



TALLINNA TEHNIKAÜLIKOOL
ELEKTROENERGEETIKA INSTITUUT

**Elektrienergia tarbijahind
ja selle mõjurid Euroopa Liidu
liikmesriikide näidetel**

Elektroenergeetika õppekava

Kõrgepingetehnika õppetool

Magistritöö

Õppetooli juhataja	prof	Juhan Valtin
Juhendaja	prof	Juhan Valtin
Lõpetaja		Alvar Möldre

Tallinn 2014

Töö kaitsmine

Lõputöö on kaitsstud 201.... a hindele

Kaitsmiskomisjoni esimees (nimi ja allkiri)_____

Autorideklaratsioon

Deklareerin, et käesolev lõputöö, mis on minu iseseisva töö tulemus, on esitatud Tallinna Tehnikaülikooli elektroenergeetika instituudile haridusastme lõpudiplomi taotlemiseks elektroenergeetika erialal. Lõputöö alusel ei ole varem kutse- või teaduskraadi või inseneridiplomit taotletud.

Lõpetaja (allkiri ja kuupäev) _____

Lõputöö kokkuvõte

<p><i>Autor:</i> Alvar Möldre</p> <p><i>Töö pealkiri:</i> ELEKTRIENERGIA TARBIJAHIND JA SELLE MÕJURID EUROOPA LIIDU LIIKMESRIIKIDE NÄIDETEL</p> <p><i>Kuupäev:</i> 02.06.2014</p>	<p><i>Lõputöö liik:</i> magistr töö</p> <p>95 lk</p>
<p><i>Ülikool:</i> Tallinna Tehnikaülikool</p> <p><i>Teaduskond:</i> Energeetikateaduskond</p> <p><i>Instituut:</i> Elektroenergeetika instituut</p> <p><i>Õppetool:</i> Kõrgepingetehnika õppetool</p>	
<p><i>Töö juhendaja:</i> Juhan Valtin</p>	
<p><i>Sisu kirjeldus:</i> Magistr töö eesmärgiks on uurida erinevaid elektrienergia tarbijahinna mõjureid Euroopa Liidu liikmesriikide näidetel, peatähelepanu neist mõjudest on suunatud taastuvatest energiaallikatest tootmise mõjule. Magistr töö esimeses osas analüüsitakse Euroopa Liidu elektrienergia tarbijahindasid, teises osas käsitletakse erinevaid tarbijahinna mõjureid Euroopa Liidu suurriikide, Prantsusmaa, Saksamaa ja Ühendatud Kuningriigi, näidetel. Töö teine osa põhineb eelkõige teostatud prognooside analüüsil ning autori enda poolt koostatud tulevikustsenaariumitel. Magistr töö hüpotees, et kui Saksamaa loobub tuumaenergiast lõplikult aastaks t ($t=2022$ või 2032) ja kompenseerib selle tuuleenergiaga, siis elektrienergia tarbijahinna energiakomponent odavneb, ei leidnud teostatud uurimuse käigus tõestust. Hüpoteesi ümberlukkamiseks kasutas magistr töö autor tulevikuennustust õppimiskõvera mudeli baasil. Õppimis- ehk kogemuskõvera põhimõte on, et tootmise ühikukulu teatud tehnoloogia kasutamisel väheneb x % võrra kui kumulatiivne installeeritud koguvõimsus või tootmine kahekordistub. Uurimuse tulemusena leidis magistr töö autor, et kui Saksamaal asendada tuumaenergiast tootmine tuuleenergiast tootmisega, siis elektrienergia lõpptarbijaja jaoks toob see vaadeldud ajafrendis kaasa tarbijahinna energiakomponendi märkimisväärse suurenemise, mitte alanemise. Seega ei leidnud tõestust eeldus, et taastuenergiaallikatest tootmisele üleminekul väheneb elektrienergia energiakomponendi hind lõpptarbijale.</p>	
<p><i>Märksõnad:</i> elektrienergia tarbijahind, elektrienergia tarbijahinna komponendid, energiakomponent, võrgukomponent, maksude ja lõivude komponent, elektrienergia hinnamõjurid, taastuenergiaallikatest tootmise mõju, õppimiskõver, õppimismäär.</p>	

Summary of the diploma work

<i>Author:</i> Alvar Möldre	<i>Kind of the work:</i> master's thesis
<i>Title:</i> ELECTRICITY PRICE FOR END-USERS AND FACTORS INFLUENCING IT BASED UPON SAMPLE EUROPEAN UNION MEMBERS	
<i>Date:</i> 02.06.2014	95 pages
<i>University:</i> Tallinn University of Technology	
<i>Faculty:</i> Faculty of Power Engineering	
<i>Department:</i> Department of Electrical Power Engineering	
<i>Chair:</i> Chair of High Voltage Engineering	
<i>Tutor of the work:</i> Juhan Valtin	
<i>Abstract:</i>	
<p>The aim of the current master's thesis is to explore different aspects influencing electricity prices based on sample countries of the European Union. Main attention is drawn to the influence of growing production from renewable energy sources. In the first part of the thesis an analysis of current electricity prices of all European Union members is carried out, in the second part aspects influencing these prices are put under study based on major European countries like Germany, France and the United Kingdom. The second part of the thesis lies on analysis of prognosis and studies in the field carried out to far and future scenarios and their impacts created by the author of the thesis. The hypothesis of the study that if Germany abandons nuclear energy fully by either year 2022 or 2032 and compensates it by wind energy, the energy and supply component of the electricity price for end-users will become less expensive, found no proof within the study. The learning curve model was employed to reverse the hypothesis. The basic concept of the learning curve is that the time, or cost, of performing a task, for instance producing a unit of output, decreases at a constant rate as cumulative output doubles. The result of the study showed that if Germany replaces nuclear energy by wind energy, price of the energy and supply component of electricity will not be lowered for end-users in the examined time front. Thus, the hypothesis that employing more renewable sources will bring along electricity price decreases found no proof.</p>	
<p><i>Key words:</i> electricity prices for end-users, components of electricity prices, energy and supply component, networks component, taxes and levies component, aspects influencing electricity prices, influence of renewable energy sources, learning curve method, learning rate, levelized cost of electricity, future prognosis for electricity prices</p>	

Sisukord

Lõputöö ülesanne.....	7
Eessõna	9
Sissejuhatus.....	10
1. Ülevaade elektrihindadest erinevates Euroopa Liidu liikmesriikides.....	13
1.1 Elektrienergia tarbijahinna elemendid	13
1.2 Euroopa Liidu kodutarbijad	14
1.2.1 Kodutarbijatele müüdava elektri hinnad.....	14
1.2.2 Kodutarbijate elektrihinna komponendid.....	16
1.3 Euroopa Liidu äritarbijad.....	23
1.3.1 Äritarbijatele müüdava elektri hinnad.....	23
1.3.2 Äritarbijate elektrihinna komponendid.....	29
2. Elektrihinna peamised mõjurid Euroopa Liidu liikmesriikide näidetel.....	35
2.1 Elektrihinna peamised mõjurid	35
2.2 Elektrihinna mõjurid Euroopa Liidu liikmesriikide näidetel	37
2.2.1 Prantsusmaa.....	37
2.2.2 Ühendatud Kuningriik.....	44
2.2.3 Saksamaa.....	53
3. Tulevikuprognosid	61
3.1 Globaalsed prognoosid.....	61
3.2 Saksamaa tulevikuplaanid ja nende mõju elektrienergia tarbijahinnale	63
3.3 Prantsusmaa tulevikuplaanid ja nende mõju elektrienergia tarbijahinnale	65
3.4 Taastuenergiaallikate kasutuselevõtu mõju elektrienergia tarbijahinnale.....	67
3.4.1 Metoodika ja valemid	67
3.4.2 Alg- ja lisaandmed ning allikate põhjendused.....	70
3.4.3 Õppimiskõvera alusel arvutused ja tulemused	77
Kokkuvõte	87
Kirjandus	90

Lõputöö ülesanne

Lõputöö teema: Elektrienergia tarbijahind ja selle mõjurid Euroopa liidu liikmesriikide näidetel

Üliõpilane: **Alvar Möldre**
 Lõputöö juhendaja: **Juhan Valtin**
 Õppetool: **Kõrgepingetehnika õppetool**
 Õppetooli juhataja: **Juhan Valtin**
 Lõputöö esitamise tähtaeg: **02.06.2014**

Üliõpilane (allkiri)

Juhendaja (allkiri)

Õppetooli juhataja (allkiri)

Teema põhjendus:

Uuritav teema on aktuaalne seoses üha kallineva elektrienergia hinnaga, Euroopa Liidu liikmesriikidel on elektrienergia hindade vahel märkimisväärsed erinevusi, mis on põhjustatud erinevatest hinnamõjuritest. Hindade temaatika on aktuaalne suurele huvigrupile: see puudutab kõiki, kes elektrienergiat tarbivad, nii äri- kui kodutarbijaid. Ajendi töö kirjutamiseks andis levinud arusaam, et taastuvenergiaallikate rakendamine toob kaasa elektrienergia hinnalanguse. Töö autori panus antud teema uurimisel seisneb suure hulga elektrienergia hindade ja nende mõjurite alase informatsiooni üheks tervikuks sidumisel ning selle analüüsimisel taastuvenergiaallikate, eelkõige tuuleenergia, rakendamise seisukohalt.

Töö eesmärk:

Magistritöö eesmärgiks oli uurida erinevaid elektrienergia tarbijahinna mõjureid Euroopa Liidu liikmesriikide näidetel, peatähelepanu erinevatest elektrienergia tarbijahinna mõjuritest on suunatud taastuvatest energiaallikatest tootmise mõjule – kuidas reageerib elektrienergia tarbijahind kui taastuvatest allikatest tootmine suureneb?

Lahendamisele kuuluvate küsimuste loetelu:

- Millised on elektrienergia tarbijahindade riiklikud erinevused Euroopa Liidu liikmesriikides ja millest need tulenevad?

- Millised on elektrienergia tarbijahinna peamised mõjurid Euroopa Liidu suurriikides vaadelduna Saksamaa, Inglismaa ja Prantsusmaa näidetel?
- Kuidas mõjutab elektrienergia tarbijahinda järjest suurenev tootmine taastuenergiaallikatest?

Lähteandmed:

Esimeses osas analüüsitakse Euroopa Liidu elektrienergia tarbijahindasid põhinedes statistikal Eurostati ja Eesti Statistikaameti andmebaasis, samuti Euroopa Komisjoni vastavasisulises väljaandes energiahindade ja kulude kohta Euroopas. Magistritöö teises osas käsitletakse erinevaid tarbijahinna mõjureid Euroopa Liidu suurriikide, Prantsusmaa, Saksamaa ja Ühendatud Kuningriigi, näidetel. Lähteandmed pärinevad erialakirjandusest, erialastest andmebaasidest, tänaseks päevaks teostatud uurimustest ja ettekannetest, Euroopa Komisjonile esitatud riiklikest kavadest ja erinevatest tulevikuprognosidest riiklikel ja globaalsel tasandil.

Eessõna

Käesoleva lõputöö koostamine ja põhiliste algandmete kogumine toimus töö autori initsiatiivil. Oluliselt aitasid töö valmimisele kaasa juhendaja märkused ja ettepanekud töö muutmisel sisuliselt ja vormiliselt pädevamaks. Kaudselt aitasid töö valmimisele kaasa kõik õppejõud, kes töö autori magistriõppe jooksul on Tallinna Tehnikaülikoolis teadmisi jaganud. Siinkohal avaldab töö autor neile tänu.

Lõputöö autori alalise elukoha andmed on: Alvar Möldre, Niidu tee 21, 12013, Tallinn.

Töökoha andmed on: AS KH Energia-Konsult, haldusjuht, Laki 13, 12915, Tallinn.

Sissejuhatus

Viimastel aastatel on pidevalt räägitud üha kallinevast energiast. Kogu maailma energeetikas asetleidvad trendid avaldavad olulist mõju kõigile riikidele: toimumas on kütusehindade tõus, süvenevad energia tarneprobleemid, päevakorrale on tõusnud energiajulgeoleku teemad, taastuvenergeetika areneb, käivitunud on heitmekaubandus. Euroopa tarbijate elektri- ja gaasihinnad tõusevad pidevalt ning eri riikide elektrienergia tarbijahindade vahel püsib endiselt suur vahe. Vastava statistika kohaselt maksavad kõrgeima hinnaga liikmesriikides tarbijad elektri ja gaasi eest 2,5 kuni 4 korda rohkem kui madalaima hinnaga Euroopa Liidu liikmesriikides. Euroopas pole toimunud hindade ühtlustumist ja turgude tõhustumist, püsima on jäänud olulised riiklikud hinnaerinevused. Kahtlemata on hindade temaatika aktuaalne väga suurele huvigrupile – nii äri- kui ka eratarbijatele. Energiahinna tõus põhjustab lisakoormust nii kodutarbijate kui ka äriühingute eelarvetele. Kõike eeltoodut arvestades on valitud magistritöö äärmiselt aktuaalne ja pakub huvi suurele huvigrupile.

Magistritöö eesmärgiks on uurida erinevaid elektrienergia tarbijahinna mõjureid Euroopa Liidu liikmesriikide näidetel. Antud lõputöö raames koondab lõputöö autor suure hulga elektrihindade alast informatsiooni üheks tervikuks ning toob välja peamised seosed ja põhjendused riiklikeks hinnaerinevusteks. Magistritöö on jagatud kolme suuremasse alapeatükki. Esimeses osas analüüsitakse Euroopa Liidu elektrienergia tarbijahindasid põhinedes statistikal Eurostati ja Eesti Statistikaameti andmebaasides, samuti Euroopa Komisjoni vastavasisulisel väljaandes energiahindade ja kulude kohta Euroopas. Magistritöö teises osas käsitletakse erinevaid tarbijahinna mõjureid Euroopa Liidu suurriikide, Prantsusmaa, Saksamaa ja Ühendatud Kuningriigi, näidetel. Tarbijahinna mõjureid käsitlevas osas analüüsitakse esmalt tänase päeva mõjureid ja lõpuks prognoositakse võimalikke elektrienergia tarbijahinna muutusi tulevikus. Töö kolmas osa põhineb eelkõige teostatud prognooside analüüsil ning autori enda poolt koostatud tulevikustsenaariumitel. Magistritöö erinevad osad moodustavad omavahel terviku, sest esimeses osas esitatakse vajalikud algteadmised Euroopa Liidu elektrienergia hindadest ning teises osas uuritakse ja tõestatakse teatud mõjurit, näiteks taastuvenergiaallikate kasutamise mõju, spetsiifilisemalt.

Peatähelepanu erinevatest elektrienergia tarbijahinna mõjuritest on suunatud taastuvatest energiaallikatest tootmise mõjule. Peamine uurimisküsimus, millele püütakse töö käigus vastus leida on elektrienergia tarbijahinna võimalik muutus tulevikus, kui üle minna mitte-

taastuvatelt energiaallikatelte taastuvenergiaallikatele. Algne hüpotees, et minnes üle tootmiselt mitte-taastuvatest allikatest tootmisele taastuvenergiaallikatest, elektri tarbijahind odavneb, täpsustus uurimistöö alguseks oluliselt.

Hüpoteesi täpsustavad parameetrid on järgmised:

- 1) Analüüsitar riik on *Saksamaa*.
- 2) Mitte-taastuvatest energiaallikatest käsitletakse *tuumaenergiat*.
- 3) Taastuvenergiaallikana käsitletakse *tuuleenergiat*.
- 4) Prognoositav ajafront on kuni *2022 ja 2032*.
- 5) Elektritarbijahinnast uuritakse *energiakomponenti*.

Hüpoteesi täpsustavate parameetrite valiku alused:

Analüüsitar riik valiti eelkõige magistriritöö autori soovist uurida hüpoteesi riigis, kus on olemas riiklikul tasandil otsus tuumaenergiast loobuda – Saksamaa puhul on vastav aasta siis esialgu 2022. Kuigi Prantsusmaal näiteks on veel suurem tuumenergia osakaal, siis seal on hetkeseisuga tuumajaamade osas tehtavad otsused kinni jäänud valimisloosungitesse, see tähendab et on üksnes presidendi valimislubadus tuumaenergiast täies ulatuses loobuda. Lisaks riiklikul tasandil otsuse olemasolule hindas magistriritöö autor ka plaanitava asenduse reaalsel võimalikkust: kui Saksaal on 2013. aasta andmetel tuumaenergia osakaal 15 % ja Prantsusmaal 75 % kogu elektrienergia tootmisest, siis ilmselgelt on Saksamaal üleminek valutum ja tõenäolisem kui riigis, kus tuumaenergial on valdav osakaal. Kolmas riigivaliku kriteerium oli soov tõestada hüpoteesi Euroopa mõistes suurriigis, et selle baasilt oleks võimalik teha edasisi järeldusi kogu Euroopa kohta. Ehk kokkuvõtlikult sooviti hüpoteesi tõestada riigis, millest Euroopa mastaabis ka midagi sõltub.

Mitte-taastuvad energiaallikad piiritleti tuumaenergiaga. Peamine põhjendus siinkohal on lisaks teema hetkelisele aktuaalsusele ja Fukushima järgsele erinevate riikide seisukohale, et tuumaenergia on vaja välja vahetada, eelkõige selle võimalikest ohtudest lähtudes, ka analüüsitarvas riigis asenduse teostamise võimalikkus. Nagu taustana uuritud erinevate ekspertide poolt magistriritöö valmimise hetkeks teostatud Saksamaa tulevikustsenaariumitest selgus, on Saksamaal tegelikkuses plaan asendada tuumaenergia kolme erineva variandiga: kivisüsi, maagaas ja tuul. Magistriritöö autor uurib käesoleva töö raames varianti, kui tuumaenergia asendada 100 % tuuleenergiaga.

Taastuvenergiaallikana uuritakse tuuleenergiat, siinkohal tehti valik taaskord energiaallika kasutamise võimalikkuse ja tõenäosuse alusel: tuuleenergiale prognoositakse kõige suuremat osakaalu kasvu tulevikus, muude taastuvenergiaallikate osas nii suurt kasutuse võimalikkust pole.

Hinnaprognosid on käesoleva magistritöö raames koostatud kaheks erinevaks aastaks. Esimese variandina vaadeldakse aastat 2022 ehk aastat, millal Saksamaa praeguse seisuga 100 %-liselt tuumaenergiast loobub. Kuna magistritöö autor ei pea selle eesmärgi täitmist väga reaalseks ei ajalise lühiduse ega majandusliku ratsionaalsuse poolest, vaadeldakse teise variandina aastat 2032 – see ajahetk on magistritöö autori poolt arvatud arvesse võttes olemasolevate tuumareaktorite eluea pikendamise võimalust. Kui vanim tuumareaktor on Saksamaal hetkel 32 aastane ja keskmine reaktori eluiga on 40-60 aastat, siis aastal 2032 oleks vanim reaktor 50. aastane. Seega arvestatakse teise ajafondi seadmisel, et reaktorite eluiga saab pikendada. See oleks majanduslikult ratsionaalne otsus, sest olemasolevat ressursi kasutatakse võimalikult otstarbekalt ja kaua, mis omakorda tähendab eelduslikult ka seda, et energiakomponendi osakaal tarbijahinnast püsiks tänasel tasemel ja ei muutuks.

Elektrienergia tarbijahinna osas tehakse antud töös järeldused selle energiakomponendi hinna tõusu või languse kohta. Energiakomponent moodustab 2013 aasta andmetel Saksamaal kodutarbija koondd hinnast 29,65 % ja äritarbija hinnast 42,11 %. Tuulenergia rakendamisega seonduvaid varjatud kulusid, mis mõjutavad eelkõige elektrienergia tarbijahinna võrkude ja maksude komponenti antud magistritöö raames spetsiifiliselt ei uurita. Seega on lõplik hüpotees koos täpsustavate parameetritega järgmine: *Kui Saksamaa loobub tuumaenergiast lõplikult aastaks t ja kompenseerib selle tuuleenergiaga, siis elektrienergia tarbijahinna energiakomponent odavneb.*

Hüpoteesi tõestamiseks /ümberlükkamiseks on valitud õppimis-ehk kogemuskõvera alusel prognoosimise mudel. Meetodi valiku täpsemad põhjendused on esitatud töö alapeatükis 3.4.1.

1. Ülevaade elektrihindadest erinevates Euroopa Liidu liikmesriikides

1.1 Elektrienergia tarbijahinna elemendid

Elektrienergia tarbijahinna erinevatest elementidest arusaamine on aluseks, et mõista, kuidas hinda on võimalik mõjutada. Seetõttu peab käesoleva lõputöö autor oluliseks lühidalt lahti kirjutada, millest koosneb elektri tarbijahind.

Elektri tarbijahind koosneb kolmest põhielemendist, millel omakorda on alaelemendid. Esimese osa hinnast moodustavad energiaga seotud hinnad: nii energia hulgihind kui ka jaemüügihind. Hulgiüügihinnas sisalduvad ettevõtjate kulud seoses energia võrku tarnimisega, näiteks kuuluvad siia alla kütuse ostmise ja tootmise kulud, transpordi, töötlemise, elektrijaamade ehitamise jms kulud. Jaemüügihinnas sisalduvad kulud, mis on seotud müügiga lõpptarbijale. Teise osa elektrienergia tarbijahinnast moodustavad võrguga seonduvad kulud. Võrgukulud on eelkõige ülekande-ja jaotustaristu kulud, mis tulenevad vajadusest võrke hooldada ja laiendada, ka kuulub siia alla võrgukadude temaatika. Viimaseks elemendiks tarbijahinnas on maksud ja lõivud, mis võivad olla üldisemad, näiteks aktsiisid ja käibemaks või konkreetsed lõivud energiapoliitika toetamiseks [1]. Tarbijahinna elemendid on esitatud ka alljärgneval joonisel.



Joonis 1. Elektrienergia tarbijahinna komponendid

22.01.2014 Euroopa Komisjoni poolt väljaantud Euroopa energiahindade ja energiakulude teatises Euroopa Parlamendile, Euroopa Nõukogule, Euroopa Majandus-ja Sotsiaalkomiteele ja regioonide komiteedele rõhutatakse, et Euroopa tarbijate elektri-ja gaasihinnad on tõusnud ja jätkavad tõusmist. Kuigi elektri ja gaasi tarbijahinnad on pidevalt tõusnud peaaegu kõigis liikmesriikides, püsib eri riikide hindade vahel endiselt suur vahe: kõrgeima hinnaga

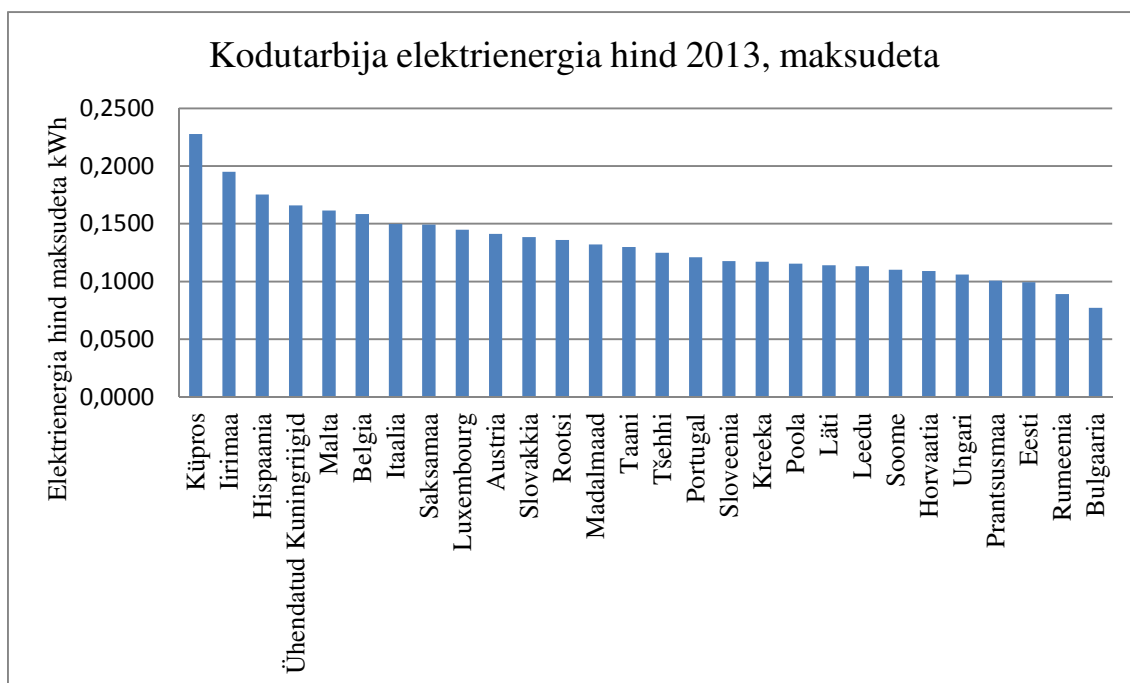
liikmesriikides maksavad tarbijad elektri-ja gaasi eest 2,5 kuni 4 korda rohkem kui madalama hinnaga liikmesriikides [1].

1.2 Euroopa Liidu kodutarbijad

1.2.1 Kodutarbijatele müüdava elektri hinnad

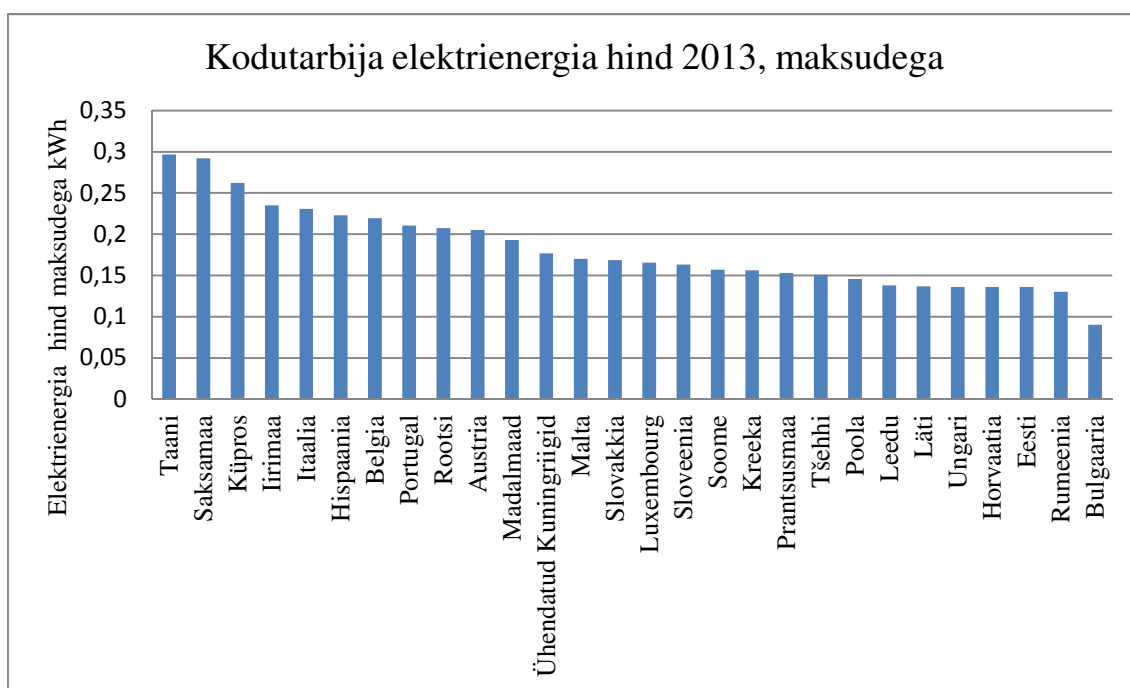
Euroopa Liidu suurim statistiline andmebaas Eurostat koondab andmeid elektrienergia kodutarbijate kohta liikmesriikide kaupa eristades neid aastase tarbimise suuruse järgi: väga väikesed tarbijad, kelle aastane tarbimine on väiksem kui 1000 kWh; väikesed tarbijad, aastane tarbimine 1000 kui 2500 kWh; keskmised tarbijad, aastane tarbimine 2500 kuni 5000 kWh; suured tarbijad, aastane tarbimine 5000- 15 000 kWh ja ülisuured tarbijad, aastane tarbimine üle 15 000 kWh [2].

Alljärgnev joonis 2 illustreerib 2013. aasta elektrienergia hindasid Euroopa Liidu liikmesriikides kodutarbijatele tarbimisega 2500 -5000 kWh aastas. Hinnas ei kajastu maksud. Jooniselt on näha, et kõrgeima hinnaga riigid arvestamata maksusid olid eelmisel aastal Küpros, Iirimaa, Hispaania, Ühendatud Kuningriigid, Malta ja Belgia, madalaima hinnaga riigid olid Bulgaaria, Rumeenia, Eesti, Prantsusmaa, Horvaatia.



Joonis 2. Kodutarbija elektrienergia hind 2013 aastal, ilma maksudeta. Autori joonis. Andmete allikas [2].

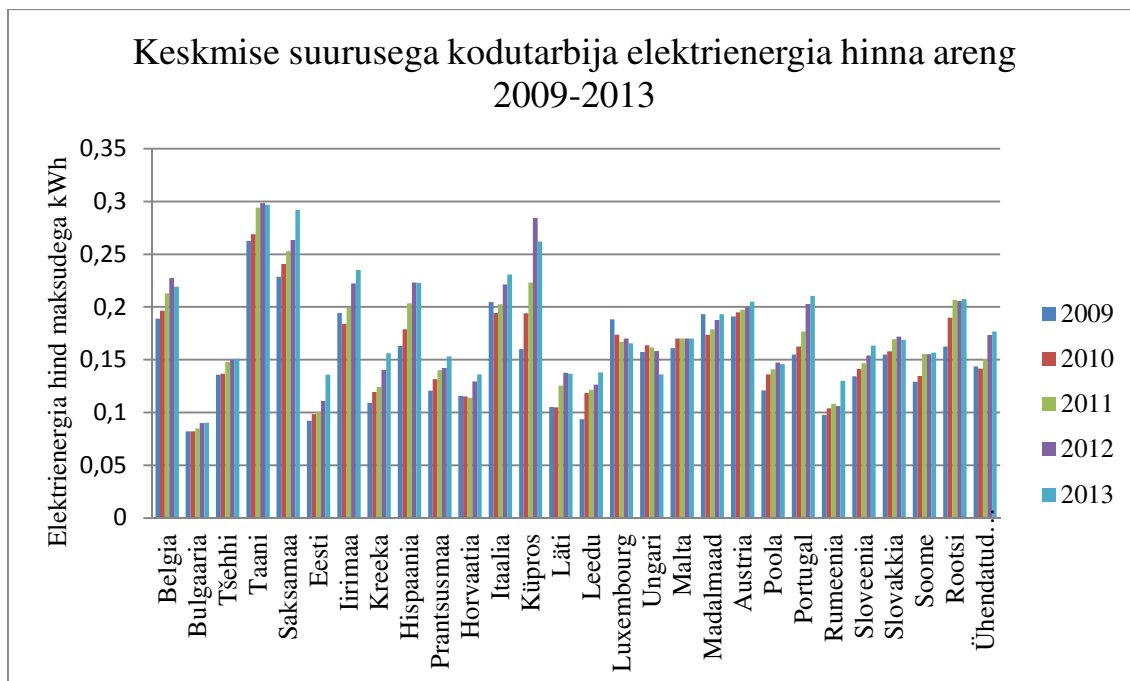
Lisades eelpool esitatud andmetele ka maksude komponendi, muutub riikide rivistus mõnevõrra. Küpros ja Iirimaa jäävad küll endiselt kalleima kodutarbija elektrienergia hinnaga tabeli esiviisikusse, kuid esikohale koos maksudega tõuseb Taani (ilma maksudeta hinna statistikas alles 14. kohal) ja teisele kohale Saksamaa (ilma maksudeta hinna statistikas alles 8. kohal). Järelikult on antud riikides maksude ja lõivude komponendi osakaal koguhinnast märkimisväärselt suur. Samamoodi mainib märkimist Ühendatud Kuningriikide positsiooni muutus maksude komponendi lisamisel. Kui ilma maksudeta paiknes riik kodutarbija elektrienergia hinnaga Euroopa Liidu statistikas oma suurusega neljandal positsioonil, siis maksudega koos liikus 12. positsioonile 28st. Siit saab järeldada, et maksude komponendi osatähtsus antud riigi kodutarbija elektri hinnas on äärmiselt väike. Odavaima hinnaga kodutarbija elektrienergia leiab ka maksude lisamisel ikka Bulgaariast, Rumeeniast ja Eestist, Horvaatiast ja Ungarist.



Joonis 3. Keskmise suurusega kodutarbija elektrienergia hind 2013 aastal, maksudega. Autori joonis. Andmete allikas [2].

Lisaks kehtivatele hindadele on kindlasti huvitav jälgida ka kodutarbija elektrienergia jaehinna arengut riigiti viimastel aastatel. Töö autor valis vaatlusperioodiks viie aastase ajavahemiku, st. 2009-2013, ning samuti keskmise suuruse tarbijad ja hinnad koos maksudega. Uuringust selgus, et suurima hüppe viimase viie aasta jooksul elektrienergia hinnas kodutarbijatele on teinud Küpros, Eesti, Ühendatud Kuningriigid, Iirimaa, Hispaania ja

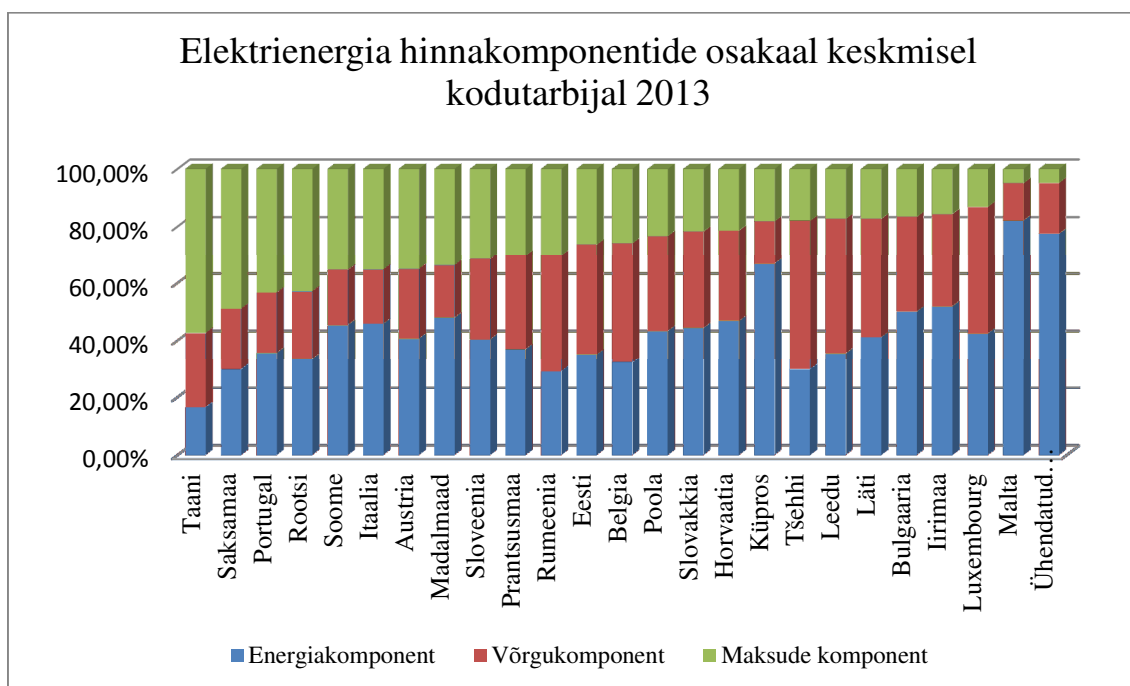
Rootsi. Praktiliselt olematu oli elektrienergia hinnatõus Austrias, Bulgaarias, Prantsusmaal, ainukesena suutis hindu langetada võrreldes 2009. aastaga Luxembourg. Uuringu tulemused on esitatud alljärgneval joonisel 4.



Joonis 4. Keskmise suurusega kodutarbija elektrienergia hinna areng 2009-2013. Autori joonis. Andmete allikas [2].

1.2.2 Kodutarbijate elektrienergia hinnakomponendid

Et paremini mõista elektrienergia hindade erinevust riigiti, koondas magistritöö autor järgmisena informatsiooni elektrienergia erinevate hinnakomponentide osakaalude kohta riigiti. Kreeka, Hispaania ja Ungari andmed 2013. aasta kohta ei olnud kahjuks veel Eurostatist kättesaadavad, seega sai vaadelda 25 Euroopa Liidu liikmesriiki. Jooniselt 5 selgub, et energiakomponent omab üle 50 % osatähtsust Maltal, Ühendatud Kuningriikides, Küprosel, Iirimaa ja Bulgaarias, väikseima osatähtsusega on antud komponent Saksamaal ja Tšehhis (29 %), Rumeenias (28 %) ja Taanis (16 %). Võrgukomponendi oskaal ületab 40 % Tšehhis, Leedus, Luxembourgis, Belgias, Lätis ja Rumeenias. Madalaim võrgukomponendi osakaal on Maltal – 12,94 %. Maksude ja lõivu hinnakomponent on suurim Taanil (57,44 %), Saksamaal (49,02 %), Portugalil (43,4 %), Rootsil (43 %), Soomel (35,49 %) ja Itaaliale (35,39 %) ja väikseim Maltal ja Ühendatud Kuningriigis (5 %).

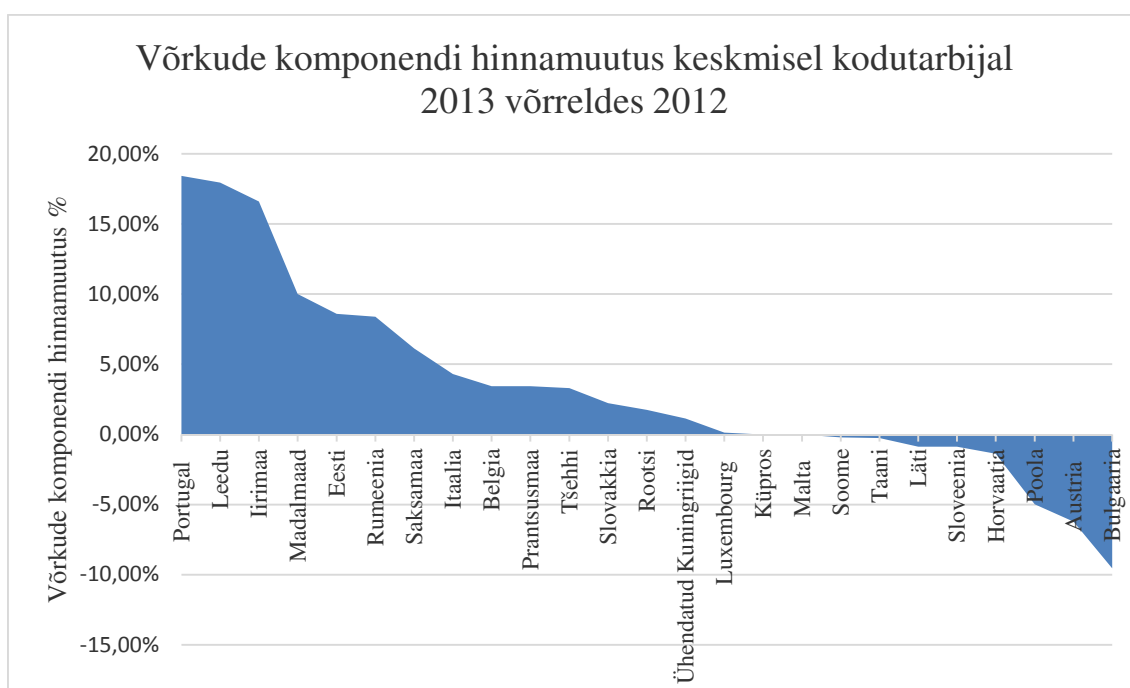


Joonis 5. Elektrienergia hinnakomponentide osakaal keskmisel kodutarbijal aastal 2013. Autori joonis. Andmete allikas [2].

Järgmisena uuriti keskmise suurusega kodutarbijate elektrihinna arenguid hinnakomponentide kaupa viie viimase aasta jooksul, aastatel 2009 kuni 2013. Statistikat said vaadelda 25 Euroopa Liidu liikmesriigi kohta, Prantsusmaa, Küprose ja Iirimaa lähteandmed olid lünklikud ja seetõttu nende kohta uuringut ei saanud teostada. Antud perioodi Eurostati energiastatistikat aluseks võttes teostati arvutused, mille tulemusel leiti, et energiakomponendi maksumus on viie aasta jooksul Euroopa Liidu kodutarbijatele keskmiselt suurenenud 9,28 %, võrkude komponent 19,9 % ning maksude ja lõivude komponent 43 %. Arvutades välja ka kõik riiklikud muutused energiakomponentide kaupa, selgus, et energia- ja varustuse komponent on viie aastaga enim kallinenud Eestis (47,38 % võrreldes aastaga 2009), Ühinenud Kuningriigis (45,78 %), Leedus (30,77 %), Rumeenias (16,56 %), Horvaatias (15,15 %) ja Maltal (14,53 %). Energia-ja varustuskomponent on kodutarbija hinnas odavnemine Madalmaades (16,63 %), Portugalis (16,21 %), Luxembourgis (23,21 %) ja Tšehhis (37,48 %). Võrgukomponendi osas oli suurim kallinemine toimunud Leedus (68,03 %), Tšehhis 67,6 %, Rootsis (46,52 %), Belgias (34,68 %), Madalmaades (28,06 %) ja Lätis (21,55 %). Võrgukomponendi odavnemine antud perioodis toimus Luxembourgis (1,88 %), Austrias (9,99 %), Ühendatud Kuningriigis (11,11 %) ja Itaalias – 1,13 % võrra. Maksude ja lõivude komponendis ilmnesis riigiti eriti suured erinevused – maksud tõusid viie aastaga enim Portugalis (320,85 %), Rumeenias (138,63 %), Lätis (145,83

%), Rumeenias (133,53 %), Sloveenias (65,29 %), Eestis (60,71 %). Maksud elektrienergia hinnas vähenesid pikas perioodis üksnes Luxembourgis, 5,2 %.

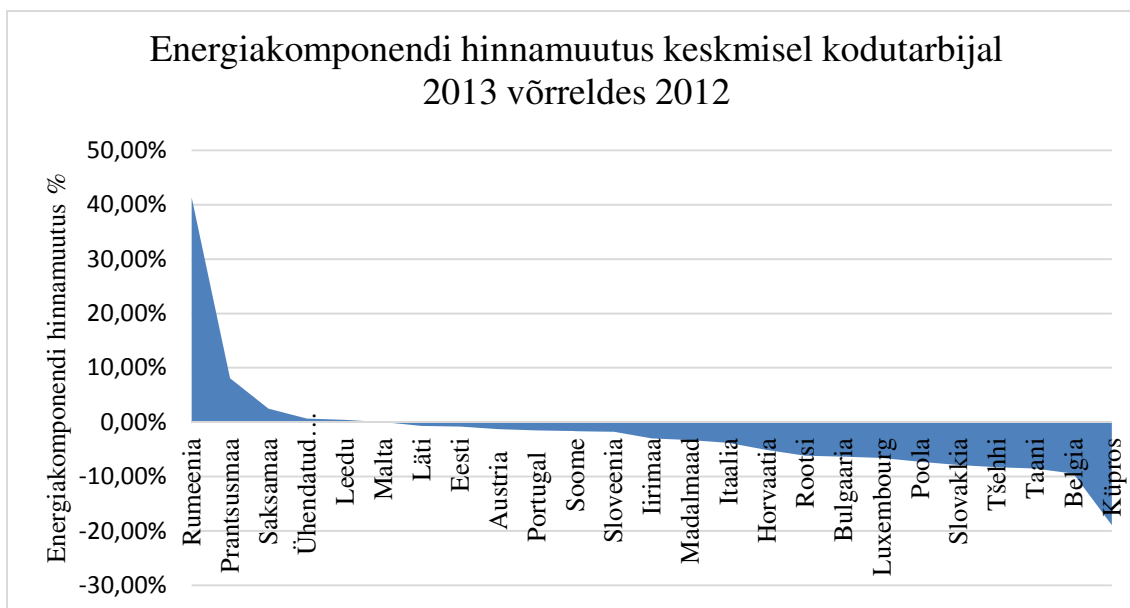
Lisaks viieaastasele vahemikule vaadeldi analüüsi käigus ka muutusi lühiajalises perioodis: 2013 aasta võrreldes 2012 aastaga. Võrkude komponendi mõistes oli suurima hinnatõusuga 2013. aastal võrreldes 2012. aastaga Leedu 17,95 % järgnevad Portugal 18,43 %, Iirimaa 16,59 % ja Eesti 8,6 % hinnatõusuga. Paljudes riikides jäi 2013. aastal 2012. aastaga võrreldes võrgukomponendi hinnaosa kas peaaegu samale tasemele või oli muutus väga väike: näiteks Taanis vähenes hind 0,26 %, Lätis 0,87 %, Sloveenias 0,87 %, Rootsis suurenes võrgukomponendi hind 1,74 %, Itaalias 4,29 %, Küprosel ja Maltal oli hinnamuutus 0 %. Võrkude komponendi hinnamuutused on kokkuvõtlikult esitatud alljärgneval joonisel 6.



Joonis 6. Võrkude komponendi hinnamuutus keskmisel kodutarbijal 2013 võrreldes 2012. Autori joonis. Andmete allikas [2].

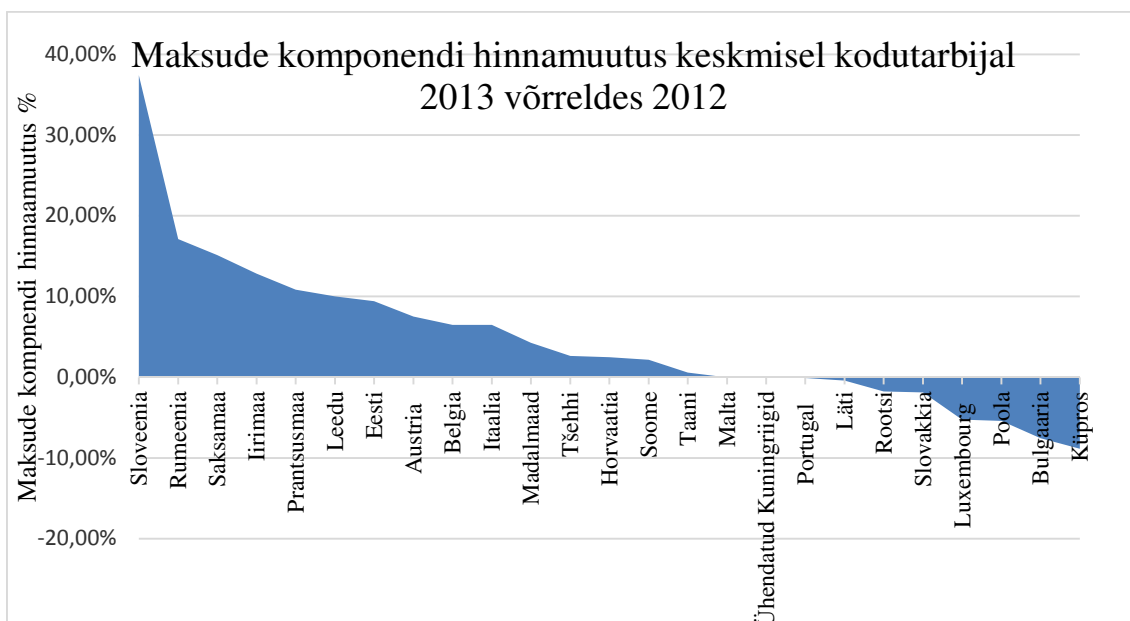
2013. aastal toimus võrreldes 2012. aastaga mitmetes riikides elektrienergia tarbijahinna energia- ja varustuse komponendi odavnemine: Belgias 9,45 %, Bulgaarias 6,37 %, Poolas 7,28 %, Slovakkias 7,86 %, Tšehhis 8,3 %, Taanis 8,52 %, Küprosel 18,92 %, Luxembourgis 6,56 %, Madalmaades 3,3 %. Oluline energiakomponendi kallinemine toimus üksnes Rumeenias – 41,31 % võrreldes 2012. aastaga, veel kallines hind Prantsusmaal 8,09 %, Saksamaal 2,49 %, Ühendatud Kuningriigis 0,67 % ja Leedus 0,41 %. Eestis odavnnes hind

vaadeldavas lühiperioodis energiakomponendi osas 0,83 %. Energiakomponendi hinnamuutused on kokkuvõtlikult esitatud alljärgneval joonisel 7.



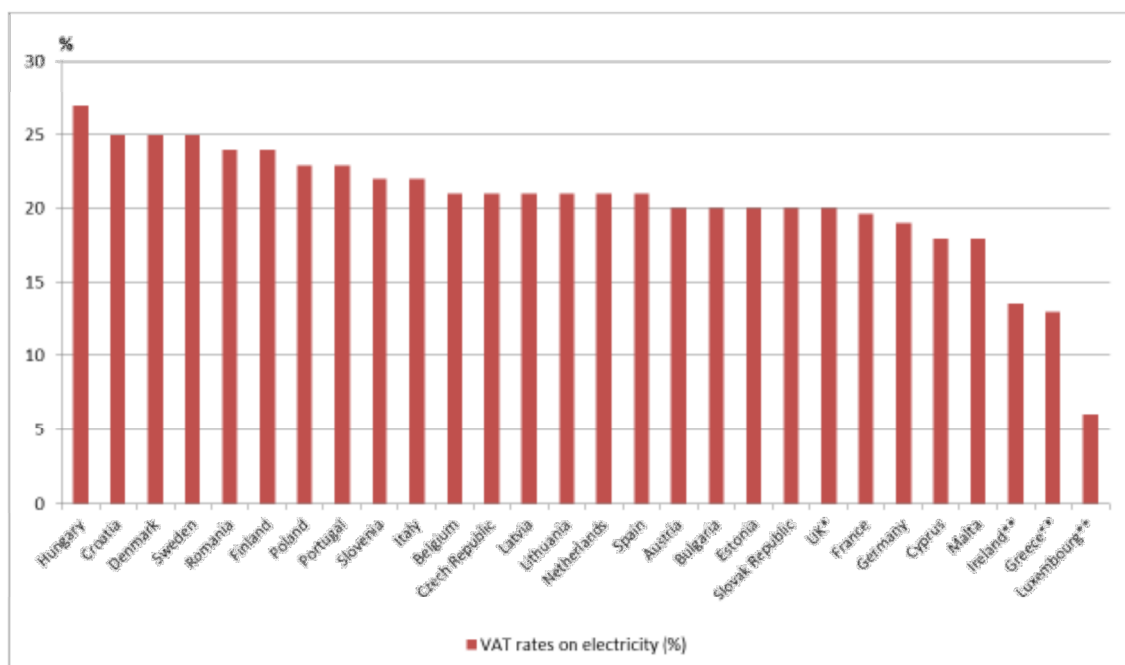
Joonis 7. Energiakomponendi hinnamuutus keskmisel kodutarbijal 2013 võrreldes 2012. Autori joonis. Andmete allikas [2].

Maksude ja lõivude osas oli 2013. aastal suurim tõus Sloveenias – maksude komponendi hind suurenes 37,42 %. Saksamaal suurenes maksude komponendi hind 15,11 %, Rumeenias 17,12 %, Prantsusmaal 10,84 %. Maksude osa vähenes Küprosel 8,87 %, Bulgaarias 7,54 % ja Luxembourgis 5,2 %.



Joonis 8. Maksude komponendi hinnamuutus keskmisel kodutarbijal 2013 võrreldes 2012. Autori joonis. Andmete allikas [2].

Käibemaksu võrdlus elektri hinnas erinevate Euroopa Liidu riikide lõikes on esitatud alloleval joonisel 9. Kõige kõrgem on käibemaks Ungaris, seejärel Horvaatias, Taanis ja Rootsis, kus siis vastavalt on käibemaksumääraks 25 %.

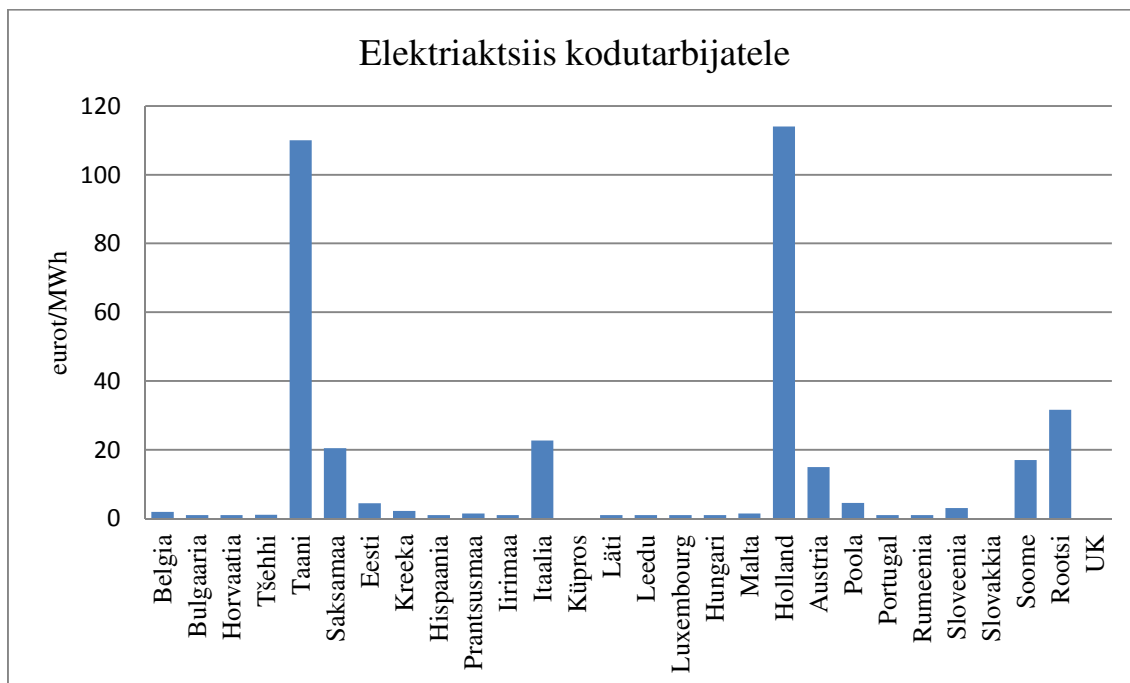


Joonis 9. Käibemaksu võrdlus elektri tarbijahinnas [3].

Märkused:

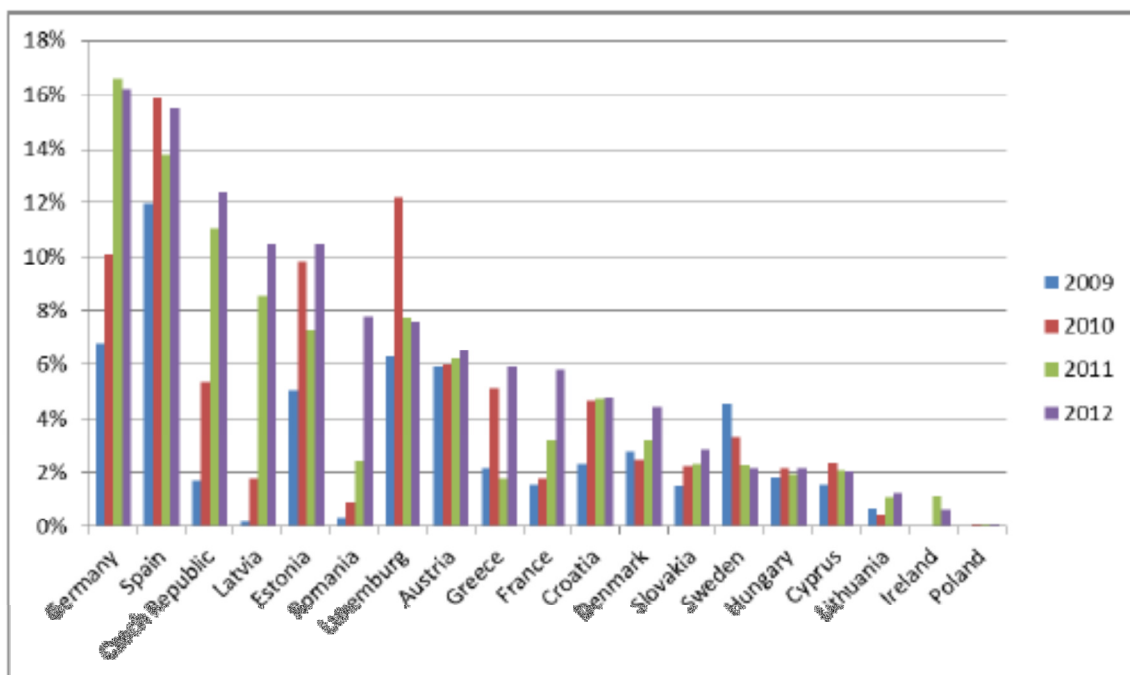
- 1) Vähendatud käibemaks, 5 %, elektrienergiale kodumajapidamistes Ühendatud Kuningriigis.
- 2) Vähendatud käibemaks elektrienergiale nii äri- kui ka kodutarbijatele Iirimaa, Kreekas ja Luxembourgis.

Elektriaktsiis on riigi poolt määratud maks kodutarbijatele. Allolevalt jooniselt 10 näeme, kui suur on elektriaktsiis erinevates Euroopa Liidu liikmesriikides kodutarbijatele. Kõige suurem elektriaktsiis on Hollandis 114 €/MWh ja Taanis 109,99 €/MWh. Teistes riikides on elektriaktsiis tunduvalt väiksem.

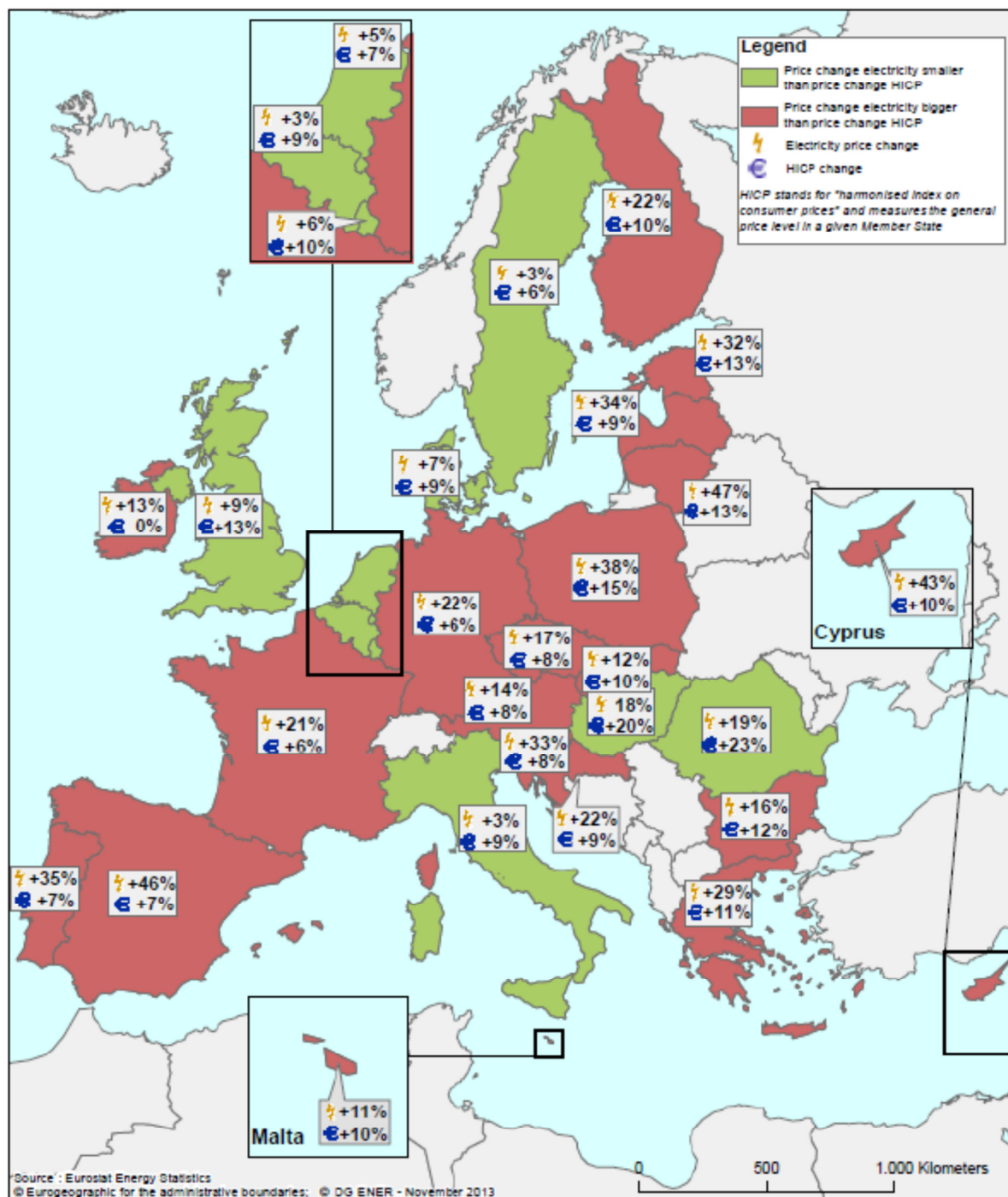


Joonis 10. Elektriaktsiis kodutarbijajatele Euroopa Liidu liikmesriikides. Autori joonis. Andmete allikas [3].

Maksude komponent koosneb veel taastuvenergiatasust. Joonisel 11 on valikuliselt toodud taastuvenergiatasu erinevates Euroopa Liidu riikides aastatel 2009-2012. Kõige kõrgemad tasud on Saksamaal, Hispaanias, Tšehhis, Lätis ja Eestis.



Joonis 11. Taastuvenergiatasu erinevates Euroopa Liidu riikides [3].



Joonis 12. Keskmise kodutarbija elektri tarbijahinna ja tarbijahinnaindeksi muutus Euroopa Liidu riikides (2008-2012) [3].

Kokkuvõte Euroopa Liidu kodutarbijate elektrienergia hindadest

- Keskmise suurusega kodutarbija elektrienergia hind koos maksudega oli 2013. aastal kõrgeim Taanis, Saksamaal, Küprosel, Iirimaa ja Itaalias. Kui maksude komponent

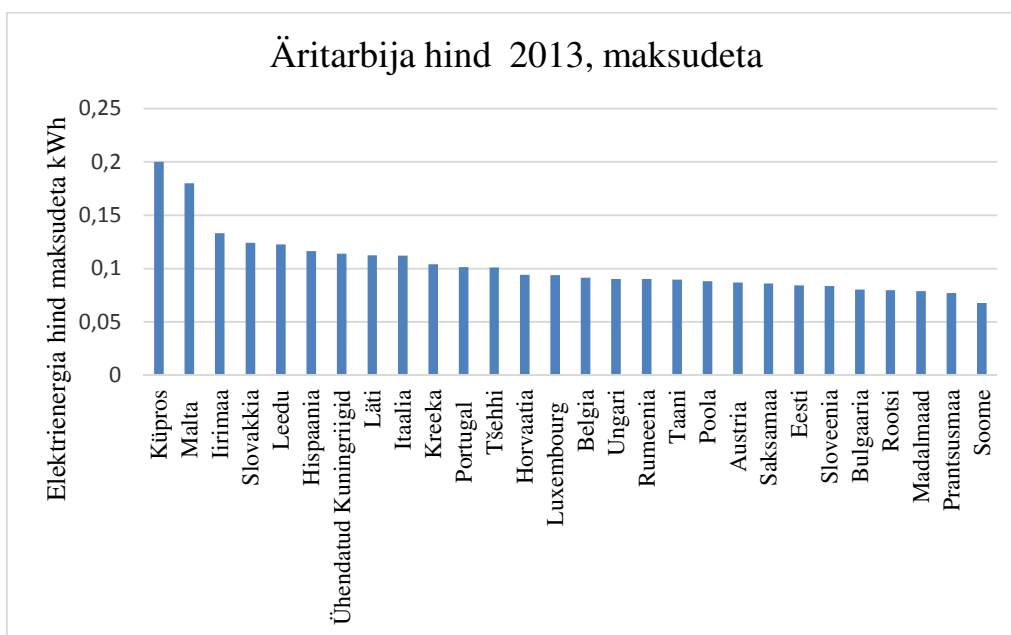
maha arvata, on kodutarbija jaoks kõrgeima hinnaga riigid Küpros, Iirimaa, Hispaania ja Ühendatud Kuningriigid.

- Aastatel 2009-2013 suurenes hind kõige rohkem Küprosel, Ühendatud Kuningriigis, Iirimaal, Hispaanias ja Rootsis.
- Elektrienergia tarbijahinna erinevad komponendid omavad Euroopa Liidu liikmesriikide kaupa väga erinevaid osakaale: näiteks energiakomponent moodustab suurima osa koondhinnast Maltal, Ühendatud Kuningriigis, Küprosel, Iirimaal ja Bulgaarias (üle 50 %), väikseima osatähtsusega on see Taanis, Rumeenias, Saksamaal (all 30 % koondhinnast). Maksude ja lõivude komponendi osatähtsus koondhinnast kõigub riigiti 57 % st (Taani), 5 % ni (Ühendatud Kuningriik). Võrkude komponendi osatähtsus on erinevates riikides 40 % (Tšehhi) kuni 12,94 % (Malta).
- Taastuvenergiatasu on suurim Saksamaal, Hispaanias, Lätis, Eestis ja Tšehhis.
- Käibemaks on kõrgeim Ungaris, Horvaatias ja Taanis ja Rootsis 825%), Iirimaal, Luxembourgis ja Kreekas on elektrienergiale vähendatud käibemaks (6-13%).
- Perioodis 2008-2012 ületab enamuses riikides keskmise kodutarbija elektrihinna tõus oluliselt tarbijahinnaindeksi muutust.

1.3 Euroopa Liidu äritarbijad

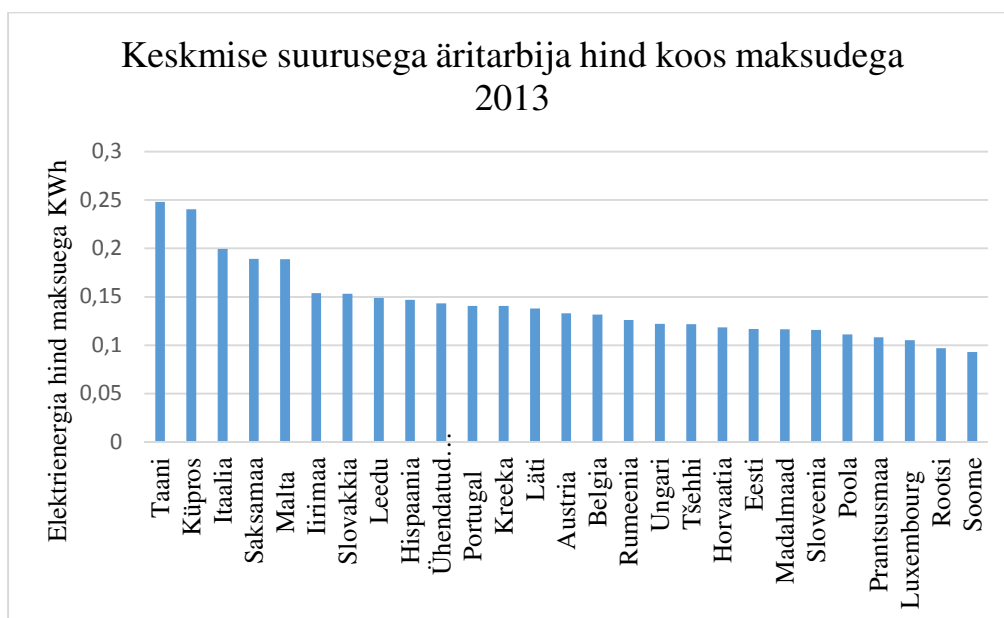
1.3.1 Äritarbijatele müüdava elektri hinnad

Alates 2007. aastast kogub Eurostat äritarbijate kohta informatsiooni seitsmes erinevas alagrupis: aastane tarbimine alla 20 MWh, aastane tarbimine 20-500 MWh vahel, aastane tarbimine 500-2000 MWh vahel, aastane tarbimine 2000-20000 MWh vahel, aastane tarbimine 20000-70000 MWh vahel, aastane tarbimine 70000-150000 MWh vahel, aastane tarbimine üle 150000 MWh. Alljärgnevalt jooniselt leiab Euroopa Liidu erinevate äritarbijate elektrienergia hinna võrdluse 2013. aasta andmete põhjal. Huvitav on tõdeda, et kõrgeima äritarbija elektrihinna riigis Küprosel makstakse elektrienergia eest peaaegu kolm korda rohkem (294,85%) kui madalaima äritarbija elektrihinna riigis Soomes. Samas, kui äärmused välja jätta, on pilt isegi üllatavalt stabiilne – valdav enamus riike maksab äritarbija elektrienergia eest kuni 50 % madalaima hinnaga tarbijast rohkem. Kõrge hinnaga riikidest mainivad veel ära märkimist Slovakkia, Leedu, Hispaania, Malta ja Iirimaa, neist ületab hind madalaimat hinda pea kaks korda.



Joonis 13. Äritarbija elektrienergia hind 2013 aastal, ilma maksudeta. Autori joonis. Andmete allikas [2].

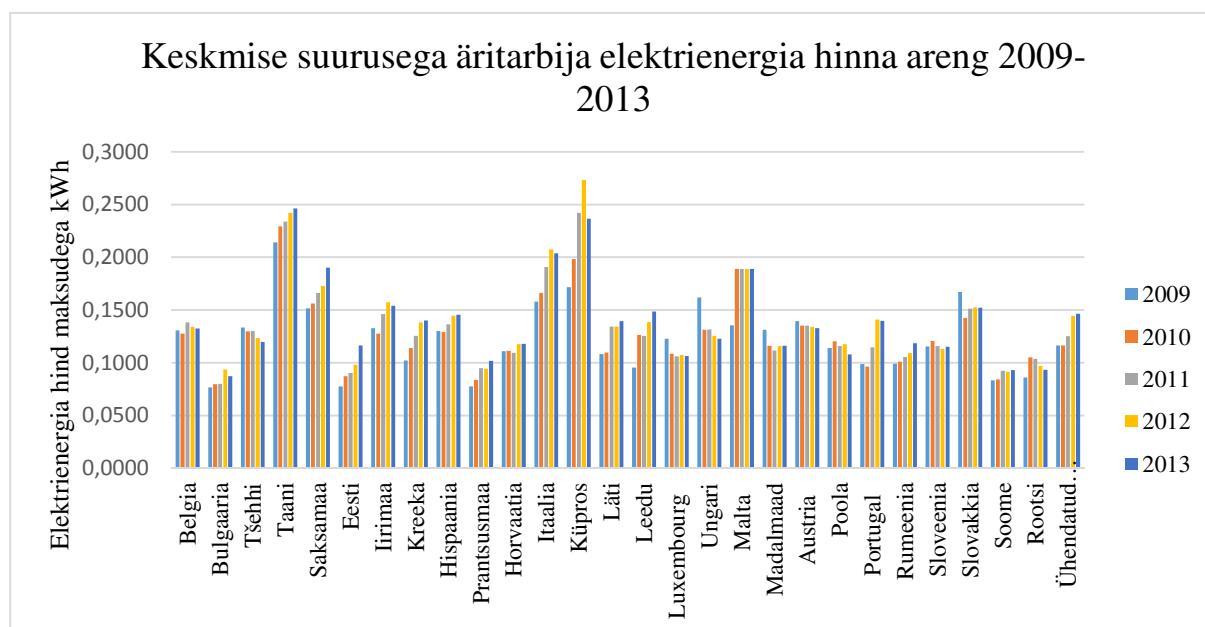
Ülevaade elektrienergia hinnast äritarbijatel muutub mõnevõrra, kui lisada hinnale ka maksude komponent ning piiritleda äritarbijad keskmise mõiste suurusega – see tähendab äritarbijaid aastase tarbimisega 500-2000 MWh. Tulemused peale antud piirangute lisamist on esitatud alljärgneval joonisel.



Joonis 14. Keskmise suurusega äritarbija elektrienergia hind 2013 aastal, maksudega. Autori joonis. Andmete allikas [2].

Esikohale tõuseb sarnaselt kodutarbijate statistikaga maksude komponendi lisamisel Taani, sarnaselt on esiviiskus hinna poolest ka Küpros, Iirimaa ja Hispaania. Hoolimata maksude lisamisest jääb äritarbija hind jätkuvalt madalaks Soomes, Prantsusmaal ja Rootsis. Huvitav on märkida, et ilma maksudeta on Luxembourgist üks odavaima hinnaga riike äritarbijale. Siit saab järeldada, et elektrienergia hinnakomponentidest on seal energia ja võrgu osakaal suur ning maksude proportsioon väga väike, ehk vastupidiselt näiteks Taanile.

Sarnaselt Euroopa Liidu kodutarbijate analüüsile huvitas magistritöö autorit järgnevalt äritarbija hinna areng viimase viie aasta jooksul. Vaatluse alla võeti taaskord keskmine äritarbija, elektrienergia hind koos maksudega ja ajavahemik 2009-2013. Tulemused on esitatud alljärgneval joonisel 15.



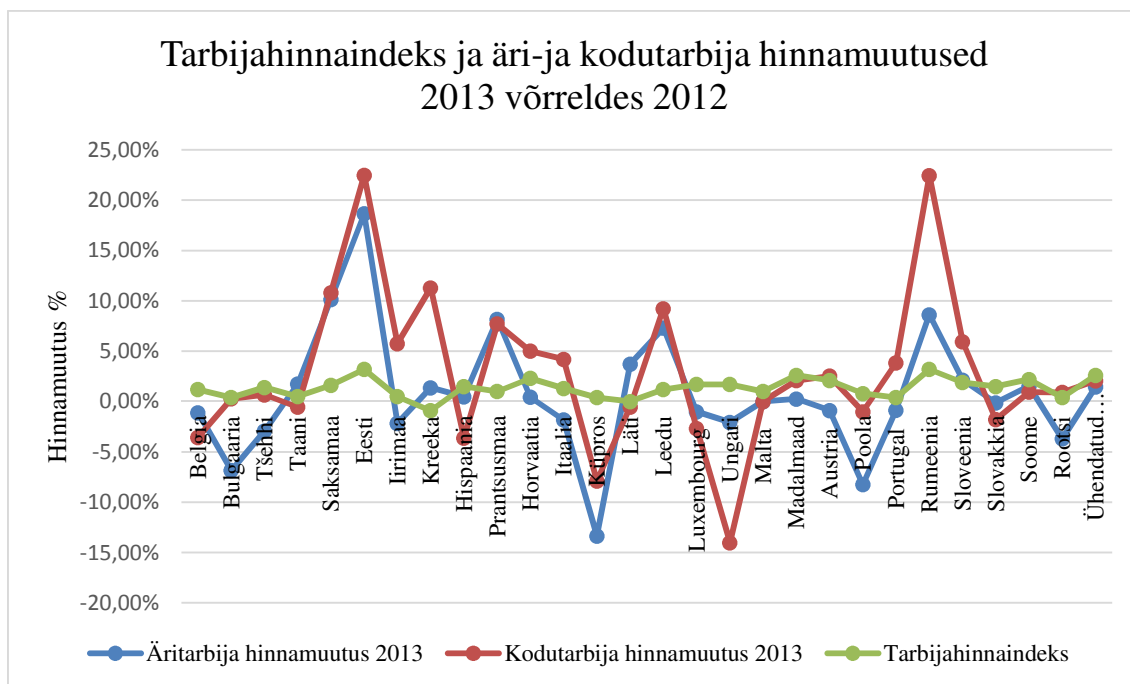
Joonis 15. Keskmise suurusega äritarbija elektrienergia hinna areng 2009-2013.

Autori joonis. Andmete allikas [2].

Keskmise suurusega äritarbija jaoks kallines elektrienergia hind aastal 2013 võrreldes 2009 aastaga kõige rohkem Leedus (55,66%), teisena Eestis (50,39%) ja kolmandana Portugalis (41,25%). Kõige rohkem odavnes hind võrreldes 2009 aastaga Ungaris (24,04%), seejärel tulid Luxembourg (13,44%) ja Madalmaad (11,43%). Keskmine hinnatõus Euroopas vaadeldavas perioodis oli 13,74 %. Kõige väiksemad muutused hinnas toimusid Sloveenias, Belgias, Austrias, Horvaatias ja Poolas – hinna kõikumine jäi seal 5 % piiridesse. Võrreldes äritarbijate hinnaarengut kodutarbija hindade muutustega samas perioodis, on hinnatõusu

esiviisikus riikidest jätkuvalt Eesti ja Küpros, samas on positiivne, et hindu on langetada suutnud oluliselt rohkem riike kui kodutarbija hinna puhul (kodutarbijatel vähenesid hinnad 2009 versus 2013 ainult Luxembourgis), äritarbija hind vähenes vaadeldavas perioodis lausa kaheksas riigis.

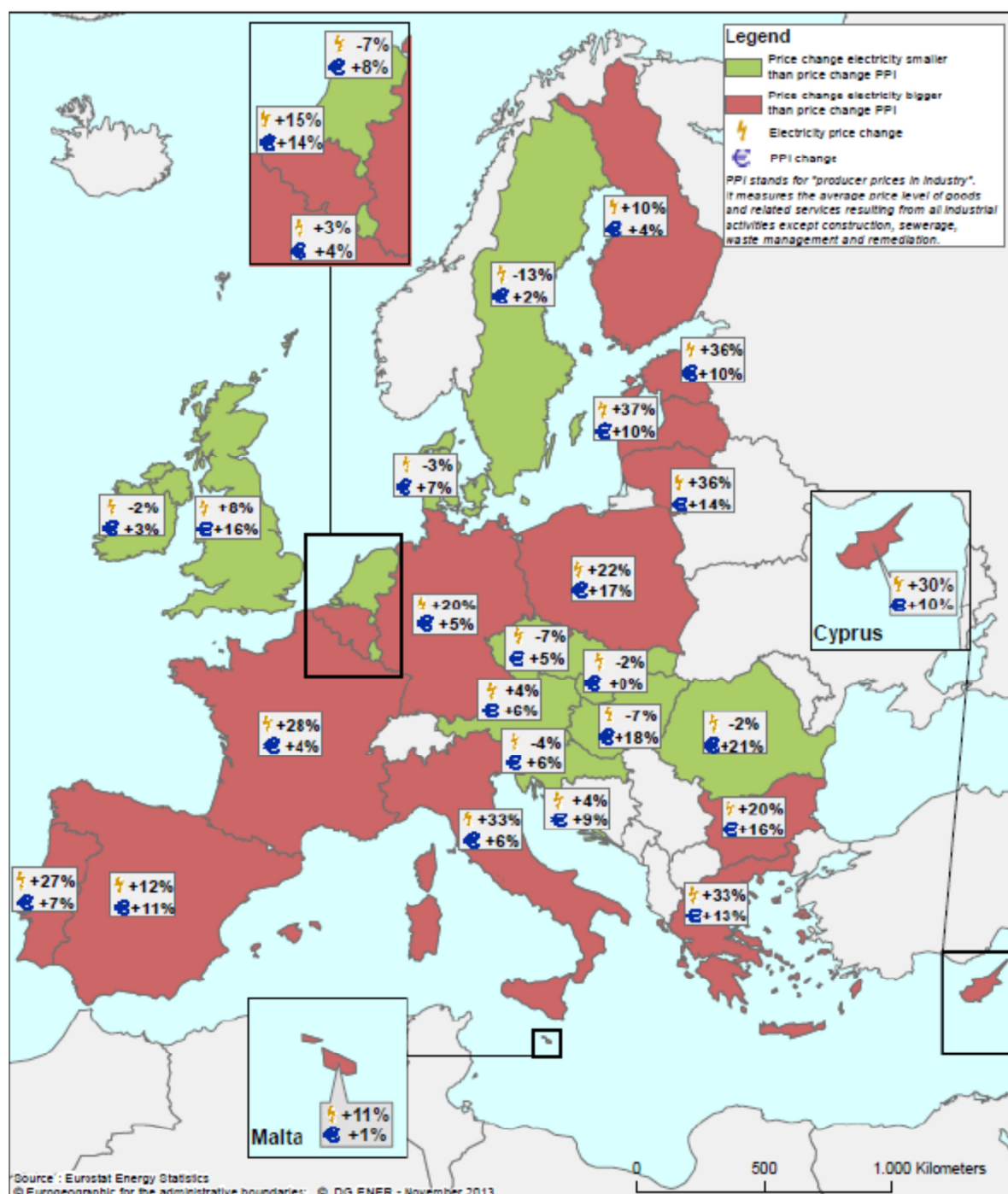
Nii äri- kui ka kodutarbijate hinnamuutuste puhul oli huvi teada saada, millised on muutused inflatsiooniga võrreldes. Eesti Statistikaamet selgitab inflatsiooni mõistet lühidalt raha ostujõu vähenemisena, mis väljendub hindade tõusus. Inflatsiooni mõõdetakse hinnaindeksitega, näiteks tarbijahindade keskmine muutus kajastub tarbijahinnaindeksis [4]. Käesoleva magistritöö autor soovis uurida, kas elektrienergia hind muutub riigiti tarbijahinnaindeksiga samas tempos või ületab seda. Möödunud aasta andmete põhjal teostatud analüüsi tulemused on esitatud alljärgneval joonisel



Joonis 16. Tarbijahinnaindeks ja äri- ja kodutarbija hinnamuutused 2013 võrreldes 2012. Autori joonis. Andmete allikas [2].

Tarbijahinnaindeks ja kodu- ja äritarbija hinnamuutusi vaadates on selge, et elektrienergia hinnamuutused toimuvad mitmetes Euroopa Liidu liikmesriikides oluliselt suuremas ulatuses kui on seda tarbijahinnaindeksi muutus: näiteks Saksamaal, Eestis, Prantsusmaal, Rumeenias, Leedus. Teisalt on ka riike, kus äri- ja kodutarbija hinnamuutused on vägagi sarnases tempos tarbijahinnaindeksi muutustega, näiteks Taani, Luxembourg, Soome, Malta. Seega ei saa

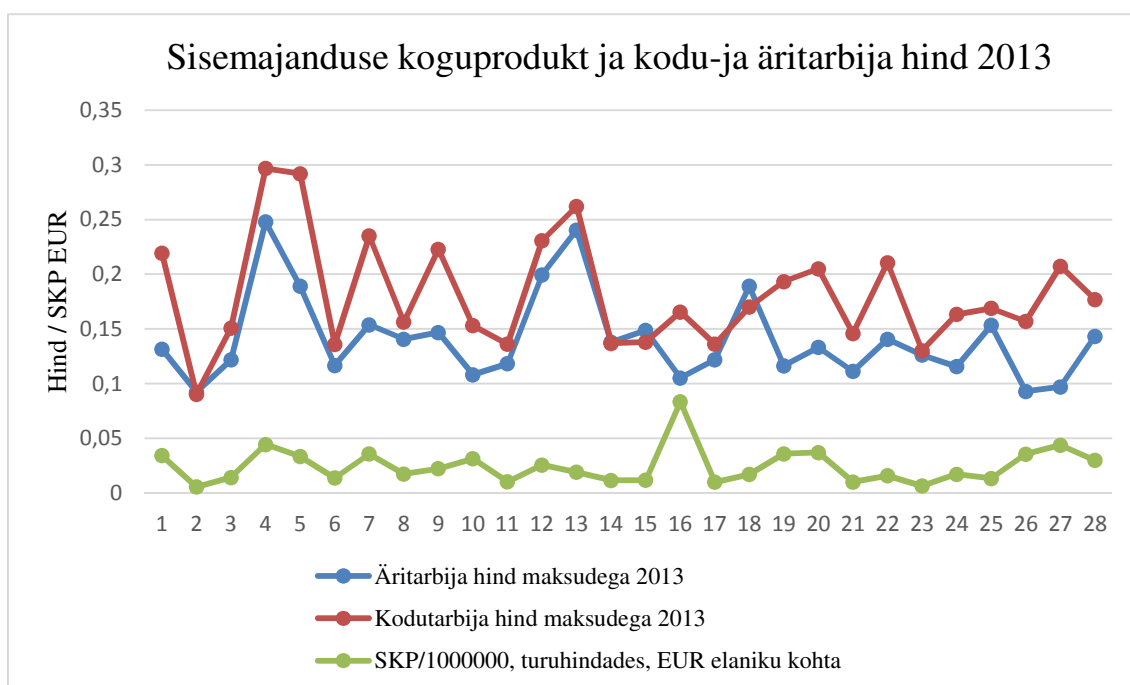
üheselt väita, et enamikus riikides oleks möödunud aastal elektrienergia hinnakasv ületanud inflatsiooni.



Joonis 17. Keskmise äritarbija elektri tarbijahinna ja tarbijahinnaindeksi muutus Euroopa Liidu riikides (2008-2012) [3].

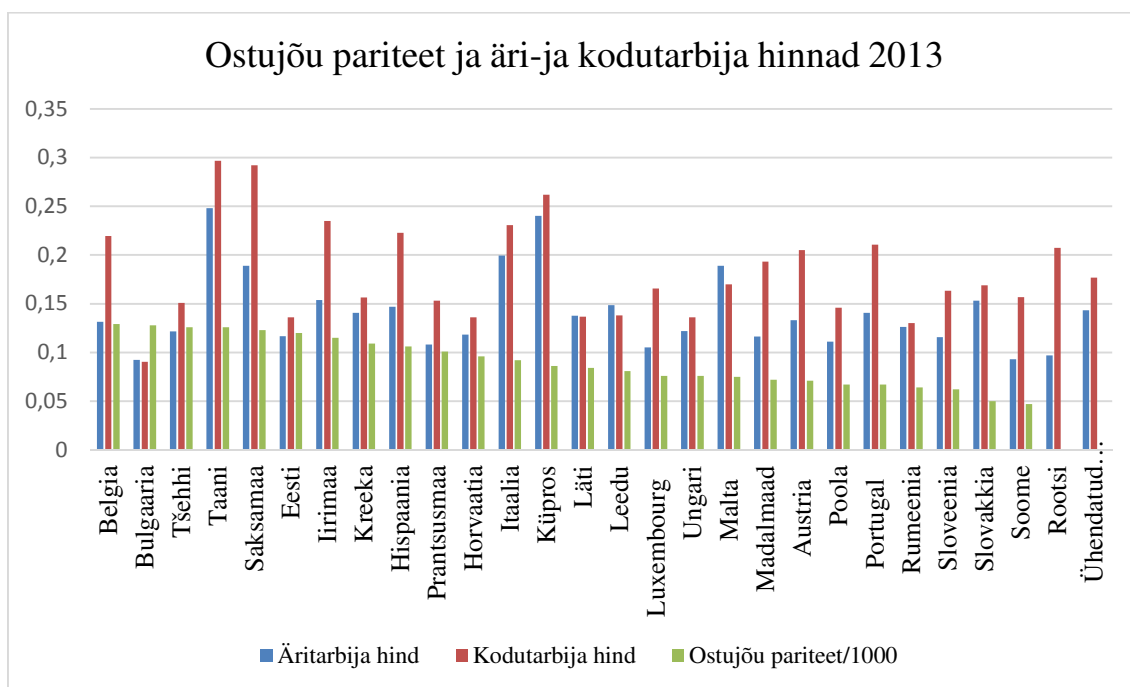
Lisaks inflatsioonile uuriti magistritöö esimeses, see tähendab liikmesriikide hinnainfot koondavas etapis, kas on olemas seos riigi muude majanduslike üldnäitajate ja selles riigis

kehtiva elektrienergia hinna vahel. Magistritöö autor eeldas, et mida suurem on konkreetse riigi sisemajanduse koguprodukt ja mida kõrgem ostujõu pariteet, seda suurem on elektrienergia hind. Sisemajanduse koguprodukt ehk lühendatult SKP on Eesti Statistikaameti lühiselgituse kohaselt residentide toodetud lisandväärtuste summa kogurahvamajanduse ulatuses, millele on lisatud neto tootemaksud [4]. Ostujõu pariteet väljendab valuuta tegelikku ostujõudu ja erineb ametlikust valuuta vahetuskursist. Ostujõu standard on ostujõupariteetide alusel Eurostatis arvatav ühik, mis kõrvaldab hinnataseme erinevused riikide vahel ja näitab euro tegelikku väärtust. Riigi sisemajanduse koguprodukti ja hinnavaheline eeldatud seos ei leidnud läbiviidud analüüsi käigus kinnitust, tulemused on esitatud allpoololeval joonisel 18. Punktis 16 asub joonisel kõige kõrgema SKP-ga riik Euroopa Liidus, Luxembourg, mille SKP oli 2013. aastal 83 400 eurot inimese kohta turuhindades, samas oli selles riigis üks Euroopa Liidu madalaimaid äritarbija ja ka kodutarbija hindasid. Ilmekas näide sellest, et SKP suuruse ja hindade vahel ei ole ühest seost on ka joonisel punktis 2 ja 26 asuvate riikide võrdlus. Mõlemas neist riikidest on äritarbija elektrienergia hind Euroopa Liidu mõistes madal, samas Bulgaarias (asub punktis 2), on ka SKP madal, 5500 eurot elaniku kohta turuhindades. Soomes aga (asub punktis 26) on SKP oluliselt kõrgem: 35600 eurot elaniku kohta turuhindades. Seega ei saa väita, et sisemajanduse koguprodukti ja elektrienergia hinna vahel on ühene seos.



Joonis 18. Sisemajanduse koguprodukt ja kodu- ja äritarbijahind 2013. Autori joonis. Andmete allikas [2].

Ka ostujõu pariteedi abil elektrienergia hindade analüüsimine ei toetanud arvamust, et ostujõu poolest võimekamates riikides on hinnad kõrgemad. Kõrgema elatustasemega riikides, esikohtadel on 2012. aasta andmetel Luxembourg, Austria, Iirimaa, Madalmaad, Soome, Taani, ei ole hinnad olulisemalt kõrgemad kui näiteks Itaalias, Küprosel, Hispaanias, Portugalis.



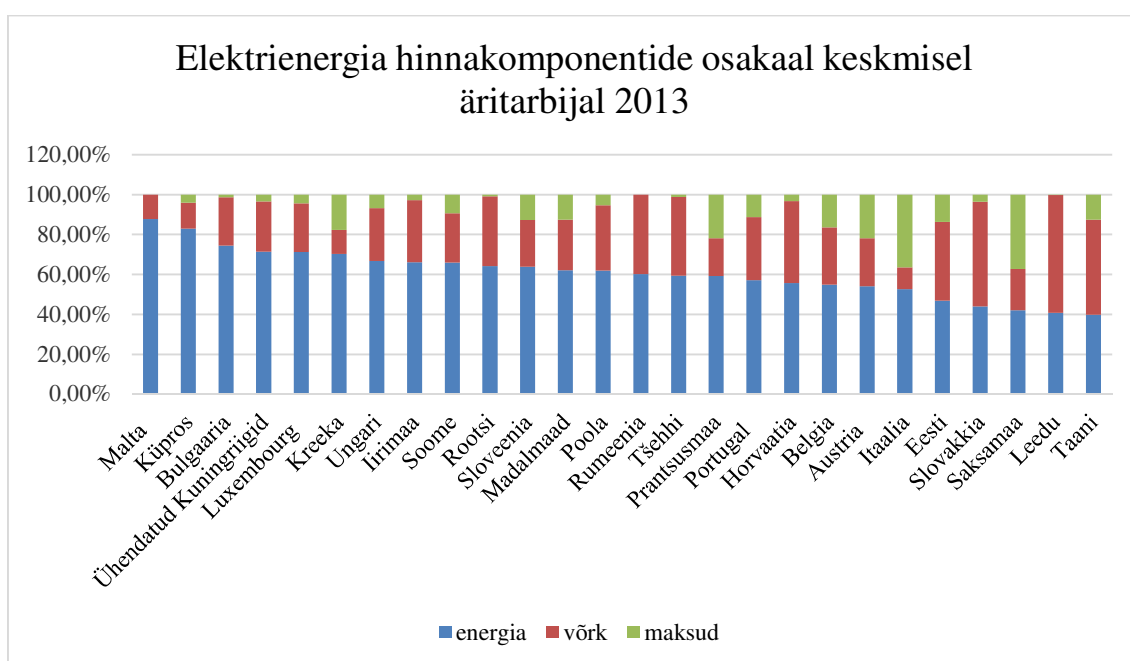
Joonis 19. Ostujõu pariteet ja äri- ja kodutarbijahind 2013. Autori joonis. Andmete allikas [2].

1.3.2 Äritarbijate elektrienergia hinnakomponendid

Kuna elektrienergia koondhinna analüüs ei anna piisavalt spetsiifilist informatsiooni selle kohta, kust täpselt, see tähendab millisest tarbijahinna komponendist hinnatõus pärineb, koondati järgnevalt sarnaselt kodutarbija analüüsile informatsioon erinevate hinnakomponentide arengu ja nende osakaalu kohta riigiti.

Äritarbija elektrienergia hinnakomponentide osakaalud riigiti on ära toodud joonisel 20. Antud statistikast on puudu Hispaania ja Läti andmed, sest 2013 aasta info on Eurostati esitamata. Jooniselt selgub, et komponentide osakaalud riigiti on üsna erinevad, näiteks on riike, kus maksude osakaal on 0 % (Malta) või lausa 37 % (Saksamaa). Energiakomponent on suurima osatähtsusega Maltal (87,78 %), Küprosel (83,01 %), Bulgaarias (74,38 %), Ühendatud Kuningriigis (71,48 %), 70 % piiri ületab veel Luxembourg. Alla 50 %

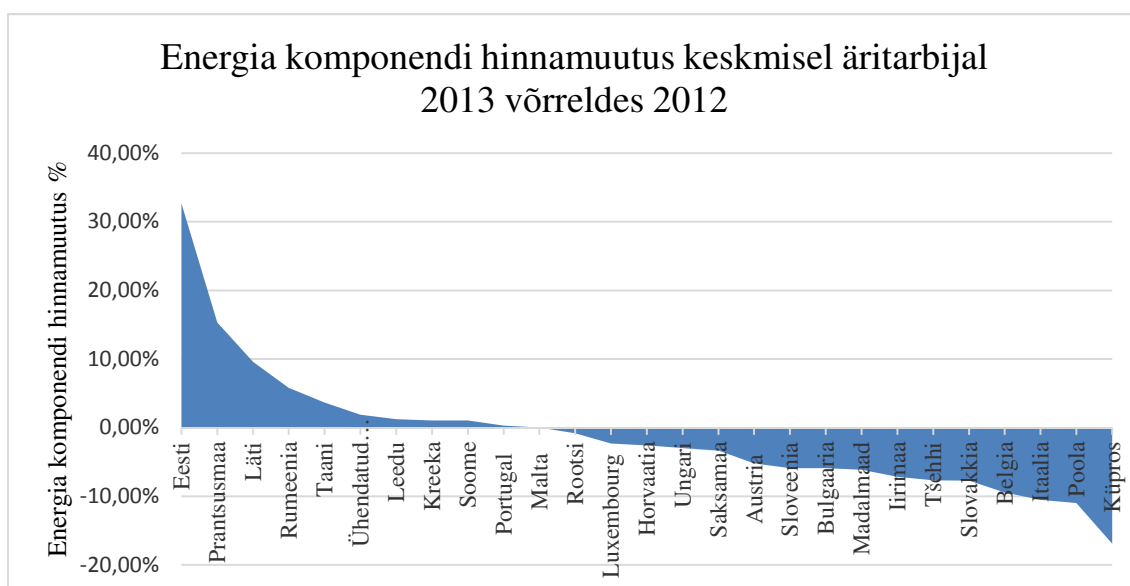
osatähtsusega on energia komponent Eestis (46,91 %), Slovakkias (44,05 %), Saksamaal (42,11 %), Leedus (40,78 %) ja Taanis (39,88 %). Ka võrgukomponendi osatähtsuse osas on kõikumised riigiti suured. Võrgukulud on suurimad Leedus (59,05 %), aga ka Slovakkias (52,4 %) ja Taanis (47,49 %). Alla 20 % osatähtsusega on võrgukomponent Prantsusmaal (19,01 %), Küprosel (12,92 %), Maltal (12,22 %), Kreekal (12,03 %) ja Itaalia (10,91 %). Lisaks eelpoolmainitud Saksamaale, on maksude komponent olulise suurusega Itaalias (36,42 %), Austrias (21,9 %) ja Prantsusmaal (21,79 %). Praktiliselt olematud on maksud Bulgaarias (1,38 %), Tšehhis (1,11 %), Rootsis (0,8 %), Leedus (0,16 %), Rumeenias ja Maltal on maksude hinnakomponendi osakaal 0 %.



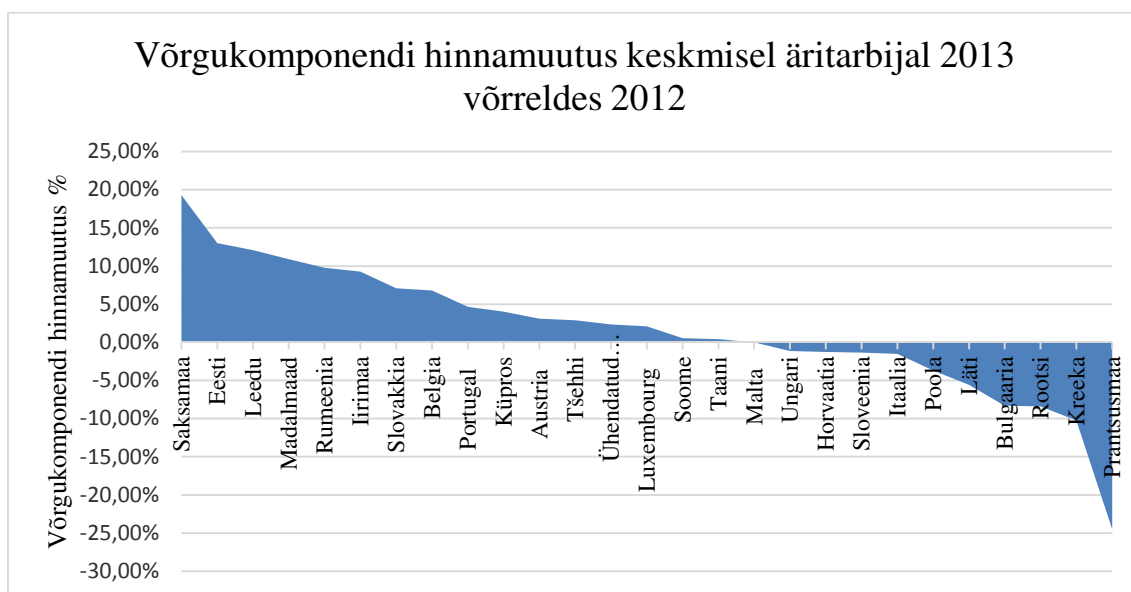
Joonis 20. Elektrienergia hinnakomponentide osakaal keskmisel äritarbijal 2013. Autori joonis. Andmete allikas [2].

Võrreldes tarbijahinna komponentide muutusi pikas perioodis, 2009-2013 (Eurostati andmete puudulikkuse tõttu ei saa analüüsida Hispaaniat, Prantsusmaad ja Küprost), on samuti märgatavad olulised erinevused riigiti. Kui keskmine energiakomponendi maksumus Euroopa Liidus odavnes viie aasta jooksul 2,9 %, siis oli ka mitmeid riike, kus toimus märgatav hinnatõus antud perioodis, näiteks Eestis oli 2009 ja 2013 aasta vaheline äritarbija energiakomponendi muutus 48,21 %, Maltal 47,53 %, Leedus 33,69 %, Lätis 28,06 %. Energiakomponent on selles perioodis oluliselt odavnenuid Slovakkias 36,19 %, Ungaris 34,01 %, Tšehhis 25,38 %. Minimaalsed energiakomponendi muutused on toimunud Horvaatias -1,31 % ja Taanis -1,73 %. Äritarbija võrgukomponent on viie aasta jooksul enim

kallinenud Leedus 74,46 %, Portugalis 53,85 %, Eestis 42,91 % ja Ühendatud Kuningriigis 37,05 %. Võrgukomponent on odavnenud Kreekas 15,82 %, Ungaris 8,77 % ja Itaalias 7,69 %. Euroopa Liidu keskmine hinnatõus võrgukomponendi osas oli 20,01 %. Maksude komponendi osas on viimase viie aasta jooksul toimunud eriti suured muutused kallinemise suunas: Portugalis 884,62 %, Iirimaa 680 %, Slovakkias 542,86 %, Ungaris 214,29 %, Saksamaal 206,25 %, Eestis tagasihoidlikud 85,92 %, mis jääb alla selle perioodi Euroopa Liidu keskmisele maksude komponendi hinnamuutusele, 110,22 %. Maksude komponent on odavnenud Poolas ja Taanis 2 % võrra ja Tšehhis 8 %. Vaadeldes hinnamuutusi keskmisel äritarbijal lühiperioodis, see tähendab muutused 2013 võrreldes 2012 aastaga, näeme et energia komponent on enim möödunud aastal kallinenud Eestis 32,65 %, seejärel Prantsusmaal 15,33 % ja Lätis 9,57 %. Üle pooltes Euroopa Liidu liikmesriikides on toimunud 1-10 % hinnalangus.

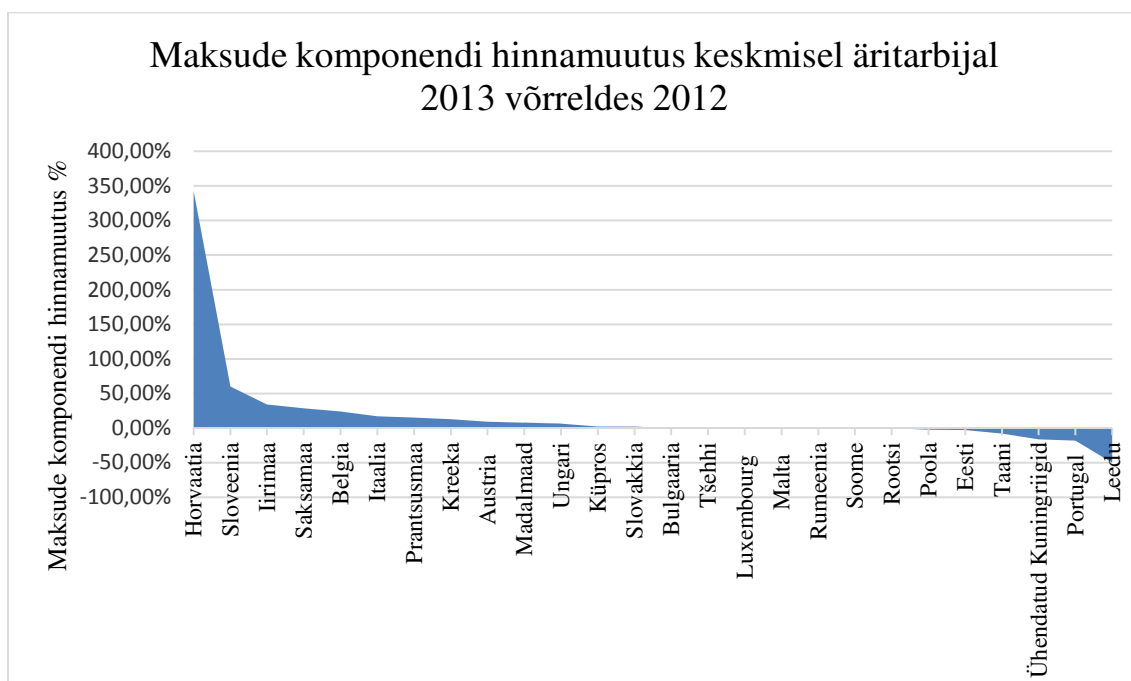


Joonis 21. Energia komponendi hinnamuutus keskmisel äritarbijal 2013 võrreldes 2012. Autori joonis. Andmete allikas [2].



Joonis 22. Võrgukomponendi hinnamuutus keskmisel äritarbijal 2013 võrreldes 2012. Autori joonis. Andmete allikas [2].

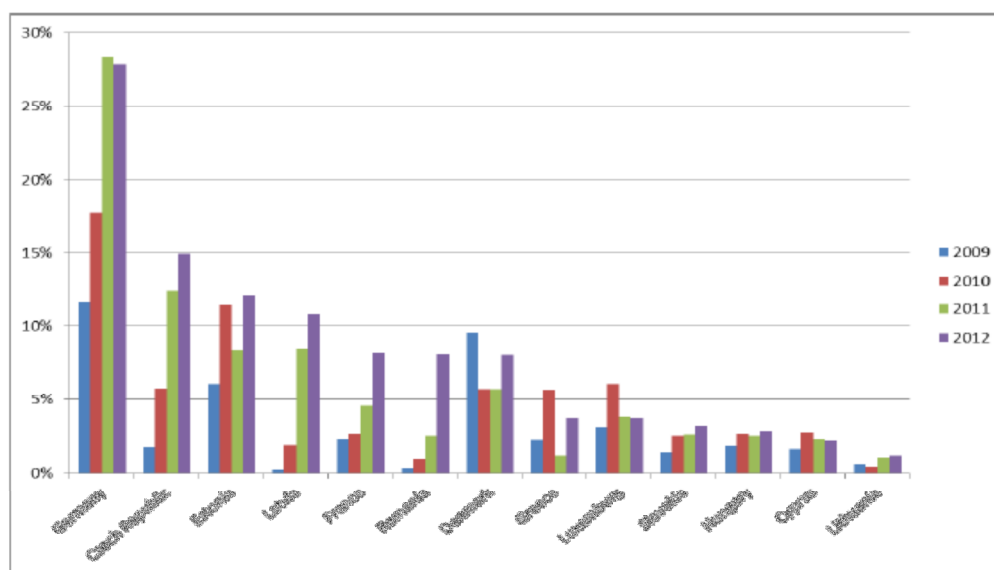
Võrgukomponent kallines enim Saksamaal 19,28 %, Eestis 12,98 % ja Leedus 12,07 %. Võrgukomponent odavnes äritarbijale märkimisväärselt Prantsusmaal 24,52 %. Paljudes riikides oli hinnamuutus +5 ja -5 % vahel.



Joonis 23. Maksude komponendi hinnamuutus keskmisel äritarbijal 2013 võrreldes 2012. Autori joonis. Andmete allikas [2].

Maksud äritarbijale tõusid 2013 aastal võrreldes 2012 aastaga enim Horvaatias 342,86 %, järgnevad Sloveenia 60 % ja Iirimaa 34,48 %. Mitmetes riikides on äritarbija maksumuutused 0 %, ehk maksude komponendi hind on jäänud täpselt samaks: Bulgaarias, Tšehhis, Luxembourgis, Maltal, Rumeenias, Soomes ja Rootsis. Maksude komponent on vähenenud märkimisväärselt palju Leedus 50 %, Portugalis 17,95 %, Ühendatud Kuningriigis 16,33 %.

Maksude komponent koosneb veel taastuenergiatasust. Joonisel 24 on valikuliselt toodud taastuenergiatasu äritarbijatele erinevates Euroopa Liidu riikides aastatel 2009-2012. Kõige kõrgemad tasud on Saksamaal, Tšehhis, Eestis, Lätis ja Prantsusmaal.



Joonis 24. Taastuenergia tasu keskmisele äritarbijale Euroopa Liidu liikmesriikides 2009-2012 [3].

Kokkuvõte Euroopa Liidu äritarbijate elektrienergia hindadest

- Keskmise suurusega äritarbija elektrienergia hind koos maksudega oli 2013. aastal kõrgeim Taanis, Saksamaal, Küprosel, Maltal ja Itaalias. Kui maksude komponent maha arvata, on äritarbija jaoks kõrgeima hinnaga riigid Küpros, Malta, Iirimaa, Slovakkia ja Leedu. Aastatel 2009-2013 suurenes hind kõige rohkem Leedus ja Portugalis, odavnes Ungaris, Luxembourgis ja Hollandis.
- Perioodis 2008-2012 ületab enamuses riikides keskmise äritarbija elektrienergia hinna tõus oluliselt tarbijahinnaindeksi muutust.
- Riigi majanduslike üldnäitajate ja kehtiva elektrienergia hinna vahel puudub seos: kõrge SKP ja ostujõu pariteet ja tähenda, et ka elektrienergia hind on kõrgem. Näiteks Luxembourgis on Euroopa Liidu kõrgeim SKP ja ka madalaimad kodu- ja äritarbija

hinnad. Kõrgema ostujõu pariteediga riikides (Austria, Soome, Holland, Taani) ei ole hinnad oluliselt kõrgemad kui madala ostujõu pariteediga riikides (Itaalia, Küpros, Hispaania, Portugal).

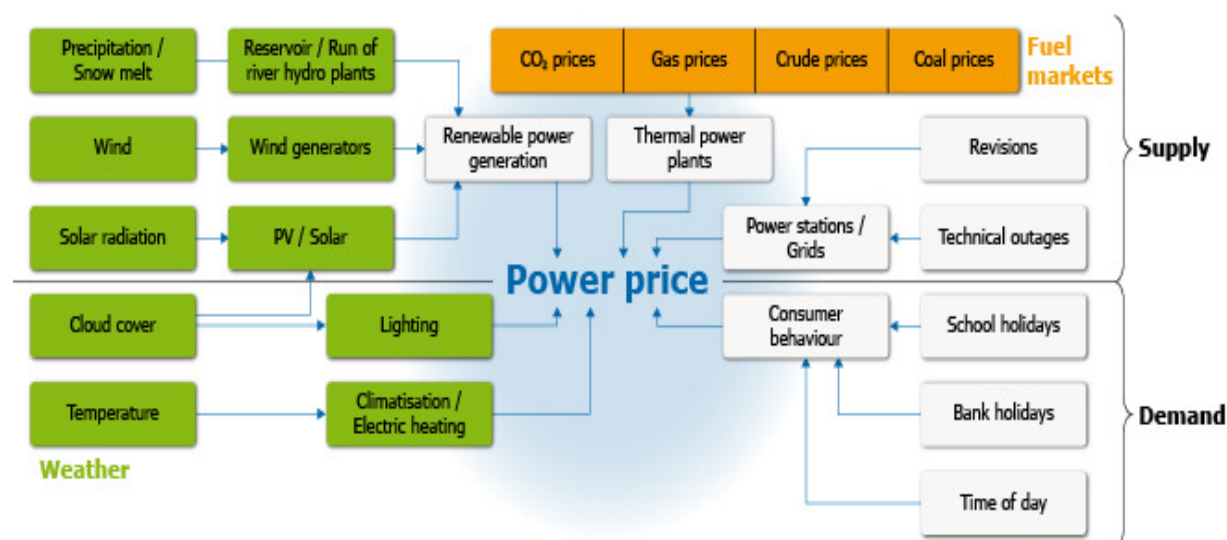
- Sarnaselt kodutarbijatele, omavad elektrienergia tarbijahinna erinevad komponendid Euroopa liidu liikmesriikide kaupa väga erinevaid osakaale: maksude osakaal tarbija koondhinnast kõigub 0 %-st 38 %-ni, energiakomponent 88 %-st 40 %-ni, võrgukomponent 59 %-st 11 %-ni.
- Taastuvenergiatasu on kõrgeim äritarbijatele Saksamaal, Tšehhis, Eestis, Leedus ja Prantsusmaal.

2. Elektrienergia peamised mõjurid Euroopa Liidu liikmesriikide näidetel

2.1 Elektrienergia peamised mõjurid

Peamiselt mõjutavad elektrienergia hinda avatud elektriturul ja elektribörsil piisavate tootmisvõimsuste ja elektriühenduste olemasolu, et elekter saaks liikuda nii riigi siseselt kui ka naaberriikidesse. Lisaks neile peamistele teguritele on ka suur hulk teisi tegureid, mis mõjutavad hinna kujunemist nii lühi- kui ka pikas perioodis.

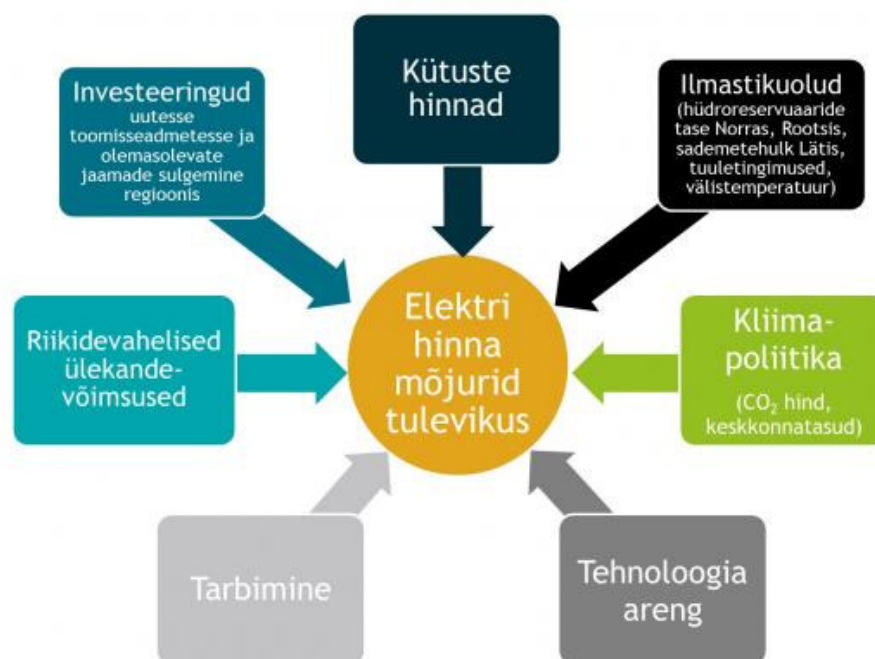
Elektrienergia mõjurid ja nõudluse ning pakkumise seosed on ülevaetlikult esitatud alljärgneval joonisel 25.



Joonis 25. Elektrienergia hinnamõjurid [5].

Erinevalt näiteks gaasist on elektrienergia ainulaadne kaup, mida iseloomustavad järgmised omadused: elektrit tarbitakse ja toodetakse järjepidevalt, seda tarbitakse samal ajal kui toodetakse, elektritarbimine sõltub ajast ja seda pole võimalik suurtes kogustes majanduslikult otstarbekalt salvestada [6]. Seetõttu on kõigil nõudlust ja pakkumist mõjutavatel teguritel ka elektrienergia hinnale börsil kohene mõju. Üks peamisi faktoreid, mis määrab ära elektrienergia hinna, on tarbimine. Vastavalt Eleringi kodulehel esitatud prognoosile kasvab maailma kogu energiatarbimine 2035. aastaks võrreldes 2012. aastaga 40 %. Pikemas perspektiivis mõjutavad hinna veel nii majanduslik olukord kui ka tehnoloogia areng [6]. Tarbimise poolelt mõjutavad elektrienergia hinda eelkõige kütuste ning süsinikdioksiidi

hinnad, aga ka tuul ja sademed on olulised, sest need määravad ära, kui palju elektrienergiat toodetakse tuuleturbiinide ja hüdroelektrijaamade poolt. Pakkumise pool sõltub eelkõige elektrijaamade võimsusest, nende tehnilisest korrasolekust, planeeritud katkestustest ja rikestest. Nõudluse poolelt on olulised ka ilmaga seonduvad faktorid – temperatuur ja pilvisus mõjutavad otseselt tarbija käitumist. Nõudlust mõjutavad otseselt ka maailmamajanduse kõikumised: näiteks kaug-Ida suur energianälg viis hinna tugevale tõusule, majanduskriisi ajal aga nõudlus vähenes märkimisväärselt ja elektrienergia hinnad börsil kukkusid. Alljärgneval on esitatud koond teguritest, mis mõjutavad elektrienergia hinda tulevikus.



Joonis 26. Millised tegurid mõjutavad elektrienergia hinda tulevikus [6].

Euroopa Komisjoni teatises Euroopa Parlamendile, Nõukogule, Euroopa majandus-ja Sotsiaalkomiteele ja regionide komiteele energiahindadest ja energiakuludest Euroopas, käsitletakse elektrienergia hinda mõjutavaid tegureid sarnaselt elektrienergia hinnakomponentidele. Hinna energiakomponenti mõjutavate tegurite all keskendutakse elektri hulgihindadele. Analüüsis leitakse, et Euroopa Liidu liikmesriikide elektri hulgihinnad on erinevalt jaehindade energiakomponendist üksteisele lähenenud ja langenud. Põhjenduseks tuuakse: „Seda võib seostada ELi energiapoliitikaga: turgude liitmise järel kasvanud konkurents, elektritootmise lahutamine süsteemihaldusest, ELi heitkogustega kauplemise süsteemi CO₂ hindade langus ja väiksemate tegevuskuludega elektritootmisvõimsuse (näiteks

tuule-ja päikeseenergia lisaks olemasolevale tuuma- ja hüdroenergiale) kasv.“ [1]. Samas aruandes märgitakse maksude/lõivude komponenti mõjutavate tegurite kohta, et on väga oluline teha vahet üldistel energia maksustamise meetmetel ning energiasüsteemiga seotud kuludel, mida rahastatakse lõivude abil. Energia-ja kliimapoliitika rahastamiseks kasutatavad maksud ja lõivud on üldjuhul enamikus liikmesriikides kõige väiksem hinnakomponent. Enamikus liikmesriikides rahastatakse maksude ja lõivude arvelt energia-ja kliimapoliitika meetmeid, mis sisaldavad ka energiatõhusa energiatootmise ja taastuvenergia tootmise edendamist ja selles osas on erinevused suured: Saksamaal on näiteks taastuvenergia tasu osakaal üle 15 % kodutarbijate elektri hinnas, samas näiteks Poolas 1 % (2012. aasta andmetel). Euroopa Komisjoni eelpoolviidatud analüüsi lõpuosas tõdetakse, et energia maksustamise Euroopa õigusraamistikus ei nähta ette täielikku ühtlustamist, vaid iga liikmesriik võib oma makse ja maksumäärasid muuta ning lisada ELi õiguses sätestatud põhielementidele või miinimumtasemetele uusi elemente. Samuti tõdeb Euroopa Komisjon, et maksuvabastuste ja liikmesriikide pakutavate muude toetuste kohta on hetkeseisuga andmed väga lünklikud ja ebaühtlased [1].

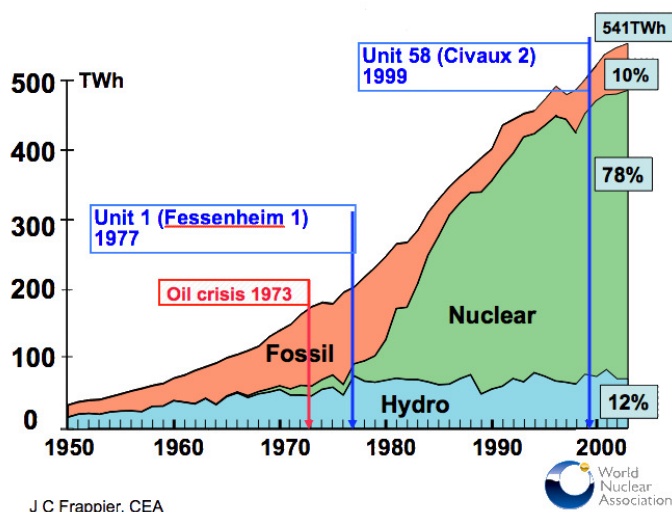
2.2 Elektri hinna mõjurid Euroopa Liidu liikmesriikide näidetel

2.2.1 Prantsusmaa

Tootmine ja tarbimine

Publikatsioonis Nuclear Energy Data on 2012. aasta andmete põhjal Prantsusmaa energiatootmise ja tarbimise kohta märgitud alljärgnevat. Enamus Prantsusmaal toodetud elektrienergiast pärineb tuumajaamadest – circa 78 % kogu tarbitavast elektrienergiast. Samas väidab näiteks EIA, st. Ameerika Ühendriikide Energia Informatsiooni Administratsioon oma riigipõhises analüüsis, et 2012. aastal moodustas tuumaenergiast tootmine riigi kogutootmisest ligi 83 % [12]. Eeldatavalt jääb tõde nende kahe arvu vahele. Tuumaanergaetika võidukäik Prantsusmaal sai alguse 1974. aastal, kui Prantsuse valitsus võttis vastu otsuse kiiresti laiendada tootmist tuumaenergiast, ajalooliselt oli see hetk peale esimest nõ. naftakriisi. Selle otsuse taga oli ühelt poolt asjaolu, et Prantsusmaal puuduvad suured omamaised energiaallikad, teiselt poolt oli soov tagada Prantsusmaale energiaalane sõltumatus [8]. Seisuga 31. dets. 2012 on Prantsusmaal kokku 58 tuumareaktorit: 34 tk

võimsusega 900 MW, 20 tk võimsusega 1300 ja 4 tk võimsusega 450 MW [10]. Elektritootmise ajalooline, koguseline ja liigipõhine ülevaade on koondatud joonisele 27:

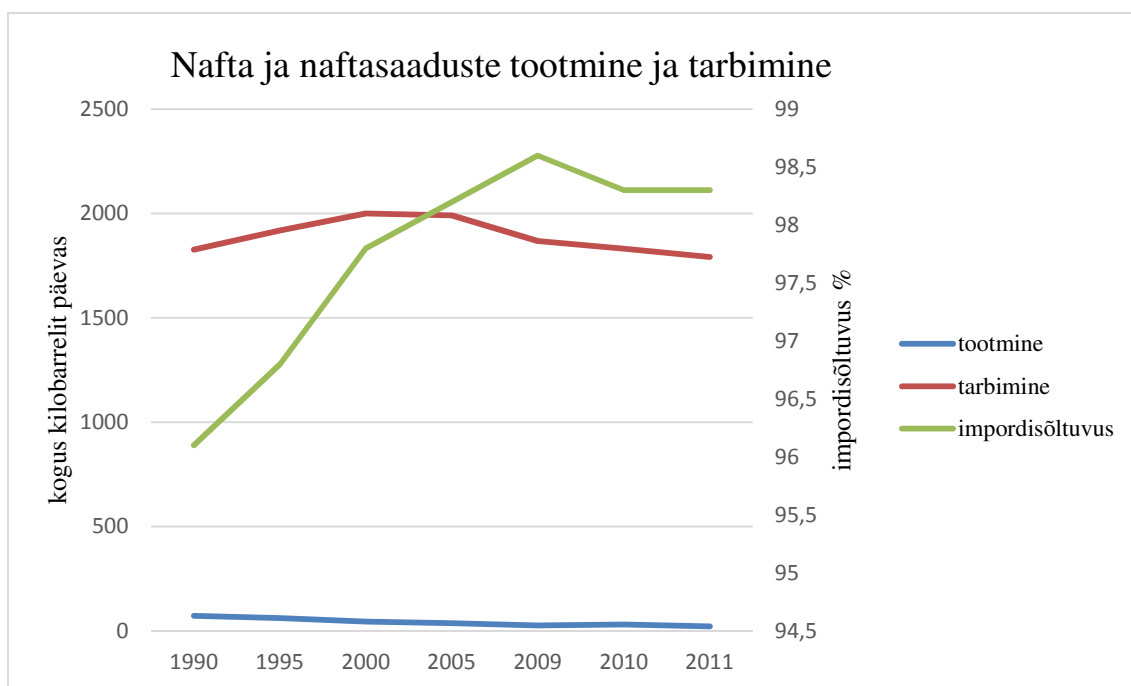


Joonis 27. Prantsusmaa elektritootmise ajalugu [14].

Jooniselt 27 selgub, et peamiselt toodetakse Prantsusmaal elektrienergiat tuumaenergiast, fossiilsetest kütustest ja hüdroenergiast. Fossiilsete kütuste osatähtsus on ajaga kahanenud, tuumaenergia osatähtsus oluliselt tõusnud ja hüdroenergia püsinud suhteliselt stabiilsel tasemel. Samuti on joonisele kantud esimene tuumareaktor Fessenheim ning tänaseks päevaks viimane ehk 58s Civaux`s. Tuumaelektrijaamade kasutamise kasuks räägivad mitmed asjaolud: ei saastata õhtu, sest kasvuhoonegaase ei eraldata, jäätmete hulk on väga väike ja ka kütus on odav, sest seda kulub vähe. Samas on tuumaelektrijaama ehitamine ja käigushoidmine kallis protsess, väga olulisel kohal on siinjuures potentsiaalse keskkonnakahjustuse oht õnnetuse puhul. Kõik need eelpoolminitud asjaolud mõjutavad ka elektrienergia hinda – näiteks kuna CO₂ õhku ei eraldu, pole põhjust rakendada hinnale saastekvoote ning seeläbi jääb hind madalamaks võrreldes näiteks fossiilsetest kütustest tootmisega [11].

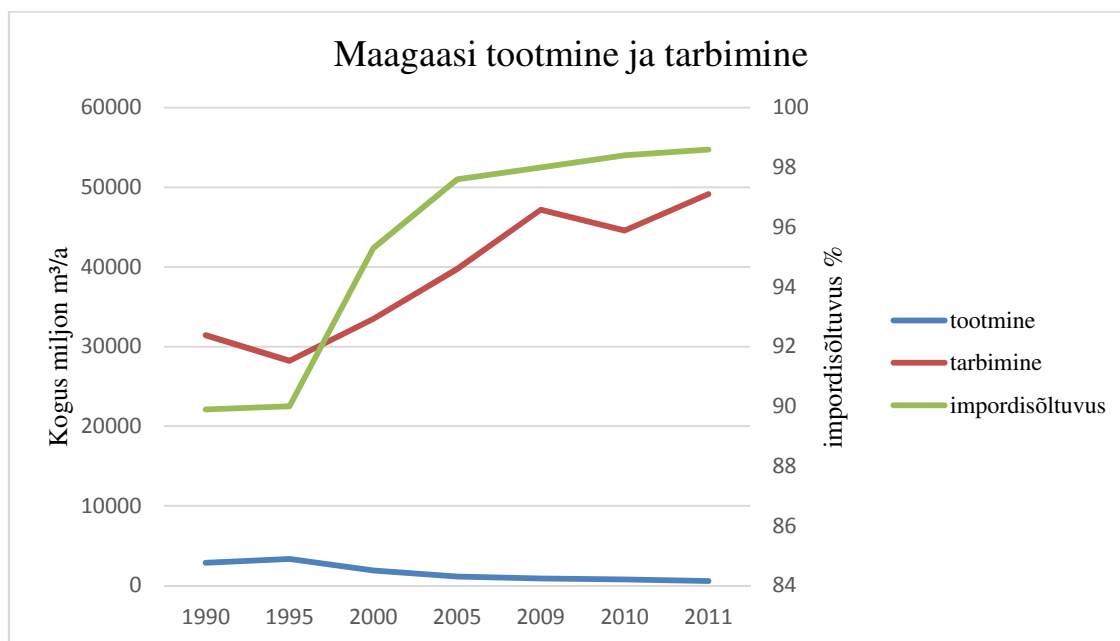
Kodumaist energiatootmist on Prantsusmaal suhtelisest vähe, arvestades näiteks, et Euroopa mastaabis on Saksamaa järel tegemist siiski suuruselt teise majandusega Euroopas (võttes aluseks SKP). Seega impordib Prantsusmaa suure osa oma nafta ja maagaasi tarbimisest. 2012. aasta andmetel näiteks oli Prantsusmaa maailma mastaabis ka nafta ja naftasaaduste tarbimise poolest 12. kohal [12]. Nafta ja naftasaaduses moodustavad circa 33 % Prantsusmaa primaarenergia tarbimisest, nafta osatähtsus on viimase kümne aastaga pidevas langustrendis.

Nafta importimine toimub Prantsusmaale eelkõige meresadamate kaudu: Marseille, Le Havre ja Saint-Nazaire ja Sourther European Pipeline Systemi kaudu Saksamaalt.



Jooni 28. Nafta ja naftasaaduste tootmine ja tarbimine. Autori joonis. Andmete allikas [2].

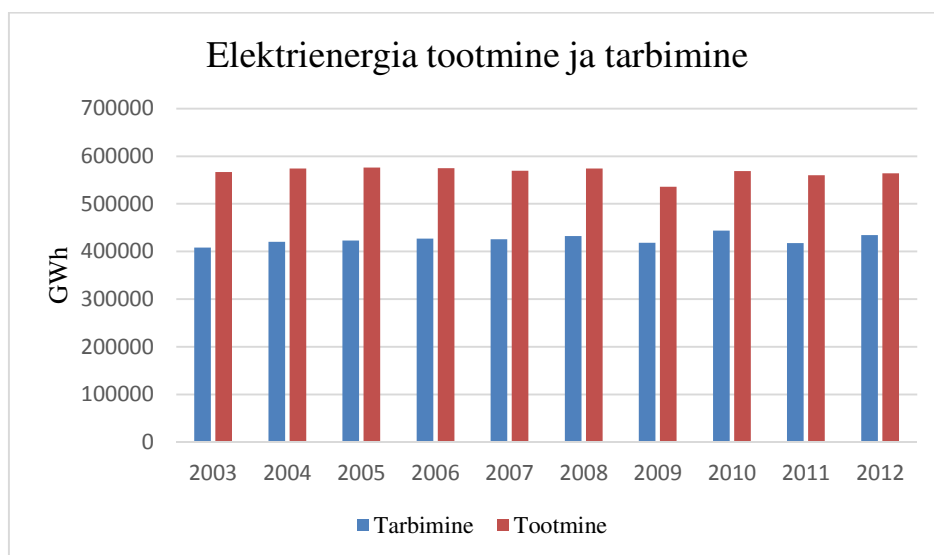
Sarnaselt naftale on ka maagaasi tootmine Prantsusmaal väga väike, Prantsuse valitsuse otsusega on teatud liiki hüdrauliline puurimistehnoloogia maagaasi kaevandamiseks lausa keelustatud.



Joonis 29. Maagaasi tootmine ja tarbimine. Autori joonis. Andmete allikas [2].

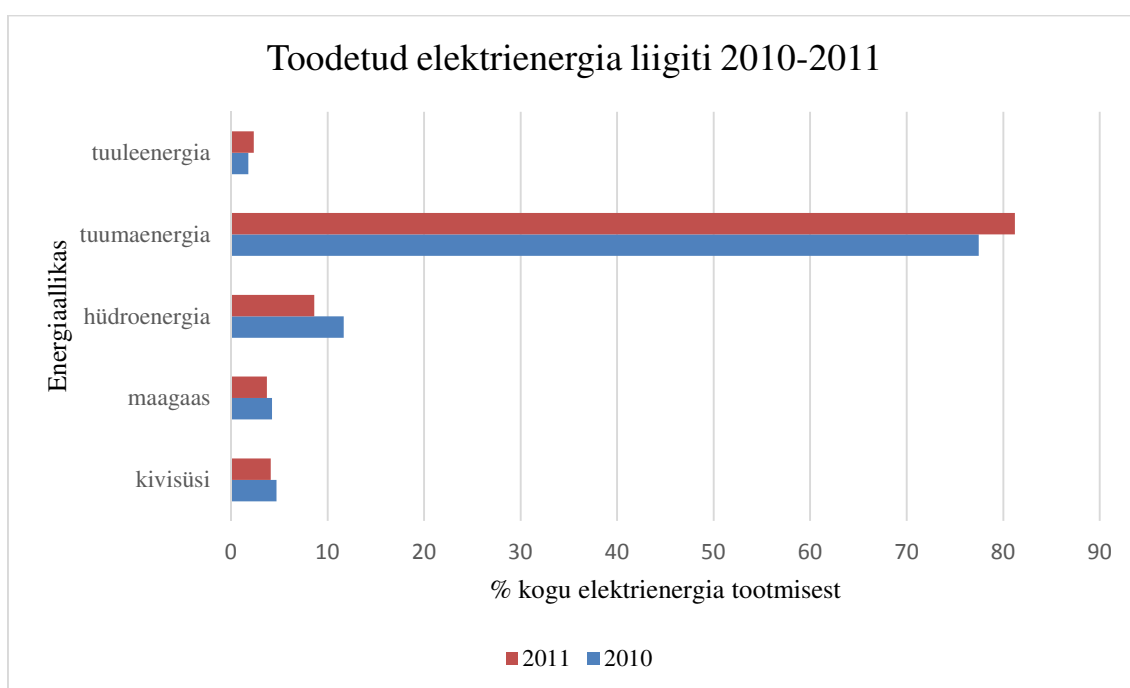
Maagaasi import toimub eelkõige Madalmaadest, Norrast ja Venemaalt, vedelgaasi imporditakse eelkõige Alžeerias, Nigeerias ja Egiptusest. Energeetika-ja tööstussektorites on maagaasi nõudlus suurenevas tendentsis, samas kui kodutarbijate gaasinõudlus näitab vähenemismärke [13]. Lisaks on Prantsusmaa kohta tootmise seisukohalt märkimisväärne, et suur hulk energiat toodetakse taastuvatest allikatest. Euroopa mastaabis on riik biokütuste tootmise poolest teisel kohal, ka oma transpordisektori tarbeks toodetakse märkimisväärselt palju biodiisli [12].

Prantsuse põhivõrguteenuse osutaja RTE värskem raportis „2012 French electricity report“ on kokkuvõtlikult ära märgitud peamised arengud elektrienergia osas 2012. aastal võrreldes 2011. aastaga. Elektritarbimine tõusis 2012. aastal Prantsusmaal 2,1 %, jõudes koguseni 489 TWh. Selle põhjuseks olid 2012. aasta keskmisest oluliselt madalamad temperatuurid aasta vältel. Statistiliselt oli 2012. aasta veebruarikuu Prantsusmaal viimase 30 aasta kõige külmem. Lisaks mängis elektritarbimise kasvus rolli ka asjaolu, et 2012. aasta oli liigaasta. Kui need eelpoolmainitud mõjurid välja jätta, on tarbimine Prantsusmaal stabiliseerunud 480 TWh juures aastas. Vaadeldes eraldi äri- ja kodutarbijaid, on äritarbijate nõudlus vähenemas – rasketööstuses näiteks vähenes elektrienergia nõudlus 2012. aastal võrreldes 2011. aastaga 4 %, väike-ja keskmise suurusega äritarbijate nõudlus väheneb tagasihoidlikumas tempos – 1 % aastas [9]. Tootmise ja tarbimise mahtude areng alates aastast 2003 on esitatud alljärgneval joonisel 30.



Joonis 30. Elektrienergia tootmine ja tarbimine. Autori joonis. Andmete allikas [2].

Võrreldes lühiperioodi ehk 2012. aastat 2011. aastaga, toimus 2012. aastal 0,3 % langus – toodeti 541 TWh. Samuti langes tuumajaamades toodetud elektrienergia kogus (3,8 % võrreldes aastaga 2011), selle põhjuseks olid peamiselt pikaleveninud tuumajaamade hooldustööd Chooz ja Civaux`s. Samas tõusis märkimisväärselt kivisöest toodetud elektrienergia osakaal – 35 % võrreldes aastaga 2011. Oluliselt tõusis ka hüdroenergia osakaal võrreldes aastaga 2011. Hüdroelektrijaamades toodeti 2011. aastaga võrreldes 27 % rohkem elektrit, põhjuseks olid oluliselt suuremad vihmajad kui aastal 2011, mis oli väga kuiv aasta [7]. (Joonis 31), illustreerib toodetud elektrienergiat liigiti – viie peamise energiaallika panus elektrienergia kogutootmisest on esitatud %.



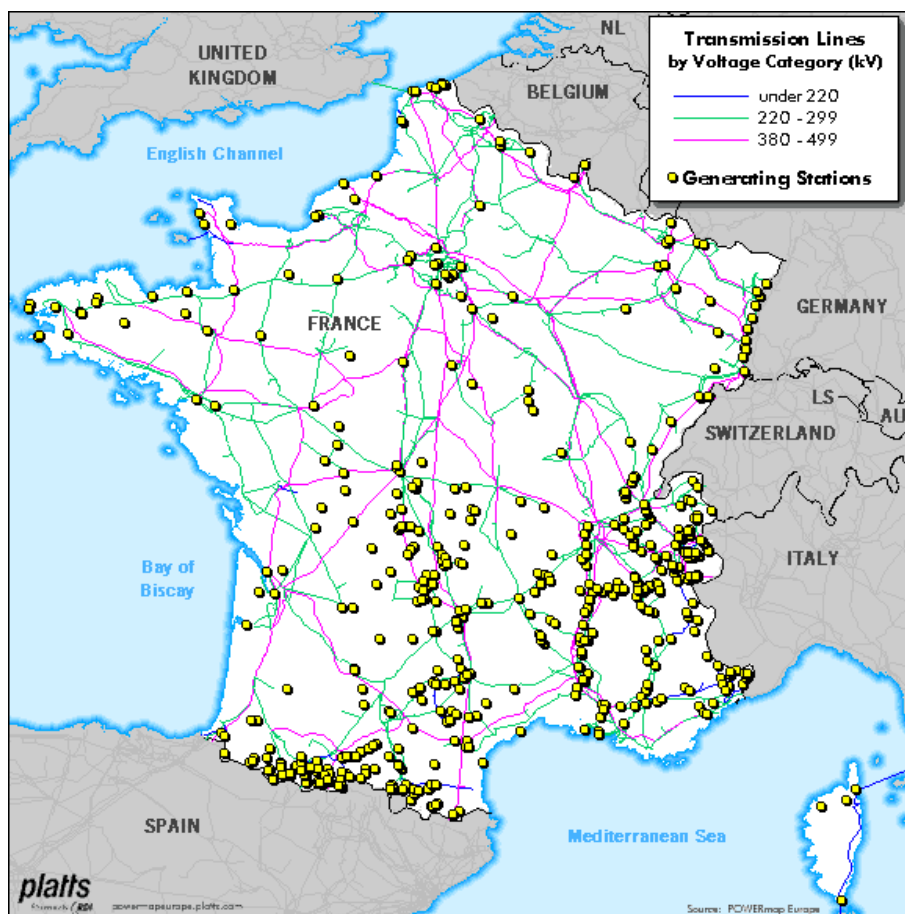
Joonis 31. Toodetud elektrienergia liigiti. Autori joonis. Andmete allikas [2].

Enerdata 20.11.2013 veebipublikatsiooni kohaselt ootab Prantsuse kodutarbijaid aastaks 2017 ligi 30 % hinnatõus. Sellise prognoosi on esitanud Prantsuse valitsus, elektritootjad ja CRE (Commission de Régulation de l'Énergie). Hinnatõusu taga on tuumaelektrijaamade finantseerimisvajadus, eelkõige eesmärgiga pikendada tuumareaktorite eluiga. Teine põhjendus hinnatõusule on CSPE osakaalu tõus – tegemist on maksuga, mis on loodud, et finantseerida tariifide ühtlustamist geograafiliselt ning taastuvate allikate integratsiooni [15.]

Võrk

Võrguteenuse pakkumise eest Prantsusmaal vastutavad kaks ettevõtet: RTE ja ERDF. Prantsuse põhivõrguteenuse osutaja on RTE ehk Réseau de transport d'électricité, tegemist on

avalikku teenust pakkuva ettevõttega, nende kodulehel avalikustatu põhjal on nende missioon käitada ja arendada põhivõrku. RTE transpordib elektrit elektritarbijate ja tootjate vahel nii Prantsusmaa siseselt kui ka Euroopas, tegemist võib olla nii kohalike võrguettevõtetega kui ka tööstustega, kes on otse seotud põhivõrguga. Kokku on RTE hoolduses olevate sisemaiste liinide kogupikkus 100 000 km, lisaks on veel 46 piiriülest liini. Sellise mahuga on RTE suurim põhivõrgu hooldaja Euroopas. 2011. aastal oli ettevõtte käive 4229 miljonit eurot [9]. Alates 2012. aastast on RTE-l käimas laiaulatuslik investeerimisprogramm – 2012. aasta eelarve oli 1440 miljonit eurot – et vähendada regionaalseid erinevusi põhivõrgu seisukorras ja muuta optimaalsemaks energia liikumist Euroopa riikide vahel. Jaotusvõrgu teenuse osutamise eest vastutab ERDF ehk Électricité Réseau Distribution France. Nende kodulehel esitatud andmete kohaselt on nende hooldada 1,3 miljonit km. liine, 2240 alajaama, kokku teenindab Prantsuse jaotusvõrk 35 miljonit tarbijat. Jaotusvõrgu kaart liinide võimsuse järgi on esitatud alljärgneval joonisel 32 [17].

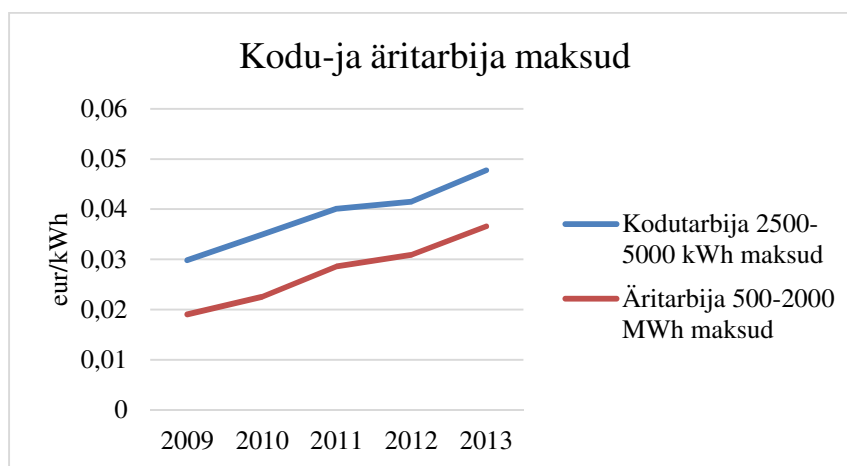


Joonis 32. Prantsusmaa jaotusvõrk [16].

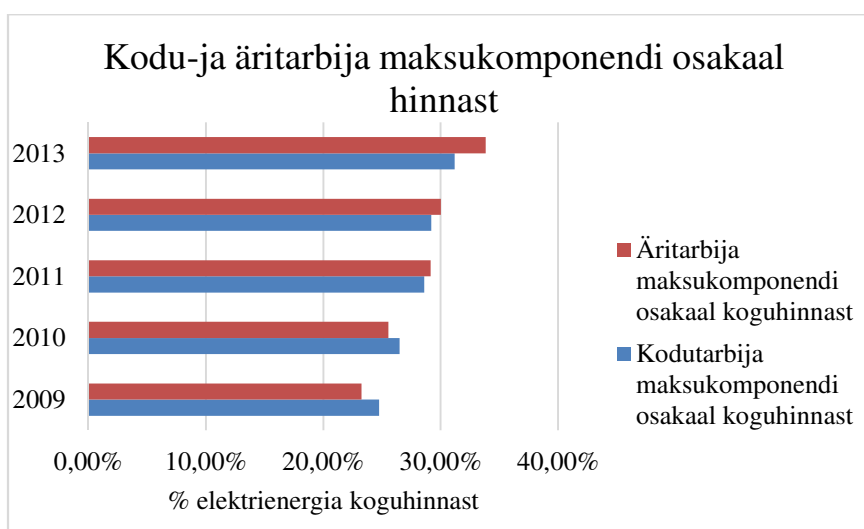
Aastast 2006 kehtib ERDFi kümne aastane investeerimisplaan, mille kohaselt kaasajastatakse jaotusvõrku ja parandatakse tarne kvaliteeti. Näiteks aastal 2011 investeeris ettevõtte 1003 miljonit eurot, et parandada jaotusvõrgu turvalisust. Raha sellisteks investeeringuteks pärineb TURPE ehk avaliku võrgu kasutamise tariifi tõusust tarbijatele [17]. Eurostati andmed kahe viimase aasta võrgutasude kohta näitavad, et keskmisele äritarbijale on võrgukomponendi hind 2013. aastal võrreldes 2012. aastaga alanenud 23 %, keskmisele kodutarbijale on võrgukomponendi hind samas perioodis paraku tõusnud 4,6 % võrra.

Maksud

Kodu- ja äritarbija maksude areng viimasel viiel aastal on esitatud alljärgneval joonisel 33. Kodu- ja äritarbija maksude areng on toimunud suhteliselt sarnases tempos.



Joonis 33. Kodu-ja äritarbija maksud. Autori joonis. Andmete allikas [2].



Joonis 34. Kodu-ja äritarbija maksukomponendi osakaal hinnast. Autori joonis. Andmete allikas [2].

Samas on huvipakkuv jälgida, et maksukomponendi osakaal elektrienergia koguhinnast on kodu- ja äritarbijale ajas oluliselt muutunud (eelnev joonis 34). Kui 2009. ja 2010. aastal moodustasid kodutarbija jaoks maksud protsentuaalselt elektrienergia koguhinnast suurema osa kui äritarbija, siis alates 2011. aastast on seis vastupidine: äritarbija jaoks moodustavad maksud elektrienergia koguhinnast suurema osa kui kodutarbijal.

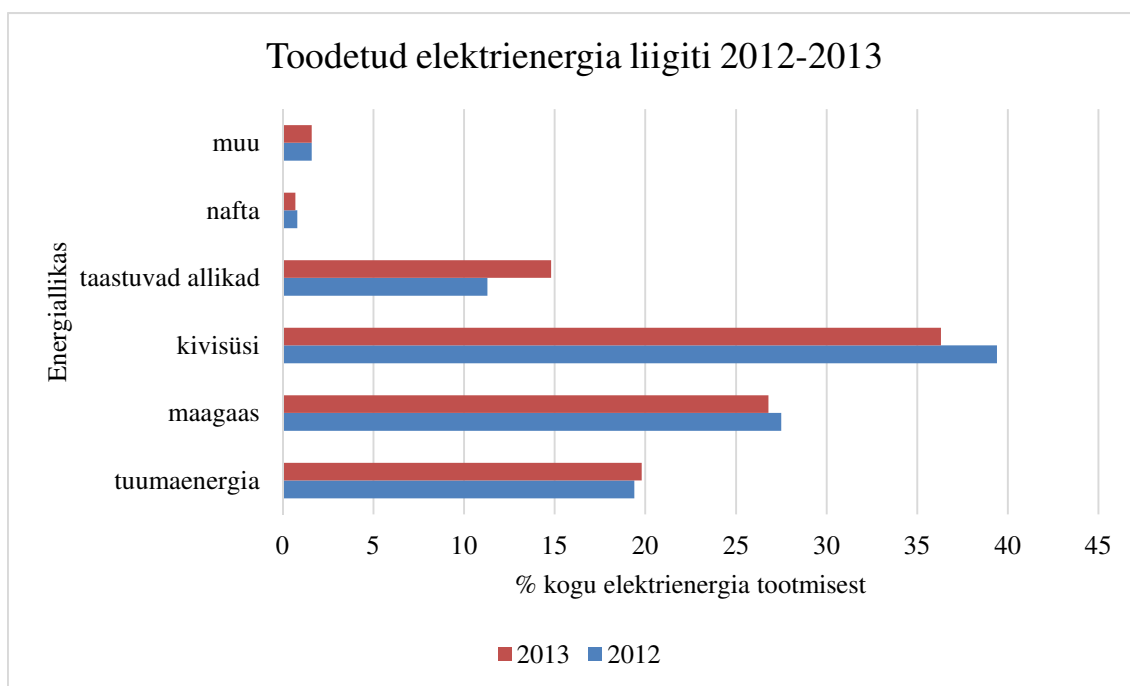
Maksudega seonduvalt on hetkel käimas vaidlus Euroopa Komisjoni ja Prantsusmaa vahel suurte energiatarbijate eelismaksustamise küsimuses. Euroopa Komisjoni hinnangul ei ole Prantsuse valituse poole tehtud otsus suurte energiatarbijate eelismaksustamise osas kooskõlas Euroopa Liidu riigiabi reeglitega. Euroopa Komisjoni algatatud uurimus puudutab CSPE (Contribution au Service Public de l'Electricité, s.o maks, mis lisandub kõigile elektritarbijatele ning millega finantseeritakse taastuvate allikate kasutust, sarnane Eesti taastuvenergia tasule) raames pakutavaid maksualandusi kolmes erinevas kategoorias. CSPE maksu suurus tarbijale on tavapäraselt proportsionaalne tarbitud kilovatt-tundidega, samas lubab praegune seadus sellele järgmiseid mööndusi: suured tarbijad maksavad maksimaalselt 550 000 eurot tarbimiskoha kohta aastas, antud summast üleminevat osa ei maksustata. Tööstustarbijatele, kes tarbivad vähemalt 7 GWh aastas, on maks 0,5 % nende aastasest käibemaksust. Kolmandaks on mööndus tarbijatele, kes tarbivad vähem kui 240 GWh aastas isiklikuks tarbimiseks, neile antud maks ei laiene. Euroopa Komisjoni seisukoht on, et need kolm lubatud maksualandust annavad suurtele elektritarbijatele valikulise eelise, mis võib moonutada konkurentsi turul [58].

2.2.2 Ühendatud Kuningriik

Tootmine ja tarbimine

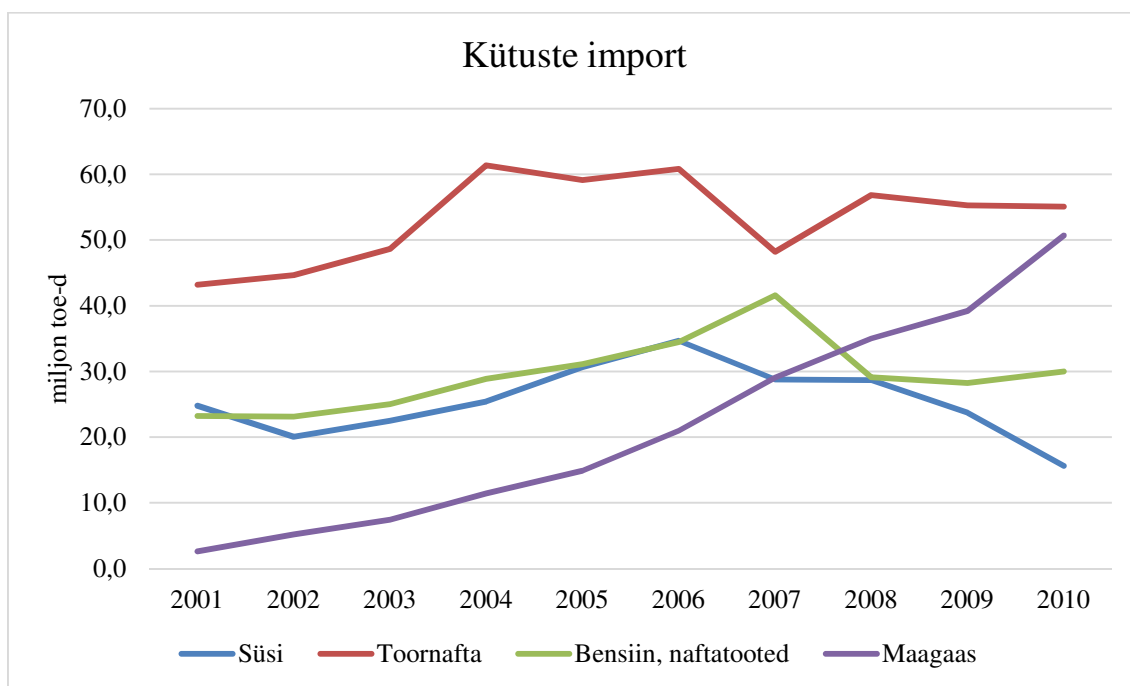
Ühendatud Kuningriik on suuruselt kolmas elektrienergia tootja Euroopa Liidus Saksamaa ja Prantsusmaa järel. Elektriturg on täielikult avatud ja kogu elektrienergia tootmine on erakätes. Tootmist reguleerib „Gas and Electricity Markets Authority“. Elektritootmisest tingitud kulusid arvestab iga tootja eraldi vastavalt lepingule ostjaga ja elektrit müüakse kWh alusel avatud turu mehhanismi järgi, millele lisandub lepingutasu. Tavaliselt moodustab see 60-80 % kogu elektriarvest. 2013. aastal toodeti Gov.uk – Department of Energy and Climate Change andmetel (Suurbritannia valitsuse ametlik statistika koostaja energiaalal) 363,8 TWh

elektrienergiat, mis on 2% vähem kui 356,7 TWh 2012. aastal. Toodetud elektrienergia liigiti viimasel kahel aastal kajastub järgmiselt:

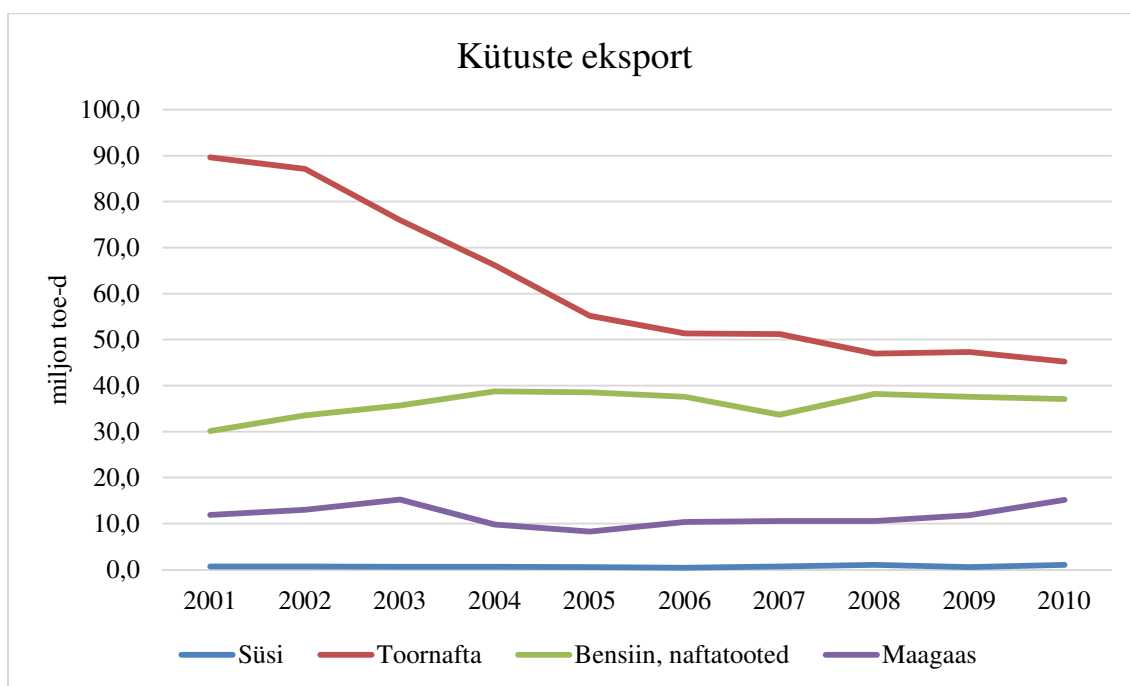


Joonis 35. Toodetud elektrienergia liigiti. Autori joonis. Andmete allikas [18].

Sõe baasil elektrienergia tootmine vähenes 9,6% 143,2 TWh kuni 129,4 TWh. Gaasijaamade toodang vähenes 4,3% 100,1 TWh-lt 95,7 TWh-le. Tuumaelektrienergia toodang kasvas 0,3% 70,4 TWh-lt 70,6 TWh-le. Tuule- ja päikeseenergia baasil elektri tootmine kasvas 41,7% 20,8 TWh kuni 29,4 TWh. Hüdroelektrijaamade toodang vähenes 10,7% 5,3 TWh kuni 4,7 TWh. Riigisisene tarbimine vähenes 0,5% 317,6 TWh-lt 2012-l aastal 316 TWh-ni 2013-l aastal, mis on ka madalaim tase alates 1998. aastast. Nagu näha moodustavad täna fossiilsed kütused 2/3 elektrienergia tootmiseks vajaminevast energiast. Seega kõige olulisemat rolli kütuse hinna kujunemisel mängib nende kütuseliikide hind. Fossiilsete kütuste import ja eksport kajastub järgnevalt:

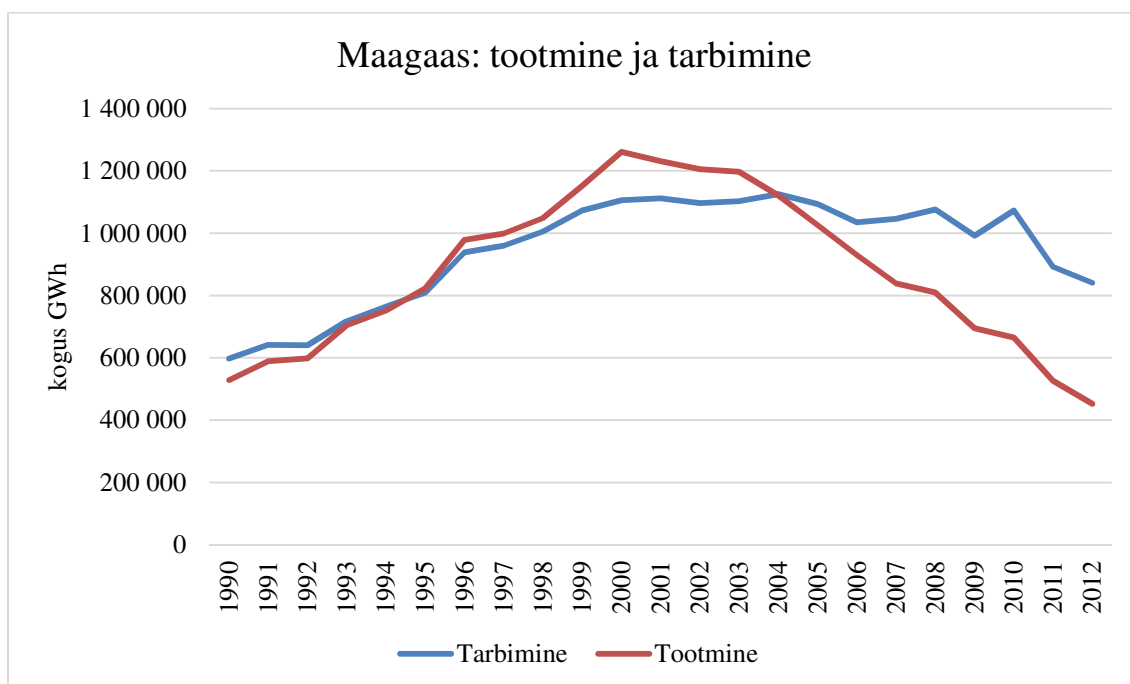


Joonis 36. Kütuste import. Autori joonis. Andmete allikas [18].

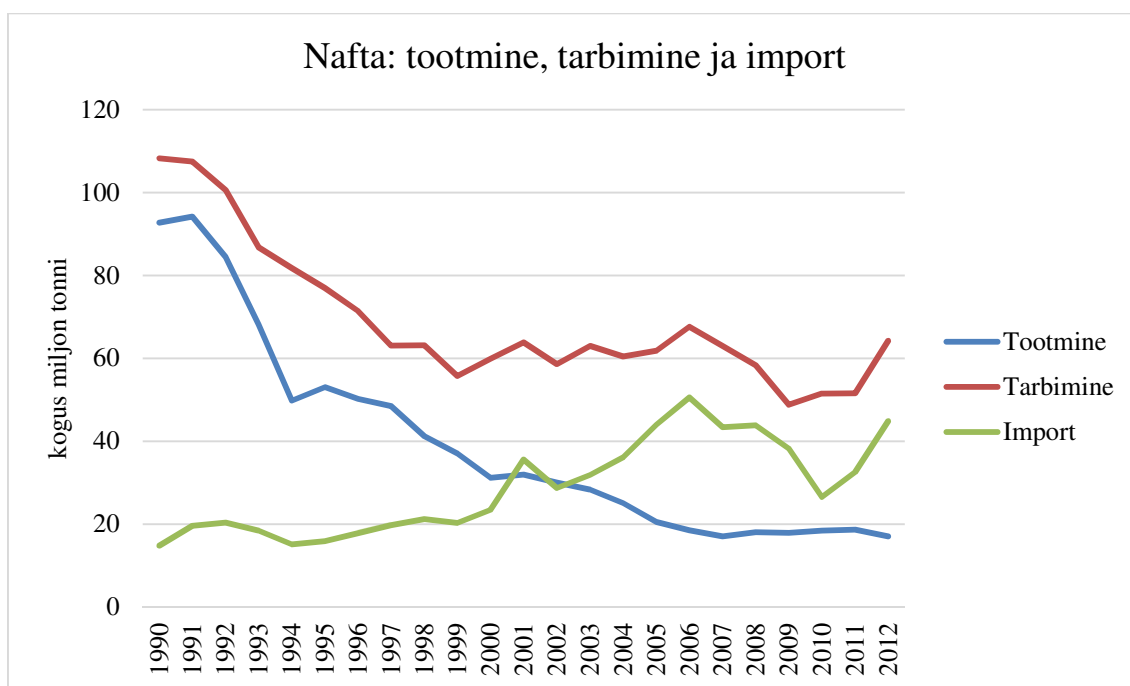


Joonis 37. Kütuste eksport. Autori joonis. Andmete allikas [18].

Suurbritannia on muutunud viimase kümnendiga eksportmaast neto-importmaaks. Eriti märgatav on maagaasi impordi kasv. Kuna maagaas annab ligi kolmandiku elektrienergiast, siis suurema impordkoguse juures mõjutab see kindlasti ka elektri hinda.



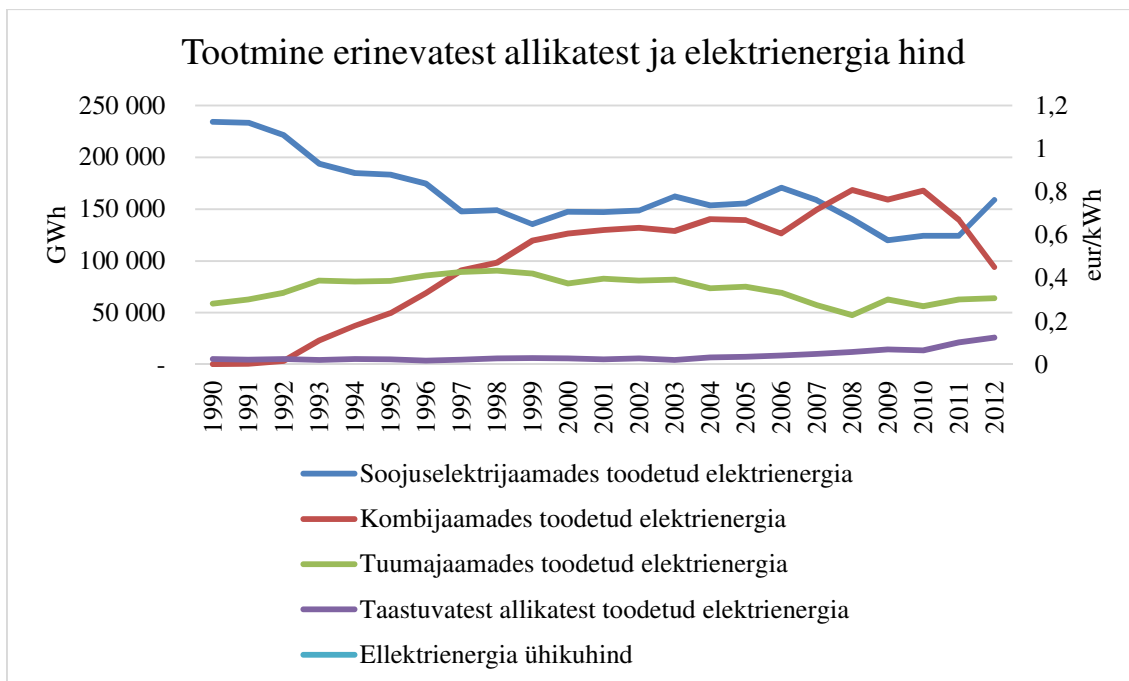
Joonis 38. Maagaas: tootmine ja tarbimine. Autori joonis. Andmete allikas [18].



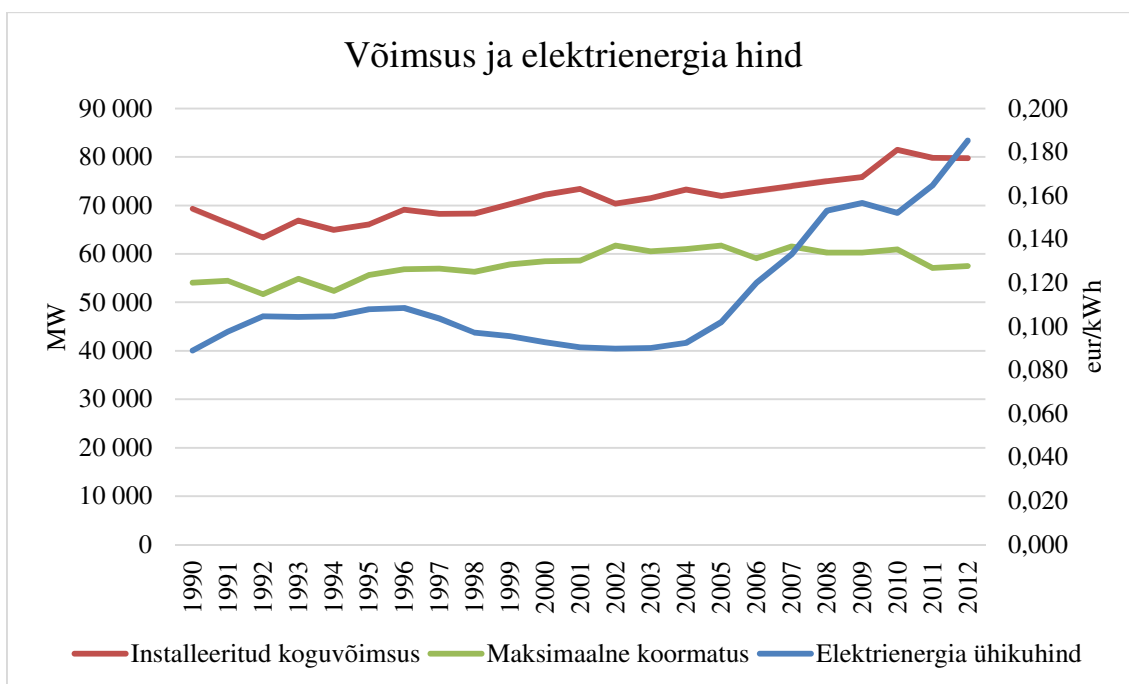
Joonis 39. Nafta: tootmine ja tarbimine. Autori joonis. Andmete allikas [18].

Eelnevatelt joonistelt selgub, et kahekümne aastaga on Suurbritannia pidanud hakkama peaaegu kogu oma elektritootmiseks vajaminevat kivisütt importima. See omakorda tähendab kallimaid hindu ja suuremaid kaasnevaid kulusid. Sama probleemiga seistakse silmitsi seoses maagaasiga, sest riigi enda toodang on tunduvalt vähenenud (vt. joonis 38). Lisaks fossiilsete

kütuste kaevandavate koguste muutustele mõjutab elektri tootmishinda ka tehnoloogiate muutus – rohkem võimsust taastuvatest allikatest ja rohkem reservvõimsuseid. Kõiki eelpooltoodud mõjureid ilmestavad alljärgnevad joonised.



Joonis 40. Tootmine erinevatest allikatest ja elektrienergia hind. Autori joonis. Andmete allikas [18].



Joonis 41. Võimsus ja elektrienergia hind. Autori joonis. Andmete allikas [18].

Nagu näeme jooniselt 38, on Suurbritannia maagaasi toodang Põhjamerest vähenenud, võrreldes tiputarbimisega 2000-ndate alguses, ligi kolm korda. Samasse ajavahemikku jääb väga suur maagaasi impordi kasv joonisel 36. Olgugi, et osa maagaasist kasutatakse ära tavatarbijate poolt elamute ja kraanivee kütteks (gaasiboilerid on Suurbritannias väga populaarsed), mõjutab see suurel määral elektri hinda. Elektri kilovatt-tunni hind, mis läks langusesse 90-ndate teises pooles, tõuseb järsult ja järjekindlalt samas taktis gaasimaardlate ammendumisega ja maagaasi impordi kasvuga. Ainuke langusperiood on ajutine elektri hinna odavnemine majanduskriisi algusaastail.

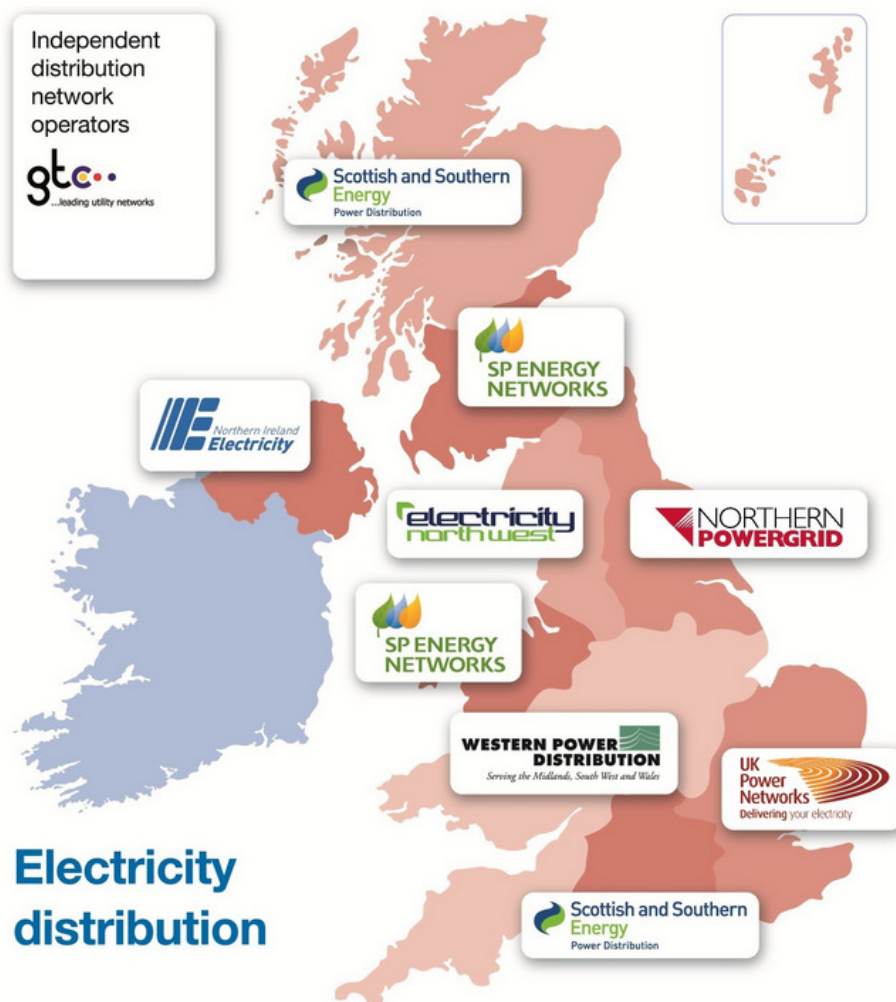
Maagaasi kohaliku tootmise vähenemisega kaasneb ka kombielektri jaamade toodangu vähenemine. Esimene kombielektri jaam Suurbritannias avati 1980-ndate lõpus ja järgneva kümnendi algusaastail installeeriti suures koguses jaamu juurde (joonis 40). Siis aga arvestati tasuvusarvutustes tunduvalt odavama maagaasi turuhinnaga [19]. Maagaasi ühikuhind on alates 1995-st aastast enam kui 4-kordistunud. See kõik on päädinud jaamade enneaegse sulgemisega ja uute jaamade projektide peatamisega. Samuti on kombielektri jaamad võrdlemisi suure kasuteguriga (üle 50%) ning söe baasil soojuselektri jaamad ja tuulegeneraatorid, millega tootmist asendatakse, tunduvalt madalamate kasuteguritega. Kõik need tegurid tõstavad elektri hinda.

Samasse ajavahemikku jääb ka Kyoto protokollide ratifitseerimine 1997-1 aastal. Pärast seda algas massiline tuulegeneraatorite installeerimine [20]. Tuulegeneraatoritega samas taktis käib reservvõimsuse kasv (joonis 41). Iga installeeritud ühik võimsust tuulegeneraatorite baasil peab olema tagatud soojuselektri jaama näol. Taastuulelektri jaamade rajamine ja reservvõimsuse kasv tõstavad mõlemad omakorda elektri hinda. Ilmekas on, et tipukoormus Suurbritannias pole 20 aasta jooksul praktiliselt muutunud (joonis 41). Kõik eelnevad tarbimise ja tootmisega seotud tegurid kokku on olnud piisavad, et tõsta elektri ühikuhind tänasele tasemele.

Võrk

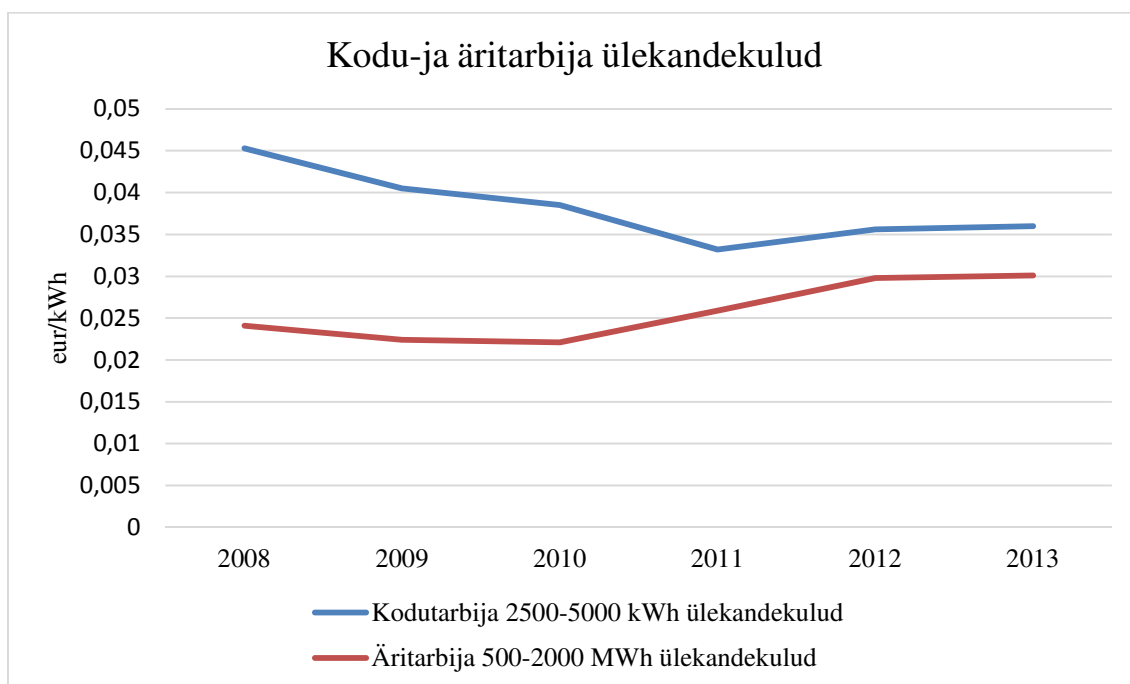
Inglismaad ja Walesi kattev kõrgepinge elektrivõrk kuulub firma „National Grid“ alla. Tegu on riigifirmaga, mis haldab lisaks kõrgepingevõrkudele ka maagaasi ülekandmist Inglismaal. Šotimaal haldavad kõrgepingevõrke „SP Energy Networks“ ja „Scottish and Southern Energy“, Põhja-Iirimaal vastavalt „Northern Ireland Electricity“. „National Grid“ ehk põhivõrgu alla kuulub: 400 kV – 11500 km liine, 272 kV – 9800 km ja 132 kV (või vähem) –

5250 km [21]. Madalpingevõrgud kuuluvad nn distribuutoritele. Kogu Suurbritannia on jagatud osadeks erinevate distribuutorfirmade vahel.



Joonis 42. Ühendatud Kuningriigi elektrivõrgu jagunemine erinevate distribuutorfirmade vahel [22].

Kõrgepingevõrkude kaod olid 2005-1 aastal 1423 MW, mis on 2,3 % tiputarbimisest. Kogu elektrivõrgu kaod on suuremate madalpingevõrkude kadude tõttu 7,7 %. Kuna Suurbritannias on elanike tihedus väga suur ja võrke ei pea väga kaugele asustusest vedama, on kõrgepingevõrgud väga efektiivselt koormatud. Maksimaalse koormuse juures on võrkude koormatus ~80 % läbilaskevõimest. Kuna võrgud on ühise haldusfirma käes ja võrkude koormatus on hästi efektiivne, on Suurbritannias vastavalt võrdlemisi väikesed ka ülekandekulud.



Joonis 43. Kodu-ja äritarbijate ülekandekulud. Autori joonis. Andmete allikas [2].

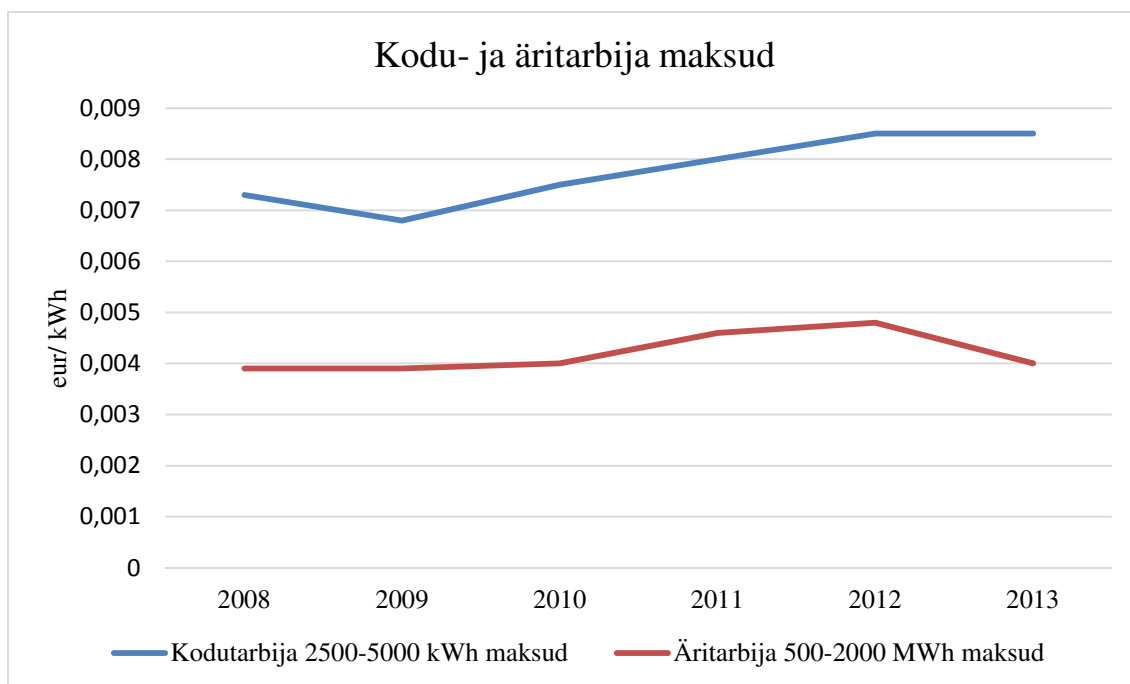
Võrgutasusid arvestatakse erinevatele tarbijatele Ühendatud Kuningriigis erinevalt. Suuremad tarbijad maksavad kokkuleppelist tasu, nn „Triad demand“ tasu [59]. National Grid võtab finantsaasta sees (novembri ja veebruari vahel) igalt firmalt 3 kõrgeima tipukoormuse vajadusega pool-tundi, eeldusel, et need kõik peavad olema teineteisest vähemalt 10 päevase vahega. Siis korrutab iga pooltundi keskmise tarbimise 7000 naela/MW ja liidab 3-e pooltundi tasud kokku. Sellest saab firma järgmise aasta ülekandetasu. Keskmise selline tasu on umbes 15000 naela/MW aastas. Väiketarbijad maksavad ettenähtud hinnakirja järgi vastavalt oma maksimaalsele tarbimisele 16.00 ja 19.00 vahel. Lõpuks arvutatakse antud andmete põhjal aasta maksimumide keskmine. 2012-l aastal oli National Gridi sissetulek 2012 miljonit naela, mis kulub täielikult võrgu monitooringule, hooldusele ja uuendamisele.

Lisaks eelnevale esitab kohalik madalpingevõrgu operaator oma arve. See koosneb ettenähtud hinnakirja järgi koostatud arvest vastavalt tarbija liitumisasemepärasust. Sellele lisandub öö ja päevase tarbimise erinevusest tingitud kulu, reaktiivenergia kasutamisest tingitud kulu, seda sõltuvalt kas tarbija annab võrku seda koormavat reaktiivenergiat või mitte. Samuti lisandub veel fikseeritud firma lepingutasu.

Maksud

Maksud moodustavad Suurbritannia elektri hinnast kõige väiksema osa. Käibemaks on Suurbritannias kodutarbijale, tööstusele, mis tarvitab vähem kui 33 ühikut/päevas või heategevusorganisatsioonile 5%. Käibemaks muudele ettevõtetele ja tööstustele on 20%.

Lisaks sellele on elektri hinnas nn „Climate Change Levy“. See on 2001. aastal loodud maks, mis õhutab tarbijaid ostma elektrit taastuvelektrijaamadest elektrit müüvatelt firmadelt. 2013-l aastal oli see 0,524 penni/kWh ehk ~0,6 senti/kWh. Nimetatud maks kasvab inflatsiooniga ja selle arvutamine on keerukas protsess. Climate Change Levy peavad maksma firmad, kes töötavad järgmistes sektorites: tööstus, kaubandus, põllumajandus, avalikud teenused. Sellest maksust on vabastatud firmad, kes ostavad kogu oma elektri taastuvatest allikatest toodetud elektrit müüvatelt pakkujatelt või kui elektrit ostev firma töötab energiamahukas sektoris [23].



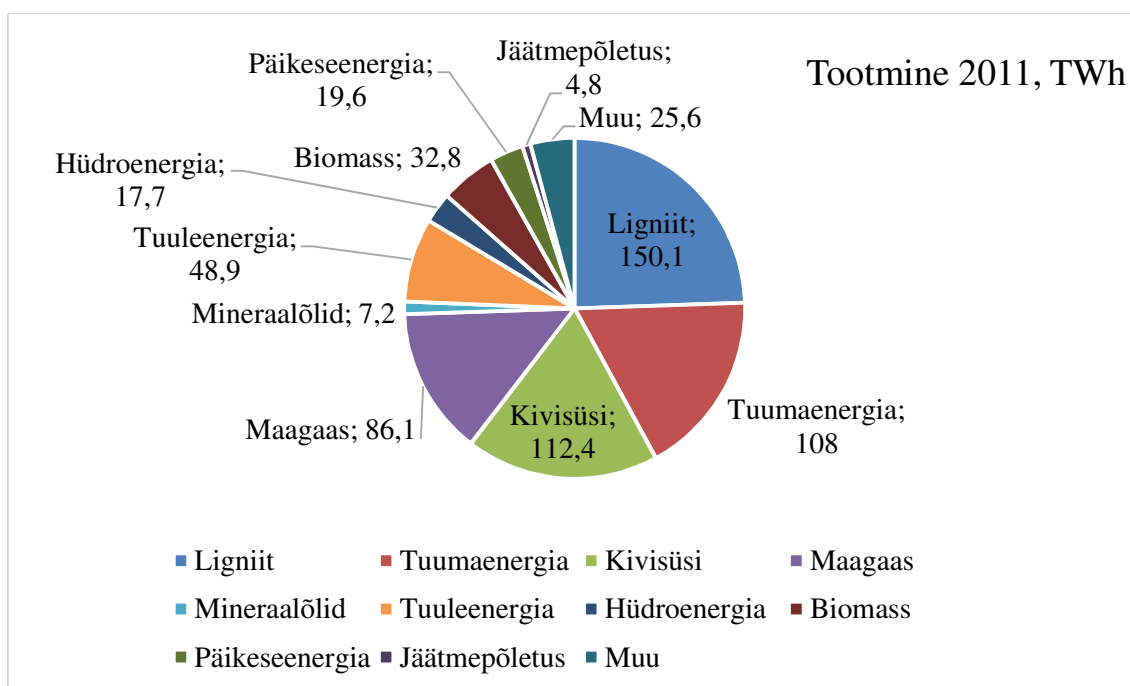
Joonis 44. Kodu-ja äritarbija maksud. Autori joonis. Andmete allikas [2].

2.2.3 Saksamaa

Tootmine ja tarbimine

Saksamaa on Euroopa suurim elektrienergia tootja ja tarbija. Kuni 1998 aastani oli Saksamaa jagatud 16-ks tsooniks nn osariikide ehk *Länder*'ite järgi. Igas piirkonnas oli 1 elektrifirma, kes tegeles tarbijate elektrienergiaga varustamisega, ettevõtted seadsid oma hinna vastavalt nende kuludele ja vastav ministerium kiitis selle hinna heaks. 1998-l aastal turg avati ja täna on tarbijal võimalik igas piirkonnas valida sadade erinevate pakkujate vahel. Võimalik on sõlmida nii tunnipõhiseid lepinguid kui ka ühe- kuni nelja-aastaseid lepinguid. Lisaks tootmiskuludele on igale tarbijale elektri ülekandmiskulud ja maksud. Ülekandevõrgud on kohalikud monopolid [24].

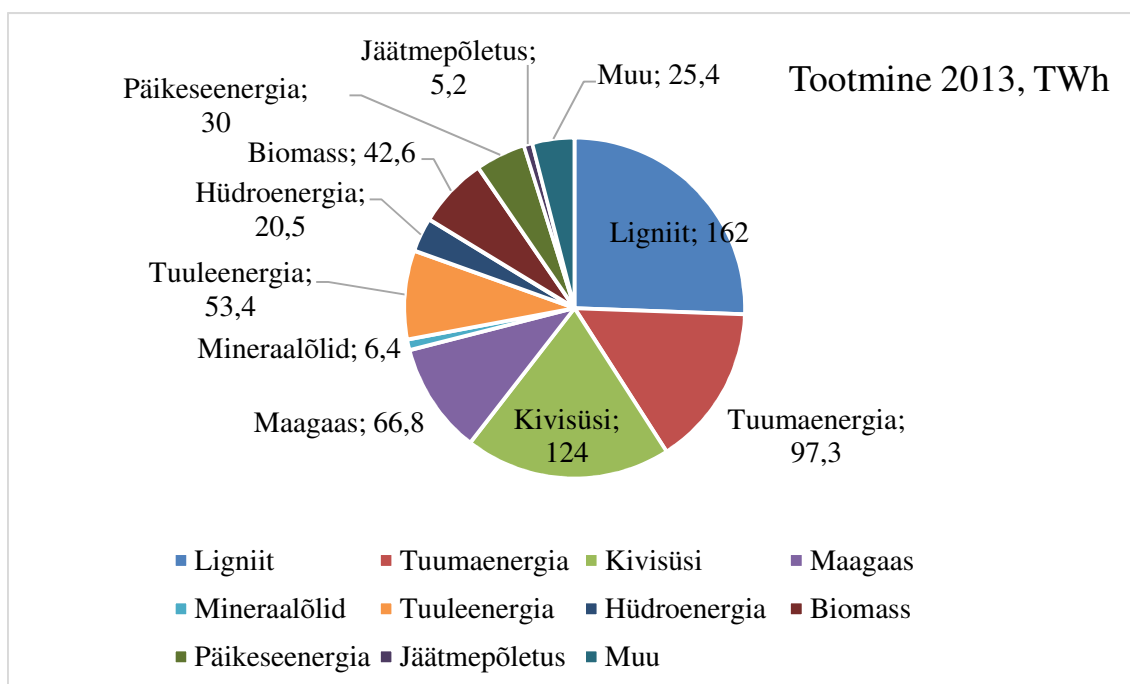
Saksamaal toodeti 2013-l aastal 633 TWh elektrienergiat. 2011-l aastal 613,1 TWh ja 2012-l aastal 629,8 TWh. Viimaste aastate andmeid ja erinevate energiaallikate osakaale väljendavad alljärgnevad joonised 45 ja 46.



Joonis 45. Elektrienergia tootmisel kasutatud energiaallikate osakaal 2011a. Autori joonis. Andmete allikas [25].

Nagu joonistelt näha, toodetakse kõige rohkem elektrienergiat ligniidi ehk pruunsöe põletamisel. Sellele järgneb kivisöe kasutamine ja seejärel tuumaenergia. Kui nii fossiilsete kütuste (pruun- ja kivisüsi) kui ka taastuvate allikate kasutamine on tõusnud, siis tuumaenergia

kasutamine on vähenenud. See on tingitud ennekõike elektoraadi survest pärast Fukushima tuumakatastroofi.



Joonis 46. Elektrienergia tootmisel kasutatud energiaallikate osakaal 2013 a. Autori joonis. Andmete allikas [25].

Nagu eelnevatelt joonistelt näha, toodetakse kõige rohkem elektrienergiat ligniidi ehk pruunsöe põletamisel. Sellele järgneb kivisöe kasutamine ja seejärel tuumaenergia. Kui nii fossiilsete kütuste (pruun- ja kivisüsi) kui ka taastuvate allikate kasutamine on tõusnud, siis tuumaenergia kasutamine on vähenenud. See on tingitud ennekõike elektoraadi survest pärast Fukushima tuumakatastroofi. Olgugi, et Saksamaal on kaugeleulatuvad plaanid loobuda fossiilsete kütuste kasutamisest elektrienergia tootmisel (kava aastaks 2050 näeb 80% tootmist taastuvatest allikatest), on palju viiteid jätkuvalt ka sellele, et söejaamade osatähtsus ei kao ka tulevikus kuskile. Johannes Remmel, Põhja Rhine-Westphalia keskkonnaminister, Roheliste partei liige, on tõdenud järkevat: *"We happen to have these power plants and they will remain a major part of the energy mix through 2050"* [27].

Täna päeval moodustavad sütt põletavad soojuselektrijaamad pea poole kogu elektri tootmisest Saksamaal, selle on tinginud riigi väga suured söevarud, mis on eeldatavalt suurusjärgus 2 500 miljonit tonni kivisütt ja 40 500 miljonit tonni pruunsütt. 2010-l aastal tarbis Saksamaa 57,8 Mtce, millest 39,7 Mtce kasutati ära elektri ja soojuse tootmiseks. Samal

aastal importis Saksamaa 45 miljonit tonni kivisütt. Suurimad tarneriigid olid Venemaa (22%), Kolumbia (14%), USA (11%), Poola (11%) [26].

2010-l aastal tarbis Saksamaa 51,5 Mtce ligniiti, millest 52,3 Mtce toodeti Saksamaal. Import oli vaid 80 000 tce. Enam kui 90% ligniidi toodangust kasutatakse ära elektri tootmiseks (154,6 miljonit tonni). Kuni CO₂ maksud püsivad madalal, kasutab Saksamaa ära võimalikult palju oma ligniidivarudest. Pruunsöe põletamine tekitab sama energiaühiku tootmisel rohkem CO₂-e kui kivisüsi, maagaas või nafta. Kuna aga ligniidi energiasisaldus ei ole niivõrd suur (pea poole söe mahust moodustab vesi), peab ligniiti kaevandama väga suurtes kogustes ja seda tehakse Saksamaal enamasti avatud kaevandustes. See jätab endast järgi äärmiselt suured tühermaad. Uute maardlate kasutuselevõtuks peab ümber kolima kümneid tuhandeid inimesi ja ringi ehitama maanteid. Allpool on esitatud mõningad fotod, et illustreerida ligniidikaevandustes toimuvat.



Foto 1. Avatud pruunsöe kaevandus Aacheni lähedal [27].

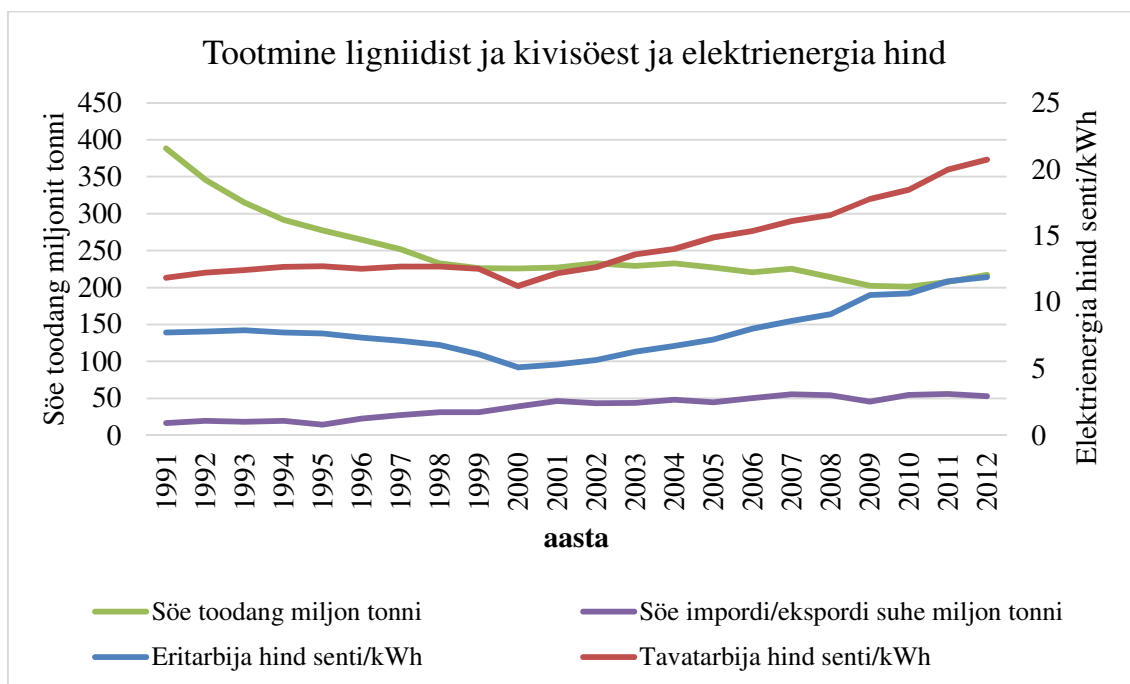


Foto 2. Hambachi kaevandus, pindalaga 85 km² (võrdluseks, Tallinna pindala on 159 km²) [27].



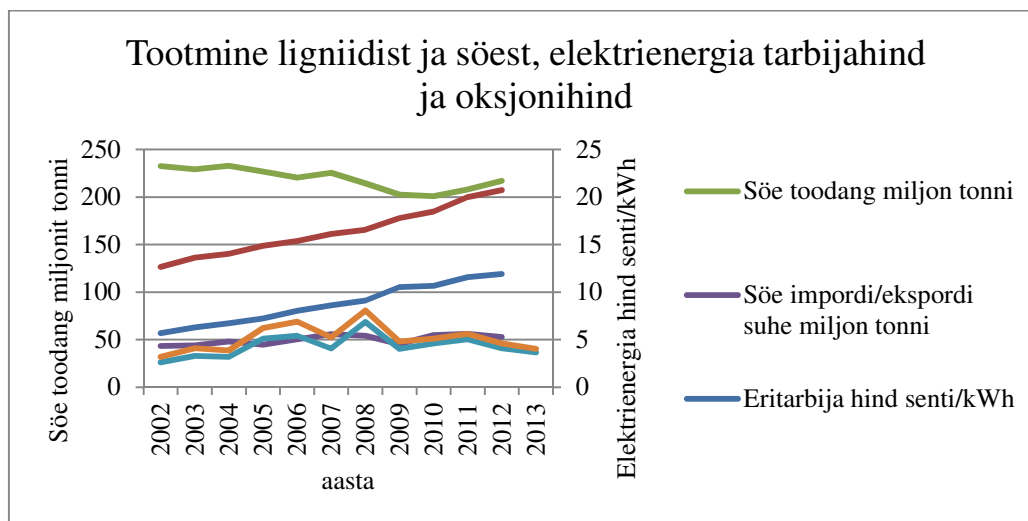
Foto 3. Avatud pruunsöe kaevandus Aacheni lähedal, kopp kõrgusega 250 m [27].

Kokkuvõtlikult võib söe kohta öelda, et olgugi, et CO₂ maks on 2013 aasta aprilli 2,46 eurot/t pealt tõusnud 4,8 eurot/t peale, siis jätkuvalt on süsi Saksamaa olulisim elektrienergia allikas ja on vähe tõenäoline, et see muutub [28]. Alljärgneval joonisel 47 vaadeldakse kivi- ja pruunsööst tootmise koguse muutust ajas ja võrreldakse seda muutusega elektrienergia hinnas. Vaadeldav elektrienergia tarbijahind sisaldab elektri tootmise ja ülekandmise kulusid, elektrimakse, kuid mitte tulumaksu. Jooniselt on näha, et ligniidist ja kivisööst toodangu vähenemise ja impordi kasvuga koos on kaasnenum elektrienergia hinna tõus, aga väga selget otsest korrelatsiooni ei ole.



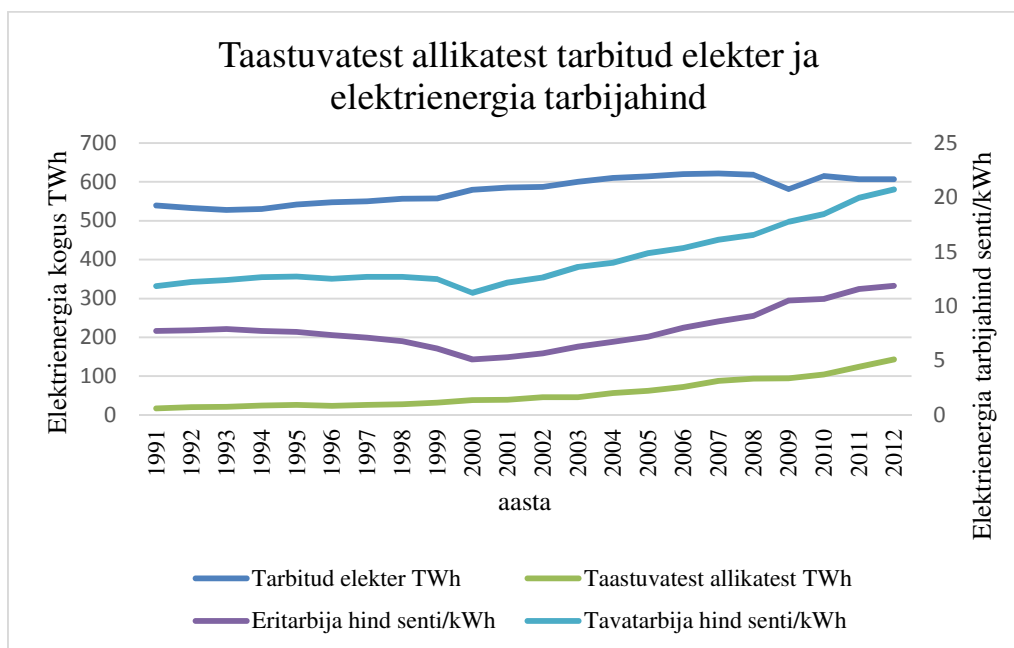
Joonis 47. Tootmine ligniidist, kivisööst ja elektrienergia hind. Autori joonis. Andmete allikas [25, 29]

Puhtalt elektri turuhinna ja söe toodangu vahelist suhet väljendab järgmisel joonisel 48 esitatud graafik. Nagu näha, siis elektri hind sõltub teataval määral söe kaevanduskogustest, aga ei ole üldse seoses üldise elektri hinna kujunemisega. Elektri turuhind on langenud võrreldes üldise hinnaga, mis on kasvanud.



Joonis 48. Tootmine ligniidist ja kivisöest, elektrienergia tarbijahind ja oksjonihind. Autori joonis. Andmete allikas [25, 29, 34].

Järgnevalt huvitas magistrិតöö autorit, kas on olemas sõltuvus tootmisel taastuvenergiaallikatest ja elektri tarbijahinna vahel. Tulemused on esitatud joonisel 49.

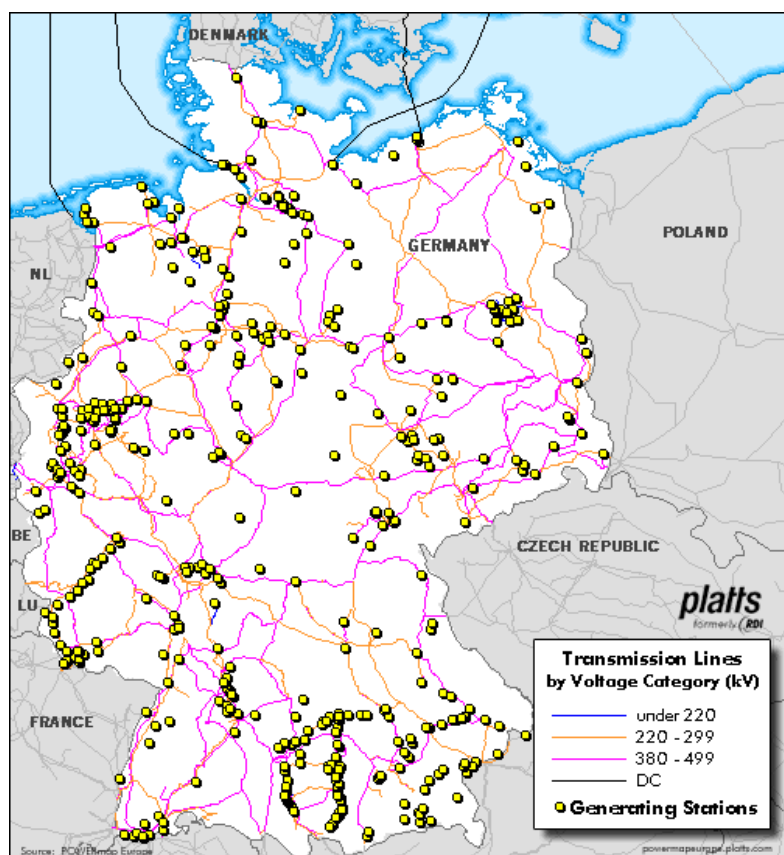


Joonis 49. Taastuvatest allikatest tarbitud elekter ja elektrienergia tarbijahind. Autori joonis. Andmete allikas [25].

Nagu näha ülemiselt jooniselt, siis on olemas korrelatsioon taastuvatest allikatest toodetud elektri kasvu ja elektri hinna vahel. Ennekõike avaldub see aga läbi taastuvate allikate toetuste, mis koos installeeritud võimsuse kasvuga on tõusnud. Antud teemat käsitletakse täpsemalt maksude alalõigus.

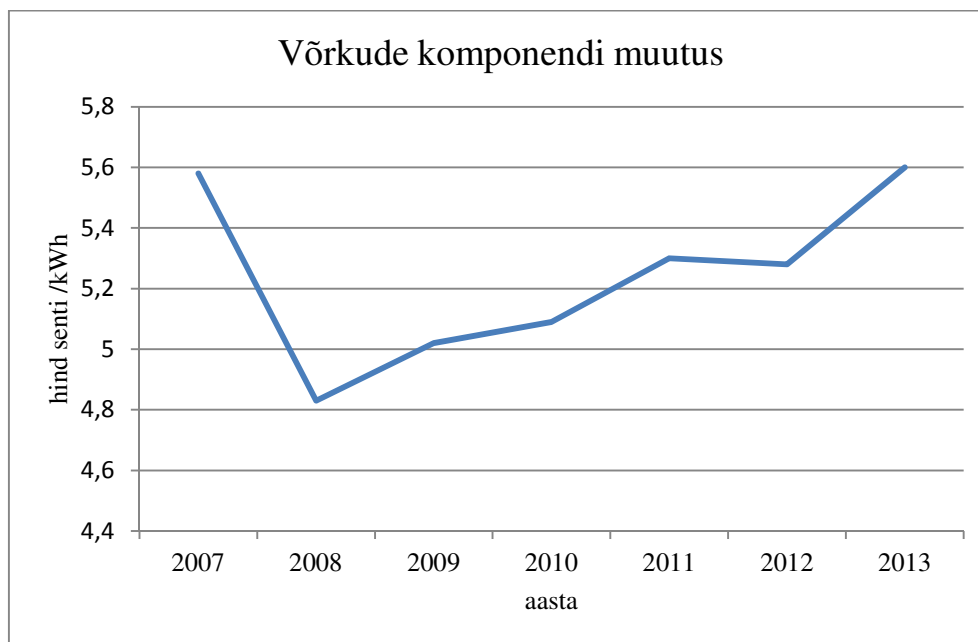
Võrk

Saksamaa elektrivõrk on osa ENTSO-E'st (European Network of Transmission System Operators for Electricity) ehk osa sünkroonses mandri-Euroopa elektrivõrgust. Saksamaa enda kõrgepinge elektrivõrk on jaotatud 4 operaatori vahel: EnBW Transportnetze; Tennet TSO; Amprion; 50 Hertz elia. TransnetBW ehk EnBW on elektrivõrgu firma Saksamaa edelaosas. Firma majandab 3300 km 220 kV ja 380 kV liine ning enam kui 80 trafot, mis ühendavad neid võrke 110 kV ja madalama pingega võrkudega. Firma poolt majandatav piirkond tarbib aastas 67 TWh elektrienergiat [32]. Tennet on Hollandi firma, kes majandab kõrgepinge võrke Hollandis ja suures osas Saksamaal. Firma majandab 13500 km kõrgepingeliine [33]. 50Herz majandab 6980 km 380 kV võrke ja 2867 km 220 kV võrke [31]. Amprion majandab 5300 km 380 kV liine ja 5700 km 220 kV liine [30].



Joonis 50. Saksamaa elektrivõrk. [37]

Eurostati andmetel on võrgukulud Saksamaal püsinud viimasel kümnendil võrdlemisi stabiilsena ja üldise elektri hinna kujunemisse panustavad need vaid nõndapalju, et suurenenud taastuvate allikate arvelt on vaja olnud suurendada investeringuid võrgu haldamisse [2].



Joonis 51. Võrgukomponendi muutus Saksamaal. Autori joonis. Andmete allikas [2].

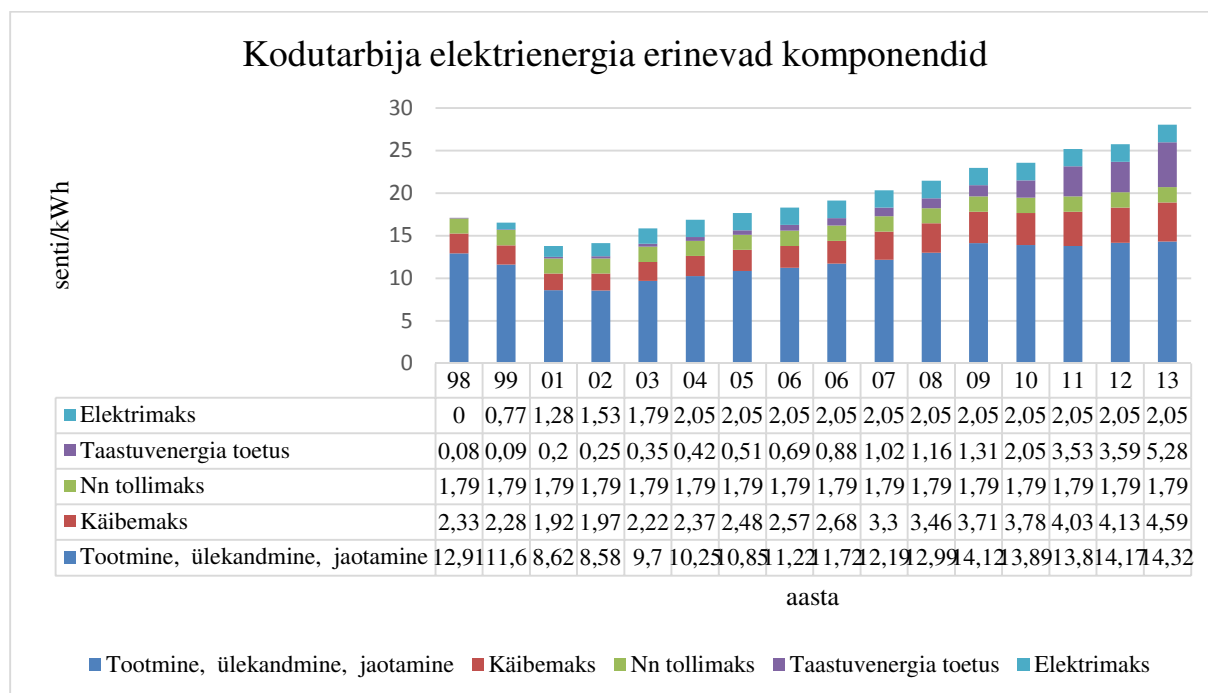
Maksud

Kõige olulisem element elektri hinna kujunemisel Saksamaal, eriti viimastel aastatel, on maksusüsteem ja selle muutus. Saksamaa elektri hind kodutarbija jaoks koosneb:

- „Elektri“ hind jooksvalt arvutatav turuhinna alusel pluss lepingutasu.
- Võrgutasud elektri ülekandmise ja jaotamise eest - baassuurus sõltuvalt tarbija tarbimisgraafikust.
- Nn tollimaks (*concession fee*) – sõltuvalt asukohalinnast 1,25 s/kWh kuni 2,39 s/kWh. Keskmise 1,79 s/kWh
- Taastuvenergiatasu – muutub iga aasta, 2013 aastal oli 5,28 s/kWh.
- CHP (*combined heat and power stations*) – toetus kombijaamades toodetud elektrile. Muutub iga aasta, 2013 aastal oli 0,126 s/kWh
- StromNEV umlage – maks, millest laekunud summat kasutatakse toetamiseks eritarbijaid (tarbijad, kelle tarbimismuster on võrku vähekoormav või lepingu alusel abistav, nt reaktiivenergia tootmine kohalikult jne) 2013 aastal 0,329 s/kWh.

- Elektrimaks – elektri, kui luksuskauba kasutamise eest makstav summa. 2,05 s/kWh.
- Käibemaks – 19%.
- *Offshore – haftungsumlage* – maks toetamaks tuulikute rajamist Põhjamerele. Alates 2013 aastast ja suuruses 0,25 s/kWh [36].

Eelneva info põhjal on koostatud tabel, mille elektri ja võrgutasude komponendid pärinevad BDEW uuringust. Antud info on ülevaatlik, sest kaetud on pikk periood 1998-2013 [35].



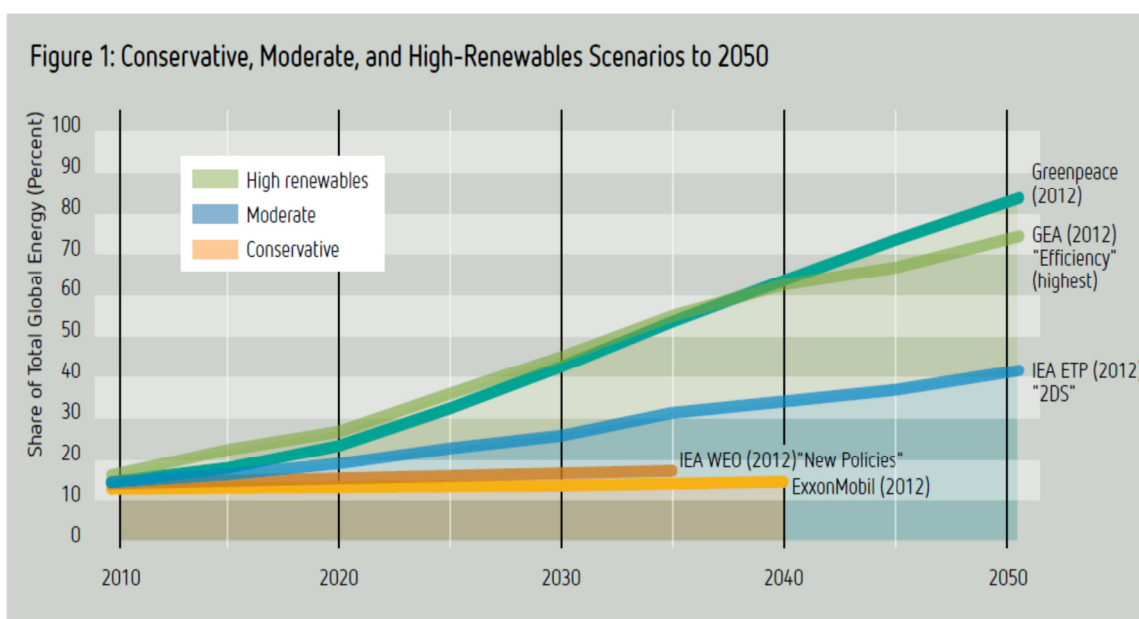
Joonis 52. Kodutarbija elektrienergia komponendid. Autori joonis. Andmete allikas [35].

Nagu näha eelnevalt jooniselt, siis maksud ja toetused moodustavad enamuse elektri hinna tõusust. Elektri omahind on viimastel aastatel isegi langenud ja võrgukulud on tõusnud eelkõige suurenenud koormuse tõttu, mida avaldab võrgule suurenenud tuulegeneraatorite osakaal.

3. Tulevikuprognosisid

3.1 Globaalsed prognoosid

Globaalne võrgustik REN21 („Renewable Energy Policy Network“) ühendab riikide valitsusi, rahvusvahelisi ettevõtteid, tööstusorganisatsioone ja teadusasutusi, eesmärgiga vahetada teadmisi ja astuda ühiseid samme, et toimuks kiire üleminek tootmisele taastuvenergiaallikatest. Võrgustiku 2013. aasta aruandes „Renewables Global Futures Report“ [38], märgib võrgustiku esimees Mohamed El-Ashry, et kui REN21 2004 aastal loodi, paistis taastuvate energiaallikate tulevik oluliselt teistsugune kui ta on tänasel päeval. Sellel ajal ei uskunud keegi, et aastaks 2011 on 70 % Euroopasse lisatud energiavõimsustest taastuvenergiaallikate põhised. Aruande ülevaates märgitakse, et taastuvenergiaallikate tulevik on põhimõtteline valik, kulude võrdlused erinevate taastuvate allikate, fossiilsete kütuste ja tuumaenergia vahel on peamised valiku alused. Raportis on ära toodud kogum võimalikke arenguid, mis põhinevad hiljuti väljaantud circa 50-l erineval tulevikustsenaariumil ja 170 töögrupis olnud eksperdi arvamusel [38]. Tulevikustsenaariumid jagunevad vastavalt taastuvenergiaallikate kasutuselevõtu astmele järgmiselt: konservatiivsed, keskmised ja kõrged.



Joonis 53. Erineva taastuvenergiaallikate kasutuse astmega arengustsenaariumid aastani 2050 [38].

Konservatiivsed väljavaated on eelkõige ettevõtetal, kes on huvitatud olemasoleva olukorra säilitamisest. Nende arvates domineerivad ka edaspidi fossiilsed allikad ning tulevikus ei tõuse taastuvenergiaallikate osakaal üle 20 % globaalsest energiatarbimisest. Keskmiste stsenaariumite kohaselt on 2050. aastaks taastuvenergiaallikate osakaal tõusnud 30-45 % (st. võttes arvesse nii elektri, kütte, jahutuse ja transpordi). Elektri osakaal jääb sealjuures 50-80 % vahele. Kõrge taastuvenergiaallikate kasutamise stsenaariumite kohaselt on taastuvenergiaallikate osakaal 50-90 % aastaks 2050. Siinkohal on ehk üllatav, et viimast liiki stsenaariume toetab ka Rahvusvaheline Energia Agentuur (IEA), kes varasemalt on toetanud pigem konservatiivsemaid prognoose [39].

Peamine küsimus taastuvenergiaallikate suuremaks kasutuselevõtuks on „kas taastuvenergia on tavapärasest energiast kallim?“ ning kuidas tootmisviisi vahetus mõjutab elektrienergia hinda kodu- ja äritarbija jaoks. Enamikes tulevikustsenaariumites ongi kujutatud olukorda, kus fossiilsed kütused ja tuumaenergia võistlevad taastuvenergiaallikatega ning peamiselt võrreldakse erinevate tehnoloogiate kulusid. Kulude arvestuse meetodite osas on ekspertidel väga erinevad arvamused, kuidas oleks kõige õigem kulusid arvestada. Traditsioonilise lähenemise korral kasutatakse näo. „levelized cost“ (tootmise ühtlustatud ühikukulu) põhimõtet, siia hulka kuuluvad investeerimiskulud, kütuste kulud, igapäevase tööga seonduvad ja jaama käitamisega seotud kulud, aga ka kapitali maksumus, st. intressimäär. Selle lähenemise vastased leiavad, et antud variandis ei võta arvesse näiteks fossiilsete kütuste ja tuumaenergia otseseid ja kaudseid toetusi. IEA statistika kohaselt näiteks olid 2011. aastal globaalselt fossiilsete kütuste toetused 520 miljardit USD võrreldes 90 miljardiga taastuvenergiaallikatele. Teine kuluarvestusviis, mida erinevate tehnoloogiate võrdlemiseks võiks kasutada, on finantsiline riski/kasumi võrdlus. Sellisel juhul arvutatakse välja vahe projekti sisemise rentaabluuse määr ja kapitali kulu (intressimäär) ja korrigeeritakse seda spetsiifilise tehnoloogia, turu ja tootja riskidega. Selle lähenemisega saab traditsioonilise kuluarvestusega võrreldes teise tulemuse just riski komponendi lisamise tõttu. Kolmanda kuluarvestusviisina võiks kasutada energiasüsteemi üleseid võrdlusi, mitte individuaalsete tehnoloogiate võrdlusi. Arvesse tuleks kulude arvestamisel võtta ka turu reegleid, tootmisviise, käitamisviise, koormusprofiile jms faktoreid. Taolise kuluarvestusviisi põhjal modelleeriti näiteks REN21 võrgustiku aastakonverentsil 2011. aastal koostatud mudeli põhjal (Lovins/RMI) neli erinevat energiasüsteemi: fossiilsete kütuste põhine, teine tuumaenergia põhine, kolmas suure tarbimise ja kõrge taastuvenergiaallikate hulgaga ja viimane madala nõudluse ja kõrge taastuvenergiaallikate hulgaga. Sellise süsteemiüle

kuluarvestuse mudeli tulemus oli, et kõik neli stsenaariumi maksavad praktiliselt ühe palju ning seega ei muutu oluliselt ka elektrienergia hind tarbijale [38].

3.2 Saksamaa tulevikuplaanid ja nende mõju elektrienergia tarbijahinnale

2010. aasta septembris võttis Saksamaa valitsus vastu riikliku energiakontseptsiooni („Energy Concept – for an Environmentally Sound, Reliable and Affordable Energy Supply“), millega pandi paika Saksamaa energiapoliitika suunad aastani 2050. Lisaks on antud dokumendis kirjas meetmed, et arendada ja tõhustada energiatootmist taastuvatest allikatest [40]. Võttes arvesse 2011. aasta 11. märtsil toimunud maavärina järgset Fukushima tuumajaama õnnetust, vaatas valitsus üle energiakontseptsioonis tuumaenergiale määratud rolli ning seitse vanimat tuumaenergia jaama suleti püsivalt. Peale eelpoolmainitud konkreetsete sulgemiste võttis valitsus vastu ka põhimõttelise otsuse lõpetada ülejäänud üheksa tuumaelektrijaama tegevus aastaks 2022. Riiklik energiakontseptsioon on teisisõnu pikaajaline strateegia ning väga olulisel kohal selles strateegias on taastuenergia rakendamine. Riiklikul tasandil on paika pandud ja kinnitatud järgmised eesmärgid:

- 1) 2020. aastaks moodustab taastuvatest allikatest tarbitav energia 18 % energia kogutarbimisest, 2030. aastaks 30 %, 2040. aastaks 45 %, 2050. aastaks 60 %.
- 2) 2020. aastaks moodustab taastuvatest allikatest toodetud elektrienergia 35 % energia kogutarbimisest, 2030. aastaks 50 %, 2040. aastaks 60 %, 2050. aastaks 80 %.
- 3) 2020. aastaks on primaarenergia tarbimine 20 % väiksem kui aastal 2008, aastaks 2050 50 % madalam.
- 4) 2020. aastaks on elektrienergia tarbimine 2008. aastaga võrreldes 10 % väiksem, aastaks 2050 25 % madalam.

Riiklikus arengustrateegias kinnitatakse, et uue, dünaamilise ja taastuenergiaallikatel põhineva elektritootmise loomine võtab aega, sest üleminekuprotsess tuleb üles ehitada majanduslikult mõistlikul moel. See tähendab teisisõnu seda, et tuumajaamasid ei saa sulgeda päevapealt, majandliku mõistlikkuse printsiibist lähtudes otsustas valitsus pikendada tuumaelektrijaamade eluiga keskmiselt 12 aasta võrra ning tuumaenergia sünonüümina kasutatakse sõna „üleminekuenergia“.

Taastuvate allikate massiline ekspansioon elektritootmises tingib vajaduse põhivõrgu kaasajastamiseks ja infrastruktuuri parandamiseks. Tänapäeva seisuga toimub Saksamaal elektri tootmine asukoha mõttes suhteliselt lähedal tarbimiskeskustele. Tulevikus, arvestades Saksamaa soovi massiliselt üle minna tuuleenergiale, liigub elektri tootmine mere- ja rannikualadele, tarbimiskeskustest kaugemale. Põhvivõrgu kaasajastamisel on suurim tähelepanu kaasaegsete tehnoloogiate rakendamisel, eesmärgiga tagada elektri transport pikkade vahemaade taha minimaalsete kadudega.

Vastavalt Euroopa Liidu Direktiivile 2009/28/EC, mis käsitleb taastuvatest allikatest energiakasutuse edendamist, on Saksamaa esitanud Euroopa Komisjonile riikliku taastuvate energiaallikate rakendamise plaani ("National Renewable Energy Action Plan"). Antud plaanis rõhutatakse, et Saksamaa on pühendunud taastuvate allikate rakendamisele ning eeldatavalt 2020. aastaks seatud miinimumeesmärki 18 % ületatakse 1,6 % võrra. Samas rõhutatakse, et erinevate stsenaariumite loomine energiasüsteemi arendamiseks on siiski suuresti ennustamine, sest on suur hulk majanduslikke, demograafilisi, tehnoloogilisi, poliitilisi ja sotsiaalseid asjaolusid, mida ei saa ega osata arvesse võtta [41].

Saksamaa plaan tuumaenergia kasutamisest loobuda on ühelt poolt mitmeid võimalusi pakkuv, kuid samas peituvad selles ka mitmed riskid. Oluline on, et energiaallika vahetus toimuks moel, et elektrienergia hinnad jääksid nii kodu- kui äritarbijale vastuvõetavaks ja et ohtu ei satuks tootmiskindlus. Eelpoolmainitud riskid sõltuvad suurel määral sellest, millisest ajafondist tuumaenergiast loobumisel rääkida ning samuti sellest, millega tuumaenergia plaanitakse asendada. Erinevate uuringute taustal saab väita, et kõige tõenäolisemaks peetakse Saksamaa puhul järgmisi nelja stsenaariumit: tuumaenergiast loobumine aastaks 2020, asendus kivisõega, tuumaenergiast loobumine aastaks 2020, asendus gaasiga, tuumaenergiast loobumine aastaks 2022, asendus kivisõe ja gaasiga ja tuumaenergiast loobumine aastaks 2038, asendus kivisõe ja gaasiga. Saksamaa täielik loobumine tuumaenergiast tähendab seda, et tuleb leida asendus 21 GW võimsusele. Hetkel, kui vaid mõned tuumajaamad on kinni pandud, on probleem lahendatud sellega, et kasutatakse ära olemasolev ülevõimsus ja teiselt poolt on Saksamaa vähendanud elektri eksporti. BDEW (German Association of Energy and Water) andmetel on 2015. aastaks valmimas uus kivisõe baasil elektrit tootev elektrijaam võimsusega 11 GW. Seda informatsiooni arvesse võttes saab väita, et asendus puuduolevale võimsusele on olemas, kuid lisaks on sama assotsiatsiooni andmetel Saksamaal plaanis järgneva 6 aasta jooksul sulgeda kaks fossiilsete kütuste baasil elektrijaama, vastavalt

võimsustega 13 GW (aastal 2015) ja 13 GW (aastal 2020). Seega jääb siiski 27 GW auk, mida võiks täita näiteks taastuvenergiaallikate arvelt, elektrienergia impordiga või uute elektrijaamade ehitamisega. Saksamaa keskkonnaministeeriumi 2010. aastal läbiviidud uuringus „Lead Study“ prognoositakse näiteks, et aastaks 2020 toimub tuule- ja päikeseenergia arvelt võimsuse suurenemine 52 GW võrra [35]. Kui tuumaelektrijaamad koheselt sulgeda, toimub esmalt turul elektrihinna tõus, sest nõudluse peavad nüüd ära katma muud, kulukamad tehnoloogiad. Elektrihindade mõttes ei olegi suurt vahet, kas tuumaelektrijaamad asendatakse gaasi- või kivisöepõhiste jaamadega, sest elektritootmise omahind on mõlema tehnoloogia puhul praktiliselt sama. Erinevate stsenaariumite puhul oleks erinevad ka CO₂ emissioonide määrad – mida varem tuumaenergiast loobutakse, seda rutem tõusevad ka emissioonid.

3.3 Prantsusmaa tulevikuplaanid ja nende mõju elektrienergia tarbijahinnale

Sarnaselt Saksamaale, on Prantsusmaa peamiseks nõ. probleemiks hetkel, kuidas lahendada praeguse presidendi Francois Hollande poolt 2012. aasta valimiskampanias väljakäidud kava vähendada tuumaenergia panust riigi elektritootmises 2025. aastaks 25 % võrra ehk circa 50 %-ni. Antud lubadus on hea näide poliitika mõjust energiatootmisele, Hollande'i sotsiaaldemokraatlikud vaated peegelduvad tema lubaduses taastuvaid energiaallikaid rohkem kasutusele võtta, samas kui eelmine president Nicholas Sarkozy oli parempoolsete vaadetega ja tema ajal jäädi siiski kindlaks otsusele tuumaenergiat edasi kasutada. Lisaks tasub mainida, et praeguses valitsuses on lisaks koalitsioonis ka rohelised.

Kokkuvõtlikult on Prantsusmaal võimalus valida kolme erineva stsenaariumi vahel: 100 % tuumareaktorite uuendamine, olemasolevate reaktorite eluea pikendamine või tuumaenergia ja taastuvenergiaallikate sümbioos [42]. 2013. aastal toimunud üleriiklik debatt Prantsuse tuumareaktorite tuleviku üle ei andnud mingeid konkreetseid tulemusi ega juhtnööre, kuidas edasi minna. Tegelikult ei otsustatud, kas jätkata samal viisil, vähendada tuumaenergia osakaalu või loobuda sellest täielikult. Samas, ei ole Prantsusmaal selle küsimuse üle otsustamisega ka kiiret, sest ka kõige vanemad reaktorid ei ole veel väga vanad ja ka nende eluiga saab paarikümne aasta võrra pikendada. Kuid, kui peaks otsustatama reaktorid suures osas asendada, läheb ajagraafik väga kiireks, sest suur osa reaktoreid pärineb aastast 1978-88. Seega on see stsenaarium, et tuumareaktorid lihtsalt üks-ühele välja vahetatakse kõige

ebatõenäolisem. Siin on lisaks olulisel kohal ka elektrienergia tarbijahind, sest tänase hinnataseme juures ei kata hind ära 58 tulevikus vahetatavate reaktorite kulusid [42].

Teist stsenaariumi ehk olemasolevate reaktorite eluea pikendamist peavad enamused eksperte kõige tõenäolisemaks variandiks. Seda eelkõige seetõttu, et säilib nii kodu- kui äritarbijale senine hind, mis on rahuldav. Reaktorite eluea pikendamise uued otsused tehakse aastal 2015, see on 4 aastat enne seda, kui vanim reaktor ületab 40. aasta vanuse. Seega, kui nüüd aasta jooksul antud rektoriga suurt ohtu või viga ei tuvastata, on tõenäoline, et eluiga pikendatakse. Sellisel juhul jääb üksnes presidendi otsustada, kas jääda oma valimiskampaanias lubatu juurde ja sulgeda Fessenheim 2016. aasta lõpuks või mitte [42]. Tegelikult põrkuvadki kõigi Prantsusmaa puhul analüüsitud tulevikustsenaariumid kohal, kus tuleb valida kas puhta ratsionaalse ja majandusliku mõistuse vahel (mida varem reaktorid sulgeda, seda suurem kasu jääb saamata) ja rohelise ja riskivabama stsenaariumi vahel. Lisaks on Prantsusmaal Euroopa Liidu Direktiivi 2009/28/EC täitmiseks kehtestatud eesmärk 2020. aasta tõsta taastuvenergiaallikatest tuleneva osa tähtsust kogutarbimisest 23 %-ni [41]. Elektri osas on nii toodetud kui ka tarbitud taastuvenergiaallikate osakaal jätkuvalt väga väike. Ühe anonüümse rahvusvahelise eksperdi küüniline hinnang on, et kui taastuvate allikate kasv ei muutu oluliselt kiiremaks, kulub taastuvatel allikatel 178 aastat, et kogu Prantsusmaa tuumaenergia välja vahetada.

Kolmas stsenaarium ehk laialdasem taastuvenergiaallikate kasutuselevõtt tundub esmapilgul Prantsusmaa mõttes väga mõistlik lahendus. Alpides on jõed hüdroenergia tootmiseks, biomassi tootmiseks on palju põllumajanduslikku ja metsamaad, ka oma geograafilise asukoha poolest on eelised: põhjarannikutel saaks toota tuuleenergiat, lõunarannikutel kasutada päikest. Samas on taastuvate allikate kasutuselevõtt olnud vähene, sest vähemalt lähiperspektiivis ei too see kaasa märkimisväärset keskkonnaalast kasu või tootmiskindluse paranemist. Tänu tuumaenergiale ei toimuks taastuvenergiaallikate suuremal kasutuselevõtul ka mingit märkimisväärset CO₂ koguse vähenemist. Sellest hoolimata, nagu mainitud eespool, on Prantsusmaa võtnud endale ambitsioonika eesmärgi suurendada taastuvatest allikatest tarbitava energia hulka 23 %-ni aastaks 2020. Kriitiliselt hinnates võib selle eesmärgi saavutamiseks Prantsusmaal tulla raskusi. Näiteks on tänase päeva seisuga 75 % toodetavast elektrist hüdroenergia baasil, samas see % pole viimase 25 aasta jooksul oluliselt muutunud, sest uusi tamme pole ehitatud, sest puuduvad sobilikud asupaigad, kus puuduks keskkonnariskid. Progresseerumas on küll tuuleenergia tootmine, kuid ka päikeseenergia

kasutuselevõtt on tagasihoidlik [42]. Tänu tuumaenergiale on elektrienergia tarbijahind suhteliselt madal. Kui tuumajaamad sulgetaks enneaegselt või nende eluiga ei pikendata 50-60 aastani, elektri hinnad tõuseksid. Union Francaise de l'Electricite on välja töötanud kolm erinevat stsenaariumi tuumaenergiast vabanemiseks või selle asendamiseks ja selle tulemusena tekkivate hinnamuutuste kohta. Esimese stsenaariumi kohaselt pikendatakse enamuste reaktorite eluiga ja ehitatakse kaks uut: Flamanville`s (juba ehitatakse) ja Penly (hetkel projekteerimisjärgus). Kuni aastani 2020 tõuseks selles stsenaariumis ka taastuvate allikate osakaal, kuid peale seda jääks stabiilseks. Teine stsenaarium on praktiliselt sarnane Hollandi`i stsenaariumile, mille kohaselt tuumaenergia ei tohiks ületada 50 % kogutootmisest (vähenemine umbes 25 %). Kolmanda variandina nähakse võimalust, et vähendatakse tuumaenergia osakaalu 20 % võrra sulgedes iga reaktori selle 40. eluaastal. Sellisel juhul oleks vaja äärmiselt suurt taastuenergiaallikate suurenemist ning uusi fossiilsete kütuste põhjal jaamu. Erinevate stsenaariumite võrdluse tulemus oli, et rakendades teist varianti tõuseks hind võrreldes esimese stsenaariumiga kahekordseks ehk kokkuvõtvalt saab väita, et tuumaenergia radikaalne asendamine või sellest loobumine toob kindlasti kaasa olulise hinnatõusu tarbijale [42].

3.4 Taastuenergiaallikate kasutuselevõtu mõju elektrienergia tarbijahinnale

Enamus tulevikuprognose nii maailma kui riiklikel tasanditel sisaldavad suurel määral taastuenergiaallikate osakaalu suurendamist elektritootmises [43]. Eelpooltoodut arvestades kujunes magistritöö autori huvi uurida, kuidas antud üleminek mõjutab elektrienergia tarbijahinda. Järgnevalt on esitatud autori poolt teostatud tulevikuprojektsioonid, nende teostamise alused ja kokkuvõtted tulemustest. Magistritöö autor meenutab siinkohal, et töö lõplik hüpotees koos täpsustavate parameetritega on: *Kui Saksamaa loobub tuumaenergiast lõplikult aastaks t ja kompenseerib selle tuuleenergiaga, siis elektrienergia tarbijahinna energiakomponent odavneb.*

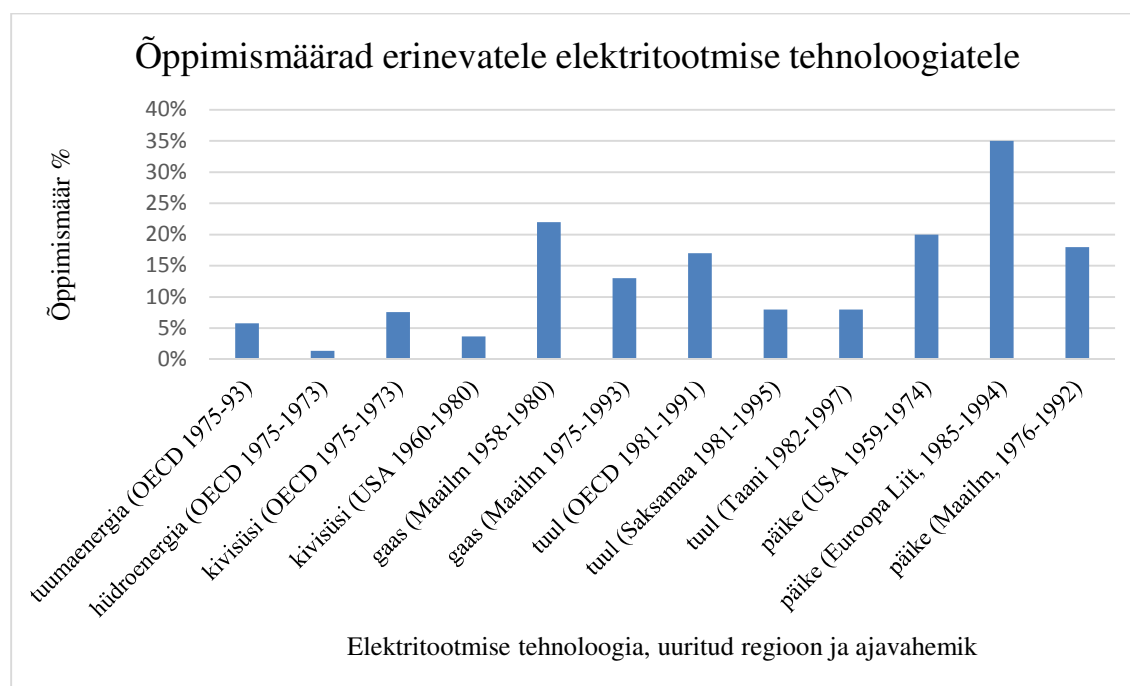
3.4.1 Metoodika ja valemid

Hüpoteesi tõestamiseks /ümberlukkamiseks valitud meetodid:

- 1) majandusanalüüs, st. elektritootmise ühiku kuluarvestus diskonteeritud rahavoogude meetodil (kasutatakse algmaterjalina)
- 2) tulevikuennustus õppimiskõvera mudeli baasil (autori arvutused, kasutatakse, et prognoosida energiakomponendi osa muutust tarbijahinnast)

Lisaks teostati lühidalt tuuleenergia varjatud kulude analüüs olemasoleva kirjanduse ja autori prognooside kohaselt.

Uurimismeetodite põhjendus: Õppimismudeli kontseptsiooni kohane ajalooline ülevaade erinevatest allikatest elektritootmise õppimismäärade kohta on esitatud alljärgneval joonisel 53.



Joonis 53. Õppimismäärad erinevatele elektritootmise tehnoloogiatele. Autori joonis. Andmete allikas [46].

Kuna tarbijahinna energiakomponendi põhiosa moodustavad elektritootmise tehnoloogiakulud, toob elektritootmise tehnoloogia muutus kaasa elektritootmise ühikukulu muutuse, seega on kuluarvestusega võimalik tõestada, kuidas energiakomponent muutub tehnoloogia vahetamisel. Õppimiskõvera mudelit kasutatakse tuleviku prognoosimisel, sest kui on teada, kui kiiresti toimub teatud energiaallikatest tootmisel tehnoloogiline progress, saab hinnata iga konkreetse energiaallika puhul ühiku tootmiskulu tulevikus ning mõistes omakorda kulu, saab teha otsuseid energiakomponendi hinna prognoositava muutuse kohta, ehk kuidas see võiks tulevikus muutuda. Õppimismudeli kasutamine erinevate tehnoloogiate

puhul on sarnane majandusmudelis diskonteerimise kasutusele. Õppimis-ehk kogemuskõvera põhimõte on, et tootmise ühikukulu teatud tehnoloogia kasutamisel väheneb x % võrra kui kumulatiivne installeeritud koguvõimsus või tootmine kahekordistub [45].

Hüpoteesi tõestamiseks on edasises tekstis kasutatud ja viidatud järgmistele valemitele:

1) Elektri tootmise ühikukulu arvutatakse järgmise valemi alusel:

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{t,el}}{(1+i)^t}}$$

I_0 = investeringute kulu eurodes

A_t = aastased kogukulud eurodes aastal t, siin sisalduvad opereerimise püsi- ja muutuvkulud

$M_{t,el}$ = elektritootmine konkreetses aastas kWh

I = reaalne intressimäär %

n = elektrijaama eluiga

t = aasta (1, 2 ... n) [47].

2) Kapitali kaalutud keskmine hind arvutatakse valemi alusel:

$$WACC = k_e \times \frac{OK}{VK + OK} + k_d \times \frac{VK}{VK + OK}$$

k_e = omakapitali hind %

k_d = laenu-ehk võõrkapitali hind

OK = omakapitali osakaal

VK = võõrkapitali osakaal

$VK+OK$ = võla- ja omakapitali osakaal kokku [47].

3) Õppimiskõvera mudel:

$$C(x_t) = C(x_0) \left(\frac{x_t}{x_0}\right)^{-b}$$

$$LR = 1 - 2^{-b}$$

$$PR = 1 - LR$$

PR = progressi määr

Xt = tootmiskogus ajahetkel t

C(Xt) = kulud ajahetkel t

X0 = esialgne tootmiskogus

C(X0) = esialgsed kulud

b = õppimisparameeter

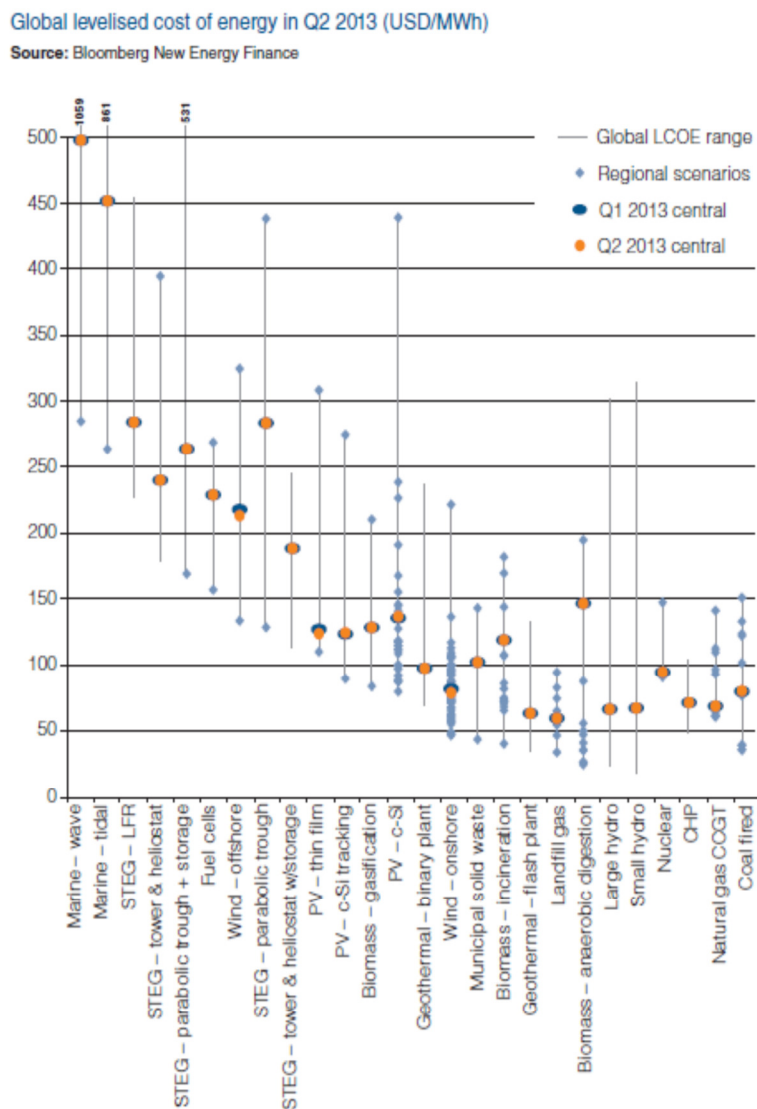
LR = õppimismäär [47].

3.4.2 Alg- ja lisaandmed ning allikate põhjendused

Värskeimad andmed elektri tootmise ühikuhindade kohta Saksamaal leidis magistritöö autor Saksa Instituudi Fraunhofer Institut for Solar Energy Systems ISE 2013. aasta novembris tehtud teaduslikust uuringust „Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies“ [47]. Antud uuringust pärinevad elektritootmise ühikukulud tuuleenergia puhul. Tuumaenergia andmed on võetud OECD (Organization for Economic Co-operation and Development) 2010. aasta uuringust „Projected Costs of Generating Electricity“ [48].

Elektri tootmise ühikukulu kohta tootmisel erinevatest tehnoloogiatest on koostatud mitmeid uurimusi ja uuringuid (joonis 54). Peale taustauuringute tegemist leidis magistritöö autor, et tagamaks võimalikult täpne ja riigispetsiifiline tulemus ja tulevikuprojektsioon, on vaja algandmed kindlasti leida riigipõhisest statistikast, mitte üle-Euroopalistest või globaalsetest uuringust. Hea ülevaade sellest, kuivõrd erinevad võivad olla globaalselt elektri tootmise ühikuhinnad võrreldes regioonispetsiifilistega on esitatud Maailma Energianõukogu (World Energy Council) 2013. aastal ilmunud ülevaates maailma energia perspektiividest ja

tootmistehnoloogiate kuludest [49]. Nii leidis kinnitust magistritöö autori algne arusaam riigispetsiifiliste algandmete vajalikkusest.



Joonis 54. Globaalsed elektritootmise ühikuhinnad erinevate tehnoloogiate puhul [49].

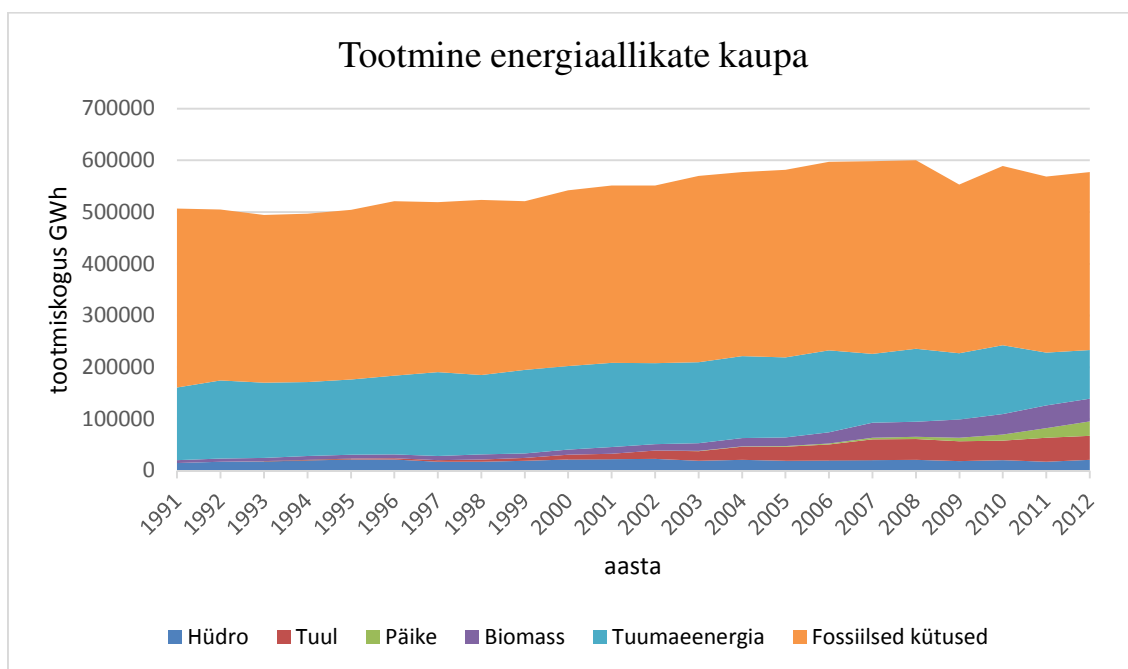
Tuumaenergiast ja tuuleenergiast elektritootmise ühikukulud ehk algandmed tehnoloogiate kohta on koondatud alljärgnevasse tabelisse.

Tabel 1. Tuuma-ja tuuleenergiast elektritootmise algandmed tulevikuprojektsioonideks

Parameeter	Tuumaenergia	Tuuleenergia rannikul	Tuuleenergia merel
Võimsus	1600 MW	2-3 MW	3-5MW
Koormus	90 %	1300-2700 täiskoormustundi aastas	2800-4000 täiskoormustundi aastas
Investeeringiskulud:	5 % diskontomääraga 4599 USD/kWh 10 % diskontomääraga 5022 USD/kWh	min.1000 EUR/kWh , max. 1800 EUR/kWh	min.3400 EUR/kWh , max. 4500 EUR/kWh
Opereerimiskulud	8,80 USD/MWh	0,018 EUR/kWh	0,035 EUR/kWh
Kütusekulud	9,33 USD/MWh	0 EUR /kWh	0 EUR/kWh
Tootmise ühikukulu	5% diskontomääraga 49,97 USD/MWh; 10% diskontomääraga 82,64 USD/MWh	3,8 % diskontomääraga 0,045-0,107 EUR/kWh (vahemik vastavalt investeeringiskuludele)	7,7 % diskontomääraga 0,119-0,194 EUR/kWh (vahemik vastavalt investeeringiskuludele)
Progressimäär (PR)	-	97 %	95 %

Allikas: [47, 48]

Esialgse tootmiskoguse andmed pärinevad EIA (U.S Energy Information Administration) kodulehel asuvast rahvusvahelisest energiastatistika andmebaasist. Alljärgneval joonisel on näha erinevate elektri tootmiseks kasutatavate allikate muutus ajas.

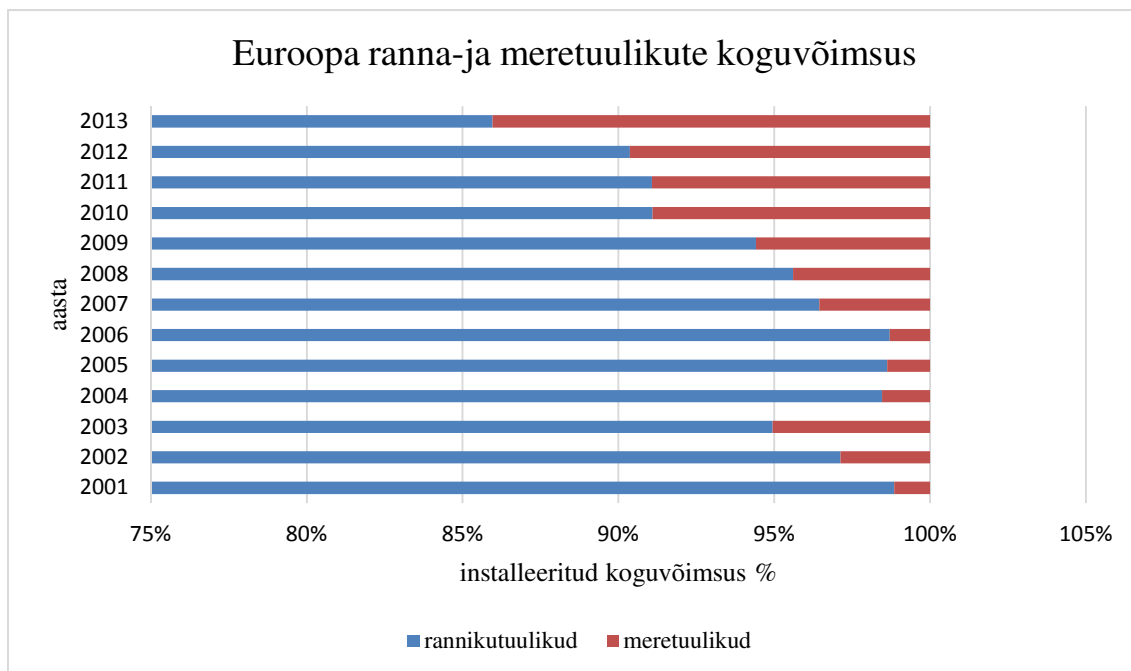


Joonis 55. Elektrienergia tootmise areng erinevatest allikatest. Autori joonis. Andmete allikas [50].

Õppimiskõvera arvutuste tarbeks on esialgne tootmiskogus tuuleenergia 2012. aasta andmete põhjal 46 000 GWh, tootmiskogus tuumaenergiale vastavalt 94 000 GWh. Viimastel aastatel on iga-aastaselt Saksamaale juurde tulnud tuuleenergia lisavõimsust keskmiselt 2000 MW, kui tuulik töötab keskmiselt koormusel 3500 h aastas, suureneb tuuleenergiast tootmine igal aastal 7000 GW võrra võrreldes eelmise aastaga. Niimoodi aastaid reastades ja sarnast uute võimsuste installeerimist arvestades näeme, et aastaks 2022 on tuuleenergiast toodetav kogus 116 000 GWh. Kuna tuuliku keskmine eluiga on 15 aastat, siis 2027 aastast alates autori poolt tehtud arvutuses koguvõimsuse iga-aastast kasvu enam ette ei nähta, sest tuulikuid peab asendama hakkama. Seega on 2027 kuni 2032 aastaks 2032 toodetav kogus 151 000 GWh. Kui algne tuuleenergia poolt toodetav kogus 46 000 GWh maha arvestada, saame tulemuseks, et reaalne oleks tuumaenergia kompensatsiooniks kasutada aastal 2022 70 000 GWh ja aastal 2032 105 000 GWh. Eelpoolnimetatud arvutused on teostatud Saksamaa Tuuleenergia Assotsiatsiooni kodulehel leitud statistika ja andmete põhjal [51]. Arvutustes ei ole arvesse võetud tänase päeva seisuga olemasolevate tuulikute eluiga, sest andmed ei olnud kättesaadavad.

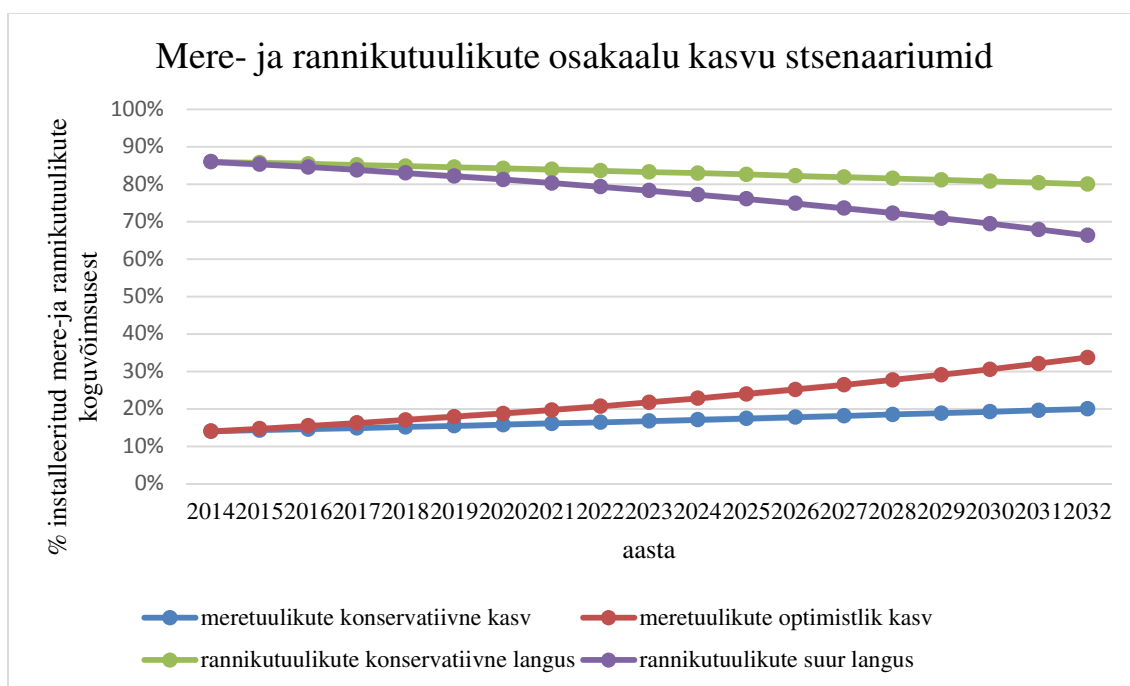
Kuna projektsiooni käigus oli soov eristada ranniku- ja meretuulikute ühe ühiku tootmiskulu, oli lisaks vaja leida andmed, kuidas eelpoolmainitud kogused jagunevad tänapäeval ja kuidas need võiksid jaguneda aastal 2030. Eeldatavalt adekvaatseimad andmed antud

protsendi hindamiseks leiti EWEA (The European Wind Energy Association) 2014. aasta veebruaris väljaantud Euroopa riikide 2013. aasta statistikast „Wind in Power“ [52]. Ranniku ja meretuulikute võimsuste osakaal 2013. aasta Euroopa statistika järgi on järgmine: 86 % kuulus rannikutuulikutele ja 14 % meretuulikutele. See pole küll täpne Saksamaa põhine statistika, kuid arvestades, et Saksamaale kuulub suurim osa kogu installeeritud koguvõimsusest Euroopas, circa 30 %, saab eeldada, et see suhe peab siiski paika. Saksamaa Tuuleenergia Assotsiatsiooni kodulehelt ei olnud paraku eelpool otsitud andmed kättesaadavad. Suhet 86/14 kasutati, et esialgne tootmiskogus 46000 GWh tulevikuprojektsiooni tarbeks ära jagada, tulemused on vastavalt 39560 GWh rannikutuulikute ja 7360 GWh meretuulikute. Oluliselt keerulisem on tuleviku tarbeks prognoosida, kuidas võiks aastal 2030 tuuleenergiast tootmiskogus jaguneda. Kõige lihtsam, kuid eeldatavalt mitte kõige tõenäolisem variant on määrata, et jagunemine toimub sarnaselt esialgsele (suhe jääb 86 % rannikutuulikute kasuks), teine variant on, et suhe muutub vastavalt ajaloolisele keskmisele muutusele aastate lõikes ja kolmanda variandina liiguvad meretuulikud rannikutuulikute tootmise poolest ette. Indikatsiooni sellest, millises suunas liikumine võiks toimuda annab alljärgnev joonis 56.



Joonis 56. Euroopa ranna- ja meretuulikute installeeritud koguvõimsuse areng. Autori joonis. Andmete allikas [52].

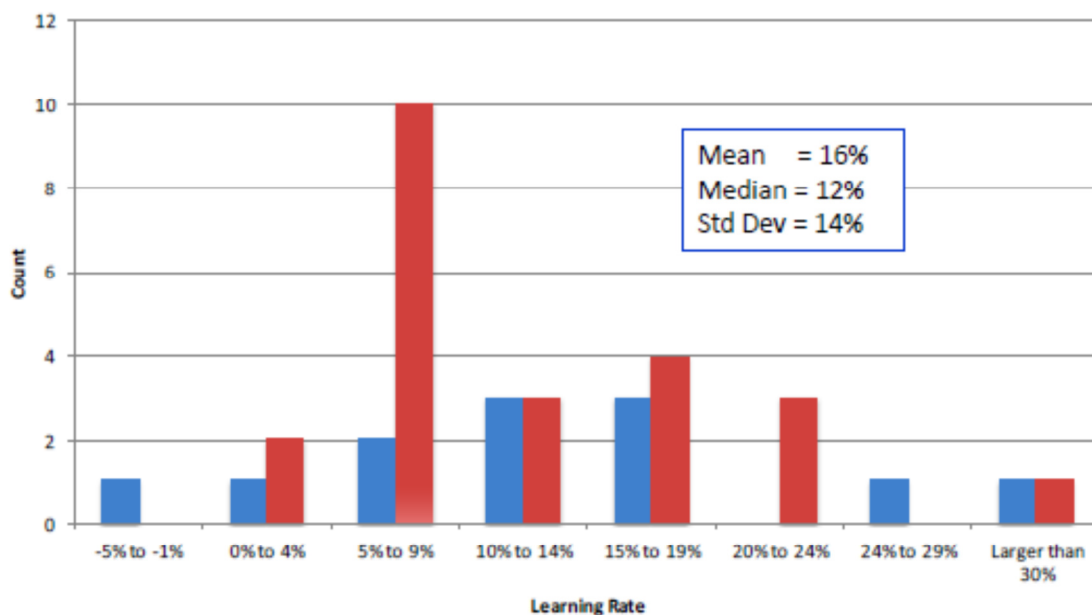
Alates 2008. aastast on installeeritud meretuulikute koguvõimsus iga aastaga suurenenud keskmiselt 2 % aastas, suurim tõus oli 2013. aastal võrreldes 2012. aastaga, st. 4 %. Tulemuste selgema eristamise huvides tegi magistritöö autor tulevikuprojektsioonide tarbeks järgmise otsuse: tehakse erinevad projektsioonid, üks konservatiivsemat meretuulikute tootmise kasvu arvestades (ajaloo keskmise alusel) ja teine nõ. optimistlik stsenaarium ehk meretuulikute poolt toodetava osakaalu olulist suurenemist arvestades (2013 vs 2012 kasv + 1 %). Tulemused on esitatud alljärgnevatel joonistel.



Joonis 57. Mere- ja rannikutuulikute osakaalu kasvu stsenaariumid aastani 2032. Autori joonis. Andmete allikas [52].

Järgmisena tutvus magistritöö autor mitmete analüüside ja teaduslike töödega, mis käsitlesid erinevate tehnoloogiate õppimis-ehk kogemuskõveraaid. Erinevate õppimismäärade alusel on tehtud mitmeid arvutusi ja prognoose, kuidas elektri tootmise ühikukulu võiks mingiks ajahetkeks tulevikus muutuda. Väga üldine järeldus erinevatest uuringutest on, et ajalooline kogemus tõestab enamike elektritootmise tehnoloogiate kohta, et nende reaalne kulu on ajas vähenenud. Reaalse kulu all mõistetakse inflatsiooniga korrigeeritud, mitte nominaalkulu. Kui erinevad elektritootmise allikaid õppimismäära alusel reastada, on suurimad õppimismäärad taastuenergiaallikatel, väiksemad fossiilsetel kütustel põhinevatel ja enamalt jaolt negatiivsed tuumaenergiale. Washingtonis, 2013. aasta mais toimunud iga-aastaselt Ameerika Ühendriikide Energia- ja Kliimamuutuse Uuringute Instituudi seminaril väitsid California

ülikooli teadlased ajalooliste andmete põhjal, et rannikutuulikute õppimismäär jääb aastatel 1980-2010 vahemikku -3 % kuni 32 %. Tuumaenergia kohta toodi samal seminaril välja õppimismäär ≤ 0 % kuni 6 %, uuritud ajavahemik oli vastavalt 1975-1993 [46]. Histogramm uuritud rannatuulikute õppimismäärade kohta on esitatud alljärgneval joonisel 58.



Joonis 58. Histogramm rannatuulikute õppimismääradest ajavahemikul 1980-2010 [46].

Antud histogrammis olevad andmed on küll väga spetsiifilised, kuid magistritöö autor ei pea põhjendatuks oma projektsioonide tegemisel kasutada antud uuringus leitud mediaanväärtust 12 %, seda eelkõige seetõttu, et ajapiir lõpeb nende andmete põhjal 2010 aastaga, kuid sellest tänase päevani on toimunud tuulikute tehnoloogia arengus suur progress. Samuti arvestades, et rannikutuulikute võimsuste suurt kasvu ei ole tulevikus ette näha, puudub stiimul edasiseks suureks tehnoloogia arenguks, st. õppimismäär ei ole tulevikus enam eriti kõrge. Seega valiti rannikutuulikutele projektsioonide koostamiseks tagasihoidlik õppimismäär 5 % (0,05), antud valikut toetab ka hiljutine Saksamaal Fraunhoferi Instituudis teostatud uuring, kus pakutakse samuti progressimääraks rannikutuulikutele 95 %, st. ringiarvutatud õppimismäär on $1 - 0,95 = 0,05$ ehk 5 % [47].

Meretuulikutele adekvaatse õppimismäära leidmine osutus magistritöö autori jaoks oluliselt suuremaks väljakutseks kui rannatuulikutele. Seda eelkõige seetõttu, et ajaloolisi andmeid on vähe, st. ka uuringuid ja antud aspektist kirjanduse ülevaateid ei ole piisavalt. Eelpoolmainitud Fraunhofer Instituudi uuringus pakuti välja meretuulikutele välja progressimäär 97 % ehk õppimismäär vaid 3 %, kuid kuna just meretuulikuid peetakse

Saksamaa mõistes taastuvenergiaallikatele ülemineku võtmeks, on käesoleva töö autori hinnangul antud uuringus meretuulikute õppimismäärade alahinnatud. Sellele mõttele leidis töö autor kinnitust ka suhteliselt värskest The Brattle Group Inc. poolt väljaantud uurimusest „A Learning Investment-based Analysis of the Economic Potential for Offshore Wind“ [53]. Antud uurimus käsitleb küll teemat peamiselt Ameerika Ühendriikide näitel, kuid väärtuslikuks käesoleva töö kontekstis muudab selle asjaolu, et selles on kokkuvõttes meretuulikute kohta globaalselt tehtud õppimismäärade uuringutest. Saksamaa, Taani ja Rootsi kogemuse põhjal võib kokkuvõtlikult väita, et meretuulikute õppimismäär jääb vahemikku 5-20% [53]. Magistritöö autor otsustas õppimismäärade valikul mitte kasutada statistilist keskväärtust, sest valimis on ka ekstreemseid väärtusi, mis mõjutavad oluliselt keskväärtust. Seega võeti antud valimist mediaankeskmise ja meretuulikute tulevikuprojektsioonides kasutatakse edaspidistest arvutustest õppimismäärade 6 %. Võrdluseks koostas autor tulevikuprojektsioonid meretuulikutele ka topelt õppimismäärade 12 %, niivõrd optimistliku prognoosi koostamise aluseks on eeldatav suur tehnoloogiline progress meretuulikute vallas järgmistel aastatel ja eeldus, et tuulegeneraatorite masstootmine viib tootmise ühikulu alla.

3.4.3 Õppimiskõvera alusel arvutused ja tulemused

Tuleviku ennustamiseks teostati nii 2022 kui ka 2032 aasta kohta järgmised projektsioonid (kokku 24 projektsiooni, st. 12 projektsiooni aastaks 2022 ja 12 projektsiooni aastaks 2032):

1) Rannikutuulikud

Õppimismäär 5 %

Variant 1 – esialgse minimaalse investeerimiskuluga, st. 2013. ühikukulu 0,045 EUR/kWh, konservatiivse tootmiskoguse langusega;

Variant 2 - esialgse minimaalse investeerimiskuluga, st. 2013. ühikukulu 0,045 EUR/kWh, suure tootmiskoguse langusega;

Variant 3 – esialgse maksimaalse investeerimiskuluga, st. 2013 tootmise ühikukulu 0,107 EUR/kWh, konservatiivse tootmiskoguse langusega;

Variant 4 - esialgse maksimaalse investeerimiskuluga, st. 2013 tootmise ühikukulu 0,107 EUR/kWh, suure tootmiskoguse langusega;

2) Meretuulikud

Õppimismäär 6 %

Variant 1 – esialgse minimaalse investeerimiskuluga, st. 2013. ühikukulu 0,119 EUR/kWh, konservatiivse tootmiskoguse tõusuga;

Variant 2 - esialgse minimaalse investeerimiskuluga, st. 2013. ühikukulu 0,119 EUR/kWh, optimistliku tootmiskoguse langusega;

Variant 3 – esialgse maksimaalse investeerimiskuluga, st. 2013 tootmise ühikukulu 0,194 EUR/kWh, konservatiivse tootmiskoguse tõusuga;

Variant 4 - esialgse maksimaalse investeerimiskuluga, st. 2013 tootmise ühikukulu 0,194 EUR/kWh, optimistliku tootmiskoguse tõusuga.

Õppimismäär 12 %

Variant 1 – esialgse minimaalse investeerimiskuluga, st. 2013. ühikukulu 0,119 EUR/kWh, konservatiivse tootmiskoguse tõusuga;

Variant 2 - esialgse minimaalse investeerimiskuluga, st. 2013. ühikukulu 0,119 EUR/kWh, optimistliku tootmiskoguse langusega;

Variant 3 – esialgse maksimaalse investeerimiskuluga, st. 2013 tootmise ühikukulu 0,194 EUR/kWh, konservatiivse tootmiskoguse tõusuga;

Variant 4 - esialgse maksimaalse investeerimiskuluga, st. 2013 tootmise ühikukulu 0,194 EUR/kWh, optimistliku tootmiskoguse tõusuga.

Arvutused 24 erinevaks projektsiooniks teostati kasutades tabelarvutust Excelis. Esmalt tuletati ajaloolise õppimismäära alusel õppimisparameeter:

$$LR = 1 - 2^{-b}$$



$$b = -\log_2(1-LR)$$

Õppimisparameetri arvutamiseks kasutati Exceli valemit:

$$\text{Õppimisparameeter} = -\text{LOG}(1-\text{õppimismäär};2)$$

Õppimisparameetri olemasolu võimaldas edasi kalkuleerida ühikukulu aastateks 2022 ja 2032, kasutades õppimiskõvera valemit:

$$C(x_t) = C(x_0) \left(\frac{x_t}{x_0}\right)^{-b}$$

Ühikukulu arvutamisel kasutati järgnevat Exceli valemit:

Ühikukulu aastal t = ühikukulu 2014*((tootmiskogus aastal t/tootmiskogus 2014)^(-õppimisparameeter))

Arvutuste aluseks olnud parameetrid ja saadud tulemused on esitatud alljärgnevas tabelites 2 ja 3.

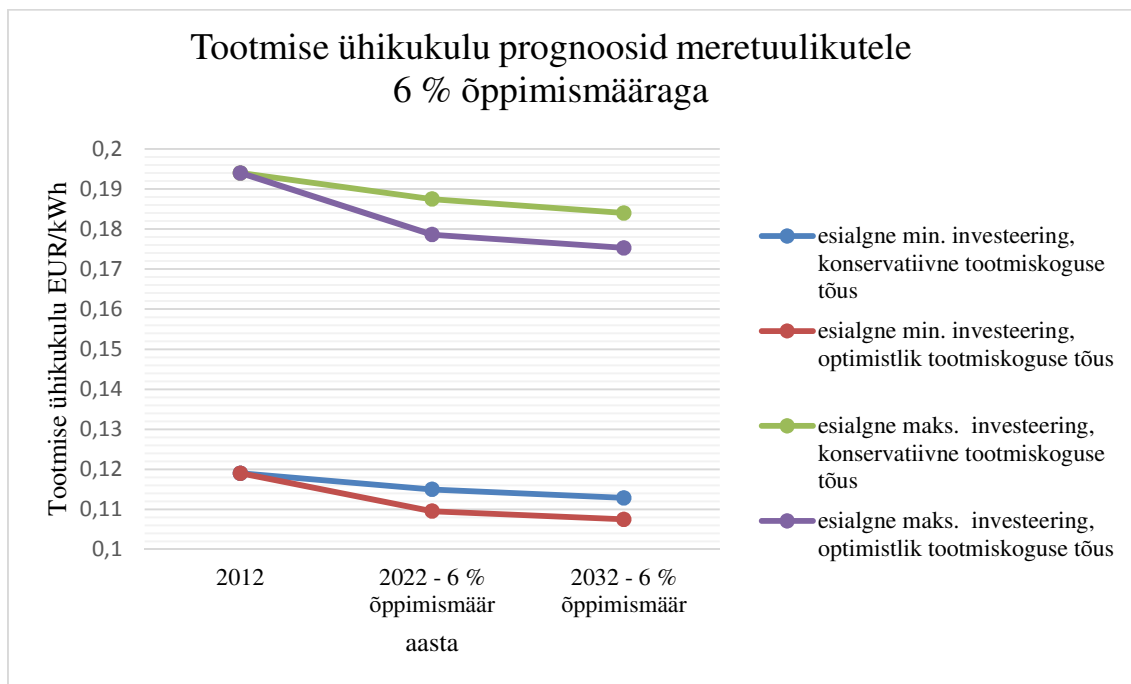
Tabel 2. Tuuleenergia elektri tootmise ühikukulu aastal 2022 erinevate stsenaariumite korral.

RANNIKUTUULIKUD 2022 õppimismäär 5 %					
		variant 1	variant 2	variant 3	variant 4
õppimismäär	LR=	0,05	0,05	0,05	0,05
õppimisparameeter	b=	0,07	0,07	0,07	0,07
ühikukulu 2012 EUR/kWh	C(x0) =	0,045	0,045	0,107	0,107
tootmiskogus 2012 kWh	x0=	39 560 000 000	39 560 000 000	39 560 000 000	39 560 000 000
tootmise stsenaarium		0,82	0,69	0,82	0,69
tootmiskogus 2022 kWh	x _t =	95 120 000 000	80 040 000 000	95 120 000 000	80 040 000 000
ühikukulu 2022 EUR/kWh	C(x _t)=	0,042171	0,042713	0,100274	0,101563
MERETUULIKUD 2022 õppimismäär 6 %					
		variant 1	variant 2	variant 3	variant 4
õppimismäär	LR=	0,06	0,06	0,06	0,06
õppimisparameeter	b=	0,09	0,09	0,09	0,09
ühikukulu 2012 EUR/kWh	C(x0) =	0,119	0,119	0,194	0,194
tootmiskogus 2012 kWh	x0=	7 360 000 000	7 360 000 000	7 360 000 000	7 360 000 000
tootmise stsenaarium		0,18	0,31	0,18	0,31
tootmiskogus 2022 kWh	x _t =	20 880 000 000	35 960 000 000	20 880 000 000	35 960 000 000
ühikukulu 2022 EUR/kWh	C(x _t)=	0,108423	0,103287	0,176757	0,168384
MERETUULIKUD 2022 õppimismäär 12 %					
		variant 1	variant 2	variant 3	variant 4
õppimismäär	LR=	0,12	0,12	0,12	0,12
õppimisparameeter	b=	0,18	0,18	0,18	0,18
ühikukulu 2012 EUR/kWh	C(x0) =	0,119	0,119	0,194	0,194
tootmiskogus 2012 kWh	x0=	7 360 000 000	7 360 000 000	7 360 000 000	7 360 000 000
tootmise stsenaarium		0,18	0,31	0,18	0,31
tootmiskogus 2022 kWh	x _t =	20 880 000 000	35 960 000 000	20 880 000 000	35 960 000 000
ühikukulu 2022 EUR/kWh	C(x _t)=	0,098182	0,088816	0,160061	0,144792

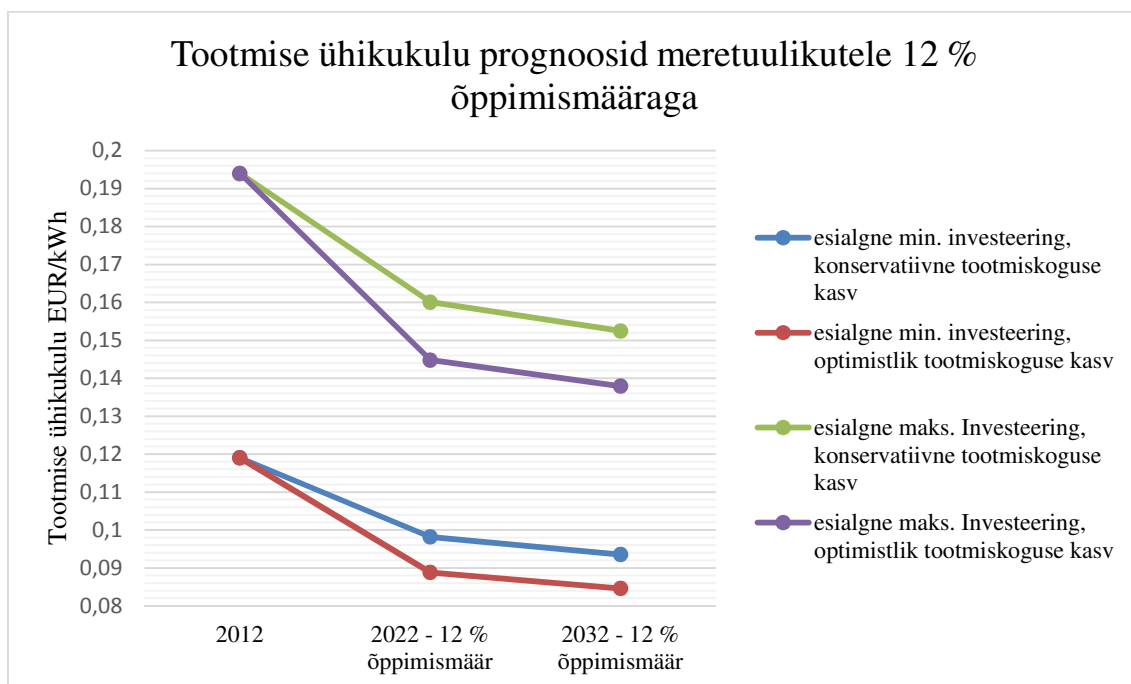
Tabel 3. Tuuleenergia elektri tootmise ühikukulu aastal 2032 erinevate stsenaariumite korral.

RANNIKUTUULIKUD 2032 õppimismäär 5 %					
		variant 1	variant 2	variant 3	variant 4
õppimismäär	LR=	0,05	0,05	0,05	0,05
õppimisparameeter	b=	0,07	0,07	0,07	0,07
ühikukulu 2012 EUR/kWh	C(x0) =	0,045	0,045	0,107	0,107
tootmiskogus 2012 kWh	x0=	39 560 000 000	39 560 000 000	39 560 000 000	39 560 000 000
tootmise stsenaarium		0,82	0,69	0,82	0,69
tootmiskogus 2032 kWh	xt=	123 820 000 000	104 190 000 000	123 820 000 000	104 190 000 000
ühikukulu 2032 EUR/kWh	C(xt)=	0,041356	0,041888	0,098336	0,099600
MERETUULIKUD 2032 õppimismäär 6 %					
		variant 1	variant 2	variant 3	variant 4
õppimismäär	LR=	0,06	0,06	0,06	0,06
õppimisparameeter	b=	0,09	0,09	0,09	0,09
ühikukulu 2012 EUR/kWh	C(x0) =	0,119	0,119	0,194	0,194
tootmiskogus 2012 kWh	x0=	7 360 000 000	7 360 000 000	7 360 000 000	7 360 000 000
tootmise stsenaarium		0,18	0,31	0,18	0,31
tootmiskogus 2032 kWh	xt=	27 180 000 000	46 810 000 000	27 180 000 000	46 810 000 000
ühikukulu 2032 EUR/kWh	C(xt)=	0,105901	0,100884	0,172645	0,164467
MERETUULIKUD 2032 õppimismäär 12 %					
		variant 1	variant 2	variant 3	variant 4
õppimismäär	LR=	0,12	0,12	0,12	0,12
õppimisparameeter	b=	0,18	0,18	0,18	0,18
ühikukulu 2012 EUR/kWh	C(x0) =	0,119	0,119	0,194	0,194
tootmiskogus 2012 kWh	x0=	7 360 000 000	7 360 000 000	7 360 000 000	7 360 000 000
tootmise stsenaarium		0,18	0,31	0,18	0,31
tootmiskogus 2032 kWh	xt=	27 180 000 000	46 810 000 000	27 180 000 000	46 810 000 000
ühikukulu 2032 EUR/kWh	C(xt)=	0,093521	0,084600	0,152463	0,137919

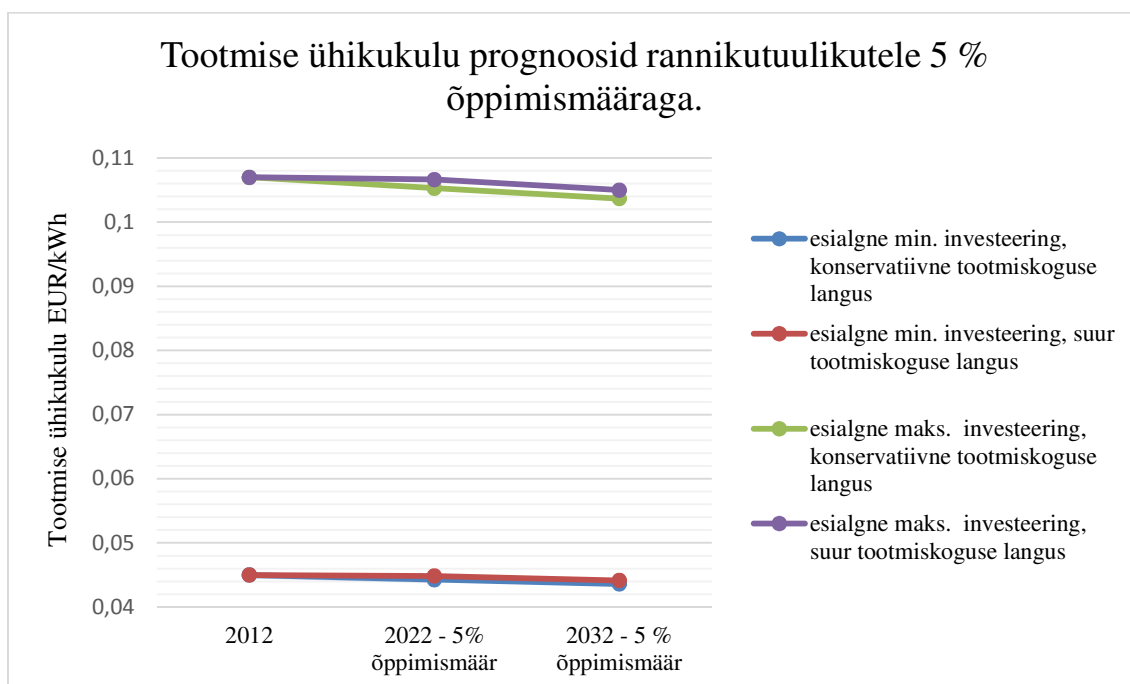
Tulemused võrreldes 2014. aasta ühikukuluga on esitatud alljärgnevatel joonistel 59-61.



Joonis 59. Tootmise ühikukulu prognoosid meretuulikutele 6 % õppimismääraga



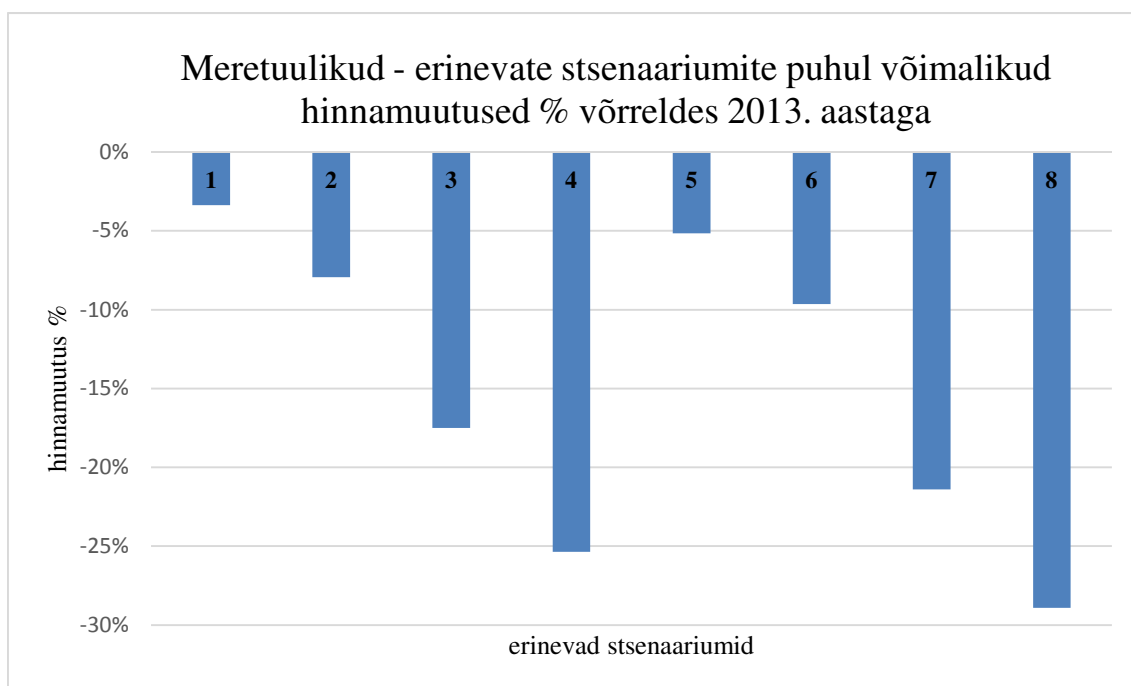
Joonis 60. Tootmise ühikukulu prognoosid meretuulikutele 12 % õppimismääraga



Joonis 61. Tootmise ühikukulu prognoosid rannikutuulikutele 5 % õppimismääraga

Võrreldes erinevate stsenaariumite tulemusi on näha, et võimalikud energiakomponendi hinnamuutused erinevate stsenaariumite ja ajafrontide puhul on vahemikus -3 kuni -29 %. 2022. aastaks on tehnoloogia võimalikku progressi arvestades näha, et tuuleenergiast tootmise ühikukulu väheneb 3 kuni 25 %, olenevalt sellest, kas prognoosida konservatiivset või optimistlikku tuuleenergiast tootmise kasvu ning milline tehnoloogia õppimise määr aluseks võtta – kas 6 või 12 %. Parima tulemuse annab oodatult optimistliku tootmiskoguse suurenemise ja maksimaalse õppimismäära kasutamine – sellisel juhul on 2022. aastaks oodatav tootmise ühikukulu vähenemine 25 %. Kui tootmiskogus aga suureneb konservatiivsemalt, kuid õppimismäär jääb siiski 12 % juurde, väheneb tuuleenergiast tootmise ühikukulu 17 % võrra. 6 % õppimismäära arvestades ja konservatiivset kasvu oodates väheneks 2022. aastaks tootmise ühikukulu 3 %, optimistliku kasvu korral 8 %. Pikemas ajafrondis on samuti huvitavaid tulemusi: nimelt ei toimu vastavalt mudelisse sisestatud eeldustele (tuulikute eluiga arvestades) ühikukulu edasist suurt langust võrreldes 2022. aastaga. 2032. aastaks, 6 % tehnoloogia õppimismäära arvestades on prognoositav tootmise ühikukulu langus 5-10 %, vastavalt siis taaskord tootmise kasvu võimalikule variandile: kas konservatiivne või optimistlik kasv. 12 % õppimismäära arvestades on tulemuseks tootmise ühikukulu langus 21-29 %. Kokkuvõtlikult saab siinkohal märkida, erinev tootmisprognoos annab 6 % õppimismäära puhul ühikukulu muutuse erinevuseks 5 % (3 ja 8 %, 5 ja 10 %) ja

12 % õppimismäära puhul 8 % (17 ja 25 %, 21 ja 29%). Kõik need arvutused on koondatud järgnevale joonisele 62, kus tulbad 1-4 käsitlevad aastat 2022 ja tulbad 5-8 aastat 2032.



Joonis 62. Meretuulikud – erinevate stsenaariumite puhul võimalikud hinnamuutused % võrreldes 2013. aastaga

Tuuleenergiast tootmise erinevad ühikukulud tulevikus võrreldes tänase päeva ühikukuluga on ülevaatlikkuse eesmärgil koondatud ka järgnevasse tabelisse 4.

Tabel 4.

aasta	tootmise ühikukulu min. algse investeeringuga, EUR/kWh
2014	0,119
2022	0,1084
2022	0,1033
2022	0,0982
2022	0,0888
2032	0,1059
2032	0,1009
2032	0,0935
2032	0,0846

Tootmise tehnoloogia ühikukulu arvestusega tulevikuks sai tõestada, et kasutatud eelduste raames langeb tuuleenergia tootmise ühikukulu ajas, täpsemalt et olenevalt tehnoloogia arengu kiirusest ja tootmise kasvust odavneb see osa elektrienergia tarbijahinna energiakomponendist, mis tuleneb tuuleenergiast, eeldatav odavnemine on 3-25 % aastaks 2022 ja 5-29 % aastaks 2032, kuid sellele lisaks ehk järgmise osana tööst oli vaja teostada võrdlus ka tänasel päeval kasutatava tuumaenergiaga.

Võrreldes eelnevas tabelis esitatud andmeid tuumaenergia tootmise ühikukuluga 2013. aastal (vt. tabel 1, algandmed tulevikuprojektsioonideks) saab teha järeldusi ka selles osas, millist mõju omab energiaallika konkreetne vahetus. Tuumaenergia osas ei olnud tulevikuprojektsioone teha vaja, sest uusi tuumajaamu käsitletud stsenaariumite raames ei plaanita juurde teha, seega saab võrdluste aluseks võtta algandmetes esitatud ühikukulu. Taoline võrdlus on paikapidav ja tuumaenergia tootmise ühikukulu stabiilne eelkõige arvestades ajafronti 2022, kui vaadelda pikemat ajafronti ehk aastat 2032, tuleks arvesse võtta ka, kas eluea pikendamisega kaasnevad täiendavad investeerimiskulud. Võttes arvesse tootmise ühikukulu arvutamise valemit, näeme, et reaktorite eluea pikendamine võib kaasa tuua opereerimiskulude kasvu, seda juhul, kui kaasnevad täiendavad hoolduskulud näiteks eluea pikenemisega seonduvalt. Magistritöö autor uuris ka, kuidas kütuse hind võiks mõjutada opereerimiskulusid tulevikus, kuid kuna uraani varud on piisavad, on ka hind suhteliselt stabiilne, seega kütuse kulude osas suurt kasvu ette näha pole [54]. Samuti ei too jaamade sulgemine kaasa mingeid lisakulusid, sest need sisalduvad juba algselt arvatud tootmise ühikuhinnas [55]. Eelneva info alusel magistritöö autor eeldas, reaktorite eluea pikendamine ei too kaasa suuri kulusid ja et tootmise ühikukulu kõigub olemasolevatele jaamadele tulevikus siiski minimaalselt ning tuuleenergiale saadud tootmise ühikuhinnad tulevikus ja tänapäevane tuumaenergiast tootmise ühikuhind (see on sama aastateks 2022 ja 2032) on omavahel võrreldavad. Algandmetena võttis magistritöö autor tuumaenergiale kaks võimalikku tootmise ühikukulu: üks 5 % diskontomääraga, teine 10 % diskontomääraga, teisendades esitatud andmed kujult USD/MWh kujule EUR/kWh, saame tulemuseks vastavalt 0,037 EUR/kWh ja 0,061 EUR/kWh. Võrreldes neid eelnevas (tabelis 4) esitatud tuuleenergiast tootmise võimalike ühikukuludega tulevikus näeme, et tuumaenergiast tootmine on siiski oluliselt odavam kui tootmine ka kõige parema stsenaariumi korral tuuleenergiast. Kui me näiteks võtame stsenaariumi, kus oletasime võimalikult optimistlikku tootmiskoguse kasvu, võimalikult suurt, st. 12 % õppimismäära ja valime pikima ajafrondi, st. aasta 2032, on tuuleenergiast tootmise ühikukulu 0,0846 EUR/kWh võrreldes näiteks

diskontomääraga 5 % võetud tuumaenergia tootmise ühikukuluga samal aastal, st. 0,037 EUR/kWh, mis omakorda tähendab, et tuuleenergiast tootmise ühikukulu on 2,3 korda kallim kui tuumaenergiast tootmise ühikukulu. Kui sama arvutuse aluseks võtta tuumaenergia ühikuhind 10 % diskontomääraga, st. 0,061 EUR/kWh, on tuuleenergiast tootmise ühikukulu 1,4 korda suurem. Teiste tuuleenergia stsenaariumite korral pole eelpooltoodud arvutuse tegemisel mõtet, sest tootmise ühikukulu erinevused tuuma- ja tuuleenergiale tuleksid veel drastilisemalt suuremad.

Kõigi eelpooltoodud arvutuste, nende algandmete ja teostatud uurimise alusel järeldeb magistritöö autor, et kui Saksamaal asendada tuumaenergiast tootmine tuuleenergiast tootmisega, siis elektrienergia lõpptarbija jaoks toob see vaadeldud ajafrendis kaasa tarbijahinna energiakomponendi märkimisväärse suurenemise, mitte alanemise, nagu algses hüpoteesis eeldatud. Seega ei leidnud tõestust eeldus, et taastuvenergiaallikatest tootmisele üleminekul väheneb elektrienergia energiakomponendi hind lõpptarbijale. Selguse huvides selgitab töö autor siinjuures, et tootmise ühikukulu on subsideerimata, ilma toetusteta osa elektrienergia tarbijahinnast.

Lisaks rõhutab töö autor siinkohal, et energiakomponent moodustab vaid circa 30 % tarbija lõpphinnast kodutarbijal ja umbes 40 % äritarbijal, ehk eelnevalt esitatud järelendus, millele tulevikku prognoosides jõuti, käsitleb vaid seda osa elektrienergia tarbijahinnast. Ülejäänud 60 % ehk võrkude ja maksude komponentide muudatuste uurimiseks tuleks omakorda süvitsi uurida tuuleenergia rakendamisega seonduvaid varjatud kulusid, eelkõige meenuvad neist siinkohal vajalikud reservvõimsused, mis on Saksamaa kontekstis eeldatavalt söe- või gaasijaamad, mille pideva valmisoleku tagamine eeldab kütusekulude kasvu, uute tuuleturbiinide võrku ühendamise suured kulud, võrgu laiendamise vajadus ja energiakadude temaatika seoses tuuleenergia transpordiga suurte vahemaade taha. (enamuse sulgetavaid tuumajaamu Saksamaa edelaosas, tuulikud põhjas). Saksamaa nelja suure võrguoperaatori hinnangul on selleks, et juba 2022. aastal tuumaenergiast täielikult loobuda, vaja ehitada juurde 3800 km uusi elektriliine, võrgu laiendamise kuludeks eeldavad antud ettevõtted järgmise kümne aasta jooksul 20 miljardit eurot. Sellele summale lisandub veel Põhjamerre tuulikute liitmise kulu circa 12 miljardit eurot. Üks peamisi väljakutseid, millega võrguoperaatorid silmitsi seisavad, on ka asjaolu, et lisaks uutele liinidele tuleb kaasajastada veel 4000 km olemasolevaid liine. [57]. Enamuse uurimusi näeb, et võrguehitus-

ja ekspansioon ei toimu piisavalt ruttu, ning seetõttu oleks vaja ka mõnevõrra aeglustada suurt taastuvate energiaallikate kasutuselevõtu pealetungi.

Oluline nüanss on ka, et reservvõimsusena kasutatavate söe- ja gaasijaamade puhul suureneb emiteeritava süsinikdioksiidi hulk. Kõik see tähendab omakorda aga seda, et käivitub nii-öelda vastupidine protsess, kui tuulest tootmise suurendamisega soovitakse Saksamaal keskkonnanariske vähendada, nimelt vahetatakse välja suurte riskidega tuumajaamad, siis tegelikkuses on tuule iseloomu sisse kodeeritud vajadus keskkonnanariske suurendada [56].

Kokkuvõte

Käesoleva magistritöö eesmärgiks oli uurida erinevaid elektrienergia tarbijahinna mõjureid Euroopa Liidu liikmesriikide näidetel, peatähelepanu neist mõjureist oli suunatud taastuvatest energiaallikatest tootmise mõjule.

Magistritöö jagati kolme suuremasse alapeatükki. Esimeses osas anti laiem ülevaade Euroopa Liidu elektrienergia tarbijahindadest põhinedes statistikal Eurostati ja Eesti Statistikaameti andmebaasidest, samuti Euroopa Komisjoni vastavasisulistel väljaannetel energiahindade ja kulude kohta Euroopas. Magistritöö teises osas käsitleti erinevaid tarbijahinna mõjureid Euroopa Liidu suurriikide, Prantsusmaa, Saksamaa ja Ühendatud Kuningriigi, näidetel. Tarbijahinna mõjureid käsitlevas osas analüüsiti esmalt tänase päeva mõjureid ja kolmandas osas prognoositi võimalikke elektrienergia tarbijahinna muutusi tulevikuks. Töö kolmas osa põhineb eelkõige teostatud prognooside analüüsil ning autori enda poolt koostatud tulevikustsenaariumitel.

Kuna enamus energeetikalaseid tulevikuprognoose nii maailma kui riiklikel tasanditel sisaldavad suurel määral taastuenergiaallikate osakaalu suurendamist elektritootmises, kujunes ka magistritöö autori huvi uurida, kuidas antud üleminek mõjutab elektrienergia tarbijahinda. Algne hüpotees, et minnes üle tootmiselt mitte-taastuvatest allikatest tootmisele taastuenergiaallikatest, elektri tarbijahind odavneb, täpsustus peale erialakirjandusega ja eelnevalt teostatud uurimustega tutvumist ning kitsendavate parameetrite seadmist ning võttis lõpuks järgneva vormi: kui Saksamaa loobub tuumaenergiast lõplikult aastaks t ($t=2022$ või 2032) ja kompenseerib selle tuuleenergiaga, siis elektrienergia tarbijahinna energiakomponent odavneb.

Hüpoteesi tõestamiseks/ümlberlökkamiseks kasutas magistritöö autor tulevikuennustust õppimiskõvera mudeli baasil. Õppimis-ehk kogemuskõvera põhimõte on, et tootmise ühikukulu teatud tehnoloogia kasutamisel väheneb x % võrra kui kumulatiivne installeeritud koguvõimsus või tootmine kahekordistub. Uurimismeetodi peamine põhjendus on, et kuna tarbijahinna energiakomponendi põhiosa moodustavad elektritootmise tehnoloogiakulud, toob elektritootmise tehnoloogia muutus kaasa elektritootmise ühikukulu muutuse, seega on kuluarvestusega võimalik tõestada, kuidas energiakomponent muutub tehnoloogia vahetamisel. Õppimiskõvera mudelit kasutatakse tuleviku prognoosimisel, sest kui on teada, kui kiiresti toimub teatud energiaallikatest tootmisel tehnoloogiline progress, saab hinnata iga

konkreetses energiaallika puhul ühiku tootmiskulu tulevikus ning mõistes omakorda kulu, saab teha otsuseid energiakomponendi hinna prognoositava muutuse kohta, ehk kuidas see võiks tulevikus muutuda.

Kokku teostas autor 24 erinevat tulevikuprojektsiooni nii mere- kui ka rannatuulikutele: vaadeldi kahte erinevat ajafronti 2022 ja 2032, lisaks eeldati meretuulikute kasvu erinevalt, ühel juhul siis optimistlik ehk kiire toodangu kasv ja teisel juhul tagasihoidlikum. Lisaks võeti ka tehnoloogiale erinevaid õppimismäärasid arvesse: ühel juhul eeldati, et tehnoloogia areng toimub senisest oluliselt kiiremini ehk õppimismäär on 12 %, teisel juhul eeldati, et õppimismäär on vaid 6 %. Hoolimata kõigi nende erisuste rakendamisest tuleviku prognoosimisel, jõuti siiski lõpptulemusele, et ka kõige optimistlikuma prognoosi kohaselt ei toimu tehnoloogia areng ei aastaks 2022 ega ka aastaks 2032 nii kiiresti, et tuumaenergia väljavahetamine Saksamaal tooks kaasa tarbijahinna energiakomponendi hinnalanguse. Näiteks stsenaariumis, kus oletati võimalikult optimistlikku tootmiskoguse kasvu, võimalikult suurt, st. 12 % õppimismäära ja valiti pikim ajafront, st. aasta 2032, on tuuleenergiast tootmise ühikukulu 0,0846 EUR/kWh võrreldes näiteks diskontomääraga 5 % võetud tuumaenergia tootmise ühikukuluga samal aastal, st. 0,037 EUR/kWh, mis omakorda tähendab, et tuuleenergiast tootmise ühikukulu on 2,3 korda kallim kui tuumaenergiast tootmise ühikukulu. Kui sama arvutuse aluseks võtta tuumaenergia ühikuhind 10 % diskontomääraga, st. 0,061 EUR/kWh, on tuuleenergiast tootmise ühikukulu 1,4 korda suurem. Teiste tuuleenergia stsenaariumite korral pole eelpooltoodud arvutuse tegemisel mõtet, sest tootmise ühikukulu erinevused tuuma- ja tuuleenergiade tuleksid veel drastilisemalt suuremad. Kõigi eelpooltoodud arvutuste, nende algandmete ja teostatud uurimise alusel järeldas magistrirühm autor, et kui Saksamaal asendada tuumaenergiast tootmine tuuleenergiast tootmisega, siis elektrienergia lõpptarbija jaoks toob see vaadeldud ajafrondis kaasa tarbijahinna energiakomponendi märkimisväärse suurenemise, mitte alanemise, nagu alguses hüpoteesis eeldatud. Seega ei leidnud tõestust eeldus, et taastuenergiaallikatest tootmisele üleminekul väheneb elektrienergia energiakomponendi hind lõpptarbijale. Selguse huvides selgitab töö autor siinjuures, et tootmise ühikukulu on subsideerimata, ilma toetusteta osa elektrienergia tarbijahinnast.

Lisaks rõhutab töö autor siinkohal, et energiakomponent moodustab Saksamaal vaid circa 30 % tarbija lõpphinnast kodutarbijal ja umbes 40 % äritarbijal, ehk eelnevalt esitatud järeldus, millele tulevikku prognoosides jõuti, käsitleb vaid seda osa elektrienergia tarbijahinnast.

Ülejäänud 60 % ehk võrkude ja maksude komponentide muudatuste uurimiseks tuleks omakorda süvitsi uurida tuuleenergia rakendamise seonduvaid varjatud kulusid, eelkõige meenuvad neist siinkohal vajalikud reservvõimsused, mis on Saksamaa kontekstis eeldatavalt söe- või gaasijaamad, mille pideva valmisoleku tagamine eeldab kütusekulude kasvu, uute tuuleturbiinide võrku ühendamise suured kulud, võrgu laiendamise vajadus ja energiakadude temaatika seoses tuuleenergia transpordiga suurte vahemaade taha. (enamuse sulgetavaid tuumajaamu Saksamaa edelaosas, tuulikum põhjas). Saksamaa nelja suure võrguoperaatori hinnangul on näiteks selleks, et juba 2022. aastal tuumaenergiast täielikult loobuda, vaja ehitada juurde 3800 km uusi elektriliine, võrgu laiendamise kuludeks eeldavad antud ettevõtted järgmise kümne aasta jooksul 20 miljardit eurot. Sellele summale lisandub veel Põhjamerre tuulikute liitmise kulu circa 12 miljardit eurot. Üks peamisi väljakutseid, millega võrguoperaatorid silmitsi seisavad, on ka asjaolu, et lisaks uutele liinidele tuleb kaasajastada veel 4000 km olemasolevaid liine. Enamuse uurimusi näeb, et võrguehitus- ja ekspansioon ei toimu piisavalt ruttu, ning seetõttu oleks vaja ka mõnevõrra aeglustada suurt taastuvate energiaallikate kasutuselevõtu pealetungi.

Oluline nüanss on ka, et reservvõimsusena kasutatavate söe- ja gaasijaamade puhul suureneb emiteeritava CO₂ hulk. Kõik see tähendab omakorda aga seda, et käivitub nii-öelda vastupidine protsess, kui tuulest tootmise suurendamisega soovitakse Saksamaal keskkonnanariske vähendada, nimelt vahetatakse välja suurte riskidega tuumajaamad, siis tegelikkuses on tuule iseloomu sisse kodeeritud vajadus keskkonnanariske suurendada

Antud magistr töö eesmärgiks ei olnud anda hinnangut, kas taastuvenergiaallikatele üleminek sellises vormis ja niivõrd kiiresti nagu Saksamaa seda Angela Merkeli juhtimisel plaanib on õige või vale. Pigem soovis autor juhtida tähelepanu sellega kaasnevale elektrienergia tarbijahinna tõusule, mis tuleneb kõigi kolme elektrienergia tarbijahinna komponendi maksumuse tõusust. Energiakomponendi maksumus tõuseb, nagu antud töö raames tõestati, sest hoolimata tehnoloogia arengust jääb tuuleenergia siiski ka lähitulevikus tootmise ühikukulu poolest oluliselt kõrgemale kui tänane tuumaenergia, aga ka võrkude- ja maksude komponendi maksumus tõuseb, sest tuuleenergia rakendamise seonduvad mitmed eelpoolkirjeldatud varjatud kulud.

Kirjandus

- [1] Euroopa Komisjon. (2014). Euroopa Komisjoni teatis Euroopa parlamendile, nõukogule, Euroopa Majandus-ja Sotsiaalkomiteele ning regioonide komiteele, Energiahinnad ja -kulud Euroopas. [WWW] http://ec.europa.eu/news/energy/140129_et.htm (22.04.2014)
- [2] Eurostat andmebaas. (2014). Eurostat. [WWW] <http://epp.eurostat.ec.europa.eu> (02.04-30.05.2014)
- [3] European Commission. (2014). Energy prices and costs report. [WWW] http://ec.europa.eu/energy/doc/2030/20140122_swd_prices.pdf (06.05.2014)
- [4] Eesti Statistikaamet. (2014). Mõistete sõnastik. [WWW] <http://www.stat.ee/76871?highlight=inflatsiooni,mõiste#i> (12.04.2014)
- [5] RWE AG. (2014). How the electricity price is determined. [WWW] <http://www.rwe.com/web/cms/en/403722/rwe/press-news/specials/energy-trading/how-the-electricity-price-is-determined/> (15.05.2014)
- [6] Elering. (2014). Kuidas kujuneb elektri hind? [WWW] <http://elering.ee/elektrihinna-mojurid/> (01.05-30.05.2014)
- [7] Nuclear Energy Agency. (2013). Country profile: France. [WWW] <https://www.oecd-nea.org/general/profiles/france.html> (13.05.2014)
- [8] Ofnuclearenergy. (2014). Nuclear energy in France. [WWW] <http://ofnuclearenergy.com/situation/nuclear-energy-france.html> (14.05.2014)
- [9] RTE. (2013). RTE publishes the 2012 French Electricity Report. [WWW] <http://www.rte-france.com/en/news-cases/news/rte-publishes-the-2012-french-electricity-report-1> (15.05.2014)
- [10] World Nuclear Association. (2014). Nuclear Power in France. [WWW] <http://www.world-nuclear.org/info/Country-Profiles/Countries-A-F/France/> (15.05.2014)
- [11] Tanning, L. (2010). Maaailma Energia Ülevaade, II osa, Tuumaenergia, Tallinn: OÜ Infotrükk

- [12] U.S Energy Information Administration. (2014). France, Country Analysis Note.[WWW] <http://www.eia.gov/countries/country-data.cfm?fips=fr> (12.05.2014)
- [13] International Energy Agency. (2012). Oil and Gas Security. [WWW] <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/GermanyOSS.pdf> (13.05.2014)
- [14] Mike Carey. (2014). Environmental Necessity for Nuclear Power. [WWW] <http://www.dailykos.com/story/2014/03/14/1281954/-Environmental-Necessity-for-Nuclear-Power> (13.05.2014)
- [15] Enerdata. (2013). Residential electricity prices in France could rise by 30 % by 2017. [WWW] http://www.enerdata.net/enerdatauk/press-and-publication/energy-news-001/residential-electricity-prices-france-could-rise-30-2017_23897.html (12.05.2014)
- [16] Global Energy Network Institute. (2014). National Energy Grid France. [WWW] http://www.geni.org/globalenergy/library/national_energy_grid/france/index.shtml (16.05.2014)
- [17] ERDF. (2014). Electricity Network. [WWW] http://www.erdf.fr/How_the_electricity_network_operates (19.05.2014)
- [18] GOV.UK. (2014). Statistics. [WWW] https://www.gov.uk/government/publications?keywords=&publication_filter_option=statistics&topics%5B%5D=energy&departments%5B%5D=all&official_document_status=all&world_locations%5B%5D=all&from_date=&to_date= (07.05.2014)
- [19] British Petroleum. (2014). Natural gas prices. [WWW] <http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics/statistical-review-of-world-energy-2013/review-by-energy-type/natural-gas/natural-gas-prices.html> (09.05.2014)
- [20] Department of Energy and Climate Change. (2014). UK Overview. [WWW] <https://restats.decc.gov.uk/app/pub/repd/index/tab/progress/> (28.05.2014)
- [21] National Grid. (2014). What we do in the Electricity Industry [WWW] <http://www2.nationalgrid.com/uk/our-company/electricity/> (09.05.2014)

- [22] National Grid UK. (2014). Distribution Network Operator Companies. [WWW] <http://www2.nationalgrid.com/UK/Our-company/electricity/Distribution-Network-Operator-Companies/> (09.05.2014)
- [23] Gov.uk. (2014) Green taxes, reliefs and schemes for businesses. [WWW] <https://www.gov.uk/green-taxes-and-reliefs/climate-change-levy> (27.05.2014)
- [24] Agora Energiewende. (2014). How does Germany's electricity market works? [WWW] <http://www.agora-energiewende.org/topics/electricity-market-and-system-reliability/how-does-germanys-electricity-market-work/> (20.05.2014)
- [25] DESTATIS. (2014). Andmebaas. [WWW] <https://www.destatis.de/EN/FactsFigures/EconomicSectors/Energy/Energy.html> (21.05.2014)
- [26] EURACOAL. (2014). Germany. [WWW] <http://www.euracoal.be/pages/layout1sp.php?idpage=72> (22.05.2014)
- [27] K. Jäger. (2013). Lignite still Germany's primary energy source. [WWW] <http://www.dw.de/lignite-still-germanys-primary-energy-source/a-16854175> (23.05.2014)
- [28] R. Morison ja J. Mengewein. (2014). German Power Costs Seen Dropping for Fourth Year: Energy. [WWW] <http://www.bloomberg.com/news/2014-01-03/german-power-costs-seen-dropping-for-fourth-year-energy.html> (22.05.2014)
- [29] EIA. (2014). Country Analysis Note: Germany. [WWW] <http://www.eia.gov/countries/country-data.cfm?fips=gm#coal> (23.05.2014)
- [30] Amprion. (2014). Amprion GmbH in figures. [WWW] <http://www.amprion.de/en/facts-figures> (26.05.2014)
- [31] 50 Hertz Transmission GmbH. (2014). Data and Facts. [WWW] <http://www.50hertz.com/en/unternehmen.htm> (26.05.2014)
- [32] Transnet BW. (2014). Who we are? [WWW] <http://www.transnetbw.de/en/company/portrait/who-we-are> (26.05.2014)
- [33] Tennet Holding B.V. (2104). Annual report: Key figures. [WWW] <http://geschaeftsbericht.tennet.eu/2013/annualreport/profile/key-figures> (26.05.2014)
- [34] Fraunhofer Institute. (2013). Electricity Spot-Prices and Production Data in Germany 2013. [WWW] <http://www.ise.fraunhofer.de/en/downloads-englisch/pdf-files-englisch/news/electricity-prices-and-production-data-2013.pdf> (24.05.2014)

- [35] BDEW. (2013). BDEW-Strompreisanalyse. [WWW]
[http://www.bdew.de/internet.nsf/id/123176ABDD9ECE5DC1257AA20040E368/\\$file/13%2005%2027%20BDEW_Strompreisanalyse_Mai%202013.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/123176ABDD9ECE5DC1257AA20040E368/$file/13%2005%2027%20BDEW_Strompreisanalyse_Mai%202013.pdf) (24.05.2014)
- [36] European Commission. (2012). Electricity Prices – Price. [WWW]
http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/documents/Electricity_prices_Price_systems_2012.pdf (24.05.2014)
- [37] Global Energy Network Institute. (2014). German energy dashboard. [WWW]
<http://www.geni.org/globalenergy/library/energy-issues/germany/index.shtml>
 (26.05.2014)
- [38] Renewable Energy Policy Network for the 21 st Century. (2013). Renewables Global Futures Report 2013. [WWW]
http://www.ren21.net/Portals/0/REN21_GFR_2013_print.pdf (22.05.2014)
- [39] International Energy Agency. (2013). World Energy Outlook 2013. [WWW]
<http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2013/> (23.05.2014)
- [40] Federal Ministry of Economics and Technology. (2010). Energy Concept for Environmentally Sound, Reliable and Affordable Energy Supply. [WWW]
http://www.germany.info/contentblob/3043402/Daten/1097719/BMUBMWi_Energy_Concept_DD.pdf (23.05.2014)
- [41] European Commission. (2009). Federal Republic of Germany, National Renewable Energy Action Plan. [WWW]
http://ec.europa.eu/energy/renewables/action_plan_en.htm (23.05.2014)
- [42] The Oxford Institute for Energy Studies. (2014). The French Disconnection: Reducing the nuclear share in France’s energy mix. [WWW]
<http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2014/01/SP-32.pdf>
 (25.05.2014)
- [43] European Commission. (2012). Energy Roadmap 2050. [WWW]
http://ec.europa.eu/energy/publications/doc/2012_energy_roadmap_2050_en.pdf
 (24.05.2014)
- [44] World Nuclear Association. (2014). Nuclear Power in Germany. [WWW]
<http://www.world-nuclear.org/info/Country-Profiles/Countries-G-N/Germany/>
 (19.05.2014)
- [45] E. Gooden. (2014). Learning Curves Tutorial. [WWW]

<http://www.freequality.org/documents/knowledge/Learning%20Curves.pdf>

(22.05.2014)

- [46] J. Köhler. (2007). Learning Curves for Energy Technology: A Critical Assessment. [WWW] <https://www.repository.cam.ac.uk/bitstream/handle/1810/194736/0752&EPRG0723.pdf?sequence=1> (22.05.2014)
- [47] Fraunhofer Institut. (2013). Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies. [WWW] <http://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/veroeffentlichungen-pdf-dateien/en/studien-und-konzeptpapiere/study-levelized-cost-of-electricity-renewable-energies.pdf> (23.05.2014)
- [48] OECD. (2010). Projected Costs of Generating Electricity. [WWW] <http://www.oecd-nea.org/pub/egc/docs/exec-summary-ENG.pdf> (24.05.2014)
- [49] World Energy Council. (2013). World Energy Perspective, Cost of Energy Technologies. [WWW] <http://www.worldenergy.org/publications/2013/world-energy-perspective-cost-of-energy-technologies/> (24.05.2014)
- [50] EIA. (2014). Data. [WWW] <http://www.eia.gov/electricity/data.cfm> (26.05.2014)
- [51] German Wind Energy Association. (2013). Statistics. [WWW] <http://www.wind-energie.de/en/press/press-releases/2013/stable-upward-trend-german-wind-market-2013-production-volume> (25.05.2014)
- [52] EWEA. (2014). Wind in Power. [WWW] http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/statistics/EWEA_Annual_Statistics_2013.pdf (26.05.2014)
- [53] J.Weiss. M.Sarro. M. Berkman. (2013). A Learning Investment-based Analysis of the Economic Potential for Offshore Wind: The case of the United States. [WWW] <http://www.cesa.org/assets/2013-Files/OSW/BrattleA-Leaning-Investment-based-Analysis-of-Econ-Potential-for-OSW-2.28.13-final.pdf> (25.05.2014)
- [54] Cameco. (2014). Uranium Price. [WWW] http://www.cameco.com/investors/markets/uranium_price/spot_price_complete_history/ (21.05.2014)
- [55] World Nuclear Association. (2014). The Economics of Nuclear Power. [WWW] <http://www.world-nuclear.org/info/Economic-Aspects/Economics-of-Nuclear->

[Power/](#) (25.05.2014)

- [56] W. Post. (2013). A More Realistic Cost of Wind Energy. [WWW] <http://theenergycollective.com/willem-post/310631/more-realistic-cost-wind-energy> (22.05.2014)
- [57] Spiegel. (2012). German Power Grid Expansion to Cost Billions. [WWW] <http://www.spiegel.de/international/germany/germany-needs-miles-of-new-power-lines-to-make-energy-transition-a-835979.html> (27.05.2014)
- [58] Out-Law.com. (2014). Preferential taxes on large French electricity consumers may not comply with the EU state aid rules, says European Commission. [WWW] <http://www.out-law.com/en/articles/2014/april/preferential-taxes-on-large-french-electricity-consumers-may-not-comply-with-eu-state-aid-rules-says-european-commission/> (30.04.2014)
- [59] National Grid. (2014). Triad Data. [WWW] <http://www2.nationalgrid.com/UK/Industry-information/System-charges/Electricity-transmission/Transmission-Network-Use-of-System-Charges/Tools-and-Data/> (20.05.2014)