

TALLINNA TEHNIKAÜLIKOOL
Majandusteaduskond
Majandusanalüüsi- ja rahanduse instituut

Reigert Meerbach

ELEKTRIHINDADE KUJUNEMISE MODELLEERIMINE
ELEKTRIBÖRSIL EESTI NÄITEL

Bakalaureusetöö

Õppekava ärindus, peeriala ärirahandus

Juhendaja: Triinu Tapver, MA

Tallinn 2022

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 6921 sõna sissejuhatusest kuni kokkuvõtte lõpuni.

Reigert Meerbach

(allkiri, kuupäev)

Üliõpilase kood: 194029TABB

Üliõpilase e-posti aadress: reigert.meerbach@gmail.com

Juhendaja: Triinu Tapver, MA:

Töö vastab kehtivatele nõuetele

.....

(allkiri, kuupäev)

Kaitsmiskomisjoni esimees:

Lubatud kaitsmisele

.....

(nimi, allkiri, kuupäev)

SISUKORD

1. ELEKTRIENERGIAMAJANDUS EUROOPAS	8
1.1. Elektriturg Eestis	9
1.2. Elektritootmine Eestis	12
1.3. Elektritarbimine Eestis	14
1.4. Taastuenergia.....	16
2. ANDMED JA METOODIKA	19
2.1. Sisendid	19
2.2. Kirjeldav statistika.....	24
2.3. Metoodika.....	26
3. ANALÜÜS JA JÄRELDUSED	29
3.1 Aegridade eelduste testimine.....	29
3.2. Keskväärtuse mudelite määramine	30
3.2.1 ARMA mudelite jääkliikmete testimine.....	31
3.3 Ökonomeetiline analüüs.....	31
3.3.1 2021 neljanda kvartali ökonomeetiline analüüs	32
3.4 Järeldused	34
LISAD	44
Lisa 1. Esimest järku diferentseeritud hinnad perioodil 01.01.2020-31.12.2021.....	44
Lisa 1 jätk CO2 kvootide hinna diferentseerimine	45
Lisa 1 jätk hooajaline diferentseerimine ning esimest järku diferentseerimine	46
Lisa 1 jätk hooajaline diferentseerimine ning esimest järku diferentseerimine	47
Lisa 2. autokorrelatsiooni maatriks	48
Lisa 3. Elektrihinna autokorrelatsiooni testimine.....	49

Lisa 4. ADF testide tulemused	50
Lisa 5. ARMA(1, 2) mudeli tulemused	51
Lisa 6. ARMA(1, 0) testi tulemused	52
Lisa 7. ARMA(0, 1) testi tulemused	53
Lisa 8. Autokorrelatsiooni tulemused.....	54
Lisa 9. Heteroskedastiivsuse test	55
Lisa 10. Lõplik mudel.....	56
Lisa 11. statsionaarsuse, trendi, sesoonsuse eemaldamine elektri hinnast Q4	57
Lisa 11 jätk statsionaarsuse, trendi, sesoonsuse eemaldamine maagaasi hinnast Q4.....	58
Lisa 11 jätk statsionaarsuse, trendi, sesoonsuse eemaldamine Q4 CO2 kvootide hinnast.....	59
Lisa 11 jätk statsionaarsuse, trendi, sesoonsuse eemaldamine Q4 hüdroreservuaaride täituvusest	60
Lisa 12. korrelatsioonimaatriks Q4	61
Lisa 13. autokorrelatsiooni testimine Q4.....	62
Lisa 14. ADF testide tulemused	63
Lisa 15. ARMA järgu test	64
Lisa 16. ARMA(2, 2) testi tulemused	65
Lisa 17. ARMA(2, 2) testi tulemused ilma konstandita	66
Lisa 18. ARMA(2, 2) testi tulemused ilma CO2 kvootide hinnata	67
Lisa 19. ARMA(2, 2) testi tulemused ilma maagaasi hinnata.....	68
Lisa 20. Lihtlitsents	69

LÜHIKOKKUVÕTE

Elekter on väga eriline kaup kuna majanduslikult see ei säili ning elektrisüsteemi stabiilsus vajab pidevat tasakaalu tootmise ja tarbimise vahel. Elektri hinna modelleerimisel regressioonanalüüsiga saab hinnata erinevate muutujate mõju elektri hinna kujunemisel. Autor kasutas Nord Poolis olevaid keskmisi elektri hindu ning hüdroreservuaaride keskmist täituvust; maagaasi sulgemishinnad pärinesid Hollandi TTF börsilt ja CO₂ kvoodi hinnad Euroopa ETS (*emissions trading system* – emissioonide kauplemis süsteem) turult. Kõik muutujad olid nädalalõikesse ümber arvutatud.

Analüüsi tulemustest tuli välja et valimis nädalaste hindade ja täituvuse lõikes on statistiliselt olulised aegriidade analüüsil kõik sisendid. Tulemustest selgus, et Norra hüdroreservuaaridel on roll elektri hinna madalal ning stabiilsel hoidmisel. CO₂ kvootide hind jällegi mõjutab tarbija suhtes elektri hinna negatiivselt. Euroopa direktiivide kohaselt üleminekul süsinikuneutraalseks on tõhusaks meetodiks süsihappegaasi emissioonide maksustamine, mis tähendab ka elektrienergia hinna kasvu. Maagaasi kasutatakse Eestis peamiselt soojusenergiaks, kuid elektrienergia puhul on tegemist põlevkivist keskkonnasäästlikuma alternatiiviga üleminekul roheenergiale, ehk maagaasi hinna kasvul kasvab ka elektrienergia hind, kuid mõju pole nii suur kui CO₂ kvootide hinnal.

Neljanda kvartali hinna kiire kasvu modelleerimisel leidis autor et lühikese perioodi vältel on ainus statistiliselt oluline muutuja hüdroreservuaaride täituvus.

Võtmesõnad: Nord Pool elektribörs, regressioonanalüüs, elektri hinna modelleerimine

SISSEJUHATUS

Alates 1990ndate aastate algusest on dereguleerimine ja konkurentsile rajatud turgude kasutuselevõtt muutnud traditsiooniliselt monopoolse ja valitsuse kontrolli all oleva elektrisektori maastikku. Paljudes riikides üle maailma kaubeldakse nüüd elektrienergiaga turureeglite alusel, kasutades otselepinguid ja tuletislepinguid. Elekter on siiski väga eriline kaup, kuna see on majanduslikult mittesäiliv ja elektrisüsteemi stabiilsus nõuab pidevat tasakaalu tootmise ja tarbimise vahel (Kaminski, 2012). Samal ajal iseloomustab elektrinõudlust sesoonsus ja volatiilsus, sõltudes näiteks aastaajast, ilmastikutingimustest (temperatuur, tuule kiirus, sademed jne) ning äritegevuse ja igapäevase tegevuse intensiivsusest (tipptunnid vs. tipptunnivälised tunnid, tööpäevad vs. nädalavahetused, pühad ja lähipühad jne). Ühest küljest põhjustavad need ainulaadsed ja spetsiifilised omadused hinnadünaamikat, mida ühelgi teisel turul ei ole täheldatud ja mis näitab hooajalisust päeva-, nädala- ja aastatasandil ning järske, lühiajalisi ja üldiselt ootamatuid hinnahüppeid. Teisest küljest on need julgustanud teadlasi tegema suuremaid jõupingutusi paremate elektri hinna prognoosimeetodite väljatöötamiseks.

Antud bakalaureusetöö teema valik tulenes autori huvist elektrienergia börsi vastu. Üldiselt inimesed ei ole teadlikud kuidas Nord Pool Spot turg töötab ning millised tegurid mõjutavad peamiselt elektrihinna. Antud teema ei ole laialdaselt uuritud Eesti kontekstis ning 2021 neljanda kvartali hinnatõus teevad käesoleva töö aktuaalseks. Põhiliseks hinna tõusu põhjuseks võib välja tuua CO2 kvootide kasvu, maagaasi hinna kasvu ning hüdroreservuaaride madala täituvuse. Viimase kümnendi jooksul on Euroopa saanud kasutada odavat Norra elektrit nende hüdroelektrijaamade odava omahinna tõttu. Töö eesmärgiks on analüüsida aegriidade mudelite sobivust hindamiseks maagaasi hinna, CO2 kvootide hinna ning Norra hüdroreservuaaride täituvuse mõju elektrihinna kujunemisel Eestis.

Töö eesmärgi täitmiseks püstitas autor järgnevad uurimisküsimused:

- 1) Kas ja kuidas mõjutab elektrienergia Norra hüdroreservuaaride täituvuse tase?
- 2) Kas ja kuidas mõjutab elektrienergia CO₂ kvootide hind?
- 3) Kas ja kuidas mõjutab elektrienergia maagaasi hind?

Autor tugines keskmistele nädalastele hindadele ning hüdroreservuaaride puhul nädalase täituvuse protsendile maksimumist. Töös kasutati autoregressiivseid integreeritud liikuva keskmise mudeleid ehk ARIMA tüüpi mudeleid. ARIMA mudeleid testiti järkudest (0,0) kuni (2,2). Mudeli sisenditeks võeti CO₂ kvootide hinnad, maagaasi hinnad ning Norra hüdroreservuaaride täituvused. Perioodi valik 01.01.2020-31.12.2021 tulenes Nord Pooli elektrienergia kättesaadavuse tõttu.

Bakalaureuse töö koosneb kolmest peatükist. Esimeses peatükis toob autor välja ülevaate Nord Pool elektriturust, börsil elektrienergia kujunemisest, elektrienergia tootmisest ning tarbimisest Eestis ja taastuvenergiast. Peatükk keskendub elektribörsi toimimise põhimõtete selgitamisele ning erinevate energiaallikate osakaaludele Eesti energia tootmisest. Taustaks leiab ka infot Euroopa direktiividest süsihappegaasi emissioonidest ning selle mõjust elektrienergiale taastuvenergiaallikatele üle minekul. Teises peatükis on välja toodud uurimuse valim ja meetodika. Valim koosneb kolmest erinevast sisendist- maagaasi hinnast, CO₂ kvootide hinnast ja hüdroreservuaaride täituvusest. Andmed on nädalapõhised perioodil 01.01.2020-31.12.2021. Edasi kirjeldatakse modelleerimisprotsessi meetodikat lähemalt. Kolmandas peatükis tuuakse välja tulemused ning järeldused ja tehakse ettepanekuid tulevaste uurimuste parendamiseks.

1. ELEKTRIENERGIAMAJANDUS EUROOPAS

Euroopa Liidu üks tähtsamaid energeetikavaldkonna eesmärke on tagada tõhusalt toimiv ühtne elektriturg et tagada taskukohased elektri hinnad. Pikaajaliseks jätkusuutlikuks odava hinna tagamiseks on vaja elektrituru läbipaistvust ning selget turureeglite raamistikku, et anda tarbijale ja tootjale rohkem võimalusi elektriturul osalemiseks (Elering.ee, n.d.). Elektri hinna kujunemisel lähtutakse nõudluse ja pakkumise põhimõtetest. Elektrienergia majanduslikust vaatenurgast on üks väheseid kaupu mida säilitada on keeruline ning kulukas, mis muudab nõudluse ja pakkumise tasakaalustamise raskeks ülesandeks. Väikesed muutused toodetud elektrienergia koguses või nõudluses võivad põhjustada suuri muutuseid elektri hinnas. Suurenenud nõudluse korral võetakse kasutusse elektri jaamad mis on kõrgemate piirkuludega (nt nafta, diisel), tõstes elektrienergia hetkehinda. Nõudluse taastumisel normaalseks lõpetatakse kallimate elektritootjate kasutus viies hind tagasi keskmisele väärtusele. (Girish & Vijayalakshmi, 2013) Euroopa turgude peamised elektri hinna kujundavad tegurid on primaarkütuste hinnad, CO2 kvootide hinnad, taastuvenergia osakaal elektritootmisel ning elektrienergia nõudlus (Hirth, 2019). Joonis 1 illustreerib erinevaid elektri hindu mõjutavaid tegureid.

Elektrienergia hindu mõjutavad tegurid

Põhilised tegurid	Strateegilised tegurid	Tegevustegurid	Ajaloolised tegurid
Kütuse hinnad	Elektrienergia ostmine	Elektrienergia ülekanne	Hind
Temperatuur	Lepingud	Ülekoormus	Nõudlus
Ilmaolud	Kahepoolsed lepingud	Elektrisüsteemi toimimine	
Ajaindeksid, näiteks nädalapäev; aasta; kuu; aastaaeg	Elektribörs	seisund	
Elektrienergia tootmiskulud ühe ühiku kohta	Pakkumisstrateegia	Elektritootmine	
	Turu ülesehitus	(puudujääk/ülejääk)	
		Võrgu hooldus	
		Elektrienergia koormus	

Joonis 1. Elektrienergia hindu mõjutavad tegurid, allikas: (Girish & Vijayalakshmi, 2013)

Elektrienergia tootmiseks kasutatakse kolme peamist energiakategooriat- fossiilsed kütused, tuumaenergia ja taastuvenergia. Fossiilsetest kütustest toodetakse energiat kivisüüsi, maagaasist ja naftast. Taastuvenergia hõlmab tuulest, hüdrost, päikesest, maasoojusest ning biomassist toodetud elektrienergiat. (Piekut, 2021)

Euroopa Parlamendi ja Nõukogu 2019/944 direktiivi eesmärk on parandada Euroopa elektrienergia siseturu reguleerivat õigusraamistikku. Praegune elektrienergiaturu ülesehitus põhineb 2009. aastal vastuvõetud õigusaktidel „*Third energy package*“. Neid eeskirju on pidevalt täiendatud turu kuritarvitamise vastaste õigusaktidega ning elektrikaubanduse ja võrgu toimimise eeskirju käsitlevate aktidega. Lisaks uute väljakutsete lahendamisele üritatakse antud direktiiviga tegeleda ka elektrienergia siseturu väljakujundamist takistavate probleemidega. Uuendatud reguleeriv raamistik on abiks probleemide ületamisel mis tulenevad lõhestunud riiklikest turgudest, mis on sageli tingitud regulatiivsest sekkumisest. Sekkumised on põhjustanud takistusi elektrienergia võrdsetel tingimustel tarnimisel ning suuremaid kulusid võrreldes piiriülesele koostööle ja turupõhistel põhimõtetel põhinevatel lahendustel. (EU, 2019)

1.1. Elektriturg Eestis

Elektriturgu defineeritakse kui süsteemi, mis võimaldab ostmist ostupakkumiste kaudu ja müümist müügipakkumiste kaudu. Hinna määramiseks kasutatakse pakkumise ja nõudluse põhimõtteid. Pikaajalised lepingud sarnanevad elektrienergia ostulepingutele ja neid peetakse üldiselt vastaspoolte vahelisteks kahepoolseteks eratehinguteks (Cramton, 2017). Nord Pool pakub Euroopas kauplemist, kliiringut, arveldust ja sellega seotud teenuseid päevase ja ka päevasisesel turul. Tegemist on Euroopa juhtiva elektrituruga, millel kaupleb 360 ettevõtet 20st erinevast riigist (Nord Pool, 2022). 2021 aastal kaubeldi läbi Nord Pool turu 963TWh elektrienergiat, millest ostumaht oli 462TWh ja müügimaht 501TWh (Nord Pool, 2022). Eesti liitus Nord Pooli elektribörsiga aastal 2010 (Elering, 2009).

Elektriturul on tähtis roll hinnaarvutusmudelil. Euroopa ühtsel turul kasutatakse tänapäeval tsoonipõhist hinnamudelit (*zonal pricing model*), kus arvutused toimuvad tsooni ehk hinnapiirkonna põhised, arvestades ka erinevate piirkondade tegelikke ülekandevõimsuseid (Borowski, 2020). Piirkonnad on loodud reeglina ilma piiranguteta. Eesti, Läti, Leedu ning Soome

on jaotatud riigiti hinnapiirkondadeks, põhjamaadest on Norra jaotatud viieks, Rootsi neljaks hinnapiirkonnaks (Joonis 2).

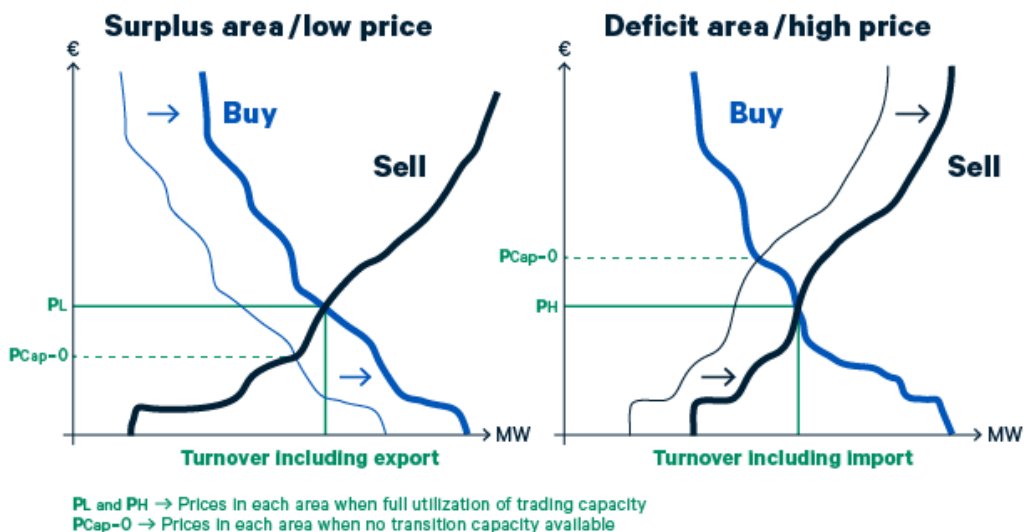


Joonis 2. Põhjamaade ja Baltikumi hinnapiirkonnad Nord Pool elektribörsil (Allikas: Nord Pool)

Eesti ja teised Balti riigid on osa Euroopa ühtsest elektriturust. Euroopa ühtne elektriturust tähendab et erinevate hinnapiirkondade vahel on mitmeid ühendusi tagamaks tasakaalu nõudluse ja pakkumise vahel. Reeglina läheb elekter madalama hinnaga piirkonnast kõrgema hinnaga piirkonda, kuna madalama hinna puhul on nõudlus madalam kui pakkumine ning kõrgema hinna puhul vastupidi (Nord Pool, 2022). Lisaks tagab ülekande võimalus ka elektrivõrgu stabiilsuse (Green, 1997). Eesti ja Soome vahel on rajatud kõrgpinge alalisvoolühendused EstLink 1 ja EstLink 2, mille kogu ülekandevõimsus on 1000MWh. (Cabau, Gräper, & Grigorovic, 2021)

Päev ette (*day-ahead*) elektriturust on osa elektriturust, kus kaubeldakse järgmise päeva igaks tunniks tarnitava elektrienergiaga. Kliendid saavad müüa või osta elektrienergiat 24 tunni jooksul suletud oksjonil. Tellimused sobitatakse vastavalt sotsiaalset heaolu maksimeerides ning arvestades põhivõrguettevõtjate ülekannete piiranguid ning võimsuseid (Nord Pool, 2022). Päev ette turuhind on tarbijale kõige olulisem indikaator, kuna börsihinna elektripaketid lähtuvad päev ette turuhinnast. Päev ette hinnad arvutatakse kogu Euroopa ühtse turu peale. Juhul kui ülekandevõimsused on täies ulatuses ära kasutatud, tekib piirkondade vahel hinnavahe. Elektrienergia kaubandus on korraldatud läbi elektribörside kus kogutakse kokku kõik piirkondade ostu- ja müügipakkumised, võimsused ning kõik korraldused sobitatakse üleeuroopalise turu

algoritmi Euphemia abil. Sobitamise käigus määratakse iga tunni ja iga pakkumisvööndi jaoks ühtne hind, kus müügihinna ja ostuhinna kõverad kohtuvad arvestades võrgupiiranguid. Seega kujuneb elektribörsil olev lõplik hind läbi pakkumise ja nõudluse kõvera, mida illustreerib joonis 3.



Joonis 3. Pakkumise ja nõudluse kõverate alusel kujunev elektri hind (Allikas: Nord Pool)

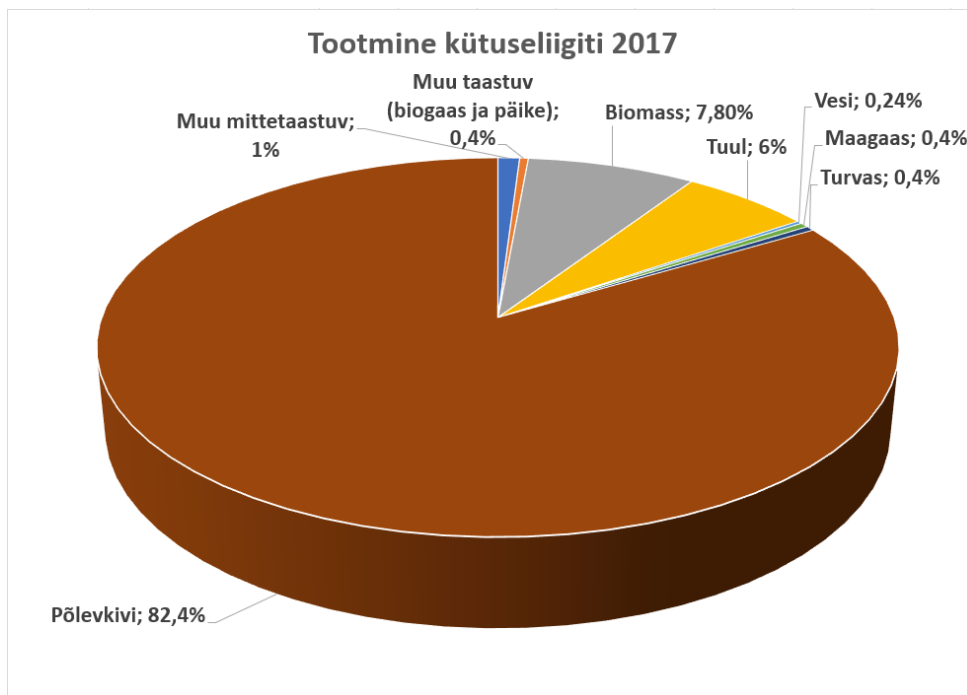
Mikroökonoomikas käsitletakse nõudluse ja pakkumise teooriat kui ressursi müüjate ja selle ressursi ostjate vahelist suhtlust. Teooria määratleb seose teatud kauba hinna ja inimeste valmisoleku vahel antud kaupa ostma või müüma. Üldiselt kui hind tõuseb, on inimesed valmis pakkuma rohkem ning ostma vähem ning vastupidi kui hind langeb (Eastin, 2011). Elektrienergia on ainulaadne kuna nõudlus ja pakkumine peavad olema koguaeg võrdsed, kuna elekter mis toodetakse tuleb kohe ära kasutada või salvestada.

Elektrihinda Eestis kujundavad mitmed erinevad tegurid. Nendest suurim mõju on ülekandevõimsustel, kliimal, tootmisvõimsuste koosseisul ning primaarkütuste hindadel. Kliima suurim hinna mõju tuleb tarbimise muutusest kuna kütteperioodidel tarbimine tõuseb mis toob kaasa ka hinna tõusu. Tuule- ning hüdroenergia on kaks madalate muutuvkuludega energiatootmis alternatiivi, mis aitavad elektrihinda hoida madalal. Primaarkütuste hinnad tulevad mängu kui taastuvenergia allikate tootmisvõimsus on madal ning peab kasutusele võtma kallimad alternatiivid primaarkütustest elektri tootmise näol et ära katta elektrienergia tarbimine Eestis. (Elering.ee, n.d.)

1.2. Elektritootmine Eestis

Elektritootmist ning elektriturgu üldiselt mõjutavad nii Euroopa Liidu direktiivid kui ka kohalik energiapoliitika. „Eesti riiklik energia- ja kliimakava aastani 2030“ aluseks võeti 2017 riigikogu poolt heaks kiidetud dokument „Kliimapoliitika põhialustes aastani 2050“. Kava koostamise, rakendamise ning seire vastutajaks oli Majandus- ja Kommunikatsiooniministeerium. Eesti peamised energiamajanduse eesmärgid 2030 aastaks on toimiv vaba, toetusteta ja avatud kütuse- ja elektriturv; taastuvenergia allikatest toota elektrit 50% maismaa lõpptarbimisest ning uute taastuvenergia elektri tootmiseseadmete rajamine ilma riiklike toetusteta avatud elektrienergiaturu tingimustel. Energiasäästu- ja tõhususe saavutamiseks toetatakse elamu- ja soojusmajandust läbi hoonefondi rekonstrueerimise ning liginullenergiahoonete rajamise toetamisega. Aastaks 2030 püsib energia tarbimine 32TWh aastas. Kasvuhoonegaaside koguse vähenemine moodustab energiasektoris 70% võrreldes aastaga 1990 ning 2050 aastaks on vähenemine üle 80%. Põlevkivist elektrienergia tootmise vähendamine ning jääkproduktide kasutamine elektritootmiseks või muudel ringmajanduse eesmärkidel. (ENMAK, 2017)

Eesti on üks suurimaid põlevkivist elektrienergia tootjaid maailmas tootes 2017 aastal 82,4% kogu elektrienergiast kasutades põlevkivi (Joonis 4). Narvas asuvad põlevkivipõhised elektrienergiat tootvad Narva Elektriijaamad on võimelised tootma umbes 1900MW. Põlevkivielektriijaamades toodetava elektri põhilise muutuvkulude osa moodustavad kütuste kulud ning CO₂ emissioonikulud (Elering, 2021). Kui 2017 kasutati põlevkivi 82,4% kogu elektrienergia tootmisest, siis 2019 aastaks oli suund keskkonnasõbralikumaks, kasutades põlevkivi vaid 57% kogu elektrienergia tootmisel. 2019 aastal toodeti Eestis 7,56TWh elektrit (Statistikaamet, 2020).



Joonis 4. Tootmine kütuseliigiti 2017 (Autori koostatud Eleringi andmetel)

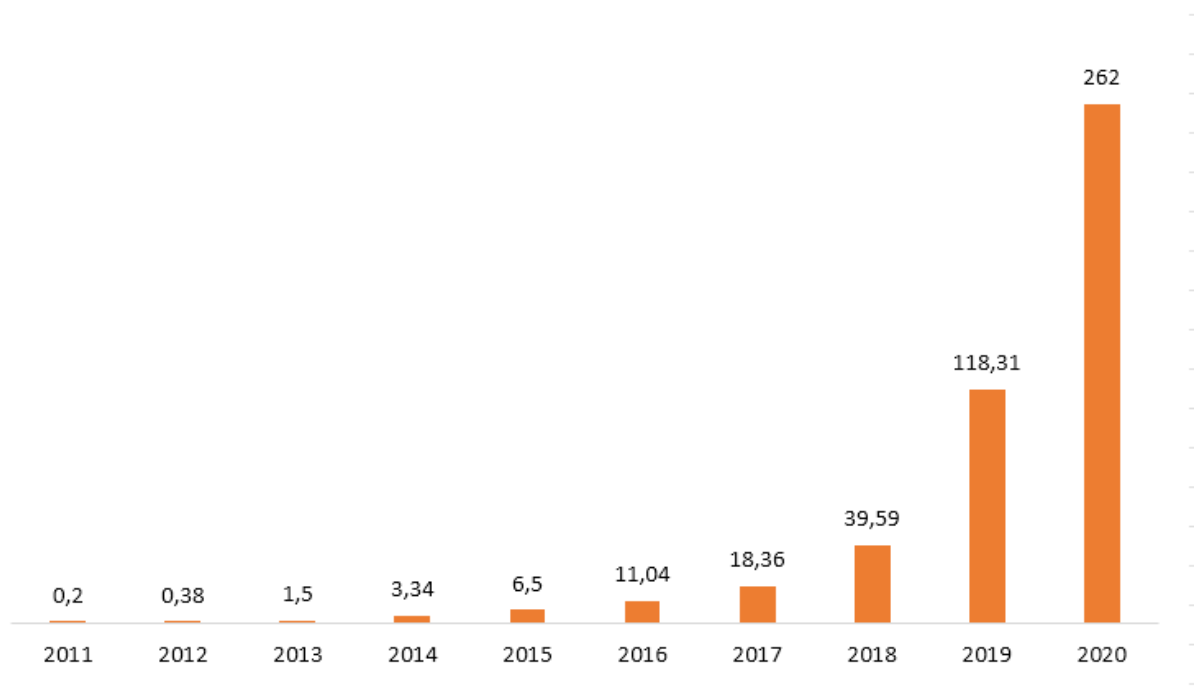
Lisaks põlevkivielektrijaamadele on elektrienergia tootmiseks Eestis kasutuses teisi taastuvenergiallikaid. Suurim osakaal nendest asub tuuleparkidel ja ka päikeseparkidel. Lisaks kasutatakse ka hüdroelektrijaamu, biomassi, biogaasi ning jäätmeid.

Hüdroenergiat Eestis kasutatakse väga väikeses mastaabis, kuna puudub potentsiaal geograafiliste olude tõttu. Hetkel on Eestisse rajatud 8MW võimsuse jagu hüdroelektrijaamasid, kuna enamikud jõgedest ei ole üle 10 kilomeetri pikad ning jõgesid mille vooluhulk ületab kaks kuupmeetrit sekundis on vähem kui 50. Hüdroelektrijaamade puhul saab välja tuua odavad muutuvkulud, mis aitavad hoida elektri hindu madalal. Lisaks salvestatakse hüdroenergiat hüdroreservuaaride abil, mis lisavad paindlikkust elektrienergia tootmisesse. (Elering, 2021)

2021 aastal toodeti taastuvatest allikatest 2,578TWh elektrienergia, mis moodustas kogutoodangust 40,7%. 1,514TWh ehk 59% taastuvenergiast toodeti biomassist, biogaasist ning biojätmetest. Tuuleenergiat toodeti 0,734TWh mis moodustas 28% taastuvenergia kogutoodangust. Hüdroenergiat toodeti 24,8GWh mis teeb protsentuaalselt 0,96% kogutoodangust. (Elering, 2022)

Üha populaarsemaks on muutunud päikeseenergia tootmine kodustes tingimustes päikesepaneelide kaudu. Üldiselt tarbitakse päeva jooksul suurem osa toodetud elektrist ära ning

ülejäänud müüakse tagasi võrku. Viimase kümnendi jooksul on kodustes majapidamistes päikeseenergia tootmine populaarsust kogunud (Joonis 5), mis tuleneb tasuvusaja lühenemisest, tehnoloogia odavnemisest ning inimeste teadlikkusest päikeseenergia teemadel.

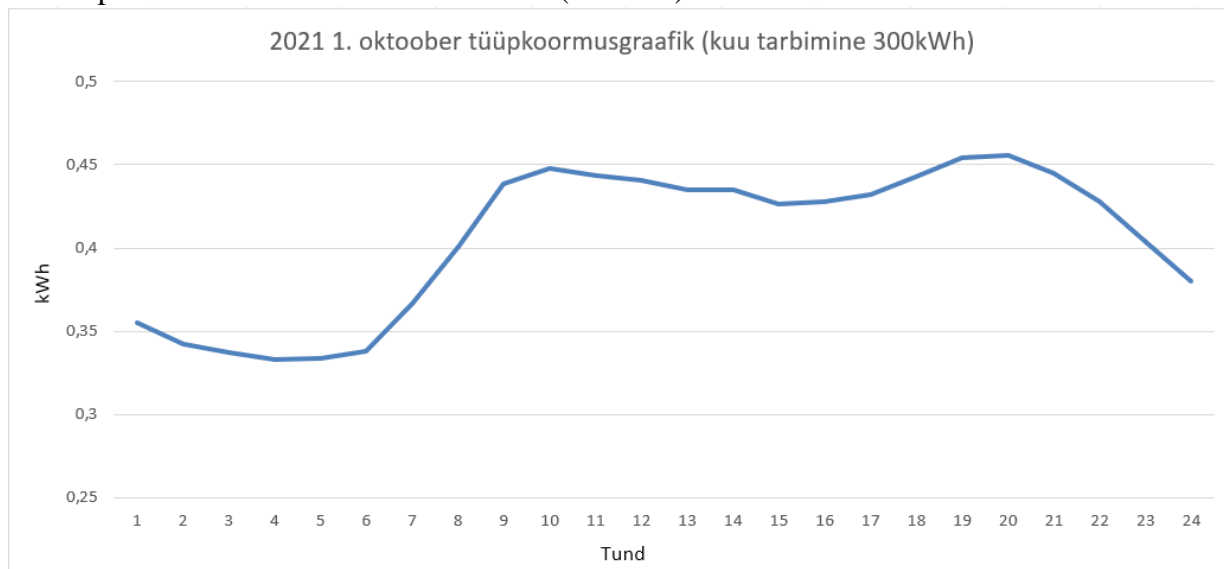


Joonis 5. Elektrivõrguga liitunud päikeseelektri tootmisvõimsused Eestis (MW) (Autori koostatud Elering, Elektrilevi, Imatra andmetel)

1.3. Elektritarbimine Eestis

Tehnoloogia arengu tõttu on nõudlus uute toodete ning teenuste järele pidevalt kasvamas. Majapidamised on täis tooteid ning seadmeid mis kasutavad elektrienergiat mis tähendab elektrienergia kasutuse ning nõudluse kasvu. Elektrienergia tähtsus on ajapikku aina süvenemas-tööstus ettevõtted, ettevõtlus kui ka majapidamised vajavad elektrit normaalseks toimimiseks. (Ponniran, 2007)

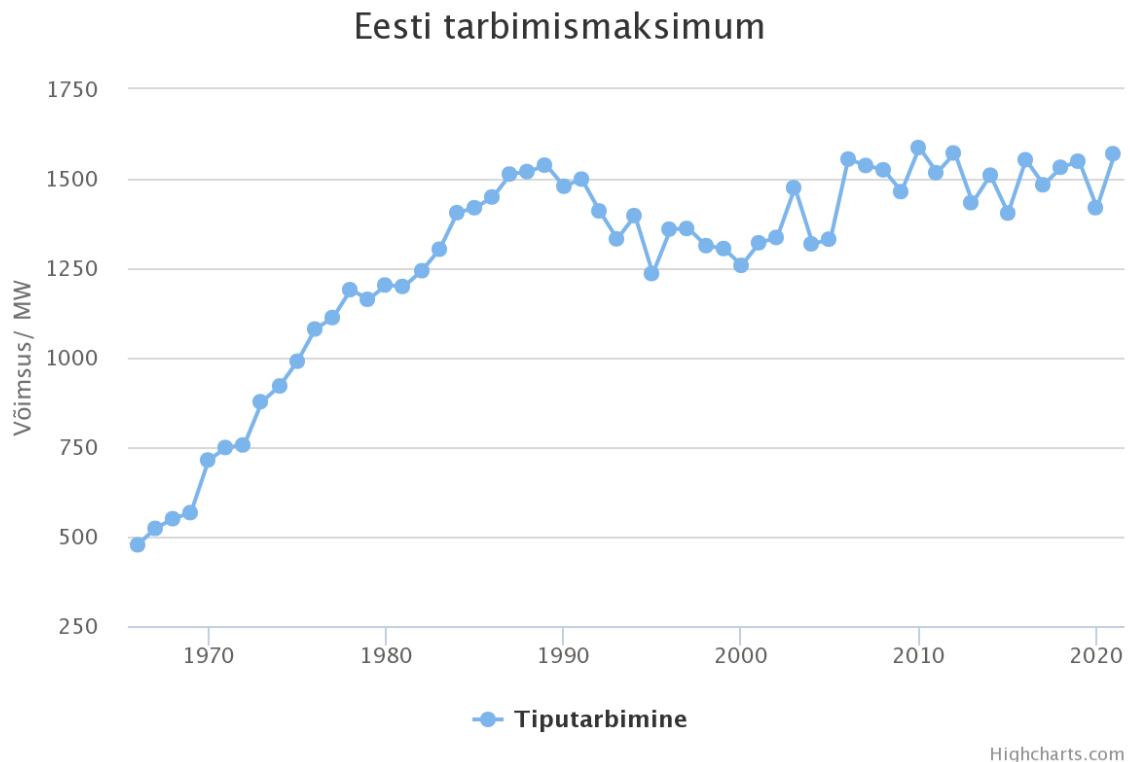
Elektritarbimise üks suur osa on seos elektrinõudluse, päevasise temperatuuri kõikumise ning aja vahel. Inimeste aktiivsustsükkel on kõige prominentsem tundidel kus inimesed on tööle minemas, tööl või töölt koju jõudnud, mida toetab ka elektrienergia tarbimise kasv just nendel tundidel. Kellaajaliselt vahemik 8.00-16.00 on tarbimine üsna stabiilne, kuna nendel tundidel esineb põhiline inimeste aktiivsus tööturul (Joonis 6).



Joonis 6. Näide tunnikoguste arvestusest 1. oktoober 2021 seisuga (Autori koostatud Elering andmetel)

Õhutemperatuur kajastub tarbimise muutuses sarnaselt aktiivsustsükliga, madalamad temperatuurid tähendavad elektrienergia tarbimise kasvu. Lisaks mängib õhutemperatuuri puhul väga suurt rolli sesoonsus (James McCulloch, 2020). Eesti asub põhjapoolkeral läänemere ääres ning aastane keskmine temperatuur on ligikaudu 7,1°C mis tähendab vajadust elektrienergia kasutamist eramutes soojuse tagamiseks. (Worlddata, 2021)

Eesti elektrienergia tarbimine aastal 2020 oli 8,44TWh koos kaduga, samal aastal oli Eesti elektrisüsteemi installeeritud netootmisvõimsuseks 2337MW. Tegelik kasutatav võimalik tootmisvõimsus ei küündi maksimumini kuna tootmist mõjutavad tootmiseadmete remondid ja avariid ning osasid seadmeid mõjutab tuule-, päikese-, ja hüdroressursside olemasolu. Eesti tootmise rekordmaht 2281MW pärineb 2016 aasta 15. jaanuarist Eleringi andmetel, sama aasta tiputarbimine oli 1553MW. (Elering, 2021)



Joonis 7. Eesti elektri tiputarbimine 1966-2021 (Allikas: Elering)

Üks osa elektrienergia tarbimisest on võrgus ülekandmisel tekkiv kadu, mille katmiseks Elering ostab elektrit turult. Elektrikadusid mõjutavad erinevad tegurid nagu näiteks üle kantud energia kogus, energiakaubanduse suunad ja ka kliima (põhiliselt õhuniiskus ja sademed). 2020. aastal oli Eesti võrgus kadu 4,1% kogu elektrienergia kogusest mis põhivõrku anti. (Elering, 2021)

1.4. Taastuvenergia

2015 võeti 196 osapoole poolt vastu Pariisi kliimakokkulepe (jõustus 2016), mille kohaselt peavad allakirjutanud osapooled üheskoos eesmärkide täitmiseks töötama pikaajaliste madalate kasvuhoonegaaside heite taseme arengustrateegiatega. Selle pikaajalise kasvuhoonegaaside vähendamise eesmärgi saavutamiseks püüavad riigid saavutada süsihappegaasi heitkoguste ülemaailmse neutraalsuse võimalikult kiiresti, et saavutada 21. sajandi keskpaigaks kliimaneutraalsus kogu maailmas. Pariisi kokkulepe on verstopistik mitmepoolses kliimamuutuste protsessis, sest esmakordselt ühendab siduv kokkulepe kõik riigid ühiselt, et teha ambitsioonikaid jõupingutusi kliimamuutuste vastu võitlemiseks ja nende mõjudega

kohanemiseks. Kuigi Pariisi kokkuleppe eesmärkide saavutamiseks tuleb kliimamuutustega seotud meetmeid massiliselt suurendada, on selle jõustumisest alates möödunud aastad juba käivitanud vähese süsinikdioksiidiheitega lahendusi ja uusi turge. Üha rohkem riike, piirkondi, linnu ja ettevõtteid seavad süsinikdioksiidi neutraalsuse eesmäärke. Süsinikuvabade lahenduste konkurentsivõimelisus on suurenenas kõigis majandussektorites, mis moodustavad 25% heitkogustest. See suundumus on kõige märgatavam energia- ja transpordisektoris ning on loonud varakult tegutsejatele palju uusi äri võimalusi. (United Nations, 2015) Energiasektor (elekter, soojus ning transport) põhjustab ligi 75% kogu süsihappegaasi emissioonide paiskamisest keskkonda mis näitab vajadust taastuenergia allikatele üleminekust puhtama tuleviku keskkonna nimel. (Climatewatch, 2022)

Taastuenergia on sellistest allikatest toodetud energia, mis taastuvad looduslikult inimese aja jooksul. See hõlmab allikaid nagu päikesevalgus, tuul, vihm, tõusud ja mõõnad, hüdro ning geotermiline soojus. (Kaltschmitt, Renewable Energy, 2007) Taastuenergia tähtsus elektri hinna kujunemisel tuleneb peamiselt fossiilkütustele alternatiivsete allikate energia tootmise odavast hinnast ning süsinikuneutraalsusest. 2019 seisuga erinevate taastuenergia tüüpide LCOE (*levelised cost of electricity* – elektrienergia ühtlustatud maksumus) on leitav tabelist 1. Võrdluseks võib välja tuua fossiilkütustel põhinevate energiaallikate LCOE vahemiku 0,05USD/kWh kuni 0,177USD/kWh. Suur varieeruvus tuleneb elektri jaamade tõhususe erinevusest. (IRENA, 2020)

Tabel 1. Taastuenergiate hind USD kWh kohta

Energia tüüp	Hind, USD kWh USD/kWh
Hüdroenergia	0,0473
Maismaa tuuleenergia	0,0530
Bioenergia	0,0656
Päikeseenergia (PV)	0,0684
Geotermiline energia	0,0719
Avamere tuuleenergia	0,115
Kontsentreeritud päikeseenergia	0,1823

Allikas: (ourworldindata, 2020)

Tabelist võib välja lugeda et ühtlustatud maksumus on kõige odavam hüdroenergial, mis tuleneb hüdroelektri jaamade kulutõhususest, kui arvestada jaamade suurust ning geograafilist asukohta.

Hoolimata kõrgetest esialgsetest kapitalikuludest, peetakse hüdroelektri tootmise kulusid peaaegu nulliks, mis teeb selle üheks atraktiivseimaks elektrienergia allikaks. Lisaks üks hüdroelektrijaama majanduslik eelis on nende minimaalne vajadus välja koolitatud spetsialistide järele, mis on seotud märkimisväärsete rahaliste kuludega. Kasvuhoonegaaside vaba hüdroenergia võib aidata rahuldada kasvavat energianõudlust ja säilitada jätkusuutlikku keskkonda tulevaste põlvkondade jaoks. (Halder, Doppalapudi, Azad, & Khan, 2021)

Päikeseenergia ühtlustatud maksumus on madalam kui primaarkütustel põhineval elektrienergia tootmisel, lisaks sellele päikesepaneelide tehnoloogia areng, eluea kasv, tasuvusaja lühenemine ning inimeste teadlikkus antud teemal on potentsiaalne taastuenergia allikas suuremal skaalal. Optimeerides päikesepaneelide nurka tagamaks tõhus energia tootmine ning pidevad arengud salvestustehnoloogiates pakub roheenergia tootmise võimaluse ka kodustes tingimustes. Antud elektrienergia tootmine võimaldab ka pakkuda võrku elektri müümist stabiilsuse hoidmiseks, teenides lisatulu. (Eicker, Demir, & Gürlich, 2015)

2. ANDMED JA METOODIKA

2.1. Sisendid

Käesolevas bakalaureusetöös uuritakse börsil elektrihinna kujunemist mõjutavaid tegureid. 2021 neljanda kvartali järsu elektrihinna tõusu järel on inimesed hakanud väljendama pahameelt põhiliselt teadmatuses kuidas elektrihind börsil kujuneb mis on kajastatud joonisel 11. Andmed mida järgnevas töös analüüsitakse on põhiliselt seotud elektrienergia tootmise kuludega perioodil 01.01.2020 kuni 31.12.2021. Periood on valitud aktuaalsusest ning Nord Pool Spoti päev-ette hindade kättesaadavusest alates 01.01.2020. Algandmed mis olid kasutuses teguritena elektrihinna kujunemise selgitamiseks sisaldavad keskmist nädalast elektrihinna €/MWh, Hollandi TTF naturaalgasid börsi päevase sulgemishinna keskmist nädalast, CO2 kvootide nädalast keskmist hinda €/t kohta ning Norra hüdroreservide täituvust protsentides. Elektrihind ning hüdroreservide täituvus pärinevad Nord Pooli kodulehelt. Analüüsitavad andmed on korrastatud andmetöötlus programmis MS Excel. Kõik andmed on alla laetud päevase tihedusega. Kokku saadi 2924 vaatlust, mis jaguneb nelja erineva sisendi vahel võrdselt (731 eraldiseisvat perioodi/päeva). Selleks, et vältida sesoonsuse mõju aegridadel põhinevale mudelile, viidi päevased andmed aritmeetiliste keskmiste baasi nädalasteks. Naturaalgasid ning CO2 kvootide hindade puhul on tegemist börsil kaubeldavate kaupadega, mis tõttu nädalavahetustel ning riigipühadel on turud suletud. Vältimaks andmetes puudusi, võttis autor suletud päevade hinnaks eelneva kauplemispäeva sulgemishinna. Hüdroreservide täituvus oli kajastatud GWh ning protsentuaalseks väljendamiseks pidi autor arvutama maksimumtäituvuse järgi.

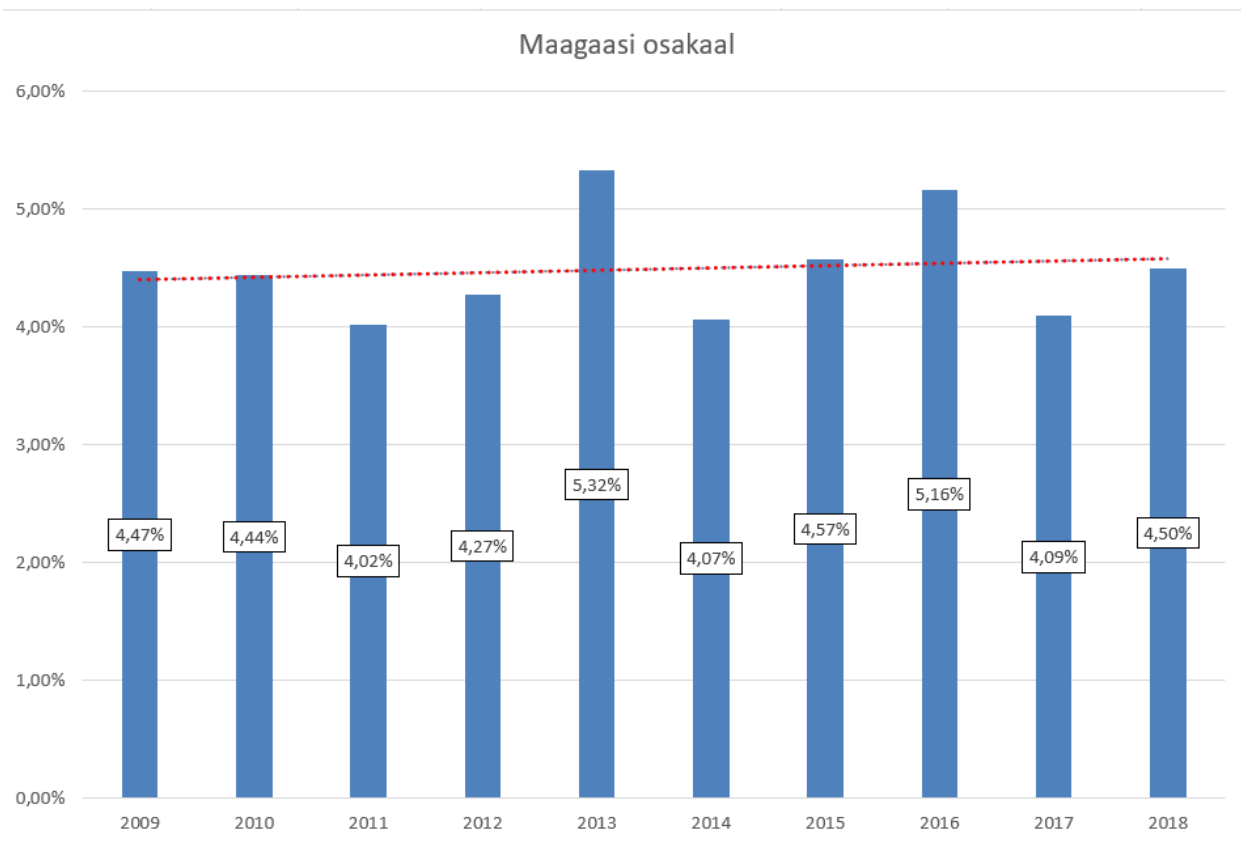
Süsihappegaasi kvootide hind valiti üheks sisendiks kuna energia sektor on suurim CO2 õhku paiskaja. 75% kogu süsihappegaasi emissioonidest tulevad energia sektorist. Euroopa direktiivide kohaselt tuleb vähendada kasvuhoonegaaside paiskamist keskkonda 2030 aastaks 55% võrra (võrreldes 1990 aastaga) (EC, 2018). Efektiivne viis kuidas emissioonidega võistelda on süsihappegaasi maksustamine. Tõstes CO2 maksustamist ühe euro võrra tonni kohta saab keskmiseks Euroopa kasvuhoone gaaside vähenemiseks 0,73% pikas perspektiivis. Võrdluseks kui maksustada kvote 45€ tonni kohta, siis saab CO2 vähenemiseks 17%, mis on vähem kui Euroopa direktiivide eesmärk. (Suphi Sen, 2018) Seega saab tuua üheks elektrienergia hinna mõjutajaks

CO2 kvootide hinnad, kuna fossiilkütustel põhinevad tootmisjaamad on väga suurte emissioonidega.

Maagaasi hind on valitud teiseks sisendiks kuna keskmine maagaasi tarbitud kogus soojuse tootmiseks Eestis on olnud aastatel 2016-2018 ligi 25%. Euroopa liidus kasutatakse gaasi esmase energiaallikana, mida tarbivad kõige rohkem tööstussektor, teenused ning kodumajapidamised. Lisaks on gaasil oluline roll elektrienergia paindlikkuse pakkumisel elektrinõudluse kõikumisel. (European Central Bank, 2022) Seega seos elektrienergia hinnaga tuleneb gaasi suurest kasutusest ning paindlikkuse pakkumisest. Energia mõiste alla kuuluvad nii elektri- kui soojusenergia. Soojusenergia tarbimise all üldiselt mõeldakse energia kasutamist ruumi siseõhu, tööstusprotsessi või muu sarnase jaoks temperatuuri hoidmist või tõstmist vajaliku kraadini. Kuna Eesti asub põhjapoolkeral, siis üks põhilisi soojuse kasutamise viise on ruumide kütmine ning õhusoojuse ühtlane hoidmine. Soojuse tarbimine on otseses seoses välisõhu temperatuuriga, kuna külmal ajal on normaalse elulaadi hoidmiseks vaja hoida eluruumid soojana. (Energiatalgud, 2021)

Maagaas on kõige puhtamalt põlev fossiilkütustel põhinev energia allikas, mis teeb gaasist olulise osa üleminekul taastuvatele energiaallikatele aidates stabiliseerida CO2 emissioonide paiskamist keskkonda. Vahetades põlevkivi ning nafta välja maagaasi vastu tekib küll vähem kasvuhoonegaase, kuid energia nõudluse täitmiseks kasutatav gaas on koguselt piisavalt suur et 2030ks aastaks olla keskkonnale saastavam kui põlevkivi ja nafta, mis tähendab vajadust süsinikuneutraalsetele energiatootmis variantidele tulevikus. (Aguilera, 2012)

Joonis 8 kajastab maagaasi osakaalu energiabilansis, mis on püsinud üsna stabiilselt 4,5% lähedal tegelikust lõpptarbimisest aastatel 2009-2018. Eesti on Balti riikide kõige madalama maagaasist elektritootmise osakaaluga. Maagaasi varustuskeem Eestis on aastaajast sõltuv- suvel tarnitakse maagaasi Venemaalt läbi Valdai-Pihkva torujuhtme nii Eestisse kui ka Lätti kus seda ladustatakse Inčukalnsis asuvas maaaluses gaasihoidlas. Valdav osa hoidlates olevatest varudest kasutatakse ära Lätis, Eesti tarbib jällegi ainult osaliselt. (Elering, 2021)



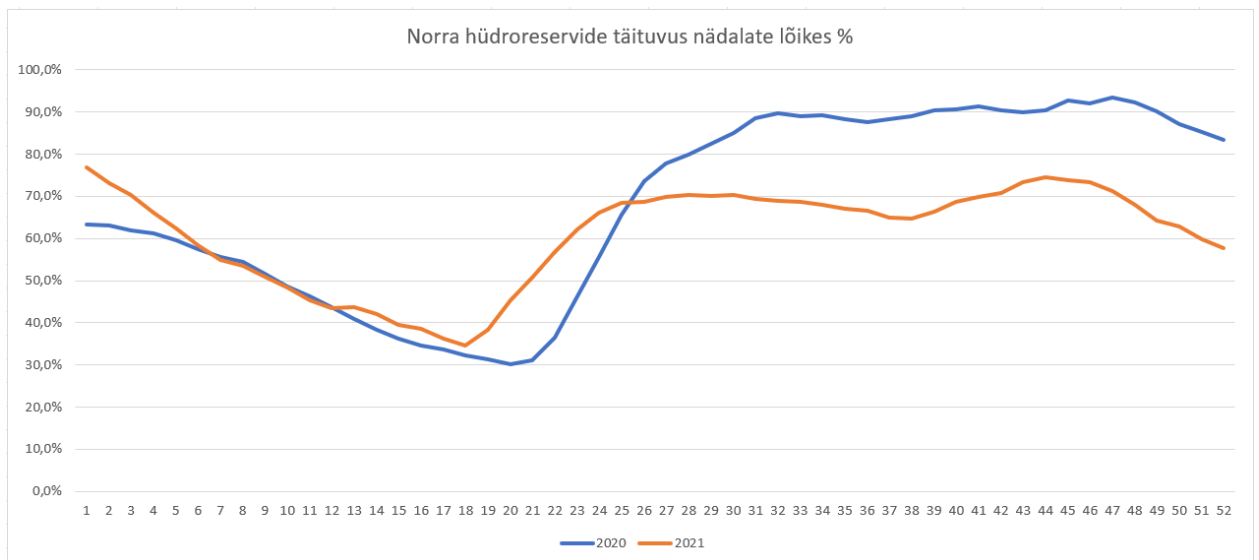
Joonis 8. Maagaasi osakaal energiabilansis 2009-2018

Allikas: autori koostatud Statistikaamet KE024 andmetel

Hüdroreservuaarid omavad tähtsat osakaalu elektrienergia börsi hindade madalal hoidmisel kasutades seda hüdroenergia tootmiseks ning vee kasutamiseks. Suur paindlikkus, madalad tegevuskulud ning hüdroturbiinide vähesed kasvuhoonegaaside emissioonid muudavad need sobilikuks tehnoloogiaks elektrisüsteemide arsenalis. Lisaks elektrisüsteemides koos teiste taastuvate energiaallikatega toetavad need ka säästvuse ja keskkonnaküsimustes. (Latorre, 2014)

Antud bakalaureuse töös kasutas autor Norra hüdroreservuaaride täituvust, kuna Norra elektrisüsteem on integreeritud tihedalt teiste Põhjamaade süsteemidega turuintegratsiooni kaudu ning ka füüsiliselt. Põhjamaade turg on lisaks sellele integreeritud ülejäänud Euroopaga Madalmaade, Balti riikide, Saksamaa, Poola ja Venemaa piiriüleste ühenduste kaudu. Integratsioon Euroopa riikide elektrisüsteemidega, kõrgelt arenenud elektrivõrk ning hüdroelektri tootmise eripära muudavad Norra elektrienergia süsteemi paindlikuks vähendades tundlikkust tootmise kõikumise suhtes hooegade ja aastate vahel. (NVE, 2021)

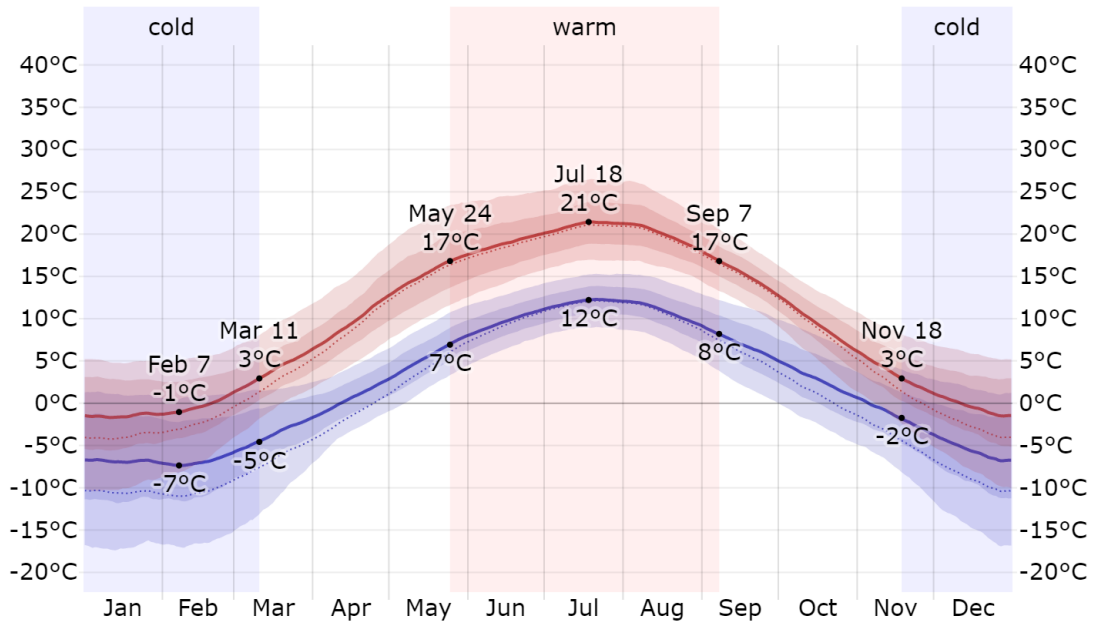
2021 algusega asus Norras 1681 hüdroelektrijaama kombineeritud paigaldatud võimsusega 33 055 MW, millest üle 75% võimaldab paindlikkust. Elektrienergia paindlikkuse all mõeldakse programme nõudlusele reageerimiseks mis aitavad leevendada kõrgeid tootmiskulusid tipptarbimise hetkedel, töökindlusprobleeme ja ülekoormus tootmis-, ülekande- ja jaotusüsteemides (Rezaee Jordehi, 2019). Elektrienergia tootmist on võimalik kiiresti tõsta ning vähendada vastavalt vajadusele ning see on madalate kuludega. Tootmistehnoloogiad mis sõltuvad ilmast nagu näiteks päikeseenergia või tuuleenergia on ebastabiilsed mis tõstab vajadust paindliku elektritootmise järele. Norra hüdroreservuaaride mahutavus suudab katta 70% Norra aastast elektrivajadusest, omades ligikaudu pool kogu Euroopa hüdroelektri salvestusvõimalustest. Joonisel 9 on kujutatud Norra hüdroreservuaaride täituvus protsentides nädalate lõikes 2020 ja 2021 aastal. (NVE, 2021)



Joonis 9. Norra hüdroreservide täituvus nädalate lõikes protentsuaalselt 2020 ja 2021

Allikas: autori koostatud Nord Pool andmetel

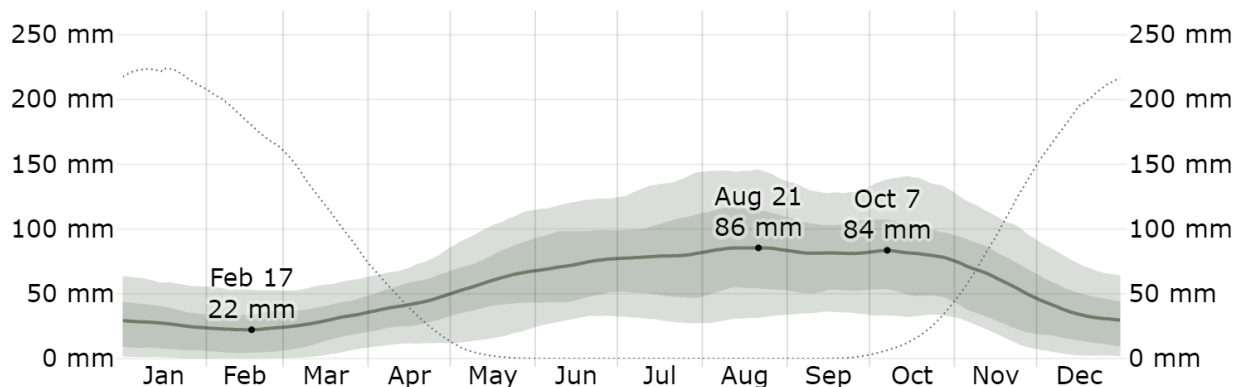
Graafikult võib välja lugeda, et nädalatel 1-21 on reservuaaride täituvus pidevas languses, mis tuleneb Norra kliimast- keskmiselt kõige külmemad kuud Norra pealinnas Oslos on vahemikus detsember-märts mida graafiliselt saab lugeda jooniselt 10.



Joonis 10. Oslo keskmine õhutemperatuur 2014-2021

Allikas: (Weather Spark, 2022)

Soojusenergia vajadus majapidamistes õhutemperatuuri hoidmiseks tõuseb aastaegadel, kus on keskmine temperatuur madal. Suveperioodidel üldiselt kasutatakse soojusenergiat õhksoojuspumba näol ning elektrienergia vajadus ei ole nii kõrge kui seda on talveperioodidel. Lisaks keskmine vihmasedu Norras on kõige prominentsem vahemikus mai kuni november, mis tähendab hüdroreservuaaride tühjenemist kuna jaanuar kuni aprill on keskmiselt kõige kuivem periood saju poolest mis on välja toodud joonisel 11.



Joonis 11. Oslo keskmised sademed 2014-2021

Allikas: (Weather Spark, 2022)

Kombineerides asjaolud et jaanuar-märts ajavahemik Norras on sademete poolest vaene ning ühtlasi ka kõige külmem aeg aastas, siis hüdroreservuaaride täituvuse tühjenemine ning seetõttu odava paindliku elektritootmise võimaluse puudumine mõjutavad Eesti ja ka ülejäänud Euroopa elektrienergia hindasid.

2.2. Kirjeldav statistika

Ülevaade kirjeldavast statistikast elektri-, maagaasi- ja CO2 kvootide hindadest leiab tabelist 2. Valim sisaldab elektri-, maagaasi ning CO2 kvootide hindasid ja hüdroreservuaaride täituvuse protsenti perioodil 01.01.2020-31.12.2021. Perioodi valik tulenes Nord Pooli kodulehel oleva elektrihinna kättesaadavusest, kuna börsi lehel puuduvad andmed varasemast kui 2020. Elektrihind on võetud nädala keskmine €/MWh. Maagaasi hind on Hollandi TTF börsi sulgemishindade nädala keskmine €/MWh, nädalavahetused korrigeeritud et keskmine oleks 7 päeva arvelt. CO2 kvootide hinnad pärinevad Londoni ETS (*emissions trading systems* – emissioonide kauplemis süsteemid) turult ning kajastuvad €/t kohta. Norra hüdroreservuaaride täituvus pärineb Nord Pooli kodulehel olevatest andmetest ning on kajastatud protentsuaalselt maksimum täituvusest nädala lõikes.

Tabel 2. Elektri-, maagaasi-, ja CO2 kvootide hindade kirjeldav statistika perioodil 01.01.2020-31.12.2021

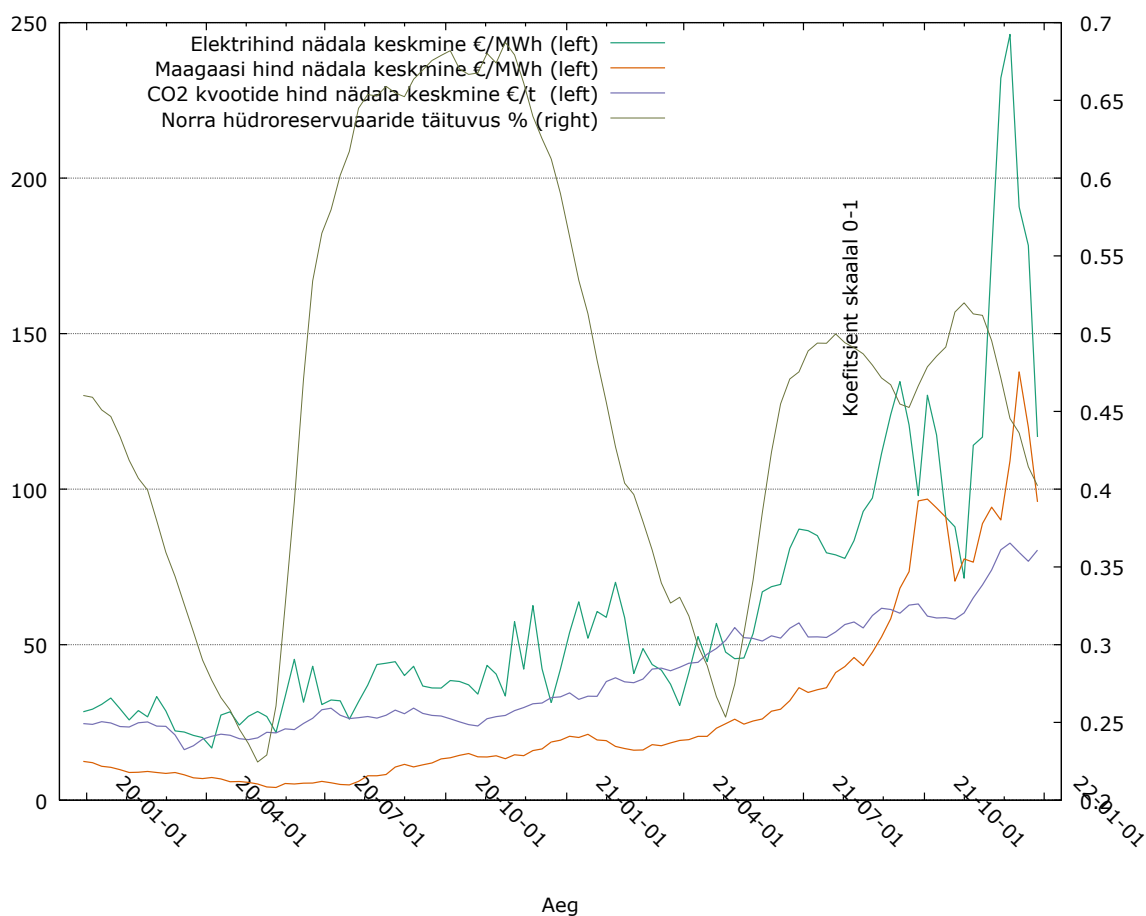
Näitajad	Aritmeetiline keskmine	Miinumum	Maksimum	Standardhälve
Elektrihind	60,169€	4,25€	469,03€	49,134€
Maagaasi hind	28,312€	3,7€	174,3€	29,949€
CO2 kvootide hind	39,261€	15,71€	88,88€	16,996€
Hüdroreservuaaride täituvus %	46,85%	22,45%	68,73%€	13,27%

Allikas: autori arvutused

Kirjeldavast statistikast võib välja tuua huvitava asjaolu et elektrihinna miinimumi ja maksimumi vahe on üle 1000% kahe aastase perioodi vältel. Hüdroreservuaaride hälve miinimumi ja maksimumi suhtes on üsna kõrge, kuid see tuleneb Norra hooajalisest kliimast. Kuigi CO2 kvootide hinna maksimum on 88,88€ ning miinumum 15,71€, on aritmeetiline keskmine üsna

kõrge võrreldes maagaasi hinna statistikaga. See tuleneb maagaasi üsna stabiilsest hinnast ja mõnest suuremast hinnatõusust 2021 neljandas kvartalis.

Testimaks seost sisendite ja elektriinna vahel hinnati mudelit regreesioonanalüüsi abil. Esimese asjana kontrollis autor sisendite statsionaarsust hüdroreservuaaride täituvuse protsendil ning elektri-, maagaasi- ja CO2 kvootide hindadel, mis on graafiliselt kujutatud joonisel 11.



Joonis 11. Elektri-, maagaasi- ja CO2 kvootide hinnad ning hüdroreservuaaride täituvuse protsent perioodil 01.01.2020-31.12.2021

Allikas: autori koostatud statistikatarkvaras Gretl

Jooniselt võib välja lugeda et aegread on mittestatsionaarsed ning trend on olemas. Elektriinna ning hüdroreservuaaride puhul esineb sesoonsus ning selle eemaldamiseks on kasutatud sesoonsuse diferentseerimist, seejärel on eemaldatud sesoonsuseta elektriinna ja

hüdroreservuaaride täituvus ning ülejäänud hinnad muudetud esimest järku diferentseerimise läbi statsionaarseks, mida saab hinnata graafiliselt lisas 1. Muutujate vaheline korrelatsioonimaatriks on leitav lisas 2. Kõik muutujad on omavahel positiivse seosega, välja võib tuua väga kõrge positiivse seose maagaasi ja CO₂ kvootide hinna suhtes elektrienergia. Kõrge korrelatsioon tähendab tugevat omavahelist sõltuvust. Maagaasi ning CO₂ kvootide kõrge hind on tugevalt seoses elektrienergia kõrge hinnaga.

Jooniselt 11 võib välja lugeda, et elektrienergia maksimumi ajal olid hüdroreservuaaride täituvused langemas, samal ajal CO₂ kvootide ning maagaasi hind tõusmas. Kuna elektrienergia hinna järsk tõus algas 2021 oktoobri alguses kui tegemist on Põhja-Euroopas sügisega ehk jahedama perioodiga, siis see selgitab järsku hinnatõusu ning hüdroreservuaaride vähenemist. Lisaks saab jooniselt järeldada, et hüdroreservuaaride täituvus sõltub hooajast.

2.3. Metoodika

Antud bakalaureuse töös kasutatakse ARIMA aegridade mudelit ning Boxi ja Jenkinsi metoodikat (1976). Boxi ja Jenkinsi analüüs viitab süstemaatilisele metoodikale eesmärgiga tuvastada, sobitada, kontrollida ja kasutada integreeritud ARIMA (autoregressiivne integreeritud liikuv keskmine) aegridade mudelite kasutamist. Meetod on sobiv keskmiste ja pikkade vaatlustega aegridadele (vähemalt 50), mis sobib antud tööks kuna aegria pikkus on 104 vaatlust. Esiõlgsed tööd mis uurisid ARMA protsesse, ei suutnud pakkuda hindamiseks ühtset süsteemset lähenemist. Ajapikku on välja töötatud ARMA mudelite ülesehitamise lähenemisviis mis on kolme osaline: mudeli spetsifikatsiooni määramine, parameetrite hindamine ning seejärel mudeli diagnostika. Aegridade puhul korratakse antud samme kuni mudeli täiustamine saab kinnitust. Mudeli kindlaks tegemise idee tuleneb teoreetilise ning empiirilise autokorrelatsiooni omaduste kasutamises juhul kui aegrida on ARMA protsessist genereeritud. Antud meetodit rakendades on võimalik tuvastada potentsiaalne mudel, või isegi mitu. (Box & Jenkins, 1976)

Esimese sammu eesmärgiks on kontrollida sisendite sesoonsust, statsionaarsust ning trendi. Box-Jenkinsi mudel prognoosib andmeid, kasutades kolme põhimõtet: autoregressioon, diferentseerimine ja liikuv keskmine. Neid kolme põhimõtet nimetatakse vastavalt p, d ja q. Iga põhimõtet kasutatakse Box-Jenkins'i analüüsis; koos on need ühiselt esitatud kui ARIMA (p, d,

q). Autoregressiooniprotsessi (p) abil testitakse andmete statsionaarsuse taset. Kui kasutatavad andmed on statsionaarsed, võib see lihtsustada prognoosimist. Kui kasutatavad andmed ei ole statsionaarsed, tuleb neid diferentseerida (d). Samuti testitakse andmete sobivust liikuva keskmise suhtes (mida tehakse analüüsiprotsessi q osas). Üldiselt valmistab andmete esialgne analüüs neid ette prognoosimiseks, määrates kindlaks parameetrid (p, d ja q), mida seejärel rakendatakse prognoosi koostamiseks. (Box & Jenkins, 1976)

Mudeli üheks eelduseks on aegridade statsionaarsus. Statsionaarsus jaguneb kaheks- range statsionaarsus ning nõrk statsionaarsus, kuid ranget statsionaarsust on praktikas võimatu kontrollida. Sellest tulenevalt mõeldakse edaspidi statsionaarsuse all nõrka statsionaarsust. Juhuslik protsess on nõrgalt statsionaarne, kui tema tõenäosuslikud omadused ei muutu ajas ehk esinevad konstantne keskvärtus (μ), dispersioon (σ^2) ja kovariatsioon. (Sauga, 2022)

$$E(y_t) = \mu \quad (1)$$

$$E(y_t - \mu)(y_t - \mu) = \sigma^2 < \infty \quad (2)$$

$$E(y_{t_1} - \mu)(y_{t_2} - \mu) = y_{t_2-t_1} \forall t_1, t_2 \quad (3)$$

Statsionaarsuse olulisus seisneb mitmel viisil. Juhul kui aegridades esineb mittestatsionaarsus, on osad väärtused ning nende omadused mõjutatud šokkidest, mis mõjutab andmeid lõpmatult ja püsivalt. Kui aegread on statsionaarsed, siis see mõju läheneb ajas nullile, ehk väheneb. Lisaks puuduvad asümptomaatilise analüüsi eeldused. Ajas mitte muutuvate aegridade modelleerimisel on üheks statsionaarseks protsessiks valge müra. Valge müra protsessil on pidev keskvärtus ja dispersioon ning puudub autokorrelatsioon, välja arvatud nullilähedase viiteaja puhul. Statsionaarsust näitav mudel näitab, et andmed on aja jooksul püsivad. Enamik majandus- ja turuandmeid näitab trende, seega on diferentseerimise eesmärk kõrvaldada kõik suundumused või hooajalised struktuurid. Kui andmed näitavad kalendriaasta jooksul korduvaid regulaarseid ja prognoositavaid mustreid või kui esineb sesoonsus, võivad antud tegurid regressioonimudelit negatiivselt mõjutada. (Brooks, 2008)

Üldiselt kasutatakse statsionaarsuse testimisel ADF (Augmented Dickey-Fuller) testi. Tegemist on statistilise olulisuse testiga. Test annab tulemused hüpoteeside testimisel null- ja alternatiivhüpoteesidega. Selle tulemusena saame p-väärtuse, mille põhjal peame tegema järeldusi aegrea kohta, kas see on statsionaarne või mitte. Ühikjuure testiga testitakse, kas aegread ei ole

statsionaarsed ja kas nad koosnevad aegridade analüüsis ühikjuurest. Ühikjuure olemasolu aegridades määratleb nullhüpoteesi ja alternatiivhüpotees määratleb aegridade statsionaarsuse. (Dickey & Fuller, 1974)

Kolmas ja viimane samm ARIMA-modelleerimisel hõlmab AR- ja eelnevalt leitud MA-tingimusi ning jääkide tulemuste testimist. Kui mudel on adekvaatne, ei tohiks jääkide puhul esineda seeriakorrelatsiooni. Seda tehakse testides, kas jääke saab iseloomustada kui valget müra. (Fabozzi & Focardi, 2014)

3. ANALÜÜS JA JÄRELDUSED

3.1 Aegridade eelduste testimine

Aegridade oluliseks osaks on modelleerimisel statsionaarsuse eeldus. Andmete statsionaarseks muutmisel pidi autor elektrihinna puhul läbi viima sesoonsuse diferentseerimise kuna esines sesoonsus ning seejärel esimest järku diferentseerimise et elektrihind oleks statsionaarne. Ülejäänud sisendite puhul piisas esimest järku diferentseerimisest, kuna aegridades puudusid sesoonsused. Statsionaarsuse esinemisel saab teha andmete põhjal prognoose ning järeldusi protsessi kohta. Graafiliselt on väljatoodud terves ulatuses statsionaarsed aegread lisas 1. Lisaks kontrollitakse statsionaarsust aegridadel iga sisendi puhul kasutades ADF testi. Kõikide sisendite ühikjuure esinemise kontrollimiseks on tehtud järeldused konstandiga mudelite põhjal. Lisa 4 sisaldab ADF testi olulisuse tõenäosusi ning tulemusi.

Vastavalt tulemustele on hüdroreservid ainus sisend mille tõenäosuse väärtus on üle 0,01, mis tähendab et ülejäänud aegridade kohta võetakse vastu sisukas hüpotees olulisuse nivool 1%, ehk kõikide sisendite aegread on statsionaarsed. Küll aga hüdroreservide puhul võetakse vastu sisukas hüpotees olulisuse nivool 5% konstandiga testi alusel, kuna konstandita testi puhul on väärtus üle 5% ehk tegemist on statistiliselt ebaolulise testi tulemusega.

Lisaks on oluline kontrollida aegridade hooajalisust, et vältida soovimatuid kõrvalekaldeid mudelis. Sesoonsuse komponendi ignoreerimisel võib tekkida mudelis kallutatuse prognoositavate väärtuste suhtes. Graafiliselt joonisel 11 võib välja lugeda, et sesoonsus esineb hüdroreservuaaride täituvuses ning elektri hinnas, ehk sesoonsuse eemaldamiseks tuli kasutada sesoonset diferentseerimist.

3.2. Keskväärtuse mudelite määramine

Keskväärtuse mudelite määramiseks aegridadel kasutatakse AR(1) kuni ARMA(2,2) mudeleid. Kriteerium et määrata mudel on võetud AIC, BIC ja/või HClQ informatsioonikriteeriumite ning kõikide sisendite statistilise olulisuse järgi mudelis. Logaritmitud elektrihinna mudeli tulemused on väljatoodud tabelis 3.

Tabel 3. Elektrihinna mudeli määramise tulemused

ARMA järk	AIC	BIC	HQC
0, 0	16.8201	20.7226	18.3162
0, 1	4.0822	9.9360	6.3264
0, 2	1.6889	9.4939	4.6811
1, 0	10.9973	16.8511	13.2415
1, 1	1.4395	9.2445	4.4318
1, 2	-3.6018*	6.1544*	0.1385*
2, 0	7.8602	15.6651	10.8524
2, 1	0.5946	10.3508	4.3349
2, 2	-1.8649	9.8426	2.6235

* indikeerib parimat mudelit

Allikas: autori koostatud statistikaprogrammis Gretl

Tabelist on näha, et parimaks mudeliks on ARMA(1, 2). Antud mudelisse lisatakse selgitavad tunnused, et näha seoseid elektri hinnaga. Mudeli tulemused on väljatoodud lisa 5. Statistiliselt olulised tõenäosuse nivool 5% on maagaas, CO2 hinnad, hüdroreservuaaride täituvus ning konstant. Küll aga üks autoregressiivne sisendargument ei ole statistiliselt oluline, seega testime mudelit milleks on ARMA(0, 2) ning paneme paika uue mudeli mille tulemused on lisa 6. Antud mudelis on kõik sisendid statistiliselt olulised välja arvatud liikuva keskmise sisendargument, seega testime mudelit ARMA(0, 1) mille tulemused on lisa 7. Antud tõenäosuse olulisused on kõik nivool, ehk jätkame edaspidi mudeliga ARMA(0, 1).

3.2.1 ARMA mudelite jääkliikmete testimine

Eelnevalt testitud mudeleid aluseks võttes tuleb läbi viia jääkliikmete autokorrelatsiooni test et kindlaks teha mudeli sobivus modelleerimise jätkamiseks. Mudel on sobilik ning võetakse vastu nullhüpotees kui puudub autokorrelatsioon ehk valge müra genereerib aegrea. Autokorrelatsiooni testide tulemused Ljung-Boxi Q ning olulisuse tõenäosused leiab lisast 8. Tulemustest võib järeldada et vastu võetakse nullhüpotees autokorrelatsiooni esinemisest ehk puudub autokorrelatsioon jääkliikmetes, kuna olulisuse tõenäosused ületavad olulisuse nivoo 5%. Seega ARMA mudelid on antud perioodil sobivad.

Üheks oluliseks aspektiks ARCH mudelite puhul on heteroskedastiivsuse esinemine keskvääruse mudeli jääkliikmetes. Testimiseks võetakse kasutusse ARCH LM test, mis seisneb nullhüpoteesi kohaselt heteroskedastiivsuse puudumise jääkliikmetes. Lisas 9 on välja toodud LM statistikud koos olulisuse tõenäosusega. Kõik kaasatud parameetrid osutusid statistiliselt oluliseks kuna nende tõenäosused on alla 0,05 mis on leitav lisast 10.

3.3 Ökonomeetriline analüüs

Hindamaks muutujate seost elektri hinnas, määratakse kindlaks järgmine seose esitus valemi kujul:

$$y = -0.0216 + 0.0057MG + 0.0201CO_2 - 1.489HR + U_i$$

kus

y = logaritmitud elektri hind (EUR/MWh)

MG = maagaasi hind (EUR/MWh)

CO_2 = süsihappegaasi kvootide hind (EUR/t)

HR = Norra hüdroreservuaaride täituvus (%)

U_i = jääkliige

Ökonomeetrisest mudelist võib välja lugeda et kõikide sisendite puhul on positiivne seos välja arvatud hüdroreservuaaride täituvusel. Kuna elektri hind on logaritmitud, siis tulemuste tõlgendamine erineb tavalisest kujust. Ühe protsendiline tõus hüdroreservuaaride täituvuses langetab elektri hindu 5,865 protsendi võrra mis on väga lähedale valemis olevale koefitsiendile. Kuna tegemist on logaritmilise skaalaga, siis kümne protsendiline tõus jällegi langetaks elektri hindu $1,489 \times \log(1,1) = 6,2\%$ võrra. Perspektiivi pannes 50% muutuse juures oleks elektri hinna muutus lausa 26% võrra soodsamaks. Kuna Norra hüdroreservuaarid on paindliku energia allikas ning on üks väheseid viise kuidas tõhusalt elektrienergiat salvestada, siis väikeste muutuste korral elektri hind nii palju mõjutatud ei ole. Lisaks saab välja tuua ka pudelikaela efekti just ülekandevõimsuste puudusest erinevate piirkondade vahel, mis samuti aitab tõlgendada väiksemaid muutuseid. (Cao, Metzdorf, & Birbalta, 2018)

Positiivsete koefitsientidega muutujad maagaasi hind eurodes megavatt-tunni kohta ning süsihappegaasi hind eurodes tonni kohta mõjutavad elektri hindu vastavalt $e^{0,0057} = 1.05865$ ehk 5,87% võrra ning $e^{0,0201} = 1.0203$ ehk 2,03% võrra kallimaks. Jooniselt 11 on näha, et maagaasi hind pikemas perspektiivis on teinud suurema hinna tõusu mida toetab ka kirjeldav statistika tabelis 2. Lisaks kuna Eestis kasutatakse maagaasi elektritootmisel keskmiselt 4,5% aastas (joonis 8), siis on antud muutujal väiksem mõju. CO2 kvootide hind on suurema osakaaluga elektri hinna kujunemisel peamiselt primaarkütustest elektrienergia tootmisel tekkivast süsihappegaasist ning Euroopa direktiivide eesmärgist üleminekul süsinikuneutraalsusele mille saavutamiseks tõstetakse pidevalt CO2 kvootide hindu, seega mõjutades ka elektri hindu. (Peng, Tao, Zhang, Chen, & Feng, 2021)

3.3.1 2021 neljanda kvartali ökonomeetiline analüüs

Aastal 2021 neljandas kvartalis toimus elektrienergia börsil massiivne hinna kasv, mis tõi kaasa inimeste pahameele peamiselt teadmatusest kuidas ja mis elektriarvet mõjutavad. Autor tegi eraldi ökonomeetriselise mudeli päevaste hindade löikes ajavahemikul 01.10.2021 kuni 31.12.2021, et eraldi uurida seoseid maagaasi hinna, CO2 kvootide hinna ja Norra hüdroreservuaaride mõju elektri hinnale neljandas kvartalis. Antud mudel sai tehtud päevaste hindadega, kuna ARIMA modelleerimiseks on vaja vähemalt 50 vaatlust, kuid nädalaste hindade puhul on neid kõigest 14.

Autor viis läbi muutujate sesoonsuse, statsionaarsuse ning trendi kontrolli. Seejärel määras mudeli ARMA järgu, testis jääkliikmete autokorrelatsiooni ning viimaks heteroskedastiivsust. Kõik testid ning kontrollid on leitavad lisades 11-19. Testidest ilmnes, et lõplik mudel sisaldab kahte autoregressiivset komponendi mudeli parameetrit, kahte libiseva keskmise komponendi mudeli parameetrit ning hüdroreservuaaride täituvuse protsenti. Antud mudelis ei olnud statistiliselt olulised maagaasi hinnad ega CO2 kvootide hinnad. Hindamiseks muutujate seost elektri hinnas, määratakse kindlaks järgmine seose esitus valemi kujul:

$$y = a + 0.744\phi_1 - 0.856\phi_2 - 1.119\theta_1 + 1.00\theta_2 - 10.934HR + U_i$$

kus

y = logaritmitud elektri hind (EUR/MWh)

a = vabaliige

ϕ_1 = AR(1) komponendi mudeli parameeter

ϕ_2 = AR(2) komponendi mudeli parameeter

θ_1 = MA(1) komponendi mudeli parameeter

θ_2 = MA(2) komponendi mudeli parameeter

HR = Norra hüdroreservuaaride täituvus (%)

U_i = jääkliige

Kuna elektri hind on logaritmitud, siis tulemuste tõlgendamine erineb tavalisest kujust. Kuna hüdroreservuaaride muutuja on negatiivne, saame järeldada et kui hüdroreservuaaride täituvus on kõrge, siis elektri hind on madalam ning vastupidi. Kui hüdroreservuaaride täituvus langeb 10% võrra, tõuseb elektri hind $10,934 \times \log(1,1) = 45\%$ võrra. Perspektiiviks kui peaks olema kuivem periood ning täituvus langema 50%, siis elektri hinna muutus on $10,934 \times \log(1,5) = 192,5\%$. Esmapilgul tundub protsentuaalne muutus liiga kõrge, kuid kui võrrelda elektri hinda hüdroreservuaaride täituvusega graafiliselt, näeme et perioodil kus elektri hind oli kõige kõrgem, olid reservuaarid kõige tühjemad. Kuna hüdroenergiat on võimalik salvestada reservuaaride abil

ning seda elektrienergiaks muuta kiiresti ja efektiivselt, teeb see tootmise paindlikuks, aidates hoida elektrienergiat soodsana. Lisaks ülekandmistel teistesse Euroopa riikidesse, mõjutab see lisaks teistele Põhjamaa riikidele ka Eesti elektrienergia hinda. (Zafirakisa, Chalvatzisab, & Baiocchic, 2015)

Neljanda kvartali hindade ökonomeetrilisel analüüsil selgus, et ainsaks oluliseks muutujaks on hüdroreservuaaride protsentuaalne täituvus. CO2 kvootide- ning maagaasihind ei läbinud olulisuse testi ning arvati mudelist välja. Kuna periood sisaldas vaid ühte kvartalit ning enneolematut elektrienergia tõusu, siis

3.4 Järeldused

Kõikidele uurimusküsimustele sai autor käesolevas bakalaureuse töös vastuse. Vastavalt ökonomeetrilisele analüüsile leidis autor, et elektrienergia hinda mõjutavad kõik uurimiskäigus olevad objektid. CO2 kvootide hinnad ning maagaasi hinnad mõjutavad elektrienergia hinda negatiivselt, ehk nende hindade tõustes võib oodata ka elektrienergia hinnatõusu. Norra hüdroreservuaaride täituvus jällegi on üks muutujatest mis aitab hoida elektrienergia madalal, kuna tegemist on odava elektrienergia allikaga, mis on paindlik ja võimalik tõhusalt salvestada.

Neljandale kvartalile keskendudes leidis autor, et ainsaks statistiliselt oluliseks muutujaks osutus hüdroreservuaaride täituvuse protsent. Kui pikema perioodi peale on elektrienergia hinda kujunemisel seos nii maagaasi hinnal kui ka CO2 kvootide hinnal, siis lühikese perioodi vältel see nii ei ole. Lisaks neljanda kvartali elektrienergia muutus Eestis on esmakordne sündmus, mida mõjutasid paljud teised tegurid lisaks käesolevas töös uuritule.

Edaspidiseks elektrienergia hinna modelleerimiseks pakub autor lisada valimisse ka ülekandevõimsuste täituvus Eesti ja Soome vahel läbi EstLink-1 ja EstLink-2 kaablite; Eesti omatootmist perioodi vältel (suuremate elektritootmisjaamade seisakud ja remondid) ning elektrienergia impordi osakaalu tarbitavast mahust et täiendada mudelit kirjeldusvõime parendamiseks. Käesolevas töös pidi autor perioodi kitsendama kahe aasta peale, kuid soovitusena on võimalik asendada Eesti elektrienergia hinnatõusu sarnase elektritarbega riigi hindadega et pikendada perioodi ning suurendada valimit täpsemate tulemuste saavutamiseks.

KOKKUVÕTE

Elektrienergia tarbimine ja nõudluse kasv on ajapikku aina süvenenud tehnoloogia arengu ning kättesaadavuse tõttu. Aasta kümneid on dereguleerimine ja konkurentsile rajatud turgude kasutuselevõtt muutnud elektrienergiasekori maastikku. Paljudes maailmariikides kaubeldakse nüüd elektrienergiaga turureeglite alusel. Elekter on väga eriline kaup kuna majanduslikult see ei säili ning elektrisüsteemi stabiilsus vajab pidevat tasakaalu tootmise ja tarbimise vahel. Samal ajal elektrinõudlust mõjutab sesoonsus ja volatiilsus, sõltub aastaajast, ilmastikust ning igapäevase tegevuse intensiivsusest. Antud ainulaased ja spetsiifilised omadused põhjustavad hinnadünaamikat mida ühelgi teisel turul ei ole täheldatud ja mis näitab hooajalisust päeva-, nädala- ja aastatasandil ning järske ja ootamatuid hinnahüppeid.

Käesolevas bakalaureuse töös keskenduti elektrienergia hinna modelleerimisele aegridade analüüsi kasutades perioodil 01.01.2020-31.12.2021. Perioodi valik tulenes Nord Pooli andmete kättesaadavusest alates 01.01.2020. Lõputöö eesmärk oli välja selgitada kas ning kuidas mõjutavad elektrihinda maagaasi hinnad, CO2 kvootide hinnad ning Norra hüdroreservuaaride täituvusprotsent. Lisaks tegi autor eraldi mudeli ning analüüsi 2021 neljanda kvartali kohta päevastehindade löikes, kuna antud perioodil ilmnis väga suur elektrienergia hinna kasv ning inimeste teadmatus millest elektrihind koosneb.

Mudelit hinnati regressioonanalüüsi abil et testida seost elektrihinna ning muutujate vahel. Autor kasutas Nord Poolis olevaid keskmisi elektrihindu ning hüdroreservuaaride keskmist täituvust, maagaasi sulgemishinnad pärinesid Hollandi TTF börsilt ja CO2 kvoodid Euroopa ETS (*eumissions trading system* – emissioonide kauplemis süsteem) turult. Antud hinnad arvutati ümber nädala keskmisteks, et sesoonsust vähendada modelleerimisel. Järele jäänud sesoonsus eemaldati läbi hooajalise diferentseerimise. Lõplik mudel sisaldas autoregressiivset komponenti (AR) ning muutujaid nagu maagaasi hinnad, CO2 kvootide hinnad ja Norra hüdroreservuaaride täituvus protsentuaalselt.

Autor püstitas järgnevad uurimisküsimused töö eesmärgi saavutamiseks:

- 1) Kas ja kuidas mõjutab elektrihinna Norra hüdroreservuaaride täituvuse tase?
- 2) Kas ja kuidas mõjutab elektrihinna CO2 kvootide hind?
- 3) Kas ja kuidas mõjutab elektrihinna maagaasi hind?

Kõik uurimisküsimused said vastuse. Analüüsi tulemustest tuli välja et valimis nädalaste hindade ja täituvuse lõikes on statistiliselt olulised aegridade analüüsil kõik sisendid. Tulemustest selgus, et Norra hüdroreservuaaridel on roll elektrihinna madalal ning stabiilsel hoidmisel, kuna 50% täituvuse tõustes võib oodata elektrihinna puhul 26% langust. CO2 kvootide hind jällegi mõjutab tarbija suhtes elektrihinna negatiivselt. Euroopa direktiivide kohaselt üleminekul süsinikuneutraalseks on tõhusaks meetodiks süsihappegaasi emissioonide maksustamine, mis tähendab ka elektrienergia hinna kasvu. Maagaasi kasutatakse Eestis peamiselt soojusenergiaks, kuid elektrienergia puhul on tegemist põlevkivist keskkonnasäästlikuma alternatiiviga üleminekul roheenergiale, ehk maagaasi hinna kasvul kasvab ka elektrienergia hind, kuid mõju pole nii suur kui CO2 kvootide hinnal.

Neljanda kvartali analüüsist selgus, et ainus oluline muutuja oli hüdroreservuaaride täituvus. CO2 hinnad ning maagaasi hinnad elektri hinnale nii suurt mõju ei avaldanud ning need jäid lõplikust mudelist välja.

Edaspidiseks elektrienergia hinna modelleerimiseks pakub autor lisada valimisse ka ülekandevõimsuste täituvus Eesti ja Soome vahel läbi EstLink-1 ja EstLink-2 kaablite; Eesti omatootmist perioodi vältel (suuremate elektritootmisjaamade seisakud ja remondid) ning elektrienergia impordi osakaalu tarbitavast mahust et täiendada mudelit kirjeldusvõime parendamiseks. Käesolevas töös pidi autor perioodi kitsendama kahe aasta peale, kuid soovitusena on võimalik asendada Eesti elektri hind sarnase elektritarbega riigi hindadega et pikendada perioodi ning suurendada valimit täpsemate tulemuste saavutamiseks.

SUMMARY

MODELLING OF ELECTRICITY PRICE ON THE ELECTRICITY MARKET ON THE EXAMPLE OF ESTONIA

Reigert Meerbach

Electricity consumption and demand growth has been increasing over time due to technological progress and availability. For decades, deregulation and the introduction of competitive markets have changed the landscape of the electricity sector. In many parts of the world, electricity is now traded under market rules. Electricity is a very special commodity because economically it's not preservable and the stability of the electricity system requires a constant balance between production and consumption. At the same time, electricity demand is affected by seasonality and volatility, depending on the time of the year, the weather and the intensity of daily activities. These unique and specific characteristics give rise to price dynamics not observed in any other market, showing seasonality on a daily, weekly and annual basis and sudden and unexpected price increases.

The focus of this thesis was on electricity price modelling using time series analysis for the period 01.01.2020-31.12.2021. The choice of the period was due to the availability of Nord Pool data from 01.01.2020. The aim of the thesis was to find out whether and how electricity prices are affected by natural gas prices, CO2 quota prices and the percentage of Norwegian hydro reservoirs capacity available to use. In addition, the author made a separate model and analysis for the fourth quarter of 2021, broken down by daily prices, as there was a very large increase in electricity prices and people's ignorance of what the electricity price consists of became apparent during this period.

The model was evaluated using regression analysis to test the relationship between electricity price and variables. From Nord Pool the author used average electricity prices and the average percentage of available capacity of Norwegian hydro reservoirs, natural gas closing prices from the Dutch TTF exchange and CO2 prices from the European ETS (Emissions Trading System) market. These prices were recalculated as weekly averages to reduce seasonality in the modelling. The remaining seasonality was removed through seasonal differencing. The final model included

an autoregressive component (AR) and variables such as natural gas prices, CO2 quota prices and the percentage of Norwegian hydro reservoir storage capacity available to use.

The author set the following research questions to achieve the aim of the work:

- 1) Is the electricity price in Estonia influenced by the level of Norwegian reservoir storage capacity and if so, how?
- 2) How does the price of CO2 quotas affect the price of electricity?
- 3) How and if so, how does the price of natural gas affect the price of electricity?

All research questions were answered. The results of the analysis showed that all inputs are statistically significant in the time series analysis for the sample of weekly prices and capacity utilisation. The results showed that Norwegian hydro reservoirs play a role in keeping the electricity price low and stable, as a 50% increase in full capacity can be expected to lead to a 26% decrease in the price of electricity. The price of CO2 quotas has a negative impact on the electricity price for consumers. According to the European directives, an effective method for the transition to carbon neutrality is to tax carbon emissions, which also means an increase in electricity prices. Natural gas is mainly used in Estonia for thermal energy, but for electricity it is a cleaner alternative to oil shale in the transition to green energy, i.e. the price of electricity will increase as the price of natural gas increases, but doesn't impact the price as much as CO2 prices do.

For further modelling of the electricity price, the author proposes to include more variables such as the transmission capacity utilisation between Estonia and Finland through the EstLink-1 and EstLink-2 cables; Estonia's own electricity production over the period (outages and repairs of major power plants) and the percentage of electricity imports in the consumed volume in order to improve the descriptive power of the model. In the present work, the author had to restrict the period to two years, but as a suggestion, it is possible to substitute the Estonian electricity price with the prices of countries with similar electricity consumption to extend the period and increase the sample size for more accurate results.

KASUTATUD ALLIKATE LOETELU

- Aguilera, R. F. (March 2012. a.). World natural gas endowment as a bridge towards zero carbon emissions. *Technological Forecasting and Social Change, Volume 79*, 579-586. Allikas: <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2011.09.004>
- Alsharif, M. H. (2019). Allikas: <https://doi.org/10.3390/sym11020240>
- Borowski, P. F. (2020). *Zonal and Nodal Models of Energy Market in*. Warsaw: Warsaw University of Life Sciences. Allikas: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/16/4182/pdf>
- Box, G. E., & Jenkins, G. M. (1976). *Time series analysis forecasting and control*. California: Holden day Incorporated. Allikas: <http://www.sciepub.com/reference/202170>
- Brooks, C. (2008). *Introductory Econometrics for Finance*. Cambridge: Cambridge University Press.
- Cabau, E., Gräper, F., & Grigorovic, E. (2021). *EU ENERGY LAW, VOLUME 1, THE INTERNAL ENERGY MARKET*. Deventer: Claeys & Casteels Law Publishers. Allikas: <https://library.e.abb.com/public/e6b62149ed14a78983257377006a5a6f/6%20The%20Estlink%20interconnection%20Indrek%20Aarna.pdf>
- Cao, K.-K., Metzdorf, J., & Birbalta, S. (2018). *Incorporating Power Transmission Bottlenecks into Aggregated Energy System Models*. Germany: Sustainability 2018. Allikas: <https://doi.org/10.3390/su10061916>
- Climatewatch. (2022). *Climatewatch*. Allikas: Climatewatch: Historical GHG Emissions: https://www.climatewatchdata.org/ghg-emissions?breakBy=sector&chartType=percentage&end_year=2018&start_year=1990
- Dickey, D. A., & Fuller, W. A. (June 1974. a.). *Journal of the American Statistical Association*. Allikas: <https://www.jstor.org/stable/2286348>

- Eastin, R. V. (2011). Allikas: <https://www.cfainstitute.org/-/media/documents/support/programs/cfa/prerequisite-economics-material-demand-and-supply-analysis-intro.pdf>
- EC. (2018). Allikas: European Council: https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-targets_en
- Eicker, U., Demir, E., & Gürlich, D. (2015). Strategies for cost efficient refurbishment and solar energy integration in European Case Study buildings. *Sciencedirect*, 237-249.
- Elering. (2009). Allikas: <https://elering.ee/node/756>
- Elering. (2021). Allikas: <https://elering.ee/elektri-tarbimine-ja-tootmine#tab0>
- Elering. (2021). Allikas: <https://elering.ee/sites/default/files/elektrituru-kasiraamat.pdf>
- Elering. (2021). Allikas: <https://elering.ee/sites/default/files/elektrituru-kasiraamat.pdf>
- Elering. (24. January 2022. a.). Allikas: <https://www.elering.ee/taastuenergia-tootmine-kasvas-eelmisel-aastal-15-protsenti>
- Elering.ee. (kuupäev puudub). *Elering.ee*. Allikas: <https://elering.ee/elektriturg>
- Energiatalgud. (29. April 2021. a.). *Energia talgud*. Allikas: <https://energiatalgud.ee/Soojusmajandus>
- ENMAK. (20. October 2017. a.). *Majandus ja kommunikatsiooniministeerium*. Allikas: https://www.mkm.ee/sites/default/files/enmak_2030.pdf
- EU. (14. June 2019. a.). Allikas: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32019L0944>
- European Central Bank. (2022). *Economic Bulletin*. Frankfurt: European Central Bank.
- f, R. (kuupäev puudub). *Sciencedirect*. Allikas: <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2011.09.004>
- Fabozzi, F. J., & Focardi, S. M. (2014). *The basics of Financial Econometrics*. New Jersey: Wiley.

- Girish, G. P., & Vijayalakshmi, S. (15. October 2013. a.). Determinants of Electricity Price in Competitive Power Market . *International Journal of Business and Management*; Vol. 8, No. 21; 2013, 70-74. Allikas: <https://pdfs.semanticscholar.org/675c/9e3f5fc7d6afdc12495cfa966707c71499cc.pdf>
- Green, R. (1997). Allikas: https://regulationbodyofknowledge.org/wp-content/uploads/2013/03/Green_Electricity_Transmission_Pricing.pdf
- Halder, P., Doppalapudi, A. T., Azad, A. K., & Khan, M. (2021). Chapter 7 - Efficient hydroenergy conversion technologies, challenges, and policy implication. rmt: *Advances in Clean Energy Technologies* (lk 295-318). Melbourne: Academic Press.
- Hirth, L. (1. January 2019. a.). Allikas: <https://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=bth&AN=128030830&site=ehost-live&scope=site>
- IRENA. (2020). *Renewable Power Generation Costs in 2019*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency. Allikas: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2019.pdf
- James McCulloch, K. I. (May 2020. a.). Allikas: <https://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=bth&AN=142781520&site=ehost-live&scope=site>
- Kaltschmitt, M. (2007). Renewable Energy. rmt: M. Kaltschmitt, W. Streicher, & A. Wiese, *Renewable Energy Technology, and Environment Economics* (lk 7-8). S.
- Kaltschmitt, M. (2007). Renewable Energy. rmt: M. Kaltschmitt, W. Streicher, & A. Wiese, *Renewable Energy Technology, and Environment Economics* (lk 7-8). Springer.
- Kaminski, V. (2012). *Energy markets*. Risk Books.
- Latorre, J. M. (1. February 2014. a.). *Journal of Water Resources Planning & Management*. Allikas:

<https://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=a9h&AN=93677325&site=ehost-live&scope=site>

Nord Pool. (2022). Allikas: <https://www.nordpoolgroup.com/message-center-container/newsroom/exchange-message-list/2022/q1/nord-pool-announces-2021-trading-figures/>

Nord Pool. (2022). Allikas: <https://www.nordpoolgroup.com/the-power-market/Day-ahead-market/>

Nord Pool. (2022). Allikas: <https://www.nordpoolgroup.com/trading/Day-ahead-trading/Price-calculation/>

NVE. (2021). *Norwegian Water Resources and Energy Directorate*. Allikas: <https://energifaktanorge.no/en/norsk-energiforsyning/kraftproduksjon/#:~:text=seasons%20and%20years.-,Hydropower,of%20Norways%20total%20power%20production.>

ourworldindata. (2020). Allikas: https://ourworldindata.org/grapher/levelized-cost-of-energy?country=~OWID_WRL

Peng, X., Tao, X., Zhang, H., Chen, J., & Feng, K. (2021). CO2 emissions from the electricity sector during China's economic transition: from the production to the consumption perspective. *Sustainable Production and Consumption*, 1010-1020. Allikas: <https://doi.org/10.1016/j.spc.2021.02.024>

Piekut, M. (2021). *The Consumption of Renewable Energy Sources (RES) by the*. Warsaw: College of Economics and Social Sciences, Warsaw University of Technology.

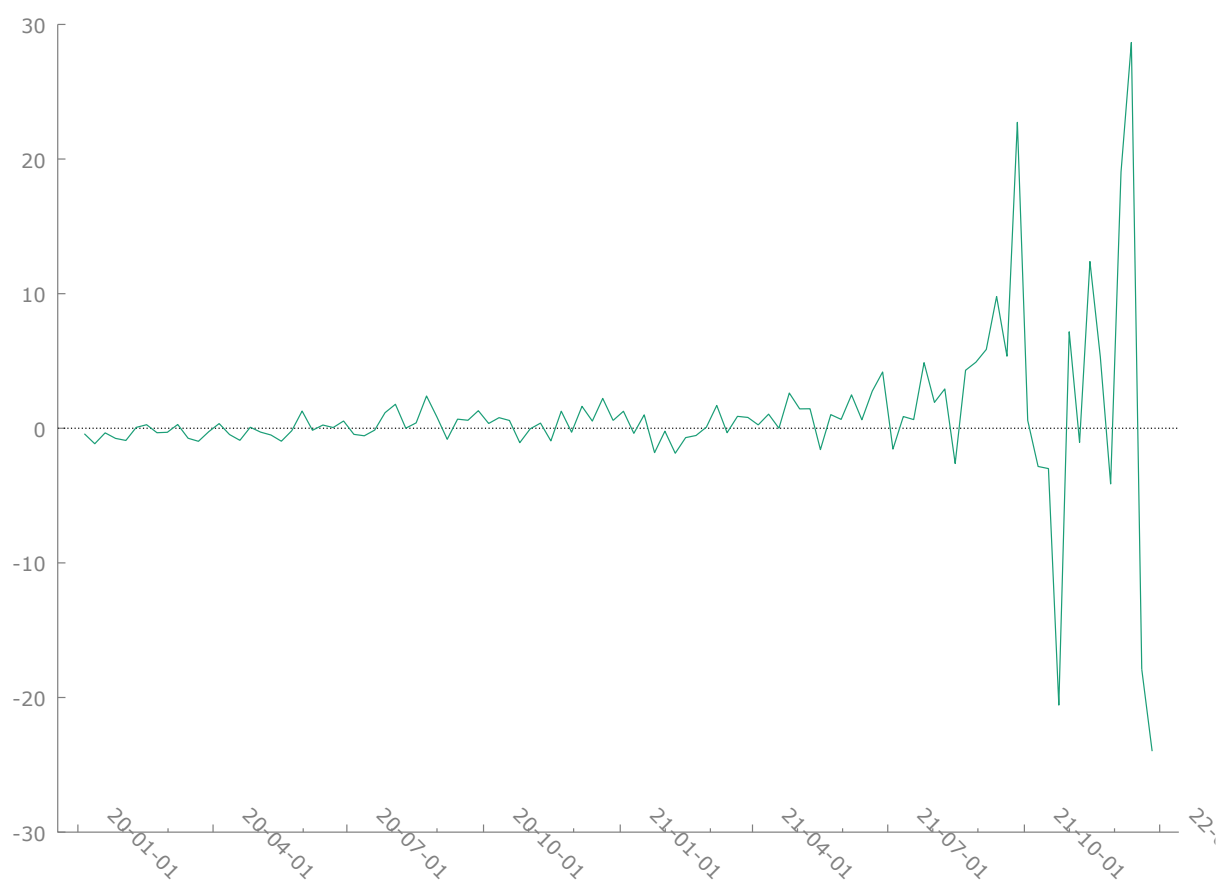
Ponniran, A. (27. December 2007. a.). Allikas: <https://core.ac.uk/download/pdf/12005672.pdf>

Rezaee Jordehi, A. (2019). Renewable and Sustainable Energy Reviews. rmt: A. RezaeeJordehi, *Renewable and Sustainable Energy Reviews volume 103* (lk 308-319). Allikas: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.12.054>

- Sauga, A. (2022). Allikas: <https://www.sauga.pri.ee/portfolio/EconometricsLectureStationaryTS.pdf>
- Statistikaamet. (2. September 2020. a.). Allikas: <http://andmebaas.stat.ee/Index.aspx?DataSetCode=KE032>
- Statistikaamet. (2022). Allikas: https://andmed.stat.ee/et/stat/majandus__energeetika__energia-tarbimine-ja-tootmine__luhiajastatistika/KE20/table/tableViewLayout2
- Suphi Sen, H. V. (November 2018. a.). Allikas: Journal of Environmental Economics and Management: <https://doi.org/10.1016/j.jeem.2018.08.017>
- United Nations. (2015). *United Nations Climate Change*. Allikas: https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf
- Weather Spark. (2022). Allikas: <https://weatherspark.com/y/68697/Average-Weather-in-Oslo-Norway-Year-Round#Figures-Temperature>
- Worlddata. (2021). *worlddata*. Allikas: <https://www.worlddata.info/europe/estonia/climate.php>
- Zafirakisa, D., Chalvatzisab, K. J., & Baiocchic, G. (2015). Embodied CO2 emissions and cross-border electricity trade in Europe: Rebalancing burden sharing with energy storage. *Applied Energy, Volume 143*, 283-300.

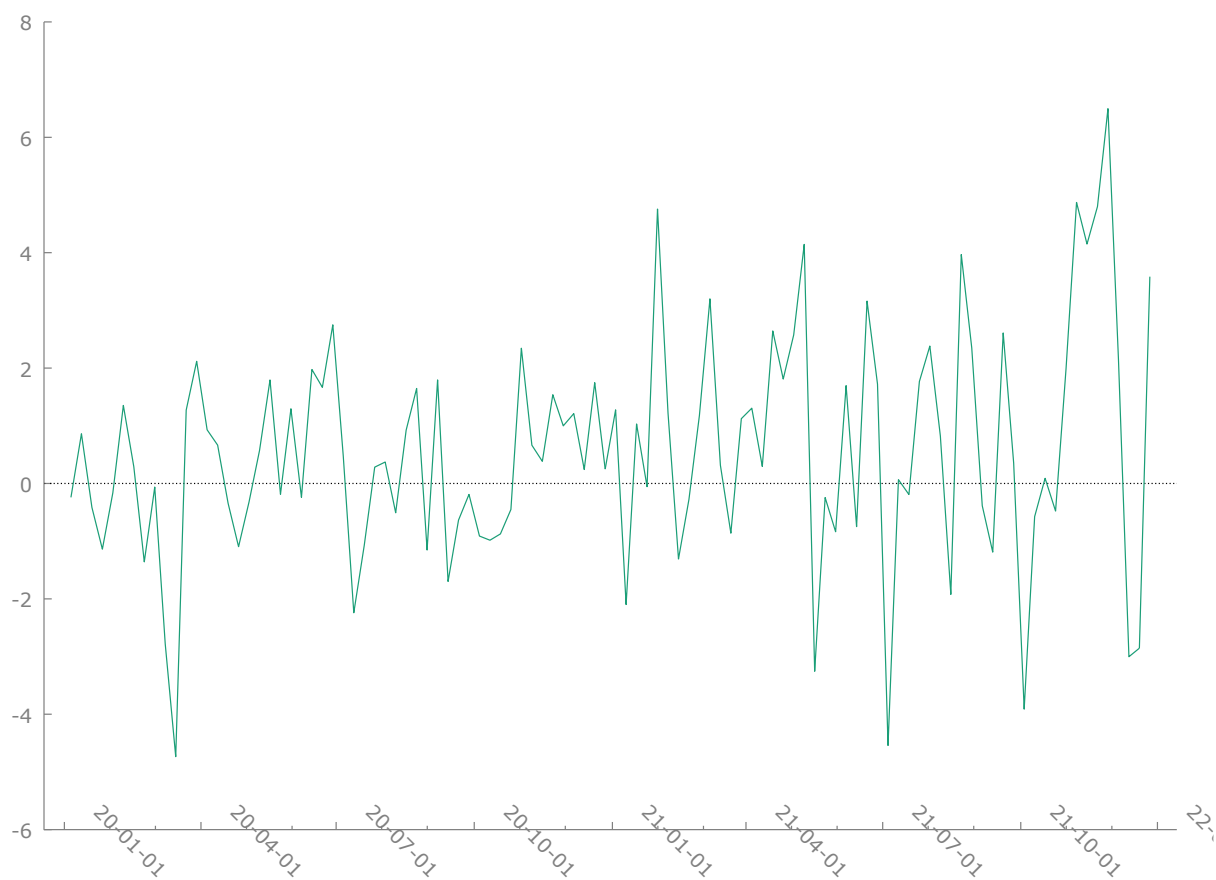
LISAD

Lisa 1. Esimest järku diferentseeritud hinnad perioodil 01.01.2020-31.12.2021



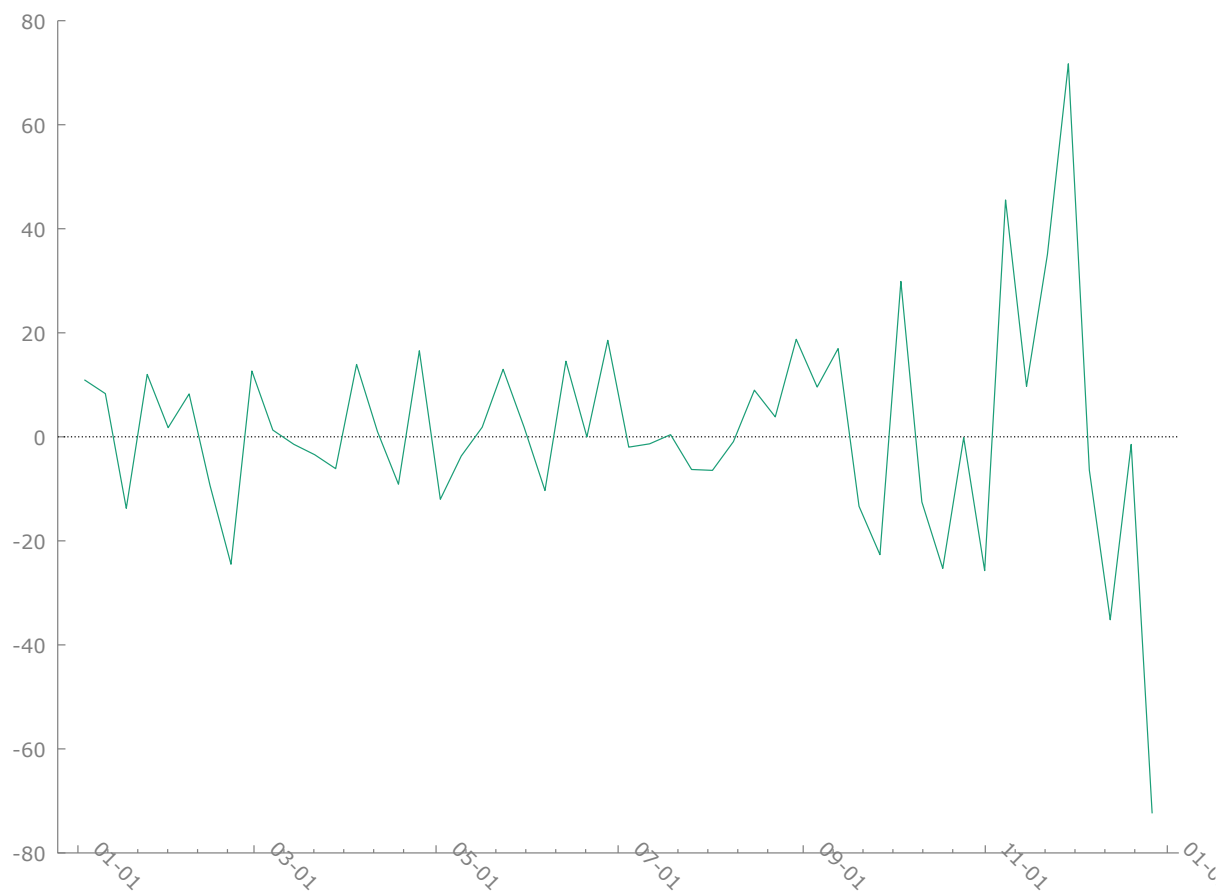
Allikas: autori koostatud statistikaprogrammis Gretl

Lisa 1 jätk CO2 kvootide hinna diferentseerimine



Allikas: autori koostatud statistikaprogrammis Gretl

Lisa 1 jätk hooajaline diferentseerimine ning esimest järku diferentseerimine



Allikas: autori koostatud statistikaprogrammis Gretl

Lisa 1 jätk hooajaline diferentseerimine ning esimest järku diferentseerimine



Allikas: autori koostatud statistikaprogrammis Gretl

Lisa 2. autokorrelatsiooni maatriks

Correlation coefficients, using the observations 2019-12-30 - 2021-12-27

5% critical value (two-tailed) = 0.1918 for n = 105

l_Elektri- hind- nAdalkesk- mine	l_Maa- gaasnAdal	l_CO2kvoo- tidenAdal	l_HAdrore- servidetAi- tuvuskes	
1.0000	0.9105	0.9059	0.2131	l_Elektri- hind- nAdalkesk- mine
	1.0000	0.9273	0.1386	l_Maa- gaasnAdal
		1.0000	0.0549	l_CO2kvoo- tidenAdal
			1.0000	l_HAdrore- servidetAi- tuvuskes

Lisa 3. Elektrihinna autokorrelatsiooni testimine

Autocorrelation function for d_sd_1_ElektrihindnAdalkeskmine

***, **, * indicate significance at the 1%, 5%, 10% levels

using standard error $1/T^{0.5}$

LAG	ACF	PACF	Q-stat. [p-value]
1	-0.3482 **	-0.3482 **	6.6752 [0.010]
2	-0.1180	-0.2722 **	7.4566 [0.024]
3	0.2348 *	0.1079	10.6171 [0.014]
4	-0.3335 **	-0.2801 **	17.1230 [0.002]
5	0.2619 *	0.1390	21.2206 [0.001]
6	-0.2910 **	-0.3881 ***	26.3901 [0.000]
7	-0.0929	-0.1940	26.9284 [0.000]
8	0.1840	-0.2812 **	29.0883 [0.000]
9	-0.1334	-0.0582	30.2503 [0.000]
10	0.1299	-0.1877	31.3792 [0.001]
11	0.0509	0.0744	31.5569 [0.001]
12	0.0452	0.0190	31.7005 [0.002]
13	-0.0043	-0.0436	31.7019 [0.003]
14	-0.0364	-0.0543	31.7996 [0.004]
15	0.0044	-0.0493	31.8011 [0.007]
16	0.0135	0.0953	31.8154 [0.011]
17	-0.0347	0.0484	31.9118 [0.015]
18	-0.2293 *	-0.2064	36.2532 [0.007]
19	0.1338	-0.0776	37.7760 [0.006]
20	0.0404	-0.0981	37.9195 [0.009]

Allikas: Autoriarvutused statistikaprogrammis Gretl

Lisa 4. ADF testide tulemused

SISEND	Testi tüüp	Tulemus
Elektrihind	Konstandiga	olulisuse tõenäosus p- 0.0001
	Konstandita	olulisuse tõenäosus p- 3.704e-06
CO2 kvootide hind	Konstandiga	olulisuse tõenäosus p- 1.613e-12
	Konstandita	olulisuse tõenäosus p- 1.737e-12
Maagaasi hind	Konstandiga	olulisuse tõenäosus p- 6.94e-11
	Konstandita	olulisuse tõenäosus p- 1.697e-11
Hüdroreservide täituvus	Konstandiga	olulisuse tõenäosus p- 0.02947
	Konstandita	olulisuse tõenäosus p- 0.3036

Allikas: autori arvutused statistikaprogrammis Gretl

Lisa 5. ARMA(1, 2) mudeli tulemused

Model 33: ARMAX, using observations 2021-01-04:2021-12-27 (T = 52)

Dependent variable: d_sd_1_ElektrihindnAdalkeskmine

Standard errors based on Hessian

	<i>Coefficient</i>	<i>Std. Error</i>	<i>z</i>	<i>p-value</i>	
const	-0.0190147	0.00971177	-1.958	0.0502	*
phi_1	-0.690369	0.133183	-5.184	<0.0001	***
theta_1	-0.0395934	0.0976958	-0.4053	0.6853	
theta_2	-0.960407	0.0967116	-9.931	<0.0001	***
d_MaagaasnAdal	0.00539177	0.00209930	2.568	0.0102	**
d_CO2kvoov-	0.0179612	0.00806364	2.227	0.0259	**
tidenAdal					
d_sd_HAdrore-	-1.41935	0.675159	-2.102	0.0355	**
servidetAituvuskes					

Mean dependent var	0.012026	S.D. dependent var	0.276385
Mean of innovations	0.003268	S.D. of innovations	0.181573
R-squared	0.584120	Adjusted R-squared	0.538916
Log-likelihood	12.58425	Akaike criterion	-9.168506
Schwarz criterion	6.441444	Hannan-Quinn	-3.184019

	<i>Real</i>	<i>Imaginary</i>	<i>Modulus</i>	<i>Frequency</i>
AR				
Root 1	-1.4485	0.0000	1.4485	0.5000
MA				
Root 1	-1.0412	0.0000	1.0412	0.5000
Root 2	1.0000	0.0000	1.0000	0.0000

LM test for autocorrelation up to order 14 -

Null hypothesis: no autocorrelation

Test statistic: Chi-square(11) = 13.4203

Lisa 6. ARMA(1, 0) testi tulemused

Model 36: ARMAX, using observations 2021-01-04:2021-12-27 (T = 52)

Dependent variable: d_sd_1_ElektrihindnAdalkeskmine

Standard errors based on Hessian

	<i>Coefficient</i>	<i>Std. Error</i>	<i>z</i>	<i>p-value</i>	
const	-0.0224922	0.00837437	-2.686	0.0072	***
theta_1	-1.08283	0.170987	-6.333	<0.0001	***
theta_2	0.0828287	0.163209	0.5075	0.6118	
d_MaagaasnAdal	0.00582991	0.00180258	3.234	0.0012	***
d_CO2kvoov-	0.0208390	0.00706354	2.950	0.0032	***
tidenAdal					
d_sd_HAdrore-	-1.49450	0.570372	-2.620	0.0088	***
servidetAituvuskes					

Mean dependent var	0.012026	S.D. dependent var	0.276385
Mean of innovations	0.004570	S.D. of innovations	0.191657
R-squared	0.510503	Adjusted R-squared	0.468843
Log-likelihood	10.04828	Akaike criterion	-6.096559
Schwarz criterion	7.562147	Hannan-Quinn	-0.860134

	<i>Real</i>	<i>Imaginary</i>	<i>Modulus</i>	<i>Frequency</i>
MA				
Root 1	1.0000	0.0000	1.0000	0.0000
Root 2	12.0731	0.0000	12.0731	0.0000

Lisa 7. ARMA(0, 1) testi tulemused

Model 35: ARMAX, using observations 2021-01-04:2021-12-27 (T = 52)

Dependent variable: d_sd_1_ElektrihindnAdalkeskmine

Standard errors based on Hessian

	<i>Coefficient</i>	<i>Std. Error</i>	<i>z</i>	<i>p-value</i>	
const	-0.0215889	0.00881940	-2.448	0.0144	**
theta_1	-1.00000	0.0503738	-19.85	<0.0001	***
d_MaagaasnAdal	0.00569989	0.00192378	2.963	0.0030	***
d_CO2kvoo- tidenAdal	0.0200504	0.00739953	2.710	0.0067	***
d_sd_HAdrore- servidetAituvuskes	-1.48944	0.617637	-2.412	0.0159	**
Mean dependent var	0.012026	S.D. dependent var		0.276385	
Mean of innovations	0.004434	S.D. of innovations		0.192450	
R-squared	0.506633	Adjusted R-squared		0.475798	
Log-likelihood	9.921812	Akaike criterion		-7.843624	
Schwarz criterion	3.863838	Hannan-Quinn		-3.355259	

	<i>Real</i>	<i>Imaginary</i>	<i>Modulus</i>	<i>Frequency</i>
MA				
Root 1	1.0000	0.0000	1.0000	0.0000

Lisa 8. Autokorrelatsiooni tulemused

Residual autocorrelation function

***, **, * indicate significance at the 1%, 5%, 10% levels

using standard error $1/T^{0.5}$

LAG	ACF	PACF	Q-stat. [p-value]
1	-0.0512	-0.0512	
2	0.1036	0.1013	1.4546 [0.228]
3	0.0403	0.0509	1.6336 [0.442]
4	-0.1101	-0.1180	2.9825 [0.394]
5	0.0926	0.0744	3.9462 [0.413]
6	-0.1963 **	-0.1723 *	8.3194 [0.139]
7	0.0202	-0.0004	8.3663 [0.212]
8	0.0071	0.0282	8.3721 [0.301]
9	0.0097	0.0431	8.3832 [0.397]
10	0.0123	-0.0369	8.4012 [0.494]
11	0.0122	0.0392	8.4190 [0.588]
12	0.0525	0.0233	8.7520 [0.645]
13	0.0302	0.0357	8.8631 [0.715]
14	0.0841	0.0822	9.7362 [0.715]
15	-0.0565	-0.0493	10.1352 [0.752]
16	-0.1143	-0.1497	11.7834 [0.695]
17	-0.0123	-0.0066	11.8026 [0.757]
18	-0.1924 **	-0.1548	16.5840 [0.483]
19	-0.0379	-0.0537	16.7713 [0.539]
20	0.0508	0.1064	17.1123 [0.582]

Lisa 9. Heteroskedastiivsuse test

White's test for heteroskedasticity

OLS, using observations 2021-01-04:2021-12-27 (T = 52)

Dependent variable: \hat{u}^2

	coefficient	std. error	t-ratio	p-value

const	6.92376	5.47382	1.265	0.2129
l_MaagaasnAdal	0.730053	1.33816	0.5456	0.5883
l_CO2kvootidenAd~	-4.16720	3.93215	-1.060	0.2953
d_sd_HAdroreserv~	13.9933	18.8984	0.7404	0.4631
sq_l_MaagaasnAdal	0.0688860	0.108829	0.6330	0.5302
X2_X3	-0.311786	0.521591	-0.5978	0.5532
X2_X4	0.326777	1.83803	0.1778	0.8597
sq_l_CO2kvootide~	0.670248	0.725388	0.9240	0.3608
X3_X4	-3.98596	5.91009	-0.6744	0.5037
sq_d_sd_HAdrores~	3.39310	20.5160	0.1654	0.8694

Unadjusted R-squared = 0.150279

Test statistic: $TR^2 = 7.814502$,

with p-value = $P(\text{Chi-square}(9) > 7.814502) = 0.552943$

Lisa 10. Lõplik mudel

Model 35: ARMAX, using observations 2021-01-04:2021-12-27 (T = 52)

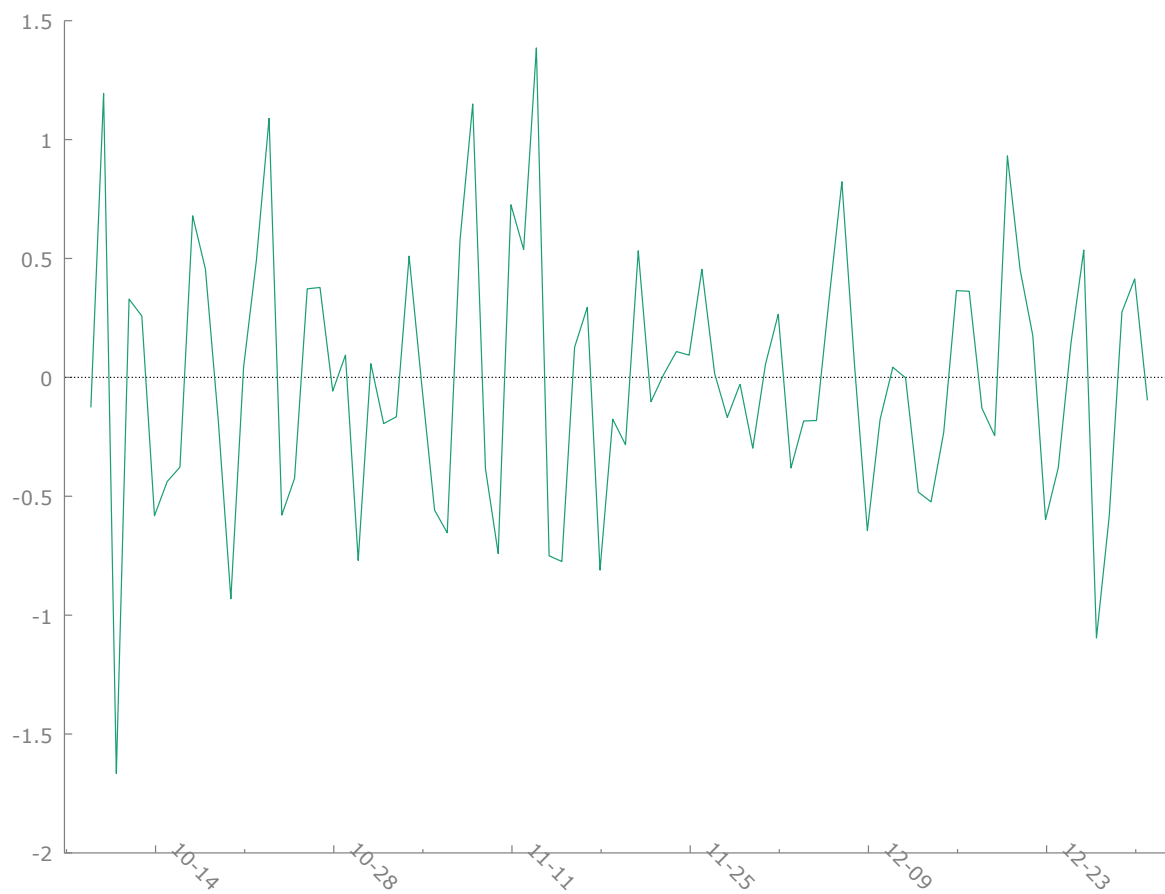
Dependent variable: d_sd_1_ElektrihindnAdalkeskmine

Standard errors based on Hessian

	<i>Coefficient</i>	<i>Std. Error</i>	<i>z</i>	<i>p-value</i>	
const	-0.0215889	0.00881940	-2.448	0.0144	**
theta_1	-1.00000	0.0503738	-19.85	<0.0001	***
d_MaagaasnAdal	0.00569989	0.00192378	2.963	0.0030	***
d_CO2kvoo-	0.0200504	0.00739953	2.710	0.0067	***
tidenAdal					
d_sd_HAdrore-	-1.48944	0.617637	-2.412	0.0159	**
servidetAituvuskes					
Mean dependent var	0.012026	S.D. dependent var		0.276385	
Mean of innovations	0.004434	S.D. of innovations		0.192450	
R-squared	0.506633	Adjusted R-squared		0.475798	
Log-likelihood	9.921812	Akaike criterion		-7.843624	
Schwarz criterion	3.863838	Hannan-Quinn		-3.355259	

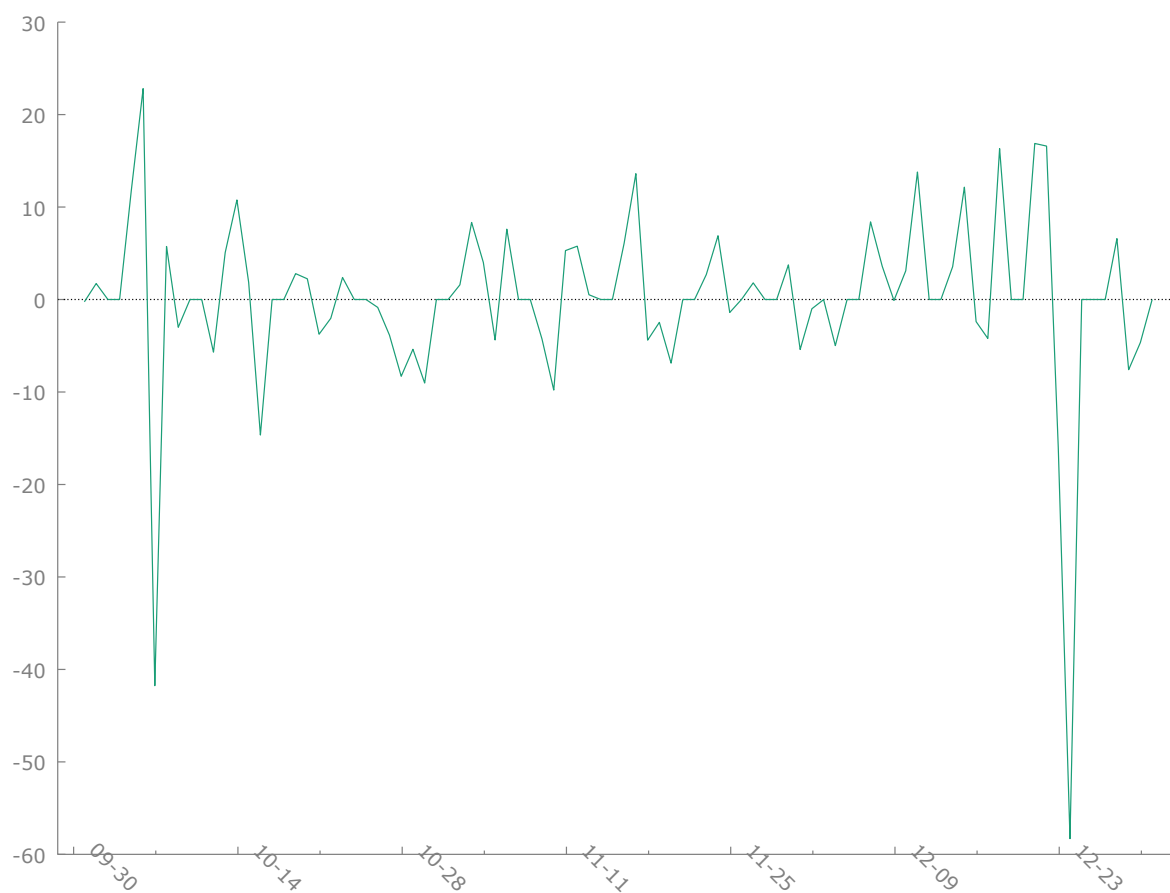
	<i>Real</i>	<i>Imaginary</i>	<i>Modulus</i>	<i>Frequency</i>
MA				
Root 1	1.0000	0.0000	1.0000	0.0000

Lisa 11. statsionaarsuse, trendi, sesoonsuse eemaldamine elektri hinnast Q4



Allikas: autori koostatud statistikaprogrammis Gretl

Lisa 11 jätk statsionaarsuse, trendi, sesoonsuse eemaldamine maagaasi hinnast Q4



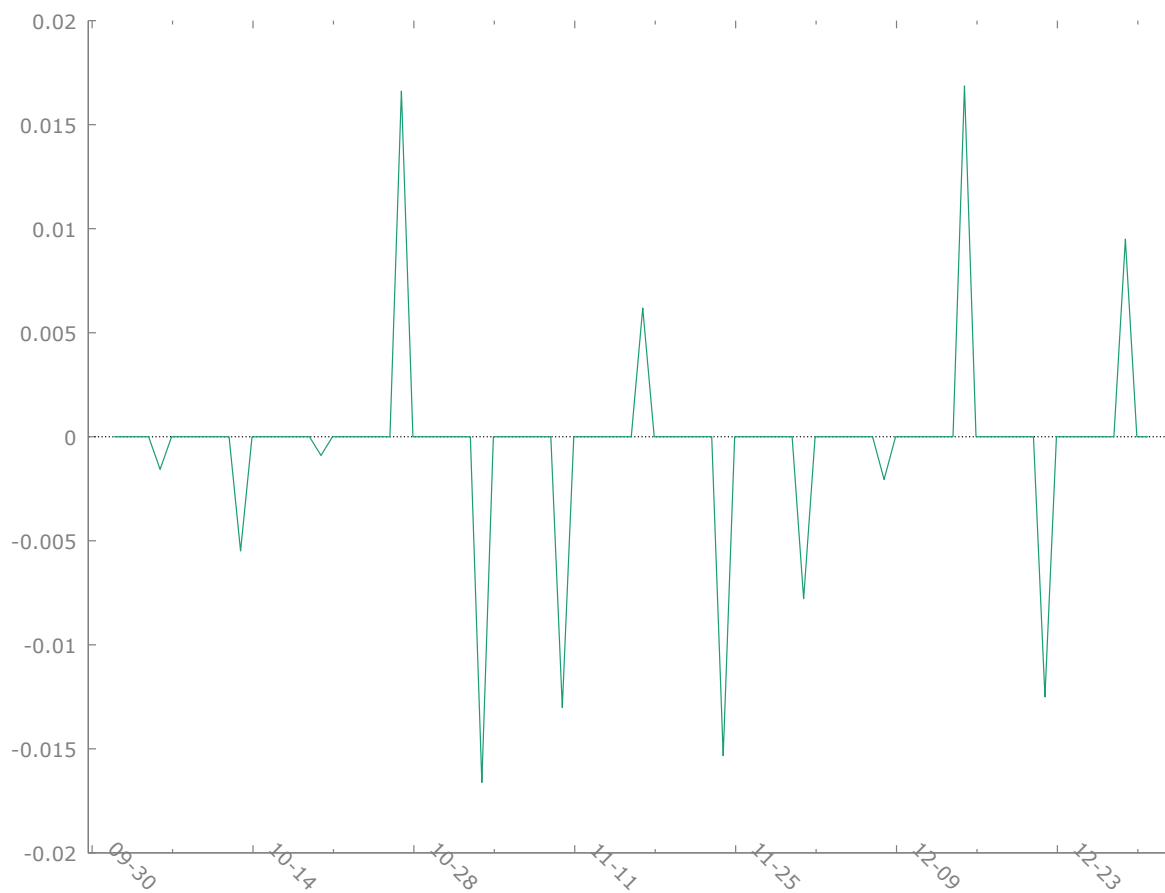
Allikas: autori koostatud statistikaprogrammis Gretl

Lisa 11 jätk statsionaarsuse, trendi, sesoonsuse eemaldamine Q4 CO2 kvootide hinnast



Allikas: autori koostatud statistikaprogrammis Gretl

Lisa 11 jätk statsionaarsuse, trendi, sesoonsuse eemaldamine Q4 hüdroservuaaride täituvusest



Allikas: autori koostatud statistikaprogrammis Gretl

Lisa 12. korrelatsioonimaatriks Q4

Correlation coefficients, using the observations 2021-10-01 - 2021-12-31

5% critical value (two-tailed) = 0.2050 for n = 92

Maa- gaasihindaM Whkeskmine	CO2kvoov- tidehindat- keskmin	HAdrore- servidetAi- tuvuskes	l_Elektri- hindaM- Wkeskmine	
1.0000	0.5183	-0.6982	0.4386	Maa- gaasihindaM Whkeskmine
	1.0000	-0.6667	0.6165	CO2kvoov- tidehindat- keskmin
		1.0000	-0.4073	HAdrore- servidetAi- tuvuskes
			1.0000	l_Elektri- hindaM- Wkeskmine

Lisa 13. autokorrelatsiooni testimine Q4

Autocorrelation function for d_sd_1_ElektrihindaMWkeskmine

***, **, * indicate significance at the 1%, 5%, 10% levels

using standard error $1/T^{0.5}$

LAG	ACF	PACF	Q-stat. [p-value]
1	-0.0322	-0.0322	0.0903 [0.764]
2	-0.3740 ***	-0.3754 ***	12.4139 [0.002]
3	-0.2222 **	-0.2924 ***	16.8187 [0.001]
4	0.2258 **	0.0470	21.4239 [0.000]
5	0.3063 ***	0.1923 *	30.0017 [0.000]
6	-0.1285	-0.0334	31.5305 [0.000]
7	-0.4511 ***	-0.3195 ***	50.6226 [0.000]
8	-0.0398	-0.1463	50.7734 [0.000]
9	0.1579	-0.2455 **	53.1764 [0.000]
10	0.0946	-0.2104 *	54.0492 [0.000]
11	-0.0923	-0.0757	54.8923 [0.000]
12	-0.1201	-0.0203	56.3390 [0.000]
13	0.1791	0.1650	59.6016 [0.000]
14	-0.0173	-0.2314 **	59.6325 [0.000]
15	0.0084	-0.1042	59.6399 [0.000]
16	0.1133	0.0730	61.0045 [0.000]
17	-0.0081	-0.0888	61.0115 [0.000]
18	-0.0805	-0.1268	61.7202 [0.000]

Lisa 14. ADF testide tulemused

SISEND	Testi tüüp	Tulemus
Elektrihind	Konstandiga	olulisuse tõenäosus p- 1.362e-05
	Konstandita	olulisuse tõenäosus p- 4.369e-07
CO2 kvootide hind	Konstandiga	olulisuse tõenäosus p- 2.601e-18
	Konstandita	olulisuse tõenäosus p- 3.372e-18
Maagaasi hind	Konstandiga	olulisuse tõenäosus p- 2.971e-14
	Konstandita	olulisuse tõenäosus p- 1.697e-11
Hüdroreservide täituvus	Konstandiga	olulisuse tõenäosus p- 2.243e-17
	Konstandita	olulisuse tõenäosus p- 6.694e-18

Allikas: autori arvutused statistikaprogrammis Gretl

Lisa 15. ARMA järgu test

? armax(2, 2, d_sd_1_ElektrihindaMWkeskmine, null, 1, 1, 1, 1, 0)

Information Criteria of ARMAX(p,q) for d_sd_1_ElektrihindaMWkeskmine

p, q	AIC	BIC	HQC
0, 0	138.5907	143.4524	140.5451
0, 1	140.1486	147.4411	143.0802
0, 2	126.9567	136.6800	130.8654
1, 0	140.5045	147.7970	143.4360
1, 1	126.4204	136.1437	130.3291
1, 2	123.7980	135.9521	128.6838
2, 0	129.0849	138.8082	132.9936
2, 1	127.3842	139.5382	132.2700
2, 2	119.8344*	134.4193*	125.6975*

* indikeerib parimat mudelit

Lisa 16. ARMA(2,2) testi tulemused

Function evaluations: 204

Evaluations of gradient: 62

Model 10: ARMAX, using observations 2021-10-09:2021-12-31 (T = 84)

Estimated using AS 197 (exact ML)

Dependent variable: d_sd_1_ElektrihindaMWkeskmine

Standard errors based on Hessian

	coefficient	std. error	z	p-value	
const	-0.0273870	0.0382480	-0.7160	0.4740	
phi_1	0.739452	0.0580667	12.73	3.80e-037	***
phi_2	-0.875054	0.0563681	-15.52	2.39e-054	***
theta_1	-1.09459	0.0632319	-17.31	3.91e-067	***
theta_2	1.00000	0.0885275	11.30	1.37e-029	***
d_HAdroreservide~	-10.1225	4.37558	-2.313	0.0207	**
d_MaagaasihindaM~	0.00404191	0.00502567	0.8043	0.4213	
d_CO2kvootidehin~	0.0102542	0.0232786	0.4405	0.6596	

Mean dependent var -0.011943 S.D. dependent var 0.542366

Mean of innovations -0.001321 S.D. of innovations 0.432386

R-squared 0.357894 Adjusted R-squared 0.307859

Log-likelihood -51.88602 Akaike criterion 121.7720

Schwarz criterion 143.6494 Hannan-Quinn 130.5666

Lisa 17. ARMA(2,2) testi tulemused ilma konstandita

Function evaluations: 286

Evaluations of gradient: 85

Model 6: ARMAX, using observations 2021-10-09:2021-12-31 (T = 84)

Estimated using AS 197 (exact ML)

Dependent variable: d_sd_1_ElektrihindaMWkeskmine

Standard errors based on Hessian

	coefficient	std. error	z	p-value	
phi_1	0.743298	0.0582819	12.75	2.98e-037	***
phi_2	-0.873735	0.0571576	-15.29	9.42e-053	***
theta_1	-1.09664	0.0668624	-16.40	1.87e-060	***
theta_2	1.00000	0.0939939	10.64	1.96e-026	***
d_MaagaasihindaM~	0.00434293	0.00503154	0.8631	0.3881	
d_CO2kvootidehin~	0.00810688	0.0234583	0.3456	0.7297	
d_HAdroreservide~	-9.75781	4.36127	-2.237	0.0253	**

Mean dependent var -0.011943 S.D. dependent var 0.542366

Mean of innovations -0.034342 S.D. of innovations 0.433807

R-squared 0.358173 Adjusted R-squared 0.308160

Log-likelihood -52.14070 Akaike criterion 120.2814

Schwarz criterion 139.7279 Hannan-Quinn 128.0987

Lisa 18. ARMA(2, 2) testi tulemused ilma CO2 kvootide hinnata

Function evaluations: 230

Evaluations of gradient: 75

Model 7: ARMAX, using observations 2021-10-09:2021-12-31 (T = 84)

Estimated using AS 197 (exact ML)

Dependent variable: d_sd_1_ElektrihindaMWkeskmine

Standard errors based on Hessian

	coefficient	std. error	z	p-value	
phi_1	0.748695	0.0565504	13.24	5.19e-040	***
phi_2	-0.872684	0.0581908	-15.00	7.69e-051	***
theta_1	-1.10423	0.0660179	-16.73	8.43e-063	***
theta_2	0.999996	0.0961279	10.40	2.41e-025	***
d_MaagaasihindaM~	0.00488349	0.00476156	1.026	0.3051	
d_HAdroreservide~	-9.90358	4.21126	-2.352	0.0187	**

Mean dependent var -0.011943 S.D. dependent var 0.542366

Mean of innovations -0.032085 S.D. of innovations 0.434086

R-squared 0.357071 Adjusted R-squared 0.315858

Log-likelihood -52.19943 Akaike criterion 118.3989

Schwarz criterion 135.4146 Hannan-Quinn 125.2390

Lisa 19. ARMA(2, 2) testi tulemused ilma maagaasi hinnata

Function evaluations: 203

Evaluations of gradient: 66

Model 8: ARMAX, using observations 2021-10-09:2021-12-31 (T = 84)

Estimated using AS 197 (exact ML)

Dependent variable: d_sd_1_ElektrihindaMWkeskmine

Standard errors based on Hessian

	coefficient	std. error	z	p-value	
phi_1	0.743933	0.0589433	12.62	1.61e-036	***
phi_2	-0.856314	0.0609224	-14.06	7.10e-045	***
theta_1	-1.11992	0.0703547	-15.92	4.73e-057	***
theta_2	1.00000	0.0977446	10.23	1.44e-024	***
d_HAdroreservide~	-10.9340	4.25100	-2.572	0.0101	**

Mean dependent var -0.011943 S.D. dependent var 0.542366

Mean of innovations -0.033143 S.D. of innovations 0.436996

R-squared 0.347538 Adjusted R-squared 0.314501

Log-likelihood -52.74763 Akaike criterion 117.4953

Schwarz criterion 132.0802 Hannan-Quinn 123.3583

Lisa 20. Lihtlitsents

Lihtlitsents lõputöö reprodutseerimiseks ja lõputöö üldsusele kättesaadavaks tegemiseks¹

Mina Reigert Meerbach (*autori nimi*)

1. Annan Tallinna Tehnikaülikoolile tasuta loa (lihtlitsentsi) enda loodud teose „Elektrihindade kujunemise modelleerimine elektribörsil Eesti näitel“,
(*lõputöö pealkiri*)

mille juhendaja on Triinu Tapver (MA),
(*juhendaja nimi*)

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

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

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

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

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