused

Regressioonimudeli parameetrite hinnangute alusel tuletatud Eesti elektri spot-hinnad päeva kaupa perioodil 01.01.2021–31.12.2025. Sisendandmetena kasutab autor 01.01.2013–19.02.2020 päeva keskmisi õhutemperatuure ning tuule-kiiruseid. Õhutemperatuurile on liidetud eeldatav kliimasoojenemise mõju 0,15°C iga järgneva aasta kohta, mille aluseks on 2013–2019 keskmine

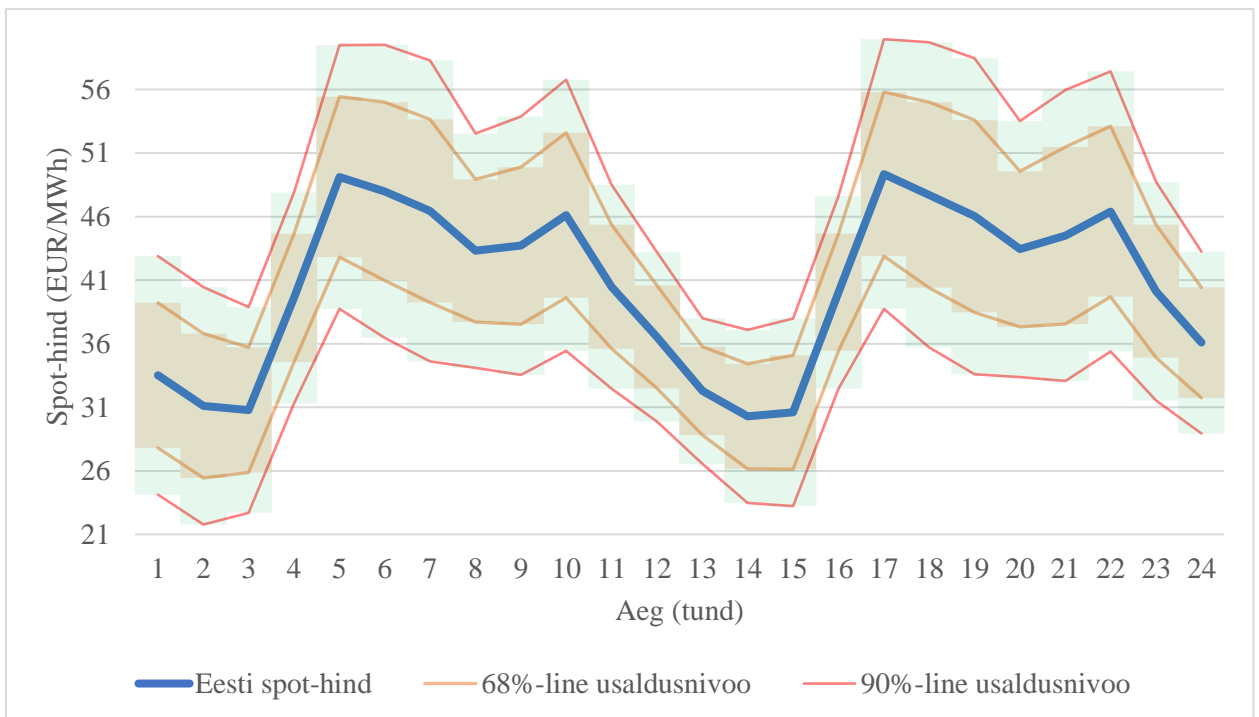
õhutemperatuuri kasv. Seejärel korrigeeritakse regressioonimudeliga tuletatud Eesti elektri spot-hinnad Eesti hinnapiirkonna forward-hindadega. Mudeliga prognoositud Eesti elektri spot-hinnad on kokkuvõtlikult esitatud järgnevatel joonistel (Joonis 13, 14 ja 15).



Joonis 13. Eesti spot-hindade prognoos aasta lõikes.
Allikas: autori koostatud



Joonis 14. Eesti spot-hindade prognoos nädala lõikes.
Allikas: autori koostatud



Joonis 15. Eesti spot-hindade prognoos päeva lõikes.
Allikas: autori koostatud

Käesolevas peatükis prognoositi Eesti elektri spot-hinnad iga tunni kohta perioodil 2021–2025. Teades elektri tarnimise hindu iga tunni kohta, prognoositakse järgmises peatükis Eesti põlevkivielektri jaamade tootmismahutused (peatükk 4.).

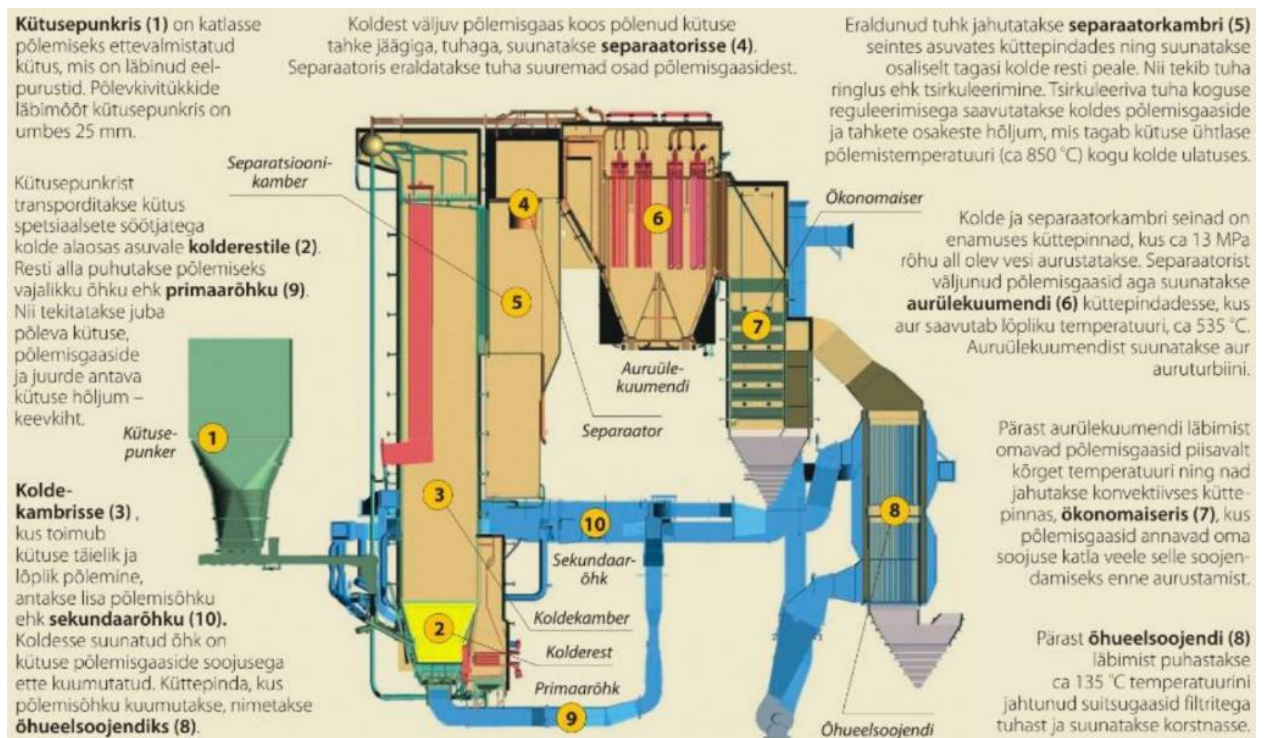
4. EESTI PÕLEVKIVIELEKTRIJAAMADE TOOTMISMAHU PROGNOOS ELEKTRIHINNA PROGNOOSIST LÄHTUVALT

Eesti põlevkivielektriijaamade tootmismahu prognoosimisel tuleb arvestada, et alates 2018 aasta CO₂ emissioonikvootide hinnatõusust on elektriturul CO₂-intensiivsete tootmiste konkurentsivõime oluliselt vähenenud. 2015. aastal suleti Balti elektriijaama 9. ja 10. plokk ning 2020. aastal suletakse veel Eesti elektriijaama 1. ja 2. plokk ning veel kaks tolm põletusplokki. Plokkide sulgemine tuleneb Euroopa Liidu tööstusheitmete direktiivi piirangust, mille järgi täituvad enam kui 50-aastastel tolm põletusplokkidel töötunnid. Selle tulemusena kaob turult ligi 600 MW tootmisvõimsust ning alles jääb Narva elektriijaamades 1500 MW tootmisvõimsust. (Eesti Energia 2019)

4.1. Eesti põlevkivielektriijaamade minimaalne tootmismah

Põlevkivielektriijaama näol on sisuliselt tegemist katlaga, kus põletatakse põlevkivi (ka uttegaasi, biomassi jm), saadud kuumust kasutatakse vee aurustamiseks ning aur suunatakse auruturbiini, mis genereerib elektrit (Joonis 16).

Põlevkivielektriijaama tootmisvõimsust on üsna lihtne reguleerida läbi kütuse ja juurdevoolava õhu muutmisega jm teguritega. Siiski eeldab tootmisvõimsuse kiire reguleerimine seda, et katel juba töötab. Katla uuesti käivitamine on see-eest kulukas ja aeganõudev. Sellest tulenevalt ei panda kõiki plokkide alati seisma ning plokkid töötavad miinimumkoormusel, isegi kui elektrihind on mõnda aega alla muutuvkulude. Lisaks põletatakse põlevkivielektriijaamades uttegaasi, mis tekib põlevkiviõli tootmisel kõrvalproduktina. Uttegaasi on keeruline ladustada ja transportida ning keemiatööstuses ei kasutata nii suures koguses uttegaasi ära, mistõttu kasutatakse seda elektri- ja soojusenergia tootmiseks. (Konist *et al.* 2014)



Joonis 16. Tsirkuleeriva keevkihiga (CFB – *Circulating Fluidized Bed*) põlevkivikatel.
Allikas: Siirde (2017)

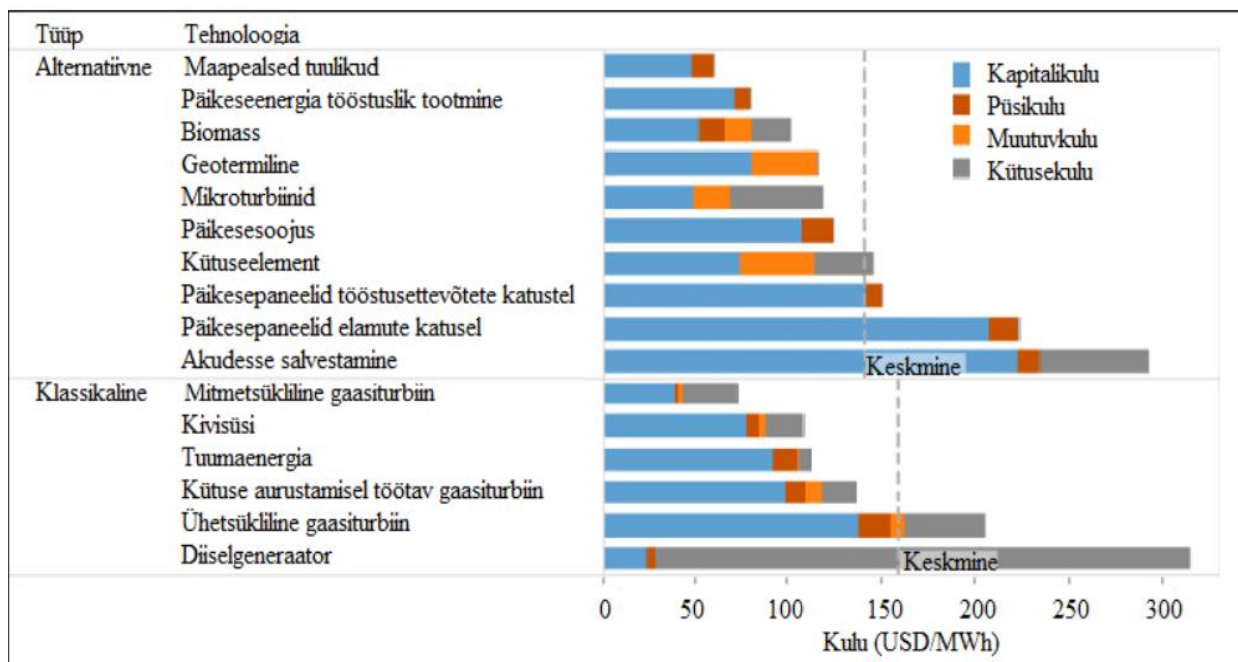
Enefit-280 on Eesti Energia uusim õlitootmiseseade, mis on ühendatud keevkihttehnoloogial põhineva põletusseadmega, mille tulemusena suudetakse põlevkivi varasemast efektiivsemalt ära kasutada. Enefit-280 põlevkiviõli tootmisel tekkiva uttegaasi kogusega toodetakse elektrit keskmiselt umbes 35-40 MWh/h (Konist *et al.* 2014). Põlevkivi aastaraamatu andmetel moodustab Enefit-280 toodang umbes 18% kogu Eesti põlevkiviõli toodangust (Põlevkivi Aastaraamat 2018). Nende andmete põhjal toodetakse Eestis keskmiselt ligikaudu 200 MWh/h elektrit uttegaasist, mida põletatakse koos põlevkivi ja biomassiga.

Enefit-280 põlevkiviõli tootmisel tekkiva uttegaasi kogusega toodetakse elektrit keskmiselt umbes 35-40 MWh/h. Põlevkivi aastaraamatu andmetel moodustab Enefit-280 toodang umbes 18% kogu Eesti põlevkiviõli toodangust. Nende andmete põhjal toodetakse Eestis keskmiselt ligikaudu 200 MWh/h.

4.2. Eesti põlevkivielektrijaamade muutuvkulu

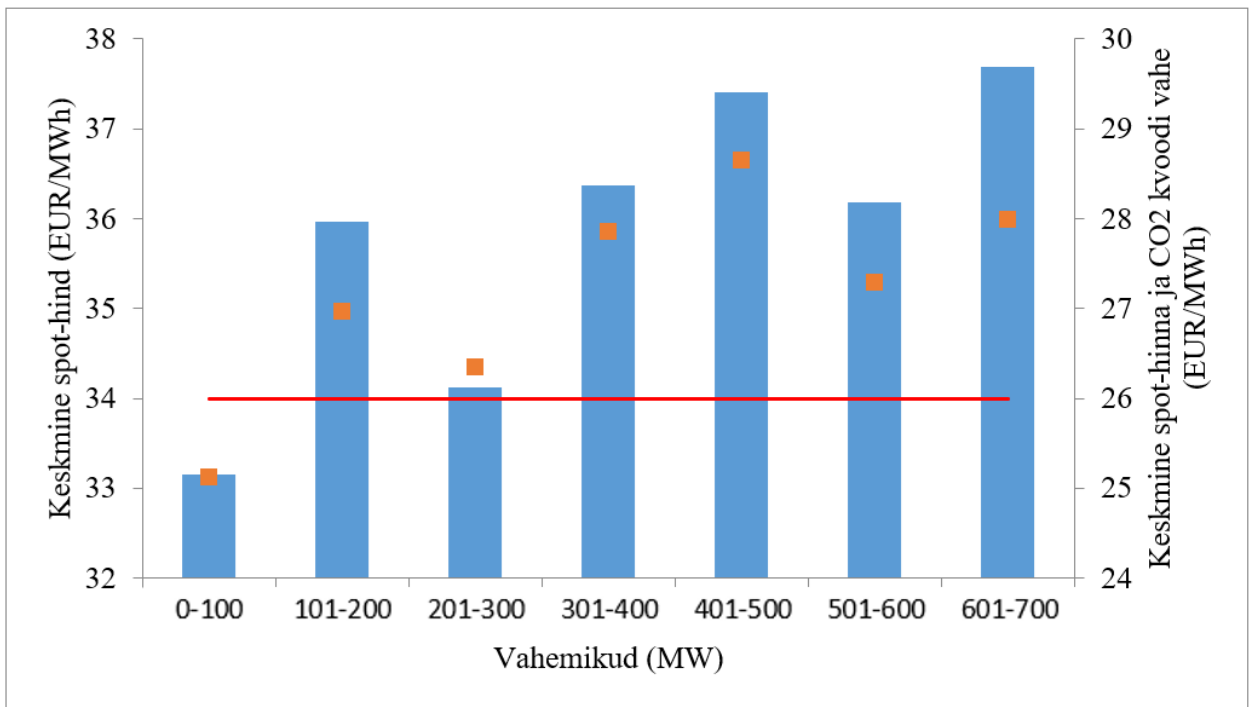
Eesti põlevkivielektrijaamade tootmismahdade prognoosimiseks tuleb hinnata nende elektrijaamade muutuvkulud, millest madalamalt elektrijaamades ei ole majanduslikult

otstarbekas elektrit toota. Elektritootmises on peamised muutuvkulu komponendid kütus (st põlevkivi jm), CO₂ emissioonikvoot ja keskkonnatasud. Muutuvkulu määramine tsirkuleeriva keevkihiga põlevkivielektrijaamadele ja tolmpõletusplokkidele on oluline, sest elektribörsil reastatakse müügipakkumised elektritootmisallika muutuvkulu alusel. Elektribörsil pääsevad esimesena elektrit müüma kõige väiksema muutuvkuluga tootjad (Joonis 17). (Riigikontroll 2012)



Joonis 17. Keskmised tootmiskulud tehnoloogiate kaupa. Sinine on kapitalikulu, punane on fikseeritud hoolduskulu, oranž ja hall on muutuvkulud.
Allikas: Abbadi (2017); autori tõlgitud

Tegelikkuses on hetkeolukord selline, et gaasi hinna languse ja CO₂ emissioonikvoodi hinna tõusu tõttu on gaasijaamade muutuvkulu väiksem kui söe- ja põlevkivielektrijaamadel, mis muudab olukorra Eesti põlevkivielektrijaamade jaoks veelgi kehvemaks. CFB põlevkivielektrijaamade hinnanguline muutuvkulu on esitatud järgmisel joonisel (Joonis 18).



Joonis 18. Eesti CFB tootmine vahemike kaupa perioodil 2015–2019. Sinise tulba kõrgus näitab keskmist spot-hinda vastavalt CFB tootmisvahemikele. Oranžid punktid näitavad keskmist spot-hinna ja CO₂ emissioonikvoodi hinna vahet vastavalt CFB tootmisvahemikele ning punane joon on hinnanguline muutuvkulu.

Allikas: autori koostatud

Toetudes ajaloolistele tootmisandmetele on CFB põlevkivielektrijaamade hinnanguline muutuvkulu 26 EUR/MWh (Joonis 18). Vastavalt CFB- ja tolmpõletusplokkide kasutegurite suhtele on tolmpõletusplokkide hinnanguline muutuvkulu 34,6 EUR/MWh. CFB tehnoloogial põhinevate põlevkivielektrijaamade kasutegur on 0,4 ning tolmpõletusplokkide kasutegur on 0,3 (Keskkonnaministeerium 2016).

Tootmisprognoosi aluseks on, et CFB-plokkid pääsevad turule siis, kui Eesti elektri spot-hinna ja CFB-plokkide CO₂-intensiivsuskoeffitsiendiga korrigeeritud CO₂ emissioonikvoodi hinnavahe on suurem kui 26 EUR/MWh, tolmpõletusplokkid pääsevad turule kui hinnavahe on suurem kui 34,6 EUR/MWh. Muutuvkulu arvutamisel ning prognoosi baasstsenaariumis on CFB-plokkide CO₂-intensiivsus 900g/kWh (Elering 2014) ning tolmpõletusplokkide CO₂-intensiivsus 1150g/kWh (Roos, Siirde 2007).

4.3. Mudelis kasutatavad muutujad ja metoodika

Prognoositud Eesti spot-hindade, CO₂ forvard-hindade ja põlevkivielektriijaamade piirhinna alusel saab hinnata, kui tihti CFB- ja tolmpõletusplokkidega toodetud elektrienergia turule pääseks. Toodangu prognoosimisel arvestatakse uttegaasi põletamisest tuleneva minimaalse tootmiskogusega, ajalooliste andmete pealt arvutatud üles ja alla koormamise võimekusega ning kinnitatud kui ka eeldatavate remondiplaanidega. Üles ja alla koormamise võimekus väljendab maksimaalset põlevkivielektriijaama tootmisvõimsuse muutuse suurust ühe tunni jooksul.

Eesti põlevkivielektriijaamade tootmise prognoosimudeli sisendiks on:

- 1) varasemalt prognoositud Eesti spot-hinnad (peatükk 3.2.1.);
- 2) CFB- ja tolmpõletusplokkide muutuvkulu, vastavalt 26 ja 34,6 EUR/MWh (peatükk 4.2.);
- 3) CFB- ja tolmpõletusplokkide CO₂-intensiivsused, vastavalt 0,9 ja 1,15 tonni/MWh (Elering 2014; Roos, Siirde 2007);
- 4) CO₂ forvard-hinnad 6.03.2020 seisuga (Bloomberg Terminal 2020);
- 5) uttegaasi põletamisest tulenev miinimumkoormus, hinnanguliselt 200 MW (peatükk 4.1);
- 6) CFB- ja tolmpõletusplokkide maksimumkoormus;
- 7) üles ja alla koormamise määr.

Maksimumkoormus on määratud CFB- ja tolmpõletusplokkide 2019. aasta tunniste tootmiskoguste 95-protsentiiliga, vastavalt 650 ja 850 MW. Üles ja alla koormamise suurused on samuti määratud 2019. aasta tunniste tootmiskoguste muutuste 95- ja 5-protsentiiliga, CFB 80 MW ja tolmpõletusplokkide puhul 150 MW. Autor on maksimumkoormuse ning üles ja alla koormamise suurused määranud 2019 andmete alusel, sest autori arvates väljendavad need suurused hetke ja tuleviku olukorda paremini kui teoreetilised numbrid, mis väljendavad kriitilisi piire. Autor on teadlik, et teoreetilised kriitilised piirid erinevad 2019. aasta andmete alusel määratud suurustest (Neshumayev *et al.* 2018; Leppiman 2002).

Põlevkivielektrijaamade tootmismahu prognoosimudelil on iga tunni tootmiskogus määratud valemiga:

Kui $P_i > (S_i - I \times C_i)$, siis
 $Y_i = \text{MAX}(Y_{(i-1)} - K; K_{\text{min}})$

Kui $P_i \leq (S_i - I \times C_i)$, siis
 $Y_i = \text{MIN}(Y_{(i-1)} + K; K_{\text{max}})$

(3)

kus

Y_i – CFB või tolm põletusplokkide tunnine tootmiskogus (MW),

P_i – CFB või tolm põletusplokkide muutuvkulu (EUR/MWh),

S_i – Eesti tunnine elektri spot-hind (EUR/MWh),

I – CFB või tolm põletusplokkide CO₂-intensiivsuskoeffitsient (tonni/MWh),

C_i – CO₂ emissioonikvoodi forward-hind (EUR/tonn),

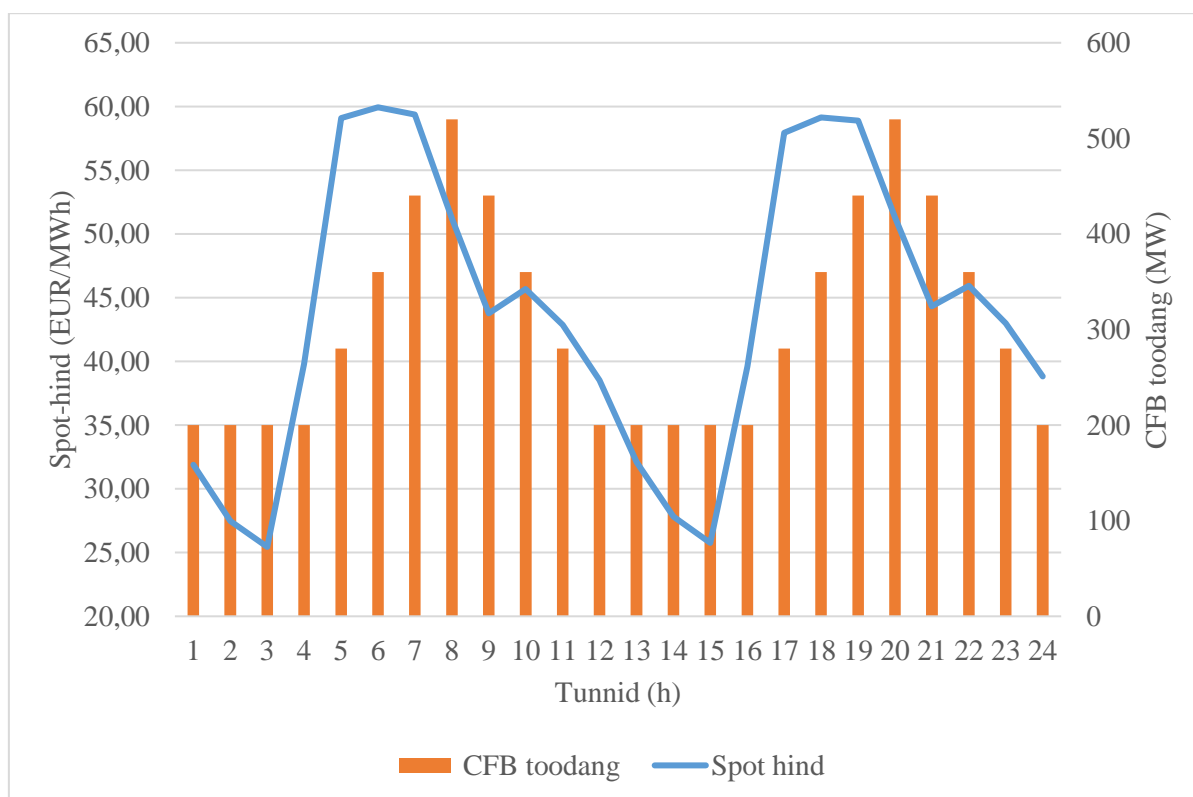
K – plokkide üles ja alla koormamise määr (MW),

K_{min} – uttegaasi põletamisest tulenev miinimumkoormus (MW),

K_{max} – CFB või tolm põletusplokkide maksimumkoormus (MW).

4.4. Prognoosimudeli tulemused

Järgneval joonisel on toodud välja CFB-plokkide prognoosimudeli tulemused päevasise kõikumise visualiseerimiseks (Joonis 19).



Joonis 19. Prognoositud CFB tootmine ja spot-hind tundide kaupa 29.06.2021.

Allikas: autori koostatud

Baasstsenaariumi tulemused näitavad, et perioodil 2021–2025 pääseksid CFB-plokid eeldatavalt turule 21,9% ajast, tootes 5 aasta peale kokku 3841 TWh elektrit ehk keskmiselt 87,7 MW ühes aastas. Remondiplaanidega arvestades on see kogus vastavalt 3213 TWh ning 73,4 MW. Arvestades ka uttegaasist tuleneva miinimumkoormusega, toodaksid CFB-plokid 5 aasta peale kokku 10761 TWh elektrit ehk keskmiselt 245,7 MW aastas. Tolmpõletusplokid pääseksid turule ainult 0,05% ajast, tootes 5 aasta peale kokku 5,9 TWh ehk keskmiselt 0,13 MW aastas. Arvestades, et suve kuudel suunatakse pool uttegaasist genereeritava elektri kogusest CFB-plokkidest tolmpõletusplokkidesse, sest üks kolmest CFB-plokist on remondis, siis kasvaks toodang 1110 TWh-ni ehk keskmiselt 25,3 MW aastas. Kokkuvõtlikud tulemused põlevkivielektri jaamade tootmismahu prognoosist on esitatud järgnevas tabelis (Tabel 5). Tulemused teiste stsenaariumite kohta on esitatud Lisades 3 ja 4.

Tabel 5. Põlevkivielektri jaamade tootmismahu prognoos baasstsenaariumi korral perioodil 2021–2025.

	CFB	Tolmpõletus
Turule pääsemise %	21,9%	0,05%
Kogu toodangumaht (TWh)	3212,5	5,85
Keskmine toodang aastas (MW)	73,4	0,13
Kogu toodangumaht arvestades uttegaasist tuleneva miinimumkoormusega (TWh)	10761,3	1109,85
Keskmine toodang aastas arvestades uttegaasist tuleneva miinimumkoormusega (MW)	245,7	25,34

Allikas: autori koostatud

Reaalsuses planeeritakse ka uttegaasist toodetava elektri tootmismahutusi tundidele, kui spot-hind on kõrgem. Seeläbi maksimeeritakse põlevkiviõli tootmisel kõrvalproduktina eraldunud uttegaasi väärindamise kasumlikkust. Kuna eelnevalt väljatoodud asjaoluga arvestamine uttegaasist toodetava elektri kogumahtu ei muuda, siis käesoleva töö puhul sellega arvestamine lisaväärtust ei paku.

4.5. CO₂ heitmeid püüdva tehnoloogia mõju analüüsi lähteandmed ja meetodika

RiTa projekti ClimMit raames uuritakse CO₂ heitmeid püüdva tehnoloogia mõju põlevkivielektri jaamade näitel. CO₂ heitmeid püüdvaid tehnoloogiaid on erinevaid, millest antud

töös analüüsitakse põlevkivielektri jaamade puhul *OxyFuel* CO₂ püüdmise tehnoloogia majanduslikku tasuvust. Projekti raames saadud sisendandmed *OxyFuel* tehnoloogia kohta on esitatud järgnevas tabelis (Tabel 6).

Tabel 6. *OxyFuel* CO₂ püüdva tehnoloogia andmed CFB- ja tolmpõletusplokkide kohta.

	CFB	Tolmpõletus
Püsikulud aastas installeeritud võimsuse kohta (tEUR/MW)	87,28	123,90
Muutuvkulud (EUR/MWh)	12,13	12,12
CO ₂ emissiooni püüdmise võimekus (tonni/MWh)	0,76	0,80

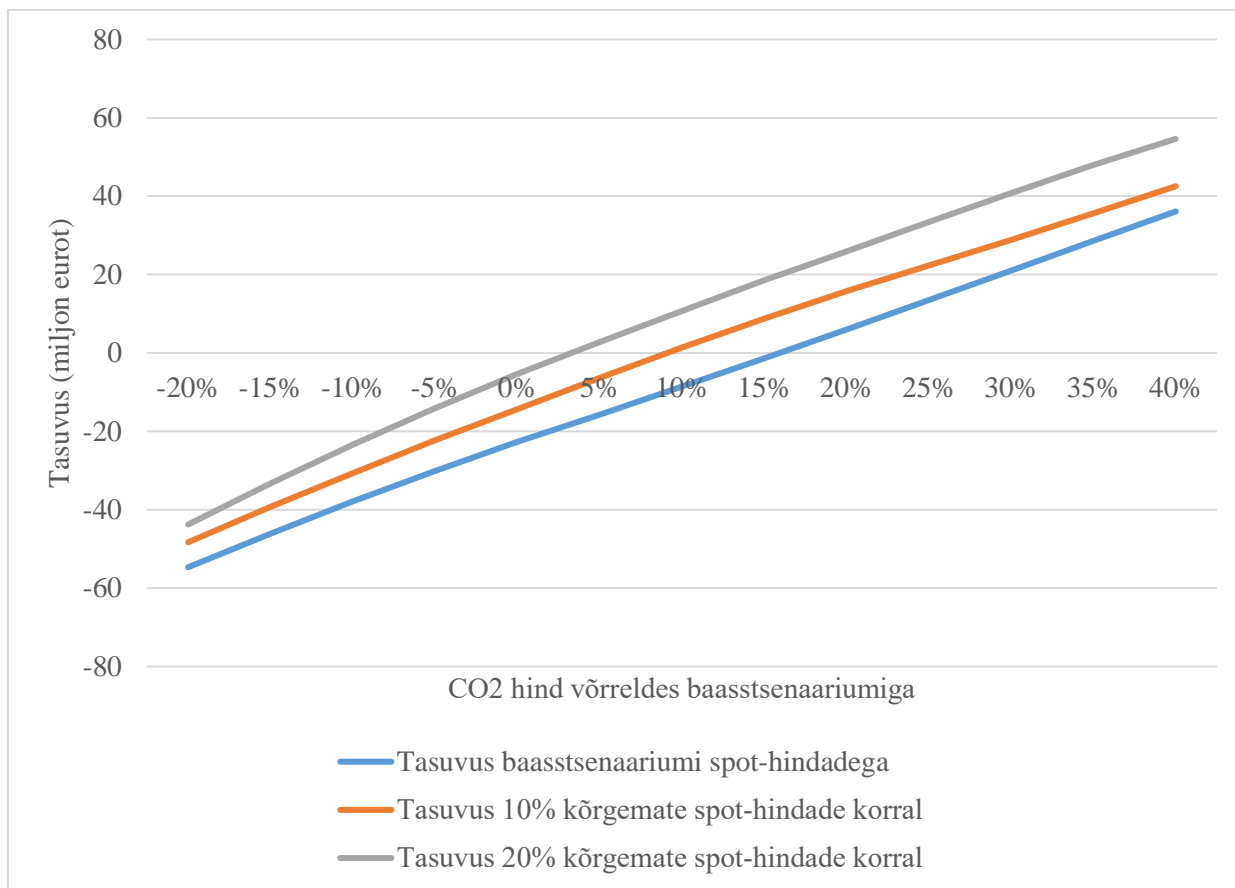
Allikas: RiTa projekt ClimMit (2020) esialgsed analüüsitulemused; autori arvutused

CFB- ja tolmpõletusplokkide prognoositud tootmismahude, CO₂ forvard-hinna, CO₂-intensiivsuse ja eelnevas tabeli esitatud andmete alusel saab analüüsida *OxyFuel* tehnoloogia ligikaudset majanduslikku mõju põlevkivielektri jaamade toodangu turupotentsiaalile. *OxyFuel* tehnoloogia kasutamisega kaasnevad nii püsi- kui ka muutuvkulud. Samas on tehnoloogiat kasutades põlevkivielektri jaamade CO₂ emissioon väiksem ning seeläbi kuulub väiksem hulk CO₂ emissioonikvoote loovutamisele. Kui CO₂ emissioonikvoote peab vähem loovutama, siis tuleb neid algselt vähem osta või tekib võimalus olemasolevad emissioonikvoodid maha müüa. Teades CO₂ emissioonikvoodi hindu Euroopa Liidu kasvuhooonegaaside heitkoguste kauplemise süsteemis, saab välja arvutada ligikaudse tulu, mis kaasneb *OxyFuel* tehnoloogiat kasutades. Lihtsustatud võrdlusanalüüsi idee seisneb *OxyFuel* tehnoloogia kasutamisel kaasneva kogukulu võrdlemisel CO₂ püüdmisest tuleneva emissioonikvootide kulu säästuga.

4.6. CO₂ heitmeid püüdva tehnoloogia mõju analüüsi tulemused

Analüüsi tulemused näitavad, et *OxyFuel* tehnoloogiat ei tasuks puhtalt majanduslikel turutingimustel soetada kogu installeeritud põlevkivielektri jaamade võimsusele, sest kõrged püsikulud muudavad tehnoloogia kasutamise majanduslikult mittetasuvaks. CFB-plokkide puhul tasuks antud lihtsustatud eeldustel tehtud analüüsi tulemusel tehnoloogia end ära, kui tehnoloogia on installeeritud 300 MW ulatuses CFB-plokkidele ning CO₂ emissioonikvootide hind tõuseb 20% võrreldes baasstsenaariumiga. Projekti majanduslikule tasuvusele aitab kaasa ka Eesti elektri spot-hindade tõus, sest siis pääsevad põlevkivielektri jaamad rohkem turule. Eelneva CFB näite ja

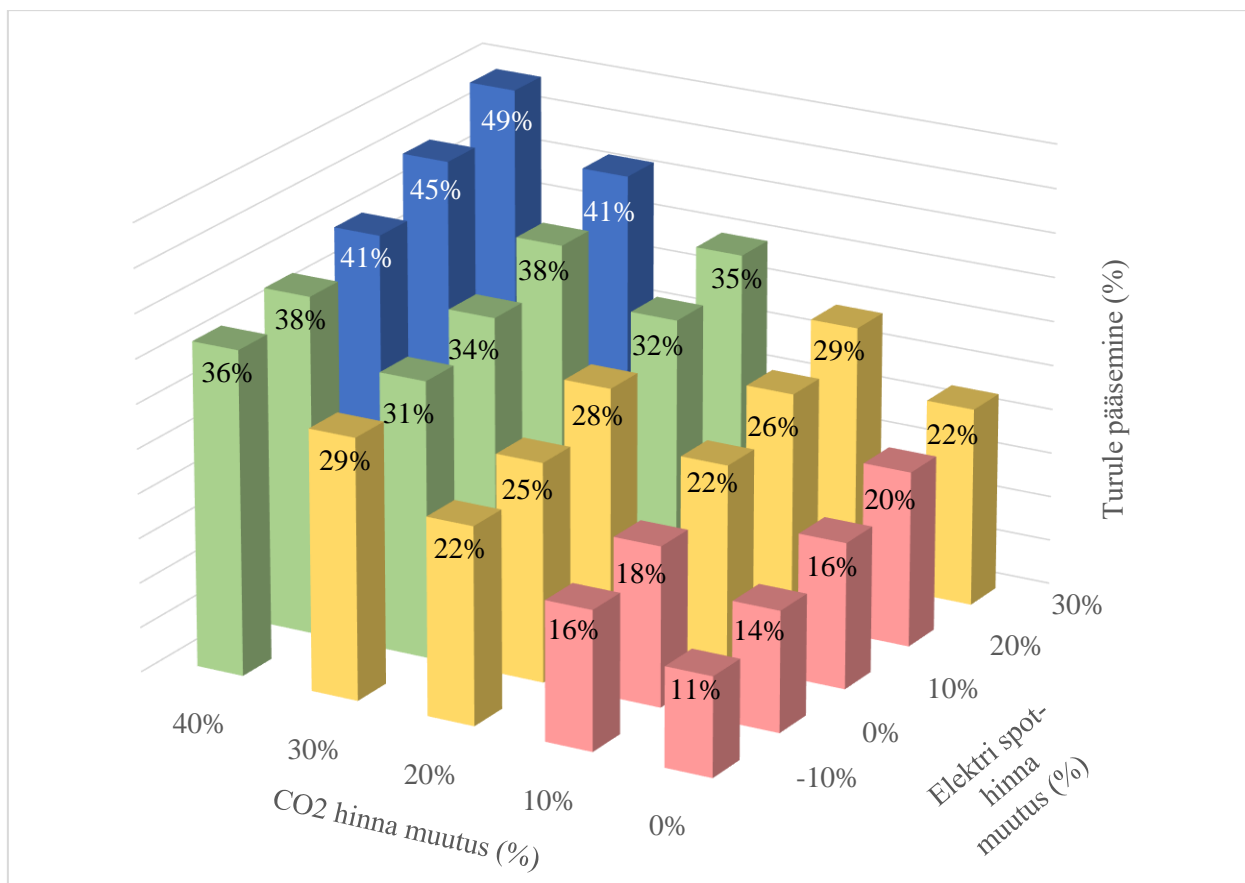
lihtsustatud eelduste puhul võib CO₂ püüdmine osutada potentsiaalselt majanduslikult tasuvaks ka siis, kui Eesti elektri spot- ja CO₂ emissioonikvoodi hinnad tõusevad 10% võrreldes baasstsenaariumiga (Joonis 20).



Joonis 20. *OxyFuel* CO₂ püüdva tehnoloogia majanduslik tasuvus CFB-plokkidel 300 MW ulatuses.

Allikas: autori koostatud

Kui keskkonnavalastest nõuetest lähtuvalt tekiks vajadus CO₂ püüdmistehnoloogiat rakendada, siis see mõjutaks CFB-plokkide turule pääsemist järgnevalt (Joonis 21). Võrdluseks, *OxyFuel* tehnoloogiat mitte kasutades pääseksid CFB-plokkid baasstsenaariumi puhul turule 21,9% ajast (peatükk 4.3.1.).



Joonis 21. CFB-plokkide turule pääsemine *OxyFuel* CO₂ püüdmistehnoloogiat kasutades CFB-plokkidel 300 MW ulatuses.

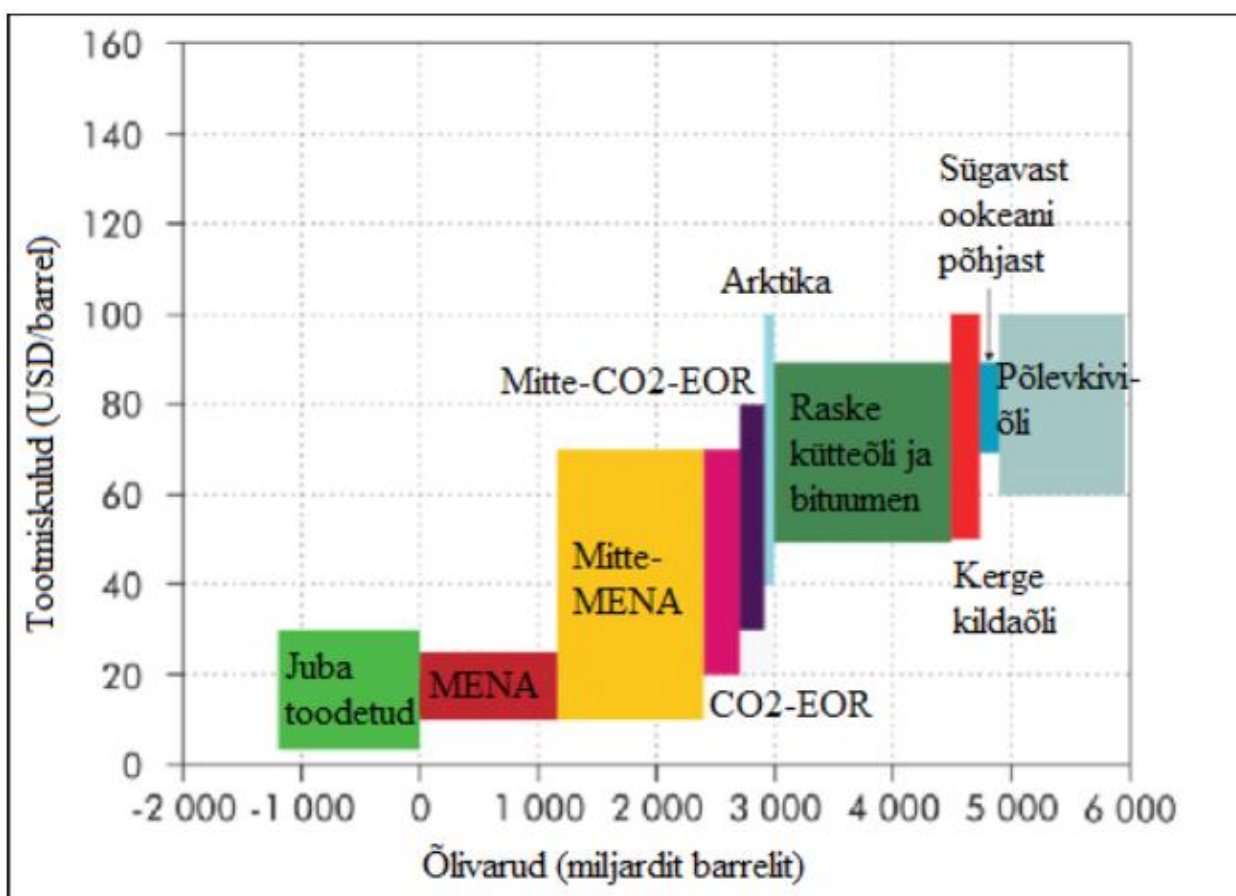
Märkus: CO₂ emissioonikvootide ja elektri spot-hinna muutust on väljendatud võrreldes baasstsenaariumiga.

Allikas: autori koostatud

Tolmpõletusplokkide töös-hoidmine ei ole ka *OxyFuel* tehnoloogiat kasutades majanduslikult tasuv, sest kõrgete muutuvkulude ja prognoositud spot-hindade alusel ei pääse plokkid turule teiste elektri tootmise viisidega konkureerima.

5. EESTI PÕLEVKIVIÕLI TOOTMISMAHU PROGNOOS

Põlevkivist õli tootmine on üks kallimaid viise õli tootmiseks. Tootmiskulude poolest samas suurusjärgus on toornafta pumpamine sügavast ookeani põhjast, õlilivadest õli tootmine ning kildaõli tootmine (Joonis 22).



Joonis 22. Õli tootmise kulud tootmisviiside kaupa.

Märkus: *Middle East and North Africa* (MENA) ehk Kesk-, Ida- ja Põhja-Aafrika õlivarud; mitte-MENA ehk muud klassikaliselt kättesaadavad õlivarud; *Enhanced Oil Recovery* (EOR) ehk alternatiivne õlipuurimise viis, mida on võimalik teha nii CO₂ abiga (CO₂-EOR) kui ka ilma (mitte-CO₂-EOR).

Allikas: IEA (2013), Resources to Reserves; autori tõlgitud

Et põlevkiviõli tootmine on teiste tootmisviiside kõrval suhteliselt kallis, siis sõltuvad tootmismahud nafta maailmaturu hinnast. Maailmas on nafta tarbimine hiljuti veel kasvavas trendis olnud ning nafta maailmaturu hinda ei dikteeri enam ainult üksikud riigid ja tootmistehnoloogiad, vaid ka kallimad alternatiivsed tootmistehnoloogiad (Lairson, Skidmore

2017). Kallimate alternatiivsete tootmistehnoloogiate alla käivad sügavast ookeani põhjast nafta puurimine, kildaõli tootmine, õliliiivadest õli pumpamine ning ka põlevkivist õli tootmine. Järelikult konkureerib põlevkiviõli just eelnevalt mainitud tootmistehnoloogiatega ning seetõttu määravad põlevkiviõli jätkusuutlikkuse tootmiskulude minimeerimine, kogu tootmisprotsessi efektiivsuse maksimeerimine, keskkonnasäästlikkus ning tehnoloogia areng tootmaks järjest madalama väävlisisaldusega põlevkiviõli.

5.1. Eesti põlevkiviõli tootmist mõjutavad tegurid

Põlevkiviõli tootmiskulu koosneb alljärgnevalt (Aarna 2013; Siirde 2013):

- 1) põlevkivi hind koos ressursi-tasudega;
- 2) kapitali-kulu;
- 3) keskkonnamaksud;
- 4) tööjõukulu;
- 5) investeeringud prügilasse, puhastus- ja teistesse infrastruktuuri-seadmetesse;
- 6) põlevkiviõli järeltötlusel vesiniku tarbimisest tingitud kulu;
- 7) tuha ja õli ladustamisega seotud kulu.

Siirde (2013) hindas Eestis toodetava põlevkiviõli tootmiskuluks 374,7 EUR/tonni õli kohta. Eesti Vabariigi Valitsus on hinnanud, et 240 EUR/tonni kohta on kaetud vaid õlitootmiseks hädavajalikud kulud (Valitsus 2016).

Lisaks mõjutab põlevkiviõli tootmiskulu CO₂ emissioonikvoodi hind ja CO₂-intensiivsus. Eesti Energia ja Kiviõli Keemiatööstuse 2018. ja 2019. aasta välisõhu saastamisega seotud tegevuse aruannete järgi paisatakse õhku 1,9 tonni CO₂-te ühe tonni põlevkiviõli tootmisel, mis on ligi 0,2 tonni/MWh (Enefit 2019; KKT Oil 2019).

5.2. Mudelis kasutatavad muutujad ja meetoodika

1%-lise väävlisisaldusega kütteõli forvard-hindade, CO₂ forvard-hindade, CO₂-intensiivsuse ja põlevkiviõli tootmisjaamade piirhinna alusel saab hinnata, mis perioodidel põlevkiviõli tootmismahd suureneb või väheneb. Toodangu prognoosimisel võetakse aluseks eelneva perioodi

(kuu) tootmiskaht, mis korrutatatakse läbi eeldatava tootmiskaahu kasvu või kahanemise %-ga, mis on arvutatud Eesti põlevkiviõli tootmiskahtude 2011–2019 andmete alusel.

Autor on teadlik alternatiivsetest meetoditest, kuidas põlevkiviõli tootmiskahte prognoosida, kuid eelkõige just põlevkiviõli toodangu ja turu avalike andmete puudulikkuse tõttu otsustas autor ülalmainitud meetodi kasuks. Näiteks üheks alternatiivseks meetodiks oleks Eesti Vabariigi Valitsuse poolt hinnatud piirhinna asemel hinnata kõikide kulukomponentide suurused eraldi, saades teada põlevkiviõli tootmise püsi- ja muutuvkulud (peatükk 5.1.). Lisaks püsi- ja muutuvkulude hindamisele tuleks määrata põlevkiviõli ladustamise võimekus ja selle kulu. Teades kõiki kulusid, saaks teada põlevkiviõli tootmise omahinna, mida tuleks võrrelda maailmaturul kehtivate kütteõli hindadega:

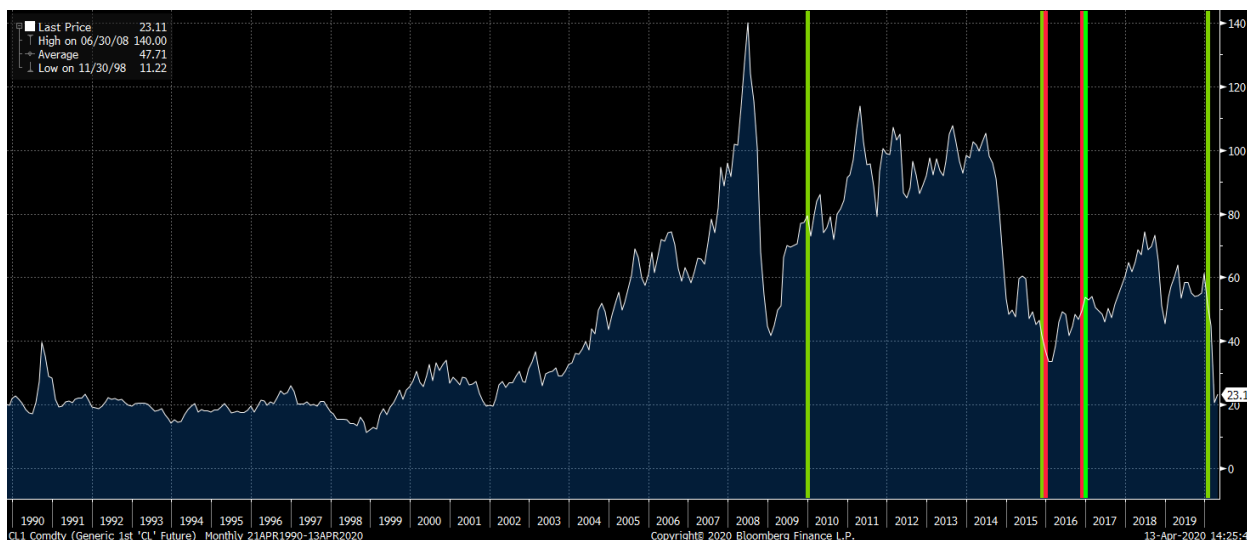
- Tootmiskaht kasvab, kui maailmaturu kütteõli hinnad on kõrgemad kui tootmise omahind.
- Tootmiskaht jääb samale tasemele, kui maailmaturu kütteõli hinnad on madalamad kui tootmise omahind, kuid toodangut on võimalus ladustada.
- Tootmiskaht langeb, kui ladustada enam pole võimalik ning maailmaturu kütteõli hinnad on omahinnast madalamad.

Perioodil 2007–2019 oli Statistikaameti (2020) andmetel Eestis põlevkiviõli laojääk kõige suurem 2018. aasta mais, kui laojääk oli 36,4 tuhat tonni põlevkiviõli. Sama perioodi laojäägi mediaan ja keskmine on vastavalt 9 ja 10 tuhat tonni. Praeguste tootmiskahtude juures on see ligikaudu üks kolmandik Eesti põlevkiviõli kuisest toodangust. Kui teha eeldus, et Eesti põlevkiviõli ladustamisvõimekus on pool Eesti põlevkiviõli kuisest toodangust (Statistikaamet 2020) ning kulude põhine põlevkiviõli omahind on sarnane Valitsuse poolt hinnatud piirhinnale (Valitsus 2016), siis ladustamisvõimekusega arvestav alternatiivne prognoosimise meetod annab väga sarnase tulemuse antud töös kasutatava meetodiga.

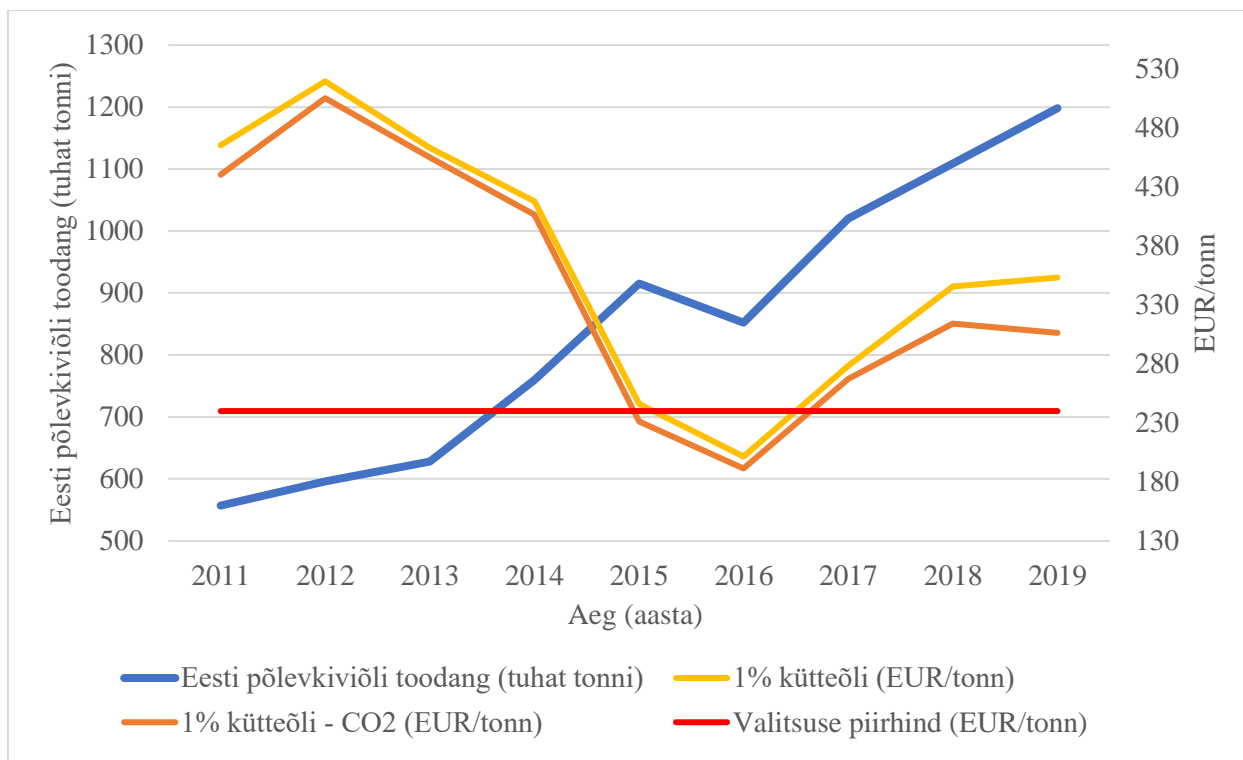
Prognoosimudel is arvestatakse ka võimalike uute investeeringutega, mille tulemusena suureneb Eesti põlevkiviõli toodang, näiteks Valitsuse poolt toetatav uue õlitehase ehitamine Auveresse, mis eeldatavalt valmib aastal 2024 (Riigikogu 2020). Õlitootmine on süsinikulekkega tootmine ning autor on teadlik, et teatud mahus saadakse tasuta CO₂ emissioonikvoote Euroopa Liidult. Prognoosimudel is ei arvestata nende tasuta kvootidega, sest sellisel juhul võib puht majanduslikult tekkida olukord, kus õlitootmise asemel on kasumlikum õlitootmine peatada ning tasuta saadud kvoodid Euroopa Liidu kasvuhooonegaaside heitkoguste kauplemise süsteemis maha müüa.

Eesti põlevkiviõli toodangu prognoosimisel võetakse aluseks:

- 1) Eesti Vabariigi Valitsuse poolt antud põlevkiviõli tootmise piirhind, milleks on 240 EUR/tonni õli kohta (Valitsus 2016);
- 2) CO₂ forward-hinnad 09.04.2020 seisuga (Bloomberg Terminal 2020);
- 3) 1% väävlisisaldusega kütteõli kuised forward-hinnad 13.04.2020 seisuga (Bloomberg Terminal 2020);
- 4) Eesti põlevkiviõli tootmismahu kasv aastatel 2011–2015 ja 2017–2019, eeldades, et kasv on tingitud lisainvesteeringutest, mida toetas suhteliselt kõrge maailmaturu kütteõli hind (Joonis 23). Keskmine kasvumäär nendel aastatel on 12,9%.
- 5) Eesti põlevkiviõli tootmismahu kahanemine aastal 2016, eeldades, et langus on tingitud suhteliselt madalast maailmaturu kütteõli hinnast (Joonis 23) olles madalamal kui Eesti Vabariigi valitsuse poolt hinnatud tootmise piirhind (Joonis 24). Langusmäär 2016. aastal on 6,9%.
- 6) Eesti põlevkiviõli tootmisjaamade CO₂-intensiivsus, milleks on 1,9 tonni CO₂ ühe tonni kütteõli kohta (peatükk 5.1.).



Joonis 23. WTI nafta hind maailmaturul 1991–2020. Roheliste/punaste vertikaalsete joontega on märgitud perioodid, kui Eesti põlevkiviõli tootmismahud kasvas (roheline)/kahanes (punane). Allikas: Bloomberg Terminal (2020)



Joonis 24. Eesti põlevkiviõli toodang, 1% kütteõli hind, 1% kütteõli hinna ja CO₂ hinna vahe ning Valitsuse poolt hinnatud muutuvkulu perioodil 2011–2019.

Märkus: 1% kütteõli hinna ja CO₂ hinna vahe arvutamisel on arvestatud põlevkiviõli tootmise CO₂-intensiivsusega.

Allikas: Põlevkivi Aastaraamat (2014–2018); VKG (2020); Bloomberg Terminal (2020); Eesti Vabariigi Valitsus (2016)

Põlevkiviõli tootmismahu prognoosimudel on iga kuu tootmiskogus määratud valemiga:

Kui $V_i > (F_i - U \times C_i)$, siis

$$Y_i = Y_{(i-1)} \times (1 - L)$$

(4)

Kui $V_i \leq (F_i - U \times C_i)$, siis

$$Y_i = Y_{(i-1)} \times (1 + T)$$

kus

Y_i – Eesti põlevkiviõli kuine tootmiskogus (tonni),

V_i – Eesti Vabariigi Valitsuse poolt hinnatud põlevkiviõli tootmise piirhind (EUR/tonn),

F_i – 1%-lise väävlisisaldusega kütteõli maailmaturu forvard-hind (EUR/tonn),

U – põlevkiviõli tootmisjaamade CO₂-intensiivsuskoeffitsient (tonni/tonn),

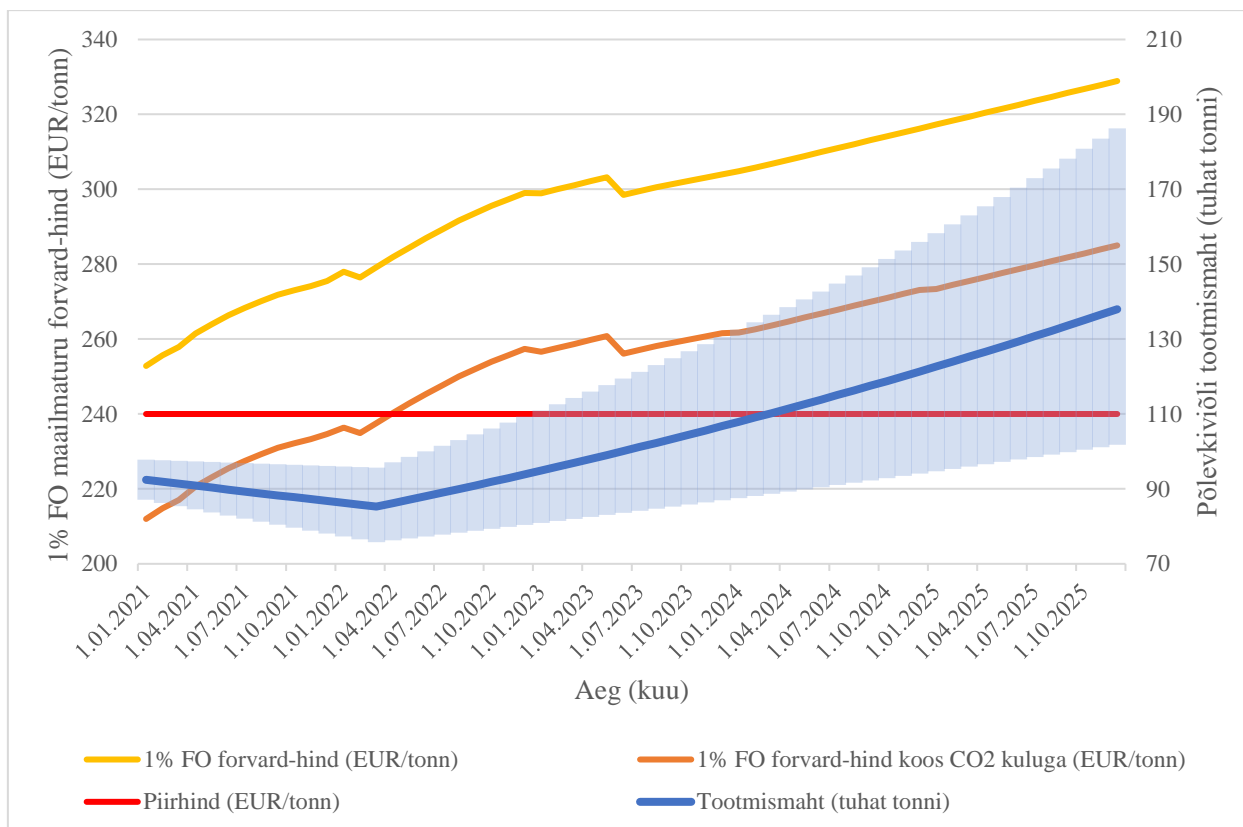
C_i – CO₂ emissioonikvoodi forvard-hind (EUR/tonn),

L – Eesti põlevkiviõli tootmismahu langusmäär (%),

T – Eesti põlevkiviõli tootmismahu kasvumäär (%).

5.3. Tulemused

Järgneval joonisel on toodud välja Eesti põlevkiviõli tootmismahu prognoosimudeli baasstsenaariumi tulemused (Joonis 25).



Joonis 25. Eesti põlevkiviõli tootmismahu prognoos baasstsenaariumi korral koos usalduspiiridega (helesinine) perioodil 2021–2025.

Märkus: Usalduspiirid tähistavad 5%-list erinevust eeldatud kasvu- ja langusemäärast. 1% FO tähistab 1%-lise väävlisisaldusega kütteõli.

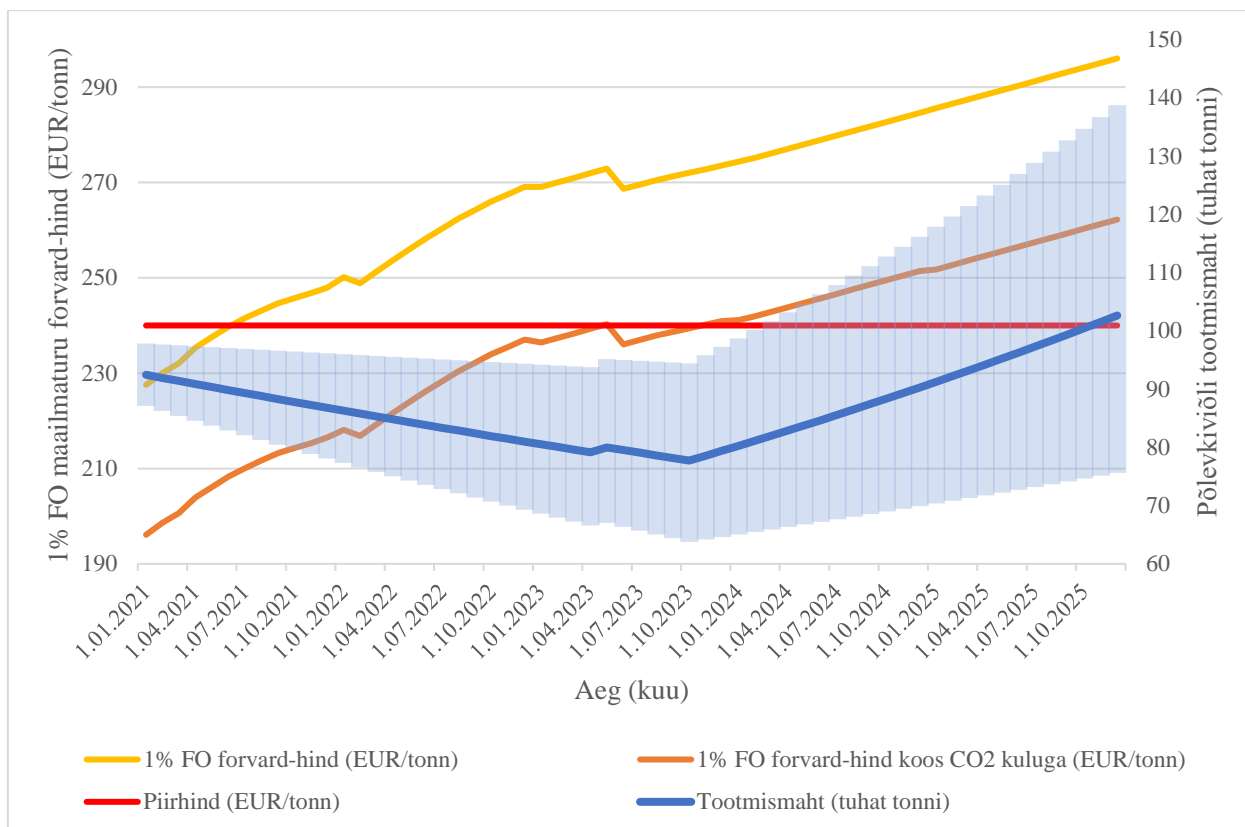
Allikas: autori koostatud

Baasstsenaariumi tulemused näitavad, et kuni 2022. aasta esimese kvartali lõpuni Eesti põlevkiviõli tootmismahd väheneb ning alates 2022. aasta teisest kvartalist hakkab tootmismahd jälle tõusma (Joonis 25). Baasstsenaariumi kohaselt toodetakse 5 aasta peale kokku 5199–7616 tuhat tonni ehk 55,1–80,7 TWh põlevkiviõli, mis teeb keskmiselt aasta kohta 1040–1523 tuhat tonni. Võrdluseks, aastatel 2018 ja 2019 toodeti vastavalt 1109 ja 1198 tuhat tonni põlevkiviõli. Kokkuvõtlikud tulemused põlevkiviõli tootmismahu prognoosist erinevate stsenaariumite korral on esitatud järgnevas tabelis (Tabel 7). Tabelis esitatud viimase stsenaariumi kohta on esitatud ka joonis (Joonis 26).

Tabel 7. Põlevkiviõli tootmismahu prognoos erinevate stsenaariumite korral perioodil 2021–2025.

	Kogu toodang (tuh tonni)	Keskmine toodang aastas (tuh tonni)	Kogu toodang (TWh)	Keskmine toodang aastas (TWh)
Baasstsenaarium	5199–7616	1040–1523	55–81	11–16
Kütteõli 10%-line hinna langus	4050–5772	810–1154	43–61	9–12
Kütteõli 10%-line hinna tõus	6383–9384	1277–1877	68–99	14–20
CO ₂ -intensiivsuse 30%-line langus	5810–8538	1162–1708	62–91	12–18
CO ₂ -intensiivsuse 30%-line tõus	4842–7062	968–1412	51–75	10–15
CO ₂ hinna 30%-line langus	5810–8538	1162–1708	62–91	12–18
CO ₂ hinna 30%-line tõus	4842–7062	968–1412	51–75	10–15
Kütteõli hinna 10%-line langus, CO ₂ hinna 10%-line tõus ja CO ₂ -intensiivsuse 30%-line langus	4345–6266	869–1253	46–66	9–13

Allikas: autori koostatud



Joonis 26. Eesti põlevkiviõli tootmismahu prognoos Tabelis 7 esitatud viimase stsenaariumi korral koos usalduspiiridega (helesinine) perioodil 2021–2025.

Märkus: Usalduspiirid tähistavad 5%-list erinevust eeldatud kasvu- ja langusemäärast. 1% FO tähistab 1%-lise väävlisisaldusega kütteõli.

Allikas: autori koostatud

RiTa projekti ClimMit raames saadud esialgsed analüüsitulemused antud magistritöö sisendandmetena näitavad, et *PostCombustion* CO₂ heitmeid püüdva tehnoloogia paigaldamine Enefit-280 põlevkiviõli tootmisjaamale ei oleks majanduslikult tasuv. Nimelt selgub esialgsetest sisendandmetest, et ühe tonni CO₂ püüdmise maksab hinnanguliselt 41,7–45,1 EUR. Nende andmete alusel ei oleks käesoleval hetkel puht majanduslikust aspektist mõttekas kaaluda *PostCombustion* tehnoloogia paigaldamist põlevkiviõli tootmisjaamaadele, sest tehnoloogia majanduslik tasuvus võib tekkida alles kaks korda kõrgemate CO₂ emissioonikvootide hinna korral. Teisisõnu, kui keskkonnavalastel ehk mittemajanduslikel põhjustel tekiks vajadus CO₂ püüdmistehnoloogiad rakendada, tähendaks see tekkiva lisakuluna põlevkiviõli tootmishinna jäämist oluliselt kõrgemaks kui forward-tehingute põhjal prognoositud põlevkiviõli turuhind ning toodang ei oleks seetõttu turul konkurentsivõimeline.

6. TULEMUSTE TÕLGENDUSED JA JÄRELDUSED

Antud töös hinnatakse Eesti põlevkivisektori jätkusuutlikkust läbi põlevkivitööstuse kahe peamise väljundi – elekter ja õli – tootmismahude prognoosimisel perioodil 2021–2025. Põlevkivist toodetud elektri ja õli tootmismahutused prognoositi kahe erineva mudeliga. Mõlema mudeli sisendandmeteks on alusvara forvard-hinnad. Et elektri puhul forvard-hindade granulaarsus ehk detailsus ei ole piisav, siis tuletati Eesti elektri spot-hinnad regressioonimudeliga aastastest Eesti forvard-hindadest. Et põlevkiviõli tootmise puhul on kuine hinnagranulaarsus piisav, siis eraldi mudelit kütteõli hindade tuletamiseks ei koostatud, sest maailmaturul on kütteõli kuised forvard-lepingud kaubeldavad perioodil 2021–2025. Kokkuvõttes tootmismahu prognoosimudelite tulemustest on esitatud peatükkides 6.1. ja 6.2.

6.1. Põlevkivielektri jaamade tootmismahu prognoosimudeli tulemused ja tõlgendus

Prognoosimudeli baasstsenaariumi tulemused näitavad, et perioodil 2021–2025 pääsevad CFB- ja tolmpõletusplokid turule vastavalt 21,9% ja 0,05% ajast, tootes ühes aastaks keskmiselt vastavalt 245,7 MW ja 25,3 MW. Võrdluseks, aastatel 2015–2018 tootsid CFB- ja tolmpõletusplokid keskmiselt 415 ja 660 MW aastas, mis on vastavalt 41% ja 96% rohkem kui aastate 2021–2025 prognoos.

Prognoosimudeli stsenaariumi tulemused näitavad, et elektri tootmismahu mõjutab kõige enam Eesti elektri spot-hind. Baasstsenaariumiga võrreldes 20%-lise spot-hinna tõusu juures pääsevad CFB- ja tolmpõletusplokid turule vastavalt 52,8% ja 10,3% ajast (Lisa 3 ja 4). Samuti mõjutab tootmismahutusi väga tugevalt põlevkivielektri jaamade CO₂-intensiivsus ning CO₂ kvootide hind Euroopa Liidu kasvuhoonegaaside heitkoguste kauplemise süsteemis. 30%-line CO₂-intensiivsuse või emissioonikvoodi hinna tõus toob kaasa olukorra, et CFB-plokid pääsevad perioodil 2021–2025 turule ainult 7% ajast tootes keskmiselt 7,5 MW aastas, arvestamata uttegaasist tuleneva miinimumkoormusega. Tolmpõletusplokid ei pääse turule enam üldse, kui CO₂-intensiivsus või emissioonikvoodi hind tõuseb rohkem kui 4%.

Arvestades Euroopa Liidu senise poliitika ning väljavaadetega, siis ennustatakse CO₂ emissioonikvoodi hinnatõusu järgnevateks aastateks (Euroopa Parlament 2019; Frankel 2020). See tähendab, et tolm põletusplokkidel tulevikku ei ole ning seab ka CFB-plokkide majandusliku tasuvuse kahtluse alla.

6.2. Põlevkiviõli tootmismahu prognoosimudeli tulemused ja tõlgendus

Prognoosimudeli baasstsenaariumi kohaselt toodetakse perioodil 2021–2025 kokku 5199–7616 tuhat tonni ehk 55,1–80,7 TWh põlevkiviõli, mis teeb keskmiselt aasta kohta 1040–1523 tuhat tonni.

Prognoosimudeli stsenaariumite tulemused näitavad, et põlevkiviõli tootmismahu mõjutab kõige enam 1%-lise väävlisisaldusega kütteõli maailmaturu hind. Baasstsenaariumiga võrreldes juba 10%-line hinna tõus/langus näeb ette 23%-lise tõusu/languse põlevkiviõli tootmismahudele (Tabel 7). CO₂ kvootide hind mõjutab põlevkiviõli tootmismahusid vähem kui põlevkivielektri jaamade tootmismahusid – see tuleneb CO₂-intensiivsuse erinevusest põlevkiviõli ja -elektri tootmisel. Käesoleva töö valmimise hetkel kehtivate maailmaturu kütteõli forward-hindade alusel langeb Eesti põlevkiviõli tootmismahud kuni 2022. aasta esimese kvartali lõpuni 85,3 tuhande tonnini kuus ning alates 2022. aasta teisest kvartalist hakkab tootmismahud jälle tõusma.

Üldiselt saab öelda, et Eesti põlevkiviõli tootmisel on tulevikku, mille eeliseks on asjaolu, et tehnoloogia arenedes Eesti toodab järjest väiksema väävlisisaldusega põlevkiviõli, kergitades sellega põlevkiviõli müügihinda vastu 1%-lise väävlisisaldusega kütteõli. Olles silmitsi koroonaviiruse puhangust tingitud majanduslangusega, mis väljendub ka maailmaturu kütteõli forward-hindades, siis prognoos, et tootmismahud hakkavad kasvama 2022. aasta teises kvartalis, ei ole põlevkiviõli tööstusele kõige halvem. Samas ei räägi põlevkiviõli sektori poolt asjaolu, et võrreldes teiste õli tootmise viisidega on põlevkiviõli tootmine üks kulukamaid, mis tähendab seda, et kriisi pikenedes vajab antud sektor oluliselt varem ja ka rohkem rahalist tuge, et põlevkiviõli tootjad oma tööd suudaksid peale kriisi jätkata.

6.3. Hinnang Eesti põlevkivisektori tulevikule

Eesti põlevkivielektri jaamade ja põlevkiviõli tootmismahu prognoosimudelite tulemustele tuginedes võivad toimuda Eesti põlevkivisektoris järgnevad potentsiaalsed arengud:

1. Tolmpõletusplokkid suletakse, sest kõrgete muutuvkulude ja prognoositud spot-hindade alusel ei ole tolmpõletusplokkid konkurentsivõimelised.
2. CFB-plokkidesse tehakse lisainvesteeringuid, et CO₂-intensiivsust madalamale tuua, sest CFB-plokkide majanduslik tasuvus ei ole tulevikus enam samuti kindel. Alternatiivina kasutatakse CFB-plokkides biomassi senisest rohkem ning põlevkivi osakaal kütusena langeb. Majandusliku tasuvuse küsitavuse osas võidakse kaaluda ka CFB-plokkide osalist sulgemist. Siiski tuleb selliste otsuste puhul arvestada ka potentsiaalsete sotsiaalsete probleemidega Ida-Virumaal ning energiapõhisele ohustavate tagajärgedega, kuid antud töös energiapõhisele ja sotsiaalseid probleeme ei ole käsitletud.
3. Tulevikus Eesti põlevkiviõli tootmismahud kasvavad. Töö valmimise ajal kehtivate maailmaturu kütteõli hindade alusel pole põlevkiviõli kasumlik toota kuni 2022. aasta esimese kvartalini. Tegemist on koroonaviirusest tingitud ebakindlusega finantsurgudel, olles silmitsi majanduslangusega (Eesti Pank 2020). Kaubanduse, turismi ja transpordi sektorite käive on langenud ning seetõttu prognoositakse, et lähiajal tekib suur kütteõlide ülejääk, mis on toonud lähituleviku maailmaturu kütteõlide hinna suhteliselt madalale. Koroonaviirusest tingitud ebakindlusega finantsturgudel võivad maailmaturu kütteõli hinnad taastuda arvatust varem või hiljem, kuid forvard-hindade alusel on pikemas perspektiivis põlevkiviõli tootmine majanduslikult tasuv.

Põlevkivielektrijaamade CFB-plokkidele tasub tulevikus kaaluda CO₂ püüdva tehnoloogia paigaldamist, kui CO₂ emissioonikvoodi hinnad tõusevad üle 28 EUR/tonni kohta. Põlevkiviõli tootmisjaamade puhul CO₂ püüdva tehnoloogia paigaldamine lähitulevikus aktuaalne ei ole. Kui tulevikus peaks keskkonnavalastel põhjustel CO₂ püüdmistehnoloogia kasutamine muutuma vältimatuks, siis baasstsenaariumite puhul nii CFB-plokkide kui ka põlevkiviõli tootmisjaamade konkurentsivõime väheneks. CO₂ püüdmistehnoloogiat kasutades 300 MW ulatuses CFB-plokkidel väheneks turule pääsemine 21,9%-lt 13,6%-ni ajast. Siiski on reaalne võimalus, et lähitulevikus CO₂ emissioonikvoodi hinnatõusu tagajärjel CO₂ püüdmistehnoloogia kasutamine parandab CFB-plokkide konkurentsivõimet. CO₂ püüdmistehnoloogia rakendamine põlevkiviõli tootmisjaamadel tooks kaasa põlevkiviõli tootmise omahinna kasvu, mis tähendaks töö valmimise ajal kehtivate maailmaturu kütteõli forvard-hindade alusel, et põlevkiviõli tootmismahud väheneksid kuni 2023. aasta lõpuni ning hakkaksid taastuma alates 2024. aastast.

6.4. Järeldused ja ettepanekud

Antud töös on uuritud Eesti põlevkivisektori jätkusuutlikkust prognoosides põlevkivist toodetud elektri ja õli tootmiskahtusid aastatel 2021–2025. Autor on põlevkivielektrijaamade muutuvkulud tuletanud ajalooliste tootmisandmete alusel ning põlevkiviõli tootmisjaamade muutuvkuludena on kasutatud Eesti Vabariigi Valitsuse poolt hinnatud piirhinda. Autori hinnangul täidavad modelleeritud prognoosimudelid oma eesmärgi, võimaldades läbi viia stsenaariumanalüüsi ning seeläbi anda hinnang Eesti põlevkivielektrijaamade ja põlevkiviõli tootmisjaamade tulevikule. Hinnates põlevkivist toodetud elektri ja õli tootmiskahte saab anda hinnangu tervele Eesti põlevkivisektori tulevikupotentsiaalile.

Tuginedes prognoosimudelite tulemustele hindab autor, et antud töö valmimise hetkel on Eesti murdepunktis, kus rõhk põlevkivielektrist liigub põlevkiviõlile. Põlevkiviõli tootmisel eraldub kõrvalsaadusena üsna suures koguses uttegaasi, mida kasutatakse elektri tootmiseks, kuid tulevikus sellega majanduslikult tasuv põlevkivist elektritootmine piirdub. Põlevkiviõlil on tulevikku kuni naftatootmise tipuni, mis praegusel hinnangul saabub 2040-ndatel aastatel (Norouzi *et al.* 2020).

Samas on põlevkivielektrijaamade asendusvõimalused piiratud, sest hetkel elektrisüsteemi bilansi ja energiajulgeoleku tagamiseks valikuvariante Eestil ei ole. Põlevkivi näol on meil ainulaadne primaarenergia ressurss ja põletamise kogemus. Põlevkivi asendamine ainult biokütusega ei ole võimalik, sest ressursi vähenemine ja veokaugus kergitavad biomassi hinda. Ka tuuleparkide arendamine nii maismaal kui avamerel vajab mahukaid kapitali investeeringuid ning võimsuse reguleerimise võimaluse puudumine ei räägi just põlevkivielektrijaamade sulgemise poolt. Räägitud on ka tuumaelektrijaama rajamisest, kuid ka selle puhul on tegu pigem kaugel tulevikuga. (Ots 2012)

Autori ettepanek on järgnevates uurimistöodes analüüsida Eesti põlevkivisektori tulevikku alternatiivsete prognoosimudelite abil. Näiteks põlevkivielektrijaamade ja põlevkiviõli tootmisjaamade muutuvkulusid on võimalik kulukomponentide kaupa kokku arutada ja selle alusel muutuvkulusid hinnata. Ka Eesti elektri spot- ja põlevkiviõli hindade prognoosimiseks on teisi valikuid, mis ei pea põhinema forvard-hindadel. Samuti tuleb täiendavalt uurida põlevkiviõli ladustamisvõimekuse arengute kohta. Lisaks soovitab autor tulevikus täiendavalt uurida CO₂ püüdvate seadmete majanduslikku tasuvust ning rakendusvaldkondi püütud CO₂ heitmetele. Autor arvab, et CO₂ püüdmise tehnoloogia muutub kõrgema CO₂ emissioonikvootide hinna tõttu

aktuaalsemaks, kuid see eeldab, et püütud CO₂ emissioonile leitakse rakendust. Vastasel juhul CO₂ püüdmise tehnoloogial pikemaajalist tulevikku ei ole, sest Euroopa Liidu poliitika on saavutada süsiniku neutraalsus.

KOKKUVÕTE

Eestil on põlevkivi näol ainulaadne primaarenergia ressurss ning kasutamise kogemus, millele baseerub riigi energiajulgeolek. Põlevkivitööstus moodustab märgatava osa Eesti SKP-st ja annab tööd tuhandetele inimestele Ida-Virumaal. Samas on Euroopa Liit seadnud eesmärgiks vähendada liikmesriikide CO₂ emissioone, reguleerides seda läbi CO₂ emissioonikvootide hinna Euroopa Liidu kasvuhoonegaaside heitkoguste kauplemise süsteemis. Kõrge CO₂ emissioonikvootide hind seab Eesti senise põlevkivitööstuse jätkusuutlikkuse surve alla, sest tegemist on CO₂-intensiivse tööstusharuga. Sellest tulenevalt on tekkinud vajadus uurida põlevkivisektori tulevikuväljavaateid.

Eesti põlevkivisektor baseerub peamiselt põlevkivielektri ja -õli tootmisel. Magistritöö eesmärk oli prognoosida Eesti põlevkivielektri ja -õli tootmismahutusi aastatel 2021–2025, tuginedes tulevikutehingute turuandmetele, ning anda seeläbi hinnang põlevkivisektori jätkusuutlikkusele. Avalikult ei ole Eesti põlevkivitööstuse tootmismahutusi prognoositud ega jätkusuutlikkusele prognooside baasil hinnanguid antud.

Magistritöö eesmärgi saavutamiseks koostati põlevkivielektri ja -õli tootmismahutude prognoosimudelid. Põlevkivielektri tootmismahutude prognoosimiseks oli vajalik esmalt prognoosida tulevikutehingutele ja mineviku trendidele tuginedes Eesti elektri tarnimise hinnad järgneval viiel aastal. Selleks kasutas autor *Hourly Price Forward Curves* (HPFC) hübriidmudelit. Eesti elektrituru spetsiifikat, varasemat kirjandust ning tänapäeva praktikat arvestades on HPFC hübriidmudel parim võimalik variant Eesti elektri tarnimise hindade prognoosimiseks. Tegemist on regressioonimudeliga, kus sõltuvaks muutujaks on ajalooline päevane Eesti elektri tarnimise hind ning selgitavateks näitajateks on päevased ilmastiku andmed, viimase viie päeva volatiilsuse koefitsient, eelmise päeva elektri tarnimise hind, fiktiivne muutuja eristamiseks töö- ja puhkepäevi ning fiktiivne muutuja eristamiseks kõiki aasta kuid. Tunniste hindade saamiseks kasutati ajaloolisi tunni ja päeva hinna suhteid. Regressioonimudeli parameetrite hinnangute abil tuletati Eesti elektri tarnimise hinnad perioodiks 2021–2025, mis korrigeeriti sama perioodi tulevikutehingute hindadega. Prognoositud elektrihindade, tulevikutehingute CO₂ emissioonikvootide hindade ning põlevkivielektrijaamade muutuvkulu alusel prognoositi Eesti põlevkivielektrijaamade tootmismahud. Põlevkiviõli tootmismahu prognoosi aluseks olid ajaloolised tootmisandmed

aastatel 2011–2019, tulevikutehingute CO₂ emissioonikvootide hinnad, maailmaturu kütteõli tulevikutehingute hinnad ning Eesti Vabariigi Valitsuse poolt hinnatud piirhind põlevkiviõli tootmiseks.

Eesti põlevkivielektrijaamade tootmismahu prognoosimudeli baasstsenaariumi tulemused näitavad, et perioodil 2021–2025 pääsevad keevkiht- ja tolmpõletusplokid turule vastavalt 21,9% ja 0,05% ajast, tootes keskmiselt 73,4 ja 0,13 MW ühes aastas. Arvestades uttegaasist tuleneva miinimumkoormusega, toodavad plokid 245,7 ja 25,3 MW aastas. Võrdluseks, aastatel 2015–2018 tootsid keevkiht- ja tolmpõletusplokid keskmiselt 415 ja 660 MW aastas, mis on vastavalt 41% ja 96% rohkem kui aastate 2021–2025 prognoos. See tähendab, et tolmpõletusplokid tuleks lähiajal sulgeda. Ka keevkihtplokkide tulevik ei ole kindel – kui CO₂ emissioonikvootide hind tõuseb 30% võrreldes baasstsenaariumiga 30 euronit tonni kohta, siis pääsevad keevkihtplokkid turule ainult 7% ajast. Seega sõltub keevkihtplokkide majanduslik äratasuvus Eesti elektri tarnimise ja CO₂ emissioonikvootide hinnast.

Eesti põlevkiviõli tootmismahu prognoosimudeli baasstsenaariumi tulemused näitavad, et kuni 2022. aasta esimese kvartali lõpuni Eesti põlevkiviõli tootmismahut väheneb ning alates 2022. aasta teisest kvartalist hakkab tootmismahut jälle tõusma. Baasstsenaariumi kohaselt toodetakse perioodil 2021–2025 keskmiselt aasta kohta 1040–1523 tuhat tonni. Võrdluseks, aastal 2019 toodeti Eestis 1198 tuhat tonni põlevkiviõli. Prognoosimudeli stsenaariumite tulemused näitavad, et põlevkiviõli tootmismahut mõjutab kõige enam 1%-lise väävlisisaldusega kütteõli maailmaturu hind. Baasstsenaariumiga võrreldes juba 10%-line hinna tõus/langus näeb ette 23%-lise tõusu/languse põlevkiviõli tootmismahutudele. CO₂ emissioonikvootide hind mõjutab põlevkiviõli tootmismahutuid vähem kui põlevkivielektrijaamade tootmismahutuid – see tuleneb CO₂-intensiivsuse erinevusest põlevkiviõli ja -elektri tootmisel.

CO₂ emissioone püüdva tehnoloogia majandusliku tasuvuse analüüsi tulemused näitavad, et *OxyFuel* tehnoloogia kasutamine 300 MW ulatuses keevkihtplokkidel on majanduslikult tasuv, kui CO₂ emissioonikvoodi hind ületab 28 EUR/tonn. *PostCombustion* tehnoloogia paigaldamine põlevkiviõli tootmisjaamadele ei ole hetkel aktuaalne, sest tehnoloogia muutub tasuvaks alates kaks korda kõrgemate CO₂ emissioonikvootide hindade korral.

Antud töö prognoosimudelite tulemuste alusel tehtud järelduste puhul tuleb arvestada järgnevate kitsaskohtadega:

1. Elektrihindade prognoosimisel ei ole eraldi prognoositud Põhjamaade hüdroreservide suurust, mis on üks peamisi hinnakujundajaid Põhjamaade elektribörsil.
2. Prognoosimudelite aluseks on forward-hinnad, mis koroonaviirusest tingitud ebakindlusest finantsurgudel on väga volatiilsed. Forward-hindade muutused mõjutavad otseselt prognoosimudelite baasstsenaariumite tulemusi.
3. Põlevkivielektri jaamade ja põlevkiviõli tootmisjaamade muutuvkulud on tuletatud avalike andmete pealt ning seetõttu võivad tegelikest muutuvkuludest erineda.

Autori ettepanekud tulevastele põlevkivisektori uuringutele on järgnevad:

1. Eesti elektri tarnimise ja põlevkiviõli hindasid tuleks prognoosida teiste meetodite alusel, mis ei põhine forward-hindadel.
2. Põlevkivielektri jaamade ja põlevkiviõli tootmisjaamade muutuvkulusid tuleks hinnata kulukomponentide kaupa.
3. Täiendavalt on vajalik uurida põlevkiviõli ladustamisvõimekuse kohta.
4. Täpsemate uurimistulemuste avaldamisel CO₂ püüdmistehnoloogiate kohta tulevikus tuleks täiendavalt uurida tehnoloogiate majanduslikku tasuvust ning rakendusvaldkondi püütud CO₂ heitmedele.

Kokkuvõtlikult hindab autor, et antud töö valmimise hetkel on Eesti murdepunktis, kus rõhk põlevkivielektrist liigub põlevkiviõlile. Arvestades antud töö kitsaskohtade, aktuaalsusega ning olulisusega, soovitab autor Eesti põlevkivisektori jätkusuutlikkust edaspidi veel uurida.

SUMMARY

FORECASTING ESTONIAN OIL SHALE ELECTRICITY AND SHALE OIL PRODUCTION VOLUMES ON THE BASIS OF FUTURE TRANSACTIONS

Markus Somp

Estonia has a unique primary energy resource in the form of oil shale and experience of using it. Oil shale industry forms a significant part of Estonia's GDP and employs thousands of people in Ida-Virumaa. At the same time, EU has set the goal of reducing Member States' CO₂ emissions by regulating it through the price of CO₂ emission allowances in EU's Emissions Trading System. High price of CO₂ emission quotas puts pressure on the sustainability of Estonian CO₂-intensive oil shale industry. Thus, it is important to study prospects of the oil shale sector.

Estonian oil shale sector is mainly based on the production of electricity and oil. The aim of this thesis is to forecast the production volumes of Estonian oil shale electricity and oil in 2021–2025, based on the market data of future transactions, and thereby to assess the sustainability of Estonian oil shale sector. The production volumes of the Estonian oil shale industry have not been publicly forecasted before and therefore sustainability assessments have not been made on the basis of forecasts.

In order to achieve the aim of this thesis, forecast models for oil shale electricity and oil production volumes were implemented. To forecast the production volumes of oil shale electricity, it was necessary to forecast Estonian electricity spot prices for the next five years based on future transactions and past trends. To achieve this, Hourly Price Forward Curves (HPFC) hybrid model was used. Considering the specifics of Estonian electricity market, previous literature and modern practice, HFPC hybrid model is the best possible option in order to forecast Estonian electricity spot prices. HFPC is a regression model where the dependent variable is the historical daily Estonian electricity spot price and the explanatory variables are daily weather data, last five days volatility coefficient, previous day's electricity spot price, a fictitious variable to distinguish working days and holidays and fictitious variables to distinguish all months. Historical hourly and

daily price ratios were used to obtain hourly spot prices. Estimates of the parameters of regression model were used to derive Estonian electricity spot prices for 2021–2025, which were adjusted with prices of futures transactions for the same period. Based on the forecasted electricity prices, CO₂ quotas future prices and variable cost of oil shale power plants, the production volumes of Estonian oil shale power plants were forecasted. The forecast of shale oil production volume is based on historical production data from 2011–2019, CO₂ quotas future prices, 1% fuel oil forward prices and variable costs for shale oil production estimated by Estonian Government.

The results of baseline scenario show that in 2021–2025 fluidized bed and dust combustion units are competitive 21.9% and 0.05% of the time, respectively, producing an average of 73.4 and 0.13 MW per year. Considering the combustion of semi-coke, units produce 245.7 and 25.3 MW per year, respectively. For comparison in 2015–2018 fluidized bed and dust combustion units produced an average of 415 and 660 MW per year, which is 41% and 96% more than the forecast for 2021–2025. This means that dust combustion units should be closed in the near future. The future of fluidized bed units is also uncertain - if the price of CO₂ emission allowances rises by 30% compared to the baseline scenario up to 30 EUR/tonne, fluidized bed units will be competitive only 7% of the time. Thus, the profitability of fluidized bed units depends on the price of Estonian electricity spot and CO₂ emission quotas price.

Estonian shale oil production volume forecast model results show that until the end of the first quarter of 2022, the production volume of Estonian shale oil will decrease and from the second quarter of 2022 it starts to increase again. According to the baseline scenario in 2021–2025 an average of 1,040–1523 thousand tons will be produced per year. In 2019 1,198 thousand tons of shale oil was produced in Estonia. The results of the scenario analysis show that the production volume of shale oil is most affected by the price of 1% sulphur content fuel oil. Compared to the baseline scenario, 10% price increase/decrease causes 23% increase/decrease for shale oil production volumes. The price of CO₂ emission quotas affects the production of shale oil less than the production of oil shale power plants – due to the difference in CO₂ intensity in the production of shale oil and electricity.

The results of cost-benefit analysis of the CO₂ capturing technology show that *OxyFuel* technology in fluidized bed units is economically viable if the price of the CO₂ emission allowance exceeds 28 EUR/tonne. *PostCombustion* technology in shale oil production plants is not relevant, as the technology will become profitable at twice the prices of CO₂ emission quotas.

Following bottlenecks need to be considered in the conclusions from the forecast models results:

1. Size of the Nordic hydro reserves have not been separately forecasted, which is one of the main influencers on the Nordic power price.
2. Forecast models are based on forward prices, which are highly volatile due to the coronavirus which drives uncertainty in the financial markets. Changes in forward prices directly affect the results of the forecast models' baseline scenarios.
3. The variable costs of oil shale power plants and oil shale production plants are derived from public data and may therefore differ from the actual variable costs.

Proposals for future research in the oil shale sector are as follows:

1. Estonian electricity supply and shale oil prices should be forecasted using other methods that are not based on forward prices.
2. The variable costs of oil shale power plants and oil shale oil production plants should be estimated by cost components.
3. It is necessary to further investigate the storage capacity of shale oil.
4. The cost-effectiveness of technologies and applications for captured CO₂ emissions should be further explored.

In summary, the author estimates that Estonia is shifting from the production of oil shale electricity to the production of shale oil. Considering the bottlenecks and relevance of this work, it is recommended to do additional research about the sustainability of the Estonian oil shale sector.

KASUTATUD ALLIKATE LOETELU

- Aarna, I. (2013). *Põlevkiviõli tootmise perspektiiv maailmas*. Kättesaadav: <https://www.ttu.ee/public/p/polevkivi-kompetentsikeskus/Polevkivikonverents/2013/indrek-aarna-2013-11-14.pdf> , 2. november 2019.
- Abbadi, H., Ahmed, H. (2017). Meeting the Energy Challenges of Japan through the Optimization of Distributed Generation: The Case of the Kyushu Electric Power Company. (Magistritöö) Ritsumeikan Asia Pacific University. Kyoto.
- Ahamada, I., Kirat D. (2015). The impact of phase II of the EU ETS on wholesale electricity prices – *Revue d'économie politique*, vol. 125, pp. 887-908.
- Álvarez-Urbea, K. C., Arango-Aramburo, S., Larsen, E. R. (2018). Forward contracts in electricity markets and capacity investment: A simulation study – *Utilities Policy*, vol. 54, pp. 1-10.
- Anderson, T. R., Hawkins, E., Jones, P. D. (2016). CO₂, the greenhouse effect and global warming: from the pioneering work of Arrhenius and Callendar to today's Earth System Models – *Endeavour*, vol. 40, no. 3, pp. 178-187.
- Bessec, M., Fouquau J., Meritet, S. (2015). Forecasting electricity spot prices using time-series models with a double temporal segmentation – *Applied Economics*, vol. 48, no. 5, pp. 361-378.
- Bessec, M., Fouquau, J. (2008). The non-linear link between electricity consumption and temperature in Europe: A threshold panel approach – *Energy Economics*, vol. 30, no. 5, pp. 2705-2721.
- Bloomberg Terminal andmebaas. Kättesaadav: <https://www.bloomberg.com/professional/solution/bloomberg-terminal/> , 15. aprill 2020.
- Botterud, A., Kristiansen, T., Ilic, M. D. (2010). The relationship between spot and futures prices in the Nord Pool electricity market – *Energy Economics*, vol. 32, no. 5, pp. 967-978.
- Bunn, D. W., Karakatsani, N. V. (2008). Forecasting electricity prices: The impact of fundamentals and time-varying coefficients – *International Journal of Forecasting*, vol. 24, no. 4, pp. 764-785.

- Caro, G. (2010). *Two Empirical Methods for Forecasting Spot Prices and Constructing Price Forward Curves in the Swiss Power*. Kättesaadav: https://ethz.ch/content/dam/ethz/special-interest/mtec/cepe/cepe-dam/documents/education/thesis/master/2010_05_Caro_Master_Thesis.pdf , 2. oktoober 2019.
- Cerjan, M., Petricic A., Delimar, M. (2019). HIRA Model for Short-Term Electricity Price Forecasting – *Energies*, vol. 12, no. 3, pp. 568.
- Dementjeva, N. (2009). *Energy Planning Models Analysis and Their Adaptability for Estonian Energy Sector*. (Doktoritöö) Tallinn University of Technology. Faculty of Mechanical Engineering. Tallinn.
- Douglas, S., Popova, J. (2008). Storage and the electricity forward premium – *Energy Economics*, vol. 30, no. 4, pp. 1712-1727.
- EASAC (2007). *A study on the EU oil shale industry – viewed in the light of the Estonian experience*. European Academies Science Advisory Council. Kättesaadav: https://easac.eu/fileadmin/PDF_s/reports_statements/Study.pdf , 12. november 2019.
- Eesti Energia (2019). *Eesti Energia sulgeb 2019. aastal kõige vanemad Narva elektrijaamade energiaplokid*. Kättesaadav: <https://www.energia.ee/uudised/avaleht/-/newsv2/2019/01/17/eesti-energia-sulgeb-2019-aastal-koige-vanemad-narva-elektrijaamade-energiaplokid-> , 3. veebruar 2020.
- Eesti Energia AS majandusaasta aruanne 2017.
- Eesti Energia AS majandusaasta aruanne 2018.
- Eesti Energia AS majandusaasta aruanne 2019.
- Eesti Pank (2020). *Majanduslangus kujuneb eeldatavasti suuremaks kui 6%*. Kättesaadav: <https://www.eestipank.ee/press/majanduslangus-kujuneb-eeldatavasti-suuremaks-kui-6-25032020> , 3. aprill 2020.
- Elering (2012). *Eesti elektrituru täielik avanemine*. Kättesaadav: https://energiatalgud.ee/img_auth.php/c/c8/Eesti_elektrituru_t%C3%A4ielik_avanemine.pdf , 25. oktoober 2019.
- Elering (2014). *Estonian Long-Term Power Scenarios*. Kättesaadav: <https://web.archive.org/web/20140903221709/http://elering.ee/public/Infokeskus/Uuringud/Estonian-Long-term-Energy-Scenarios.pdf> , 12. november 2019.
- Elering (2019). *Sünkroniseerimine Mandri-Euroopaga*. Kättesaadav: <https://elering.ee/sunkroniseerimine-mandri-euroopaga> , 19. oktoober 2019.
- Enefit Energiatootmine AS välisõhu saastamisega seotud tegevuse aruanne 2019.

- Euroopa Parlament (2019). *COP25: MEPs push for CO₂ neutrality by 2050*. Kättesaadav: [https://www.europarl.europa.eu/news/et/press-room/20191105IPR65866/cop25-meps-push-for-CO₂-neutrality-by-2050](https://www.europarl.europa.eu/news/et/press-room/20191105IPR65866/cop25-meps-push-for-CO2-neutrality-by-2050) , 10. aprill 2020.
- Frankel, J. (2020). *The best way to help the climate is to increase the price of CO₂ emissions*. Kättesaadav: <https://www.theguardian.com/business/2020/jan/20/climate-crisis-carbon-emissions-tax> , 2. märts 2020.
- Gavrilova, O., Vilu, R., Vallner, L. (2010). A life cycle environmental impact assessment of oil shale produced and consumed in Estonia – *Resources, Conservation and Recycling*, vol. 55, no. 2, pp. 232-245.
- Gjoldberg, O., Johnsen, T. (2001). *Electricity Futures: Inventories and Price Relationships at Nord Pool*. Kättesaadav: <https://pdfs.semanticscholar.org/37c4/976b4f303a3b91b8e8b4a6dfdc9b3af3a1b1.pdf> , 6. jaanuar 2020.
- Gürtler, M., Paulsen, T. (2018). The effect of wind and solar power forecasts on day-ahead and intraday electricity prices in Germany – *Energy Economics*, vol. 75, pp. 150-162.
- Hadsell, L., Shawky H. A. (2006). Electricity Price Volatility and the Marginal Cost of Congestion: An Empirical Study of Peak Hours on the NYISO Market, 2001-2004 – *The Energy Journal*, vol. 27, no. 2, pp. 157-180.
- Hildmann, M., Cornel, J., Herzog, F., Stokic, D., Andersson, G. (2011). *Robust Calculation and Parameter Estimation of the Hourly Price Forward Curve*. Kättesaadav: https://www.researchgate.net/profile/Goeran_Andersson4/publication/229051446_Robust_Calculation_and_Parameter_Estimation_of_the_Hourly_Price_Forward_Curve/links/54098d090cf2187a6a6f36f1.pdf , 2. oktoober 2019.
- Houmøller, A. P. (2017). Scandinavian Experience of Integrating Wind Generation in Electricity Markets. – *Renewable Energy Integration (Second Edition)*, (Eds.) Jones, L. E. Academic Press, pp. 55-68.
- IEA (2013). *Resources to Reserves 2013*. International Energy Agency. Kättesaadav: <https://webstore.iea.org/download/direct/752> , 2. oktoober 2019.
- Kearns, J. (2015). *Eesti põlevkivi kasutamise suundumused*. Rahvusvaheline Kaitseuringute Keskus. Kättesaadav: https://icds.ee/wp-content/uploads/2015/Jordan_Kearns_Emmet_Tuohy_-_Eesti_polevkivi_kasutamise_suundumused.pdf , 12. november 2019.
- Keskkonnaministeerium (2017). *Eesti põlevkivi energeetilise kasutamise parima võimaliku tehnika uuring*. Kättesaadav: https://www.envir.ee/sites/default/files/pvt_lopparuanne_02.01.2017.pdf , 19. oktoober 2019.
- KKT Oil OÜ välisõhu saastamisega seotud tegevuse aruanne 2019.

- Konist, A., Siirde, A., Soosaar, Sulev. (2014). *Põlevkiviõli tootmisel tekkiva uttegaasi kasutusvõimaluste uuring*. Kättesaadav: [https://energiatalgud.ee/img_auth.php/4/4f/Konist, A. P%C3%B5levkivi%C3%B5li tootmisel tekkiva uttegaasi kasutusv%C3%B5imaluste uuring.pdf](https://energiatalgud.ee/img_auth.php/4/4f/Konist,_A._P%C3%B5levkivi%C3%B5li_tootmisel_tekkiva_uttegaasi_kasutusv%C3%B5imaluste_uuring.pdf) , 3. veebruar 2020.
- Konkurentsiamet (2017). *Võimsuse jaotamise forvardturu analüüs ja hinnang*. Kättesaadav: [https://www.konkurentsiamet.ee/sites/default/files/piirkonnauleste riski maandamise v oimaluste kohta eesti hinnapiirkonnas.pdf](https://www.konkurentsiamet.ee/sites/default/files/piirkonnauleste_riski_maandamise_voimaluste_kohta_eeesti_hinnapiirkonnas.pdf) , 7. oktoober 2019.
- Konkurentsiamet (2018). Aruanne elektri- ja gaasiturust Eestis 2017.
- Lairson, T. D., Skidmore, D. (2017). *International Political Economy: The Struggle for Power and Wealth in Globalizing World*. New York: Routledge.
- Leppiman, A. (2002). Tuulegeneraatorite elektri sobivusest Eesti elektrisüsteemi. (Bakalaureusetöö) Tallinna Tehnikaülikool. Mehaanikateaduskond. Tallinn.
- Liao, S., Chen, C., Hsu, C. (2018). The Non-Linear Relationship between Electricity Consumption and Temperature in Taiwan: An Application for STR (Smooth Transition Regression) Model – *Modern Economy*, vol. 9, no. 4, pp. 587-605.
- Liu, H., Shi, J. (2013). Applying ARMA–GARCH approaches to forecasting short-term electricity prices – *Energy Economics*, vol. 37, pp. 152-166.
- Longstaff, F. A., Wang, A. W. (2005). Electricity Forward Prices: A High-Frequency Empirical Analysis – *The Journal of Finance*, vol. 59, no. 4, pp. 1877-1900.
- Lopez, M. (2020). Daylight effect on the electricity demand in Spain and assessment of Daylight Saving Time policies – *Energy Policy*, vol. 140.
- Maciejowska, K. (2020). Assessing the impact of renewable energy sources on the electricity price level and variability – A quantile regression approach – *Energy Economics*, vol. 85.
- Monteiro, C., Ramirez-Rosado I. J., Fernandez-Jimenez, L. A. (2018). Probabilistic Electricity Price Forecasting Models by Aggregation of Competitive Predictors – *Energies*, vol. 11, no. 5, pp. 1074.
- Moral-Carcedo, J., Perez-Garcia, J. (2019). Time of day effects of temperature and daylight on short term electricity load – *Energy*, vol. 174, pp. 169-183.
- Nasdaq Commodities (2020). *About Nasdaq Commodities*. Kättesaadav: <https://www.nasdaq.com/solutions/about-nasdaq-commodities> , 6. jaanuar 2020.
- Neshumayev, D., Rummel, L., Konist, A., Ots, A., Parve, T. (2018). Power plant fuel consumption rate during load cycling – *Applied Energy*, vol. 224, pp. 124-135.
- Nord Pool Group (2020). *Day-ahead trading*. Kättesaadav: <https://www.nordpoolgroup.com/trading/Day-ahead-trading/> , 7. jaanuar 2020.

- Nord Pool Group (2020). *Nordic Map*. Kättesaadav: <https://www.nordpoolgroup.com/Market-data1/#/nordic/map> , 2. oktoober 2019.
- Nord Pool Group (2020). *REMIT Urgent Market Messages*. Kättesaadav: <https://umm.nordpoolgroup.com> , 7. detsember 2019.
- Norouzi, N., Fani, M., Ziarani, Z. K. (2020). The fall of oil Age:A scenario planning approach over the last peak oil of human history by 2040 – *Journal of Petroleum Science and Engineering*.
- OECD (2017). *OECD Environmental Performance Reviews: Estonia 2017*. Kättesaadav: <https://read.oecd.org/10.1787/9789264268241-en?format=pdf> , 16. detsember 2019.
- Ots, A. (2012). *Auvere elektriijaama otstarbekusest. Eesti TA Energeetikanõukogu seisukoht*. Kättesaadav: http://www.akadeemia.ee/_repository/file/TEGEVUS/ENERGEETIKANOUKOGU/Arvo%20Otsa%20pohendus%20prot%2032012_40_%20juurde.pdf , 10. aprill 2020.
- Pardo, A., Meneu, V., Valor, E. (2002). Temperature and seasonality influences on Spanish electricity load – *Energy Economics*, vol. 24, no. 1, pp. 55-70.
- Petrick, S., Rehdanz, K., Tol, R. S. J. (2009). *The Impact of Temperature Changes on Residential Energy Consumption*. Kättesaadav: http://internationalenergyworkshop.org/iew2009/speakersdocs/Petrick-et-al_TheImpactOfTemperatureChanges.pdf , 2. oktoober 2019.
- Pihor, K., Kralik, S., Aolaid-Aas, A., Jürgenson, A., Rell, M., Paat-Ahi, G., Batueva, V. (2013). *Põlevkivi kaevandamise ja töötlemise sotsiaalmajanduslike mõjude hindamine*. Kättesaadav: https://energiatalgud.ee/img_auth.php/8/84/PRAXIS.P%C3%B5levkivi_kaevandamise_ja_t%C3%B6tlemise_sotsiaalmajanduslike_m%C3%B5jude_hindamine.2013.pdf , 9. november 2019.
- Põlevkivi Aastaraamat 2014.
- Põlevkivi Aastaraamat 2017.
- Põlevkivi Aastaraamat 2018.
- Riigi Teataja. Pühade ja tähtpäevade seadus. RT I, 12.06.2018, 4.
- Quint, D., Dahlke, S. (2019). The impact of wind generation on wholesale electricity market prices in the midcontinent independent system operator energy market: An empirical investigation – *Energy*, vol. 169, pp. 456-466.
- Redl, C., Haas, R., Huber, C., Böhm, B. (2009). Price formation in electricity forward markets and the relevance of systematic forecast errors – *Energy Economics*, vol. 31, no. 3, pp. 356-364.

- Riigi Ilmateenistus (2020). *Vaatlusandmed*. Kättesaadav: <https://www.ilmateenistus.ee/ilm/ilmavaatlused/vaatlusandmed/> , 10. november 2019.
- Riigikogu (2020). *Riigikogu komisjonid: uus õlitehas kindlustab Ida-Virumaale töökohad*. Keskkonnakomisjon. Kättesaadav: <https://www.riigikogu.ee/pressiteated/majanduskomisjon-et-et/riigikogu-komisjonid-uus-olitehas-kindlustab-ida-virumaale-tookohad/> , 9. mai 2020.
- Riigikontroll (2012). *Elektritootmise võimalikud valikud*. Riigikontrolli ülevaade Riigikogule. Kättesaadav: https://energiatalgud.ee/img_auth.php/f/f4/Riigikontroll_Elektritootmise_v%C3%B5imalikud_valikud.pdf , 19. oktoober 2019.
- Roos, I., Siirde, A. (2007). Reduction of greenhouse gas emissions from energy sector – *4th International Symposium "Topical problems of education in the field of electrical and power engineering"*, (Ed.) Lahtmets, R. Kuresaare: Doctoral school of energy and geotechnology, pp. 154–156.
- Siirde, A. (2017). *Kasutegur Energiatootmisel*. Kättesaadav: http://staff.ttu.ee/~akonist/sti/MSE0100_files/3.Soojusjouseadmed%202017%20su%CC%88gis.pdf , 8. veebruar 2020.
- Siirde, A., Gusca, J., Eldermann, M., Rohumaa, P. (2013). Analysis of greenhouse gas emissions from estonian oil shale based energy production processes. Life cycle energy analysis perspective – *Oil Shale*, vol. 30, no. 2, pp. 268-282.
- Solakivi, T., Laari, S., Kiiski, T., Töyli, J., Ojala, L. (2019). How shipowners have adapted to sulphur regulations – Evidence from Finnish seaborne trade – *Case Studies on Transport Policy*, vol. 7, no. 2, pp. 338-345.
- Spodniak, P., Collan, M. (2018). Forward risk premia in long-term transmission rights: The case of electricity price area differentials (EPAD) in the Nordic electricity market – *Utilities Policy*, vol. 50, pp. 194-206.
- Statistikaameti andmebaas. Kättesaadav: <http://andmebaas.stat.ee/Index.aspx?lang=et&DataSetCode=KE043> , 12. märts 2020.
- Statnett (2019). *Nordic Grid Development Plan 2019*. Kättesaadav: <https://www.statnett.no/contentassets/61e33bec85804310a0feef41387da2c0/nordic-grid-development-plan-2019-for-web.pdf> , 19. oktoober 2019.
- SYSPOWER andmebaas. Kättesaadav: <https://www.skmenergy.com/syspower/overview> , 20. veebruar 2020.
- Tan, Z., Zhang, J., Wang, J., Xu, J. (2010). Day-ahead electricity price forecasting using wavelet transform combined with ARIMA and GARCH models – *Applied Energy*, vol. 87, no. 11, pp. 3606-3610.
- Vabariigi Valitsus (2016). Kättesaadav: <https://www.valitsus.ee/et/uudised/valitsus-kehtestas-turutingimustest-soltuvad-ressursitasud> , 6. detsember 2019.

- Vetsvanags, J. (2015). Elektrihinna muutlikkuse mõjutavate tegurite analüüs. (Magistritöö) Tallinna Tehnikaülikool. Majandusteaduskond. Tallinn.
- Viru Keemia Grupp (2020). Kättesaadav: <https://www.vkg.ee/viru-keemia-grupp-peatab-toosisseostetaval-toormel-tootavas-tootmisuksuses/> , 23. jaanuar 2020.
- Weron, R. (2008). Market price of risk implied by Asian-style electricity options and futures – *Energy Economics*, vol. 30, no. 3, pp. 1098-1115.
- Weron, R. (2014). Electricity price forecasting: A review of the state-of-the-art with a look into the future – *International Journal of Forecasting*, vol. 30, no. 4, pp. 1030-1081.
- Weron, R., Zator, M. (2014). Revisiting the relationship between spot and futures prices in the Nord Pool electricity market – *Energy Economics*, vol. 44, pp. 178-190.
- YLE (2019). *Olkiluoto 3 reactor delayed yet again, now 12 years behind schedule*. Kättesaadav: https://yle.fi/uutiset/osasto/news/olkiluoto_3_reactor_delayed_yet_again_now_12_years_behind_schedule/11128489 , 19. oktoober 2019.

LISAD

Lisa 1. Põhjamaade süsteemikomponendi futuurid 14.04.2020

Instrument				Single					Trade Information								Instrument			Trade Information
ID	TSS	CSize	BQty	SCBid	Bid	Ask	SCAsk	AQty	Last	LQty	High	Low	Open	Settle	Chg	Turn	Ex Mkt	S Mkt	Oint	
SYSALL		1							4,62								No	No		
ENOAFUTBLW16-20	CLOSE	168	10		3,55	4,90		25						4,65			No	No	92	
ENOAFUTBLW17-20	CLOSE	168	10		6,60	6,90		5	6,75	10	6,75	6,10	6,10	5,15	1,60	135	No	No	69	
ENOAFUTBLW18-20	CLOSE	168	10		6,60	6,90		10	6,60	10	6,60	6,50	6,50	5,40	1,20	20	No	No	43,55	
ENOAFUTBLW19-20	CLOSE	168	10		4,60	7,40		10						5,10			No	No		
ENOAFUTBLW20-20	CLOSE	168	10		4,60	7,65		10						5,10			No	No		
ENOAFUTBLW21-20	CLOSE	168	10		4,60	8,60		10						5,10			No	No		
ENOAFUTBLW22-20	CLOSE	168	10		4,60	8,60		10									No	No		
ENOAFUTBLMAPR-20	CLOSE	720	5		5,00	5,85		10						5,10			No	No	11 126,21	
ENOAFUTBLMMAY-20	CLOSE	744	1		6,70	7,00		12	6,90	9	7,15	6,60	6,60	6,23	0,67	96	No	No	10 117,81	
ENOAFUTBLMJUN-20	CLOSE	720	1		6,20	6,55		5	6,50	2	6,65	6,45	6,50	6,00	0,50	66	No	No	9 645,91	
ENOAFUTBLMJUL-20	CLOSE	744	6		5,75	6,15		5	5,95	4	6,00	5,90	6,00	5,46	0,49	9	No	No	959,16	
ENOAFUTBLMAUG-20	CLOSE	744	12		9,20	9,40		5	9,10	5	9,30	9,09	9,09	8,55	0,55	8	No	No	1 152,56	
ENOAFUTBLMSEP-20	CLOSE	720	8		15,25	15,60		2	15,55	2	15,55	15,05	15,05	14,20	1,35	19	No	No	706,8	
ENOAFUTBLMOCT-20	CLOSE	745	5		15,75	17,25		5						16,03			No	No	40	
ENOFUTBLQ3-20	CLOSE	2208	5		10,30	10,45		5	10,35	5	10,35	9,60	9,95	9,50	0,85	182	No	No	10 077,69	
ENOFUTBLQ4-20	CLOSE	2209	5		21,10	21,25		2	21,25	3	21,25	20,70	20,80	20,65	0,60	102	No	No	8 548,83	
ENOFUTBLQ1-21	CLOSE	2159	4		26,55	26,70		1	26,65	1	26,65	26,40	26,50	26,30	0,35	20	No	No	2 631,73	
ENOFUTBLQ2-21	CLOSE	2184	10		20,10	20,25		10	20,05	2	20,15	20,04	20,15	19,95	0,10	13	No	No	679,09	
ENOFUTBLQ3-21	CLOSE	2208	3		17,85	18,15		3	17,60	2	17,60	17,60	17,60	17,88	-0,28	2	No	No	355,72	
ENOFUTBLQ4-21	CLOSE	2209	2		26,45	26,70		3	26,40	3	26,50	26,40	26,50	26,85	-0,45	12	No	No	537,55	
ENOFUTBLQ1-22	CLOSE	2159	1		31,35	32,00		3	31,50	5	31,50	31,50	31,50	31,75	-0,25	14	No	No	438	
ENOFUTBLQ2-22	CLOSE	2184	5		21,50	21,80		2						21,65			No	No	46	
ENOFUTBLQ3-22	CLOSE	2208	5		18,50	19,70		2						19,25			No	No	35	
ENOFUTBLQ4-22	CLOSE	2209	2		29,50	31,10		5	30,00	2	30,00	30,00	30,00	29,90	0,10	2	No	No	115	
ENOFUTBLYR-21	CLOSE	8760	1		22,75	22,85		1	22,80	2	22,85	22,55	22,69	22,60	0,20	49	No	No	7 017,25	
ENOFUTBLYR-22	CLOSE	8760	4		25,50	25,60		1	25,55	2	25,80	25,50	25,80	25,75	-0,20	26	No	No	2 714,98	
ENOFUTBLYR-23	CLOSE	8760	5		25,70	27,60		1	27,58	1	27,58	27,45	27,45	27,50	0,08	4	No	No	1 153,01	
ENOFUTBLYR-24	CLOSE	8784	5		26,90	28,10		1						27,88			No	No	459	
ENOFUTBLYR-25	CLOSE	8760	1		27,55	28,50		5						28,15			No	No	173	
ENOFUTBLYR-26	CLOSE	8760												29,22			No	No	80	
ENOFUTBLYR-27	CLOSE	8760												31,19			No	No	102	
ENOFUTBLYR-28	CLOSE	8784												31,37			No	No	65	
ENOFUTBLYR-29	CLOSE	8760												31,52			No	No		
ENOFUTBLYR-30	CLOSE	8760												31,67			No	No		

Joonis 27. Põhjamaade süsteemikomponendi futuurid 14.04.2020.

Allikas: Nasdaq OMX Trading Workstation

Lisa 2. Helsinki, Riia ja Tallinna EPAD-i futuurid 14.04.2020

Instrument					Single							Trade Information								
ID	✱	TSS	S Mkt	Ex Mkt	CSize	BQty	SCBid	Bid	Ask	SCAsk	AQty	Last	LQty	High	Low	Open	Settle	Chg	Turn	OInt
SYHELAFUTBLW16-20		CLOSE	No	No	168												12,79			
SYHELAFUTBLW17-20		CLOSE	No	No	168												12,79			
SYHELAFUTBLW18-20		CLOSE	No	No	168												12,79			
SYHELAFUTBLW19-20		CLOSE	No	No	168												15,25			
SYHELAFUTBLW20-20		CLOSE	No	No	168												15,25			
SYHELAFUTBLW21-20		CLOSE	No	No	168															
SYHELAFUTBLMAPR-20		CLOSE	No	No	720												12,79			1 901,73
SYHELAFUTBLMMAY-20		CLOSE	No	No	744	10		11,00	21,00		10						15,25			1 849,73
SYHELAFUTBLMJUN-20		CLOSE	No	No	720	10		11,00	21,00		10						15,00			1 802,73
SYHELAFUTBLMJUL-20		CLOSE	No	No	744	10		8,00	18,00		10						13,00			
SYHELAFUTBLMAUG-20		CLOSE	No	No	744	10		11,00	21,00		10						16,00			
SYHELFUTBLQ3-20		CLOSE	No	No	2208	2		18,30	18,80		2						18,18			1 509,15
SYHELFUTBLQ4-20		CLOSE	No	No	2209	5		11,50	13,50		1						12,00			1 630,75
SYHELFUTBLQ1-21		CLOSE	No	No	2159	5		8,50	11,50		5						10,00			287
SYHELFUTBLQ2-21		CLOSE	No	No	2184	5		6,75	11,75		5						9,25			
SYHELFUTBLYR-21		CLOSE	No	No	8760	5		8,00	8,50		1	8,35	10	8,35	8,35	8,35	7,90	0,45	10	1 201,5
SYHELFUTBLYR-22		CLOSE	No	No	8760	2		5,00	5,15		1						4,90			477
SYHELFUTBLYR-23		CLOSE	No	No	8760	5		3,70	4,10		5						3,75			206
SYHELFUTBLYR-24		CLOSE	No	No	8784	5		3,90	4,90		5						4,08			28
SYRIGAFUTBLMAPR-20		CLOSE	No	No	720												17,68			9
SYRIGAFUTBLMMAY-20		CLOSE	No	No	744	2		17,90	23,90		2						21,70			9
SYRIGAFUTBLMJUN-20		CLOSE	No	No	720	2		18,90	24,90		2						22,60			9
SYRIGFUTBLQ3-20		CLOSE	No	No	2208	2		20,00	26,00		2						24,10			20
SYRIGFUTBLQ4-20		CLOSE	No	No	2209	2		13,40	19,40		2						17,10			5
SYRIGFUTBLQ1-21		CLOSE	No	No	2159	2		13,20	19,20		2						16,60			
SYRIGFUTBLYR-21		CLOSE	No	No	8760	2		11,50	17,50		2						15,40			11
SYRIGFUTBLYR-22		CLOSE	No	No	8760	1		8,00									12,25			5
SYTALAFUTBLMAPR-20		CLOSE	No	No	720												16,21			8
SYTALAFUTBLMMAY-20		CLOSE	No	No	744												18,02			8
SYTALAFUTBLMJUN-20		CLOSE	No	No	720												18,02			8
SYTALFUTBLQ3-20		CLOSE	No	No	2208												23,83			8
SYTALFUTBLQ4-20		CLOSE	No	No	2209												14,30			8
SYTALFUTBLQ1-21		CLOSE	No	No	2159												14,30			
SYTALFUTBLYR-21		CLOSE	No	No	8760												11,18			5
SYTALFUTBLYR-22		CLOSE	No	No	8760												7,48			
SYTALFUTBLYR-23		CLOSE	No	No	8760												7,48			

Joonis 28. Helsinki, Riia ja Tallinna EPAD-i futuurid 14.04.2020.
Allikas: Nasdaq OMX Trading Workstation

Lisa 3. CFB-plokkide tootmismahu prognoos erinevate stsenaariumite korral

	Turule pääsemise %	Kogu toodang (TWh)	Keskmine toodang aastas (MW)	Kogu toodang arvestades uttegaasist tuleneva miinimumkoor musega (TWh)	Keskmine toodang aastas arvestades uttegaasist tuleneva miinimumkoor musega (MW)
Eesti spot- hinna 10%- line tõus	36,9%	8697,2	198,6	14256,1	325,5
Eesti spot- hinna 20%- line tõus	52,8%	15287,2	349,0	18544,4	423,4
Eesti spot- hinna 10%- line langus	8,7%	478,6	10,9	8424,6	192,3
Eesti spot- hinna 20%- line langus	1,1%	34,7	0,8	7737,3	176,7
CO ₂ - intensiivsuse 30%-line langus	45,8%	11967,3	273,2	16549,9	377,9
CO ₂ - intensiivsuse 30%-line tõus	7,0%	327,0	7,5	8221,7	187,7
CO ₂ hinna 30%-line langus	45,8%	11967,3	273,2	16549,9	377,9
CO ₂ hinna 30%-line tõus	7,0%	327,0	7,5	8221,7	187,7
Muutuvkulud e 10%-line langus	31,0%	6332,9	144,6	12731,9	290,7
Muutuvkulud e 20%-line langus	40,5%	10064,1	229,8	15162,9	346,2
Muutuvkulud e 10%-line tõus	13,6%	1142,4	26,1	9151,8	208,9
Muutuvkulud e 20%-line tõus	8,8%	491,2	11,2	8440,4	192,7

Lisa 4. Tolmpõletusplokkide tootmismahu prognoos erinevate stsenaariumite korral

	Turule pääsemise %	Kogu toodang (TWh)	Keskmine toodang aastas (MW)	Kogu toodang arvestades uttegaasist tuleneva miinumkoor musega (TWh)	Keskmine toodang aastas arvestades uttegaasist tuleneva miinumkoor musega (MW)
Eesti spot-hinna 10%-line tõus	4,24%	587,55	13,41	1691,55	38,62
Eesti spot-hinna 20%-line tõus	10,26%	1840,15	42,01	2944,15	67,22
Eesti spot-hinna 10%-line langus	0,00%	0,00	0,00	1104,00	25,21
Eesti spot-hinna 20%-line langus	0,00%	0,00	0,00	1104,00	25,21
CO ₂ -intensiivsuse 30%-line langus	7,28%	1118,85	25,54	2222,85	50,75
CO ₂ -intensiivsuse 30%-line tõus	0,00%	0,00	0,00	1104,00	25,21
CO ₂ hinna 30%-line langus	7,28%	1118,85	25,54	2222,85	50,75
CO ₂ hinna 30%-line tõus	0,00%	0,00	0,00	1104,00	25,21
Muutuvkulude 10%-line langus	1,88%	256,65	5,86	1360,65	31,07
Muutuvkulude 20%-line langus	5,60%	804,60	18,37	1908,60	43,58
Muutuvkulude 10%-line tõus	0,00%	0,00	0,00	1104,00	25,21
Muutuvkulude 20%-line tõus	0,00%	0,00	0,00	1104,00	25,21

Lisa 4. Lihtlitsents

Lihtlitsents lõputöö reprodutseerimiseks ja lõputöö üldsusele kättesaadavaks tegemiseks¹

Mina, Markus Somp (*autori nimi*)

1. annan Tallinna Tehnikaülikoolile tasuta loa (lihtlitsentsi) enda loodud teose Eesti põlevkivielektri ja -õli tootmismahdade prognoos tulevikutehingute põhjal, mille juhendaja on Aaro Hazak, PhD,

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

1.2 üldsusele kättesaadavaks tegemiseks TalTechi veebikeskkonna kaudu, sealhulgas TalTechi 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.

¹*Lihtlitsents ei kehti juurdepääsupiirangu kehtivuse ajal, välja arvatud ülikooli õigus lõputööd reprodutseerida üksnes säilitamise eesmärgil.*