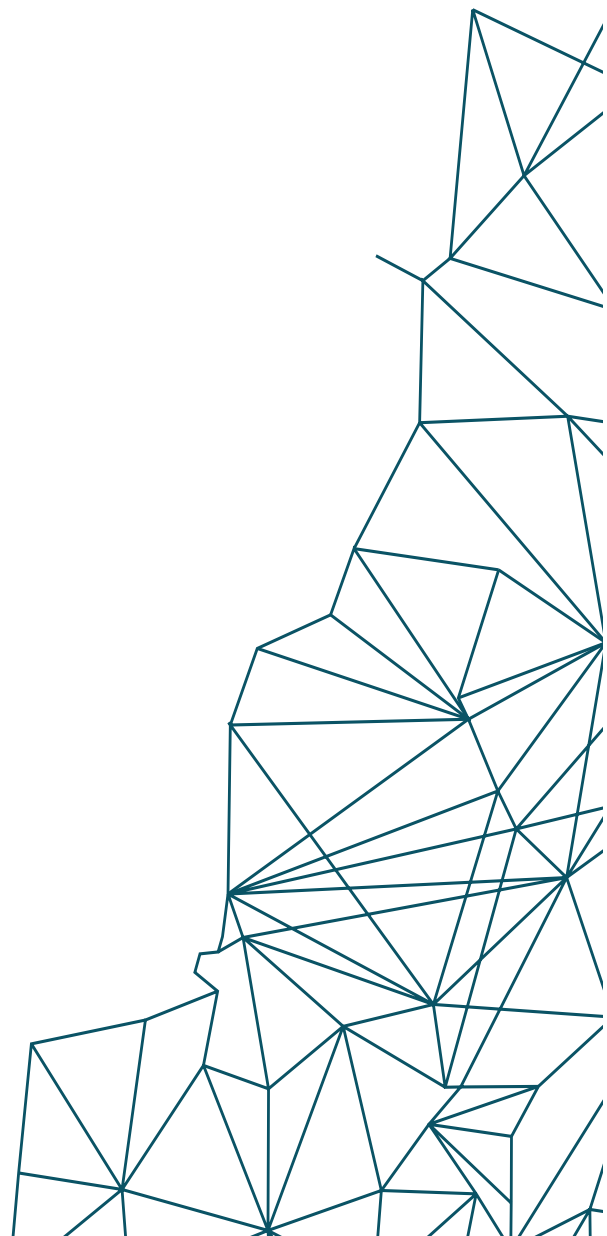


ELEKTRITURU KÄSIRAAMAT

TALLINN 2022



Elering on sõltumatu ja iseseisev elektri ja gaasi ühendüsteemihaldur, mille peamiseks ülesandeks on tagada Eesti tarbijatele kvaliteetne energiavarustus. Selleks juhib, haldab ja arendab ettevõtte siseriiklikku ja ülepiirilist energiataristut. Oma tegevusega tagab Elering tingimused energiaturu toimimiseks ning majanduse arenguks.

1.	EESSÕNA	4
2.	EUROOPA LIIDU ÜHTNE ENERGIAPOLIITIKA	6
2.1.	EUROOPA LIIDU ENERGIAPOLIITIKA	6
2.2.	ESIMESEST ENERGIAPAKETIST PUHTA ENERGIA PAKETINI	7
2.3.	ÜHTNE ENERGIATURG LÄBI VÕRGUEESKIRJADE	8
2.4.	EUROOPA LIIDU ENERGIATARISTU PAKETT	11
3.	EESTI ELEKTRISÜSTEEM	12
3.1.	EUROOPA JA EESTI ELEKTRISÜSTEEMI ÜLEVAADE	12
3.2.	TOOTMINE	19
3.3.	ELEKTRISÜSTEEMI PIKAAJALINE PLANEERIMINE	22
4.	ELEKTRITURG	31
4.1.	EESTI ELEKTRITURU ARENG JA TURU AVANEMISEGA KAASNEV KASU	31
4.2.	ELEKTRITURU KORRALDUSE VIISID JA EUROOPA ÜHINE TURUMODEL	34
4.3.	TULEVIKUTEHINGUTE TURG	36
4.4.	JÄRGMISE PÄEVA TURG JA PÄEVASISENE TURG	40
4.5.	PIIRIÜLESTE ELEKTRIVOOGUDE ÜLEKANNE JA PERIMEETRITASU, PERIMEETRITASU JA BALTI RCC	46
4.6.	PAINDLIKKUSTEENUSTE TURG JA TARBIMISE JUHTIMINE	50
4.7.	VÕRDSE KOHTLEMISE PRINTSIIBID, LÄBIPAISTVUS JA TURUMANIPULATSIOON	51
5.	BILANSIHALDUS	53
5.1.	BILANSIHALDUSE ÜLEVAADE	53
5.2.	ELEKTRISÜSTEEMI BILANSIVASTUTUSE AHEL	54
5.3.	BILANSIENERGIA OST JA MÜÜK	64
5.4.	BALTIKUMI ÜHINE REGULEERIMISTURG NING KOORDINEERITUD BILANSIJUHTIMINE	64
5.5.	BALTIKUMI ÜHINE BILANSISELCITUSE MUDEL ALATES 01.2018	66
6.	TAASTUVENERGEETIKA	69
6.1.	EUROOPA LIIDU KLIIMA- JA ENERGIAEESMÄRGID	69
6.2.	EESTI EESMÄRGID TAASTUVENERGIA ALAL	71
6.3.	TAASTUVENERGIA TOOTMISVÕIMALUSED EESTIS	72
6.4.	TAASTUVENERGIA TASU JA TOETUSED	75
6.5.	ELEKTRI PÄRITOLU TÕENDAMINE	76
6.6.	UUED SUUNAD ELEKTRISÜSTEEMIS: HAJATOOTMINE, SALVESTUS, ELEKTRIAUTODE LAADIMISPUNKTID	82
7.	KAUPLEMINE AVATUD ELEKTRITURUL	83
7.1.	ELEKTRI HIND	83
7.2.	ELEKTRIHINNA MÕJURID	86
7.3.	TURUOSALISTE VAHELISED SUHTED AVATUD ELEKTRITURUL	88
7.4.	TARKVÕRK JA ANDMEVAHETUS AVATUD ELEKTRITURUL	96
8.	LISAD	102
8.1.	LISA 1. MÕISTED	102
8.2.	LISA 2. REGULATSIOONID	106

1. EESSÕNA

Elektrisektoris on nii riiklikul, regionaalsel kui Euroopa tasandil viimase kümnendi jooksul toimunud väga olulised muudatused eesmärgiga luua üks üleeuroopaline integreeritud elektrisüsteem ja elektriturg, mis tagaks elektrienergia pideva kättesaadavuse taskukohase hinnaga, varustuskindluse, energiakasutuse tõhususe ning ühtlasi edendaks taastuvate energiaallikate kasutamist.

Kohalikul tasandil on üheks selliste arengute eestvedajaks süsteemihaldur Elering. 2010. aasta alguses toimus süsteemihalduri eraldamine Eesti Energia AS-ist ja Eleringist sai iseseisev elektrisüsteemihaldur. Eleringi iseseisvusest ja 1. aprillil 2010. aastal suurtarbijatele avatud Eesti elektriturust sai alguse paljude turuosalistega konkurentsipõhise elektrituru areng Eestis. Nüüdseks on Eesti osa kogu Euroopat Soomest Portugalini katvast elektriturust.

Praegu elame olukorras, kus Euroopa elektrisüsteemis on ees ootamas veelgi suurem üleminek. Taastuvate energiaallikate kasutuse järjepidev kasv, jaotusvõrkudega ühendatud hajatootmise olulisuse suurenemine ning uute turuosaliste lisandumine turule (energiaühistud, agregaatorid jt.) on toonud uued võimalused, aga ka väljakutsed. Üks suurim väljakutse sellise muutuse juures on elektrisüsteemi tasakaalustamine igal ajahetkel. Kuna taastuvate energiaallikate tootmine on planeerimatu, siis on sellise süsteemi stabiliseerimiseks olulisel kohal süsteemi paindlikkuse edendamine, mis eeldab põhivõrguettevõtjate suuremat koostööd jaotusvõrguettevõtjatega.

Kiired muutused energiakandjate hindades on toonud elektri hinna volatiilsuse, mis on olnud ootamatu nii tarbijatele kui ka tootjatele. Eelkõige kiire maagaasi hinna tõus on viinud elektri hinna varasemast kõrgematele tasemetele. Kogu Euroopas arutletakse selle üle, kuidas tagada elektrienergia taskukohasus tulevikus nii kodutarbijale kui ka ettevõtetele. Lahenduse peavad tooma investeeringud sõltuvuse vähendamiseks fossiilsetest kütustest ning investeeringud energiatõhususse. Oluline on vältida kiirustatud sekkumist energiaturgude toimimisse, mille tagajärjeks võib olla investeerimiskindluse kadumine aastateks ning halvemal juhul energiapuudus.

Eleringi avaldatav elektrituru käsiraamat annab ülevaate energiapoliitika kujunemisest Euroopa Liidus (EL) ja Eestis, sh kliimapoliitikast ja taastuvenergeetika arengusuundadest, Eesti elektrisüsteemist, selle osadest ja toimimisest, samuti regionaalsest elektriturust ning kauplemise reeglitest siinsel elektriturul ja elektrisüsteemi toimimiseks olulisest elektribilansi tagamisest.

Elekter on kaup, mille tähtsus ja tähendus ühiskonnas on väga suur ning kasvab pidevalt. Seda nii isikliku elukorralduse kui laiemalt riigi majandusarengu vaatenurgast. Elektri tootmine on samal ajal ka vaba turu tegevus, millel on omad kulud ja riskid. Elektrienergia, mille hind ei kata tootmise ja ülekandega seotud kulusid, osutub hiljem üldjuhul oluliselt kallimaks. Hoides elektri hindu kunstlikult tegelikest kuludes madalamal, selgub varem või hiljem elektri tegelik hind elektrisüsteemi töökindluse languse ja elektrikatkestuste näol.

Avatud elektriturg annab tarbijale valiku – tarbija saab otsustada selle üle, kes on tema elektri müüja ning millisest allikast tema tarbitud elektrienergia pärineb. Avatud elektriturg kindlustab lisaks efektiivsuse ja konkurentsiolekorra, mille tulemusena elektrit toodetakse kogu Euroopa tasandil seal, kus see on kõige kulutõhusam. Tihe konkurents annab turuosalistele signaali olla efektiivsed – signaali, mida suletud turg ei anna. Efektiivne elektriturg tagab investeeringud just sellistesse tootmisvõimsustesse, mis on keskkonna- ja julgeolekunõudeid arvestades kõige kulu- ja tehnoloogiaefektiivsemad.

4Regionaalne elektriturg ei toimi ilma piisavate riikidevaheliste ülekandevõimsusteta. Erinevate turumehhanismide toetusel peaks elekter saama vabalt liikuda just sinna, kus hind on kõrgem. Eesti ja Soome vahel asuvad alalisvooluühendused EstLink 1 ja EstLink 2 on viimasel kümnendil taganud soodsa Põhjamaade elektri vaba liikumise Eestisse ja läbi Eesti kogu Baltikumi. 2016. aasta alguseks valmisisid ka

uued ühendused NordBalt Leedu ja Rootsi vahel ja LitPol Leedu ja Poola vahel, mis integreerisid Baltikumi elektrisüsteemi Kesk-Euroopaga.

Euroopa elektrituru toimimist reguleerivad üleeuroopalised võrgueeskirjad, millest esimene võeti vastu 2015. aastal. Võrgueeskirjad reguleerivad elektriturgu, ühendusi ja ka elektrisüsteemi talitlust. Sisuliselt on võrgueeskirjade näol tegemist ühiste reeglitega, mille eesmärk on harmoniseerida Euroopa elektriturgude reeglid, luues integratsiooni ja tõhusust.

Elering on näidanud initsiatiivi nii Eestis kui ka Baltikumi tasandil ja loonud elektri mõõteandmete kiireks ja mugavaks vahendamiseks andmevahetusplatvormi Estfeed. Estfeedi Andmeladu on infosüsteem, mis koondab kõik elektri müügi ja ülekandmisega seotud lepingud ning elektritarbimise mõõtepunktid ja mõõteandmed. Andmelao kaudu saab kiirelt ja mugavalt elektritarnijat vahetada, et kindlustada endale sobivaim pakkuja.

Elektrienergia hulgiturud (päev-ette ja päevasisene elektriturg) on Euroopa tasandil juba hästi integreeritud. Järgmiseks suureks sammuks on reserviturgude ühendamise. Lähemate aastate jooksul liidetakse ühiseks üleeuroopaliseks turuks sageduse taastamise reservide regionaalsed turud. See samm suurendab konkurentsi reservide turul ning toob süsteemi töökindluse tagamise kulutused alla. Seoses sünkroniseerimisega mandri-Euroopaga luuakse Balti riikides mitu uut süsteemiteenuste turgu. Need turud on vajalikud selleks, et Balti riikide süsteemihaldurid saaksid osta reservvõimsuseid, mis on vajalikud sageduse juhtimiseks mandri-Euroopa sünkroonlas.

Kõik need kohalikud algatused, arengusuundumused ja laiem riikidevaheline koostöö toetavad Eesti jätkuvat integreerumist Euroopa piiriülese elektrituruga, pakkudes meie turuosalistele võimalust saada osa veelgi taskukohasemast ja jätkusuutlikumast energiasüsteemist.

2. EUROOPA LIIDU ÜHTNE ENERGIAPOLIITIKA

2.1. EUROOPA LIIDU ENERGIAPOLIITIKA

Euroopa Liidu Energialiidu põhimõtete kohaselt on ELi energiapoliitika viis peamist eesmärki järgmised:

- mitmekesistada Euroopa energiaallikaid, tagades energiapuuduse ELi riikide vahelise solidaarsuse ja koostöö kaudu;
- tagada täielikult integreeritud energia siseturu toimimine, mis võimaldab energia vaba liikumist ELi piisava taristu kaudu ja ilma tehniliste või regulatiivsete tõketeta;
- parandada energiatõhusust ja vähendada sõltuvust energiaimpordist, vähendada heitkoguseid ning hoogustada töökohtade loomist ja majanduskasvu;
- vähendada majanduse CO₂ heidet ja liikuda kooskõlas Pariisi kokkuleppega vähese CO₂ heitega majanduse suunas;
- edendada vähese CO₂ heitega ja puhta energia tehnoloogiate alaseid teadusuuringuid ning seada esikohale teadusuuringud ja innovatsioon, et hoogustada energiasüsteemi ümberkujundamist ja parandada konkurentsivõimet.

ELi toimimise lepingu artikliga 194 nähakse mõnes energiapoliitika valdkonnas ette jagatud pädevus, mis annab märku liikumisest ühise energiapoliitika suunas. Igale liikmesriigile jääb siiski õigus määrata kindlaks oma energiavarude kasutamise tingimused, oma valikud erinevate energiaallikate vahel ning oma energiavarustuse üldstruktuur (artikli 194 lõige 2).

Kehtivas poliitikakavas juhendatakse 24. oktoobril 2014 toimunud Euroopa Ülemkogu kohtumisel vastu võetud ja 2018. aasta detsembris läbi vaadatud kõikehõlmavast terviklikust kliima- ja energiapoliitikast, millega tahetakse saavutada aastaks 2030 alltoodud eesmärgid. Seejuures 14. juulil 2021 võttis komisjon vastu ettepanekute paketi „Euroopa rohelise kokkuleppe elluviimine“, millega muudeti eesmäärke veel ambitsioonikamateks:

- a. vähendada kasvuhoonegaaside heitkoguseid 1990. aasta tasemega võrreldes vähemalt 55% ning muuta EL 2050. aastaks CO₂-neutraalseks;
- b. suurendada taastuvate energiaallikate osakaalu energiatarbimises 32%-ni;
- c. suurendada energiatõhusust 32,5%;
- d. ühendada omavahel vähemalt 15% ELi elektrisüsteemidest.

2.2. ESIMESEST ENERGIAPAKETIST PUHTA ENERGIA PAKETINI

1990. aastate lõpus hakkas Euroopa Liit suuremat tähelepanu pöörama energiapoliitikale ning seadis järgmised arengueesmärgid:

- i. vaba konkurents;
- ii. läbipaistvus;
- iii. juurdepääs energiataristule;
- iv. varustuskindlus.

Tol ajal oli Euroopa Liidu elektri- ja gaasiturg killustunud ning monopolne. Hinnad olid kõrged ja investeeringuid nappis. Liikmesriigid otsustasid avada elektri- ja gaasiturud, kaotada konkurentsibarjäärid ning panna alus ühtsele energiaturule. Võeti vastu esimene energia siseturu õigusaktide kogum, I energiapakett. Direktiiviga 96/62/EÜ kehtestati esimest korda Euroopa Liidu elektri siseturu ühiseeskirjad.

Oli selge, et elektri siseturu rajamine pidi toimuma järk-järgult, et tööstus võiks uute oludega kohaneda. Kuna esimene energiapakett ei täitnud ootusi, algas arutelu teise energiapaketi vastuvõtmiseks. Uued reeglid võeti vastu 2003. aastal. Direktiiviga 2003/54/EÜ kehtestati rangemad nõuded elektri tarnimisele ja elektrivõrkude eristamisele, nähti ette siseriiklike energiaregulaatorite kohustuslik asutamine ning anti kolmandatele osapooltele võrdväärne juurdepääs põhi- ja jaotusvõrkudele. Tarbijatele tuli luua võimalus vabalt valida elektritarnijat.

Määrusega 1228/2003 kehtestati eeskirjad, mis puudutasid juurdepääsu võrkudele piiriülese kaubanduse puhul, ning tarifitseerimise ja võimsuse jaotamise põhimõtted.

Ka teine energiapakett ei täitnud loodetud eesmärki: regulatsioonide puudulikkuse tõttu ei olnud võimalik saavutada täielikult avatud elektriturgu. Nii võeti 2009. aastal vastu III energiapakett, mis jõustus 2011. aasta märtsis. Direktiivis 2009/72/EÜ kehtestati elektrienergia tootmise, edastamise, jaotamise ja tarnimise ühiseeskirjad koos tarbijakaitse sätetega.

Kolmandasse energiapaketti kuulusid määrused 714/2009 ja 713/2009. Esimene käsitles võrkudele juurdepääsu piiriülese elektrikaubanduses, mis nägi ette ka erinevates valdkondades detailsete võrgueeskirjade loomise. Määrus 713/2009 arendas edasi institutsionaalset raamistikku ja selle määruse alusel moodustati energeetikasektorit reguleerivate asutuste koostööamet ACER – Agency for the Cooperation of Energy Regulators.

Euroopa Komisjon tutvustas 2016. a novembri lõpus puhta energia paketti (CEP – *Clean Energy Package*), mis suures osas asendas ja täpsustas eeltoodud seadusandlust ning mille eesmärk oli seada esikohale energiatõhusus, saavutada juhtpositsioon taastuvenergia alal ja tagada tarbijatele energia eest õiglane hind. Pakett koosneb kaheksast seadusandlikust ettepanekust, mis hõlmavad juhtimist (energialiidu juhtimise määrus (EL 2018/1999)), elektrituru korraldust (elektrituru direktiiv (EL 2019/944), elektri siseturu määrus (EL 2019/943) ja ohuvalmiduse määrust (EL 2019/941), energiatõhusust (energiatõhususe direktiiv EL 2018/2002), hoonete energiatõhususe direktiivi (EL 2018/844)), taastuvenergiat (taastuvenergia direktiiv (EL 2018/2001) ning eeskirju ELi Energeetikasektorit Reguleerivate Asutuste Koostööameti jaoks (määrus EL 2019/942). Paketi viimane element – energialiidu juhtimist käsitlev määrus – võeti lõplikult vastu 4. detsembril 2019.

Määruse kohaselt peavad ELi liikmesriigid koostama kümneaastased lõimitud riiklikud energia- ja kliimakavad ajavahemikuks 2021–2030, esitama iga kahe aasta tagant eduaruande ning töötama Pariisi kokkuleppe eesmärkide saavutamiseks välja järjepidevad pikaajalised riiklikud strateegiad.

Elektrituru korralduse jaoks on kõige olulisemad elemendid puhta energia paketi elektrituru direktiiv (EL 2019/944), elektri siseturu määrus (EL 2019/943) ja eeskiri ELi Energeetikasektori Reguleerivate Asutuste Koostööametis (EL 2019/942).

Viies energiapakett „Euroopa rohelise kokkuleppe elluviimine“ avaldati 14. juulil 2021 ja käsiraamatu kirjutamise ajal selle täpsemat sisu alles arutatakse. Selle eesmärk on viia energiaeesmärgid kooskõlla Euroopa uue kliimaeesmärgiga saada 2050. aastaks CO₂-neutraalseks. Selles keskendutakse peamiselt taastuvatele energiaallikatele, energiatõhususele, energia maksustamisele, lennu- ja meretranspordile ning hoonetele.

2.3. ÜHTNE ENERGIATURG LÄBI VÕRGUEESKIRJADE

Energialiidu üks eesmärk on luua toimiv energia siseturg Euroopas. Konkurentsile avatud elektri siseturg annab Euroopa tarbijatele võimaluse valida erinevate elektritarnijate vahel, kes pakuvad elektrienergiat turupõhise hinnaga. Teiselt poolt saab nüüd energiaturule siseneda rohkem ettevõtteid, sh on sisenemine lihtsam ka väiksematel ettevõtetel ja võimalus ka nendel, kes investeerivad taastuvenergiasse.

Selleks, et tagada Energialiidu eesmärkide täitmine ning soodustada hästi toimiva ja läbipaistva hulgimüügituru teket, mida iseloomustaks kõrgetasemeline elektrienergia tarnekindlus, on kehtestatud määrus 2019/943. Määruse eesmärk on kehtestada piiriülest elektrikaubandust käsitlevad õigused ja mittediskrimineerivad eeskirjad ning suurendada sel viisil konkurentsi elektrienergia siseturul, võttes arvesse siseriiklike ja piirkondlike turgude konkreetset eripära. See hõlmab ühtlustatud põhimõtete kehtestamist seoses piiriüleste ülekandetasudega ning olemasolevate ühendusvõimsuste jaotamist siseriiklike põhivõrkude vahel. Nimetatud eesmärkide täitmine viiakse ellu ühtsete võrgueeskirjade (inglise keeles Network Codes) väljatöötamise ja rakendamise kaudu kõigis liikmesriikides.

Euroopa ülekandevõrkude operaatorite organisatsiooni ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) eestvedamisel on mitmeid aastaid toimunud üleeuroopaliste võrgueeskirjade arendamine ja tänaseks on enamik väljatöötatud võrgueeskirju Euroopa Parlamendi poolt vastu võetud. Käesoleval etapil on põhiohk võrgueeskirjade juurutamisel nii Euroopa kui ka kohalikul tasandil. Võib öelda, et üleeuroopalised võrgueeskirjad määratlevad otsekohalduva raamistiku, aga konkreetsemad ja täpsemad piirid määrab iga liikmesriik ise. Võrgueeskirjad jagunevad oma olemuselt neljaks: elektrituru võrgueeskirjad, ühenduste eeskirjad, elektrisüsteemi talitlust puudutavad võrgueeskirjad ja küberturvalisuse võrgueeskiri. Tulevikus võib võrgueeskirju ka juurde lisanduda.

2.3.1. ELEKTRITURU VÕRGUEESKIRJAD (MARKET CODES)

Üleeuroopaline elektrituru mudel näeb ette elektri ja piiriülese võimsusega kauplemist Euroopa Liidu tasandil. Elektrituru võrgueeskirjad määravad ära võimsuste arvutamise ja jaotamise korra nii pikemas kui ka lühemas turu ajaraamis. Samuti pannakse paika elektrisüsteemile kehtivad tasakaalustamise eeskirjad. Elektrituru võrgueeskirjad on koostatud eesmärgiga suurendada efektiivset konkurentsi, tagada tootmisallikate mitmekesisus ning soodustada elektrivõrgu infrastruktuuri optimaalsemat kasutamist.

Piiriülese võimsuse arvutamise ja jaotamise võrgueeskiri (*Capacity Allocation & Congestion Management – CACM – määrus 2015/1222*)

Eeskiri käsitleb piiriülese ülekandevõimsuse arvutamise ja jaotamise põhimõtteid eesmärgiga suurendada efektiivset konkurentsi ja võrgu optimaalset kasutust, samal ajal arvestades süsteemi töökindlusega. Selleks viiakse ellu üleeuroopaline elektribörside ja süsteemihaldurite koostööl tuginev

järgmise päeva ja päevasisese turu ühendamine (*market coupling*). Olulisel kohal on osapoolte vaheline koostöö ning võrdse kohtlemise ja läbipaistvuse reeglid. Võrgueeskiri on kehtiv alates 2015. aasta augustikuust.

Pikaajaliste võimsuste arvutamise ja jaotamise võrgueeskiri (*Forward Capacity Allocation – FCA- määrus 2016/1719*)

Eeskiri käsitleb pikaajaliste piiriüleste võimsuste jaotamise põhimõtteid eesmärgiga ühtlustada piirkondadevahelise hinnariski maandamise instrumente, pidades seejuures silmas konkurentsitingimuste parandamist ja turu läbipaistvuse suurendamist. Eeskirja järgi loodi üks üleeuroopaline oksjoniplatvorm. Esmajärjekorras peetakse silmas füüsilise ülekandevõimsuse instrumente (PTR) ja finantsinstrumente (FTR), kuid jäetakse ka võimalus alternatiiv riskimaandusinstrumentide lahendustele (näiteks EPAD). Eeskiri on kehtiv alates 2016. aasta oktoobrist.

Elektrisüsteemi tasakaalustamise eeskiri (*Electricity Balancing – EBGL – määrus 2017/2195*)

Elektrisüsteemi tasakaalustamise eeskiri käsitleb Euroopa ühtseid bilansihalduse põhimõtteid eesmärgiga suurendada piirkondadevahelist integratsiooni tegevuste ja toodete koordineerimise ja harmoneerimise kaudu. See võimaldab süsteemihalduritel kasutada olemasolevaid ressursse võimalikult efektiivselt, tagades kulude õiglase jagunemise ning tõstes elektrisüsteemi varustuskindluse taset. Juba on alustatud üleeuroopaliste projektidega ühtse bilansituru loomiseks. Eeskiri on kehtiv alates 2017. aasta detsembrist.

2.3.2. ÜHENDUSTE EESKIRJAD (CONNECTION CODES)

Ühenduste eeskirjad on koostatud eesmärgiga pakkuda elektrivõrguga ühendatud klientidele majanduslikult efektiivset, keskkonda võimalikult säästvat, samas kindlat ning tasemel võrguühendust. Eeldused selle saavutamiseks on välja toodud eraldi tootmisüksusi, suurtarbijaid ning alalisvooluühendusi käsitlevates võrgueeskirjades.

Nõuded liituvatele tootmisüksustele (*Requirements for Generators – määrus 2016/631*)

Tootmisüksusi käsitlevas eeskirjas määratakse ära läbipaistvad ja õiglased nõuded nii uutele liituvatele sünkroonmasinatele kui ka konverteritega ühendatud tootmisüksustele. Seejuures sõltub konkreetsele tootmisüksusele kohalduvate tingimuste täitmise määr tootmisüksuse enda suurusest – mida suurem on üksuse mõju elektrisüsteemile, seda rohkematele nõuetele peab tootmisüksus vastama. Eeskiri on koostatud eesmärgiga tagada võrdne ning mittediskrimineeriv kohtlemine kõikidele tootmisüksustele. Kehtestatud on nõuded aktiiv- ja reaktiivvõimsuse ning sageduse ja pinge juhtimisele, infoedastusele, elektrijaamade mudelitele jm. Võrgueeskiri on kehtiv alates 2016. aasta maikuust.

Nõuded tarbijatele (*Demand Connection – määrus 2016/1388*)

Nõuded on kehtestatud ka suurtarbijatele (peamiselt tööstused ja jaotusvõrgud), keda elektri põhivõrguga ühendatakse. Käsitletakse nii aktiiv- kui ka reaktiivvõimsusega seotud küsimusi, kaitse ja juhtimise funktsioone, mudeleid, elektri kvaliteeti, infoedastust jm. Eeskiri tagab, et kõiki võrguettevõtjaid ning tarbimiskohti koheldakse võrdselt ning tarbijad aitavad kaasa elektrisüsteemi stabiilsele toimimisele üle kogu Euroopa. Võrgueeskiri on kehtiv alates 2016. aasta oktoobrikuust.

Nõuded alalisvooluühendustele (*HVDC Connection – määrus 2016/1447*)

Alalisvooluühendusi käsitlev võrgueeskiri jõustus 2016. aasta septembris ja määratleb nõuded nii kõrgepingelistele alalisvooluühendustele kui ka alalisvoolu vahendusel ühendatud tootmisüksustele.

Eeskirja kohaselt peab:

- alalisvoolu tehnoloogia kasutamine tõstma varustuskindluse taset, toetades ja soodustades samal ajal taastuvatel allikatel põhinevate tootmisüksuste liitmist elektrivõrguga;
- toetama alalisvoolu infrastruktuuride koordineeritud arendamist erinevate piirkondade vahel;
- suurendama konkurentsi taset alalisvoolu tehnoloogia arendamise ning pakkumise vallas.

2.3.3. ELEKTRISÜSTEEMI TALITLUST PUUDUTAVAD VÕRGUEESKIRJAD

Elektrisüsteemi töökindla ja stabiilse talitluse tagamiseks peavad süsteemihaldurid hindama erinevate võrguelementide mõju elektrisüsteemile kui tervikule. See hõlmab muuhulgas näiteks tootmisvõimsuse piisavuse analüüsimist tarbimisnõudluse katmisel, arvestades samal ajal ka piiriüleselt võrku sisenenud ning võrgust väljunud elektrivoogudega.

Elektri ülekandesüsteemi juhtimise eeskiri (*Guideline on System Operation* – määrus 2017/1485)

Osa I, mis käsitleb süsteemi töökindla talitluse tagamist (*Operational Security*), rajab aluse elektrisüsteemi piisaval tasemel töö- ning varustuskindlusega toimimiseks ning tagab selle, et olemasolevat infrastruktuuri ning ressursse kasutatakse ära võimalikult efektiivselt. Neid eesmärgi saavutatakse, pöörates tähelepanu elektrisüsteemi töökindla talitluse üldistele põhimõtetele, elektrisüsteemi üleeuroopalisele töökindla talitluse tagamisele ning tegevuste koordineerimisele süsteemihaldurite vahel.

Osa II, mis keskendub talitluse operatiivse planeerimise ja kavandamise eeskirjadele (*Operational Planning & Scheduling*), peab aitama tagada elektrisüsteemide koordineeritud toimimist üle kogu Euroopa. Nimetatud võrgueeskiri keskendub elektrisüsteemi talitluse operatiivsele planeerimisele, mis eelneb elektrisüsteemi reaalajas juhtimisele. Võrgueeskiri määrab muuhulgas ära süsteemihaldurite ja oluliste võrgu kasutajate rollid ja vastutuse küsimustes, mis puudutavad talitluse operatiivset planeerimist ning kirjeldab infovahetuse nõudeid erinevate osapoolte vahel.

Osa III, sageduse juhtimise ja reserve võrgueeskiri (*Load-Frequency Control & Reserves*), kirjeldab vajalikke koordineeritud tegevusi eesmärgiga saavutada küllaldaselt heal tasemel sageduse kvaliteet. Võrgueeskirja põhiteemad käsitlevad sageduse kvaliteedi kriteeriume, sageduse reguleerimise korraldamise struktuuri, sageduse reguleerimise jaoks vajalikke reserve ja nõudeid nendele reservidele.

Eeskiri on kehtiv alates 2017. aasta augustist.

Avariitalitluse ja elektrisüsteemi taastamise võrgueeskiri (*Emergency and Restoration* – määrus 2017/2196)

See on võtmetähtsusega võrgueeskiri elektrivarustuse toimimise tagamiseks üle Euroopa. Eeskiri tegeleb protseduuride ja korrigeerivate tegevustega, mida peab rakendama elektrisüsteemi avariitalitluse, elektrisüsteemi kustumise või elektrisüsteemi toimimise taastamise korral. Siin antakse sisend nn taastamis- ja kaitseplaanide koostamiseks, käsitletakse infovahetust ning tegevusi elektrisüsteemi oleku üleminekul ühest seisundist teise. Eeskiri on kehtiv alates 2017. aasta detsembrist.

2.3.4. KÜBERTURVALISUSE VÕRGUEESKIRI (NETWORK CODE ON CYBERSECURITY)

Küberturvalisuse võrgueeskirja eesmärk on kehtestada piiriüleste elektrivoogude küberturvalisuse Euroopa standard. See hõlmab eeskirju küberriskide hindamiseks, ühiseid miinimumnõudeid, toodete ja teenuste küberturvalisuse sertifitseerimise, seire, aruandluse ja kriisihjamise põhimõtteid. Võrgueeskirjas on selgelt määratletud eri sidusrühmade rollid ja kohustused iga tegevuse puhul. Eeskiri sai ACER heakskiidu 13. juulil 2022.

2.4. EUROOPA LIIDU ENERGIA TARISTU PAKETT

Määruse 2018/1504 alusel koostab Euroopa Komisjon nn ühishuvi projektide nimekirja (PCI – *Projects of Common Interest*), milles olevatele objektidele võib Euroopa Liit iga-aastases taotlusvoorus jagada kindlaks määratud summas toetusi. Lisaks tegi Euroopa Komisjon 2011. aastal ettepaneku moodustada energiataristu moderniseerimise pakett, mis muuhulgas aitaks saavutada ka Euroopa Liidu kliima- ja energiaalaseid eesmärke. Aastateks 2014–2020 moodustas Euroopa Ühendamise Rahastu (CEF – *Connecting Europe Facility*) toel energiasektorisse jagatav raha kokku 5,85 miljardit eurot.

Taristufondi vahendid on eraldatud kliimamuutuste vastu võitlemiseks, konkurentsivõimelisema sotsiaalse turumajanduse saavutamiseks, piirkondadevaheliste ühenduste tugevdamiseks ning üleeuroopalise majandusliku, sotsiaalse ja territoriaalse ühtekuuluvuse suurendamiseks. See on esimene kord, kui Euroopa Liit kaasrahastas suurte energiataristute objektide ehitamist oma korralisest eelarvest.

Mitmed Eesti jaoks olulise tähtsusega suured energeetikaprojektid on saanud Euroopa Ühendamise Rahastu kaasfinantseeringu. Eesti ja Soome vahelist teist ühendust EstLink 2 toetas Euroopa Liit 100 miljoni euroga. Eesti-Läti kolmas ühendus sai 2014. aasta augustis otsustamiseni jõudnud Euroopa energeetikavaldkonna ühishuvi projektide rahastamisvoorus 65% ulatuses kaasabitoetust ehk 112 miljonit eurot. Aastal 2016 sai rekordilise 75% ulatuses toetuse Soome ja Eesti vaheline gaasitoruprojekt Balticconnector. Balti riikide Kesk-Euroopaga sünkroniseerimise projekti jaoks on Euroopa kaasfinantseerimist saadud ca üks miljard eurot, millest ca 200 miljonit eurot on saanud Elering vajalike projektide investeeringuteks Eestis.

Eelarveperioodil 2021–2027 Euroopa Ühendamise Rahastu energiasektorisse jagatavad vahendid on kokku 5,84 miljardit eurot.

3. EESTI ELEKTRISÜSTEEM

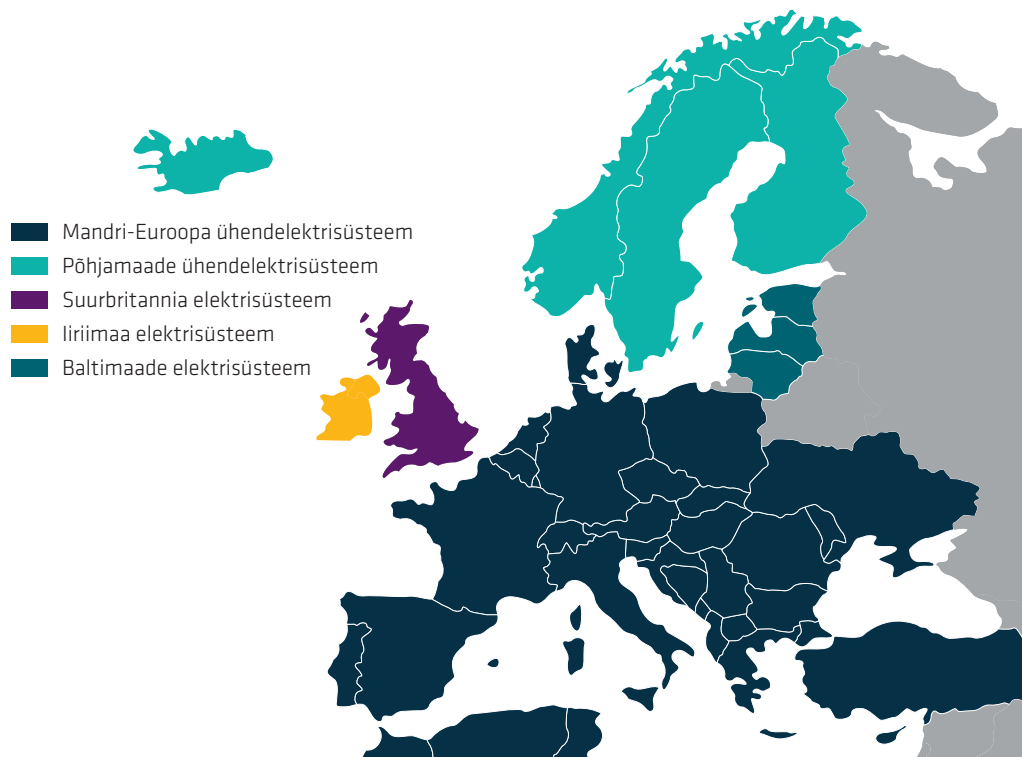
See peatükk räägib Eesti elektrisüsteemist ja selle positsioonist Euroopa Liidus.

- Eesti ja Euroopa elektrisüsteem
- Elektrienergia tootmisvõimsused Eestis ja regioonis
- Elektrivõrgu pikaajaline planeerimine

3.1. EUROOPA JA EESTI ELEKTRISÜSTEEMI ÜLEVAADE

Euroopa elektrisüsteem koosneb ühendelektrisüsteemidest, mis on allpool loetletud nende suuruse järjekorras (Joonis 1):

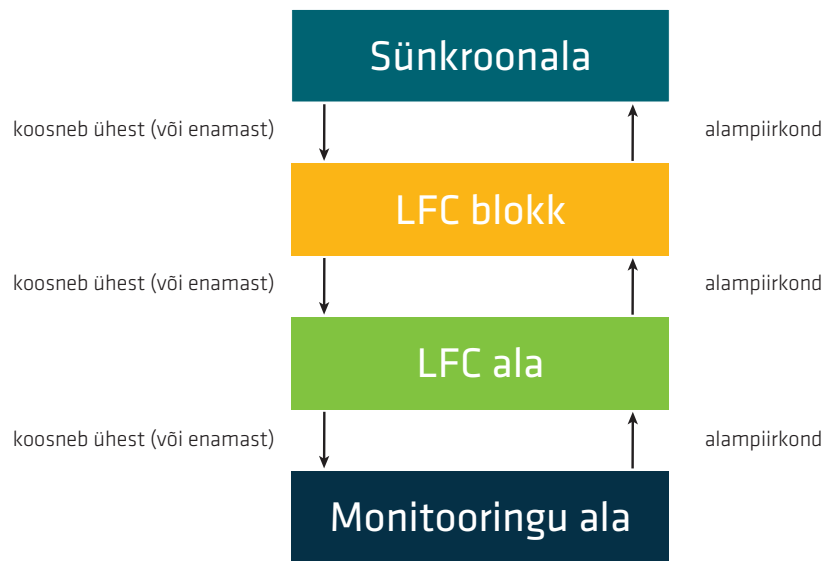
- Mandri-Euroopa ühendelektrisüsteem;
- Põhjamaade ühendelektrisüsteem;
- Suurbritannia elektrisüsteem;
- Iiriimaa elektrisüsteem;
- Baltimaade elektrisüsteem, mis töötab sünkroonühenduses Venemaa ühendelektrisüsteemiga (IPS/UPS);



Joonis 1 Elektrisüsteemide sagedusalad Euroopas

Sagedusala on regioon, kus riikide elektrisüsteemid on omavahel ühendatud vahelduvvooluühendustega

ning töötavad samal sagedusel. Joonisel 1 näidatud Euroopa sagedusalad on jagunenud vastavalt ülekandesüsteemi juhtimise eeskirjale koormuse-sageduse juhtimise piirkondadeks (*load-frequency block* (LFC blokid)). LFC blokid jagunevad omakorda LFC aladeks ja need omakorda monitooringu-aladeks, taoline hierarhia on toodud Joonis 2. Selleks, et kõik need erinevad osad sagedusalas ja LFC blokkides töötaksid häirimatult, on oluline, et süsteem on hästi ühendatud ja ühendused oleks piisava läbilaskevõimsuse ja töökindlusega. Suures elektrisüsteemis vahelduvvoolu kaablitega ühenduses olemine võimaldab kasu saada sellest, et väikesed avariid oluliselt ei mõjuta elektri kvaliteeti, kuid see eeldab omakorda, et enne väiksemate elektrisüsteemide liitmist on nendel ka iseenda stabiliseerimise võimekus, et vältida avariid, mis võib edasi kanduda ka naaberelektrisüsteemidesse.



Joonis 2 Sagedusala osade hierarhia

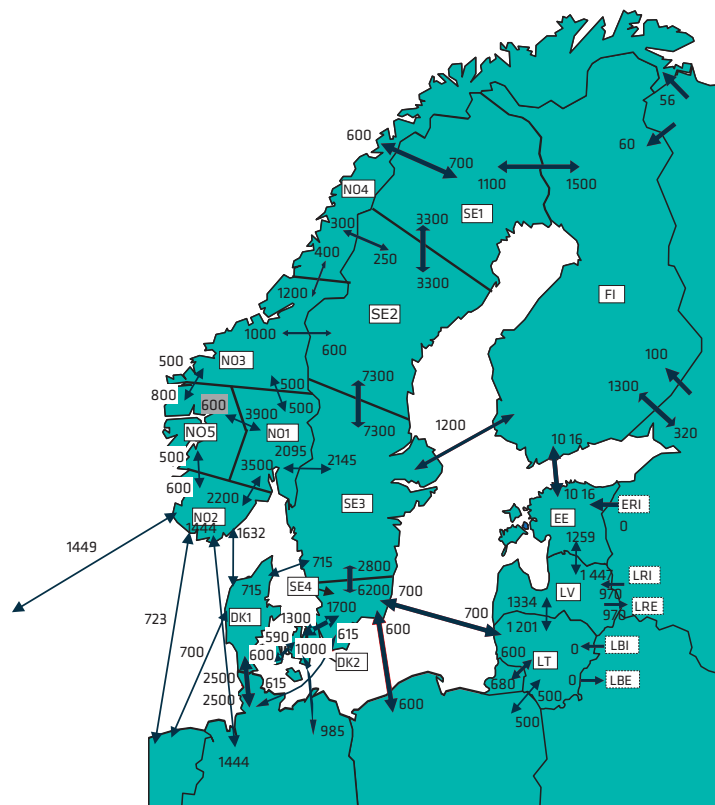
Kui praegu kuulub Eesti koos Läti ja Leeduga Venemaa ühendsüsteemi, siis plaanide kohaselt alates 2026. aastast kuulub Eesti LFC alasse Balti LFC blokis Kesk-Euroopa sagedusalas.

3.1.1. EESTI PÕHIVÕRK

Elering haldab 110-330 kV kõrgepingel liine, mis ühendavad terviklikuks energiasüsteemiks Eesti suuremad elektrijaamad, jaotusvõrgud ja suurtarbijad. Elering opereerib lisaks Eesti sisevõrgule ka piiriüleseid ühendusi Soome, Läti ja Venemaaga. Eesti elektrisüsteem töötab sünkroonselt Venemaa ühendatud energiasüsteemiga (IPS/UPS), millega ollakse ühenduses 330 kV vahelduvvoolu ülekandeliinide kaudu. Eestil on kokku kaheksa ühendust naaberriikidega (Joonis 3):

- Kaks alalisvoolu ühendust, EstLink 1 ja EstLink 2, ühendavad Eestit ja Soomet;
- Eesti ja Läti vahel on kolm vahelduvvoolu ühendust;
- Eesti ja Venemaa vahel on kolm vahelduvvoolu ühendust, kaks Narva juures ning kolmas Pihkva juures.

Teiste turupiirkondade ühenduste läbilaskevõimed on näha joonisel 4.



Joonis 4 Läänemere regiooni maksimaalsed ülekandevõimsused (MW) 25. mai 2022 seisuga¹

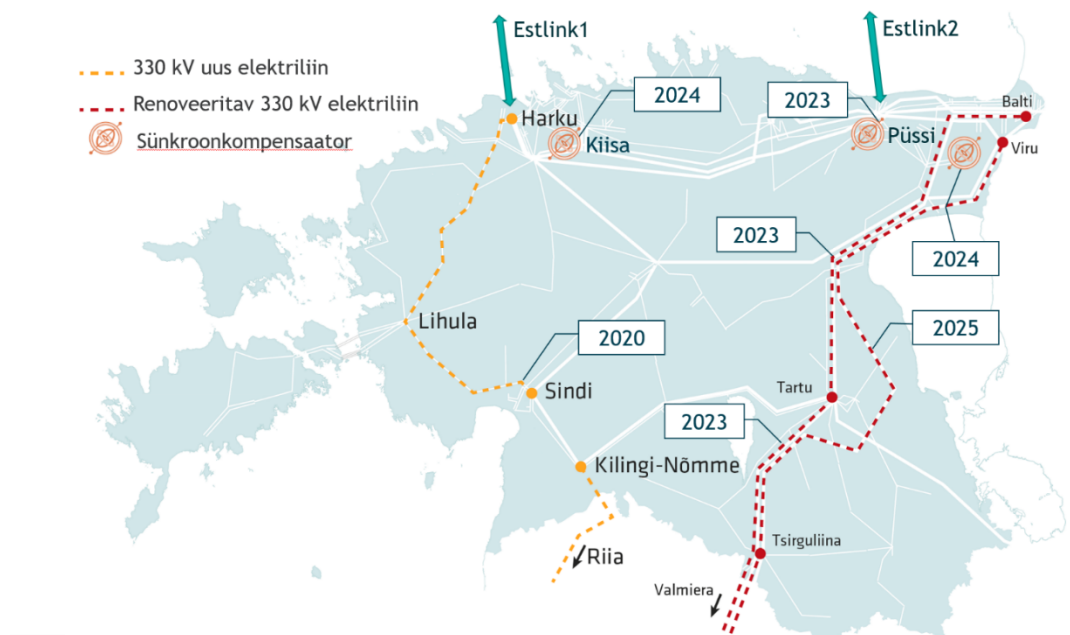
Arendatud ajalooliselt osana Venemaa elektrisüsteemist, on Balti riikide elektrisüsteemidel mitmed ühendused ka Venemaa ja Valgevenega. Hetkel on Baltimaade elektrisüsteemi sagedus seotud järgalt Venemaa ühendenergiasüsteemi (IPS/UPS) sagedusega. Eesti elektrisüsteem kuulub koos Läti, Leedu, Vene ja Valgevene elektrisüsteemidega koostööorganisatsioon BRELL, mille raames toimub koordineeritud süsteemi opereerimine. Energiakaubandust Venemaaga ei toimu.

Desünkroniseerimine Venemaa elektrisüsteemist

Järgnevat aastat peamine fookus on sünkroniseerimine Mandri-Euroopa sagedusalaga, et maandada Venemaa sünkroonlase kuulumisest tulenevaid riske. 2026. aastaks sünkroniseeritakse Eesti, Läti ja Leedu elektrisüsteem Kesk-Euroopa sünkroonlase läbi Leedu ja Poola vaheliste ühenduste. Baltimaade elektrisüsteemi desünkroniseerimine IPS/UPS elektrisüsteemist ja sünkroniseerimine Mandri-Euroopa sagedusalaga on taristu ja kompetentside arendamise seisukohalt ning selle ühiskondlikku mõju arvestades märkimisväärne väljakutse. Projekti edukas teostus tagab Baltimaade pikaajalise varustuskindluse, sõltumatuse kolmandatest riikidest, võimekuse vajadusel iseseisva sünkroonlase talitlenda ning Eesti energiamajanduse konkurentsivõime. Arvestades sünkroniseerimise kaalu, keerukust ja mõju regiooni energiamajandusele, võeti projekt Euroopa Liidu strateegiliselt tähtsate ühisprojektide nimistusse juba 2013. aastal.

Sünkroniseerimine läheb Balti riikidele ja Poolale kokku maksma ligikaudu 1,6 miljardit eurot, millest Eesti osa on 298 miljonit eurot. Investeeringud jagunevad kolme etappi ning Euroopa Komisjoni seatud kõrge prioriteetsuse tõttu rahastatakse projekte maksimaalselt 75% ulatuses Connecting Europe Facility (CEF)

vahenditest. Ülejäänud 25% vajaminevatest investeeringutest tagatakse Eestis Ülekoormustulu Fondist (ÜKT). Esimese rahastusetapi investeeringute kogumaht Balti riikides on ligikaudu 430 miljonit eurot ja Eestis 187 miljonit eurot. Eestis rekonstrueeritakse esimese faasi raames sisemaiseid elektrivõrke, muuhulgas 330-kilovoldised kõrgepingeliinid L300 Balti-Tartu, L301 Tartu-Valmiera ja L353 Viru-Tsireguliina ning ehitatakse esimene sünkroonkompensaator Püssi. Balti riikides ja Poolas on investeeringute teise etapi maht ligikaudu 700 miljonit eurot, millest Eesti osa on ligikaudu 74 miljonit eurot. Teise faasi investeeringuobjektideks on kahe sünkroonkompensaatori rajamine Kiisa ja Viru alajaamadesse. Kolmanda faasi investeeringute kogumaht on Balti riikides ja Poolas 230 miljonit eurot. Eestis on kolmanda faasi investeeringute kogumaht 36 miljonit eurot, millega uuendatakse juhtimiskeskuse IT-, juhtimis- ja seiresüsteeme, EstLink 1 ja 2 merekaablite juhtimis- ja kontrollisüsteeme ning tõstetakse alajaamade toimepidevust.



Joonis 5 Sünkroniseerimise esimese ja teise etapi investeeringud Eestis

Mandri-Euroopa sünkroonala tööamiseks toovad süsteemihaldurid elektriturule uued tooted, mis annavad turuosalistele võimaluse uute teenuste pakkumiseks. Sellisteks teenusteks on näiteks sageduse hoidmise reservi teenus ja automaatne sageduse taastamise reserv.

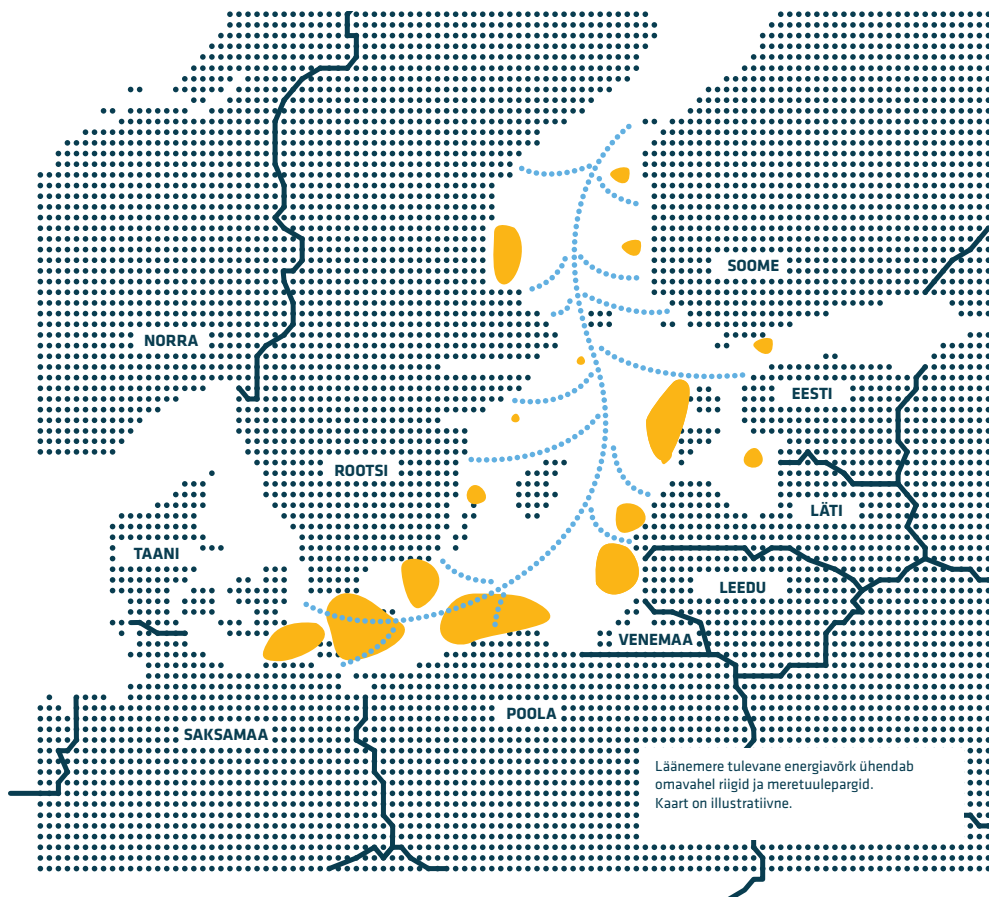
Läänemere energiavõrk

Elering on koos Läänemere riikide TSO-dega Fingrid Oyj, Affärsverket Svenska Kraftnät, Energinet SOV, 50Hertz Transmission GmbH, AS Augstsprieguma tikls ja Litgrid AB allkirjastanud ühiste kavatsuste protokoll, et alustada ühiseid võrguühenduste uuringuid ja teostatavusuuringuid Läänemere energiavõrgu projekti Baltic Offshore Grid Initiative (BOGI), mille eesmärk on panustada varustuskindlusesse kliimaneutraalsel moel.

Taastuvenergia 2050 eesmärgiks on kliimaneutraalsus (vt peatükk 2.1). Suurima potentsiaaliga Läänemere piirkonnas on meretuuleenergia, kuna just meretuule toel tehtav energiapööre oleks tarbijale kõige odavam. Läänemerele on tänu mitmetele soodsatele eeltingimustele meretuuleparkide arengu vallas suur potentsiaal – madalad veed, tugevad tuuled ja lühikesed vahemaad kallasteni. Selle potentsiaali kasutamiseks on otstarbekas luua Läänemere-äärseid riike ning meres paiknevaid ja rajatavaid tuuleparke ühendav mere-energiavõrgustik. See annaks võimaluse panustada kliima- ja energiapoliitika eesmärkide saavutamisse, turgude senisest suuremasse integreerimisse ja panustada nii riikide kui ka regiooni kui terviku varustuskindlusesse.

2022. aastal on Läänemeres installitud tuulevõimsusi 2,2 gigavatti (GW) ning roheenergeetika arvestuslik kogupotentsiaal on üle 90 GW. Selle potentsiaali maksimaalseks kasutamiseks on otstarbekas luua riike ühendav mere-energiavõrk – uuenduslik ja tõhus viis avamere tuuleparkide ja seeläbi erinevate turgude omavaheliseks ühendamiseks. Läänemere tuuleenergia kogupotentsiaali rakendades oleks võimalik selle energiahulgaga katta kolmandiku kõigi Läänemere-äärsete riikide aastasest elektrienergia vajadusest.

Kui riikide elektrisüsteemid on omavahel senisest veelgi tugevamalt kokku ühendatud, aitab see tagada omakorda nii energia tootmise ja tarbimise paindlikkust ja stabiilsust kui seeläbi ka piirkonna riikide varustuskindlust. Ühtne mere-energiavõrk loob võimaluse ka uutele tehnoloogiatele nagu nt vesinikuenergeetika, mille arenguga tekiks võimalus energiat salvestada ja vajadusel eri riikide vahel suurtes kogustes transportida.



Joonis 6 Läänemere energiavõrk

3.1.3. VARUSTUSKINDLUSE TAGAMINE

Euroopa energiapoliitika üks nurgakivi on varustuskindlus – see on süsteemi võime tagada tarbijatele nõuetekohane elektrivarustus. Elektri varustuskindlus tugineb neljal sambal (joonis 7). Varustuskindluse komponendid on lahti seletatud järgnevalt:

- Juhtimise võimekus – võimekus hoida elektrisüsteem tervikuna töös ning tulla toime häiringute ja avariidega. Tagada piisav kogus reservvõimsusi.
- Võrgu võimekus – ülekandevõrgu võimekus tagada elektrienergia jõudmine

tarbimiskeskustesse, tulla toime enamlevinud rikevõrgus ja tagada nende kiire lahendamine. Elektri jõudmise eest lõpptarbijani vastutavad kohalikud jaotusvõrgud.

- Süsteemi võimekus – võimekus tagada elektritootmise olemasolu koos piisavate välisühendustega, et tootmine ja tarbimine oleks elektrisüsteemis igal ajahetkel tasakaalus.
- Digitaalne võimekus – võimekus automatiseerida ja tõhustada ettevõtte äriprotsesse, tagades süsteemi igapäevase juhtimise ja varustuskindluse ka suurenevate küberohtude keskkonnas.



Joonis 7 Varustuskindluse sambad

Elektriturseadusega on varustuskindluse tagamise kohustus pandud Eleringile kui Eesti süsteemihaldurile. Hindamaks varustuskindluse olukorda, koostab Elering igal aastal varustuskindluse aruande¹, milles analüüsib varustuskindluse kõiki aspekte ning annab hinnangu varustuskindluse olukorrale kuni 15 aastat ette.

Eleringi hinnangul tuleb Eesti elektrilist varustuskindlust vaadelda regionaalses perspektiivis ning seda kohalike tootmisvõimsuste ja ülekandevõimsuste koosmõjus. Praegu on riikidevahelised ühendused ning tootmisvõimsused naabersüsteemides piisavad, et tagada Eesti elektrisüsteemi toimimine ka olukorras, kus tarbimine kasvab kiiremini kui prognoositud või olemasolevad tootmisseadmed suletakse enne prognoositud aega. Eelduseks naabersüsteemide tootmisressursside kasutamisele on toimiv regionaalne elektriturg, mis võimaldab elektrienergia takistamatut liikumist üle riigipiiride.

Juhul, kui analüüsid tuvastavad, et Eestis on tulevikus varustuskindlusega probleeme ehk elektrijaamu on puudu, võetakse kasutusele riiklikud meetmed, mis garanteerivad puuduolevate tootmisseadmete lisandumise.

Oluline on märkida, et varustuskindluse koha pealt on loomulik, et tekivad ka kõrgete hindadega perioodid – see annab tarbijale signaali vähem tarbida ja tootjatele signaali, et uue jaama ehitamine on

¹ <https://elering.ee/varustuskindluse-aruanded>

majanduslikult mõistlik. Kõrge hind ei tähenda, et varustuskindlus ei ole tagatud.

3.1.4 TEGEVUSKAVA ELEKTRISÜSTEEMI VÕIMEKUSE PROBLEEMIDE KORRAL

Elering analüüsib igapäevaselt järgmiseks päevaks, et süsteemi võimekus oleks tagatud ja Eesti elektrisüsteemi sisenev toodetud elekter kataks planeeritud tarbimise. Kui siiski väga halbade juhuslike kokkulangemisel peaks tekkima olukord, kus turule pakutud elektritootmine ei kata kogu tarbimist (näiteks avariit mitmes elektrijaamas korraga talvise tiputarbimise ajal), on Eleringil kindlatest sammudest koosnev tegevuskava, millega välditakse sageduse suuri kõikumisi, mis võivad lõpuks viia süsteemi kustumiseni.

- Esimese sammuna jälgitakse päevasise turu toimimist, kus elektrimüüjad saavad täiendavalt elektriga kaubelda, et korrigeerida tootmist, seda suurendades või vähendades vastavalt vajadusele, et saavutada süsteemi tasakaal.
- Kui päevasiseselt turult ei õnnestu puudujäävat elektrit hankida, siis on järgmiseks etapiks reservide turg, kust süsteemihaldurid, Eestis Elering, saavad elektrit hankida.
- Kui ka reservide turult ei suudeta hankida puudujäävat tootmist, on Eleringil lisaks olemas Kiisa avariireservelektrijaamad, mida saab käivitada nii avariide korral kui ka siis, kui puudujäävat elektrit ei ole suudetud hankida ei päevasiseselt ega ka reservide turult.
- Viimase sammuna, kui eelnevad meetmed ei ole süsteemi tasakaalu taganud, hakatakse piirama tarbimist. Piiramist teostatakse teadlikult ja kontrollitult. Esmalt näeb Elering süsteemihaldurina, kui palju elektrit on kogu süsteemis puudu. See info edastatakse Eesti suurimale jaotusvõrgule Elektrilevile, kes katkestab osade tarbijate elektri, välistades elutähtsate teenuste pakkujad ja püüdes piiratud tarbijaid mõnetunnise vahe järel roteerida.

3.2. TOOTMINE

Kuivõrd oleme suhteliselt väike osa suurest energiasüsteemist, on kõik meie tootmisvõimsustega seotud otsused suuremal või vähemal määral mõjutatud Euroopa Liidu energiapolitikast, millest oli juttu esimeses peatükis.

Stabiilne ja usaldusväärne primaarenergia ja elektrijaamade kütustega varustus on ülimalt oluline kogu Eesti elektrisüsteemi toimimise seisukohalt. Kogu Euroopa ja maailm laiemalt on hetkel läbi viimas üleminekut fossiilsetelt energiaallikalt puhtamatele ja taastuvatele energiaallikatele. Selle ülemineku koordineerimiseks on koostatud kliimakavad, milles on seatud piirangud süsinikuheitmetele ja eesmärgid taastuenergia kasutamisele, mis tähendab, et energiasüsteemi muutused toimuvad praegu kordades kiiremini kui varasemalt.

Elektriturul konkureerib tootmine muutuvkulude alusel. See tähendab, et toodavad kõik, kelle tootmise muutuvkulu jääb alla elektribörsil tekkinud elektrihinna. Joonisel 8 on 2021. aasta põhjal illustreeritud erinevate tehnoloogiate ligikaudsed marginaalkulud ja kuidas kujuneb elektrihind. Muutuvkuludest suurema osa moodustab kulu sisseostetavale kütusele, CO₂ kvootidele ning keskkonnamaksudele.

3.2.1. ELEKTRI TOOTMISEKS KASUTATAVAD TOOTMISLIIGID EESTIS JA LÄÄNEMERE REGIOONIS

Eesti põhiline energiatootmise tooraine on põlevkivi. Eesti suurima põlevkivipõhise elektrienergia tootja Enefit Power AS installeeritud netovõimsus on umbes 1330 MW. Enamik võimsusest on ehitatud eelmise sajandi 60-ndatel ja 70-ndatel aastatel. Põlevkivielektrijaamad on nn konventsionaalsed elektrijaamad ning nende muutuvkulude põhilise osa moodustavad kütusele ning CO₂ emissioonidele.

Varem mainitud ühise Euroopa Liidu kliimapolitiika tagajärjel on toimumas ulatuslik dekarboniseerimine ning suur osa kivisöe ja pruunsöe tootmisvõimsusi suletakse lähimate aastate jooksul. Kuigi Põhjamaades ja Baltikumis on kivisöel töötavaid elektrijaamu vähe (mõningane osakaal Soomes), siis Saksamaal ja Poolas on kivisöe ja pruunsöe tootmisvõimsused olulise turuosaga. Kuna Poola ja Saksamaa on suured riigid, siis moodustavad need kütused ka olulise osa regionaalses tootmisportfellis. Nagu põlevkivi puhul mainitud, on ka kivisöejaamad nn konventsionaalsed jaamad, mille muutuvkulu põhilise osa moodustavad kütuse ja CO₂ kulud. Kerkivate CO₂ kulude ja kütusehindade valguses ei suuda söe- ja põlevkivi jaamad väga enam turul konkureerida.

Läänemere regioonis ja eelkõige Põhjamaades on tähtsal kohal hüdroenergiast toodetud elekter. Hüdroenergiast elektri tootmine on Eestis geograafilise omapära tõttu raskendatud, kuna enamiku jõgede pikkus ei ületa 10 kilo- meetrit ning vähem kui 50 jõe vooluhulk ületab 2 m³/sek. Eestis on praegu 8 MW installeeritud hüdroelektrijaamade võimsust. Oma olemuselt on hüdroenergia madala muutuvkuluga tootmisliik ning seetõttu on tootmisvõimsused kasutusel alati, kui see on tulenevalt veeoludest võimalik. Eesti hüdroenergia ressurss on marginaalne, samas Põhjamaades, aga ka Lätis on hüdroenergia osakaal elektritootmisel arvestatav. Põhjamaade hüdroreservuaarid hoiavad veerohketel perioodidel oma madalate muutuvkuludega regionaalseid elektrihindasid madalana. Nagu öeldud, on hüdroelektri tootmise muutuvkulud madalad ning suured reservuaarid lisavad paindlikkuse toota siis, kui vaja. Läti hüdroenergia ei ole suurte reservuaaridega ning tootmine toimub vastavalt jõe vooluhulgale. Sellest tulenevalt on sealne elektritootmine vastavalt sademetele suurim kevadise suurvee ajal ning madalam teistel perioodidel.

Maagaasi osakaal on Balti riikide energiaportfellis kokku ligikaudu 25%. Samas on maagaasi osakaal elektritootmises Eestis oluliselt väiksem kui Lätis või Leedus. Piirkonnal ainus ühendus Euroopa gaasisüsteemiga on läbi Leedu-Poola GIPL gaasitoru. Lisaks on Soomes (mida Eestiga ühendab Balticconnector gaasitoru) ja Leedus veeldatud maagaasi (LNG) laevade vastuvõtmise ja gaasistamise terminalid. Varustuskindluse tagamiseks või hinnariskide maandamiseks on võimalik gaasi hoiustada Lätis asuvas Inčukalnsi maa-aluses gaasihoidlas. Maagaas on 2022. aasta hindade juures nii Baltikumis kui ka regioonis tervikuna kallim kütus kui otsesed konkurendid kivisüsi ja põlevkivi. Seetõttu saavad maagaasijaamad vähe töötunde, seda peamiselt tiputarbimise ajal. See on ka põhjuseks Läti ja eelkõige Leedu elektrienergia impordile, kus enamik tootmisvõimsusi kasutab kütusena maagaasi. Kuigi tootmisvõimsusi on tarbimise katmiseks piisavalt, imporditakse oluline kogus elektrienergiat, kuna see on odavam.

Tuuleenergia on Läänemere regioonis kiirelt arenev tootmisliik. Nii nagu hüdroenergia, on ka tuuleenergia madala muutuvkuluga, mistõttu pääseb see muutuvkulu põhistes konkurentsitingimustes peaaegu alati elektriturul tootma. Tuule juhuslikkusest tingituna esineb aga perioode, kus elektrituulikute toodang on negatiivne (tarbivad elektrit). Seega on tuuleelektrijaamade toodanguga tiputarbimise katmiseks võimalik arvestada vaid väikese osaga selle installeeritud võimsusest.

Päikseenergia on sarnaselt tuuleenergiale regioonis üks kiiremalt arenev tootmisliik. Analoogselt tuule ja hüdroenergiaga, on ka päikseelektri tootmise muutuvkulud madalad. Seega, kui investering tootmisvõimsusesse on tehtud, toimub elektritootmine alati, kui selleks on sobivad tingimused. Erinevalt tuulest, on päikseenergia toodang oluliselt korrapärasem vastavalt päikese liikumisele ning aitab tihti katta päevast kõrgemat elektritarbimist.

Puitu ja biomassi kasutatakse enamasti elektri ja soojuse koostootmisel. See toob elektriturule sisse lisamuutujad, kuna koostootmisjaamade tootmine sõltub tihti peale soojuskoormusest. Praegustel turutingimustel ei ole puidust ainult elektritootmine konkurentsivõimeline ilma lisatuludeta soojuse müügist. Samas, tulenevalt taastuvenergiatoetustele Eestis ja mujal Euroopas on võimalik näha ka elektritootmist koostootmisjaamades perioodidel, kui soojuskoormus on madal.

Tuumaelektrijaamad moodustavad olulise osa Soome, Rootsi ja Saksamaa tootmisportfellist. Samas on tulenevalt jaamade sulgemisest plaanide järgi nende osakaal vähenemas. Tuumaelektrijaamad on oma muutuvkuludelt taastuvenergia ja fossiilsete kütuste vahel. Muutuvkulud on suhteliselt madalad tulenevalt tuumakütuse suhtelisest odavusest, samal ajal on püsikulud üldjuhul kõrged tulenevalt kõrgetest nõudmistest ohutusele.

3.3. ELEKTRISÜSTEEMI PIKAAJALINE PLANEERIMINE

Selleks, et tagada varustuskindlus ja kindlustada elektrituru toimimine, võttes arvesse kliimaeesmärke ning taastuvenergeetika suuremahulist kasutuselevõttu, on hädavajalik elektrisüsteemi terviklik pikaajaline planeerimine.

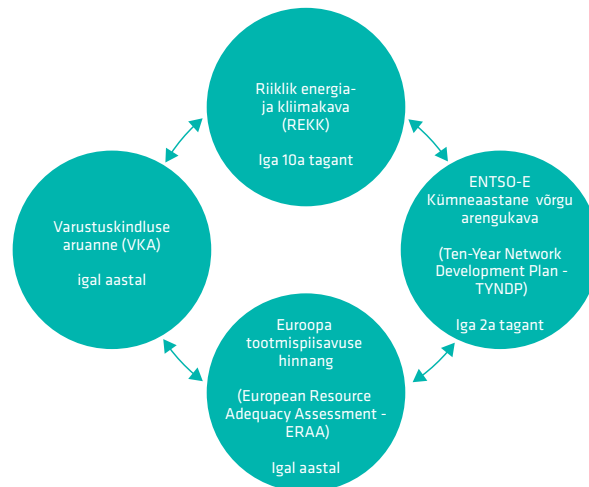
Riiklike arengukavasid arvestades on energiaspektori suurimateks ülesanneteks tagada piisav tootmisvõimsus ning integreerida süsteemi suures mahus toodetud taastuvenergiat. Eleringi ja teiste Euroopa süsteemihaldurite kohustus on arendada elektrivõrku nii, et see oleks vastupidav, efektiivne ning samas võimaldaks kaasa aidata riiklike ja rahvusvaheliste kliimapoliitika eesmärkide saavutamisele. Pikaajalisel planeerimisel on oluline hinnata erinevate investeeringute otstarbekust, arvestades nii otsest majanduslikku kui ka rahaliselt mittemõõdetavat kasu, näiteks varustuskindlust, keskkonnakaitset ja energiajulgeolekut.

Elering kaalub elektrisüsteemi planeerimisel mitmeid aspekte ning püüab nende vahel tasakaalu leida: varustuskindlus, keskkond, jätkusuutlikkus, turg ja efektiivsus. Analüüsi tulemused avaldatakse varustuskindluse aruannetes ning võetakse arvesse elektrivõrgu arengukava koostamisel (joonis 10).

Kuna Eesti elektrisüsteem ja elektriturg on osa suurest Euroopa ühtsest energiaturust, siis on oluline ka elektrisüsteemi koordineeritud planeerimine. Elektrivõrgu pikaajalise planeerimise koordineerimiseks koostatakse Euroopa süsteemihaldurite koostöös ning ENTSO-E eestvedamisel iga kahe aasta järel elektrivõrgu kümne aasta arengukava (TYNDP²). Arengukava raames vaadeldakse uusi piiriülese mõjuga projekte ning hinnatakse neid tehniliste ja sotsiaal-majanduslike indikaatorite alusel. Kõige kasulikumat projektid kantakse arengukavasse ning viiakse süsteemihaldurite koostöös ellu.

² TYNDP- Ten Year Network Development Plan, <https://tyndp.entsoe.eu/>

Elektrituru tehniliste ja sotsiaal-majanduslike analüüside tegemiseks kasutatakse vastavalt elektrivõrgu ning elektrituru mudeleid. Võrgu ja turu analüüside tegemist pikaajalises planeerimises käsitlevad lähemalt järgmised peatükid.



Joonis 10 Eleringi analüüside sisendid ning väljundid

3.3.1. ELEKTRIVÕRGU ANALÜÜS

Elering kavandab ning teostab investeeringuid ülekandevõrku tuginedes järgnevatele endale seatud eesmärkidele:

- varustuskindluse tagamine;
- elektrituru arengu toetamine;
- läbilaskevõime tagamine;
- võrgu vananemise peatamine;
- töökindluse parandamine;
- efektiivsuse suurendamine;
- kadudevähendamine;
- uutele klientidele liitumise võimaldamine.

Eleringi investeeringud jagatakse tavapärasteks investeeringuteks, suurinvesteeringuteks ja liitumistega seotud investeeringuteks. Siseriikliku võrgu arengusuundumusi selgitab Varustuskindluse aruanne³ ning riikidevahelisi ühendusi käsitleb ENTSO-E TYNDP projektide loetelu⁴.

Regionaalne planeerimine

Tänu Euroopa ühtse elektrituru arendamisele ja hajatootmise kasvutrendile on vaja vaadelda pikaajalisel planeerimisel suuremas plaanis ka riikidevahelisi võimsusvooge ja sellega seoses ka elektrivõrkude olukorda. Euroopa tasandil toimub elektrivõrgu planeerimisel süsteemihaldurite vahel sidus ja koordineeritud koostöö. Planeerimise eesmärk regionaalsel tasemel on tagada üleeuroopaline ülekandevõrk.

Tulevikus hakkab järjest suuremat rolli mängima avamere tuuleparkides toodetud energia ja selle transport. Kuna maismaal on tuuleenergeetikaks sobivad alad suuresti juba täis rendatud või tulenevalt

³ <https://elering.ee/varustuskindluse-aruanDED>

⁴ <https://tyndp2022-project-platform.azurewebsites.net/projectsheets>

piirangutest ei ole võimalik rohkem tuuleparke rajada, siis pööratakse merre arendamise poole. Maismaa ja merevõrku on vaja koos planeerida, et vältida hilisemaid pudelikaelu ning seda peab tegema naaberriikides toimuvaid arenguid silmas pidades.

Pikemaajalise planeerimise eesmärgid Euroopas on varustuskindluse suurendamine, hajatootmise kergem integreerimine võrku, kõikidele turuosalistele ülekandevõrgule ligipääsu tagamine, suurema konkurentsi võimaldamine elektriturul, efektiivsem elektrienergia ülekandmine ja riikidevaheliste ühenduste tagamine. Selleks tehakse iga kahe aasta tagant Euroopa elektrivõrgu kümne aasta arengukava (TYNDP), milles käsitletakse Euroopale olulisi projekte.

Planeeringuprotsess sisaldab tasuvusuuringute tegemist lähtudes sotsiaal-majanduslikust kasust, varustuskindluse tõusust, kadude vähenemisest, mõjust keskkonnale ja taastuvenergia toodangule ning arvestab ka projekti mõju elektrivõrgu paindlikkusele ja jätkusuutlikkust erinevate stsenaariumite korral. Uuringute käigus kasutatakse regionaalseid võrgumudeleid ja teostatakse ühiseid võrguarvutusi sünkroonala piires. Stsenaariumite eesmärk on näidata võrgu arendamise (ümberehitamise) vajalik maht, et tagada Euroopa Liidu 2050 eesmärkide täitmist. Stsenaariumid erinevad üksteisest selliselt, et haarata võimalikult suure ulatusega potentsiaalseid arenguvariante.

Eesti-sisese võrgu arendamine

Eleringi põhivõrgu arendamise investeerimise kava järgnevas kümneks aastaks on leitud Eleringi kodulehel⁵. Käsil on väga mastaapsed projektid loomaks võimekus sünkroniseerimiseks Mandri-Euroopa elektrisüsteemiga. Selleks on vaja rekonstrueerida elektriliine ja rajada iseseisva sünkroontöö võimekus. Investeeringuid on erinevaid ning neid võib kategoriseerida järgnevalt:

- alajaamadega seotud investeeringud;
- elektriliinidega seotud investeeringud;
- Eesti-sisene võrgu arendus;
- taastuvenergia liitmise võimekuse tõstmise investeeringud (RRF kaasrahastus);
- sünkroniseerimise projektiga seotud tegevused (CEF kaasrahastus);
- Eesti-Läti IV liini investeeringud.

Investeeringud ja tegevused vaadatakse üle igal aastal ning vastavalt vajadusele ja võimalustele tehakse korrekture. Pikaajalisel planeerimisel on fookus sisemaise varustuskindluse tagamisel ning arengute optimeerimisel sellisel viisil, mis on ühiskonnale kõige kasulikum. Oluline on põhivõrguettevõtte tihe koostöö jaotusvõrguettevõtetega, kohalike omavalitustega, riigiametite ja muude huvitatud osapooltega. Viimastel aastatel on Elering teinud arenguplaanide koostamisel tihedat koostööd jaotusvõrguettevõtetega.

Koostöö eesmärk on leida piirkondade elektrivõrkude arendamisel vähima kulu põhimõttel sellised lahendused, mis toovad kõige rohkem kasu tavatarbijatele, kes võrgu arenduse eest võrgutariifi kaudu tasu maksavad. Võimalike variantide omavahelisel võrdlemisel lahendatakse parima lahenduse leidmisel ülesanne, mis sisaldab muu hulgas:

- Otseste investeerimiskulude arvestust. Vaadeldakse kulusid vahetult liinide ja alajaamade ehitamiseks ja rekonstrueerimiseks.
- Piirkonna alajaamade ja liinide käidukulude hindamist.
- Võrgukadude maksumuse arvestust erinevate skeemide ja variantide korral kogu ajaperioodil.
- Tarbijatele potentsiaalsete katkestuskahjude maksumuse arvestust (aitab välja valida töökindlamad elektrivõrgu skeemid).
- Erinevate nimipingete kasutamise võrdlust.

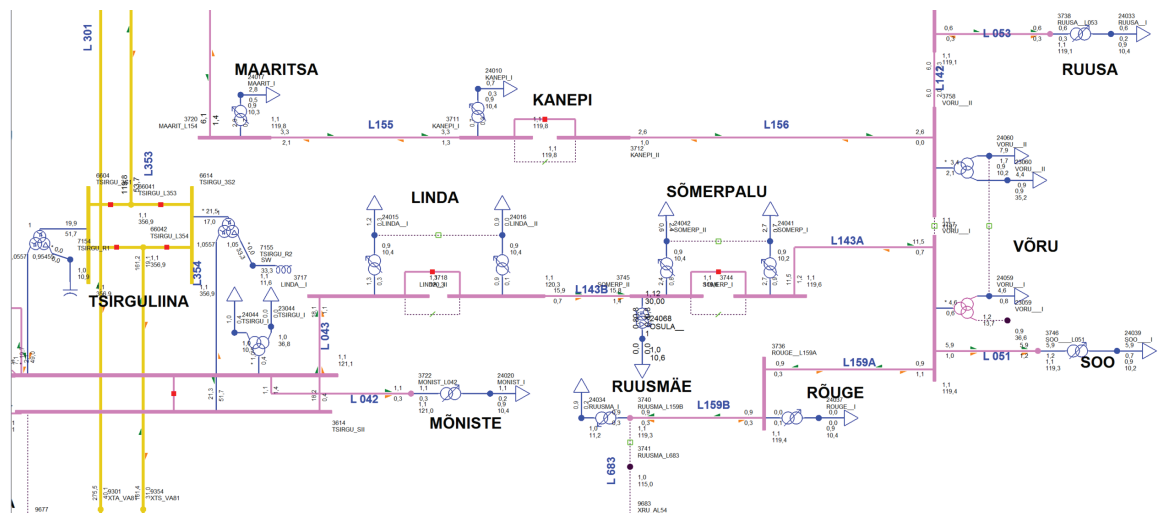
⁵ <https://elering.ee/investeeringud-2022-2031>

Põhivõrguettevõtte jaoks on oluline jaotusvõrguettevõtetelt saadav informatsioon koormuste ja elektritootmise arengu kohta piirkondlikul tasemel. Sellisel juhul on võimalik arvesse võtta piirkondade arengut, perspektiivseid hajatootmise arengupiirkondasid ja muid olulisi tegureid.

Pikaajaline võrgu arendamine on jaotatud kolme horisonti:

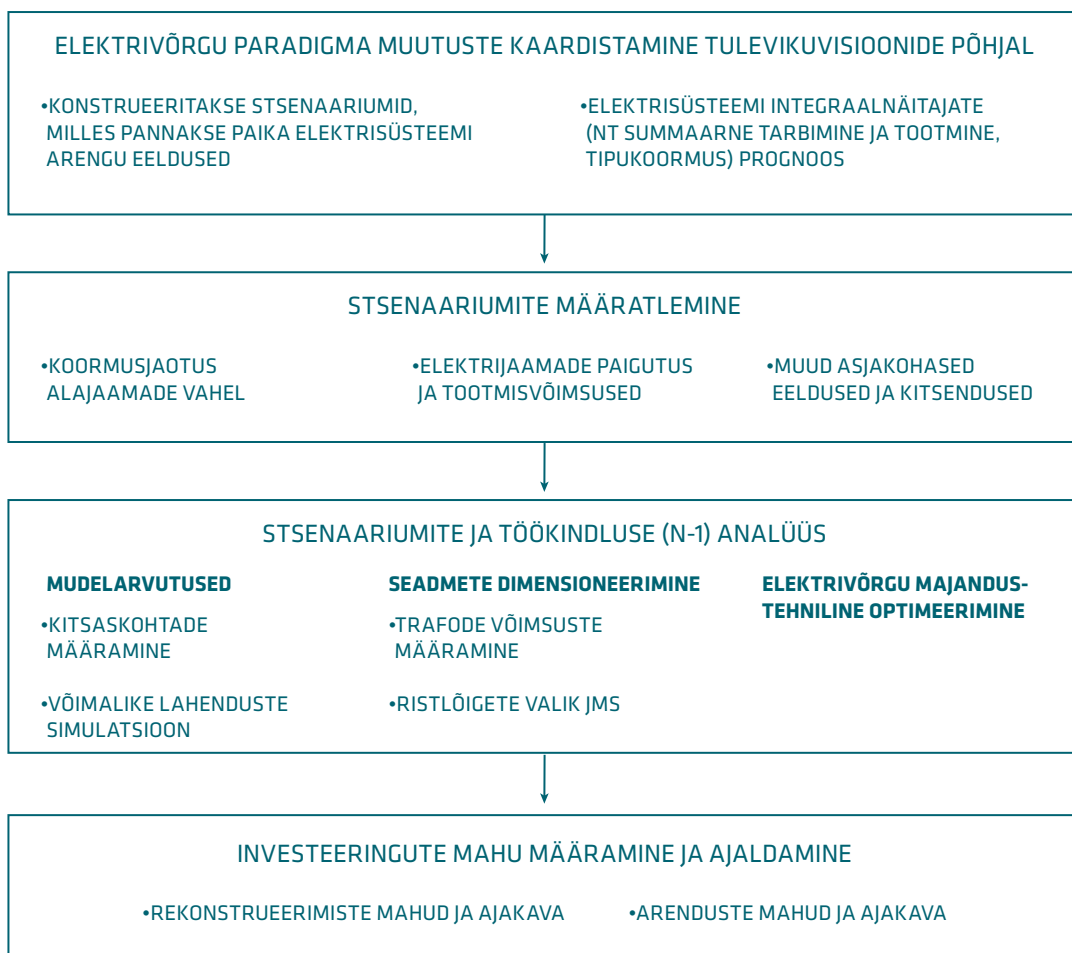
- Viie aasta plaanid, mille puhul on investeeringud kantud Eleringi investeerimiskavasse ning mille konkreetne realiseerumine on sisuliselt käsil.
- Arengud aastani 2030, mis on jagatud viie aasta kaupa (2020-2025 ja 2025-2030) ning mis kajastuvad üldise käsitlusena Eleringi pikaajalises investeringuplaanis.
- Võimalikud lisaarendused, mis sõltuvad koormuskasvust või konkreetsest liitumisest. Üldiselt on nendega seotud objektide rekonstrueerimise vajadus tehnilisest elueast lähtuvalt pärast 2030. aastat, kuid võib tõusta päevakorda varem seotuna kolmandate osapooltehuvidest.

Planeerimisel teostatakse võrguarvutusi programmipaketiga PSS/E (joonis 11), kasutades Eesti elektrivõrgu ja Balti regiooni ühiseid perspektiivmudeleid. Perspektiivmudeleid koostatakse lühiperioodi kohta (1-2 aastat), viieaastase perioodi kohta ja pika ajaperioodi kohta. Mudeliga teostatakse nii püsitalitluse arvutusi, selgitamaks välja koormuste jagunemised, võimalikud ülekoormused liinidel ning pinge nivood alajaamades, kui ka dünaamika arvutusi süsteemi stabiilsuse hindamiseks.



Joonis 11 Elektrivõrgu mudel PSS/E

Elektrivõrgu planeerimine on keeruline mitmetasandiline protsess (joonis 12), mille käigus rakendatakse erinevaid asjakohaseid analüüsimeetodeid, mudeleid, tarkvarasid, standardeid jms. Erinevate tasandite planeerimise sisendid ja kriteeriumid võivad seejuures olla erinevad. Näiteks sõltub süsteemivõrgu planeerimine suuresti kõrgemal hierarhilisel tasemel tehtud otsustest ning mõjutab omakorda suurte piirkondade energiavarustust. Elektrivõrgu planeerimises võib eristada erinevaid ajaliselt järgnevaid etappe:



Joonis 12 Elektrisüsteemi planeerimise hierarhiline skeem

Peab silmas pidama, et planeerimine põhineb tulevikuvisionidel, mis tõenäoliselt erinevad tegelikkusest. Seepärast on oluline toimuvate muutuste ja uute otsuste tagasisidestamine planeerimisprotsessi ning arengukava pidev ajakohastamine.

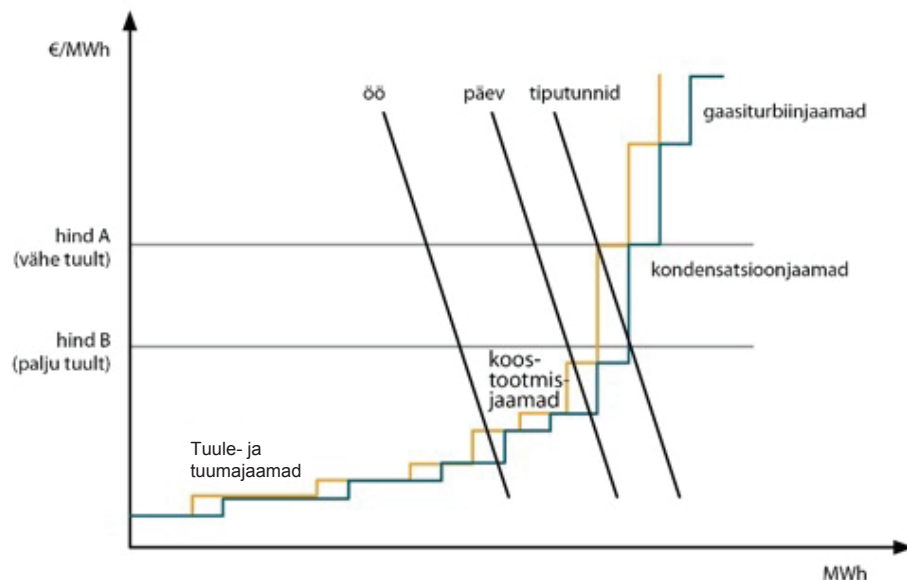
3.3.2 ELEKTRITURU ANALÜÜS

Energeetikas kasutatakse erinevaid mudeleid ja algoritme, et teha otsuseid süsteemi juhtimise, tootmisüksuste töösseviimise, agregaatide koosseisu planeerimise, investeeringute ja võrgu analüüsi kohta. Samuti selleks, et analüüsida energiatarbimise sõltuvust majanduskasvust, keskkonnasaastega seotud küsimusi, energiasüsteemi restruktureerimisega kaasnevaid kulusid ning muid seotud teemasid. Turumudelid simuleeritavad stsenaariumid aitavad tuvastada regiooni investeeringuvajadusi uutesse tootmisvõimsustesse kui ka analüüsida saadavat kasu planeeritud võrguarendusest.

Tinglikult jagatakse energeetika mudelid kaheks: ülalt alla (*top-down*) ja alt üles (*bottom-up*) lähenemine. Esimene põhineb makroökonoomikal ning see on täiendatud energiavarustuse teemadega. See võimaldab paremini mõista energiasüsteemi kui osa kogu riigi majandusest, keskenduses energiatarbimise kasvule ja hindadele. Teine mudel põhineb elektrisüsteemi toimimise optimeerimisel: siin on rõhk tootmisüksuste karakteristikutel, elektrivõrgu kirjeldamisel jt aspektidel, mis on olulised süsteemi opereerimise seisukohalt. Sellise lähenemise korral on nii energiatarbimine kui ka üldine majandusareng mudelile üldjuhul sisendiks.

Elering, ENTSO-E ja osad naaberriikide TSO-d kasutavad Plexos elektriturumudelit, mis võimaldab koostada kogu Euroopa elektrisüsteemi hõlmavaid turusimulatsioone ja detailseid regionaalseid mudeleid. Mudelit kasutatakse lisaks varustuskindluse olukorra kirjeldamiseks ka erinevate investeeringute sotsiaalmajanduslike näitajate hindamiseks. Koostöös ENTSO-E-ga koostab Elering iga aasta üleeuroopalise elektrisüsteemi mudeli erinevate aastate kohta kuni kümme aastat ettevaatavalt. Mudel hõlmab mitmeid taastuvenergia tehnoloogiaid, näiteks päikese-, tuule- ja hüdroenergiat koos või ilma salvestusseadmeteta. Mudel võimaldab arvesse võtta palju erinevaid piiranguid, millest kõige aktuaalsemateks näiteks on keskkonnamaksudest ja kvootidest tulenevad piirangud.

Mudel annab kirjeldatud stsenaariumite korral ligikaudse elektrihinna ja vajaduse korral võib anda soovitusi optimaalseimateks investeeringuteks uutesse tootmisüksustesse. Simulatsioonide eelduseks on hästi toimiv konkurentsil põhinev turg või optimaalne planeerimine tootjate hulgas, võttes arvesse turumoonutusi, nagu erinevad maksud ja keskkonnatasud. Mudeli ülesanne on kulude minimeerimine olukorras, kus tootmine rahuldab igal ajahetkel nõudluse. Selliste mudelite põhieeldus on see, et elektri päev-ette turg toimib efektiivselt, mis viib omakorda süsteemi tõhususele, nii et tarbimisnõudlus kaetakse minimaalsete kuludega. Näide hinna kujunemisest tootmisseadmete marginaalkulude põhisel on kujutatud joonisel 13.



Joonis 13 Elektrituru hinna kujunemine

Trepp-jooned kujutavad erinevate elektrijaamade marginaalkulusid antud olukorras. Joonisel 13 on kujutatud tarbimise tiputundidel kujunev elektrihind nii rohke tuule kui ka väikse tuule korral. Elektrihind kujuneb vastavalt viimase tarbimise katmiseks vajaliku tootmisüksuse või üksuste marginaalkulule. Samuti on joonisel toodud olukorrad madalama (öise) tarbimise ja päevase tarbimise kohta.

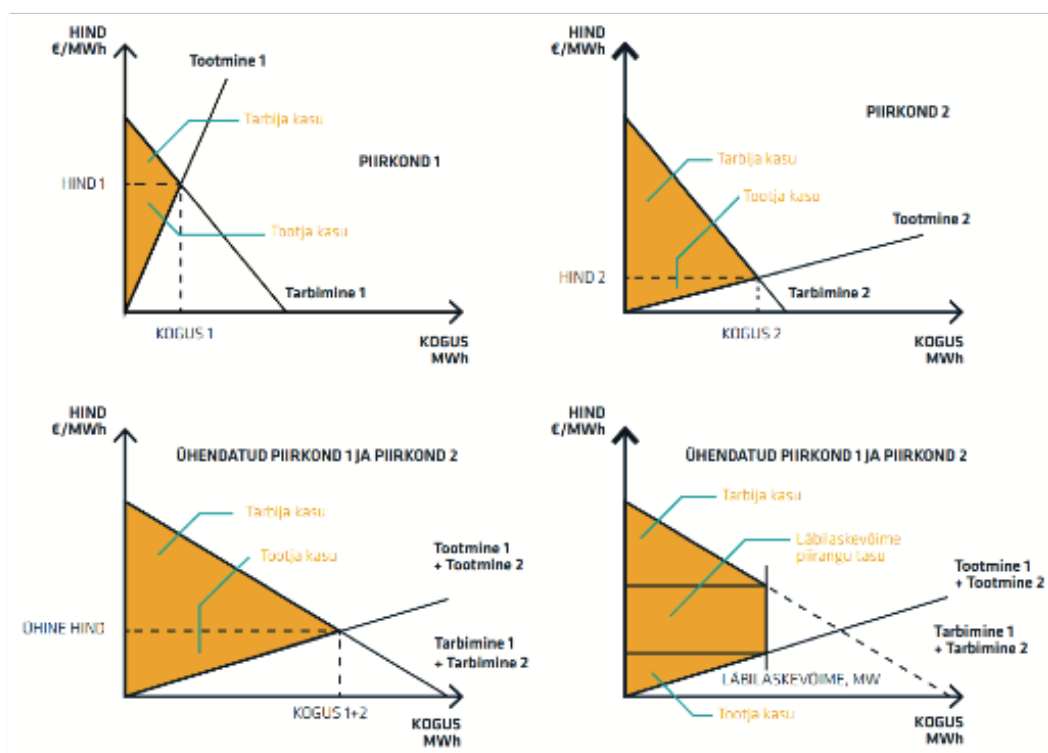
3.3.3 RIIKIDEVAHELISTE ELEKTRIÜHENDUSTE SOTSIAAL-MAJANDUSLIKU KASU ANALÜÜS

Nagu kõigi teiste kaupadega, loob ka piiriülene elektriga kauplemine ühiskonnale lisaväärtust. Otsene kaubanduslik mõju tuleneb riigiti erinevast elektri tarbimise tasemest, tootmis- ja ülekandevõimekusest. Kauplemine erinevate piirkondade vahel vähendab tootmise kogukulusid, võimaldades toota kõige efektiivsemates elektrijaamades.

Ühendatud turgude puhul liigub elekter odava elektritootmise piirkonnast kallisse vastavalt elektribörsi tulemustele. Kui ülekande võimsused on piisavad on kõikide hinnapiirkondade hinnad võrdsed, kui aga ülekande võimsusest jääb väheks, tekivad naaberpiirkondade vahel hinnaerinevused. Ühenduse omanikud saavad selliste tundide eest nn ülekoormustulu, mis investeeritakse pudelikaela vähendamisse ehk ühenduste läbilaskevõime parandamisse.

Otsest sotsiaal-majanduslikku kasu hinnatakse peamiselt turu modelleerimise tulemuste põhjal. Eeldades, et eksisteerib hästi toimiv turg, kujuneb turuhind nõudluse katmiseks vajalike elektrijaamade kulude minimeerimisel. Turuhind arvutatakse iga tootmisstsenaariumi kohta, enamasti kogu aasta igaks tunniks. Selline lähenemine võimaldab jälgendada reaalse päev-ette turu toimimist ning hinnata kulusid ja tulusid turuosaliste ja turuosaliste gruppide lõikes, näiteks tarbijad, tootjad ja võrguettevõtjad.

Tulude ja kulude jaotumist on võimalik vaadelda ka erinevate modelleeritavate piirkondade lõikes. Järgnev joonis 14 illustreerib piirkondade 1 ja 2 vahelise kaubanduse otsest sotsiaal-majanduslikku kasu.



Joonis 14 Elektrienergia piiriülese kaubanduse sotsiaal-majanduslik mõju

Toodud näites on tarbimise kõver „Tarbimine 1“ ja „Tarbimine 2“ valitud sarnased, aga tootmiskõverad erinevad. Teise piirkonna tootmise marginaalkulud on väiksemad kui esimese piirkonna omad – siin võib näiteks tuua situatsiooni, kus piirkonnas on palju hüdro- või tuuleenergiat.

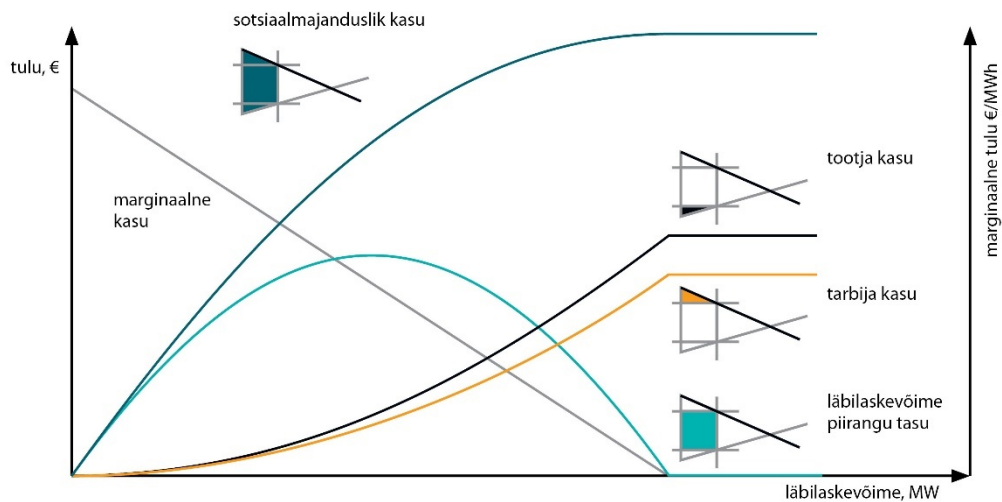
Joonisel on tarbijate ja tootjate kogukasu näidatud oranži värviga. Iga näite ülemine kolmnurk näitab tarbijate kasu (vahe, mida tarbija on nõus maksma ja mida maksab) ja alumine kolmnurk tootjate kasu (vahe tootmise muutuvkulude ja turult saadava hinna vahel). Kogu kasu on nende kahe kolmnurga ehk tarbija ja tootja kasu summa.

Kui need kaks piirkonda omavahel ühendada, siis on võimalik ka kallima/esimese piirkonna tarbijatel saada ligipääs soodsamale teise piirkonna elektrile. Selline ühendus võib kahjustada esimese piirkonna tootjaid, kuna seal turuhind langeb, ja teise piirkonna tarbijaid, kuna seal turuhind tõuseb, aga teise piirkonna tootjad ja esimese piirkonna tarbijad saavad kasu. Kõige olulisem sellises olukorras on see, et

saadud kogukasu on suurem kui kahju. Kasu on hinnapiirkondade vahelise ühendusvõimsuse lisamise korral alati suurem (arvestamata kulu investeringule), kuna elekter toodetakse nüüd odavamatest tehnoloogiatest ja elektri tootmise kogukulu väheneb.

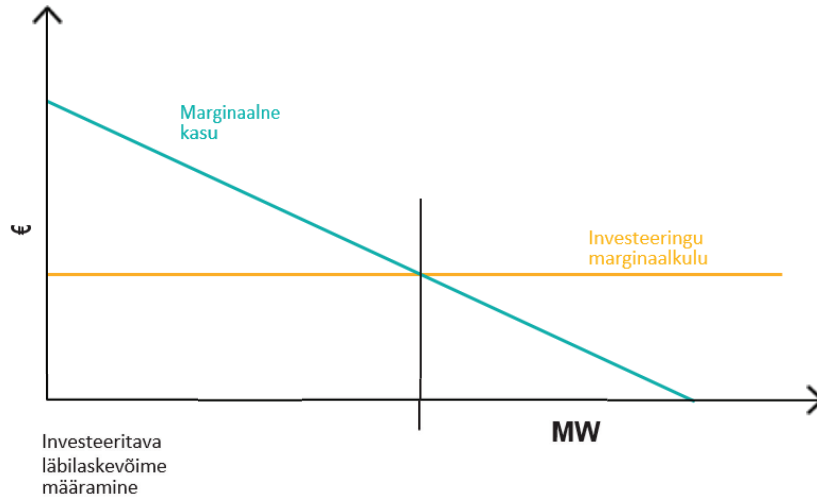
Viimasel joonisel on kujutatud olukord, kus tekib ülekandevõimsuse läbilaskevõime piirang ja sellisel juhul kehtib eelnev, kuid tänu piiranguile piirkondade hinnad ei ühtlustu. Sellises olukorras tekib nn jaotamata kasum, mida nimetatakse ülekoormustuluks ja mis jagatakse võrguettevõtete vahel, kes ühendust omavad. Ülekoormustuluna korjatud summa investeeritakse üldjuhul uutesse ühendustesse ja võrgu arendamiseks neidsamu pudelikaelasid või vähendatakse selle võrra tariifi. Tootjate, tarbijate ja võrguettevõtjate summaarset kasu elektriturult nimetatakse sotsiaal-majanduslikuks kasuks.

Modelleerides erinevaid stsenaariume, on võimalik nende tulemusi võrrelda ja hinnata majanduslikku kasu erinevates olukordades. Alloleval joonisel 15 on vaadeldud lisaühenduse marginaalset sotsiaal-majanduslikku kasu ja selle kujunemist.



Joonis 15 Uue ülekandevõimsuse sotsiaal-majanduslik mõju

Läbilaskevõime arendamiseks vajaliku investeeringu suuruse määrab marginaalse kasu võrdlus marginaalse investeeringukuluga. Marginaalne kasu näitab ülekandevõimsuse viimase ühiku väärtust elektriturul, mis kahaneb ülekandevõimsuse suurenemisel. Ülekandeinvesteeringu optimum asetseb võimsuse juures, kus marginaalne kasu on võrdne marginaalse investeeringukuluga. Teisisõnu, selles punktis on maksimeeritud ülekandeinvesteeringust saadav sotsiaal-majanduslik kasu – iga täiendava võimsusühiku kulu on juba suurem kui sellest saadav tulu. Marginaalse kasu arvestamisel võetakse arvesse tarbijate ja tootjate kasu ning süsteemihaldurile laekuva läbilaskevõime piirangu tasu (ülekoormustulu), mis võimaldab hinnata vajalikke investeeringuid ülekandevõimsusesse (vt joonis 15 ja 16).



Joonis 16 Investeeritava ühenduse optimaalse läbilaskevõime valik

Hindamaks piiriülese mõjuga võrguinvesteeringu majanduslikku otstarbekust, arvutatakse investeeringu loodava sotsiaal-majandusliku kasu suurus erinevates tulevikustsenaariumites. Selliste elektrituru arvutuste põhjal saab hinnata projekti otsest kasu elektrituru osalistele. Sotsiaal-majanduslik kasu on üks kriteeriumitest, mida võrguinvesteeringu elluviimise otsustamisel arvestatakse.

Elektrisüsteemi planeerimisel on lisaks otseselt mõõdetavale sotsiaal-majanduslikule kasule oluline ka saadav kaudne/mittemõõdetav kasu:

- suurem varustuskindlus;
- väiksem võimalus turuvõimu praktiseerida;
- suurem hinnastabiilsus (väiksem risk investoritele);
- väiksem reservvõimsuse hoidmise vajadus;
- soodsamad võimalused taastuenergiaallikate integreerimiseks.

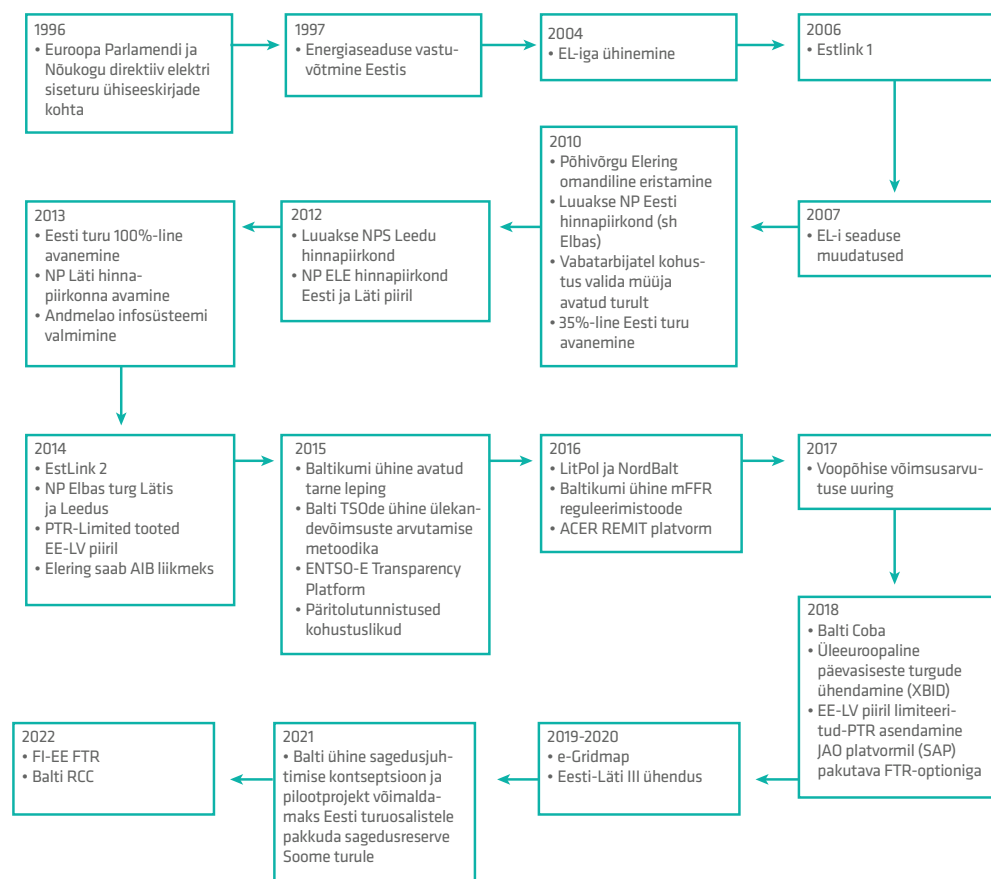
4. ELEKTRITURG

See peatükk räägib elektrituru üldisest korraldusest ja toimimisviisidest, elektribörsist ning teistest kauplemismehhanismidest:

- Eesti elektrituru areng
- Euroopa ühine turumudel
- Tulevikutehingute, järgmise päeva ja päevasisene turg
- Elektriturgude ühendamine ja ülevaade Euroopa elektribörsidest
- Ülekandevõimsuste jaotamine

4.1 EESTI ELEKTRITURU ARENG JA TURU AVANEMISEGA KAASNEV KASU

Eesti esimene elektrimajandust reguleeriv seadus oli Energiaseadus, mis võeti Riigikogus vastu 1997. aasta juunis (joonis 17). Seadusega reguleeriti kütuse- ja energiaturgu ning kütuse- ja energiamajanduse riiklikku järelevalvet. Eesti elektrimajandust hakati täpsemalt reguleerima 2003. aasta veebruaris, mil võeti vastu elektrituruseaduse esimene versioon. Sellega kehtestati esimest korda tururegulatsioon – toodi sisse bilansihalduse ja bilansihalduri mõiste. Suures osas oli seaduse koostamise aluseks Põhjamaades (eelkõige Soomes) kasutusel olev praktika.



Joonis 17 Olulisemad etapid elektrituru arengus

Eesti tootjad said alles 2007. aasta mais tegeliku võimaluse oma toodangut müüa enda valitud turuosalisele/bilansihaldurile ja seda kahepoolsetl kokkulepitud hinnaga. See oli esimene samm avatud elektrituru suunas – Eesti seadust muudeti vastavalt Euroopa Liidu II energiapaketi.

Vastavalt EL-i direktiivile 2003/54/EÜ oli Eestile tehtud elektrituru avamiseks erand. Erandi kohaselt pidi Eesti avama oma elektrituru 35% ulatuses alles aastaks 2009 ning kõikidele tarbijatele aastaks 2013. Eestile antud üleminekuperioodi põhjendused olid eelkõige ebapiisav konkurentsitas (oli vaid üks suurtootja – Eesti Energia), ebapiisavad ühendused (EstLink 1 ei olnud isegi veel mitte plaanisel), restruktureerimata põlevkivisektor, samuti Vene elektritarnete ja Ignalina tuumajaama potentsiaalne hinnakonkurents Eesti tootjale. Alates 2009. aastast oli vabatarbijatel (tarbija, kes kasutab elektrienergiat tarbimiskohas kalendriaasta jooksul ühe või mitme liitumispunkti kaudu vähemalt 2 GWh aastas) õigus osta elektrienergiat avatud turult, kuid elektrituruseadus lubas vabatarbijatel jätkuvalt elektrienergiat osta ka reguleeritud tariifidega. Kuna reguleeritud tariifid olid toona turuhinnast madalamad, ei ostanud vabatarbijad elektrienergiat avatud turult. Alates 1. aprillist 2010 tekkis vabatarbijatel seadusest tulenev kohustus valida endale elektrienergia müüja ainult avatud turult. Seda kahepoolsete lepingute alusel või 2010.a märtsist Põhjamaade elektribörsi NORDPOOL Eesti hinnapiirkonnast. 2013. aasta jaanuarist avanes elektriturg juba 100 protsenti ja sellest alates ei määra elektri hinda enam Konkurentsiamet, vaid see tekib avatud turu tingimustes.

Tähtis on märkida, et Elering eraldati põhivõrguettevõtjana Eesti Energia kontsernist 2010. aasta 27. jaanuaril, et tagada kõigi osapoolte võrdne kohtlemine süsteemihalduri poolt. Alates 2010. aasta maikuust on Elering aktsiaselts, mille omanikuks on riik.

Kuidas elektrituru avanemine tõi kasu nii tarbijatele, tootjatele kui ka ühiskonnale ja regioonile laiemalt, on võimalik otsese mõjuna hinnata mitmete meetodikate ja arvutusmodelite abil. Turumudelitest on

täpsemalt juttu peatükis 3.

Tootjatele on elektriturg võimalus toodetud elektrienergiat müüa. Toimiv turg koos läbipaistva hinnakujundusega annab omakorda aluse nii investoritele kui ka tootjatele pikemaajaliste investeerimisotsuste tegemiseks. Tarbijatele on elektriturg võimalus osta elektrit lisaks kahepoolset kokkulepitud tingimustele ka elektribörsilt, mis tagab turuhinna läbipaistvuse. Reeglina ei lähe tarbija ise otse elektribörsile kauplema, vaid kasutab selleks elektribörsil juba tegutsevate avatud tarnijate ehk müüjate teenuseid. Eleringile kui põhivõrguettevõtjale tähendab elektriturg vajadust teha pingutusi selle nimel, et integreerida turuplats teiste turgudega; see tähendab eelkõige otsuste tegemist uute riikidevaheliste ühenduste ehitamiseks, koostööd jaotusvõrguettevõtjate ja elektribörsidega ning teiste Eleringile pandud süsteemihalduri kohustuste täitmist. Lisaks tähendab elektrituru avamine Eleringile võimalust kasutada turupõhiseid lahendusi süsteemiteenuste pakkumisel (reservide ostmise, reguleerimine).



Joonis 18 Reguleeritud ja avatud turu erinevused

Turu avanemisega kaasneb ka kaudne kasu, mis hõlmab põhiliselt varustuskindlust, turujõu piiramist ja hinnaefektiivsust.

Varustuskindluse all mõistetakse energiamajanduses peamiselt kütuste tarnekindlust, tootmise ja nõudluse vahelist tasakaalu ning võrkude töökindlust. Varustuskindluse hoidmine vajalikul tasemel on riigipõhiselt kulukas, kuid koostöös teiste Euroopa riikidega on võimalik saavutada ühiskonnale oluline rahaline sääst. Elektri varustuskindlus on seejuures kütustest kõige olulisema mõjuga, sest elektrivarustusega on raskendatud ka teiste energiaallikatega varustuse tagamine. Elektri varustuskindluse tagamiseks on tarvis kindlat varustatust elektritootmises kasutatavate kütustega, töökindlat ülekande- ja jaotusvõrku, piisavaid tootmisvõimsusi, piisavalt välisühendusi naaberriikidega ning toimivat elektriturgu. Eesti ühiskonna ja majanduse arengule on oluline, et investeeringud varustuskindluse tagamiseks oleksid efektiivsed ega oleks liialt koormavad ega pärsiks arengut.

Turujõud kirjeldab seda, milline on turul tegutseva ettevõtte roll turuhinna kujunemisel ehk üks ettevõtte on võimeline oma tegevusega mõjutama turuhinda. Perfektse konkurentsi kontseptsiooni järgi on kõigi äriühingute eeldatav turujõud null ehk iga turul tegutsev firma peab leppima kehtiva turuhinnaga, ilma võimaluseta seda kontrollida. Tegelikuses on aga paljudel turgudel ettevõtteid, kes omavad turujõudu kuni monopolise võimuni. Üks võimalus turujõudu omava ettevõtte ärihuvi ohjeldamiseks on turu geograafiline laiendamine. Elektriturgudel saab turuplatsi laiendada õigeaegsete investeeringute kaudu piiriülestesse elektriühendustesse, tagades võrdse juurdepääsu kõigile, kes ülekandevõimsusi soovivad kasutada. Seetõttu on tähtis ülekandevõrkude tegelik eraldamine tootmisest ja müügitgevusest, muidu ei ole võrdsuse printsiipi võimalik rakendada.

Erinevad elektritootmisviisid süsteemi eri osades võimaldavad suurendada hinnaefektiivsust, sest hind

peegeldab nõudluse ja pakkumuse suhet. Mida kõrgem on piiriüleste ühenduste läbilaskevõime, seda stabiilsem on hind ühendatud turgudel. Näiteks Norra-Rootsi hüdroenergial põhinev süsteem stabiliseerib Taani mandriosa soojusjaamadel ja tuulikutel põhineva süsteemi. Hüdrojaamadel põhinev süsteem ühtlustab päeva ja öö hinnaerinevusi ning soojusjaamadel põhinev süsteem toetab hinnaerinevuste vähendamist veevaese ja -rikka aasta vahel.

4.2. ELEKTRITURU KORRALDUSE VIISID JA EUROOPA ÜHINE TURUMODEL

Elektriturgude reformimisel, restruktureerimisel ja liberaliseerimisel on maailmas kasutatud mitmeid elektrituru korraldamise viise ja mudeleid. Seda alates 1987. aastast, kui Tšiilis viidi läbi esimene elektriturreform. Eelkõige on reformid põhjustatud soovist suurendada konkurentsi ja efektiivsust energeetikavaldkonnas. Samuti on eesmärk hinnakujunduse läbipaistvuse suurendamine. Kuid mudelit, mis sobiks ideaalselt kõigile, ei ole siiani leitud.

4.2.1. KAUPLEMISE VIISID AVATUD TURUL

Avatud turul on elektrituru osalistel võimalik elektrienergiaga kaubelda kahel viisil – otselepingute alusel (OTC – *over the counter*) või elektribörsil osaledes.

Otselepingute aluseks on kahepoolset kokkulepitud tingimused, mistõttu sõltub elektrienergia hind suures osas finantsteenustena pakutavatest hindadest või siis otse elektribörsil kujunenud energiahindadest. Otselepingud sõlmitakse tavapäraselt suurtarbija ja tootja vahel, et vähendada tehinguga kaasnevaid täiendavaid kulutusi. Eestis saab elektriostu/müügi otselepinguid sõlmida vaid riigisiselt.

Teine võimalus elektrienergiaga kauplemiseks on osaleda elektribörsil. Seal saavad kaubelda tootjad, võrguettevõtjad, müüjad, maaklerid ehk kõik, kes sõlmivad vastava lepingu börsikorraldajaga. Eestis on börsikorraldajaks määratud elektriturukorraldaja NordPool ja EPEX, kuid viimane 2022. aasta seisuga kauplemist veel ei pakkunud. Elektribörsil võib kauplejaks olla Eesti turuosaline ja selle välisriigi turuosaline, kelle süsteemihalduril on Eesti süsteemihalduriga sõlmitud kokkulepe, mille kaudu selle süsteemi haldur tagab turuosalise elektrienergia tarned piiril (vt bilansihaldus peatükis 5). Kõigil turuosalistel peab olema avatud tarnija Eestis. Elektribörsil kehtivad kauplejatele standardsed kauplemistingimused, mis eristab elektribörsi otselepingute sõlmimisest. Kohustused ja õigused, mis elektribörsil osalejale kehtivad koos hinnakirjaga, on kirjas NORDPOOL⁶ ja EPEX⁷ veebilehtedel.

4.2.2. HINNAARVUTAMISE MUDELID

Elektrituru korraldamisel mängib tähtsat rolli hinnaarvutusmudel. Euroopas on täna kasutusel tsoonipõhine hinnamudel (*zonal pricing model*), kus hind arvutatakse hinnatsooni järgi, võttes arvesse ka võimalikud ülekandevõimsused. Hinnatsoonid on reeglina loodud nii, et nende tsoonide sees praktiliselt piirangud puuduvad.

Näitena võib tuua Norra, kus on kuni viis erinevat hinnapiirkonda. Hind erineb hinnapiirkondade vahel, kui tsoonide vahel ülekandevõimsusi napib. Baltimaades oleme jaotatud riigiti kolmeks hinnapiirkonnaks. Seejuures Eesti ja Läti vahelise ülekandevõimsuse puudujäägi tõttu on üldjuhul Eesti omaette hinnaga ning Läti- Leedu hinnad on enamikul tundidest samad.

⁶ <https://www.nordpoolgroup.com/>

⁷ <https://www.eurpex.org/members/epex-spot/>

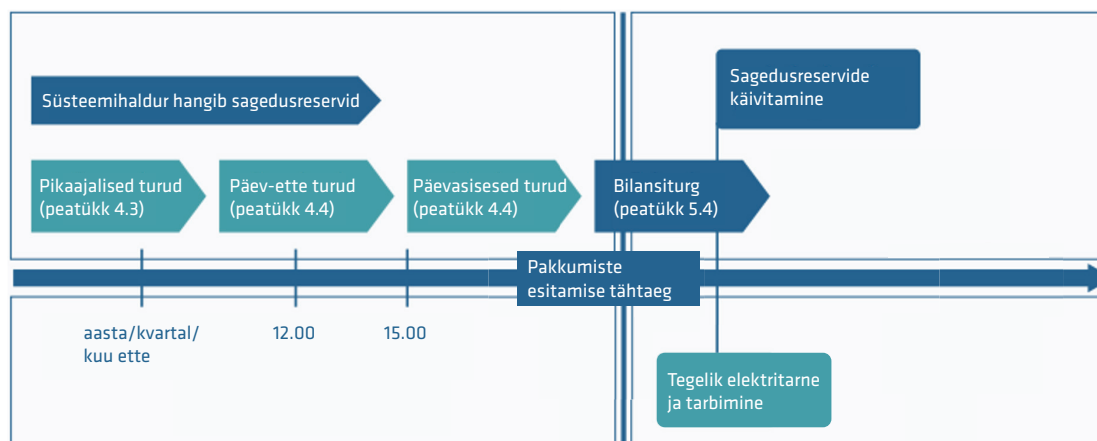
Teine hinnastamise viis on sõlmepõhine hinnamudel (*nodal pricing mudel*). Sõlmepõhine hinnamudel on olemuselt tsoonipõhise hinnamudeliga sarnane, aga tsoonid on väga väikesed (ühe alajaama suurus). Hind arvutatakse igas sõlmes. Siin mängivad rolli eelkõige tarbimise ja tootmise asukohad, samuti ülekandevõimsused igas sõlmes. Sõlmepõhist mudelit on mõttekas kasutada, kui pole võimalik defineerida mõistliku suurusega tsooni, mille sees ei ole võrgupiiranguid ja on soov võtta optimaalse tootmiskorra leidmisel arvesse võrgukadusid. Lähim piirkond, kus kasutatakse *nodal pricing* mudelit on Venemaa.

4.2.3. EUROOPA ÜHINE TURUMODEL

III energiapaketi eesmärk on Euroopa ühise turumudeli väljatöötamine (täpsemalt peatükis 2). Elektrituru võrgu- eeskirjade väljatöötamisel on oluliseks kriteeriumiks praktilisus ja rakendamise võimalikkus. Just sel eesmärgil on võrgueeskirjade koostamisse kaasatud Euroopas tegutsevad elektribörside ühendus (All NEMO Committee) ja süsteemihaldurite ühendus ENTSO-E. Tsoonipõhise hinnastamisega turumudeli rakendamise võtmesõnad on:

- ülekandevõrkude optimaalne kasutamine eelistades voopõhist meetodit (võimsustele maksimaalse juurdepääsu andmine nii, et töökindlus oleks tagatud);
- energia hulgituru efektiivne toimimine ja elektribörside konkurents (efektiivsed tooted ja kauplemisplatvormid, piisavalt kõrge likviidsus, läbipaistev hinnakujundus ja jätkuturgude rakendamine);
- konkurentsi suurendamine (efektiivsed seadusandlikud ja järelevalve mehhanismid usalduse suurendamiseks ning läbipaistvus).

Joonisel 19 kujutatud ühtne turumudel hõlmab nelja erineval ajaperioodil töötavat alam-mudelit, mis on reguleeritud kolme erineva võrgueeskirjaga. Joonisel toodud mõistete sisu selgitavad täpsemalt järgnevad alapeatükid, mis käsitlevad, kuidas toimub ülekandevõimsuse jaotamine erinevate ajaperioodide lõikes, samuti avavad need peatükid võrgueeskirjade sisu. Elektrisüsteemi tasakaalustamise võrgueeskirjast on täpsemalt juttu peatükis 5.



Joonis 19 Euroopa ühtne turumudel ajaperioodide lõikes

Elektriturul on turuosalistele kasutada erinevad võimalused nii kauplemiseks kui ka riskide maandamiseks. Kui järgmise päeva turul kaubeldakse eelkõige füüsilise energiaga, siis näiteks finantsteenuste turul pakutavad tooted on eelkõige ette nähtud turuosaliste hinnariskide maandamiseks.

Energiaturuga paralleelselt on võimalik arendada ka võimsusturgu. Võimsusturul kaubeldakse tootmisvõimsusega ning tootjad pakuvad kindlaks perioodiks kindla hinnaga tootmisvõimsust, mille olemasolu eest makstakse võimsustasu ka siis, kui elektrit tegelikult ei toodeta. Seda eelkõige eesmärgiga tagada süsteemi varustuskindlus, pakkudes turule pikaajalisi lepinguid investeerimisriskide maandamiseks, et oleks tagatud tarbimise katmiseks vajalik tootmisvaru. Võimsusturg on näiteks Poolas ning Suurbritannias, Balti riikides võimsusturgu ei ole.

Oluline on märkida, et võrgueeskirjad ei käsitle kauplemist kolmandate riikidega (nagu Venemaa ja Valgevene). Üleeuroopalisi põhimõtteid ja kokkuleppeid kauplemisel kolmandate riikidega, samuti võrkudele juurdepääsu reegleid arutati enne Ukraina sõda, kuid tulemusteni ei jõutud. Venemaa agressiooniga Ukraina vastu 2022. aastal lõppes süsteemihaldurite, Euroopa Komisjoni ja Venemaa vastavasisuline dialoog.

4.3. TULEVIKUTEHINGUTE TURG

4.3.1. ELEKTRIHINNA RISKI MAANDAMISE INSTRUMENDID

Elektrihinna muutumise risk puudutab kõiki elektrituru osalisi. Kui elektri hinna ootamatud kõikumised mõjutavad turuosaliste likviidsust või on vaja võlausaldajatele garanteerida teatud rahavoog, fikseerivad turuosalised oma elektri hinna finantsinstrumentidega (futuuridega). Nimelt toimib elektrikaubandusega käsikäes ka finantstehingute turg. Turuosalistele pakutakse erinevaid finantsteenuseid, selleks et vähendada füüsilise elektribörsi hinnakõikumiste ehk volatiilsusriski. Võimalikult kõrge likviidsuse saavutamiseks kaubeldakse Põhjamaades süsteemihinna futuuridega, mille näol on tegemist Põhjamaade kõigi hinnapiirkondade hinnaga (arvutatakse eeldusel, et ülekandevõimsuste piiranguid ei ole). Süsteemihinnaga seotud futuuri soetamine aga ei maanda kõiki riske – jääb risk hinnaerinevusele süsteemihinna ja hinnapiirkonna (näiteks Eesti hinnapiirkonna) hinna vahel. Selleks, et maandada ka süsteemihinna ja konkreetse hinnapiirkonna hinna erinevuse riski, saab kasutada PTR-e, FTR-e ja EPAD-e (joonis 20).



Joonis 20 Hinnariski maandamise instrumendid elektriturul

Kahepoolsed lepingud (PPA – Power Purchase Agreements)

Kahepoolsed tootja/müüja ja tarbija vahelised enamasti pikemaajalised (5-15 aastat) füüsilist tarnet või ka ainult energiahinda katvad lepingud. Vahel on sellistes lepingutes kasutusel hinnavalem, mis ei fikseeri

hinda täielikult, vaid jätab osadele riskidele avatuks (näiteks CO2 kvoodi hinna muutus vms).

Finantsinstrumendid (futuurid, swapid jms)

Reeglina on finantsteenuste pakujateks vahendajad ehk maaklerid, kes vastavas turupiirkonnas tegutsevad. Finantsturul pakutavate toodete (näiteks futuuride) sisuks on ostja ja müüja vahel kokku leppida kaubeldav kogus, hind ja tehingu periood. Tehingu hinna aluseks on tavaliselt mingi hinnapiirkonna elektrituruhind, Põhjamaades nn süsteemihind. Põhjamaade hinnapiirkondades on järgmise päeva kauplemisel tekkivate hinnariskide maandamiseks loodud võimalus sõlmida finantstehinguid pikemaajaliselt, üks nädal kuni kümme aastat ette. Finantsturgu korraldab Põhjamaades NASDAQ OMX Commodities Europe's Financial Market⁸. Nasdaq OMX pakub turuosalistele erinevaid tooteid riskide juhtimiseks, milleks on baas- ja tiputunni derivatiivid, futuurid, forvard-tehingud, optsioonid ning Põhjamaade süsteemihinna EPAD-id (*Electricity Price Area Differential*).

Hinnapiirkonna EPAD

Hinnapiirkonna EPAD (algse nimega CfD – *Contract for Difference*) puhul on tegemist elektribörsi järgmise päeva hindadel põhineva finantsinstrumendiga, mis ei ole samuti seotud tegeliku füüsilise ülekandevõimsusega. Kuna tegelikkuses erinevad ülekandevõimsuse piirangute tõttu elektrihinnad piirkonniti, on vaja omavahel siduda konkreetse hinnapiirkonna hind ja süsteemihind. Kuna Eesti hinna volatiilsus on peamiselt sõltuv Eesti ja naabersüsteemide toimivusest, siis on tulevikutehingutele täiendavalt efektiivsemaks riskimaandamise vahendiks kauplemispiirkonna EPAD, mis seob omavahel Põhjamaade süsteemihinna ja Eesti hinnapiirkonna hinna. Nasdaq OMX Commodities turul pakuti Eesti hinnapiirkonna turuosaliste jaoks EPAD Tallinna alates 2012. aastast ning Lätis EPAD Riga alates 2014. aastast. 2022. aastal lõpetati madala likviidsuse tõttu EPAD Tallinna kõigi toodete pakkumine ning EPAD Riga aastase toote pakkumine.

4.3.2. NÄIDE HINNARISKI MAANDAMISEST FINANTSINSTRUMENTIDEGA

Illustreerimaks ülaltoodud elektrihinna volatiilsusriskide maandamise instrumentide kasutamist, toome lihtsa näite nende kasutamisest. Oletame, et elektritootja Eesti hinnapiirkonnas soovib fikseerida oma elektri müügihinna näiteks aastaks. Selleks müüb ta kõigepealt süsteemihinnaga seotud futuuri (DS future), näiteks hinnaga 20 €/MWh. Sellega on tootja fikseerinud enda jaoks süsteemihinna, kui süsteemihind on madalam kui 20 €/MWh, kompenseerib tehingu teine pool tootjale hinnavahe, kui kõrgem, siis kompenseerib tootja ise tehingu teisele poolele hinnavahe.

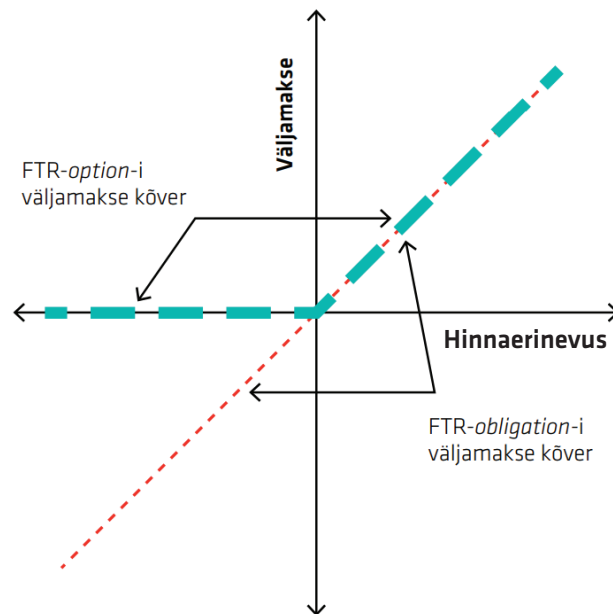
Eesti hinnapiirkonna hind erineb aasta lõikes oluliselt süsteemihinnast. Seetõttu ei ole futuuri ostmine veel piisav hinnariski maandamiseks Eestis. Lisaks sellele peab Eesti tootja müüma EPAD Tallinna toote, mis fikseerib tootja jaoks Eesti hinnapiirkonna ja süsteemihinna vahe. Oletame, et tootja müüb EPAD Tallinna hinnaga 15 €/MWh. Sellega on tootja fikseerinud oma müüdava elektri hinna tasemel 35 €/MWh (20 €/MWh süsteemihind + 15 €/MWh Eesti piirkonna ja süsteemihinna vahe). Ostes ühe toote, on tootja fikseerinud hinna ühele megavatt-tunnile elektrienergiale igal tunnil kokkulepitud perioodil. Igal tunnil, mil süsteemihind (futuur) ning Eesti piirkonna ja süsteemihinna vahe (EPAD Tallinn) erinevad tehingu hinnast, toimub kompenseerimine tehingu osapoolte vahel nii, et vastava MWh ostu-müügi hind oleks osapooltele 35 €/MWh.

4.3.3. FTR-OPTION JA FTR-OBLIGATION (FINANCIAL TRANSMISSION RIGHT)

FTR näol on tegemist finantsinstrumendiga, mida süsteemihaldurid pakuvad ülekandevõimsuse alusel.

⁸ www.nasdaqomx.com/commodities/markets/power

Võttes arvesse ülekandevõimsust, pakub süsteemihaldur turuosalistele võimalust fikseerida naaberpiirkondade vaheline hinnaerinevus, kuid erinevalt PTRst (vt *physical transmission right*) ei müü seejuures tegelikku ülekandevõimsust. Seega on ühendusvõimsused maksimaalselt börsi kasutuses, mis tagab samade ostu- ja müügipakkumiste korral hinnapiirkondades minimaalsed hinnaerinevused erinevate piirkondade vahel. FTR-de alusvaraks on hinnapiirkondade hindade erinevusest tulenev ülekandevõimsuse jaotamise tulu. Seejuures eristatakse *FTR-obligation* ja *FTR-option*, kus erinevus seisneb FTR ostanud turuosalise kohustuses maksta süsteemihaldurile, kui hinnapiirkondade hinnaerinevus osutub vastupidiseks prognoositule (vt joonis 21). Nimelt ei ole *FTR-option* korral turuosaline kohustatud süsteemihaldurile maksma. Näiteks kui hinnapiirkondade A ja B puhul prognoositi voogu suunaga A-st B-sse hinnaerinevusega 10 EUR/MWh (A hind 25 EUR/MWh ja B hind 35 EUR/MWh), aga tegelikeks hindadeks kujunes hoopis vastassuunaline voog hinnaerinevusega 2 EUR/MWh (A hind 30 EUR/MWh ja B hind 28 EUR/MWh), siis *FTR-option* korral ei saa turuosaline süsteemihalduri käest hüvitist, kuid ei pea ka ise midagi maksma. *FTR-obligation* korral on turuosaline kohustatud süsteemihaldurile maksma täiendavad 2 EUR/MWh.



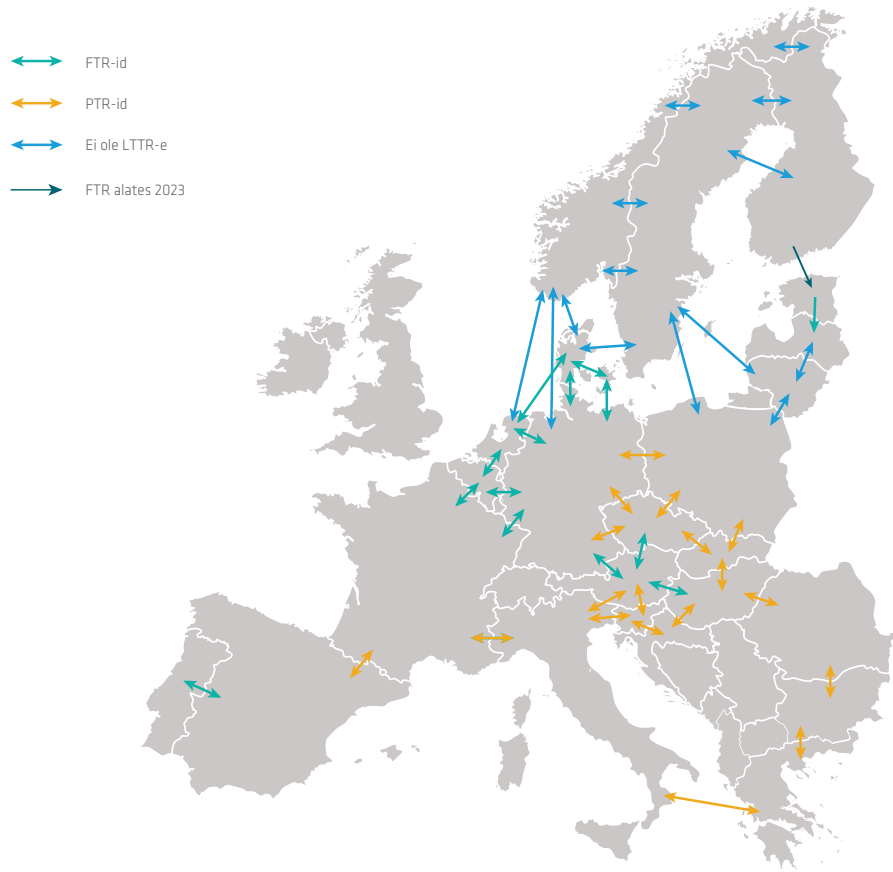
Joonis 21 FTR väljamakse kujunemine instrumendi omanikule

Elering pakub *FTR-option* instrumente koostöös Läti süsteemihalduriga AST Eesti-Läti piirile suunaga Eestist Lätti aasta, kvartali ja kuu toodetena ning alates 2023. aastast koostöös Soome süsteemihalduriga Fingrid Soome-Eesti suunalist aasta ja kuutoodet.

4.3.4. PTR (PHYSICAL TRANSMISSION RIGHT)

Füüsiliste ülekandeõiguste PTR puhul korraldavad põhivõrguettevõtjad teatava regulaarsusega oksjoneid (*explicit auction*), mille käigus müüakse turuosalistele pikaajaliselt ette (näiteks aasta, kvartal, kuu) osa piiriülesest võimsusest. Seega saab turuosaline õiguse transportida elektrit ühest piirkonnast teise fikseeritud ülekandehinnaga ning teha piiriüleseid elektrite ostu-müügitehinguid ka kahepoolsete lepingute alusel väljaspool börsi. PTR müüjaks saavad olla ainult süsteemihaldurid, kelle omanduses vastavad ülekandeliinid on. Kuna sama ülekande võimsust ei saa kasutada samas suunas kaks korda, siis tuleb samas ulatuses vähendada turu kasutusse järgmise päeva tehinguteks antavat ülekandevõimsust. Selleks et välistada ülekandevõimsuse ebaotstarbekas broneerimine mõne turuosalise poolt, ilma et ta

seda tegelikult kasutaks, on PTR seotud *use-it-or-sell-it* süsteemiga. Ehk kui PTR ostnud turuosaline võimsuse kasutust ise ei nomineeri, müüakse see automaatselt päev-ette turu käsutusse piiriülese hinnaerinevuse hinnaga. See muudab nomineerimata PTR sisult samaks FTR-Optioniga. ENTSO-E 2021. aasta Market Report kohaselt nomineeriti 2021. aastal vaid 12,3% PTR-dest ehk tegelikkuses on FTR põhimõtte turul laialdasemalt kasutuses, kui jooniselt 22 nähtub.



Joonis 22 Pikaajalise ülekandevõimsuse jaotamise riskimaandusinstrumentid hinnapiirkondade vahel 2022.a seisuga

4.3.5. PIKAAJALISTE VÕIMSUSTE ARVUTAMISE JA JAOTAMISE VÕRGUEESKIRI (FORWARD CAPACITY ALLOCATION – FCA- MÄÄRUS 2016/1719)

2016. aasta oktoobris jõustunud FCA reguleerib eelpool mainitud pikaajalise ülekandevõimsuse jaotamise instrumentide (PTR, FTR) kasutamise Euroopas eesmärgiga pakkuda turuosalistele ülekandevõimsuse puudujäägist tuleneva piirkondade vahelise hinnariski maandamise võimalusi. Piirkondade vaheline hinnarisk on osa laiemast elektrihinna muutumise riskist ja tuleneb eelkõige sellest, et hinnapiirkondade vahel ei ole piisavalt ülekandevõimsust, mis tähendab, et eri piirkondades on erinev elektri hind.

FCA üldised eesmärgid on järgmised:

- tõhustada pikaajalist piirkonnaülest kauplemist, tagades turuosalistele pikaajalisi piirkonnaüleseid riskimaandamise instrumente;
- optimeerida piirkonnaülese võimsuse arvutamist ja jaotamist;
- tagada õiglane ja mittediskrimineeriv juurdepääs pikaajalisele piirkonnaülesele võimsusele;
- tagada põhivõrguettevõtjate, koostööametite, reguleerivate asutuste ja turuosaliste aus ja

mittediskrimineeriv kohtlemine;

- tagada pikaajalise piirkonnaülese ülekandevõimsuse optimaalne arvutamine ja jaotamine;
- järgida õiglase ja korrastatud pikaajaliste võimsuste jaotamist ning õiglase ja korrastatud hinnakujunduse vajadust;
- tagada ja suurendada teabe läbipaistvust ning usaldusväärsust;
- panustada ELi elektripõhivõrgu ja elektrienergeetikasektori pikaajalisse säästlikku toimimisse ja arengusse.

FCA üldpõhimõtted on järgmised:

- koordineeritud töökorraldus ja efektiivne andmevahetus süsteemihaldurite vahel, kusjuures ühised meetodid ja reeglid lepitakse kokku koordineeritud võimsusarvutuse alade siseselt;
- regulaatorid otsustavad, millistel piiridel tuleb süsteemihalduritel pakkuda pikaajalise võimsuse tooteid, lähtudes seejuures turu piirkondlikest eripäradest. Regulaatori otsusel pakutakse süsteemihalduri poolt piiriülese ülekanderiski maandamiseks turuosalistele pikaajalist füüsilist ülekandevõimsust PTR või finantsülekandevõimsust FTR. Ühele piirile võib korruga pakkuda vaid PTR või FTR, muud finantsinstrumendid (näiteks EPAD) võivad turul olla paralleelselt nii PTR-ide kui ka FTR-idega;
- töötatakse välja üleeuroopalised harmoniseeritud pikaajalise võimsuse jaotamise reeglid HAR;
- luuakse ühtne üleeuroopaline pikaajalise piiriülese võimsuse jaotamise platvorm SAP;
- pikaajalised ülekandevõimsuse tooted jaotatakse turuosaliste vahel kasutades *explicit* oksjonit, kus hind tekib marginaalhinna meetodil;
- turuosalistel peab olema võimalik ostetud pikaajalise võimsuse tooteid edasi müüa või tagastada.

SAP ja HAR

Pikaajaliste toodetega kauplemise ühtlustamiseks loodi üleeuroopaline pikaajalise piiriülese võimsuse jaotamise ühine platvorm SAP (*single allocation platform*), mida opereerib JAO⁹. Üleeuroopaliste pikaajaliste ülekandevõimsuste jaotamise harmoniseeritud reeglid HAR (*Harmonized Allocation Rules*) koos piirkondlike lisadega kehtivad pikaajalistele ülekandevõimsuste instrumentidele alates 1. jaanuarist 2016.

4.4. JÄRGMISE PÄEVA TURG JA PÄEVASISENE TURG

Järgmise päeva ehk päev-ette turg on elektrituru osa, kus börsidel kaubeldakse järgmisel päeval tarnitava füüsilise elektriga igaks turuperioodiks (2022 aastal on turuperioodiks üks tund, tulevikus on plaan liikuda 15-minutilise turuperioodi peale). Hind kujuneb kindlal kokkulepitud perioodil tehtud pakkumiste alusel marginaalse hinnastamise (*marginal-pricing*) põhimõtte alusel igaks tunniks. Päevasisene turg on elektrituru nõ järgmine etapp, kus turuosalistel on võimalik täiendavalt kaubelda elektritarnetega, et korrigeerida järgmise päeva turul tehtud tehinguid. Korrigeerimisvajadus võib tuleneda näiteks sellest, et pakkumus ei osutunud järgmise päeva turul edukaks. Vajadus teha täiendavaid ostu-müügitehinguid võib tuleneda ka täpsustunud tootmis-/tarbimisprognosidest (näiteks ilmastikuolude muutumisel). Päevasiseste tehingutega kauplemist alustatakse pärast järgmise päeva turutulemuste avalikustamist ning kauplemine on võimalik ka tarnega samal päeval kuni üks tund enne tegeliku tarnetunni algust.

⁹ <https://www.jao.eu/auctions#/>

4.4.1. ELEKTRIBÖRSIKORRALDAJAD (NEMOD) EUROOPAS

Elektribörsi eesmärk on pakkuda elektrienergiaga kauplevatele turuosalistele lühiajaliselt planeeritavat ja standardiseeritud kauplemissuutlust. Elektribörs võimaldab kaubelda avatud platvormil, kuhu igal turuosalisel on võrdne ligipääs ja tehingu vastaspool on samas anonüümne. Kõigile tehakse kättesaadavaks informatsioon konkurentsi ja turulikviidsuse kohta ning esitatakse hind ja info selle kujunemise kohta. Võrreldes kahepoolse kauplemisega on elektribörsidel kaubeldes madalamad tehingukulud.

Organiseeritud elektribörsid tegutsevad kas ühes riigis või regioonis, pakudes turuosalistele erinevaid tooteid, näiteks võimalust osta elektrienergiat igaks tunniks, samuti võimalust kaubelda pikemaajaliselt ette, järgmiseks päevaks, päevasiseselt või üks tund ette. Euroopas tegutsevad elektribörsid on omavahel ühendatud, mis tähendab, et igale börsile pandud müügi ja ostupakkumised sisestatakse ühtsesse algoritmi, mis võttes arvesse piiriüleseid võimsuseid, arvutab välja kõigi hinnapiirkondade hinnad. Seega, kui ühes hinnapiirkonnas tegutseb mitu elektribörsi, siis börsidel olevad hinnad on samad, küll aga võivad erineda börside pakutavad lisateenused ja nende tasud.

Euroopas tegutseb palju erinevaid elektribörse. Igas riigis volitatud elektribörsikorraldajate ehk NEMOde nimekirja avaldab ACER oma veebilehel¹⁰. Suurimad börsid on NordPool EMCO AS ja EPEX Spot SE. Balti riikides sh ka Eestis pakub oma teenuseid aktiivselt NordPool, kuigi ka EPEX omab vastavat luba. Kui enamikes riikides on elektribörsil kauplemine turuosalistel (*Nominated Electricity Market Operator*) e üks võimalus, siis Hispaanias ja Portugalis on see näiteks kohustuslik ning kogu kaubandus peab käima elektrituru korraldaja OMIE-i kaudu. Eesti elektrituruseaduse kohaselt tohib väljaspool Euroopa Majanduspiirkonda toodetud elektrienergiat samuti müüa vaid elektribörsi vahendusel.

Eestiski tegutseva NordPool elektribörsi teenused jagunevad kaheks:

- järgmise päeva ehk päev-ette turg, kus turul fikseeritakse hinnad ja kogused järgmise päeva 24 tunniks.
- päevasisene turg, kus on võimalik täiendavalt tasakaalustada oma bilanssi, ostes (või müües) puudujääva (ülejääva) osa.

NordPooli ajalugu ulatub 1990ndate algusesse. Nimelt oli Norra Põhjamaadest esimene riik, kus elektriturg ümber korraldati ning juba 1993. aastal asutati Norra ettevõttena Statnett Marked AS. 1996. aastal liitus Norra turupiirkonnaga Rootsi piirkond ning börsiettevõtte nimetati ümber Nord Pool ASA-ks. Järgemööda liideti Soome, Taani, Saksamaa, Inglismaa ning 2010. aastal Eesti hinnapiirkonnad. Leedu hinnapiirkond avati 2012. ja Läti hinnapiirkond 2013. aastal. Päevasisene (toona Elbas) turg alustas tegevust 1999. aastal. Eesti liitus Elbas-turuplatvormiga 2010. aasta oktoobris, Läti ja Leedu 2013. aasta detsembris.

4.4.2. PIIRIÜLESE VÕIMSUSE ARVUTAMISE JA JAOTAMISE VÕRGUEESKIRI (CAPACITY ALLOCATION & CONGESTION MANAGEMENT – CACM – MÄÄRUS 2015/1222)

Päev-ette ja päevasise elektrituru korraldust reguleerib Euroopa Liidus CACM. CACM jõustus 2015. aasta augustis. CACM eesmärgid on järgmised:

- tõhustada konkurentsi elektrienergia tootmisel ja tarnimisel ning sellega kauplemisel;
- tagada põhivõrgutaristu optimaalne kasutamine;
- tagada võrgu talitluskindlus;
- optimeerida piirkonnaülese võimsuse arvutamist ja jaotamist;
- tagada põhivõrguettevõtjate, NEMO ehk elektribörsikorraldaja, ACER, reguleerivate

¹⁰ <https://www.acer.europa.eu/electricity/market-rules/capacity-allocation-and-congestion-management/implementation/designation-of-nemos>

- asutuste ja turuosaliste aus ja mittediskrimineeriv kohtlemine;
- tagada ja suurendada teabe läbipaistvust ning usaldusväärsust;
- panustada EL-i elektripõhivõrgu ja elektrienergeetikasektori pikaajalisse säästlikku toimimisse ja arengusse;
- järgida õiglase ja korrastatud turu ning õiglase ja korrastatud hinnakujunduse vajadust;
- luua määratud elektriturukorraldajatele võrdsed võimalused;
- tagada mittediskrimineeriv juurdepääs piirkonnaülesele võimsusele.

Üldpõhimõtted on järgmised:

- kõik põhivõrguettevõtjad peavad osalema ühtses üleeuroopalises järgmise päeva ja päevasiseses turu algoritmides;
- järgmise päeva ja päevasisesel elektrikörsil jaotatakse võimsused *implicit* oksjoni meetodit kasutades;
- kaubanduslike voogude arvutuste aluseks kasutatakse ühtset üleeuroopalist võrgumudelit;
- koordineeritud töökorraldus ja efektiivne andmevahetus süsteemihaldurite ja elektrikörside vahel, seejuures ühised meetodikad ja reeglid lepatakse kokku koordineeritud võimsusarvutuse alade (inglise keeles *capacity calculation regions* CCR) kaupa;
- ülekandevõimsuste arvutamisel kasutatakse voopõhist (inglise keeles *flow-based*) meetodit ja juhul, kui see ei ole tõhusam koordineeritud netoülekandevõimsuse meetodist.

Ühtse võrgumodeli väljatöötamiseks toimub koostöö nii Balti süsteemihaldurite kui ka ENTSO-E tasandil. Nimelt kuulub Eesti Balti koordineeritud võimsusarvutuse alasse (Balti CCR – *Coordinated Capacity Region*) koos Läti ja Leeduga ning läbi alalisvooluühenduste on liikmeteks ka Soome, Rootsi ja Poola. Võimsuste arvutamisel voopõhise meetodi rakendamise tõhususe uurimiseks Balti võimsusarvutuse alas tellisid Eesti, Läti ja Leedu süsteemihaldurid laiapõhjalise analüüsi. Analüüsi põhjal võib öelda, et voopõhisel meetodil võimsuste arvutamine on tehniliselt teostatav, kuid meetodi rakendamine ei ole praegusel hetkel tõhusam kui koordineeritud netoülekandevõimsuse (CNTC) meetod, võttes arvesse sotsiaalmajanduslikku kasu ning piirkonna talitluskindlust. Uuringu teostanud konsultantide soovitusel oli defineerida voopõhise meetodi rakendamine kui pikaajaline eesmärk, kuid jätkata praegu veel olemasoleva võimsuste arvutamise meetodiga. Tähtis on siinkohal märkida, et kuna Balti riikide elektrivõrk on tihedalt seotud Venemaa ja Valgevene võrkudega, siis on lahenduse leidmine voopõhise meetodi rakendamiseks tunduvalt keerulisem kui Euroopa süsteemide vahel. Balti süsteemihaldurite hinnangul tuleb voopõhise võimsuste arvutamise implementeerimise eel teha selgeks, mis põhjusel pole praegusel hetkel meetod piisavalt tõhus (võrreldes netoülekandevõimsuse meetodiga).

Elektriturgude ühendamisest (SDAC ja SIDC)

Selleks, et ülekandevõimsused riikide vahel oleksid optimaalsed ning energia liiguks alati madalama hinnaga piirkonnast kõrgema hinnaga piirkonda, on CACM ja FCA võrgueeskirjas sätestatud elektrikörside ja süsteemihaldurite vaheline koostöö turgude ühendamiseks (*market coupling*) kõikides kauplemise ajaraamides. Järgmise päeva turgude ühendamine SDAC (*Single day-ahead coupling*) ja päevasiseste turgude ühendamine SIDC (*Single Intraday Coupling*). Kõigi nimetatud projektide elluviimise kulud jagatakse osapoolte vahel ära järgmistele põhimõtetele tuginedes:

1. 1/8 kuludest jagatakse võrdselt osalevate liikmesriikide vahel;
2. 5/8 kuludest jagatakse liikmesriikide vahel proportsionaalselt vastavalt riigi elektrienergia tarbimisele;
3. 2/8 kuludest jagatakse võrdselt osalevate elektrikörside vahel.

4.4.3. PÄEV-ETTE EHK JÄRGMISE PÄEVA TURGUDE ÜHENDAMINE – SDAC

SDAC hõlmab 2022. aasta seisuga 27 riiki ning sellesse on kaasatud 30 süsteemihaldurit ja 17 elektribörsi korraldajat ehk NEMOt. Kõigi osapoolte vahel on sõlmitud DAOA (*Day-Ahead Operation Agreement*), mis käsitleb turgude ühendamise operatsiooni funktsioone (MCO – *market coupling operations*), mida viiakse ellu PCR Euphemia nimelise algoritmiga. SDAC elluviimiseks astuti MRC-nimelise projektiga 2014. aasta mais edasi suur samm, kui ühendati omavahel Edela-Euroopa (SWE) ja Loode-Euroopa (NWE) järgmise päeva ehk päev-ette turud ning seeläbi on omavahel riikide elektriturud seotud, kasutades ühtset hindade arvutamise (*Price Coupling Regions* – PCR) meetodikat, mis põhineb juba eelmainitud ühtsel algoritmil Euphemia. Lisaks toimus 2014. aastal eraldiseisva 4MMC projektina Tšehhi, Slovakkia, Ungari ja Rumeenia järgmise päeva turgude omavaheline ühendamine. 2015. aastal liitusid MRC projektiga järgemööda Itaalia ja Slovakkia ning Poola ning 2020. aastal Kreeka elektribörsid. 2021. aastal lahkus lepingust BREXITI tõttu Suurbritannia. Samal aastal liitus Bulgaaria ning toimus 4MMC ja MRC riikide ühendamine ühiseks turuks. 2021. aasta lõpu seisuga kattis MRC üle 95% kogu Euroopa elektrienergia tarbimisest ehk 1500 TWh/aastas (vt joonis 23).



Joonis 23 Euroopa järgmise päeva ehk päev-ette turgude ühendamise projektiga SDAC liitunud riigid¹¹

Turgude ühendamises tööd ei saa veel kaugeltki lugeda lõppenuks. Regulatsioonid ja turu vajadused on pidevas muutuses ja seega on ka vaja pidevalt edasi arendada Euphemia algoritmi ja seonduvaid protseduure. Näiteks hõlmavad uuendused voopõhise võimsusearvutuse tulemustega arvestamist, 15-minutilise turu ajaühiku rakendamist, uute ülekandeliinide lisamine, börsikorraldajate sisenemine uutele turgudele (*Multi-NEMO Arrangements* ehk MNA) jne.

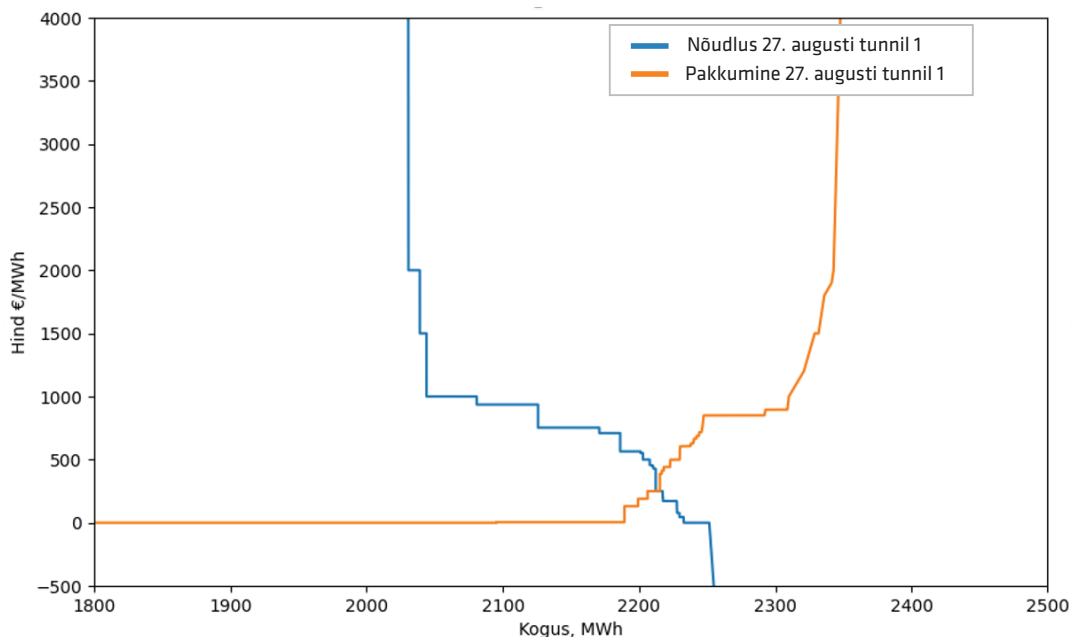
Päev-ette turu eesmärk on võimalikult efektiivselt kokku viia elektrienergia tootmis- ja tarbimispakkumised. Efektiivsuse osas on oluline osa elektrituru geograafilisel mastaabil –

¹¹ Pildi allikas: <https://www.nemo-committee.eu/sdac>

üleeuroopaline ühine elektrituru algoritm võimaldab elektrienergia tarbimist katta kõige efektiivsemalt, kasutades võimalust elektrienergiat transportida ülekandeliinide abil hinnapiirkondade ning riikide vahel. Samuti on turul võimalik teha erinevaid liike pakkumisi, mis võimaldavad väljendada eritüübiliste elektrijaamade või tarbijate eripärasid. Näiteks on võimalik teha plokkipakkumisi (kus elektrijaam teeb pakkumise mitmele järjestikusele tunnile ning kõik plokkipakkumise osad peavad algoritmis olema kas ühekorraga vastu võetud või tagasi lükatud) ja jaotamatuid pakkumisi (millest turualgoritm peab selle edukaks osutumise korral vastu võtma vähemalt mingisuguse etteantud osakaalu).

Päev-ette turu algoritmis tekib lahendusprotsessi käigus tootmis- ja tarbimispakkumiste vahel tasakaal. Sealjuures arvestatakse esitatud pakkumiste eripäradega, ülekandeliinide läbilaskevõime piirangutega ja muude süsteemi oluliste piirangutega. Tarbimise ja tootmise vahelist tasakaalu saab illustreerida tootmis- ja tarbimiskõveratega.

Näitena on tootmis- ja tarbimiskõveratest toodud alljärgneval joonisel 24, kus on illustreeritud Eesti, Läti ja Leedu summaarsed tootmis- ja tarbimispakkumised 2022. aasta 27. augusti 1. tunnil. Joonisel võib jälgida nõudlus- ja pakkumiskõverate lõikumispunkti, kus tekib elektrituru marginaalhind. Tootjad ja tarbijad, kes tegid konkurentsivõimelise pakkumise ning jäävad lõikumispunktist vasakule, olid turul edukad ning said energiat vastavalt müüa ja osta. Pakkujad, kelle pakkumise hind oli kas liiga kõrge (tootjate puhul) või liiga madal (tarbijate puhul), ei pääsenud turule ning nemad sel tunnil börsi kaudu oma tehingut realiseerida ei saanud.



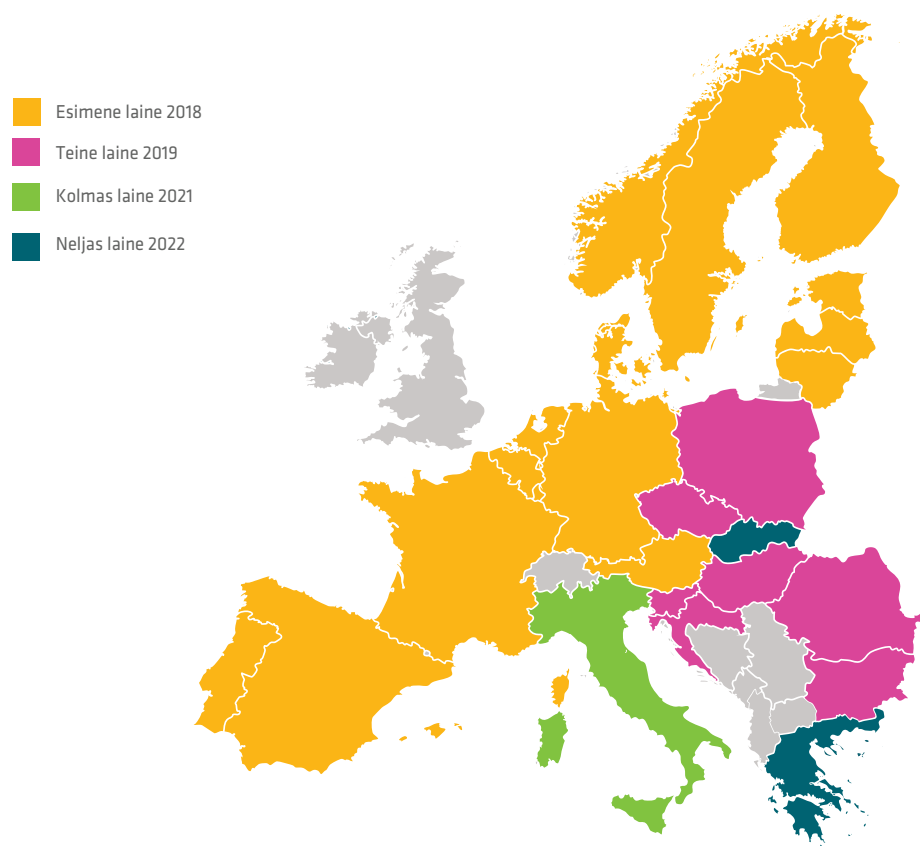
Joonis 24 Näide Eesti, Läti ja Leedu elektribörside summaarsetest pakkumis- ja nõudluskõveratest 27. augustil 2022

Vastavalt kokku lepitud reeglitele saavad kõik tootjad oma elektriturul müüdud elektrienergia eest sama börsihinda, mida maksavad ka kõik elektriturul ostetud elektrienergia eest tarbijad. Sellist hinnastamise loogikat, kus kõigile kehtib sama tootmise ja tarbimise tasakaalupunktil tekkinud hind, nimetatakse marginaalpõhiseks hinnastamiseks. Marginaalpõhine hinnaloogika on teadaolevatest hinnastamise loogikatest parim, kuna see minimeerib turuosaliste motivatsiooni pakkumistega manipuleerida, see on läbipaistev ning marginaalpõhise hinnaloogikaga süsteemides on kõige lihtsam läbi viia turujärelevalvet.

4.4.4. PÄEVASISESTE TURGUDE ÜHENDAMINE – SIDC

Päevasiseste turgude ühendamiseks (SIDC) alustati Kesk- ja Põhja-Euroopa elektribörside ja süsteemihaldurite vahel 2012. aastal XBID projektiga, mis võimaldaks päevasisesel turul teha tehinguid kõigi projektis osalevate piirkondade vahel kogu vaba ülekandevõimsuse ulatuses. SIDC hõlmab 27 riiki ning IDOA- (*Intraday Operational Agreement*) lepingu all töötavad koos 30 süsteemihaldurit ja 15 NEMOt. Tehnilise infotehnoloogilise lahenduse töötas välja hankeprotseduuriga valitud Deutsche Börse AG (DBAG). Elering omas XBID projektis vaatleja staatust juba alates 2013. aasta augustist. Päevasiseste turgude üleeuroopalise ühendamise nõ esimene laine sai teoks 12. juunil 2018, mil koos Põhjamaade ja Kesk-Euroopa riikidega liitusid ka Eesti, Läti ja Leedu. Piisava ülekandevõimsuse olemasolul on võimalik kuni tund enne tarnet Eestist elektrit osta/müüa kuhu tahes projektiga liitunud piirkonda, mis tähendab turu likviidsuse olulist kasvu nii Eesti tarbijatele kui tootjatele. XBID projekti teise lainega liitusid 2019. aastal Bulgaaria, Horvaatia, Tšehhi, Ungari, Poola, Rumeenia ja Sloveenia. Kolmandas laines 2021. aastal Itaalia. Neljanda lainena plaanivad liituda Kreeka ja Slovakkia (joonis 25).

Ka SIDC puhul jätkub pidev areng, sest liituvad uued piirid, lisanduvad uued tooted erinevateks ajaperioodideks (näiteks 15 min ja 30 min tooted) ning võimaldatakse voopõhise võimsuste arvutamise rakendamist erinevatel piiridel.



Joonis 25 Euroopa päevasisese turgude ühendamise projektiga SIDC liitunud riigid¹²

¹² Pildi allikas <https://www.nemo-committee.eu/sidc>

4.5. PIIRIÜLESTE ELEKTRIVOOGUDE ÜLEKANNE, PERIMEETRITASU JA BALTI RCC

Euroopa Komisjon on võtnud eesmärgiks kasutada ülekandevõimsuse jaotamisel vaid turupõhiseid lahendusi ning mitte anda eeliseid üksikutele turuosalistele. Selline lähenemine tõhustab konkurentsi ning suurendab läbipaistvust, mis on vajalik uute investeerimisotsuste tegemiseks.

Elering kui süsteemihaldur vastutab piiriüleste ülekandevõimsuste jaotamise eest ning teeb seda vastavalt Euroopa Liidu määrustele ja Eesti elektrituruseadusele. Piiriüleste ülekandevõimsuste jaotamise põhimõtted on reguleeritud ELi määrusega nr 2019/943 ja CACM võrgueeskirjaga. Mida rohkem turuosalisi, seda konkurentsivõimelisemad hinnad, parem varustuskindlus ja efektiivsus.

Süsteemihalduri kohustus on tagada ülekandevõimsuste jaotamisel süsteemi varustuskindlus. Vastavalt Eesti võrgueeskirjale¹³ lubab süsteemihaldur elektrienergia importi teistest elektrisüsteemidest ja eksporti teistesse elektrisüsteemidesse ning samuti transiiti põhivõrguettevõtja elektrivõrgu kaudu sellisel määral ning tingimustel, mis otseselt ei kahjusta riigi elektrisüsteemi, ei tekita lisapiiranguid elektri sisetarbimisele ega halvenda riigi elektrisüsteemi tarbijate varustuskindlust ja elektrienergia kvaliteeti.

Kuna elektrisüsteemid on seotud ka teiste riikide süsteemidega, siis parima tulemuse saavutamiseks peavad süsteemihaldurid tegema koostööd juba pikaajaliste plaanide koostamisel nii regionaalselt kui ka üle Euroopa. 2022 aasta suvel loodi koostöös Läti ja Leedu süsteemihalduritega süsteemihaldurite omanduses olev, kuid juriidiliselt süsteemihalduritest eraldatud organisatsioon – Balti RCC. Vastavalt kokkuleppele on Balti RCC juriidiliseks asukohaks Eesti. Balti RCC loomisest on lähtunud põhimõttest, et kolmel Balti riigil oleks RCC tegevustes ning töötajate osas võimalikult võrdne osakaal, et tagada ühine koostöö ja laiapõhjalised teadmised kõikides valdkondades.

Piirkondliku koordineerimiskeskuse eesmärk on korraldada elektrisüsteemi toimimiseks vajalike piirkondlike tegevuste koordineerimist süsteemihaldurite vahel. Sisuliselt tähendab see, et RCC osutab teatud operatiivse planeerimise funktsioonidele, mida seni on täitnud elektrisüsteemihaldurid. Hetke seisuga osutab Balti RCC Balti süsteemihalduritele viite peamist teenust:

- Ühiste võrgumodelite loomine. Peamine eesmärk on ühtlustada võrgumodelite koostamise põhimõtted ning nende igapäevane valideerimine ja koondamine keskselt võrgumodeliks, mida saaks kasutada erinevates süsteemitöökindluse protsessides ja arvutustes.
- Koordineeritud talitluskindluse analüüs s.h. ka hinnang korrigeerivate tegevuste osas (näiteks vastukaubanduse osas). Kasutades ühtset võrgumodelit, leida võrgu seisundite modelleerimise teel võimalikud avariilukorrad, kus võrgu normaaltalitus võiks olla häiritud, ja antud olukordade tuvastamisel korrigeerivate tegevuste kõrvaldamiseks kasutatavad tegevused.
- Elektrisüsteemi seadmete katkestuste koordineeritud piirkondlik planeerimine. Planeerida ja hinnata süsteemi katkestusi, et tagada süsteemi töökindlus võimalike avariide korral.
- Piirkondlike, järgmise nädala, kuni vähemalt järgmise päeva süsteemi piisavuse prognooside koostamine ja riskimaandamise meetmete ettevalmistamine.
- Süsteemihaldurite kaitsekavade ja taastamiskavade kooskõla hindamise toetamine perioodilise ülevaatamise käigus.

Tulevikus Balti RCC osutatavate teenuste nimekiri laieneb, sest määruses 2019/943 on sätestatud kokku

¹³ Võrgueeskiri: <https://www.riigiteataja.ee/akt/111082015004>

kuni 16 erinevat teenust, mida RCC-d süsteemihalduritele peavad või võivad osutada. Muuhulgas hakkab Balti RCC arvutama piiriüleseid ülekandevõimsuseid. Kõigi teenuste sisu ja nõuete ühtseks määratlemiseks osaleb Balti RCC koos süsteemihaldurite ja teiste RCC-dega antud teenuse metoodikate väljatöötamisel ENTSO-Es.

4.5.1. ÜLEKANDEVÕIMSUSTE ARVUTAMISE MEETODID

Piiriülese võimsuse arvutamine toimub võrgu füüsiliste näitajate põhjal. Euroopas kasutatakse hinnapiirkondade vaheliste ülekandevõimsuste arvutamiseks koordineeritud netoülekandevõimsuse põhist (CNTC) meetodit ja voopõhist (*flow-based*) meetodit. CNTC meetodi puhul määratletakse eelnevalt omavahel külgnevate pakkumispriirkondade vaheline maksimaalne võimalik ülekandevõimsus. Voopõhise meetodi puhul võetakse arvesse iga võrguelemendi andmeid maatriksina. Pakkumispriirkondade vahelist energiaülekannet hakkavad piirama kriitilised võrguelemendid ja elektrienergia ülekandmise jaotustegurid (st milliseid liine pidi füüsiline elektrivoog jaotub).

Balti riikides kasutatakse CNTC meetodit, kuid tulevikus kaalutakse CACM määruse kohaselt voopõhist arvutusmeetodit.

CNTC meetodiga toimub piiriüleseks kaubanduseks lubatud läbilaskevõime arvutus etappidena:

1. Esmalt arvutatakse piiriüleste liinide bruto ülekandevõimsus (inglise keeles *Total Transfer Capacity* e. TTC), mis leitakse lähtuvalt võrgu tehnilistest parameetritest, arvestades võrgueeskirjas toodud töökindluse nõuetega (VE §3, §6, §10, §11, §12, §13 jt). Nimetatud nõuetest on olulisemad nn N-1 ja N-2 kriteeriumid. Nende kohaselt tuleb edastamisvõimsuse arvutamisel arvestada vastavalt ühe või kahe kõige rohkem mõju avaldava elektrisüsteemi elemendi väljalülitumise võimalusega. Seejärel leitakse maksimaalne ülekandevõimsus, mille korral ei ületata liinide termilist läbilaskevõimet ega ohustata süsteemi staatilist ega dünaamilist stabiilsust.
2. Seejärel arvutatakse ülekandevõimsuse varu (inglise keeles *Transmission Reliability Margin* e. TRM), arvestades ettenägematuid asjaolusid nagu planeeritud ringvoolud, mõõtesüsteemi mõõtevead ning avariilised süsteemihaldurite vahelised tärned. Varu leidmisel on oluline naabersüsteemide süsteemihalduritelt saadav info ning eelnev planeerimise kogemus. Konkreetsed ülekandevõimsuse suurused lepatakse eelnevalt arvestades kokku iga päev naabersüsteemide süsteemihalduritega.
3. Bruto ülekandevõimsusest lahutatakse ülekandevõimsuse varu, mille tulemusena saadakse neto ülekandevõimsus (inglise keeles *Net Transmission Capacity* e. NTC).
4. Arvutatud ülekandevõimsused koordineeritakse naabersüsteemihalduriga, seejuures antakse turule alati madalam arvutatud väärtus. Koordineeritud neto ülekandevõimsus on see võimsus, mis antakse turuosaliste käsutusse piiriüleseks energiakaubanduseks.

Eeltoodud põhimõtteid võtavad arvesse ka Balti koordineeritud võimsusarvutus alas olevad süsteemihaldurid (Eesti, Läti, Leedu, Poola, Rootsi ja Soome) poolt.

Juhul, kui päeva sees toimuvad muutused riikidevahelistes läbilaskevõimetes (näiteks võrguhaire tagajärjel), on süsteemihalduril kohustus teavitada sellest turuosalisi tunni aja jooksul alates vastava info saamisest. Turuosaliste teavitamine toimub vastavalt elektribörsi korraldaja kehtestatud reeglitele kiirete turuteadete ehk UMM-idega (*Urgent Market Message*).

4.5.2. ÜLEKANDEVÖIMSUSTE TURUPÕHISED JAOTAMISE MEETODID

Turupõhised ülekandevõimsuse jaotamise meetodid, mis on kasutusel kogu Euroopas, on *implicit* (kaudne energia) ja *explicit* (otsene ülekandevõimsus) oksjon. Allolevas tabelis 1 on kirjeldatud, mida need tähendavad ning samuti on kirjeldatud nende erinevused.

Tabel 1 Euroopas kasutusel olevad ülekandevõimsuste turupõhise jaotamise meetodid

<i>Explicit</i> oksjon		<i>Implicit</i> oksjon
Ülekandevõimsuse oksjon (MW)		Energia oksjon (MWh)
<i>pay as bid</i>	marginaalhinna	marginaalhinna
Turuosaline tasub ülekandevõimsuse oksjoni tulemusena võidetud võimsuse eest pakkumises määratud hinna.	Madalaim hind, millega võidetakse oksjonil pakutud võimsus, on hind, mida tasuvad kõik turuosalised.	Turuoperaator, kes tegutseb ülekandevõimsuse jaotajana, kogub kokku kõikide turuosaliste pakkumised. Erinevate piirkondade elektrienergia hind leitakse nõudluse ja pakkumise kõvera abil. Teades ülekandevõimsuse suurust, lisatakse see hinna arvutamisel valemisse. Nii tagatakse see, et energia liigub alati madalama hinnaga piirkonnast kõrgema hinnaga piirkonda. Ülekandevõimsus on kasutatud kõige efektiivsemalt.
Turuosalised maksavad erinevat hinda eri piirkondades	Turuosalised tasuvad ülekandevõimsuse eest ühe ja sama hinna vastavates piirkondades.	Kõik turuosalised ühes piirkonnas tasuvad elektrienergia eest ühe ja sama hinna. Erinevates piirkondades võivad olla erinevad hinnad.
Kuna ostetakse vaid ülekandevõimsust, siis elektrienergia kauplemiseks peavad turuosalised sõlmima eraldi lepingud.		Täiendavaid lepinguid elektri müügil ülekandevõimsuse ostmiseks vaja sõlmida ei ole.
Võimalikud kahepoolised lepingud		Piiriüleselt anonüümne kaubandus börsil.

4.5.3. ÜLEKANDEVÖIMSUSTE JAOTAMISE PÕHIMÕTTED EESTIS

Eesti-Soome

Eesti ja Soome elektrisüsteeme ühendavad alalisvoolu merekaablid EstLink 1 ja EstLink 2. 2013. aasta novembris allkirjastasid Elering ja Fingrid „Soome ja Eesti vahelise ühenduse kasutamise ja hooldamise lepingu“, kus on määratletud kahe riigi vahelise ülekandevõimsuse arvutamise ja jaotamise põhimõtted ja meetodika. Meetodika kohaselt ühenduse ülekandevõimsuse määratlemisel kahe süsteemi vahel arvutatakse võimsus mõlema süsteemihalduri poolt arvutiprogrammide abil, kasutades koordineeritud netoülekandevõimsuse põhist meetodit. Kui arvutatud väärtused on erinevad, kasutatakse neist madalamat, et tagada süsteemide stabiilsus.

Süsteemihaldurid garanteerivad kogu pakkumispiirkondade vahelise NTC andmise elektrikbörsile järgmise päeva kaubanduseks. Järgmise päeva kaubandusest kasutamata jäänud saadaolev ülekandevõimsus pakutakse päevasisesele turule. Elektribörs, olles osa Euroopa elektriturude ühendamise SDAC projektist, kasutab võimsuse jaotamiseks *implicit* oksjoni meetodit ning alates elektrikbörsi avamisest saavad ühenduse omanikud ülekandevõimsuse jaotamise nn ülekoormustulu nende tundide eest, mil Eesti ja Soome hinnapiirkondades on erinevad hinnad. Süsteemihaldurid investeerivad saadud ülekoormustulu täiendavate ühenduste loomiseks (kavandamisel kolmas EE-FI vaheline ühendus).

Eesti-Läti

Esimese sammuna Balti riikide elektriturgude ühendamiseks ja vabaks kauplemiseks leppisid Balti riikide süsteemihaldurid AS Augstsprieguma tikls (AST), AS Elering and AB Litgrid 2015. aastal kokku Balti riikide vahelistel piiridel ja piiridel kolmandate riikidega ülekandevõimsuste arvutamise ja jaotamise reeglid („Terms, Conditions and Methodologies on Cross-Zonal Capacity Calculation, Provision and Allocation within the Baltic States and with the 3rd Countries”), mis hakkasid kehtima 01.01.2016. Sealt edasi on reegleid vastavalt Euroopal Liidu nõuete muutumisega täiendatud. Kehtivate reeglite kohaselt ühenduse ülekandevõimsuse määratlemisel kahe süsteemi vahel arvutatakse võimsus mõlema TSO poolt arvutiprogrammide abil, kasutades koordineeritud netoülekandevõimsuse meetodit. Kui arvutatud väärtused on erinevad, kasutatakse neist madalamat, et tagada süsteemide stabiilsus. TSO-d garanteerivad kogu pakkumispriirkondade vahelise NTC andmise NordPoolile järgmise päeva kaubanduseks. Järgmise päeva kaubandusest kasutamata jäänud saadaolev ülekandevõimsus pakutakse päevasisesele turule.

Arvestades Balti elektrituru eripäradega (väike likviidsus, domineerivad turuosalisised) otsustasid Eesti ja Läti põhivõrguettevõtjad Elering ja Augstspriegumatikls rakendada 2014. aasta algusest Eesti ja Läti piirile osale võimsusest Limiteeritud-PTR ehk võimsuste limiteeritud otsest (vt eespool *explicit*) jaotusmehhanismi, mis võimaldab turuosalistel täiendavalt maandada ülekandevõimsuse puudujäägist tuleneva piirkondadevahelise hinnariski ja/või hinna volatiilsust. 2016. aastast asendati Limiteeritud-PTR reeglid üleeuroopaliste pikaajaliste ülekandevõimsuste jaotamise harmoniseeritud reeglitega (HAR) ja Eesti-Läti piiri regionaalse lisaga. 2018. aasta sügisest asendati Limiteeritud-PTR üleeuroopalisel ühtsel jaotamisplatvormil (SAP) pakutavate FTR- optsioonidega, mida pakutakse aasta-, kvartali- ja kuuoksjonitel.

Eesti-Venemaa

Balti riikide süsteemihaldurite poolt 2015. aastal sõlmitud Balti riikide vahelistel piiridel ja piiridel kolmandate riikidega piiriüleste võimsuste arvutamise ja jaotamise reeglite kohaselt said Venemaa ja Valgevene riikide elektrimüüjad Eesti-Venemaa, Läti-Venemaa, Leedu-Valgevene ja Leedu-Kaliningradi ühenduste kaudu elektrit Balti riikidesse müüa vaid elektribörsi vahendusel. Kogu kolmandatest riikidest pärit elekter suunati vastavalt Balti süsteemihaldurite kokkulepitud metoodikale hinnapiirkonda Leedu-Valgevene piiril Elspot järgmise päeva kaubanduseks. Eesti-Venemaa ja Läti-Venemaa piirile kaubanduslikku võimsust ei antud. Samuti ei toimu kolmandate riikide piiril päevasisest kauplemist ning ei pakuta pikaajalisi tooteid (PTR või FTR). Alates novembrist 2020 liikus kaubandus Mandri-Venemaaga Leedu-Valgevene piirilt Läti-Venemaa piirile.

Tulenevalt Venemaa agressioonist Ukraina vastu lõpetati 2022. aastal elektrikaubandus Venemaaga.

4.5.4. PERIMEETRITASU

Vastavalt määruse 2019/943 artiklile 49 hüvitatakse põhivõrguettevõtjatele kulud, mis tekivad piiriüleste elektrivoogude ülekandmisel nendele kuuluvate võrkude kaudu. Selleks, et lihtsustada riikidevahelist kauplemist, sätestab Euroopa Komisjon määrusega 838/2010 põhivõrguettevõtjate omavahelise hüvitamise mehhanismi ja ülekandetasusid käsitleva ühise regulatiivse lähenemisviisi suunised (ITC – *Inter-transmission system operator compensation mechanism*).

Riiki, millel on ühine piir Euroopa Liidu liikmesriigiga ning mille põhivõrguettevõtja ei kuulu Euroopa Majanduspiirkonda nimetatakse perimeetrimaaks. Eesti suhtes on perimeetrimaaks Venemaa. Sellisel juhul tuleb piiriülesel kaubandusel tasuda perimeetritasu. Eleringi poolt ühisesse ITC fondi tasumisele kuuluv summa kogutakse võrdse kohtlemise printsiipi järgides nende bilansihaldurite käest proportsionaalselt, kes selleks kauplemisperioodiks olid planeerinud tarneid perimeetrimaades tegutsevate turuosalistega. Arvutustel on aluseks bilansihalduri poolt summaarselt selleks

kauplemisperioodiks planeeritud piiriüleste tarnete absoluutväärtused saldeerituna. Elering avaldab igaks aastaks määratud perimeetritasu oma veebilehel.

4.6. PAINDLIKKUSTEENUSTE TURG JA TARBIMISE JUHTIMINE

Tarbimise juhtimine ehk tarbimiskaja (DSR – *demand side response*) on turuosalise poolse elektritarbimise paindlikkuse kasutamine elektrisüsteemi juhtimisel, kusjuures kaasatud võib olla nii elektri tootmise kui tarbimise pool (kodumajapidamised, omavalitsused, avalik sektor, tööstus). Eristada saab kaht tüüpi tarbimise juhtimist:

- kaudne ehk hinnapõhine tarbimise juhtimine tähendab tarbija enda elektritarbimise korrigeerimist vastavalt hinnasignaalidele (valdavalt päev-ette turu hinna põhised nt. kõrge hinnaga tundidel lülitatakse osad elektriseadmed välja) – selline tarbimise juhtimine ja seeläbi oma elektriarve optimeerimine on kõikidel turuosalistel võimalik iseseisvalt, ilma vahendava osapoolleta (elektrimüüja, agregator, bilansihaldur) juba praegu;
- otsene tarbimise juhtimine tähendab enamasti tarbijale ostetud energiakoguse nn turule tagasi müümist, misjärel tuleb turuosalisel vastavalt müüdule oma (portfelli) tarbimist (või tootmist) kohandada – selline tarbimise juhtimine toimub enamasti läbi vahendaja (elektrimüüja, agregator), kes kogub kokku elektriturul pakkumiseks piisavad kogused.

Tarbimise juhtimise meetmete alla saab allutada koormusi, energiasalvesteid ning ka hajatootmiseladmeid (k.a mikrogeneraatorid). Nende meetmete kasutamine võib ühelt poolt vähendada lokaalseid elektrilisi ülekoormusi ja teisalt on neid võimalik kasutada ka koormuste ja genereerimise tasakaalus hoidmiseks elektrisüsteemis tervikuna. Tarbimise juhtimise teenuseid saavad pakkuda kodu-, teenindus- ja avaliku sektori tarbijad (nt kaubanduskeskused ja büroohooned), aga ka tööstustarbijad ning seda nii üksikute koormustena, eeldusel et need on piisavalt suured (alates 1 MW), kui ka koondatud (agregeeritud) koormustena.

Tarbimise juhtimine nõuab koordineeritud osalemist kogu elektrituru väärtusahelalt. Osalema peavad põhivõrgu operaator, jaotusvõrgud kui energia tarnijad, bilansihaldurid, agregeerimise teenuse pakkujad ja tarbijad.

Tarbimise juhtimise väärtus Eesti elektrisüsteemile suureneb aja jooksul. Samas varieerub selle väärtuse kasv sõltuvalt selle kasutamisest erinevate turuosaliste poolt. Tarbimise juhtimise konkureerivad kasutusviisid hõlmavad:

- hulgiturul kauplemist vältimaks hinna volatiilsust;
- ülekoormuste juhtimist ning investeeringute edasi lükkamist jaotus- ja ülekandevõrkudes;
- süsteemiteenuste pakkumist regionaalsel tasandil (täna käsitsi käivitatatav sageduse taastamise reserv, tulevikus ka automaatne sageduse taastamise reserv ja sageduse hoidmise reserv).

Eesmärgiga aidata kaasa tarbimise juhtimise laialdasemale kasutuselevõtule on Elering osaline üleeuroopalises paindlikkusturu arendamise projektis. Selle raames arendame regionaalset paindlikkusteenuste platvormi Eesti, Läti, Leedu ja Soome süsteemihaldurite ning jaotusvõrguettevõtjate vahelises koostöös, mille lõpptulemuseks on ette nähtud paindlikkusteenuste platvormi prototüübi loomine, mis võimaldaks võrgus olevat paindlikkust kasutada regionaalselt nii süsteemiteenusena kui võrgupiirangute juhtimiseks ning investeeringute edasi lükkamiseks jaotus- ja ülekandevõrkudes. Perspektiivis peaks olema võimalik platvormi regionaalselt edasi arendada ja rakendada ka teistes riikides. Plaani järgi peab platvorm tulevikus suutma rahuldada energiasüsteemi paindlikkuse vajadusi (hulgiturul, päevasisesel turul, reguleerimisturul, reservide turul) ja rakendada tarbimise juhtimise pakutavaid võimalusi.

4.7. VÖRDSE KOHTLEMISE PRINTSIIBID, LÄBIPAISTVUS JA TURUMANIPULATSIOON

Vastavalt Euroopa Liidu määrusele 2019/943 on pöhvõrguettevõtjatel koostöös elektribörsikorraldajatega kohustus tagada elektrituru toimimine mittediskrimineerivalt, läbipaistvalt ja turupõhiselt. Lisaks on kõigil turuosalistel, nii tootjatel kui tarbijatel, õigus saada juurdepääs pöhvõrgule ja jaotusvõrgule objektiivsete, läbipaistvate ja mittediskrimineerivate kriteeriumide aluse. Oma teenuste, tasude ja tingimuste välja töötamisel peavad võrguettevõtjad järgima vördse kohtlemise põhimõtet.

Vastavalt määrustele 2019/943, 543/2013 ja elektrituruseadusele on Elering kohustatud avalikustama turuosalistele kõik andmed, mis on vajalikud turu efektiivsemaks toimimiseks, aga kaitsma samas tundliku äriteabe konfidentsiaalsust ning tagama, et kauplemine toimub anonüümselt. Elering pakub veebilehe kaudu kõikidele turuosalistele vajaminevat informatsiooni üheaegselt, läbipaistvalt, kasutajasõbralikult. Lisaks edastab Elering Eesti elektrisüsteemi andmed avalikustamiseks Euroopa ühtsel tasuta andmeplatvormile Transparency Platvorm¹⁴, mida haldab ENTSO-E.

Mis andmeid ja kuidas avaldama peab, on sätestatud määruks 543/2013. Elering avaldab:

- Eleringi tüüptingimused, hinnakirjad ja kasutatavad metoodikad;
- planeeritud, tegelikud ja kasutatud ülekandevõimsused;
- tootmine kütuseliigiti sh prognoosid;
- tarbimine sh prognoosid
- sagedus;
- süsteemi juhtimiseks tehtav vastukaubandus;
- järgmise-päeva elektribörsi hind;
- bilansienergia hinnad ja kogused;
- ja palju muud, mis on elektriturul olulised nii pika- kui ka lühiajalise planeerimise jaoks.

Lisaks Euroopa Liidu määrustele ja riiklikule seadusandlusele on Elering sõlminud lepingu elektribörsiga. Elering on panustanud elektribörsi andmete läbipaistvusele ning sõlminud andmete avalikustamise lepingu NORDPOOLiga, nii et turu toimimiseks vajalikud andmed avalikustatakse ka NORDPOOL elektribörsi platvormil, sh turuhinnad, ülekandevõimsused, kiired turuteated (UMM) liinidel toimuvate katkestuste kohta jms.

Põhjamaade ja Balti riikide hinnapiirkondades on lisaks Eleringile kõik turuosalistel kohustatud avalikustama informatsiooni tootmis- ja tarbimisüksuste katkestuste kohta, samuti avaldama muu info, millel on oluline mõju hinna kujunemisele. Sellise süsteemiga antakse turuosalistele aktuaalne ülevaade elektrituru olukorrast, et turuosalistel saaksid oma käitumist kohandada ja reguleerida vastavalt turult saadavatele signaalidele.

Eelpool nimetatud ENTSO-E andmete avalikustamise platvorm võimaldab süsteemihalduril esitada ACER-ile süsteemi üldandmeid määruse nr 1227/2011 (REMIT) ja 1348/2014 seatud korras. Nimetatud määrused reguleerivad energia (sh elekter) hulgituru terviklikkust ja läbipaistvust ning kehtestab eeskirjad, mis keelavad energia hulgimüügiturte mõjutavad kuritarvitused ja tagavad energia hulgimüügiturgude nõuetekohase toimimise. Määrukses nähakse ette, et järelevalvet energia hulgimüügiturgude üle teostab ACER tihedas koostöös riiklike reguleerivate asutustega, milleks Eestis on Konkurentsiamet. REMIT rakendusaktis (määruks 1348/2014) loetletakse ACER-ile esitatavate energia hulgimüügitoodete andmed ning täpsed andmete esitamise eeskirjad. Ühtlasi kehtestatakse sellega asjakohased kanalid andmete esitamiseks, sealhulgas aruannete esitamise tähtaeg ja sagedus.

¹⁴ <https://transparency.entsoe.eu/>

Lisaks süsteemihaldurile peavad ka kõik turuosalised, kas ise või volitatud isiku kaudu esitama ACER-ile informatsiooni kõigi hulgiturul tehtud tehingute kohta. Nende andmete alusel analüüsib ACER koostöös Konkurentsiametiga elektri hulgimüügiturul kauplemise reeglite rikkumist ning turumanipulatsiooni esinemist.

5. BILANSIHALDUS

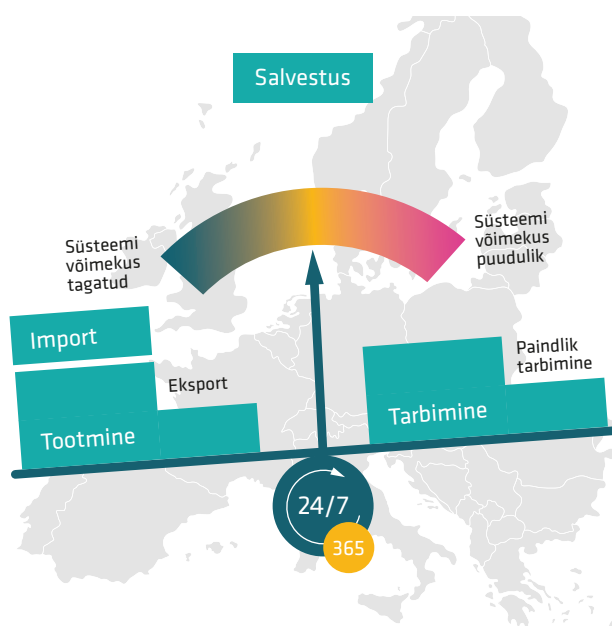
See peatükk räägib elektrisüsteemi sageduse hoidmiseks vajalikest protsessidest, bilansihaldusest ja Baltikumi ühisest reguleerimisturust.

5.1 BILANSIHALDUSE ÜLEVAADE

Elering vastutab Eesti elektrisüsteemi kui terviku toimimise eest ning selle eest, et igal ajahetkel oleks tarbijatele tagatud nõuetekohase kvaliteediga elektrivarustus. Bilansihalduse kontekstis nimetatakse Eleringi süsteemihalduriks.

Elektrisüsteemi sageduse hoidmise huvides peavad elektrienergia tootmine ja tarbimine olema igal ajahetkel tasakaalus, süsteemi bilansi mõistes tähendab see tasakaalu tootmise ja piiriüleselt siseneva elektri ning tarbimise ja piiriüleselt väljuva elektri vahel (joonis 26). Sellest tulenevalt sisaldab elektrisüsteemi bilansihaldus alati planeeritud bilansse, reaalaaja bilanssi ning mõõteandmete alusel selgitatud tegelikult kujunenud bilanssi.

Kuna süsteemis tootmine ja tarbimine ei vasta reeglina kunagi täpselt planeeritule, juhib süsteemihaldur tunni- siseselt süsteemi bilanssi reguleerimisvõimsustega. Pärast kauplemisperioodi arvutatakse aga süsteemi tegelik eabilanss, võttes arvesse süsteemi piiriülest mõõdetud tarnet, määratud tarnet ja tehtud reguleerimistarnet.



Joonis 26 Elektrisüsteemi tasakaalu tagamine

Välisühenduste mõju süsteemi bilansi tagamiseks on järgmine:

- a) Eesti elektrisüsteem on ühendatud vahelduvvooluliinidega Läti ja Venemaa elektrivõrkudega, olles samas sünkroonalaas Valgevene, Venemaa, Läti ja Leedu elektrisüsteemidega (BRELL). Eesti elektrisüsteemi sageduse automaatse reguleerimise tagab tavaolukorras Venemaa süsteemihaldur (välja arvatud juhul, kui Eesti elektrisüsteem töötab erandolukorras isoleeritult teistest elektrisüsteemidest). Sisuliselt tähendab see, et Eesti elektrisüsteemis reaalajas tekkiv planeeritud bilansi ja tegeliku bilansi erinevus ehk eabilanss kaetakse automaatselt Venemaa ühendelektrisüsteemi bilansiga ja reguleerimisreservidega.

Vastavalt BRELL-i lepingutele tuleb Baltikumi süsteemihalduritel hoida süsteemi eabilansi kõrvalekallet lubatud piirides (Baltikumi summaarne kõrvalekalle: +/- 110 MWh). Baltikumi süsteemihaldurid tasuvad Venemaa elektrisüsteemile summaarse eabilansi eest iga kWh kohta vastavalt hinnakirjale.

- b) Lisaks on Eesti elektrisüsteem ühendatud kahe alalisvooluühenduse (Estlink 1 ja Estlink 2) kaudu ka Põhjamaade elektrisüsteemiga. EstLink-i kaablid on asünkroonselt süsteemiga ühendatud välisühendused, mida süsteemihaldurid juhivad eesmärgiga, et füüsiline elektrivoog mõõtepunktis oleks võimalikult täpne EstLink-i planeeritud koormusega (andmed elektribörsikorraldajalt). Ühendusvõimsus Soomega (1000 MW) on toonud märkimisväärse võimaluse süsteemi paremaks tasakaalustamiseks, sest vaba võimsuse ulatuses ning Soomes reguleerimispakkumiste olemasolul on elektrisüsteemi tasakaalustamine võimalik majanduslikult Põhja-Balti regiooni soodsaimate hindadega. Teisalt aga on EstLink-i asünkroonsed alalisvooluühendused täielikult süsteemihaldurite vastutusel, mis tähendab, et kaablite väljalülitumisel tuleb juba elektribörsile väljastatud ühendusvõimsus tagada süsteemihaldurite poolt ja kulul. Sellist toimingut nimetatakse vastukaubanduseks.

5.2. ELEKTRISÜSTEEMI BILANSIVASTUTUSE AHEL

Elektrituru seadusega sätestatakse, et turuosaline peab tagama, et tema poolt võrku antud ja/või ostetud elektrienergia kogus oleks igal kauplemisperioodil võrdne tema poolt võrgust võetud ja/või müüdud elektrienergia kogusega.

Selline turuosalise põhine bilansivastutus ei ole praktikas võimalik, mistõttu on loodud läbi katkematu avatud tarne ahela bilansihalduse protsess. See tähendab, et iga tootja ja tarbija on mõõteandmete arvestuses bilansihalduse portfelliga alati kaetud. Igal turuosalisel on vaid võimalus valida, kes on tema avatud tarnija, sõlmides selleks vastava lepingu nõuetekohase protsessi alusel.

Bilansivastutus elektrisüsteemis tagatakse alloleva ahela ja vastutuste jaotusega:

TURUOSALINE

Turuosaline on füüsiline või juriidiline isik, kes toodab või tarbib elektrit võrku või võrgust. Vastavalt seadusandlusele saab turuosalisel ühe mõõtepunkti kohta olla vaid üks avatud tarnija. See piirang on oluline süsteemis bilansside arvestuseks, sest ühes mõõtepunktis mõõdetud tarbimine või tootmine ei tohi olla topeltarvestuses.

AVATUD TARNIJA

Avatud tarnija on elektri müüja või ostja, kes osutab kliendile avatud tarnet ehk müüb/ostab kas

puudujääva/ülejääva elektrienergia koguse või müüb/ostab kogu mõõdetud elektrienergia koguse sõltuvalt pooltevahelisest kokkuleppesest turuosalisega. Juhul, kui avatud tarnija ei ole ise bilansihaldur, sõlmib ta omakorda avatud tarne lepingu hierarhiselt kõrgemal oleva avatud tarnijaga/bilansihalduriga.

Juhul kui tarbijal ja/või tootjal puudub avatud tarne leping, on tema avatud tarnijaks tema mõõtepunkti võrguettevõtja (Elektrituruseadus §44)

VÕRGUETTEVÕTJA

Võrguettevõtjal on elektri bilansihalduse korralduses kolm olulist rolli:

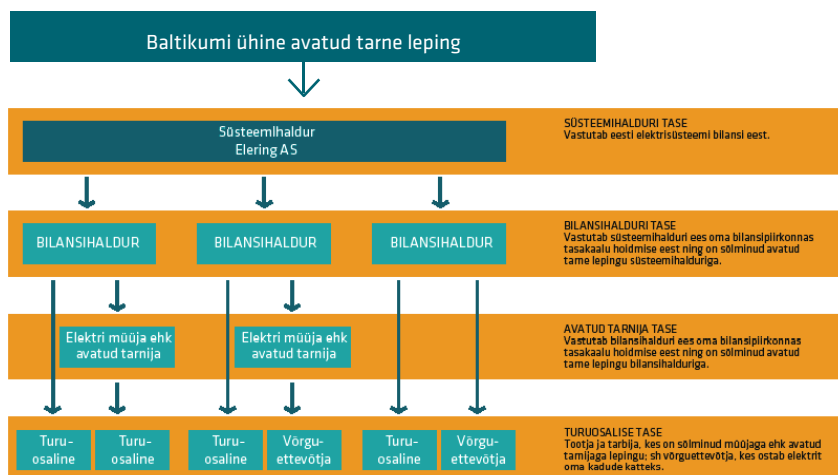
- Iga võrguettevõtja on turuosaline oma võrgukadudega. Seetõttu peavad kõik võrguettevõtja piirimõõtepunktid kuuluma ühte bilansipiirkonda.
- Võrguettevõtja tegutses ka avatud tarnijana:
 - Kui tarbijal ei ole avatud tarne lepingut, siis on tema avatud tarnijaks automaatselt tema võrguettevõtja.
 - Kui võrguettevõtja teeninduspiirkonnas on alla 100 000 tarbija, võib vastavalt elektrituruseadusele võrguettevõtja ka ise tegutseda elektrienergia müüjana.
- Iga võrguettevõtja vastutab oma võrgupiirkonna mõõteandmete kogumise ja edastamise eest bilansiselgituse jaoks nii süsteemihaldurile kui ka avatud tarnijale edastades mõõteandmed nõuetekohaselt Andmelattu.

BILANSIHALDUR

Bilansihaldur on hierarhiselt kõrgemal olev avatud tarnija, kellel on bilansileping süsteemihalduriga. Selle alusel süsteemihaldur müüb bilansihaldurile või ostab temalt avatud tarnena (tema eabilansi katteks) igal kauplemisperioodil bilansi tagamiseks vajaliku koguse bilansienergiat. Bilansihaldurite portfellides on summaarselt jaotatud kogu Eesti tarbimine ja tootmine, välja arvatud tarbimine ülekandevõrgu kadude katteks, sest Elering planeerib ja selgitab ülekandevõrgu kaod ise. (Vt ka bilansiselgituse näiteid tabelis 2 ja b)

SÜSTEEMIHALDUR

Süsteemihalduril (Elering) on kohustus tagada igal ajahetkel süsteemi varustuskindlus ja bilanss. Kuna süsteemis tootmine ja tarbimine ei vasta reeglina kunagi täpselt planeeritule, juhib süsteemihaldur süsteemi bilanssi reguleerimisvõimsustega ning katab kauplemisperioodis tekkinud piiriülese eabilansi Baltikumi ühise avatud tarne lepinguga põhimõttel, et Baltikumi-siseselt saldeeritud eabilanss arveldatakse Baltikumi süsteemihaldurite vahel.



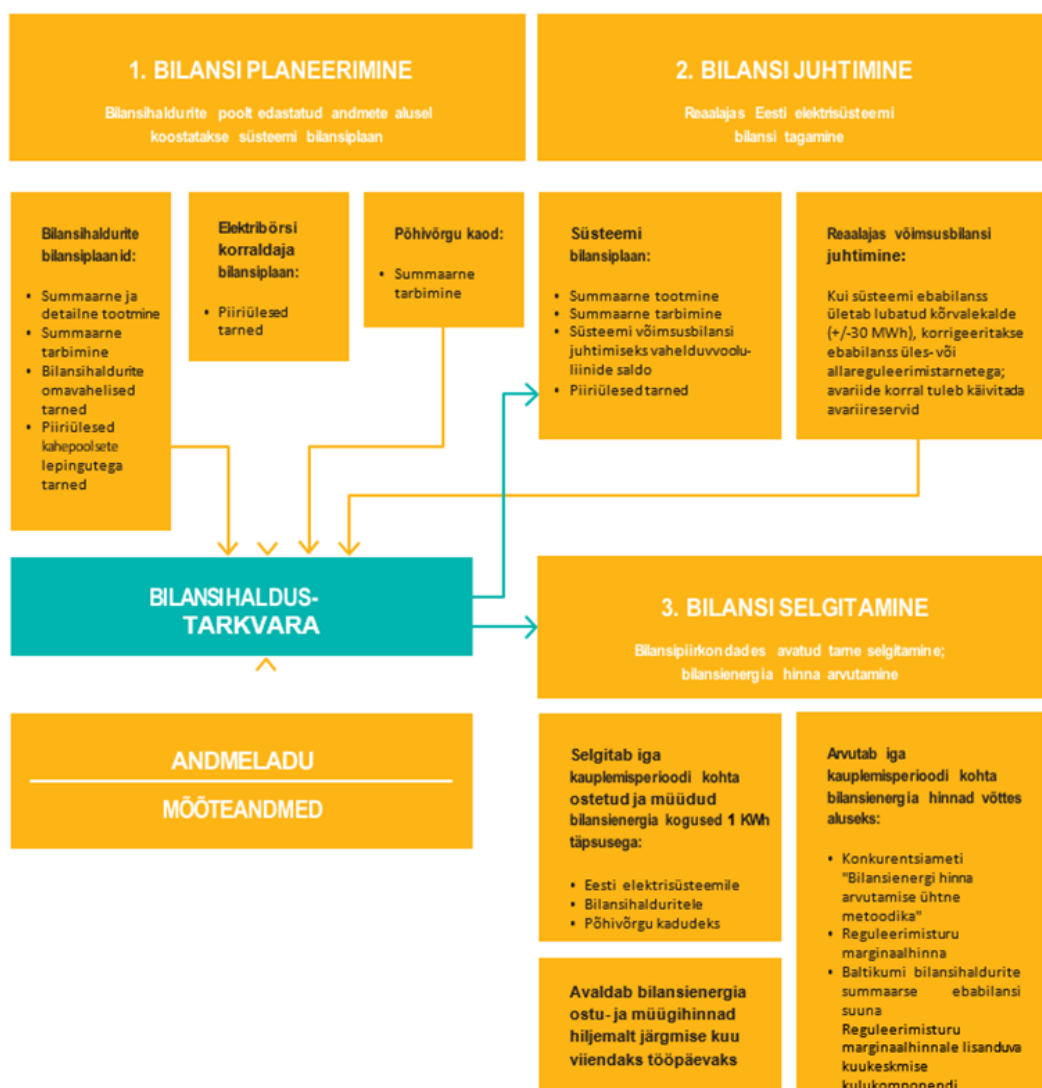
Joonis 27 Eesti elektrisüsteemi avatud tarne ahela protsess

Eelpool joonisel 27 toodud bilansihalduse avatud tarne ahel hallatakse Estfeed Andmelaos, mis jälgib, et igal ajahetkel iga turuosalise mõõtepunkt ja süsteemis tegutsev avatud tarnija ning võrguettevõtja oleksid alati ühe bilansiipiirkonna ahelaga kaetud.

Toodud avatud tarne ahela reeglid ei kehti määratud tarne tehingutele, sest määratud tarne tehingud ei ole seotud konkreetselt iga mõõtepunkti mõõteandmetega, vaid on portfelli põhised tehingud tulevikku suunatud ajaks elektrienergia tarnimisega.

5.2.1. BILANSIVASTUTUSE PROTSESS

Bilansihaldurid on sõlminud Eleringiga bilansilepingud, mille alusel nad vastutavad oma portfelli bilansi eest. Bilansihalduses tagatakse Eesti elektrisüsteemi bilansivastutus läbi bilansi planeerimise, juhtimise ja selgitamise etappide kaudu (joonis 28).



Joonis 28 Süsteemihaldur tagab Eesti elektrisüsteemi bilansivastutuse bilansi planeerimise, juhtimise ja selgitamise kaudu

Bilansi planeerimine sisaldab tulevikku suunatud bilansiplaani koostamist, mis sisaldab oma portfelli tootmise ja tarbimise prognoosi ning vastavate tarnete hankimiseks planeeritud ostu-müügitehinguid.

Neid planeeritud tarneid nimetatakse määratud tarneteks, mida teostatakse nii elektribörsilt, mitme portfelli vaheliste ostu-müügitarnete kaudu kui ka otselepingutega mõne tootja või tarbijaga. Kuna määratud tarded on planeeritud kogused, ei ole nende täpsus kunagi sama, mis selgub füüsiliselt mõõdetud koguste arvestuses. Seetõttu on hulgiturul (nii elektribörsil kui ka süsteemihalduri ja bilansihalduri vahelises lepingus) määratud tarnete täpsusaste 0,1 MWh.

Bilansi selgitamise etapis võetakse arvesse iga bilansihalduri bilansipiirkonda kuuluvate mõõtepunktide mõõteandmed. Seetõttu on bilansi selgitamise täpsus juba kWh-põhine.

Eesti bilansihaldus toimib ühe bilansiportfelli põhimõtte alusel, mis tähendab, et ühes bilansiplaanis sisalduvad nii elektri tootmise kui ka tarbimise tarded. Seetõttu selgitatakse bilansihaldurile eabilanss ka vaid portfelli kohta, mis tähendab, et bilansihalduril ei tule tasuda süsteemihaldurile tootmise ja tarbimise eabilansside eest eraldi, vaid bilansihaldurile selgitatakse igas kauplemisperioodis vaid ühes väärtuses tekkinud eabilanss ja koguse maksumus.

5.2.2. BILANSI PLANEERIMINE

Bilansi planeerimise eesmärk on tagada, et igal ajahetkel oleks elektrienergia tootmine ja tarbimine omavahel tasakaalus. Bilansihaldurite edastatud andmete alusel koostatakse süsteemi bilansiplaan ja tagatakse selle vastavus nõuetele.

Bilansihaldurid edastavad süsteemihaldurile bilansiplaanid oma bilansipiirkonda kuuluvate turuosaliste planeeritud tunnipõhiste koondandmetega järgmise päeva kohta (D-1) hiljemalt kella 15.30ks.

Bilansihalduritel on võimalus teha muudatusi oma bilansiplaanides kuni 20 minutit enne kauplemisperioodi algust, ostes või müües ülejääva või puuduoleva elektri päevasisesel turult. Juhul kui bilansihaldur on kaubelnud päevasisesel turul, esitab ta vastava bilansiplaani muudatuse uuesti süsteemihaldurile kontrollimiseks.

Bilansiplaan, mille bilansihaldur esitab süsteemihaldurile, peab sisaldama 0,1 MWh täpsusega järgmisi andmeid:

- tootmise detailne plaan, millest on maha arvestatud elektrijaamade omatarve, sh eraldi tuleb näidata:
 - kõikide üle 10 MW nimivõimsusega elektrijaamade ning üle 10 MW nimivõimsusega tootmisseadmete tootmisplaanid,
 - alla 10 MW nimivõimsusega elektrijaamade ja tootmisseadmete tootmise koondplaan;
- kõikide alates 1 MW summaarse nimivõimsusega tuule- ja päikeseelektrijaamade tootmisplaanid;
- alla 1 MW summaarse nimivõimsusega tuule- ja päikeseelektrijaamade tootmise koondplaan eraldi näidatuna;
- summaarne tarbimine bilansihalduri bilansipiirkonnas;
- koondandmed teiste bilansihaldurite bilansipiirkondadesse kuuluvate määratud tarnete kohta;
- koondandmed elektribörsi tarnete kohta, sealhulgas tuleb eraldi välja tuua päev-ette ja päevasisesed tarded.

Bilansi planeerimise etapid ja ajakava võivad muutuda sõltuvalt muudatustest elektrituru toimimise ajakavades ja/või rahvusvahelistest kokkulepetest, kuid kehtivad ajakavad ja nõuded on alati fikseeritud

Konkurentsiameti kinnitatud elektrienergia bilansilepingute tüüptingimustes.

Elering kui süsteemihaldur kontrollib kõikide bilansiplaanide puhul, kas:

- bilansihaldurite esitatud plaanid on tasakaalus. Tasakaalus bilansiplaan vastab järgmisele tingimusele: tarbimine + bilansipiirkonnast väljuvad määratud tärned = tootmine + bilansipiirkonda sisse tulevad määratud tärned;
- määratud tärned klapiivad vastaspoole andmetega sama tarne kohta – Eesti-sisesed määratud tärned peavad olema kooskõlastatud mõlema bilansihalduri poolt, kelle vahel määratud tarne teostatakse;

Kui bilansihalduri andmed vastavad lubatud kriteeriumitele, kinnitab süsteemihaldur bilansihalduri plaani. Kõikide bilansihaldurite bilansiplaanide põhjal koostatakse süsteemi bilansiplaan, mis on aluseks elektrisüsteemi bilansi juhtimisele operatiivtunnil.

5.2.3. BILANSI JUHTIMINE JA REGULEERIMISTEENUSE PAKKUMINE

Bilansi juhtimise eesmärk on tagada reaalajas elektrisüsteemi tasakaal reguleerimisvõimsustega vastavalt õigusaktides ja riikidevahelistes lepingutes sätestatud tingimustele.

Genereerimisest, võrguhäiretest ja tarbimise muutumisest põhjustatud bilansi tunnisest kõrvalekallete kompenseerimiseks kasutab süsteemihaldur reguleerimisreserve. Selleks sõlmib ta avariireservi- ja reguleerimislepingud vastavat teenust pakkuvate elektrijaamade ja naabersüsteemide süsteemihalduritega.

Balti süsteemihaldurid kasutavad elektrisüsteemi bilansi tasakaalustamiseks avariireservvõimsuste ja reguleerimisreservide aktiveerimist. Vastavate reservvõimsuste puhul on tegemist „käsitsi aktiveeritavate sageduse taastamise reservidega“ (*manually activated frequency restoration reserve* – mFRR). Teisi reservvõimsuste tüüpe nagu näiteks automaatselt aktiveeritav „sageduse hoidmise reserv“ (*frequency containment reserve* – FCR) või automaatselt aktiveeritav sageduse taastamise reserv (*automatically activated frequency restoration reserve* – aFRR) või „asendusreserv“ (*replacement reserve* – RR) Elering elektrisüsteemi normaaltalitluse tagamiseks ei osta ega aktiveeri.

Elektrisüsteemi juhtimiskeskuse dispetšer vastutab bilansijuhtimise eest kauplemiss perioodil ehk jooksva tunnil. See tähendab, et vastavalt tüüptingimustele jooksva tunni vältel ei tohi bilansihaldur elektrijaamade koormust iseseisvalt muuta, seda võib teha vaid elektrisüsteemi juhtimiskeskuse dispetšeri korraldusel ehk dispetšer teeb reguleerimistarne.

Reguleerimistärned jagunevad üles- ja allareguleerimistarneteks ning süsteemi bilansi juhtimiseks avariilistes olukordades kasutatakse avariireserve.

Alates 01.01.2018 rakendatakse Eesti, Läti ja Leedu elektrisüsteemides koordineeritud bilansijuhtimist. Eestit, Lätit ja Leedut vaadeldakse ühtse bilansipiirkonnana ning üks Balti süsteemihalduritest vastutab kogu Baltikumi summaarse bilansi tasakaalustamise eest, eesmärgiga viia Baltikumi eabilanss miinimumini.

Reguleerimisreservide varud ja nende kasutamine bilansi tagamiseks

Reguleerimisreserve kasutatakse bilansihaldurite tarbimis- või tootmisproгноoside ebatäpsuse tasakaalustamiseks, tootmisvõimsuse või piirülest ülekandevõimsust mõjutava elektriseadme ootamatu väljalülitamise korral või kui on ohustatud elektrisüsteemi varustuskindlus.

Reguleerimisreservide pakkumistest koostatakse Balti süsteemihaldurite poolt ühine pakkumiste nimekiri. Iga turuosaline saab edastada reguleerimisreservi pakkumise oma piirkonna süsteemihaldurile, kes edastab pakkumise Balti ühisesse pakkumiste nimekirja. Reguleerimisreservide pakkumisi saab teha nii üles- kui ka allareguleerimiseks.

Reguleerimisreservide pakkumiste tegemine on turuosalistele vabatahtlik. Eesti turuosaliste pakkumiste tegemise eelduseks on Eleringiga reguleerimisteenuse osutamise lepingu sõlmimine, kus on kindlaks määratud pakkumiste tegemise protseduur ja tingimused.

Turuosalised võivad reguleerimisreservide pakkumisi esitada või juba tehtud pakkumisi muuta kuni 45 minutit enne operatiivtunni algust. Reguleerimisreserv peab olema täies mahus aktiveeritav 15 minuti jooksul alates aktiveerimise korralduse andmisest ning selle katkematu täies mahus realiseerimine peab olema tagatud operatiivtunni lõpuni.

Täpsemad tingimused ja protseduurid reguleerimisreservide pakkumiste tegemiseks määratakse kindlaks Eleringi reguleerimislepingu tüüptingimustes ning Eleringi ja turuosalise vahel sõlmitavas kahepoolses lepingus.

Piiriülenereservvõimsuste varude aktiveerimine ja vastukaubandus

Avariireservide realiseerimise all mõistetakse tegevust, millega genereeriva seadme või võrguelemendi väljalülitumise tagajärjel tekkinud vahetusvõimsuse saldo hälbe või võrguelemendi ülekooormuse likvideerimiseks suurendatakse avariireservi võimsust hoidvate generaatorite poolt võrku antava võimsuse suurus.

Reservvõimsuse suuruse määramisel arvestatakse elektrisüsteemi suurima võrguelemendi võimsusega. Eesti elektrisüsteemis on suurima ühikvõimsusega seadmeks EstLink 2. See tähendaks, et Eesti elektrisüsteemis peaks paralleelselt EstLink 2 ühendusega olema 650 MW ulatuses avariireservi, mis võimaldaks katta ühenduse väljalangemisel tekkiva võimsuse puudujäägi. Kuna sellises mahus avariireservi omamine pole majanduslikult mõistlik, on ühisesse sünkroonlasse kuuluvate süsteemihaldurite vahel sõlmitud koostöölepe, mis kohustab kõiki lepingu osapooli hoidma kohustuslikus korras avariireserve.

Teiste riikide süsteemihaldurite avariireservide kasutamise eelduseks on kahepoolsed lepingud. Riikidevaheliste liinide ülekooormuse likvideerimiseks vajalike avariireservide käivitamise korraldab nende liinide ristlõike juhtimise eest vastutav dispetšer.

Tänaseks on Eesti elektrivõrgus süsteemivariide korral kasutamiseks omad avariireservid. Kahe Kiisla asuva avariireservelektrijaama koguvõimsus on 250 MW.

Eestis paikneva reservvõimsuse aktiveerimiseks antakse korraldus vajaliku koguse reguleerimisreservi aktiveerimiseks reguleerimisreservi pakkuja poolt määratud isikule Eleringi juhtimiskeskuse poolt. Korraldus Kiisa avariireservelektrijaamade käivitamiseks antakse SCADA süsteemi kaudu.

Väljaspool Eestit paikneva reservvõimsuse piiriüleseks aktiveerimiseks antakse korraldus naaberelektrisüsteemihalduri juhtimiskeskuse dispetšerile, kes korraldab reservvõimsuse aktiveerimise oma vastutuspiirkonnas. Eestis paikneva reservvõimsuse aktiveerimine naabersüsteemihalduri jaoks toimub ainult läbi Eleringi juhtimiskeskuse.

Reservvõimsuste aktiveerimisel tuleb arvestada järgmiste asjaoludega:

- Reservvõimsuste aktiveerimisel tuleb eelistada soodsama hinnaga pakkumisi, kui see on tehniliselt võimalik.
- Piiriülenereservvõimsuste aktiveerimine saab toimuda ainult juhul, kui pärast elektrienergiaturul toimunud päev-ette ja päevasisest kaubandust on selleks jäänud vaba piiriülest ülekandevõimsust ja juhul, kui tegemist on vastukaubandusega.

Elering teostab piiriülest vastukaubandust põhiliselt seoses järgmiste vajadustega:

- viia piiriülestel või elektrisüsteemisestel vahelduvvoolu liinidel aktiivvõimsusvood lubatud piiridesse;
- kompenseerida alalisvooluühenduse rikkest või väljalülitumisest tingitud aktiivvõimsuse puudu- või ülejääk.

Avariireservide varud

Elering ei hangi turuosalistelt või teistelt süsteemihalduritelt reguleerimisvõimsusi ette.

Teise BRELL-i lepingu osapoole avariireservvõimsuse aktiveerimise puhul tuleb avariireservvõimsuse käivitamise initsiaatoril kompenseerida toodetud energia hind. Energia hind kujuneb vastavalt tehtud pakkumisele (*pay as bid*). Avariireservvõimsuse olemasolu tagamise kulud kannab täielikult osapool, kes tellis vastava avariireservvõimsuse hoidmise. Infot avariireservvõimsuste koguste ja aktiveerimisel toodetud energia hindade kohta vahetavad BRELL-i lepingu osapooled vastavalt sõlmitud kahepoolsetele lepingutele.

Elektrituru informeerimine võrgus toimunud häiretest

Juhul, kui päeva sees toimuvad muutused riikidevahelistes läbilaskevõimetes (näiteks võrguhäire tagajärjel), on süsteemihalduril kohustus teavitada sellest turuosalisi tunni aja jooksul alates vastava info saamisest. Turuosaliste teavitamine toimub vastavalt elektribörsi korraldaja kehtestatud reeglitele kiirete turuteadete ehk UMM-idega (*Urgent Market Message*).

Vastukaubandus

Vastukaubanduse sisu tuleneb süsteemihaldurite kohustusest vastutada elektriturule välja antud ülekandevõimsuse mahu ja sellest tulenevalt elektribörsil juba teostatud planeeritud energiavahetuse tarnete eest teiste süsteemidega.

Seega, juhul kui pärast bilansi planeerimist katkeb või väheneb süsteemidevaheline ülekandevõimsus erinevatel asjaoludel (sh nii piiriüleste ühenduste katkestus kui ka süsteemis sees olevate oluliste liinide väljalülitamised, mis piiravad riikidevahelisi füüsilisi energiavoogusid), tuleb süsteemihalduritel omavahelise koostööna turuosaliste planeeritud bilansid tagada järgmiselt:

1. Vastukaubanduse teostamiseks suurendatakse genereerimist piirkonnas, kuhu võimsusvoog siseneb ja vähendatakse genereerimist piirkonnas, kust võimsusvoog väljub. Tagamaks elektrisüsteemide võimsusbilansside jäämise tasakaalu, peab genereerimise suurendamine ja vähendamine olema samas ulatuses. Näiteks EstLink kaabli väljakukkumisel, kui planeeritud energiavoog oli suunal Soomest Eestisse 500 MW ulatuses, tuleb Eleringil tellida samas ulatuses tootmisvõimsuste ülesreguleerimised. Samal ajal Soome süsteemihaldur Fingridil tuleb käivitada samas mahu allareguleerimise võimsused.
2. Vastukaubanduseks tehtud kulud jaotatakse kahe süsteemihalduri vahel üldjuhul võrdselt.

5.2.4. BILANSI SELGITAMINE

Bilansi selgitamise eesmärk on teha kindlaks Eesti elektrisüsteemis ja bilansihaldurite bilansi piirkondades kauplemisperioodi avatud tarne suurus ja maksumus.

Bilansi selgitamise vastutust kannab avatud tarne ahelas hierarhiliselt kõrgemal olev avatud tarnija: süsteemihaldur selgitab bilansihaldurite bilansid, bilansihaldurid selgitavad oma piirkonna turuosaliste bilansid.

Süsteemihaldur selgitab Eesti elektrisüsteemi ja bilansihaldurite avatud tarne koguse 1 kWh täpsusega iga kauplemisperioodi kohta. Bilansiga seotud rahaliste arvelduste aluseks olev arvestusperiood on kalendrikuu. Kauplemisperiood on täistund. Päeva esimene tund on ajavahemik 00.00 – 01.00 ja viimane tund on ajavahemik 23.00 – 00.00.

Avatud tarne arvutamiseks iga kauplemisperioodi kohta on vajalik teada;

- bilansipiirkonna summaarset mõõdetud tarne;
- bilansipiirkonna summaarset määratud tarne;
- bilansipiirkonnas süsteemi elektribilansi juhtimiseks teostatud reguleerimistarned.

Alljärgnevalt on toodud, kuidas toimub bilansiselgitus:

1. bilansihalduritele;
2. reguleerimisteenuse pakkujatele;
3. Eleringi enda portfellile;
4. piiriülesele avatud tarnele, mis väljub Eesti elektrisüsteemist.

Bilansihalduritele teostatav bilansi selgitus

Bilansihaldurite avatud tarne ehk eabilanss tuleneb bilansiplaaniga esitatud lõplike määratud tarnete, bilansipiirkonnas aktiveeritud reguleerimistarnete ja bilansipiirkonnas selgitatud mõõdetud tarnete vahena.

Määratud tarned ja aktiveeritud reguleerimistarned on süsteemihalduril olemas tehingupõhiselt fikseerituna. Mõõdetud tarned aga kogutakse mõõtepunktidest, mille edastavad Andmelattu kõik Eestis tegutsevad võrguettevõtjad (võrguettevõtjad on kohustatud edastama tunnimõõteandmed kõikide mõõtepunktide kohta Andmelattu).

Andmeladu edastab alati automaatselt kõik mõõteandmed edasi mõõtepunktiga seotud avatud tarnijale, kuid siinjuures Andmeladu arvutab ka bilansiselgituse jaoks vajalikud koondmõõteraportid järgmiselt:

- Igale võrguettevõtjale arvutatakse koondraport kauplemisperioodide lõikes tema võrgus võrgulepingute mahus edastatud koguste kohta jaotatud avatud tarnijate lõikes;
- Igale avatud tarnijale arvutatakse koondraport kauplemisperioodide lõikes tema avatud tarne lepingutega mõõtepunktide mahus edastatud koguste kohta võrguettevõtjate lõikes;
- Igale bilansihaldurile arvutatakse koondraport kalendrikuu kohta kauplemisperioodide lõikes kogu tema avatud tarne ahelas lepingutega edastatud koguste kohta teiste avatud tarnijate ja võrguettevõtjate lõikes;
- Igale bilansihaldurile arvutatakse koondraport kauplemisperioodide lõikes tema bilansipiirkonnas olevate bilansiselgituse mõõtepunktide summas, mis arvatakse bilansihalduri bilansiselgituse piirkonda (nn IN piirimõõtepunktid);
- Võrguettevõtja bilansihaldurile arvutatakse koondraport kauplemisperioodide lõikes tema bilansipiirkonnas olevate bilansiselgituse mõõtepunktide summas, mis lahutatakse maha tema bilansiselgituse piirkonnast (nn OUT piirimõõtepunktid). Bilansipiirkonnast lahutatakse maha need mõõtepunktid, kus turuosalise mõõtepunkti bilansihaldur ja võrguettevõtja bilansihaldur on erinevad isikud.

Koondraportid arvutatakse kalendrikuu põhisel ja edastatakse bilansihalduritele järgmise ajakavaga (tabel 2):

- iga päev kella 14.00ks edastatakse eelmise päeva mõõteandmetega raportid (sh on mõõteandmed kehtiva kalendrikuu algusest alates);

- kalendrikuu 1. kuupäeval arvutatakse tagasiulatavalt kaks kuud ja kolm kuud tagasi mõõteandmed kalendrikuu kohta;
- kalendrikuu 8. kuupäeval arvutatakse eelmise kalendrikuu mõõteandmed, mis on aluseks esialgsele bilansiaruandele.

Tabel 2 Näide mõõteandmete koondraportite arvutamise ajakavast

	Jaanuarikuu mõõteandmete koondraport	Veebruarikuu mõõteandmete koondraport	Märtsi mõõteandmete koondraport
Esialgne bilansiaruanne	8. veebruar	8.märts	8.aprill
Lõplik bilansiaruanne	1.aprill	1.mai	1.juuni

Bilansihalduritele selgitatakse bilansipiirkondade avatud tarnet kalendrikuu kohta alljärgnevalt:

- Andmeladu arvutab võrguettevõtjate esitatud mõõteandmete alusel bilansihaldurite bilansipiirkondade esialgsed koondraportid iga kuu 8. kuupäevaks;
- süsteemihaldur koostab bilansihaldurile eelmise kalendrikuu esmase bilansiaruande, mille esitab bilansihaldurile hiljemalt 8. kuupäevale järgneva tööpäeva keskpäevaks;
- juhul, kui bilansihalduri bilansipiirkonna avatud tarne ahelas on pärast esialgse bilansiaruande väljastamist täpsustunud mõõteandmete kogused, esitab süsteemihaldur lõpliku bilansiaruande hiljemalt kolme kuu jooksul pärast selgituse kalendrikuud. Selleks arvutatakse Andmelaos võrguettevõtjate esitatud mõõteandmete alusel bilansihaldurite bilansipiirkondade lõplikud koondraportid kaks kuud hiljem kuu 1. kuupäevaks (nt jaanuarikuu lõplikud koondraportid bilansiselgituseks arvutatakse 1.aprillil).

Bilansiaruanne sisaldab iga kauplemisperioodi kohta järgmisi andmeid:

- bilansihalduri summaarsed mõõdetud tarned bilansihalduri bilansipiirkonnas;
- bilansihalduri summaarsed määratud tarned;
- bilansihalduri piirkonnas aktiveeritud reguleerimistarned;
- bilansienergia ostu- ja müügi hinnad ning ostetud või müüdud bilansienergia kogumaksumus, mis saadakse bilansienergia koguse ja selle hinna korrutamise teel;
- eelmistel perioodidel müüdud ning ostetud bilansienergia koguste ja/või hindade paranduste kohta.

Tabel 3 Ebabilansi ehk avatud tarne arvutuse näide bilansihalduri bilansiaruandes

EBABILANSI ARVUTUS BILANSIARUANDEKS	Kogus, MWh
1. BILANSIPLAAN (Päev-ette ja päevasisene turg, kuni 1 tund ette)	-5
1.1 TARBIMISE PROGNOOS	-10
sh ost elektribörsilt	-9
sh ost teiselt bilansihaldurilt	-1
1.2. TOOTMISE PROGNOOS	5
sh müük elektribörsile	5
2. REGULEERIMISTARNE (süsteemihalduri tunnisene tellimus)	1
sh portfellis elektrijaama ülesreguleerimine	1
3. MÕÕDETUD TARNED	-5
sh tootmine	6
sh tarbimine	-11
4. AVATUD TARNE EHK EBABILANSS	-1

Tabelis 3 toodud näites jäi bilansihalduril selles tunnis 1 MWh elektrienergiat puudu, mille müüs talle bilansienergia hinnaga süsteemihaldur.

Reguleerimisreservide pakkumiste selgitamine

Reguleerimisreservide pakkumiste selgitamisel lähtutakse järgmistest põhimõtetest:

1. Süsteemihaldur määrab aktiveerimiskorralduses tellitava võimsuse koos algus- ja lõpuajaga.
2. Süsteemihaldur selgitab ja arveldab reguleerimistarne koguse reguleerimisteenuse pakkuja vastavalt aktiveeritud reguleerimisreservi pakkumisele ja reguleerimisturul kujunenud reguleerimisturu marginaalhinnale.
3. Igal reguleerimisteenuse pakkujal peab olema üks bilansihaldur, kelle bilansiaruandes reguleerimisreservi pakkumine kajastub.
4. Süsteemihaldur võtab bilansihalduri bilansiaruandes reguleerimistarne arvesse kauplemisperioodide lõikes ning reguleerimistarne suunda arvestades.
5. Bilansiga seotud rahaliste arvelduste aluseks olev arvestusperiood on kalendrikuu.
6. Reguleerimistarne kogus selgitatakse täpsusega 1 kWh iga kauplemisperioodi kohta.

Süsteemihalduri bilansiportfelli selgitus

Süsteemihaldur vastutab võrdselt bilansihalduritega oma portfelli eest, milles sisalduvad:

- võrgukaod;
- avarielektrijaama bilanss;
- EstLink kaablite juhtimisest tekkinud ebabilanss.

Eling ostab põhivõrgu kadude katteks vajaliku elektrienergia turult. Järgmise päeva kadude määramisel igaks tunniks arvestatakse muutusi elektrivõrgu konfiguratsioonis, prognoositud tarbimist, tootmist (sh ka näiteks tuuleparkide prognoositud toodangut) ning piiriüleseid võimsusvoogusid. Samuti planeeritakse järgmiseks päevaks optimaalsed pingenivood, mis peavad samaaegselt tagama elektrisüsteemi töökindluse ning minimaalsed kaod. Suurem osa kadudest ostab Eling päev-ette elektribörsilt. Päeva sees teostatakse kadude korrigeerimine – kadude katteks ostetakse elektrienergiat kas täiendavalt juurde või müüakse ülejääk elektribörsil tagasi. Lisaks võrgukadude ostu- ja müügitehingute teostamisele on täiustatud ka kadude prognoosimise protsessi. Kasutusele on võetud rakendus, mis lisaks võrgukadude päev-ette prognoosile täpsustab võrgukadude prognoosi ka päeva sees, kasutades selleks viimaseid saadaolevaid andmeid elektrisüsteemi eeldatava talitluse kohta.

Ülekandevõrgu kaod selgitatakse sarnaselt bilansihaldurite bilanssidega. Kalendrikuu alguses koostatakse Eleringi elektribilanss mõõdetud tarnete alusel ning kadude mõõdetud tarneks jääb ülekandevõrku antud elektrienergia ja ülekandevõrgust väljunud elektrienergia vahe.

5.3. BILANSIENERGIA OST JA MÜÜK

Kui bilansi selgitamise tulemusena on bilansihalduri bilansienergia kogus mistahes kauplemisperioodil mistahes põhjusel (sh vea või puuduste tõttu bilansihalduri esitatud andmetes oma piirkonna planeeritavate tarnete kohta) negatiivne, siis loetakse, et süsteemihaldur on sellel kauplemisperioodil müünud bilansihaldurile bilansienergiat koguses, mis on vajalik bilansihalduri bilansi hoidmiseks sellel kauplemisperioodil.

Kui bilansi selgitamise tulemusena on bilansihalduri bilansienergia kogus mistahes kauplemisperioodil mistahes põhjusel (sh vea või puuduste tõttu bilansihalduri poolt esitatud andmetes oma piirkonna planeeritavate tarnete kohta) positiivne, siis loetakse, et bilansihaldur on sellel kauplemisperioodil müünud süsteemihaldurile bilansienergiat koguses, mis on vajalik bilansihalduri bilansi hoidmiseks sellel kauplemisperioodil.

Bilansihaldurile müüdud bilansienergia maksumus saadakse aruandeperioodi kõigis kauplemisperioodides süsteemihalduri poolt bilansihaldurile müüdud bilansienergia maksumuste summeerimise teel. Süsteemihaldurile müüdud bilansienergia maksumus saadakse aruandeperioodi kõigis kauplemisperioodides süsteemihalduri poolt bilansihaldurilt ostetud bilansienergia maksumuste summeerimise teel.

Süsteemi bilansi selgitamiseks liidetakse bilansihaldurite bilansi kogused, süsteemihalduri ning naaberriikide asjaomaste organisatsioonide vahel kauplemisperioodil ostetud ja müüdud kogused ning ühendusliinide kaudu eksporditud ja imporditud kogused. Saadav summa peab olema null. Bilansienergia arvutamisel võetakse võrku antud ja ostetud tarded arvesse plussmärgiga ning võrgust võetud ja müüdud tarded miinusmärgiga.

5.4. BALTIKUMI ÜHINE REGULEERIMISTURG NING KOORDINEERITUD BILANSIJUHTIMINE

Alates 2018. aasta 1. jaanuarist käivitus Baltikumis ühine reguleerimisturg. Reguleerimisturu käivitumisega paralleelselt hakkasid Baltimaad süsteemi võimsusbilanssi juhtima koordineeritud korras eesmärgiga suurendada elektrisüsteemi juhtimise kuluefektiivsust sh vähendada Baltikumi summaarset eabilanssi. Uue lepingu kohaselt toimub Baltikumi tasakaalustamine nomineeritud süsteemihalduri juhtimisel. Nomineeritud süsteemihalduri roll on Baltikumi süsteemihaldurite vahel roteeruv.

Nomineeritud süsteemihalduri ülesandeks on Baltikumi reguleerimisturu käitamine, Baltikumi summaarse eabilansi reaalajas jälgimine ning reguleerimisvõimsuste aktiveerimise initsieerimine Baltikumi võimsusbilansi tasakaalustamise eesmärgil.

Iga süsteemihaldur vastutab:

- reguleerimisteenuse pakujate esitatud reguleerimisreservide pakumiste edastamise

- eest Baltikumi ühisesse pakkumiste nimekirja;
- enda juhtimispiirkonna talitluskindluse tagamise eest;
- otsuse langetamise eest reguleerimispakkumiste aktiveerimisel eriolukordades;
- bilansiselgituse läbiviimise eest süsteemihalduri piirkonna sees.

Balti reguleerimisturul kasutatakse alljärgnevalt loetletud reguleerimisreservide tooteid:

- standardtoodet (mFRR), mida pakuvad Balti riikides ja ühtlasi väljaspool Baltikumi tegutsevad reguleerimisteenuse pakkujad, mille parameetrid ühtivad Baltikumi standardtootele kehtivate kriteeriumitega. Viimaseid hoitakse Baltikumi ühises pakkumiste nimekirjas koos prognooshindadega;
- spetsiifiline toode (ER mFRR), mida pakuvad Balti riikides ja Balti riikidest väljaspool tegutsevad reguleerimisteenuse pakkujad.

Tabel 4 sisaldab lühiülevaadet, millistele nõuetele ja kriteeriumitele mFRR standardtoode vastama peab¹⁵.

Tabel 4 Reguleerimistoodetele kehtivad nõuded

Parameeter	Standardtoode
Kokkulepitud reguleerimise mahu saavutamise aeg	Mitte rohkem kui 15 minutit
Miinum- ja maksimumkogus pakkumisel	MIN = 1 MW; MAKS = limiit puudub
Hinnastamise meetodika	Bilansi tasakaalustamiseks aktiveeritud pakkumise puhul marginaalhind; süsteemiteenusena aktiveeritud pakkumise puhul vastavalt pakkumises toodud hinnale, ent mitte vähem kui reguleerimisturu marginaalhind
Miinum- ja maksimumhind pakkumisel	MIN = piirangud puuduvad MAKS = 5000 EUR/MWh
Pakkumise kehtimise aeg	60 min
Aktiveerimise viis	Käitsi
Pakkumise esitamise lõpptähtaeg	H-45 min
Pakkumise esitamise siduvus	Esitatud pakkumised on siduvad. Reguleerimisteenuse pakkuja on kohustatud süsteemihaldurit teavitama tehnilistest piirangutest pakkumise esitamise lõpptähtaja järgselt, ent mitte hiljem kui aktiveerimise korralduse saamise käigus.

Baltikumi reguleerimisturule saavad reguleerimisreservide pakkumisi esitada süsteemihalduriga vastava reguleerimisteenuse osutamise lepingu sõlminud turuosalised. Pakkumiste esitamise lõpptähtaja järgselt koondab iga süsteemihaldur tema piirkonnas tegutsevatelt reguleerimisteenuse osutajatelt saadud pakkumised kokku ning edastab need teistele Balti süsteemihalduritele, mille tulemusel valmib Baltikumi ühine reguleerimispakkumiste nimekiri (inglise keeles *common merit order list*). Seejuures reguleerimiskorralduste andmine sh ka muu andmevahetus reguleerimisteenuse pakkujaga toimub alati kohaliku süsteemi tasandil. Joonis 29 kirjeldab reguleerimisteenuse protsessi pakkumiste esitamisest kuni aktiveeritud pakkumiste selgitamiseni.

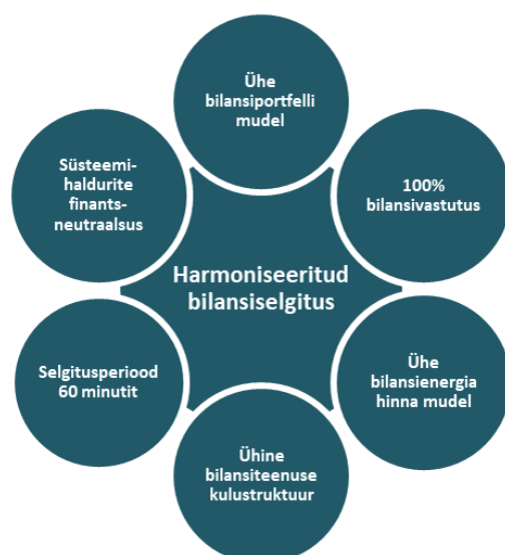
¹⁵ Põhjalikum ülevaade on toodud Elektrisüsteemi tasakaalustamise eeskirjades: <https://elering.ee/bilansihaldus#tab1>



Joonis 29 Reguleerimisteenuse protsess

5.5. BALTIKUMI ÜHINE BILANSISELGITUSE MUDEL ALATES 01.2018

Alates 2018. aasta 1. jaanuarist on Baltimaades kasutusel ühe portfelli ning ühe bilansienergia hinna mudel, mis tähendab, et bilansihalduri eabilanss arveldatakse ühe bilansienergia hinna alusel olenemata sellest, kas nende portfelli eabilanss oli puudujäägis või ülejäägis.



Joonis 30 Baltikumi ühise bilansiselgituse aluspõhimõtted

Bilansihalduri eabilanss selgitatakse igaks kauplemisperioodiks summana selle kauplemisperioodi bilansihalduri bilansiirkonna mõõtmispunktide summaarsetest mõõdetud tarnetest, summaarsetest määratud tarnetest ning süsteemihalduri ja bilansihalduri bilansiirkonnas olevate turuosaliste vahel

aktiveeritud reguleerimistarnetest.

Ühe bilansiportfelli ja bilansienergia hinna mudeli rakendamise suunised on toodud ka Euroopaülese võrgueeskirja EBGL (Electricity Balancing Guidelines) hinnaõigluse põhimõttel.

Bilansienergia hind tekib Baltikumis kolme alljärgneva teguri koosmõjust, milleks on:

- reguleerimisturu hind;
- tasakaalustamise suund;
- neutraalsuskomponent.

Järgnevalt on kirjeldatud lähemalt iga teguri olemust ning nende mõju bilansienergia hindade kujunemisele.

Reguleerimisturu hind on bilansienergia hinna referentsiks. Reguleerimisturu hind kujuneb marginaalhinna põhimõttel, mis tähendab, et ülesreguleerimise korral määratakse hind kõige kõrgema hinnaga reguleerimisturult aktiveeritud ülesreguleerimispakkumise hinna alusel ning allareguleerimise korral kõige madalama hinnaga aktiveeritud allareguleerimispakkumise hinna alusel. Reguleerimisturu hindade arvutamisel võetakse arvesse kõik Baltikumi koordineeritud bilansipiirkonna juhtimiseks aktiveeritud reguleerimispakkumised – seda nii Baltikumist kui ka Soomest, Rootsist, Poolast ja kolmandatest riikidest. Reguleerimisturu hind arvutatakse eraldi iga Balti süsteemi kohta ning seda nii üles- kui ka allareguleerimissuundadele. Olukorras, mil operatiivtunnil esineb Balti elektrisüsteemide vahel piiriüleste ülekandevõimsuste puudujääki, kujuneb eraldi kaks või kolm bilansipiirkonda sõltuvalt sellest, milliste süsteemide vahel pudelikaelad tekkisid ning vastavalt ka reguleerimisturu hinnad. Juhul kui operatiivtunnil Balti koordineeritud bilansipiirkonna juhtimiseks üles- ja/või allareguleerimispakkumist ei aktiveeritud, kujuneb referentshinnaks välditud reguleerimisenergia hind. Aktiveerimised, mis on tehtud eriolukordades (vastukaubandus, reguleerimisteenuse vahendus naabersüsteemihalduritele) reguleerimisturu hinda ei mõjuta.

Tasakaalustamise suund näitab, millises suunas on süsteemihaldur reguleerimisenergiat Baltikumi tasakaalustamiseks aktiveerinud. Juhul kui süsteemihaldur pole Baltikumi tasakaalustamiseks reguleerimisenergiat aktiveerinud, määratakse tasakaalustamise suund Baltikumi bilansihaldurite eabilansi põhiselt. Negatiivne väärtus tähendab, et süsteemihaldur on aktiveerinud allareguleerimist või et bilansihaldurite eabilanss on konkreetsel selgitusperioodil valdavalt puudujäägis, ning positiivne väärtus tähendab, et bilansihaldurid olid eabilansiga valdavalt ülejäägis. Juhul kui Baltikumi bilansihaldurite eabilansi suund oli selgitusperioodil positiivne, võetakse bilansienergia referentshinnaks alapõhine allareguleerimise marginaalhind, millest lahutatakse maha kuukeskmise komponent. Juhul kui Baltikumi bilansihaldurite eabilansi suund on selgitusperioodil negatiivne, võetakse bilansienergia referentshinnaks alapõhine ülesreguleerimise marginaalhind, millele liidetakse kuukeskmise komponent juurde.

Kuukeskmise komponendiga tagatakse süsteemihaldurite finantsneutraalsus ehk nõue, mille kohaselt ei tohi süsteemihaldurid arveldusperioodi lõppedes bilansiteenuse osutamisega teenida kasumit ega kanda kahjumit. Aastal 2018 arvutatakse kuukeskmise komponent arvestusperioodile järgneva kalendrikuu alguses, mille peamine kuluvärtus tuleneb selgituse koordinaatori poolt Baltikumi süsteemivälisele avatud tarnijale makstavast lisakulust katmaks Baltikumi avatud tarnet Venemaa elektrisüsteemist. Nagu eelpool mainitud, rakendub kuukeskmise komponent bilansienergia referentshinnale sõltuvalt Baltikumi bilansihaldurite eabilansi suunast, ent on kalendrikuu lõikes iga selgitusperioodi samaväärtus.

Alates 2015. aasta 1. jaanuarist, mil jõustus ühine avatud tarne leping Baltikumi süsteemivälise avatud tarnijaga (Inter RAO Lietuva AB), teostab Balti elektrisüsteemide jaoks bilansiselgitust Baltikumi selgituse koordinaator. Eleringi kui Baltikumi selgituse koordinaatori vastutuste hulka kuulub:

- Baltikumi koordineeritud bilansipiirkonna jaoks bilansiselgituse raportite koostamine sh süsteemihaldurite vaheliste tarnete selgitamine ning arvelduse korraldamine tagamaks süsteemihaldurite finantsneutraalsus;
- arveldamine süsteemivälise avatud tarnijaga;

- bilansienergia hindade arvutamine;
- reguleerimisturu andmete avalikustamine.

Balti süsteemihaldurid avaldavad reguleerimisturu andmed 30 minutit pärast operatiivtundi v.a. bilansienergia hinnad, mis avaldatakse järgneva arvestusperioodi 5ndaks tööpäevaks. Andmed avaldatakse Baltikumi reguleerimisturu andmete avalikustamise platvormil¹⁶.

5.5.1. REGULEERIMISTURG PÄRAST SÜNKRONISEERIMIST MANDRI-EUROOPAGA

Balti süsteemihaldurid allkirjastasid aprillis 2020 ühiste kavatsuste kokkuleppe Balti elektrisüsteemide ühise sageduse juhtimise korraldamiseks pärast ühinemist Mandri-Euroopa sagedusalaga.

Balti elektrisüsteemide liitumine Mandri-Euroopa sünkroonilaga toob kaasa fundamentaalse muudatuse kogu senise Balti elektrisüsteemide tasakaalustamise korraldusel, mille tulemusena Balti süsteemihaldurid loovad võimekuse osaleda ise sageduse juhtimise ehk *load-frequency control* (LFC) vastutuse kandmisel, et saavutada aastaks 2025 valmisolek sünkroniseerimiseks Mandri-Euroopa elektrisüsteemiga. Euroopa süsteemi osana peavad Balti riigid olema vajadusel valmis oma elektrisüsteemi iseseisvaks juhtimiseks. Seejuures peavad Balti riigid lähematel aastatel liituma üleeuroopalise automaatse sageduse taastamise (aFRR) reservi platvormiga (PICASSO) ja manuaalsete sageduse taastamise (mFRR) reservide platvormiga (MARI),

Balti süsteemihaldurite 2020. aastal väljatöötatud põhimõtted käsitlevad sageduse juhtimiseks vajalikke tehnilisi lahendusi. Lisaks laienevad turuosaliste äri võimalused uute toodete näol ehk lisaks päev-ette ja päevasisesele energiaturule luuakse ka ühine päev-ette reservide võimsusturg, et tagada Balti riikides elektrisüsteemi tasakaal. Päev-ette reservide võimsusturult hangitakse iga päev järgmiseks ööpäevaks kolme Balti riigi jaoks ühiselt vajalik kogus kiiret sageduse taastamise reservi (FCR) ning automaatselt ja manuaalselt aktiveeritavat sageduse taastamise reserve (aFRR ja mFRR).

Baltikumi TSO-de kavandatud ühisel sageduse reservide võimsusturul ja Euroopa energiaturgudel (MARI ja PICASSO) osalemiseks peavad turuosaliselised eelkvalifitseerima tootmis- ja tarbimisüksused, mis vastavaid teenuseid pakuvad.

Pilootprojekt aFRR pakumiseks Soome turule

Eesti ja Soome elektrisüsteemi haldurid Elering ja Fingrid piloteerivad lahendust, mis võimaldab Eesti turuosalistel osaleda Soome reservide turul alates 2021. aasta augustist, pakkudes Fingridile automaatse sageduse taastamise reservi (aFRR) teenust. Esimesena Eleringi ja Fingridi pilootprojektis osaleb Eesti Energia, kes pakub Soome turule automaatset sageduse taastamise reservi Narva elektrijaamadega, mis tootmist minutite jooksul vastavalt vajadusele kas suurendavad või vähendavad. Selleks, et Eestis asuvate jaamade tootmisvõimsuse muutuse mõju jõuaks Soome elektrisüsteemi, peab samal ajal automaatselt muutuma ka Eesti-Soome ühendustel üle kantav võimsus. Selleks on kasutusel Harku ja Espoo alajaamade vahel paiknev alalisvoolu ühendus EstLink 1. Reservi vahendamine Soome toimub ainult juhul, kui elektriühendustel on vaba võimsust. Piloot on avatud kõikidele teistele Eesti turuosalistele, kes sooviksid reserviteenust Soome süsteemihaldurile pakkuda.

¹⁶ <https://baltic.transparency-dashboard.eu/>

6. TAASTUVENERGEETIKA

See peatükk käsitleb järgnevaid taastuvenergiaga seonduvaid teemasid:

- Euroopa Liidu eesmärgid ja tegevuskavad kliima ja taastuvenergia valdkonnas
- Eesti eesmärgid taastuvenergia valdkonnas
- Taastuvenergia tootmine Eestis ja tulevikusuunad
- Taastuvenergia ja töhuga koostootmise tasu ja toetused
- Elektri päritolu tõendamine
- Uued suunad elektrisüsteemis

6.1. EUROOPA LIIDU KLIIMA- JA ENERGIAEESMÄRGID

2015. aasta detsembris toimunud Pariisi kliimakonverentsil COP21 võtsid 195 riiki vastu ülemaailmse õiguslikult siduva kokkuleppe kliima soojenemise pidurdamiseks. Kokkuleppe, mis jõustus novembris 2016. aastal, põhieesmärgid on kliimamuutuste leevendamine ja heitkoguste vähendamine. Selle saavutamise viis on globaalse keskmise temperatuuri tõusu hoidmine tuntavalt alla 2 °C võrreldes tööstusrevolutsioonieelse ajaga.

Valitsustevahelise kliimamuutuste rühma (IPCC) 2018. aasta eriaruandes, milles käsitletakse mõju, mis tuleneb üleilmsest soojenemisest 1,5 °C võrra üle tööstusajastueelse taseme ja sellega seotud üleilmseid kasvuhoonegaaside (KHG) heitkoguste muutuse suundumusi, kinnitatakse, et kliimamuutuste mõju suureneb kiiresti vastavalt sellele, kuidas tõuseb üleilmne keskmine temperatuur, ning märgitakse, et juba 2 °C tõusu korral avaldaksid kliimamuutused maailmas väga suurt mõju. Aruande kohaselt tuleb selleks, et olla õigel teel piiramaks temperatuuri tõusu 1,5 °C, saavutada CO₂-neutraalsus maailmas umbes 2050. aastaks ja kõigi muude kasvuhoonegaaside heite neutraalsus veidi hiljem käesoleval sajandil.

2019. aasta oli Euroopa kliimameetmete jaoks väga oluline. Euroopa Ülemkogu kiitis detsembris heaks otsuse muuta Euroopa Liit vastavalt Pariisi kokkuleppele 2050. aastaks kliimanetraalseks. Et tagada kliimanetraalsuse saavutamine 2050. aastaks, esitles komisjon Euroopa rohelist kokkulepet, mis on rohelse ja õiglase ülemineku põhjalik valdkondadeülene tegevuskava. Põhimõtteliselt peaksid kõik ELi meetmed ja kogu poliitika toimima koos selle nimel, et ELil oleks võimalik saavutada edukas ja õiglane üleminek kestlikule tulevikule.

Esimene Euroopa kliimamäärus võeti vastu 2021. aasta suvel ja see sätestab õigusliku aluse Euroopa Liidu ambitsioonikatele eesmärkidele, et vähendada KHG netoheidet 2030. aastaks 90. aastaga võrreldes vähemalt 55% ja saavutada kliimanetraalsus ehk tasakaalustada kasvuhoonegaaside heide ja sidumine 2050. aastaks. 14. juulil avaldas Euroopa Komisjon uue kliima- ja energiaalase seadusandluse paketi „Eesmärk 55“ eelnõu, et saavutada EL 2030. aasta kliimaeesmärk.

Euroopa Liidu pikaajaline energia- ja kliimapoliitika suunab liikmesriike vähendama oma kasvuhoonegaaside heidet ning suurendama taastuvenergia tootmist ja energiatõhusust. Kuna energia

tootmine ja kasutamine kõigis majandussektorites põhjustab üle 75% ELi kasvuhoonegaaside heitest¹⁷, siis heite vähendamiseks on oluline liikuda taastuvate energiaallikate laialdasemale kasutusele.

Taastuvenergia kasutuselevõtu põhialused ja eesmärgid Euroopas on kehtestatud taastuvenergia direktiiviga ((EL) 2018/2001). Euroopa Liidu kehtiv eesmärk on saavutada taastuvenergia 32% osakaal aastaks 2030. Eesti riiklikus energia- ja kliimakavas on planeeritud 2030. aastaks jõuda 42% taastuvenergia osakaaluni energia summaarsest lõpptarbimisest ja 2022. aasta oktoobris jõustus uus eesmärk, et 2030. aastal toodetakse kogu Eestis tarbitav elekter taastuvatest energiaallikatest. Seoses taastuvelektri eesmärgi tõstmisega sajale protsendile tõusis ka kogu taastuvenergia tarbimise eesmärk 42 protsendilt 65 protsendile. 2020. aasta eesmärgiks oli 25%. Eesti taastuvenergia osakaal summaarsest lõpptarbimisest moodustas 2020. aastal üle 38% (enne statistikakaubanduse tehinguid).¹⁸

Euroopa Liidu energiatõhususe üldise eesmärgi seab Euroopa Liidu energiatõhususe direktiiv. Energiatõhususe direktiivi (2012/27/EL, muudetud direktiiviga (EL) 2018/2002) eesmärk on energia tõhusam kasutus energiaahela kõikides etappides, alates energia tootmisest ja selle edastamisest kuni lõpptarbimiseni välja. Direktiiviga on seatud eesmärk vähendada Euroopa Liidu energiatarbimist 2030. aastaks vähemalt 32,5%. Eesti riiklik energia- ja kliimakava seab 2030. aasta soovituslikuks eesmärgiks hoida energia lõpptarbimine tasemel 32 TWh/a ja vähendada primaarenergia tarbimist kuni 14% võrreldes 2013. aasta tipuga ehk jõuda 2030. aastaks primaarenergia tarbimisega tasemele 60 TWh/a.

14. juulil 2021. aastal avaldas Euroopa Komisjon uue kliima- ja energiaalase seadusandluse paketi „Eesmärk 55“, et saavutada ELi 2030. aasta kliimaeesmärk teel kliimaneutraalsuseni. Selles sisaldus ka ettepanek taastuvenergia direktiivi ülevaatamiseks koos ambitsioonikamate eesmärkidega ja ettepanek energiatõhususe ülevaatamiseks. Energiaturu käsiraamatu koostamise ajal arutelud veel direktiivide uuendatud versiooni osas jätkuvad.

2022. aastal maikuus tutvustas Euroopa Komisjon REPowerEU kava, mille eesmärk on pakkuda lahendusi Venemaa sissetungist Ukrainasse põhjustatud probleemidele ja ülemaailmsel energiaturul tekkinud kriisile. Euroopa energiasüsteem on vaja kiiresti ümber kujundada kahel põhjusel: kaotada ELi sõltuvus Venemaa fossiilkütustest, mida kasutatakse majandusliku ja poliitilise relvana ning mis läheb Euroopa maksumaksjale maksma peaaegu 100 miljardit eurot aastas, ning võidelda kliimakriisiga. REPowerEU kava keskmes on taaste- ja vastupidavusraha, millest toetatakse piiriülese ja riikliku taristu ning energiaprojektide ja -reformide koordineeritud planeerimist ja rahastamist. Kuna energiasääst on kiireim ja odavaim viis praeguse energiakriisiga toimetulekuks ja arвете vähendamiseks, tegi komisjon ettepaneku suurendada Euroopa rohelise kokkuleppe paketi „Eesmärk 55“ siduvat energiatõhususe eesmärki 9%-lt 13%-le. Kuna taastuvenergia kiirem ja ulatuslikum kasutuselevõtt elektritootmises, tööstuses, hoonetes ja transpordis suurendab kiiremini energiasõltumatust, hoogustab rohepöört ja alandab aja jooksul hindu, tegi komisjon ettepaneku suurendada paketi „Eesmärk 55“ 2030. aasta taastuvenergia eesmärki 40%-lt 45%-le. Ambitsioonikam eesmärk on aluseks ka järgmistele algatustele:

- ELi päikeseenergia strateegia, mis aitab 2025. aastaks kahekordistada päikeseelektri tootmisvõimsust ja paigaldada 2030. aastaks 600 GW ulatuses lisavõimsust.
- Päikesekatuste algatus, millega kehtestatakse järkjärguline juriidiline kohustus paigaldada päikesepaneelid uutele üldkasutatavatele ja ärihoonetele ning uutele eluhoonetele.
- Soojuspumpade kasutuselevõtu kahekordistamine ning meetmed geotermilise ja päikese soojusenergia integreerimiseks kaug- ja kommunaalküttesüsteemidesse.
- Komisjoni soovitus, mis käsitleb suurtele taastuvenergiaprojektidele lubade andmise kiirendamist ja lihtsustamist ning taastuvenergia direktiivi muudatused, et nimetada taastuvenergia ülekaalukaks avalikuks huviks. Taastuvenergia eelisarenduspiirkonnad,

17 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ET/TXT/HTML/?uri=CELEX:52019DC0640&from=ET> Euroopa Liidu roheline kokkulepe.

18 <https://www.mkm.ee/energeetika-ja-maavarad/taastuvenergia/taastuvenergia>

mille peaksid määrama kindlaks liikmesriigid ning nägema ühtlasi ette kiiremad ja lihtsamad loamenetlused väiksema keskkonnariskiga piirkondade jaoks. Et aidata liikmesriikidel eelisarenduspiirkondi kiiremini kindlaks teha, teeb komisjon energia, tööstuse ja taristuga seotud geograafiliste andmete jaoks loodud digitaalse kaardistamisvahendi abil kättesaadavaks keskkonnatundlikke alasid puudutavad andmekogumid

- Eesmärk toota 2030. aastaks ELis taastuvallikatest 10 miljonit tonni vesinikku ja importida 10 miljonit tonni, et asendada maagaas, kivisüsi ja nafta transpordisektoris ning tööstusharudes, mille CO₂-heidet on keerulisem vähendada. Vesinikuturu edendamiseks peavad kaasseadusandjad leppima kokku konkreetsetes sektorites püstitatud eesmärkide suurendamises. Komisjon avaldab ka kaks delegeeritud õigusakti taastuvallikatest toodetud vesiniku määratlemise ja tootmise kohta, et tootmine tooks reaalselt kaasa CO₂-heite netovähendamise. Vesinikuprojektide kiiremaks rakendamiseks eraldatakse teadusuuringuteks täiendavalt 200 miljonit eurot ning komisjon võtab kohustuse viia suveks lõpule esimeste üleeuroopalist huvi pakkuvate projektide hindamise.
- Biometaani tegevuskavas nähakse ette vahendid (sh uus biometaani tootjate liit) ja rahalised stiimulid, et suurendada tootmist 2030. aastaks 35 miljardi kuupmeetriini, sealhulgas ühise põllumajanduspoliitika abil.

KHG heitkogustega kauplemise süsteem

KHG heitkogustega kauplemise süsteem (HKS) on ELi peamine meetod kasvuhoonegaaside heitkoguste vähendamiseks suurtes käitistes, peamiselt energia- ja tööstussektoris ning ka lennundussektoris. HKS on EL kliimapoliitika nurgakivi, sest siiani on see kõige efektiivsem ja kulutõhusam meetod käitiste KHG heitkoguste vähendamiseks.

EL HKS kuuluvates Eesti käitistes on viimastel aastatel CO₂ heide märkimisväärselt kahanenud. Kui 2018. aastal oli ELi HKS ettevõtete CO₂ heide 13,9 mln tonni, siis 2021. aastal oli see 6,85 tonni CO₂. Elektri jaamade CO₂ heide vähenemise tingis ühe tegurina kõrgel püsinud lubatud heitkoguse ühiku turuhind. Kui 2018. aastal oli ühiku turuhind keskmiselt 15,6 eurot ja 2020. aastal keskmiselt 24,5 eurot, siis 2021. aasta suvel tõusis hind üle 50 euro ning kohati ületas juba ka 60 euro piiri. 2022. aasta augustis jõudis hind järjekordse rekordtasemeni, ületades 96 euro piiri.

Eesti 2013. aastast kuni 2020. aastani lubatud heitkoguse ühikute enampakkumistel teenitud tulu ületab 534 mln eurot, kusjuures sellest ligi 80% teeniti aastatel 2018-2020. Vastavalt atmosfääri kaitse seaduse § 161 lõikele 4 kasutatakse 50% tulust kliima- ja energiaeesmärkide saavutamiseks, millega toetatakse rohepöört.

6.2. EESTI EESMÄRGID TAASTUVENERGIA ALAL

Euroopa Liidu liikmesriigina osaleb Eesti ühiste eesmärkide saavutamises ja ühise energiapoliitika elluviimises. Seetõttu tulenevad Eesti eesmärgid taastuvenergeetika valdkonnas paljuski Euroopa Liidu eesmärkidest ja Eesti annab oma tulemustest regulaarselt aru Euroopa Komisjonile.

Eesti taastuvenergia eesmärk on kehtestatud energiamajanduse korralduse seaduses. 2022. aasta oktoobris jõustus uus eesmärk, et 2030. aastal toodetakse kogu Eestis tarbitav elekter taastuvatest energiaallikatest. Seoses taastuvelektri eesmärgi tõstmisega sajale protsendile tõusis ka kogu taastuvenergia tarbimise eesmärk 42 protsendilt 65 protsendile.

Teised Eestis on kehtivad taastuvenergiaga seonduvad eesmärgid on sätestatud „Energiamajanduse arengukavas aastani 2030“. Algatatud on „Energiamajanduse arengukava aastani 2035“ koostamine, mis lähtub Euroopa Liidus kokku lepitud energia- ja kliimapoliitika eesmärkidest aastani 2050 ja strateegiast „Eesti 2035“ ja selle tegevuskavast. 19. detsembril 2019 kinnitas Vabariigi Valitsus „Eesti riikliku energia- ja kliimakava“ (REKK) aastani 2030. REKK 2030 koondab Eesti energia- ja kliimapoliitika eesmärgid ning nende täitmiseks välja töötatud 71 meetet. REKK vaadatakse regulaarselt üle ning selle ajakohastatud versiooni kavand valmib 30. juuniks 2023. aastal. Energiamajanduse arengukavade koostamist koordineerib Majandus- ja Kommunikatsiooniministeerium. Eesti pikaajaline eesmärk on saavutada kliimaneutraalsus aastaks 2050.¹⁹

Energia lõpptarbimine peab aastani 2030 püsima tasemel 32-33 TWh/a: Eesti majandus on kasvav ning seetõttu vajab juba tarbimise samal tasemel hoidmine olulisi meetmeid. Kumulatiivne energiasääst 14,7 TWh perioodil 2020-2030 võimaldaks hoida energia lõpptarbimist samal tasemel. Energiatarbe vähendamine saab toimuda primaarenergia tarbimise tõhusamaks muutmise kaudu.

2021. aasta suvel avaldas Euroopa Komisjon uue kliima- ja energiaalase seadusandluse paketi „Eesmärk 55“, et saavutada ELi 2030. aasta kliimaeesmärk teel kliimaneutraalsuseni. Selle rakendumisel muutuvad ka Eesti taastuvenergia ja energiatõhususe eesmärgid aastani 2030.

Taastuvenergia arendamise ja toetamisega seonduvad rakenduslikud teemad on kajastatud elektrituruseaduse ja energiamajanduse korralduse seaduse erinevates peatükkides ja sätetes, mis loovad õigusliku raamistiku taastuvenergia tootmiseks ja arvestuseks.

Eesti kliimaeesmärgid

12. mail 2021 kiitis Riigikogu heaks riigi pikaajalise arengustrateegia „Eesti 2035“, milles lepidi kokku Eesti kliimaneutraalsuse eesmärgid aastaks 2050. „Eesti 2035“ tegevuskava seab 2035. aastaks kasvuhoonegaaside netoheite eesmärgiks 8 mln tonni CO₂ ekvivalenti (ca 80% heite vähenemine võrreldes aastaga 1990).

Eesti kliimapoliitika pikaajaline visioon lepidi riiklikul tasemel kokku 2017. aastal pikaajalises strateegiadokumendis „Kliimapoliitika põhialused aastani 2050“, mis on käesoleva dokumendi koostamise ajal ajakohastamisel (läbinud Riigikogus esimese lugemise). Kliimapoliitika põhialustes lepidi kokku, et soodustatakse kodumaiste taastuvate energiaallikate järk-järgult laiemat kasutuselevõttu lõpptarbimise kõigis sektorites, pidades silmas ühiskonna heaolu kasvu ning vajadust tagada energiapuulgeolek ja varustuskindlus. Soodustatakse kodumaiste bio- ning teiste taastuvenergiaressursside laialdast kasutuselevõttu nii elektri- ja soojusenergia tootmisel kui ka transpordikütustena. Samuti sõnastati, et energeetika ja tööstuse kasvuhoonegaaside heite piiramisel eelistatakse teadus-, arendus- ja innovatsioonisuundi, millega edendatakse tõhusate energiatehnoloogiate arengut ning kodumaise taastuvenergiaressursi maksimaalset väärimist, suurendatakse primaarenergia kokkuhoidu ja vähendatakse kasvuhoonegaaside heidet. Sealhulgas soodustatakse taastuvenergia tootmistehnoloogiate arendamist ja biomassi teadmispõhist, säästlikku ja jätkusuutlikku väärimist. Samuti on oluline arendada olemasoleva tööstuse süsinikumahukust vähendavaid ja võrkudega seotud tehnoloogiaid ja nende kasutust.

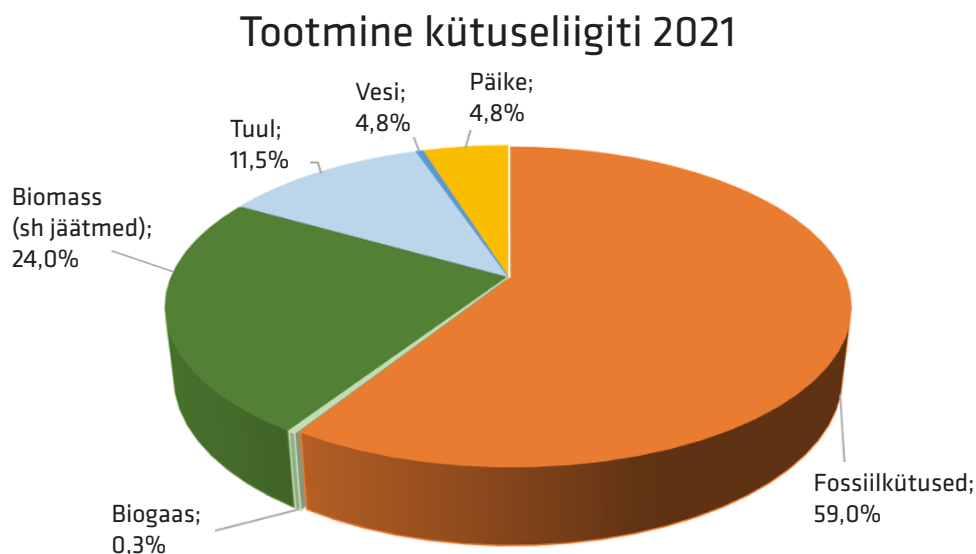
6.3. TAASTUVENERGIA TOOTMISVÕIMALUSED EESTIS

Taastuvenergia pole kunagi asi iseeneses – seda tuleb vaadata Eesti elektritootmise strateegiliste valikute kontekstis. Euroopa Liit ja Eesti selle liikmena tähtsustab taastuvenergia tootmise ja selle

¹⁹ <https://www.riigiteataja.ee/akt/315052021012>

tarbimise osakaalu kasvatamist mitmel põhjusel. Olulisim neist on keskkonnasaaste vähendamine, seda osana kasvuhoonegaaside vähendamisele suunatud poliitikatest. Olulised on ka muud kaalutlused, mida tootmisportfelli mitmekesistamise raames taastuenergia suurem tootmine ja tarbimine aitavad toetada (nagu näiteks energiasääst ning tootmise ja tarbimise suurem efektiivsus, energiajulgeolek, energiavaldkonna innovatsioon ja tehnoloogia arengu soodustamine).

Eesti taastuenergia potentsiaal avaldub eeskätt bioenergiaga baseeruvast elektri ja soojuse koostootmises ning tuuleenergiast. Samuti arendatakse väikesemahulist hüdroenergeetikat ning levib päikesepaneelide kasutuselevõtt. Eesti taastuenergia tootmine kütuseliigiti aastal 2021 on näha joonisel 31.



Joonis 31 Eesti elektritoodangu protsentuaalne jagunemine kütuseliigiti 2021

Hüdroenergiast elektri tootmine on Eesti geograafilise omapära tõttu raskendatud, kuna enamiku jõgede pikkus ei ületa 10 kilomeetrit ning vähem kui 50 jõe vooluhulk ületab 2 m³/sek. Vaatamata jõgede tagasihoidlikule potentsiaalile ning asjaolule, et pinnavormide suhtelised kõrgused ei ületa enamasti 20 meetrit ning ulatudes harva 50 meetrini, leidub Eestis siiski mitusada vee-energia kasutamiseks kõlblikku kohta. Hüdroenergiast elektrienergia tootmise kasvuks paraku Eestis kuigi suurt potentsiaali ei ole. Lisaks kehtib hulgaliselt looduskaitsealaseid ettekirjutusi, mis mõningad võimalikud asukohad omakorda välistavad.

Eesti hüdroenergeetiliste varude hindamisel on otstarbekas vaadelda Narva jõe varu eraldi, kuna see on võrreldav Eesti kõigi ülejäänud jõgede summaarse varuga. Teiselt poolt aga on Narva jõe potentsiaal suures osas ära kasutatud Venemaa halduses oleva Narva HEJ (125 MW) näol. Vastavalt rahvusvahelistele tavadele jaotatakse piirijõgedel töötavate HEJ-de toodang riikide vahel võrdeliselt nende territooriumil asuva valgala pindala osaga. Kuna Narva jõe valgalt paikneb umbes üks kolmandik Eesti territooriumil, peaks Eesti riigil olema õigus ka vastavale osale Narva HEJ toodangust.

Tuuleenergia. Tuulegeneraatoreid hakati maailmas massiliselt tootma 1970. aastatel naftakriisi ajal ning tänu sellele on elektrituulikute tehnoloogia kiiresti arenenud. Eesti esimene tuulegeneraator rajati Hiiumaale Tahkunale 1997. aastal, elektrituuliku võimsus oli 0,15 MW. Primaarenergiaallikana on tuule potentsiaal Eestis suur. Hinnanguliselt on võimalik aastast energiatoodangut arvestades katta elektrituulikute toodanguga kogu Eesti elektritarbimine.

Tuule juhuslikkusest tingituna aga esineb perioode, mil elektrituulikute toodang on negatiivne (tarbivad elektrit), ning perioode, mil toodang ületab olulisel määral tarbimist. Seega ei saa arvestada tipuvõimsuse katmisel tuuleelektrijaamade toodanguga. Seejuures tuleb arvestada ka fakti, et eriti külma ilma (alla –

25 °C) korral lülituvad tuulikud automaatselt välja, kuid just neis oludes on harilikult tarbimine eriti kõrge. Eesti suurim taastuvvõimsus on 48 MW Aulepa tuulepark. Eesti tuulepargid (ühtekokku ligikaudu 320 MW) paiknevad valdavalt Kirde-, Loo- ning Lääne-Eesti rannikutel. Ühtegi meretuuleparki (*off-shore*) Eestis paigaldatud veel ei ole.

Tuuleenergia on Eestis suur kasvupotentsiaal, sest ilmastik (tuuletingimused) on rannikualadel selleks väga sobilik. Olemasolevat tootmisvõimsust oleks soovi korral võimalik suurendada nelja-viiekordseks. Investorid on valmis uute tuuleparkide rajamiseks panustama, kuid praegu põrkutakse suuresti kohalike vastuseisu otsa ning omavalitsused on arendusprojektid praktiliselt peatanud – uuringud on käimas 7 GW meretuuleparkide ehitamiseks.

Vabariigi valitsus on 19.12.2019 seisuga kinnitanud kolme meretuulepargi hoonestusloa ja keskkonnamõjude hindamise algatamise. Eesti Energia plaanib rajada Liivi lahte 160 tuulikuga parki võimsusega kuni 1000 MW. Tuuletraal OÜ plaanib rajada Liivi lahte 76 tuulikuga parki, mille võimsus oleks 380 MW. Kavas on samas meretuulepargis tegeleda ka vesiviljelusega (rannakarpide kasvatamisega) ning kaalutakse ühenduse loomist Lätiga. Ühe tuuliku ehk 4 MW võimsusega park on planeeritud ettevõtte Five Wind Energy OÜ Saaremaal.

Lisaks käib tihe töö koos Lätiga, et ehitada kahasse meretuulepark. Ühiselt rajamine loob võimalused taotleda Euroopa Liidult piiriülese projekti toetusraha. Meretuulepargi rajamiseks viiakse läbi mitmed uuringud, et leida kõige sobilikum asukoht, misjärel viiakse läbi enampakkumine leidmaks tuulepargi rajaja ning operaator. Planeeritava meretuulepargi suurus oleks 700-1000 MW. Eeldatakse, et tuulepark oleks võimeline opereerima aastal 2030 ning toodaks aastas 3,5 TWh elektrit, mis Eesti puhul on 40% aastast elektritarbimisest.²⁰

Viimastel aastatel ei ole Eestis tuuleparkide osas toimunud suuri muutusi, mis on tingitud eelkõige riigikaitse piirangutest, mis takistavad uute tuulikute püstitamist ning kohalike kogukondade vastuseisust tuulikute püstitamisele. 2022. aastal on riigikaitse piiranguid tuulikute püstitamisele leevendatud ja samuti on vastu võetud seadusemuudatus elektritootmise tulu osalisest suunamisest kohalikule kogukonnale, mis peaks kokkuvõttes soodustama uute tuuleparkide rajamist. Tehnoloogia maksumuse vähenemine lubab tänasel päeval tuuleparke püstitada praktiliselt toetusevabalt, kuid tagamaks arendajatele pikaajalist investeerimiskindlust, on riik kaalumas pikaajalisi taastuvenergia otselepinguid tootjatega. Täiendavaks tuluaallikaks tootjatele on kujunemas ka päritolutunnistused, mille hinnad on aastal 2022 hakanud tõusma küündides kohati juba üle 4 euro MWh kohta. Puidu kui taastuva tooraine ja taastuvenergia allika kasutamine on eelistatud suurema CO₂ emissiooniga toodete ning taastumatute energiaallikate asemel. Nii on ka lähiaastatel energiasektor oluline partner metsandusvaldkonnale. Suurimad koostootmisjaamad (KTJ) Eestis on Anne Soojus KTJ Tartus võimsusega 22,1 MW ning Tallinna KTJ (mille kaks etappi annavad kokku võimsuseks 39 MW). Mõlemad koostootmisjaamad kasutavad kütusena puiduhaket, maagaasi ning turvast. Valdavalt on biomassi kasutavad jaamad ühendatud ülekandevõrguga (samas kui biogaasijaamad on liitunud jaotusvõrkudega). Biokütuseid (eelkõige puitu) kasutavad jaamad on koondunud eelkõige asulate lähedusse nende soojuskoormuse teenindamiseks. 2019 aastal valmis Utilitase Mustamäe koostootmisjaam elektritootmise võimsusega 10 MW ja kuni 50% ulatuses biomassi kasutamise võimekus on olemas Narvas asuval ja 2018 aastal tööd alustanud Auvere elektrijaamal, mille koguvõimsus on 300 MW.

Üha enam leiab kasutust päikeseenergia, seda ilmestab eeskätt suurenenud päikeseenergia osakaal elektrienergia kogutoodangust. Viimasel ajal on päikeseenergia kasutuselevõtmisega seonduvad kulud vähenenud ning elektrienergia tootmiseks mõeldud päikesepaneelide tootmise tehnoloogia areng paneelide hinda alla toonud, samal ajal nende efektiivsust tõstes. Suurima päikesepargi võimsus Eestis on 4,5 MW, keskmine päikeseelektrijaama võimsus on ligikaudu 40 kW ja 2022. aasta keskel oli Eestis installeeritud jaotusvõrkudega ühendatud tootmisvõimsusi kokku juba ligikaudu 13 113 jaama ja 474 MW. Päikesepaneelide paigaldamine on viimastel aastatel üle ootuste populaarseks osutunud, kuna protsess on muutunud suhteliselt lihtsaks ja kiireks. Enamik olemasolevaid päikesejaamu on võimsuselt alla 50

²⁰ https://energiatalgud.ee/Tuuleenergia_ressurss

kW ning eelkõige on paigalduse eesmärk olnud oma võrgust tarbitava elektrienergia koguse vähendamine. Päikeseparkide installeerimist soodustavad ka riiklikud toetusmeetmed vähempakkumiste näol.

6.4. TAASTUVENERGIA TASU JA TOETUSED

Taastuvenergia arendamiseks ja konkurentsivõime tagamiseks elektriturul kasutavad erinevad riigid erinevaid meetmeid, mille osas üks laialdasemalt kasutatud meetod on toetuste maksmine taastuvenergiat tootvatele tootjatele.

Elektrijaamade majanduslikku tasuvust mõjutavad eelkõige tehnoloogia efektiivsus, kütuse hind, keskkonnamaksud ja makstavad toetused. Üldiselt on keskkonda rohkem saastavad kütused odavamad kui puhtamad energiaallikad (nagu biomass ja gaas), kuid märkimisväärses kogustes tooted võivad turuolukorda mõjutada ja hinna alla tuua ka väikese marginaalkuluga taastuvenergiaallikad nagu tuul ja hüdroenergia. Seega arvestades Eesti elektritootmise iseärasust, kus domineerivad põlevkivijaamad, ei olnud alternatiivsed jaamad seni ilma täiendavate toetusteta tasuvad. Taastuvate energiaallikate osakaalu tõstmiseks ja Euroopa Liidu eesmärkide täitmiseks olid Eestis loodud erinevad toetusskeemid. Nende eesmärk on suurendada investeeringuid elektrienergia tootmisse taastuvatest energiaallikatest ja efektiivsesse elektri- ja soojusenergia koostootmisse, et tagada nii primaarenergia sääst kui ka varustuskindlus.

Eestil on Euroopa Liidust taotletud riigiabi luba, mille tingimuste kohaselt võib Eesti maksta tootjatele taastuvenergia ja töhuse koostootmise toetust enne 2020. aasta lõppu tootmist alustanud tootmisest tulu saavutamise eest. Vanemate taastuvenergia toetusskeemide lõppemisel saavad läbi ka fikseeritud toetused.

Seoses CO₂ maailmaturu hinna olulise tõusmisega ning taastuvenergia tootmistehnoloogiate täiustamisega on tänaseks saavutatud selline arengutase, et taastuvenergia allikatele on tekkinud pigem eeliseisund turul ja tähelepanu on vaja pöörata kõikide tehnoloogiate pikaajalise investeeringukindluse tagamisele.

Edaspidi on Euroopa Liidu regulatsioonidest lähtuvalt lubatud taastuvatest energiaallikatest elektrienergia tootmise toetamine eelkõige vähempakkumiste vormis. Vähempakkumiste tulemusel saavad toetust need tootjad, kes on valmis taastuvatest energiaallikatest elektrienergiat tootma kõige väiksema toetusega. Vähempakkumistel on õigusaktidest tulenevalt piiratud nii toetuse ülemmäär toodetud elektrienergia megavatt-tunni kohta kui ka toetuse ja Eesti hinnapiirkonna järgmise päeva turu elektrienergia börsihinna summa. Seega ei maksta kõrge elektrienergia börsihinna korral toetust, kuna sel juhul saab tootja oodatava tulu elektri hinnast. Selliselt on vähempakkumiste eesmärk tagada, et toetust antakse konkureerivas menetluses nn turutõkke ületamiseks ehk minimaalses vajalikus ulatuses. Ühtlasi peaks taastuvenergia uute projektide riigipoolse tellimise korral vähempakkumiste kaudu olema garanteeritud riigi taastuvelektri eesmärkide täitmine vähima võimaliku kuluga elektritarbijale.

Taastuvenergia tasu on tasu, mille kaudu rahastab elektritarbija eelpool mainitud taastuvenergia toetusi ehk kõnealune tasu on elektrituruseaduse järgi riigi määratud tasu eesmärgiga toetada taastuvast energiaallikast või töhuse koostootmise režiimil toodetud ning võrku antud elektrienergia tootmist Eestis.

Taastuvenergia tasu maksjaks on kõik elektrienergia lõpptarbijad Eestis vastavalt nende tarbitud võrguteenuse mahule. Taastuvenergia tasu on eraldi reana ära toodud elektriarvel, mis võimaldab elektritarbijatel täpselt näha, kui palju makstakse taastuvenergia ja töhuse koostootmise režiimil toodetud elektrienergia toetuste rahastamiseks.

Vastavalt elektrituruseadusele on iga-aastaselt taastuvenergia tasu arvutajaks Elering. Eleringi roll taastuvenergia ja töhuse koostootmise režiimil toodetud elektrienergia toetamise osas on olla

taastuenergia toetuste väljamaksja ning nende rahastamiseks vajaliku teenustasu koguja. Elering koostab ja avaldab oma veebilehel iga aasta 1. detsembriks hinnangu järgmise kalendriaasta toetuste rahastamiseks kuluva summa (taastuvatest energiaallikatest või töhusa koostootmise režiimil toodetud elektrienergia koguste) ja tarbijatele osutatavate võrguteenuste mahu ning otseliinide kaudu tarbitud elektrienergia koguse kohta. Taastuenergia tasule lisandub käibemaks.

Taastuenergia tootjatele võib päritolutunnistuste taotlemine ning nendega kauplemine osutada täiendavaks tuluaallikaks elektrimüügist laekuva raha ja taastuenergia toetuse kõrval. Päritolutunnistustest kõneleb lähemalt peatükk 6.5.

6.4.1. TÕHUS KOOSTOOTMINE JA KOOSTOOTMISE TOETAMINE

Koostootmise all mõistetakse samaaegset soojus- ja elektrienergia tootmist. Antud protsess on termodünaamiliselt tõhus viis kütuse primaarenergia muundamiseks soojus- ja elektrienergiaks, mis oluliselt tõstab tootmise efektiivsust. Tulemusena on märgatavalt vähenenud tarbitud kütuse kogus, tootmise maksumus ja emissioon toodetud elektri- ja soojusenergia ühiku kohta. Vastavalt projekteeritud võimsusele on hajatootmisel kasutatavad seadmed piisavalt talituskindlad, kasutussõbralikud ja paindlikud.

Lähtudes Euroopa Parlamendi ja Euroopa Liidu nõukogu direktiivist 2012/27/EL, kehtestab majandus- ja kommunikatsiooniministeerium töhusa koostootmise nõuded. Lühidalt loetakse koostootmine Eestis hetkel kehtiva määruse alusel tõhusaks, kui protsessi üldkasutegur ületab (tehnoloogiast sõltuvalt) 75-80% ning kokkulepitud valemi alusel leitav primaarenergia sääst on vähemalt 10% (olenevalt tehnoloogiast ja tootmiseseadme võimsusest). Kui biomassi kasutava koostootmiseseadme neto-üldkasutegur kalendriaasta arvestuses on üle 40%, loetakse, et elektrienergia on toodetud koostootmisrežiimil.

6.5. ELEKTRI PÄRITOLU TÕENDAMINE

6.5.1. ELEKTRI PÄRITOLUTUNNISTUSED JA NENDE ÜLE-EUROOPALINE KAUBANDUS

Toodetud taastuenergia piiriülese kaubanduse võimaldamiseks ja tarbijate ühtsetel alustel informeerimiseks toodetud elektrienergia päritolu kohta seati Euroopa Liidus sisse elektrienergia päritolutunnistuste süsteem. Liikmesriikidelt nõutakse registri või vastava andmebaasi loomist, mis võimaldaks taastuvallikaist elektrienergia tootmist usaldusväärselt tõestada.

Liikmesriigid tagavad, et iga taastuvatest energiaallikatest toodetud energiaühik võetakse arvesse ühekordselt. Liikmesriigid või määratud pädevad asutused seavad sisse asjakohased mehhanismid tagamaks, et päritolutunnistused väljastatakse, võõrandatakse ja kustutatakse elektrooniliselt ja et need on täpsed, usaldusväärsed ja pettusekindlad. Vältida tuleb päritolutunnistuste topeltarvestust ja topeltesitamist. Päritolutunnistuse võõrandamisel toimub selle ülekandmine teisele isikule päritolutunnistuste elektroonilise andmebaasi kaudu.

Eestis reguleerib päritolutunnistustega seonduvat energiamajanduse korralduse seadus. Päritolutunnistusi väljastab Elering Taastuenergia Infosüsteemis. Info väljastatud päritolutunnistuste kohta esitab Elering oma veebilehel.

Tootjatele päritolutunnistuste väljastamise eelduseks on Eesti Vabariigis asuva tootmiseseadme registreerimine Taastuenergia Infosüsteemis. Päritolutunnistustega kauplemiseks ei ole turuosalisel

tarvilik asuda Eesti Vabariigis, kuid selleks tuleb andmebaasis registreeruda kauplejaks.

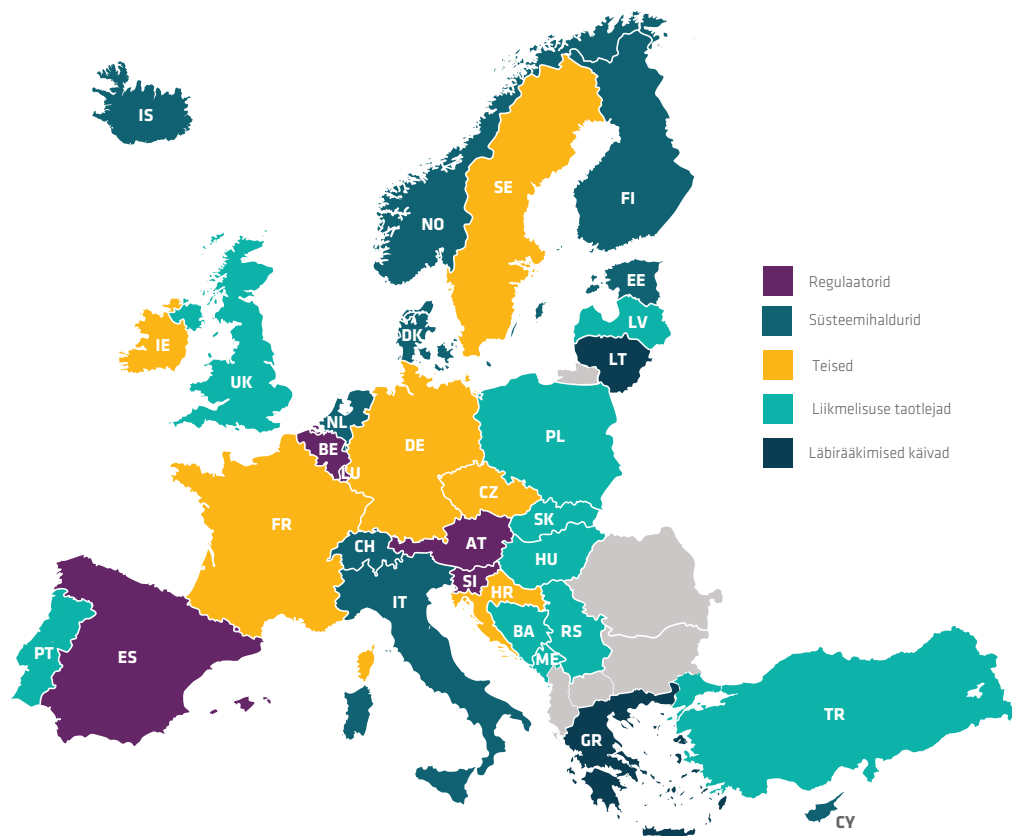
Päritolutunnistus on elektrooniline dokument, mille võib osta toodetud elektrienergiast täielikult eraldi ning mille ainus eesmärk on tõendada tarbijale tema tarbitud elektrienergia päritolu. Samuti võib elektrienergia päritolutunnistust anda sellega seotud energiast sõltumatult edasi ühelt valdajalt teisele.

Päritolutunnistuse norm-energiaühik on üks megavatt-tund, see tähendab et iga toodetud megavatt-tunni kohta väljastatakse üks päritolutunnistus. Päritolutunnistust võib võõrandada 12 kuu jooksul pärast asjaomase energiaühiku tootmist ja alates 2022. aasta maikuust kasutada (kustutada) kuni 18 kuu jooksul. Päritolutunnistuse kehtivus lõpeb pärast selle kasutamist. See tähendab, et 12 kuu jooksul võib päritolutunnistusega kaubelda kauplemisplatvormidel, kui see aga on tarbijale päritolu tõendamiseks ära kasutatud, ei ole võimalik sellega enam tehinguid teha ning see eemaldatakse ringlusest. Elektrienergia päritolu tõendamiseks võib kasutada Eestis või Euroopa Liidu liikmesriigis või Euroopa Majanduspiirkonna lepinguriigis väljastatud päritolutunnistust. Tarnitud elektrienergia päritolu tõendamisel tarbijale võib taastuvatest energiaallikatest toodetud elektrienergia tarne puhul tõendusmaterjalina kasutada ainult päritolutunnistust (ehk ainsa tõendusmaterjalina taastuenergia tarnimisel tarbijale võib kasutada päritolutunnistust).

Päritolutunnistuse saab päritolutunnistuste elektroonilisest andmebaasist kustutada Eestis tarbitud energia päritolu tõendamiseks. Kalendriaasta elektrienergia tarbimise tõendamiseks saab päritolutunnistust kustutada kuni tarbimisele järgneva kalendriaasta 31. märtsini.

2015. aasta keskpaigast kohustuvad müüjad tarbijale taastuvatest energiaallikatest toodetud elektrit müües selle päritolu tõendama päritolutunnistustega. Kuigi ei ole kohustuslik kasutada selleks kodumaiseid päritolutunnistusi (juhul, kui kauplejad saavad päritolutunnistused osta näiteks andmevahetusplatvormi kasutades mujalt soodsamalt) võivad Eestis tegutsevad elektrimüüjad eelistada eestimaiseid tootjaid ning selliselt oleks Eesti taastuenergiatootjatele tagatud päritolutunnistuste müügist saadav teatav tulu (hind kujuneb kahepoolsetes lepingutes müüjate ning tootjate vahel). Päritolutunnistuste hinnad on 2022. aastal olnud tõusutrendis. Hindade ülevaatega saab tutvuda nt siin: <https://www.greenfact.com/>

Päritolutunnistuste hinnad lepatakse valdavalt kokku tootjate ja kauplejate vahel kahepoolsete lepingutega. 2022. aasta teises pooles jõuavad elektri päritolutunnistused ka esmakordselt börsile (nt EPEX).



Joonis 32 Riigid ja vastavad organisatsioonid, kes olid AIB liikmed, AIB Hub'i kasutajad või AIB-ga liitumisest huvitatud 2022. aasta seisuga

Joonisel 32 on kirjeldatud AIB (*Association of Issuing Bodies*) liikmete olemasolevat struktuuri ja infot riikide kohta, kellega käivad läbirääkimised AIB liikmelisuse osas. Kaardilt tuleb välja, milline organisatsioon on millises liikmesriigis vastutav päritolutunnistuste teemade eest (tuleb välja, et enamuses on see just süsteemihaldur, järgnevad regulaatorid ning seejärel alles muud, tavaliselt selleks eraldi loodud avalik-õiguslikud ettevõtted).

Alates 2014. aasta septembrist on Elering ja Eesti päritolutunnistusi väljaandvate asutuste ühenduse AIB liige. AIB haldab päritolutunnistuste kesket elektroonilist registrit (AIB Hub), mis hõlbustab riikidevahelist päritolutunnistustega kauplemist ning edendab standardiseeritud üleeuroopalist päritolutunnistuste reeglistikku (*The European Energy Certificate System* ehk EECs). Väljatöötamisel on ka uus rahvusvaheline CEN standard, mille peamine eesmärk on päritolutunnistus kui selline standardiseerida, et veel enam hõlbustada üleeuroopaliste päritolutunnistustega kauplemist ning tarnitud ja tarbitud elektrienergia päritolu tõendamist. AIB Hub-i kaudu saavad Eesti elektritootjad ja -kauplejad müüa ja osta päritolutunnistusi ühilduvusprobleemideta ülejäänud 27 AIB-ga liitunud riigis (liikmeid tegelikkuses on 30, kuna Belgias on iga halduspiirkond omaette liige), sest eeskirjad ja nõuded kõigile liikmetele on standardiseeritud.

Ajakohastud infot elektri päritolutunnistuste kohta leiab siit: <https://elering.ee/elektri-paritolutunnistused>

Elering osaleb koos Elia Groupi (Belgia ja Saksamaa) ning Energinetiga (Taani) koostööprojektis Energy Track & Trace. Tegemist on rahvusvahelise vabatahtliku initsiatiiviga, töötamaks välja piiriülesed lahendused taastuvelektri päritolu tõendamiseks lõpptarbijale reaajalähedaselt. Energy Track & Trace'i eesmärk on luua harmoneeritud, läbipaistvad ning usaldusväärsed digitaalsed lahendused, kasutades tunnipõhiseid päritolutunnistusi, et hoogustada taastuvenergia tootmist ja tarbimist.

6.5.2 TÕENDAMATA PÄRITOLUGA ENERGIA EHK SEGAJÄÄK

Euroopa Parlamendi ja nõukogu direktiiv (EL) 2019/944, mis käsitleb elektrienergia siseturu ühiseeskirju, seab elektritarnijatele kohustuse esitatavatel arvetel või arvel esitavas teabes näidata ära iga energiaallika osakaal tarnija eelmise aasta portfellis sisaldunud elektrienergia tootmise kütusetarbes mõistetaval ja selgelt võrreldaval viisil. Euroopa Parlamendi ja nõukogu direktiiv (EL) 2018/2001 ehk nn. taastuvenergia direktiiv (RED II) mainib samuti selgesõnaliselt ära vajaduse välja arvutada ja kasutada segajääki.

Energiamajanduse korralduse seaduse §32¹⁰ lõike 9 alusel on süsteemihaldajal kohustus välja töötada meetodika ja avaldada 30. juuniks eelneva kalendriaasta kohta arvutatud segajääk.

Segajääk väljendab elektrienergia kogumit, mille osas ei ole tarbijatele päritolu tõendatud päritolutunnistustega. Eestis võib taastuvast energiaallikatest toodetud elektrienergia tarbimise tõendamiseks kasutada ainult Eestis või mõnest Euroopa Majanduspiirkonna lepinguriigist Eestisse imporditud päritolutunnistust. Tarbimise tõendamiseks märgitakse päritolutunnistus kustutatuks. Riiklik segajääk võimaldab omistada elektrimüüjate tarnitud, kuid päritolutunnistustega katmata elektrienergiale arvutuslikult päritolu ja muuta esitatavad andmed võrreldavaks. Segajääk on oluline abivahend vältimaks samast allikast toodetud elektrienergia mitmekordselt arvesse võtmist.

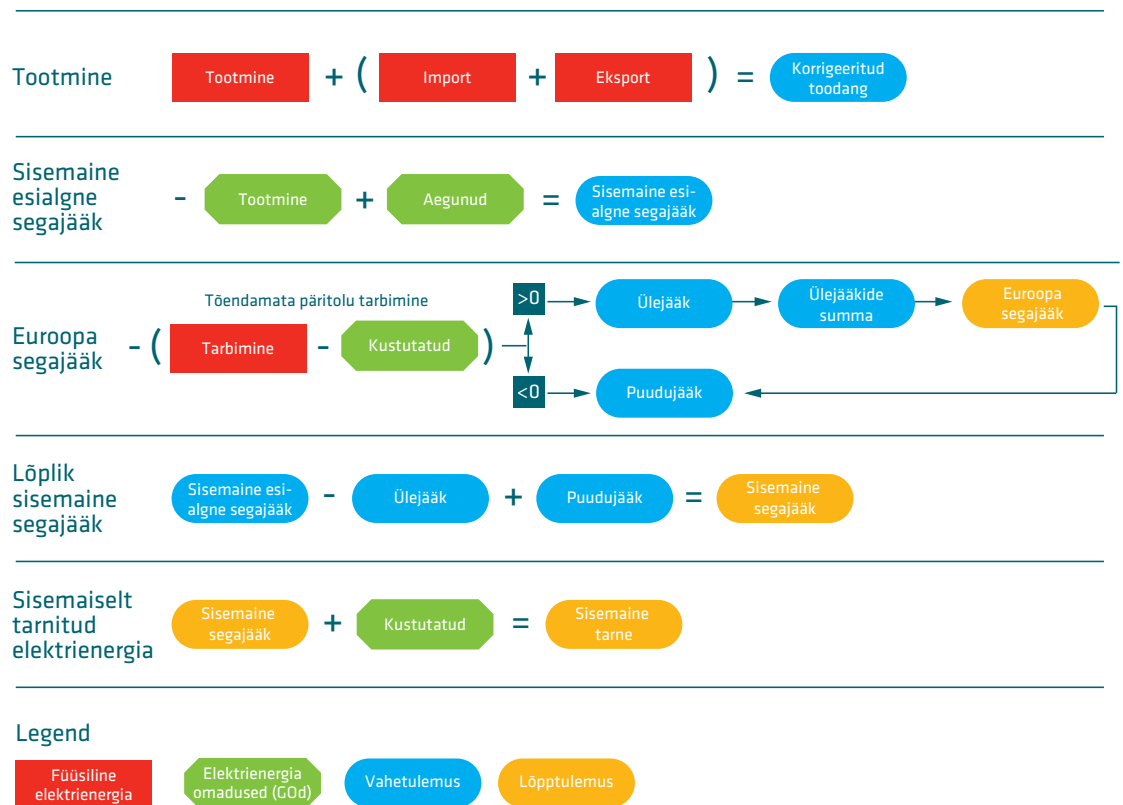
Kuna nii (elektri)energiaturg kui päritolutunnistuste turg on tänapäeval rahvusvahelise iseloomuga, siis segajääkide ja üleeuroopalise segajäägi arvutuse süstematiseerimine ja tsentraliseerimine on pigem loogiline samm ning aitab kahandada ebatäpsusi või ebakõlasid, mida riigiti erinevate arvutusmeetodikate puhul esineda võib. Loomulikult on iga riigi puhul jäetud otsustusvabadus, kas kasutada kesket arvutust või arvutada segajääk ise vastavalt sisemaistele õigusaktidele ja nõuetele.

Elering on arvanud Eesti sisemaist segajääki alates 2014. aastast RE-DISS (*Reliable Disclosure Systems In Europe*) avaldatud parima praktika juhiste järgi. Alates 2015. aastast võttis AIB, mille täisliige Elering on, RE DISS käest üleeuroopalise segajäägi arvutamise kohustuse üle ning uuendas ja täiendas 2020. aastal arvutuse meetodikat. Viimastel aastatel on Elering riikliku segajäägi aluseks võtnud AIB poolt koostatud ja kooskõlastatud üleeuroopalise segajäägi arvutused.

Segajäägi arvutamise meetodika

Alates 2020. aastast kasutab AIB meetodikat, mis põhineb päritolutunnistuste väljastamisel. Allpool joonisel 33 on toodud skeem, kuidas leitakse Eesti segajääk.

Esmalt leitakse esialgne sisemaine segajääk. Kui sisemaine segajääk on suurem kui sisemaine tõendamata päritolu tarbimine, siis tekib ülejääk ja see lisatakse Euroopa üldisesse segajääki. Kui sisemaine segajääk on väiksem kui sisemaine tõendamata tarbimine, siis tekib puudujääk ja see kaetakse Euroopa üldise segajäägi abil.



Joonis 33 Segajäägi arvutamise metoodika

Keskkonnamõjude indikaatorid, nt. CO₂ sisalduse näitaja arvutatakse puudujäägi puhul, võttes aluseks sisemaise segajäägi CO₂ sisalduse ja puudujäägi osas arvestades Euroopa üldisest segajäägist võetud CO₂ sisaldust.

Ülejäägi korral on CO₂ sisaldus lõplikus segajäägis võrdne CO₂ sisaldusega sisemaises segajäägis.

Segajäägi tulemused

Töendamata päritolu elektrienergia osakaal 2021. aasta Eesti kogutarbimisest oli 85,14%. Sellest 7,55% moodustas taastuvatest energiaallikatest toodetud elektrienergia, 76,37% fossiilsetest kütustest toodetud elektrienergia ja 16,08% tuumaenergia.

Otsene CO₂ sisaldus segajäägis on 636,58 g CO₂/kWh ja radioaktiivsete jäätmete sisaldus 0,65 mg/kWh.

Euroopas on võetud suund, et kogu toodetud ja tarnitud elektrienergia peab saama juurde päritolutunnused ehk vastavalt sellele peaks aasta-aastalt segajäägi alusel müüdud elektrienergia osakaal müüjate tarneportfellis langema ja töendatud elektrienergia osakaal suurenema.

Sarnane trend on ka Eestis, aasta-aastalt on vähenenud töendamata päritoluga elektrienergia osakaal (tabel 5).

Tabel 5 Segajäägi näitajad ja komponendid aastatel 2019, 2020 ja 2021.

	2019	2020	2021
Töendamata tarbimise osakaal	95,09%	89,91%	85,14%
Taastuvast energiaallikast toodetud elektrienergia	1,5%	6,6%	7,55%
Tuumkütustest toodetud elektrienergia	16,7%	23,9%	16,1%
Fossiilsetest kütustest toodetud elektrienergia.	81,8%	69,5%	76,4%
CO ₂ sisaldus (g CO ₂ /kWh)	757,71	546,89	636,58

Ajakohastud infot segajäägi kohta leiab siit <https://clering.ee/segajaak>

Segajääki kasutavad elektrimüüjad, kes peavad alljärgnevatest põhimõtetest lähtudes välja arvestama erinevate energiaallikate osakaalud oma tarneportfellis ja selle kohta ka info tarbijatele avaldama.

6.5.3. TARBIJATE INFORMEERIMINE ELEKTRIENERGIA PÄRITOLUST

Taastuvenergia laialdasel kasutuselevõtul loetakse väga oluliseks tarbijate informeerimist ja nende teavitamist tarnitava elektrienergia päritolust ja toodanguga kaasnevatest keskkonnamõjudest. Seetõttu on seatud elektrimüüjale selged kohustused tarbijatele jagatava informatsiooni osas.

Elektrituruseaduse § 75¹ järgi esitab müüja tarbijale tarbitud elektrienergia eest esitatava arvega koos järgmised andmed keskkonnamõjude osas:

- elektribörsilt ostetud elektrienergia osakaal müügiperioodile eelnenud aruandeaastal;
- tarnitud elektrienergiast päritolutunnistustega tõendatud osa;
- tarnitud elektrienergiast päritolutunnistustega tõendamata osa, kasutades põhivõrguettevõtja avaldatud segajääki;
- viide veebilehele, kus on esitatud andmed keskkonnamõju kohta, mis on põhjustatud müügiperioodile eelnenud aruandeaastal müüja tarnitud elektrienergia tootmisel tekkinud CO₂ ja SO₂ emissioonidest, ladestatavast põlevkivituhast ning radioaktiivsetest jäätmetest.

Tagamaks, et müüja poolt tarbijale tarnitud elektrienergia eest esitataval arvel ja muudel müüja väljastatavatel reklaammaterjalidel on esitatud elektrienergia tootmiseks kasutatud energiaallikate õige jaotus müügiperioodile eelnenud aruandeaastal, kohustab elektrituruseaduse paragrahvi 75¹ lõige 4 müüjat kasutama audiitori teenuseid. Audiitori ülesanne on kontrollida, kas müüja poolt tarbijatele esitatavates andmetes toodud kasutatud taastuvenergia kogus (protsentides) on tõendatud päritolutunnistustega, mille kasutamisest tarbijatele elektrienergia päritolu tõendamiseks on põhivõrguettevõtjale teada antud.

Euroopa Liit pöörab lisaks taastuvenergia tootmise edendamisele suurt tähelepanu ka nõudluse edendamisele ja tarbijate teadlikkuse kasvule taastuvenergia osas. Hetkel on taastuvenergia põhilised tarbijad valdavalt suurfirmitest ja omavalitsused, kes järgivad erinevaid keskkonnamääruseid eesmärgi ja leppeid. Eesmärk on, et iga tarbija oleks teadlik, millistest allikatest pärineb tema poolt tarbitud elektrienergia. Elektrimüüjatelt on võimalik osta tavahinnast mõnevõrra kallimaid nii-öelda roheenergia pakette, mille tuludest finantseeritakse tihti erinevaid keskkonnaprojekte. Igal elektrimüüjal on õigus pakkuda enda tootetud taastuvenergia pakette, kuid kõik vastavad pakettid peavad olema samas mahus tõendatud päritolutunnistustega.

Elering töötab välja tarbijatele infoportaali, et tarbijaid informeerida tarbitava elektri päritolust seda nii energialiigi kui ka geograafilise päritolu osas ja sellega seotud CO₂ heitkogusest. Andmeid on võimalik kasutada oma süsiniku jalajälje hindamisel ja kestlikkuse aastaaruannete koostamisel.

6.6. UUED SUUNAD ELEKTRISÜSTEEMIS: HAJATOOTMINE, SALVESTUS, ELEKTRIAUTODE LAADIMISPUNKTID

Euroopa Liidu energiapoliitikas on kesksel kohal tarbija, kelle hüvanguks kõik turumehhanismid ja uued tehnoloogiad peavad töötama.

Elektrisüsteem on kiires evolutsioonitsüklis, kus varasemale suurtootmisele lisandub järjest hajatootmist, mis valdavalt põhineb päikeseenergia tootmisel. Hajatootmisel ja kohalikest taastuenergiaallikatest toodetaval elektrienergial on ka selge positiivne mõju üldisele energiapuudole ning kohaliku väiketootmise areng omab üha laiemat perspektiivi tasuva ja keskkonnasõbraliku investeerimisalternatiivina suunatuna just oma kodukoha arengusse.

Eestis on 2022 aasta lõpuks installeeritud toetusskeemide toel üle 400 MW päikesetootmise võimsuseid, 2022. aasta suvel toimunud riikliku taastuenergia vähempakkumisega lisandub lähiaastatel täiendavad 400 MW päikeseparke ja lisaks paigaldavad ettevõtted ja eraisikud aktiivselt ja omaalgatuslikult päikeseparke. Seega on Eestil lähiajal olemas üle 1000 MW päikeseenergia võimsuseid.

Juba tänasel päeval ei ole võrkudes mahtu, et kõiki soovijaid ära ühendada, ning kuna päikesetoodangu maht Eestis hakkab soodsal tootmisperioodil ületama tarbimist, siis perspektiivis võib päikeseparkide kasumlikkus hakata vähenema.

Selle vältimiseks on päikesetootmisüksused mõistlik paigaldada eelkõige tarbijate juurde, samuti on võimalik tootmistippe hajutada elektrisalvestite abil. Seoses ambitsioonikate taastuenergiatootmise eesmärkidega saab salvestitel eeldatavalt olema oluline roll taastuenergia turule mahutamisele kaasaaitamisel ja nii tootmis- kui tarbimistippude tasakaalustamisel. Seega muutuvad salvestid oluliseks ja kasulikeks kõikidele turuosalistele kas tulude suurendamiseks, kulude vähendamiseks, süsteemi tasakaalustamiseks või lihtsalt abivahendiks võimaliku rikke või katkestuse korral.

Üha enam hakkavad lähitulevikus elektrisüsteemi mõjutama „ratastel salvestid“ ehk elektriautod. Elektriauto kui salvestusüksuse roll elektrisüsteemi tasakaalustaja jääb eeldatavalt siiski tagasihoidlikuks, kuid transpordisektori dekarboniseerimise eesmärkide kaudu hakkavad elektriautod elektritarbimise kasvule tõenäoliselt olulist mõju avaldama. Mõju sõltub sellest, millises tempos saab toimuma transpordis üleminek vedelkütuste kasutamisest elektritranspordile. Eleringi hallataval transpordistatistika kauplemisplatvormil on võimalik transporti suunatud elektrienergiat ka arvele võtta ja seda statistikana müüa vedelkütuste müüjatele, kellel on kohustus suurendada oma taastuenergia portfelli.

7. KAUPLEMINE AVATUD ELEKTRITURUL

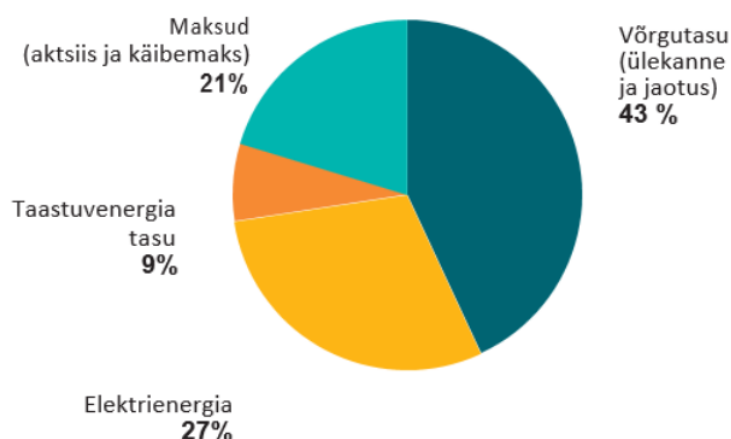
See peatükk kirjeldab täpsemalt avatud elektrituru osalisi ja nende rolle ja andmevahetust. Samuti annab soovitusi väiketarbijale elektrienergia ostmisel ning selgitab elektri hinna kujunemist.

- Elektri hinna kujunemine
- Turuosaliste rollid ja lepingud
- Tarnijavahetus
- Andmevahetus avatud elektriturul
- Estfeed, AVP, tarbimise juhtimine

7.1. ELEKTRI HIND

Elektrienergia hind tekib avatud turul, aga elektri tarbimise kogumaksumuse puhul on lisaks elektrienergia hinnale oluline eristada ka selle muid komponente (joonis 34). Lisaks elektrienergia enda hinnale sisaldab elektriarve ka võrgutasu, elektriaktsiisi, taastuvenergia tasu ning käibemaksu. Võrgutasu taseme kooskõlastab Konkurentsiamet. Kulud elektrienergiale moodustuvad vastavalt kliendi lepingule kas börsihinna alusel, vastavalt kokkuleppele elektrienergia müüjaga (fikseeritud hinnaga leping) või Konkurentsiameti poolt kooskõlastatud üldteenuse hinnale.

Võrgutasu ja elektrienergia osakaal sõltub sellest, millise võrguteenuse pakkuja võrgupiirkonnas klient asub ja millise paketi on ta võrguteenuse ja elektrienergia tarbimiseks valinud. Lisaks moodustavad suure osa elektriarvest taastuvenergia tasu ning elektriaktsiis.



Joonis 34 Elektriarve komponendid

Euroopas arvutatakse elektri börsihind arvutiprogrammiga Euphemia igaks tunniks ning igale elektriturule hinnapiirkonnale ühekorraga (vt ka peatükk 4.4.3). Ideaalses maailmas oleks kõikidele hinnapiirkondadele üks hind, kuid päriselus mängib rolli ka riikidevaheliste ühenduste piisavus ehk kui riikide vahel on ülekandevõimsust puudu, on hinnad piirkondades erinevad.

Börsihind arvutatakse järgmise ööpäeva kõigiks tundideks eelmise päeva lõunal. Selleks kogutakse kokku kõigi börsil osalejate pakkumised, mis on tehtud marginaalhinnapõhiselt. Müügipakkumisi esitavad erinevad elektrijaamad ja need pakkumised reastatakse alates odavamast liikudes kallimateni. Ostupakkumisi esitavad tarbijate nimel tegutsevad elektrimüüjad ja need pakkumised reastatakse alates kallimast kuni odavamateni. Selle protsessi käigus tekib kaks kõverat, mille lõikumispunkt ehk tarbimise ja tootmise tasakaalupunkt ongi börsihind, millega kõik edukad osalised elektrit börsil ostavad ja müüvad.

Börsilt saavad elektrienergia need elektrimüüjad, kes olid valmis oma klientidele mõeldud elektrienergia eest maksma tekkinud börsihinnast kõrgemat hinda. Tootjatega on vastupidi – need, kes olid nõus tootma kujunenud börsihinnast madalama hinnaga, saavad oma energia börsile anda. Nii tekibki iga tunni jaoks erinev börsihind.

Täpsemalt saab lugeda marginaalhinnapõhise elektri hinna arvutamise kohta peatükist 2 Elektrisüsteemi pikaajaline planeerimine.

7.1.1. ELEKTRIARVE KULU HINDAMISE NÄIDE

Elektrienergia kulu võib moodustada üsna suure osa igakuisest kulust nii perele kui ettevõttele. Alltoodud näide selgitab, kuidas hinnata kulu elektrile ja võrrelda erinevaid elektrimüüjate pakutavaid pakette.

1. Esmalt tuleb hinnata, kui suur on elektri tarbimine aastas kokku. **Oma tarbimispunkti andmeid saab vaadata Eleringi Estfeed kliendiportaalist <https://e.elering.ee/> iga liitumispunkti omanik.** Klikkides jaotisel „Energia mõõteandmed“ näete nii võrgust tarbitud kui ka võrku antud elektritoodangu kogust, mis on oluline näiteks päikesepaneelide omanikele.
2. Teiseks on asjakohane vaadata, kas tarbimine püsib aasta jooksul enam vähem sama või on sesoonselt kütte- või jahutusperioodil märgatavalt kõrgem. Samuti saab sealt jälgida, kas on märgatav erinevus päeval ja öösel tarbitud energiakoguse vahel. **Selle alusel saab hinnata, milline elektripakett oleks sobilikum** (vt punkt 5). Samuti saab nende andmete alusel kaaluda kütte- või jahutussüsteemi muutmist või päikesepaneelidesse investeerimist.
3. Parima pakkumise tegemiseks vajavad ka elektrimüüjad ligipääsu tarbimisandmetele. Vastavasisulise **volltuse tarbimisandmete nägemiseks saab anda Eleringi veebilehel <https://e.elering.ee/> jaotises „Ligipääsuõigused andmete jagamiseks“.**
4. Saadud andmete alusel tuleks küsida hinnapakumist erinevatelt elektrimüüjatelt, et võrrelda turul pakutavaid hindu ja pakette. **Kõikide energiamüüjate loetelu ja kontaktid on leitavad Eleringi veebilehelt. Internetist leiad ka mitmeid portaale, kus saab elektrimüüjate pakkumisi võrrelda.**
5. Müüjad pakuvad erinevat tüüpi elektrilepingu pakette:
 - a) **Börsihinnaga pakett**, mis võtab aluseks tarbimiskoha tunnimõõteandmed ning iga tunni elektribörsi hinna. Hinnale lisandub iga müüjal erinev müügmarginaal. NB! Börsihinnapaketi toodud hind ei sisalda käibemaksu, vaid see tuleb ise hinnale juurde arvestada.
 - b) **Keskmise börsihinna pakett**, mis võtab aluseks kuu keskmise börsihinna. Ka see hind ei sisalda pakkumises käibemaksu ja hinnale lisandub müügmarginaal.

- c) **Fikseeritud hinnaga pakett**, mille puhul on elektri hind lepingus fikseeritud ja tarbija saab alati kindel olla, et elektri börsihinna kõikumised teda ei mõjuta. Pakutakse ka pakette, kus päevane ja öine fikseeritud hind erineb. Kontrolli, kas hind juba sisaldab käibemaksu või peab selle lisama.
 - d) **Hübriidpakett**, kus klient saab valida, mitu protsenti tarbimiskogusest tasub ta elektribörsi hinna alusel ning mitu protsenti fikseeritud hinnaga;
 - e) **Universaalteenus**, kus energia hind on Konkurentsiameti määratud. Hinnale lisandub müügitargimarginaal, mis müüjatel erineb.
 - f) **Roheline pakett**, mis võib olla nii börsihinnapõhine kui ka fikseeritud, kuid sisaldab rohelise energia ostu päritolutunnistust. Võimalik on valida kas 100% roheenergia või lepingus määratud osa.
6. Pakettide võrdlemisel tuleb tähelepanu pöörata ka järgnevale:
- a. kas hinnad sisaldavad käibemaksu või lisandub see hinnale (näiteks börsihinnale);
 - b. kas leping on tähtajaline või tähtajatu ja kas lepingu ennetähtaegsel lõpetamisel lisandub katkestamistasu;
 - c. kas lisaks energiahinnale lisandub ka kuutasu;
 - d. kas lepinguga kaasneb muid soodustusi ja kas need on olulised (ühisarve, soodsamalt muud energiateenused nagu maagaas või autokütus jne.)
7. Kuise kulu arvutamiseks tuleb korrutada pakutav energiahind (senti/kWh) (börsihinna puhul börsihinna prognoos, millele on lisatud käibemaks) enda tarbimisega kuus (kWh). Mõistlik on teha arvutus eraldi talve- ja suvekuule ning aastale kokku (vt ka tabel 6).
8. Kui olete endale sobilikuma paketi ja müüja välja valinud, siis müüja valikuks ja vahetamiseks piisab, kui klient sõlmib uue väljavalitud müüjaga lepingu. Lepingu sõlmimisel annab müüja teada, millal vahetus toimub.
9. Uus müüja lõpetab vana lepingu automaatselt. Kui eelmisel lepingul oli katkestamistasu, siis selle arve esitab eelmine müüja.
10. Müüja vahetamine on tasuta ja see ei katkesta kunagi elektritarnet.

Tabel 6: Elektrikulu arvutamise näide:

Andmed e-Eleringi portaalist:

Aastane tarbimine (kWh)	9000
Detsembris (kWh)	1200
Juulis (kWh)	320
Päevase/öise tarbimise suhe	40/60

Erinevate müüjate pakkumised:	Hind päeval senti/kWh	Hind öösel senti/kWh	Müügi-marginaal senti/kWh	Hind + km senti/kWh	Kuutasu eurot	Kulu aastas eurot	Kulu detsembris eurot	Kulu juulis eurot	Katkestamis-tasu eurot
Müüja 1 börsihinnapakett (proгноos)	22,00	15,00	2,00	23,76	0,00	2138,40	285,12	76,03	0,00
Müüja 1 fikseeritud hinnaga pakett hind	21,00	15,00	0,00	17,40	4,00	1614,00	212,80	59,68	500,00
Müüja 2 universaalteenus	18,49	18,49	0,66	19,15	1,95	1746,90	231,75	63,23	0,00
Müüja 2 börsihinnaga pakett (proгноos langev)	18,00	13,00	1,50	19,80	1,00	1794,00	238,60	64,36	0,00
Müüja 2 fikseeritud hinnaga pakett	25,00	16,00	1,75	21,35	0,00	1921,50	256,20	68,32	0,00
Müüja 3 roheline pakett (100%)	24,00	18,00	1,00	21,40	0,00	1926,00	256,80	68,48	0,00

7.2. ELEKTRIHINNA MÕJURID

Peamisteks elektrienergia hinna mõjuteguriteks on tarbimise suurus ja tootmisvõimsuse koosseis, et tagada tarbijatele igal ajahetkel elekter. Kuid selleks, et tagada elektrienergia liikumine nii riigisiselt kui naaberriikidega, on vaja ülekandevõimsusi, mis aitavadki kujundada ühtset Euroopa elektrienergia turgu. Kõige olulisemad tegurid Eesti elektrienergia hinna kujunemisel on tootmisvõimsused regioonis, ülekandevõimsused teiste riikidega, ilm sh hüdroenergia tase Põhjamaades ja Lätis ning primaarkütuste hinnad sh CO₂ hind (joonis 35).

EESTI ELEKTRIHINNA MÕJURID

ÜLEKANDE-VÕIMSUSED • EstLink 1 ja EstLink 2 (EE-FI) • LitPolLink (LT-PL) • NordBalt (LT-SE) • ning EE-LV, LV-LT, RU/BL-Balti riigid	ILMASTIKUOLUD • tuule- ja päikeseelektrijaamad e toodang • hüdroenergia tase	TOOTMISVÕIMSUSTE KOOSSEIS • uute tootmisvõimsuste lisandumine • vanade tootmisüksuste sulgemine • olemasolevate jaamade hooldused ja avariid	PRIMAARKÜTUSTE HINNAD • gaasi, puiduhakke, põlevkivi jne hinnad • EL heitmekaubanduse reeglid (CO₂)
---	--	---	--

Joonis 35 Elektrienergia hinna mõjurid Eestis

Tarbimine

Elektritarbimine ehk nõudlus mõjutab otseselt elektri börsihinda. Nõudluse tõustes saavad turule kallima marginaalkuluga elektrijaamad, mis tõstab börsihinda. Põhjamaades ja Balti riikides on tarbimine suurem

külmemate temperatuuride korral, sest suur osa elektrienergiast kasutatakse kütmiseks. Lõunapoolsetes riikides on vastupidi, kus elektritarbimine kasvab kõrgematel temperatuuridel hoonete jahutamiseks. Lisaks on tarbimine kõrgem tööpäevadel ja madalam öösel ja nädalavahetusel.

Ülekandevõimsused

Eestil on täna kaubanduslikud elektriühendused Soome ja Lätiga ning sealt edasi kogu Euroopaga. Ülekandevõimsustega suureneb konkurents ning selliselt on tarbijatele tagatud parim elektrihind. Tugevam ühendus Põhjamaadega ning erinevate tootmisviiside kasutamine toob kaasa ka ühtlasema hinnataseme eri piirkondade vahel.

Tootmisvõimsuste koosseis

Tootmisvõimsuste lisamine suurendab pakkumust ja konkurentsi ning „surub“ elektri hinda madalamaks. See omakorda muudab uute jaamade investeeringute tasuvust ning vähendab uute lisanduvate tootmisvõimsuste tulekut turule, kuni nõudlus hakkab hinda taas tõstma ehk tegemist on loomuliku pakkumise-nõudluse suhtega nagu kujutatud ka joonisel 13. Oluline on märkida, et erinevad toetusskeemid tootjatele (sh taastuenergia toetus) võivad moonutada pakkumuse ja nõudluse suhet, mis pärsib õigete hinnasignaali teket. Täpsemalt on regiooni lisanduvatest tootmisvõimsustest juttu peatükis 2. Lühiajaliselt võivad elektri hinda mõjutada ka suuremate elektrijaamade avariid ja hooldused või mitmete elektrijaamade avariid ja/või hoolduste langemine samale ajaperioodile.

Ilmastikuolud sh hüdroenergia tase Põhjamaades ja Lätis

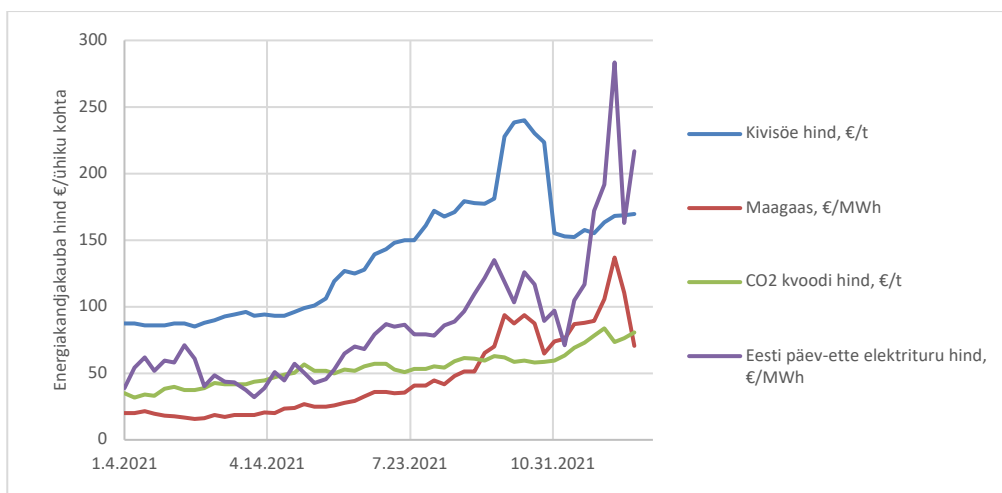
Kliima mõjutab elektrienergia hinda eelkõige nõudluse muutuse kaudu. Külmal ja pimedal ajal on Eestis elektritarbimine reeglina suurem kui soojal ja valgel ajal. Lisaks mõjutab kliima elektritootmist taastuenergia tootmisseadmete kaudu nagu näiteks päikesepaneelide, tuulegeneraatorite või hüdroelektrijaamade korral. Kuna hüdroenergia on väga madalate tootmiskuludega elektrienergia ning seda on Põhjamaade-Balti regioonis suurel hulgal, siis mõjutab see tugevalt regiooni elektrihinda. Viimastel aastatel on olulisel määral elektrienergia hinda hakanud määrama ka tuule- ja päikeseelektrijaamade toodang. Soodsatel ajaperioodidel, millal taastuvatest allikatest toodetakse märkimisväärses koguses elektrienergiat, on üldjuhul ka hind märgatavalt madalam.

Primaarkütuste hinnad ja Euroopa Liidu heitmekaubanduse reeglid

Primaarkütuse hindade seos elektrienergia hinnaga on kergesti mõistetav, sest nagu iga toodangu puhul, nii ka elektrienergia puhul sõltub lõpptoodangu hind tooraine hinnast. Oluline on rõhutada, et osade primaarkütuste puhul on tootjad lisaks kütuse hinnale kohustatud maksma ka täiendavaid tasusid nagu näiteks jäätmete (heitmete)tasu (seal hulgas CO₂ kvoodid).

7.2.1. ELEKTRI HINNA MUUTUMINE LÄHTUVALT SISENDHINNADE MUUTUMISEST

2021. ja 2022. aasta oli nii elektriturule kui ka energiaturgudele globaalses mastaabis erakordne aasta. Langesid kokku mitmed ilmastiku- ning majandusmõjud. Ühelt poolt COVID-19 pandeemiast väljuva majanduse järsk taastumine ning teisalt Venemaa agressiooniga Ukraina vastu kaasnenud „energiakriis“, mis tekitasid Euroopas ning kogu maailmas erakordsed muutused energiakandjate hinnas. Tavatarbijale väljendus see olulisel määral elektrienergia hinnas. 2021. aasta jooksul muutunud energiahinnad on suurepärane näide sellest, kuidas elektrienergia tootmiskulud otseselt mõjutavad elektrienergia hinda. Muutusi elektriturul kirjeldab joonis 36, kus on välja toodud nädalate keskmisena olulisemate energiakandjate ning elektrienergia börsihinna muutus Eestis.



Joonis 36 Energiakandjate ja elektri börsihinna järsk muutus 2021. ja 2022. aastal

Jooniselt 36 tuleb selgelt välja, kuidas mitmekordistunud energiakandjate hinnad viisid üles ka elektrienergia hinna Eestis. Tulevikus võib suurima tõenäosusega selliseid protsesse jälgida veelgi tihemini – elektrienergia hinna pikaajaline trend on eelkõige kujundatud vastavalt olulisemate sisendkütuste hindadele, kuid lühiajaliselt võib ette tulla olulist volatiilsust, näiteks tänu soodsatele tootmistingimustele päikese- ja tuuleelektrijaamade jaoks või tänu külmadele ilmadele ja suurele tarbimisvajadusele.

7.3. TURUOSALISTE VAHELISED SUHTED AVATUD ELEKTRITURUL

Elektrituru toimimiseks ning sujuvaks ja efektiivseks andmevahetuseks on tähtis koordineeritud rollijaotus, rollide määratlused ja andmevahetuse sõnumite ja formaatide ühtlustamine. Siinjuures on tähtis ühtlustatud seadusandlusel põhinev äriprotsesside ja nende tagamiseks vajaliku andmevahetuse kirjeldus. Ääretult tähtis on siinjuures ühine rollimudel.

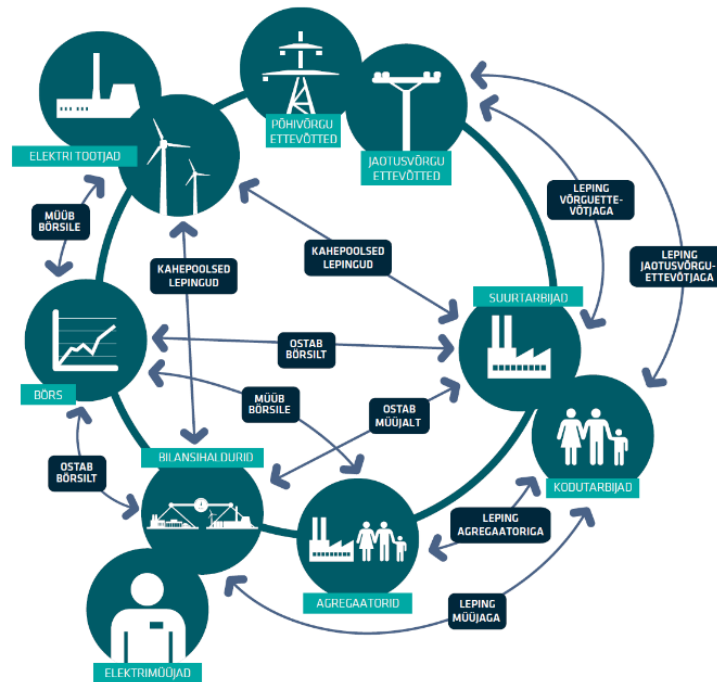
7.3.1. TURUOSALISTE ROLLID EUROOPAS JA EESTIS

ENTSO-E on välja töötanud kehtiva soovitusliku rollimudeli, mille loomisse olid kaasatud ka eBIX-i (suunatud jaeturule) ja EFET-i (tootjaid ühendava organisatsiooni) esindajad.

Rollimudelis on määratletud kõik selle valdkonna rollid. Kuna rollid muutuvad, siis vaadatakse teatud aja tagant need üle ja viiakse neisse sisse täiendused. Eelkõige on jälgitud reeglit, et oleksid kaetud kõik andmevahetusega seotud tururollid. Mõnedel turuosalistel on ettevõtjana täita erinevad rollid. Näiteks on põhivõrguettevõtja üks roll olla võrguettevõtja, teine roll on olla süsteemihaldur – nende kahe rolli vastutus ja tegevused on väga erinevad.

Eesti elektriturul on turuosalisteks elektriettevõtja (tootja, võrguettevõtja, liinivaldaja, müüja/bilansihaldur, agregator, tarbija ja elektribörsi korraldaja (joonis 37).

KAUPLEMINE AVATUD ELEKTRITURUL



Joonis 37 Elektrituru osalised ja nendevahelised seosed

Tootja on elektriettevõte, kes toodab elektrienergiat selleks ettenähtud tootmisseadme(te) abil. Erinevad võimalused elektrienergia tootmiseks määrab ära kütus, millest toodetakse: põlevkivi, taastuvad energiaallikad (tuul, vesi, päike), gaas, tuumaenergia, koostootmine jt. Toodetud elektrienergia müüakse tarbijatele. Selleks kasutatakse elektribörsi, elektrienergia müüjat või bilansihaldurit ning transporditakse jaotusvõrgu või põhivõrgu liinide kaudu tarbimiskohtadesse. Tootjatel on võimalus sõlmida ka otselepingud suurtarbijatega, kellele müüakse elektrienergiat ilma vahendajateta. Kuna elektrienergiat ei saa salvestada, siis sõltub toodetud elektrienergia kogus elektrienergia tarbimisest.

Tarbija on turuosaline, kes kasutab elektrienergiat oma tarbeks tarbimiskoha kaudu. Elektritarbijateks on nii kodutarbijad kui ka äritarbijad. Lisaks kasutatakse ka väiketarbija mõistet, kelleks on kodutarbija, korteriühistu, korteriomanike ühisus, hooneühistu ja see äritarbija, kelle elektripaigaldis on võrguga ühendatud madalpingel kuni 63-amprise peakaitsme kaudu.

Et tarbijad saaksid kasutada elektrienergiat, on vaja tootjaid ja **elektrienergia edastajaid ehk võrguettevõtjaid**, kellele kuuluvad elektriliinid või kel on õigus osutada võrguteenust. Elektriliinide kaudu edastatakse toodetud elektrienergia tarbijateni. Elektriliinide ehitamine on kallis, nagu on kallid ka teised infrastruktuuri rajatised. Ebaefektiivne oleks vedada ühe tarbijani mitmeid liine. Seetõttu puudub stiimul konkurentsi tekkimiseks võrguettevõtjate vahel. See tähendab, et võrguettevõtja teeninduspiirkonnas jääb ka edaspidi kehtima loomulik monopol. Võrguettevõtjad jagunevad jaotusvõrguettevõtjateks ja põhivõrguettevõtjaks.

Jaotusvõrguettevõtja (inglise keeles DSO) on turuosaline, kes osutab võrguteenust siseriiklikult jaotusvõrgu kaudu ning võimaldab teistel turuosalistel füüsilise elektrienergiaga kauplemist, transportides elektrienergiat tootjalt tarbijale. Elektrienergia transport tootjalt tarbijale toimub otseliini, jaotus- ja põhivõrgu ning regionaalsete võrguühenduste kaudu. Eestis opereerivad jaotusvõrguettevõtjad kuni 110 kV-I liinidel.

Põhivõrguettevõtja (inglise keeles TSO) on Eestis Elering. Põhivõrguettevõtja on elektriettevõte, kes osutab võrguteenust põhivõrgu kaudu. Elering on lisaks võrguteenuse pakkumisele ka süsteemihaldur

ning vastutab Eesti elektrisüsteemi kui terviku toimimise eest, et igal ajahetkel oleks tarbijatele tagatud nõuetekohase kvaliteediga elektrivarustus. Selleks peab Elering üleval ja arendab riigisest ülekandevõrku ning välisühendusi, et tagada tarbijatele kvaliteetne, tõhus ning säästlik ülekanne. Eleringile tähendab elektrituru avamine vajadust integreerida Eesti elektrisüsteem teiste turgudega (Balti- ja Põhjamaadega). See tähendab eelkõige otsuste tegemist uute riikidevaheliste ühenduste ehitamiseks ja Eleringile pandud süsteemihalduri kohustuste täitmiseks, mille alla kuulub ka ülekandevõimsuste jaotamise põhimõtete väljatöötamine ning kohustus tagada igal ajahetkel süsteemi varustuskindlus ja bilanss.

Liinivaldaja on elektriettevõtja, kes kasutab elektrienergia edastamiseks otseliini või riigipiiri ületavat alalisvooluliini, mis on samuti nähtud ette elektrienergia transportimiseks tootjalt tarbijale, kuid ei ole võrguga otseselt ühendatud.

Otseliin on võrguettevõtja teeninduspiirkonnas asuv liin, millel puudub eraldi võrguühendus võrguga, kuid mis võib olla võrguga kaudses ühenduses tootja või tarbija elektripaigaldise kaudu ning mis on ette nähtud elektrienergia edastamiseks ühest elektrijaamast teise või ühele tarbijale.

Müüja on turuosaline, kes müüb elektrienergiat. Müüja võib osta elektrienergiat tootjalt ja müüa seda jaemüüjale ja tarbijale edasi. Samuti võib ta osta elektrienergiat ühelt jaemüüjalt ja müüa teisele jaemüüjale või tarbijale edasi või osta elektribörsilt ja müüja tarbijale.

Agregaator on turuosaline, kes korraldab süsteemihaldurile reguleerimisreservi tarbimise poolse pakkumise tegemist tarbimise või tootmisvõimsuse koondamise teel.

Bilansihaldur on **avatud tarnija** ehk ostja või müüja, kellel on bilansileping süsteemihalduriga. Selle alusel süsteemihaldur müüb bilansihaldurile või ostab temalt avatud tarnena (tema eabilansi katteks) igal kauplemisperioodil bilansi tagamiseks vajaliku koguse bilansienergiat. Bilansihaldurite portfellides on summaarselt jaotatud kogu Eesti tarbimine ja tootmine, välja arvatud tarbimine ülekandevõrgu kadude katteks, sest Elering planeerib ja selgitab ülekandevõrgu kaod ise.

Elektribörsi korraldaja (inglise keeles NEMO) on juriidiline isik, kes tagab süsteemihalduriga sõlmitud lepingu alusel elektribörsi toimimise ja seal elektrienergiaga kauplemise võimaluse. Elektrituruseaduse alusel on määratud tingimused, millise isikuga võib vastavat lepingut sõlmida. Eestis tegutseb elektribörsi korraldajana Nord Pool. Elektribörsi korraldaja platvormil avalikustatakse elektrienergia hind ning selle kujunemine on läbipaistev kõikidele turuosalistele. Läbipaistev hind loob usaldusväärsema turu ja annab aluse investoritele ja tootjatele pikemaajaliste investeerimisotsuste tegemiseks, mis ühtlasi on oluline varustuskindluse mõttes.

Elektribörsil kaupleja on turuosaline (kelleks võib olla nii tootja, müüja, tarbija jne), kellele elektribörsi korraldaja on andnud õiguse elektribörsil kaubelda, sõlmides temaga asjakohase lepingu. Elektribörsil kauplejaks võib olla Eesti turuosaline ja välisriigi turuosaline, kelle süsteemihalduril on Eesti süsteemihalduriga sõlmitud kokkulepe, mis tagab turuosalise elektrienergia tarned.

7.3.2. TEGEVUSLUBA EESTIS

Selleks, et tagada inimestele elektrienergia kui elutähtsa teenuse kättesaadavus ja elektrienergia varustuskindlus, on energeetikaalal tegutsevate ettevõtete toimimine riiklikult reguleeritud ja nad peavad selleks taotlema tegevusluba. Tegevusloa taotluse kord on esitatud Konkurentsiameti veebilehel, samuti leiab sealt taotluse vormid ning esitatavad lisad.

Tegevusluba annab elektri tootmise, müügi ja edastamise õigused. Loa väljastab Konkurentsiamet vastavalt elektrituruseadusele. Elektrituruseaduse §22 lõige 1 nimetab tegevusalad, mis nõuavad tegevusluba:

- elektrienergia tootmine (välja arvatud tootmine ühe tootja poolt kokku alla 100 kW netovõimsusega tootmisseadmete abil ja kui põhivõrguettevõtja toodab elektrienergiat avariireservelektrijaamas);
- jaotusvõrgu kaudu võrguteenuse osutamine;
- põhivõrgu kaudu võrguteenuse osutamine;
- riigipiiri ületava alalisvooluliini kaudu elektrienergiaedastamine;
- otseliini kaudu elektrienergia edastamine.

Seejuures võib tuumaenergiat kasutava tootmisseadme abil elektrienergiat toota üksnes Riigikogu otsuse alusel.

Lisaks on sätestatud, et elektri müügil ja võrguteenuse osutamisel ei ole tegevusluba vaja järgmistel juhtudel:

- elektrienergia müügil ja võrguteenuse osutamisel, kui elektrienergiat müüakse isikule, kes väljaspool põhitegevust müüb ja edastab elektrienergiat temale kuuluva või tervikuna tema valduses oleva ehitise või kinnisasja piires isikutele, kes seaduslikul alusel seda ehitist või kinnisasja kasutavad (näiteks kaubanduspinna üürnikud jms);
- mittetulundusühingule, kes müüb ja edastab elektrienergiat oma liikmele üksnes liikme omandis või valduses oleva korteri, suvila, garaaži või eramu elektrienergiaga varustamiseks;
- elektrienergia müügil selle tootja poolt, kui elektrienergia on toodetud kokku alla 100 kW netovõimsusega tootmisseadmete abil;
- elektrienergia müügil tootja poolt teisele elektriettevõtjale või tootjaga ühte kontserni kuuluvale ettevõtjale või elektrikörsil.

Seega müüjal, kes ei müü lõpptarbijale, vaid kaupleb ainult elektrikörsil, ei ole tegevusluba vaja.

7.3.3. TURUOSALISTE VAHELISED LEPINGUD

Bilansileping

Bilansilepingu tüüptingimused määravad kindlaks süsteemihalduri ja bilansihalduri bilansi planeerimise, korrigeerimise ja selgitamise korra ning poolte õigused ja kohustused. Bilansilepinguga võtab süsteemihaldur endale kohustuse müüa bilansihaldurile tema bilansipiirkonnas kauplemisperioodil puudujääv energiakogus ja osta bilansihaldurilt kauplemisperioodil ülejääv energiakogus. Bilansilepinguga ei ole lubatud etteprognoositav süstemaatiline elektrienergia ost või müük.

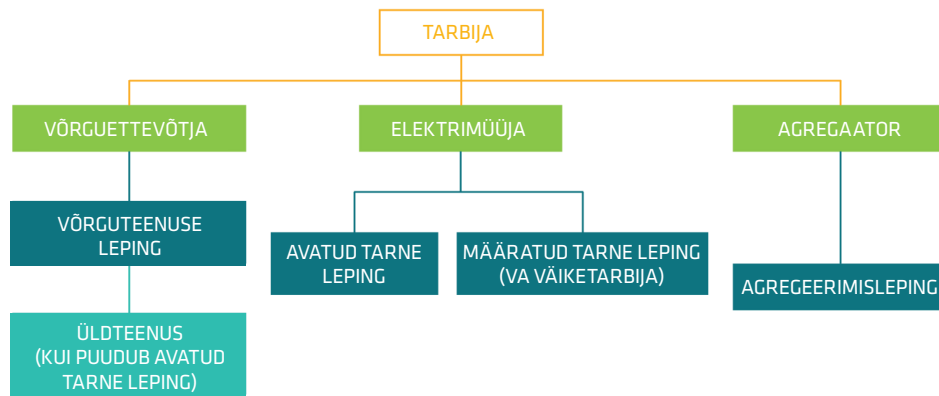
Bilansihaldur võtab oma avatud tarne ahelas olevate turuosaliste ees bilansivastutuse. Ta vastutab, et tema halduspiirkonnas turuosaliste poolt kauplemisperioodil ostetud ja/või võrku antud elektrienergia kogus ning turuosaliste poolt samal kauplemisperioodil müüdud ja/või võrgust võetud elektrienergia kogus oleksid tasakaalus.

Bilansilepingu sõlmimise eelduseks on, et bilansihaldur on esitanud süsteemihaldurile võrgueeskirjas ettenähtud nõuete kohased pangagarantiid, mis tagavad, et ta täidab süsteemihalduri ees oma kohustused tingimusteta. Bilansileping jõustub pärast lepingu sõlmimist poolte vahel eraldi allkirjastatava aktiga kokkulepitava kalendrikuu 1. kuupäeva kella 00.00-st. Tingimus on see, et bilansihaldur on süsteemihaldurile esitanud ja üle kandnud süsteemihalduri nõutud garantiid ning et bilansihaldur ei oma ühtegi teist avatud tarnijat peale süsteemihalduri ning bilansihalduril on olemas oma ülesannete täitmist võimaldavad infosüsteemid.

Määratud tarne leping

Määratud tarne on enne kauplemisperioodi algust kauplemisperioodiks kokkulepitud müüdava elektrienergia kogus. Määratud tarnet saab osta mitme müüja käest samal ajal. Bilansihaldur määrab kindlaks korra, mida järgides tuleb teda teavitada määratud tarnetest sellele turuosalisele, kelle bilanssi bilansihaldur hoiab. Süsteemihaldur määrab kindlaks korra, mida järgides teavitatakse teda neist määratud tarnetest, mis mõjutavad bilansihaldurite vahelist bilanssi.

Määratud tarne lepingu pool teeb tema bilanssi hoidvale bilansihaldurile teatavaks määratud tarne alguse ning esitab koondandmed määratud tarne teise poole kohta bilansihalduri määratud korras. Määratud tarne lepingu pool esitab oma avatud tarnijale kauplemisperioodide kaupa koondandmed müüdud ja ostetud elektrienergia koguste kohta.



Joonis 38 Lepingud avatud elektriturul

Avatud tarne leping

Iga elektritarbija ja -tootja peab sõlmima ühe müüjaga (avatud tarnijaga) lepingu, mis tagab turuosalisele avatud tarne (avatud tarne leping). Avatud tarne tähendab müüja poolt turuosalisele kogu vajaliku elektrienergia müümist või turuosalisele tema bilansi tagamiseks kauplemisperioodil puudujääva elektrienergia koguse müümist või temalt kauplemisperioodil ülejääva elektrienergia koguse ostmist.

Võrguleping

Iga tarbija ja tootja peab igas oma liitumispunktis võrguga sõlmima võrguhaldajaga võrguteenuse osutamiseks võrgulepingu. Võrgulepingus lepitakse täpselt kokku pakutava teenuse kirjeldus (näiteks voolutugevus) ja kvaliteet, liitumispunkti ning mõõtepunkti täpne asukoht ning mõõteandmete käsitlemise kord. Väiketarbija võrguleping on avatud tarne lepingu aluseks ning alates Eesti elektrituru täielikust avanemisest 2013. aasta jaanuaris saavad avatud tarnijat vahetada kõik tarbijad mõõtepunktide lõikes.

Agregeerimisleping

Väiksematel tarbijatel ja tootjatel on võimalus osaleda reguleerimisturul, sõlmides agregeerimislepingu turul tegutseva agreggaatoriga. Agregeerimislepingus lepitakse kokku tingimused tarbija/tootja koormuse juhtimiseks agreggaatori poolt, kes pakub vastavaid koormuse muutusi mFRR tootena reguleerimisteenuse lepingu alusel süsteemihaldurile või teistel elektrituru etappidel.

Reguleerimisteenuse osutamise leping

Elektri tootmisest, võrguhäiretest ja tarbimise muutumisest põhjustatud bilansi tunnisestest kõrvalekallete kompenseerimiseks kasutab süsteemihaldur võimsuse reserve. Selleks sõlmib ta avariireervi- ja reguleerimislepingud vastavat teenust pakkuvate elektrijaamade ja naabersüsteemide

süsteemihalduritega, turule on tagatud ligipääs ka tarbimis- või tootmiskoormusi koondavatele agregatoritele. Reguleerimisteenuse osutamise leping sätestab reguleerimisteenuse osutamise tingimused standardtoote „käsitsi aktiveeritav sageduse taastamise reserv“ (mFRR) osas. Leping sätestab õigused ja kohustused reguleerimisteenuse pakkumisel, tellimisel, kasutamisel, kasutamise lõpetamisel ja arvelduse tegemisel.

7.3.4. MÜÜJA VAHETUSE PROTSESS

Avatud tarnija ehk elektrimüüja vahetuse protsessis osalevad turuosaline, eelnev ja uus avatud tarnija, Estfeedi Andmeladu ning võrguettevõtja.

Üldpõhimõtted

Avatud tarne ehk elektri ostu-müügilepingu reeglid ja tarnija vahetus on sätestatud elektrituruseaduses ja elektrituru toimimise võrgueeskirjas toodud nõuetega.

Müüja/tarnija vahetuse üldpõhimõtted on järgmised:

1. Võrgulepinguga klient, kelleks on tarbija või tootja, osaleb avatud tarne protsessis iga oma mõõtepunkti lõikes eraldi. Kui võrgulepingu kliendiks on teine võrguettevõtja või avatud tarnija (elektriettevõtjad), sõlmitakse elektri ostu-müügileping ehk avatud tarne leping kogu tegevuspiirkonna kohta.
2. Võrguleping sõlmitakse liitumispunkti võrguettevõtjaga, kes edastab info Estfeedi andmelattu. Avatud tarne ehk elektri ostu-müügi lepingu saab sõlmida sama isik, kes on sõlminud võrgulepingu ehk avatud tarne aluseks on kliendi kehtiv võrguleping mõõtepunktis.
3. Võrgulepingu lõppedes lõpeb ka avatud tarne leping.
4. Kui turuosalisel on kehtiv võrguleping, aga puudub avatud tarne leping, loetakse elektrituruseaduse alusel tema avatud tarnijaks tema mõõtepunkti võrguettevõtja. Võrguettevõtja võib delegeerida avatud tarne teenuse osutamise edasi mõnele teisele avatud tarnijale (nimetatud müüja).
 - * Väiketarbija kuni 63A liitumispunktis on üldteenuse klient. Üldteenuse hind on reguleeritud elektrituruseadusega (lähtub elektribörsi hinnast, millele võrguettevõtja lisab oma kulude marginaali). Võrguettevõtja avaldab üldteenuse tingimused ja hinnad oma (või nimetatud müüja) veebilehel;
 - * Tarbija üle 63A liitumispunktis ostab avatud tarne teenust bilansienergia hinnaga;
 - * Tootjad edastavad avatud tarne lepingu puudumisel elektrienergiat võrku tasuta.
5. Estfeed andmelao kaudu tagatakse katkematu avatud tarne ahel kogu süsteemi kohta, st igal ajahetkel kuulub iga turuosalise mõõtepunkt ühe avatud tarnija ja tema bilansihalduri tegevuspiirkonda, mis tagab, et lepingu vahetamisel elektrivarustus ei katke.

Müüja vahetuse protsess alates 01.01.2023

Tähtajalised ja tähtajatud avatud tarne lepingud

Avatud tarne leping võib olla sõlmitud igale turuosalisele kas tähtajatuna või tähtajalisena, sõltuvalt lepingu sõlmimise kokkulepetest avatud tarnija ja turuosalise vahel.

- a) Avatud tarnija sisestab Estfeedi Andmelattu avatud tarne lepingu tähtajatuna, kui turuosalisega sõlmitud lepingul puudub lõpptähtaeg ning turuosalisele ei kaasne lepingu lõpetamisega tasunõudeid avatud tarnijalt;

b) Avatud tarnija sisestab Estfeedi Andmelattu avatud tarne lepingu tähtajalisena, kui turuosalisega on sõlmitud tähtaegne leping ning turuosalisele võib kaasneda lepingu ennetähtaegse lõpetamise tasunõudeid avatud tarnijalt. Ennetähtaegsete lepingute tasunõuete proportsionaalsuse üle teostab järelevalvet Konkurentsiamet.

Avatud tarnija ehk elektrimüüja vahetuse protsess

Avatud tarnija vahetumine võib toimuda mistahes kalendripäeval vastavalt alltoodud protsessile:

a) Tarnijavahetuse protsess Estfeedis algab uuel avatud tarnijalt turuosalise kohta uue lepinguinfo edastamisega vähemalt 14 päeva ette. Avatud tarnija edastab järgmised andmed: turuosalise ID, mõõtepunkti EIC kood, avatud tarne lepingu algusaeg ja lõppaeg ning ennetähtaegse lepingu lõpetamise tasunõue (jah/ei). Uue lepinguinfo kättesaamisel lõpetab Estfeed turuosalise senise avatud tarne viivitamata ning edastab lepingumuudatuse info seotud avatud tarnijatele ja võrguettevõtjale;

b) Avatud tarne lepingut saab sõlmida kalendripäeva täpsusega algusajaga kell 00.00 ja lõppajaga kell 24.00;

c) Uus avatud tarnija peab enne avatud tarne lepingu sõlmimist kontrollima, kas turuosalisel on olemas kehtiva võrgulepinguga mõõtepunkt, mille kohta isik soovib avatud tarne lepingut sõlmida ning kas turuosalise kehtiv avatud tarne leping sisaldab ennetähtaegse lepingu lõpetamise tasunõuet. Viimase korral on avatud tarnija kohustus informeerida turuosalist lepingu nõudest veendumaks, et turuosaline on teadlik tarnijavahetusega kaasnevatest võimalikest kuludest;

d) Kui turuosalisel on uus võrguleping (nt kinnisvaratehingud), mis jõustub mistahes kuupäeval, saab uus avatud tarne leping alata kas samal kuupäeval, mis on võrgulepingu algusaeg või avatud tarnija vähemalt üks päev ette sisestatud hilisem kuupäev. Perioodil, mis erineb võrgulepingu algusajast ja uue avatud tarne lepingu jõustumisest, on turuosalise avatud tarnijaks tema võrguettevõtja või võrguettevõtja nimetatud müüja;

e) Kui turuosalisel ei ole vähemalt 1 päev ette sõlmitud uut avatud tarne lepingut, jääb turuosaline võrguettevõtja avatud tarne portfelli võimalusega sõlmida uus avatud tarne leping vähemalt 1 päev ette ajakavas.

f) Kui turuosalise võrguleping lõpeb, lõpetab Estfeed Andmelaos sama kuupäevaga ka turuosalise avatud tarne lepingu;

g) Tarbijal on võimalik taganeda avatud tarne lepingu sõlmimisest 14 päeva jooksul. Avatud tarnija saab edastada Estfeedi Andmelattu turuosalisega lepingu lõpetamise vähemalt 1 päev ette ajakavas;

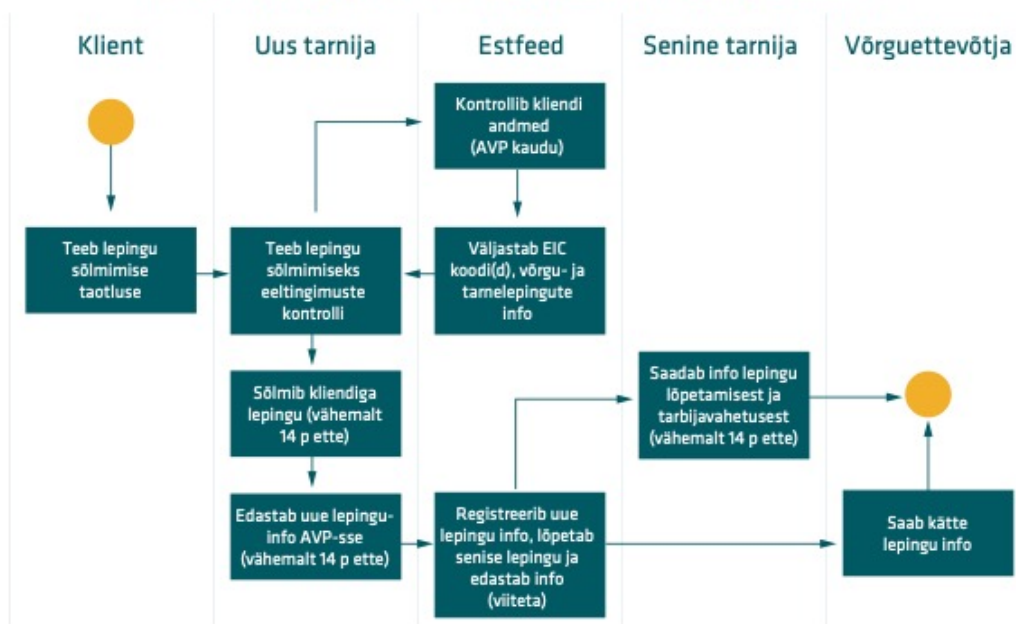
h) Elektriettevõtjatel on kohustus omada avatud tarne lepingut. Avatud tarne portfelli lepingu vahetus teisele elektriettevõtjale (avatud tarnija ja võrguettevõtja) on ajakavas vähemalt 7 päeva ette. Kui avatud tarnijal puudub avatud tarne portfelli leping, ei saa ta avatud tarnijana tegutseda ning süsteemihaldur lõpetab tema tegevuse ja avatud tarne lepingud. Kui võrguettevõtjal puudub avatud tarne portfelli leping, määratakse tema avatud tarnijaks tema nn ülem-võrguettevõtja avatud tarnija ning süsteemihaldur edastab vastava info Konkurentsiametile;

i) Avatud tarnijatel on võimalik tagasiulatuvalt lepinguinfo parandusi edastada, kui muudatusteks on võetud kooskõlastus mõõtepunkti võrguettevõtjalt, seotud avatud tarnijalt ja bilansihaldurilt.

Avatud tarnija vahetuse protsessijoonised

Turuosaline saab avatud tarnija vahetuseks lõpetada kehtiva avatud tarne lepingu uue avatud tarnijaga lepingu sõlmimise protsessi kaudu, mille alusel volitab ta uuel avatud tarnijal läbi Estfeedi andmevahetuse oma senist avatud tarne lepingut lõpetama (joonis 39). Tarnijavahetuse ajakava määratakse elektrituru toimimise võrgueeskirjaga (alates 01.01.2023 on tarnijavahetuse ajakava vähemalt 14 päeva ette periood).

Tarnijavahetuse protsess läbi uue avatud tarnija lepingu sõlmimise



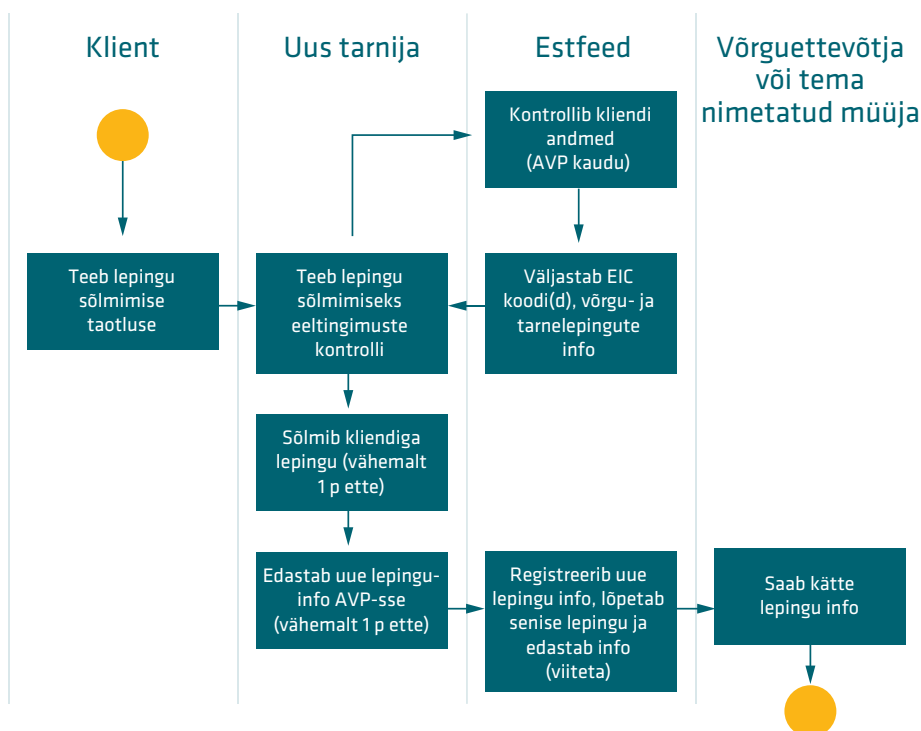
Joonis 39 Tarnijavahetuse protsess uue avatud tarnija lepingu sõlmimise kaudu

Kui avatud tarnija edastab Estfeedi Andmelattu uue lepingu info, kontrollib andmeladu otsekohe lepingu info edastamise nõuetekohasust ning edastab senisele avatud tarnijale lepingu lõpetamise sõnumi ja uuele avatud tarnijale lepingu registreerimise sõnumi. Estfeed tagab, et tehniliselt on tarnijavahetus teostatud ja info edastatud osapooltele vähem kui 24 tunniga. Tarnijavahetusel uue avatud tarnijaga lepingu sõlmimise kaudu ei jää klient üldteenusele.

Avatud tarne lepinguta (nn üldteenus) turuosalisele tarnijavahetuse protsess

Kui turuosalisel ei ole mõõtepunkti kohta sõlmitud avatud tarne lepingut, on tema avatud tarnijaks mõõtepunkti võrguettevõtja või võrguettevõtja poolt nimetatud müüja. Klient saab sõlmida sellisel juhul uue avatud tarne lepingu ajakavas, et uus avatud tarnija on lepinguinfo edastanud vähemalt 1 päev ette (joonis 40).

Tarnijavahetuse protsess läbi uue avatud tarnija lepingu sõlmimise



Joonis 40 Avatud tarne lepingu sõlmimise protsess lepinguta kliendile

7.4. TARKVÕRK JA ANDMEVAHETUS AVATUD ELEKTRITURUL

Energiasüsteem on muutuses nii Euroopas kui kogu maailmas. Olulistest trendidest on võimalik välja tuua energiaturgude integreerumine (ühtne Euroopa energiaturg, aga ka piiride kadumine elektri-, gaasi- ja soojusenergia turgede vahel) ning kliimapoliitika ja energiatõhususe eesmärkide ühtlustumine ja karmistumine. Tootmisseadmete ja tehnoloogiate arengus võib täheldada mitteplaneeritava tootmistsükli ja hajusalt paiknevate seadmete massilist lisandumist energiasüsteemi ning akumuleerimise ja tarbimise juhtimise võimaluste kasvu. Turuosaliste hulgas on näha uut tüüpi osapoolte lisandumist (ESCO-d ehk energiateenusettevõtjad, energiaühistud, agregaatid, virtuaalsed jõujaamad, tarbijast tootjad ehk *prosumer*id), tarbijate teadlikkuse kasvu ja nõudlust uut tüüpi teenuste järele.

Nimetatud trendidega kaasnevad üha enam ettearvamatud energiavood, aga ka eksponentsiaalselt kasvavad andmevood energiasüsteemis. Energiavõrkude haldamine peab uute oludega kohanema, võrgud peavad muutuma targemaks. Tarkvõrk tähendab kombineeritud muutusi energiasüsteemis, mis tulenevad info- ja kommunikatsioonitehnoloogiate laialdasest kasutuselevõtust, võimaldades energia tootjaid, haldureid, müüjaid, tarbijaid, teenuse pakkujaid jne ühele platvormile või integreeritud platvormidele liita ja seal andmeid vahetada ning seeläbi pakkuda tarbijatele uusi teenuseid. Inimesed ei vaja mitte elektrit ja gaasi, vaid toasooja ja valgust ning teisalt taskukohaseid energiaarveid. Selleks tuleb leida võrgus üles efektiivsus ning tagada nende osaliste turule pääs, kes seda efektiivsust soovivad pakkuda. Odavam, keskkonnasõbralikum ja kindlaim energia on tarbimata energia.

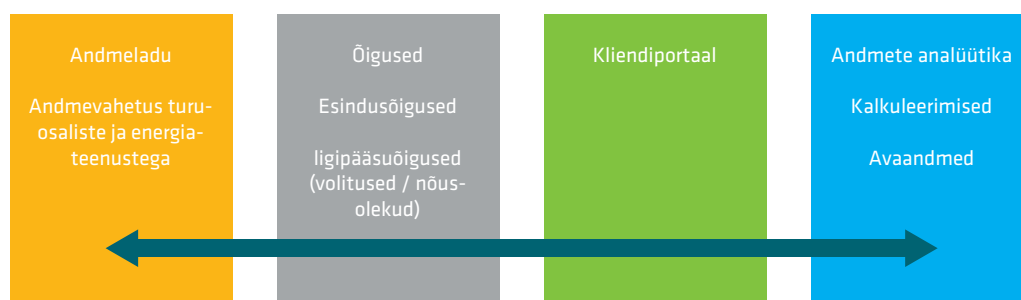
Eelnev seab ka energiasüsteemihalduri valiku ette, kuidas hallata muutuvat ja oluliselt nutikamat energiasüsteemi. Juhtimaks energiasüsteemi ümberkujundamist, on Elering loonud platvormi, mille abil välja arendada nutikas tarkvõrgu andmevahetusplatvorm Estfeed. Platvorm võimaldab lõpptarbijatel,

energiateenuste pakkujatel, hajutatud (väike)tootjatel ja võrguettevõtjatel energiatarbimise reaalajalähedaste andmete vahetuse abil energia tootmise, transportimise ja tarbimise tõhusust kasvatada. Andmelao infosüsteemis säilitatakse elektrienergia tarbimis- ja tootmiskogused, kodeeritakse Eesti elektriturul tegutsevad turuosalisel ning kõik turuosaliste vahelist elektrienergia liikumist mõõtvad mõõtepunktid. Kodeerimine annab aluse turuosaliste õiguste ja tarneahelate määramiseks. Tarkvõrgu platvormiga saab Eleringist lisaks elektri- ja gaasisüsteemide haldurile ka energeetika tarkvõrgu haldur.

7.4.1. ESTFEED ANDMEVAHETUSPLATVORM

Eleringi tarkvõrgu tehniliseks baasiks on andmevahetusplatvorm Estfeed (joonis 41). Eleringi Estfeedi brändi alla on koondunud kogu energiaandmete platvormiteenused järgmises mahus:

- elektri- ja gaasiturul avatud tarne äriprotsessid ja mõõteandmete kogumine ning teistele energiateenustele energiaandmetele ligipääs (nn Andmeladu);
- kliendiportaal, mille kaudu saavad lõppkliendid ligipääsu oma tarbimis- ja tootmisandmetele, lepingute infole, andmete jagamisele ning taastuvenergia andmetele;
- kasutaja õiguste halduse tehniline lahendus;
- energiastatistika ja avaandmete lahendus (Q3 2023).



Joonis 41 Estfeedi andmevahetusplatvorm

Estfeed platvorm on plaanitud integreerima erinevaid andmeallikaid (nt tulevikus ka kaugkütte jm kaugmõõtjate ja sensorite andmeid) ja pakkuma sobivaid teenuseid andmete muutmisel väärtuslikuks informatsiooniks.

Estfeed Andmeladu

Estfeed Andmelao kaudu tagatakse andmevahetus järgmistele elektriettevõtjatele:

- võrguettevõtja – mõõtepunkti(de), lepingute info ja mõõteandmete edastamine; avatud tarne lepingute ja agregeerimislepingu info kättesaamine;
- liinivaldaja ja tootja – mõõtepunkti(de) ja mõõteandmete edastamine;
- suletud jaotusvõrk – mõõtepunkti(de), lepingute info ja mõõteandmete edastamine;
- laadimispunktide operaator – mõõtepunkti(de) ja mõõteandmete edastamine;
- avatud tarnija – avatud tarne lepingute ja portfelli lepingute info edastamine ja mõõtepunktide info ja mõõteandmete kättesaamine;
- agregaator – agregeerimislepingute ja tarbimise juhtimise mõõteandmete edastamine ja mõõtepunktide info ja mõõteandmete kättesaamine;
- bilansihaldur – avatud tarne lepingute ja portfelli lepingute info edastamine;
- süsteemihaldur – katkematu avatud tarne ahela haldamine.

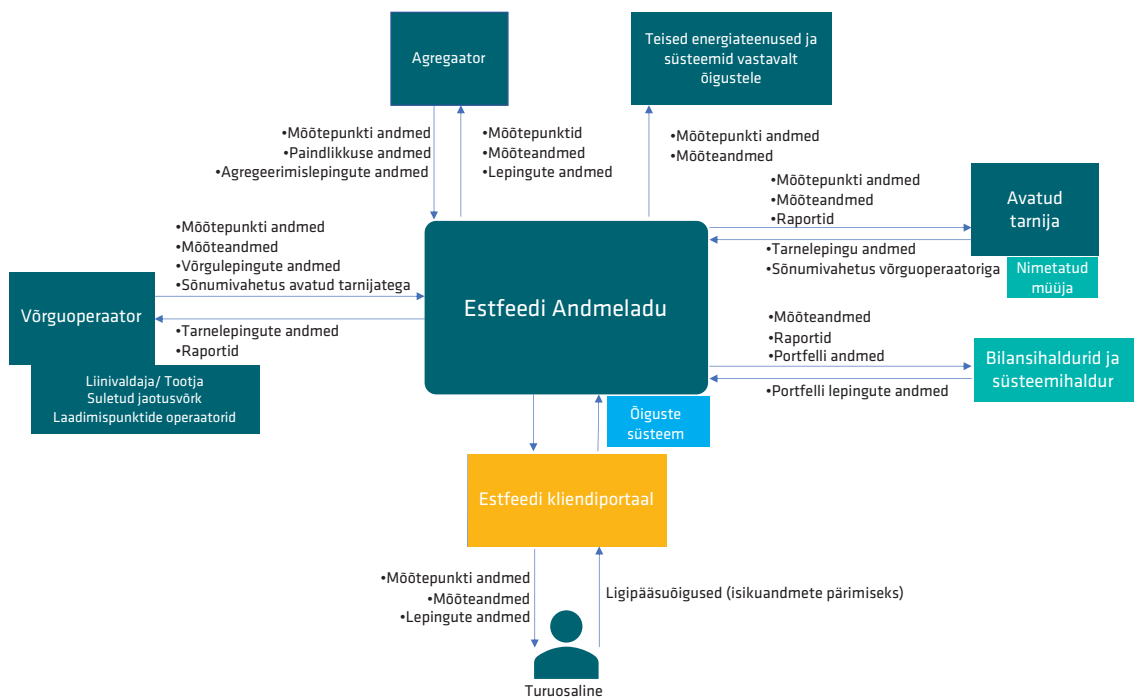
Andmelaost võimaldatakse andmetele ligipääs ka energiateenuse osutajatele, aga oluline on, et nemad

saavad andmetele ligi ainult turuosalise antud ligipääsuõiguste alusel.

Avatud tarnija vahetamiseks, agregaatiorlepingute* halduseks, mõõteandmete edastamiseks ning bilansivastutuse tagamiseks on Andmelattu loodud järgmised põhifunktsionaalsused:

1. kodeerimise protsess;
2. mõõtepunkti tehniliste andmete ja mõõteandmete esitamise protsess;
3. tarnijavahetuse ja seda kirjeldava sõnumite vahetamise protsess;
4. võrguettevõtja võrguarve edastuse protsess;
5. avatud tarnija ja võrguettevõtja vahelise infovahetuse kanal;
6. katkematu avatud tarne ahela ja bilansiportfellide (bilansipiirkondade) haldus;
7. 15-minutilise bilansiperioodi andmevahetus;
8. bilansiselgituse agregeeritud koondraportite arvutamine ja edastamine;
9. agregeerimislepingute ja tarbimise juhtimise mõõteandmete edastamine.

Estfeediga on ühendatud ka täiendavad sidussüsteemid nagu Eleringi taastuenergia infosüsteem ja bilansihalduse süsteem seadusandluses toodud õiguste alusel (joonis 42).



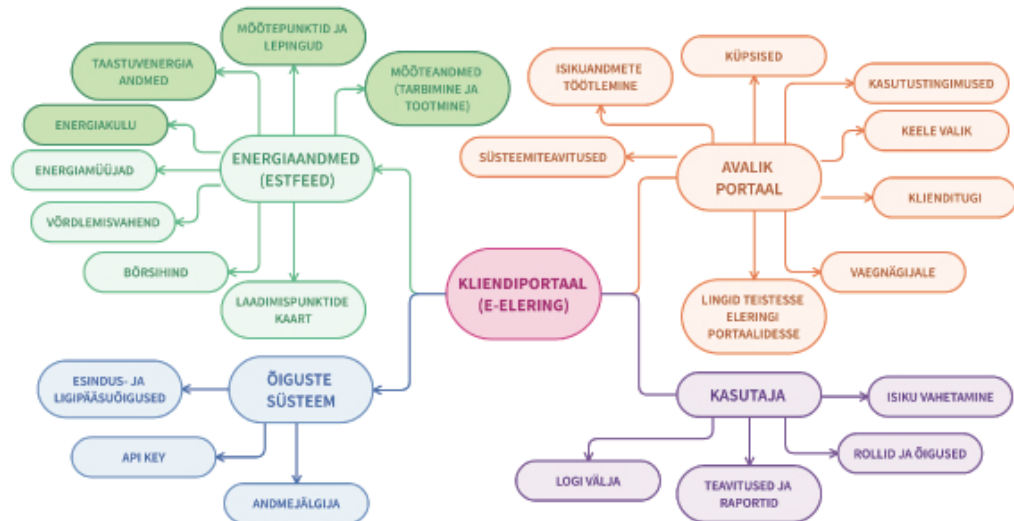
Joonis 42 Elektrituru andmevahetus Estfeed andmeplatvormi vahendusel

Estfeedi kliendiportaal

Turuosalistest lõppkliendid (tarbijad, tootjad) ja nende esindajad saavad oma andmetele ligipääsu selleks loodud veebiportaali (nn kliendiportaal) kaudu.

Kliendiportaal tagab lõppkliendidele ligipääsu oma mõõteandmetele koos andmete allalaadimise ja edastamise võimalusega, sh tagada kättesaadavus endaga seotud infole: lepingute tähtajad, avatud tarnijad, mõõteandmed, turuosalise EIC kood ja turuosalisega seotud mõõtepunktide EIC koodid ning andmete kättesaamise kasutajamugavus.

Õiguste osas peab olema võimalus hallata oma esindusõigusi ning anda oma andmete jagamiseks nõusolekuid teistele turuosalistele kui tema konkreetsele energiamüüjale. Andmejälgija vaates tuleb turuosalisele kuvada info, kes, millal ja mis õiguse alusel on saanud ligi tema tarbimiskoha mõõteandmetele vm seotud infole (joonis 43).



Joonis 43 Kliendiportaali mõttekaart

Kasutajaõigused

Elering tagab, et turuosalise andmetele Andmelaost saavad ligipääsu vaid need osapooled, kellel on selleks seadusjärgne õigus või kellele turuosaline ise on selle õiguse andnud.

- Esindusõigus on õiguste kogum, mille piires esindaja saab tegutseda esindatava nimel. Esindusõiguse aluseks võib olla volitus või seadus (seadusest tulenev esindusõigus).
- Ligipääsuõigus tähendab õigust saada ligi andmetele. Juriidilise isiku andmetele ligipääsuks on vajalik volitus juriidilise isiku esindusõigusega isiku poolt. Füüsilise isiku andmetele ligipääsuks on vajalik nõusolek. Füüsilise isiku nõusolekule kohaldub isikuandmete kaitse üldmäärus.

Ligipääsuõiguste üldpõhimõtted on järgmised:

1. Elektri- ja gaasiettevõtjatel ning energiateenustel tuleb andmetele ligipääsuks sõlmida Eleringiga leping. Estfeed haldab rollipõhiselt ligipääsu andmetele (kas kasutaja on müüja, võrguettevõtja jne). Iga kasutaja, sh sidussüsteemi tehtud päring tuleb valideerida vastavalt seaduse alusel tagatud ligipääsuõigusele ja/või lõppkliendi antud volitusele. Andmetele saab ligipääsu vaid kas turuosalise antud volituse/nõusoleku või seaduseõiguse alusel.
2. Võrgulepingu kliendile tagatakse juurdepääs kliendiportaali kaudu edastatavatele andmetele. Kliendil on õigus volituse andmise kaudu edastada oma mõõtepunkti ja mõõteandmeid teistele isikutele ja süsteemidele.

Statistika, analüüs ja avaandmed

Estfeed arendusplaanis on eesmärk arendada välja lahendus tegelike mõõteandmete alusel energiabilansi andmete töötlemiseks ja kasutamiseks koondväljundina:

- energia (elekter ja gaas) lõpptarbimise agregeeritud arvutamine valitud resolutsioonis,

asukohas (maakond, linn, küla, KOV), tegevusvaldkonna (tööstus, põllumajandus, teenindus jms) osas või teenuse ahelaga (bilansiportfell, võrguettevõtja tegevuspiirkond) jm;

- energia (elekter ja gaas) tootmise agregeeritud arvutamine valitud resolutsioonis, asukohas, kütuseliigiti või teenuse ahelaga jm;
- olemasolevate bilansiselgituse raportite jaoks mõõteandmete agregeerimise uuendamine (funktsionaalsusena olemas);
- gaasisüsteemi kaitstud tarbijate tarbimiskoguste kalkuleerimise ja selleks vajalike andmetega raport.

7.4.2. KODEERIMINE

Euroopa ühtse elektrituru protsesside, objektide ja osaliste identifitseerimiseks on ENTSO-E välja töötanud ühtse kodeerimise süsteemi EIC (ingl. k. *Energy Identification Coding*). Süsteemi eesmärk on tagada harmoniseeritud elektroonne andmevahetus olukorras, kus turuosalistel on võimalus osaleda erinevatel turgudel ning süsteemioperaatorid peavad omavahel ning ka turuosaliste endiga nende kohta infot vahetama. Sellest tulenevalt on peamine nõue EIC koodidele, et need on ajas stabiilsed. Lisaks kehtivad järgmised nõuded:

1. eraldatud kood peab olema globaalselt unikaalne (üle Euroopa);
2. eraldatud koodi muudetakse ainult siis, kui objekti staatus muutub (see tähendab, et kui näiteks ettevõtte nimi muutub, siis EIC koodi ei muudeta).

EIC koodide ülesehitus

EIC koodid on 16-kohalised ning koosnevad inglise tähestiku tähtedest (A-Z), numbritest (0-9) ja miinusmärkidest (-):

- 2-kohaline numbriline kood, mis identifitseerib koodi väljastanud LIO (Eesti puhul 38)
- Objekti tüüpi märkiv täht:
 - X – turuosaline (nõ X-kood)
 - Y – piirkond (nõ Y-kood)
 - Z – mõõtepunkt (nõ Z-kood)
 - W – ressurss (nt tootmisüksus) (nõ W-kood)
 - T – ühendusliin (eri bilansiapiirkondade vahel)
 - V – asukoht
- 12-kohaline identifitseerimiskood (tähed, numbrid, miinused)
- 1 kontrollisümbol (täht või number)

Nt EIC koodi 38ZEE-1000007L-E puhul võib öelda, et see on Eleringi väljastatud mõõtepunkti EIC kood.

EIC koodid Eestis

Kodeerimist administreeritakse kahel tasandil:

- Keskse koodikeskuse (CIO – *Central Issuing Office*) ülesanne on väljastada lokaalsete koodikeskuste (LIO-de) identifitseerimise koode (esimesed kaks numbrit EIC koodis), süsteemihaldurite või piirkondade EIC koode (nt Eleringi EIC kood on 10X1001A1001A39W), ning nende haldamine.
- Lokaalsed koodikeskused (LIO – *Local Issuing Office*) tegutsevad CIO agentidena, väljastades vastavalt taotlustele erinevate objektide jaoks EIC koode. Eestis tegutseb LIO-na Elering.

Kodeerimise nõuetekohasuse tagamiseks on Elering Andmelao (andmeladu.elering.ee) juurde loonud tsentraliseeritud kodeerimissüsteemi, mis pakub järgmisi teenuseid:

- korrektsete koodide väljastamine;
- koodinimistute haldus (päringud, aktiveerimine/deaktiveerimine, modifitseerimine);
- vastavate kodeeritud organisatsioonide kontaktandmete väljastus.

EIC koodid on aluseks Andmelao süsteemi kasutamise õiguste määramiseks ja nende kontrollimiseks. Igal turuosalisel (tootja, tarbija, müüja jne) on oma EIC kood, millega seostatakse kõik tema tegevused turul. Kodutarbijad saavad enda kui turuosalise EIC koodi (X-kood) näha Estfeedi kliendiportaali sisse logides oma nime all, oma mõõtepunktide EIC koodi (Z-koodi) saab näha valides menüüst energiatarbimise andmed.

EIC koodide alusel määratakse kindlaks avatud tarnijate piirkonnad ja turuosaliste õigused andmetele juurdepääsuks. Lisaks seadusega määratud juurdepääsudele on turuosalisel õigus juurde pääseda ka nendele (mõõte)andmetele, mille kohta on süsteemis omaniku kinnitus (st volitus). Mõõteandmetele juurdepääsu õiguste haldamise eest vastutab Elering.

8. LISAD

8.1. LISA 1. MÕISTED

ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) – Euroopa Parlamendi ja nõukogu määrusega (EÜ) nr 2019/942 asutatud Euroopa Liidu Energeetikasektori Reguleerivate Asutuste Koostöö Amet, millesse kuulub ka Eesti Konkurentsiamet

aFRR – automaatselt aktiveeritav sageduse taastamise reserv

Agregaator (Aggregator) – juriidiline isik, kes korraldab süsteemihaldurile reguleerimisreservi pakkumise tegemist tarbimise või tootmisvõimsuste koondamise teel

AIB (Association of Issuing Bodies) – päritolutunnistusi väljaandvate asutuste ühendus, mis võimaldab Eleringi hallatava elektroonilise päritolutunnistuste registri kaudu päritolutunnistustega kauplemist ülejäänud 21 AIB liikmega

Allareguleerimine (Down-regulation) – süsteemihalduri poolt täiendava elektrienergia koguse müümine, mis on tingitud prognoositust väiksemast energiatarbimisest või suuremast energiatootmisest süsteemis, vajadusest teostada vastukaubandust või kui on ohustatud elektrisüsteemi varustuskindlus

Andmevahetusplatvorm Estfeed – digitaalne keskkond, mille kaudu toimub elektriturul andmevahetus avatud tarnija vahetamiseks, mõõteandmete edastamiseks ning turuosalisele seadusega pandud kohustuste täitmiseks ja talle antud õiguste tagamiseks

Avariireservvõimsus (Fast Disturbance or Emergency Reserve) – süsteemihalduri hoitav või ette tellitud võimsusreserv elektrisüsteemis juhtuda võivate avariiliste olukordadega toimetulekuks

Avatud tarne (Open Supply) – turuosalisele kogu temale vajaliku elektrienergia müümine või eabilansina turuosalisele tema bilansi tagamiseks kauplemisperioodil puudujääva elektrienergia koguse müümine või temalt kauplemisperioodil ülejääva elektrienergia koguse ostmine

Avatud tarnija – elektrimüüja või bilansihaldur, kes osutab kliendile avatud tarnet eesmärgiga tagada müüduid ja ostetud elektrienergia koguste tasakaal kliendi bilansiipiirkonnas

Bilansi tagamine ehk tasakaalustamine (Balancing) – kõik tegevused või protsessid, mille kaudu süsteemihaldur tagab pidevalt erinevatel ajahorisontidel elektrisüsteemi sageduse kindlaksmääratud stabiilsetes piirides

Bilansienergia (Imbalance) – eabilanss ehk avatud tarne, mida bilansi hoidmise eesmärgil ostab ja müüb süsteemihaldur bilansihalduriga sõlmitud bilansilepingu alusel

Bilansihaldur (Balance Provider) – juriidiline isik, kes on oma bilansi tagamiseks sõlminud süsteemihalduriga bilansilepingu EITS-i (Elektrituruseadus) ja selle alusel kehtestatud õigusaktides sätestatud korras

Bilansileping – süsteemihalduri ja bilansihalduri vahel sõlmitud avatud tarne leping, mille alusel süsteemihaldur müüb bilansihaldurile või ostab temalt igal kauplemisperioodil bilansi tagamiseks vajaliku koguse bilansienergiat

BRELL – Eesti, Läti, Leedu, Venemaa ja Valgevene elektrisüsteemide juhtimise alane koostöö

BOGI – Läänemere energiavõrgu arendamise projekti Baltic Offshore Grid Initiative, mille eesmärk on kõige soodsamal viisil liita Läänemere regioonis meretuuleparke võrku ning samal ajal kasvatada riikide varustuskindlust koormamata üleliigselt maismaa elektrivõrku

CACM võrgueeskiri – Komisjoni määrus (EL) 2015/1222, millega kehtestatakse võimsuse jaotamise ja ülekoormuse juhtimise suunised

CEP (Clean Energy Package) – Euroopa Komisjon tutvustas 2016. aasta novembri lõpus puhta energia paketti, mille eesmärk on seada esikohale energiatõhusus, saavutada juhtpositsioon taastuvenergia alal ja tagada tarbijatele energia eest õiglane hind. Meetmepaketi üks osa on ka uus taastuvenergia direktiiv, mis võtab senisest nõudlikuma hoiaku riikide taastuvenergia eesmärkide täitmise ja taastuvenergia projektide loamenetluste venitamise küsimuses. (vt Lisa 2 määrused 2019/941, 2019/942, 2019/943 ja direktiivid 2019/944)

EBGL võrgueeskiri – Komisjoni määrus (EL) 2017/2195, millega kehtestatakse elektrisüsteemi tasakaalustamise eeskiri

Elektribörs – organiseeritud turg elektrienergiaga kauplemiseks sama või järgmise päeva või tunnisestest tarnetega

Elektribörsil kaupleja – turuosaline (kelleks võib olla nii tootja, müüja, tarbija jne), kellele elektribörsi korraldaja on andnud õiguse elektribörsil kaubelda, sõlmides temaga asjakohase lepingu. Elektribörsil kauplejaks võib olla Eesti turuosaline ja välisriigi turuosaline, kelle süsteemihalduril on Eesti süsteemihalduriga sõlmitud kokkulepe, mis tagab turuosalise elektrienergia tarned

ELTS – Eesti elektrituruseadus

ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators) – Euroopa elektrisüsteemihaldurite katusorganisatsioon

EPAD (Electricity Price Area Differential) – Forvard-leping hinnapiirkonna hinna ja Nord Pool süsteemi hinna erinevuse kohta. Kauplemisperioodi jooksul peegeldab EPAD-i turuhind prognoositavat hinnavahet tegelikul tarneperioodil.

Euroopa segajääk (European Attribute Mix ehk EAM) – Euroopa Liidu kõikide riikide lõikes tarbitud energiaallikate osakaalusid väljendav tõendamata päritoluga elektrienergia kogum, mida kasutatakse tasakaalustava reservuaarina riiklike segajääkide arvutamisel

Explicit oksjon (otsene oksjon) – turuosalistes teevad oma pakkumised riikidevahelise ülekandevõimsuse ostmiseks teatud ajaperioodiks, mil võivad ostetud ulatuses ülekandevõimsust kasutada elektrienergia transportimiseks üle piiri. Võidab suurima pakkumise esitanud turuosaline või turuosalistes, kelle pakkumised mahuvad oksjonile antud ülekandevõimsuse piirides.

FCA võrgueeskiri – Komisjoni määrus 2016/1719, millega kehtestatakse pikaajaliste võimsuse jaotamise suunised

FTR (Financial Transmission Right) – finantsinstrument, mille puhul pakub süsteemihaldur võimalust fikseerida piirkondadevaheline hinnaerinevus

HKS – kasvhoonegaaside (KHG) heitkogustega kauplemise süsteem

Implicit oksjon (kaudne oksjon) – meetod, mille abil on võimalik ühtlustada hindasid erinevate hinnapiirkondade vahel ning mille rakendamisel annavad piirkondadevahelised ülekandeliinid võimaluse suunata ülejäägiga ehk madalama hinnaga piirkonnast elektrienergia puudujäägiga ehk kõrgema hinnaga piirkonda

IPS/UPS – Venemaa ja lähiriikide ühtne sünkroonala

Kauplemisperiood – võrgueeskirjas ettenähtud ajavahemik, mille lõikes on turuosaline kohustatud

tagama oma bilansi. Eestis on kauplemisperiood täistund. Päeva esimene tund on 00.00 kuni 01.00 ja viimane tund on 23.00 kuni 00.00

KHG – kasvuhoonegaasid on lühilainelist päikesekiirgust mitteneelavad või vähe neelavad ning pikalainelist soojuskiirgust neelavad gaasid Maa atmosfääris, mis põhjustavad kasvuhooneefekti, kuna takistavad soojusenergia lahkumist Maalt maailmaruumi pikalainelise soojuskiirgusega. Viis põhilist kasvuhoonegaasi Maa atmosfääris on veeaur (H_2O), süsihappegaas (CO_2), naerugaas (N_2O), metaan (CH_4) ja osoon (O_3)

Koordineeritud netoülekandevõimsuse põhine meetod ehk CNTC – võimsusarvutusmeetod, mille puhul eelnevalt määratletakse omavahel külgnevate pakkumisiirkondade vaheline maksimaalne võimalik ülekandevõimsus ja hinnatakse seda

Koordineeritud võimsusarvutuse ala ehk CCR – geograafiline ala, mille kohta tehakse koordineeritud võimsusarvutus. Eesti hakkab kuuluma koos Läti, Leedu, Soome, Rootsi ja Poolaga Balti CCR'i

mFRR – käsitsi aktiveeritav sageduse taastamise reserv

Mikrotootja – elektritarbija, kes toodab elektrienergiat valdavalt enda tarbeks kuni 11 kW võimsusega tootmiseladme abil. Tootva tarbija tähistamiseks kasutatakse ka mõistet „prosumer“

Määratud elektriturukorraldaja ehk NEMO – üksus, kelle pädev asutus on nimetanud täitma ülesandeid ühtse järgmise päeva turu mehhanismis või ühtse päevasise turu mehhanismis. Eestis on NEMO börsikorraldaja Nord Pool.

Netotoodang – Eesti elektrijaamade võrku antud ja otseliinide kaudu tarbijatele edastatud saldeeritud toodang

NORDPOOL (Nord Pool) – Põhjamaade ja Balti riikide elektribörsi operaator

NTC (Net Transfer Capacity) – vaba ülekandevõimsus elektribörsi hinnapiirkondade vahel

OTC (over-the-counter) – tähendab seda, et tehingut ei tehta tsentraalse toimumiskoha nagu börsi kaudu. Kauplemine toimub otse kahe osapoole vahel läbi ning börsilaadset vahendajat seal ei esine

PTR (Physical Transmission Right) – piirkondadevahelise hinnariski maandamise instrument. PTR oksjoni puhul lubatakse turuosalistel teha pakkumisi, et maandada hinnapiirkondadevahelisi hinnariske. Turuosalisel, kes oma pakkumisega omandavad PTR võimsusi teatud ajaperioodiks, saavad kohustuse PTR-id süsteemihalduritele pärast igakuist hinnaselgitust tagasi müüa. Tagasi makstav summa sõltub kahe elektrituru hinnapiirkonna hinnaerinevusest

Pudelikael ehk turu ülekoormus (Bottleneck) – olukord, kus päev-ette turu mehhanismi või päevasise turu mehhanismi majanduslik tulu on hinnapiirkondade vahel võimsuse või muude aktiivsete jaotamisiirangute tõttu piiratud, mis takistavad sujuvat elektrienergia kaubanduslikku liikumist

Päevasisene turg (Intraday market) – selline elektrituru ajavahemik alates piirkonnaüleste tehingute avamisajast päevasisesel turul kuni piirkonnaüleste tehingute sulgemisajani päevasisesel turul, mille puhul kaubeldakse vahetult (30-60 min) enne nende tarnimist

Päev-ette turg ehk järgmise päeva turg (Day-ahead market) – päev-ette tehingute sulgemise ajani kestev elektrituru ajavahemik, mille vältel tehtud elektribörsi tehingute tärned tehakse järgmisel päeval

Päritolutunnistus (Guarantee of Origin, direktiivis kasutusel ka väljend päritolutagatis) – elektrooniline dokument, mille põhivõrguettevõtja annab tootjale ja mis tõendab, et elektrienergia on toodetud taastuvast energiaallikast või tõhusa koostootmise režiimil

Päritolutunnistuste import ja eksport – teises riigis toodetud elektrienergia põhjal väljastatud päritolutunnistuste ülekandmine Eesti registrisse või Eestis väljastatud päritolutunnistuse ülekandmine välisriiki AIB keskregistri kaudu

RE-DISS – Intelligent Energy Europe programmist finantseeritud projekt, mille eesmärk oli parandada tarbitava elektri päritolu kohta lõpptarbijale esitatavate andmete usaldusväärsust ning täpsust

Reguleerimisenergia (Balancing Energy) – süsteemihalduri poolt bilansi tagamiseks aktiveeritud avariireervõimsuse või reguleerimisreservi pakkumise energia, mida süsteemihaldur kasutab tootmise ja tarbimise suurendamiseks või vähendamiseks vastavuses seaduse ja selle alusel kehtestatud õigusaktidega ning tema poolt sõlmitud lepingutega

Reguleerimisreservi pakkumine (Balancing Bid) – reguleerimisteenuse pakkuja poolt süsteemihaldurile tehtud reguleerimisenergia pakkumine, mis vastab süsteemihalduri kindlaks määratud nõuetele

Reguleerimistarne bilansiaruandes (Imbalance Adjustment) – süsteemihalduri poolt bilansihalduri bilansipiirkonnas aktiveeritud reguleerimisenergia kogus, mis kajastatakse bilansihalduri bilansiaruandes kauplemisperioodide lõikes ja reguleerimisenergia suunda arvestades

Reguleerimisteenusepakkuja (Balancing Service Provider) – tootja, tarbija, bilansihaldur või agregaat, kes pakub süsteemihaldurile reguleerimisteenust

Riigiabi – igasugune liikmesriigi poolt või riigi ressurssidest ükskõik missugusel kujul antav abi, mis kahjustab või ähvardab kahjustada konkurentsi, soodustades teatud ettevõtjaid või teatud kaupade tootmist, ühisturuga kokkusobimatu niivõrd, kuivõrd see kahjustab liikmesriikidevahelist kaubandust

SCADA – elektrisüsteemi juhtimise ja andmete kogumise tehniline süsteem, mida kasutatakse elektrisüsteemi reaalajas juhtimise funktsionaalsuses

Segajääk (Residual Mix) – tarnitud elektrienergia päritolutunnuste kogum, mida ei ole kasutatud tarbijale edastatud elektrienergia päritolu tõendamiseks või mis on saadud arvutuse teel (ELTS §3 lõige 221). Eesti segajäägi arvutuses ei arvestata füüsilisi netoenergiavooge kolmandate riikidega vastavalt Balti süsteemihaldurite vahel 2013.aastal sõlmitud kokkuleppele, mille alusel neid energiavooge käsitletakse kui transiitvooge

Süsteemihaldur (Transmission System Operator) – põhivõrguettevõtja, kellel lasub süsteemivastutus

Taastuvad energiaallikad – kehtiva elektrituruseaduse järgi on taastuvad energiaallikad vesi, tuul, päike, laine, tõus-mõõn, maasoojus, prügilagaas, heitvee puhastamisel eralduv gaas, biogaas ja biomass. Biomassi all mõistetakse põllumajanduse, sealhulgas taimsete ja loomsete ainete, ja metsanduse ning nendega seonduva tööstuse toodete, jäätmete ja jääkide bioloogiliselt lagunevat osa, samuti tööstus- ja olmejäätmete bioloogiliselt lagunevaid komponente. Nendest allikatest toodetud elektrienergia on taastuenergia

Tarbimine – Eesti sisemine tarbimine arvestades võrgukadudega, kuid mitte arvestades elektrijaamade omatarvet, n-ö brutotarbimine

Tarbiskoht – turuosalise elektripaigaldise liitumispunkt või kogum liitumispunkte, mis on turuosalise elektripaigaldise kaudu omavahel elektriliselt ühendatud

Turuosalised – tootjad, tarbijad, elektri müüjad, börsi korraldaja ja võrguettevõtted (põhivõrgu ja jaotusvõrgu ettevõtted)

Tõendamata päritoluga elektrienergia – elektrienergia, mille päritolu ei ole päritolutunnistustega või muul usaldusväärsel moel tõendatud

Päritoluga elektrienergia – elektrienergia päritolutunnistustega tõendatud taastuenergia toodang või muul usaldusväärsel moel tõendatud mittetaastuenergia toodang

Tarbimisjuhtimine ehk tarbimiskaja (Demand Side Response) – turuosalise elektritarbimise paindlikkuse kasutamine elektrisüsteemi juhtimisel, kusjuures kaasatud võib olla nii elektri tootmise kui tarbimise pool (kodumajapidamised, omavalitsused, avalik sektor, tööstus) ja see võib olla otsene või kaudne

Tõhus koostootmine – elektrienergia tootmine elektri- ja soojusenergia koostootmise režiimil lähtuvalt soojusenergia nõudlusest ja tagades energiasäästu

Tühistatud päritolutunnistus – päritolutunnistus, millega on tarbijale tõendatud tarbitud elektrienergia päritolu ja mis on kõrvaldatud ringlusest

Vabatarbija – tarbija, kes kasutab elektrienergiat antud tarbimiskohas vähemalt koguses, mis on õigusaktides määratud vabatarbija tarbimiskoguseks. Vabatarbija määratlus kehtestatakse tarbija tarbimiskohale (mõõtepunktidele). Vabatarbija määratlusest tarbimiskohtades ostab sama tarbija elektrienergiat müügikohustuse alusel ning nendes mõõtepunktides ei saa tarbija avatud tarnijat vahetada. Alates 1.01.2013 on kõik tarbijad vabatarbijad

Vastukaubandus (Countertrade) – elektrienergia vahetus erinevate turupiirkondade vahel, mis on initsieeritud ühe või mitme süsteemihalduri poolt eesmärgiga viia elektrisüsteemi füüsilised parameetrid (näiteks piiriüleised võimsusvood) lubatud piiridesse ja tagada juba toimunud elektrienergiakaubanduse tehingud

Voopõhine (flow-based) **meetod** – võimsuse arvutamise meetod, mille puhul elektrienergia ülekandmise jaotustegurid ja kriitiliste võrguelementide järelejäänud varud piiravad pakkumispriirkondadevahelist energiaülekannet

Võimsusjaotustulu (ülekoormustulu) – piiriülese ülekandevõimsuse jaotamise tulemusel saadav tulu

Väiketarbija – kodutarbija, korteriühistu, korteriomanike ühisus, hooneühistu ja see äritarbija, kelle elektripaigaldis on võrguga ühendatud madalpingel kuni 63-amprise peakaitsme kaudu

Ühtse järgmise päeva turu mehhanism – enampakkumismehhanism, mille puhul järgmise päeva turgudel üheaegselt sobitatakse kogutud korraldusi ja jaotatakse piirkonnaülest võimsust pakkumispriirkondadele

Ühtse päevasisese turu mehhanism – pidev mehhanism, mille puhul päevasisestel turgudel üheaegselt sobitatakse kogutud korraldusi ja jaotatakse piirkonnaülest võimsust pakkumispriirkondadele

Ülekoormus (Congestion) – olukord, milles põhivõrkudevaheline ühendus ei suuda asjaomaste võrkudevaheliste ühenduste ja/või siseriiklike põhivõrkude võimsuse puudumise tõttu mahutada kõiki tegelikke elektrivooge, mida turuosalisel rahvusvahelisel kaubanduse raames nõuavad

Ülesreguleerimine (Up-regulation) – süsteemihalduri poolt täiendava energiakoguse ostmine, mis on tingitud prognoositust suuremast energia tarbimisest või väiksemast energia tootmisest süsteemis, tootmisvõimsuse ootamatust väljalülitumisest, vajadusest teostada vastukaubandust või kui on ohustatud elektrisüsteemi varustuskindlus

8.2. LISA 2. REGULATSIOONID

Direktiiv 2012/27/EL – käsitletakse energiatõhusust, muudetakse direktiive 2009/125/EÜ ja 2010/30/EL ning tunnistatakse kehtetuks direktiivid 2004/8/EÜ ja 2006/32/EÜ

Direktiiv 2019/944 – elektrienergia siseturu ühiste normide kohta ja millega muudetakse direktiivi 2012/27/EL

Määrus 2019/943 – käsitletakse elektrienergia siseturgu ning tunnistatakse kehtetuks määrused 713/2009

Määrus 2019/942 – asutatakse Euroopa Liidu Energeetikasektori Reguleerivate Asutuste Koostöö Amet

Määrus 2019/941 – käsitleb ohuvalmidust elektrisektoris ja millega tunnistatakse kehtetuks direktiiv 2005/89/EÜ

Määrus 1227/2011 – (REMIT) energia hulgimüügituru terviklikkuse ja läbipaistvuse kohta

Määrus 1348/2014 – (REMIT Implementation Acts) käsitletakse andmete esitamist ja millega rakendatakse energia hulgimüügituru terviklikkust ja läbipaistvust käsitleva Euroopa Parlamendi ja nõukogu määruse (EL) nr 1227/2011 artikli 8 lõikeid 2 ja 6

Määrus 2015/1222 – (CACM) kehtestatakse võimsuse jaotamise ja ülekoormuse juhtimise suunised

Määrus 2016/1719 – (FCA) kehtestatakse pikaajaliste võimsuse jaotamise suunised

Määrus 2017/2195 – (EBGL) kehtestatakse elektrisüsteemi tasakaalustamise eeskiri

Määrus 543/2013 – (Transparency Regulation) käsitleb elektriturgudel andmete esitamist ja avaldamist ning millega muudetakse Euroopa Parlamendi ja nõukogu määruse (EÜ) nr 714/2009 I lisa

Määrus 617/2010 – käsitleb komisjoni teavitamist Euroopa Ühenduse energeetika infrastruktuuri investeerimisprojektidest ning millega tunnistatakse kehtetuks määrus (EÜ) nr 736/96

Määrus 838/2010 – (ITC) kehtestatakse põhivõrguettevõtjate omavahelise hüvitamise mehhanismi ja ülekandetasusid käsitleva ühise regulatiivse lähenemisviisi suunised

