

EESTI ELEKTRISÜSTEEMI VARUSTUSKINDLUSE ARUANNE 2017

Tallinn 2017



**EESTI
ELEKTRISÜSTEEMI
VARUSTUSKINDLUSE
ARUANNE 2017**

Tallinn 2017

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.

Nende ülesannete täitmiseks esitab Elering vastavalt elektrituruseadusele (õ 39 lg 7 ja lg 8; õ 66 lg 2, lg 3, lg 4) varustuskindluse aruande. Süsteemi piisavuse varu hinnang järgneval 10 aastal on esitatud vastavalt võrgueeskirjas õ 131 lg 2 toodud valemile.

ISSN 2382-7114

ISBN 978-9949-9826-4-6



SISUKORD

1	ENERGIALIIDU RAAMISTIK	7
1.1	Energia majanduspoliitiline raamistik	8
2	SÜNKRONISEERIMINE	11
2.1	Sünkroniseerimiseks vajalikud Eestiga seotud investeeringud	14
2.2	Tuleviku investeeringud ja rahastamine	14
3	ELUTÄHTSA TEENUSE TOIMEPIDEVUSE TAGAMINE	17
3.1	Elutähtsa teenuse üldiseloostus	18
3.2	Elutähtsa teenuse toimepidevuse tagamise plaan	18
3.3	Elutähtsa teenuse toimepidevuse tagamine elektrivarustuse häirete korral	19
3.3.1	Süsteemi taaspingestamine	19
3.3.2	Elektrisüsteemi eralduskatsed	20
3.3.3	Tarbimise piiramine	20
3.3.4	Avariitõrjeautomaatika	20
4	ELEKTRIVÕRGU ARENGUD	23
4.1	Tallinn	24
4.1.1	Tallinna õhuliinide asendamine kaabelliinidega	24
4.1.2	Elektrivõrgu ümberehitamine Aruküla-Tapa vahel	25
4.2	Kirde-Eesti	25
4.2.1	Kiviõli-Jõhvi piirkond	25
4.2.2	Rakvere-Püssi piirkond	26
4.3	Kesk- ja Lõuna-Eesti	27
4.3.1	Tartu linn ja selle ümbrus	28
4.4	Lääne-Eesti ja saared	28
4.4.1	Mandri ja saarte ühendus	29
4.4.2	Pärnu, Paikuse ja Sindi piirkonna elektrivarustus	30
4.4.3	Riisipere-Turba piirkond	30
4.5	Rail balticu liitumine	31
4.6	Eleringi planeeritud investeeringud 2017-2021	32
4.6.1	Investeeringute jaotus lähtuvalt strateegilistest eesmärkidest	33
4.6.2	Investeeringud 2017-2021	34
4.7	Elektrivõrguga liitumiste parendamine	35
5	TAGASIVAADE VARUSTUSKINDLUSELE	39
5.1	2016/2017 aasta talveperiood	40
5.2	Kokkuvõtte elektrisüsteemi talitlusest 2016. aasta suveperioodil (mai-september)	41
5.3	Elektrisüsteemi juhtimine reaalajas	42
5.3.1	Balti regionaalse talitluskindluse koordinaatori loomine	42
5.3.2	Abinõud varustuskindluse tagamiseks	43
5.3.3	Sageduse reguleerimine	43
5.4	Piiriülesed maksimaalsed ülekandevõimsused (TTC) 2016/2017. aasta talveperioodil	44
5.5	EstLinkide juhtimine	45
5.6	Eleringi avariireservelektrijaamad	46
5.7	Elektrisüsteemi talitluse juhtimise uued tehnilised vahendid	46
5.8	Võrgu talitluskindlus	47
5.8.1	Väljalülitumised ja andmata jäänud energia	47
5.9	Välisühendused	49
5.10	Sisevõrk	52
5.10.1	Programmide „Liinid puuvabaks“ ja „Kindel võrk“ täitmisest	53

6	HINNANG VARUSTUSKINDLUSELE.....	55
6.1	Elektritarbimise prognoos aastani 2032.....	56
6.1.1	Majanduse areng ¹	56
6.1.2	Elektritarbimise prognoos aastani 2032.....	56
6.1.3	Jaotusvõrgud.....	57
6.2	Eesti elektrisüsteemiga ühendatud tootmisseedmed 2017. aastal.....	58
6.3	Elektritootjate poolt teada antud tootmisseedmete muutused aastatel 2017-2027.....	59
6.3.1	Muutused võrreldes 2016. aastaga.....	59
6.3.2	Suletavad tootmisseedmed ja olemasolevate tootmisseedmete võimsuse vähenemine.....	59
6.3.3	Kavandatavad ja ehitusjärgus soojuselektrijaamad.....	59
6.4	Hinnang tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajalikule tootmisvarule aastani 2027.....	60
6.4.1	Hinnang tootmisvõimsuse piisavusele talvel.....	60
6.4.2	Hinnang tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajalikule tootmisvarule suveperioodil.....	61
6.5	Varustuskindlus aastani 2032.....	62
6.5.1	Eesti varustuskindlus aastani 2032.....	62
6.5.2	Baltikumi varustuskindlus aastani 2032.....	64
6.5.3	Läänemere regiooni varustuskindlus aastani 2032.....	66
6.6	Hinnang.....	68
7	ELEKTRITURG.....	71
7.1	Elektrituru mudel.....	72
7.2	Ülekandevõimsuse arvutamise põhimõtted.....	73
7.3	Ülekandevõimsuste jaotamise põhimõtted erinevates ajaperioodides.....	74
7.3.1	Tulevikutehingute turg ja ülekandevõimsuste jaotamise pikaajalised instrumendid.....	74
7.3.2	Järgmise päeva ja päevasisese võimsuse jaotamise põhimõtted.....	75
7.4	Baltimaade ühine reguleerimisturg ja harmoniseeritud bilansiselgitus – 2018.....	75
7.4.1	Standardtoode.....	75
7.4.2	Baltikumi koordineeritud bilansipiirkonna juhtimine.....	76
7.4.3	Baltikumi harmoniseeritud bilansiselgitus.....	76
8	ELERINGI ELEKTRITURU VISIOON.....	79
8.1	Madalad turuhinnad/õiglane konkurents.....	82
8.1.1	Optimaalsed taastuenergia toetused ja varustuskindlus.....	82
8.1.2	Õiglane elektrikaubandus kolmandate riikidega.....	84
8.2	Madal tarbimise hinnatundlikkus/tarbijafookus.....	85
8.2.1	Turupõhised hinnasignaalid.....	86
8.2.2	Tarbimise juhtimise kaasamine turule.....	87
8.2.3	Tarkvõrgu platvormi arendamine.....	88
8.3	Õige turuhinna leidmine/efektiivne elektriturg.....	89
8.3.1	Regionaalne turgude harmoniseerimine ja integreeritud lühiajaliste turgude arendamine.....	89
8.3.2	Bilansituru reformimine.....	91
8.4	Tootmisvõimsuse puudujääk/garanteeritud tootmispiisavus.....	93
8.4.1	Energiaturu välised meetmed – võimsusmehhanismid.....	93
8.5	Kokkuvõte.....	95
9	VARUSTUSKINDLUST TOETAVAD ELERINGI TEADUS- JA ARENDUSTEGEVUSPROJEKTID.....	97
10	LISAD.....	103
	LISA 1. Tootjate poolt esitatud andmed.....	105
	LISA 2. Tootmisvõimsused ja tootmisvaru, talv.....	109
	LISA 3. Tootmisvõimsused ja tootmisvaru, suvi.....	109
	LISA 4. Elektrijaamad Eestis.....	110

1 Energialiidu raamistik

- *Energialiidu eesmärk on tagada energiamajanduse jätkusuutlikkus ning vähendada sõltuvust imporditavatest energiaallikatest, tõstes sellega energiajulgeolekut.*
- *Püstitatud eesmärkide saavutamiseks valmistab Euroopa Komisjon ette algatust Euroopa andmepõhise majanduse edendamiseks. Algatatakse projekt ühtsete turvaliste kommunikatsiooni standardite loomiseks, millega tagatakse energiaga seotud andmete vaba liikumine.*



1.1 ENERGIA MAJANDUSPOLIITILINE RAAMISTIK

30. novembril 2016 avaldas Euroopa Komisjon teatise „Puhas energia kõikidele eurooplastele“ (EC Communication on „Clean Energy For All Europeans“) koos seda saatvate muude teatiste ja regulatiivsete ettepanekutega – nn Clean Energy Package, sealhulgas:

- Elektrituru direktiivi eelnõu;
- Elektri piiriülese kaubanduse määruse eelnõu;
- Elektrisektori riskivalmiduse määruse eelnõu;
- Taastuvenergia direktiivi eelnõu;
- Energiatõhususe direktiivi eelnõu;
- Energiaregulaatorite koostööagentuuri määruse eelnõu;
- Energialiidu juhtimisraamistiku määruse eelnõu;
- Puhta energia innovatsiooni teatis.

Energialiit on üks president Junckeri juhitava Euroopa Komisjoni kümnest prioriteedist. Energialiit on EL-i üks peamisi vahendeid üleminekuks vähese CO₂-heitega majandusele ja panus selle kõikehõlmava eesmärgi saavutamisse kogu maailmas. Sama oluline on tagada, et üleminekust puhta energia süsteemile saaksid kasu kõik Euroopa kodanikud. Kõik tarbijad peaksid tundma end kaasatuna ning saama käega katsutavat kasu juurdepääsust turvalisemale, puhtamale ja konkurentsivõimelisemale energiale, mis ongi energialiidu peamised eesmärgid.

Esimene samm kodanike seadmisel energialiidu tähelepanu keskmesse on anda neile paremat teavet nende energiatarbimise ja kulude kohta. Ettepanekutes antakse tarbijatele õigus kasutada arukaid arvasteid, saada selgeid arveid ja võimalus tarnijat kergemini vahetada. Sertifitseeritud võrdlusvahendid annavad tarbijatele usaldusväärset teavet neile pakutava kohta. Tarbijad peavad saama nõudlusele reageerida (pakkudes juhitavat tarbimist) kas otse või energiaagregaatore kaudu. Uus arukas tehnoloogia muudab tarbijate jaoks võimalikuks – kui nad seda soovivad – võtta kontrolli alla ja aktiivselt juhtida oma energiatarbimist ja ühtlasi muuta see mugavamaks.

Tänu nendele muudatustele saavad kodumajapidamised ja ettevõtjad paremini osaleda energiasüsteemis ja reageerida hinnasignaalidele. See nõuab ka hulgi- ja jaehindade „lagede“ kõrvaldamist ning samas tagab haavatavate kodutarbijate täieliku ja nõuetekohase kaitse. Uute õigusakti ettepanekutega luuakse ka uusi äri võimalusi uutele ja innovaatilistele ettevõtjatele, kes soovivad pakkuda rohkem ja paremaid teenuseid. See hõlbustab innovatsiooni ja digitaliseerimist ning võimaldab Euroopa ettevõtjatel panna rõhku energiatoõhususele ja vähese CO₂-heitega tehnoloogiale.

Tarbijatele õiglase hinna pakkumiseks on vaja innovatiivseid ettevõtteid, kes ühendaksid uue energiatehnoloogia digitehnoloogiaga (suurandmed, pilvandmetöötlus) ja mobiilsidetehnoloogiaga (5G). Eesmärgiks on pakkuda uusi tooteid ja teenuseid (detsentraliseeritud elektritootmine, energijuhtimissüsteemid, arukad seadmed ja arukad arvestid; väikesemahuline salvestamine, sealhulgas elektriautod), mis toetavad aktiivseid tarbijaid ning aitavad elektritarbimist optimeerida (vähendamine ja üleminek) ja seega raha säästa.

Digitaalse ühtse turu strateegia elluviimise raames valmistab EK (Euroopa Komisjon) ette algatuse Euroopa andmepõhise majanduse edendamiseks. Muuhulgas käsitletakse küsimusi nagu andmete omandiõigus ja vastutus, (taas)kasutatavus, juurdepääs ja koostalitlus. See on eriti asjakohane energeetikavaldkonna protsesside jaoks vajalike andmete ja uute energiateenuste puhul. Algatatakse projekt, et töötada välja ühised turvalise kommunikatsiooni standardid, millega tagatakse energiaga seotud andmete vaba liikumine asjaomaste huvitatud isikuteni.

Euroopa Komisjon seab paketi esikohale energiatoõhususe, kuna see on kõige laialdasemalt kättesaadav energiaallikas. Energiatoõhususe esikohale seadmine kajastab asjaolu, et odavam ja puhtaim energia on selline energia, mida ei ole vaja toota ega tarbida. Selleks tuleb energiatoõhusust võtta arvesse kogu energiasüsteemis, st juhtida aktiivselt nõudlust, et optimeerida energiatarbimist, vähendada tarbijate kulusid ja sõltuvust impordist, kusjuures investeerimist energiatoõhususe taristusse vaadeldakse kui kulutõhusaimat teed vähese CO₂-heitega majanduse ja ringmajanduse poole. See võimaldab kõrvaldada turult liigsed, eriti fossiilkütustel põhinevad tootmisvõimsused.

Pakett seab eesmärgiks saavutada liidripositsioon taastuenergia alal kogu maailmas. Euroopa Ülemkogu on seadnud eesmärgi, et 2030. aastal peaks taastuenergia moodustama EL-is tarbitavast energiast vähemalt 27%. See miinimumeesmärk on siduv EL-i tasandil, kuid see ei tähenda, et see siduv eesmärk seataks liikmesriikidele. Selle asemel võtavad liikmesriigid endale kohustuse anda oma panus ühendatud riiklike energia- ja kliimakavade kaudu, mis moodustavad osa majanduse juhtimise ettepanekust, mille eesmärk on EL-i eesmärgi saavutamine.

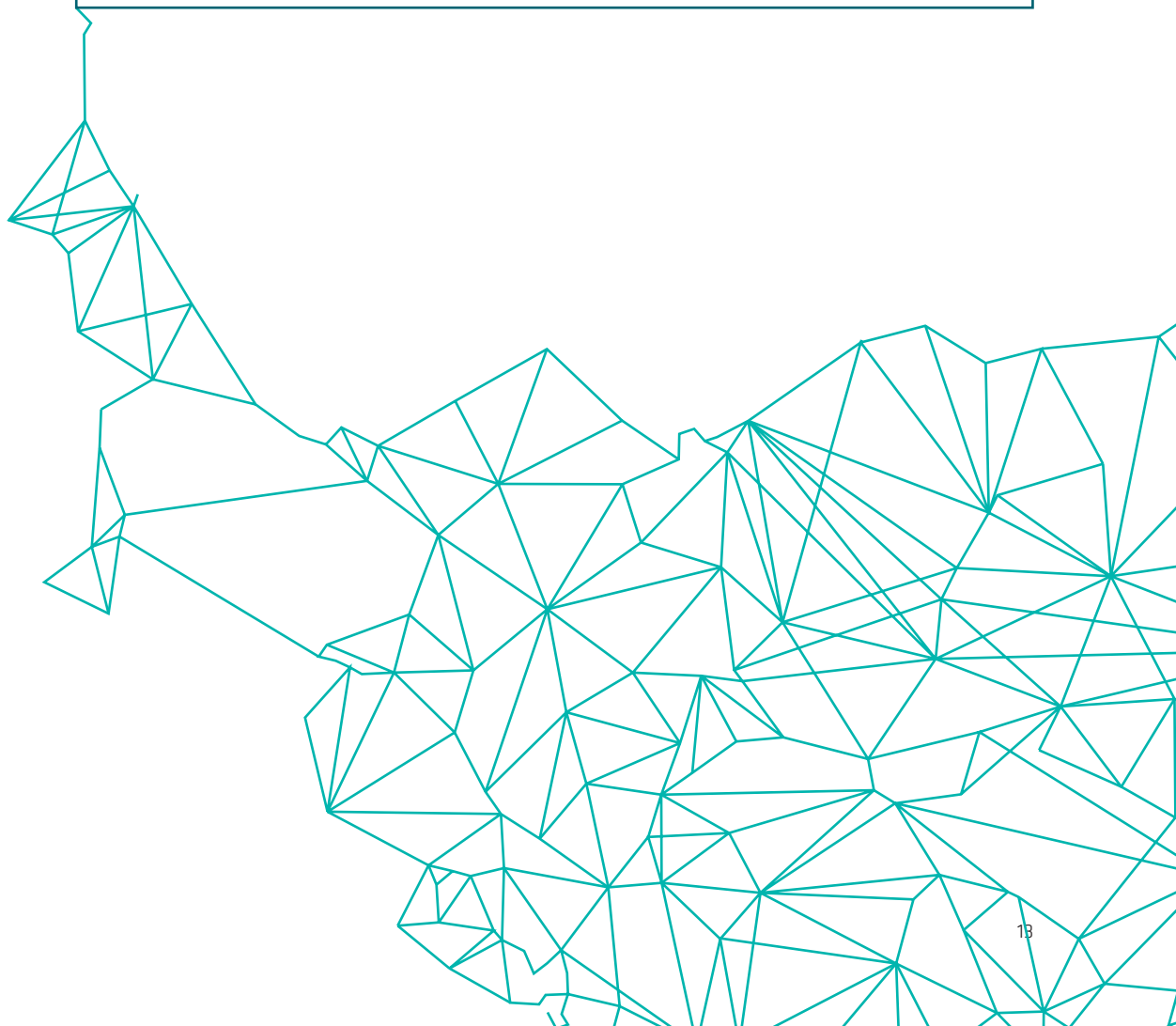
Selleks, et paremini kohaneda uute, enamasti muutlike taastuenergiaallikatega, peavad hulgi- ja turud võimaldama lühemate tähtaegadega kauplemist, premeerides sellega turul paindlikkust nii tootmise, nõudluse kui ka salvestamise alal. Lisaks kohandatakse turueeskirju, et taastuenergia tootjad saaksid täielikult osaleda elektriturul kõikides segmentides, sealhulgas süsteemiteenuste turgudel, ja teenida sellega tulu. Ainult olemasolevate käitiste, väikeste taastuenergiakäitiste ja näidisprojektide puhul jääb alles eelisjärjekorra andmine. Taastuenergia direktiivis on põhimõtteid, mida kohaldatakse taastuenergia tootmise toetamiseks pärast 2020. aastat ja millega tagatakse, et kui on vaja toetusi, siis on need kulutõhusad ja vähendavad turumoonutused miinimumini.

Edukaks taastuenergeetika integreerimiseks on edaspidigi vaja töökindlat ülekande- ja jaotusvõrgu taristut ning hästi ühendatud üleeuroopalist elektrivõrku. Euroopal on maailma kõige turvalisem elektrivõrk, kuid kuni aastani 2030 on sellesse vaja teha suuri investeeringuid. Komisjon teeb tihedat koostööd liikmesriikidega piirkondlikus kontekstis (sh Balti energiaturu ühendamise tegevuskava BEMIP), et hõlbustada taristu arendamist.

2 Sünkroniseerimine

2.1	SÜNKRONISEERIMISEKS VAJALIKUD EESTIGA SEOTUD INVESTEERINGUD.....	14
2.2	TULEVIKU INVESTEERINGUD JA RAHASTAMINE	14

- **Sünkroniseerimise projekti teostamiseks viiakse läbi põhjalikke uuringuid kolmele alternatiivile: Baltimaade ühendamine Põhjamaadega, ühendamine Kesk-Euroopaga ja Baltimaade töö eraldi sünkroonalana.**
- **Baltimaade elektrisüsteemi ettevalmistamine ja vajalike investeeringute tegemine Venemaa elektrisüsteemist lahti ühendamiseks juba käib.**
- **Uute elektrijaamade katsetamine ning võrgueeskirja nõuete kontrollimine on Venemaa elektrisüsteemist lahti ühendamise ja Euroopa elektrisüsteemiga sünkroniseerimise eelduseks.**



Sünkroniseerimine Euroopa elektrisüsteemiga ja sõltuvuse vähendamine Venemaa elektrisüsteemist on üks Eleringi strateegilistest eesmärkidest, mille läbi tugevdatakse Baltimaade elektrisüsteemi varustuskindlust ja tagatakse pikaajaline energiajulgeolek.

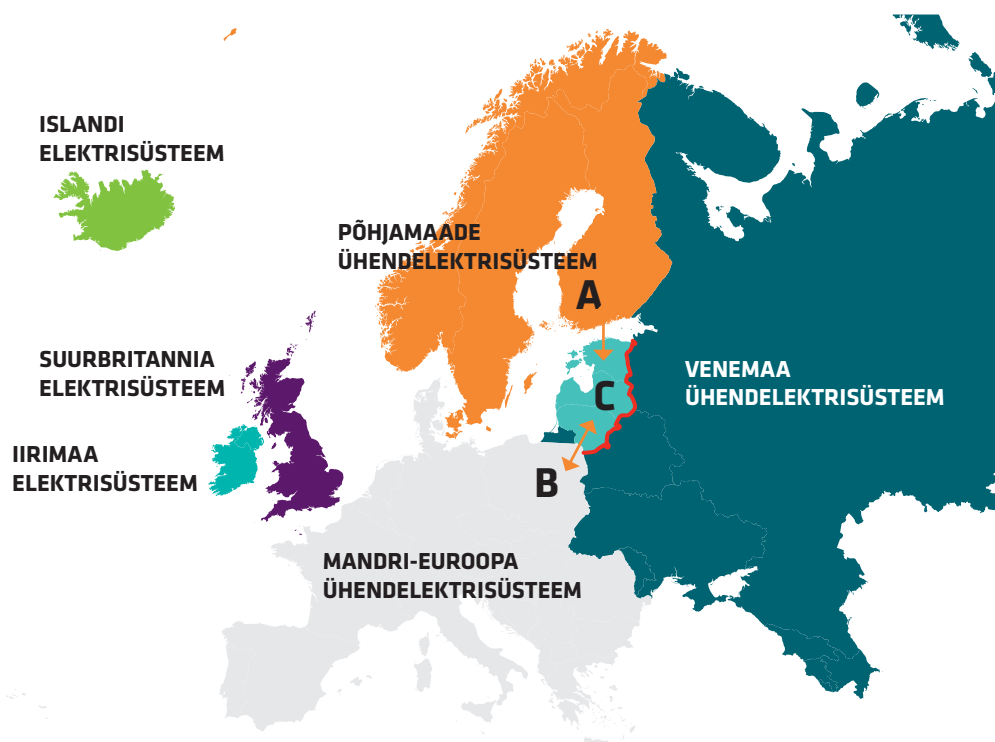
Täna talitleb Eesti elektrisüsteem veel ühises sünkroonlas Venemaa Ühendalektrisüsteemiga (IPS/UPS) ning on väga tugevalt seotud ja mõjutatav Venemaa elektrisüsteemis toimuvast. Ajalooliselt on Eesti ja Balti riikide võrk välja ehitatud ja kujundatud lähtuvalt vajadusest tagada piisavad ülekandevõimsused ja tugevad ühendused Ida-Lääne suunal. Seoses muutunud olukorraga ning integreerumisega Euroopasse on prioriteediks tekitada tugevad ühendused Põhja-Lõuna suunas. Eesti ja Baltimaade elektrisüsteemi ühiseks eesmärgiks on täielikult integreeruda Euroopa ühise elektrituruga läbi juba valminud kõrgepingeliste alalisvooluühenduste ning lülitada ümber kas Kesk-Euroopa või Põhjamaade sünkroonlasse.

Sünkroniseerimine on pikaajaline projekt ja sellega on seotud palju erinevaid tegevusi. Sünkroniseerimisega seotud ettevalmistavad tegevused algasid juba kaudselt Võrgueeskirja kehtestamisega 2003. aastal, milles määrati elektrijaamade juhtimise ja võimekusega seotud nõuded, mis on üliolulised elektrisüsteemi stabiilseks talitlemiseks nii Baltimaade eraldi sünkroonlas kui ka koostöös Kesk-Euroopa või Põhjamaade sünkroonlas. Täna katsetab Elering kõiki uusi tootmiseladmeid, mis ühendatakse otse Eleringi võrku või mille nimivõimsus on suurem kui 5 MW. Katsetuste eesmärgiks on veenduda uute elektrijaamade nõuetekohasuses ning seeläbi tagada elektrisüsteemi talitluskindlus võimalike erinevate tulevikustsenaariumite korral. Baltimaade võimekus talitleda eraldi sünkroonlas on üheks Venemaa elektrisüsteemist eraldumise ja hiljem Euroopa elektrisüsteemiga sünkroniseerimise eelduseks. Baltimaade energiasüsteemiga ühendatud jaamadel peab olema koordineeritud võimekus, et pakkuda elektrisüsteemi normaalseks talitlemiseks vajalikke süsteemiteenuseid ning võimekust jääda töösse võimalike elektrisüsteemi parameetrite määratud vahemikus deviatsiooni korral.

Ajavahemikul 2007–2016 Eesti-Soome, Leedu-Rootsi ja Leedu-Poola vaheliste alalisvooluühenduste rajamine on olnud suur samm edasi Venemaa elektrisüsteemist sõltuvuse vähendamise suunas. Selleks, et Venemaa elektrisüsteemist lõplikult lahti ühenduda ning siduda Baltimaade elektrisüsteem ühiseid väärtusi jagava Euroopa reeglitel põhineva elektrisüsteemiga, on vaja teha veel mõningad sammud.

Aastal 2016 valmis kaks sünkroniseerimisega seotud uuringut. Esimene neist on Euroopa Komisjoni juures tegutseva ühendatud uurimiskeskuse Joint Research Center poolt läbiviidud uuring, mis kannab nime „Integration of the Baltic States into the EU electricity system: A cost-benefit and geo-political energy security analysis“. Uuring keskendub kolme erineva Baltimaade Venemaa elektrisüsteemist eraldumise alternatiivi võrdlemisele, milleks on: Var. 1 – Baltimaade eraldi sünkroonlas, Var. 2 – Baltimaade ühendamine Põhjamaade sünkroonlas ja Var. 3 – Baltimaade ühendamine Kesk-Euroopa sünkroonlas. Uuringust järeldub, et kõik variandid on teostatavad ning piisava varustuskindluse tagavad nii Kesk-Euroopaga kui ka Põhjamaadega sünkroontöö variant.

Teine valminud uuring on teostatud Põhjamaade elektriülekanne süsteemihaldurite poolt ning kannab nime „Impact of Baltic Synchronization on the Nordic Power System Stability“. Uuring keskendub Baltimaade sünkroontööle Põhjamaadega ning uurib muutusi ja mõjusid Põhjamaade elektrisüsteemi stabiilsuse seisukohalt. Uuringust järeldub, et tehniliselt stabiilsuse seisukohalt on Baltimaade sünkroontöö Põhjamaade elektrisüsteemiga võimalik ning ei nõua olulisi täiendavaid investeeringuid võimalike negatiivsete mõjude kompenseerimiseks.



Eesti osalusel Baltimaade sünkroniseerimisega seotud uuringute loetelu:

- 1998 – Baltic Ring study;
- 2008 – Synchronous Interconnection of the IPS/UPS with UCTE Power Systems;
- 2008 – Pre-feasibility study – state load-flow study on synchronous operation of Baltic power systems with the UCTE;
- 2013 – Feasibility study on the interconnection variants for the integration of the Baltic States to the EU internal electricity market; Gothia Power.
- 2016 – Impact of Baltic Synchronization on the Nordic Power System Stability; Nordic TSOs
- 2017 – Integration of the Baltic States into the EU electricity system: A technical and economic analysis; EC JRC

Lisaks eelnimetatud uuringutele on sünkroniseerimise projekti edenemiseks tehtud investeeringuid Eesti elektrisüsteemi. Eesti elektrisüsteemi juhtimiskeskuses on välja arendatud sõltumatuks talitluseks vajalikud võimekused, sealhulgas ehitatud täisfunktsionaalne varujuhtimiskeskus ja lisaks sellele alustati 2016. aastal uue, suurusjärgu võrra turvalisema põhijuhtimiskeskuse loomist koos uue SCADA infosüsteemiga, mis plaanide järgi valmib 2017. aasta lõpus. Baltimaade juhtimiskeskuste tasandil on juba varasemalt kokku lepitud elektrisüsteemi reaajas juhtimise põhimõtted nii normaal- kui avariiolekordade jaoks, mis on ühtlasi oluliseks eelduseks, tagamaks võimekus hoida Baltimaade elektrisüsteem töös ka Venemaa elektrisüsteemist eraldumise korral. Nüüdseks on rekonstrueeritud kõik olulisemad elektrilist sõltumatust tagavad 330 kV pingega sõlmalaamad, sealhulgas viimasena 2016. aasta lõpus pingestatud Eesti Elektri-jaama alajaam, mis võimaldab hoida Eesti elektrisüsteemi töös ka Narva elektri-jaamadeta.

Desünkroniseerimisel Venemaa elektrisüsteemist on jätkuvalt laual põhimõtteliselt kaks pikaajalist suunda – kas sünkroniseerida Kesk-Euroopa elektrisüsteemiga või ühendada Baltimaad Põhjamaade sünkroonalaga.

Edasiliikumiseks kas Kesk-Euroopa või Põhjamaade sünkroonalaga ühendamise suunas on vaja läbida järgnevad põhimõttelised etapid:

1. Saavutada valmisolek Baltimaade eraldi sünkroonalana talitlemine avariiolekordades. 2018–2019 on planeeritud selle valmiduse kinnitamiseks ja testimiseks korraldada Baltimaade sünkroonala eralduskatse. Lisaks tuleb esimeses etapis jõuda otsuseni Kesk-Euroopa poole pealt, kas Baltimaade Kesk-Euroopaga sünkroniseerimise projekt realselt käivitada või mitte.
2. Teise etapi eesmärgiks on saavutada püsiv valmisolek juhul, kui Baltimaadel tuleb püsivalt eralduda Venemaa elektrisüsteemist eraldiseisvaks sünkroonalaks. Teise etapi tähtjaks on 2025. aasta.
3. Viimases etapis on eesmärgiks lõplikult eralduda Venemaa elektrisüsteemist ja ümber ühenduda Kesk-Euroopa või Põhjamaade sünkroonalaga.

2.1 SÜNKRONISEERIMISEKS VAJALIKUD EESTIGA SEOTUD INVESTEERINGUD

Sünkroniseerimine Eesti jaoks tähendab veel nii siseriikliku kui ka Eesti ja Läti vahelise elektrivõrgu tugevdamist. Eesti varustuskindluse seisukohalt on seejuures üheks olulisemaks projektiks Eesti-Läti kolmas ühendus, mille puhul otsustati tagada Euroopa Liidu fondidest kaasabirahastus 65% ulatuses. Käimas on liini ehitamiseks vajalike eeltööde faas. Planeeringud on lõpetatud ning on alustatud maakasutuslepingute sõlmimisega.

2016. aastal valmis esimene lõik olemasolevate Eesti-Läti suunaliste 330 kV õhuliinide rekonstrueerimise kavast. Nimelt paigaldati liinilõigule Tsirguliina-Valmiera – Tsirguliina alajaamast kuni Eesti-Läti piirini kõrgetemperatuuriline komposiitsüsdamikuga juhe, mis võimaldab üle kanda senisest märksa suuremaid võimsusvooge. Et saavutada täit efekti, tuleb ka Läti poolel kuni Valmiera alajaamani antud liin kogu ulatuses rekonstrueerida, mis on kavas teostada peale sünkroniseerimise projekti investeeringuotsuse tegemist.

2.2 TULEVIKU INVESTEERINGUD JA RAHASTAMINE

Sõltumata tulevikus teostuval stsenaariumil, on Baltimaade omavaheliste ühenduste tugevdamine vajalik, sealhulgas Eestis tehtavate investeeringute maht, mis on seotud põhja-lõuna suunaliste 330 kV ühenduste tugevdamisega.

Sünkroniseerimisel Põhjamaadega võib lisanduda sisemaiseid investeeringuid, mis on seotud täiendavate vahelduvvoolu kaabelliinide ühendamisega Eesti ja Soome vahel. Baltimaade saartalitluses aga võib ette näha täiendavaid investeeringuid tootmisreservidesse ning juhtimistehnoloogiasse ning alalisvoolu ühenduste täiendustesse, et tagada piisavad reservid ning elektrisüsteemi töö- ja varustuskindlus.

Eestiga seotud Venemaa sünkroonlast eraldamiseks vajalikud investeeringud ja võimalik ajakava on toodud alljärgnevas tabelis.

Tabel 1
Sünkroniseerimisega seotud projektide orienteeruv ajakava ja maksumused 2017 alguse seisuga

nr	Projekt	Ehituse algus	Töösseviimine	Maksumus, mln eur	PCI call aasta	% CEF fondist	staatus
Sünkroniseerimisega seotud planeeritavad investeeringud							
1	Eesti-Läti kolmas 330 kV ühendus	2015	2020	76	2014	CEF toetus 65%	teostamisel (planeeringud; hanked alustamisel)
2	Tsirguliina-Valmiera (L354) 330 kV õhuliin	2015	2016	2.72		EI	valmis
Teostamisel olevad ja valminud projektid				78.72			
3	Pingestabiliseerimiseseadmed ning primaarreguleerimine	2015	2016-2024	32			planeerimisel
4	Eesti-Tsirguliina (L353) 330 kV õhuliin	2018	2018	47		PCI kandidaat - eelinfo esitatud	planeerimisel
5	Eesti-Balti EJ (L373) 330 kV õhuliini sisestus Balti alajaama	2020	2020	1			planeerimisel
6	Balti-Tartu (L300) 330 kV õhuliin	2020	2024	42	2016-2017	PCI kandidaat - eelinfo esitatud	planeerimisel
7	Tartu-Valmiera (L301) 330 kV õhuliin	2020	2024	21	2016-2017	PCI kandidaat - eelinfo esitatud	planeerimisel
Planeeritavad projektid				158			
8	Eesti-Läti neljas 330 kV ühendus	2024	2026	11			kaalumisel
10	Eesti-Balti EJ (L373) 330 kV õhuliin	2028	2030	teadmata			kaalumisel
11	Paide-Sindi (L346) 330 kV õhuliin	2028	2030	15			kaalumisel
Kaalumisel olevad projektid				26			

3 Elutähtsa teenuse toimepidevuse tagamine

3.1	ELUTÄHTSA TEENUSE ÜLDISELOOMUSTUS	18
3.2	ELUTÄHTSA TEENUSE TOIMEPIDEVUSE TAGAMISE PLAAN	18
3.3	ELUTÄHTSA TEENUSE TOIMEPIDEVUSE TAGAMINE ELEKTRIVARUSTUSE HÄIRETE KORRAL.....	19
3.3.1	Süsteemi taaspingestamine	19
3.3.2	Elektrisüsteemi eralduskatsed.....	20
3.3.3	Tarbimise piiramine.....	20
3.3.4	Avariitõrjeautomaatika.....	20

- ***Elektrivarustuse toimimine on üks elutähtsaid teenuseid. Igasugune pikemaajalisem elektrienergiaga varustamise katkemine tekitab nii inimestele kui ka majandusele märkimisväärset kahju. Kui ei ole elektrit, ei saa normaalselt toimida mitte ükski teine elutähtis teenus ja seeläbi ei saa normaalselt toimida ka kaasaegne ühiskond tervikuna.***
- ***Eleringi kui elektrisüsteemihalduri ülesandeid täitva põhivõrguettevõtja üheks põhiliseks eesmärgiks on kindlustada Eesti elektrisüsteemi kui terviku toimimine ja seeläbi tagada elektrivarustuse kui elutähtsa teenuse toimepidevus.***

3.1 ELUTÄHTSA TEENUSE ÜLDISELOOMUSTUS

Eesti elektrisüsteem ühendab omavahel Eestis paiknevad elektrijaamad, võrguettevõtjad ning elektritarbijad. Eesti elektrisüsteem omakorda kuulub suurde sünkroonselt töötavasse ühendussüsteemi BRELL, mille moodustavad Eestiga vahelduvvooluline pidi ühendatud naaberriigid Läti ja Venemaa ning omakorda nende naabrid Leedu ja Valgevene. Alates 2006. aasta lõpust on Eesti ja Soome vahel tänu merekaablile Estlink 1 ka alalisvooluühendus, mis ühendab omavahel Balti riikide ning Põhjamaade elektrisüsteemid. 2011 aasta alguses alustati teise Eesti ja Soome vahelise alalisvooluühenduse Estlink 2 ehitustöödega. EstLink 2 on teine Eesti ja Soome vahele rajatav veealune elektrikaabel pikkusega 170 kilomeetrit (millest merekaablit on ligi 140 kilomeetrit). Uus ühendus alustas tööd 2013. aasta detsembris.

Kolme 330 kV liiniga on Eesti ühendatud Venemaaga (kaks liini on Narva ja St. Peterburgi ning Kingissepa vahel ning üks liin on Tartu ja Pihkva vahel), Läti elektrisüsteemiga ühendab Eestit kaks 330 kV liini (üks on Tartu ja Valmiera ning teine on Tsirguliina ning Valmiera vahel).

Sagedust hoitakse BRELL-i ühendussüsteemis ühiselt, kusjuures sageduse automaatse reguleerimise korraldab Venemaa süsteemihaldur. Eesti osa sageduse reguleerimises on Eesti elektrisüsteemi naaber elektrisüsteemidega ühendavate vahelduvvoolu liinidel vahetusvõimsuse hoidmine vastavuses igaks kauplemisperioodiks planeeritud suurusega.

Tulenevalt süsteemihalduri kohustusest tagada igal ajahetkel süsteemi varustuskindlus ja bilanss, peab süsteemis olema piisav reservvõimsus. Selle kohustuse täitmise tagamiseks võeti 1. jaanuaril 2014 Eleringi poolt kasutusse esimene kahest Kiisal paiknevatest avariireservelektrijaamadest (ARE)). Esimese ARE võimsus on 110 MW. AREJ 2, mis valmis 2014. aastal, on võimsusega 140 MW. Kokku on seega kahes elektrijaamas 250 MW avariireservvõimsuseid. Nendes elektrijaamades toodetakse elektrienergiat süsteemi või süsteemiga elektrilises ühenduses oleva teise riigi elektrisüsteemi tootmisvõimsuse või ülekandevõimsuse ootamatu väljalülitumise korral või kui on ohustatud süsteemi varustuskindlus. Avariireservelektrijaamade võimsus ei osale elektribörsil ja nendes elektrijaamades ei toodeta elektrienergiat bilansihaldurite tarbimis- või tootmisprognooside ebatäpsuse tasakaalustamiseks

Elering edastab 330-110 kV elektrivõrgu kaudu elektrienergiat tootjatele (nii kodumaistelt kui ka naaber elektrisüsteemides asuvatelt) Eleringiga liitunud klientidele (Eleringi kliendid on reeglina liitunud pingetel 110-6 kV) ning tagab Eesti tootjatele võimaluse oma toodangu ekspordiks. Eleringi ülesandeks on planeerida Eesti elektrisüsteemi talitlust ja juhtida süsteemi selliselt, et alati oleks tagatud võrgu ohutu ja töökindel toimimine.

Lisaks Eleringile on Eestis ka teisi elektrivarustuse toimimise teenuse osutajaid. Nimetatud elutähtsa teenuse osutajate hulka kuuluvad näiteks elektrienergia tootjad ja jaotusvõrguettevõtted. Samas on selle teenuse erinevatel osutajatel erinevad ülesanded ja mõju elektrisüsteemi kui terviku toimimisele. Näiteks juhul, kui regiooni elektrisüsteemid töötavad stabiilselt, piiriülesed ühendused on töökorras ja on toimiv elektriturg, siis võib juhtuda, et Eesti enda tootmisvõimsused ei pääse turule ja vajaminev elektrienergia kompenseeritakse impordiga Põhjamaadest, Läti ja Leedu seisvate tootmisvõimsuste käivitamisega ning kolmandatest riikidest pärit elektrienergiaga. Sellises olukorras on elutähtsa teenuse toimepidevus tagatud seega ka juhul, kui Eesti elektrisüsteemis endas on vaid minimaalne tootmistase. Sama ei kehti aga jaotusvõrguettevõtjate kohta, sest kui jaotusvõrk ei toimi, siis alternatiivset jaotusvõrku ei ole ja elekter lõpptarbijani ei jõua, kuigi erinevalt põhivõrgust jäävad võimalikud probleemid jaotusvõrgu toimimisel lokaalsele tasemele.

3.2 ELUTÄHTSA TEENUSE TOIMEPIDEVUSE TAGAMISE PLAAN

Elektrivarustuse toimimise teenuse osutamiseks Eleringi poolt on vaja mitmeid eeltingimusi (tegevusi ja teenuseid), millest tähtsamad on:

- toimiv ülekandevõrk (mis omakorda eeldab kvaliteetset hooldus- ja lülitamisteenust);
- piisavad piiriülesed ja eestisesed ülekandevõimsused;

- võrgu toimimiseks vajalike seadmete ja materjalide piisava varu olemasolu avariilisteks olukordadeks;
- infosüsteemide toimimine (telefoniside s.h. satelliittelefoniside, andmeside, Eleringi infotehnoloogia süsteemide toimimine s.h. elektrisüsteemi tehnilise juhtimissüsteemi SCADA toimimine);
- vajalike teadmiste ja kogemustega töötajad;
- võimsusreservide piisavus;
- võrgueeskirja nõuetele ja riikidevahelistele kokkulepetele vastav Eesti elektrisüsteemi talitluse planeerimine ja juhtimine;
- toimiv regionaalne elektriturg.

Elektrivarustuse toimimise juhtimine hädaolukordades tugineb Eleringis vastava riskianalüüsi põhjal koostatud elutähtsa teenuse toimepidevuse tagamise plaanile, mis sätestab konkreetsed meetmed elutähtsa teenuse toimepidevuse tagamise korraldamisel ning üleskerkivate küsimuste lahendamisel.

Eleringi poolt koostatud elutähtsa teenuse toimepidevuse tagamise plaanis kirjeldatakse:

- meetmeid, mida on tarvis rakendada elutähtsa teenuse osutamise osalise või täieliku katkestuse ennetamiseks;
- meetmeid, mida on tarvis rakendada elutähtsa teenuse osutamise osalise või täieliku katkestuse tagajärgede leevendamiseks;
- meetmeid, mida on tarvis rakendada elutähtsa teenuse osutamise osalise või täieliku katkestuse korral elutähtsa teenuse toimepidevuse taastamiseks;
- muid elutähtsa teenuse toimepidevuse tagamiseks vajalikke olulisi tegevusi.

3.3 ELUTÄHTSA TEENUSE TOIMEPIDEVUSE TAGAMINE ELEKTRIVARUSTUSE HÄIRETE KORRAL

Elektrivarustuse kui elutähtsa teenuse toimimise tagamist korraldatakse Eleringis igapäevaselt 24/7. Eesmärgiks on korraldada elutähtsa teenuse toimepidevuse tagamist sellisel moel, et Eesti elektritarbija elektrivarustus oleks alati kindlalt tagatud, aga samas on vaja valmis olla ka olukordadeks, kui elektrivarustus on häiritud või on täielikult katkenud.

3.3.1 Süsteemi taaspingestamine

Juhul, kui erinevate asjaolude kokkulangemisel toimub lühikese ajaperioodi jooksul mitmete elektrisüsteemi kui terviku toimimise jaoks oluliste elektriseadmete väljalülitumine, võib selle tagajärjel aset leida kas terve või suure osa elektrisüsteemi kustumine. Eestis ja selle lähiümbruses ei ole viimaste aastakümnete jooksul sellist laiaulatuslikku avariid toimunud. Viimane sellise ulatusega avariid Eesti elektrisüsteemi läheduses toimus 1984. aasta suvel. Selle avariid tagajärjel kustusid Läti, Leedu ja Valgevene elektrisüsteemid. Avariid sai alguse Valgevene ja Venemaa elektrisüsteemide ühendaval liinil ja täiendavalt raskendas olukorda rikkis avariitõrjeautomaat. Lisaks töötas riikidevaheline elektrivõrk väiksema töökindluse varuga kui tavaliselt, kuna vahetult enne avariid viidi hooldusesse ka üks Eestit ja Lätit ühendavatest liinidest. Avariid tagajärjel kustusid mitmed elektrijaamad ja tarbijad olid mitu tundi toidetud. Selleks, et kustunud elektrisüsteemi taaspingestada, on Eleringi poolt välja töötatud vastavad taastamiskavad. Nende kavade alusel on Eesti elektrisüsteemi pingestamiseks ja taaskäivitamiseks võimalik:

- kasutada EstLink 1 „black start“ ehk nullist käivitamise funktsiooni;
- pingestada Eesti elektrisüsteem Eestit naaberelektrisüsteemidega ühendavate riikidevaheliste liinide kaudu;
- kasutada Eesti elektrisüsteemi pingestamiseks Eesti suuremate elektrijaamade omatarbele (kohalikule koormusele) eraldunud tootmiseseadmeid;
- kasutada Eleringi avariireservelektrijaamasid Kiisal, millel on tulevikus elektrisüsteemi „nullist taastamise võimekus“.

3.3.2 Elektrisüsteemi eralduskatsed

Eesti elektrisüsteem töötab ühes sünkroonallas Läti, Leedu, Valgevene ja Venemaa elektrisüsteemidega. Selle sünkroonala sageduse reguleerimise eest vastutab suures osas Venemaa süsteemihaldur. Selleks, et kontrollida Eesti elektrisüsteemi iseseisva talitlemise võimekust, on alates 1993. aastast teostatud Eesti elektrisüsteemi eralduskatsetusi, mille käigus Eesti elektrisüsteem on eraldatud tehniliselt Venemaa ja Läti elektrisüsteemidest. Eralduskatsete põhieesmärk on olnud kontrollida Eesti elektrisüsteemis töötavate elektrijaamade ning Eesti ja Soome vahelise alalisvooluühenduse EstLink 1 sageduse reguleerimise võimekust nii tavatalitluse kui ka elektrisüsteemis aset leida võivate häiringute korral. Eesti elektrisüsteemi eralduskatsed on läbi viidud aastatel 1995, 1997, 2001, 2006, viimane eralduskatse toimus 2009. aasta aprillis ning see kestis umbes poolteist tundi. Toimunud eralduskatsed on olnud edukad ning Eesti elektrisüsteemi võimekus sageduse reguleerimisel eralduskatsete ajal on vastanud ootustele, seda eriti aastal 2009 toimunud eralduskatse ajal, kus täiendavalt elektrijaamadele oli võimalik kasutada ka Est-Link 1 sageduse reguleerimise funktsionaalsust. Lisaks on katsetatud ka Balti riikide elektrisüsteemide eraldamist reaalselt. Näiteks 2002. aasta aprillis viidi läbi edukas eralduskatse, mille käigus Eesti, Läti ja Leedu elektrisüsteemid koos Kaliningradi piirkonna ning osaga Valgevenest eraldati füüsiliselt lahti Venemaa ja Valgevene elektrisüsteemidest. 2014. aastal leppisid Balti riikide süsteemihaldurid kokku vajaduses korraldada uus Balti riikide elektrisüsteemide eralduskatse. 2017. aasta jooksul on kavas läbi viia uuring vajalike investeeringute kaardistamiseks eralduskatse läbiviimiseks. 2018. aasta jooksul on plaanis koostada eralduskatse tehniline kava, et korraldada eralduskatse 2019. aasta jooksul.

3.3.3 Tarbimise piiramine

Tarbimist piiratakse vaid elektrisüsteemi väga tõsiste avariide korral. Seda kasutatakse siis, kui on oht olulistele elektriseadmetele püsivate kahjustuste tekitamiseks või oht elektrisüsteemi töökindlusele, mida teistsuguste vahenditega kõrvaldada ei saa. Sellistel puhkudel korraldavad Eleringi juhtimiskeskuse dispetšerid jaotusvõrkude ja suurklientide tarbimise piiramise vastavalt eelnevalt väljatöötatud piiramiskavale.

3.3.4 Avariitõrjeautomaatika

Võimalike raskemate avariide likvideerimiseks või nende ulatuse kontrolli all hoidmiseks on Eesti elektrisüsteemi paigaldatud mitut liiki avariitõrjeautomaatikat:

- asünkroonkäigu automaatika (lülitab võrguelemendi välja, kui võrgu kahe punkti pingevektorite vahelised nurgad suurenevad üle ettenähtu – tekib asünkroonkäik);
- koormuse vähendamise automaatika (lülitab välja kohaliku võrguelemendi võimsusvajaku korral);
- pinge järgi koormuse vähendamise automaatika (kui elektrivõrgu teatud sõlmes alaneb pinge alla lubatu, siis lülitatakse automaatika poolt sellesse sõlme ühendatud koormus välja. Sõlme pinge taastudes lülitab automaatika koormuse tagasi, kui pinge taas langeb ja koormus lülitub uuesti välja, siis taaslülitamine blokeeritakse);
- sageduse järgi koormuse vähendamise automaatika (sageduse langedes alla lubatud piiri lülitab automaatika kohaliku koormuse välja. Sageduse normaliseerumisel lülitatakse koormus automaatselt tagasi. Koormuse väljalülitumine toimub astmeliselt ja selle suurus sõltub sageduse languse ulatusest, kiirusest ja kestvusest);
- tootmiseadmete automaatne väljalülitamine sageduse järsul vähenemisel/tõusul;
- reservlülitusautomaat (kaitsete poolt välja lülitatava seadme ümber lülitamine reservis olevale seadmele automaatika poolt);
- taaslülitusautomaat (kaitsete poolt välja lülitatava seadme taaslülitus automaatika poolt).

4 Elektrivõrgu arengud

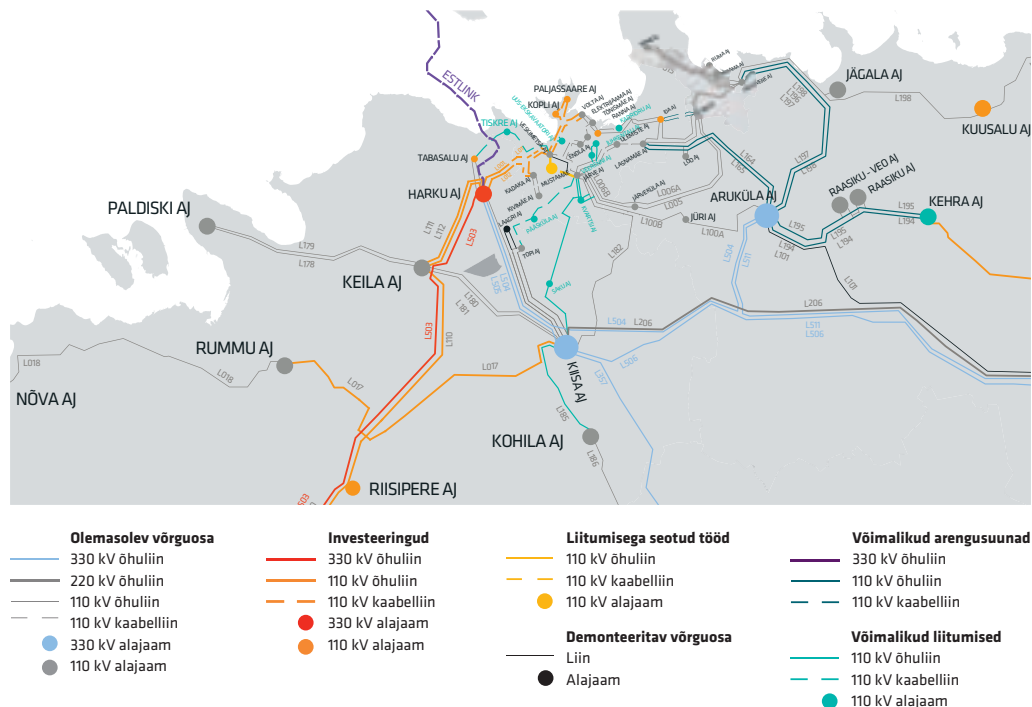
4.1	TALLINN.....	24
4.1.1	Tallinna õhuliinide asendamine kaabelliinidega.....	24
4.1.2	Elektrivõrgu ümberehitamine Aruküla-Tapa vahel.....	25
4.2	KIRDE-EESTI.....	25
4.2.1	Kiviõli-Jõhvi piirkond.....	25
4.2.2	Rakvere-Püssi piirkond.....	26
4.3	KESK- JA LÕUNA-EESTI.....	27
4.3.1	Tartu linn ja ümbrused.....	28
4.4	LÄÄNE-EESTI JA SAARED.....	28
4.4.1	Mandri ja saarte ühendus.....	29
4.4.2	Pärnu, Paikuse ja Sindi piirkonna elektrivarustus.....	30
4.4.3	Riisipere-Turba piirkond.....	30
4.5	RAIL BALTICU LIITUMINE.....	31
4.6	ELERINGI PLANEERITUD INVESTEERINGUD 2017-2021.....	32
4.6.1	Investeeringute jaotus lähtuvalt strateegilistest eesmärkidest.....	33
4.6.2	Investeeringud 2017-2021.....	34
4.7	ELEKTRIVÕRGUGA LIITUMISTE PARENDAMINE.....	35

- **Piirkondliku arengu huvipakkumateks osadeks on Tallinna piirkonna elektrivõrgu uuendamine ja ümberkujundamine.**
- **Lääne-Eesti, sealhulgas saarte varustuskindlust ning võrgu läbilaskevõimet tõstab ehitatav Harku-Lihula-Sindi 330/110 kV liin, mis on ühtlasi osaks Eesti-Läti kolmandast elektriühendusest ning kogu Eesti mandriosa katvast tugevast 330 kV ringvõrgust. Suurte saarte varustuskindluse parandamiseks valmib lähimal ajal teine 110 kV merekaabel Rõuste-Tusti vahele ning 110 kV Väikese väina merekaabel.**
- **Elering investeerib Eesti elektrivarustuskindluse tagamisel järgmisel viiel aastal (2017-2021) kokku ligi 235,1 miljonit eurot, mis sisaldab kõikide investeeringute mahtu alates alajaamade rekonstrueerimisest kuni IT lahendusteni.**
- **Suurt huvi pakub ka Rail Balticu projekt, sest põhja-lõuna-suunaline elektrirongiliiklus eeldab põhivõrgu taristu rajamist ning elektrivõrgu tugevdamist mitmes piirkonnas.**
- **Liitumiste protsessi efektiivsemaks muutmine on Eleringi prioriteet, eesmärgiga võimaldada uute tootmiseadmete liitumist, mis omakorda panustavad elektrisüsteemis piisavasse varustuskindluse tagamisse.**

4.1 TALLINN

Tallinna piirkonnaga seotud arengud keskenduvad eelkõige vananeva taristu asendamisele linnasiseselt ning elektrivõrgu ümberkujundamisele linna ümbruses. Ülevaade Tallinna ja selle lähipiirkonna arenguprojektidest on koondatud järgnevale Joonisele 2.

Joonis 2
Tallinn ja
selle ümbruse
arenguprojektid



Elering rekonstrueerib suurel hulgal olemasolevaid elektriliine ja alajaamu. Lisaks tegeletakse kohaliku kogukonna ja omavalitsuse nõudele vastu tulles vanade linnasiseste õhuliinide asendamisega kaabelliinidega. Kaabelliinid on küll õhuliinidest märksa kallimad, ent linnapildis märkamatumad ning ka palju töökindlamad. Samuti on Tallinna tingimustes nõuetele vastavate õhuliinide kaitsetsoonide rajamine elanikke häirimata pea võimatu. Õhuliinide rekonstrueerimise üldeesmärgiks on varustuskindluse tagamine Eesti kõige dünaamilisemalt arenevas piirkonnas läbi ülekandevoime suurendamise ja ülekandesüsteemi rekonstrueerimise.

4.1.1 Tallinna õhuliinide asendamine kaabelliinidega

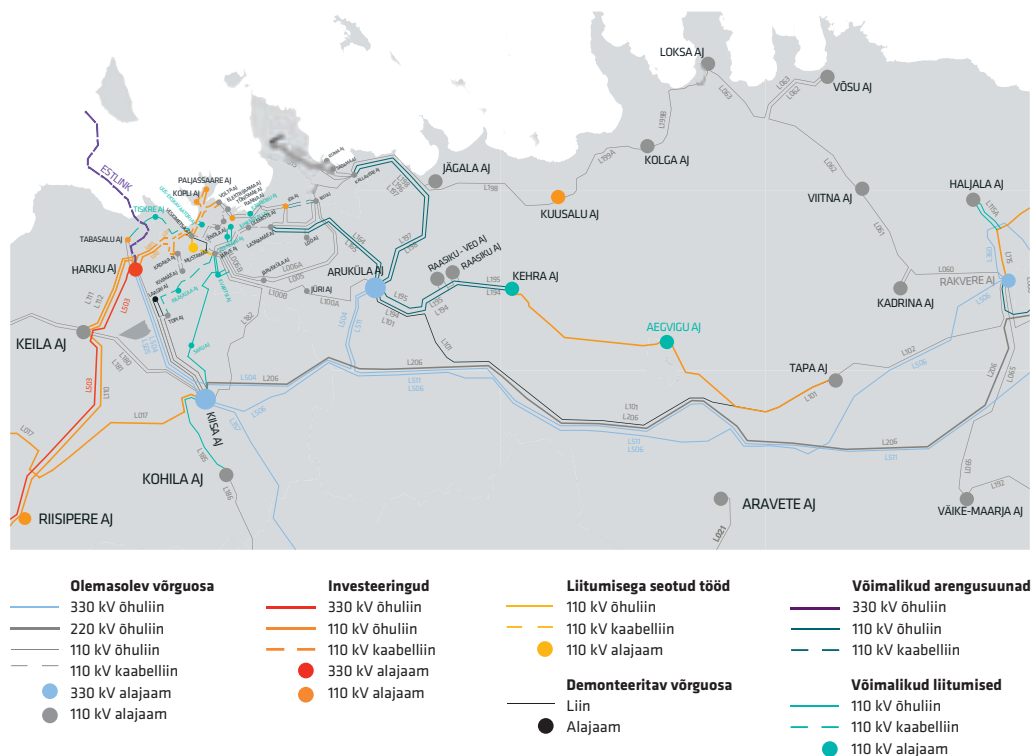
Tallinnas on planeeritud rekonstrueerida enamuse linnasisestest õhuliinidest kaabelliinideks ja asendada olemasolevad õlitäitega kaabelliinid moodsate plastisolatsiooniga kaablite vastu. Planeeritud järgmised uuendused:

- Kaabelliinidega asendatakse õhuliinid:
 - Harku-Veskimetsa osaline õhuliini asendamine kaabelliiniga L001;
 - Harku-Veskimetsa osaline õhuliini asendamine kaabelliiniga L002;
 - Kopli-Paljassaare osaline õhuliini asendamine kaabelliiniga L009;
 - Paljassaare-Volta osaline õhuliini asendamine kaabelliiniga L010;
 - Harku-Veskimetsa osaline õhuliini asendamine kaabelliiniga L011;
 - Harku-Kadaka osaline õhuliini asendamine kaabelliiniga L012;
 - Kadaka-Veskimetsa õhuliini asendamine kaabelliiniga L004;
 - Veskimetsa-Volta õhuliini asendamine kaabelliiniga L160;
 - Veskimetsa-Volta õhuliini asendamine kaabelliiniga L161;
 - Veskimetsa-Järve õhuliini demonteerimine ning Veskimetsa-Mustamäe ja Mustamäe-Järve kaabelliinide paigaldamine.
- Pikemas perspektiivis Elektrilevi OÜ liitumisel on võimalikud uued kaabelliinid Veskimetsa-Tiskre-Tabasalu. Samuti koormuskasvu puhul näeb ette Elektrilevi OÜ süsteemiga ühendada kaabelliinide vahendusel perspektiivsed uued alajaamad Uus-Ekskavaatori, Veerenni, Juhkentali ning Kadrioru.

4.1.2 Elektrivõrgu ümberehitamine Aruküla-Tapa vahel

Koormuse kasvu konservatiivsest stsenaariumist lähtuvalt on Kose piirkonnas vaja rajada uus 110 kV alajaam. Eleringi ja Elektrilevi koostööna on läbi kaalutud mitmeid liitumisvariante piirkondlike arenguvõimalustega. Optimaalse variandi järgi demonteeritakse olemasolev 110 kV liin L101 Tapa ja Aruküla alajaamade vahel. Demonteeritava liini asendamiseks ehitatakse uus 110 kV liin trassil Kehra-Aegviidu-Tapa. Elektrilevi OÜ liitub Kehra alajaamas 110 kV pingel ning sealt toidab planeeritava Kose 110 kV alajaama. Perspektiivse koormuskasvu katmiseks on ette nähtud Aegviidu alajaama ehitamine.

Joonis 3
Võimalik elektrivõrgu
areng Aruküla-Tapa
piirkonnas



4.2 KIRDE-EESTI

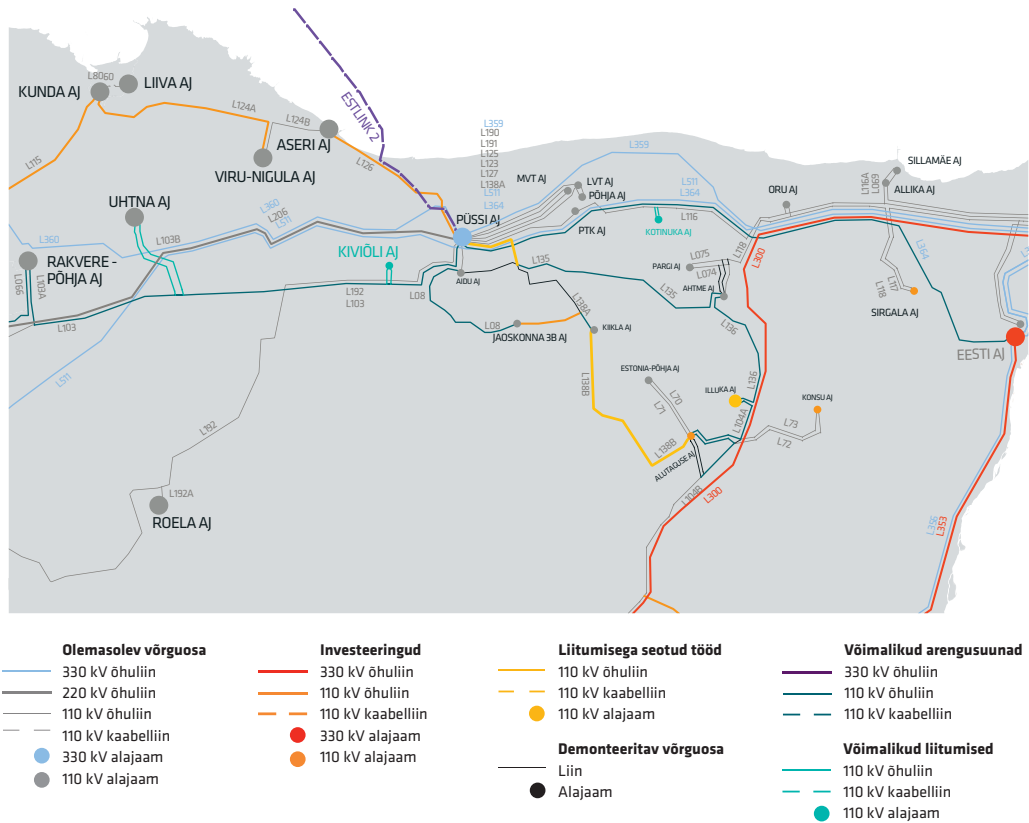
Kirde-Eestis asuvad Eesti kõige suuremad elektrijaamad ning Eesti suurima alalisvooluühenduse EstLink 2 konverterjaam. Sealne tarbimine on põhiliselt koondatud tööstuspiirkondadesse. Põhilised tarbimist mõjutavad valdkonnad on põlevkivitööstus ja kaevandused. Põlevkiviresurss teatud aja tagant mingis piirkonnas ammendub, mille tõttu rajatakse uued kaevandused, millega koos jaotuvad ümber ka tarbimisvõimsused ja võrk vajab rekonfigureerimist.

4.2.1 Kiviõli-Jõhvi piirkond

Kiviõli-Jõhvi piirkonnas toimub koormuste ümberpaiknemine (Joonis 4). Suletud on Aidu karjääriga seotud Jaoskonna 1-2 ning Jaoskonna 3A alajaamad. Kiviõli alajaama rajamisega luuakse võimalus Aidu alajaama likvideerimiseks. Vastavalt investeeringuplaanile ehitatakse uus liiniosa Jaoskonna 3B alajaamast Kiikla AJ-ni, kasutades osaliselt olemasolevat liinitrassi, millega tagatakse tarbija 110 kV ringtoide. Järgmise sammuna teostatakse liinide Püssi-Kiikla ja Aidu-Ahtme rekonstrueerimine ja ümberühendamine ning tulemusena tekib uus liin Püssi-Ahtme. Seejärel vastavalt vajadustele renoveeritakse kontuuri Ahtme-Illuka, Illuka-Alutaguse ning Jaoskonna 3B õhuliinid. Alutaguse-Mustvee õhuliin viiakse üle uuele trassikoriidorile ning Konsu alajaam ühendatakse haruliinidega Illuka-Alutaguse ning Alutaguse-Mustvee liinidele.

Pargi alajaama renoveerimisel H-skeemiga alajaamaks väheneb võrgumaht Ahtme-Pargi alajaamade vahel. Ahtme-Sirgala liinile tahkse sisselõige ning tekib ühendus Sirgala-Pargi. Teiseks ühenduseks jääb Pargi-Ahtme. Pargi alajaam muutub läbijooksvaks.

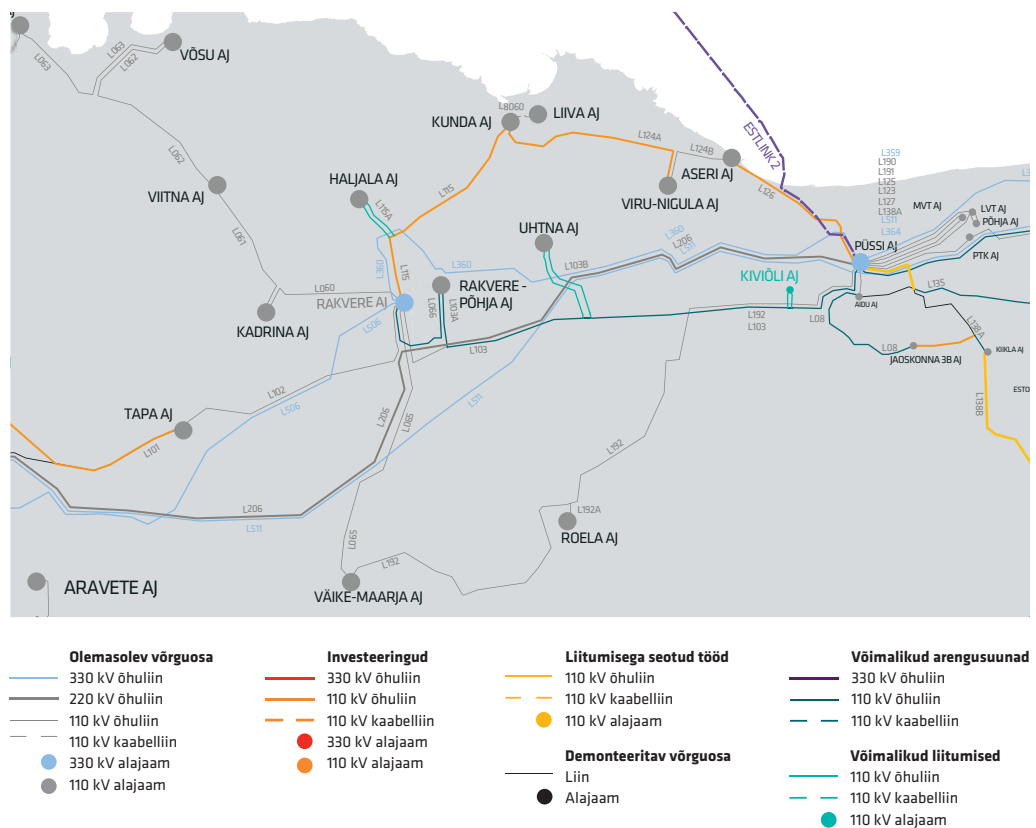
Joonis 4
110 kV elektrivõrgu
ümberkorraldamine
Kiviõli-Jõhvi piirkonnas



4.2.2 Rakvere-Püssi piirkond

Seoses koormuse kasvuga Rakvere linnas ja selle lähistel, võib osutada vajalikuks rekonstrueerida tulevikus Rakvere-Põhja alajaama ja sellega seotud liinid suunal Rakvere-Rakvere-Põhja-Püssi (Joonis 5).

Joonis 5
Võrgu areng Rakvere-
Püssi piirkonnas



4.3 KESK- JA LÕUNA-EESTI

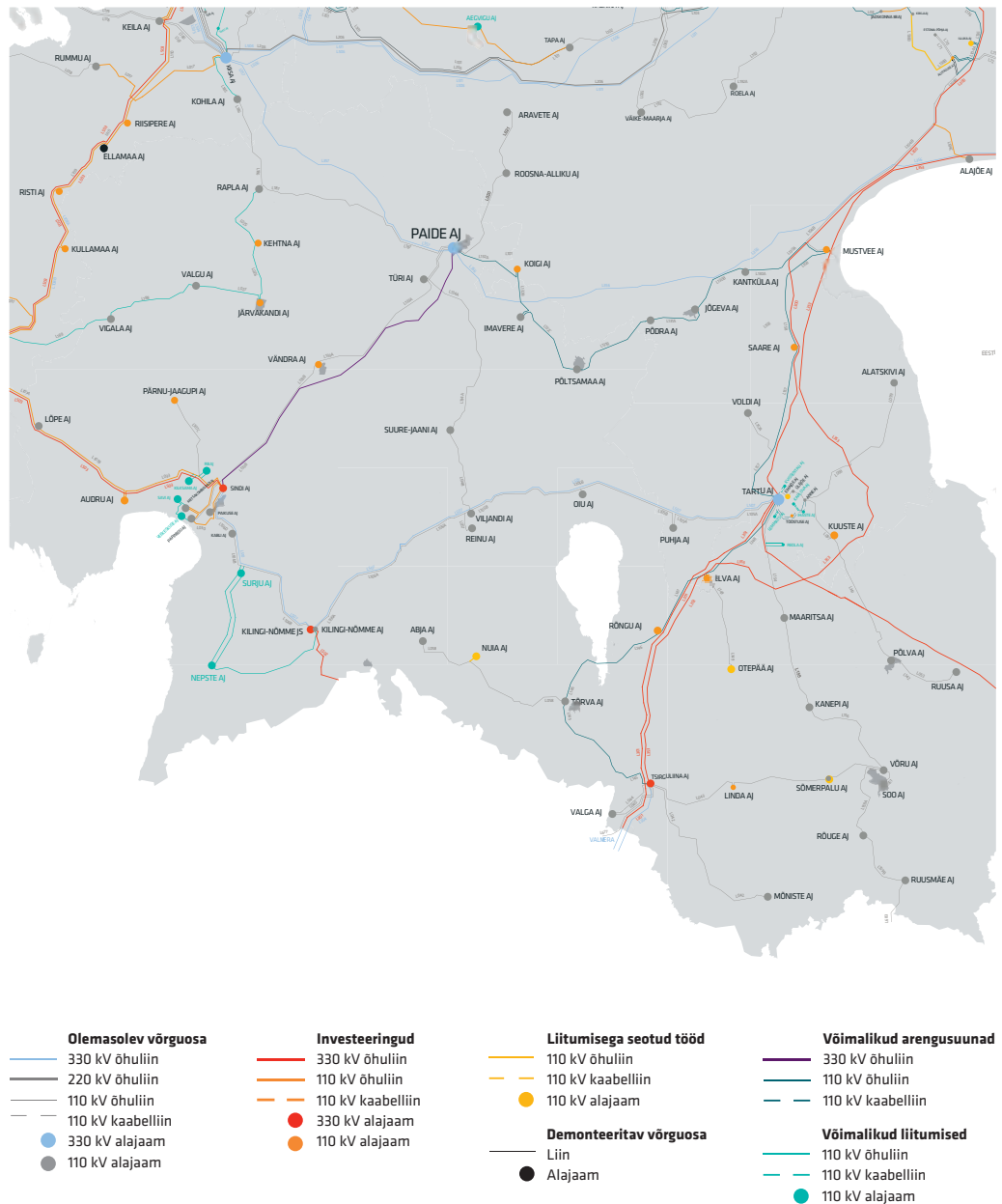
Lõuna piirkond hõlmab nii tihe- kui ka hajaasustusega alampiirkondi. Kõige suurema tarbimise kontsentratsiooniga on Eesti suuruselt teine linn Tartu ja selle lähiümbrus, kus on ette näha koormuste jätkuvat kasvu. Tartu linnas on plaanis olemasolevad õhuliinid rekonstrueerida tehnilise ressursi ammendumisel kaabelliinideks, sest õhuliinide kaitsevööndid on üha rohkem pärssimas linna arengut.

Lõuna piirkonnas on 110 kV õhuliinid suhteliselt pikad, mistõttu teatud N-1 olukordades võivad tekkida pingeprobleemid. Eriti kriitiline on olukord, kui Tsirguliina alajaamas lülitub välja ainuke 330 kV ja 110 kV võrke siduv trafo. Selliste olukordade vältimiseks rekonstrueeritakse Tsirguliina AJ ning paigaldatakse sinna teine trafo.

Lõuna piirkonna 110 kV võrkudesse on lisandunud ka uusi tarbijaid ning tulevikus võib osutuda vajalikuks 110 kV võrku tugevdada läbi rekonstrueerimiste (Joonis 6). Seoses koormuste suurenemisega ja õhuliinide vanusepiiri lähenemisega on pikemas perspektiivis plaanis rekonstrueerida:

- Paide-Koigi-Imavere-Põltsamaa-Põdra-Jõgeva-Kantküla-Mustvee-Saare-Tartu alajaamade vahelised 110 kV õhuliinid;
- Tartu-Elva-Rõngu-Tõrva-Tsirguliina alajaamade vahelised 110 kV õhuliinid.

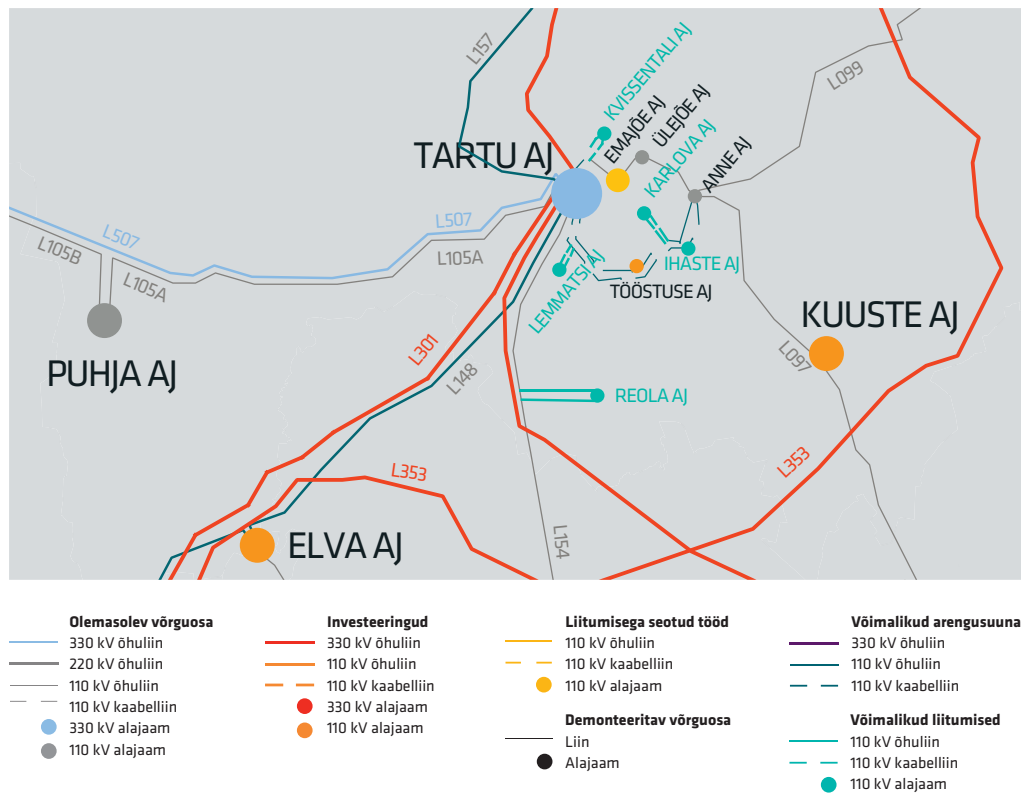
Joonis 6
Kesk- ja Lõuna-
Eesti piirkonna
arenguperspektiivid



4.3.1 Tartu linn ja selle ümbrus

Koormuse kasvu korral on tulevikus võimalik ka kuni nelja uue Eleringi 110 kV alajaama ehitus Tartu linnas: Karlova alajaam toitega Anne-Tööstuse liinilt, Kvissentali toitega Emajõe-Tartu liinilt, Ihaste ning Lemmatsi toitega Anne-Tartu liinilt. Samuti näeb Elektrilevi Reola 110 kV alajaama rajamist vana 35 kV alajaama asemele. Reola alajaama toiteks rajatakse sisseviigud liinilt Tartu-Maaritsa. Tartu sisemuses paiknevad õhuliinid suunal Tartu-Tööstuse-Anne ning õhuliini lõik Tartu-Emajõe vahel on kavas rekonstrueerida kaabelliinideks õhuliinide tehnilise eluea ammendumisel (mis, tõsi küll, saabub umbes 2045. aasta paiku) või tugeva koormuskasvu korral liinide läbilaskevõime ammendumisel.

Joonis 7
Tartu 110 kV
elektrivõrgu
arenguperspektiivid



4.4 LÄÄNE-EESTI JA SAARED

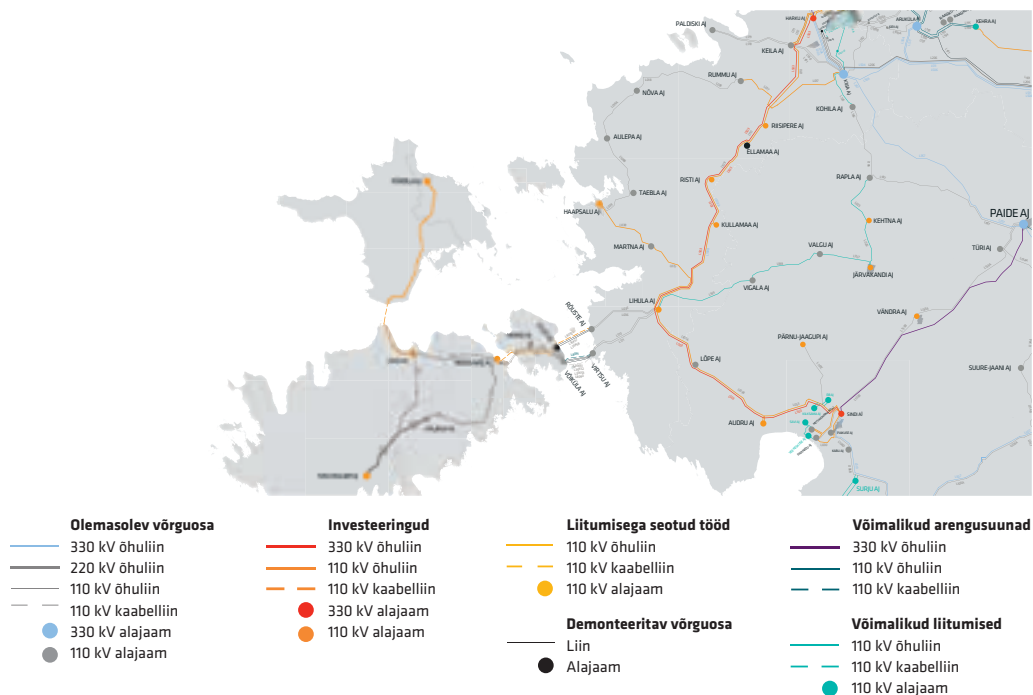
Lääne-Eesti ja saarte piirkond on Eestis elektriliselt üks kaugemaid, samal ajal tuuleenergeetikat silmas pidades üks kiiremini arenevaid piirkondi. Sellega seoses on tekkinud Lääne-Eesti ja Saarte piirkonna elektrivõrkudes uued väljakutsed. Ühest küljest on ammendumine 110 kV võrgu läbilaskevõime ning teiselt poolt põhjustab tootmisestruktuuride toodangu suur kõikumine omakorda pingeniivoode laiades piirides muutusi, mis ulatuvad N-1 olukorras ohtlikult kõrgele.

Võrkude talitlus läbilaskevõime piiril on tingitud olukorra, kus hooldusi on võimalik teha vaid kolmel-neljal suvekuul. Olukord peaks tunduvalt paranema, kui valmib Eesti-Läti kolmas elektriühendus, mille raames rajatakse ka 330 kV ühendus Harku ja Sindi alajaamade vahel. Paralleelselt 330 kV liiniga hakkab kulgema 110 kV õhuliin, mis seob tugevaks tervikuks teekonnale jäävad olemasolevad 110 kV alajaamad.

2017. aasta jooksul parandatakse Lihula-Haapsalu-Rummu liinide gabariite mis hakkavad vastama maksimaalselt lubatud juhtmetemperatuurile +60 kraadi. Sellega suurendatakse liinide läbilaskevõimeid peaaegu kahekordselt.

Lisaks on antud piirkonnas tuvastatud ulatusliku kestusega liigpingeid, mille operatiivseks kõrvaldamiseks paigaldatakse Virtsu alajaama kaks kahekümnest reaktorit.

Lääne-Saarte piirkonna võtmesõnaks on varustuskindlus. Planeeritud meetmed on suunatud eeskätt Lääne-Eesti saarte sidususe suurendamisele Mandri-Eesti elektrivõrguga. Teiseks oluliseks suunaks on elektrienergia tootmisalaks muutunud Lääne-Eesti ja Saarte piirkonna liinide piisava läbilaskevõime tagamine (Joonis 8).



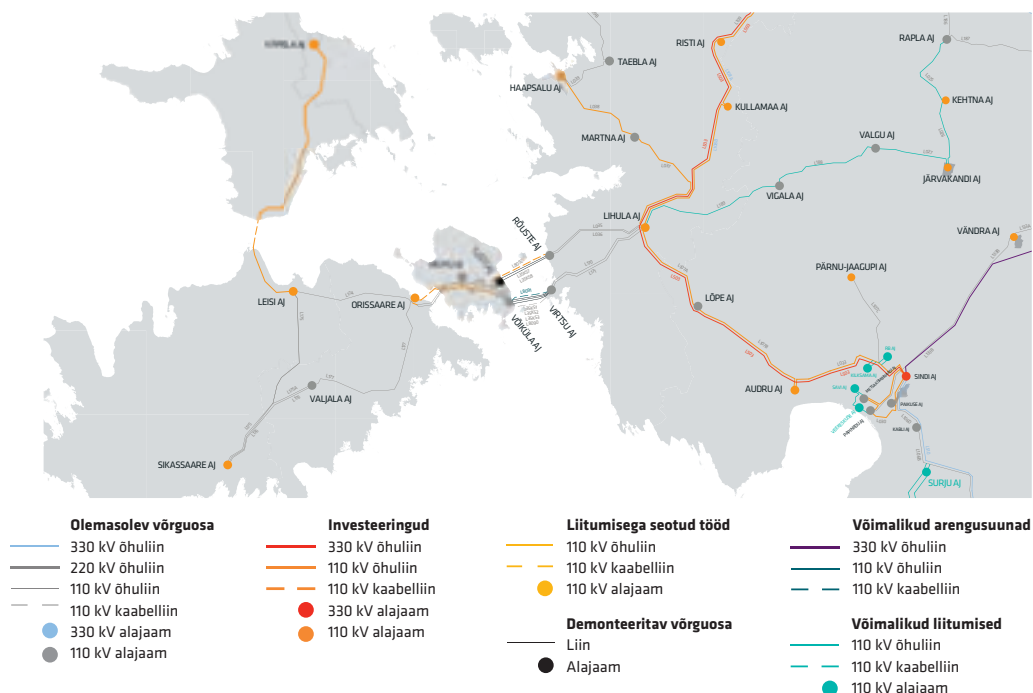
4.4.1 Mandri ja saarte ühendus

Aastaks 2020 on plaanis 110 kV merekaabli paigaldamine Suure väina, Tusti-Rõuste alajaamade vahele.

Lisaks on sõltuvalt koormuskasvu stsenaariumist ja majanduskonjunktuurist võimalik täiendada Virtsu-Võiküla 110 kV merekaabli väljaehitamine aastaks 2030. Muhu saare elektrivarustuse ümberkorraldamisega on võimalik tulevikus ära kaotada Tusti alajaam, viies selle koormuse üle rekonstrueeritavasse Muhu alajaama.

Oluline riskitegur on Muhumaa ja Saaremaa vaheline kaheahehaline 110 kV elektriülekandeliin, mille masti purunemisel on võimalik päevi kestev elektrikatkestus Saaremaal ja Hiiumaal. Selle tõttu rajatakse Väikesesse väina merekaabel ning suunatakse see Muhu saarelt otse Orissaare alajaama. Samuti Muhu saarel samadel mastidel kulgevad õhuliinid paigaldatakse eraldi mastidele. Nimetatud investeeringud tõstavad oluliselt saarte elektrivarustuskindlust.

Vastavalt Eleringi poolt tellitud uuringule on Hiiumaa koormuse kasvamisel optimaalseim variant Hiiumaa 110 kV toite tagamiseks rajada Kärkla 110 kV alajaam ning Leisi-Kärkla 110 kV ühendus (Joonis 9). Reservtoide on mõistlik tagada 35 kV võrgu vahendusel.

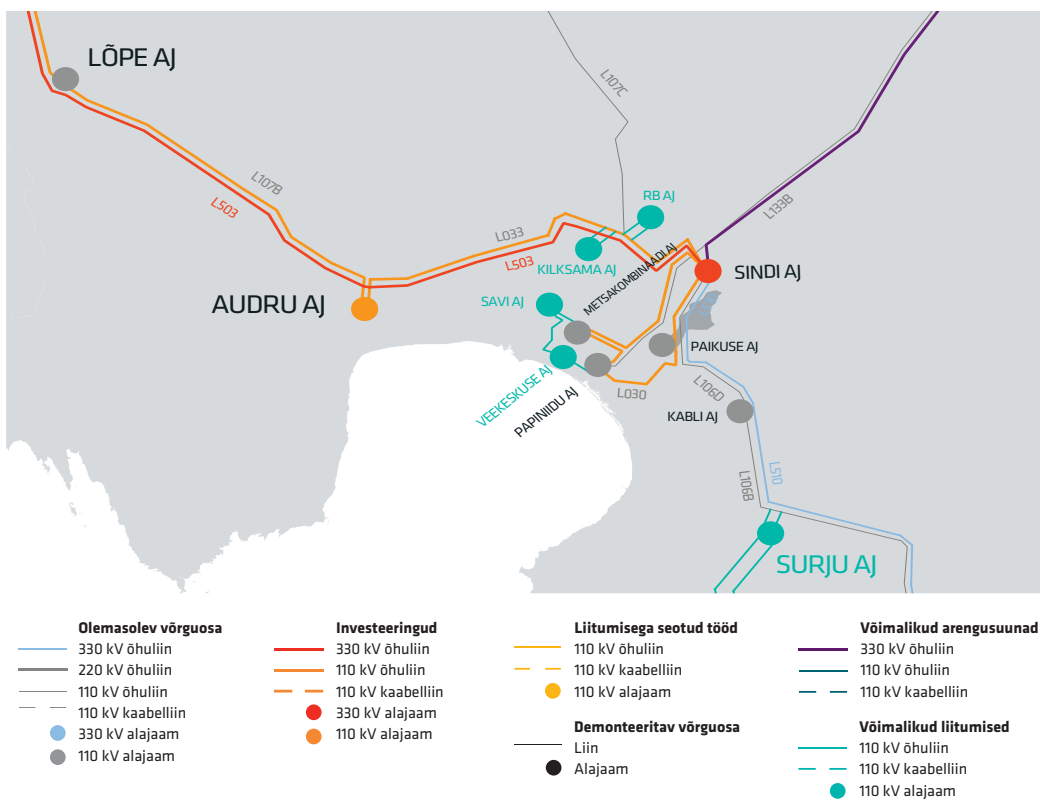


4.4.2 Pärnu, Paikuse ja Sindi piirkonna elektrivarustus

Vastavalt Elektrilevi koormusprognosile koormus Pärnu piirkonnas kasvab tasemeni, kus olemasolev võrk ei võimalda tagada nõuetekohast varustuskindlust. Mudelarvutuste järgi aastaks 2020 Metsakombinaadi-Papiniidu-Sindi liinide läbilaskevõimed ei taga N-1 kriteeriumile vastavust. Samuti tänase päeva seisuga tekivad ülekoormused suveperioodil L030 Sindi-Papiniidu ja L032 Papiniidu-Metsakombinaadi teatud hoolduse/remondi režiimidel (N-1-1). Metsakombinaadi-Papiniidu-Sindi 110 kV õhuliinide maksimaalselt lubatud juhtme temperatuur on +35 kraadi C. Tingituna koormuse kasvust aastal 2017 on plaanitud Metsakombinaadi-Papiniidu-Sindi 110 kV õhuliinide gabariitide parandamine maksimaalselt lubatud juhtme temperatuurile +60 kraadi C, millega tagatakse koormuste kasvu arvestavad piisavad läbilaskevõimed antud piirkonnas.

2030. aasta vaatest lähtuvalt võib tekkida vajadus rajada Pärnu linna üks uus 110/10 kV alajaam Savi 110 kV toitega Metsakombinaadi AJ-st ning 2030+ perspektiivis on Pärnu linna koormuse kasvu korral planeeritud Veekeskuse 110 kV alajaam ning selle ühendusliinid olemasoleva elektrisüsteemiga. Samuti 2030/2030+ perspektiivis kiire koormuskasvu puhul võib osutuda vajalikuks täielikult renoveerida Sindi-Metsakombinaadi, Sindi-Papiniidu ning Papiniidu-Metsakombinaadi liinid.

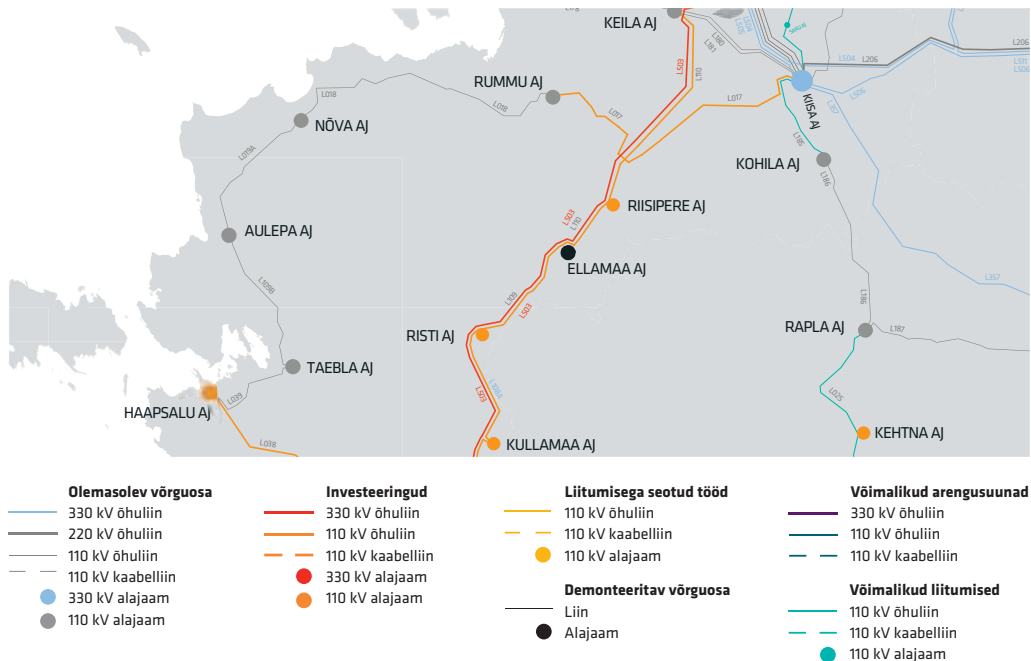
Joonis 10
Pärnu linna koormuste
ümberjagamise uue
110 kV piirkonna-
alajaamade vahel



4.4.3 Riisipere-Turba piirkond

Riisipere-Turba piirkonna koormuskeskuste nihkumisest tulenevalt on Elektrilevil plaan viia olemasolevad liitumispunktid üle Ellamaa alajaamast Riisipere alajaama. Seoses läheneva Eleringi poolse Ellamaa alajaama rekonstrueerimisega ning Harku-Lihula-Sindi 330/110 kV õhuliini ehitustööde-eelsete plaanidega kiirendati protsessi nii Elektrilevi kui Eleringi poolelt. Likvideeritakse Ellamaa AJ ning selle asemel rajatakse Riisipere 110 kV alajaam uude kohta. 110 kV õhuliinid Kiisa-Ellamaa-Risti ja Keila-Rummu ühendatakse ümber sel viisil, et need moodustaksid uued ühendused Kiisa-Rummu ja Keila-Riisipere-Risti (Joonis 11). Uue skeemi tugevaks küljeks võib lugeda skeemi optimeerituse taset ning asjaolu, et uus 110 kV alajaam on võimalik ehitada Harku-Sindi õhuliinile suhteliselt lähedale

Joonis 11
Võrgu areng
Riisipere
piirkonnas



4.5 RAIL BALTICU LIITUMINE

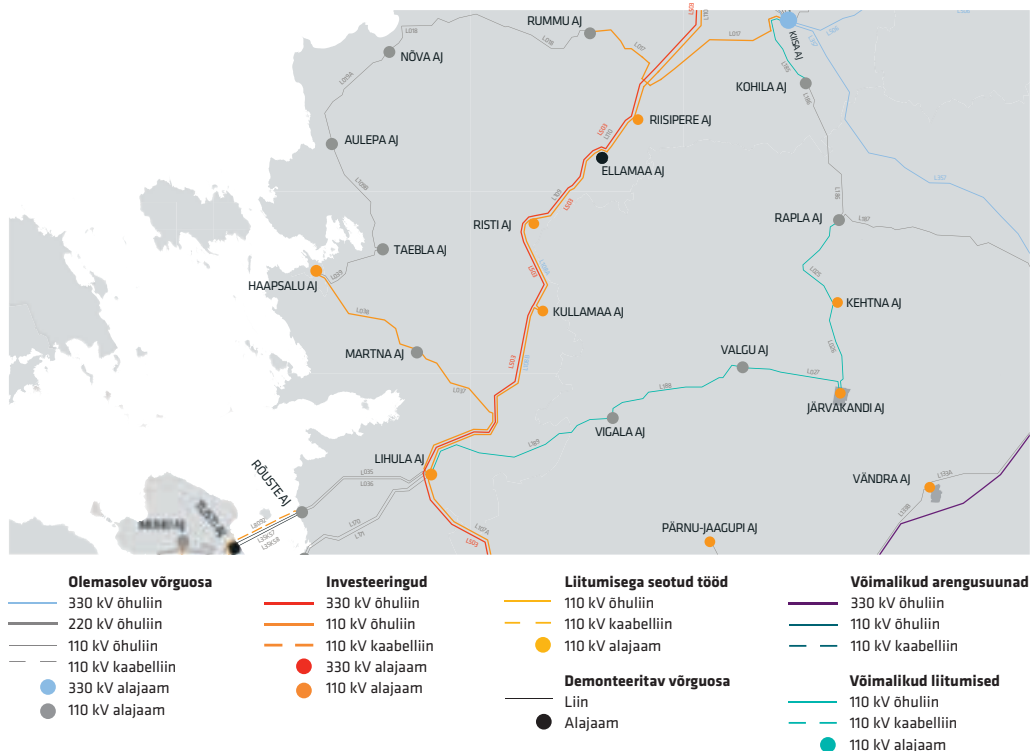
Üleriigilise hõlmavusega elektriraudtee projekt Rail Baltic kujutab endast Eesti territooriumil uut raudteetrassi marsruudil Tallinn-Kehtna-Sindi-Häädemeeste. Et liitumispunktid paiknevad üle kogu Eesti ning vajalikud võrgutugevdused sõltuvad ainult antud projekti realiseerimisest, on Rail Balticu temaatika koondatud ühtse peatüki alla ning jäetud kajastamata piirkondlikes peatükkides.

Harjumaal rajatakse Rail Balticu liitumiseks liitumispunkt Järvküla alajaamas, Raplamaal-Kehtna alajaamas ning Pärnumaal kaks liitumispunkti, üks Sauga ning teine Häädemeeste vallas.

Raplamaal Kehtna 110 kV alajaamas liitumise võimaldamiseks on Eleringil eelnevalt vajalik teostada järgmised võrgutugevdused (Joonis12):

- Lihula-Vigala; Vigala-Valgu; Valgu-Järvakandi; Järvakandi-Kehtna; Kehtna-Rapla; Kohila-Kiisa

Joonis 12
Vajalikud
võrgutugevdused
Rail Balticu
liitumiseks Kehtna
alajaamas

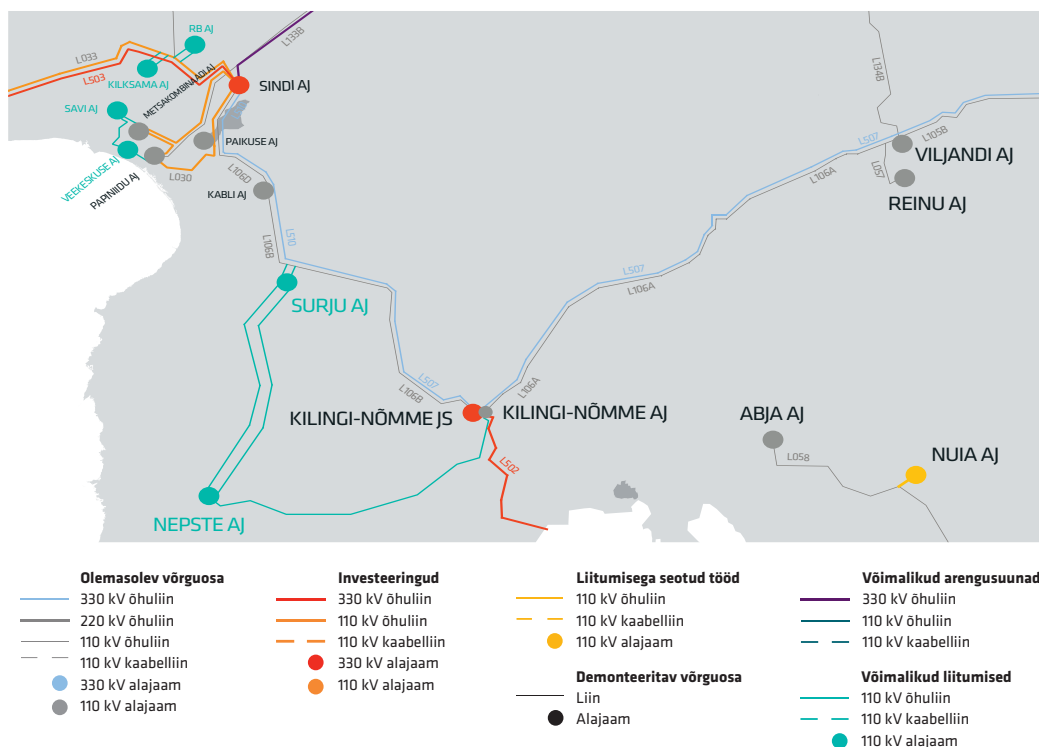


Liitumine Sauga vallas eeldab uue alajaama rajamist Audru-Sindi liinile. Arvestades Elektrilevi huviga rajada uut Kilsama 110 kV alajaama võib alternatiivina kaaluda ühise Rail Balticu – Elektrilevi alajaama rajamist Audru-Sindi liini lähedusse.

Liitumiseks Häädemeeeste vallas on kaalumisel kaks alternatiivi.

- Üks liiniahel Surju vallas Kilingi-Nõmme–Sindi 110 kV liinist piki raudtee koridori ja teine liiniahel Kilingi-Nõmmes asuvast 330/110 kV alajaamast piki olemasolevat 35 kV liini koridori. Nepste külas tuleb ehitada alajaam, millest toimub Rail Balticu ja jaotusvõrgu liitumine.
- Kahe liiniahelaga Surju vallas Kilingi-Nõmme–Sindi 110 kV liinist piki raudtee koridori. Nepste külas tuleb ehitada alajaam, millest toimub Rail Balticu ja jaotusvõrgu liitumine.

Joonis 13
Rail Balticu liitumine
Pärnumaal



4.6 ELERINGI PLANEERITUD INVESTEERINGUD 2017-2021

Elering vastutab Eesti elektrisüsteemis varustuskindluse tagamise eest. See tähendab, et igal ajahetkel peab olema tarbijatele tagatud nõuetekohase kvaliteediga elektrivarustus. Eleringi tegevus Eesti elektrisüsteemi töös hoidmisel ning varustuskindluse tagamiseks vajalike investeeringute tegemisel tuleneb otseselt elektrituruseadusest, võrgueeskirjast ning elektri- ja energiamajanduse arengukavadest. Eleringi võrk koosneb 110, 220 ning 330 kV ülekandeliinidest, mis ühendavad terviklikuks energiasüsteemiks Eesti suuremad elektrijaamad, jaotusvõrgud ja suurtarbijad. Eleringi omanduses on ka ülepiirilised ühendused Soome, Läti ja Venemaaga.

Eleringi investeeringute eesmärgid:

- varustuskindlust toetavad investeeringud;
- elektrituru arengut toetavad investeeringud (välisühendused);
- läbilaskevõime tagamine, et võimaldada uusi liitumisi ja koormuste kasvu;
- võrgu vananemise peatamine;
- töökindluse (pingekvaliteet ja katkestused) parandamine;
- ettevõtte efektiivsuse suurendamine, kadude vähendamine;
- uute klientide liitumised (tarbijad, tootjad).

4.6.1 Investeeringute jaotus lähtuvalt strateegilistest eesmärkidest

Sünkroniseerimine

Eesmärgiks on kolmandatest riikidest tehnilise sõltuvuse vähendamine. Täiendavate riikidevaheliste ühenduste rajamine parandab oluliselt Baltimaade elektrivarustuskindlust ning vähendab Euroopa Liidu liikmesriikide sõltuvust mitteliikmesriikidest, võimaldab tarbijal valida soodsaim tarnija ning tootjal pakuda suuremal avatud turul, mis peaks motiveerima ka uute tootmisvõimsuste rajamist Baltimaadesse. Täpsemalt on desünkroniseerimisest kirjutatud peatükis 2.

Kokku on sünkroniseerimiseks ning varustuskindluse parandamiseks tehtavad investeeringud perioodil 2015–2025 ilma Eesti-Soome vahelduvvoolu kaabelliinideta ca 125 miljonit eurot ning Eesti-Soome vahelduvvoolu kaablitega ca 305 miljonit eurot (koos Eesti ja Põhjamaade elektrijaamade juhtimissüsteemide uuendamisega 354 miljonit eurot). Suurimad investeeringud on Eesti-Tsirculiina; Balti-Tartu ning Tartu-Valmiera 330 kV liinide rekonstrueerimine.

Eestisese võrgu arendus

Suurim osa investeeritakse saarte varustuskindluse suurendamiseks. Lääne-Eesti saarte (Saaremaa, Hiiumaa, Muhu) koormuse perspektiivne kasv tingib vajaduse piirkonnas 110 kV elektrivõrku moderniseerida ning laiendada. Tulevikus rajatakse teine 110 kV merekaabel mandri ja saarte vahele. Väikese väina merekaabel Muhu ja Saaremaa vahele ning Muhu saarel samadel mastidel kulgevad õhuliinid paigaldatakse eraldi mastidele, mis oluliselt tõstab saarte elektrivarustuskindlust. Ühtlasi luuakse eeldused põhivõrgu viimiseks Hiiumaale.

Tehtavate investeeringute eesmärgiks on elektrivõrgu töökindluse tõstmine, kasvava koormuse katmine elektrienergia edastusvõimsustega. Aastate 2017–2021 jooksul investeeritakse Eestisese võrgu arendusse 27,4 miljonit eurot.

Amortiseerunud võrgu rekonstrueerimised

Sisaldab investeeringuid 110-330 kV alajaamade ja liinide rekonstrueerimistesse, renoveerimistesse ja uute trafode ning kompenseerimiseadmete soetamiseks.

Prioriteetsete investeeringute hindamisel koostatakse tehnilis-majanduslikud põhjendused ning rekonstrueerimist vajavate alajaamade ja liinide pingerida. Rekonstrueeritavate või renoveeritavate investeerimisobjektide valik põhineb peamiselt seadmete seisundi hindamisel. Täiendavalt arvestatakse veel võimalike teadaolevate liitumiste ning klientide paigaldiste suuremate ümberehituste plaanidega. Viie aasta rekonstrueerimistega seotud investeeringute maht on 68,8 miljonit eurot.

IT ja muud investeeringud

Sisaldab investeeringuid infotehnoloogia (IT) valdkonda ning reguleeritud varadesse. IT valdkonnas on olulisemad investeeringud planeeritud MS Dynamics NAV arendamisse, SCADA süsteemi uuendamisse ja mudelhaldussüsteemi arendamisse. Viie aasta investeeringute maht on ca 15,6 miljonit eurot.

Investeeringud mittereguleeritavatesse varadesse

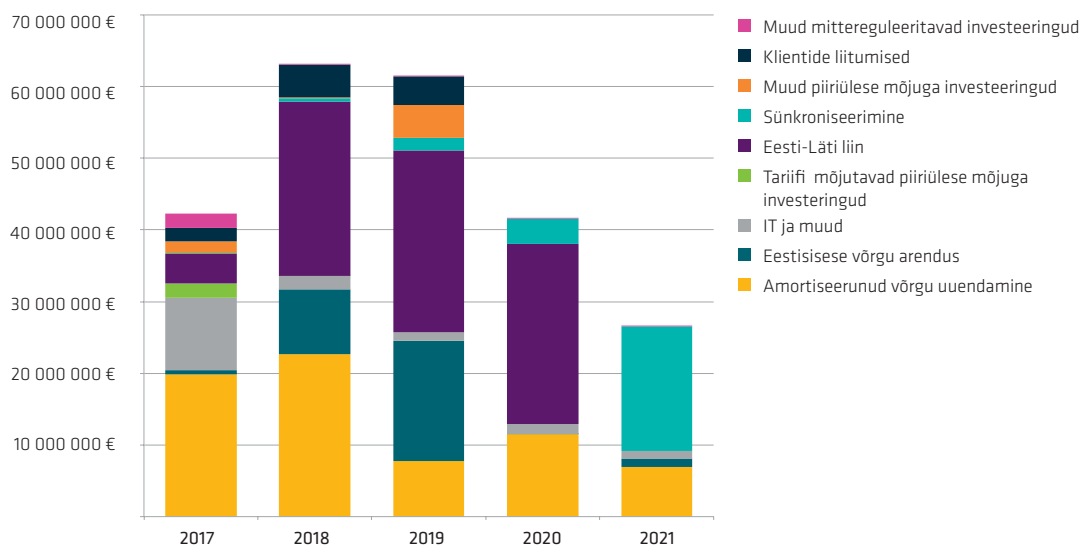
Sisaldavad liitumisega seotud investeeringuid ning investeeringuid mittereguleeritud varadesse. Liitumisega seotud investeeringud on rahastatud liituja poolt ning ülekandetariifides need ei kajastu. Viie aasta investeeringute maht on ca 12,8 miljonit eurot.

4.6.2 Investeeringud 2017-2021

Elering investeerib Eesti elektrivarustuskindluse tagamiseks järgmisel viiel aastal (2017–2021) kokku ligi 235,1 miljonit eurot, millest reguleeritavad varad moodustavad kokku 140,0 miljonit eurot.

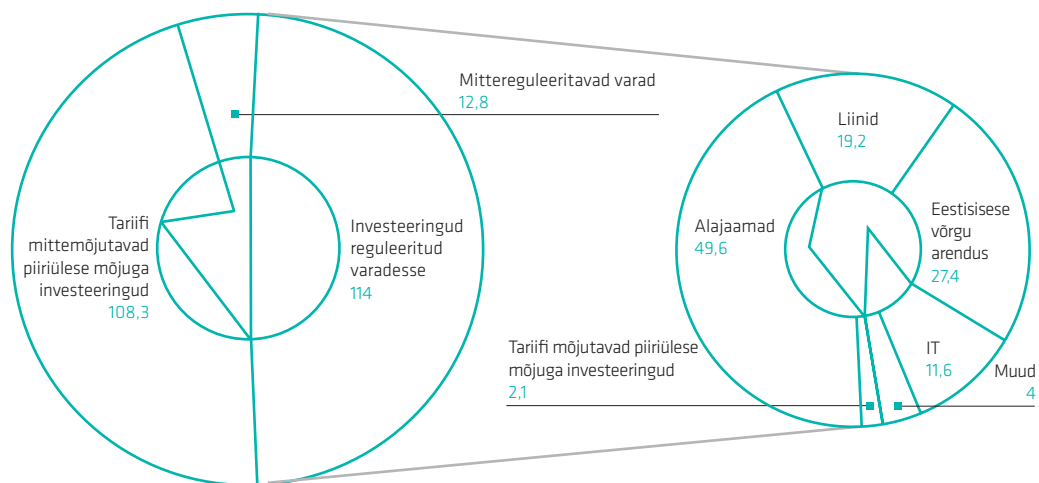
Joonis 14 kajastab Eleringi kinnitatud investeeringute eelarvet aastani 2021 (mahud mln eurodes). Nende investeeringutega tagatakse varustuskindlus, elektrituru areng ja prognoositud tarbimisvõimsused klientidele.

Joonis 14
Eleringi investeeringud
aastani 2021



Eleringi investeeringud jagatakse tavapäraseks investeeringuteks, suurinvesteeringuteks ja liitumistega seotud investeeringuteks. Tavapäraseid investeeringuid on jagatud alajaamade, liinide, infotehnoloogia ja muude investeeringute vahel.

Joonis 15
Eleringi investeeringute
jagunemine erinevate
projektide vahel
(2017–2021)



Kinnitatud investeeringute eelarve kohaselt uuendatakse tulevastel aastatel kokku 36 alajaama:

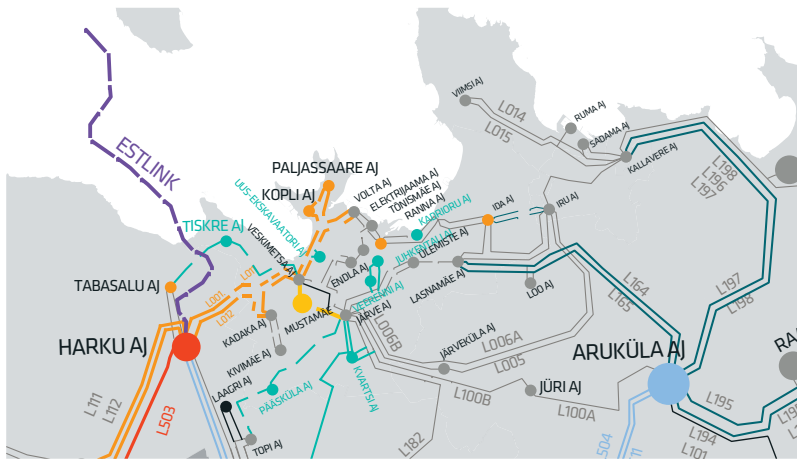
Alutaguse 110 kV alajaam Lihula 110 kV alajaam
Audru 110 kV alajaam Linda 110 kV alajaam
Eesti 330 kV alajaam Maaritsa 110 kV alajaam
Ellamaa (Riisipere) 110 kV alajaam Mustvee 110 kV alajaam
Elva 110 kV alajaam Orissaare 110 kV alajaam
Haapsalu 110 kV alajaam Paljassaare 110 kV jaotusseade
Ida 110 kV alajaam Ranna 110 kV alajaam
Järvakandi 110 kV alajaam Risti 110 kV alajaam
Kanepi 110 kV alajaam Rõngu 110 kV alajaam
Kehtna 110 kV alajaam Pärnu-Jaagupi 110 kV alajaam
Koigi 110 kV alajaam Saare 110 kV alajaam
Konsu 110 kV alajaam Sikassaare 110 kV alajaam
Kopli 110 kV alajaam Sindi 110 kV alajaam
Kuusalu 110 kV alajaam Sirgala 110 kV alajaam
Kuuste 110 kV alajaam Tabasalu 110 kV alajaam
Kullamaa 110 kV alajaam Tsirguliina 330 kV alajaam
Laagri (Pääasküla) 110 kV alajaam Tööstuse 110 kV alajaam
Leisi 110 kV alajaam Vändra 110 kV alajaam

4.7 ELEKTRIVÕRGUGA LIITUMISTE PARENDAMINE

Elektrivõrguga liitumistel on Elering täheldanud üha kasvavat huvi väiketootmise vastu, mis on selge indikatsioon suureenergeetika rolli vähenemisest varustuskindluse tagamisel ning elektritootmise nihkumisest mikroskaalale. Reageerimaks uutele tendentsidele, on Elering välja töötanud Eesti elektrisüsteemiga liitumise tingimused, mille peamine eesmärk on lihtsustada liitumise protsessi ja soodustada seeläbi elektritootjate liitumist. Seadusandliku raamistiku piires määratud nõuete selge defineerimine ja kirjeldamine neljas elektrijaama võimsusklassis loob eelduse liitumiste sujuvamaks kulgemiseks, andes uutele turuosalistele varakult ülevaate neile kohalduvatest nõuetest Eestis.

Olulisem saavutus on liitumiste infosüsteemi „EGLE“ loomine, millega saab elektritootjate ja tarbijate liitumist põhivõrguga menetleda veebipõhises keskkonnas. Kliendil on võimalik teostada kõik Eleringiga liitumisega seotud toimingud ühes süsteemis. Info edastamine ja tagasiside muutub seeläbi senisest operatiivsemaks. Protsessi läbipaistvuse ja dünaamika suurendamine on olnud portaali arendamisel prioriteediks, et tagada võrguga liitujate teenindamine võimalikult kõrgel tasemel. Pidev töö veebikeskkonna arendamiseks käib edasi.

Eleringi eesmärk uute liitumistingimuste kehtestamise ja kliendiportaali kasutuselevõtmisega on liitumiste protsessi parandamine, muutes liitumiste protsessi selgemaks ja läbipaistvamaks. Selgelt sõnastatud nõuetega ja hästitoimiv liitumisprotsess muudab Eesti majanduskeskkonna atraktiivsemaks uutele investeeringutele, mis läbi on võimalik Eesti elektrisüsteemiga täiendavate elektrijaamade ühendamise. Uute elektrijaamade rajamine annab ka sõltuvuse vähendamisel Venemaa elektrisüsteemist Eesti tarbijatele kindluse, et varustuskindlus on tagatud.



- Olemasolev võrguosa**
- 330 kV õhuliin
 - 220 kV õhuliin
 - 110 kV õhuliin
 - 110 kV kaabelliin
 - 330 kV alajaam
 - 110 kV alajaam

- Investeeringud**
- 330 kV õhuliin
 - 110 kV õhuliin
 - 110 kV kaabelliin
 - 330 kV alajaam
 - 110 kV alajaam

- Liitumisega seotud tööd**
- 110 kV õhuliin
 - 110 kV kaabelliin
 - 110 kV alajaam
- Demonteeritav võrguosa**
- Liin
 - Alajaam

- Võimalikud arengusuunad**
- 330 kV õhuliin
 - 110 kV õhuliin
 - 110 kV kaabelliin
- Võimalikud liitumised**
- 110 kV õhuliin
 - 110 kV kaabelliin
 - 110 kV alajaam



5 Tagasivaade varustuskindlusele

5.1	2016/2017 AASTA TALVEPERIOOD.....	40
5.2	KOKKUVÕTE ELEKTRISÜSTEEMI TALITLUSEST 2016. AASTA SUVEPERIOODIL (MAI-SEPTEMBER).....	41
5.3	ELEKTRISÜSTEEMI JUHTIMINE REAALAJAS	42
5.3.1	Balti regionaalse talitluskindluse koordinaatori loomine	42
5.3.2	Abinõud varustuskindluse tagamiseks.....	43
5.3.3	Sageduse reguleerimine	43
5.4	PIIRIÜLESED MAKSIMAALSSED ÜLEKANDEVÕIMSUSED (TTC) 2016/2017. AASTA TALVEPERIOODIL	44
5.5	ESTLINKIDE JUHTIMINE	45
5.6	ELERINGI AVARIIRESERVELEKTRIJAAAMAD	46
5.7	ELEKTRISÜSTEEMI TALITLUSE JUHTIMISE UUED TEHNILISED VAHENDID	46
5.8	VÕRGU TALITLUSKINDLUS.....	47
5.8.1	Väljalülitumised ja andmata jäänud energia	47
5.9	VÄLISÜHENDUSED	49
5.10	SISEVÕRK.....	52
5.10.1	Programmide „Liinid puuvabaks“ ja „Kindel võrk“ täitmisest	53

- **2016. aasta talveperioodil ei esinenud pikemaid külmaperioode, mille tõttu jäi möödunud aasta tipukoormus üldisele maksimumkoormusele alla.**
- **Eelmisel aastal elektrisüsteemi talitluses suuremaid probleeme ei esinenud.**
- **2016. aasta novembris sõlmiti Eesti, Läti ja Leedu süsteemihaldurite vahel leping piirkondlikku koordineerimiskeskuse loomiseks. Balti koordineerimiskeskus peab tööle hakkama 2017. aasta lõpuks.**
- **2016. aasta oli võrgu talitluskindluse seisukohalt üks parimaid tänu soodsatele ilmastikutingimustele. Rikete arv võrgus oli viimaste aastate vaates üks väiksemaid.**

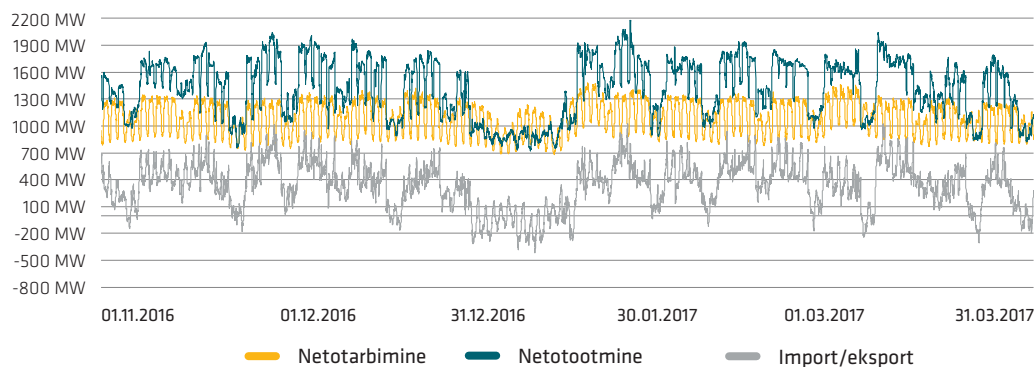
5.1 2016/2017 AASTA TALVEPERIOOD

2016/2017. aasta talveperioodil ei esinenud Eesti elektrisüsteemi talitluses suuremaid probleeme. Talveperioodil ei esinenud pikemaid külmaperioode ja seetõttu jäi möödunud talve tipukoormus nii eelmise aasta kui ka üleüldisele maksimumkoormusele alla, saavutades maksimumi käesoleva aasta alguses (5.01.2017 14:25). Sellest tulenevalt oli ka kohaliku elektritootmise maksimum madalam eelmise aasta maksimumist (2281 MW), saavutades taseme 2177 MW. Elektritoolikute tootmine oli maksimaalselt 260 MW, jäädes samale tasemele eelmise aastaga (tuuleparkide tootmise senine maksimum on 266 MW). Eesti elektrisüsteemis oli 2016/2017. a talve jooksul piisavalt tootmisvõimsusi, et katta ära tipukoormused ning ka kõige kõrgema tarbimise perioodide vältel oli kasutatav tootmisvõimsus Eesti elektrisüsteemis tarbimisest suurem. Eesti elektrisüsteemi keskmine eksport oli ligi 200 MW suurem kui eelmine aasta (keskmiselt 338 MW), mis tulenes Narva jaamade kasutatavuse suurenemisest ja Põhjamaade energiahinna kõrgemast tasemest võrreldes eelmise aastaga. Võimsusvood EstLinkide peal vähenesid oluliselt seoses NordBalt'i tööseviimisega ja võimsusvood olid mitmetel tundidel isegi Lätist Soome suunalised. Kokkuvõtte Eesti elektrisüsteemi talitluse parameetrite kohta 2016/2017. aasta talveperioodil (01.11.2016–1.04.2017) on esitatud alljärgnevas Tabelis 2 ning Joonisel 17.

Tabel 2
Eesti elektrisüsteemi
maksimaalne,
minimaalne ja keskmine
tarbimine, tootmine
ja võimsusbilanss
2015/2016. aasta talvel

	Väärtus, MW	Ajavahemik / Aeg
Eesti maksimaalne netotarbimine	1483	05.01.2017 / 14:00
Eesti minimaalne netotarbimine	674	01.01.2017 / 03:35
Eesti keskmine netotarbimine	1071	1.11.2016–1.04.2016
Eesti maksimaalne netogenereerimine	2177	11.01.2017 / 06:50
Eesti minimaalne netogenereerimine	715	28.12.2016 / 22:55
Eesti keskmine netogenereerimine	1413	1.11.2016–1.04.2016
Eleringi võrku ühendatud tuuleparkide maksimaalne genereerimine	263	17.03.2017 / 08:45
Eesti maksimaalne eksport	1028	13.02.2017 / 22:10
Eesti maksimaalne import	-417	29.12.2016 / 14:00
Eesti keskmine eksport	342	1.11.2016–1.04.2016

Joonis 17
Eesti elektrisüsteemi
tarbimine, tootmine
ja import/eksport
2015/2016 talveperioodil



5.2 KOKKUVÕTE ELEKTRISÜSTEEMI TALITLUSEST 2016. AASTA SUVEPERIOODIL (MAI-SEPTEMBER)

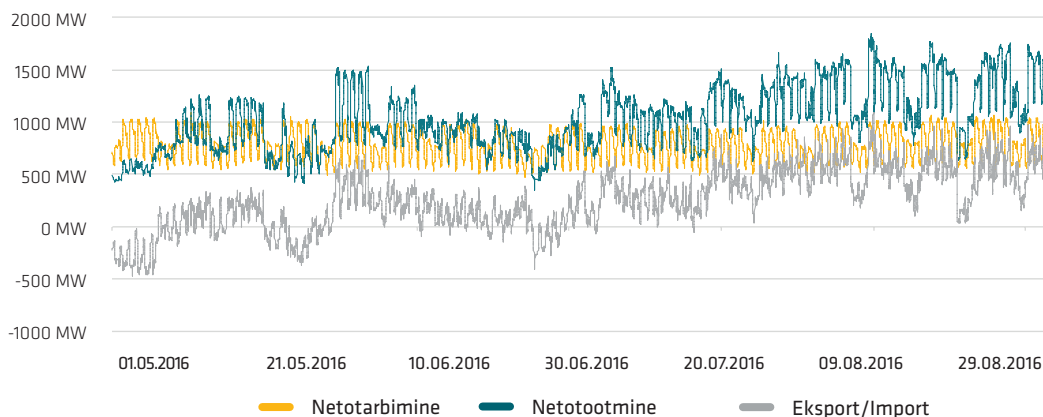
2016. aasta suveperioodi vältel Eesti elektrisüsteemi talitluses suuremaid probleeme ei esinenud. Suvised koormused olid sarnased eelnevate aastate koormustele, maksimaalne netotarbimine oli 1110 MW ja minimaalne 471 MW. Suve alguses oli toodang languses kohalike jaamade kõrgema marginaalkulu tõttu. Mais oli Eesti elektrisüsteemi saldo 53% tundidest elektrit importiv. Alates juunist tootmine kasvas Eestis ning veidi langes Põhjamaades. Juulikuus oli elektrisüsteemi saldo 99% tundidest elektrit eksportiv ning augustis jäi elektribilanss suuremahulise toodangu kasvu tõttu tugevalt ülejääki – tervelt 39% toodangust eksporditi naabersüsteemidesse. Seega jäigi maksimaalne toomine (1865 MW) ja maksimaalne eksport (1096 MW) suve teise poolde ja minimaalne tootmine (343 MW) ja maksimaalne import (481 MW) esimesse poolde. Tuuleenergia osakaal oli suvekuudel veidi madalam kui eelneval suvel. Eleringi võrku ühendatud tuuleparkide maksimum toodanguks oli 200 MW.

Kokkuvõtte Eesti elektrisüsteemi talitluse parameetrite kohta 2016. suveperioodil (01.05.2016– 1.09.2016) on esitatud alljärgnevas tabelis (Tabel 3) ning Joonisel 18.

Tabel 3
Eesti elektrisüsteemi talitlusparameetrid 2016. aasta suveperioodil

	Väärtus, MW	Ajavahemik / Aeg
Eesti maksimaalne netotarbimine	1110	11.05.2016 / 09:50
Eesti minimaalne netotarbimine	471	26.06.2016 / 04:00
Eesti keskmine netotarbimine	784	01.05.2016 – 1.09.2016
Eesti maksimaalne netogenereerimine	1865	8.08.2016 / 16:40
Eesti minimaalne netogenereerimine	343	25.06.2016 / 10:45
Eesti keskmine netogenereerimine	1040	01.05.2016 – 1.09.2016
Eleringi võrku ühendatud tuuleparkide maksimaalne genereerimine	200	18.06.2016 / 15:05
Eesti maksimaalne eksport	1096	8.08.2016 / 23:55
Eesti maksimaalne import	481	3.05.2016 / 13:40
Eesti keskmine eksport	257	01.05.2016 – 1.09.2016

Joonis 18
Eesti elektrisüsteemi tarbimine, toomine ja import/eksport 2016. aasta suveperioodil



5.3 ELEKTRISÜSTEEMI JUHTIMINE REAALAJAS

Eesti elektrisüsteemi reaalaja talitluse juhtimist korraldab Eleringi juhtimiskeskus. Elektrisüsteemi talitluse reaalajas juhtimisele eelneb talitluse operatiivse planeerimise protsess. Talitluse planeerimise ülesandeks on viia läbi elektrisüsteemi talitluse lubatavuse koordineeritud kontroll ehk talitluskindluse analüüs ja vajadusel planeeritud talitluse viimine lubatud piiridesse ning koostada plaanid ja prognoosid talitluse juhtimise faasi jaoks. Talitluse planeerimisel lähtutakse Võrgueeskirjas toodud nõuetest ning selle käigus koostatavad plaanid ja prognoosid peavad vastama võrgueeskirjas toodud töö- ja varustuskindluse nõuetele, tagama võimalikult väiksed kaod ning võimaldama maksimaalse võimaliku piiriülese ülekandevõimsuse. Elektrisüsteemi talitluse operatiivsele planeerimisele järgneb talitluse reaalajas juhtimise protsess, mis toimub ööpäevaringselt. Talitluse juhtimise ülesandeks on tagada reaalajas elektrisüsteemi ohutu ja töökindel toimimine. Talitluse juhtimine on protsess, mis hõlmab kõiki elektrisüsteemi reaalajas toimimiseks vajalikke tegevusi nii normaal-, häiritud ja avariitalitluse kui ka elektrisüsteemi kustumise ning talitluse taastamise korral. Juhtimisprotsessi viivad läbi vastava ettevalmistuse saanud dispetšerid, kelle teadmisi kontrollitakse perioodiliselt ja kaasajastatakse avariitreeningutel ning koolitustel. Dispetšerite ülesanneteks on korrigeerida reaalajas tekkivaid kõrvalekaldeid planeeritud bilansiplaanist, tagada põhivõrgu klientidele kvaliteetne elektrivarustus, juhtida põhivõrgu seadmete hooldusesse, töösse ning reservi viimist, häiritud ja avariitalitluse tuvastamine ning likvideerimine, koostöö korraldamine klientidega ja naaberriikide süsteemihaldurite juhtimiskeskuste ning turuosaliste informeerimine piiriüleste ülekandevõimsuste muutustest. Selleks, et neid ülesandeid edukalt täita, on juhtimiskeskuses kasutada 1999. aastal tarnitud USA päritolu juhtimissüsteem SCADA GE XA-21, mida uuendati aastal 2007. Nimetatud juhtimissüsteem võimaldab dispetšeritel jälgida põhivõrgu seadmete asendi-, seisundi- ja mõõteandmeid ning juhtida nende tööd. Ka partnerite ning klientide andmed, mis on vajalikud elektrisüsteemi talitluse juhtimiseks, jõuavad sellesse juhtimissüsteemi. Olulisemad talitluse reaalajas juhtimise protsessid, mis nõuavad mitme osapoole koordineeritud tegutsemist, kooskõlastatakse lisaks ka telefoni teel. Elektrienergia ülekande kui elutähtsa teenuse olulisuse tõttu on äärmiselt oluline minimeerida tõenäosust, et põhivõrgus toimub ulatuslik elektrivarustuse katkemine. Seetõttu on juhtimiskeskuses tagatud kõigi olulisemate töövahendite ning töötajate dubleeritus. Elektrisüsteemi talitluse reaalajas juhtimisega tegelevad dispetšerid peavad olema võimelised asendama vajadusel ka teisi samas valv vahetuses töötavaid dispetšereid, kasutusel on SCADA varuserver, üles on seatud reservsidekanalid ning juhtimiskeskuse tehnilised funktsioonid on dubleeritud.

5.3.1 Balti regionaalse talitluskindluse koordinaatori loomine

Detsembris 2015 a allkirjastas Elering Euroopa põhivõrkude koostööorganisatsiooni ENTSO-E poolt ettevalmistatud mitmepoolse lepingu, mille alusel kõik lepingu allkirjastanud süsteemihaldurid peavad tellima vähemalt viite regionaalse talitluskindluse tagamiseks olulist teenust kas olemasolevate regionaalsete talitluskindluse koordinaatorite (Regional Security Coordinator – RSC) käest või looma uue RSC. RSC-de puhul on tegemist on eraldi struktuuridega, mille omanikud on süsteemihaldurid või mis on loodud süsteemihaldurite vahelise lepingu alusel ja mis osutavad süsteemihalduritele teatud koordineeritud piirkondlike teenuseid (nt. ülekandevõimsuste arvutamine, talitluskindluse analüüs jms). Nende koordineeritud teenuste eesmärgiks on tõhustada ettevalmistust elektrisüsteemide reaalajas juhtimiseks.

Elering koos Läti ja Leedu süsteemihalduritega võttis 2015. aastal vastu otsuse Balti RSC moodustamise kohta. Vastav leping piirkondliku RSC moodustamiseks sõlmiti 2016. aasta novembris. Balti RSC peab olema täielikult valmis täitma kõiki ette nähtud funktsioone 2017. aasta detsembri lõpuks.

Peamised funktsioonid, mida regiooni töökindluse koordinaator täidab, on:

1. Elektrisüsteemi piiriülese mõjuga seadmete katkestuste koordineerimine;
2. Süsteemihaldurite poolt kasutatavate võrgumudelite kvaliteedi kontroll ning piirkondliku ja üleeuroopalise võrgumudeli kokkupanek;
3. Piirkondliku tootmispiisavuse ja ülekandevõimsuste hindamine lühikeseks ja keskmiseks ajavahemikuks ette;
4. Koordineeritud piiriüleste ülekandevõimsuste arvutamine;
5. Koordineeritud elektrisüsteemide talitluskindluse analüüs.

Lisaks protsesside koordineerimisele Balti regioonis hakkab Balti RSC lisaks igapäevaselt koordineerima oma tegevust nii Põhjamaade kui ka Kesk-Euroopa talitluskindluse koordinaatoritega.

Samas vastutus elektrisüsteemi operatiivse planeerimise ja juhtimise otsuste tegemisel ning elluviimisel jääb süsteemihalduritele. RSC osa on süsteemihaldureid selles tegevuses abistada, olles nõuandvas rollis.

5.3.2 Abinõud varustuskindluse tagamiseks

Tegevused elektrisüsteemi talitluse planeerimisel algavad ligikaudu üks aasta enne talitluse juhtimise faasi algust ning plaane ning prognoose korrigeeritakse kuni juhtimisfaasi alguseni, samas lühiajalisi prognoose (muuhulgas koormuse prognoos, tuuleelektrijaamade toodangu prognoos) uuendatakse ka juhtimisfaasis. Näiteks elektriseadmete hooldustööde planeerimise faasis vaadatakse üle hooldust vajavate seadmete nimistu ning määratakse toimuvatele töödele võimalikult optimaalsed ajavahemikud. Seadme tööst välja viimisel jälgitakse, et oht tarbijakatkestusteks oleks võimalikult väike ja vastavalt vajadusele muudetakse hooldustööde toimumise aega. Kriitilise tähtsusega on vajadus välja selgitada, millist mõju omab mingi konkreetse seadme väljasolek ülejäänud võrgu toimimisele. Seoses sellega vaadatakse ka üle, mis juhtub teatud häiringute ilmnemisel. Juhul kui leitakse, et teatud häiring on tõenäoline ja põhjustab ohtu tarbijate toitele või suurendab võimalust täiendavate häiringute tekkimiseks, rakendatakse vastavad abinõud. Nendeks abinõudeks võivad näiteks olla võrgu konfiguratsiooni muutmine, piiriüleste ülekandevõimsuste piirangute seadmine, häiringujärgse tegevuskava välja töötamine või seadmete hooldusgraafikute muutmine. Üheks võrguhäiringute põhjustajaks on looduslikud tegurid. Elektriseadme väljalülitumist võib põhjustada äike, puude kokku puutumine pinge all olevate elektrivõrgu osadega, loomade ja lindude tegevus, uputused, jäide ja nii edasi. Eriti ohtlikud on olukorrad, kus ekstreemsed ilmastikutingimused hõlmavad üheaegselt suuri piirkondi. Riski elektrivõrgu toimimisele omab ka inimfaktor, näiteks ebaõiged töövõtted puude langetamisel elektriliinide kaitsetsoonis ja töötajate eksimused töödel elektriseadmetega. Muuhulgas võivad laiaulatuslikuks ohuks olla avariid naabersüsteemides. Avariide likvideerimise aega võivad pikendada erinevad sideprobleemid. Selle vältimiseks on olulisemad sidevahendid juhtimiskeskuses dubleeritud. Dispetšerid reageerivad põhivõrgu kõikide seadmete seisundite ootamatutele muutustele. Tegevuskäik, mis dispetšer peale asjaolude selgitamist teeb, sõltub sündmuse põhjustest ja ulatusest. Kui sündmusega kaasneb oht täiendavateks häiringuteks, siis tehakse kõik võimalik, et järgnevate häiringute tõenäosust ning ulatust vähendada. Selleks võib muuta võimsusvoogusid, piirata tootmist või tarbimist, piirata piiriüleste ülekandevõimsuseid, teostada lülitamisi elektriseadmetega või võimaluse korral anda korraldus hooldustööde lõpetamiseks hoolduses olevatel seadmetel.

5.3.3 Sageduse reguleerimine

Eesti elektrisüsteem kuulub suurde sünkroonselt töötavasse ühendsüsteemi IPS/UPS. Eesti elektrisüsteem on ühendsüsteemiga ühendatud piiriüleste 330 kV pingel vahelduvvooluliinide kaudu. Lätiga ühendavad Eesti elektrisüsteemi kaks 330 kV elektrivõrkandeliini ja Venemaaga kolm 330 kV elektrivõrkandeliini. Sagedust hoitakse selles sünkroonala ühiselt, kusjuures sageduse automaatse reguleerimise tagab Venemaa süsteemihaldur. Eesti elektrisüsteemi osa sünkroonala sageduse reguleerimises on süsteemi vahelduvvoolu saldo (ehk vahelduvvoolu liinide kaudu planeeritud elektrenergia piiriüleste tarnete summa) hoidmine vajalikes piirides. Vastavalt eelmisel aastal jõustunud Balti riikide süsteemihaldurite kokkuleppele liigutakse samm-sammult selles suunas, et saavutada Baltimaade ühtne koordineeritud bilansi juhtimine reaalajas, mis võtaks muuhulgas arvesse ka erinevate elektrisüsteemide bilansside tasakaalustavat mõju.

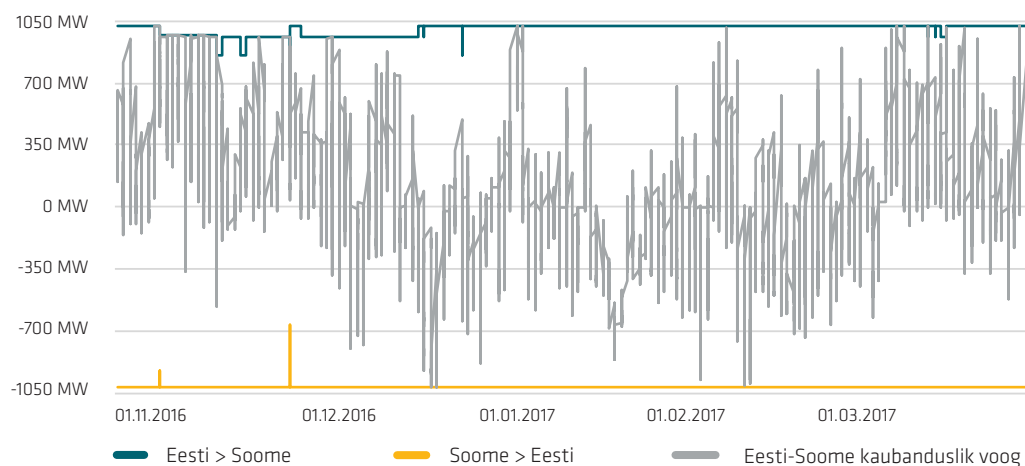
Eesti elektrisüsteemi isoleeritult töötamise korral on vaja sagedust reguleerida Eesti elektrisüsteemi elektrijaamadega. Sageduse reguleerimise tehniline võimekus on olemas kõikidel Eesti elektrisüsteemiga liituvatel uutel elektrijaamad, sealhulgas tuuleparkidel. Eesti elektrisüsteemi eralduskatsete ajal kasutati sageduse reguleerimiseks Narva elektrijaamade plokk. Lisaks elektrijaamadele on sageduse automaatse reguleerimise võimekus olemas ka mõlemal Eesti ja Soome vahelisel alalisvooluühendusel (EstLink 1 ja EstLink 2). Nende alalisvooluühenduste kaudu on võimalik kasutada Põhjamaade reservvõimsuseid Eesti elektrisüsteemi sageduse automaatseks reguleerimiseks.

5.4 PIIRIÜLESED MAKSIMAALSED ÜLEKANDEVÕIMSUSED (TTC) 2016/2017. AASTA TALVEPERIOODIL

2016/2017 talveperioodil oli olukord piiriüleste ülekandevõimsuste osas erinev võrreldes mullusega. Eelnevatel aastatel oli harjumuspäraselt elektrienergia import Soomest ja eksport Lätti. Seda trendi mõjutas oluliselt Põhjamaade odavam elektrienergia hind. Sel talvel mõjutas piiriüleseid võimsusvooge enim odavama hinna jõudmine esmalt Leetu.

Keskmine võimsusvoog Eesti-Soome ristlõikel oli 50 MW suunaga Soome. Eesti-Soome ristlõikele antud maksimaalset ülekandevõimsust kasutati kokku 34 tunnil. Võimsusvood Eesti-Soome ühendustel olid möödunud talveperioodil 39 protsendil ajast suunaga Eesti poole ja 61 protsendil Soome poole. Üldiselt oli Eesti-Soome vahelise ülekandevõimsuse piiranguid vähem kui mullu. Eesti ja Soome ristlõikel olid väikesed piirangud seoses planeeritud hooldustöödega Kiisa alajaamas perioodil 8.-29. novembrini. Piirangute kestel oli võimsuseülekanne Eestist Soome 958 MW (17.-18. ja 21.-22. novembril 858 MW) tavapärase 1016 MW asemel. Novembri eelviimasel päeval võeti viieks tunniks maha EstLink 1 seoses hooldustöödega Espoo alajaamas. Eesti ja Soome ristlõikel rakendati perioodil 01.12.2016-20.12.2016 piiranguid seoses planeeritud hooldustöödega liinil L357 (Paide-Kiisa). Sellest tulenevalt oli antud perioodil maksimaalne lubatav ülekandevõimsus suunaga Eestist Soome 958 MW. Eesti ja Soome ristlõikel ülekandevõimsuse piiranguid jaanuarikuus ja veebruarikuus ei esinenud. Märtsis oli väike piirang suunaga Eestist Soome seoses hooldustöödega liinil L356 (Eesti-Paide).

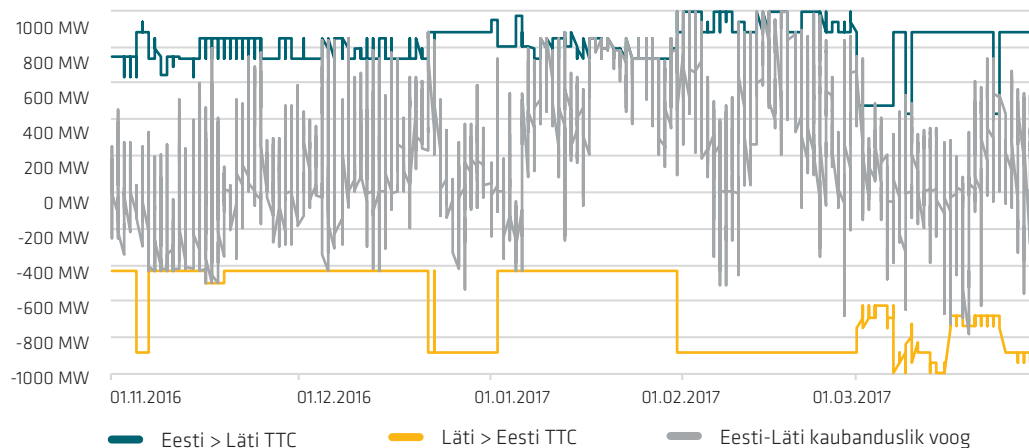
Joonis 19
Eesti-Soome ristlõike
võimsusvood 2016/2017.
aasta talveperioodil



Ka Eesti-Läti vaheline võimsusvahetus oli erinev võrreldes mullusega, keskmine võimsusvoog oli kõigest 270 MW, eelmisel talvel oli keskmine voog 418 MW. „Pudelikael“ esines vaid 8% ajast, sellest 12% oli „pudelikael“ suunaga Lätist Eestisse. Siiski oli 75% ajast võimsusvoog suunaga Eestist Lätti. Maksimaalne tehniline ülekandevõimsus Eestist Lätti küündis talveperioodil 993 MW-ni ja keskmine tehniline ülekandevõimsus oli 829 MW. Läti-suunaliste võimsusvoogude peamiseks põhjuseks oli Läti ja Leedu piirkondade genereerimise puudujääk. Eesti-suunaliste võimsusvoogude põhjuseks oli aga odavam hind ja/või Soome genereerimise puudujääk.

Olukorda Eesti-Läti ristlõikel 2016/2017 talveperioodil kirjeldab Joonis 20.

Joonis 20
Eesti-Läti ristlõike
võimsusvood 2016/2017.
aasta talveperioodil



Suured võimsusvood Läti või Eesti suunas võivad tekitada olukordi, kus koormatakse üle riikidevaheliste liinide ristlõiked ja tekib oht võimsuse ülekande katkemiseks. Selle vältimiseks kasutatakse süsteemihaldurite vahelises koostöös vastukaubandust. Vastukaubandust teostatakse ainult operatiivtunnil, ennetavalt (näiteks 8 tundi ette) vastukaubandust ei teostata. Vastukaubanduse teostamiseks suurendatakse genereerimist piirkonnas, kuhu aktiivvõimsusvoog siseneb ja vähendatakse genereerimist piirkonnas, kust aktiivvõimsusvoog väljub (väljus). Tagamaks elektrisüsteemide võimsusbilansside jäämise tasakaalu, peab genereerimise suurendamine ja vähendamine olema samas ulatuses. Eriti palju tuleb teha vastukaubandust Eesti ja Läti vahel just suveperioodil, kui lisaks Läti ja Leedu impordile väheneb liinide ülekandevõimsus välisõhutemperatuuri tõusu tõttu. Eelmisel talveperioodil tehti vastukaubandust kokku viiel tunnil. Tabelis 4 toodud maksimaalsed tehnilised ülekandevõimsused talvel ja suvel.

Tabel 4
Maksimaalne tehniline ülekandevõimsus Eesti ristlõigetel talvel ja suvel.

Maksimaalne tehniline ülekandevõimsus (TTC)	EE → LV	LV → EE	EE → FI	FI → EE	EE → RU	RU → EE
Talvel 0 °C	1050	1050	1016	1016	1000	850
Suvel +25 °C	700	750	1016	1016	550	400

Eesti ja Venemaa vahel elektrikaubandust ei toimu, kuid piiriülesed füüsilised võimsusvood Eesti ja Venemaa vahel on olemas. Talveperioodil oli maksimaalne Eesti-suunaline võimsusvoog 505 MW, kuid üldiselt on võimsusvoog Eestist välja, Venemaa-suunaline keskmine võimsusvoog oli 40 MW. Eesti-suunalised võimsusvood on võrreldes eelmise aastaga veidi kasvanud. Venemaa-suunalised füüsilised võimsusvood olid põhjustatud Põhjamaade ja Eesti tootjate ekspordist Lätisse.

5.5 ESTLINKIDE JUHTIMINE

Eesti ja Soome vaheliste alalisvooluühenduste EstLink 1 ja EstLink 2 võimsusvoo suuruse ja selle võimsusvoo muutuse suuruse tunnivahetusel määravad ära elektribörsil toimunud tehingud. Nende maht omakorda sõltub aga elektribörsil igaks tunniks väljakujunenud hinnast, mis reeglina on aga tunniti erinev ja see omakorda võib põhjustada olukorra, kus EstLinkide võimsusvoog ööpäeva jooksul ei ole kogu aeg ühes suunas, vaid võib ööpäeva jooksul korduvalt muuta suunda ehk siis osadel tundidel on võimsusvoog suunaga Eestist Soome ja osadel tundidel Soomest Eestisse. Koormuste jaotus EstLink 1 ja EstLink 2 vahel lähtub vajadusest optimeerida kadusid. Kuna EstLink 2 ühenduse kaod on väiksemad kui EstLink 1 kaod, siis tavaolukorras koormatakse alati esimesena EstLink 2 ja EstLink 1-te koormatakse alles siis, kui EstLink 2 ülekandevõimsus on ära kasutatud. EstLinkide tehniline ülekandevõimsus on 1000 MW mõlemas suunas. See tähendab, et võimsusvoo muutuse suurus võib üleminekul ühelt operatiivtunnilt teisele olla maksimaalselt 2000 MW. Sadadesse MW-desse ulatuvad võimsusvoo muutused tunnivahetusel on küllaltki tavalised. Muutuse kiirus on 30 MW minutis. Selliste suurte muutuste mõjud Eesti elektrisüsteemile ja Soome elektrisüsteemile (ning läbi Soome ka Põhjamaade sünkroonalaale) on erinevad. Eesti elektrisüsteemi puhul tähendavad EstLinkide koormusvoo suured muutused olulisi muutusi Eesti elektrisüsteemi pingeniivode tasemetes, mille optimaalsetes piirides hoidmiseks tuleb elektrisüsteemi juhtimiskeskuse dispetseritel sellele muutusele õigeaegselt ja sujuvalt reageerida. Lisaks võib tunnivahetusel tekkida mõneks ajaks olukord, kus Eesti elektrisüsteemi vahetusvõimsuse saldo erineb oluliselt planeeritud väärtusest seoses asjaoludega, et EstLinkide võimsusvoo muutus võtab oma aja ja sama on ka Eesti elektrisüsteemis asuvate elektriijaamade genereerimise muutmisega. Lühikeseks ajaks võivad piiriüleste elektriülekandeliinide ristlõigetel tekkida ülekoormused.

Soome elektrisüsteemi ja Põhjamaade sünkroonalaale tekitavad suured võimsusvoo muutused probleeme sageduse kvaliteedi hoidmisel. Tootmine, tarbimine ja piiriülesed kaubanduslikud elektrienergia vood on Põhjamaades küll tunni lõikes bilansis, aga kuna tunnivahetustel muutuvad korraka nii jaamade genereerimine kui ka piiriülesed võimsusvood, siis tekivad mõneks ajaks suured kõrvalekalded planeeritud väärtustest. Kuna olemasolev sageduse reguleerimiseks ettenähtud reservide hulk ei ole piisav sellise olukorraga toimetulemiseks, siis on alalisvooluühenduste võimsusvoogude liiga suured muutused aga omakorda Põhjamaade hinnangul põhiliseks põhjuseks, miks viimastel aastatel on sageduse kvaliteet Põhjamaades langenud. Et sellist olukorda kuidagi leevendada, on Põhjamaades kokku lepitud piirangud alalisvoolulinkide võimsusvoogude muutuste osas – maksimaalseks võimsusvoo muutuseks ühe alalisvooluühenduse kohta on 600 MW ja maksimaalseks võimsuse muutuse kiiruseks on 30 MW minutis. Need Põhjamaade süsteemihaldurite poolt kehtestatud piirangud kehtivad ka EstLinkidele.

Lisaks elektrienergia kaubandusele kasutatakse Eesti ja Soome vaheliste alalisvooluühenduste tehnilisi võimalusi ka mitmesuguste elektrisüsteemi toimimise seisukohalt oluliste tegevuste läbiviimiseks. Näiteks kasutatakse EstLink 1-te pingeniivoode reguleerimiseks, samuti on võimalik seda ühendust kasutada Eesti elektrisüsteemi taaspingestamiseks peale süsteemi kustumist. EstLink 1-I ja EstLink 2-I on olemas sageduse reguleerimise võimekus, samuti funktsionaalsused, mis võimaldavad kiiresti (automaatselt) reageerida elektrisüsteemis toimuda võivatele avariidele. Lisaks neile tehnilistele funktsionaalsustele on EstLinkid ühendid, mille kaudu on Eleringil juurdepääs Põhjamaade reservvõimsustele ja Soome süsteemihalduril vastavalt Eesti elektrisüsteemis asuvatele reservvõimsustele.

5.6 ELERINGI AVARIERESERVELEKTRIJAAAMAD

Tulenevalt süsteemihalduri kohustusest tagada igal ajahetkel süsteemi varustuskindlus ja bilanss, peab süsteemis olema piisav reservvõimsus. Selle kohustuse täitmise tagamiseks on Eleringi poolt kasutuses avariiereservelektrijaamad I (110 MW) ja II (140 MW) Kiisal. Kahe avariiereservelektrijaama summaarne võimsus 250 MW tagab selle, et arvestades ka naaberelektrisüsteemihaldurite käsutuses olevaid avariiereservvõimsusi, on Eleringil olemas suurima võimaliku võimsusega Eesti elektrisüsteemi võrguelemendi, milleks on Eesti ja Soome vaheline teine alalisvooluühendus EstLink 2, väljalülitumisega toimetulemiseks vajalik avariiereservvõimsus.

AREJ I ja II on elektrijaamad, milles toodetakse elektrienergiat süsteemi või süsteemiga elektrilises ühenduses oleva teise riigi elektrisüsteemi tootmisvõimsuse või ülekandevõimsuse ootamatu väljalülitumise korral või kui on ohustatud süsteemi varustuskindlus. Avariielektrijaama käivitamist võivad eelpool loetletud põhjustel tellida ka teised ühend süsteemi süsteemihaldurid ning Soome süsteemihaldur. Avariiereservelektrijaamade võimsus ei osale elektribörsil ja nendes elektrijaamades ei toodeta elektrienergiat bilansihaldurite tarbimis- või tootmisprognooside ebatäpsuse tasakaalustamiseks. Selleks, et AREJ-d oleks kogu aeg kasutamiskvalifitseeritud, testib Elering regulaarselt nende töövõimekust. Testkäivitused täisvõimsusega toimuvad üks kord kuus (juhul, kui elektrijaama ei ole vaja olnud eelnevalt varustuskindluse tagamiseks käivitada) ning elektrijaam töötab testi ajal ühe tunni.

AREJ-de teine väga oluline ülesanne on tagada Eesti elektrisüsteemi taaspingestamise võimekus, kui mingi tõsisema süsteemihäire tagajärjel on elektrisüsteem täielikult või osaliselt kustunud. Peale elektrijaamade vastavate funktsionaalsuste valmimist ja testimist võetakse AREJ-de elektrisüsteemi taaspingestamise võimekust arvesse Eleringi poolt koostatud elektrisüsteemi taastamiskavades. See tähendab seda, et AREJ-d peavad olema võimelised autonoomselt käivituma, nad peavad olema võimelised reguleerima sagedust ning pingeniivoosid ja võimaldama läbi viia tegevusi Eesti elektrisüsteemi järk-järguliseks pingestamiseks, teiste elektrijaamade elektrisüsteemiga sünkroniseerimiseks ning tarbimise taastamiseks.

5.7 ELEKTRISÜSTEEMI TALITLUSE JUHTIMISE UUED TEHNILISED VAHENDID

Seoses olemasoleva SCADA süsteemi tehnilise vanusega, tehnoloogia kiire arenguga elektrisüsteemis (sh laiaulatuslikum IED seadmete kasutuselevõtt alajaamades), telemõõtmiste andmemahu tuntava kasvuga, aga ka Euroopa Komisjoni poolt kehtestatud ja kehtestatavates võrgueeskirjades ning suunistes sätestavate nõuetega, on Elering välja vahetamas olemasolevat juhtimissüsteemi (SCADA GE XA-21) uue GE SCADA/EMS süsteemi vastu. Hangitava süsteemi hulka kuuluvad serverid, tööjaamad ja muu vajalik riistvara ning samuti kogu tarkvara, mida kasutatakse elektrisüsteemi talitluse seireks, visualiseerimiseks, analüüsiks, kaugjuhtimiseks ja väljaõppeks. Lisaks sisaldab juhtimissüsteem andmebaase elektrisüsteemi kohta reaaliajase kogutavate andmete salvestamiseks ja arhiveerimiseks. Vastava lepingu SCADA süsteemi uuendamiseks sõlmis Elering 2016. aasta septembris USA ettevõttega GE Energy Management Services LLC (lühendatult GE). GE tarnib hanke raames Eleringile kokku 20 juhtimissüsteemi töökohta. Süsteemi ülesehitamine vältab kava kohaselt 20 kuud ning see peab lõplikult valmis saama 2018. aasta kevadel. Uus SCADA süsteem võimaldab ühildamist WAMS laiseiresüsteemiga, mille abil on võimalik hinnata terviklikku energiasüsteemi töökindlust ja aitab dispetšeril ennetada süsteemi võimalikke ohtusid. Lisaks on uus SCADA abiks päevasisesel planeerimisel, koordineerides andmevahetust ENTSO-E-ga, parandades infovahetust naaber süsteemihalduritega. See omakorda suurendab

töökindlust ja aitab dispetšeril teha otsuseid kiiremini ja suurema infohulga abil. Täiendavalt SCADA süsteemile tarnitakse Euroopa Komisjoni poolt kehtestatud võrgueeskirjade ja suuniste nõuete täitmiseks ühtne võrgumudelihalduse süsteem, mille peamiseks eesmärgiks on ühtse Euroopa võrgumudeli nõude täitmine. Süsteem edastab perioodiliselt CIM-XML standardile vastavaid mudeleid, kasutades OPDE keskkonda, mis võimaldab turvalise kahepoolse andmevahetuse TSO-de vahel. Tarnitav süsteem parandab operatiivplaneerimise faasis kasutatvate mudelite täpsust, mis suurendab süsteemi töökindlusarvutuste täpsust. Süsteemi tarnib Šveitsi firma NEPLAN, mis on ENTSO-E poolt kvalifitseeritud mudelihalduse ettevõtte.

5.8 VÕRGU TALITLUSKINDLUS

Võrgu talitluskindlus on viimastel aastatel oluliselt paranenud, seda paljuski tänu soodsatele ilmastikutingimustele, sest selliseid tugevaid sügistorme, mis on olnud varasemate aastate peamiseks väljalülitumiste põhjustajateks, pole viimasel kolmel aastal olnud. Lisaks on olulise mõjuga ka võrgu töökindluse tõstmiseks tehtavad investeeringud liinide ja alajaamade tehnilise seisukorra parandamiseks ning järjepidev panustamine õhuliinide kaitsevööndite hooldusesse. Kindlasti tuleks seejuures olulise mõjutajana nimetada tööd, mis on tehtud ja tehakse pidevalt liinide kaitsevööndite puhastamiseks võsast ning ohtlikest puudest.

Andmata energia oli 2016. aastal Eleringi võrgus tekkinud rikete tõttu 67,3 MWh, millest 36 MWh oli põhjustatud seadmete vananemise tõttu tekkinud riketest. Suurima andmata energia koguse põhjustas 08.10.2016 toimunud rike, mis põhjustas elektrikatkestuse Jaoskonna-3B ja Aidu alajaamades andmata elektrienergia koguseks 21,2 MWh.

Teised suuremad andmata elektrienergia põhjustajad olid liinidele langenud puud 15 MWh, ning loomade tõttu tekkinud lühised alajaamades 8,8 MWh.

Automaatikaseadmete väärtalitusest (valesti arvutatud sätted) oli põhjustatud 7,57 MWh, kusjuures kõik antud rikked olid tekkinud nõrgestatud võrgu olukorras investeeringutööde ning hooldustööde ajal.

Lisaks toimusid Eleringi võrgus ka kliendi seadmetest põhjustatud häiringud, mille tõttu jäi Eleringil rikkelisest tarbimiskohas üle kandmata 234 MWh.

EstLink ühenduste töökindluse küsimustele pöörab Elering suurt tähelepanu. Koostatud on mõõdikud EstLink 1 ja EstLink 2 tehnilise ja kaubandusliku töövalmiduse jälgimiseks. Kõiki EstLink ühenduste rikkeid on väga põhjalikult analüüsitud ning plaanimisel on täiendavad investeeringud EstLink 1 töökindluse viimiseks nii heale tasemele, kui see vähegi on võimalik. Hetkel käib selleks tehniline analüüs koostöös Soome poole ja konverterjaama tootjaga.

5.8.1 Väljalülitumised ja andmata jäänud energia

Väljalülitumiste arv (ca 100 tk) 2016. aastal on ajalooliselt kõige väiksem, kui samal ajal on nii seadmete hulk kui liinikilomeetrid pidevalt kasvanud. 2016. aastal toimunud väljalülitumiste arv on 34 võrra ehk ca 75 % madalam kui 2015. aasta ja 38 % 2013. aasta väljalülitumiste arvust. Väljalülitumiste arv vähenes tänu soodsatele ilmastikutingimustele, mille tagajärjel oli oluliselt vähem liinile langenud puud või muid taimestikust põhjustatud väljalülitumisi – 10 tk.

Väljalülitumiste kordade arvu poolest on esikohal lindudest-loomadest põhjustatud väljalülitumised nii liinidel kui alajaamades. Neid esines 2016. aastal 20 korral ehk need moodustasid 20 % väljalülitumiste koguarvust. Lindude tõttu väljalülitumistest põhjustatud lühised olid peamiselt mööduvad, s.t. automaatika lülitas koheselt peale väljalülitumist võimsuslüliti sisse tagasi ning seetõttu nii tarbijatele katkestusi kui ka Eleringi võrgus režiimi muutusi antud sündmused üldjuhul kaasa ei toonud. Andmata jäänud energia põhjustasid alajaama seadmeid külasthanud ja oletatavalt alajaamades pesitsenud väikeloomad.

32 korral olid väljalülitumised tingitud tehnilisest rikkest liinil või alajaamas, sealhulgas üheksal korral seadme vananemisest.

Väljalülitumisi, kus põhjust ei olnud võimalik selgitada, oli 17, ehk kordade arvu poolest kolmas põhjuste kategooria.

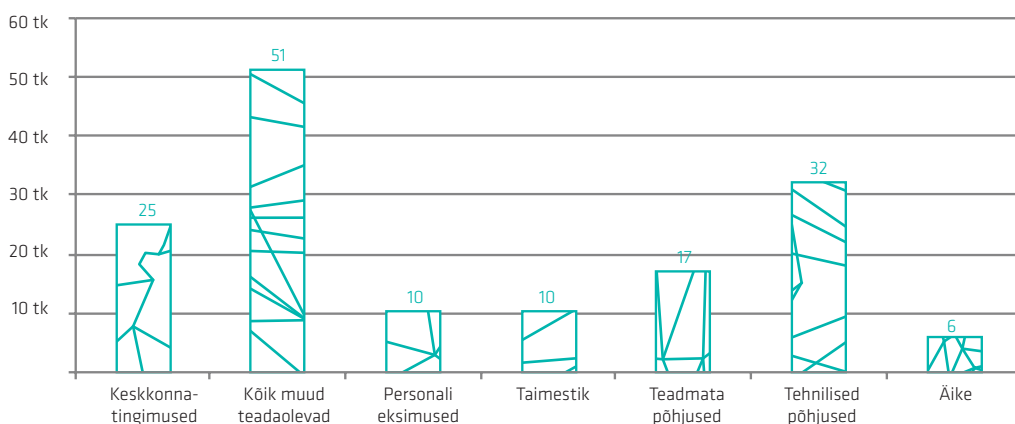
2016. aastal oli äikesest põhjustatud väljalülitumiste arv kuus eelmisel aastal toimunud 10 korraga võrreldes oluliselt väiksem.

10 korral oli tegemist erinevate personalieksimustega (vale tegevus lülitamisel, releekaitse vale seadistus, projekti vead, hooldus tegemata jms).

Andmata jäänud energia Eelringi-poolsetest võrguhäiringutest oli 67,5 MWh, mis oli ligi 5-6 korda suurem kui 11,9 MWh 2015. aastal. Võrdlusena võib tuua, et viimase 15 aasta aastane keskmine ulatub tunduvalt üle 100 MWh ehk 139 MWh. Keskmise numbriga viivad suureks iga-aastased tormid, nagu näiteks jaanuaritorm 2005. aastal ja juulitorm 2011. aastal. Viimasel kahel aastal ei ole tugevaid torme olnud.

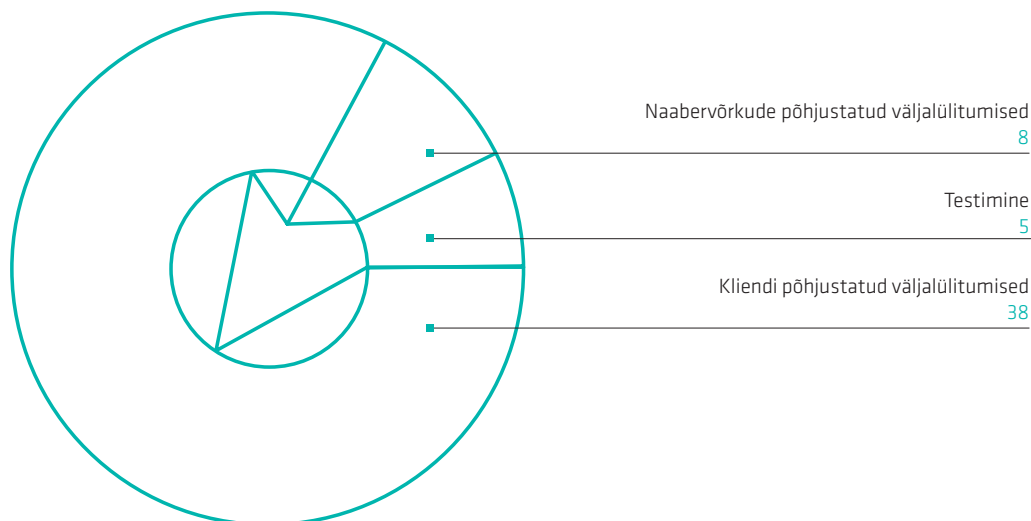
Joonisel 21 on toodud 2016. aasta väljalülitumised põhjuste lõikes.

Joonis 21
Väljalülitumised
põhjuste lõikes 2016, tk



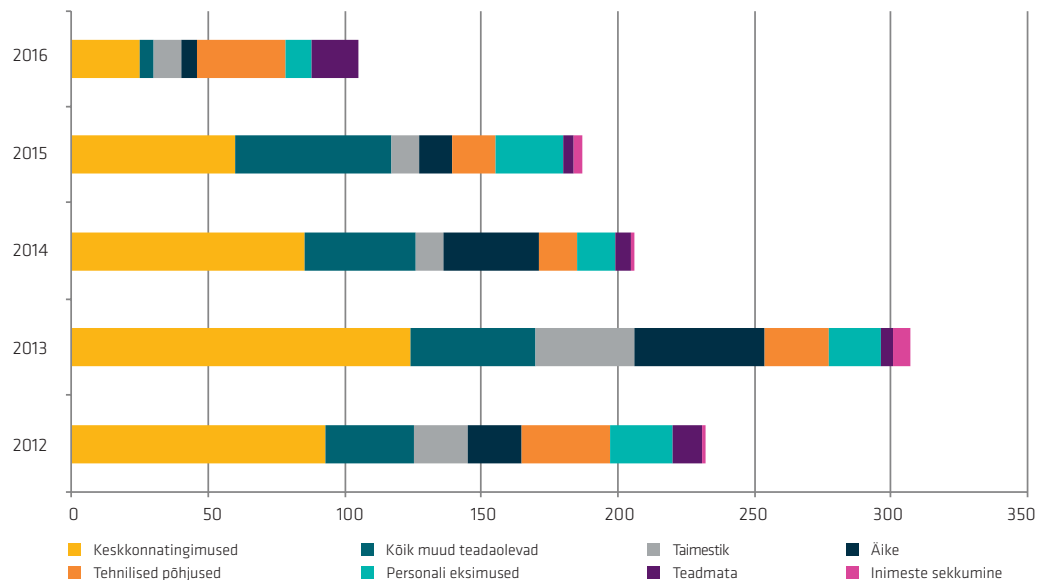
Joonisel 22 on toodud 2016. aasta väljalülitumiste põhjused rubriigis "Kõik muud teadaolevad". Kõige rohkem on selles kategoorias väljalülitumisi kliendi poolt põhjustatud. Väiksema osa moodustasid naabervõrkude poolt põhjustatud väljalülitamised ja testimine.

Joonis 22
Kõik muud teadaolevad
põhjused alampõhjuste
lõikes 2016, tk

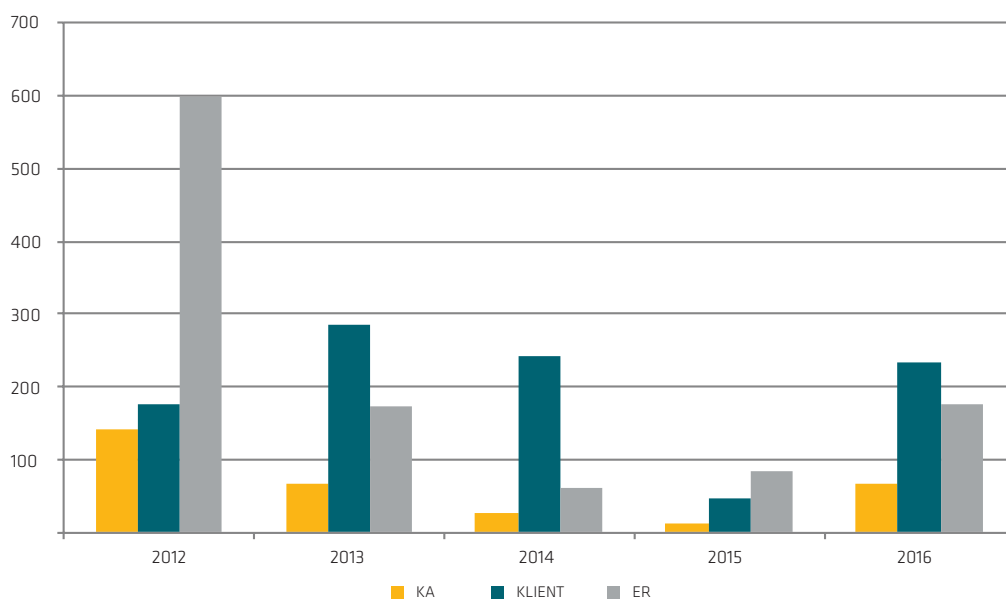


Joonisel 23 on toodud ainult Eleringi poolt põhjustatud väljalülitumised 2012.–2016. aastate lõikes.

Joonis 23
Väljalülitumised Eleringi võrgus põhjustuste lõikes 2012–2016, tk



Joonis 24
Andmata energia, MWh.
Andmata energia – KA – määrus;
Klient – naabervõrgud ja kliendid;
ER – tarbimiskoha kaudu edastamata energia



5.9 VÄLISÜHENDUSED

EstLink 2 alalisvooluühendus oli plaanilisteks hooldustöödeks ja muunduri reaktorite garantiikorras vahetamiseks tööst väljas vahemikus 01.04.2016 kell 07:07-st kuni 15.04.2016 kell 20:50-ni. Plaanilised hooldustööd sisaldasid nii Anttila kui Püssi konverterjaamades vahelduvvoolusüsteemide hooldust, alalisvoolu süsteemide hooldust, muunduri hooldust, jahutussüsteemi hooldust kui ka omatarbe ja abisüsteemide hooldust ning ehituse garantiipuuduste likvideerimist.

EstLink 1 alalisvooluühendus oli plaanilisteks hooldustöödeks tööst väljas vahemikus 07.06.2016 kell 06:03-st kuni 11.06.2016 kell 0:34-ni. 10.06.2016 kell 22:00 lõppema pidanud plaanilised hooldustööd sisaldasid nii Espoo kui Harku konverterjaamades vahelduvvoolusüsteemide hooldust, alalisvoolu süsteemide hooldust, muunduri hooldust, jahutussüsteemi hooldust kui ka omatarbe ja abisüsteemide hooldust. Peale hooldustööde lõppu teostas Fingrid Espoo poolelt kaabli TDR mõõtmised. Hooldustööde lõpetamine ja lingi pingestamine nihkus ca kahe tunni võrra edasi tulenevalt probleemidest Espoo poole

juhtimisarvutiga ning ca poole tunni võrra seoses Harku poolel EstLink 1 trafo pingestamise tagajärjel tekkinud voolutõuke ning sellest tuleneva lingi väljalülitumisega.

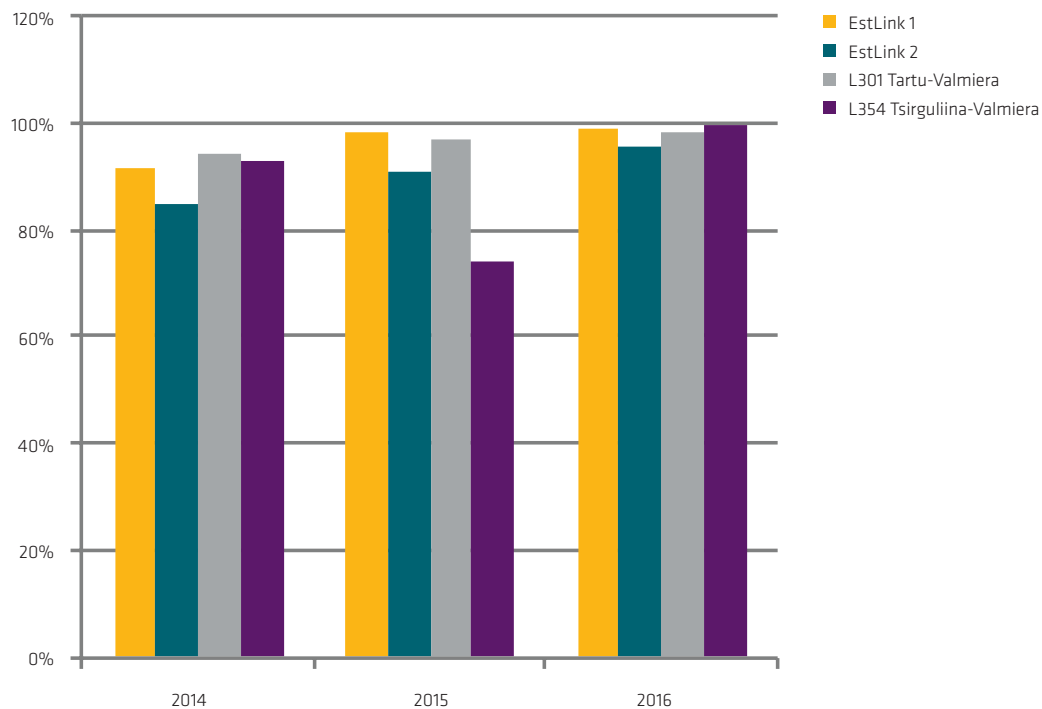
13.06.2016 kell 10:58 lülitati EstLink1 välja Soome poolelt, kui Soome maismaa osas kaevetöödel vigastati ekskavaatoriga EstLink 1 kaablit. Töödel kasutatud 20 kV tööjoonistel oli EstLink1 valesti peale kantud. See oli nihkes 15–25 m. Fingridiga kooskõlastamata jätmine tõi kaasa kaabli rikke ja selle uurimiseks ja parandamiseks viidi kaabel tööst välja kuni 13.06.2016 kella 22:07-ni. Kaabel parandati samal päeval.

Joonis 25
EstLink 1 vigastus
13.06.2016



Kell 03.15 lülitus eduka TLAga välja L300. Liini läbikäimisel rikke leidmiseks etteantud piirkonnas leiti M292 B-faasi traaversil isolaatorite kohal kotkapesa, mis on eemaldatud kooskõlas Kotkaklubi juhistega.

Joonis 26
Välisühenduste
töökindlus 2014 – 2016
aastate lõikes, %



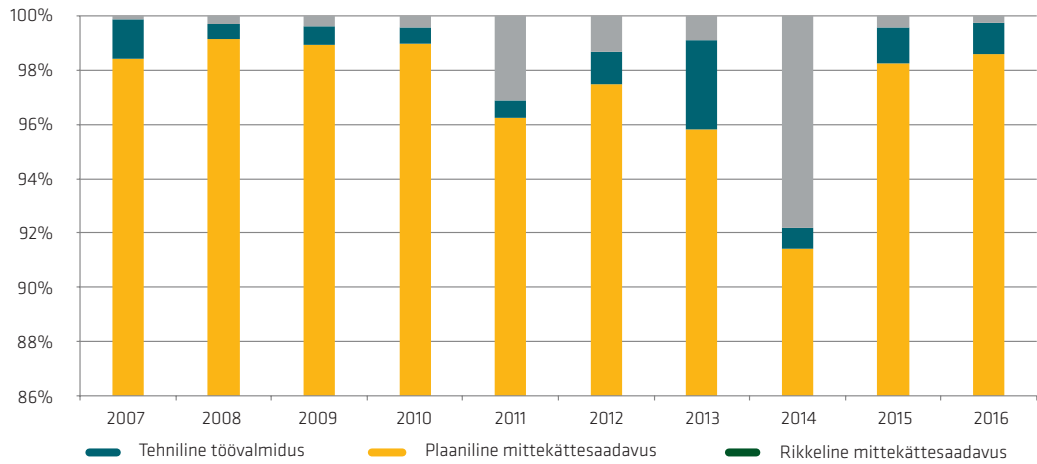
Tabel 5
EstLinkide statistika

Kirjeldus	Estlink 1	Estlink 2
Energiakasutus	22,33% (ca 687 GWh) EE->FI: 91 GWh FI->EE: 596 GWh	53,83% (3 073 GWh) EE->FI: 605 GWh FI->EE 2 468 GWh
Tehniline töövalmidus	98,60% (0,36% suurem kui 2015)	95,72% 4,66% suurem kui 2015)
Plaaniline mittekättesaadavus	1,15% (101,5 h)	4,26% (375 h)
Rikkeline mittekättesaadavus	0,25% (21,7 h)	0,02% (1,5h)
Katkestuste arv kokku	11	4
Rikkeliste katkestuste arv	4 (1 Soome, 2 Eesti, 1 ühine)	3 (1 Soome, 0 Eesti, 2 ühist)
Plaaniliste katkestuste arv	7 (5 Soome, 2 Eesti)	1 (1 Soome, 0 Eesti)

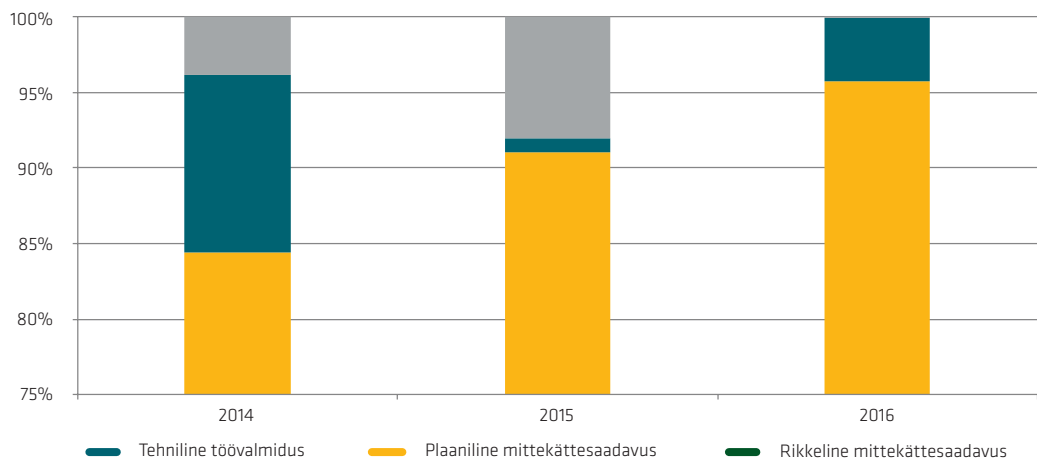
EE-FI/FI-EE pudelikaela tunde oli 2016. aastal 979 tundi ehk ca 11,2% aastast, millest:

- EstLinke kasutati täisvõimsusel ilma piiranguteta: 659 tundi ehk 7,5% aastast;
- Ülekandevõimsust piirati ER/FG võrgu, sh HVDC tõttu, 320 tundi ehk ca 3,7% aastast.

Joonis 27
EstLink 1 töökindlus
2007 - 2016 aastate
lõikes, %



Joonis 28
EstLink 2 töökindlus
2014 - 2016 aastate
lõikes, %



5.10 SISEVÕRK

Suurimad rikked, mille puhul edastamata energia oli üle 1 MWh, olid järgmised:

11.04.2016 tekitas lind Kiisa-Laagri L184 mastis nr. 59 C-faasi traaversi ja juhtmelooga vahelise lühise, mille tagajärjel lülitus Topi Ajs välja trafo C1T. Laagri AJ pingestamine venis, kuna ELV ei saanud keskpinge lülitit sisse. Katkestus alajaama tarbijatele 1 tund 51 minutit. Andmata energiat oli 8,5185 MWh. Lisaks põhjustas ELV poolne viivitus täiendavalt andmata energiat 1,726 MWh.

18.06.2016 lülitus ebaeduka TLA-ga välja L142 Võru-Põlva, toiteta jäid Põlva ja Ruusa AJ-de tarbijad. Samal ajal oli Põlvat toitev teine liin L141 Kuuste-Põlva välja lülitatud seoses AJ töödega. Rikke põhjus: väga tugeva tuulega kukkus puu kaheaheelisel lõigul liinidele L142/L053 Võru-Põlva/Põlva – Ruusa masti nr. 18 juures, tekitades püsiva lühise liinile L142. Oli väga tugev tromb. Andmata energiat oli 12,52 MWh. Katkestuse pikkus 4 tundi 48 minutit.

Joonis 29
Liinile kukkunud puu



03.07.2016 lülitus välja Sikassaare AJ 110 kV SVL ja L176 VL, Leisi AJ-s lülitusid välja L174 ja L175 VL-id. Toiteta jäid Sikassare ja Leisi AJ-de tarbijad. 110 kV IIs pingestamisel lülitus välja ka L176 VL. Andmata energiat oli 6,7548 MWh.

Eelneva sündmusega samal ajal 03.07.2016 töötas Leisi AJ-s liigselt L174 releekaitse. Andmata energiat oli 9,5736 MWh. Katkestuse pikkus 2 tundi 1 minut. Tegemist oli kahe üheaegse sündmusega, kus üks sündmus arenes edasi teiseks.

08.10.2016 lülitus välja Jaoskonna 3B alajaama trafo C1T 6 kV, eduka TLA-ga lülitus välja L137 Püssi-Aidu Püssi alajaamast. Põhjus Aidu AJ-s L08 Aidu-Jaoskonna 3B võimsuslüliti väljalülitumistõrge. Tõrke põhjuseks oli VL väljalülituspoolsi läbipõlemine. Toiteta jäid Jaoskonna-3B AJ 6 kV ja Aidu AJ 6 kV II s. ja 35 kV I ja II s. tarbijad. Aidu AJ 6 kV II sektiooni tarbijate toitekatkestus oli 36 minutit ning 35 kV I ja II sektioonide tarbijatele toitekatkestus 37 minutit. Rikke põhjustasid põlenud väljalülitamispoolid. Andmata energia oli 21,2278 MWh. Katkestuse pikkus 4 tundi 23 minutit.

5.10.1 Programmide „Liinid puuvabaks“ ja „Kindel võrk“ täitmisest

Eleringi strateegilised eesmärgid on seotud võrgu töökindlusega vähendamaks katkestusi või selle toimumise riski tarbijatele. Eesmärkide täitmiseks töötati 2013. aastal välja võrgu töökindluse tõstmise programm „Liinid puuvabaks“ 2013–2017, mille peamised osad olid:

1. Liinikoridoride laiendamine
2. Isolaatorkettide vahetamine ja linnutökete paigaldamine
3. Õhuliinide gabariitide korrastamine
4. Alajaama üksikseadmete vahetus
5. Personal

Kuna suurem osa programmis toodud projekte on valminud (täitmine lõpetamisel), siis arvestades ka gaasivõrgu lisandumisega, on koostatud kava võrkude töökindluse ja ohutuse edasiseks tõstmiseks järgneval 5 aastal. Eelnevast programmist on lõpetamata elektriliinide kaitsevööndite raadamine, vastavad tegevused ja eesmärgid on uuendatud käesolevas kavas.

Käesoleva kava eesmärgiks on parandada hoolduse (sh ka kaitsevööndite hoolduse) kvaliteeti, eesmärgiga vähendada katkestusi klientidele ja piiranguid nii välisühendustel, samal ajal maksimeerides nii elektriliinide kui ka gaasitorustike eluiga, vähendades seega ka tuleviku investeeringukulusid.

Käesolev plaan hõlmab tegevusi, mille eesmärk on:

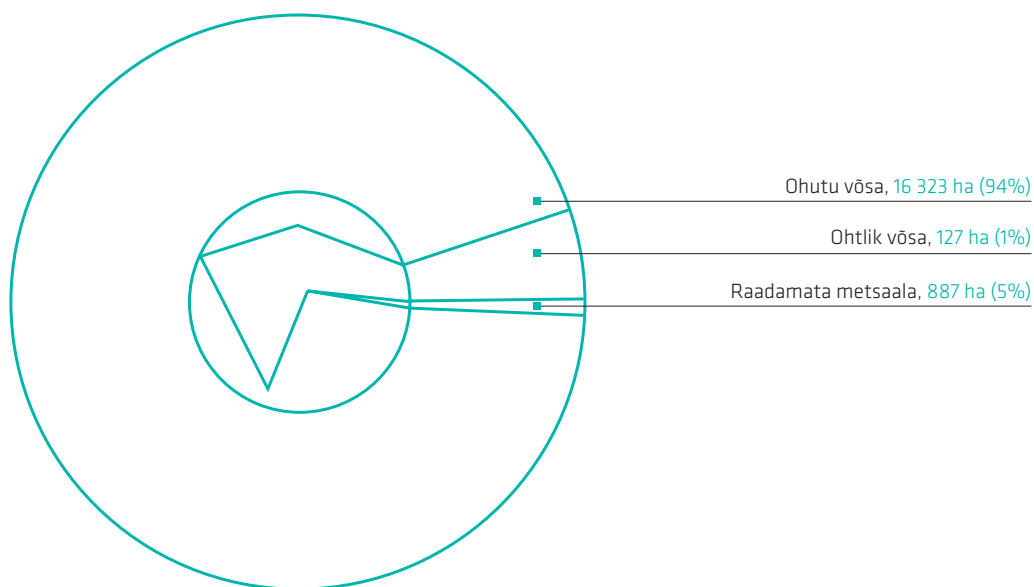
1. vähendada katkestuste ning rikete arvu ja sellega seoses ka andmata energiat;
2. maksimeerida seadme eluiga ja sellega seoses vähendada investeeringute vajadust tulevikus;
3. suurendada seadmete ohutust.

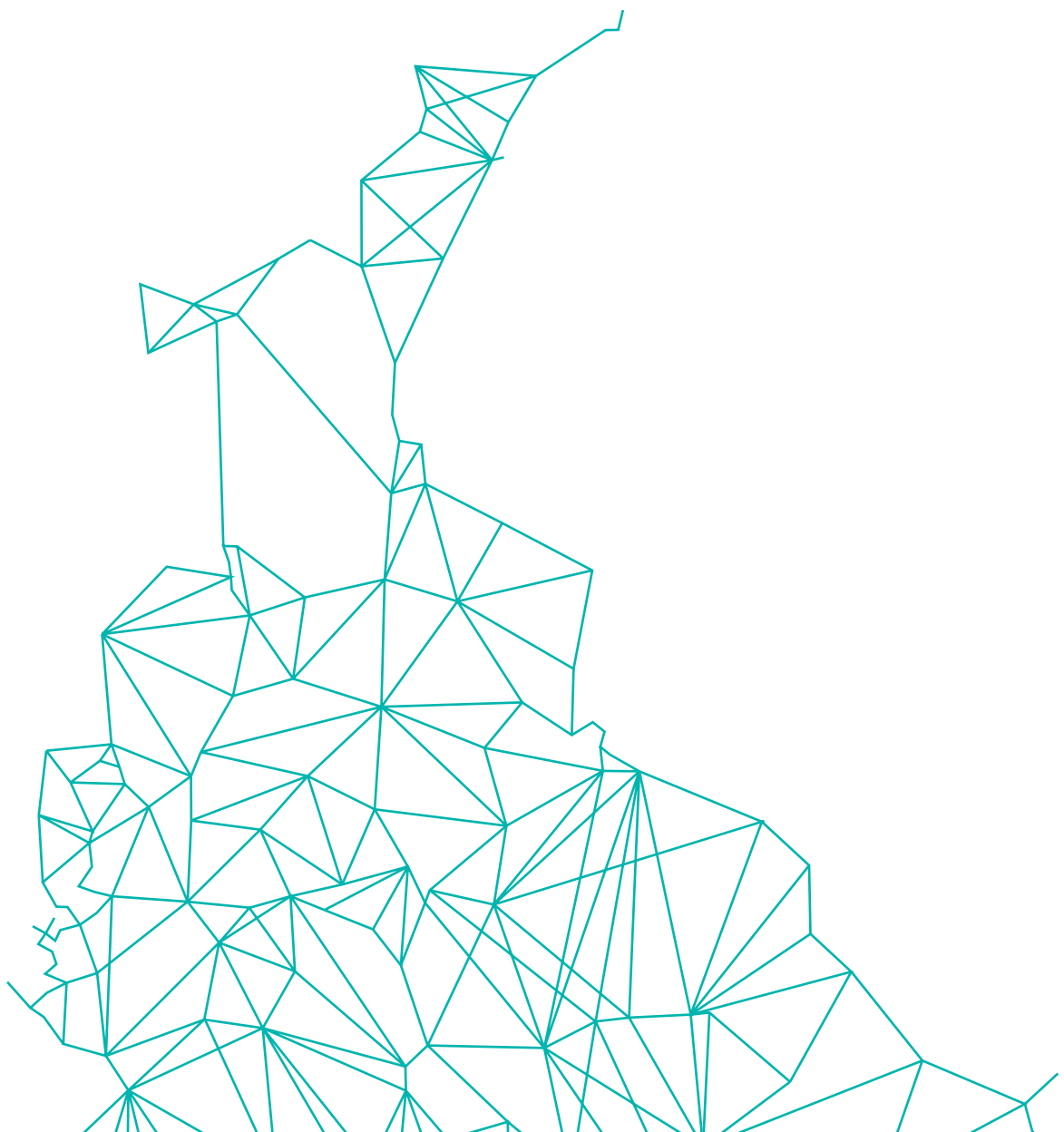
Võrreldes eelnevaga on hoolduse põhimõtetes muutunud prioriteetide määramine, mis baseerub riski hindamisel tulenevalt seadme olulisusest ja selle seisukorrast (viimaste korrutis). Olulisuse all on seejuures silmas peetud potentsiaalset andmata energia kogust, mõju NTC-le (Network Transmission Capacity) ja ohutusaspekte.

Elektriliinide kaitsevööndi pindala on 2016. aasta septembri seisuga kokku 32018 ha, sealhulgas metsastunud ala (metsaala ja võsastunud alad) pindala on kokku 17337 ha – seega 54 % kogu kaitsevöönditest paikneb metsastunud alal.

Liinid puuvabaks programmi alustamisel oli raadamata metsaala kokku ca 1400 ha, hinnanguliselt 2016. aasta alguse seisuga oli liinide kaitsevööndites raiumata 1055 hektarit metsa ning 2016. septembri seisuga on raadamata veel 887 ha.

Joonis 30
Metsastunud ala
jagunemine metsaala
(st raadamist vajav ala)
ja võsaala vahel





6 Hinnang varustuskindlusele

6.1	ELEKTRITARBIMISE PROGNOOS AASTANI 2032.....	56
6.1.1	Majanduse areng ¹	56
6.1.2	Elektritarbimise prognoos aastani 2032.....	56
6.1.3	Jaotusvõrgud.....	57
6.2	EESTI ELEKTRISÜSTEEMIGA ÜHENDATUD TOOTMISSEADMED 2017. AASTAL.....	58
6.3	ELEKTRITOOTJATE POOLT TEADA ANTUD TOOTMISSEADMETE MUUTUSED AASTATEL 2017-2027.....	59
6.3.1	Muutused võrreldes 2016. aastaga.....	59
6.3.2	Suletavad tootmiseadmed ja olemasolevate tootmiseadmete võimsuse vähenemine.....	59
6.3.3	Kavandatud ja ehitusjärgus soojuselektrijaamad.....	59
6.4	HINNANG TARBIMISNÕUDLUSE RAHULDAMISEKS VAJALIKULE TOOTMISVARULE AASTANI 2027.....	60
6.4.1	Hinnang tootmisvõimsuse piisavusele talvel.....	60
6.4.2	Hinnang tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajalikule tootmisvarule suveperioodil.....	61
6.5	VARUSTUSKINDLUS AASTANI 2032.....	62
6.5.1	Eesti varustuskindlus aastani 2032.....	62
6.5.2	Baltikumi varustuskindlus aastani 2032.....	64
6.5.3	Läänemere regiooni varustuskindlus aastani 2032.....	66
6.6	HINNANG.....	68

- **Eesti pikaajalisest varustuskindluse analüüsist selgub, et piisav elektrienergiaga varustus võib pikas perspektiivis sõltuda impordivõimalustest.**
- **Eesti ja regiooni varustuskindlus on aastani 2030 tagatud tootmis- ning ülekandevõimsuste koostööl. Varustuskindluse tagamiseks pikemas perioodis tuleb regioonis elektrijaamu juurde ehitada või tagada juhitava nõudluse olemasolu ja kättesaadavus.**
- **2017. aastal on Eestis installeeritud tootmisvõimsust kokku 2961 MW, millest tarbimise katmiseks saab kasutada 2062 MW.**
- **Järgneva 10 aasta talveperioodidel on tarbimine kaetud kodumaiste tootmisvõimsustega kuni aastani 2023, suvine maksimaalne tarbimine on kaetud kodumaiste tootmisvõimsustega aastani 2021. Arvestades aga Eesti elektriühendusi, on Eesti impordivõimekus piisav, katmaks kodumaist koormust ka edaspidi.**

6.1 ELEKTRITARBIMISE PROGNOOS AASTANI 2032

Järgnev jaotis annab ülevaate Eesti elektrisüsteemi tarbimise prognoosist ning võimalikest tarbimist mõjutavatest eeldustest. Eleringi üldine tarbimise prognoos on jäänud viimastel aastatel muutumatuks, vajadusel kohandatakse prognoosi vastavalt statistikale ja uutele uuringutulemustele.

6.1.1 Majanduse areng¹

Eesti sisemajanduse koguprodukt kasvas prognoosi põhistsenaariumi kohaselt 2016. aastal 1,3 %, 2017. aastal oodatakse majanduskasvu kiirenemist 2,5 %-ni ja 2018. aastal 3 %ni. Rahandusministeerium on järgnevate aastate prognoose allapoole korrigeerinud, mille põhjuseks on Eesti jaoks peamiste kaubanduspartnerite kasvuväljavaadete halvenemine. Peamiseks majanduskasvu vedajaks jääb sisenõudlus, mis põhineb peamiselt eratarbimisel. Investeeringute mõju peaks edaspidi aga suurenema. Aastatel 2019–2020 peaks Eesti majandus kasvama keskmiselt 2,7 % aastas. Seda toetab ühelt poolt kiirenev ekspordikasv ning võrdlemisi tugev sisenõudluse kasv.

Pärast 2015. aasta madalseisu pöördub kaupade ja teenuste eksport kasvule. Kasvu veab kaubaeksport, tuginedes mõne kaubagrupi (elektri- ja sideseadmed, puidutooted) väljaveomahtude suurenemisele. 2017. aastal oodatakse maailmamajanduse kasvuväljavaadete paranemist ning seeläbi ka majanduskasvu ja impordinõudluse tugevnemist.

6.1.2 Elektritarbimise prognoos aastani 2032

Eeldatava stsenaariumi puhul jääb Eestis elektritarbimise kasv aastas keskmiselt 1 % juurde. Üldine kokkuvõtte tarbimise prognoosist on toodud järgnevas Tabelis 6.

Tabel 6
Kokkuvõtte
kogutarbimise ja
tipukoormuse
statistikast ja
prognoosist
aastani 2032

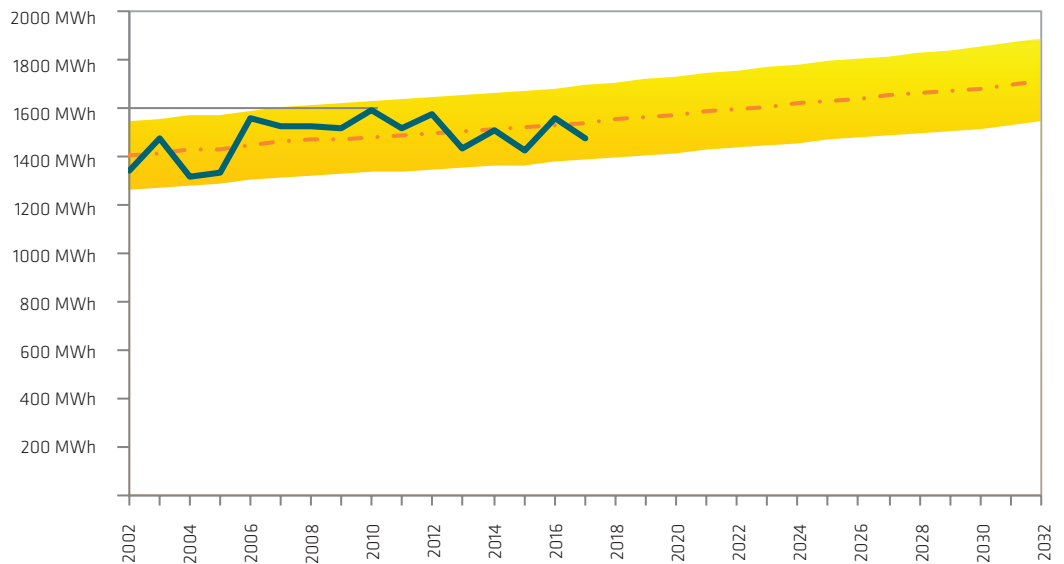
Tarbimise statistika		
Aasta	Aastane tarbimine, TWh	Tipukoormus, MW
2005	7,2	1331
2006	7,8	1555
2007	8,2	1526
2008	8,3	1525
2009	7,8	1513
2010	8,2	1587
2011	7,9	1572
2012	8,1	1433
2013	7,9	1510
2014	7,8	1423
2015	7,9	1553
2016	8,2	1472

Tarbimise prognoos		
Aasta	Aastane tarbimine, TWh	Tipukoormus, MW
2017	8,7	1539
2018	8,8	1548
2019	8,9	1560
2020	9,0	1571
2021	9,1	1582
2022	9,2	1594
2023	9,3	1605
2024	9,4	1616
2025	9,5	1628
2026	9,6	1639
2027	9,7	1650
2028	9,8	1660
2029	9,9	1671
2030	10,0	1681
2031	10,1	1698
2032	10,2	1715

Üldine elektritarbimine näitab siiaani kasvutrendi, kuid elektrisüsteemi tipukoormused on viimasel kümnendil püsinud sisuliselt muutumatult, jäädes enamasti 1400 ja 1600 MW vahele. Sellegipoolest tuleks arvestada, et tarbimise kasvust tulenevalt on oodata ka mõningast tipukoormuse kasvu. Eleringi tipukoormuste prognoosivahemik aastani 2032 on toodud Joonisel 31.

¹ Allikas: www.fin.ee/majandusprognoosid; 2016 aasta suvine prognoos

Joonis 31
Tipukoormuse
statistika ja prognoos
aastani 2032



Jooniselt 31 on näha, et tegelik tipukoormus kõigub normeeritud tipukoormuse ja $\pm 10\%$ vahemikus. Käesoleva prognoosi kohaselt jääb kõigi eelduste kohaselt tipukoormus ka 2020. aastal 1600 MW piiresse, kuid 2032. aastal juba 1715 MW juurde. Keskmise aastane tipukoormuse tõus jääb ilmselt 0,7% juurde ning sõltub eelkõige valitsevatest ilmaoludest. Viimastel aastatel on olnud talved suhteliselt soojad, mistõttu tuleb aasta-paari tagant lähima aasta tipukoormused üle vaadata. Muutlikest ilmaoludest tulenevalt tuleb arvestada, et tegelikud tipukoormused võivad prognoosivahemikest ka ajutiselt väljuda.

Üldises prognoosis ei ole uusi suuri projekte ja tarbijate liitumisi arvesse võetud, sest sellise võimsusega liitumine (metallitööstus, tselluloositehas ning viimastel aastatel ka serveripargid), mis mõjutaks oluliselt tarbimist, on erakordne sündmus. Juhul kui Eestisse peaks tekkima täiendavalt selliseid suurtarbijaid, siis käsitletakse neid eraldi.

6.1.3 Jaotusvõrgud

Vastavalt elektrituruseaduse §-le 66 lõikele 2 peavad jaotusvõrguettevõtjad esitama konkurentsiametile igal aastal kirjaliku hinnangu selle kohta, missugused on tarbimisvõimsuse eeldatavad kogunõudlused nende teeninduspiirkondades hinnangu esitamisest alates seitsme aasta perspektiiviga. Vastavalt elektrituruseaduse §-le 66 lõikele 3 peab Elering jaotusvõrguettevõtjate poolt esitatud materjalide alusel esitama konkurentsiametile kirjalikult võimalikult täpse hinnangu selle kohta, missugune on tarbimisvõimsuse eeldatav kogunõudlus põhivõrgus hinnangu esitamisest alates seitsme aasta jooksul. Võttes arvesse jaotusvõrguettevõtjate poolt 2016. aastal esitatud andmeid, jääb aastatel 2017–2022 summaarne tarbimisvõimsuse nõudlus 1520 MW ja 1580 MW vahele. Arvestades ka võimalike külmade talvedega (10% varu), võib tegelik nõudlus jaotusvõrkudes jääda vahemikku 1680–1735 MW (Tabel 7).

Tabel 7
Jaotusvõrkude hinnang
tarbimisvõimsuse
kogunõudlusele aastatel
2017-2022

Aasta	JV-de tarbimisvõimsuse kogunõudlus, MW	JV-de tarbimisvõimsuse kogunõudlus varuga, MW
2017	1529	1682
2018	1542	1696
2019	1548	1702
2020	1563	1719
2021	1569	1726
2022	1576	1733

Prognoosis toodud tarbimisvõimsused on Eleringil võimalik katta olemasolevate ja planeeritud ühendustega. Ootamatute suurtarbijate liitumiste korral võib tekkida vajadus mõningaseks võrgu ümberehitamiseks, kuid igat liitujat käsitletakse eraldi ning käesolevas hinnangus seda ei arvestata.

6.2 EESTI ELEKTRISÜSTEEMIGA ÜHENDATUD TOOTMISSEADMED 2017. AASTAL

Tootjatelt saadud andmete põhjal seisuga märts 2017, on summaarne installeeritud netootmisvõimsus 2961 MW, millest tipuajal kasutatav tootmisvõimsus on 2062 MW. Ülevaade 2017. märtsis Eesti elektrisüsteemiga ühendatud tootmisseedmetest on toodud alljärgnevalt Tabelis 8.

Tabel 8
Eesti elektrisüsteemiga
ühendatud
tootmisseedmed 2017.
aastal

Elektrijaam	Installeeritud netovõimsus, MW	Kasutatav tootmisvõimsus, MW
Eesti Elektrijaam	1355	1186
Balti Elektrijaam	322	259
Auvere Elektrijaam	274	274
Iru Elektrijaam	111	111
Põhja SEJ	78	78
Lõuna SEJ	7	7
Sillamäe SEJ	16	8
Tallinna elektrijaam	21	21
Tartu elektrijaam	22	22
Pärnu Elektrijaam	20,5	21
Enefit	15	15
Tööstuste- ja väike koostoomisjaamad	71	57
Hüdroelektrijaamad	8	4
Tuuleelektrijaamad**	384	0
Päikeselektrijaamad	1,4	0
Mikrotootjad	6,0	0
Summa	2961	2062

* – Avariielektrijaama tootmisvõimsust kasutatakse ainult avariide korral elektrisüsteemis. Tavaolukorras elektrijaam elektriturul ei osale, mistõttu võimalik tootmisvõimsus ei ole arvesse võetud. Koos avariielektrijaama võimsusega oleks võimalik tootmisvõimsus 2312 MW.

** – Põhineb tootjate poolt teada antud tootmisvõimsuste andmetel. Tegelikuses on Eleringi andmetel 2017. aastal ühendatud Eesti elektrisüsteemiga 313,3 MW tuuleelektrijaamu.

Mikrotootjad ja väiketootjad alla 40 kW võimsusega Eesti süsteemis, arvestades ka eelnevatel aastatel ühendatud tootmisseedmeid:

- Elektrituulikud 260,3 kW;
- Päikesepaneelid 6415,85 kW;
- Hüdroelektrijaamad 198,5 kW.

Alates 2016. aasta 1. märtsist on põhivõrguga ühendatud ning prognoositavalt ühendatakse 2017. aasta jooksul:

- 2016 Vão II elektri ja soojuse koostootmisjaam, 21 MW – sünkroniseeritud 2016. aasta detsember;
- 2016 Graanul Invest CHP koostootmisjaam, 10 MW – plaanitud sünkroniseerimise 2017. aasta suvel;
- 2017 Aidu Tuulepark, 6,8 MW – plaanitud sünkroniseerimine 2017. aasta suvel.

Alates 2016. aasta 1. märtsist on jaotusvõrguga ühendatud ning prognoositavalt ühendatakse 2017. aasta jooksul:

- AS Eesti Elekter Salme tuulepark – 6 MW;
- Five Wind Energy OÜ tuulepark – 5,9 MW;
- Coop Energia OÜ päikesejaam – 0,8 MW;
- Monetrei OÜ päikesejaam – 0,6 MW.

6.3 ELEKTRITOOTJATE POOLT TEADA ANTUD TOOTMISSEADMETE MUUTUSED AASTATEL 2017-2027

Eelmisel aastal viidi sisse võrgueeskirja muudatused, mille § 132 kohaselt esitavad kõik elektritootjad süsteemihaldurile iga aasta 1. veebruariks andmed järgmise 10 aasta kohta elektrisüsteemi piisavuse varu hindamiseks. Sellel aastal esitasid andmed kõik suuremad elektrotootjad ja enamus väiksemaid elektritootjaid. Osade väiksemate elektrijaamade puhul arvestatakse eelnevatel aastatel esitatud andmeid planeeritud elektritootmise ja/või tootmisseadmete sulgemise kohta.

Praeguse seisuga on aastate 2017–2027 lõikes Eleringi informeeritud etteplaneeritava tootmistsükliga tootmisvõimsuse suurenemisest kuni 28 MW, samas on planeeritud võimsuste vähenemist kuni 619 MW.

6.3.1 Muutused võrreldes 2016. aastaga

Võrreldes eelmise, 2016. aastal avaldatud varustuskindluse aruandega, on elektritootjate esitatud andmetes toimunud suuremad muutused järgnevad:

Eesti Energia AS: Eesti Elektriijaama plaanilises remondis ja rekonstrueerimisel üks plokk võimsusega 173 MW suvisel ajal kuni aastani 2027;

- Balti Elektriijaama TG11 plokk võimsusega 192 MW suvisel ajal plaanilises remondis kuni aastani 2027;
- Avariis on keskmiselt 180 MW.

Tuuleelektriijaamad:

- Võimsuse suurenemine on 77 MW, mis tuleneb uute elektrijaamade liitumisest ja andmete uuenumisest.

Elektritootjate poolt 2016. ja 2017. aastal esitatud andmed on toodud lisas 1.

6.3.2 Suletavad tootmisseedmed ja olemasolevate tootmisseedmete võimsuse vähenemine

Eleringile on praeguseks teada antud järgmistest tootmisvõimsuste sulgemistest, võimsuse vähenemistest ja tootmisseedmete konserveerimistest:

- 2017-2023 piirangud IED² leevendusmeetme alusel töötavatele vanadele plokkidele 619 MW;
- 2024 Eesti elektriijaama plokkide sulgemine, 489 MW;
- 2024 Balti elektriijaama ploki sulgemine, 130 MW;
- 2017-2027 väikeste planeeritava tootmistsükliga elektrijaamade võimsuse vähenemine ~1 MW.

Suletav tootmisvõimus kokku aastaks 2026: 620* MW.

*suletava võimsuse hulgas on piirangutega kasutatav võimsus

6.3.3 Kavandatavad ja ehitusjärgus soojuselektriijaamad

Eleringile on praeguseks teada antud järgmistest suurematest tootmisvõimsuste lisandumistest:

- 2018 Fortum Tartu Raadi PV-park, 50 MW;
- 2018 Ebavere Graanul CHP koostoomisjaam, 10 MW;
- 2019 Tootsi Tuulepark, 138 MW.

KOKKU: 198 MW

Elektritootmisseedmed, mille ehitamisest on süsteemihaldurit teavitatud, kuid mida ei saa arvesse võtta kui kindlaid projekte, on järgmised:

- 2017-2027 – muud uued jaamad (valdav osa tuuleelektriijaamad) kuni 1505 MW.

KOKKU: 1703 MW

Kõiki neid elektritootmisseedmeid, mille ehitamise kavatsustest on süsteemihaldurit teavitatud, ei saa arvesse võtta kui kindlaid elektritootmisseedmete ehitusotsuseid. Osad projektid on juba ehitusjärgus, kuid osad ka planeerimisjärgus, kus lõplikku investeringuotsust ei ole veel tehtud. Samas võib arvestada, et planeerimisjärgus tootmisseedmetest kõik investeringuotsuseni ei jõua ning lisaks ei ole ka kindel, mis aastatel need projektid tegelikult valmivad.

6.4 HINNANG TARBIMISNÕUDLUSE RAHULDAMISEKS VAJALIKULE TOOTMISVARULE AASTANI 2027

Käesoleva aruande hinnang tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajalikule tootmisvarule on koostatud põhimõttel, mis arvestab Eleringi hinnangul tõenäolisemaid tootmisvõimsuste arengusuundi, sest kõiki süsteemihaldurile esitatud lähteandmeid ei saa arvestada kui tulevikus kindlasti realiseeruvaid projekte.

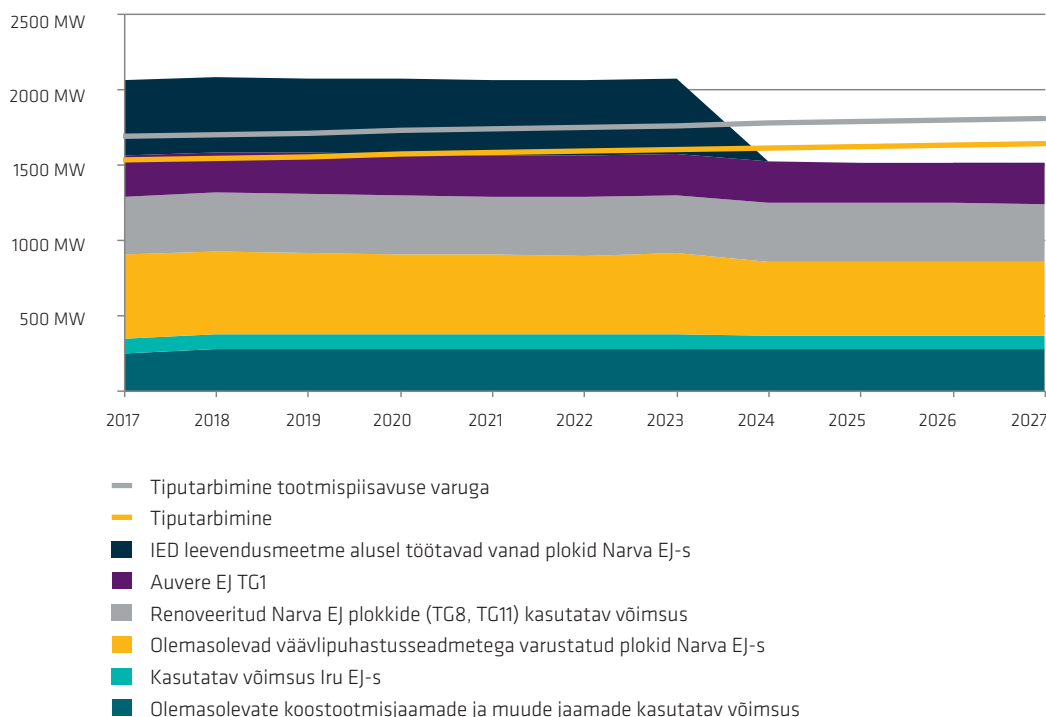
6.4.1 Hinnang tootmisvõimsuse piisavusele talvel

Eeldatav stsenaarium võtab arvesse neid uusi elektrijaamu, mida antud hetkel ehitatakse või mille kindlast investeerimisotsusest või sulgemise ajast on süsteemihaldurile teada antud. Eleringi silmis osutub tõenäoliseks tootmisvõimsuste arengustsenaarium, mille alusel on võimalik jätkuvalt kasutada kümnet plokki Eesti Energia Narva Elektrijaamades kuni aastani 2023, ning täiendavalt arvestada uute elektrijaamadega, mille investeerimise otsus on tehtud vastavalt 3. peatükis toodule. Eesti Energia on samas teavitanud plaanist kasutada IED piiranguga plokide kasutustunnid ära võimalikult kiiresti.

Aastal 2017 on Eesti Energia Narva Elektrijaamades (Balti, Eesti, Auvere 270 MW) koos väävlipuhustus-seadmetega varustatud nelja plokiga (672 MW) ning kahe olemasoleva keevkihtplokiga (386 MW) kokku installeeritud kasutatavaks tootmisvõimsuseks 1328 MW. Lisaks on võimalik kasutada vastavalt IED-le piiratud kasutustundidega plokke võimsusega 619 MW.

2027. aasta talveperioodil on tipukoormuse prognoosiks eeldatava tarbimisstsenaariumi kohaselt 1650 MW ning kasutatav tootmisvõimsus 1520 MW. Arvestades tootjate poolt saadetud andmetega ja Eleringile teadaoleva infoga, on tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajalik tootmisvaru 2023. aastani piisav ka erakordselt külmade talvede 10%-lise varu arvestamisel. Pärast 2023. aastat suletakse suur osa olemasolevatest tootmisseedmetest Eesti Energia Narva Elektrijaamades, kuid arvestades elektriühendusi ja tootmisvõimsust regionaalsel elektriturul, on tootmisvõimsusi Eesti vaates järgnevat kümnepäevaks piisavalt. Kodumaine elektriturul kasutatav tootmisvõimsus katab seejuures ca 90% tarbimisnõudlusest talvisel tipuajal. Välisühenduste avariide korral on kasutatav Eleringi avariireservelektri jaamade võimsus, millega arvestades on kodumaine tarbimisvõimsus tipuajal sisemaiste tootmisvõimsustega kaetud. Prognoos elektriturul kasutatava tootmisvõimsusega on toodud joonisel 32. Täpsemalt saab lugeda varustuskindlusest Eestis, Baltikumis ja Läänemere regioonis aastani 2023 peatükis 6.5.3.

Joonis 32
Kasutatav
tootmisvõimsuste
ja tipunõudluse
eeldatav prognoos
talvel



Lisaks eeltoodud prognoosile saab arvestada tipukoormuse katmisel Läänemere piirkonna teiste riikide elektritootmisvõimsustega, tulenevalt tipukoormuse aja erinevusest ning võimalusest kasutada riikidevahelisi elektriühendusi. Eleringi hinnangul on riikidevahelised ühendused ning tootmisvõimsused naabersüsteemides piisavad, et tagada Eesti elektrisüsteemi toimimine järgnevatel aastatel ka olukorras, kus tarbimine kasvab prognoositust kiiremini või olemasolevad tootmisseedmed suletakse enne praegu prognoositut. Eelduseks naabersüsteemide tootmisressursside kasutamisele on toimiv regionaalne elektriturg.

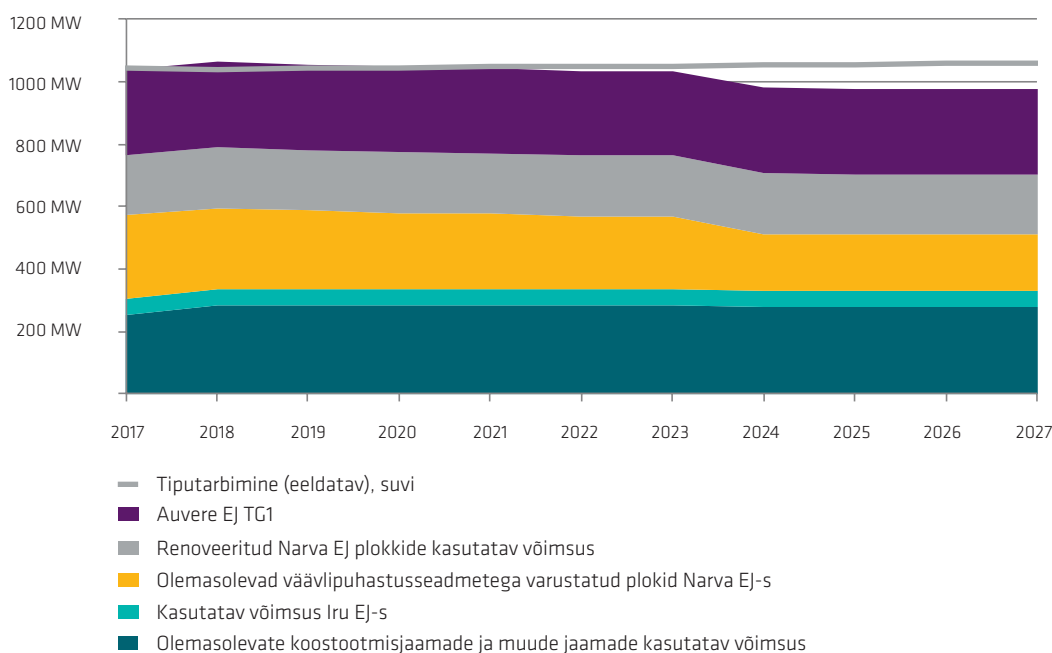
6.4.2 Hinnang tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajalikule tootmisvarule suveperioodil

Suurte elektrijaamade poolt esitatud andmete järgi on 2017. aasta suveperioodil mittekasutatava võimsuse hulgas u 1048 MW tootmisvõimsust. Mittekasutatava võimsuse hulka arvestatakse elektrijaamade võimalikud avariid (190 MW), plaanilised hooldused ja remondid (365 MW). Lisaks ei arvestata tuuleelektrijaamade võimsusega (382 MW) ning kuni sulgemisaastani (2023) ei arvestata IED alusel piiratud kasutustundidega plokkidega Narva Elektrijaamades, summaarse võimsusega 619 MW.

Kuni aastani 2020 on kodumaiste tootmisüksuste poolt vabalt kaetud ka prognoositav tarbimise suvine maksimaalkoormus (1046 MW). 2021. aastast edasi on näha prognoositava maksimaalkoormuse tõusu üle kasutatava tootmisvõimsuse seoses Narva elektrijaamade amortiseerumise, remontide ja võimsuse vähenemisega. Samas arvestades olemasolevaid välisühendusi ja avariireservelektrijaama võimsust, ei ole tarbimise katmisega probleeme ette näha.

Kasutatav tootmisvõimsus ja tipunõudluse prognoos minimaaltarbimise perioodil (suvel) on näidatud Joonisel 33.

Joonis 33
Kasutatav tootmisvõimsus ja tipunõudluse prognoos minimaaltarbimise perioodil (suvel)



6.5 VARUSTUSKINDLUS AASTANI 2032

Euroopa energialiidu ja ühtse elektrituru tingimustes vaatleb Elering pikaajalist varustuskindlust regionaalsel tasandil. Pikaajalise varustuskindluse analüüs on kolmeosaline. Analüüs hindab esimesena tarbimise ja tootmise arengut Eestis, siis Baltikumis ning seejärel Läänemere regioonis ja Euroopa Liidus tervikuna. Analüüs selgitab välja tootmisvõimsuste piisavuse ja impordivõimaluste olemasolu nii riiklikul kui ka regionaalsel tasandil.

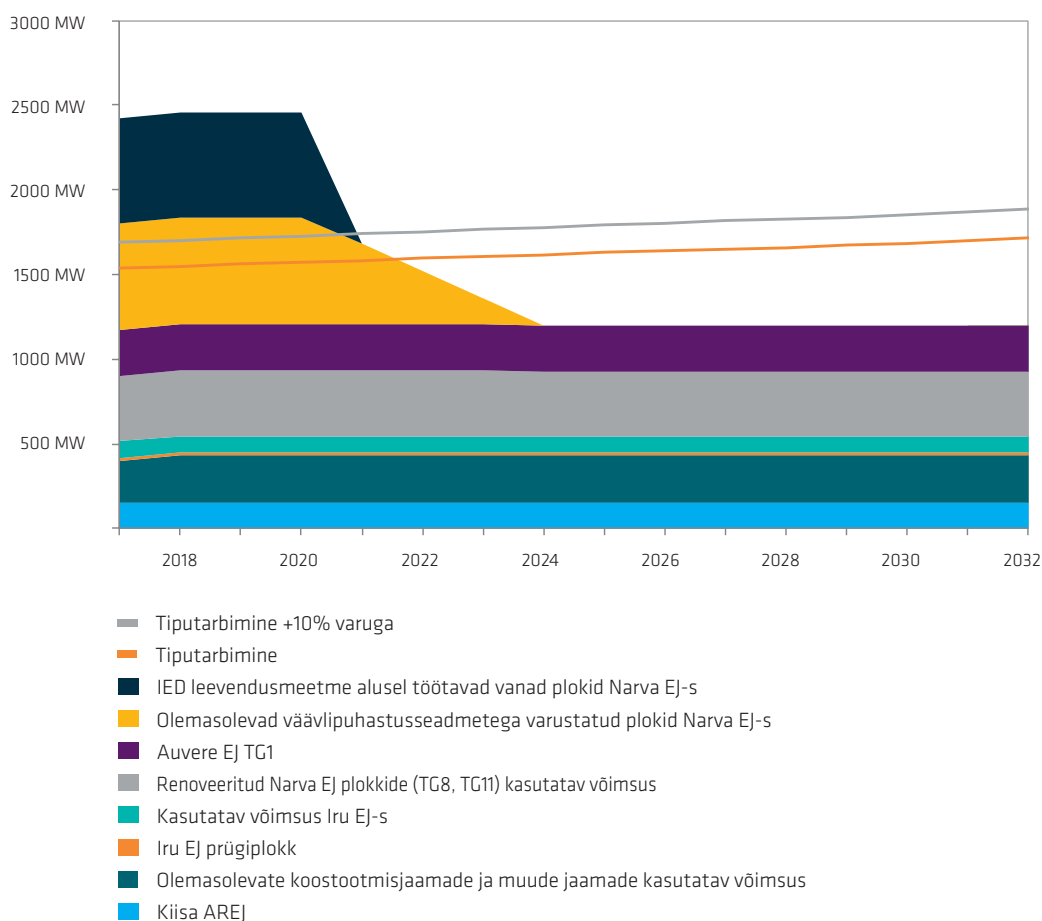
6.5.1 Eesti varustuskindlus aastani 2032

Järgnevalt analüüsitakse Eesti varustuskindlust kuni 15 aastat tulevikku. Euroopa ühtse energiaturu tingimustes vaatleb Elering Eesti varustuskindlust regionaalses perspektiivis ning seda kohalike tootmisvõimsuste ja ülekandevõimsuste koosmõjus. Eleringi analüüs vaatleb varustuskindluse seisukohalt raskeid olukordi ning ei väljenda seda, kuidas elektrijaamu tavalistes turutingimustes kasutatakse.

Joonis 34 väljendab varustuskindluse seisukohalt Eleringile hetkel teadaolevate ja kasutatavate tootmisvõimsuste arenguid Eestis kuni 2032. aastani. Siinjuures on konservatiivsuse seisukohast lähtudes eeldatud osalt kiirendatud elektrijaamade sulgemisi võrreldes Eesti elektrisüsteemi tarbimise nõudluse rahuldamiseks vajaliku tootmisvaru hindamisel tootjate poolt esitatud andmetest. Erinevalt tootjate andmetest ei ole siinkohal arvesse võetud ka avariisust, seda väljendatakse järgmises analüüsis Joonisel 35 N-1-1 olukorras. Eeldatakse tööstusheitmete direktiivi (IED) erandi alla kuuluvate Narva Elektriijaamade plokkide sulgemist aastal 2020. Reaalsuses on nendel plokkidel lubatud kasutada 17 500 töötundi ajavahemikus 2016. aasta algusest kuni 2023. aasta lõpuni. See tähendab, et soodsates turutingimustes võivad antud tootmisvõimsused olla kättesaadavad pikema aja jooksul kui analüüsis eeldatud. Lisaks eeldatakse väävlifiltritega varustatud Narva Elektriijaamade plokkide järk-järgulist sulgemist vahemikus 2020–2024.

Tegemist on konservatiivse eeldusega, kuna antud plokkid võivad keskkonnapiiirangutest lähtudes kauem töös olla. Reaalsuses sõltub vanade elektrijaamade töös hoidmise kestus turutingimustest – kas elektrijaama hoolduse ja vajalike investeeringute kulud on võimalik elektriturult tagasi teenida. Eleringi ülesandeks on vaadelda varustuskindluse seisukohalt raskeid olukordi ning sellest tulenevalt on käesolevas analüüsis kasutatud konservatiivseid elektrijaamade sulgemise eeldusi.

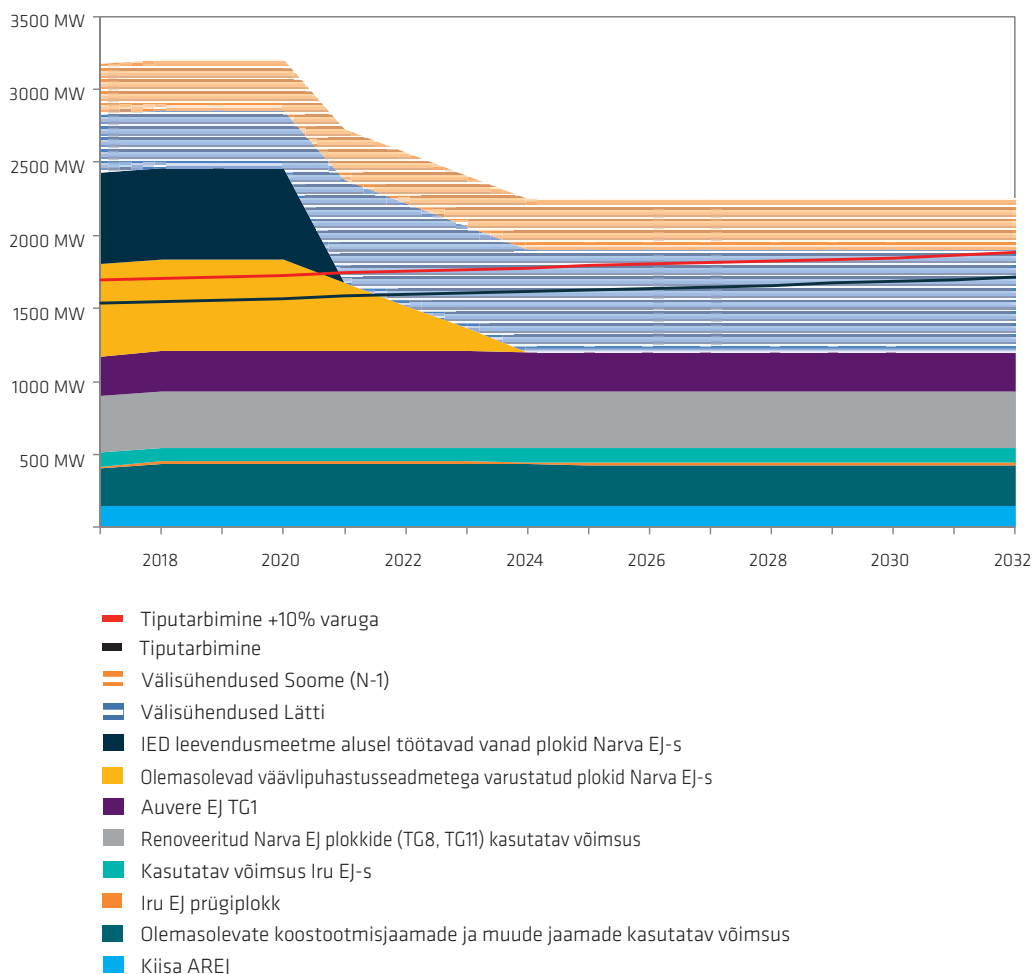
Joonis 34
Hinnang
kasutatavate
tootmisvõimsuste
koosseisule
aastani 2032



Alates aastast 2020 on Eestil praeguste plaanide järgi üle 2000 MW välisühendus³. See tähendab suuremat impordivõimekust, kui selleks perioodiks prognoositav Eesti tiputarbimine, mistõttu potentsiaalne kohalike tootmisvõimsuste sulgemine ei valmista tavaolukorras varustuskindlusele probleeme.

Varustuskindluse seisukohast on oluline vaadata ka süsteemi avariiolekordi. Käesolevas analüüsis on vaadeldud häiringu olukorda N-1-1⁴, kui süsteemi kaks suurimat elementi on tööst väljas. Perioodil kuni aastani 2032 on praeguse teadmise järgi Eesti süsteemi kaks suurimat elementi merekaabel EstLink 2 ning üks Eesti ja Läti vahelistest ülekandeliinidest. Sellises olukorras väheneb perioodil 2020-2032 Eesti välisühenduste võimsus ja sellest ka impordivõime 1050 MW-ni - Lätist 700 MW ning Soomest 350 MW. Kirjeldatud stsenaariumi korral on Eestis piisavalt tootmis- ning ülekandevõimsusi kogu vaadeldaval perioodil. Lisaks on tagatud ka 10% varu tarbimise kiirema kasvu rahuldamiseks. Joonis 35 illustreerib varustuskindluse seisundit N-1-1 olukorras, kus kaks elektrisüsteemi suurimat elementi on tööst väljas. Joonisele on kantud ka 150 MW ulatuses Eleringi avariireservelektrijaamad, mis tavaolukorras pakuvad elektrisüsteemi jaoks vajalikke reserve, kuid N-1-1 olukorras vähenenud reservide vajaduse⁵ tõttu saab 150 MW lugeda kasutatavate tootmisvõimsuste alla.

Joonis 35
Eesti
elektrienergia
varustuskindlus
N-1-1 olukorras
kuni aastani 2032



Analüüsist järeldub, et teadaolevate tootmisvõimsuste ja ülekandevõimsuste koosmõjus on võimalik tiputarbimise katteks piisavalt elektrit toota ning importida ka rasketes avariiolekordades. Tagatud on ka 10% tiputarbimise varu ootamatute tipukoormuse muutuste tarbeks. Järgmise küsimusena muutub oluliseks impordivõimsuste kasutatavus, kuna selleks peab mõnes teises piirkonnas olema piisav tootmisvõimsuste ülejääk.

3 Siinkohal on arvestatud uue Eesti-Läti ülekandeliiniga (Kilingi-Nõmme-Riia), mille planeeritud valmimisaeg on 2020. Varustuskindluse seisukohalt ei ole arvestatud impordivõimalusega Venemaalt tulenevalt erinevast turukorraldusest, mis pidurdab elektrienergia vaba liikumist.

4 N-1-1 olukord on ühe elemendi avariiline väljalülitumine, kui mõni süsteemi tööd oluliselt mõjutav element on hoolduses.

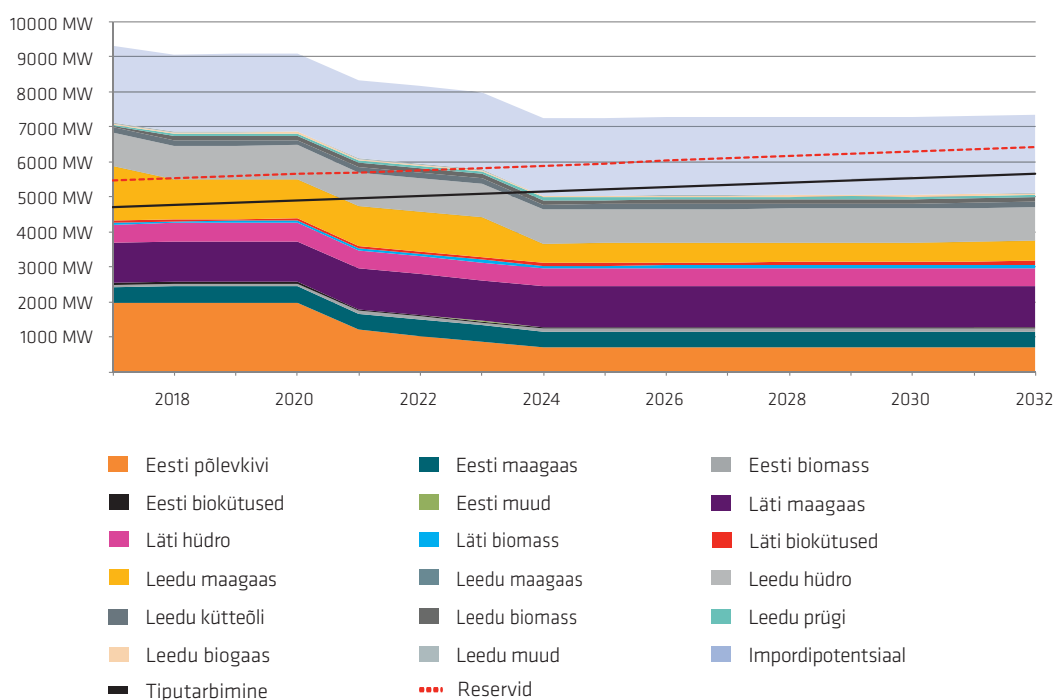
5 Vaadeldavas N-1-1 olukorras on kaks suurimat elektrisüsteemi elementi tööst väljas ning reservide vajadus on seetõttu väiksem.

6.5.2 Baltikumi varustuskindlus aastani 2032

Eesti varustuskindluse pikaajalisest analüüsist selgub, et piisav elektrienergiaga varustus võib pikemas perspektiivis sõltuda impordivõimalustest. See tähendab, et Eesti varustuskindlust tuleb vaadelda regionaalsel tasandil. Kuna N-1-1 häiringuolukorras jääb ühendusi Lätiga 700 MW ulatuses, tuleb selle kasutatavuse hindamiseks analüüsida Baltikumi varustuskindlust tervikuna. Joonis 36 kujutab Balti süsteemihaldurite parima teadmise järgi perioodil 2017–2032 kasutatavaid tootmis- ning ülekandevõimsusi Baltikumis. Samal joonisel on kujutatud ka perioodi tiputarbimise ja reservivajaduse prognoosid⁶. Olulise märkusena ei kajasta tiputarbimise prognoos tarbimise juhtimise potentsiaali, mis võib olla kõrgete elektrihindadega tundidel arvestatav⁷.

Analüüsist selgub, et juba lähiaastatel sõltub Baltikum tiputarbimise ja reservivajaduse katteks impordivõimalustest. Samas on Baltikum juba täna tugevalt ühendatud teiste piirkondadega ning impordivõimalused ulatuvad 2200 MW-ni⁸. Võrreldes eelnevate aastate varustuskindluse hinnangutega on oluliseks muudatuseks Litpol Link 2 edasi lükkumine, mis vähendab Baltikumi oodatud impordivõimekust 500 MW võrra.

Joonis 36
Kasutatavad
tootmis- ning
ülekandevõimsused
Baltikumis perioodil
2017–2032



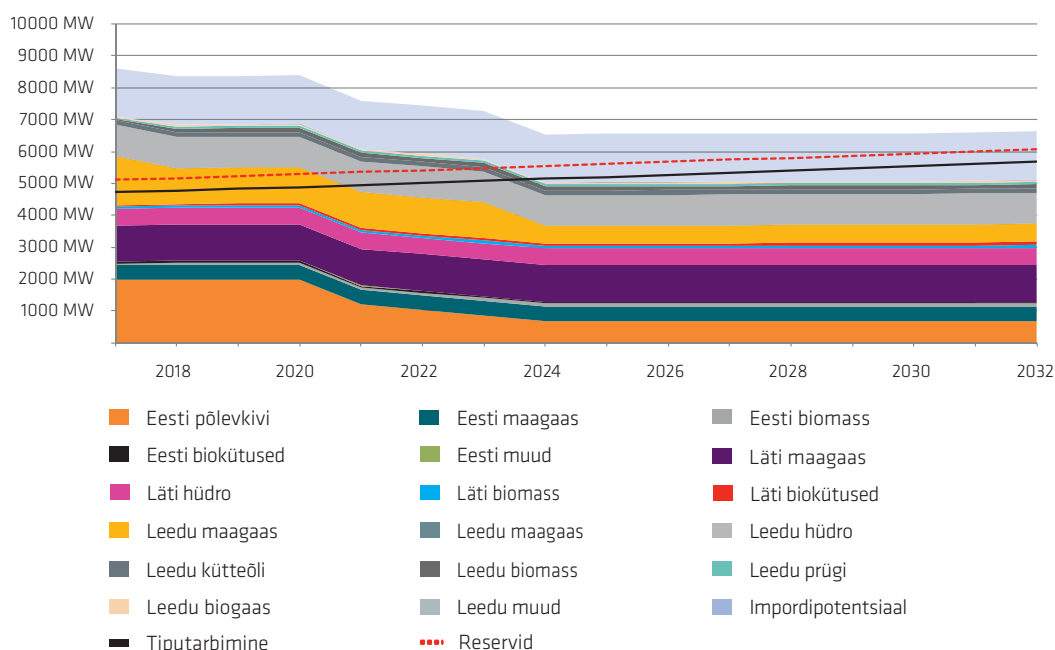
Joonis 37 vaatleb Baltikumi varustuskindlust kõige raskemas N-1 häiringuolukorras. N-1 häiringuolukorras eeldatakse vajadust hoida reserve ka N-2 häiringuolukorras (joonisel kujutatud punktiirjoontega). See tähendab, et varustuskindluse tasemeks loetakse N-2, mille korral hinnatakse puudujäägi tekkimise ohtu. Impordivõimekust on analüüsiga kirjeldatud N-1 olukorras, kus Baltikumi suurim element on tööst väljas ja suuruselt teise elemendi avariitarbeks hoitakse reserve. Baltikumi tasandil on nendeks elementideks praeguse teadmise järgi merekaablid NordBalt (700 MW) ning EstLink 2 (650 MW). Kui tavaolukorras oleks alates 2020 Baltikumis välisühendusi üle 2200 MW, siis N-1 olukorras väheneb see 1500 MW peale. Joonisele on kantud lisaks Baltikumi prognoositav tiputarbimine ning reservide vajadus aastani 2032⁹.

Antud analüüs ei ole arvestatud Baltikumi desünkroniseerimisega IPS/UPS süsteemist, kuna veel ei ole selge desünkroniseerimise täpne ajakava ning millise süsteemiga Baltikum sünkroniseeritakse. Sellest tulenevalt ei ole täna võimalik piisava täpsusega hinnata sünkroniseerimisest tekkivat täiendavat ülekandevõimsust naaberregioonidega ega täiendavat reservide hoidmise vajadust.

⁶ Elektrisüsteemi toimimiseks hoitakse üldjuhul kolme tüüpi reserve. Primaarreservid ning sekundaarreservid taastavad pärast avariid elektrisüsteemi talitluse. Tertsiaalarreservidega taastatakse seejärel primaar- ning sekundaarreservid järgmiseks avariiks.

⁷ Tarbimise hinnatundlikkus ja sellest tulenevalt tarbimise juhtimine on väga suures määras seotud elektri hinnaga. Tänapäevaste suhteliselt madalate elektrihindade juures ei ole tarbimise vähendamine või nihutamine levinud, kuna sellest tulenev majanduslik kasu on väike. Elektrihindade suurema volatiilsuse korral, mida tootmispiisavuse varu vähenemine tekitab, võib suureneb ka tarbimise juhtimisest tekkiv majanduslik kasu ja seega motivatsioon tarbimist juhtida.

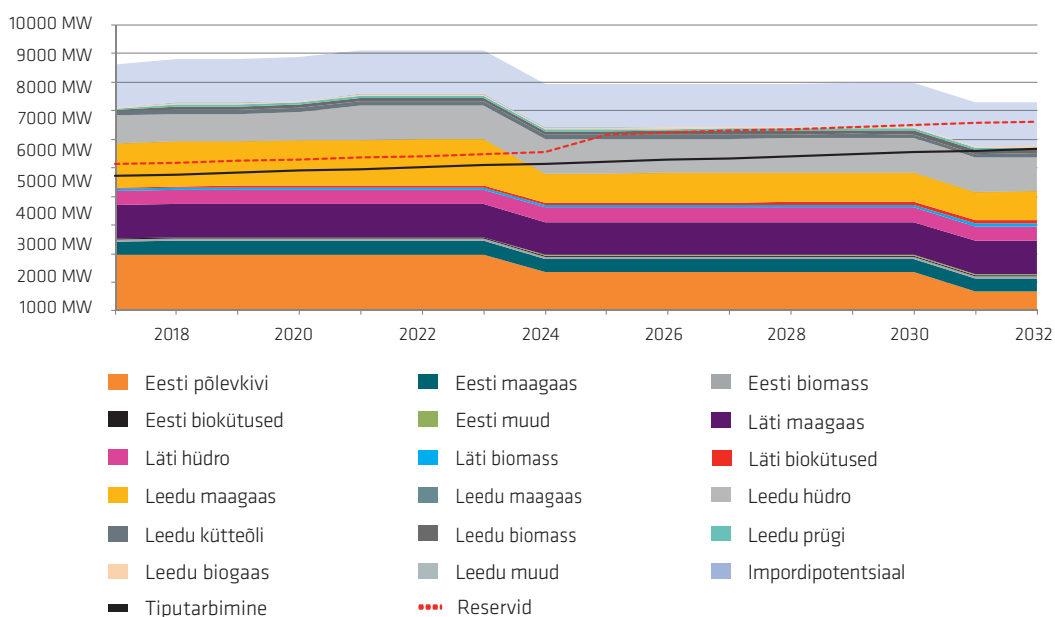
Joonis 37
Baltikumi
varustuskindlus N-1
olukorras teadaolevate
tootmis- ning
ülekandevõimsustega



Baltikumi varustuskindluse seisukohalt on kõige olulisemateks küsimusteks desünkroniseerimine IPS/UPS süsteemist, vanade elektrijaamade sulgemisgraafikud ja uute elektrijaamade projektide arengud. Suur osa Baltikumi elektrijaamadest on vanad ning oma tehnilise eluea lõpufaasis. Elektrijaamade kasutatavus sõltub tehtavatest investeeringutest jaamade uuendamiseks, kus investeeringud ja seadmete vahetamine võib elektrijaamade eluiga oluliselt pikendada. Investeeringute tegemine elektrijaamadesse on majandusliku tasuvuse küsimus ja sõltub sellest, kas hinnad elektriturul võimaldavad investeeringute tagasiteenimist. Baltikumi tootmisvõimsustest on sulgemise küsimus oluline Narva elektrijaamades ja Leedu Elektrenai elektrijaamas. Uutest projektidest on olulised Kaunase ja Vilniuse koostootmisjaamad, mille ehitamise kohta otsust veel tehtud ei ole.

Nagu öeldud, sõltuvad investeeringud elektrijaamadesse turutingimustest. Turutingimuste paranemisel tehakse tõenäoliselt mainitud investeeringud uutesse tootmisvõimsustesse ning vanade jaamade sulgemine lükkub edasi. Positiivsemate turutingimustega olukorda kirjeldab Joonis 38, kus on arvestatud uute planeeritud tootmisvõimsuste lisandumisega ning et Narva elektrijaamu kasutatakse pikemalt kui eeltoodud konservatiivses hinnangus.

Joonis 38
Baltikumi
varustuskindlus N-1
olukorras tootmis-
võimsusi soosivate
turutingimuste korral



Teadaolevate elektrijaamade ja ülekandevõimsuste põhjal võib väita, et Baltikumis on varustuskindlus järgneval viieteistkümnel aastal tagatud. Soodsatel elektriturutingimustel on varustuskindluse varu suurem. Selleks tuleb tööd teha elektrituru disainiga, Eleringi sellekohane visioon on toodud peatükis 8.

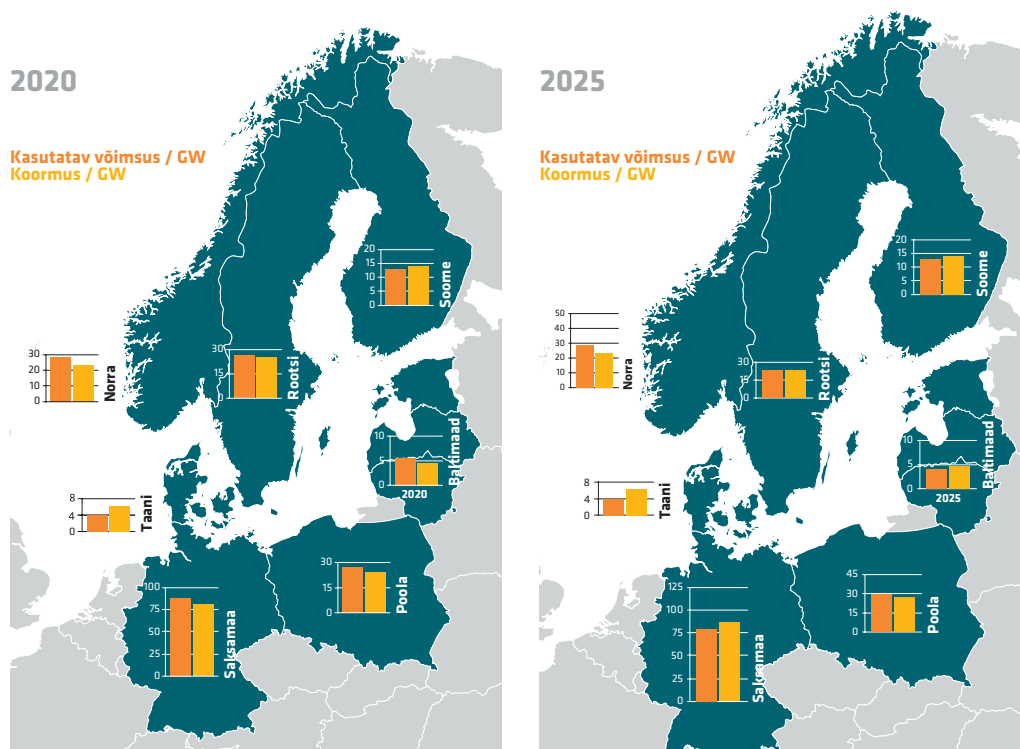
Samal ajal on Eleringi hinnangul käesolev analüüs väga konservatiivne ning sellest tulenevalt on tarbimise piiramise vajaduse tõenäosus vaadeldaval perioodil väga madal. Analüüs on konservatiivne, kuna vaatlus olukorda, kus üheaegselt tiputarbimisega on väljas kaks Baltikumi elektrisüsteemi suurimat elementi, tuulikute ning päiksepaneelidest tootmist ei toimu ja import Venemaalt pole võimalik.

6.5.3 Läänemere regiooni varustuskindlus aastani 2032

Tulenevalt sellest, et Baltikumi varustuskindluse tagamiseks on vajalikud impordivõimalused, vaatleme järgnevalt tootmispiisavust Läänemere regioonis ja Euroopa Liidus tervikuna. Analüüsi aluseks on ENTSO-E tootmispiisavuse alased analüüsid. Alates 2016. aastast kasutatakse ENTSO-E tootmispiisavuse aruandes tõenäosuslikku meetodikat. Olulisest meetodikamuudatusest tulenevalt on käesolevat ära toodud nii 2015.¹⁰ kui ka 2016.¹¹ aasta ENTSO-E tootmispiisavuse aruande tulemused. Tulemused käsitlevad regiooni tootmispiisavust kuni aastani 2025. Läänemere regiooni all mõistetakse siin Balti- ja Põhjamaade riike ning Poolat, Taanit ja Saksamaad.

Regiooni riikidest on suurima tootmisvõimsuste ülejäägiga Norra ja Poola ning suurima puudujäägiga Saksamaa (Joonis 39). Tootmisvõimsuste piisavust Eesti lähipiirkondades mõjutavad eelkõige planeeritud tuumaelektrijaamad Soomes ja Leedus, tuumajaamade sulgemine Saksamaal ning fossiilkütustel elektrijaamade sulgemine Saksamaal ja Poolas. Tootmisvõimsuste piisavus regioonis tervikuna konservatiivse stsenaariumi järgi on tagatud 2020. aastal, kuid ei ole tagatud 2025. Puudujääk aastal 2025 võib ulatuda kuni 3 GW-ni. Põhjamaades on ette näha tootmisvõimsuste ülejääki ning peamine küsimus on Saksamaa tootmisvõimsuste areng. Tulenevalt olulistest tootmisvõimsuste sulgemistest on teadaolevaid tootmisvõimsusi vähem kui oodatav tiputarbimine. Uute tootmisvõimsuste turule tulemise toetamiseks arutletakse üle Euroopa aktiivselt võimsusturu kehtestamise üle.

Joonis 39
Läänemere regiooni
tootmispiisavuse hinnang
aastateks 2020 ja 2025



ENTSO-E 2016. aasta tootmispiisavuse analüüsi (MAF 2016¹²) tulemusi kirjeldavad Joonis 40 ja Joonis 41. ENTSO-E 2016. aasta tootmispiisavuse aruanne kasutab tõenäosuslikku meetodikat. Meetodika aluseks on Monte Carlo meetod, mille sisuks on suure hulga aastate simulatsioon arvestades tarbimise, tuuletootmise, päiksetootmise, hüdroloogilise olukorra ja süsteemi elementide avariide muutumisega. Simulatsioonide tulemusena arvutatakse välja aasta keskmine andmata energia (ENS) ning keskmine katkestustundide arv (LOLE). Meetodikast saab täpsemalt lugeda MAF 2016 aruandest¹³.

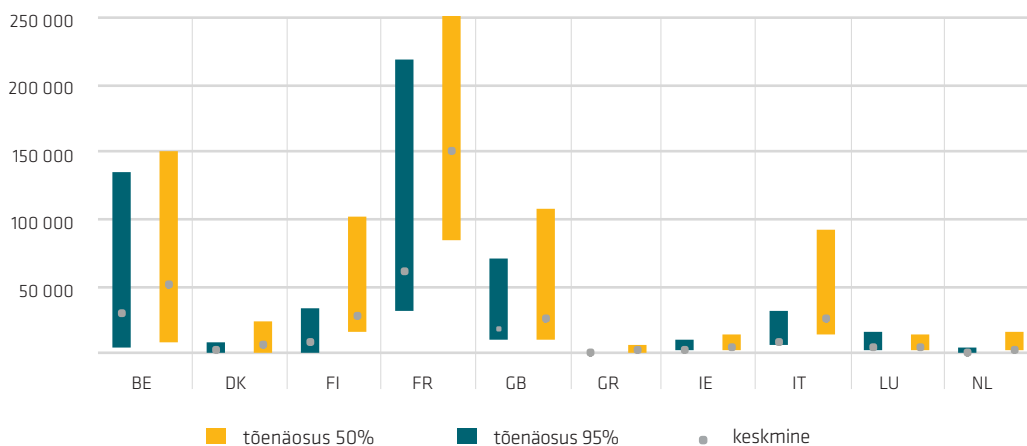
Lähiriikidest on arvestatav katkestuse tõenäosus aastal 2020 identifitseeritud Soomes ning Poolas. Siinkohal tuleb täpsustada, et teatud katkestuse tõenäosus esineb alati, kuid ENTSO-E on välja toonud ainult katkestuste tõenäosused, mis on suuremad kui 1 tund aastas. Lisaks ei tähenda näiteks LOLE väärtus 1 tund aastas seda, et kogu tarbimine keskmiselt ühel tunnil aastast on katkestatud, vaid seda, et keskmiselt ühel tunnil aastast tuleb tarbimist vähendada. Näiteks planeeritakse Ühendkuningriikide elektrisüsteemi LOLE tasemele keskmiselt 3 tundi aastas.

Joonis 40
Euroopa varustuskindluse
hinnang aastaks 2020



Hinnangus aastale 2025 on katkestuste tõenäosusega riigid mõnevõrra muutunud. Meie lähiriikidest on identifitseeritud endiselt Soome. Kindlasti mõjutab katkestuste tõenäosuse kasv Soomes ka lähiriike. Eelkõige peaks see väljenduma turuhindades, mis nappuse olukorras tõusevad. Samas võib tarbimise vähendamine kanduda edasi ka naaberriikidesse.

Joonis 41
Euroopa
varustuskindluse
hinnang aastaks
2025



6.6 HINNANG

Kokkuvõttes on praeguste parimate teadmiste järgi Eesti ja regiooni varustuskindlus aastani 2025 tagatud tootmis- ning ülekandevõimsuste koostmõjul. Varustuskindluse tagamiseks pikemas perioodis tuleb regioonis võrreldes täna teadaolevate võimsustega elektrijaamu juurde ehitada või suurendada tarbimise juhtimise potentsiaali. Kogu perioodil on nii Eestis, Baltikumis kui ka Euroopas tervikuna varustuskindluse varu vähenemas ning Elering analüüsib aktiivselt edasisi arenguid.

Eleringi hinnangul on Eestis ja Baltikumis elektrienergia puudujäägi tõenäosus väike ka pärast 2025. aastat. Siiski on oma oluline roll ülekandevõimsustel teiste piirkondadega ning sellest tulenevalt Euroopa varustuskindluse tase tervikuna. Näiteks võib Soome puudujääk kanduda naaberriikidesse, sealhulgas Eestisse. Sellest tulenevalt on varustuskindluse küsimus muutunud kogu energialiidu üleseks küsimuseks, mida lokaalsete meetmetega lahendada ei saa või on sellised lahendused ebaefektiivsed. Eleringi hinnangul tuleb arendada elektrituru disaini, et see annaks täpseid hinnasignaale ja tagaks sellega varustuskindluse. Selles suunas töötatakse ning Euroopa Komisjon on küsimust lahendamas 2016. aasta lõpus avaldatud puhta energia paketi.

Elering jälgib tootmisvõimsuste ja tarbimise arengu trende, et kindlustada elektrivarustuskindlus Eesti tarbijatele pikas ajahorisondis. Elering panustab aktiivselt omapoolselt elektrisüsteemiga liitumise lihtsustamisega ning tarbimise juhtimise võimekuse suurendamisega. Tarbimise hinnatundlikkus võimaldab tarbimist vähendada turupõhiste signaalide abil ning väldib vajadust tarbimise administratiivseks piiramiseks. Varustuskindluse aruande põhjal on konkurentsiametil õigus kohustada Eleringi hankima konkursi korras täiendavaid tootmisvõimsusi. Siiski on Eleringi seisukoht, et Euroopa ühisel energiaturul on ka varustuskindlus riikideülene küsimus ning olulised on arengud regioonis ja Euroopas tervikuna. Eestis ei ole võimalik teha investeeringuid elektrijaamadesse sellises ulatuses, mis garanteeriks kogu regiooni tootmispiisavuse. Seetõttu on tähtsad üleeuroopalised meetmed vajalike tootmisvõimsuste ja ka ülekandevõimsuste investeeringute kindlustamiseks. Üleeuroopalisteks meetmeteks on eelkõige energiaturu disaini parendamine selliselt, et tootmisvõimsuste turule pakutav väärtus oleks õiglase hinnaga ja tarbijad saaksid võrdsetel tingimustel turul osaleda. Euroopa on puhta energia paketi näol astunud olulise sammu energiaturu disaini arendamisel. Eleringi visioon energiaturu arendamiseks on toodud peatükis 8 ning on mõeldud täiendada puhta energia paketti Eleringi seisukohtadega.

7 Elektriturg

7.1	ELEKTRITURU MUDEL.....	72
7.2	ÜLEKANDEVÖIMSUSE ARVUTAMISE PÕHIMÕTTED.....	73
7.3	ÜLEKANDEVÖIMSUSTE JAOTAMISE PÕHIMÕTTED ERINEVATES AJAPERIOODIDES.....	74
7.3.1	Tulevikutehingute turg ja ülekandevöimsuste jaotamise pikaajalised instrumendid	74
7.3.2	Järgmise päeva ja päevisese võimsuse jaotamise põhimõtted	75
7.4	BALTIMAABE ÜHINE REGULEERIMISTURG JA HARMONISEERITUD BILANSISELGITUS - 2018.....	75
7.4.1	Standardtoode	75
7.4.2	Baltikumi koordineeritud bilansiirkonna juhtimine	76
7.4.3	Baltikumi harmoniseeritud bilansiselgitus.....	76

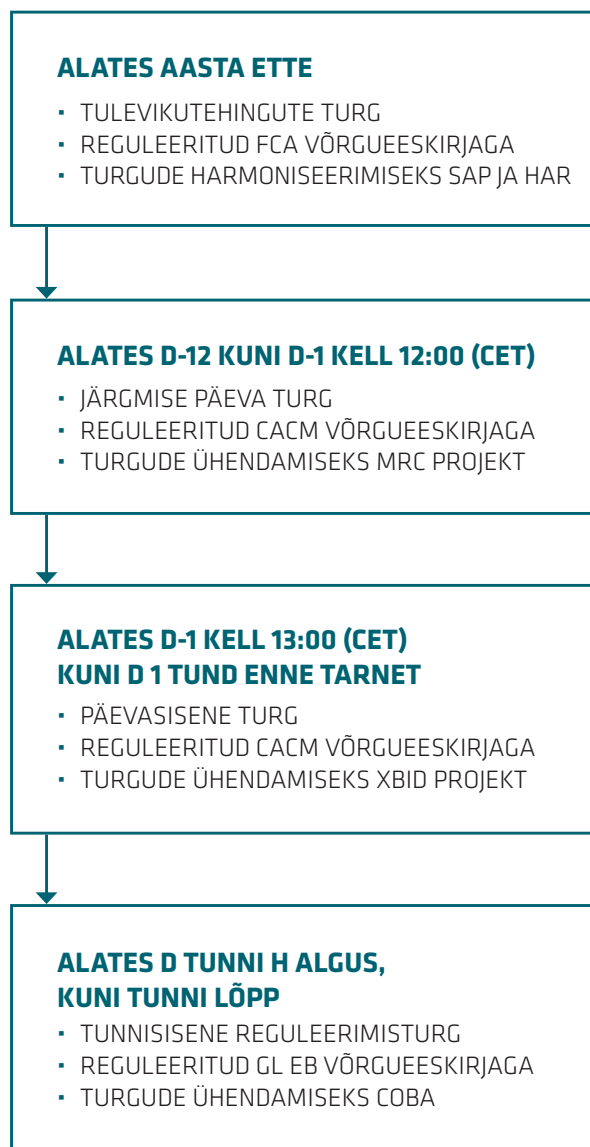
- ***Euroopa Komisjon näeb ette turgude ühendamise, mille eesmärgiks on kasutada ülekandevöimsuse jaotamisel vaid turupõhiseid lahendusi.***
- ***Aastaks 2018. on süsteemihaldurite vahelise koostöökokkuleppe eesmärkideks seatud ühise Balti bilansiirkonna loomine koos ühise reguleerimisturuga.***



7.1 ELEKTRITURU MUDEL

Euroopa Komisjoni puhta energia pakett on parandus III energiapakatile, mille eesmärgiks on Euroopa ühise turumudeli väljatöötamine ja rakendamine. Euroopa ühtne turumudel hõlmab nelja erineval ajaperioodil töötavat alammudelit, mis on reguleeritud kolme erineva eeskirjaga (Joonis 42). Pikaajalist (alates aasta ette) kauplemist käsitleb määrus 2016/1719 (ehk FCA), järgmise päeva ja päevasisest kauplemist käsitleb määrus 2015/1222 (ehk CACM) ning bilansiturgude toimimiseks on 2017. aasta alguseks veel vastuvõtmata tasakaalustamise eeskiri (ehk GL EB).

Joonis 42
Euroopa ühtne turumudel
ajaperioodide lõikes



Euroopas valitud tsoonipõhise hinnastamisega turumudeli rakendamise eeldusteks on ülekandevõrkude optimaalne kasutamine, energia hulgituru efektiivne toimimine ja konkurents nii turuosaliste kui ka börside vahel. Euroopa Komisjon näeb ette turgude ühendamist üle Euroopa kõigis eelpoolnimetatud ajaraamides ning seejuures on võetud eesmärgiks kasutada ülekandevõimsuse jaotamisel vaid turu-põhiseid lahendusi. Selline lähenemine tõhustab konkurentsi ning suurendab läbipaistvust, mis on vajalik uute investeerimisotsuste tegemiseks. Elering kui süsteemihaldur vastutab piiriüleste ülekande-võimsuste arvutamise ja jaotamise eest ning teeb seda vastavalt Euroopa Liidu määrustele ja Eesti elektrituruseadusele.

7.2 ÜLEKANDEVÕIMSUSE ARVUTAMISE PÕHIMÕTTED

Ülekandevõimsuse arvutamisel ja jaotamisel on süsteemihalduri kohustus tagada süsteemi varustuskindlus. Vastavalt Eesti võrgueeskirjale lubab süsteemihaldur elektrienergia impordi 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, näevad eelpoolmainitud eeskirjad ette süsteemihaldurite koostööd arvutusmodelite kokkuleppimisel ja pikaajaliste plaanide koostamisel nii regionaalselt kui ka üle Euroopa. Regionaalne koostöö toimub Euroopa tasandil määratud võimsuste arvutamise regioonide põhisel, millised kinnitati novembris 2016 energiaregulaatorite poolt. Eesti kuulub Balti võimsuste arvutamise regiooni (Balti CCR – Capacity Calculation Region) koos Läti, Leedu ning alalisvoolukaablite ulatuses ka Soome (Estlingid), Rootsi (NordBalt) ja Poolaga (LitPol).

Piiriülese võimsuse arvutamine toimub võrgu füüsiliste ja elektriliste näitajate põhjal. Euroopas kasutatakse koordineeritud netoülekandevõimsuse põhise (CNTC – Coordinated Net Transmission Capacity) ja voopõhist (flow-based) meetodit. Kuigi Balti riikides ja Põhjamaades kasutatakse veel CNTC meetodit, siis eeskirjad näevad ette pikemas plaanis voopõhisele arvutusmeetodile üleminekut ja vastavate uurinutega käesoleval hetkel tegeletakse.

CNTC meetodi puhul määratletakse omavahel külgnevate pakkumispiirkondade vaheline maksimaalne võimalik ülekandevõimsus, mis antakse turuosaliste käsutusse piiriüleseks energiakaubanduseks (NTC). Selleks arvutatakse esmalt piiriüleste liinide bruto ülekandevõimsus (inglise keeles Total Transfer Capacity ehk TTC), mis leitakse lähtuvalt võrgu tehnilistest parameetritest, arvestades võrgueeskirjas toodud töökindluse nõuetega. Nimetatud nõuetest on olulisemad nn N-1 ja N-2 kriteeriumid. Seejärel arvutatakse ülekandevõimsuse varu (inglise keeles Transmission Reliability Margin ehk TRM), arvestades ettenägematuid asjaolusid nagu planeerimatu ringvoolud, mõõtesüsteemi mõõtevead ning avariilsed süsteemihaldurite vahelised tarded. Varu leidmisel on oluline naabersüsteemide süsteemihaldurilt saadav info ning eelnev planeerimise kogemus. Bruto ülekandevõimsusest lahutatakse ülekandevõimsuse varu, mille tulemusena saadakse neto ülekandevõimsus (inglise keeles Net Transmission Capacity ehk NTC).

Voopõhise meetodi puhul võetakse arvesse iga võrguelemendi andmeid maatriksina. Pakkumispiirkondade vahelist energiaülekannet hakkavad piirama kriitilised võrguelemendid ja elektrienergia ülekandmise jaotustegurid (st milliseid liine pidi füüsiline elektrivoog jaotub). 2016. aastal algatasid Balti süsteemihaldurid uurimuse, hindamaks voopõhise meetodi kasutuselevõttu Baltikumis. Analüüsi kohaselt on antud meetodi rakendamine Baltikumis tehniliselt teostatav, kuid vastavalt teostatud sotsiaalmajandusliku heaolu ja talitluskindluse hinnangule ei ole veel üheselt selge, millal oleks mõistlik meetodit Baltikumis rakendada. Meetodi mõistlikkuse saavutamiseks tuleb täiendavalt analüüsida meetodi efektiivsuseks tööks vajalike sisendite arvesse võtmist ning parendamist. Konsultantide soovitus Baltikumi süsteemihalduritele oli siiski olemasoleva CNTC meetodika voopõhise meetodikaga asendamise kaalumise pikemas perspektiivis, võttes arvesse, et uue meetodi rakendamiseks kulub peale täiendavaid analüüse ning efektiivsemaks tööks vajalike eeltingimuste täitmist orienteeruvalt 3–4 aastat.

Eesti ja Soome piiriülese võimsuse arvutamise ja jaotamise reeglid on kokku lepitud 2013. aasta novembris allkirjastatud Eleringi ja Fingridi vahelises „Soome ja Eesti vahelise ühenduse kasutamise ja hooldamise lepingus“. Eesti ja Läti vahelise ülekandevõimsuse arvutamise ja jaotamise täpsed reeglid on kokku lepitud 11. novembril 2015 kolmepoolselt Balti riikide süsteemihaldurite vahel regulaatorite heakskiidu saanud meetodikas („Terms, Conditions and Methodologies on Cross-Zonal Capacity Calculation, Provision and Allocation within the Baltic States and with the 3rd Countries“).

2017. aasta sügiseks on vastavalt CACM määrusele kavas välja töötada Balti CCRühised koordineeritud reeglid ülekandevõimsuse arvutamiseks ja jaotamiseks.

7.3 ÜLEKANDEVÖIMSUSTE JAOTAMISE PÕHIMÕTTED ERINEVATES AJAPERIOODIDES

7.3.1 Tulevikutehingute turg ja ülekandevöimsuste jaotamise pikaajalised instrumendid

Tulevikutehingute turu eesmärgiks on võimaldada kõiki turuosalisi puudutava elektriinna muutumise ehk hinnavolatiilsusriski maandamist turupõhiste instrumentidega. Ülekandevöimsuse pikaajalise jaotamise eesmärgiks on võimaldada turuosalistel maandada ülekandevöimsuste piiratud tulenevat elektri (müügi/ostu) hinna volatiilsust põhjustav ülekanderisk kahe hinnapiirkonna vahel.

Tehingud **finantsinstrumentidega** (futuurid, swapid jms) tehakse tavaliselt süsteemihinna vastu ning seejuures ei arvestata elektrisüsteemi erinevate tehniliste piirangutega. Finantsturgu korraldab Põhjamaades NASDAQ OMX Commodities Europe's Financial Market, pakkudes NordPool elektribörsi järgmise päeva kauplemisel tekkivate hinnariskide maandamiseks tooteid üks nädal kuni kümme aastat ette.

Hinnapiirkonna CfD (Contract for Difference) või **EPAD** (Electricity Price Area Difference) puhul on tegemist elektribörsi järgmise päeva hindadel põhineva finantsinstrumentiga, mida kasutatakse täiendavalt konkreetse hinnapiirkonna riski maandamiseks. Kuna Eesti hinna volatiilsus on peamiselt sõltuv Eesti ja naabersüsteemide toimivusest ning hind võib oluliselt erineda süsteemihinnast, siis on kauplemispiirkonna EPAD oluliseks täiendavaks riskimaandamise vahendiks. Nasdaq OMX Commodities turul pakutakse Eesti hinnapiirkonna turuosaliste jaoks alates 2012. aastast EPAD Tallinna, mis seob omavahel Nord Pool süsteemihinna ja Eesti hinnapiirkonna hinna. EPAD Tallinna likviidsus on osutunud siiski madalaks, mistõttu ei saa seda hetkel hinnata kui efektiivset riskimaandamise instrumenti. **FTR** (Financial Transmission Right) näol on tegemist finantsinstrumentiga, mida pakub süsteemihaldur, võttes aluseks ülekandevöimsuse. Ülekandevöimsust arvesse võttes, pakub süsteemihaldur turuosalistele võimalust fikseerida piirkondade vaheline hinnaerinevus, kuid ei müü seejuures tegelikku ülekandevöimsust. Seega on ühendusvõimsused maksimaalselt börsi kasutuses ning rohkem ülekandevöimsust võimaldab teha rohkem tehinguid ja tõenäosus hinnapiirkondade hindade ühtlustumiseks on suurem. FTR-de alusvaraks on hinnapiirkondade hindade erinevusest tulenev ülekandevöimsuse jaotamise tulu ehk nn pudelikaela tulu, mida koguvad süsteemihaldurid kui piiriüleste ühenduste omanikud. Eristatakse FTR-obligatsioone ja FTR-optisioone, kus obligatsiooni erinevus optisioonist seisneb FTR ostnud turuosalise kohustusel (obligatsioonis) maksta süsteemihaldurile, kui hinnapiirkondade hinnaerinevus osutub hoopis vastassuunaliseks.

PTR (Physical Transmission Right) puhul korraldavad põhivõrguettevõtjad teatava regulaarsusega oksjoneid (explicit auction ehk võimsuse otsene oksjon), mille käigus müüakse turuosalistele pikaajaliselt ette (näiteks aasta, kvartal, kuu) osa piiriülesest võimsusest. Seega saab turuosaline õiguse transportida elektrit ühest piirkonnast teise fikseeritud ülekande hinnaga ning teha piiriüleseid elektri ostu-müügi tehinguid ka kahepoolsete lepingute alusel väljaspool börsi. Sarnaselt FTR-dega saavad PTR müüjaks olla ainult süsteemihaldurid, kelle omanduses vastavad ülekandeliinid on. Kuna sama ülekandevöimsust ei saa kasutada samas suunas kaks korda, siis tuleb samas ulatuses vähendada turu kasutusse järgmise päeva tehinguteks antavat ülekandevöimsust.

Eesti-Läti piirile suunaga Eestist Lätti pakub Elering koostöös Läti süsteemihalduriga AST pikaajalise piiriülese võimsuse toodet Limiteeritud-PTR. Limiteeritud-PTR erinevad nõ tava PTR-idest limiteerivate tingimuste poolest – need võimaldavad oksjonil osaleda vaid Nord Pool elektribörsil Baltikumi mõnes hinnapiirkonnas turuosalisena registreerunud kauplejal, millega piiratakse spekulantide osalemist oksjonitel. Teiseks ei ole võimalik Limiteeritud-PTR võimsust füüsilise võimsusena kasutada, vaid kehtib kohustus toode põhivõrguettevõtjatele tagasi müüa. Tagasimüügi hind on seotud piirkondade hinnavahega, ehk siis toode võimaldab Eestist ostes/tootes müüa energia fikseeritud ülekandetasuga (Limiteeritud PTR oksjoni hind) Lätis. Kuna Limiteeritud-PTR lepingute täitmiseks füüsiliselt võimsust nomineerida ei ole võimalik, siis tagab vastav lahendus maksimaalse ülekandevöimsuste jaotamise järgmise päeva turul. Nimelt antakse kogu võimsus päevasisesele turule. FCA võrgueeskirja varajase juurutamise projekti raames jälgitakse Limiteeritud-PTR pakumisel üle-euroopalisi harmoniseeritud pikaajalise võimsuse jaotamise reegleid (inglise keeles Harmonized Allocation Rules ehk HAR).

FCA kohaselt luuakse süsteemihaldurite poolt pakutavate pikaajaliste toodetega kauplemise ühtlustamiseks üle-euroopaline pikaajalise piiriülese võimsuse jaotamise ühtne platvorm (SAP – Single Allocation Platform). SAP peaks alustama tööd kolm aastat peale võrgueeskirja jõustumist ehk 2019. aastal. SAP hakkab jaotama ka kõiki võimalikke tulevikus Eesti piiril pakutavaid PTR ja/või FTR. Olgu selguse huvides öeldud, et Eesti-Soome piirile

süsteemihaldurid FTR või PTR 2017. aastal ei paku, riske on võimalik maandada kasutades EPAD-e.

7.3.2 Järgmise päeva ja päevasise võimsuse jaotamise põhimõtted

Nagu eelpool mainitud, siis pikaajaliste turgudel jaotatud füüsilise piiriülese võimsuse ostab Elering turuosalistelt tagasi ja annab selle jaotamiseks järgmise päeva turule. Võimsuse jaotamiseks kasutatakse kaudset jaotamise meetodit (implicit auction), mis tähendab, et võimsus jaotatakse samaaegselt koos energiaga. Selle tulemusena liigub elektrienergia piirkondade vahel alati madalama hinnaga piirkonnast kõrgema hinnaga piirkonda. Juhul kui hinnapiirkondade vahel tekib hinnaerinevus, saavad süsteemihaldurid selle eest pudelikaelatulu, mis investeeritakse täiendavate ühenduste loomiseks.

Nii Eesti-Soome kui ka Eesti-Läti piiril garanteerivad süsteemihaldurid kogu pakkumispiirkondade vahelise NTC andmise NordPool elektribörsile järgmise päeva (ELSPOT) kaubanduseks, mis tagab turgude maksimaalse ühendamise ja hindade ühtlustumise. Pärast järgmise päeva kaubandust kasutamata jäänud saadaolev ülekandevõimsus pakutakse NordPool päevasisele (ELBAS) turule. Eestis tegutseb elektribörsina 2017. aasta alguse seisuga vaid NordPool. Olgu öeldud, et kui Eesti turule peaks sisenema veel elektribörse, töötavad regiooni süsteemihaldurid koostöös börside ja regulaatoritega välja võrdse kohtlemise tagavad põhimõtted ülekandevõimsuse jaotamiseks erinevate börside vahel.

Üle-euroopaliselt on alustatud kahe projektiga: järgmise päeva turgude (MRC – Market Regional Coupling projekt) ja päevaseste turgude (XBID – Cross Border Intraday projekt) ühendamiseks. Mõlemas projektis on CACM alusel kohustatud kaasa lööma kõik süsteemihaldurid ja elektribörsid.

MRC projekti all ühendati 2014. aasta mais omavahel Edela-Euroopa (SWE) ja Loode-Euroopa (NWE) järgmise päeva turud ning seeläbi on omavahel seotud Belgia, Taani, Eesti, Soome, Prantsusmaa, Saksamaa/Austria, Suurbritannia, Läti, Leedu, Luksemburgi, Hollandi, Norra, Poola (SwePol ühenduse kaudu), Portugali, Hispaania ja Rootsi elektriturud. 2015. aastal liitusid järgemööda Itaalia ja Slovakkia ning Poola elektribörsid, kattes seega 85% kogu Euroopa elektrienergia tarbimisest. 2014. aastal toimus Tsehhi, Slovakkia, Ungari ja Rumeenia järgmise päeva turgude omavaheline ühendamine ning käimas on protsess ka nende turgude MRC-ga liitmiseks.

Päevasiste turgude ühendamiseks XBID projektiga alustati Kesk- ja Põhja-Euroopa elektribörside ja süsteemihaldurite vahel juba 2012. aastal. Elering on XBID projektis vaatleja staatuses alates 2013. aastast ning 2016. aastal alustasid Eesti, Läti, Leedu, Soome ja Rootsi ühise piirkondliku projektiga (XBID LIP – Local Implementation Project) andmevahetuse ja korralduse reeglite kokkuleppimist, et minna kaasa üleeuroopalise XBID projekti käivitamise esimese vooruga 2017. aasta sügisel.

7.4 BALTIMAADE ÜHINE REGULEERIMISTURG JA HARMONISEERITUD BILANSISELGITUS – 2018

Põhja- ja Baltimaade ühise reguleerimisturu loomine on olnud Balti energiaturgude ühendamise plaanis (BEMIP) üks kavandatud tegevustest turu arendamisel. Baltikumi kontekstis on reguleerimisturg oluline Põhja-Balti reguleerimisreservide alase koostöö edasiarenduseks, mis loob suuremad võimalused nii süsteemihalduritele elektrisüsteemide tasakaalustamiseks soodsamatel tingimustel kui ka turuosalistele reguleerimisvõimsuste müümiseks. Aastaks 2018 on süsteemihaldurite vahelise koostöökokkuleppe eesmärkideks seatud ühise Balti bilansipiirkonna loomine koos ühise reguleerimisturuga, mis sisaldab endas ühist reguleerimisenergia pakkumiste standardtoodet, ühist koordineeritud bilansi juhtimist ning harmoniseeritud bilansihaldust koos ühtse bilansienergia hinnaarvutamise meetodikaga.

7.4.1 Standardtoode

Standardtoode all mõistetakse toodet, mis vastab ühistele tehnilistele kriteeriumitele ning mille eesmärgiks on hõlbustada tasakaalustamis- ehk reguleerimistoodete efektiivset vahendamist, luues reguleerimisteenuse pakkujatele võrdsed tingimused süsteemihalduritele reguleerimisteenuse osutamiseks. Alates 2016. aasta 1. novembrist on Baltikumis kasutusel ühistel põhimõtetel põhinev reguleerimistoodete käsitsi aktiveeritava sageduse taastamise reservi näol (inglise keeles manual frequency restoration reserve ehk lühidalt mFRR), mida kasutatakse Baltikumis reaalajas elektrisüsteemi bilansi tasakaalustamisel nii normaaltingimustes kui ka avariiliste olukordadega toimetulekuks. Kui varase-

malt toimus reguleerimisteenuse vahendamine kahepoolsete lepingute alusel – reguleerimisreservide pakkujad osutasid reguleerimisteenust piirkonna süsteemihalduriga sõlmitud kahepoolsete lepingute alusel ning süsteemihaldurid seejärel vahendasid reguleerimispakkumisi piiriülelset omakorda omavahel sõlmitud lepingute alusel, siis nüüdsest saab iga Balti süsteemihaldur reguleerimispakkumisi valida kõiki reguleerimispakkumisi koondava Baltikumi ühise reguleerimispakkumiste nimekirja hulgast. Olgugi, et hetkel kehtivate reeglite kohaselt toimub reguleerimisteenuse eest arveldamine reguleerimispakkumises esitatud hinna alusel ehk pay-as-bid põhimõttel (iga aktiveeritud pakkumise eest makstakse küsitud hind), siis alates 2018. aastast kujuneb hind juba marginaalhinna (marginal pricing) põhimõttel. See tähendab, et ülesreguleerimise korral maksab süsteemihaldur kõikidele reguleerimisteenuse pakkujatele, kelle pakkumine aktiveeriti, antud kauplemiss perioodil kõige kõrgema hinnaga reguleerimisturult ostetud pakkumise hinda ning allareguleerimise korral maksavad reguleerimisteenuse pakkujad süsteemihaldurile kõige madalama hinnaga reguleerimisturul müüdüd pakkumise hinna alusel.

Standardtoote väljatöötamine on olnud oluline arenguetapp ühise reguleerimisturu loomisel eesmärgiga soodustada piiriülest konkurentsi, suurendada kuluefektiivsust ning tõsta elektrisüsteemide varustuskindluse taset. Standardtoode on suures osas harmoniseeritud ka Põhjamaades kasutatava standardtootega. Baltikumis kasutusel oleva standardtootele kehtivate parameetritega on võimalik tutvuda Eleringi veebilehel.

7.4.2 Baltikumi koordineeritud bilansipiirkonna juhtimine

Reguleerimisturu käivitumisega üheaegselt on Balti süsteemihalduritel plaanis hakata Baltikumi juhtima ühe koordineeritud bilansipiirkonnana. Selle eesmärgiks on suurendada elektrisüsteemi juhtimise kuluefektiivsust sh vähendada Baltikumi süsteemivälise eabilanssi. Süsteemivälise eabilansi all peetakse silmas avatud tarnet, mida Baltimaad ostavad Venemaalt ühise avatud tarne lepingu alusel ja mis katab ära Baltikumi tootmise/tarbimise ja piiriülese kaubanduse erinevuse planeeritust. Kokkuleppe kohaselt nomineerivad Balti süsteemihaldurid endi seast koordinaatori, kelle ülesandeks on Balti bilansipiirkonna summaarse eabilansi reaajas monitoorimine ning ühtlasi ettepanekute tegemine mFRR reguleerimisvõimsuste aktiveerimiseks eesmärgiga viia Baltikumi eabilanss miinimumi. Reguleerimispakkumiste aktiveerimisel alustatakse alati majanduslikult kõige soodsamate pakkumiste aktiveerimisest, kui see on tehniliselt võimalik.

Baltikumi koordineeritud korras juhtimine võimaldab üheltpoolt paremini ära kasutada Baltikumi siseselt elektrisüsteemide eabilansside saldeerimise potentsiaali, välistades ühtlasi ka olukorra, mil individuaalse süsteemi tasakaalustamise tagajärjel aktiveeritud mFRR reguleerimisreservid põhjustaksid vastupidist efekti Baltikumi süsteemivälise eabilansi koguse vähendamisele.

7.4.3 Baltikumi harmoniseeritud bilansiselgitus

Ühise reguleerimisturu alustalaks on bilansihalduse reeglite harmoniseerimine koordineeritud bilansipiirkonna lõikes. Eesmärgiks on luua ühesed, läbipaistvad ning võrdse kohtlemise põhimõtteid järgiva koordineeritud bilansipiirkonna siseselt rakendatavad tingimused, mis oleksid vastavuses Euroopa Elektrisüsteemi tasakaalustamise võrgueeskirja nõuetega (Guidelines on Electricity Balancing) ning hõlbustades ühtlasi Baltikumi ja Põhjamaade reguleerimisturgude edasist lõimumist.

Eleringi tellimusel viis Pöyry Management Consulting koostöös Baltimaade süsteemihalduritega läbi uuringu "Baltic's balance management model study and harmonisation plan towards EU energy markets model", mille käigus kaardistati ja analüüsiti võimalusi Baltikumi ühise bilansihalduse mudeli harmoniseerimiseks süsteemihalduri ja bilansihalduri tasandil. Sellele järgnevalt koostasid Baltikumi süsteemihaldurid ettepaneku bilansimudeli paketi osas, mis edastati 2016. aasta suve hakul turuosalistele kommenteerimiseks. Avaliku konsultatsiooni järgselt koostasid Balti süsteemihaldurid uuendatud bilansiselgituse mudeli, mis avaldati 2017. aasta veebruarikuus.

Olulisimaks täienduseks Baltikumi bilansiselgituse harmoniseerimisel on ühise bilansiselgituse eelarve loomine, mis tähendab, et kõik bilansihoidmisega seotud kulud/tulud agregeeritakse Baltikumi üleselt kokku. Süsteemide lõikes jääb iga süsteemihalduri kohustuseks teostada bilansiselgitust oma bilansipiirkonna kohta. Allolev tabel (Tabel 9) võtab lühidalt kokku nn alustalad, millel bilansiselgitus Baltikumis rajanema hakkab.

Bilansivastutus 100% - Kõikidele turuosalistele sh taastuenergia tootjatele lasub bilansivastutuse nõue. Bilansivastutuse nõuet on turuosalisel võimalik delegeerida tema avatud tarne ahelas hierarhiliselt kõrgemal asuvalle turuosalisele.

Bilansiteenuse kulustruktuur - Bilansihoidmisega seonduvad kulud kuuluvad bilansiteenuse kulustruktuuri alla. Bilansiteenuse kulude alla kuuluvad süsteemi eabilansikulu, bilansi hoidmiseks aktiveeritud mFRR reguleerimise kulud, sisemaise eabilansi ostu-müügi kulud bilansihalduritega ning bilansiteenuse osutamiseks tehtud administratiivkulud. Bilansiteenuse kulude hulka ei arvestata neid kulusid, mis on tehtud ülekoormuse juhtimiseks või mis kaasnevad reguleerimisteenuse vahendamise ja naabersüsteemihalduritele.

Bilansenergia hinna referents tekib Baltikumi mFRR reguleerimisturul ning lähtub marginaalhinna põhimõttest. Juhul kui kauplemisperioodil Baltikumi süsteemi tasakaalustamiseks reguleerimisi aktiveeritud ei ole, kujuneb referentshinnaks iga bilansipiirkonna päev ette elektribörsi hind.

Bilansiselgituse kauplemisperioodi pikkus jääb Baltikumis seni kehtiva 60 minuti juurde.

Baltikumis võetakse kasutusele **ühe bilansiportfelli mudel**, mis sisaldab nii tootmist kui ka tarbimist. Bilansihalduri bilans selgitatakse igaks kauplemisperioodiks summana selle kauplemisperioodi bilansihalduri bilansipiirkonna mõõtmispunktide summaarsetest mõõdetud tarnetest, summaarsetest määratud tarnetest ning süsteemihalduri ja bilansihalduri bilansipiirkonnas olevate turuosaliste vahel aktiveeritud reguleerimistarnetest.

Bilansihalduri eabilansid arveldatakse täpselt **ühe bilansenergia hinna** alusel olenemata sellest, kas nende endi portfelli eabilans oli puudujäägis või ülejäägis. Bilansenergia hind kujuneb Baltikumi eabilansi tasakaalustamiseks reguleerimisturul aktiveeritud mFRR reguleerimistarne hinna ning süsteemivälise eabilansi lisakomponendist. Antud põhimõtte kohaselt kajastab bilansenergia hind neid kulusid, mis on tehtud süsteemi tasakaalustamiseks. Antud mudel võimaldab bilansenergia hinna avaldamist H+1.

Kuna süsteemihaldur ei tohiks bilansiteenuse müügist saada kahju ega teenida kasu, rakendavad süsteemihaldurid **neutraalsuse komponenti**, mis tagab, et arveldusperioodi lõppedes on süsteemihalduri bilansiteenuse rahaliste kirjete summa alati null. Samuti on oluline märkida, et seeläbi ei kandu möödunud arvelduskuu kulud/tulud järgmisesse perioodi. Juhul kui bilansihaldurite bilansiselgituse tulemusel osutub süsteemihaldurite bilansiteenuse eelarve ülejäägis olevaks, jaotatakse vastav tulu bilansihalduritele bilansenergia hinnast eraldiseisva neutraalsus komponendi näol tagasi. Eelarve puudujäägi korral toimitakse aga vastupidiselt ehk tekkinud kulu jaotatakse bilansihaldurite vahel ära.

Pikemalt saab Baltikumi harmoniseeritud bilansiselgituse mudeliga tutvuda Eleringi veebilehel.

8 Eleringi elektrituru visioon

8.1	MADALAD TURUHINNAD/ÕIGLANE KONKURENTS	82
8.1.1	Optimaalsed taastuenergia toetused ja varustuskindlus	82
8.1.2	Õiglane elektrikaubandus kolmandate riikidega	84
8.2	MADAL TARBIMISE HINNATUNDLIKKUS/TARBIJAFOOKUS	85
8.2.1	Turupõhised hinnasignaalid	86
8.2.2	Tarbimise juhtimise kaasamine turule	87
8.2.3	Tarkvõrgu platvormi arendamine	88
8.3	ÕIGE TURUHINNA LEIDMINE/EFEKTIIVNE ELEKTRITURG	89
8.3.1	Regionaalne turgude harmoniseerimine ja integreeritud lühiajaliste turgude arendamine	89
8.3.2	Bilansituru reformimine	91
8.4	TOOTMISVÕIMSUSE PUUDUJÄÄK/GARANTEERITUD TOOTMISPIISAVUS	93
8.4.1	Energiaturu välised meetmed – võimsusmehhanismid	93
8.5	KOKKUVÕTE	95

- ***Käesolev peatükk sisaldab Eleringi visiooni elektrituru toimimisest. Eesmärgiks on pakkuda välja konkreetsed lahendused varustuskindlust toetava turudisaini loomiseks regionaalsel tasandil, sest piiriülesed süsteemid on tänases olukorras omavahel oluliselt rohkem integreeritud.***

Varustuskindluse varu regioonis on vähenemas, kuna ette on näha traditsiooniliste juhitava tootmis- tsükliga tootmisüksuste sulgemist tulenevalt tehnilise eluea lõppemisest ning majandusliku tasuvuse kadumisest. Vähesel kasutusega ja varustuskindluse seisukohalt mittevajaliku tootmisvõimsuse sulgemine elektrituru signaalide alusel ei ole probleem, vaid näitab elektrituru toimimist. On tervitatav, et elektriturg töötab soovitud suunas ja surub turult välja mitteefektiivse tootmise. Siiski tuleb elektrituru arendamisel silmas pidada, et elektriturg säilitaks pikaajaliselt piisava varustuskindluse taseme. Madalad elektri hulgihinnad, mis ei soodusta pikaajalisi investeeringuid tootmisvõimsustesse, tekitavad kahtlusi elektrituru võimes tagada varustuskindluse jaoks vajalikud tootmisvõimsused. Mittesubsideeritavatel tootmisüksustel puudub kasumlik turupõhine äriplaan tänases situatsioonis ja neil on keeruline turul konkureerida.

Varustuskindlus on üheks põhialuseks Euroopa energiapoliitika koostamisel, kuna varustuskindlust on võimalik organiseerida palju efektiivsemalt ja konkurentsivõimelisemalt integreeritud elektrisüsteemis, mida toetab toimiv ühtne elektriturg, kui riiklikul tasandil. Euroopa Komisjon (EK) on novembris 2016 avaldanud nn puhta energia paketi¹⁴, mille üks eesmärkidest on kohandada eksisteerivaid turureegleid, vastamaks uuele reaalsusele elektrisüsteemi arengus. Moonutamata hinnasignaalid peaks soodustama elektri vaba liikumist piirkondadesse ja turgudele (päev-ette, päevasisene, bilansi-, võrgupiirangute, reservide turud), kus seda on kõige rohkem vaja, tagades samal ajal efektiivse piiriülese konkurentsi, integreerides tarbijad turule ning soodustades vajalikke investeeringuid.

Antud visioonipaberi eesmärk on pakkuda välja konkreetset lahendused varustuskindlust toetava turudisaini loomiseks regionaalset tasandil, kuna piiriüleised elektrisüsteemid on tänases olukorras märgatavalt rohkem integreeritud, kui see oli varem.

Elering pooldab turupõhist ja regionaalset lähenemist, sest usume, et turupõhised lahendused on kokkuvõttes tarbijale tunduvalt odavamad kui administratiivsed lahendused. Samuti usume, et regionaalsed lahendused on efektiivsemad, aidates süsteemil lõigata kasu naabersüsteemide ressursidest.

Elering identifitseerib turudisainiga seotud varustuskindluse probleemina olukorra, kus elektriturul ei suudeta leida tootmise ning tarbimise tasakaalu, mistõttu tuleb süsteemi juhtimisel tarbimist välja lülitada.

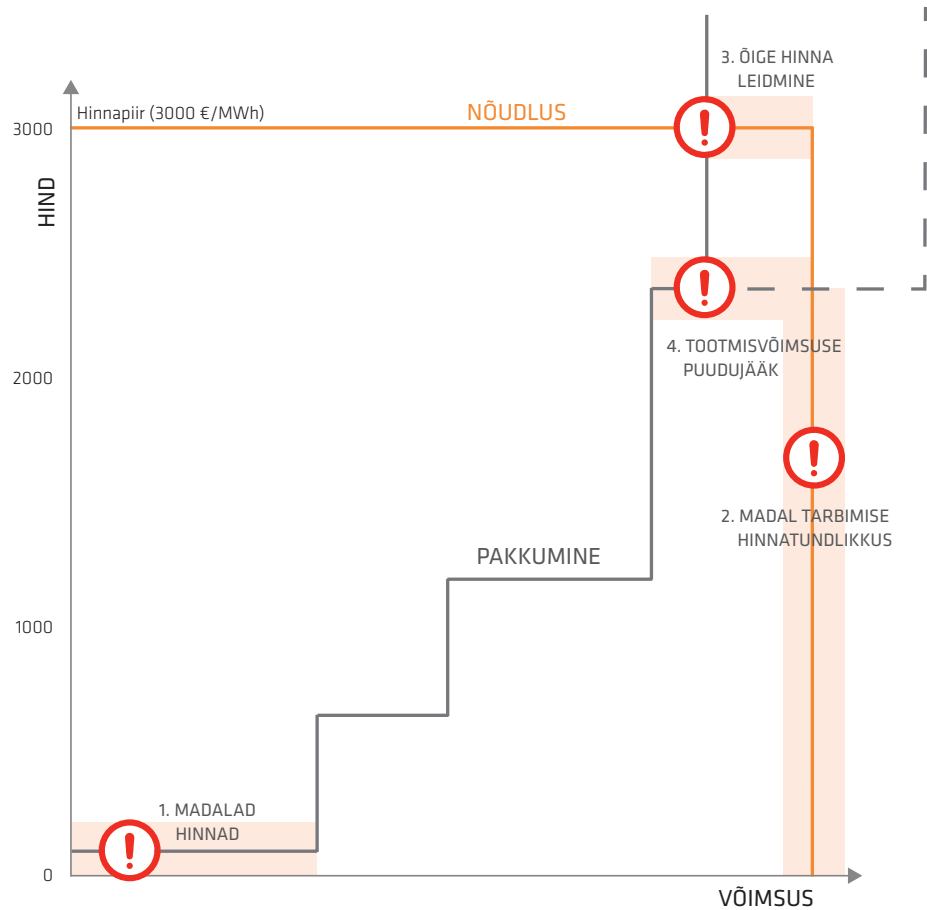
Joonis 43 illustreerib ülaltoodud probleemi seoses elektrituru kaheldatavas võimes tagada varustuskindlus ka edaspidi elektrituru nõudlus-pakkumine graafikul ning liigitab probleemi põhjused nelja joonisel illustreeritud kategooriasse. Kategooriad on:

1. Madalad elektri hinnad – subsiidiumid ja teised administratiivsed meetmed vähendavad kunstlikult elektri hinda.
2. Madal tarbimise hinnatundlikkus – tarbija ei osale täna piisaval määral elektriturul
3. Õige hinna leidmine – Elektrituru erinevate ajahorisontide (päev-ette, futuurid, päevasisene, bilansienergia) toimimise efektiivsus on võimalik parandada, et turul leitaks õige tasakaal
4. Tootmisvõimsuse puudujääk – tulevikus võib jääda tootmisvõimsusi puudu

Järgnevalt on kirjeldatud kategooriate alla käivaid lahendusvariante.

¹⁴ <http://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition>

Joonis 43
 Probleemid tänases
 elektrituru disainis.
 Joonis iseloomustab
 erineva ajahori-
 sondiga elektri-
 turge hind tekib
 pakkumise ja
 nõudluse ristumis-
 kohas.



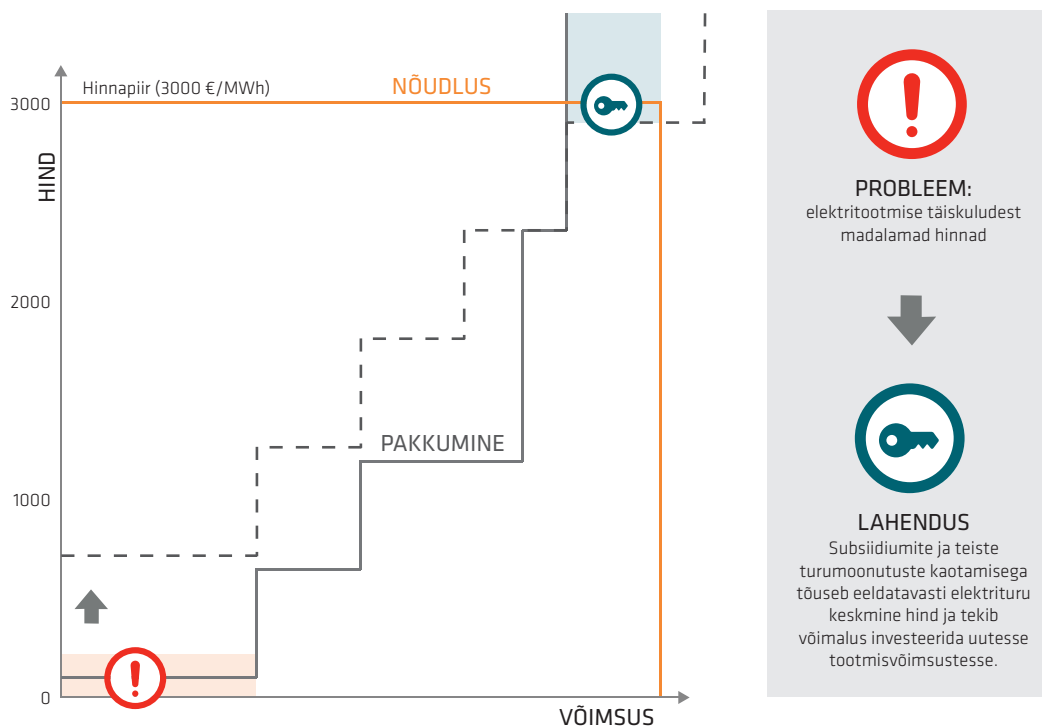
PEAMISED PROBLEEMID TÄNASES ELEKTRITURU DISAINIS:

1. Madalad hinnad
2. Madal tarbimise hinnatundlikkus
3. Õige hinna leidmine
4. Tootmisvõimsuse puudujääk

8.1 MADALAD TURUHINNAD/ÕIGLANE KONKURENTS

Elektri tootmine taastuenergia allikatest on järjest suuremas. Taastuvate ja fossiilkütuste subsidiumite ning teiste turumoonutuste tõttu on elektrituruhind täna ning lähitulevikus madalal tasemel. Selle tagajärjeks on olukord, kus turul puudub õiglane konkurent, mille tõttu turule ei pääse mittesubsidieeritud tootmisüksused (Joonis 44). Subsidiumite ja teiste turumoonutuste kaotamisega tõuseb eeldatavasti elektrituru keskmine hind ja tekib võimalus investeerida uutesse tootmisvõimsustesse.

Joonis 44
Madalad turuhinnad.
Hindade tõus soodustab
investeeringuid uutesse
tootmisvõimsustesse,
mis aitab vähendada
pakkumise puudujääki.



8.1.1 Optimaalsed taastuenergia toetused ja varustuskindlus

Euroopa Liidu eesmärk on, et taastuvatest allikatest pärineva energia osakaal lõpptarbimisest aastaks 2030 oleks vähemalt 27% ja iga liikmesriigi kohustus on tagada enda siseriikliku taastuenergia energiatarbimise osakaalu hoidmine ja kasvatamine, mis on kokkulepitud komisjoniga ja fikseeritud direktiivi lisas.

Kui 2020 eesmärkides oli põhiorhk iga riigi enda panusel, siis 2030. aasta eesmärk tuleb saavutada enam panustades koostööle liikmesriikide vahel ja tegevuste harmoneerimisele. Taastuenergia osakaalu suurenemine tarbimises tuleb saavutada tarbijale kõige kuluefektiivsemal meetodil, ohustamata seeläbi üldist varustuskindlust.

Elektrienergia varustuskindluse jaoks nii Euroopa Liidus kui Eestis on hetkel suurimaks probleemiks:

- taastuenergia subsidieerimine energiaturu väliste meetmetega on kaasa toonud madalad turuhinnad, mis omakorda ei võimalda investeeringuid mittesubsidieeritud tootmisüksustesse. Arendatav taastuenergia on valdavalt ilmastikust sõltuv tootmisressurs, mille turuletoomine surub turult välja baasvõimsust tootvaid tootmisvõimsusi, halvendades seeläbi üldist varustuskindlust ja võimekust katta tipnõudlust;
- riigiti erinevad põhimõtted, meetmed ja toetuskeemid taastuenergia arendamisel, mis seavad erinevate riikide tootjad ebavõrdsesse turulukorda. Regionaalse ja üleeuroopalise vaate puudumine on toonud kohati kaasa avalike ressursside ebaefektiivse kasutamise;

Puhta energia paketi on esitatud rida algatusi eelnimetatud probleemide lahendamiseks. Koostöö edendamiseks ja ühisturu soodustamiseks kohustatakse riike toetuskeeme 15% ulatuses avama teistele riikidele, samuti soodustatakse erinevaid koostöömehhanisme riikide ja erinevate riikide tootjate vahel. Taastuvenergia toetuste andmine peab põhinema avalikel ja läbipaistvatel oksjonitel ja olema seotud riikide vajadusega täita nii riiklikke kui üleeuroopalisi eesmärke.

Ühe üleeuroopalise eesmärgina ja ka läbiva meetmena soovitakse piirata kasvuhoonegaaside emissioone, mis loob eeldused vähendamaks administratiivseid meetmeid taastuvenergia turuletoomisel ja suunamaks elektritootmist taastuvenergia suunas enam turuloogikast lähtuvalt. Taastuvenergia toetused peaksid pikemas perspektiivis vähenema ja kaduma ning asenduma turupõhise emissioonikaubandusega, mis turuloogikast lähtuvalt suunab eelistama puhtamat elektrienergia tootmist.

Eraldi eesmärgina soodustatakse päritolutunnistuste kui energia päritolu tõendaja laiemat kasutamist, mis aitab kaasa tarbijate ja elektrimüüjate kaasamisele taastuvenergia arendamisel ning võimaldab parandada koostööd erinevate riikide vahel. Positiivne algatus on, et toetust saavad tootjad ei saa enda kasutusse emiteeritavaid päritolutunnistusi, mille realiseerimise abil on võimalik vähendada tarbijate koormust osaleda tootjate kulude katmisel. Selline energia päritolu väärtustav meede loob eeldused taastuvenergia tarbimise edendamiseks ja tarbijate teadlikkuse tõusuks ning võimaldab arendada taastuvenergia kauplemist riigisiselt ja riikidevaheliselt.

Puhta energia pakett pöörab tähelepanu ka salvestustehnoloogiate kiire arendamisele ja kasutuselevõt-misele, mis võimaldab alandada taastuvenergia turuletoomise hindasid, suunates tavaoludes ilmastikust sõltuvat elektrienergia toodangut turule just ajahetkedel, mil turul valitseb nõudlus. Salvestustehnoloogiate kombineerimine lokaalsete tootmiseseadmetega võimaldab oluliselt suurendada riigi või regiooni varustuskindlust.

Elering tervitab kõiki muudatusi, mida puhta energia pakett taastuvenergia efektiivsemaks turule integreerimiseks välja pakub.

Väga oluline on välja pakutud toetuste määrade pidev vähendamine, oksjonite kiire rakendamine, oksjonite järk-järguline avamine teiste riikide tootjatele ja pikemas perspektiivis toetuste asendamine võrdsetel printsiipidel põhineva ja tureegleid jälgiva emissioonikaubandusega. Selline areng loob eeldused toetustest tulenevate turumoonutuste kadumiseks, mis võimaldab ka teistel turumehhanismidel efektiivselt tööle hakata.

Samuti on tervitatavad väljapakutud lahendused ka teise regionaalset vaadet puudutava probleemi käsitlemiseks läbi riikidevaheliste koostöömehhanismide laialdasema rakendamise, mis aitavad ühtlustada erinevate riikide tootjate olukorda ja konkurentsitingimusi, muuta taastuvenergia riikidevaheliselt kaubeldavaks, arendada taastuvenergiat kõige efektiivsemal moel ja tagada kokkuvõttes varustuskindlust praegusest enam regionaalsest vaatest lähtuvalt.

Ka riikidevaheline ja regionaalne koostöö suuremate taastuvenergiate võimsuste (näiteks meretuulepar-gid) ühendamisel korraga erinevate riikide võrkudesse on olulisel kohal, sest see võimaldab efektiivse-malt integreerida taastuvenergiat energiaturgudele ja tagada regiooni varustuskindlust.

Lisaks eelnevale toetab Elering salvestustehnoloogiate arendamist ja kasutuselevõttu. Väiksemates riikides on keeruline saavutada suuremate salvestustehnoloogia projektide äri- tasuvust, kuid salves-tustehnoloogiate kasutuselevõtt ja rakendamine kõikide turuosaliste huvides aitaks parandada üleüldist varustuskindlust ja võimaldaks kasutada süsteemi tasakaalustavaid teenuseid kõikide turuosaliste huvides, aidates samas kaasa taastuvenergia turuletoomisele.

Toetatud elektritoodang moodustab hetkel kohati üle 50% tootjate tuludest nii Eestis kui Euroopas, samas ei ole toetused hetkel kuidagi seotud varustuskindluse tagamisega ja on minimaalselt seotud turumehhanismidega ning pärsivad nende toimimist. Turu- ja hinnamehhanismide mõju tootja tege-vusele jääb sedavõrd marginaalseks, et need ei toimi motivaatorina arendada taastuvenergiat üldistest varustuskindlust tagavatest huvidest lähtuvalt. Ettepanek on, et taastuvenergia toetuste oksjonite tingimused peaksid arvesse võtma vajadust soodustada taastuvenergia turuletoomist investeerides tootmiseseadmetesse ja tehnoloogiatesse, mis osalevad samas ka varustuskindluse tagamisel ja tipu-nõudluse katmisel.

Elering teeb ettepaneku:

- **vähendada taastuvenergia toetuseid järk-järgult eesmärgiga asendada toetused turupõhise emissioonikaubandusega;**
- **arendada välja turupõhised taastuvenergia toetuste oksjonid;**
- **harmoniseerida taastuvenergia oksjonite läbiviimise korda, toetusmehhanisme, toetuskeeme ja toetuste määrasid liikmesriikide vahel vähemalt regionaalselt;**
- **arendada päritolutunnistuste laialdasemat kasutuselevõttu ja piiriülest kaubandust ning kõikidele tarnitavatele energialiikidele kohustuslikku päritolu tõendava informatsiooni lisamist.**

8.1.2 Õiglane elektrikaubandus kolmandate riikidega

Oluline teema Euroopa ühtse energiaturu loomisel on sõlmitavad kokkulepped elektrienergiaga kauplemise ja võrkudele juurdepääsu kehtestamise osas kolmandate riikide piiridel. Kolmandate riikide all mõistame siin väljapoole Euroopa majanduspiirkonda jäävaid riike. Euroopa riikide turukorraldus ja nõuded tootmisele erinevad oluliselt kolmandate riikide korraldusest, mis põhjustab läbi turumoonutuse ebavõrdse olukorra turuosaliste vahel ja on ohuks varustuskindlusele. Suures plaanis saab probleemi olemuse jagada kaheks:

- a) Euroopas rakendatav elektrituru mudel on nn energiapõhine turg, kus tootjad saavad kompenseeritud toodetud elektri pealt marginaalhinnastamise põhimõttel. Seevastu Venemaa turg on nn võimsuspõhine turg, kus tootjad saavad kompenseeritud nii toodetud elektri pealt kui ka võimsuste hoidmise pealt. Seetõttu on Venemaa energiapõhised hinnad madalamad kui Euroopas. Erinevus turukorralduses põhjustab tootjate ebavõrdset kohtlemist ja heaolu ebavõrdset jaotumist tarbijate ja tootjate vahel. See omakorda avaldab olulist mõju varustuskindlusele, kuna sunnib Euroopa tootjaid võimsusi sulgema.
- b) Euroopas tootmisele seatud nõuded erinevad kolmandates riikides seatud nõudmistest. Konkurentsi- võimelise, turvalise ja jätkusuutliku üleeuroopalise elektrisüsteemi välja arendamist toetavad väljakutsuvad keskkonnavalased eesmärgid ja sellega seotud keskkonnakaitse nõuded tootmisele nõuavad meie tootjatelt suuri investeeringuid. See aga omakorda põhjustab kolmandates riikides toodetud elektri konkurentsivõime suurenemist ja survet Euroopa tootmisvõimsuste sulgemiseks.

Ebaõiglane konkurentsituatsioon ja võimsuste sulgemine Euroopas toob lisaks varustuskindluse probleemidele kaasa ka süsinikulekke Euroopast välja, mis on vastuolus Euroopa kliimaeesmärkidega.

Antud probleemistik on küll pikalt olnud aktuaalne erinevatel tasanditel, kuid ühtset seisukohta Euroopas veel kujundatud ei ole. Uus puhta energia pakett kauplemist kolmandate riikidega ei reguleeri.

Toetamiseks regionaalsete tootmisvõimsuste säilimiseks vajalike pikaajaliste investeeringute olemasolu ja tagamiseks õiglast konkurentsi kauplemisel kolmandate riikidega, on oluline tekitada võrdsed võimalused ning läbipaistvad reeglid kauplejatele mõlemal pool piiri. Ellu tuleb kutsuda regulatiivsed ja turukorralduslikud muudatused, tagamaks kauplejate mittediskrimineerivat kohtlemist, võimaldamaks kahesuunalist kauplemist võrdsetel tingimustel ja tasandamaks erinevatest tootmisele seatud nõudmistest põhjustatud mõju konkurentsile.

Eelneva saavutamine on pikaajaline protsess ja eeldab regionaalset koostööd ja kokkulepet tegevuskava osas kolmandate riikide suunal, millega sätestatakse vajalikud muudatused ja lahendused ning pannakse paika konkreetne tegevusplaan. Lühiajalises vaates on oluline esimese etapina nn üleminekuperioodil rakendada olukorda pehmendavad meetmed.

Et maandada erinevast turukorraldusest ja nõudmistest tekkivat ebavõrdset konkurentsi kauplemisel kolmandate riikidega, pakub Elering välja:

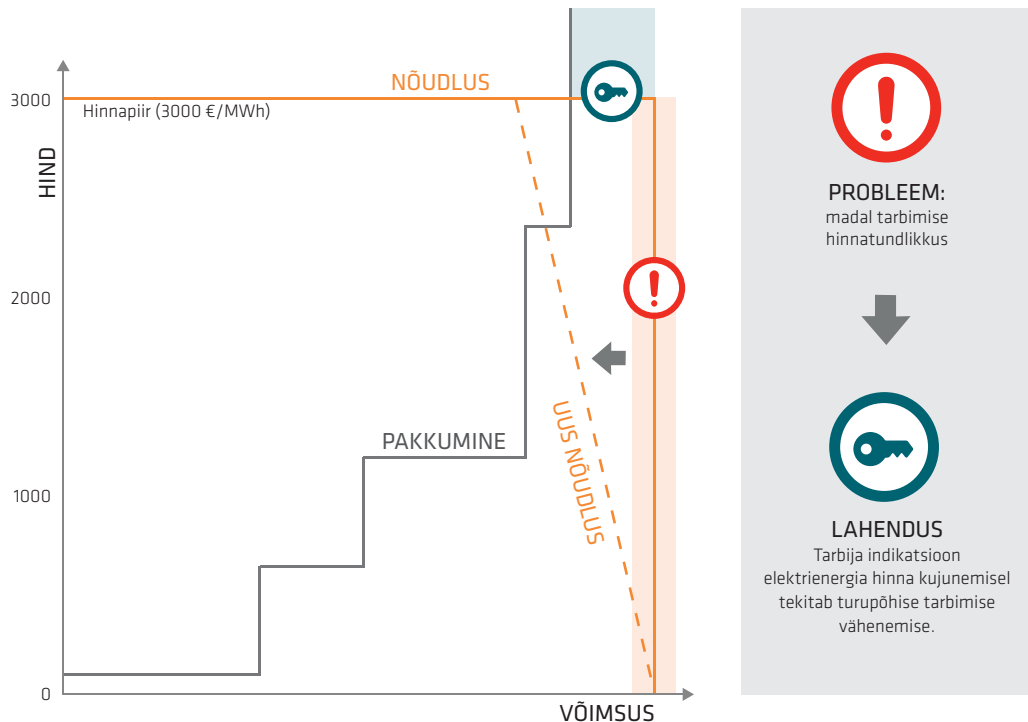
- *rakendada kolmandate riikide piiridel nn konkurentsituatsiooni tasakaalustav tasu, võttes arvesse võimsustasu, keskkonnakaitse jm ebavõrdset konkurentsituatsiooni tekitavad aspektid;*
- *kuniks eelpool mainitud tasus ei ole kokku lepitud ja seda kehtestatud, kaaluda kolmandatest riikidest pärit elektrienergia kaubanduslikku piiramist kuniks õiglase konkurentsi tagamiseks on loodud vastavad tingimused;*
- *ministeeriumidel ja süsteemihalduritel analüüsida võimalust rakendada üleminekuperioodil kolmandate riikide piiridel regionaalne hinnaerinevust maandav tariif, mis tasandaks erinevast turukorraldusest tingitud diskrimineerivat mõju kohalikele tootjatele;*
- *kohelda kõiki kolmandate riikide piire võrdselt ja harmoniseerida rakendatavad meetmed vähemalt regionaalsel tasandil.*

8.2 MADAL TARBIMISE HINNATUNDLIKKUS/TARBIJAFOOKUS

Muutliku tootmistsükliga taastuenergia turuletulekuga muutub järjest olulisemaks ka elektrisüsteemi pindlikkus. Seetõttu muutub tarbijate osalemine elektriturul järjest kriitilisemaks.

Tarbimise hinnatundlikkuse all mõistame turupõhist nõudluse juhtimist. Tänapäevane hulgiturg ei ole tarbijale fokuseeritud ja elektritarbija osaleb täna turul väga vähesel määral. Tuleviku madala võimsuste ülejäägiga elektriturul on efektiivseks hinnatekkeks vajalik tarbija indikatsioon selle kohta, mis hinnaga elektrienergiat ta ostma on valmis. See võimaldab turupõhist tarbimise piiramist (erinevalt administratiivsest), mis tekitab turupõhise väärtuse viimasele MWh-le ja seeläbi võimaluse investeerimissignaali. Hulgiturust tulenevad kasud peaks jõudma jaeturule ning tarbija peaks saama rakendada turusignaale muutmaks oma tarbimist efektiivsemaks (Joonis 45).

Joonis 45
Madal tarbimise hinnatundlikkus. Tarbija aktiivne osalemine turul tekitab turupõhise tarbimise vähenemise tulenevalt hinnasignaalist.



8.2.1 Turupõhised hinnasignaalid

Üheks põhjuseks, miks tarbija osaleb täna elektriturul vähesel määral, on selleks motiveerivate hinnasignaalide puudumine. Euroopa tasemel on oluliseks tegematajätmiseks jaeturgude avamine – paljudes riikides on senimaani kodutarbija elektri hinnad reguleeritud ning ei peegelda antud hetke nõudluse ja pakkumise vahekorda. Seetõttu ei jõua tarbijani elektriturul hinnasignaalid ja tarbija ei saa oma tarbimist vastavalt kohandada. Lisaks pärsib tarbijate osalemist elektriturul see, et elektri hind energiaturul moodustab suhteliselt väikese osa lõpptarbija elektriarvest. Enamuse lõpptarbija arvest moodustavad võrgutasud, taastuenergiatasud, erinevad varustuskindluse tasud ning maksud.

Täna on turul kasutusel energiapõhised võrgutasud, mis ei sõltu turuolukorrast või tarbimise profiilist (energiatariif, €/MWh). Võrgutasude meetodikate puhul on potentsiaali muuta võrgutasude kogumine nii kulupõhisemaks, lähtudes võimsuspõhisusest ning toetades seeläbi efektiivseid võrguinvesteeringuid, kui ka tarbimisest sõltuvalt dünaamilisemaks, võimendades hinnasignaale ja toetades sellega tarbijate osalemist elektriturul.

Nii taastuenergia tasude, varustuskindluse tasude kui ka maksude kogumist on võimalik viia dünaamiliseks, võimendamaks elektriturul hinnasignaale. Taastuenergia tasude ja varustuskindluse tasude puhul on põhjendatud nende sõltuvus tarbimise suuruselt – tiputarbimise perioodil on nii kulud varustuskindlusele kui ka vajadus energia järele (antud juhul taastuenergia) kõige suuremad ja kõrgemad tasud toetavad seda.

Euroopa Komisjoni puhta energia pakett julgustab liikmesriike järk-järgult loobuma reguleeritud elektrihindadest jaeturul. Kaitstud tarbijatele võib kehtestada üleminekuperioodil reguleeritud hinna.

Lisaks peab EK oluliseks nutivõrkude arenguga kaasnevate kulude kokkuhoiu võimaluste ära kasutamist ning kulude kokkuhoiust saadava kasu tarbijateni viimist. Pakett võimaldab regulaatoritel kehtestada diferentseeritud ja dünaamilisi jaotustariife vastavalt tarbimise-tootmise profiilile ning võrgukasutusele. Oluliseks peetakse veel vältida võrgutasudega takistuste tekitamist paindlikkusele ja energiaefektiivsusele.

Elering peab tarbijate elektriturule kaasamise seisukohast eelkõige oluliseks tempokat jaeturgude avamist ja kodumajapidamiste elektri hinna subsideerimise lõpetamist. Sellisel on tarbijal võimalik efektiivselt elektriturul osaleda. Eesti on eeskujulik näide 100% avatud jaeturust ning selle probleemideta toimimisest. Elering peab oluliseks, et võrgutasud oleksid kulupõhised ning ei põhjustaks ebaefektiivset võrgukasutust ja sellega seotud kulusid. Lisaks sellele toetab Elering dünaamilisi võrgutasusid, kui see ei ohusta võrgutasude kulupõhisust ning suurendab tarbijate elektriturul osalemist. Ülaltoodut arvesse võttes teeb Elering ettepaneku ülekande- ning jaotusvõrgu võrgutasude meetodikate muutmiseks, kusjuures harmoniseeritult Euroopa Liidu piires, et vältida tarbimise ja tootmise geograafilist diskrimineerimist. Dünaamilisi ja elektrituruga korrelatsioonis olevaid tasusid võiks kaaluda ka taastuenergia tasude ja maksude osas.

Elering soovib rõhutada, et kuigi tarbija ei osale täna piisavalt tugevate hinnasignaalide puudumise tõttu elektriturul, ei tähenda see elektriturul mittetoimimist. Elektrienergia hinnasignaalid indikeerivad täna elektrienergia piisavust (ülejääki) ning arvestades jõulist taastuenergia tootmise lisandumist on see täpne signaal. Tootmisvõimsuste ülejäägi vähenedes hakkavad ka tiputundide elektri hinnad tõusma, jõudes ekstreemsetel tiputundidel ka tänases mõistes ekstreemsetesse kõrgustesse. Elektri hinnad, mis väljendavad viimase vajaliku MW tootmisvõimsuse kogukulusid, on ka piisavalt kõrged, et muuta osa tarbijatest hinnatundlikeks.

Elering teeb ettepaneku:

- ***Euroopa riikidel avada jaeturud kõigile Euroopa elektritarbijatele ning lõpetada elektrienergia hindade reguleerimine;***
- ***kehtestada võimsuskomponendiga võrgutasud nii jaotus- kui ka ülekandevõrkude puhul;***
- ***võrguettevõtetele kaaluda võrgutasude energiakomponentide dünaamiliseks muutmist, et võimendada elektri hulgituru hinnasignaali ja motiveerida tarbija elektriturul osalemist;***
- ***riikidel kaaluda tarbija jaoks taastuenergiatasude ja riiklike maksude suuruse muutmist dünaamiliseks (nt. tarbimisest sõltuvaks).***

8.2.2 Tarbimise juhtimise kaasamine turule

Koos tehnoloogia arenguga on muutumas senine energiatööstuse mudel targema süsteemi poole, mis pakub nii tootjatele kui ka tarbijatele uusi võimalusi turul osalemiseks ja aitab seeläbi kaasa võimsuse puudujäägi leevendamisele ning ka võimalikule võrgu arenduse kulude optimeerimisele. Teisalt toob taastuvelektri ja hajatootmise osakaalu suurenemine kaasa kasvava ebastabiilsuse bilansi hoidmisel ja loob seeläbi vajaduse paindlike toodete järele. Baltikumi regioonis loob täiendava vajaduse paindlikkustoodete järele lähiaastatel aset leidev desünkroniseerimine Venemaa elektrisüsteemist.

Paraku on antud valdkonnas kaugemale jõudnud riikides paindlikkusteenused reaalsus vaid bilansiturudel, järgmise päeva turule paindlikkusteenused jõudnud pole ja olenevalt piirkonnast saab tarbija osaleda turul vaid kaudselt, vastates dünaamilistele tariifidele. Paindlikkusteenuste laialdasemat levikut on seni takistanud piisav motivatsioon turul osalemiseks, seda nii tootjate, tarbijate kui ka salvestuslahenduste poole pealt.

EK puhta energia pakett seab eesmärgiks konkurentsivõimelise, tarbijakeskse, paindliku ja mittediskrimineeriva elektrituru. Selleks tuleb liikmesriikidel tagada, et rahvuslik seadusandlus ei sea ebavajalikke piiranguid mh tarbijate osalemisele turul läbi tarbimise juhtimise meetmete, investeeringute tegemisele paindlikusse tootmisse ja energia salvestamisse jm. Ettepanek hõlmab ka erinevaid nõudeid, mis peaksid aitama kaasa paindlikkusteenuste paremale integratsioonile turule.

Ettepaneku kohaselt pannakse riikidele kohustus soodustada lõpptarbijate ja (lõpptarbijaid koondavate) agregaatrite tarbimise juhtimises osalemist (mitte ainult süsteemiteenuste e reguleerimisturgudel). Süsteemihalduritele ja jaotusvõrguoperaatoritele on plaanis kehtestada kohustus käsitleda tarbimise juhtimist võrdsetel alustel teiste süsteemiteenuste pakkujatega. Kõige selle realiseerimiseks näeb EK ettepanek olulisena andmetele ligipääsetavuse tagamist (nii juurdepääsuõiguste kui ka andmeformaate näol).

Eleringi hinnangul on elektrituru tuleviku väljakutsete lahendamisel oluline roll tarbijal. Toetame lõpp-tarbijate ja agregaatrite osalemist erinevate ajaraamide turgudel (järgmise päeva, päevasisene, bilansi-, reserve ja võrgupiirangute turg) ning ühtsete nõuete kehtestamist erinevate (energia)toodete osas. Elering toetab paindlikkusteenuste puhul nii regionaalset koostööd kui ka süsteemihalduri ja jaotusvõrguoperaatorite vahelist koostööd.

Elering pakub välja:

- *Luu Euroopas regulatiivne keskkond paindlikkusteenuste turule integreerimiseks, mh muuta regulatsiooni võrgu arendamise motivatsiooni- raamistiku osas;*
- *Süsteemihaldurite poolt käsitleda tarbimise juhtimist võrdsetel alustel teiste süsteemiteenuste pakkujatega;*
- *Elering ja teised süsteemihaldurid peaksid soodustama tarbimise juhtimise turupõhist lähenemist, võimaldades tarbijal turul osaleda ilma müüja nõusolekuta oma tarbimise agregeerimiseks.*

8.2.3 Tarkvõrgu platvormi arendamine

Tarbija turule toomiseks, sh näiteks juhitava nõudluse kasutamiseks süsteemiteenuste turul, on oluline turusignaali ja informatsiooni jõudmine tarbijani otsuste langetamiseks piisava operatiivsusega. Selleks on määrava tähtsusega energia, võrgutasude kui ka erinevate tasude dünaamilise hinnastamise (dynamic pricing) kõrval informatsiooni ja andmete kättesaadavus (data management).

Euroopa Komisjoni algatus näeb ette andmete haldamise ja vahetamise korraldamise kohustuse liikmesriigile. Ligipääs andmetele peab olema lihtne. Liikmesriik peab kindlaks määrama ja sertifitseerima andmevalduri. Kõigil huvitatud osapooltel (müüjad, agregatorid, võrguettevõtjad, energiateenusevõtjad jt) peab tarbija nõusolekul olema tagatud ligipääs tarbija andmetele. Andmevahetuse korraldamisel peab olema tagatud, et vertikaalselt integreeritud ettevõtjatel poleks eelseid andmetele ligipääsemisel. Kehtestatakse Euroopa andmevahetuse formaadid ja protseduurid. Liikmesriik peab tagama ka võrdlusportaali olemasolu. Pakett soovib keelustada elektrimüüja vahetamisega seotud tasud, va. tasud, mis on seotud tähtajalise lepingu ennetähtaegse lõpetamisega. Lisaks peab elektrimüüja vahetamine olema võimalikult soodne, lihtne ja kiire.

Eleringi hinnangul on vajalik tarbija määratlemine energia tarbimisandmete omanikuna, tarbimise ja muude asjassepuutuvate andmete kättesaadavuse tagamine tarbijale endale ja tema volitusel kolmandatele isikutele, keske andmevahetusplatvormi juurutamine vähemalt riigiülelalt, andmevahetuse korraldamine sõltumatu isiku poolt, üleeuroopalise andmevahetuse reeglite ja küberturvalisuse nõuete harmoniseerimine ning piiriülese infovahetuse võimaldamine.

Vajalik on ka andmeallikate ja energiatõhususe rakenduste koondamine kliendile mugavalt ühte keskkonda, nt kiiret ja tasuta müüjavahetust võimaldava rakenduse, võrdlusvahendi või tarbimise agregeerimist toetava lahenduse näol. Andmeallikate ja rakenduste ühendamine ja koondamine stimuleerib nii uute innovaatiliste lahenduste arendamist kui ka klienti targemalt tarbima ning mitme rakenduse kasutamisel on ka säästmise efekt tarbijale suurem. Eleringi arendatav tarkvõrgu platvorm Estfeed toetab nimetatud põhimõtteid.

Nn nuti- ehk kaugloetavate arvestite kasutusele võtmine võimaldab tarbijateni viia tunnipõhiseid ja perspektiivis reaalaajalähedasi hinnasignaale. Eestis on kõik elektrimõõtepunktid varustatud kaugloetavate arvestitega.

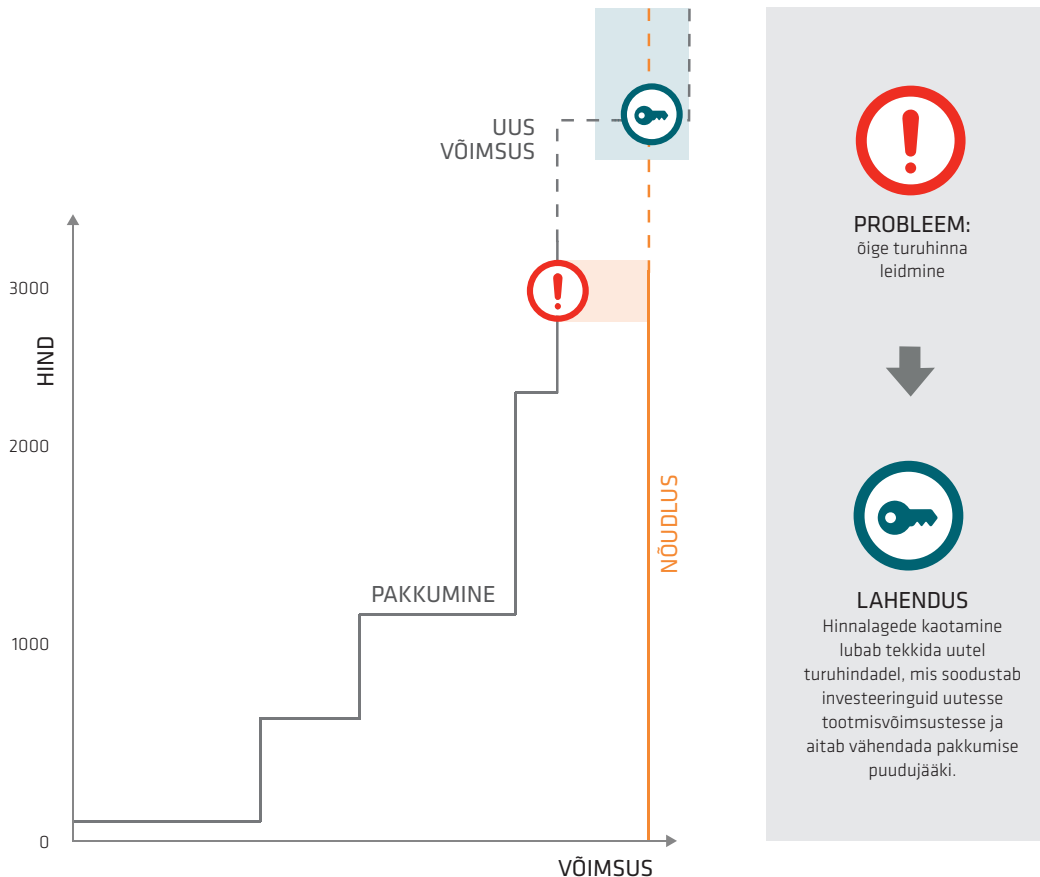
Konkreetsete meetmetena pakub Elering välja:

- *reguleerida andmete kuuluvus, andmevahetus ning ligipääs andmetele õigusaktidega;*
- *teha regionaalsel tasemel erinevad andmed kättesaadavaks läbi keske andmevahetusplatvormi, et seeläbi võimaldada innovaatiliste lahenduste arendamist, tagades müüjate, agregatorite ja teiste huvitatud isikute ligipääsu andmetele ning võimaldades tarbijatele lihtsa müüjavahetuse ning energiateenuste kättesaadavuse;*
- *harmoniseerida andmevahetuse põhimõtted regionaalsel tasandil (nn Baltikumi Andmevahetusplatvorm);*
- *kaugloetavate elektriarvestite paigaldamisel arvestada nende võimekust edastada andmeid reaalaajalähedasel ning sünergias teiste arvestitega (gaas, soojus, vesi) sotsiaalmajandusliku kasu maksimeerimiseks;*
- *andmevahetuse korraldamisel jaotusvõrguoperaatori poolt tagada selle omandiline eraldamine vertikaalselt integreeritud ettevõtjast.*

8.3 ÕIGE TURUHINNA LEIDMINE/EFEKTIIVNE ELEKTRITURG

Elektriturul turuhinna leidmine on sisult väga tehniline protsess, arvestades erinevaid ajahorisonte ning nõudluse ja pakkumise kokku viimise mehhanisme. Parendada ja turupõhisemaks viia saab kõiki elektrituru üksikosi. Fookus täna on lühiajaliste turgude arendamisel, et võimaldada taastuenergia turuletulekut ja tõsta turu likviidsust, integreerides turule uusi lahendusi (Joonis 46).

Joonis 46
Õige turuhinna leidmine. Hinnalagede kaotamine lubab tekkida uutel turuhindadel, mis soodustab investeeeringuid uutesse tootmisvõimsustesse ja aitab vähendada pakkumise puudujääki.



8.3.1 Regionaalne turgude harmoniseerimine ja integreeritud lühiajaliste turgude arendamine

Kui turureglid erinevateks ajahorisontideks piirkonniti ja regiooniti on erinevad ning põhjustavad turumoonutusi, ei kajasta hinnad elektri tegelikku väärtust, sest kõik osapooled ei saa samaväärselt integreeritud turgudel kaubelda ja kasutada piiriülese kauplemise võimalusi. Sellisel juhul on ka turgude integreerimine ebaefektiivne.

Tänased lühiajalised turud ei võta täielikult arvesse ülekandevõimsuste kasutamise võimalusi, eelistades traditsioonilist järgmise-päeva kaubandust. See aga tähendab, et turgude tõhusus on piiratud. Tegelikuses vajavad erinevad turuosalised ülekandevõimsust erinevates ajahorisontides. Näiteks muutliku tootmistsükliga taastuenergia jaamad saavad tõhusamalt kaubelda võimalikult lähedal reaajale, sest nende tegelik tootmisvõimekus ja -hind selguvad alles reaajaja lähedal. Samas fossiilkütustel põhinevad jaamad saavad kaubelda ka pikemaajaliselt ette. Lisaks erinevad piirkonniti turgudel kauplemise ajad ja tooted, mis pärsivad ülepiirilist kaubandust veelgi.

Samuti aktsepteerivad tänased reeglid turumoonutusi nagu kokkulepitud hinnalaed, mis ei lase hindadel tõusta õiglase väärtuseni. Hinnalagede rakendumisel ei kajasta hind tegelikku nõudluse ja pakkumise suhet, mistõttu tootjad ei teeni tootmisvõimsuste nappuse olukorras õiglast tasu.

EK puhta energia pakett rõhutab, et EL suudab energia ülekandesüsteemi investeeringutega kulutõhusalt toime tulla vaid turgude täielikul integreerimisel. Seejuures on Euroopa Komisjon puhta energia paketi võtnud seisukoha, et EL III paketiga välja töötatud ülepiirilise kauplemist käsitleva Komisjoni määruse 2015/1222, millega kehtestatakse võimsuse jaotamise ja ülekoormuse juhtimise suunised (edaspidi CACM), ning elektrisüsteemi tasakaalustamise eeskirja (Electricity Balancing) eelnõu juurutamine on turgude integreerimise jätkamise ja piiriülese kauplemise tõhustamise eelduseks.

Euroopa Komisjon näeb puhta energia paketi ette edasisi samme likviidsema ja paremini integreeritud lühiajaliste turgude edasiseks arendamiseks. Selleks, et tagada taastuvenergia tootjatele võimalused turule sisenemiseks ja teiste turuosalistega samadel alustel konkureerimiseks, soovib Euroopa Komisjon tuua päevasiseste kauplemise tehingute sulgemisaeg (gate closure) lähemale reaajale ja ühtlustada lühiajalistel turgudel kaubeldavate toodete omadused (15min/60min, pakkumuse miinimumsuurus, pakkumisperiood, baaskoormus/tipukoormus jne).

Nii lühi- kui ka pikaajaliste turgude tugevdamiseks ja turumoonutuste kaotamiseks tuleks maksimum hinnalaed seada vähemalt katkestuskahju (VOLL – value of lost load) tasemele hinnapiirkonna põhiselt. See tagab õiglasel hinnasignaalid investeeringute tegemiseks uutesse tootmisvõimsustesse ja tehnoloogiatesse.

Lisaks soovib EK integratsiooniga kaasnevate protsesside ühtlustamiseks ja süsteemihaldurite suureneva koostöö tõstmiseks luua regionaalsed juhtimiskeskused (ROCs – Regional Operational Centres). Seejuures on ettepanek ROC' dele anda ka paljudes regionaalsetes küsimustes otsustusõigus.

Eleringi hinnangul on oluline kehtestada piiriülest elektrikaubandust käsitlevad õiglasel ja mittediskrimineerivad turureeglid kõigis ajahorisontides ning suurendada sel viisil konkurentsi elektrienergia siseturul, võttes arvesse siseriiklike ja piirkondlike turgude konkreetset eripära.

Ühelt poolt selleks, et tagada ka taastuvenergia jaamade pääs turule ning teisalt, kuna elektri tegelik väärtus selgub alles selle tegelik kasutamise hetkel, peab Elering oluliseks viia kauplemisaeg võimalikult lähedale tegelikule tarbimishetkele. Elering koos lähimate naabersüsteemihalduritega ning elektribörsi Nord Pool'iga alustas sügisel 2016 pilootprojektiga, nihutades päevasisese kauplemise (Elbas) sulgemisaega 30 minuti peale enne tarne algust. Projekt on olnud edukas ja näidanud, et turuosaliste valmisolek ja vajadus lühemat aega kasutada on selgelt olemas. Eleringi hinnangul peaks päevasisese kauplemise tehingute sulgemisaeg olema juba täna 30 min enne tarne algust ning tasakaalustussperioodi pikkus peaks liikuma 15 min suunas.

Lühiajaliste turgude likviidsuse suurendamiseks näeb Elering mitmeid võimalusi. Lisaks Euroopa Komisjoni poolt puhta energia paketi välja pakutud kaubeldavate toodete ühtlustamisele peab Elering oluliseks, et turgude integreerimisel osaleksid ka riiklikud (päevasisesed) turud, et vältida paralleelsete piiriüleste ja siseriiklike kauplemisplatvormide teket. Näitena võib tuua Saksamaa päevasisesed turud, kus siseriiklikuks kauplemiseks on 15 min toode, aga piiriüleseks kauplemiseks 60 min toode. See viib sisuliselt paralleelsete turgude tekkeni, mis vähendab likviidsust. Lisaks peab Elering oluliseks võtta arvesse, et elektri tegelik väärtus võib olla tarbimishetkel suurem kui prognoositi järgmise-päeva ajahorisondis. Seetõttu võib osutada majanduslikult kasulikumaks reserveerida osa ülekandevõimsusest tasakaalustusturu jaoks, mil elektri väärtus ja seeläbi ka ülekandevõimsuse kasutamisest saadav väärtus on suuremad.

Oluline tagajärg taastuvenergia laialdasele levikule ja energiapõhistele turgudele on tipuhindade oluline tõus. Varustuskindluse tagamiseks piisavate tootmisvõimsuste säilimiseks peavad elektrituru keskmised hinnad olema elektritootmise omahinna lähedal. Samal ajal toob madalate marginaalkuludega taastuvenergia enamusel tundidest elektrihinna väga madalale tasemele. Elering toetab initsiatiivi parandada elektrituru hinnasignaale, sh hinnalaed kaotamist.

Vajaliku keskmise hinna ja sellega vajalike elektrijaamade piisava tasuvuse tekitavad väga kõrged tipuhinnad. Need kõrged tipuhinnad võimaldavad ehitada ka sellised elektrijaamad, mida kasutatakse ainult viimase MW tarbimise rahuldamiseks vaid üksikudel tundidel aastas. Samamoodi on sellised hinnad vajalikud ka teiste traditsiooniliste elektrijaamade tasuvuse tagamiseks. On oluline mõista, et kõrged tipuhinnad on ainult energiapõhise elektrituru toimimiseks vajalikud.

Elering soovib rõhutada, et ei toeta Euroopa Komisjoni ROC-ide loomise ettepanekut. ROC-ide loomine seab ohtu varustuskindluse läbi vastutuse hajutamise ning lokaalse kompetentsi vähenemise. Lisaks väheneb majanduslik efektiivsus läbi tegevuste dubleerimise süsteemihaldurite ja ROC-ide vahel. ROC-ide initsiatiiv ei võta arvesse juba toimivat head koostööd süsteemihaldurite vahel.

Konkreetsete meetmetena pakub Elering välja:

- *Rakendada kogu Euroopas päevasisese kauplemise tehingute sulgemise aega 30 min enne tarne algust;*
- *Liikuda Euroopa elektriturul tasakaalustusperioodi (ja elektribörsidel kaubeldavate toodete) ühendamise suunas kuni 15 minutile;*
- *Kaaluda ülekandevõimsuse reserveerimise võimaldamist päevasiseste turgude ja tasakaalustusturgude kauplemise integreerimiseks ja ülekandevõimsuse suuremaks väärtustamiseks;*
- *Hinnalagede nihutamine tasemele, mis ei piiraks investeringute tegemiseks vajalike elektri õiget hinda kajastavate hinnasignaalide tekkimist.*

8.3.2 Bilansituru reformimine

Tulenevalt bilansiturgude harmoneerimise puudulikkusest ei liigu bilansienergia tooted riikide vahel vabalt, mistõttu ei kasutata bilansienergiat pakkuvaid ressursse efektiivselt. Euroopa ühise energiaturu mudel sisaldab nii ühise piiriülese kaubanduse toimimise reeglistikku kui ka harmoneeritud bilansihalduse eesmärki. Viimane erineb tänaseni riigiti üsna suures mahus alates võimalusest piiriülevalt reguleerimis-energiat vahendada kuni reguleerimisturu erinevate reeglite ja toodeteni välja. Ühise energiaturu loomiseks saab harmoneeritud bilansihaldus koos reguleerimisturuga olema liikmesriikidele kohustuslik läbi elektrisüsteemi tasakaalustamise võrgueeskirja („Guideline On Electricity Balancing“).

Viimane loob selged eesmärgid ja harmoneerimisnõuded senistele puudustele, näiteks:

- a) Piiriülene reguleerimisenergia vahendus ning ühised reguleerimispakkumiste nimekirjad samade standardtoodete alusel, harmoneeritud bilansituru hinnastamise reeglid ja reguleerimisenergia standardtoodet – kui Baltikumis oleme täna juba igapäevaselt kasutamas piiriüleseid reguleerimisi, ei ole see tavapärane kogu Euroopas erinevate turureeglite mittesobivuse tõttu. Samas bilansiturgude ühendamiseks marginaalhinna kasutamine ja ühiste standardtoodete kasutus on teemata veel ka Baltikumis.
- b) Euroopa ühine bilansituru platvorm – kogu info bilansituru kohta peab olema kättesaadav läbi ühe Euroopa ülese platvormi, sh saab platvorm sisaldama ka meetodikaid ja algoritme. Täna on igal riigil oma infosüsteem ning koondplatvorm puudub.
- c) Bilansivastutus igale turuosalisele – kõik turuosalised, kaasa arvatud taastuenergia tootjad, peavad täitma bilansivastutuse kohustust, mis tähendab mõnes riigis vastavate erisuste lõpetamist.

EK ettepanekute pakett sisaldab bilansivastutuse kehtestamise nõuet sõltumata turuosalise tüübist, või selle vastutuse delegeerimist tarneahelas hierarhiliselt kõrgemal asuval turuosalisele. Turuosaliste prognoosi ebatäpsustest tingitud kõrvalekalded tuleb arveldada asjaomase kauplemisperioodi elektrienergia hinna tegeliku väärtuse alusel ning ühtlasi tuleks ära kaotada ka reguleerimisturgudel kehtestatud hinnalaed, mis takistavad hinna kujunemist oludes, mil elektrienergiat tõeliselt napib.

Reguleerimisturu reeglid ning –tooted peavad olema kohandatud selliselt, et need arvestaksid üha kasvava vahelduvate tootmisallikate lisandumisega, paindliku reguleerimisvõimekuse suurenemise ning samuti uute tehnoloogiate tulekuga.

Reguleerimisenergiat tuleb hankida regiooni vajadustest lähtuvalt, suundade lõikes (eraldi üles ja alla), läbipaistvalt ning läbi ühise reguleerimisturuplatvormi, marginaalhinnapõhiselt ning arvestamata reservvõimsuste hoidmise tasudega. Reguleerimisturg peab suurendama elektrisüsteemi töökindlustaset, tagades ühtlasi maksimaalsed ja võimalikult efektiivselt piiriüleused ülekandevõimsused kõikidel turu ajaraamidel.

Valmistamaks ette elektrisüsteemi tasakaalustamise võrgueeskirja nõuete rakendamist, viisid Baltikumi süsteemihaldurid ja Soome süsteemihaldur 2014. aastal pilootprojektina läbi Põhja-Balti reguleerimisreservide alase koostöö uuringu. Uuringu põhjal tegid Põhjamaade süsteemihaldurid ettepaneku alustada samm-sammult Balti- ja Põhjamaade reguleerimisreservide alase koostöö arendamist. 2015. aastal lepiti Balti- ja Põhjamaade süsteemihaldurite vahel kokku Põhjamaade ja Balti elektrisüsteemide vahelise reguleerimisreservide alase koostöö edasiarendamise koostöökokkulepe järgmistele eesmärkidele:

- Aastaks 2018 ühise Balti bilansipiirkonna loomine, mis sisaldab ühist reguleerimisturgu marginaalhinna põhimõttel ja samal standardtootel, ühist koordineeritud bilansi juhtimist ja selgitamist, samat bilansiselgituse mudelit ja eabilansi hinnametoodikat;
- Järk-järguline Põhjamaade ja Baltimaade vaheline senise reguleerimisreservidealase koostöö edasiarendus;
- Aastaks 2020 Põhja- ja Baltimaade ühise reguleerimisturgude ühendamine ning üleeuroopalise reguleerimisturuga integreerumine (sh elektrisüsteemi tasakaalustamise võrgueeskirja metoodikate rakendamine).

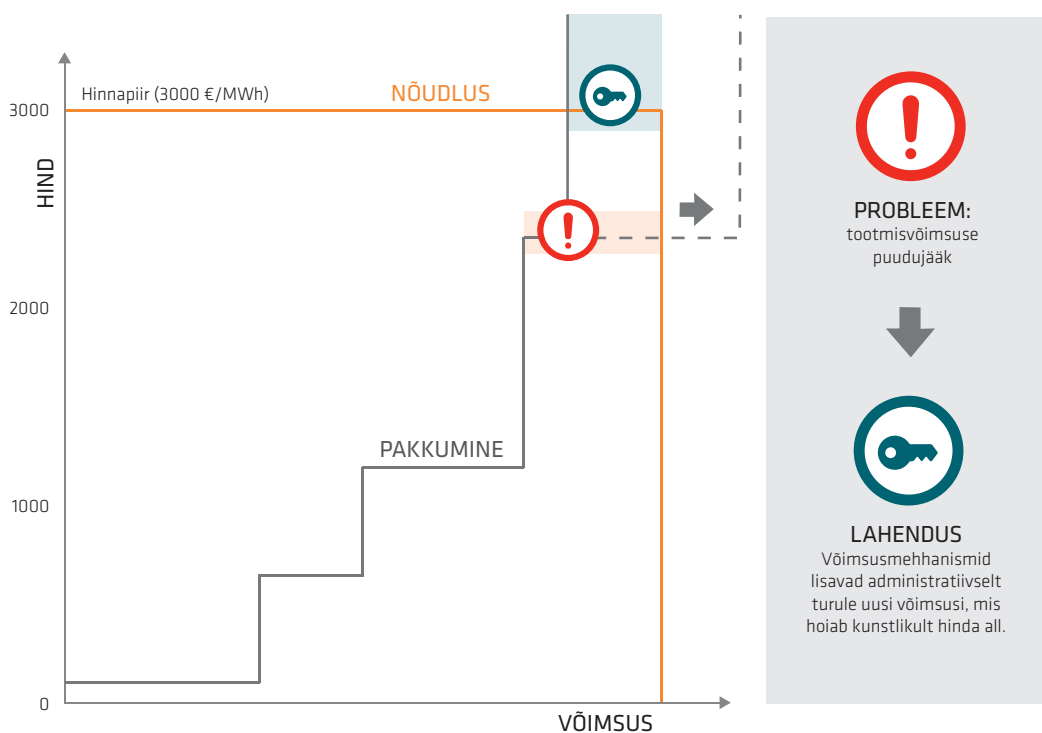
Elering pakub välja järgmised põhimõtted:

- *Piiriülene reguleerimisenergia vahendus ehk süsteemiteenused peavad olema vaba ülekandevõimsuse ulatuses kõikidele süsteemidele kättesaadavad elektrisüsteemide tasakaalustamise efektiivsuse tagamiseks. Selleks tuleb süsteemidel võtta üle kokkulepitud standardtooted, luua regioone ühendavad pakkumiste nimekirjad ja aktiveerimise ja hinnastamise põhimõtted;*
- *Integreerida kohalikud bilansihalduse teostamiseks arendatud tarkvõrgu IT lahendused Euroopa ühise bilansituru platvormiga;*
- *Bilansivastutus – kõik turuosalised, kaasa arvatud taastuvenergia tootjad (RES), peavad täitma bilansivastutuse kohustust.*

4.4 TOOTMISVÕIMSUSE PUUDUJÄÄK/GARANTEERITUD TOOTMISPIISAVUS

Juhul kui energiaturu põhiselt ei ole võimalik saavutada piisav varustuskindluse tase, siis on võimalik administratiivselt (energiaturu väliselt) luua investeerimissignaale vajalikule tootmisvõimsusele ja paindlikkusele (Joonis 17). Selliseid administratiivseid investeerimissignaale võib kokku võtta nimetusega võimsusmehhanismid.

Joonis 47
Tootmisvõimsuse
puudujääk.
Võimsusmehhanismid
lisavad administratiivselt
turule uusi võimsusi,
mis hoiab kunstlikult
hinda all.



8.4.1 Energiaturu välised meetmed – võimsusmehhanismid

Olukorras, kus eespool välja toodud meetmeid ei rakendata või need ei oma piisavat mõju, võib tekkida vajadus võimsusmehhanismide järgi. Võimsusmehhanismid on oma olemuselt energiaturu välised meetmed varustuskindluse tagamiseks. Lisaks võib selliseid meetmeid vaja minna ülemineku perioodil, kus energiaturu signaalid ei ole veel piisavalt tootmise või juhitava tarbimise võimsusi turule toonud.

EK puhta energia pakett näeb ette üleeuroopalist tootmispiisavuse hindamist, mille põhjal tehakse otsuseid võimsusmehhanismide vajalikkuse kohta. Mainitud tootmispiisavuse hinnangu metoodika peab ettepaneku järgi välja töötama ENTSO-E (Euroopa elektri süsteemihaldurite ühendus) ja kinnitama ACER (Euroopa energiaregulaatorite koostöö asutus). Liikmesriigid peavad elektriturgetel eemaldama kõik turutõrkeid põhjustavad regulatiivsed meetmed. Ainult turutõrgete kõrvaldamise järgselt ja üleeuroopalise tootmispiisavuse hinnangu alusel võivad liikmesriigid kehtestada võimsusmehhanisme. Võimsusmehhanismides peavad saama osaleda ka teiste riikide sobivad võimsused.

Erinevaid võimsusmehhanismide alla liigituvaid meetmeid on palju. Kaks levinumat on 1) strateegiline reserv ja 2) võimsusturg.

Strateegiline reserv tähendab lihtsustatult spetsiaalse varustuskindluse tagamiseks mõeldud reservi hankimist ning hoidmist. Sellise reservi alla kuuluvad tootmisvõimsused ei osale igapäevaselt elektriturgetel, millega välditakse teatud ulatuses selliste elektrijaamade turgu moonutatavat mõju. Strateegilise reservi alla kuuluvaid tarbimis- või tootmisvõimsusi käivitatakse ainult vajadusel – olukorras, kus turul olevad võimsused ei taga tarbimise katmist.

Strateegilise reservi puhul on küsimuseks selle varustuskindlust suurendav mõju, kuna turult võidakse ära reserveerida võimsused, mis muidu oleksid turul osalenud ning võimuste kogusumma jääb samaks. Strateegilise reservi puhul on tõenäoliseks tulemuseks konkurentsivõimetute tootmisvõimsuste sulgemise edasi lükkumine, kuna neile tagatakse teatav tulutase. Tulenevalt võimsuste liikumisest strateegilise reservi alla on oht, et reservi vajadus suureneb aasta-aastalt ning see päädib lõpuks üleminekuga võimsusturule. Strateegilise reservi mehhanismi kasutavad näiteks Soome ja Rootsi.

Võimsusturu all mõeldakse lihtsustatult vähempakkumistega võimsuste oksjonit. Administratiivselt määratakse (näiteks süsteemihaldurite analüüsi põhjal) vajalik kindlalt kasutatavate tootmisvõimsuste tase ning turuosalised pakuvad oma olemasolevaid või uusi tootmisvõimsusi. Oksjoni hinnaks tekib madalaim pakkumiste hind, millega kaetakse ette määratud tootmisvõimsuste tase ning see hind makstakse tasuna iga megavati vajaliku võimsuse eest. Võimsustasu tagab tootjatele investeringu tasuvuse ning sellest tulenevalt tagab varustuskindluse.

Teoreetiliselt peaksid kulud elektrienergiale olema samad nii ainult energiaturu kui ka energiaturu + võimsusturu olukorras, kuid oma administratiivse olemuse tõttu võib võimsusturg tekitada täiendavaid turumoonutusi. Näiteks seatakse üldjuhul kõrge tootmisvõimsuse tase, mille puhul tarbimise poolne turul osalemine muutub ebavajalikuks ning osa tarbimise juhtimise potentsiaalid jääb kasutamata. Seetõttu on kogukulud võimsusturu korral peaaegu alati kõrgemad.

Tulenevalt oma turuvälisest iseloomust võib võimsusmehhanismide puhul eeldada täiendavaid turumoonutusi. Hästi disainitud võimsusmehhanismide korral on võimalik selliseid moonutusi vähendada. Tulenevalt ühiskondliku kogukulu kasvust on Eleringi seisukoht kasutada võimsusmehhanisme ainult viimase abinõuna ja ainult tähtajaliselt konkreetse varustuskindluse probleemi lahendamiseks. Muudes olukordades peaks energiaturg olema varustuskindluse tagamiseks piisav. Lisaks sellele peab Elering oluliseks võimalike võimsusmehhanismide kehtestamist võimalikult laialt geograafilise ulatusega. Kõige kallimad on ühe riigi põhised võimsusmehhanismid, kuna sellised ei võta arvesse teiste riikide võimsusi ning riikide tipukoormuste erinevat aega.

Elering teeb ettepaneku:

- ***Vältida riikidel võimsusmehhanismide kehtestamist;***
- ***Olukorras, kus võimsusmehhanismide vajadus on tõestatud, vältimaks turu moonutusi ja üleliigseid kulusid tarbijale, kehtestada strateegiline reserv või võimsusturg võimalikult laialt geograafilisel alal.***

8.5 KOKKUVÕTE

On selge, et elektrituru disainil on määrav roll elektri varustuskindluse tagamisel nii kohalikul, regionaal- kui ka Euroopa tasemel. Väga olulisel kohal kunstlikult madalate turuhindadega võitlemisel ja seeläbi õiglase konkurentsi tekitamisel on taastuenergia toetuste järk-järguline kaotamine, samuti kolmandate riikidega õiglase kaubandusreeglite kehtestamine.

Suurendamiseks tarbija hinnatundlikkust ning tuues seeläbi rohkem tarbijaid turule, on oluline teha tarbijale kättesaadavaks turupõhised dünaamilised hinnasignaaliid nii jaeturul, läbi võrgutasude kui ka muude tasude ja maksude näol. Toetada tuleb paindlikkusteenuste turule integreerimist läbi erinevate puhta energia paketiis toodud meetmete ning seda soodustava andmevahetuse harmoniseerimist ja reguleerimist.

Varustuskindlust toetab efektiivne elektriturg, mis võimaldab igas ajaraamis leida õige turuhinna. Vajalik on tuua päevasisene kauplemine reaajajale lähemale, kaaluda ülekandevõimsuste reserveerimist ka lühiajaliste turgude jaoks ning kaotada turgu moonutavad hinnalaed, lastes hinnatippudel tekkida. Bilansiturgu toetaks efektiivsem piiriülene reguleerimisenergia jagamine, üleeuroopaline bilansituru platvorm ning bilansivastutuse kehtestamine kõigile turuosalistele.

Administratiivsed ehk energiaturu välised abinõud tuleks kasutusele võtta vaid viimasel võimalusel, kui eelpool toodud meetmeid ei suudeta rakendada või ei oma nad oodatud mõju. Võimsusmehhanismid tuleb üles ehitada põhimõttel, et turumoonutused ja kulud tarbijatele oleks minimaalsed.

On väga oluline mõista, et kõrged tipuhinnad ja teised siin toodud soovitused on ainult energiapõhise elektrituru toimimiseks vajalikud. Alternatiiv on tasuta tootjatele võimsuste eest administratiivselt ehk võimsusmehhanismiga. Sellisel juhul tekitatakse tootmisvõimsuste tasuvus ühtlaste maksetega võimsuse eest. Eleringi vaates on mõlemad variandid võimalikud, kuid energiaturu juurde jäämine on soovitatud. Võimsusmehhanismid on täiendavad administratiivsed skeemid, mille puhul tekivad ebaefektiivsused ja lõpptulemus on tarbijale kallim.

Tänane elektriturg ja seda mõjutavad tegurid on fundamentaalselt muutunud viimase peaaegu 10 aasta jooksul. Elektrituru tulevikku disainides on olulised märksõnad turupõhisus ja regionaalsus, soodustamiseks vaba konkurentsi, minimeerides tarbija kulusid ning toetamiseks taastuenergia turuletulekut, tagades samal ajal piisava varustuskindluse kogu regioonis.

9 Varustuskindlust toetavad Eleringi teadus- ja arendustegevusprojektid

- *Eleringi eesmärgid teadus- ja arendustegevuse korraldamisel on aidata kaasa energia varustuskindluse tagamisele läbi rakendusuuringute ja tootearenduse teostamise, panustada enam rahalist ja inimressurssi teadus- ja arendustegevustesse ning suurendada teadlikkust energetika sõlmküsimumustest.*

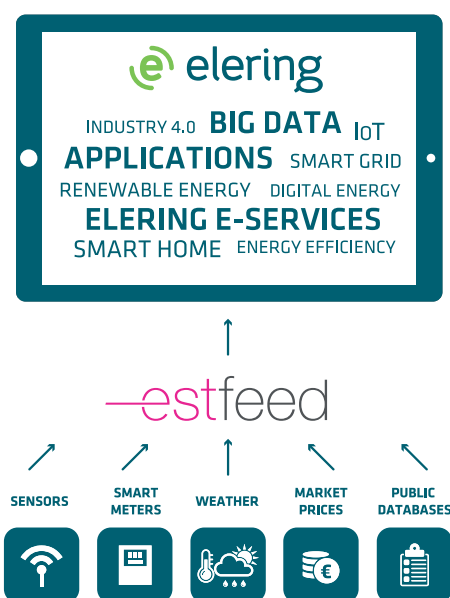


Eleringi tarkvõrgu platvorm Estfeed

Energiasüsteem on revolutsioonilises muutuses nii maailmas kui Euroopas. Teiste trendide hulgast on võimalik välja tuua energiaturgude integreerumine (ühtne Euroopa energiaturg), mitteplaneeritava tootmistsükliga ja hajusalt paiknevate seadmete massiivne lisandumine energiasüsteemi, kasvavad akumuleerimise ja tarbimise juhtimise võimalused, kliimapolitiika ja energiatõhususe eesmärgid, uut tüüpi turuosaliste lisandumine (ESCO-d ehk energiateenusettevõtjad, energiaühistud, agregatorid, virtuaalsed jõujaamad), energiatarbijate teadlikkuse kasv ja nõudlus uut tüüpi teenuste järele, piiride kadumine elektri-, gaasi- ja soojusenergia turgude vahel.

Kõik see tähendab üha enam ettearvamatuid energiavoogusid, aga ka eksponentsiaalselt kasvavaid infovoogusid energiasüsteemis. Energiavõrkude haldamine peab uute oludega kohanema, võrgud peavad muutuma targemaks. Tarkvõrk tähendab kombineeritud muutusi energiasüsteemis, mis tulenevad info- ja kommunikatsioonitehnoloogiate laialdasest kasutuselevõtust. Tarkvõrk võimaldab 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 turulepääs neile osalistele, kes seda efektiivsust soovivad pakkuda. Odavam, keskkonnasõbralikum ja kindlaim energia on tarbimata energia.

Kõik eelnev seab ka energiasüsteemihalduri valiku ette, kuidas hallata muutuvat ja oluliselt nutikamat energiasüsteemi. Juhtimaks energiasüsteemi ümberkujundamist, on Elering loonud ettevõtetest võrgustiku, mille abil välja arendada tark energiavõrgu platvorm Estfeed. Estfeed platvorm võimaldab lõpp-tarbijatel, energiateenuste pakkujatel, hajutatud (väike)tootjatel ja võrguettevõtjatel energiatarbimise reaajalähedaste andmete abil energia tootmise, transportimise ja tarbimise tõhusust kasvatada. Läbi selle kujuneb Eleringist lisaks elektri- ja gaasisüsteemide haldamisele ka energeetika tarkvõrgu haldur.



Projekt on algatus kujundada, juurutada ja testida avatud tarkvara platvorm, mida saab kasutada energia tarbimise monitoorimiseks ja haldamiseks. Seda selleks, et saaks võimalikuks kahepoolne suhtlus energia-võrkudega ja oleksid kasutatavad andmevood efektiivsemaks energia tarbimiseks. Projekti eesmärk on ehitada tarkvara platvorm, mille abil integreerida erinevad andmeallikad (energiatarbimise andmed, energia hinnainfo, ilmainfo, kaugloetavad seadmed, avalikud registrid ja andmebaasid) ja pakkuda läbi spetsiifiliste rakenduste sobivaid teenuseid energia- ja kulutõhususe saavutamiseks.

Keskse platvormi aluseks on valitud riigi poolt kasutatav x-tee infrastruktuur (serverid, turvalised andmeside kanalid, sõnumite formaadid, kiipkaardid), millele lisatakse projekti käigus tarbija privaatsuse ja valdkonna toimivuse tagamiseks vajalikud tarkvaralised komponendid.

Platvorm avatakse kõikidele huvitatud osapooltele, sealhulgas tarbijatele ja rakenduste arendajatele alates 2017. aasta kevadest.

Paindlikkusteenuste platvormi prototüüp

Uuringu lõppeesmärk on paindlikkusteenuste platvormi prototüübi loomine, kasutades konkreetse pilootpiirkonna tegelikke andmeid võrgupiirangute juhtimise eesmärgil. Perspektiivis peab olema võimalik platvormi edasi arendada ja rakendada kogu Eesti ulatuses ning ka regionaalselt. Ideaalsel juhul peab platvorm tulevikus suutma rahuldada muid energiasüsteemi paindlikkuse vajadusi (hulgiturul, päevasisesel turul, reguleerimisturul, võimsusturul, reservide turul) ja DSR-i poolt pakutavaid võimalusi.

Uuringu oodatavad kasud:

- kaardistatud on kitsaskohad täiendava tarbimise ja tootmise võrku ühendamisel ning sellest lähtuv DSR-i vajadus;
- välja on selgitatud DSR-i täpsustatud potentsiaal pilootpiirkonna näitel;
- hinnatud on DSR-i rakendamise saadav tulu, mis saavutatakse võrgupiirangute juhtimise rakendamisel läbi võrguinvesteeringute edasi lükkamise või tegemata jätmise;
- koostatud on platvormi prototüübi tarkvaralahenduse hankeks vajaminev skoop, spetsifikatsioon ja nõuded, mis on vajalik projekti teise etapi käivitamiseks;
- on loodud paindlikkusteenuste platvormi prototüüp – võimalikult täpne kirjeldus platvormi arhitektuurist, kasutatavatest tarkvarapakettidest, mudelitest ja andmebaasidest ning nende vahelisest seosest ja reeglitest;
- hinnatud on vajalike investeeringute mahtu tarbimise juhtimise tehnilise võimekuse loomiseks ja säilitamiseks;
- koostatud on ettepanekud osapoolte vahelise infovahetuse protokollide ja standardite kokkuleppimiseks;

Seni on tehtud esmane analüüs olemasoleva regulatsiooni kitsaskohtade tuvastamiseks ja ettepanekud regulatsiooni muutmiseks.

MIGRATE – Massive InteGRATion of large power Electronic devices

2015. aastal sai positiivse rahastusotsuse Euroopa põhivõrguettevõtjate ja teiste partnerite ühisprojekt MIGRATE. Projekti rahastatakse Euroopa Liidu programmist Horizon2020 ja see teostatakse aastatel 2016-2019. Projekti eesmärgiks on välja töötada ja valideerida uusi tehnilisi lahendusi, mis on tarvilikud üle-euroopalisele elektrisüsteemi juhtimiseks olukordades, kus läbi konverterite ühendatud tootmisüksuste osakaal on enamuses või kuni 100%. Projekti raamistikus vaadeldakse lühi- ja pikaajalist ajahorisont. Lühemas perioodis on vaatluse all tänapäeva elektrisüsteem ja selles vajaminevad tehnilised lahendused, mille abil on võimalik toime tulla läbi konverteri ühendatud tootmisüksuste hulga. Käsitletakse nii süsteemi stabiilsuse, releekaitse, laiseire kui ka elektri kvaliteediga seotud temaatikaid. Pikemas perspektiivis on vaatluse all olukorrad, kus läbi konverterite ühendatud tootmisüksuste osakaal on 100%. Eesmärk on välja töötada uudseid juhtimisalgoritme ja lähenemisviise, millega see kõik võimalikuks teha.

Eesti elektrivõrgu koormuste staatilised ja dünaamilised karakteristikud

Projekti sisuks on määratleda Eesti põhivõrgu alajaamade koormuste staatilised ja dünaamilised pinge- ja võimalusel sageduse sõltuvuse karakteristikud keskpinge liitumispunktides ja/või 110 kV pingel liitumisalajaamades. Nende karakteristikute määratlemine võimaldab täpsemini teostada võrguarvutusi ning seeläbi analüüsida ja plaanida elektrivõrgu talitlust. Arvutuste tulemusena on täpsemini võimalik määrata liinide läbilaskevõimeid, elektrisüsteemi dünaamilisi piire ning muid stabiilsusega seotud küsimusi. Olulisel kohal projektis on reaalseste mõõtmiste teostamine Eleringi alajaamades ning aastate jooksul SCADA vahendusel kogutud mõõteandmete kasutamine. Lisaks tuleb koormuste dünaamiliste karakteristikute määratlemisel kasutada ka kvaliteedianalüsaatorite, häiresalvestite ja laiseiresüsteemi vahendusel saadavaid andmeid. Mõõteandmete alusel analüüsitakse koormuse omadusi ning koostatakse Eesti elektrisüsteemi alajaamade koormuste staatilised ja dünaamilised karakteristikud arvestades arvutustarkvarade PSCAD ja PSS/E tehnilisi nõudeid. Projekti raames määratletakse teaduslikke meetodeid kasutades ülekandevõrgu koormuste määratlemise meetoodika ning rakendatavus Eesti elektrisüsteemi kontekstis. Hinnatakse karakteristikute erinevate parameetrite määramise aluseid ning võimalusi saadaval olevate mõõteandmete alusel. Oluliselt projekti osaks on kasutatavate koormusmudelite ja uute väljatöötatavate mudelite omavaheline võrdlus ning analüüs.

Vananevate juhtmete füüsikalised omadused

Projekti raames uuritakse nõukogudeaegsete õhuliinide juhtmeid, et selgitada välja nende seisukord ehk nõ jääkväärtus ja Euroopa normide kohaselt juhtmetele antud tehnilised parameetrid, et oleks tagatud laserskaneerimisel kogutud andmete korrektne järeltöötlus ning ümberarvutatud juhtmeripete usaldusväärsus etteantud juhtmetemperatuuridel.

Positiivsete uurimistöö tulemuste korral saab Elering väljatöötatava meetodika alusel hinnata liinijuhtmete mehaanilist seisukorda ja kasulikku eluiga ning seeläbi planeerida vastavalt reaalsele olukorrale finantsiliselt optimaalsemalt liiniehitus ja -rekonstrueerimistöid.

Eesti pikaajaline elektritarbimise prognoos

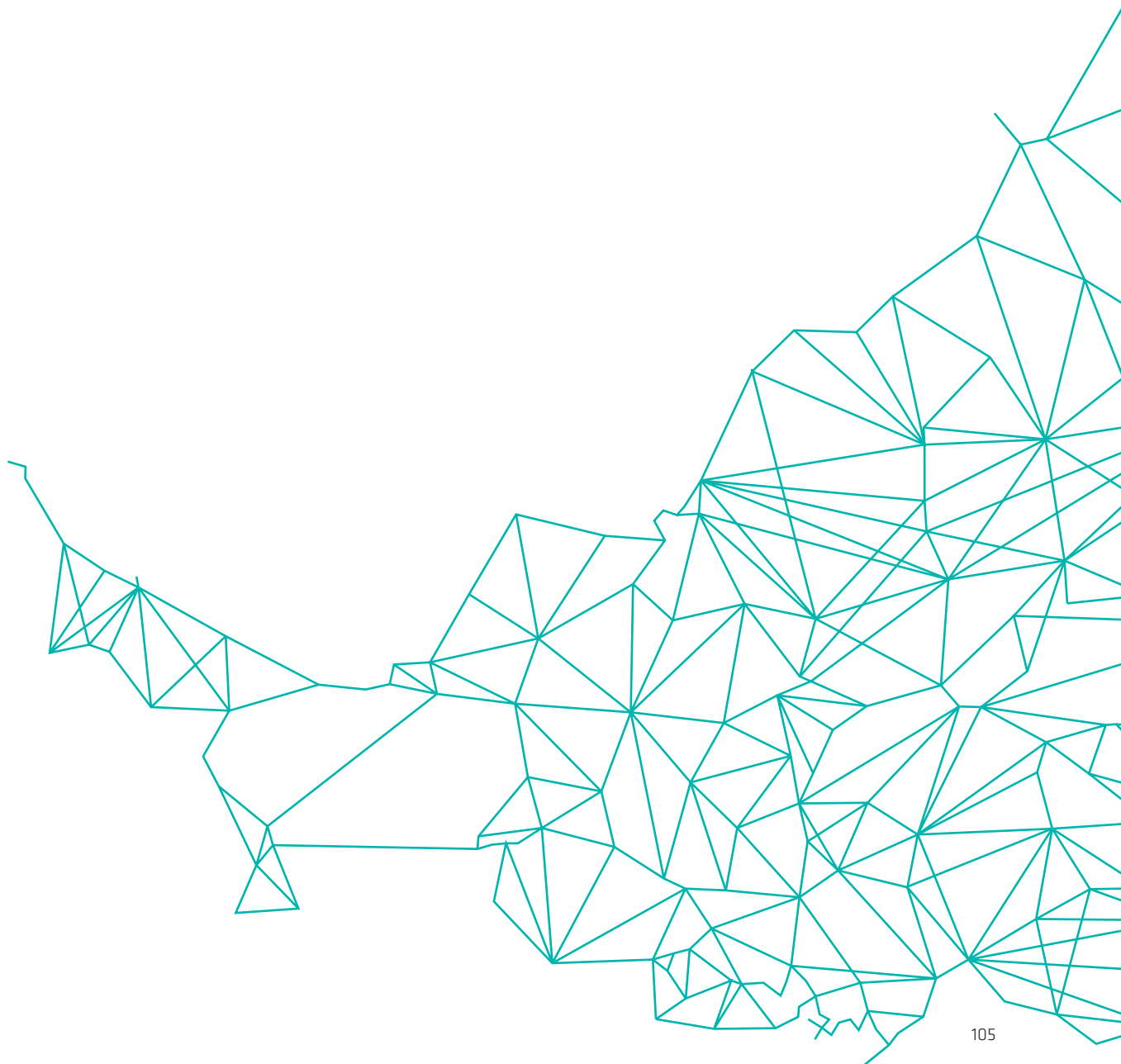
Projekti eesmärk on uuendada alajaamade koormuste prognoosi Eleringi elektrivõrgu planeerimiseks, mis kajastaks realistlikumalt Eesti tarbimise muutumist. See võimaldab õigeaegselt ja efektiivselt suunata investeeringuid ja vältida võrgu üledimensioneerimist. Selle läbi võivad paraneda ka Eleringiga liitumiste tingimused klientidele, kuna tuleviku tarbimine on täpsemalt prognoositud ning liitumispakkumised on selle võrra ajakohasemad. Prognoos on vajalik lisaks mudelite sisenditena veel varustuskindluse ja tootmispiisavuse hindamiseks. Kokkuvõttes on uuringu tulemuse kasuks:

- õigeaegsete investeeringute tegemine;
- kulude kokkuhoid investeeringute arvelt;
- liitumiste parendamine;
- suurem läbipaistvus;
- efektiivsem analüüs.

Reaktiivenergia kompenseerimise analüüs

Uuringu eesmärgiks on Eleringile kuuluva reaktiivenergia kompenseerimisseadmete optimaalse koosseisu- ning töö- ja talitluskindlust tagava tehnilise varu leidmine perspektiivse Eesti elektrisüsteemi jaoks. Elektrisüsteemi elemendid genereerivad ja tarbivad reaktiivenergiat. Tulenevalt sellest, et reaktiivenergia ülekandmine vähendab võimalust kanda üle aktiivenergiat ning suurendab võrgukadusid, siis üldise reeglina seda välditakse. Uuringu tulemusena leitakse reaktiivenergia kompenseerimiseks optimaalsed investeeringud ning kompenseerimisseadmete optimaalsed asukohad Eesti elektrisüsteemis.

10 Lisad



LISA 1. TOOTJATE POOLT ESITATUD ANDMED

Elektrijaama nimi (netovõimsused, MW)	Plokk	Tootmiseadme tüüp	Kütus	2016	2017	Vahe	Kommentaar
Eesti Elektriijaam	TG1	kondens	põlevkivi	163	163	0	
Eesti Elektriijaam	TG2	kondens	põlevkivi	163	163	0	
Eesti Elektriijaam	TG3	kondens	põlevkivi	163	163	0	
Eesti Elektriijaam	TG4	kondens	põlevkivi	163	163	0	
Eesti Elektriijaam	TG5	kondens	põlevkivi	173	173	0	
Eesti Elektriijaam	TG6	kondens	põlevkivi	173	173	0	
Eesti Elektriijaam	TG7	kondens	põlevkivi	163	163	0	
Eesti Elektriijaam	TG8	kondens	põlevkivi	194	194	0	
Balti Elektriijaam	TG9	kondens	põlevkivi	0	0	0	
Balti Elektriijaam	TG10	kondens	põlevkivi	0	0	0	
Balti Elektriijaam	TG11	KTJ	põlevkivi	192	192	0	
Balti Elektriijaam	TG12	kondens	põlevkivi	130	130	0	
Auvere Elektriijaam	CFB1	kondens	põlevkivi	274	274	0	
Iru Elektriijaam	TG1	koostootmisplokk	maagaas	0	0	0	
Iru Elektriijaam	TG2	koostootmisplokk	maagaas	94	94	0	
Iru Elektriijaam Jäätmeplukk	TG3	koostootmisplokk	prügijäätmed	17	17	0	
Enefit		Jääksoojust kasutav auruturbiin-generaator	Põlevkivi	15	15	0	
Lõuna SEJ	Turbiin 1	koostootmisturbiin	generaatorgaas	7	7	0	
Põhja SEJ	Turbiin 1	kondensatsiooniturbiin	generaatorgaas	27	28	1	Andmete täpsustumine
Põhja SEJ	Turbiin 2	koostoomis-konden- satsiooniturbiin	generaatorgaas	10	10	0	
Põhja SEJ	Turbiin 3	kondensatsiooniturbiin	generaatorgaas	9	9	0	
Põhja SEJ	Turbiin 4	koostootmisturbiin	generaatorgaas	7	7	0	
Põhja SEJ	Turbiin 5	koostoomis-konden- satsiooniturbiin	generaatorgaas	28	28	0	
Sillamäe SEJ	Turbiin 1	koostootmisplokk	Põlevkivi	5,5	5,5	0	
Sillamäe SEJ	Turbiin 2	koostootmisplokk	Põlevkivi	4,5	4,5	0	
Sillamäe SEJ	CHP	gaasimootor	Maagaas	5,75	5,75	0	
Tallinna elektrijaam	Turbiin 1	koostootmisplokk	biomass	21	21	0	
Väo elektrijaam II	Turbiin 1	koostootmisplokk	biomass	0	0	0	
Tartu elektrijaam	Turbiin 1	koostootmisplokk	biomass	22,1	22,1	0	
Pärnu Elektriijaam	Turbiin 1	vasturõhu turbiin	biomass	20,5	20,5	0	

Tööstuste- ja väike koostoomisjaamad (netovõimsused, MW)	Tootmiseadme tüüp	2016	2017	Vahe	Kommentaar
Ahtri tn koostootmisjaam	gaasimootor	0,60	0,60	0,00	
Aravete Biogaas OÜ	gaasimootor	2,00	2,00	0,00	
Biomax Selja	gaasimootor	0,15	0,15	0,00	
Tallinna prügilas koostootmisjaam	gaasimootor	1,94	1,94	0,00	
Horizon tselluloosi ja paberi AS	vasturõhuturbiin vaheltvõttudega	10,00	10,00	0,00	
Endla tn koostootmisjaam	sisepõlemismootor	0,51	0,51	0,00	
Kunda Nordic Tsement koostootmisjaam	gaasimootor	3,10	3,10	0,00	
Kuressaare soojuse- ja elektri koostootmisjaam	koostootmisplokk	2,30	2,30	0,00	
Põlva elektri- ja soojuse koostootmisjaam	gaasimootor	0,92	0,92	0,00	
Haldja KTJ	gaasimootor	0,34	0,34	0,00	
Helme koostootmisjaam	koostootmisplokk	6,50	6,50	0,00	
Imavere koostootmisjaam	koostootmisplokk	0,00	10,00	10,00	Tootmiseadme lisandumine
Kiviõli Keemiatööstuse OÜ SEJ	koostootmisplokk	1,30	1,30	0,00	
Painküla koostootmisjaam	gaasimootor	4,30	4,30	0,00	
Katerina SEJ	gaasimootor	1,20	1,20	0,00	
Paide CHP	koostootmisplokk	1,73	1,73	0,00	
Kehra CHP	koostootmisplokk	0,00	0,00	0,00	

Sillaoru HEJ	hüdrotootmiseseade	0,53	0,53	0,00	
Soodla hüdroelektrijaam, JV andmetel Raudoja HEJ	hüdrotootmiseseade	0,17	0,17	0,00	
Tamme HEJ	hüdrotootmiseseade	0,16	0,16	0,00	
Tammiku hüdroelektrijaam	hüdrotootmiseseade	0,06	0,06	0,00	
Tudulinna hüdroelektrijaam	hüdrotootmiseseade	0,29	0,29	0,00	
Tõravere hüdroelektrijaam	hüdrotootmiseseade	0,02	0,02	0,00	
Põltsamaa HEJ	hüdrotootmiseseade	0,19	0,19	0,00	
Tõrva veejõud hüdroelektrijaam	hüdrotootmiseseade	0,00	0,00	0,00	
Tõrve hüdroelektrijaam	hüdrotootmiseseade	0,06	0,06	0,00	
Utita veski hüdroelektrijaam	hüdrotootmiseseade	0,00	0,00	0,00	
Vesioina HEJ (Pärlijõgi)	hüdrotootmiseseade	0,00	0,00	0,00	
Veskipaisu hüdroelektrijaam	hüdrotootmiseseade	0,05	0,05	0,00	
Vihula hüdroelektrijaam	hüdrotootmiseseade	0,06	0,06	0,00	
Õisu hüdrojaam	hüdrotootmiseseade	0,00	0,00	0,00	
Õöbikuoru töökoja HEJ (Pärlijõgi)	hüdrotootmiseseade	0,00	0,00	0,00	
TUULEELEKTRIJAMAD					
Aseriaru tuulepark	tuulegeneraator	24,0	24,0	0,0	
Nasva sadama tuulepark	tuulegeneraator	5,9	5,9	0,0	
Aulepa tuulepark	tuulegeneraator	48,0	48,0	0,0	
Eesti Energia Paldiski tuulepark	tuulegeneraator	22,5	22,5	0,0	
Sjüstaka tuulepark	tuulegeneraator	0,2	0,2	0,0	
Virtsu tuulepark	tuulegeneraator	1,4	1,4	0,0	
Tuhavälja tuulepark	tuulegeneraator	39,1	39,1	0,0	
Tahkuna tuulepark	tuulegeneraator	0,0	0,0	0,0	
Esivere tuulepark	tuulegeneraator	8,0	8,0	0,0	
Kopli tuulegeneraator	tuulegeneraator	0,0	0,0	0,0	
Türisalu-Naage TG	tuulegeneraator	0,1	0,1	0,0	
Nasva tuulepark	tuulegeneraator	1,6	1,6	0,0	
Ojaküla tuulepark	tuulegeneraator	6,9	6,9	0,0	
Pakri Tuulepark	tuulegeneraator	18,4	18,4	0,0	
Paldiski tuulepark	tuulegeneraator	22,5	22,5	0,0	
Purtse tuulepark	tuulegeneraator	0,0	42,9	42,9	Tootmiseseadmete lisandumine
Sangla Tuulegeneraator	tuulegeneraator	0,0	0,0	0,0	
Tamba/Mäli tuuleelektrijaam	tuulegeneraator	18,0	18,0	0,0	
Tooma tuulepark	tuulegeneraator	16,0	23,1	7,1	Tootmiseseadmete lisandumine
Aulepa tuuleelektrijaam	tuulegeneraator	9,0	9,0	0,0	
Virtsu-1 tuulepark	tuulegeneraator	1,2	1,2	0,0	
Virtsu-2 tuulepark	tuulegeneraator	6,9	6,9	0,0	
Virtsu-3 tuulepark	tuulegeneraator	6,9	6,9	0,0	
Viru-Nigula tuulepark	tuulegeneraator	24,0	24,0	0,0	
Päite-Vaivina tuulepark	tuulegeneraator	0,0	0,0	0,0	
Aseri tuulepark	tuulegeneraator	0,0	0,0	0,0	
Türju tuulegeneraator	tuulegeneraator	0,9	0,9	0,0	
Osmussaare tuulegeneraator	tuulegeneraator	0,0	0,0	0,0	
Peenra tuulepark/Torgu tuulepark	tuulegeneraator	0,0	0,0	0,0	
Skinest Energia Esivere TP	tuulegeneraator	12,0	12,0	0,0	
Salme tuulepark	tuulegeneraator	6,0	9,0	3,0	Tootmiseseadmete lisandumine
Sauga Tuulepark	tuulegeneraator	0,0	12,0	12,0	Tootmiseseadmete lisandumine
Eesti Tuuleelektrijaam I etapp -Vaivara Tuulepark	tuulegeneraator	0,0	0,0	0,0	
Aidu Tuulepark	tuulegeneraator	0,0	12,0	12,0	Tootmiseseadmete lisandumine
Aseri Wind Farm	tuulegeneraator	3,4	3,4	0,0	
Sikasaare tuulepark	tuulegeneraator	2,0	2,0	0,0	
Varja tuulikupark	tuulegeneraator	0,0	0,0	0,0	
Aburi tuulik	tuulegeneraator	1,8	1,8	0,0	
Tootsi tuulepark	tuulegeneraator	0,0	0,0	0,0	
Pühtitsa Jumalaema Uinumise Stavropigiaalne Naisklooster	tuulegeneraator	0,00	0,04	0,04	Andmete uuenemine

PÄIKESEELEKTRIJAAAMAD						
Aardla 114 päikeseelektrijaam	päikeseelektrijaam	0,100	0,100	0,000		
Autobaas PV jaam	päikeseelektrijaam	0,014	0,014	0,000		
Palamuse Gümnaasiumi Elektrijaam	päikeseelektrijaam	0,060	0,060	0,000		
Metsaküla Piim AS	päikeseelektrijaam	0,050	0,050	0,000		
Värskla Sanatooriumi päikeseelektrijaam	päikeseelektrijaam	0,015	0,022	0,007		Tootmisseedmete lisandumine
ENSTO Tallinn	päikeseelektrijaam	0,031	0,031	0,000		
Willipu PV jaam	päikeseelektrijaam	0,036	0,036	0,000		
Luuu Metsanduskooli Päikesepaneelid	päikeseelektrijaam	0,300	0,300	0,000		
Kaavi Päikesejaam	päikeseelektrijaam	0,055	0,055	0,000		
Harku Invest Päikesepaneelid	päikeseelektrijaam	0,090	0,090	0,000		
EKOY elektroonika PV paneelid	päikeseelektrijaam	0,000	0,075	0,075		Andmete uuene mine
Rapla Spordirajatised PV-jaam	päikeseelektrijaam	0,000	0,008	0,008		Andmete uuene mine
Karste SPP PV-jaam	päikeseelektrijaam	0,000	0,070	0,070		Andmete uuene mine
Ruhnu PV-paneelid EE	päikeseelektrijaam	0,000	0,250	0,250		Andmete uuene mine
Ruhnu akupank EE	salvestusjaam	0,000	0,100	0,100		Andmete uuene mine
Karu Katus PV-jaam	päikeseelektrijaam	0,000	0,075	0,075		Andmete uuene mine
Laastu Päikeseelektrijaam	päikeseelektrijaam	0,000	0,160	0,160		Andmete uuene mine
Sörve Villaveski elektrikpark	päikeseelektrijaam	0,000	0,060	0,060		Andmete uuene mine
SLT päikeseelektrijaam	päikeseelektrijaam	0,000	0,200	0,200		Andmete uuene mine
Saikla Päikeseelektrijaam	päikeseelektrijaam	0,000	0,199	0,199		Andmete uuene mine
Soeküla Farmi Päikeseelektrijaam	päikeseelektrijaam	0,000	0,050	0,050		Andmete uuene mine

ELERINGIGA ÜHENDATUD TUULEELEKTRIJAAAMAD (netovõimsused, MW):

Aseriaru tuulepark	tuulegeneraator	24,0
Aulepa tuulepark	tuulegeneraator	48,0
Eesti Energia Paldiski tuulepark	tuulegeneraator	22,5
Tuhavälja tuulepark	tuulegeneraator	39,1
Esivere tuulepark	tuulegeneraator	8,0
Pakri Tuulepark	tuulegeneraator	18,4
Paldiski tuulepark	tuulegeneraator	22,5
Purtse tuulepark	tuulegeneraator	42,9
Tamba/Mäli tuuleelektrijaam	tuulegeneraator	18,0
Tooma tuulepark	tuulegeneraator	23,1
Aulepa tuuleelektrijaam	tuulegeneraator	9,0
Virtsu-2 tuulepark	tuulegeneraator	6,9
Virtsu-3 tuulepark	tuulegeneraator	6,9
Viru-Nigula tuulepark	tuulegeneraator	24,0
Päite-Vaivina tuulepark	tuulegeneraator	0,0
Aseri tuulepark	tuulegeneraator	0,0
Skinest Energia Esivere TP	tuulegeneraator	12,0
Sauga Tuulepark	tuulegeneraator	12,0
Eesti Tuuleelektrijaam I etapp -Vaivara Tuulepark	tuulegeneraator	0,0
Aseri Wind Farm	tuulegeneraator	3,4
Varja tuulikupark	tuulegeneraator	0,0
Tootsi tuulepark	tuulegeneraator	0,0
	KOKKU	331,6

LISA 2. TOOTMISVÕIMSUSED JA TOOTMISVARU, TALV















Nr	Elektrijaamade andmed (netovõimsused, MW)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
	Installeeritud kodumaine genereerimisvõimsus:											
1	Hüdroelektrijaamad	7,8	7,8	7,8	7,8	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7
2	Soojuselektrijaamad	2312	2345	2345	2345	2345	2342	2342	1720	1719	1719	1718
3	Taastuvad energiaallikad (v.a. hüdro)	390	493	604	943	1159	1425	1641	1779	1894	1894	1894
4	Kodumaine installeeritud netovõimsus (4=1+2+3+8+mikrotootjad)	2967	3103	3215	3555	3771	4034	4251	3769	3885	3886	3886
5	Mittekasutatav võimsus	459	563	674	1014	1231	1496	1712	1851	1967	1967	1968
	<i>konserveeritud</i>	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	<i>muud piirangud</i>	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
6	Plaanilised hooldused ja remondid (fossiilkütustega jaamades)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Avariid (fossiilkütustega) elektrijaamades	192	200	209	217	225	225	213	143	143	143	144
8	Süsteemiteenused	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
9	Lepingujärgne eksport	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Kasutatav võimsus (10=4-(5+6+7+8+9))	2062	2087	2077	2069	2061	2059	2071	1521	1521	1522	1520
11	Koormus (eeldatav stsenaarium)	1539	1548	1560	1571	1582	1594	1605	1616	1628	1639	1650
12	Tootmisvaru	523	539	517	498	479	465	466	-95	-107	-117	-130
13	Tootmisvaru 10% varuteguriga, MW	369	384	361	341	321	306	306	-257	-270	-281	-295
14	Tootmisvaru (%)	34%	35%	33%	32%	30%	29%	29%	-6%	-7%	-7%	-8%

LISA 3. TOOTMISVÕIMSUSED JA TOOTMISVARU, SUVI

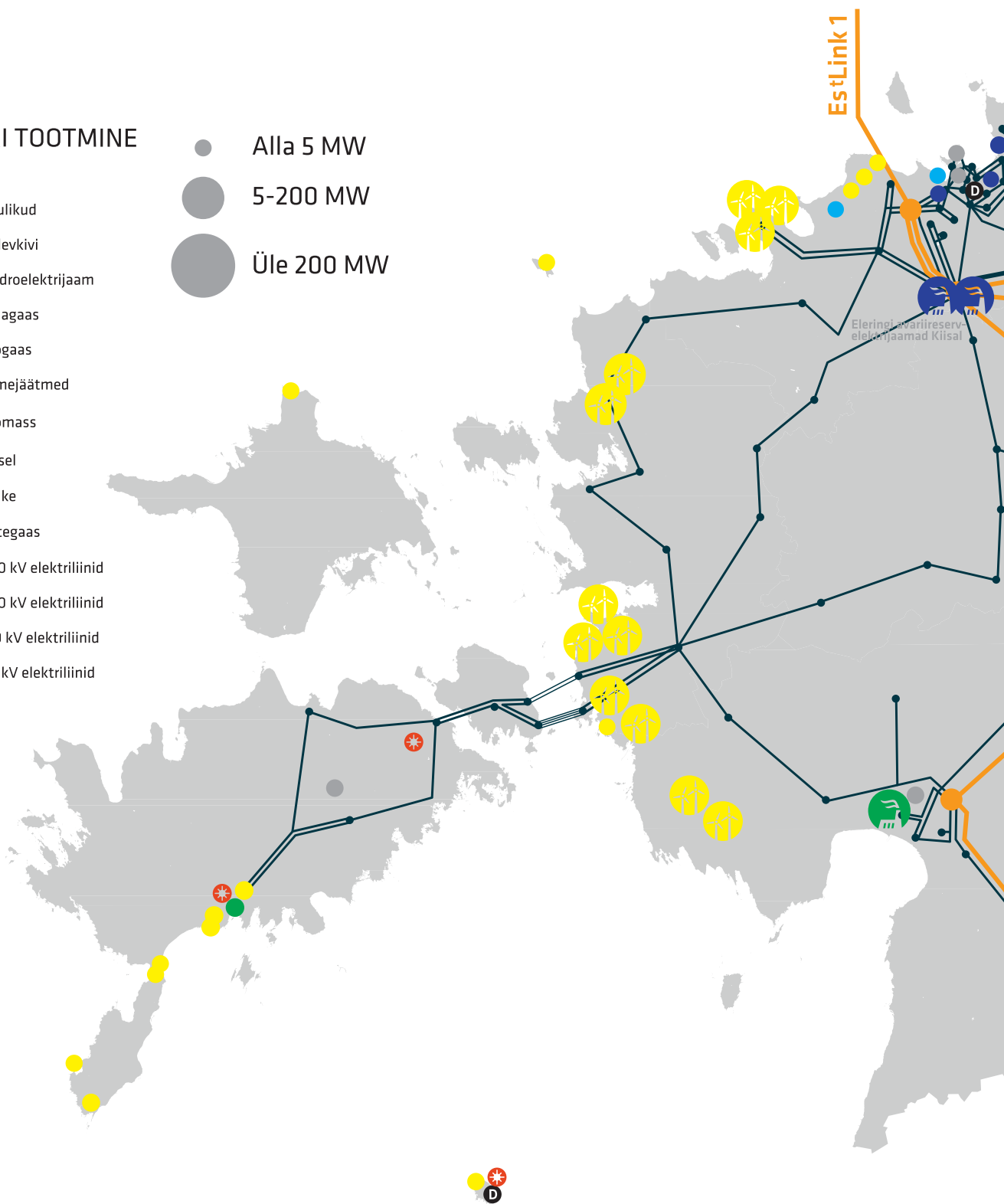
Nr	Elektrijaamade andmed (netovõimsused, MW)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
	Installeeritud kodumaine genereerimisvõimsus:											
1	Hüdroelektrijaamad	7,8	7,8	7,8	7,8	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7
2	Soojuselektrijaamad	2312	2345	2345	2345	2345	2342	2342	1720	1719	1719	1718
3	Taastuvad energiaallikad (v.a. hüdro)	390	493	604	943	1159	1425	1641	1779	1894	1894	1894
4	Kodumaine installeeritud netovõimsus (4=1+2+3+8+mikrotootjad)	2967	3103	3215	3555	3771	4034	4251	3769	3885	3886	3886
5	Mittekasutatav võimsus	1048	1152	1264	1603	1820	2085	2301	1811	1926	1916	1916
	<i>konserveeritud</i>	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	<i>muud piirangud</i>	14	14	14	14	14	14	14	4	4	4	4
6	Plaanilised hooldused ja remondid (fossiilkütustega jaamades)	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365
7	Avariid (fossiilkütustega) elektrijaamades	190	199	207	216	217	225	225	126	126	126	126
8	Süsteemiteenused	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
9	Lepingujärgne eksport	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Kasutatav võimsus (10=4-(5+6+7+8+9))	1110	1133	1125	1116	1115	1105	1105	1021	1022	1033	1033
11	Koormus (eeldatav stsenaarium)	1045	1041	1043	1046	1048	1050	1052	1054	1057	1059	1060
12	Tootmisvaru	65	92	82	70	67	55	53	-33	-35	-26	-27
13	Tootmisvaru 10% varuteguriga, MW	6%	9%	8%	7%	6%	5%	5%	-3%	-3%	-2%	-3%

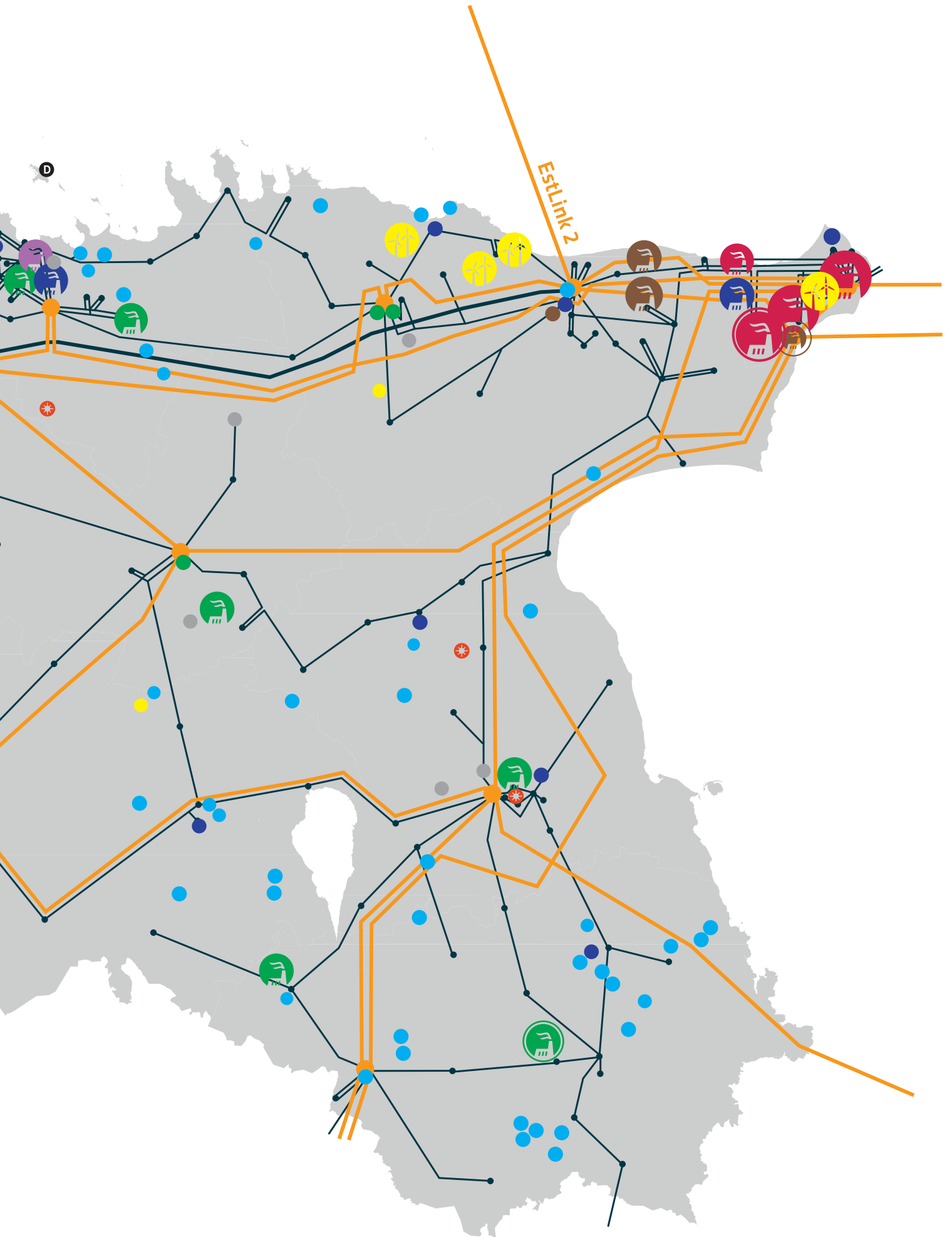
LISA 4. ELEKTRIJAMAD EESTIS

ELEKTRI TOOTMINE EESTIS

-  Tuulikud
-  Põlevkivi
-  Hüdroelektrijaam
-  Maagaas
-  Biogaas
-  Olmejäätmed
-  Biomass
-  Diiseli
-  Päike
-  Uttegaas
-  330 kV elektriliinid
-  220 kV elektriliinid
-  110 kV elektriliinid
-  35 kV elektriliinid

-  Alla 5 MW
-  5-200 MW
-  Üle 200 MW





elering
ÜHENDAME ENERGIAD

Kadaka tee 42 / 12915 Tallinn
telefon: 715 1222
faks: 715 1200
e-post: info@elering.ee

www.elering.ee

ISBN 978-9949-9826-4-6

