



TAL TECH

**Kes võidab ja kes maksab kinni
ülemineku taastuvenergiale?
Kuidas leida tasakaal
energiasüsteemi toimimise ning
tarbija ja tootja huvide vahel?**

Uringuaruanne

Kadri Männasoo, PhD
Einari Kisel, PhD

Juuni 2025

Kes võidab ja kes maksab kinni ülemineku taastuvenergiale? Kuidas leida tasakaal energiasüsteemi toimimise ning tarbija ja tootja vahel?

Uuringuaruanne

20.06.2025

Autorid: Kadri Männasoo ja Einari Kisel

Ekspertarvamus (lk. 24): Arvi Hamburg, PhD

Toimetaja: Helena Rozeik, PhD

Kaane kujundus: Tallinna Tehnikaülikool

Uuringus sisalduva teabe kasutamisel palume viidata allikale: Männasoo, K ja Kisel, E. (2025). Kes võidab ja kes maksab kinni ülemineku taastuvenergiale? Kuidas leida tasakaal energiasüsteemi toimimise ning tarbija ja tootja vahel?. Uuringuraport. Tellija: Riigikogu Kantselei. Uuringus sisalduva teabe kasutamisel palume viidata lisaks autorile ka tellijale.

Käesolev uuring on valminud Riigikogu Kantselei tellimusel.

Sisukord

Eessõna.....	4
1. Milline on elektrihind tarbijale ja mis hinda mõjutab?	5
2. Kui palju maksab üleminek taastuenergiale?.....	17
3. Energiaturu optimaalse majandusliku jaotuse mudel (ENOMA).....	26
4. Stsenaariumite simuleerimine	29
5. Järeldused ja soovitused	34
Kasutatud kirjandus	37
Lisad	39

Eessõna

Globaalpoliitiline areng on seadnud valgusvihku kaubandussõja ja investeeringud kaitsetööstusesse ning surunud kliimaeesmärke ja rohepööret tagaplaanile. Euroopa pole siiski kliimapoliitika ja roheleppe eesmärkidest taandunud. Pigem on mitu märgilist sündmust rõhutanud taastuenergia ja muu kohaliku energia olulisust. Vene gaasitarnete katkemine, mis Euroopat 2022. aastal tabas, andis väärtusliku õppetunni energiasõltuvuse ohtudest. Läänemerel toimunud kaablilõhkumised on näidanud välisühendustest sõltuva energiaturu haavatavust ning vajadust tagada energiajulgeolek eri võimsuste arendamise, kaasamise ja tagavaralahenduste väljatöötamise teel. Balti elektrituru eraldumine Venemaa ja Valgevene elektrisüsteemist ning vajadus süsteem iseseisvalt sünkroniseerida on tõstnud veel tugevamalt päevakorraale energia varustuskindluse ja talitluspidevuse tagamise olukorras, kus üleminek taastuvallikatele toob kaasa täiendavat volatiilsust. Desünkroniseerimine oli kahtlemata paratamatu vajadus ja nii poliitiliselt kui ka majanduslikult õige samm. Küll aga tuleb jätkata debatti energiasüsteemi varustuskindluse ja talitluspidevuse majanduslike võitude, kulude ja nende jaotamise üle.

1. Milline on elektri hind tarbijale ja mis hinda mõjutab?

Taastuenergiade ülemineku positiivses programmis on peale keskkonnahoiu rõhutatud ka seda, et tarbijad võidavad tänu madalamale elektri hinnale. Paraku kostub avalikkuses nõrdimust, kuna ootused ei ole täitunud. Paljud kodutarbijad ei tunneta elektriarve kahanemist ja neid riivab see, et hind elektriarvel on börsihinnast kaks korda või enamgi kõrgem. Seda, kuidas kujuneb võrguteenuse ja taastuenergia toetuse tasu¹, tavatarbijad enamasti ei mõista. Kuigi füüsilises mõttes on elekter homogeenne hüvis, siis majanduslikult see päris nii pole. Kuna elektrit pole võimalik ladustada, vaid üksnes märkimisväärse kuluga lühikeseks ajaks salvestada, siis on elektri hindadele omane suur kõikumine üle piirkondade ja aja ning sesoonselt (Erdmann, 2015). Seega haavab tarbijate kindlustunnet börsihindade kõikumine ja hinnatippude pelguses eelistatakse (sageli suurema keskmise tasuga) fikseeritud hinnapakette.

Ettevõtted omakorda kurdavad konkurentsivõime halvenemise üle võrreldes ettevõtjatega Soomes ja Rootsis, kus elekter on äritarbijatele odavam. Leevendamaks kõrge elektri hinna mõju tarbijatele, on välja pakutud mitmesuguseid lahendusi. Näiteks on valitsus arutanud taastuenergia tasude diferentseerimist. Poliitilistes debattides on kõlanud ka ettepanek langetada käibemaksu elektritarbimiselt või kõrvaldada CO₂ tasud elektri hinnast. Siiski, kui jätta piisava tähelepanuta vajadus arendada energiasüsteemi, tagada energia varustuskindlus ja hoida sagedusreservi, võib hinna leevendusmeetmete rakendumisel tekkida pettekujutelm taskukohasest energiahinnast, mille tegeliku maksumuse peab süsteem siis teisel viisil tagama ja kokku koguma.² Niisiis on selge vajadus, et teadlikke ja tasakaalustatud valikuid toetaks arusaam sellest, kuidas jaotuvad taastuenergiade ülemineku ning energiasüsteemi ülevõltootmise ja arendamisega kaasnevad tulud ja kulud elektritarbijate, taastuenergia tootjate ning energiasüsteemi kui terviku seisukohalt.

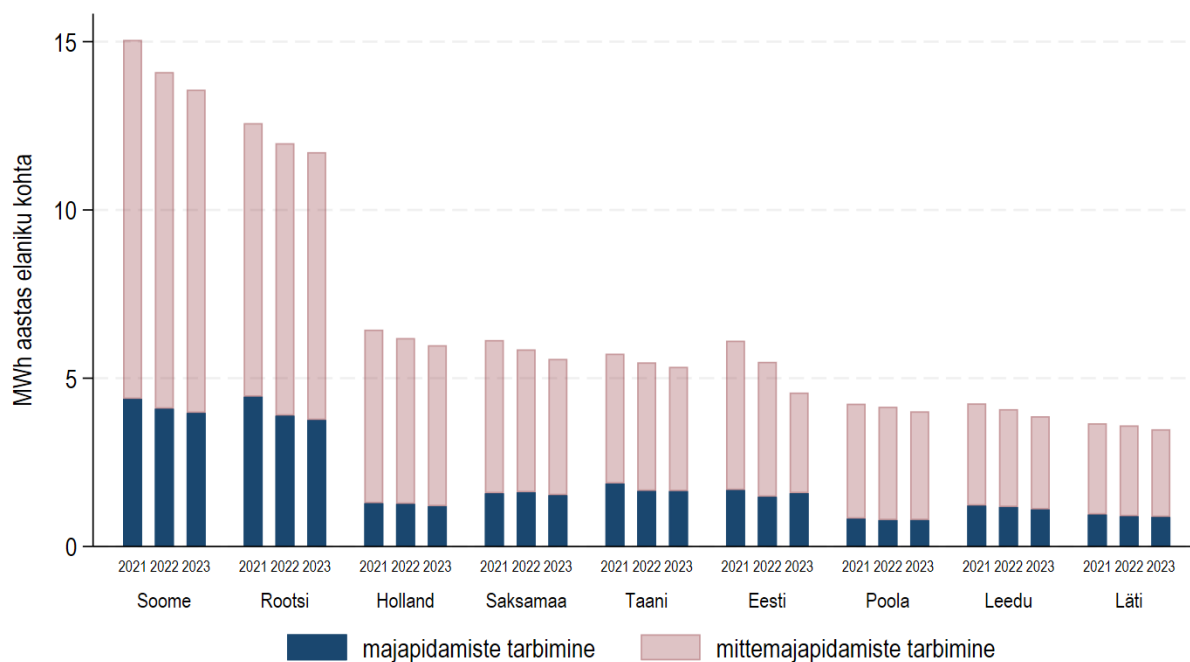
¹ 1. jaanuaril 2025 langetati taastuenergia tasu 1,05 sendilt kWh 0,84 sendile kWh (ilma käibemaksuta).

² 1. mail 2025 tõusis elektriaktsiis Eestis 2,1 €/MWh, enne oli see 1,45 €/MWh.

Pakkumise ja nõudluse tasakaalustamiseks elektriturul kaalutakse peamiselt salvestamist ning elektrihinna ja võrguteenustega seotud tasude diferentseerimist väikese ja suure nõudlusega tundidel (Erdmann, 2015).³ Süsteemi stabiilsuse tagamiseks ei piisa siiski kummastki ning peamine tasakaalu juhtimine toimub elektri tootmise kaudu. Varustuskindluse ja süsteemi tasakaalu tagamine on kulukas ning mõlemas sisaldub märkimisväärne püsikulu komponent. Elektri ühikuhind tarbijale langeks, kui tarbimine ja tootmismahd kasvaks, kuid seda trendi andmed üheselt ei kinnita. Elektrifitseerimine ja üldine jõukuse kasv mõjutavad tarbimist küll kasvu suunas, kuid uued energiasäästlikud tehnoloogialahendused ja suurem keskkonnateadlikus jällegi vähendavad seda.

Joonisel 1 on kujutatud majapidamiste ja mittemajapidamiste elektritarbimist MWh elaniku kohta aastas valitud Euroopa riikides aastatel 2021–2023 (Eurostat, 2025). Kõigis võrdlusriikides on elektritarbimine vaadeldud ajavahemikus kahanenud ja see on toimunud peamiselt mittemajapidamiste arvelt. Siiski pole ka majapidamiste puhul mitte üheski vaadeldavatest riikidest täheldada elektritarbimise kasvu. Suurim elektritarbimine elaniku kohta on Soomes ja Rootsis ning seda nii majapidamiste kui ka mittemajapidamiste puhul. Eestis on majapidamise elektritarbimine elaniku kohta samal tasemel Taaniga, ent on Balti naabrite ja Kesk-Euroopa riikide näitajatest suurem. Antud võrdluspildis on vähetõenäoline, et majapidamiste elektritarbimine lähitulevikus märkimisväärselt kasvaks. Pigem on täheldatav tarbimise kahanemine ja seda eriti ettevõtete puhul, kus tarbimise vähenemine on olnud vaadeldavatest riikidest kõige järsem. Ilmselgelt pole tulevikus välistatud selliste energiamahukate ettevõtete rajamine, mis võiksid ärisegmendis elektritarbimist tugevalt mõjutada.

³ Euroopa Liidus on kõik elektri jaemüüjad kohustatud pakkuma varieeruva kilovatt-tunni hinnaga lepinguid.

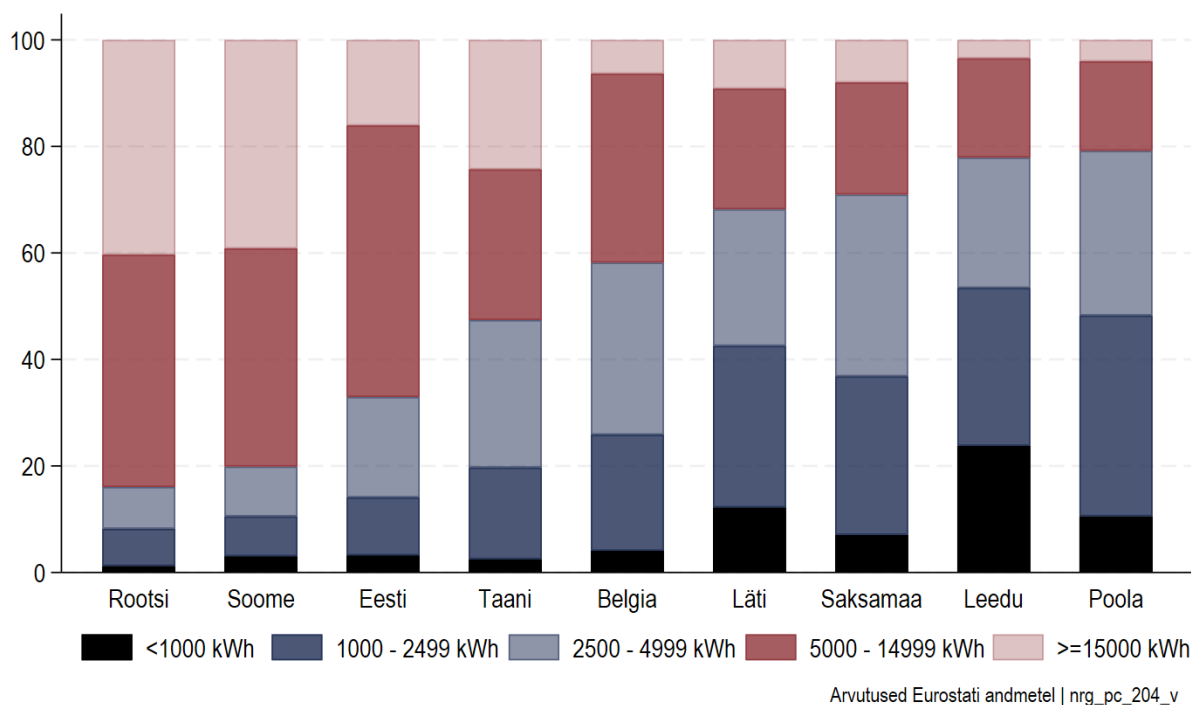


Arvutused Eurostati andmetel | nrg_cb_e

Joonis 1. Elektritarbimine valitud Euroopa riikides 2021–2023 MWh aastas elaniku kohta.

Allikas: arvutused Eurostati andmetel.

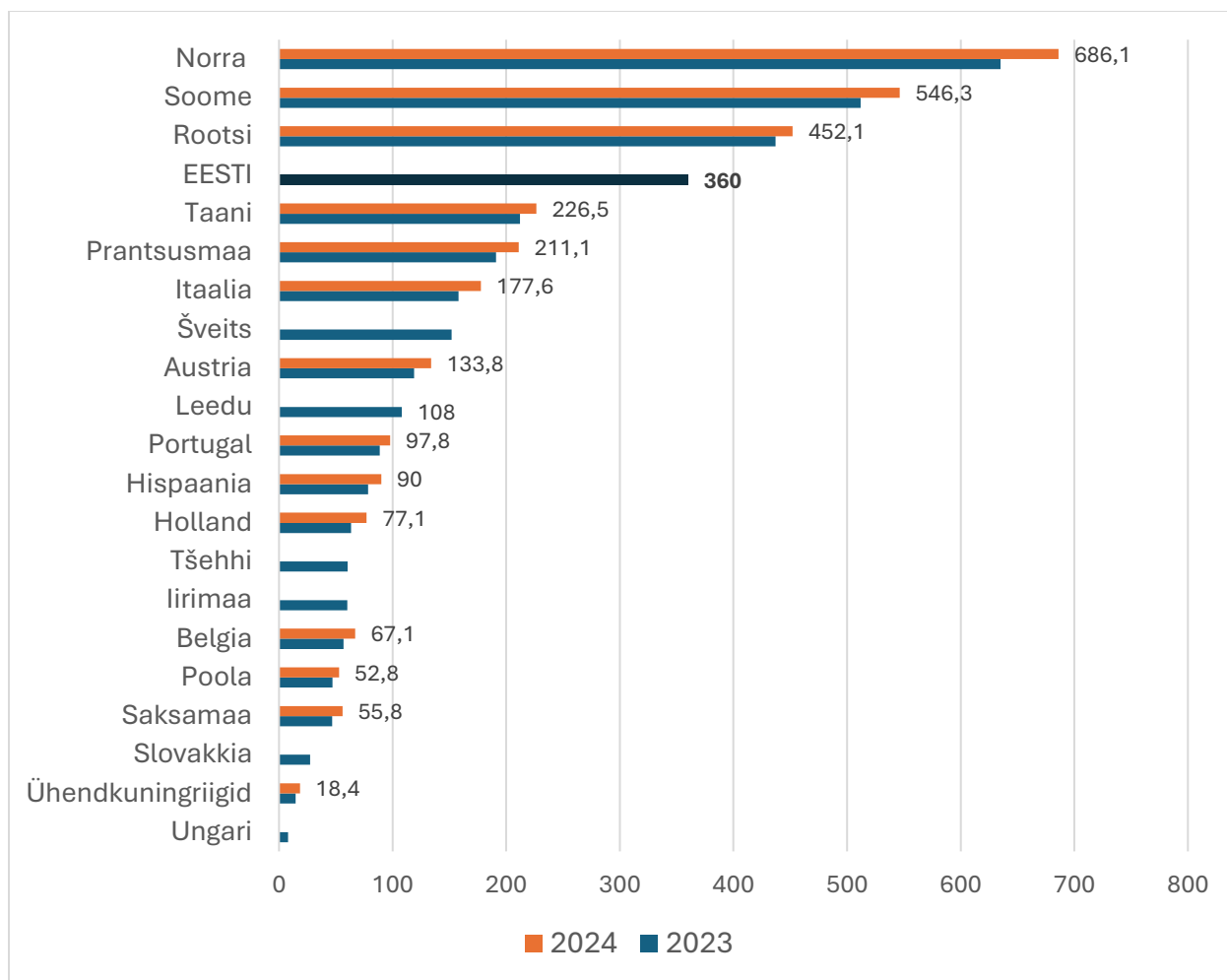
Kodutarbijate struktuurist annab ülevaate joonis 2, mis kinnitab suure tarbimismahuga majapidamiste märkimisväärset osakaalu Rootsis ja Soomes.



Joonis 2. Majapidamiste elektritarbimine, 2024 II poolaasta, kWh aastas osakaalud.

Allikas: arvutused Eurostati andmetel.

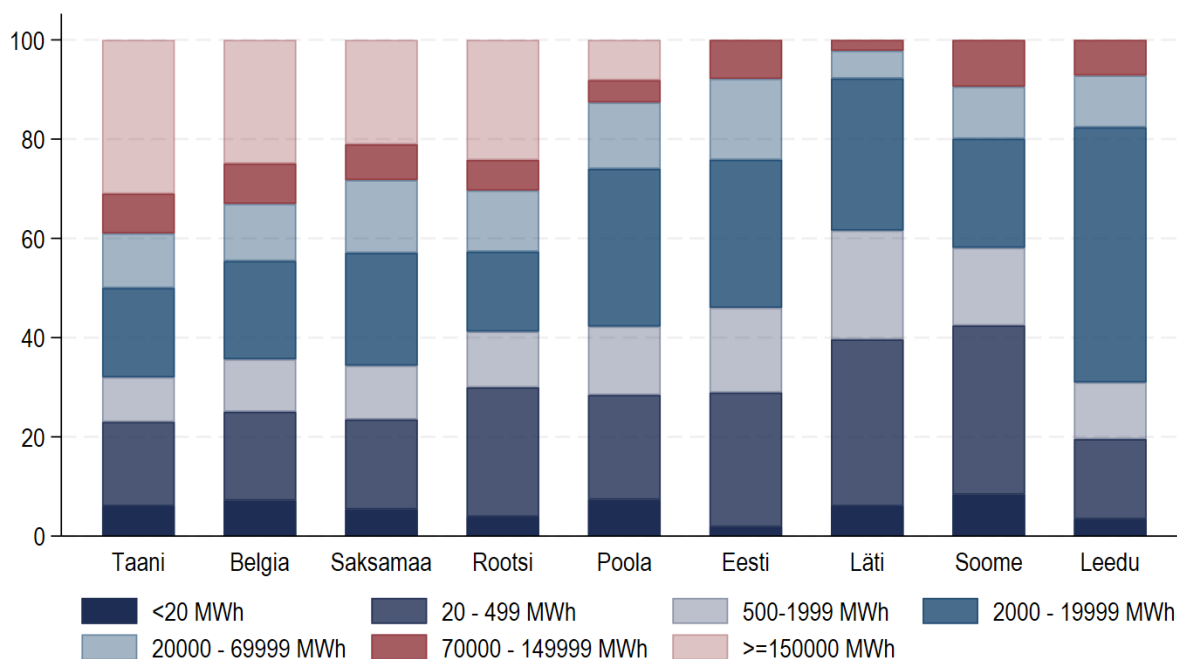
Eestis jääb üle 5000 kWh tarbimismahuga majapidamiste osakaal alla vaid Rootsil ja Soomele. See kinnitab, et majapidamiste tarbimismaht on suur ja võimalus, et nende tarbimine edaspidi hüppeliselt kasvaks, on seega piiratud. Üks tegur, miks majapidamiste elektritarbimine on suur, võib olla aset leidnud elektrifitseerimine kodude kütmisel ja sellega seotud soojuspumpade kasutuselevõtt. Soojuspumpade arvu poolest 1000 majapidamise kohta on Eesti Norra, Soome ja Rootsi järel kõrgel neljandal kohal (vt joonis 3).



Joonis 3. Soojuspumpade arv 1000 majapidamise kohta 2023. ja 2024. aastal.

Allikas: European Heat Pump Association.

Mittemajapidamiste puhul on suure elektritarbimise mahuga klientide osakaal suurim Taanis, Belgias ja Saksamaal (vt joonis 4). Mittemajapidamistest elektritarbijate struktuur Eestis naaberriikidest märkimisväärselt ei erine.



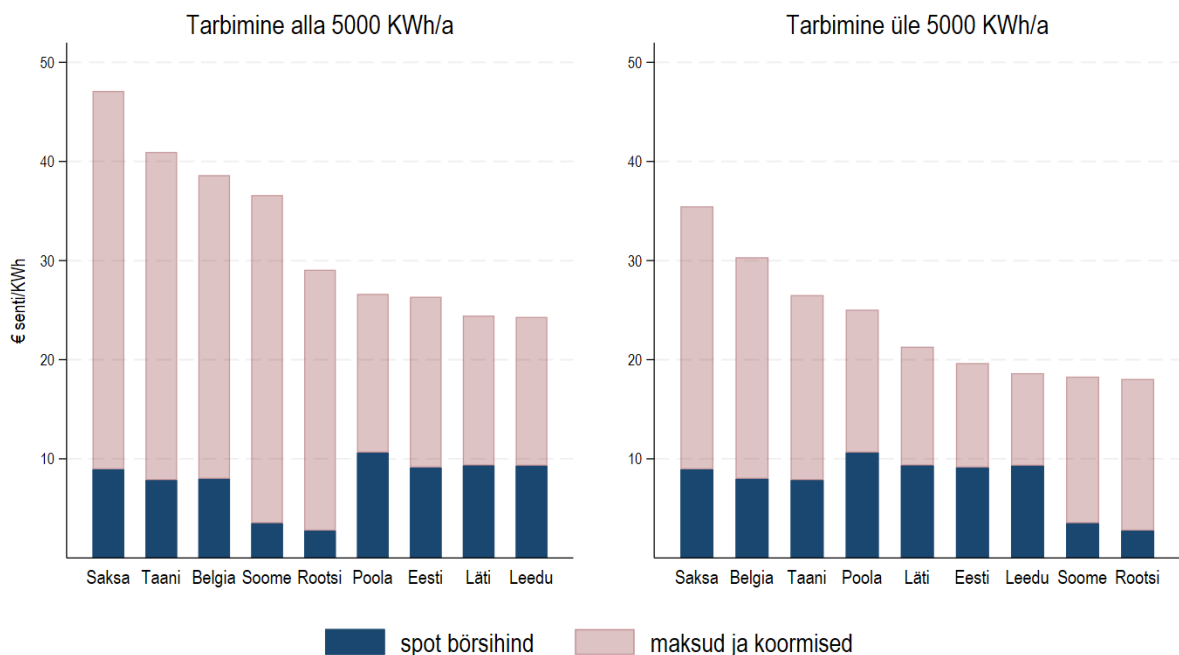
Arvutused Eurostati andmetel | nrg_pc_205_v

Joonis 4. Mittermajapidamiste elektritarbimise struktuur 2024 II poolaastal, kWh aastas osakaalud.

Allikas: arvutused Eurostati andmetel.

Peale börsihinna mõjutavad tarbija kWh elektrikulu ka maksud ja teenustasud, mille suuruses ja diferentseerimises on riikide vahel märkimisväärsed erinevusi. Enamasti sõltub tarbija lõpphind tarbimismahust ja suurematele tarbijatele on tariifid soodsamad. Teisalt sõltuvad nii võrgutasu, aktsiis kui taastuvenergiatoetus tarbimise mahust ja tõstavad elektriarvet. Kuigi Eesti on börsihinnalt Euroopa keskmisel tasemel, siis lõpphind kodutarbijale on võrdlemisi soodne ja seda eriti väiksema tarbimismahuga (alla 5000 kWh/a) majapidamistele. Vaid majapidamistel, mille tarbimismaht on üle 5000 kWh/a, on hind pisut soodsam Leedus, Soomes ja Rootsis (vt joonis 5). Kui Eestis on tarbija lõpphind 2,4 korda kõrgem kui elektri börsihind, siis Põhjamaades ületab tarbijahind börsihinda rohkem kui 4 korda ning Rootsis ligi 5 korda. Ometigi on Eesti tarbijatel tunnetus, et elektri hind on kõrge. Maailma võrdluses soodsat elektri hindu kinnitab ka 2023. aasta seisuga Maailma Energianõukogu (World Energy Council) poolt Eestile omistatud kõrge

7. koht energia trilemma pingereas ja väga kõrge energia võrdsuse (*energy equity*) skoor tasemel 94,8 maksimaalsest väärtusest 100.⁴



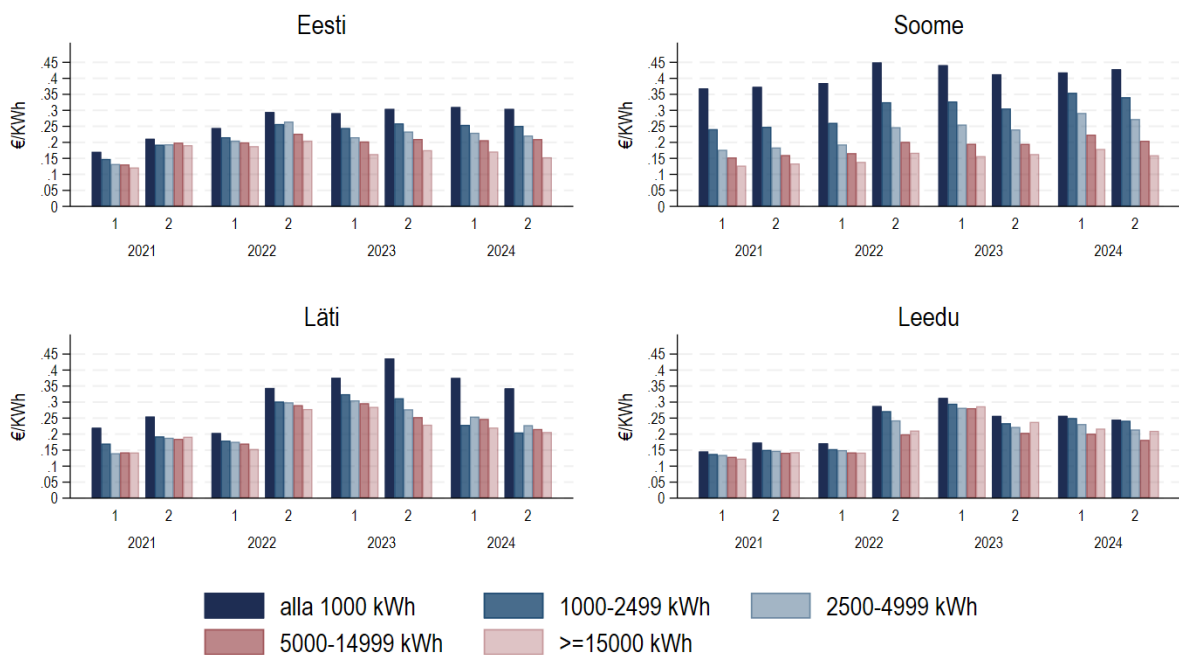
Arvutused Eurostati andmetel | nrg_pc_204

Joonis 5. Majapidamiste elektri hinnad valitud Euroopa riikides 2024 II poolaastal, €/kWh.

Allikas: arvutused Eurostati andmetel.

Joonisel 6 on esitatud majapidamiste elektri hinna dünaamika aastatel 2021–2024 poolaastate kaupa. Eestis on elektri hind pärast koroonakriisi madalseisu alates 2021. aasta teisest poolest pidevalt tõusnud või on hinnad kõrgemal tasemel püsima jäänud. Üksnes kõige suurema tarbimise segmendis (üle 15 000 kWh/a) on toimunud mõningane hinnalangus. Seevastu Lätis ja Leedus on tarbijahinnad 2022.–2023. aasta kõrgpunktist 2024. aastal langenud kõigis tarbimisvahemikes. Erinevalt lõunanaabritest on Eestis aastatel 2022–2024 toimunud hindade märkimisväärne diferentseerumine tarbijasegmentide arvestuses, millest pole võitnud väiksema tarbimisega ja pahatihti ka hinnatundlikumad kliendid. Siiski on hindade diferentseerumine Eestis endiselt väiksem kui Soomes.

⁴ WEC Trilemma: Country profile.

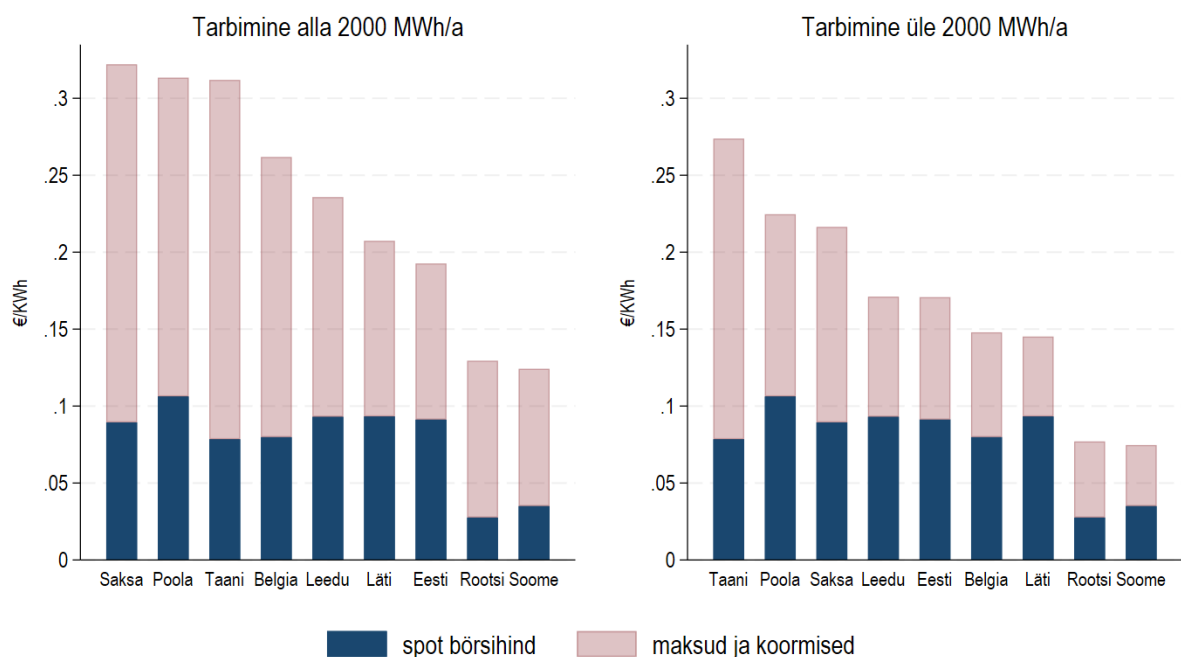


Arvutused Eurostati andmetel | nrg_pc_204

Joonis 6. Majapidamiste elektri hinnad valitud Euroopa riikides tarbimisvahemike kaupa, €/kWh.

Allikas: arvutused Eurostati andmetel.

Mittemajapidamistele on elektri hind kõige soodsam Soomes ja Rootsis (vt joonis 7). Mittemajapidamistele, mille aastane tarbimismahud jääb alla 2000 MWh, on Eestis elektri hind soodsam kui Leedus ja Lätis, kuid suurema tarbimismahu korral on hind Lätis soodsam ja Leeduga võrreldes sama. Võrreldes Taani, Saksamaa ja Poolaga on elektri hind mittemajapidamistele kõigis Balti riikides soodsam.

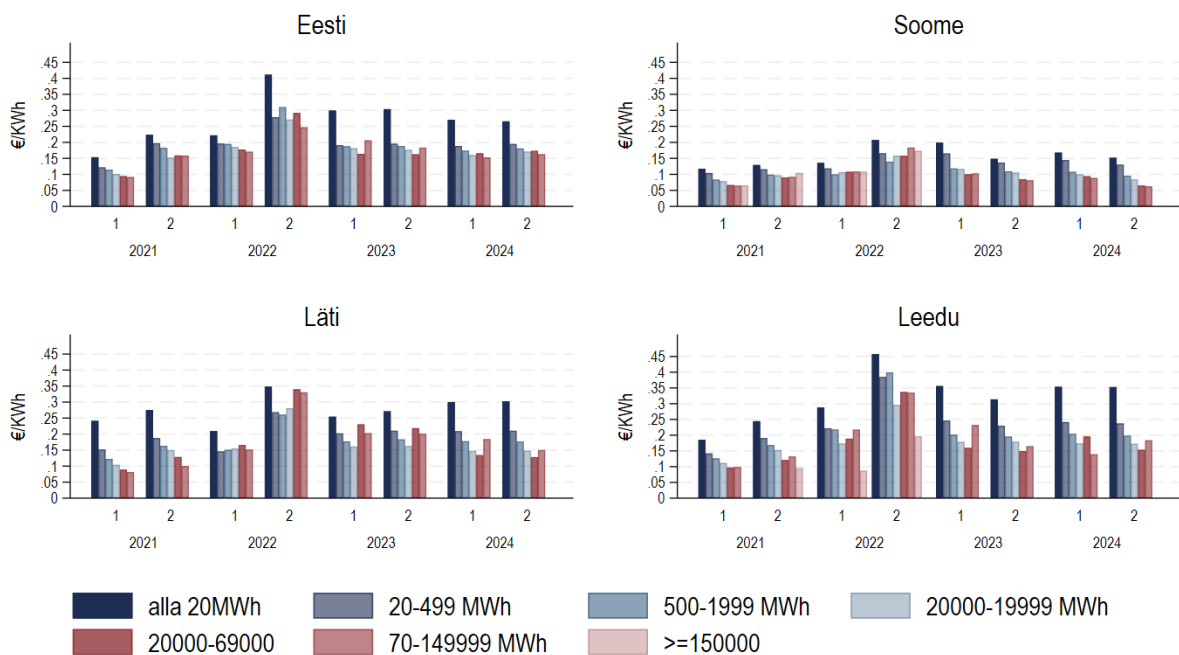


Arvutused Eurostati andmetel | nrg_pc_205

Joonis 7. Mittermajapidamiste elektriinnad valitud Euroopa riikides 2024 II poolaastal, €/MWh.

Allikas: arvutused Eurostati andmetel.

Võrreldes naaberriikidega on Eestis mittermajapidamiste elektriinnad tarbimisvahemike arvestuses kõige vähem diferentseeritud (vt joonis 8). Erandiks on madalaim ehk alla 20 MWh tarbimisvahemik, mille puhul on elektriinnad võrreldes suuremate tarbijatega suhteliselt kõrgem, kui see on Soomes. Vastupidi Soomele pole Balti riikides elektriinnad 2024. aastaks energiakriisieelsele tasemele jõudnud.

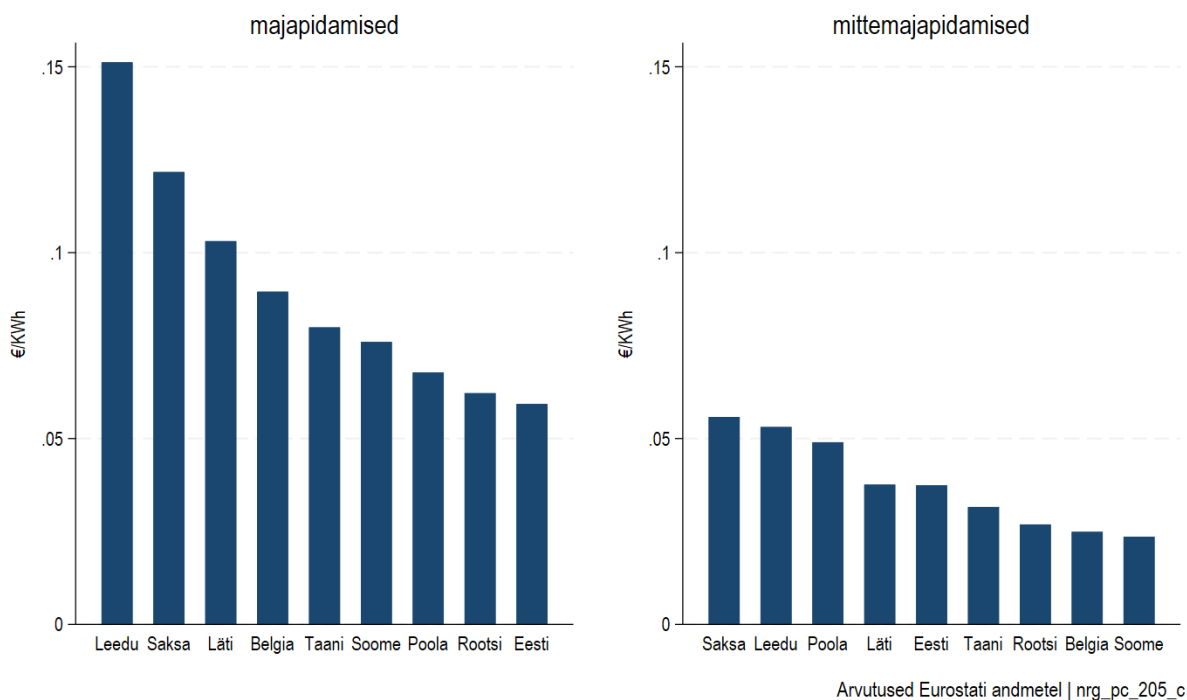


Arvutused Eurostati andmetel | nrg_pc_205

Joonis 8. Mittermajapidamiste elektri hinnad valitud Euroopa riikides tarbimisvahemike kaupa 2021–2024 I ja II poolaastal, €/kWh.

Allikas: arvutused Eurostati andmetel.

Tarbija lõpphinnas on võrguteenustel ja maksudel börsihinnast suurem kaal. Riikide võrdluses on näha, et Eestis on majapidamiste võrgutasud kõige väiksemad (vt joonis 9). Seevastu mittermajapidamiste ja ettevõtete võrgutasud on suuremad, kui need on Taanis, Rootsis, Belgias ja Soomes. Mittermajapidamiste võrgutasud on sarnased Läti omadega, kuid Leeduga võrreldes väiksemad.

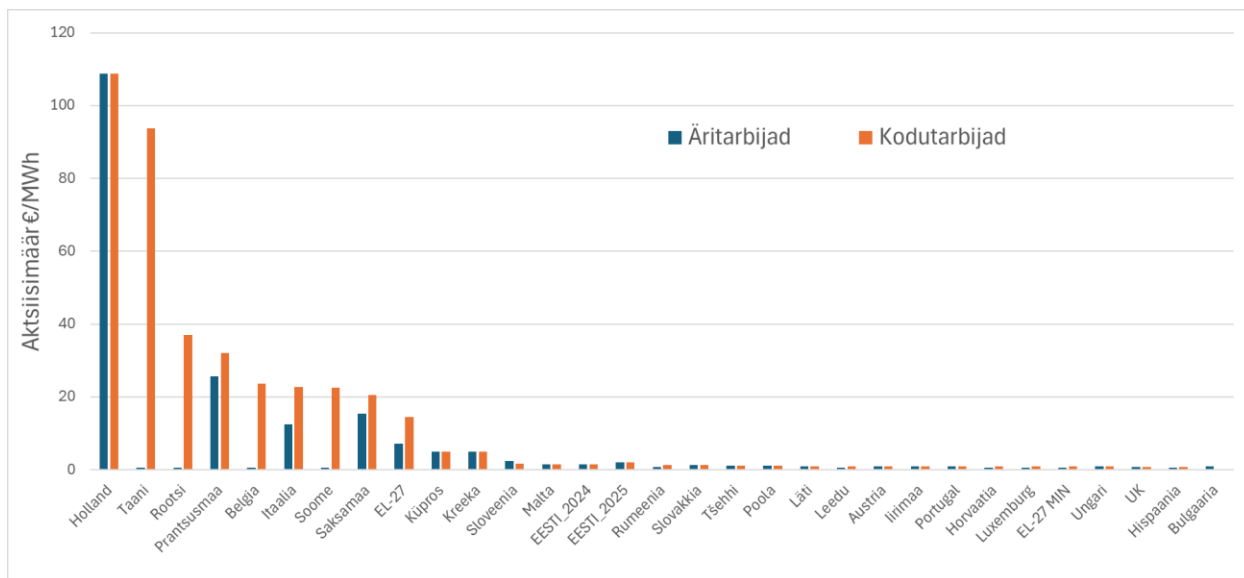


Joonis 9. Majapidamiste ja mittemajapidamiste võrgutasud 2024 II poolaastal.

Allikas: arvutused Eurostati andmetel.

Hoolimata aktsiisimäära tõusust 2025. aastal⁵ on Eesti määrad Euroopa keskmisel tasemel. Kõige kõrgem on elektriaktsiis Hollandis (108,8 €/MWh) ja seda nii äri- kui ka kodutarbijatele (vt joonis 10). Taanis, Rootsis, Belgias ja Soomes on aktsiisimäärad kodu- ja äritarbijate vahel enim diferentseeritud ning valdava osa aktsiisist kannavad kodutarbijad. Euroopa Liidus keskmiselt on aktsiis kodutarbijatele kaks korda kõrgem kui äritarbijatele, vastavalt 14,4 ja 7,1 €/MWh.

⁵ Vt aktsiisimäärad Euroopas 2024. NB! Eestis tõusis elektriaktsiis 1. mail 2024 ja oli 1,45 €/MWh ning alates 1. maist 2025 on see 2,1 €/MWh. [Excise Duties on Electricity in Europe, 2024.](#)



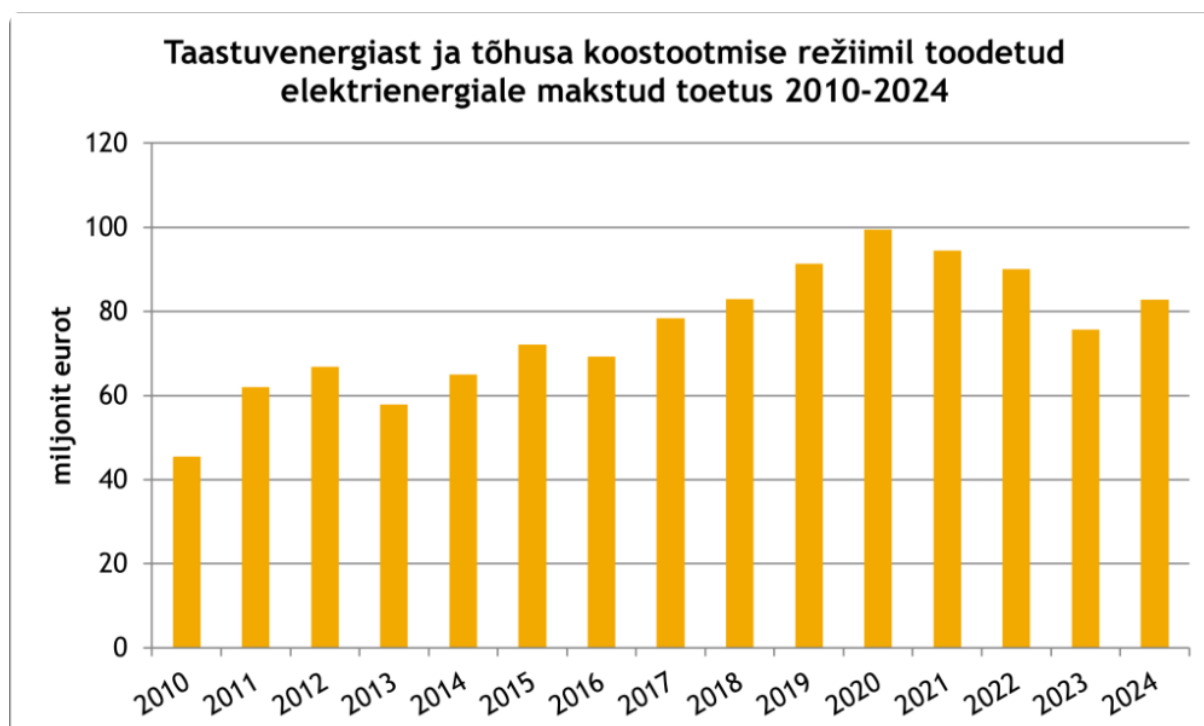
Joonis 10. Elektriaktsiis äri- ja kodutarbijatele Euroopa riikides 2024. aastal, €/MWh.

Allikas: *Excise Duties on Electricity in Europe, 2024.*

Kokkuvõttes on Eestis elektrihind kodutarbijale soodne. Seda kinnitab ka joonis Lisas 1, mis võrdleb majapidamiste elektrihindu Euroopas 2024 II poolaastal ostujõu pariteedis 100 kWh kohta. Äritarbijate puhul on hind kõrgem kui Soomes ja Rootsis.

2. Kui palju maksab üleminek taastuvenergiALE?

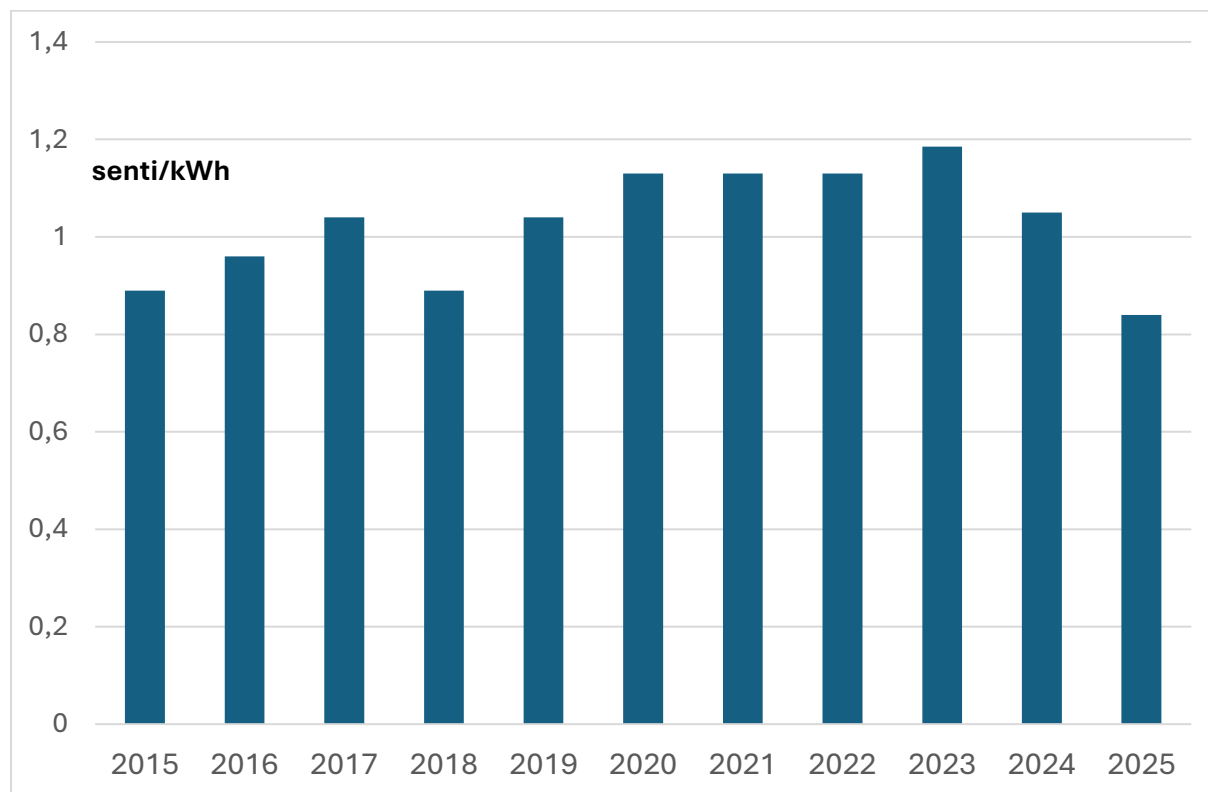
Taastuvenergiast ja tõhusa koostootmisega toodetud elektrienergia tootmist on toetuskeemiga toetatud Eestis alates 2008. aastast. Alates 2020. aastast on toetussummad järk-järgult vähenenud, kuna 12-aastane toetusperiood lõppes ning 2019. aastal rakendus hangetel põhinev toetuskeem. Alates 2024. aastast rakendus vana toetuskeem veel Aidu tuulepargile, mille ehitust alustati enne uue toetuskeemi kohaldamist. Seetõttu makstakse neile vana skeemi järgi toetust 2036. aastani. Joonisel 11 on esitatud Eleringi poolt taastuvelektrile ja tõhusale koostootmisele makstud toetussummad.



Joonis 11. Taastuvenergiast ja tõhusa koostootmise režiimil toodetud elektrienergiALE makstud toetus 2010–2024.

Allikas: Elering.

Taastuenergia tasu kujuneb lähtuvalt oodatavast taastuvelektri toodangust. Alates 2023. aastast on taastuenergia tasu ligi 30% võrra kahanenud, kuna tootjate toetuste 12-aastane periood lõppes ja rakendused madalamad toetusemäärad. Joonisel 12 on näidatud taastuenergia tasu määrad läbi aastate.



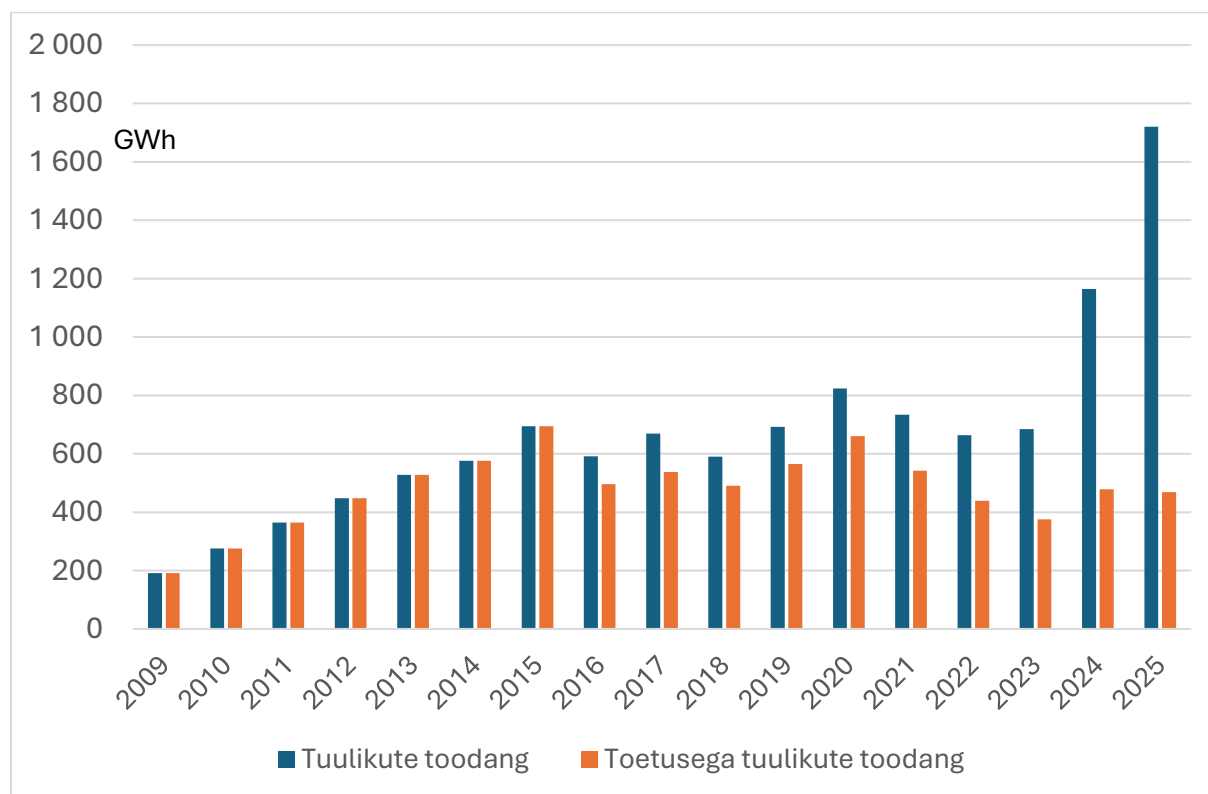
Joonis 12. Taastuenergia tasu määrad (ilma käibemaksuta).

Allikas: Elering.

Alates 2020. aastast on taastuvelektri toetamisel üle mindud oksjonitele, kus fikseeritakse igale tootjale individuaalne toetusemäär olenevalt oksjonil pakutust. Kokku on 2025. aasta seisuga oksjonitel edukaks kuulutatud tuule- ja päikeseelektri projektide pakutud taastuvelektri aastane tootmismaht üle 1300 GWh, millest turule on 2025. aasta mai seisuga jõudnud ligi kolmandik. Elering kavandab kuni 2000 GWh kogumahuga lisaoksjonit.

Suuremaid tuuleelektri projekte, mille toodangu kohta on elektrimüüjad suutnud sõlmida tarbijatega pikaajalisi elektri ostu-müügi lepinguid, on nüüdseks võimalik rajada ka ilma toetusteta. Samuti on paljud päikesepargid ja hoonetele paigaldatud päikesepaneelid

rajatud ilma toetusteta. 2025. aasta alguses käivitus täismahus ka Sopi-Tootsi päikese ja tuule hübriidprojekt, mille toodangust on toetusega kaetud vaid väike osa. See 255 MW tuulepargiga projekt suurendab tunduvalt Eesti taastuvelektri toodangut ilma toetusega. Joonisel 13 on näha, et toetatud tuuleelektri osakaal kogu tuuleelektri toodangus on alates 2020. aastast märgatavalt vähenenud.



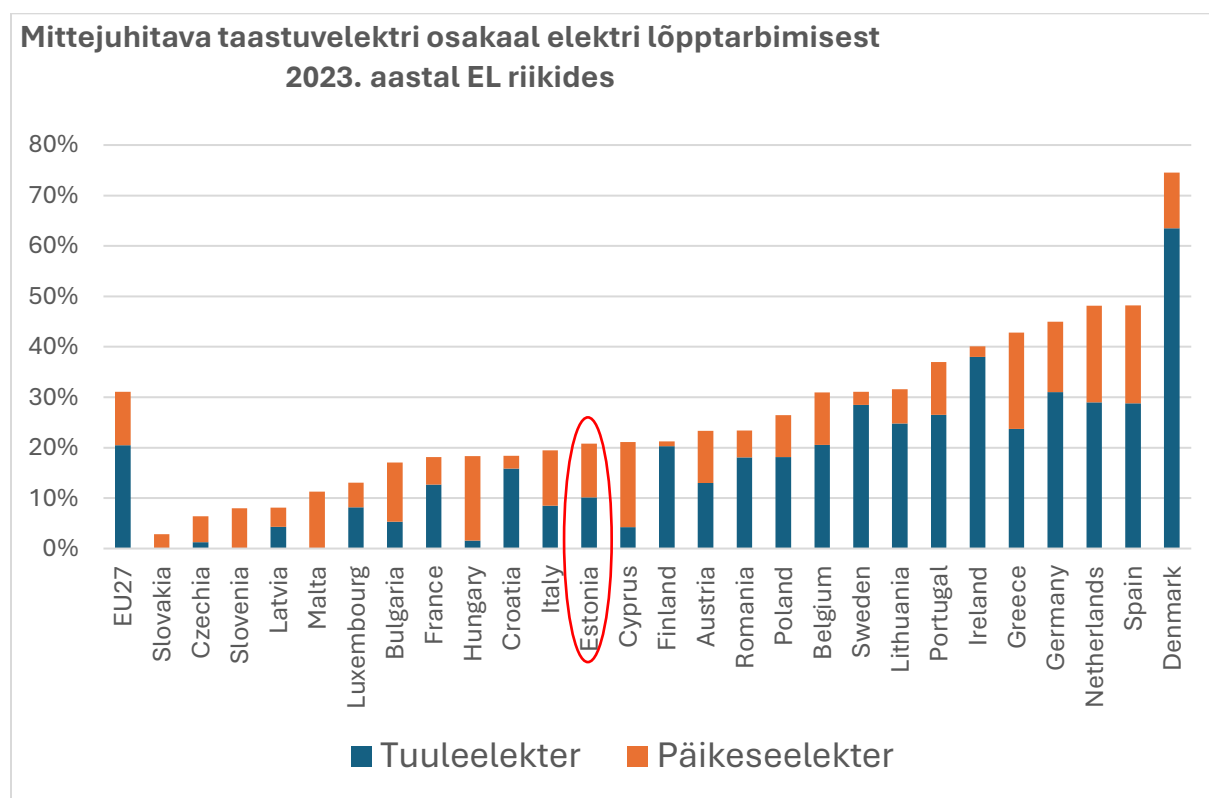
Joonis 13. Tuuleelektri kogutoodang ja toetusega tuuleelektri toodang.

Allikas: Elering (2025. aasta arvud on prognoos).

Elektrisüsteemi toimepidevuse seisukohast peaks mittejuhitavate tootjate (päikese- ja tuuleelekter) tootmise kõikumise tarbeks olema süsteemis piisavalt juhitavaid võimsusi. Hispaania ja Portugali elektrisüsteemi hiljutiste väljalülitumiste taustal on kerkinud küsimus mittejuhitavate võimsuste suure osakaalu ning sellega seotud süsteemi juhtimise tehniliste riskide kohta.

Selles kontekstis on oluline märkida, et Eesti taastuvelektri portfelli koosneb suures osas biomassist toodetud elektrist, mida toodetakse juhitavates elektrijaamades. Paljudes teistes riikides moodustab taastuvelektri portfellis suure osa juhitav hüdroenergia.

Süsteemi juhtimisega seotud riskide hindamisel tuleb vaadata mittejuhitavate elektritootjate tootmise osakaalu elektrinõudluse katmisel ning ka riigi ühendatust teiste riikide elektrisüsteemidega. Jooniselt 14 võib näha, et Eesti mittejuhitava elektritootmise osakaal on teiste ELi riikidega võrreldes keskmisel tasemel, ning arvestades meie tugevaid ühendusi Läti ja Soomega, on tehnilistest kriteeriumitest lähtudes meil selgelt potentsiaali tuule- ja päikeseelektri toodangu kasvuks. Eesti koos Läti ja Leeduga on sarnaselt Taaniga kahe suure elektrinõudlusega tarbimispiirkonna (Soome ja Poola) vahel, mis võimaldab nendega koostöös tasakaalustada mittejuhitavat elektrit juhitava elektritootmisega.

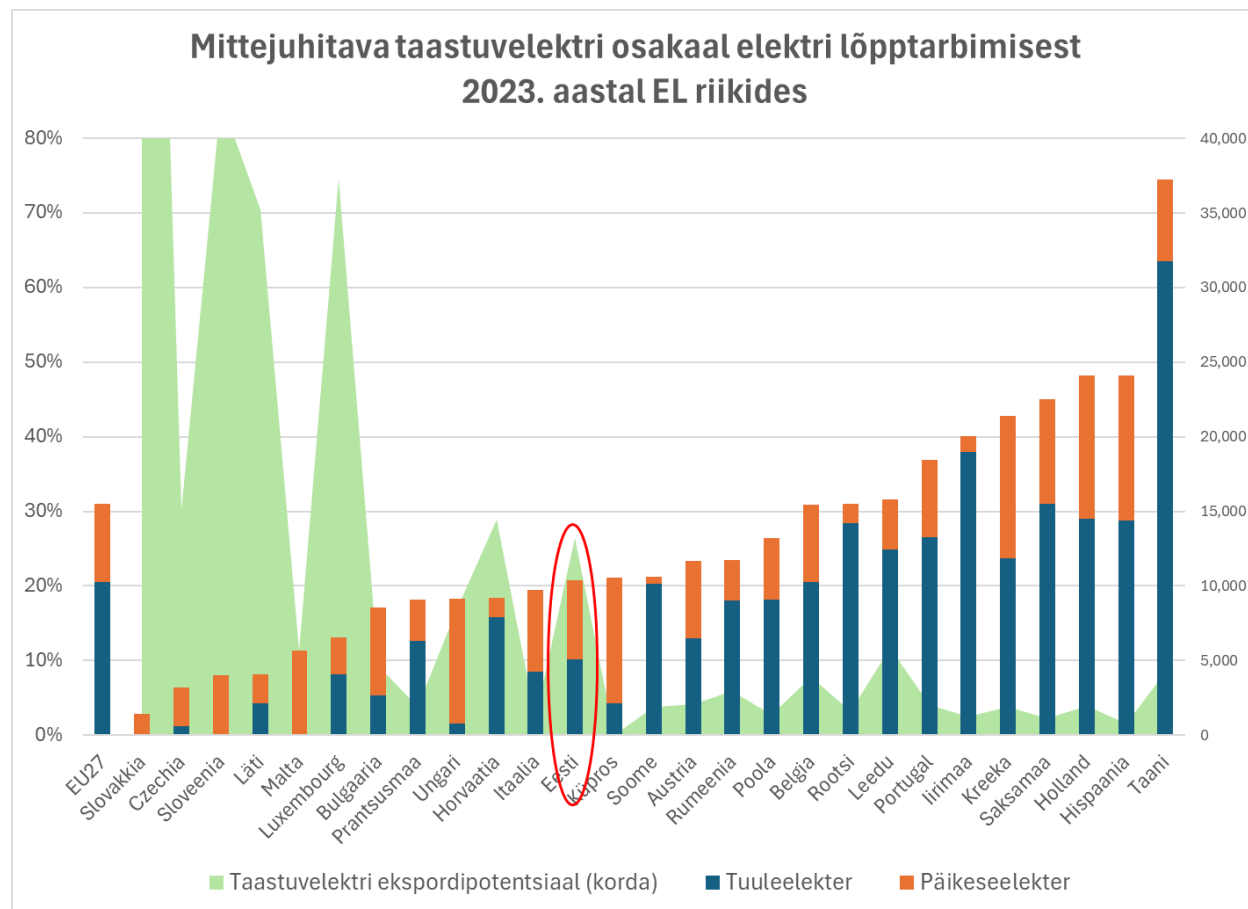


Joonis 14. Tuule- ja päikeseelektri osakaal elektritarbisest 2023. aastal.

Allikas: arvutused Eurostati andmetel.

2025. aastal kasvab Eesti mittejuhitava tuule- ja päikeseelektri tootmise osakaal lõpptarbisest hinnanguliselt üle 40%. Arvestades vähempakkumisel edukaks osutunud projekte, ehitamisel olevaid projekte ja kavandatavat taastuvelektri oksjonit, on tõenäoline, et Eesti mittejuhitava taastuvelektri osakaal kasvab 2035. aastaks 60–70%ni

lõpptarbimisest. Koos piisava salvestuse, uute juhitavate elektrijaamade ja ühendustega naaberriikidesse on sellise elektrisüsteemi juhtimine Taani näitel hallatav. Seega tuleb tagada piisava juhitavate elektritootjate teke Eesti ja Baltimaade elektriturule.

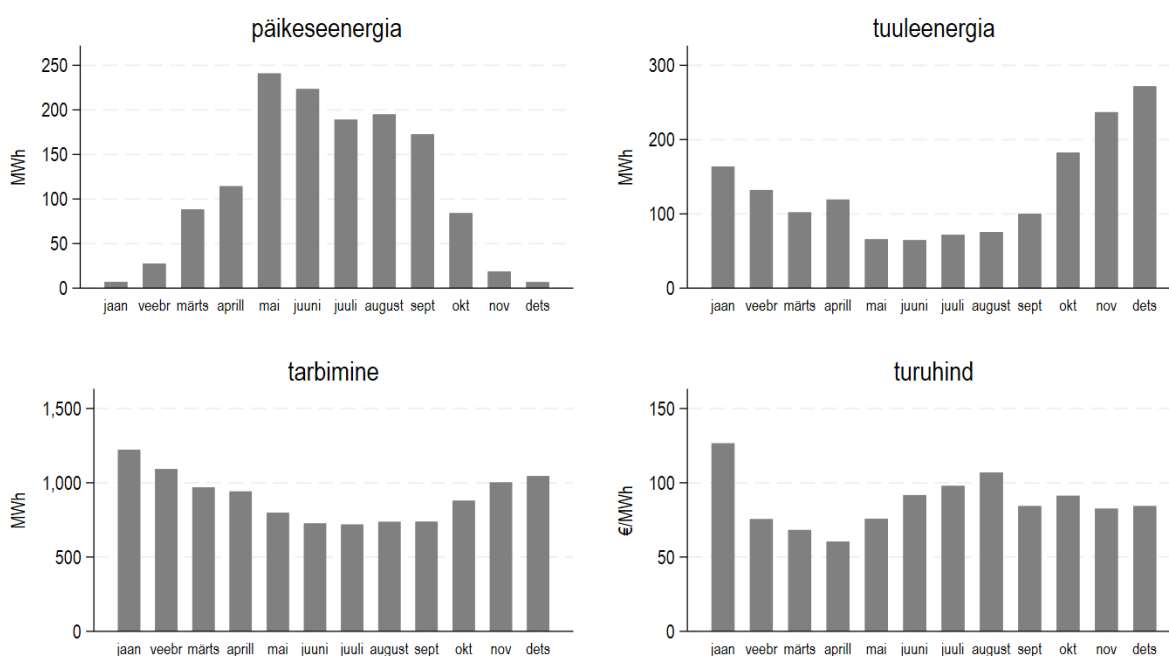


Joonis 15. Taastuvelektri osakaal ja välisühendused Euroopa riikides 2023. aastal.

Allikas: EMBER. Electricity Interconnection in Europe - data tool.

Euroopa riikide võrdluses on Eestis välisühenduste võimsus suhtena taastuenergia osakaalu tugevas proportsioonis. Joonisel 15 paremal skaalal on suhtarv, mille lugejas on välisühenduste võimsus korrutatuna 8760 tunniga aastas ning nimetajas on päikese- ja tuuleelektri toodang 2023. aastal. Visuaal näitab, et kõrge tuule- ja päikeseenergia osakaaluga Taanis, Hispaanias ja Hollandis on välisühenduste võimsus suhestatuna kohalikku taastuenergia toodangusse oluliselt madalam kui see on Eestis. Niisiis on Eestil läbi välisühenduste võimekus katta tootmise puudujääk täiel määral, samas teisalt avavad välisühendused Eesti ka piiritagustele elektrihinna survetele.

Tuule- ja päikeseenergia on olemuselt paljuski üksteist tasakaalustavad. Saksa ilmateenistuse uuringute andmetel kahaneb päikesevaese ja tuuletu ilma (*dunkelflaute*) risk märkimisväärselt kui tuuleenergiale lisandub päikeseenergia ning omakorda välisühendustega liitumisel muutub risk väga väikeseks.⁶ Tuulikute tootlikkus sõltub lisaks tuulekiirusele ka õhutihedusest. Õhutihedus on kõrgem külmemal ilma ja madalama õhuniiskuse tingimustes. Eestis on tuulikute tootlikkus kõrgeim just külmadel, tuulistel ja päikesevaestel talve- ja sügiskuudel, mil ka tarbimine on enamasti suur (vt joonis 16). Öötundidel kui päike ei paista on tuulikute tootlikkus kõrgem kui päeval kuna temperatuurid on madalamad ning puuduvad päikesest tingitud turbulentseid õhuvoolud, mis tuulikute efektiivsust mõnevõrra kärbivad.



Arvutused Elering andmetel 2024. aasta, <https://dashboard.elering.ee/>.

Joonis 16. Päikese- ja tuuleenergia tootmine, elektri turuhind ja kogutarbimine. 2024. aasta tunnikeskmsed väärtused kalendrikuude lõikes.

Allikas: arvutused Elering andmetel 2024. aasta, <https://dashboard.elering.ee/>.

⁶ Wetter und Klima - Deutscher Wetterdienst - Aktuelles - Wetterbedingte Risiken der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien reduzieren.

Tuginedes Deutscher Wetterdienst uuringutele (Kaspar, et al 2024) võiks Eesti unikaalne paiknemine merelise ja mandrilise kliimavööndi piiril pakkuda häid võimalusi tuuleenergia, aga ka päikeseenergia ühtlasemaks tootmiseks hajutades ja jaotades tootmisvõimsused Eesti erinevatesse piirkondadesse. Teaduskirjanduses (Shahriari ja Blumsack, 2017; jt) on leidnud kinnitust ruumilise hajutatuse läbi saavutatav tuuleenergia tootmise silumise efekt (*geographical smoothing*). Reichenberg et al (2017) optimeerimis- ja simulatsioonanalüüs näitab, et tuuleparke on võimalik paigutada ja hajutada erinevatesse piirkondadesse selliselt, et nende energiatoodangu agregeeritud volatiilsus ja tuuletoodangu madalseisu risk oleksid võimalikult väikesed säilitades samal ajal optimaalse keskmise elektritoodangu mahu.

Kaspar et al (2024) uuring Euroopa tuule- ja päikeseenergia tootmise madalseisudest osutab sellele, et Ida-Eesti tuulerežiim eristub Lääne-Eesti ja Kesk-Euroopa omast, ehk see võimaldaks läbi ülekandevõimsuste pakkuda tuuleenergiat soodsa turuhinnaga. Tuuleenergia tootmise hajutamisest erinevate tuulerežiimidega piirkondadesse saavutatavat elektritoodangu silumist saaks veelgi paremini rakendada üle kõigi Balti riikide. Päikese- ja tuuleenergia osakaalu kasvades tuleks uute võimsuste rajamisel senisest enam arvestada süsteemi tasakaalustamise vajadustega ja tuulerežiimi piirkondlike eripäradega ning eripäradega tehnoloogiates, ehk üksnes aasta keskmisele tuulekiirusele ja investeeringu omahinnale (erinevate piirangute tingimustes) keskendumine tuuleparkide rajamisel jääb juba täna ja nii ka tulevikus ebapiisavaks.

Juhitav tootmine

Arvi Hamburg (PhD euroinsener Eur Ing)

Ilmastikust sõltuva elektritootmise lisandumine eeldab elektrisüsteemis salvestuse-, juhitava baas- ja reservvõimsuse- ja tootvatele tarbijatele suunatud teenuste piisavuse ning nende optimaalse koostoime süsteemi olemasolu. Elektritootmise bilansis on viimastel aastatel oluliselt kasvanud ilmastikust sõltuva elektritootmise osakaal, mis esitab väljakutsed energiasüsteemi stabiilsuse ja varustuskindluse tagamisel, eriti kriisiolukordades või saartalitluse režiimis. Senised energiapoliitilised valikud tuginevad arusaamale, et CO₂ on keskkonnamõjude põhitegur.

Varustuskindluse, energiajulgeoleku ja elektri koguhinna optimaalseim suhe on saavutatav mitmekesise elektritootmise struktuuriga väärindades kohalikke loodusressursse. Suure maksutulu ja sotsiaalse mõjuga energiaettevõtted toetavad regionaalarengut ja energeetikateadust.

Juhitav tootmine on üles ja alla reguleeritav ning tagab elektrisüsteemi inertsit. Lähimal perioodil, 2025–2035/2040, peame energiajulgeoleku riskide maandamiseks säilitama olemasolevad põlevkivil töötavad juhitavad tootmisüksused ja seda kuni uute võimsuste kasutuselevõtuni. Põlevkivienergeetika suudab üleminekuperioodil ainsana tagada varustuskindluse ja energiajulgeoleku, seejuures peamiseks takistuseks on regulatiivsed piirangud ja vanade plokkide töökindluse vähenemine.

Biomassil töötavate koostootmisjaamade elektritoodangut saab vaid osaliselt lugeda baaskoormuse katteallikana kuna nende töörežiimi mõjutab ilmastikust sõltuv sooja/külma nõudlus.

Maagaasil töötavad elektrijaamad pole baaskoormuse katmiseks sobivad kuna jaama muutuvkulud tulenevalt gaasi hinnast on kõrged ja lisaks importkütuse hinnamuutused ja logistika pole meie kontrolli all. Nende roll on elektrisüsteemi reservvõimsuse tagamine ja tipukoormuse katmine. Alates vahemikust 2035-2040 võivad baaskoormust katta tuumajaama energiaplokid.

Eleringi konservatiivse prognoosi kohaselt on elektri varustuskindluse tagamiseks Eestis vaja hoida kuni 2030. aastani 1000 MW juhitavaid võimsusi ning alates 2030. aastast 1200 MW.

Prognooside kohaselt põlevkivivõimsused vähenevad 2029. aastaks veel 430 MW võrra, jäädes 785 MW tasemele, seega vajame 500 MW ulatuses gaasijaamasi. Loodetavat lisa (ca 110 MW) saame ka tööstus- ja koostootmisjaamadest.

3. Energiaturu optimaalse majandusliku jaotuse mudel (ENOMA)⁷

Juba mõnda aega on näha kasvavat kogukondade vastasseisu tuule- ja päikesepeakide rajamisele, sest selguse puudus oodatavast kasust ja kuludest tekitab umbusku ja tõrksust. Otsimaks vastust küsimusele, kes maksab kinni rohepöörde Eesti energiamajanduses, tuleb luubi alla võtta kolmnurk – tarbija, tootja ja energiasüsteem. Taastuvenergiale üleminekuga seotud tootmisvõimsuste rajamine ning uued raskused süsteemi tasakaalustamisel ja sageduse hoidmisel puudutavad kõiki osalisi. Seda, kes ja millises ulatuses peaks kandma ülemineku kulud, ei saa aga vaadata ühe osalise, näiteks tarbija vaatevinklist, unustades taastuvenergia tootja ja energiasüsteemi, või vastupidi, keskendudes päikese- ja tuuleenergia toojate huvidele ning jättes energiasüsteemi ja tarbija kõrvale.

Niisiis otsitakse analüüsis parimat lahendust energia trilemmale ja optimeeritakse tasakaalupunkti tarbijate elektrikulude, taastuvtootjate äritulemi ja riigi energiasüsteemi ülevälhoidmise vahel. Mudelis püstitatakse kolm sihifunktsiooni: tarbija kulufunktsioon, päikese- ja tuuleenergia tootja äritulemi funktsioon ning energiasüsteemi netotulemi funktsioon. Optimeerimisalgoritm leiab samal ajal parima lahendi kõigile kolmele sihifunktsioonile, minimeerides tarbija kulu ning maksimeerides taastuvtootja ja energiasüsteemi netotulemit. Tulemuseks on Pareto-optimaalne lahend, mille korral ühegi turuosalise netokasu pole võimalik suurendada ilma vähemalt ühe teise turuosalise huve kahjustamata. Selline tulemus on samal ajal parim kõigi turuosaliste – tarbija, tootja ja energiasüsteemi – seisukohast.

ENOMA simuleerib erinevaid elektriturustsenaariumeid ja neist johtuvaid hinnakujunemise mehhanisme, arvestades energiahinna eri komponente, nagu

⁷ ENOMA on Kadri Männasoo poolt MATLAB tarkvaras arendatud optimeerimis- ja simulatsioonimudel.

börsihind, tootmise omahind, võrgutasud, aktsiis, käibemaks.⁸ Eeskätt on eesmärk leida optimaalsed parameetri väärtused taastuvenergiatoetusele, tarbimise juhtimisele ning bilansiteenuse tasudele erinevatel tuule- ja päikeseenergia osakaaludel kogutarbimisest.⁹

Tagamaks stabiilsed tulemused ja välistamaks äärmuslikke (lokaalseid) lahendeid, itereeritakse algoritmi juhuslikel algväärtustel ning leitakse tulemused itereeritud vahetulemuste keskmiste põhjal. Optimeerimise käigus rakendatakse otsitavatele parameetritele minimaalsed piirangud, näiteks seatakse piirang sellele, kas otsitav parameeter on negatiivse või positiivse väärtusega. Täiendavalt seab mudel piirangu päikese- ja tuuleenergia tooja hinnamarginaalile, mis peab olema positiivne. Mudeli parameetritest ja sisenditest annab täpsema ülevaate tabel Lisas 2.

Optimeerimis- ja simulatsioonanalüüs on tehtud tarkvaras MATLAB ning koosneb kaheksast peamisest sammust:

- (1) Börsihinda mõjutavate elastsuste leidmine, tuginedes tunnipõhistele elektrituru ja ilmastiku andmetele ning päeva CO₂ heitmekvoodi hinna andmetele 2024. aasta kohta.¹⁰
- (2) Eabilansi suurust mõjutavate päikese- ja tuuleenergia osakaalude elastsuste leidmine tunnipõhistele elektrituru andmete põhjal 2024. aasta kohta.
- (3) Elektrituru stsenaariumite püstitamine ning stsenaariumitele vastavate elektrituruhindade ja eabilansi prognoosimine, tuginedes 1. ja 2. sammule. Peamine stsenaariumite dünaamikat juhtiv tegur on päikese- ja tuuleenergia osakaalu kasv kogu tarbitavast elektrist.¹¹
- (4) Piirangute seadmine optimeeritavatele parameetritele, välistades anomaalsed, negatiivsed või liiga kõrged positiivsed väärtused. Samuti seatakse piirang

⁸ Sarnaselt Balmoreli energiasüsteemi mudeliga (Wiese *et al.*, 2018)¹ on energiaressursside, energiakandjate omahinna, maksude, CO₂ heitmekvoodi hinna ja muude fikseeritud komponentide eeldused eksogeensed ning neid on mudelis lihtne muuta ja kalibreerida.

⁹ Eleringi tellimisel on THEMA Consulting Group teinud analüüsi pakkumaks välja erinevaid alternatiive bilansiteenuse tariifide kehtestamiseks eabilansile, tarbimisele ja tootmisele.

¹⁰ Joonis Lisas 3 toob välja tegeliku ja prognoositud keskmise börsihinna tunni, päeva, kuu ja kvartali lõigetes 2024. aasta kohta.

¹¹ Joonis Lisas 4 näitab juhitavate, juhitamatute ja imporditud elektritoodangu osakaalu kogutarbimises päikese- ja tuuleenergia osakaalude kasvades 2024. aasta tunnipõhistel andmetel.

vajalikule bilansiteenuse mahule, mis tuleb tootjate ja tarbijate vahel ära jagada, ning tingimus, et taastuenergia toetus peab ära katma päikese- ja tuuleenergia tootja teenitava turuhinna ja garanteeritud hinna vahe.

- (5) Püstitatakse tarbija, päikese- ja tuuleenergia tootja ning elektrisüsteemi sihifunktsioonidest koosnev ehk kolme sihifunktsiooniga optimeeritav funktsioon.
- (6) Optimeeritavatele parameetritele omistatakse juhuslikult valitud algväärtused 4. punktis nimetatud määramisvahemikes ja iga parameeter leitakse 10 optimeerimisiteratsiooni keskmisena.
- (7) Sisendite, väliste parameetrite ja optimeeritavate parameetrite põhjal leitakse igale stsenaariumile vastavad sihifunktsioonide väärtused: tarbija kulu sentides kWh kohta, päikese- ja tuuleenergia tootja äritulem kWh kohta ning energiasüsteemi netotulem kWh tarbitava elektri kohta.
- (8) Simuleeritakse erinevate stsenaariumite korral mudeli tulemusi 6. ja 7. punktis.

Analüüsi raamistiku püstitamisel ja fikseeritud parameetrite määratlemisel kasutatakse mitmeid teemakohaseid turuosaliste (Eesti Energia, Elering, Elektrilevi NordPool jt) andmeallikaid, samuti varasemaid raporteid, ülevaateid ja poliitikadokumente (ENMAK), mis sisaldavad energiaturu empiirilisi näitajaid või on tõstatanud erinevaid elektrituru reformimise stsenaariume. Samuti rakendab uuring tunnustatud energeetika ja energiapoliitika ekspertide ja energiaturgu uurinud ökonomistide sisendit.¹²

¹² Uurimistöösse on sisukate mõtetega panustanud Arvi Hamburg, Martti Randveer, Mario Kadastik jt eksperdid.

4. Stsenaariumite simuleerimine

Mudeli baasstsenaariumi eeldused on gaasihind 37 €/MWh ja CO₂ heitmekvoodi hind 70 €/m tonni kohta. Käibemaksu, elektriaktsiisi ja võrgutasu puhul kehtivad jooksvad maksu- ja tasumäärad: käibemaks 22%, aktsiis 0,21 senti/kWh ja võrgutasu 4,4 senti/kWh. Päikese- ja tuuletoodangu omahinna eelduseks on 0,3 senti/kWh ehk 3 €/MWh. Taastuenergia garanteeritud müügitulumääraks on eeldatud 3 senti/kWh ehk 30 €/MWh. Alljärgnevalt simuleeritakse kolm stsenaariumi erinevatel päikese- ja tuuleenergia osakaaludel kogutarbimisest (vt joonised 17, 18 ja 19).

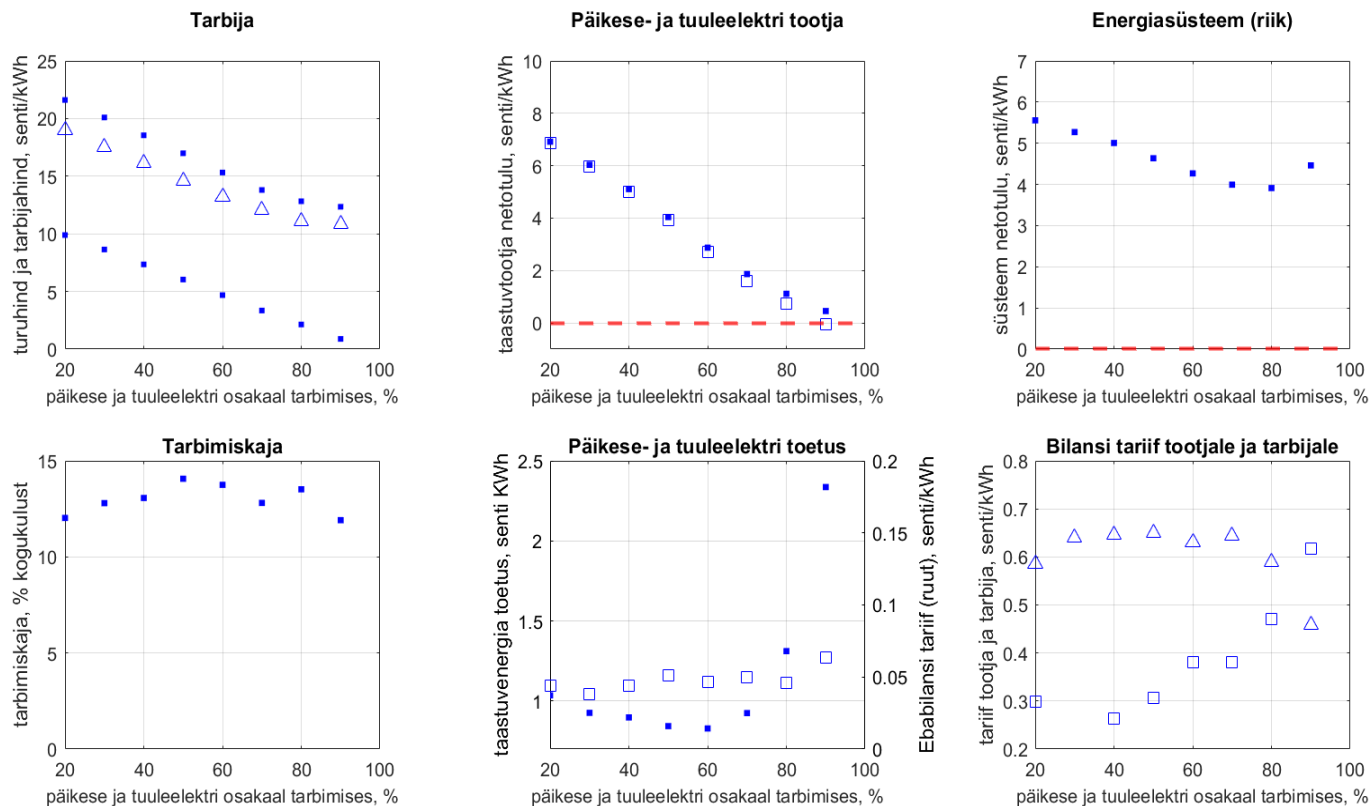
- 1) Baasstsenaarium: CO₂ heitmekvoodi hind 70 €/m tonn ja gaasihind 37 €/MWh.
- 2) CO₂ heitmekvoodi hinna tõus 100 €/m tonn.
- 3) Gaasihinna tõus 50 €/MWh.

Hind tarbijale langeb, kui päikese- ja tuuleenergiat on rohkem, kuid hinnavõit stagneerub 80% taastuenergia osakaalu juures, samuti kahaneb tarbimiskaja parameeter. Kulude kokkuhoid tarbimise juhtimisest väheneb, kui mittejuhitava päikese ja tuuleenergia osakaal tarbimises ületab 50%, sest püsitasude, võrguteenuse ja taastuenergia toetuse, osakaal lõpphinnas kasvab. Päikese- ja tuuleenergia tootja liigub 90% taastuenergia osakaalu turutingimustes kahjumisse ning seda peab kompenseerima taastuenergia toetuse kasv. Arvestades, et nii tuule- kui ka päikeseenergia tootmise LCOE (*Levelized Cost of Electricity*) on oluliselt kõrgem, kui muutuvkulu millega turule tullakse, siis baasstsenaariumi korral muutub uute investeeringute tasuvus küsitavaks kui päikese- ja tuuleenergia osakaal ületab 40-50% tarbimisest. Taastuenergia toetusmäär hakkab kasvama alates päikese- ja tuuleenergia osakaalust, mis ületab 60% tarbimisest, ning eriti järsk on optimaalse toetusmäära hüpe, liikudes 80%-le ja 90%-le taastuenergia osakaalule kogutarbimisest. Päikese- ja tuuleenergia tootja eabilansilt makstav bilansiteenuse optimaalne tasumäär on 20–40% päikese- ja tuuleenergia osakaalu tingimustes 0,4 € MWh, tõustes 0,5 € MWh, kui päikese- ja tuuleenergia osakaal tarbimisest on 50–70%, ning kerkides tasemele 0,64 €/MWh, kui päikese- ja tuuleenergia osakaal on 90% tarbimisest.

Süsteemi opereerimise netotulu¹³ koos aktsiisi- ja maksutuluga väheneb mittejuhitava tuule- ja päikeseelektri osakaalu kasvades, kuna elektrihinna odavnemine kahandab käibemaksutulu ja juhitavatelt võimsustelt teenitavat tulu. Kui päikese- ja tuuleenergia osakaal kasvab üle 80%, siis energiasüsteemi tulu siiski suureneb kahanevast tarbimise juhtimisest ning suurematest taastuenergia ja eabilansiteenuse tasudest johtuvalt. Siinkohal tuleb panna tähele, et süsteem (riik) kogub kõigilt elektritarbimise teenustelt käibemaksu. Optimaalne bilansiteenuse tasu tarbijatele 6,3–6,4 €/MWh on suurem kui tasu tootmiselt, välja arvatud väga kõrge 90%-lise päikese- ja tuuleenergia osakaalu tingimustes, kui optimaalne tasu langeb tasemele 4,5 €/MWh. Optimaalne tootmiselt kogutav bilansiteenuse tasu kasvab päikese- ja tuuleenergia tootmise osakaalu suurenedes ja jääb alla 3 €/MWh, kui mittejuhitavate võimsuste osakaal tarbimises on vähem kui 50%, ning tõuseb 4 €/MWh tasemele, kui tuule- ja päikeseenergia osakaal moodustab 60–80% kogutarbimisest, ja hüppab üles 6,2 €/MWh tasemele, kui mittejuhitava elektri osakaal on 90%. Optimaalse bilansiteenuse tasu vastassuunaline liikumine tarbimiselt ja tootmiselt tuule- ja päikeseenergia osakaalu kasvades peegeldab tasakaalu leidmist stagneeruva tarbijahinna ja paisuvate taastuenergia toetuste vahel.

Olulisteks elektriturgu mõjutavateks välisteks teguriteks on CO₂ heitmekvoodi hind ja maagaasi hind rahvusvahelisel turul. Ilmselt tõstavad nii CO₂ heitmekvoodi hind, kui gaasi hind elektrikulu tarbijale, kuid antud kulukomponendi roll langeb päikese- ja tuuleenergia osakaalu kasvades elektri kogutarbimisest. Kõrgem CO₂ heitmekvoodi hind ja maagaasi hind tõstavad juhitavate mitte-taastumatute võimsuste pakutavat sisendhinda ja kergitavad hinda elektrikuboril, mis omakorda muudab päikese- ja tuuleenergia tootmise kasumlikumaks. Kõrge CO₂ heitmekvoodi hinna ja maagaasi hinna tingimustes säilitavad päikese- ja tuuleenergia kasumi teenimise võimekuse ka mittejuhitava energia osakaalu kasvades ning seetõttu puudub vajadus tõsta olulisel määral taastuenergiatoetuseid.

¹³ Elektrisüsteemi opereerimise netotulu ei sisalda ülekoormustasu, ega välisühendustega seotud muid tulusid ja kulusid. Samuti ei sisalda elektrisüsteemi sihifunktsioon lühiajalisel sagedusturul opereerimisega seotud tulusid ja kulusid.



Kadri Männasoo | 2025

Tarbija: Alumine punktirida tähistab simuleeritud börsihinda. Ülemine punktirida tähistab tarbija lõpphinda ilma tarbimiskajata, kolmnurkadega on tähistatud tarbija-lõpphind koos tarbimiskajaga.

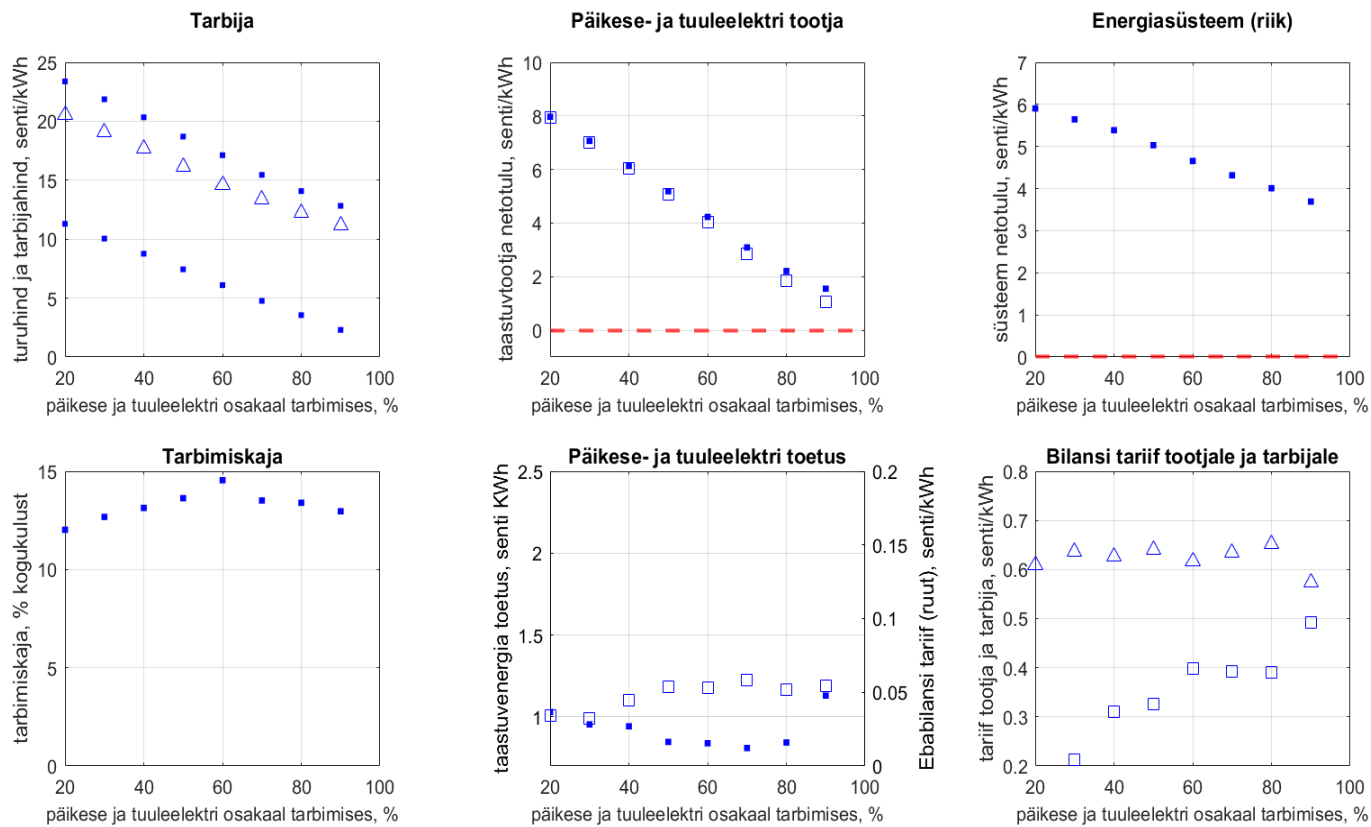
Tootja: Alumine ruutudega punktirida tähistab päikese- ja tuuleelektri tootja netotulu ilma taastuenergiatoetusega. Ülemine punktirida tähistab netotulu koos taastuenergiatoetusega.

Päikese- ja tuuleelektri toetus: Ruudud tähistavad eabilansi tariifi (parem vertikaalskaala). Punktirida tähistab taastuenergia toetusmäära (vasak vertikaalskaala).

Bilansi tariif tootjale ja tarbijale: Ruudud tähistavad bilansiteenuse tariifi tootmisele. Kolmnurgad tähistavad bilansiteenuse tariifi tarbijale.

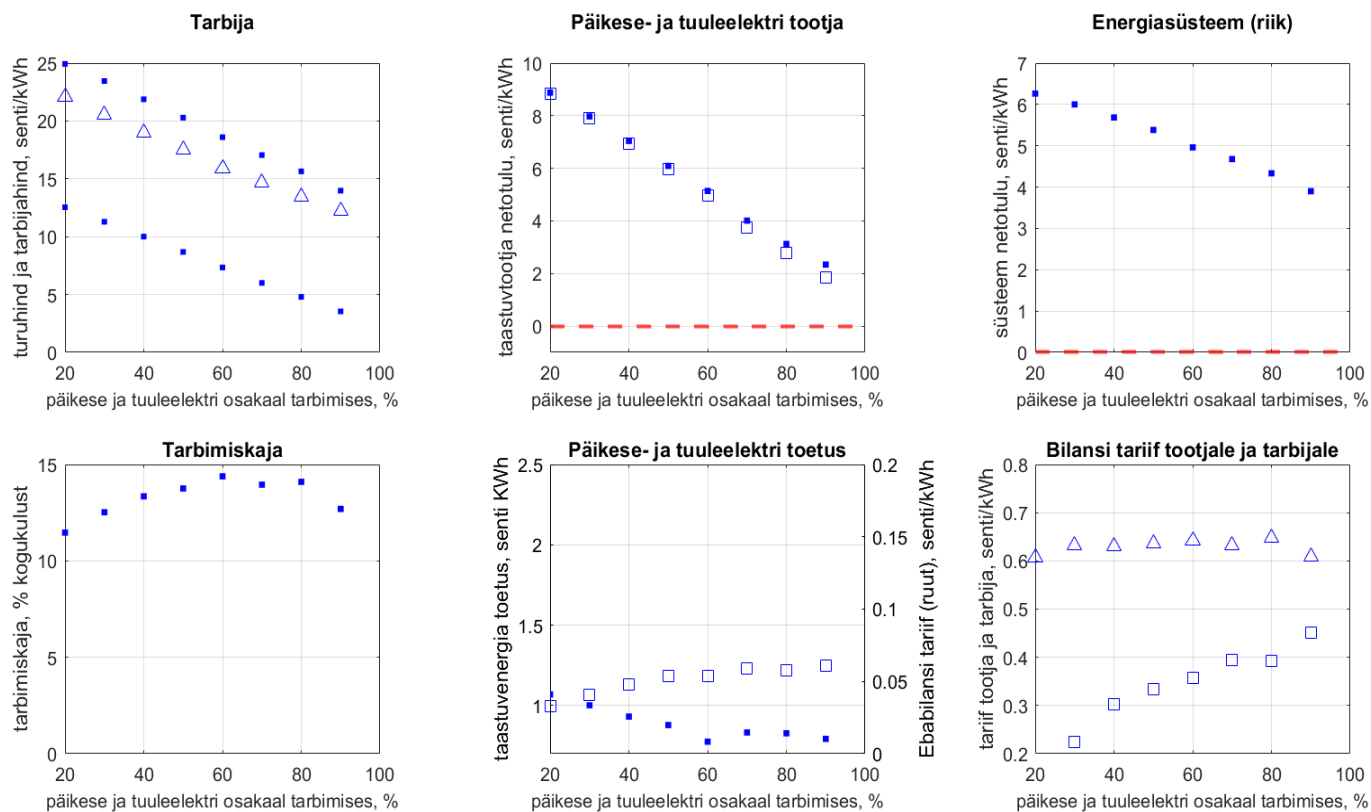
Joonis 17. Baasstsenaarium: CO2 heitmekvoodi hind tasemel 70 € m/tonn ja maagaasi hind 37 €/MWh.

Allikas: autorite koostatud.



Kadri Männasoo | 2025

Joonis 18. Stsenaarium 1: kõrge CO2 heitmekvoodi hind tasemel 100 € m/tonn.
Allikas: autorite koostatud.



Kadri Männasoo | 2025

Joonis 19. Stsenaarium 2: kõrge maagaasi hind 50 €/MWh.
Allikas: autorite koostatud.

5. Järeldused ja soovitused

Energiasüsteemi toimimist ja elektritootmise tasuvust toetab mastaabisääst. Mastaabisäästu tähtsust kinnitab energiatootjate konsolideerumine nii Eestis kui ka muudel turgudel. Energiakontsernidel on suurem investeerimisvõimekus ning suutlikkus elektritootmist kulutõhusamalt korraldada. Mastaabivõite saab otsida ka tarbimise poolel. Energiasüsteemi efektiivsusvõite ja taastuenergia kasutuselevõttu aitab saavutada laialdasem elektrifitseerimine ja seda eriti tööstussektoris, kus kasvuruumi on võrreldes majapidamistega rohkem. Rahvusvaheline Energiaagentuur (*The International Energy Agency*, IEA) soovib leevendada elektrifitseerimisega seotud investeeringukulusid ettevõtetele ning toetada elektrifitseerimisega seotud teadus- ja arendustegevust tööstuses.¹⁴

Eesti majapidamiste elektritarbimine on seoses soojuspumpade laialdase kasutuselevõtuga kõrge ja soojuspumpade arvult 1000 majapidamise kohta jääme alla vaid Norrale, Soomele ja Rootsile. Kuna Eesti kodudes on elektritarbimine samal tasemel või ületamaski meist jõukamate Kesk- ja Lääne-Euroopa riikide oma (Põhjamaadele jääme alla), siis on vähetõenäoline, et majapidamiste elektritarbimise kasv lähitulevikus hüppeliselt kasvaks.

Elektrihind Eesti kodutarbijale on teiste Euroopa riikidega võrreldes madal ja seda eeskätt väikese tarbimisega ning ilmselt ka hinnatundlikematele majapidamistele. Vaatamata elektriaktsiisi tõusudele on määr võrreldes näiteks Soome, Rootsi, Taani või Saksamaaga oluliselt madalam ja seda eriti kodutarbijatele. Enamik meist kõrgema elektriaktsiisiga riike, eriti Taani, Rootsi, Belgia ja Soome, diferentseerivad maksukoormust kodutarbijatele ja suurtarbijatele, kehtestades oluliselt madalamaid aktsiisimäärasid äritarbijatele. Ka Eestis tuleks kaaluda elektriaktsiisi diferentseerimist, et langetada lõpphinda teatud äritarbijate segmentides, kus tänane elektri ühikukulu ületab konkurenttettevõtjate oma naaberriikides. Elektriaktsiisist laekuvaid tasusid võiks sihtotstarbeliselt rakendada näiteks elektrifitseerimise toetamiseks, hoonete renoveerimiseks või teadus- ja arendustegevuseks energeetika valdkonnas.

¹⁴ [Electrification - Energy System - IEA.](#)

Eesti elektriturg on välisühendustega tugevalt seotud, mis pakub võimalusi süsteemi tasakaalustamiseks piiritaguste võimsuste abil. Teisalt teeb avatus läbi välisühenduste Eesti elektrituru välistest hinnasurvetest mõjutatavaks, kuid tagab konkurentsiolekorra ka tingimustes, kus tootmine Eesti elektriturul on konsolideerumas.

Tuule- ja päikeseenergia on olemuselt paljuski üksteist tasakaalustavad. Saksa ilmateenistuse uuringute andmetel kahaneb päikesevaese ja tuuletu ilma (*dunkelflaute*) risk märkimisväärselt kui tuuleenergiale lisandub päikeseenergia ning omakorda välisühendustega liitumisel muutub risk väga väikeseks.¹⁵ Tuulikute tootlikkus sõltub lisaks tuulekiirusele ka õhutihedusest. Õhutihedus on kõrgem külmema ilma ja madalama õhuniiskuse tingimustes. Eestis on tuulikute tootlikkus kõrgeim just külmadel, tuulistel ja päikesevaastel talve- ja sügiskuudel, mil ka tarbimine on enamasti suur. Öötundidel kui päike ei paista on tuulikute tootlikkus kõrgem kui päeval kuna temperatuurid on madalamad ning puuduvad päikesest tingitud turbulentsed õhuvoolud, mis tuulikute efektiivsust mõnevõrra kärbivad.

Tuginedes Deutscher Wetterdienst uuringutele (Kaspar, et al 2024) võiks Eesti unikaalne paiknemine merelise ja mandrilise kliimavööndi piiril pakkuda häid võimalusi tuuleenergia, aga ka päikeseenergia ühtlasemaks tootmiseks hajutades ja jaotades tootmisvõimsused Eesti eri piirkondadesse või üle Balti riikide. Ida-Eesti eristub Lääne-Eesti ja Kesk-Euroopa tuulerežiimist ning see võimaldaks läbi ülekandevõimsuste pakkuda tuuleenergiat soodsa turuhinnaga. Võiks kaaluda põhjaliku meteoroloogilise uuringu läbi viimist eesmärgiga kaardistada tuulekiiruse hälbimised üle pika ajaperioodi Eesti eri piirkondades, või veelgi parem kõigis Balti riikides. Antud uuring peaks sarnaselt Deutscher Wetterdienst analüüsile pühenduma *dunkelflaute*, ehk tuulevaiksete ja päikesevaasete, kuid kõrge nõudlusega päevade analüüsile, et saada parem arusaam sellest kuidas planeerida tuuleenergia tootmisvõimsusi ja välisühendusi viisil, et minimeerida tootmismahdade kõikumisi ja puudujääke kriitilistel ajavahemikel. Päikese- ja tuuleenergia osakaalu kasvades tuleks uute võimsuste rajamisel senisest enam arvestada süsteemi tasakaalustamise vajadustega ja tuulerežiimi piirkondlike eripäradega ning eripäradega tehnoloogiates, ehk üksnes aasta keskmisele tuulekiirusele ja investeeringu omahinnale (erinevate piirangute

¹⁵ Wetter und Klima - Deutscher Wetterdienst - Aktuelles - Wetterbedingte Risiken der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien reduzieren.

tingimustes) keskendumine tuuleparkide rajamisel jääb juba täna ja nii ka tulevikus ebapiisavaks.

Tähelepanu tuleks pöörata teadustööle, arendustegevusele ja investeeringutele tõhusatesse juhitavatesse võimsustesse, mille CO₂ heide on madal ja/või on olemasoleva taristu ja ressursside kasutusmäär optimaalne. Selliste lahendustena on välja pakutud soojuse ja elektri koostootmisjaamu, biogaasil töötavaid gaasielektrijaamu, energiasalvestina toimivaid pumphüdroelektrijaamu, vesiniku kütuseelemente ja kaugküttekatalamajade juurde rajatavaid soojusmahuteid. Eraldi käsitlust vajab ka Eestisse tuumaenergia rajamise analüüs. Senikaua, kuni nimetatud lahendused piisavat reservvõimsust ei paku tuleb töökorras hoida põlevkivielektrijaamad.

Mida suurem on päikese- ja tuuleelektri osakaal, seda vähem tundlik on perioodi keskmine elektrihind CO₂ tasudele ja maagaasi hinnale. Päikese- ja tuuleenergiale üleminekuga kaasneb turuhinna ja tarbijahinna langus, kuid viimane stagneerub, kui mittejuhitava energia osakaal saavutab 80% ja üle selle, kuna määravaks tarbija lõpphinnas muutub püsikulude komponent. Suurem päikese- ja tuuleenergia osakaal toob kaasa vajaduse kompenseerida langev kasumimarginaal taastuenergia tootjatele. Antud marginaali puudujäägi peavad katma elektritarbijad. Et säilitada optimaalne tarbija, tootja ja süsteemi huvide tasakaal kaasub taastuenergiatoetuste tõusuga bilansiteenuse kulu suurem ülekandmine tootmisele, mille arvelt tarbimisele langev bilansiteenuse koormus langeb. Päikese- ja tuuleelektrile üleminekuga ja turuhinna langemisega kahanevad ka elektrisüsteemi ja riigi netotulud, kuna madalam turuhind surub välja süsteemi pakutavad juhitavad võimsused ning kahandab elektritarbimise käibelt kogutavaid maksutuluseid. Arvestades mittejuhitava elektri osakaalu kasvuga kaasnevat kulu elektrisüsteemi talitluspidevusele ja elektrikäibelt saamata jäänud tulu riigile, siis olenevalt CO₂ heitmekvoodi hinnast, maagaasi hinnast ja muudest turuhinda mõjutavatest teguritest võib päikese- ja tuuleelektrist saadav majanduslik võit kahanema hakata juba tasemelt, kus mittejuhitava ja mittesalvestatava päikese- ja tuuleelektri osakaal tarbimises ületab 60%.

Kasutatud kirjandus

Elering Live. <https://dashboard.elering.ee/>.

EMBER. Electricity Interconnection in Europe - data tool. Breaking borders: The future of Europe's electricity is in interconnectors | Ember.

Erdmann, G. "Economics of electricity." In *EPJ Web of Conferences*, vol. 98, p. 06001. EDP Sciences, 2015.

European Commission: Directorate-General for Energy, MRC, REKK, Zabala, C. and Diallo, A., *Study on the performance of support for electricity from renewable sources granted by means of tendering procedures in the Union 2022*, Publications Office of the European Union, 2022, <https://data.europa.eu/doi/10.2833/93256>

European Heat Pump Association. 2025. Market data – European Heat Pump Association.

Eurostat Database.

Excise Duties on Electricity in Europe, 2024.

Frank Kaspar, Franziska Bär, Jaqueline Drücke, Paul James, Jennifer Ostermüller, Magdalena Zepperitz. Klimatologische Einordnung der „Dunkelflaute“ im November 2024. Deutscher Wetterdienst, Abteilung Hydrometeorologie. https://www.dwd.de/DE/leistungen/besondereereignisse/verschiedenes/20241217_Dunkelflaute_im_November.pdf?__blob=publicationFile&v=2

International Energy Agency (IEA), 2025.

Reichenberg, Lina, Adam Wojciechowski, Fredrik Hedenus, and Filip Johnsson. "Geographic aggregation of wind power—An optimization methodology for avoiding low outputs." *Wind Energy* 20, no. 1 (2017): 19-32.

Shahriari, Mehdi, and Seth Blumsack. "Scaling of wind energy variability over space and time." *Applied Energy* 195 (2017): 572-585.

THEMA Consulting Group. Impact analysis of balance service fee design in the Estonian electricity system. Report No 2025-12, avaldatud 26.04.2025. FINAL_Impact analysis of balance service fee design in the Estonian electricity system.pdf.

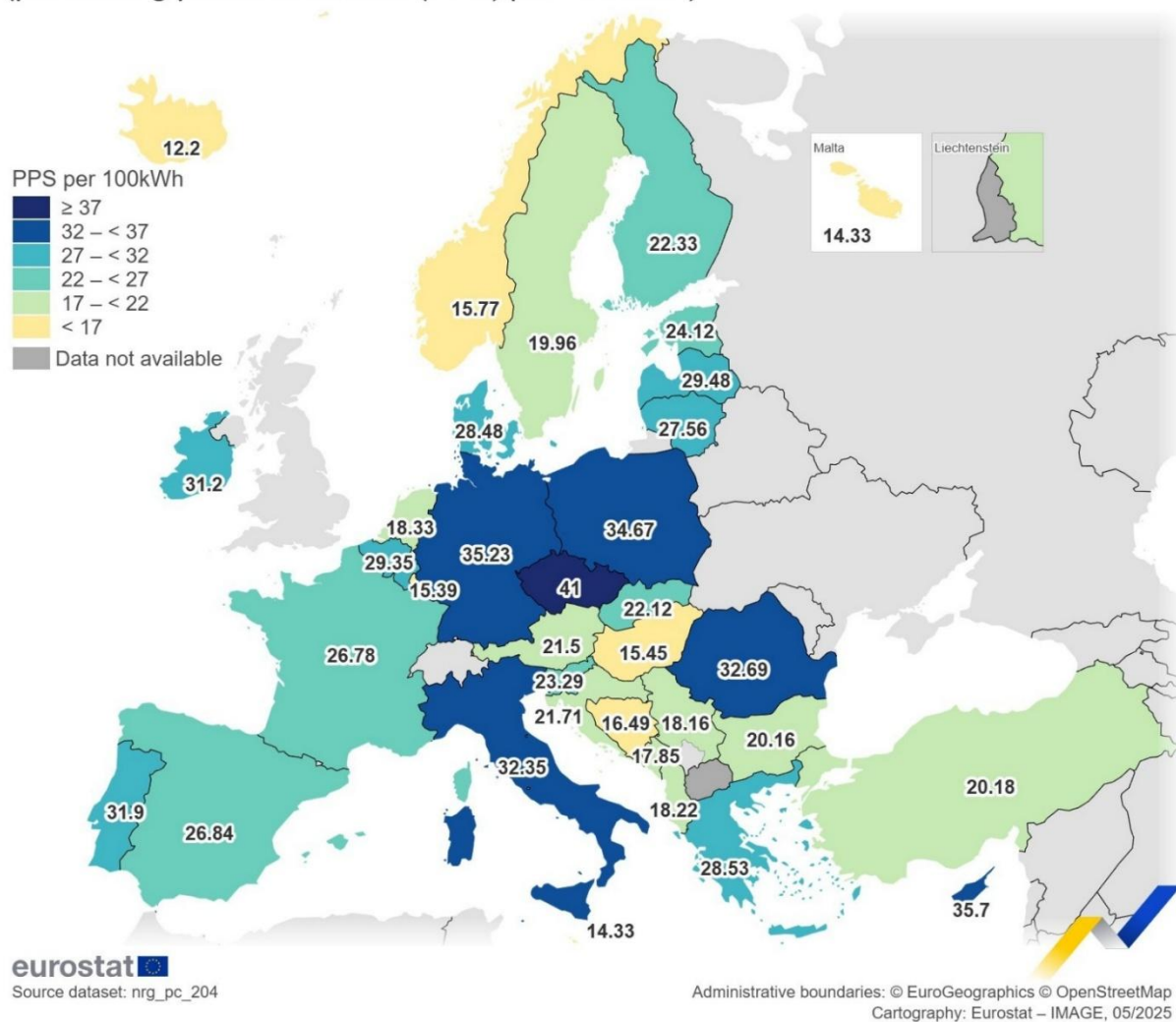
WEC Energy Trilemma Index Tool.

Wiese, Frauke, Rasmus Bramstoft, Hardi Koduvere, Amalia Pizarro Alonso, Olexandr Balyk, Jon Gustav Kirkerud, Åsa Grytli Tveten, Torjus Folsland Bolkesjø, Marie Münster, and Hans Ravn. "Balmorel open source energy system model." *Energy strategy reviews* 20 (2018): 26-34.

Lisad

Lisa 1. Majapidamiste elektri hinnad 2024 II poolaasta ostujõu pariteedis 100 kWh kohta.

Electricity prices for household consumers, second semester of 2024 (purchasing power standards (PPS) per 100 kWh)

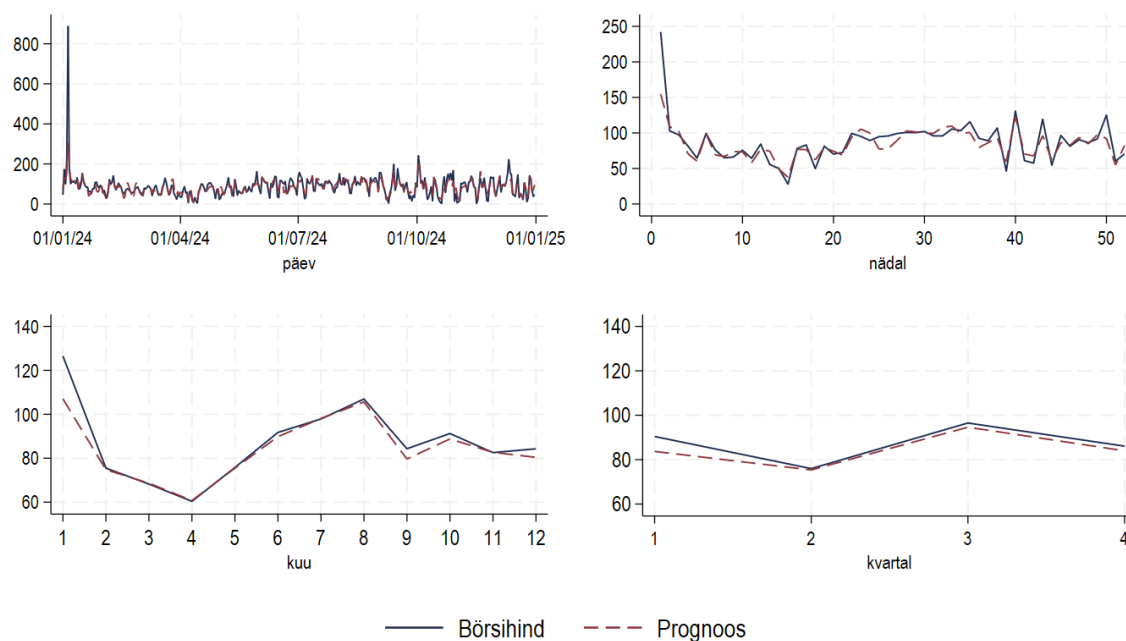


Allikas: Eurostat.

Lisa 2. ENOMA mudeli parameetrid ja sisendid.

Optimeeritavad parameetrid ja parameetripiirangud		Allikad
Tarbimiskaja	min=0 max=18% tarbimise käibelt	(1)
Taastuenergiatasu	min=0 max=0,025 €/kWh, kehtiv määr 0,0084 €/kWh	(2)
Ebabilansi tariif	min=0 max=1 €/MWh, planeeritav määr: 0.81 €/MWh	(3),(4)
Bilansiteenuse tariif tarbimiselt	min=0 max=9 €/MWh, planeeritav määr: 5.31 €/MWh	(3),(4)
Bilansiteenuse tariif tootmiselt	min=0 max=9 €/MWh, kehtiv määr: 5.31 €/MWh	(3),(4)
Muudetavad fikseeritud parameetrid		
Võrgutasu	0.044 €/kWh	(5)
Elektriaktsiis	0.0021 €/kWh	(6)
Käibemaks	22% elektrikäibelt, sh taastuenergiatasult ja aktsiisilt	
Päikese- ja tuuleenergia piirkulu	0.003 €/kWh=3 €/MWh	
Taastuenergia garanteeritud müügitulumäär	0.03 €/kWh=30 €/MWh	(7)
Reservvõimsuse alalhoiu omahind	0.01 €/kWh=10 €/MWh	
Maagaasi hind	2024: min=24.12; max=62.66; keskmine=39.09 €/MWh	(8)
CO2 heitmekvoodi hind	2024: min=59.66; max=83.67; keskmine=70.26 €/MWh	(9)
Päikeseenergia osakaal tarbimises	2024: min=0.007%; max=142.5%; keskmine=14.24%	(10)
Tuuleenergia osakaal tarbimises	2024: min=0.062%; max= 70.8%; keskmine= 14.47%	(10)
Tunnipõhistelt 2024. aasta elektriandmetelt hinnatud sisendid		
Keskmine turuhind Eestis	Väljundvõrrand: Elektrihind Soomes*, juhitava energia osakaal tarbimisest*, neto import-eksport Soome, neto eksport-import Lätti, päikeseenergia osakaal tarbimisest, tuuleenergia osakaal tarbimisest, maagaasi hind, CO2 heitmekvoodi hind, tund, kalendrikuu, nädalapäev, riiklikud pühad.	
Endogeensed tunnused*: Juhitava energia osakaal tarbimises Elektrihind Soomes	Esimese sammu regressioon: kütmise režiim: 18°C - välisõhutemperatuur, jahutusrežiim: välisõhutemperatuur - 24°C , tunnikeskmine summaarne päikese kiirgus, minutikeskmine tuulekiirus m/s, tuuleenergia toodang Lätis, tuuleenergia toodang Leedus, päikeseenergia toodang Leedus, tuuleenergia toodang Soomes, keskmine õhutemperatuur Soomes, puhkepäevad Soomes.	
Allikad		
(1) Kisel, Kuhi-Thalfeldt, Agabus ja Vesikioja (2024) Eesti elektri tarbimiskaja ja tootva tarbimise simulatsioonianalüüs.; (2) Elering: https://elering.ee/taastuenergiata-su; (3) Elektri bilansiteenus Elering; (4) THEMA raport 2025: https://www.elering.ee/ ; (5) Elektrilevi, 2023. aastaaruanne; (6) Alates 1.05.2025 elektriaktsiis 2.1€/MWh (1.05.2024 1.45€/MWh, enne 1 €/MWh), link: https://www.riigiteataja.ee/akt/102012025001; (7) MKM vähempakkumised: https://mkm.ee/energeetika-ja-maavarad/taastuenergiava-hempakkumised#esimese-vahempakkumi; (8) Elering Live - Gaasiturg - Börsihinnad, €/MWh; (9) CO2 heitmekvoodi hinnad, EU Carbon Permits (EUR), https://tradingeconomics.com/commodity/carbon; (10) Elering Live: tuulepargid, päikeseenergia.		
Tunnipõhiste elektrihindade modelleerimisel on lisaks ülaltoodud allikatele kasutatud andmeid FinGrid, LitGrid ja AST andmebaasidest ning Soome ja Eesti ilmateenistuste andmeid.		

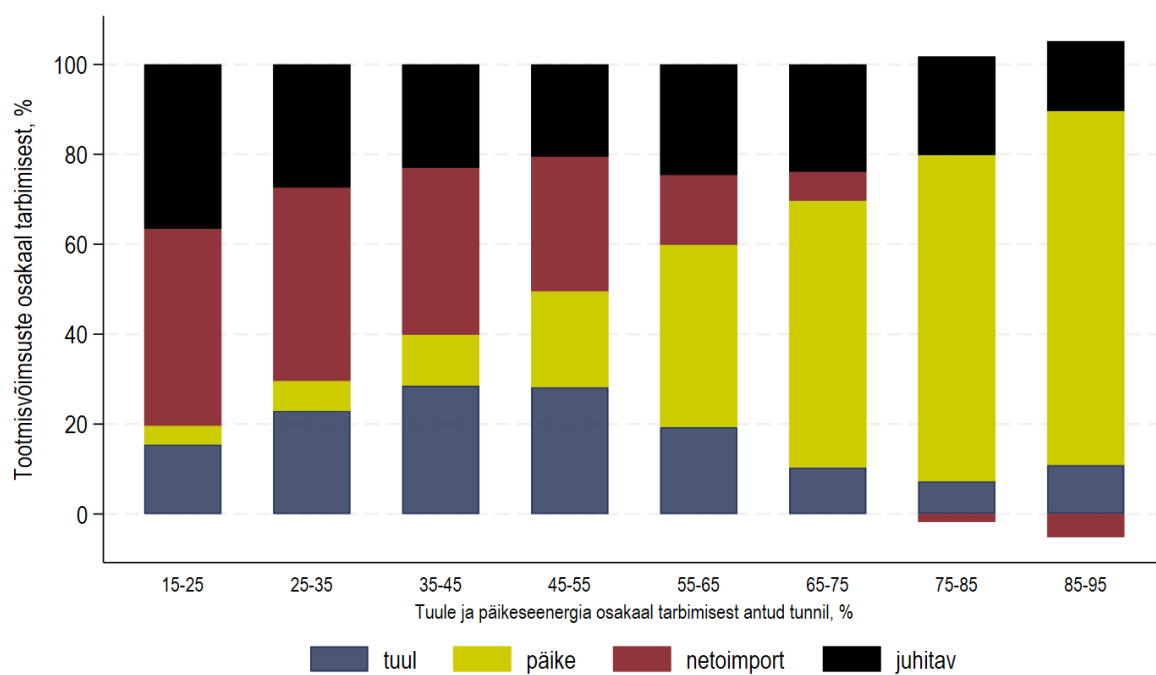
Lisa 3. Elektri tegelik ja prognoositud turuhind, tunni, päeva, kuu ja kvartali keskmised.



Börsihinna ja prognoositud hinna keskmised väärtused, päev-nädal-kuu-kvartal 2024. Andmed: Elering LIVE. Arvutused KM 7.06.2025.

Allikas: Elering LIVE.

Lisa 4. Tootmisvõimsuste osakaal tarbimises päikese- ja tuuleenergia erinevatel osakaaludel kogutarbimisest 2024. aastal.



Allikas: Elering.

