

Eleringi toimetised  
nr 2/2014 (7)

**elering**  
ÜHENDAME ENERGIAD

# EESTI ELEKTRISÜSTEEMI VARUSTUSKINDLUSE ARUANNE 2014

Tallinn 2014



**EESTI  
ELEKTRISÜSTEEMI  
VARUSTUSKINDLUSE  
ARUANNE 2014**

Tallinn 2014

Elering on sõltumatu ja iseseisev Eesti elektrisüsteemihaldur, mille peamiseks ülesandeks on kindlustada Eesti tarbijatele igal ajal kvaliteetne elektrivarustus. Varustuskindluse tagamiseks peab Elering üleväl ja arendab siseriiklikku ülekandevõrku ja välisühendusi. Elering juhib reaalajas Eesti elektrisüsteemi, tagades ülekandevõrgu toimimise ning tasakaalu tootmise ja tarbimise vahel.

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

## SISUKORD

	<b>Sissejuhatus</b> .....	<b>4</b>
<b>1</b>	<b>Energiapoliitiline raamistik</b> .....	<b>6</b>
1.1	Euroopa Liidu energia- ja kliimapoliitika .....	7
1.1.1	Võrgueeskirjaga seotud muudatused.....	9
<b>2</b>	<b>Elektritarbimine</b> .....	<b>11</b>
2.1	Elektritarbimise prognoos aastani 2030 .....	12
2.2	Tehnoloogiate areng .....	13
<b>3</b>	<b>Tootmine ja ülekandevõrk</b> .....	<b>15</b>
3.1	Elektritootmine ja varustuskindlus aastani 2030.....	16
3.1.1	Varustuskindlus olemasolevate tootmisvõimsustega aastani 2030 .....	16
3.1.2	Elektritootmisstsenaariumid ja varustuskindlus Eestis ja Baltikumis aastani 2030 .....	18
3.1.3	Elektritootmine Läänemere regioonis .....	20
3.2	Ülekandevõrgu arengud aastani 2030.....	22
3.2.1	Ühistöö jaotusvõrguettevõtjatega arenguplaanide koostamisel .....	22
3.2.2	Tallinn ja selle ümbrus .....	23
3.2.3	Kirde-Eesti tööstuspiirkonna arengud.....	25
3.2.4	Kesk- ja Lõuna-Eesti .....	27
3.2.5	Lääne-Eesti ja saared .....	28
3.2.6	330 kV elektrivõrgu areng .....	30
3.3	Eesti põhivõrk ja investeeringud .....	31
3.3.1	Investeeringud 2014-2018 .....	32
3.3.2	Olulisemad investeeringud Eesti põhivõrku .....	33
3.4	Elektrisüsteemi talitus .....	36
3.4.1	Elektrisüsteemi juhtimine reaalajas .....	37
3.4.2	Piiriülesed maksimaalsed ülekandevõimsused (TTC) 2013/2014. aasta talveperioodil.....	40
3.4.3	EstLinkide juhtimine.....	42
3.4.4	Kiisa ARE I ja II.....	42
3.4.5	Elektrisüsteemi talitluse juhtimise uued tehnilised vahendid.....	43
3.5	Võrgu talitluskindlus.....	43
3.5.1	Väljalülitumised ja andmata jäänud energia. Võrdlus samadele näitajatele naaberriikides.....	43
3.5.2	Suuremad rikked Eleringi võrgus .....	44
3.5.3	Võrgu töökindluse tõstmise programmi eelmise aasta edusammud .....	45
3.5.4	Liinide välja lülitamine langenud puudest tingitud lühiste puhul .....	46
<b>4</b>	<b>Elektriturg</b> .....	<b>47</b>
4.1	Euroopa ühtse elektrituru mudel .....	48
4.1.1	Regulatsioon kolmandate riikide piiril .....	49
4.1.2	Ülekandevõimsuste jaotamine Balti elektrisüsteemide vahel .....	49
4.2	Elektriturg 2013. aastal - kokkuvõte .....	50
4.2.1	Elbas - päevasisene kauplemine .....	53
4.3	Elektrisüsteemi bilanss 2013. aastal.....	53
4.3.1	Elektribilanss Läänemere regioonis 2013. aastal .....	55
4.4	Taastuenergia.....	57
4.4.1	Ülevaade taastuenergiast ja makstud toetustest 2013. aastal .....	57
4.4.2	Taastuenergia eesmärgid, tasud, toetus .....	59

## VARUSTUSKINDLUSE VÕTI ON ENERGIAVÕRKUDE LÕIMUMINE

Energiavõrkude kiire arendamine Euroopas on praeguses geopoliitilises olukorras aktuaalsem kui kunagi varem vähendamaks Euroopa Liidu liikmesriikide sõltuvust kolmandatest riikidest tarnitavast gaasist, õlist, uraanist, elektrist jne. Võrkude arendamine on eeldus Euroopa Liidu energia siseturu täielikuks rakendamiseks. Ühine turg loob eelduse energiaefektiivsusele, suutlikkusele rääkida ühel häälel kolmandate riikidega.

Eesti tarbija tuleviku elektrivarustuskindluse võti on Eesti tugev integreeritus Euroopa elektrivõrgu ja -turuga. Eesti elektrisüsteem eraldiseisvalt on liiga väike, et tagada tarbijate jätkusuutlik elektrivarustus mõistliku hinnaga. Majandusarengu jaoks mõistliku hinnaga nii tehtavate investeeringute kui energia hinna vaates.

Elering viis koostöös Taani uuringufirma Ea Energy Analyses ja Tallinna Tehnikaülikooliga läbi Eesti pikaajalise energiamajanduse arengukava (edaspidi ENMAK) ettevalmistamisel elektritootmise stsenaariumide analüüsi. Selle põhjal toob kohustus hoida pärast 2024. aastat tootmisvõimsust 110 protsendi tasemel Eesti tiputarbimise suhtes tarbijale täiendavat kulu kuus eurot iga tarbitud megavatt-tunni kohta. Samas piisab kodumaiste tootmis- ja ülekandevõimsuste koosmõjus tarbijate varustuskindluse tagamiseks ka elektrisüsteemi kõige keerulisemates häiringuolukordades ainult ligikaudu 1000 megavati suuruselt kasutatavast võimsusest Eestis.

Selleks, et tagada varustuskindlus läbi piiriüleste elektriühenduste, on Elering lõpetamas 250-megavattise võimsusega avariireservelektrijaama ehitust Kiisale. Lisaks Kiisale rajatavatele võimsustele omame 400 megavati ulatuses lepingud teiste sünkroonala süsteemihalduritega, mis võimaldavad suurima võrguelemendi ehk EstLink 2 asendada rikke puhul igal ajahetkel ka sellises olukorras, kus ühendus on täisvõimsusel kasutusel elektri impordiks Soomest Eestisse.

Teadmine, et ühendused on tarbija varustuskindluse seisukohalt sama usaldusväärsed kui elektrijaamad Eestis, ei tähenda, et Eesti peaks olema elektrit importiv riik. Vastupidi, laiema majandusarengu seisukohalt oleks ideaalne, kui elektriekспорт oleks oluline siinse majandusarengu vedur. See ei saa aga toimuda subsiidiumidele tuginevalt ja keskkonna arvelt. Ehitatavad tootmisvõimsused peavad olema kujunemisjärgus Euroopa Liidu ühtsel energiasiseturul konkurentsivõimelised.

Teostatud tootmisstsenaariumide analüüsi põhjal võib eeldada põlevkivielektri konkurentsivõime vähenemist pikemas vaates. Eelkõige lähtub see potentsiaalselt kasvavatest CO<sub>2</sub> hindadest ja põlevkivi laiema kasutamisest põlevkiviõli tootmisest. CO<sub>2</sub> hinna võib peaaegu otse kanda põlevkivijaama marginaalkuludesse, sest ühe megavatt-tunni elektri tootmisel paiskub õhku umbes üks tonn CO<sub>2</sub>. Sellest tulenevalt on väga oluline, kas CO<sub>2</sub> maksab viis või 20 eurot tonni kohta. CO<sub>2</sub> hinnast veelgi olulisem on õlitootmise areng. Põlevkiviõli tootjate optimistlike plaanide järgi võiks kogu aastas kaevandatava põlevkivi ära kasutada õlitootmisel juba 2025. aastal. Aga just see avab võimaluse elektritootmiseks õlitootmise kõrvalproduktist uttegaasist, luues omakorda võimalused tulevikus elektriekspordiks. Õlitootmisest üle jäävast uttegaasist võiks saada suurusjärgus kuus teravatt-tundi elektrit aastas, mille marginaalkulu peaks olema väga madal ja seega selliste jaamade konkurentsivõime integreeritud EL-i siseturul hea.

### Tarbimise tagasihoidlik kasv

Selle aasta varustuskindluse aruandes on varasemaga võrreldes oluliselt muudetud tarbimise kasvu prognoosi. ENMAK-i ettevalmistamise käigus viidi läbi sektoritepõhine pikaajaline elektritarbimise analüüs. Antud analüüsile tuginevalt korrigeerisime elektritarbimise kasvootusi seniselt 2,4 protsendilt 1,2 protsendini aastas. Eesti majanduskasvu pikaajaline prognoos on veidi tagasihoidlikum ja majanduse struktuur ise vastab energiatarbimise intensiivsusele üha enam arenenud majandustele. Elektri ja veel enam muude energiaallikate kasutamise suurt kasvu lähemateks kümnenditeks ei terenda. Eesti kui terviku vaates sõltub energiatarbe kasv paljuski üksikinvesteeringutest ja -tarbijatest. Näiteks meedias kajastust leidnud Data Valley serveripargi või mõne muu sarnase mastaabiga projekti realiseerimine keerab senised prognoosid pea peale.

### Eesti elektrivõrgu arengukava 2030

Arvestades tarbimise tagasihoidlikku kasvu, on Eesti elektrivõrk selle rahuldamiseks piisav. Samas on aga 1970/1980. aastatel ehitatud piirkondlikud võrgud rajatud arvestusega, et suur kogus elektrit tarbitakse maal endiste ühismajandite keskustes. Tegelikult rändab rahvastik Tallinnasse, Tartusse,

Pärnusse ning tööstus on kontsentreeritud Ida-Virumaale. Kui riiki tervikuna vaadates on ülekandevõimsust piisavalt, siis majandusgeograafiliste muudatuste tõttu oleme fakti ees, et võrk on ühes kohas, elektritarbijad aga teises. Maapiirkondades pole tarbijate varustamiseks enam senise suurusega elektrivõrku vaja, samas vajavad eelkõige Tallinna ja selle lähiumbruse võrk tugevdamist.

Koostöös jaotusvõrkudega tuleb hakata elektrivõrku optimeerima, et ühiskonna kogukulud elektrisüsteemi ehitamisel ja hooldamisel oleks võimalikult väikesed. Piltlikult öeldes tuleb hakata teatud kohtades elektri põhivõrku „kokku rullima“ ja teistesse kohtadesse seda juurde ehitama. Selleks koostame koostöös jaotusvõrkudega Eesti elektrivõrgu arengukava 2030, mille põhijäreldused on ka käesolevas aruandes esitatud.

### **Eesti-Soome elektritur**

Ühenduse EstLink 2 käikuandmise järel selle aasta algusest on Eesti üks osa Soome elektriturust. Uue ühenduse abil on meie tarbijatel võimalus osa saada sisuliselt piiranguteta Põhjamaade potentsiaalselt parematest elektrihindadest ja meie elektritootjatel tekib võimalus toodetud elektrit sinna müüa. Seda EstLink 2 ehitamisel arvestatud eeldust on esimene pool aastat ühenduse tööd ka tõestanud. Tänu EstLink 2-le on Eesti turupõhine elektri hind olnud madalam, kui see oleks olnud suletud turu tingimustes. Sellel aastal olme suurel osal ajast saanud elektrit tarbida hinnaga 30-35 eurot. Reguleeritud elektrihind oleks praegu CO<sub>2</sub> hinnataset arvestades ilmselt olnud 40 euro kandis.

EstLink 2 on parim näide ühenduste ja suurema turu rohkemate tootmisvõimsustega, mis kasutavad erinevaid kütuseid ja tootmisviise - positiivsest mõjust elektriturule toimimisele ja seeläbi tarbija varustuskindlusele.

### **Sünkroniseerimine Mandri-Euroopaga**

Eelmisel aastal valmis kolme Balti riigi süsteemihalduri tellimisel tuhandeleheküljeline raport stsenaariumide kohta Balti riikide Venemaast lahtiühendamiseks. Raporti peamine järeldus on, et sünkroontöö Mandri-Euroopa sagedusalaga on tehniliselt teostatav. Tutvustasime raportit aasta alguses Vabariigi Valitsusele ja valitsus seadis eesmärgiks elektrivõrgud lahutada, kuid teha seda pigem evolutsiooniliselt, mitte revolutsiooniliselt. Ehk teisiti öeldes kasvada uute investeeringute realiseerimise kaudu Venemaa võrgust lahti.

Nagu kõik teame, on olukord aga aasta algusega võrreldes märgatavalt muutunud. Tuleb võtta selgem ja konkreetsem lähenemine. Meie olme suutelised töötama selliselt, et 1. jaanuaril 2025 oleme valmis piltlikult tõmbama stepsli Venemaalt välja. Selleks on vaja ennekõike ehitada uusi elektriliine. Eesti puhul on jutt siis Tallinna-Riia liinist ehk kolmanda otseühenduse rajamisest Eesti ja Läti vahele. Uuendada tuleb olemasolevad, üle Valga kulgevad ühendused Lätiga. Praegune Venemaale põikav liin Lätiga tuleb ehitada otseühenduseks. Eesti ja Vene elektrivõrkude eraldamiseks on plaanis Narva rajada 500-megavatine konverterjaam, mis lahutab sünkroonalad, ent võimaldab jätkata riikidevahelist võimsuse ülekannet.

Baltikumi Euroopa sünkroonalaga ühendamisel tuleb lisaks ühendusliinide ehitamisele Poola ja Leedu vahele tugevdada elektrivõrku ka Poola territooriumil ning rajada konverterjaamad piirile Venemaa ja Valgevenega.

### **Tootmise ja ühenduste koostöö**

Selle aasta varustuskindluse aruanne toob sarnaselt eelmise aasta omale välja, et elektrijaamade paiknemine Eestis ei ole mitte tarbija elektriga varustatuse küsimus, vaid laiemalt Eesti majandusarengu väljakutse. Piisavate ühenduste korral tagab tarbija elektriga varustatuse Tallinnas sama kindlusega nii Soomes Olkiluotos kui Narvas asuv elektrijaam. Selles mõttes annab tänavune varustuskindluse aruanne sama sõnumi, mis aasta tagasi: Eesti majandusarengut toetava elektrivarustuskindluse võti ei ole mitte 100-protsendiliselt kohalikel primaarkütustel põhinev elektritootmine Eestis, vaid piisavad välisühendused ja piisav sisemine elektrivõrk. Tugevate ühenduste otsene kasu tarbijale ongi, et need võimaldavad jätta ehitamata osad elektrijaamad, mis väikesel elektriturul ei ole tasuvad, aga oleksid vajalikud varustuskindluse jaoks. Baltimaade varustuskindlus on tagatud, kui 2030. aastal moodustavad olemasolevad tootmisvõimsused 80 protsenti prognoositavast tiputarbimisest.

Taavi Veskimägi  
Eleringi juhatuse esimees

# 1 Energiapoliitiline raamistik

---

1.1	Euroopa Liidu energia- ja kliimapoliitika .....	7
1.1.1	Võrgueeskirjaga seotud muudatused.....	9

## 1.1 EUROOPA LIIDU ENERGIA- JA KLIIMAPOLIITIKA

Euroopa Liidu energiapoliitikat on eelkõige mõjutanud asjaolud, et fossiilsete energiaallikate kasutamine põhjustab kliimamuutusi ning suur osa energiaallikatest (umbes 60% vedelkütuste toorainest ning umbes 30% maagaasist) imporditakse väljastpoolt Euroopa Liitu. Seega ühest küljest on energiapoliitika peamiseks ajendiks kliimamuutustest tulenevad riskid, teiselt poolt riskid, mis on seotud kütuste tarnekindluse, energiapoliitika, töusvate hindade ning ülemaailmse konkurentsi fossiilkütuste ressursside pärast.

Euroopa Liidu energiapoliitika on lähtunud ühisest eesmärgist tagada, et energiatooted ja -teenused oleksid turul pidevalt ja kättesaadavad hinnaga, mis on kõigile tarbijatele taskukohane, aidates samas saavutada Euroopa Liidu laiemaid sotsiaal- ja kliimaeesmärke.

Euroopa Liidu energiapoliitika põhialused on kokku lepitud Lissaboni lepingus, kus prioriteetidena on määratletud:

- energia siseturu toimimine;
- energia varustuskindlus;
- energiakasutuse efektiivsus, energia kokkuvõtte ja taastuvenergiaallikate kasutamise edendamine;
- energiatööstuste integreerumine ning võrgustike ühendamine.

Euroopa Liidu energiapoliitika kõige otsesem väljendus on nn 20/20/20 eesmärgid, mis tähendavad süsinikuheitmete vähendamist ning energiaefektiivsuse ja taastuvenergiaallikate osakaalu suurendamist 2020. aastaks.

Euroopa energiapoliitika üks nurgakivi on varustuskindlus – see on süsteemi võime tagada tarbijatele nõuetekohane energiaravustus. Euroopa Parlamendi ja Euroopa Liidu Nõukogu direktiivi 2005/89/EÜ eesmärgiks on tagada elektritootmisvõimsuse piisav tase, nõudluse ja pakkumise piisav tasakaal ja liikmesriikide võrkudevaheliste ühenduste asjakohane tase. Nii varustuskindluse kui ka kliimamuutuse kontekstis on oluline suundumus taastuvenergiaallikate laialdasemale kasutuselevõtule – taastuvenergiaallikate kasutamine vähendab nii energia impordi kui ka heitmeid.

Taastuvenergia kasutamisel nähakse arengut peamiselt elektritootmise vallas - nii elektrituulikute, päikeseelektrijaamade kui ka biomassi kasutatavate elektrijaamade laialdasel arengul. Taastuvenergiat kasutatavate elektrijaamade areng toob aga tulenevalt elektritootmise struktuuri muutumisest omakorda kaasa kasvava vajaduse uuendada turudisaini ning arendada elektrivõrke, seda nii siseriiklikult kui ka välisühenduste ehitamise näol. Kuna elektriliinide ehitamine ning kogu energiamajanduse ümberkujundamine on pikaajaline protsess, võttes aega üle kümne aasta, siis need otsused, mis tehakse täna, mõjutavad energiaravustuskindlust alles aastate pärast. Viimase aja energiapoliitilistest arengutest on olulisemateks:

- juhised liikmesriikidele riigi sekkumisest elektrituru toimimisse;
- Euroopa Komisjoni ettepanek: kliima- ja energiapoliitika pakett 2030. aastaks;
- Euroopa Ühendamise Rahastu (EÜR).

### **Euroopa Komisjoni suunised energiaspektori ja keskkonnakaitse riigiabi osas perioodil 2014-2020**

Mõnel juhul on riiklik sekkumine energiaturgu vajalik selleks, et tagada varustuskindlus ja saavutada kliimapolitiilised eesmärgid. Seejuures peaks vältima tarbijatele lisakulusid ja tuleks minimeerida turumootust. Käesoleva Varustuskindluse aruande koostamise ajal avaldas Euroopa Komisjon tutvumiseks 9. aprillil 2014 vastu võetud suunised energiaspektori ja keskkonnakaitse riigiabi osas perioodil 2014-2020. Uute suuniste fookuseks on tagada taastuvenergia toetuste jätkusuutlikkus samal ajal neid järk-järgult turukonkurentsi suunates.

Mitmed taastuvenergia tootmistehnoloogiad on tänaseks saavutanud sellise arengutaseme, et need on valmis konkureerima teiste tootmisviisidega. Vastavalt peavad muutuma ka taastuvenergia toetused, mis kujutavad endast sisuliselt riigiabi. Kui seni on toetused olnud fikseeritud suurusega, siis äsja valminud riigiabi suuniste kohaselt peavad need edaspidi enam arvestama turutingimustega, kuna toetused ei saa olla suuremad kui tegelik vajadus.



Ühtlasi sätestavad riigiabi suunised tingimused, mille täitmise korral võivad liikmesriigid anda toetusi piisava koguse tootmisvõimsuste olemasolu kindlustamiseks (võimsusturg). Sellised toetused tulevad kõne alla üksnes juhul, kui kõik muud vahendid tootmisvõimsuste kindlustamiseks on ammendunud. Esmalt tuleb ära kasutada ühendused ning elektri salvestamise ja tarbimise juhtimise võimalused. Samuti on fikseeritud juhised energia infrastruktuuri, eriti riikidevahelisi energiavooge parandavate ning Euroopa vähemarenenud piirkondade projektide toetamiseks.

Lisaks võivad suuniste kohaselt energiamahukad tööstusharud, näiteks keemia-, paberi-, keraamika- ja metallitööstus saada taastuvenergia tasude osas soodustusi, et säilitada konkurentsivõimet võrreldes ELi väliste konkurentidega.

Uus regulatsioon jõustub 1. juulist 2014 ning kehtib kuni 2020. aasta lõpuni. Olgu veel öeldud, et uued toetusskeemid kehtivad vaid uutele projektidele ja nende rakendamine ei toimu üleöö. Esmalt on ette nähtud progressiivne üleminekufaas aastatel 2015-2016 ning alates 2017. aastast peaks olema toimunud täielik üleminek uuele turupõhisele skeemile. Seega on alates 2014. aasta juulist liikmesriikidel aega üks aasta, et abimeetmed uutele suunistele vastavaks muuta ning vajadusel kasutusele võtta uusi skeeme.

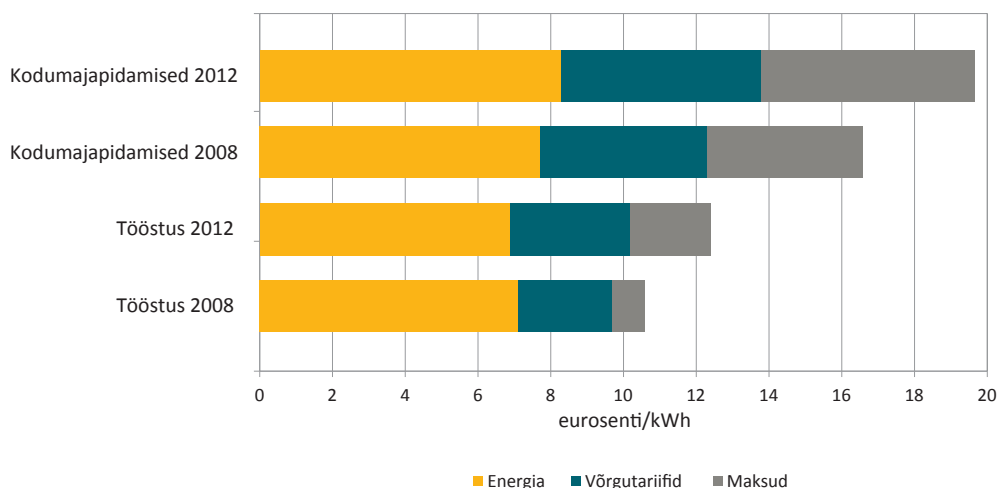
### **Euroopa Komisjoni ettepanek: kliima- ja energiapoliitika pakett 2030. aastani<sup>1</sup>**

Pakett tugineb kehtivatele kliima- ja energiaeesmärkidele aastaks 2020 ning samuti energia- ja kliimapoliitika tegevuskavale aastani 2050. Nimetatud dokumendid kajastavad EL-i eesmärki vähendada kasvuhoonegaaside heitkoguseid 2050. aastaks 80-95% võrreldes 1990. aastaga. Raamistiku olulisemad eesmärgid on:

1. kasvuhoonegaaside heitkoguste vähendamise liikmesriikides aastaks 2030 40% võrreldes 1990. aastaga;
2. Euroopa Liidu tasandil tervikuna taastuvenergia osakaalu tõstmine vähemalt 27%-le 2030. aastaks;
3. energiatõhusus - täpsemad meetmed töötatakse välja energiaefektiivsuse direktiivi uuendamise käigus;
4. Euroopa Liidu heitmekaubandussüsteemi (EU ETS) reformimine tagamaks toimimine nii kvootide ülepakkumise kui ka muude turuhäirete korral (CO<sub>2</sub> emissioonide reservi loomine turunõudlusele reageerimiseks alates 2021. aastast);
5. konkurentsivõimeline, taskukohane ja kindel energiavarustus läbi turgude edasise liberaliseerimise ja piiruleste ühenduste väljaehitamise;
6. energiatarbimise juhtimist ning taastuvenergia võrguga integreerimist võimaldavate tarkvõrgu meetmete rakendamine.

Koos energiapoliitika raameesmärkidega aastaks 2030 esitas komisjon ka aruande energia hindadest, milles toodi välja, et energiahinnad on tõusnud peaaegu kõigis liikmesriikides alates 2008. aastast - peamiselt tulenevalt kiiresti kasvanud keskkonnamaksudest<sup>2</sup>, kuid ka tänu kasvanud võrgukuludele. Võrreldes teiste partnerriikidega, on esile toodud tarbitava energia suurenevat hinnaerinevust, mis kahjustab Euroopa konkurentsivõimet, seda eriti energiamahukates tööstusharudes (Joonis 1).

Joonis 1.  
Hinnaerinevus  
kodumajapidamiste ja  
tööstuse elektrihindades  
aastatel 2008 ja 2012



1 „2030 climate and energy goals for a competitive, secure and low-carbon EU economy“, Brussels, 22 January 2014  
2 Eurostat defineerib keskkonnamaksudeks energia- (k.a. CO<sub>2</sub>), transpordi-, saaste- ja ressursimaksud (v.a. õli ja gaas)

## Euroopa Ühendamise Rahastu

2011. aastal moodustati energiataristu moderniseerimise pakett, mis aitab samuti kaasa kliima- ja energiaalaste eesmärkide saavutamisele. Euroopa Ühendamise Rahastu toel energiasektorisse investeeritav raha on mõeldud üleeuroopalisele taristule ehk nn ühishuviprojektidele. See on esimene kord, kui Euroopa Liit soovib kaasrahastada piiriülese taristu ehitamist oma korralisest eelarvest.

Eestiga on nendest projektidest seotud:

- Eesti-Läti kolmanda elektriühenduse rajamine;
- Balti riikide Kesk-Euroopaga sünkroniseerimise projekt;
- Muuga hüdropumpjaama ehitusega seotud uuringud;
- maagaasi valdkonnas regionaalne veeldatud maagaasi importterminal asukohaga Eestis või Soomes;
- Eesti-Soome vaheline toruühendus;
- Eesti-Läti, Läti-Leedu ja Leedu-Poola vaheliste ühenduste tugevdamine;
- Inčukalnsi maa-aluse gaasihoidla laiendamine.

### 1.1.1 Võrgueeskirjaga seotud muudatused

Selleks, et tagada Kolmanda Energiapaketi püstitatud eesmärkide täitmist ning soodustada hästi toimiva ja läbipaistva hulgemüügiture teket, mida iseloomustaks kõrgetasemeline elektrienergia tarnekindlus, nähes ette piiriülese elektrikaubanduse eeskirjade ühtlustamise mehhanismid, on kehtestatud Euroopa Parlamendi ja Nõukogu Määruses (EÜ) nr 714/2009. Määruse eesmärk on kehtestada piiriüleste elektrikaubandust käsitlevad õiglased eeskirjad ning suurendada sel viisil konkurentsi elektrienergia siseturul, võttes arvesse siseriiklike ja piirkondlike turgude konkreetset eripära. See hõlmab piiriüleste elektrivoogude hüvitamise korra sisseseadmist, ühtlustatud põhimõtete kehtestamist seoses piiriüleste ülekandetasudega ning olemasolevate ühendusvõimsuste jaotamist siseriiklike põhivõrkude vahel. Nimetatud eesmärkide täitmine viiakse ellu läbi ühtsete võrgueeskirjade (inglise keeles Network Codes) väljatöötamise ja rakendamise kõigis liikmesriikides.

Võrgueeskirjade väljatöötamise algatamiseks esitab Euroopa Komisjon Energeetikasektorit Reguleerivate Asutuste Koostööametile (ACER<sup>3</sup>) nõude töötada kuu kuu jooksul välja konkreetset võrgueeskirja juhendid (inglise keeles Guidelines). ACER konsulteerib juhendi väljatöötamisel nii ENTSO-E kui ka turuosalistega. Peale juhendi kinnitamist Euroopa Komisjoni poolt esitatakse see ENTSO-E'le, kes formuleerib juhendi alusel 12 kuu jooksul võrgueeskirja, tehes seejuures koostööd ka turuosalistega. Ka Elering, kui ENTSO-E liige, on aktiivselt kaasatud kõigi eeskirjade väljatöötamisse. Seejärel hindab ACER võrgueeskirja vastavust juhendile ning esitab selle koos omapoolsete soovitustega Euroopa Komisjonile. Järgnevalt toimub juba võrgueeskirja viimane konsultatsioon turuosalistega, misjärel võetakse võrgueeskirja vastu kui siduv dokument kõigile liikmesriikidele.

Määruse 714/2009 artikkel 8(6) järgi peaks võrgueeskirjad hõlmama järgmisi valdkondi:

- võrgu turvalisust ja usaldusväärsust käsitlevad eeskirjad, sealhulgas ülekande tehnilise reservvõimsuse eeskirjad võrgu eksploatatsiooni turvalisuse eesmärgil;
- võrguühenduste eeskirjad;
- juurdepääsueeskirjad kolmandatele isikutele;
- andmevahetus- ja arvelduseeskirjad;
- koostalitlusvõime eeskirjad;
- tegevuskord hädaolukordades;
- võimsuse jaotamise ja ülekoormuse juhtimise eeskirjad;
- kauplemiseeskirjad, mis on seotud võrgule juurdepääsu teenuste osutamise tehniliste ja operatiivspetsifikatsioonidega ning võrgu tasakaalustamisega;
- läbipaistvuseeskirjad;
- tasakaalustuseeskirjad, sealhulgas võrguga seotud reservvõimsust käsitlevad eeskirjad;
- ühtlustatud ülekandetarifi struktuure käsitlevad eeskirjad, sealhulgas asukohasignaale ja põhivõrguettevõtjate vahelise hüvitamisega seotud eeskirjad, ning
- elektrivõrkude energiatõhusus.

2014. aasta alguse seisuga on Euroopa Komisjoni poolt algatatud järgneva 10 võrgueeskirja väljatöötamine. Toome nimed ära inglise keeles, sest ametlikke tõlkeid eeskirjadele veel ei ole.

1. *Capacity Allocation & Congestion Management*, mis käsitleb piiriülese ülekandevõimsuse arvu tamise ja jaotamise eeskirju. Selle võrgueeskirja vastuvõtmine peaks toimuma juba 2014. aastal, olles esimene kehtestatav ühtne võrgueeskiri.
2. *Forward Capacity Allocation*, mis käsitleb pikaajaliste piiriüleste võimsuste jaotamise eeskirju. Eeskiri on ENTSO-E poolt välja töötatud ning peale ACER-i kommentaaride saamist ülevaatamisel.
3. *Electricity Balancing*, mis käsitleb ühtseid bilansieeskirju. ENTSO-E poolt välja töötatud eeskiri on esitatud ACER-ile kommenteerimiseks.
4. *Requirements for Generators*, mis käsitleb nõudeid võrku ühendatavatele tootmiseseadmetele. Eeskiri on ENTSO-E poolt välja töötatud ning ACER on avaldanud omapoolsed soovitusel Euroopa Komisjonile.
5. *Demand Connection*, mis käsitleb nõudeid tarbimise ühendamiseks võrku. Eeskiri on ENTSO-E poolt välja töötatud ning ACER on avaldanud omapoolsed soovitusel Euroopa Komisjonile.
6. *HVDC Connection*, mis käsitleb kõrgepinge ühendusliinidele esitatavaid nõudeid. Eeskiri on ENTSO-E poolt väljatöötamisel.
7. *Operational Security*, mis käsitleb võrgu töökindlusnõudeid. Eeskiri on ENTSO-E poolt välja töötatud ning ACER on avaldanud omapoolsed soovitusel Euroopa Komisjonile.
8. *Operational Planning & Scheduling*, mis käsitleb võrgu opereerimise ja planeerimise nõudeid. Eeskiri on ENTSO-E poolt välja töötatud ning ACER on avaldanud omapoolsed soovitusel Euroopa Komisjonile.
9. *Load-Frequency Control & Reserves*, mis käsitleb sageduse ja reservvõimsuste hoidmise nõudeid. Eeskiri on ENTSO-E poolt välja töötatud ning ACER on avaldanud omapoolsed soovitusel Euroopa Komisjonile.
10. *Emergency and Restoration*, mis käsitleb hädaolukordade juhtimise nõudeid. ACER-i poolne juhend väljatöötamisel.

## 2 Elektritarbimine

---

2.1	Elektritarbimise prognoos aastani 2030 .....	12
2.2	Tehnoloogiate areng .....	13

- **Energiatarbimise prognoos uuenes seoses energiamajanduse arengukava koostamisega – uus prognoos lähtub majandussektorite põhistest arengutest.**
- **Eleringi uuendatud prognoosi põhistsenaariumi järgi kasvab elektrienergia tarbimine keskmiselt 1,2% aastas ning jõuab 2030. aastaks 10 TWh-ni.**
- **Tipukoormus kasvab aeglasemalt võrreldes tarbimisega, jõudes 2030. aastal 1683 MW-ni.**

Järgnev peatükk annab ülevaate värskest Eesti elektrisüsteemi tarbimise prognoosist ning võimalikest tarbimist mõjutavatest eeldustest erinevates sektorites. Ülevaade 2013. aasta elektritarbimise bilansist on antud punktis 4.3 ja lõppenud talvehooaja tiputarbimisest punktis 3.4.

Vastavalt energiamajanduse arengukava (ENMAK) tarbimise töögrupi ekspertide poolt koostatud energiatarbimise prognoosile jääb ka tulevikus energiatarbimise põhimõjutajaks riigi sisemajanduse koguprodukt (SKP) ning välisõhutemperatuur. Elektritarbimise puhul eeldatakse kodumajapidamistes vastavalt viimaste aastakümnete trendidele jätkuvat elektritarbimise kasvu. Tööstuse ja teenindussektori elektritarbimist jääb kõigi eelduste kohaselt ka tulevikus mõjutama SKP. Transpordisektori elektritarbimise kasvu jääb aga mõjutama elektertranspordi kasutamist soodustavate meetmete kasutuselevõtt erinevates stsenaariumites. Pikemas perspektiivis võib eeldada, et nii elektri kui energia tarbimise seos majanduse käekäiguga nõrgeneb.

SKP prognoosina on aruandes kasutusel rahandusministeeriumi 2014. aasta kevadine majandusprognoos.

## 2.1 ELEKTRITARBIMISE PROGNOOS AASTANI 2030

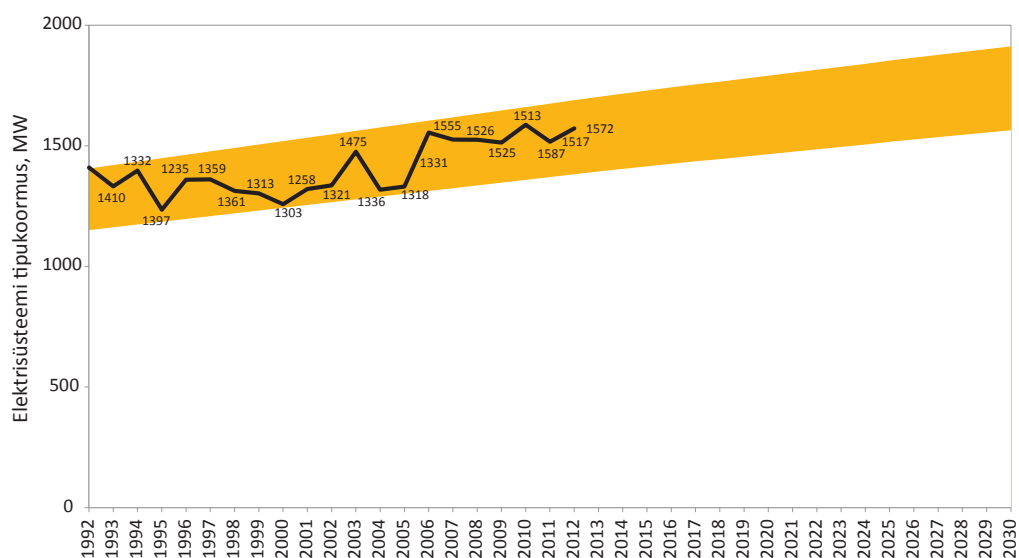
Eeldatava stsenaariumi puhul jääb Eestis elektritarbimise kasv aastas keskmiselt 1,2% juurde, olles nüüd enam-vähem samal tasemel Euroopa Liidule prognoositud keskmise kasvuga (0,4...1%). Üldine kokkuvõtte tarbimise prognoosist on toodud järgmises tabelis (Tabel 1).

Tabel 1.  
Kokkuvõtte kogutarbimise  
(tarbimine+kadu)  
ja tipukoormuste  
prognoosist aastani 2030

	Eeldatav kasv, TWh	Eeldatav kasv, MW
2014	8.4	1505
2015	8.5	1517
2016	8.6	1529
2017	8.7	1540
2018	8.8	1550
2019	8.9	1561
2020	9.0	1573
2021	9.1	1584
2022	9.2	1595
2023	9.3	1606
2024	9.4	1617
2025	9.5	1630
2026	9.6	1641
2027	9.7	1651
2028	9.8	1662
2029	9.9	1673
2030	10.0	1683

Viimaste aastate statistika on näidanud, et üldine elektritarbimine näitab küll kasvutrendi, kuid samas on elektrisüsteemi tipukoormused viimasel seitsmel aastal püsivad sisuliselt muutumatult, jäädes 1500 ja 1600 MW vahele. Sellegipoolest tuleks arvestada, et tarbimise kasvust tulenevalt on oodata ka mõningast tipukoormuse kasvu. Eleringi tipukoormuste prognoosivahemik aastani 2030 on toodud järgmises graafikul (Joonis 2).

Joonis 2.  
Tipukoormuste statistika  
ja prognoos aastani 2030



Pildilt joonistub selgelt välja trend, et tegelik tipukoormus kõigub normeeritud tipukoormuse ja  $\pm 10\%$  vahemikus. Käesoleva prognoosi kohaselt jääb kõigi eelduste kohaselt tipukoormus ka 2020. aastal 1600 MW piirde ning 2030. aastal juba 1700 MW juurde. Keskmise aastane tipukoormuse tõus jääb ilmselt 0,7% ligi ning sõltub eelkõige valitsevatest ilmaoludest.

### Suurtarbijad

Üldises prognoosis ei ole uusi suuri projekte või tarbijate liitumisi arvesse võetud, kuna sellise võimsusega liitujate liitumine (metallitööstus, tselluloositehas), mis oluliselt mõjutaks tarbimist, on erakordne sündmus. Juhul, kui Eestisse peaks tekkima selliseid suurtööstusi, siis käsitletakse neid eraldi ning nende mõjuga hakatakse arvestama prognooside koostamisel.

Käesolevaks hetkeks ei ole 2013. aastaga võrreldes uusi suurtarbijate liitumisprojekte lisandunud.

## Jaotusvõrgud

Vastavalt elektrituruseaduse (EITS) §-le 66 lõikele 2 peavad jaotusvõrguettevõtjad esitama konkurentsiametile (KA) igal aastal kirjaliku hinnangu selle kohta, missugused on tarbimisvõimsuse eeldatavad kogunõudlused nende teeninduspiirkondades seitsme aasta jooksul alates hinnangu esitamisest. Vastavalt elektrituruseaduse §-le 66 lõikele 3 peab Elering AS 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 2014. aastal esitatud andmeid (Tabel 2), jääb aastatel 2014–2020 summaarne tarbimisvõimsuse nõudlus 1480 MW ja 1590 MW vahele. Arvestades ka võimalike külmade talvedega (10% varu), võib tegelik nõudlus jaotusvõrkudes jääda vahemikku 1620–1750 MW.

Tabel 2.  
Jaotusvõrkude hinnang  
tarbimisvõimsuse  
kogunõudlusele aastatel  
2014–2020

Aasta	JV-de tarbimisvõimsuse kogunõudlus, MW	JV-de tarbimisvõimsuse kogunõudlus varuga, MW
2014	1473	1621
2015	1533	1686
2016	1555	1711
2017	1566	1723
2018	1574	1731
2019	1581	1739
2020	1588	1747

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

## 2.2 TEHNOLOOGIATE ARENG

Energiatootmiseks sobilike maavarade nappuse tingimustes tuleb Eestis energeetikas panustada teadus- ja arendustegevusse, mis looks eeldused efektiivsemale tootmisele, intelligentsematele võrkudele, innovaatilisemale turukorraldusele ja tõhusamale tarbimisele. Ümberkorraldused senises konventsionaalses energiamajanduses on valdavalt võimalikud ainult läbi info- ja kommunikatsioonitehnoloogiliste (IKT) lahenduste rakendamise. Tarbimise juhtimine, mikrotootmise ja taastuvenergia-allikatel põhineva mitteplaneeritava töötükliga tootmise ühildamine võrgu ja turuga, elektrisüsteemi juhtimine, energiaturgude ja -võrkude modelleerimine, senisest tõhusamate turumudelite (sh võimsusturu) arendamine, eelduste loomine energiateenusettevõtete turu tekkeks, elektri- ja gaasisüsteemide integreerimine, nõuavad kõik nutikaid lahendusi.

Eesti energiaspektori edu võimalus peitub valmisolekus IKT lahenduste kiireks kasutuselevõtuks, millega tagataks efektiivne turukorraldus ning samuti tootjate ja tarbijate osalemine süsteemiteenuste pakku-mises, suurendades seeläbi ka süsteemi varustuskindlust.

Elering panustab energeetika kompetentsikeskusena jätkuvalt alljärgnevasse uurimisaladesse:

- Eesti energeetika pikaajaliste arengustsenaariumide modelleerimine;
- energiaturgude modelleerimise alase võimekuse tõstmine;
- tarkvõrgu projektid – tarbimise juhtimise võimalused, elektertranspordi mõjud, elektrisüsteemi juhtimise arendamine, uudse mõõtetehnoloogia rakendamine alajaamades, andmevahetusplatvorm, energiateenuste turu arendamine;
- gaasisektori arendamine – maagaasi laialdasem kasutamine, LNG terminali teostatavus, *power-to-gas*.

Näited juba töösolevatest või arendusjärgus IKT-põhistest arendusprojektidest Eleringis on AVP (andmevahetusplatvorm, mis koondab kõigi Eesti elektritarbijate tarbimisandmed ning elektri müügi ja ülekandmisega seotud lepingud), EDF (*Energy Data Feed* ehk Estfeed - energiateenuste turu teket takistavate turutõrgete kõrvaldamine läbi energiatarbimisega otseselt ja kaudselt seonduvate andmete teenuse pakkujatele kättesaadavaks tegemise) ja WAMPAC (*Wide-Area Monitoring, Protection and Control* - laiseiresüsteemi rakendused Eesti elektrisüsteemi juhtimiseks).

### ESTFEED

Ametliku projektinimega EDF ehk *Energy Data Feed* platvormi arendamine on algatus kujundada, juurutada ja testida avatud tarkvara platvormi, mida saaks kasutada energia tarbimise jälgimiseks ja haldamiseks. Laiem eesmärk on arendada kahepoolset suhtlust elektrivõrguga ning kasutada olemasolevaid andmevoogusid energia efektiivsemaks tarbimiseks.

Projekti arendustegevused on jagatud neljaks teemaks:

1. tarkvara arhitektuur;
2. kommunikatsioonikanalid;
3. andmehõive/andmehaldus;
4. intelligentne andmetöötlus.

Arendatav platvorm saab olema teenusepõhine ning peab olema suuteline ühilduma olemasolevate lahendustega (SCADA, „targad“ arvestid jmt), kuid ühtlasi võimaldama integreerida ka uuemaid ja edasiarendatud mõõtmistehnoloogiaid. Estfeed lahendus saab olema tulevikus standardiks, mida saab kasutada tööriistana kontrollimaks ja kinnitamaks energia monitooringu tulemusi ja energia halduslahenduste toimivust. Projekti pilootosa käigus arendatakse välja rakendused, mille eesmärgiks on tõestada selle potentsiaali ja reaalselt väärtust turu jaoks. Hilisemad rakendused luuakse juba turuosaliste või neile keskenduvate ettevõtete poolt.

Projekti arendusse on kaasatud viis osalist: elektrisüsteemihaldur, globaalse haardega IKT ettevõtte, jaotusvõrk, keskküttevõrgu operaator ja väiketootjate esindajana Eesti Taastuenergia Koda. Võrkude ja süsteemioperaatorid töötavad välja lahendusi, mis võimaldavad kliendi suuremat kaasatust ning tagasisidestamist võrgu paremaks haldamiseks (näiteks tarbimise juhtimine ja/või agregeerimine). Klientid leiavad uusi tööriistu, mis võimaldavad reaalaaja lähedast energia tarbimise analüüsi. Rakenduste arendajad saavad pakkuda lahendusi uutele klientidele, kellel on soov kasutada tarku energiateenuseid. Taastuenergia tootjad saavad pakkuda ärimudeleid, mis saavad võimalikuks tänu väiketootmisele ja mis toetavad võrgu toimimist.

### **WAMPAC ehk *Wide-Area Monitoring, Protection and Control* laiseiresüsteemi rakendused Eesti elektrisüsteemi juhtimiseks**

Laimõõtmised ja nende rakendamine elektrisüsteemi jälgimiseks ja analüüsiks on tänapäeval muutunud üheks oluliseks osaks elektrisüsteemi juhtimisel. Viimase kümne aasta areng selles valdkonnas on olnud kiire. Algselt mõõteandmete kogumiseks ja analüüsiks kasutusel olnud süsteem võimaldab tänapäeval reaalaajas hinnata elektrisüsteemi talitlust. Tuleviku arengusuundadena on näha laimõõtmiste rakendamist ka elektrisüsteemi automaatse juhtimise ja kaitse valdkondades.

Koostöös Tallinna Tehnikaülikooli elektroenergeetika instituudiga teostab Elering uurimustööd „Eesti elektrisüsteemi laiseiresüsteemi arendamine ja analüüs“. Uurimustöö eesmärgiks on käsitleda laimõõtesüsteemi rakendusi ja võimalikke arendussuundasid tuleviku tarvis ning arendada Eleringis kasutusel olevat laimõõtesüsteemi kõige optimaalsemal viisil. Vaatluse all on võimalikud lahendused, kuidas arendada olemasolevat laimõõtesüsteemi laijuhtimissüsteemiks, millega oleks võimalik parendada süsteemi operatiivplaneerimist, juhtimist ja kaitset. Uurimustöö raames antakse ülevaade juhtimissüsteemi uuest kontseptsioonist ning antakse vastused, millised peavad olema nimetatud süsteemi parameetrid juurutatuna Eesti elektrisüsteemi juhtimissüsteemi. Uurimustöö üheks osaks on ka avariitõrjeautomaatika rakendused WAMS/WAMPAC süsteemi baasil.

Uurimustöö tulemuseks on elektrisüsteemi juhtimisfunktsioonide laiem rakendatavus ning seeläbi süsteemi protsesside parem tundmine. Võimalikud lahendused võimaldavad rakendada moodsate juhtimissüsteemide võimalusi Eesti elektrisüsteemi juhtimiseks. Avariitõrjeautomaatika lahenduste väljatöötamine WAMS süsteemi baasil võimaldab suurendada võimalike lahenduste hulka avariitõrjeautomaatika lahenduste lõplikul valikul. Uurimustöö tulemuseks on tuleviku paindliku ja kiire juhtimissüsteemi kontseptsioon suure hajustoodangu tingimustes (tuulikud, päikesepaneelid, elektertransport jms.); WAMPAC efektiivne integreerituse tase juhtimissüsteemi; optimaalne arv PMU-sid (*Phasor Measurement Units*) tuleviku elektrisüsteemi jälgimiseks ja juhtimiseks; ja SPS (*Special Protection Scheme*) paindliku loogika arenduse võimalused lähema kümnekonna aasta jooksul WAMPAC süsteemi baasil.

Uurimustöö vajadus tuleneb vajadusest tagada Eesti elektrisüsteemi toimimine igal ajahetkel. Vaadates tulevikku, kus eesmärgiks on seatud Eesti elektrisüsteemi eraldamine Venemaast, siis erinevate moodsatel juhtimissüsteemidel põhinevate elektrisüsteemi juhtimisvahendite ja rakenduste olemasolu aitab igati tõsta elektrisüsteemi talitluskindlust. Lisaks on oluline ka olemasoleva süsteemi avariitõrjeautomaatika lahenduste optimaalsus, mis läbi on võimalik tagada Eesti elektrisüsteemi suurem töökindlus. Laimõõtesüsteemi arendamine võimaldab paremini koordineerida nii erinevate elektritootmisüksuste kui ka alalis- ja vahelduvvooluühenduste kasutatavust ning talitlemist häiringute ajal.

# 3 Tootmine ja ülekandevõrk

3.1	Elektritootmine ja varustuskindlus aastani 2030.....	16
3.1.1	Varustuskindlus olemasolevate tootmisvõimsustega aastani 2030 .....	16
3.1.2	Elektritootmisstsenaariumid ja varustuskindlus Eestis ja Baltikumis aastani 2030 .....	18
3.1.3	Elektritootmine Läänemere regioonis .....	20
3.2	Ülekandevõrgu arengud aastani 2030.....	22
3.2.1	Ühistöö jaotusvõrguettevõtjatega arenguplaanide koostamisel .....	22
3.2.2	Tallinn ja selle ümbrus .....	23
3.2.3	Kirde-Eesti tööstuspiirkonna arengud.....	25
3.2.4	Kesk- ja Lõuna-Eesti .....	27
3.2.5	Lääne-Eesti ja saared .....	28
3.2.6	330 kV elektrivõrgu areng .....	30
3.3	Eesti põhivõrk ja investeeringud .....	31
3.3.1	Investeeringud 2014-2018 .....	32
3.3.2	Olulisemad investeeringud Eesti põhivõrku .....	33
3.4	Elektrisüsteemi talitus .....	36
3.4.1	Elektrisüsteemi juhtimine reaalajas .....	37
3.4.2	Piiriülesed maksimaalsed ülekandevõimsused (TTC) 2013/2014. aasta talveperioodil .....	40
3.4.3	EstLinkide juhtimine .....	42
3.4.4	Kiisa ARE I ja II.....	42
3.4.5	Elektrisüsteemi talitluse juhtimise uued tehnilised vahendid .....	43
3.5	Võrgu talituskindlus.....	43
3.5.1	Väljalülitumised ja andmata jäänud energia. Võrdlus samadele näitajatele naaberriikides.....	43
3.5.2	Suuremad rikked Eleringi võrgus .....	44
3.5.3	Võrgu töökindluse tõstmise programmi eelmise aasta edusammud .....	45
3.5.4	Liinide välja lülitamine langenud puudest tingitud lühiste puhul .....	46

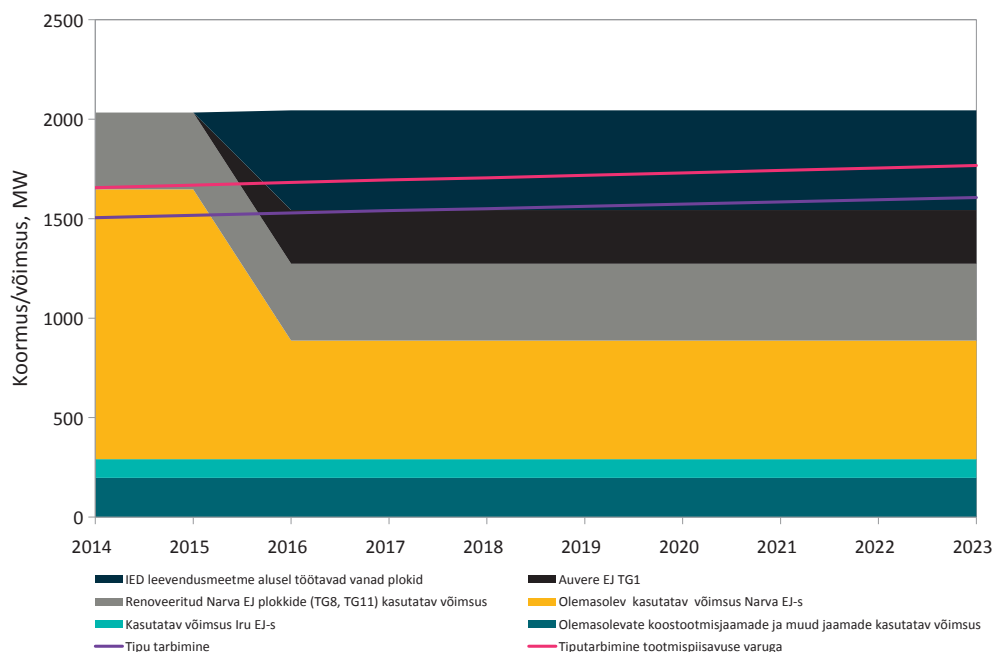
- **Aastani 2023 on Eesti elektrivarustuskindlus tõenäoliselt tagatud kodumaiste tootmisvõimsustega.**
- **Aastani 2030 on Eesti elektrivarustuskindlus tagatud tootmisvõimsuste ja ülekandevõimsuste koosmõjus.**
- **ENMAK stsenaariumanalüüsi põhjal on Baltikumis 2030 perspektiivis täiendavalt potentsiaali ehitada vähemalt 800 MW tootmisvõimsusi.**
- **Läänemere regioonis on varustuskindluse seisukohalt oluline Saksamaa tootmispiisavuse areng.**



### 3.1 ELEKTRITOOTMINE JA VARUSTUSKINDLUS AASTANI 2030

Täpsem ülevaade Eesti elektrisüsteemiga ühendatud tootmisest metest on avaldatud Eleringi Eesti elektrisüsteemi tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajaliku tootmisvaru hinnangus, mis anti välja möödunud aasta novembris. Kuna käesolevas aruandes on muutunud tipukoormuste prognoosid, toome järgnevalt ära uuendatud tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajaliku tootmisvaru hinnangu aastani 2023. Arvestades võimalusega kasutada Narva Elektri jaamade vanu renoveerimata ja väävlipuhastusseadmeteta energiablokke ajavahemikul 1. jaanuar 2016 kuni 31. detsember 2023 summaarselt 17 500 töötundi, on tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajalik tootmisvaru piisav, seda ka 10%-se varuga erakordselt külmal talvedel (Joonis 3).

Joonis 3.  
Kasutatavad tootmisvõimsused ja tipunõudluse eeldatav prognoos 2014-2023 talveperioodil

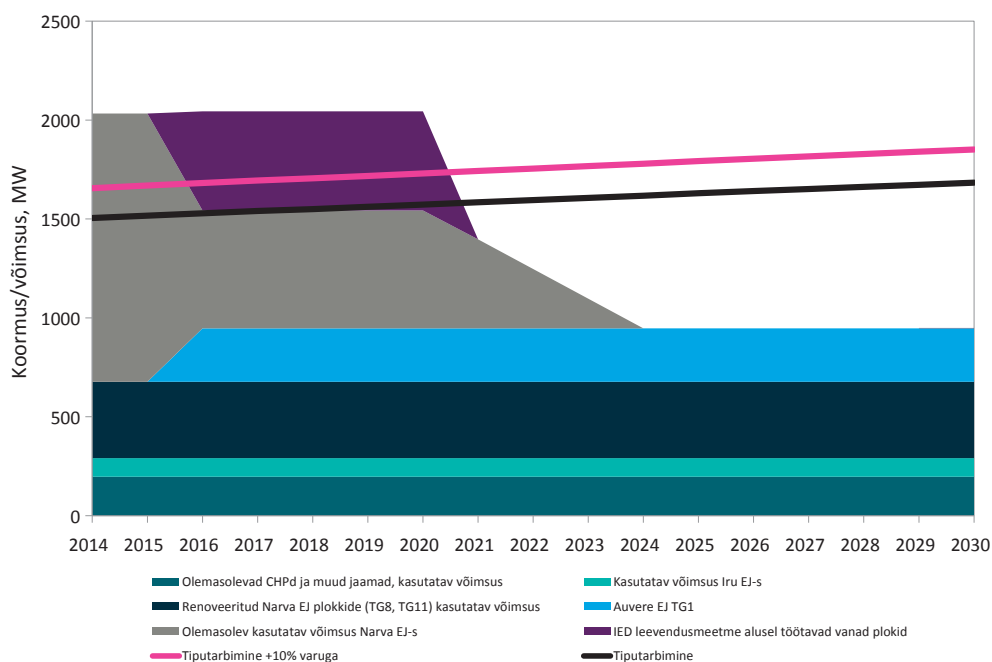


#### 3.1.1 Varustuskindlus olemasolevate tootmisvõimsustega aastani 2030

Tipukoormuse katmisel on võimalik arvestada Läänemere piirkonna teiste riikide elektritootmisvõimsustega, seda tulenevalt tipukoormuse aja erinevusest ning võimalusest kasutada riikidevahelisi elektriühendusi. Eleringi hinnangul on riikidevahelised ühendused ning tootmisvõimsused naabersüsteemides piisavad, et tagada Eesti elektrisüsteemi toimimine ka olukorras, kus tarbimine kasvab kiiremini kui prognoositud või olemasolevad tootmisest meted suletakse enne praegu prognoositut. Eelduseks naabersüsteemide tootmisressursside kasutamisele on toimiv regionaalne elektriturg.

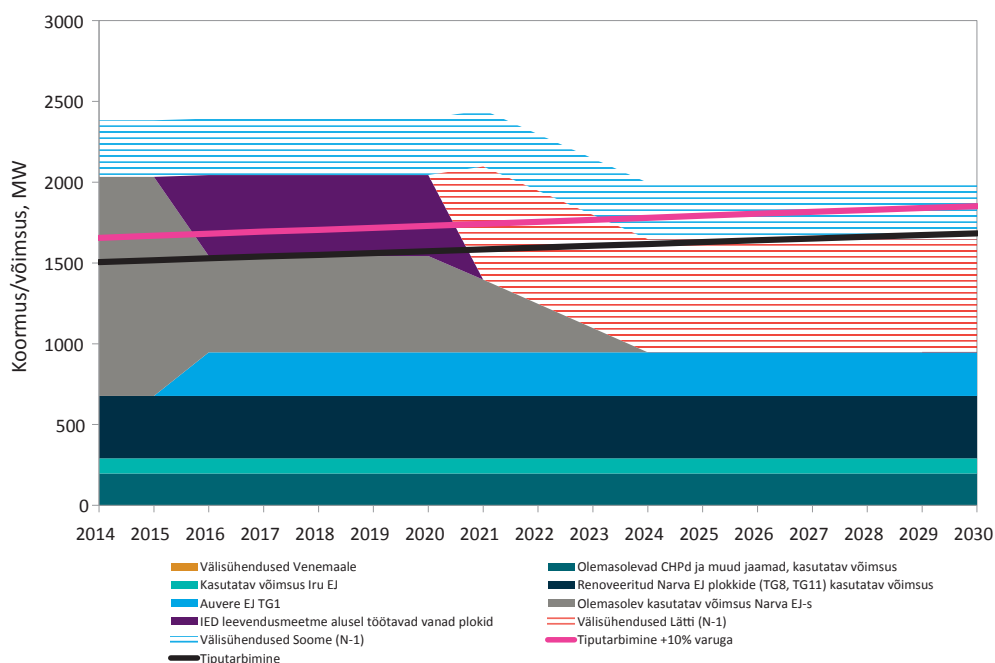
Joonis 4 väljendab varustuskindluse seisukohalt Eleringile hetkel teadaolevate ja kasutatavate tootmisvõimsuste arenguid Eestis kuni 2030. aastani. Siinjuures on konservatiivsuse seisukohast lähtudes eeldatud tööstusheitmete direktiivi (IED) erandi alla kuuluvate Narva Elektri jaamade plokkide sulgemist aastal 2020. Reaalsuses on nendel plokkidel lubatud kasutada 17 500 töötundi ajavahemikus 2016. aasta algusest kuni 2023. aasta lõpuni. Lisaks eeldatakse väävlipüüduritega varustatud Narva Elektri jaamade plokkide järkjärgulist sulgemist vahemikus 2020 kuni 2024. Tegelikult võivad antud plokid kauem töös olla.

Joonis 4.  
Teadaolevate kasutatavate  
tootmisvõimsuste koosseis  
aastani 2030 arvestades  
kiire sulgemisgraafikuga



Aastal 2030 on Eestil praeguste plaanide järgi üle 2000 MW välisühendusi<sup>4</sup>. See tähendab suuremat impordivõimekust, kui on selleks perioodiks prognoositav Eesti tiputarbimine. Varustuskindluse seisukohast on oluline vaadata ka süsteemi avariiolekordi, kus tuleb tagada tarbijate elektriga varustus. Käesolevas analüüsis on vaadeldud häiringu olukorda N-1-1, kui süsteemi kaks suurimat elementi on tööst väljas. Aastal 2030 on praeguse teadmise järgi Eesti süsteemi kaks suurimat elementi EstLink 2 ning üks Eesti-Läti ülekandeliinidest. Sellises olukorras väheneb Eesti välisühenduste võimsus ja sellest ka impordivõime 1100 MW-ni - Lätist 750 MW ning Soomest 350 MW. Selles olukorras on varustuskindlus samuti tagatud kogu vaadeldaval perioodil. Lisaks on tagatud ka 10% varu tarbimise kiirema kasvu rahuldamiseks. Joonis 5 illustreerib varustuskindluse seisundit N-1-1 olukorras, kus kaks elektrisüsteemi suurimat elementi on tööst väljas.

Joonis 5.  
Eesti elektrienergiaga  
varustuskindlus N-1-1  
olukorras kuni  
aastani 2030



4 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.

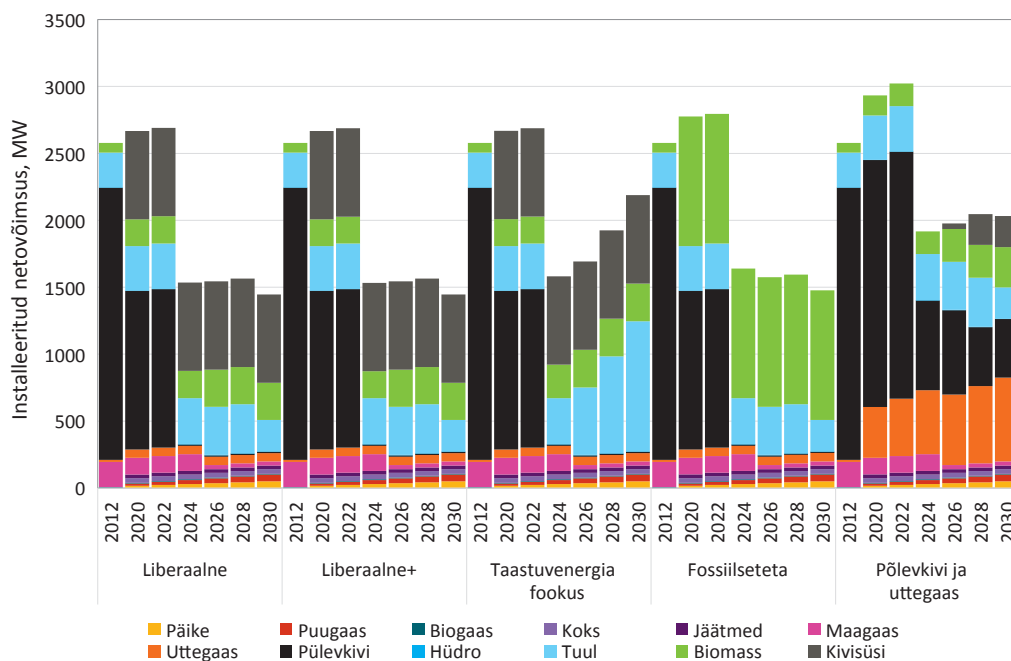
### 3.1.2 Elektritootmisstsenariumid ja varustuskindlus Eestis ja Baltikumis aastani 2030

Analüüs vaatleb Eesti varustuskindlust teadaolevate investeeringute perspektiivis. Eesti elektrivarustuskindlus sõltub tulevikus arengutest Eesti ning lähiriikide elektrisüsteemides. Eesti energiamajanduse arengukava (ENMAK) 2030+ koostamisel on teostatud analüüs vaatlemaks Eesti elektritootmise tulevikustsenaariume<sup>5</sup>. Allolevalt on analüüsitud stsenaariumite mõju varustuskindluse seisukohalt aastani 2030. Hinnang antakse Eesti ning Baltikumi varustuskindluse perspektiivile ja potentsiaalselt vajalikele täiendavatele elektritootmisvõimsustele.

Eesti varustuskindlus on tagatud, kui meil on võimalik katta tarbimine igal ajahetkel. Avatud elektriturul vabalt liikuva energia tingimustes on tarbimise katmiseks samaväärsed nii Eestis toodetud kui ka imporditud elekter. Niisiis piisab ka tõsise avarii olukorras Eestis sellest, kui tiputarbimise katavad kasutatavad tootmisvõimsused koos 1100 MW-ni küündivate impordivõimalustega.

Joonis 6 illustreerib Eesti elektritootmisvõimsusi viies erinevas ENMAK stsenaariumis. Joonisel kujutatud elektritootmisvõimsused sisaldavad nii olemasolevaid elektrijaamu kui ka stsenaariumanalüüsis arvatud uusi turupõhiseid investeeringuid. Perioodi alguses on kõigis stsenaariumites näha põlevkivijaamade sulgemine. Osa sellest on tingitud vanemate põlevkiviplokkide sulgemisest. Teine osa on tingitud plokkide ümberehitamisest kivisöele või biomassile, mis tuleneb põlevkivi otstarbekamast kasutusest õlitootmises. Neljas esimeses stsenaariumis on kolm Narva põlevkivi keevkihtplokki ümber ehitatud kasutamaks kivisütt või biomassi. Arvestades põlevkivi kasutamise õlitootmises, muutuvad kivisöe ja biomassi kasutamine elektritootmises odavamaks, kui põlevkivi kasutamine. Viimases stsenaariumis on eeldatud õlitootmise aeglasemat arengut ning sellest tulenevalt odava põlevkivi kättesaadavust pikema perioodi vältel. Tulemuseks on põlevkivi võimsuste säilimine kuni 2030. aastani.

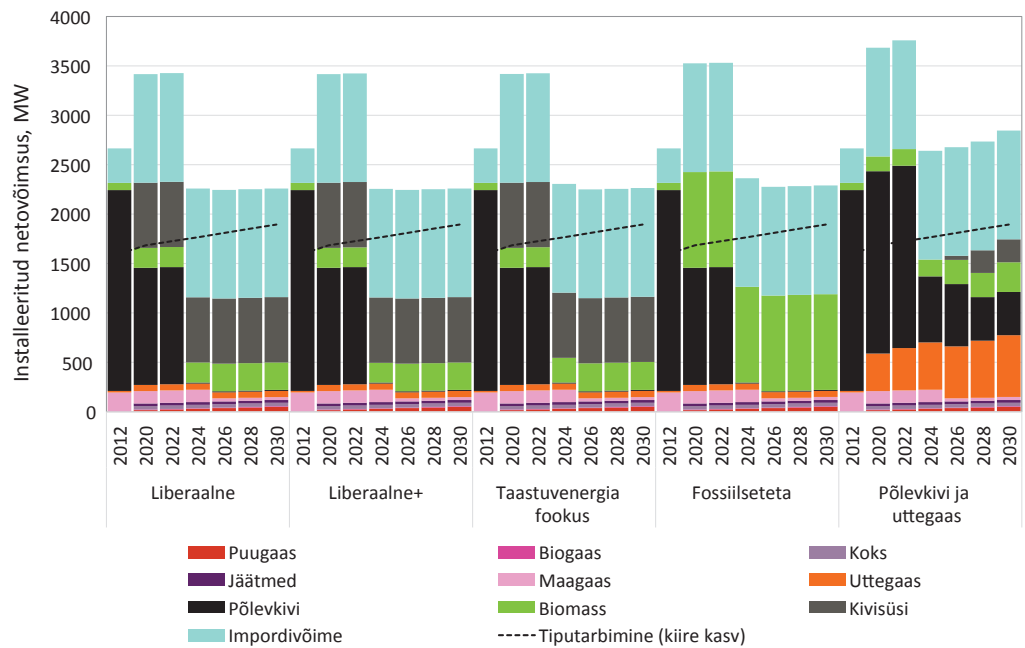
Joonis 6.  
Installeeritud  
elektritootmisvõimsused  
Eestis viies erinevas  
ENMAK stsenaariumis



Joonis 7 väljendab Eesti elektrienergiaga varustuskindlust. Siin on eelnevalt jooniselt toodud installeeritud võimsuste hulgast maha arvatud mittejuhitavad võimsused (nt. tuuleenergia) ja lisatud impordivõime N-1-1 olukorras. Joonisele on kantud ka Eleringi tiputarbimise prognoos kiire kasvu korral. Siit lähtub, et Eestil on võimalik kodumaiste tootmisvõimsustega ning ülekandevõimsustega katta tiputarbimine N-1-1 häiringuolukorras kõigi ENMAK-i stsenaariumite korral.

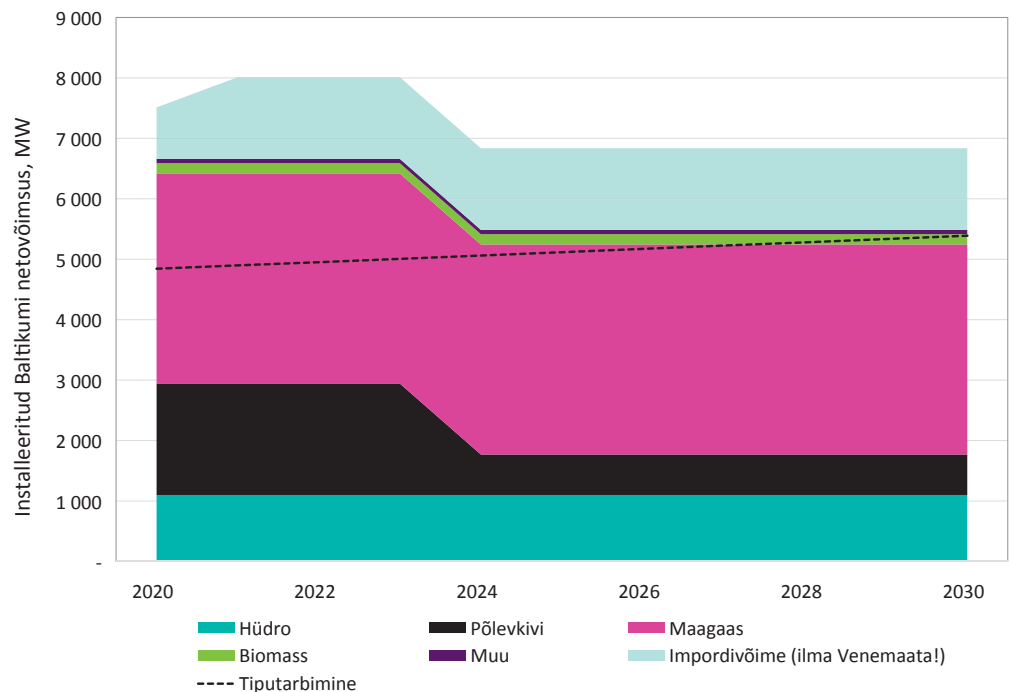
5 Eesti pikaajalised elektritootmisstsenariumid

Joonis 7.  
Eesti tiputarbimise  
katmine kodumaise  
tootmisvõimsuse ning  
impordivõimekusega viies  
ENMAK stsenaariumis



Ülaltoodud analüüsist järeldub, et Eesti varustuskindlus on pikemas perspektiivis tagatud impordivõimaluste olemasolul. See tähendab, et Eesti varustuskindlust tuleb mõõta regionaalsel tasandil. Kuna N-1-1 häiringuolukorras on arvestatud 750 MW impordivõimalusega Lätist, siis on oluline, et see impordivõimalus ka realselt tootmisvõimsuste näol eksisteeriks. Joonis 8 kujutab teadaolevaid tootmisvõimsusi Baltikumis perioodil 2020-2030. Lisaks on joonisele kantud Balti riikide tiputarbimise prognoos. Impordivõimekust on taas kirjeldatud N-1-1 olukorras, kus kaks Baltikumi suurimat elementi on tööst väljas. Baltikumi tasandil on nendeks elementideks praeguse teadmise järgi merkaablid EstLink 2 (650 MW) ning NordBalt (700 MW). Kui tavaolukorras oleks Baltikumis välisühendusi üle 2700 MW<sup>6</sup>, siis N-1-1 olukorras väheneks see 1350 MW peale. Viimane number on kantud ka Joonisele 8.

Joonis 8.  
Teadaolevad Baltikumi  
elektritootmisvõimsused ja  
impordivõimekus perioodil  
2020-2030 N-1-1 olukorras



6 Varustuskindluse seisukohalt ei ole arvestatud impordivõimalusega Venemaalt tulenevalt erinevast turukorraldusest, mis pidurdab elektrienergia vaba liikumist.

Analüüsist lähtub, et praegu teadaolevad tootmisvõimsused ning ülekandeliinid suudavad katta Baltikumi tiputarbimise N-1-1 olukorras aastani 2030. Leedu võimaliku uue tuumajaama valmimisega antud perioodil ei ole arvestatud. Arvestades impordivõimalusega 1350 MW ulatuses, on Baltikumi varustuskindluse seisukohalt piisav omada kohapeal tootmisvõimsusi 80% ulatuses tiputarbimisest. Tulenevalt impordivõimalusest, eksisteerib 2030. aasta perspektiivis varustuskindluse varu. Siinkohal võib olukorda muuta Baltikumi elektriijaamade varasem sulgemine.

ENMAK elektristsenaariumite analüüs viitab sellele, et Baltikumis on potentsiaali ehitada 2030. aasta perspektiivis turupõhiselt rohkem kui 800 MW uusi tootmisvõimsusi. Kõige suurem potentsiaal on hinnanguliselt koostootmisjaamadel, mis kasutavad kütusena biomassi. Kaugküttevõrgud ning kohalik kütus võimaldavad konkurentsivõimeliselt toota nii elektrit kui ka soojust.

### 3.1.3 Elektritootmine Läänemere regioonis

Baltikumi tasemel varustuskindluse tagamiseks arvestatakse võimalusega elektrienergiat importida. Sellest tulenevalt antakse järgnevalt ülevaade Läänemere regiooni varustuskindlusest ENTSO-E tootmispiisavuse aruande põhjal. Läänemere regiooni moodustavad kolm sünkroonselt eraldatud piirkonda:

- Baltimaad Venemaa ühendatud elektrisüsteemis;
- Põhjamaad omaette sünkroonalana;
- Saksamaa ja Poola, mis on osaks Mandri-Euroopa sünkroonalast.

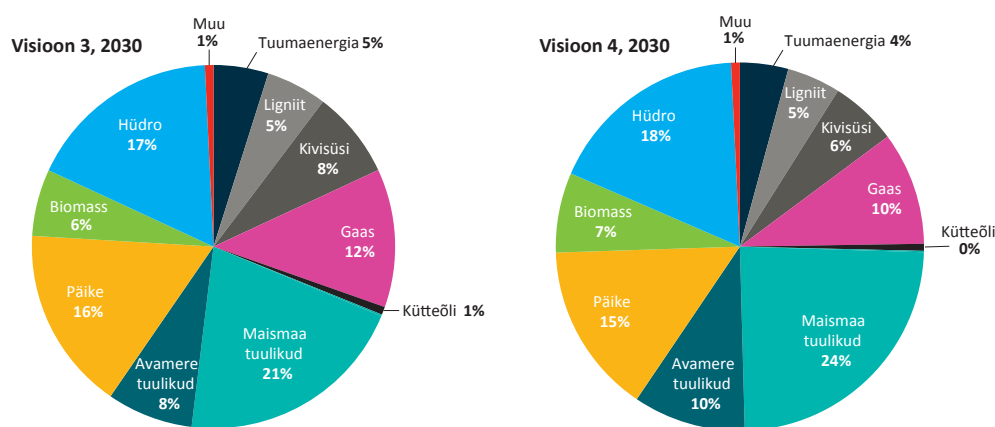
Läänemere regiooni all mõistetakse Balti- ja Põhjamaade riike ning Poolat, Taanit ja Saksamaad.

Läänemere regioonis vajaliku tootmisvaru hinnang on avaldatud ENTSO-E tootmispiisavuse aruandes<sup>7</sup> „Scenario Outlook & System Adequacy Forecast 2012-2030“, mis anti välja möödunud aasta kevadel. Järgnevalt esitatu põhineb eeltoodud aruandel. Regioonis on eeltoodud aruandes analüüsitud tootmispiisavuse olukorda 2030. aastani.

Vaadeldes Eesti varustuskindlust kodumaise elektritootmise ja ühenduste koosmõjus, on oluline hinnata tootmisvõimsuste piisavust teistes regiooni riikides. Läänemere regiooni elektritootmise piisavust mõjutavad nimetatud aruande kohaselt eelkõige Saksamaa tuumaelektriijaamade sulgemise otsus, taastuveneergetika (eelkõige tuul) arendamine ning olemasolevate elektritootmiseadmete sulgemised, mis vähendavad regiooni tootmispotentsiaali.

Tootmisvõimsuse piisavust mõjutab positiivses suunas võimsuse suurenemine regioonis aastaks 2030: tuuleelektriijaamad kuni 130 000 MW, päikseelektriijaamad 75 000 MW ning biomassi kasutavad elektriijaamad kuni 30 000 MW. Suurimat taastuveneergetika kasvu on ette näha Saksamaal, Rootsis ja Norras. Lisaks on regiooni omapäraks suur hüdroenergia osakaal, mille summaarne installeeritud võimsus on kuni 78 000 MW (Joonis 9).

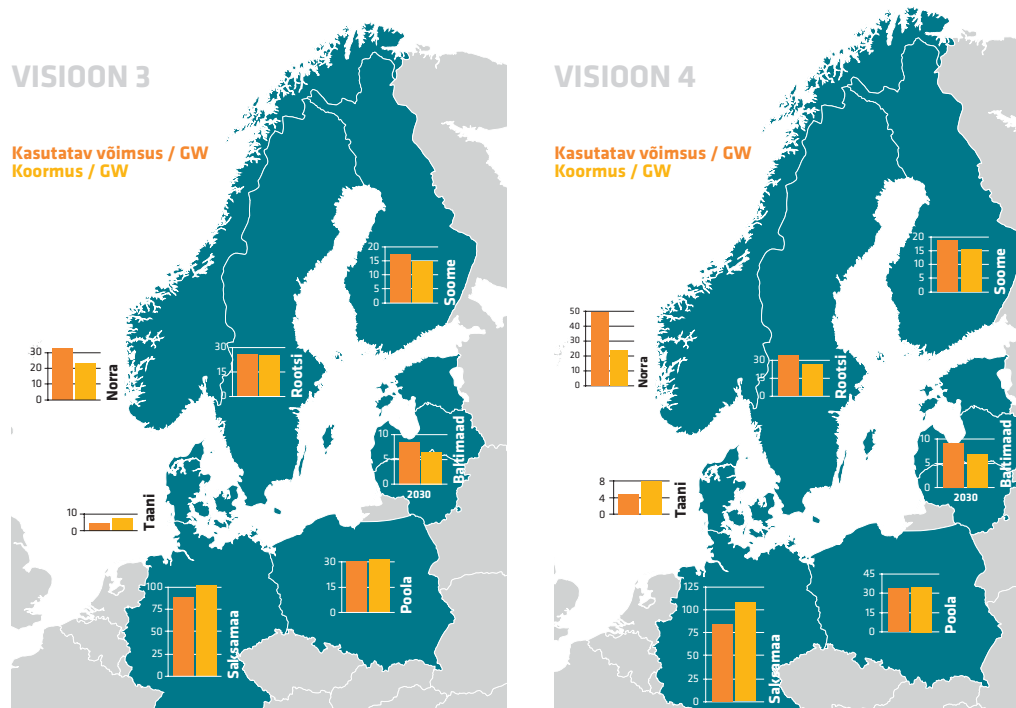
Joonis 9.  
Visioonide 3 ja 4 järgsed tootmisvõimsused Läänemere regioonis aastaks 2030



<sup>7</sup> Allikas: <https://www.entsoe.eu/system-development/system-adequacy-and-market-modeling/soaf-2012-2030/>

Regiooni riikidest on suurima tootmisvõimsuste ülejäägiga Norra (kuni 8900 MW) ja Soome (kuni 2300 MW) ning suurima puudujäägiga on Saksamaa (-14 000 MW kuni -17 000 MW), Taani (-1500 kuni -3200 MW). Tootmisvõimsuste piisavust Eesti lähipiirkondades mõjutavad eelkõige planeeritud tuumaelektrijaamad Soomes ja Leedus ning fossiilkütustel elektrijaamade sulgemine Saksamaal ja Poolas (Joonis 10).

Joonis 10.  
Visioonide 3 ja 4  
järgsed koormused ning  
kasutatavad võimsused  
Läänemere regioonis  
kuni 2030



Eeltoodud hinnang arvestab, et:

- suundumused tootmisvõimsuste arengul kulgevad kõigis riikides sarnaselt;
- elektritarbimise tipp ei ole kõigis riikides üheaegne, tiputarbimine võib olla nii erinevatel päevadel kui ka erinevatel tundidel;
- investeeringud riikidevaheliste ühenduste tugevdamiseks on piisavad, et tagada võimsuse ülekannete erinevate regiooni riikide vahel, juhul kui mõnes riigis on tootmisvõimsusi puudu;
- elektriturul eeldatavalt kõrgem hinnatase soodustab tarbijaid ratsionaalsemalt käituma, nad vähendavad oma tarbimist kõrgema hinnatasemega perioodidel.

Tootmisvõimsuste piisavus regioonis tervikuna ei ole kõikide visioonide puhul tagatud, puudujääk võib ulatuda kuni viie GW-ni.

Tegelik areng võib erineda ning ühtegi aruandes toodud stsenaariumit ei saa kindla suundumusena võtta. Erinevad suundumused eri riikides kompenseerivad üksteist ning reaalne areng võib toimuda analüüsitud stsenaariumide kombinatsioonina.

Oht elektriga varustamise kindlusele on eelkõige uute Leedu-Rootsi ja Leedu-Poola riikidevaheliste ühenduste valmimise hilinemine ning tootmisvõimsuste ehitamatajätmine naaberriikides. Teine oht on bilansi- ja reguleerimisvõimsuste ebapiisavus. Tuleviku arengustsenaariumites on suur osa taastuvatel energiaallikatel, mille väljundvõimsus on juhusliku iseloomuga (tuul, päike). Tuuleenergia integreerimine elektrisüsteemi eeldab tavapärase tootmistehnoloogiate kasutamist puudujäägi katmiseks süsteemis ning nende piisavust ning paindlikkust tuleb eraldi hinnata.

Eestiga on samas sünkroonpiirkonnas Läänemere regioonist vaid Läti ja Leedu elektrisüsteemid, mistõttu arengud neis riikides mõjutavad oluliselt ka Eesti elektrisüsteemi. Eestis, Lätis ja Leedus on suurimad võimalikud muutused tootmisvõimsuste osas tuumaelektrijaama ehitamine Leedus, põlevkiviplokkide ehitus Eestis, tuuleenergeetika arendamine ning biomassil põhinevate koostootmiselektrijaamade areng kõigis Balti riikides. Lisaks sõltub tootmisbilanss hooajaliselt ka Läti hüdroelektrijaamade toodangust. 2014. aasta kevade seisuga ei ole suurematest plaanitud projektidest otsustatud veel Leedu tuumaelektrijaama ehitamist. Samas loobus Eesti Energia kevadise otsusega teise uue põlevkiviploki ehitamise plaanidest Auverre.

Tootmispiisavus on regionaalsel tasemel tõenäoliselt tagatud, kuna Balti riikide summaarne elektritarbimine moodustab vaid ligikaudu 3% Läänemere regiooni kogutarbimisest. Kavandatud elektrilised ühendused Soome, Rootsi ja Poolaga tagavad kuni 2025. aastani elektriga varustatuse avariide ja maagaasi tarnete katkemise korral ka juhul, kui Baltimaades ei tehta investeeringuid tootmisvõimsuste ehitamisse.

## 3.2 ÜLEKANDEVÕRGU ARENGUD AASTANI 2030

- ***Arengukava koostamise käigus toimub tihe koostöö jaotusvõrguettevõtetega, et töötada välja kõige optimaalsemad lahendused ühiskonnale.***
- ***330 kV elektrivõrk on orienteerumas ümber ida-lääne-suunalistelt voogudelt põhja-lõuna-suunalistele.***
- ***110 kV elektrivõrk vastab suures osas vajadustele, kuid oluliselt tuleb panustada vananevate liinide rekonstrueerimisse ning alajaamade ja koormuskeskuste omavahelise paiknemise optimeerimisele;***
- ***Olulisimateks võrguarengu piirkondadeks on Tallinn, Tartu, Kirde-Eesti ning Lääne-Eesti saared.***

Elering koostab hetkel Eesti 110-330 kV elektrisüsteemi arengukava aastani 2030. Sooritatud on vajalikud süsteemiülesed arvutused ja makrotasandiline analüüs, milles arvestati võimalikke elektrisüsteemi arenguvariante tulevikus, võimsusvoogude suundasid ja muid tegureid. Järgnevalt esitatakse kokkuvõtte arengukava mahus planeeritud suurematest uuendustest Eesti 110-330 kV elektrisüsteemis nelja tähtsama piirkonna lõikes ja eraldi 330 kV elektrivõrgu kohta:

- Tallinn ja selle ümbrus;
- Kirde-Eesti;
- Kesk- ja Lõuna-Eesti;
- Lääne-Eesti ja saared;
- süsteemi selgroog – 330 kV võrk.

Kirjeldatavad elektrisüsteemi arenguperspektiivid ei ühti Eleringi kinnitatud investeeringute kavaga, vaid esitavad eri arengustsenaariumite põhjal sünteesitud nägemust sellest, milliseks võiks kujuneda Eesti elektrisüsteem aastaks 2030. Arengustsenaariumite eeldusteks on kiire majanduskasv, elektritarbimise märkimisväärne tõus, osalemine üleeuroopalisel elektriturul ja sellest tulenevad suured transiitvood. See tähendab, et arengukava spetsiifikast lähtuvalt käsitletakse eelkõige maksimaalseid arenguperspektiive, millest on võimalik tuletada vastavalt tegeliku olukorra arengutele optimaalseim võrgukonfiguratsioon. Joonistel kujutatud planeeritud uute liinide trassid on illustreeriva iseloomuga, sest konkreetsed liinide kulgemise marsruudid selguvad alles vastavate uuringute ja projekteerimistööde käigus.

### 3.2.1 Ühistöö jaotusvõrguettevõtjatega arenguplaanide koostamisel

Alates 2013. aasta septembrist on Elering AS tihendanud planeerimisalast koostööd Elektrilevi OÜ-ga. Ühisteks eesmärkideks on seatud:

- tõhustada planeerimisalast infovahetust;
- optimeerida arenguplaanid, valides välja vähimate kogukuludega variandid;
- töötada välja kõrg- ja keskpinge võrgu arenguid harmoniseeriv ühine arengukava.

Arenguplaane koordineeritakse ka teiste Eesti võrguettevõtetega nagu VKG Elektrivõrgud OÜ ja Imatra Elekter AS. Praeguseks on koos läbi töötatud mitme piirkonna arenguvariandid, millest tuleb eraldi juttu allpool, vastavate piirkondade arenguplaanide kokkuvõtete juures.

Plaanide läbivaatamine toimub komplekselt, võttes arvesse käsitletava projekti lähipiirkonna elektrivõrgu arengukava aastani 2030. Vaadeldakse piirkonna kõiki võimalikke investeeringuid nii põhivõrgu kui ka jaotusvõrgu osas. Välja valitav arenguplaan peab tagama summaarsete (nii põhivõrgu kui jaotus-

võrgu) investeeringute miinimumi kogu ajaperioodil. Sel viisil elimineeritakse lahendused, mis tunduvad esialgu odavamad, ent põhjustavad tulevikus suuremaid kulusid. Samuti tagatakse ühiskonnale odavaim lahendus, sest otsitakse mitte üksikute võrguettevõtete, vaid summaarsete investeeringute miinimumi.

Arenguplaanide variantide omavahelisel võrdlemisel on samuti otsustatud läheneda komplekselt. Kulude miinimumi leidmise ülesanne hõlmab endas muuhulgas:

- otsete investeeringukulude arvestust: vaadeldakse kulutusi vahetult liinide ja alajaamade ehitamiseks ja rekonstrueerimiseks;
- piirkonna alajaamade ja liinide käidukulud;
- võrgukadude maksumuse arvestust erinevate skeemivariantide korral kogu ajaperioodil;
- tarbijatele potentsiaalsete katkestuskahjude maksumuse arvestust (aitab välja valida töökindlamad elektrivõrgu skeemid);
- erinevate nimipingete kasutamise võrdlust.

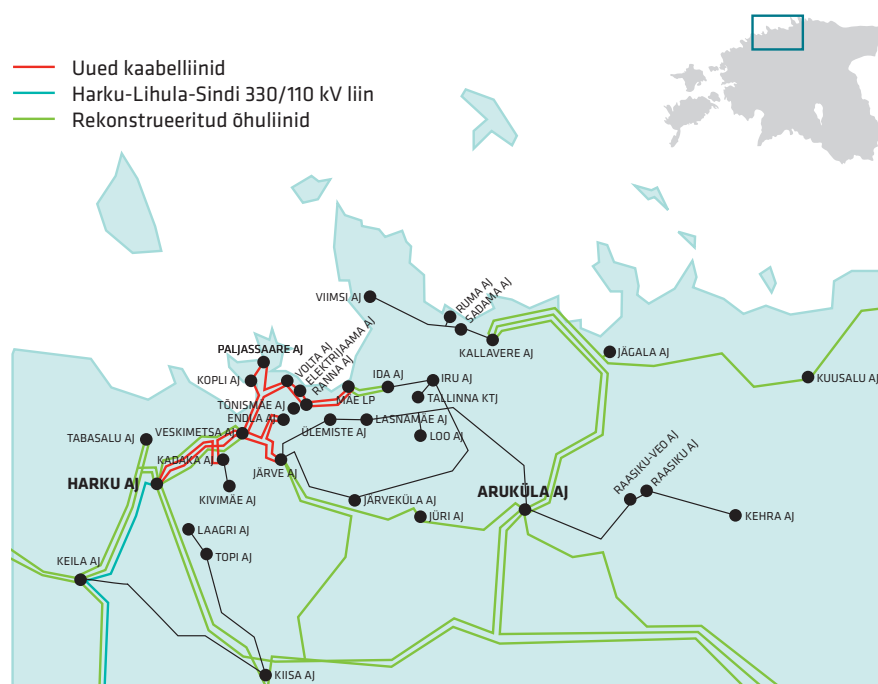
Eleringi jaoks on olulise tähtsusega jaotusvõrguettevõtjalt saadav info koormuste ja elektritootmise arengu kohta piirkondlikul tasemel. Nii on võimalik arvesse võtta Eesti demograafilist arengut, perspektiivseid hajatootmise arengupiirkondasid ja muid olulisi tegureid. Näiteks on oluline arvestada Elektrilevi piirkonnaalajaamadele tarbijate töökindluse tagamiseks kehtestatud võimsuse piirangut 40 MVA. Suurema koormuse kontsentreerimisel ühte piirkonnaalajaama võib seal aset leidva rikke tõttu jääda toiteta lubamatult suur hulk tarbijaid. Seepärast koormuse suurenemisel üle 40 MVA jaotatakse antud alajaama teeninduspiirkond osadeks ning ehitatakse täiendavaid alajaamu.

### 3.2.2 Tallinn ja selle ümbrus

Eesti suurimaks koormuskeskuseks on Tallinn, mille elektrienergia tarbimine oli 2012. aastal 2,81 TWh, mis moodustas ligikaudu 32% kogu Eesti elektrienergia tarbest (8,85 TWh). Kogu Harjumaa elektrienergiatarve (3,65 TWh) moodustab aga kogunisti 41% kogu Eesti elektrienergia tarbimisest. Suurem osa Tallinna ja selle lähiümbruse elektrivõrgust on lähenemas oma vanusepiirile või ei oma tulevikus enam piisavat läbilaskevõimet, talumaks koormust suuremate liinide väljalülitumise korral (N-1 olukorras).

Oma piirile on lähenemas Tallinnat toitvate 330 kV alajaamade trafode võime kanda võimsust 330 kV võrgust üle 110 kV võrku. Vajalikuks võib osutuda uue 330 kV alajaama rajamine Tallinna lähedusse. Alternatiivina on võimalus ka olemasolevatesse alajaamadesse trafosid lisada, kuid investeerimiskulude seisukohast ei ole erilist vahet, kas laiendada olemasolevaid 330 kV jaotlaid või rajada nullist uus alajaam. Samas tuleb arvestada, et varustuskindluse seisukohast oleks uue alajaama rajamine oluliselt parem. Ülevaade Tallinna ja selle lähipiirkonna arenguperspektiividest on koondatud järgnevale joonisele (Joonis 11).

Joonis 11.  
Tallinn ja selle ümbruse  
arenguperspektiivid  
aastaks 2030





Eleringi arengukava seab plaaniks aastaks 2030 rekonstrueerida suurel hulgal olemasolevaid elektriliine, lisaks tegeletakse kohaliku kogukonna ja omavalitsuse nõudele vastu tulles vanade linnasestest õhuliinide asendamisega kaabelliinidega. Kaabelliinid on küll õhuliinidest märksa kallimad, ent linnapildis märkamatud ning ka palju töökindlamad. Samuti on Tallinna tingimustes nõuetele vastavate õhuliinide kaitsetsoonide rajamine elanikke häirimata pea võimatu. Õhuliinide rekonstrueerimise üldesmärgiks on varustuskindluse tagamine Eesti kõige dünaamilisemalt arenevas piirkonnas läbi ülekandevõime suurendamise ja ülekandesüsteemi noorendamise.

### 3.2.2.1 Tallinna õhuliinide asendamine kaabelliinidega

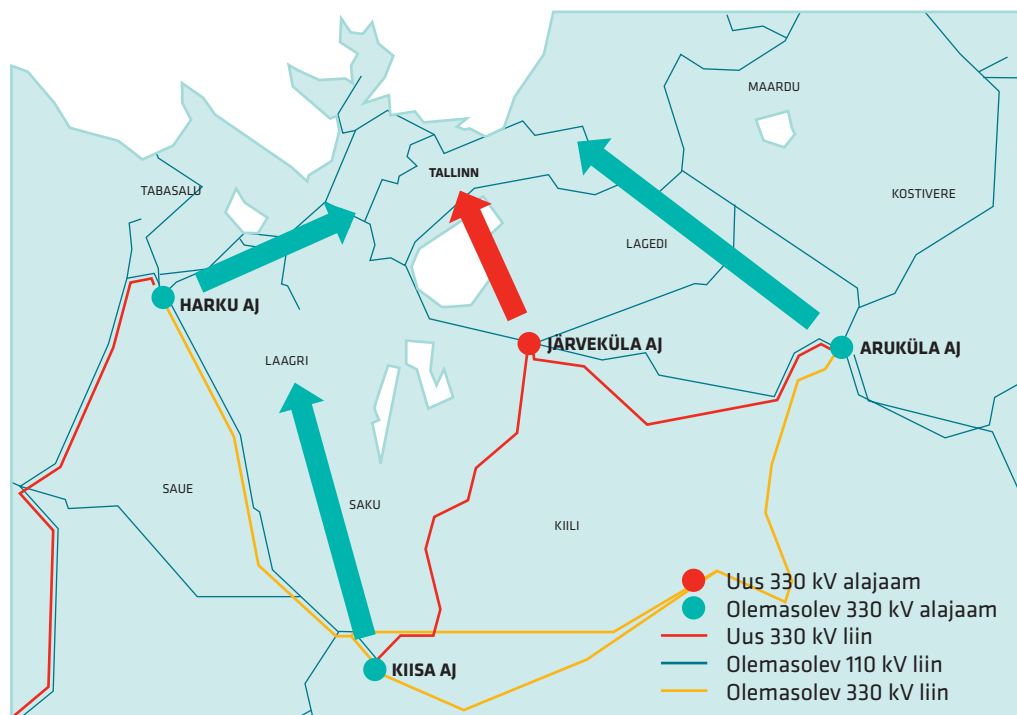
Tallinnas on planeeritud pikaajalises perspektiivis rekonstrueerida enamus linnasestest õhuliinidest kaabelliinideks ja asendada olemasolevad õlitäitega kaabelliinid moodsate plastisolatsiooniga kaablite vastu. Kokku on kavas Tallinna piires rajada peaaegu 60 km uusi 110 kV kaabelliine. 2030. aasta perspektiivis on planeeritud järgmised uuendused (Joonis 11):

- Mäe-Ranna-Elektrijaama-Volta alajaamade vaheliste kaablite asendamine uutega;
- Kaabelliinidega asendatakse õhuliinid Harku-Veskimetsa, Veskimetsa-Järve-Endla, Veskimetsa-Kopli-Volta-Paljassaare alajaamade vahel.

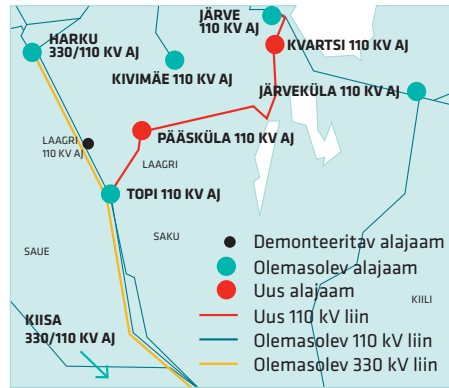
### 3.2.2.2 Tallinna 330 kV toide

Hetkel on Tallinna elektrivarustus tagatud peamiselt kolme 330/110 kV alajaamaga – Harku, Kiisa ja Aruküla. Perspektiivne koormuse kasv Tallinnas ja selle lähiümbruses nõuab üha suuremat võimsuse ülekannet 330 kV võrgust Tallinna 110 kV võrku. Piiravaks lüliks kujuneb seejuures 330/110 kV trafode võimsus. Lahendamaks potentsiaalset trafode võimsuste puudujääki, on koormuse kiire kasvu korral planeeritud rajada Tallinna toiteks täiendav 330/110 kV Järveküla alajaam, mis ühendatakse 330 kV elektriliinide vahendusel Aruküla ja Kiisa 330 kV alajaamadega (Joonis 12). Järveküla alajaam toob 330 kV toite Tallinna tarbijale lähemale ning aitab vähendada Kiisa alajaama koormust.

Joonis 12.  
Järveküla 330 kV alajaam ja selle sidumine elektrisüsteemiga. Nooltega näidatud 330 kV võrgust 110 kV võrku ülekantava võimsuse liikumise suund



Joonis 13.  
Võimalik võrguarengu  
variant Kiisa-Harku-Järve  
piirkonnas



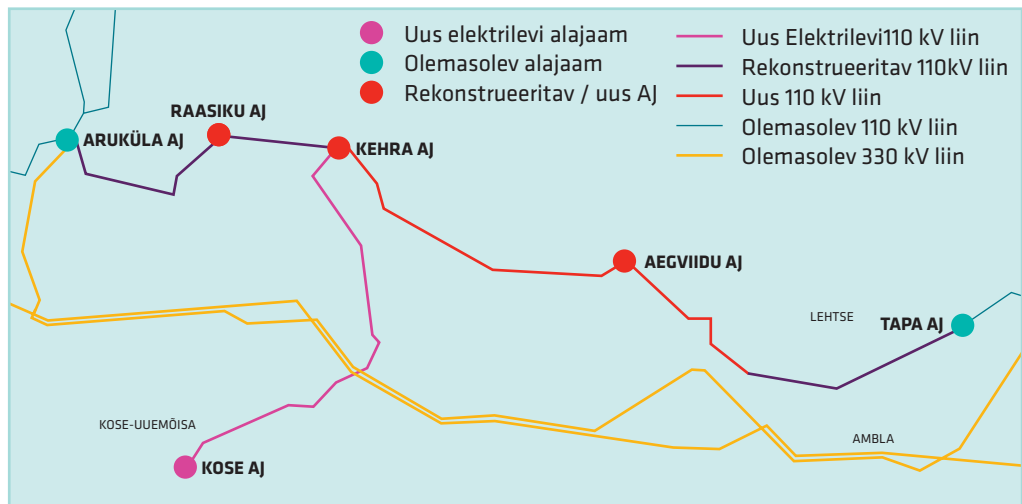
### 3.2.2.3 Kiisa-Topi-Kvartsi-Järve uus liin

Üheks võimalikuks võrgu arengusuunaks on elektrivõrgu konfiguratsiooni muutumine Kiisa, Harku ja Järve alajaamade vahel. Esialgse plaani järgi demonteerib Elering Laagri 110 kV alajaama ning ehitab uued Pääsküla ja Kvartsi 110 kV alajaamad. Kiisa ja Järve alajaamad seotakse Kiisa-Topi-Pääsküla-Kvartsi-Järve 110 kV liiniga, mis on lõigul Topi-Järve kavandatud kaabelliinina (Joonis 13). Antud projekt on hetkel majandusliku analüüsi faasis, kaalumisel on erinevad variandid.

### 3.2.2.4 Elektrivõrgu ümberehitamine Aruküla-Tapa vahel

Seoses koormuse kasvuga Kose piirkonnas, on tekkinud vajadus uue Kose 110 kV alajaama rajamiseks. Elering ja Elektrilevi on läbi kaalunud mitmeid liitumisvariante üheskoos piirkondlike arenguvõimalustega. Välja sai valitud ühiskonnale vähimate kuludega variant (Joonis 14). Välja valitud variandi järgi demonteeritakse olemasolev 110 kV liin Tapa ja Aruküla alajaamade vahel. Demonteeritava liini asendamiseks ehitatakse uus 110 kV liin trassil Kehra-Aegviidu-Tapa. Rekonstrueeritakse Raasiku ja Kehra alajaamad. Perspektiivis kasvava koormuse katmiseks on ette nähtud Aegviidu alajaama ehitamine. Kose koormuse katmiseks ehitab Elektrilevi OÜ Kose 110 kV alajaama ja 110 kV liini Kehra-Kose.

Joonis 14.  
Võimalik elektrivõrgu  
areng Aruküla-Tapa  
piirkonnas

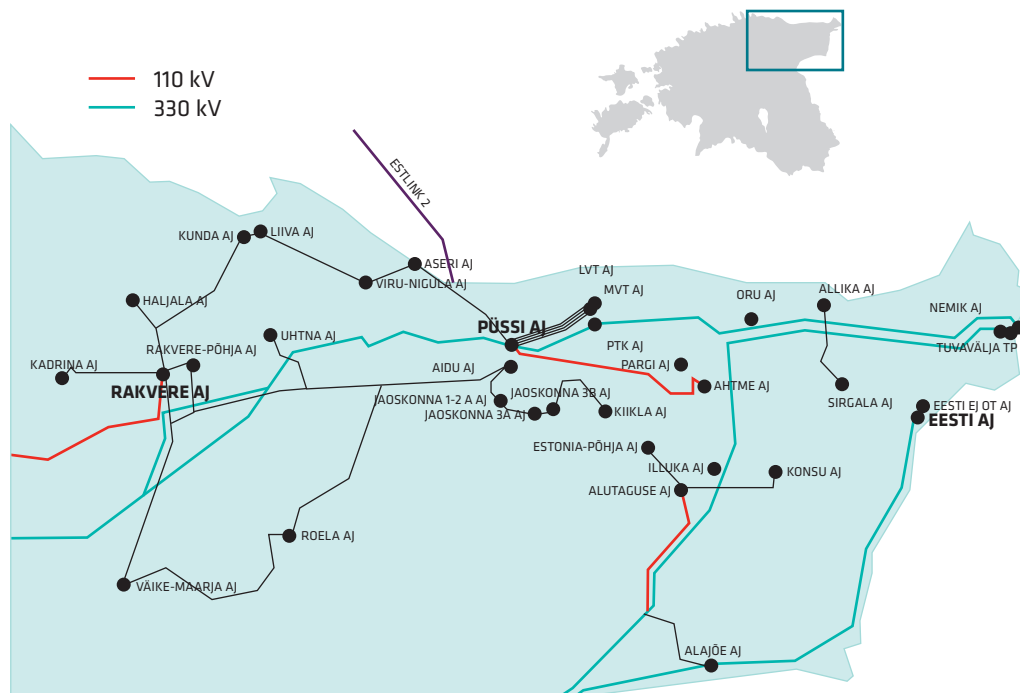


### 3.2.3 Kirde-Eesti tööstuspiirkonna arengud

Kirde-Eesti piirkonnas kasvavad üheaegselt nii tööstuslik energiatarbimine kui ka elektrienergia tootmine. Ajalooliselt on antud piirkonnas toimunud elektrienergia suuremahuline tootmine, tänu millele on ka elektrivõrk Kirde-Eestis hästi arenenud. Seepärast ei vaja piirkond uusi liine, ent vajalikud on investeeringud olemasolevate amortiseeruvate elektriliinide rekonstrueerimiseks. Samuti on olemasolev elektrivõrk jalgu jäämas ümber paiknevale tööstusele (eeskätt on vaja sammu pidada põlevkivitööstuse arenguga).

Suurimad arengukavajärgsed investeeringud peaksid Kirde-Eesti piirkonnas minema eeskätt 330 kV elektriliinide rekonstrueerimisse Narva-Tallinna ja Narva-Tartu suundadel (vt Joonis 15). Olulisemad muutused Kirde-Eesti ülekandevõrgus on tingitud vanade põlevkivikaevanduste sulgemisest ja uute avamisest. Suurimad ümberkorraldused leiavad aset Aidu-Jaaskonna piirkonnas, kus on plaanis sulgeda mitu olemasolevat alajaama ning ehitada uute kaevanduste lähedusse uued. Elektrivõrgu ümberkorraldamise võtmemõisteks on optimeerimine – seda nii energeetilises (kadude vähendamine) kui ka majanduslikus (väiksemad käidukulud) mõttes.

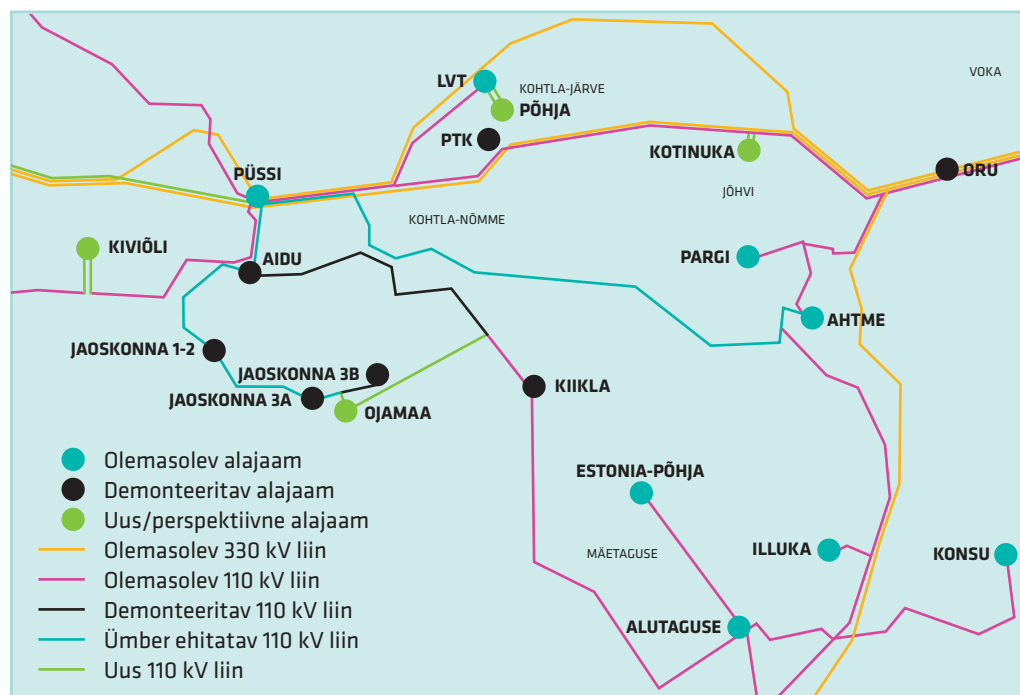
Joonis 15.  
Kirde-Eesti piirkonna  
arenguperspektiivid



### 3.2.3.1 Aidu piirkond

Näide Eleringi visioonist elektrivõrgu arendamisel ümberpaikneva koormuse tingimustes on Aidu piirkonna arenguplaan. Planeerimisel on Aidu, Jaoskonna 1-2, Jaoskonna 3B ja Kiikla 110 kV alajaamade likvideerimine ja nendega seotud liinide ümberkonfigureerimine (Joonis 16). Uuteks 110 kV alajaamadeks antud piirkonnas kujunevad Ojamaa ja Kiviõli alajaamad.

Joonis 16.  
Elering AS 110  
kV elektrivõrgu  
ümberkorraldamine  
Aidu piirkonnas



### 3.2.3.2 Jõhvi ja selle lähiümbruse varustuskindluse tugevdamine

Lisaks on plaanis mitmed väiksemad elektrivõrgu ümberkorraldused. On võimalik loobuda vananenud 110 kV Oru alajaamast ning asendada see 110 kV Kotinuka alajaamaga, mis aitaks tõsta Jõhvi varustuskindlust ja vähendada kulusid kohalikes jaotusvõrkudes. Perspektiivis tähendaks see Jõhvi linna toidet kahest alajaamast: Kotinuka alajaamast põhjas ja Pargi alajaamast lõunas.

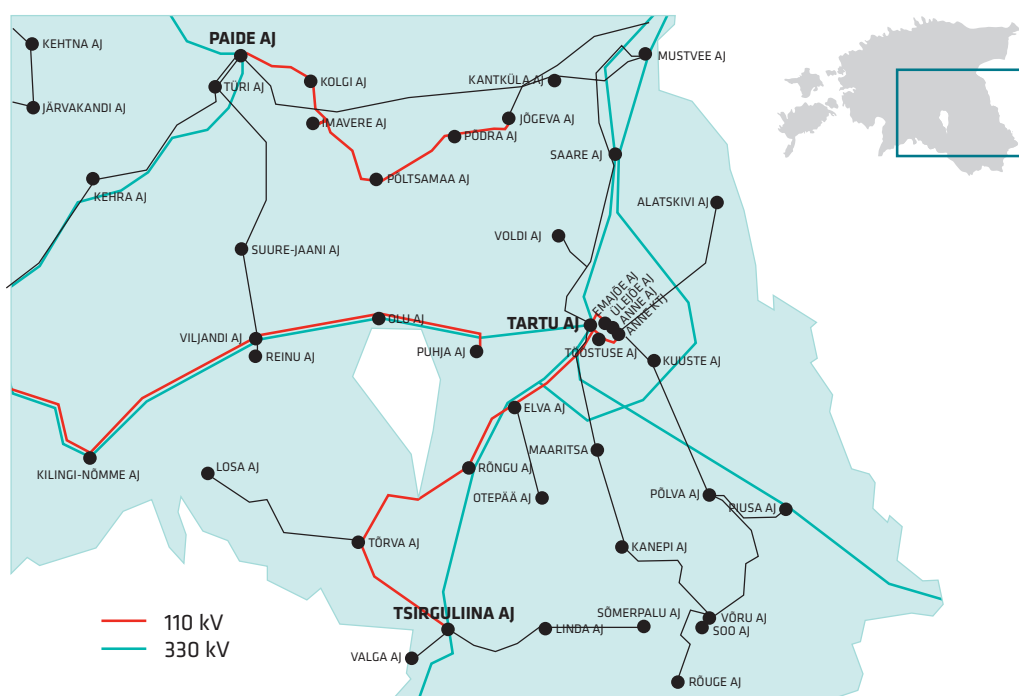
### 3.2.4 Kesk- ja Lõuna-Eesti

Kesk- ja Lõuna-Eesti tähtsaimaks keskuseks on ligikaudu 100 000 elanikuga Tartu linn, mille elektrivarustuse tõstmine evib Tallinnas aset leidvate muutustega sarnaseid jooni. Planeeritud on Tartu linnasise õhuliinide järkjärguline renoveerimine kaabelliinideks. Lisaks on piirkonnas tähtsal kohal Kesk- ja Lõuna-Eesti elektriliinide plaaniline rekonstrueerimine, tagamaks elektrivõrgu vastavust perspektiivsetele koormustele (Joonis 17). Tähtsaimaks kokkupuutepunktiks Eleringi ja Elektrilevi vahel on Tartu ja Viljandi linnade elektrivõrgu arengu kooskõlastamine.

Seoses koormuste suurenemise ja õhuliinide vanusepiiri lähenemisega, on aastaks 2030 kavas rekonstrueerida suur hulk õhuliine. Oluliseks likvideeritavaks probleemiks on seejuures vananenud ja nõrkade liinide vähesest läbilaskevõimest tingitud pingeprobleemid pikkadel 110 kV ühendustel (Paide-Jõgeva ja Tartu-Elva-Tsirculiina). Tähtsamad rekonstrueerimistööd leiavad aset järgmistes piirkondades:

- Paide-Koigi-Imavere-Põltsamaa-Põdra-Jõgeva alajaamade vahelised 110 kV õhuliinid;
- Tartu-Elva-Rõngu-Tõrva-Tsirculiina alajaamade vahelised 110 kV õhuliinid;
- Tartu-Viljandi-Sindi 330/110 kV liini valmides on uuendatud ka antud trassil kulgevad 110 kV õhuliinid.

Joonis 17.  
Kesk- ja Lõuna-Eesti piirkonna arenguperspektiivid

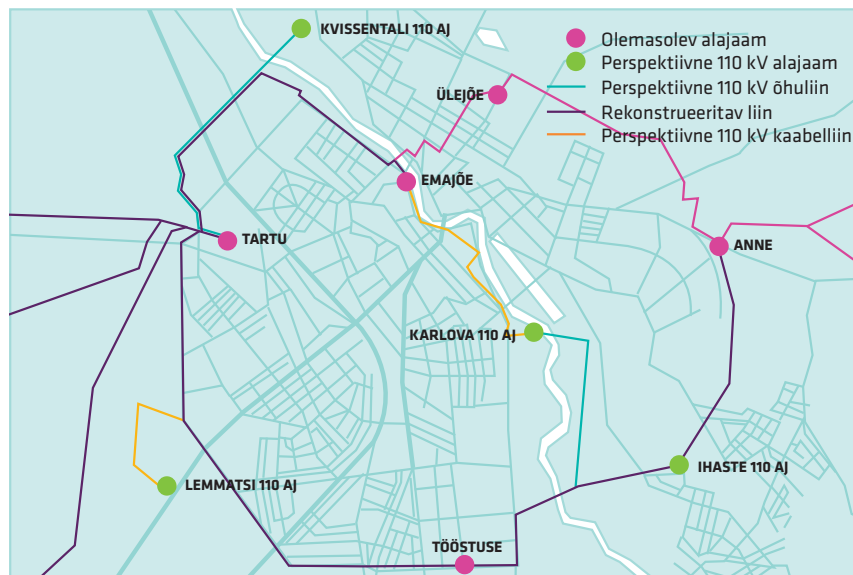


#### 3.2.4.1 Tartu linn

Tartu näol on tegemist suuruselt teise linnaga Eesti Vabariigis. Elektrienergia tarbimine Tartu linnas 2012. aastal oli 0,4 TWh, mis moodustas 4,4% kogu Eesti elektrienergia tarbimisest. Selgelt on välja joonistumas Tartu eeslinnastumine, mis muudab õhuliinide ja nende kaitsevööndite hooldamise keeruliseks. Seetõttu on plaanis renoveerida kaabelliinideks nn Tartu ringi ehk linna ümbritsevad õhuliinid kokku 27,5 km ulatuses: täies ulatuses kaabelliinideks muutuvad liinid Emajõe, Tartu, Tööstuse ja Anne alajaamade vahel.

Koormuse kasvu korral on tulevikus võimalik ka kuni nelja uue Eleringi 110 kV alajaama ehitus Tartus: Karlova, Kvissentali, Ihaste ja Lemmatsi (Joonis 18). Juhul, kui olemasolevate 330/110 kV trafode võimsusest jääb Tartu linna toite tagamiseks väheseks, on plaanis lisada Tartu 330 kV alajaama täiendav 330/110 kV trafo 110 kV toitevõimsuse suurendamiseks.

Joonis 18.  
Tartu linna 110 kV elektrivõrgu arenguperspektiivid



### 3.2.4.2 Viljandi linn

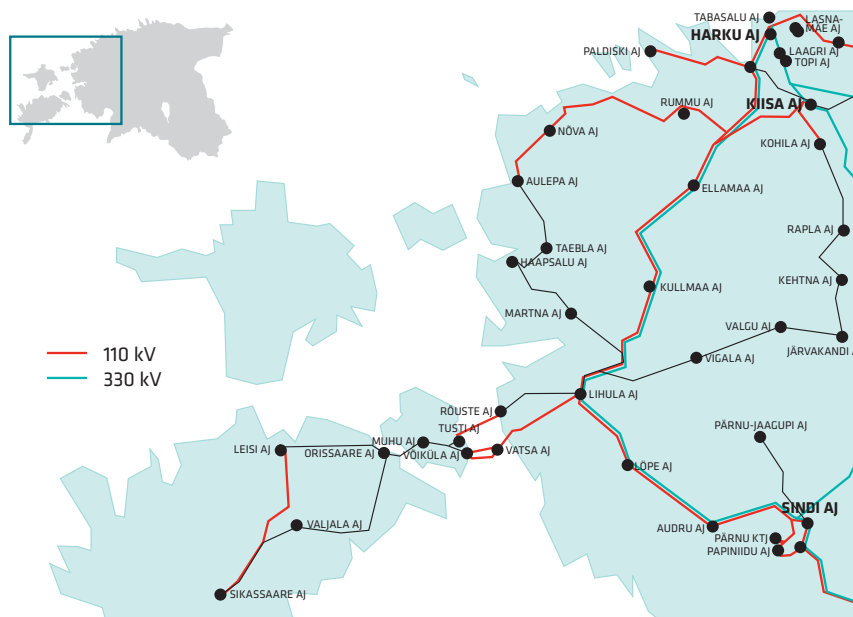
Viljandi linna elektrivõrgu arenguga seoses on Elering AS ja Elektrilevi OÜ koostööna hetkel käimas optimaalseima konfiguratsiooni valik ja majanduslik-tehniline analüüs. Eesmärgiks on vähendada Elektrivõrgu nimipingete nomenklatuuri seniselt neljalt kesk- ja kõrgepingeastmelt (6, 15, 35, 110 kV) kahele pingeastmele (20 ja 110 kV). Et tegemist on elektrivarustuse suuremahulise ümberkorraldamisega, lähenetakse antud projektile põhjalikult ja kaalutakse eri variante.

### 3.2.5 Lääne-Eesti ja saared

Tähtsaimaks arenguks Lääne-Eesti piirkonnas on Saarte elektrivarustuskindluse tõstmine (nn Saarte ringtoite projekt), mille esmaseks osaks on 110 kV kaabelliinide ehitamine Mandri-Eesti ja Muhu saare vahel, mis seob Muhu ja Saaremaa kindlalt ülejäänud Eesti elektrisüsteemiga. Senini on saarte elektrivarustus toimunud läbi Suures väinas paikneva kuue 35 kV merekaabli, mille rikkelisus on olnud suur. Samuti pole kiita nende merekaablite läbilaskevõime. 110 kV kaabelliinide ehitamine Suurde väina tõstab tunduvalt saarte varustuskindlust ja toite kvaliteeti ning tagab piisava läbilaskevõime aastakümneteks. Kahe alternatiivsetel trassidel kulgeva kaabli ehitamine tagab saarte elektrivarustuse ka olukorras, kui üks kaabel on mingil põhjusel tööst väljas.

Oluliseks planeeritud projektiks on Pärnu linna õhuliinide rekonstrueerimine suureneva koormuse vastuvõtmiseks ning Harku-Lihula-Sindi 330/110 kV liini väljaehitamine, mis tõstab tunduvalt Lääne piirkonna energeetilist sidusust ülejäänud Eesti elektrisüsteemiga (Joonis 19).

Joonis 19.  
Lääne-Eesti ja Saarte piirkonna arengukava investeeringud



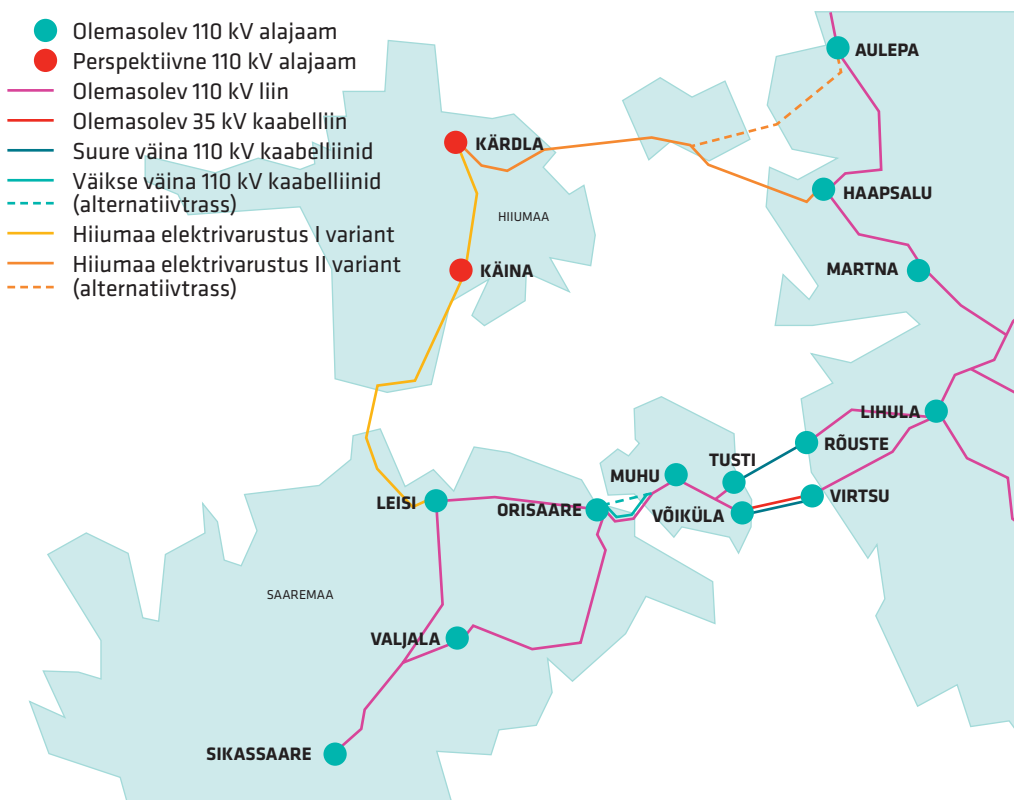
### 3.2.5.1 Mandri ja saarte ühendus

Aastaks 2030 on plaanis kahe 110 kV merekaabli paigutamine Suure väina:

- Virtsu-Võiküla 110 kV merekaabel aastaks 2016
- Tusti-Rõuste 110 kV merekaabel aastaks 2020

Lisaks on sõltuvalt koormuskasvu stsenaariumist ja majanduskonjunktuurist võimalik täiendada Virtsu-Võiküla 110 kV merekaabli väljaehitamine aastaks 2030. Oluline riskitegur on Muhumaa ja Saaremaa vaheline kaheahealine 110 kV elektrilekandeliin, mille masti purunemisel on võimalik päevi kestev elektrikatkestus Saaremaal ja Hiiumaal. Elering paigaldab ka Väikese Väina tammil kulgeva tervet Saaremaad ja Hiiumaad toitva õhuliini kõrvale dubleeriva maakaabli, kuna selle tammi näol on tegu ekstreemsematele ilmastikunähtustele avatud, kuid remontbrigaadide ligipääsu suhtes keerulise asukohaga. Kaalumisel on kaks kaablitrassi varianti: süvistada kaabelliin Väikse väina tammi või rajada Väikesesse väina merekaabel ning suunata see Muhu saarelt otse Orissaare alajaama. Samuti on lähiaastatele plaanis välja vahetada kõikide Saaremaa liinide juhtmed suurema ristlõikega juhtmete vastu. Kokkuvõtte arenguperspektiividest on toodud alljärgneval joonisel (Joonis 20).

Joonis 20.  
Saarte elektrivarustus-  
kindluse tagamise  
tähtsamad projektid



#### 3.2.5.1.1 Hiiumaa põhivõrgustamine

Hiiumaa maksimaalne tarbimine on umbes 12 MW ning Muhu-, Saare- ja Hiiumaal kokku ca 45 MW. Vastavalt koormuse optimistlikule prognoosile, tõuseb Hiiumaa koormus aastaks 2030 kuni 18 MW-ni ja saarte summaarne koormus kuni 73 MW-ni. Antud tingimustes on vajalik tõsta nii Hiiumaa-siseste elektriliinide läbilaskevõimet kui ka näha ette suuremat seotust Saaremaa ja Mandri-Eestiga.

Hiiumaa elektrivarustuses on nõrkadeks kohtadeks kaheahealised 35 kV õhuliinid Leisi-Pammana ja Emmaste-Käina-Kolga. Samuti osutub Hiiumaa elektrivarustuse nn pudelikaeladeks Leisi 110/35/10 kV trafode võimsus ja 35 kV liinide läbilaskevõime. Hiiumaa 35 kV liinid on heas seisukorras, küll aga on probleemiks 35 kV liinide läbilaskevõime. Pikas perspektiivis ehk aastani 2030 võib Hiiumaa 110 kV elektrivõrgu võimaliku arenguna välja tuua kaks varianti (vt Joonis 20):

- Saaremaa ja Hiiumaa vahele ehitatakse lisaks olemasolevatele 35 kV kaabelliinidele ka 110 kV elektrilekandeliin Leisi-Käina-Kärkla;
- mandri ja Hiiumaa vahele ehitatakse üks 110 kV kaabel, algusega kas Aulepa või Haapsalu alajaamast, koos ühe 110 kV alajaamaga Hiiumaal (Kärkla või Käina).

Eleringi hinnangul on olemasoleva 35 kV võrgu rekonstrueerimise ja tugevdamisega võimalik tagada varustuskindlus vähemalt kuni 2025. aastani, kui koormus ei ületa varem 15 MW piiri. Pärast 2025. aastat sõltub koormuse kasvutempost, kas tuleb rajada ringtoide või piisab ainult Hiiumaa ja Saaremaa vahelise 110 kV liini rajamisest. Hinnanguliselt on võimalik kuni 25 MW tarbimisvõimsust tagada olemasoleva 35 kV võrgu rekonstrueerimise ja täiendava 35 või 110 kV ühenduse rajamisega Saaremaalt. Juhul, kui Hiiumaa elektriline koormus ületab 25 MW, tuleb kindlasti kaaluda 110 kV ringtoide väljaehitamist, mille eeltingimuseks on Lääne-Eestit toitva 110 kV võrgu rekonstrueerimine.

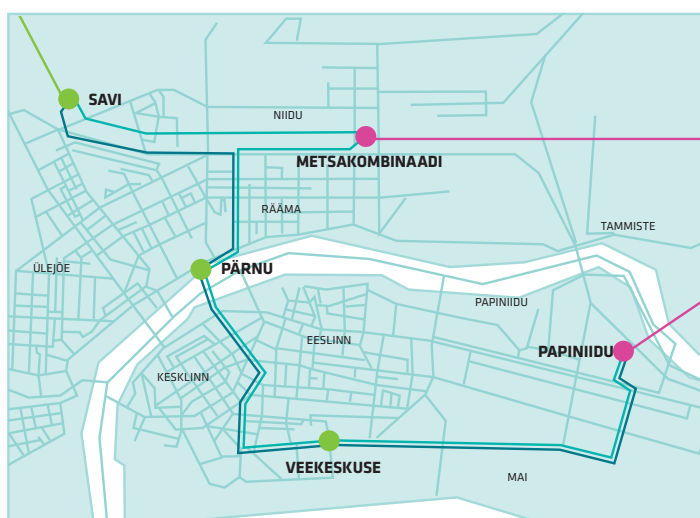
### 3.2.5.2 Pärnu, Paikuse ja Sindi piirkonna elektrivarustus

Tingituna koormuse kasvust Pärnu linnas ja selle lähiümbruses, ei piisa lähitulevikus enam olemasolevate õhuliinide ülekandevõimsustest N-1 olukorras. Antud probleemi lahendamiseks on plaanis rekonstrueerida kõik Sindi-Paikuse-Papiniidu-Metsakombinaadi-Sindi ringi õhuliinid. Märksa võimsavad õhuliinid tagavad Pärnu piirkonnale elektrivarustuskindluse ja energeetilise arenguvaru.

Lisaks on vastavalt tarbimise arenguperspektiividele oodata ka Papiniidu ja Metsakombinaadi piirkonnaalajaamade koormuse olulist kasvu. Selleks et suurendada veelgi Pärnu linna varustuskindlust võib osutuda vajalikuks Papiniidu ja Metsakombinaadi koormuste laialijagamist täiendavate alajaamade vahel (Joonis 21).

Joonis 21.  
Pärnu linna koormuste  
ümberjagamise uute  
110 kV piirkonna-  
alajaamade vahel

- Olemasolev 110 kV Aj
- Uus 110 kV Aj
- Olemasolev 110 kV liin
- Persp. Savi-Sindi 110 kV liin
- Pärnu uued liinid var. 1
- Pärnu uued liinid var. 2



### 3.2.6 330 kV elektrivõrgu areng

Eesti elektrisüsteem on üle elamas tormilise arengu perioodi. Oleme avanud täies ulatuses elektrituru. Integreerume üha sügavamalt Kesk- ja Põhja-Euroopa elektrisüsteemidega. Elektrienergia tootmise ja ülekandmise paradigma muutumine järgalt reguleeritud süsteemist vaba turu mehhanismidel põhinevaks liberaalseks süsteemiks on pööramas ka energiavoogusid. Eesti elektrisüsteemi selgroog – 330 kV liinid – olid suuresti välja arenenud toetamaks ida-lääne suunalist elektrienergia voogu. Tulevikus pöörduvad energiavood aga põhja-lõuna suunaliseks, sidudes meid üha enam Põhjamaadega ja Kesk-Euroopaga, muutes Baltimaad osaks ühtselt Läänemerd ümbritsevast elektrisüsteemist ning tähtsaks lüliks Põhja- ja Kesk-Euroopa energiavoogude vahendamisel.

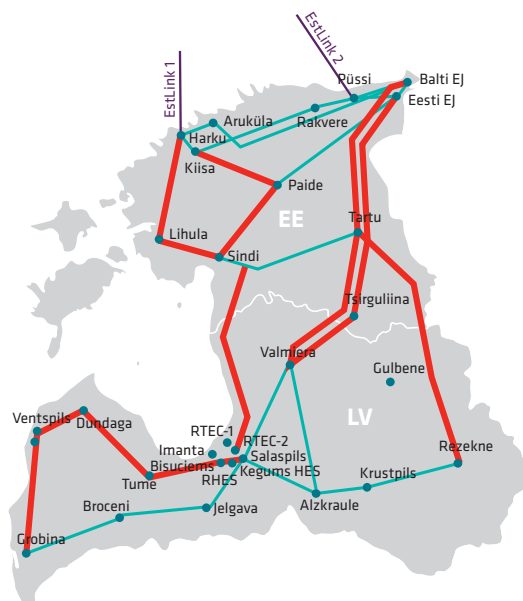
Eesti elektrisüsteem peab olema valmis uuteks väljakutseteks, olema suuteline kandma perspektiivseid, nii kohalikust koormuskasvust kui ka põhja-lõuna suunalisest elektrienergia transiidist tingitud koormusi. Lõuna-Eesti tarbijale peab soovi korral olema kättesaadav roheline elektrienergia Norra hüdroelektrijaamadest ja Põhja-Eestisse peab vajadusel jõudma Lõuna-Euroopa päikeseelektrijaamade toodang.

Koostöös ENTSO-E Läänemere riikide töögrupiga on välja töötatud rida vajalikke investeeringuid Eesti 330 kV elektrivõrgus. Suuremateks projektideks kujunevad seejuures (vt Joonis 22):

- Tartu-Viljandi-Sindi ja Harku-Lihula-Sindi 330/110 kV õhuliinide ehitamine, mis tekitab täiendava 330 kV ühenduse Tallinna ja Tartu vahele;
- Balti-Tartu-Valmiera ja Eesti-Tsirculiina-Valmiera 330 kV õhuliinide rekonstrueerimine;

- Kiisa-Paide-Sindi 330 kV õhuliini rekonstrueerimine. Kombinatsioonis eelmise kahe punktiga tugevdatakse oluliselt siseriikliku 330 kV elektrivõrgu võimekust põhja-lõuna suunaliste võimsusvoogude kandmiseks;
- Sidususe tõstmiseks Lätiga on kavandatud nn kolmas ja neljas Eesti-Läti ühendus Sindi-Riia ja Tartu-Rezekne trassidel.

Joonis 22.  
Uued ja rekonstrueeritavad 330 kV õhuliinid (punasega)



### 3.3 EESTI PÕHIVÕRK JA INVESTEERINGUD

Elering haldab 110-330 kV liine, mis ühendavad terviklikuks energiasüsteemiks Eesti suuremad elektrijaamad, jaotusvõrgud ja suurtarbijad. Eleringi omanduses on ülepiirilised ühendused Soome, Läti ja Venemaaga. Eesti elektrisüsteem töötab sünkroonselt Venemaa ühendatud energiasüsteemiga (IPS/UPS) ja on ühendatud 330 kV ülekandeliinidega Venemaa ja Lätiga.

Eesti 110-330 kV elektrivõrk on oma põhiosas rajatud aastatel 1955-1985 osana Vene ühtsest energiasüsteemist, tagamaks Peterburi ja Riia elektrivarustust Narvas põlevkivist toodetud elektriga. Hiljem on Eestis muutunud peamisteks tarbimiskeskusteks Tallinn, Tartu ja Pärnu, mis on omakorda tinginud ülekandevõrgu laienemise ja tugevdamise nendesse piirkondadesse.

Tabel 3.  
Eesti ülekandevõrgu  
põhinäitajad mai 2014  
seisuga

Liinid	Pikkus, km	Alajaamad	Kogus, tk
330 kV	1535	330 kV	11
220 kV	158	110 kV	135
110 kV	3470		
35 kV	60		
<b>Liinid kokku</b>	<b>5223</b>	<b>Alajaamu kokku</b>	<b>146</b>

Eesti siseriiklikud võimsusvood liiguvad hetkel põhiliselt Narva-Tallinna ja Narva-Tartu suunal. Narva-Tartu suunalist ühendust kasutatakse enamasti ekspordiks ja transiidiks Venemaalt Lätti, Leetu ja Kaliningradi, ent

ühenduse läbilaskevõime on hetkel piisav. Kuna Eesti põhilist koormuspiirkonda, Tallinna ja Harjumaad toidetakse läbi Narva-Tallinna suunalise ülekandevõrgu ning alates 2007. aastast on lisandunud siseriiklikule koormusele ka 350 MW EstLink 1 koormus, rajati piisava läbilaskevõime tagamiseks Balti-Harku 330 kV õhuliini, mis valmis 2006. aastal. Seoses 2014. aastal valminud EstLink 2 alalisvooluühendusega Soome, said rekonstrueeritud ka Eesti-Püssi ja Balti-Püssi 330 kV õhuliinid. Pärnu ja Tartu koormuspiirkondade kindlamaks varustamiseks on hetkel ehitamisel Tartu-Viljandi-Sindi 330 kV liin ning plaanis on rajada ka Harku-Lihula-Sindi 330 kV liin. Nende liinide valmimisel on kogu Eesti mandriosa kaetud tugeva 330 kV võrguga ning eriti Pärnu tarbimise piirkond saab tugevamini ühendatud elektri ülekandesüsteemiga.



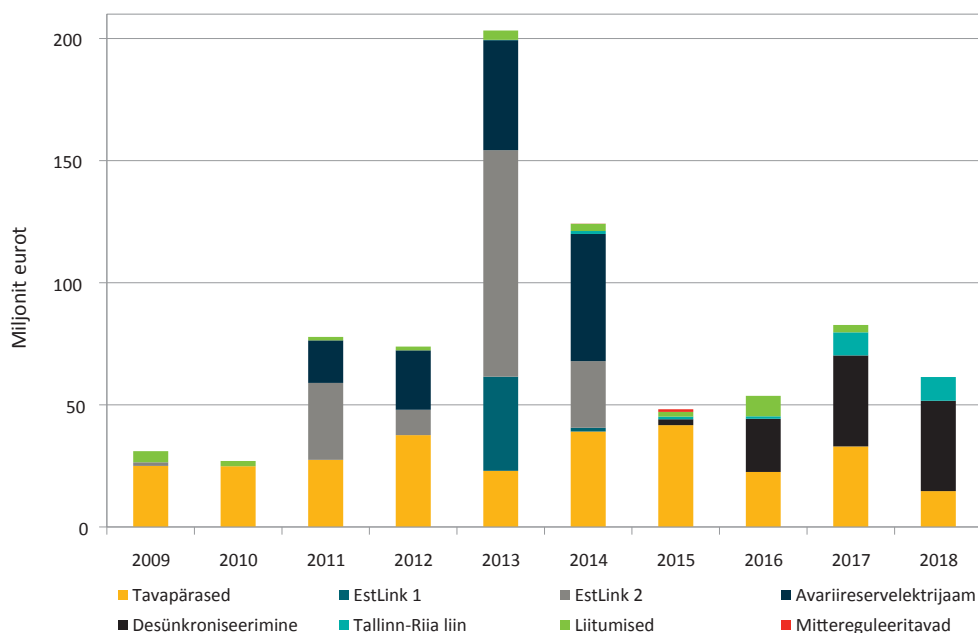
### 3.3.1 Investeeringud 2014-2018

Prioriteetsete investeeringute väljaselgitamiseks koostatakse tehnilis-majanduslikud põhjendused ning rekonstrueerimist vajavate alajaamade ja liinide pingerida. Investeeringuobjektide valik põhineb peamiselt seadmete seisundi hindamisel. Kasutuselolevate seadmete kohta koostatakse käidutabel, kus objektide investeeringu vajaduse pingerida selgub kombinatsioonina nende vanusest ja diagnostika tulemustest leitud jääkressursist, rikkelisusest, käitamise kuludest ning samuti seadme kaudu toiditava elektritarbimise suurusel. Selleks, et ühte seadet poleks vaja mitmeid kordi ringi ehitada, arvestatakse lisaks käidutabeli pingereale veel teadaolevate liitumiste ning klientide paigaldiste suuremate ümberehituste plaanidega.

2013. aastal valmis Eesti 330/110 kV alajaama esimene etapp, viidi lõpule Tartu 330 kV jaotla, Paide 110 kV jaotusseadme ja Aravete 110 kV alajaama renoveerimine. 2014. aasta esimeses kvartalis võeti vastu üks tähtsamaid projekte – teine Eesti-Soome vaheline kõrgepinge alalisvooluühendus EstLink 2. Möödunud aasta lõpul võeti ehitajalt üle Kiisa avariireservelektrijaama esimene osa. Jaama teine osa valmib 2014. aastal. Samuti lõpeb selle aastaga Tartu-Viljandi-Sindi 330 kV õhuliini ning Volta-Ranna 110 kV uute kaablite ehitus. 2015. aasta lõpuks peaks lõppema Ranna-Ida õlikaablite vahetamine.

Kinnitatud investeeringute eelarve kohaselt uuendatakse lähema viie aastaga kokku 31 alajaama ning ehitatakse ja renoveeritakse kokku 350 kilomeetrit õhuliine. Eleringi investeeringute eelarve näeb ette ka osade Tallinna linnakeskkonnas asuvate vananenud ning tehniliselt halvas seisukorras õhuliinide asendamise kaabelliinidega. Kokku on kavas asendada ligi 40 km õhuliine ning tööde kogumaksumus on ligikaudu 35 miljonit eurot. Eleringi investeeringute jagunemine perioodil 2009-2018 on toodud alloleval joonisel (Joonis 23).

Joonis 23.  
Eleringi investeeringud  
aastani 2018



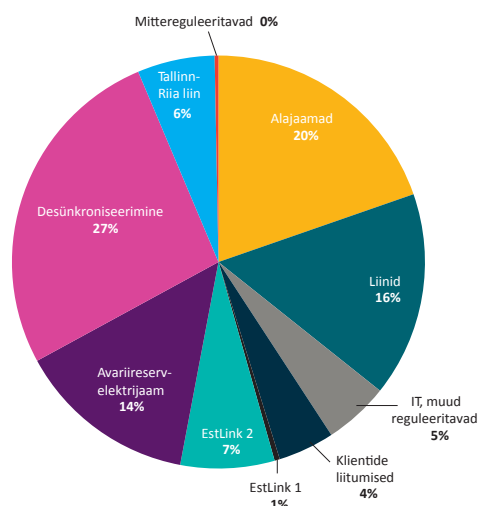
#### Eleringi kui süsteemihalduri seisukohalt on lähitulevikus kriitilise tähtsusega eelkõige:

- investeeringud välisühendustesse Eestist ja teistest Baltimaadest ning Balti riikide vahelistesse ühendustesse varustuskindluse tagamiseks tootmise võimaliku puudujäägi olukorras ja toimiva elektrituru loomiseks.

#### 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).

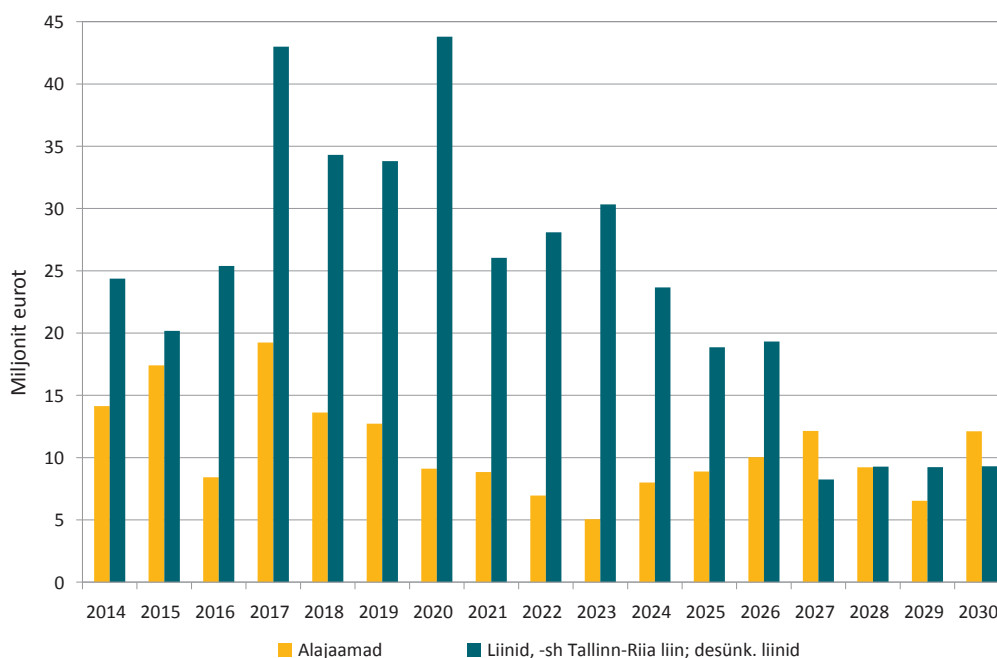
Joonis 24.  
Eleringi investeeringute jagunemine erinevate projektide vahel (2014-2018)



Eleringi investeeringud jagatakse tavapäraseks investeeringuteks, suurinvesteeringuteks ja liitumistega seotud investeeringuteks. Tavapäraseks investeeringud on jagatud alajaamade, liinide, infotehnoloogia ja muude investeeringute vahel. Elering investeerib Eesti elektrivarustuskindluse tagamiseks järgmisel viiel aastal (2014-2018) kokku ligi 370 miljonit eurot, millest reguleeritavad varad moodustavad 353 miljonit eurot, sealhulgas tavapäraseks reguleeritavad varad 151 miljonit eurot. Lisaks lisanduvad veel liitumistega seotud investeeringud (Joonis 24).

Investeeringute eelarves suureneb liinide rekonstrueerimise osakaal (sh Tallinn-Riia liin, desünkroniseerimisega seotud liinid), seda peamiselt nende eluea lõppemisest tingituna ning samuti eesmärgist taastada liinide projekteeritud läbilaskevõimsus (Joonis 25).

Joonis 25.  
Eleringi investeeringud alajaamadesse ja liinidesse (sh Tallinn-Riia liin, desünkroniseerimisega seotud liinid) 2014-2030



### 3.3.2 Olulisemad investeeringud Eesti põhivõrku

#### 3.3.2.1 Desünkroniseerimine

Pikemas perspektiivis on võimalik Eesti elektrisüsteemi eraldumine Venemaa elektrisüsteemist ja ühendamine Mandri-Euroopa süsteemiga (sh Tallinn-Riia liini ehitus), edaspidi „desünkroniseerimine.“

Et tagada valmisolek sünkroontöökäsu Mandri-Euroopaga, on vaja süsteemi tugevdamiseks suunata investeeringud järgmistesse tegevustesse:

- dünaamilise stabiilsuse tagamiseks vajalikud Eesti elektrisüsteemi tootmisasemete ja ülejäänud elektrisüsteemi vahelise sideme tugevdamine (Tallinn-Riia ning olemasolevate 330 kV liinide rekonstrueerimised). Sünkroonühendamisel Mandri-Euroopaga kaovad senised sünkroonühendused Venemaaga, mistõttu süsteemi lühisvõimsus Eestis väheneb oluliselt. Süsteemi häiringutega kaasneva lühisvõimsuse vähenemisega suureneb oht elektrijaamade stabiilsuse kaotuseks. Tagajärjeks võib olla kogu Eesti süsteemi kustumine. Lühisvõimsuse suurendamiseks on vajalik vähendada süsteemi elektrilist takistust Eesti ja muude süsteemiosade vahel. Ainuke võimalus takistuse vähendamiseks on ehitada juurde täiendavaid vahelduvvoolu elektriülekandeliini Eesti ja Kesk-Euroopa

vahelises vahelduvvoolu ülekandevõrgus. Kuna Eesti muutub elektriliselt kõige kaugemaks punktiks Balti riikides, on täiendavate liinide ehitamine hädavajalik eelkõige Eesti ja Läti vahele.

- pingestabiilsuse tagamiseks vajalikud meetmed (SVC - Static Var Compensator ehk reaktiivvõimsuse kompensaator) ning täiendavad elektrivõrgu tugevdused nõrkades võrgu piirkondades (Lääne-Eesti ja saared). Eelmises punktis mainitud lühisvõimsuse vähenemine tähendab omakorda täiendavat pingestabiilsuse kadumise ohtu Eesti elektrisüsteemi kõige nõrgemates osades, mille tagajärjeks võib olla mõnede piirkondade kustumine Eestis. Lisaks suureneb oht, et 110 kV nõrgas võrguosas ei ole võimalik tagada normidele vastavat pingekvaliteeti. Probleemi lahenduseks on täiendavate pingereguleerimisseadmete paigaldamine, mis oleksid pidevjuhtimise ning sujuvreguleerimisega, et võimaldada automaatset pingetoetust süsteemile häiringute korral.
- Venemaaga võimsusvahetuse säilitamiseks on vajalik ühendada olemasolevate Venemaa liinidega kõrgepinge konverterjaamad. Hetkel on Baltimaade ning kolmandate riikide vahel olemas vahelduvvooluliinid ning juhul kui Baltimaad vahelduvvoolu liinid lahti ühendavad, on tarvis vähemalt mingis ulatuses säilitada süsteemide võime elektri transportimiseks samu koridore mööda. Nii Baltikumi kui kolmandate riikide võrgud on üles ehitatud selliselt, et need toimivad turvaliselt vaid juhul, kui on võimalik võrguelementide hoolduste ja avariide korral kasutada elektri transpordiks üksteise võrke. Mandri-Euroopas kehtivate põhimõtete kohaselt on uutel võrgupiirkondadel võimalik sünkroonselt ühenduda ainult sel juhul, kui nende piirkondade ümberühendamise eel tekitab varustuskindluse probleeme nende võrkudele, mille küljest lahti ühendatakse. Samuti tekib energiatransiidi võimekuse väga olulisel määral vähendamisel risk kahjunõude esitamiseks kolmandate riikide poolt, kuna nende poolt on oma võrku tehtud investeeringuid, mis tänu kaubandusvõime vähendamisele osutuvad mittetasuvaks. Konverterjaamade otstarbekuse uurimiseks enne sünkroontööd Mandri-Euroopaga on Eleringil plaanis läbi viia eraldi uuring. Praeguste eelhinnangute kohaselt on otstarbekas konverterjaamad ehitada vahemikus 2016-2020, suurendades sellega töökindlust Eesti elektrisüsteemis ja vähendades sõltuvust Venemaa elektrisüsteemist.

### 3.3.2.2 Eesti-Läti kolmas ühendus ehk Tallinn-Riia liin

Esimeseks mahukamaks investeerimisobjektiks desünkroniseerimise eesmärgil on Tallinn-Riia 330 kV ülekandeliin. Täiendavate riikidevaheliste ühenduste rajamine suurendab oluliselt Baltimaade elektrivarustuskindlust ning vähendab Euroopa Liidu liikmesriikide sõltuvust kolmandatest riikidest, võimaldab tarbijal valida soodsaim tarnija ning tootjal teha pakkumisi suuremal avatud turul, mis peaks motiveerima ka uute tootmisvõimsuste rajamist Baltimaadesse. Eesti perspektiivis võimaldab Harku-Lihula-Sindi 330/110 kV õhuliin paremini tagada Lääne-Eesti ja Tallinna piirkonna varustuskindlust, hajutada energiatootmist Eestis, tagada ja suurendada elektritarbijate varustatust elektriga ka kaugemas tulevikus ning arendada energiaturgu Balti riikide, Kesk-Euroopa ning Skandinaavia vahel.

Projekti teostamine on algusfaasis: kolme maakonda läbiv teemaplaneering on maavanemate poolt algatatud ja planeeringu koostamisega loodetakse alustada sellel aastal. Viimase ajakava järgi loodetakse planeeringu kehtestamiseni jõuda 2014. aasta detsembriks.

Tallinn-Riia liin on osa ENTSO-E võrgu 10 aasta arenguplaani võrgu tugevdustest ning samuti Euroopa ühishuvi projekti (PCI) kandidaat, mis koosneb järgmistest investeeringutest (nr. 4.2.1 ja nr. 4.2.2):

- Kilingi-Nõmme-Riia liini pikkus on 211 km, millest Eesti territooriumil on ligi 20 km;
- Harku-Lihula-Sindi 330/110 kV õhuliini pikkus on 140 km;
- Liini ehituse aeg on 2014-2020 aasta.

### 3.3.2.3 Investeeringud saarte elektrivarustuskindluse suurendamiseks

Muhu-, Saare- ja Hiiumaa elektrivõrk on ühendatud Eesti mandriosa elektrisüsteemiga läbi Muhumaad ja mandrit ühendava kuue 35 kV merekaabli, mis kuuluvad Eleringile. Kuna merekaablid on vanad ja nende eluiga hakkab lõppema, ongi varustuskindluse seisukohalt kõige kriitilisem mandri ja Muhu saare vaheline elektriühendus.

Joonis 26.  
Saaremaa 35 kV  
merekaabel



Samuti vajab kindlustamist elektriühendus Muhu ja Saaremaa vahel. Saarte elektrivarustuskindluse võimalikud arengustsenaariumid on käsitletud pikemalt aruande alapunktis 3.2.5.1 Mandri ja saarte ühendus. Lisaks on plaanis rekonstrueerida 110 kV alajaamad järgnevalt:

2012-2014 Võiküla 110 kV alajaam;  
2015-2016 Leisi 110 kV alajaam;  
2016-2017 Sikassaare 110 kV alajaam;  
2017-2018 Orissaare 110 kV alajaam.

Kõik eelpool toodud investeeringud ning juba tehtud ja lähiajal tehtavate 110 kV õhuliinide juhtmete vahetus Saaremaal aitavad kaasa ka Hiiumaa varustuskindluse tõstmisele.

### 3.3.2.4 Eesti 330 kV alajaama teise etapi ehitus

Eesti 330 kV alajaam on tähtsaim alajaam Eesti elektrisüsteemis, millega on ühendatud tähtsaim energeetiline sõlm kogu riigi elektrivarustuse seisukohalt - Eesti elektrijaam (ca 1500 MW).

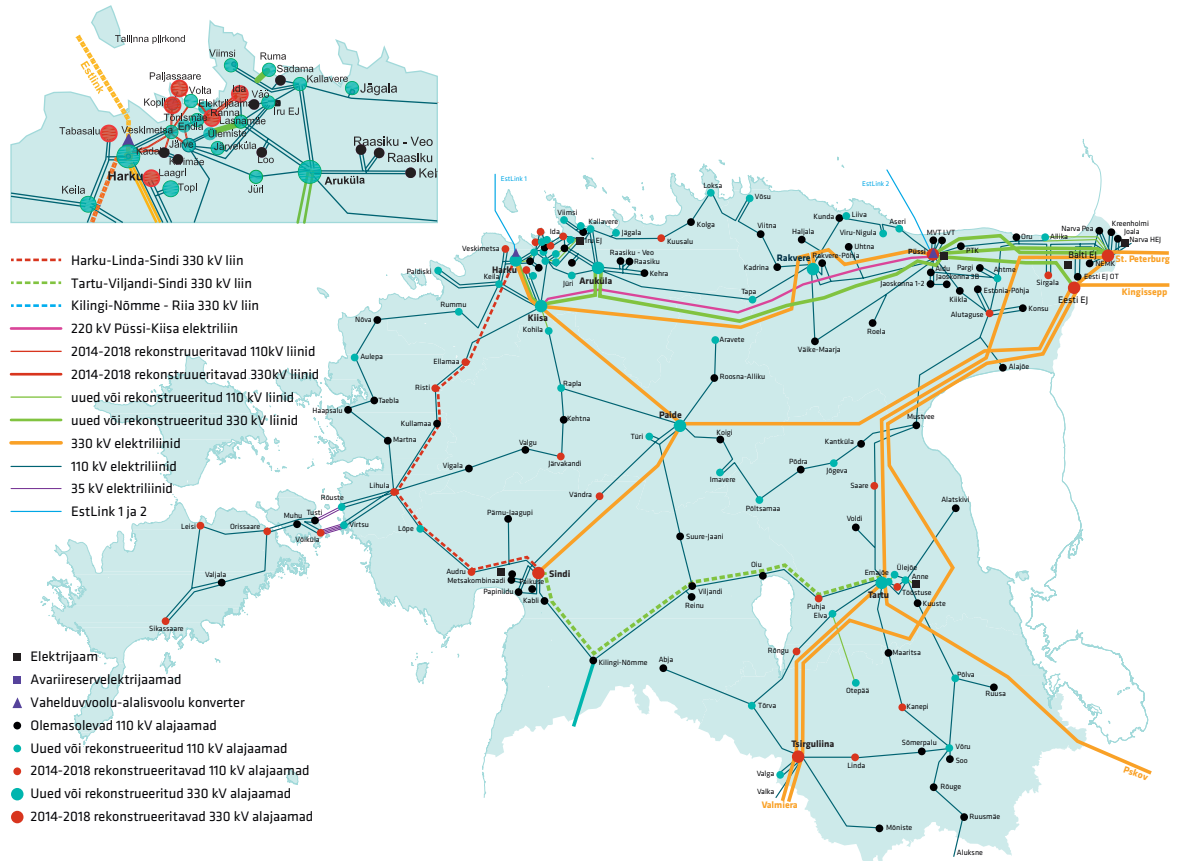
Eesti 330 kV alajaama tehnilisest seisukorrast ja lahendustest hakkab sõltuma kogu Eesti elektrisüsteemi töökindlus. Projekt realiseeritakse kahes etapis: esimene etapp sai valmis aastal 2013 ja teise etapi eeldatav tähtaeg on aastal 2015.

Suuremate projektide kõrval on veel väiksemad projektid, mille käigus rekonstrueeritakse Eleringile kuuluvaid alajaamu ja liine, mis on tähtsad kodumaise varustuskindluse ja võrgu kvaliteedi tagamise parandamise seisukohalt.

Alutaguse 110 kV alajaam  
Audru 110 kV alajaam  
Ellamaa 110 kV alajaam  
Ida 110 kV alajaam  
Järvakandi 110 kV alajaam  
Kanepi 110 kV alajaam  
Kilingi-Nõmme 110 kV jaotusseade  
Kopli 110 kV alajaam  
Kuusalu 110 kV alajaam  
Laagri 110 kV alajaam  
Leisi 110 kV alajaam  
Lihula 110 kV alajaam  
Linda 110 kV alajaam  
LVT 110 kV alajaam  
Orissaare 110 kV alajaam  
Paljassaare 110 kV alajaam  
Puhja 110 kV alajaam  
Ranna 110 kV alajaam

Risti 110 kV alajaam  
Rõngu 110 kV alajaam  
Saare 110 kV alajaam  
Sikassaare 110 kV alajaam  
Sindi 330 kV jaotla  
Sindi 110 kV jaotusseade  
Sirgala 110 kV alajaam  
Tabasalu 110 kV alajaam  
Tsirguliina 330 kV alajaam  
Tööstuse 110 kV alajaam  
Võiküla 110 kV alajaam  
Vändra 110 kV alajaam  
Tallinna 110 kV kaablid (Endla-Järve; Veskimetsa-Järve; Veskimetsa-Endla; Veskimetsa-Kopli; Harku-Veskimetsa; Harku-Kadaka; Veskimetsa-Kadaka; Paljassaare-Volta; Volta-Veskimetsa)  
Saaremaa 110 kV kaablid (Virtsu-Võiküla kaabel; Tusti-Orissaare kaabel)  
Ranna-Ida 110 kV kaablid

Joonis 27.  
Eesti elektrivõrgu  
skeem koos  
investeeringute  
eelarves olevate  
objektidega



### 3.4 ELEKTRISÜSTEEMI TALITLUS

2013/2014. aasta talveperioodil Eesti elektrisüsteemi talitluses suuremaid probleeme ei esinenud. Talv oli tavapärasemast pehmem, mistõttu olid ka tipukoormused mõnevõrra madalamad kui eelnevatel talvedel. 2013/2014. aasta talve maksimaalne tipukoormus oli 1510 MW. Võrdluseks, kõigi aegade maksimaalne tipukoormus oli 1587 MW, mis saavutati 2010. aasta jaanuaris. Elektrienergia genereerimine oli 2013/2014. aasta talveperioodil samuti tavapärasemast madalam, ulatudes maksimaalselt 1721 MW-ni. Samas oli eelmise aasta maksimaalne netogenererimine 2052 MW. Ühtlasi saavutati 2013/2014. aasta talvel tuuleparkide genereerimises rekordtase, kui 1. jaanuaril 2013 oli Eleringi elektrisüsteemi ühendatud tuulikute toodang 232 MW.

Eesti elektrisüsteemis oli 2013/2014. aasta talve jooksul piisavalt tootmisvõimsusi, et katta ära tipukoormused ning ka kõige kõrgema tarbimise perioodide vältel oli kasutatav tootmisvõimsus Eesti elektrisüsteemis tarbimisest suurem.

2013/2014. aasta talveperioodi olulisim sündmus Eesti elektrisüsteemis oli uue Eesti ja Soome vahelise alalisvooluühenduse EstLink 2 töösse minek. EstLink 2 on suurendanud oluliselt Eesti seotust Põhjamaade elektrituruga, võimaldades Põhjamaade madalamate hindade jõudmise Eesti elektriturule ning tekitanud seega lisaks soodsamatele elektrihindadele ka Eesti tootjatele varasemast suuremat konkurentsi.

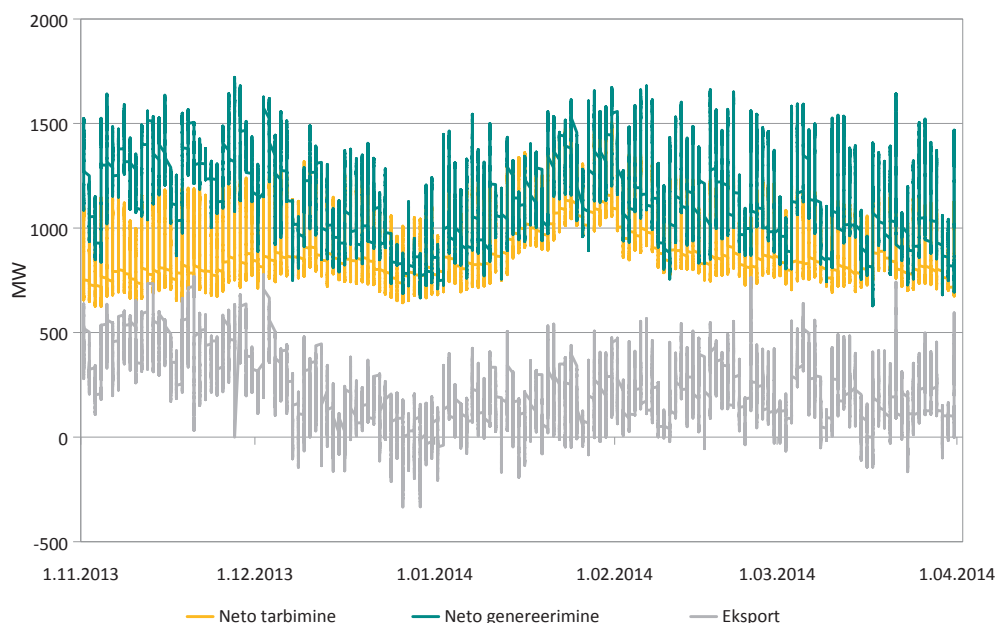
Eesti elektrisüsteemi eksport oli 2013/2014. aasta talveperioodil väiksem kui varasematel talvedel. Seda nii pehmemal talve tõttu, kui ka Eesti elektriturul tootjatele mõjuva suurema konkurentsi tõttu, mis on suurendanud transiiti, kuid vähendanud eksporti.

Kokkuvõte Eesti elektrisüsteemi talitluse parameetrite kohta 2013/2014. aasta talveperioodil (01.11.2013-31.03.2014) on esitatud alljärgnevas tabelis (Tabel 4) ning joonisel (Joonis 28).

Tabel 4.  
Eesti elektrisüsteemi  
maksimaalne,  
minimaalne ja keskmine  
tarbimine, tootmine ja  
võimsusbilanss 2013/14.  
aasta talvel

Liinid	Väärtus	Ajavahe
Eesti maksimaalne netotarbimine	1510 MW	30.01.2014 kell 18:00-18:05
Eesti minimaalne netotarbimine	624 MW	04.11.2013 kell 02:50-02:55
Eesti keskmine netotarbimine	1003 MW	
Eesti maksimaalne netogenereerimine	1721 MW	27.11.2013 kell 18:35-18:40
Eesti minimaalne netogenereerimine	628 MW	17.03.2014 kell 04:50-04:55
Eesti keskmine netogenereerimine	1207 MW	
Eleringi võrku ühendatud tuule- parkide maksimaalne genereerimine	232 MW	08.03.2014 kell 00:30-00:35
Eesti maksimaalne eksport	777 MW	02.12.2013 kell 06:05-06:10
Eesti maksimaalne import	334 MW	26.12.2013 kell 16:00-16:05
<b>Eesti keskmine eksport</b>	<b>204 MW</b>	

Joonis 28.  
Eesti elektrisüsteemi talve  
koormus-, tootmist ja  
eksporti graafikud



### 3.4.1 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 viia planeeritud talitus lubatud piiridesse ning koostada plaanid ja prognoosid talitluse juhtimise faasi jaoks. Talitluse planeerimisel lähtutakse võrgueeskirjas toodud nõuetest. Planeeringu käigus koostatakse plaanid ja prognoosid peavad vastama võrgueeskirjas toodud töö- ja varustuskindluse nõuetele, tagama optimaalsed kaod ning võimaldama maksimaalset piiriülest ülekandevõimsust.

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, kellede teadmisi kontrollitakse ja kaasajastatakse perioodiliselt ja avariitreeningute ning koolituste näol. Dispetšerite ülesanneteks on korrigeerida reaalajas tekkivaid kõrvalekaldeid planeeritud bilansi plaanist, tagada põhivõrgu klientidele kvaliteetne elektrivarustus, juhtida põhivõrgu seadmete hooldusesse, töösse ning reservi viimist, tuvastada häiritud ja avariiline talitus ning see likvideerida, korraldada koostööd klientide ja naaberriikide süsteemihaldurite juhtimiskeskustega ning informeerida turuosalisi 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 reaalarajad juhtimise protsessid, mis nõuavad mitme osapoole koordineeritud tegutsemist, kooskõlastatakse lisaks ka telefoni teel.

Elektrienergia ülekande, kui elutähtsa teenuse olulisuse tõttu, on äärmiselt oluline minimeerida ulatusliku elektrivarustuse katkemise tõenäosust põhivõrgus. Seetõttu on juhtimiskeskuses tagatud kõigi olulisemate töövahendite ning töötajate dubleeritus. Elektrisüsteemi talitluse reaalarajad juhtimisega tegelevad dispetšerid peavad olema võimelised asendama vajadusel ka teisi samas valvevahetuses töötavaid dispetšereid. Kasutusel on SCADA varuserver, üles on seatud reservsidekanalid ning juhtimiskeskuse tehnilised funktsioonid on dubleeritud.

Juhtimiskeskus teeb tihedat rahvusvahelist koostööd Euroopa põhivõrkude ühenduse ENTSO-E süsteemi juhtimise komiteega ja komitee juurde moodustatud Balti regionaalse töögrupiga. Juhtimisalane koostöö Venemaa ja Valgevene põhivõrguettevõtjatega on korraldatud 2001. aastal asutatud BRELL-i (lühend Valgevene, Vene, Eesti, Läti ja Leedu venekeelsete nimede esitähedest) koostööorganisatsiooni kaudu. Juhtimiskeskuses on igapäevaselt kasutusel kolm töökeelt: eesti, inglise ja vene keel.

### **Abinõud varustuskindluse tagamiseks**

Tegevused elektrisüsteemi talitluse planeerimisel algavad umbes 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 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, siis rakendatakse vastavad abinõud. Nendeks abinõudeks võivad näiteks olla võrgu konfiguratsiooni muutmine, piiriülestele ülekandevõimsustele piirangute seadmine, häiringujärgse tegevuskava välja töötamine või seadmete hooldusgraafikute muutmine.

Üheks võrguhäiringute põhjustajateks on looduslikud tegurid. Elektriseadme väljalülitumist võib põhjustada äike, puude kokku puutumine pinge all olevate elektrivõrgu osadega, loomade ja lindude tegevus, uputused, jäide jne. Eriti ohtlikud on olukorrad, kus ekstreemsed ilmastikutingimused hõlmavad üheaegselt suuri piirkondasid. Riski elektrivõrgu toimimisele omab ka inimtegevus, näiteks ebaõiged töövõtted puude langetamisel elektriliinide kaitsetsoonis ja töötajate eksimused töödel elektriseadmetega. Muuhulgas võivad laiaulatuslikku ohtu omada 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 ülekandevõimsusi, teostada lülitamisi elektriseadmetega või võimaluse korral anda korraldus hooldustööde lõpetamiseks hoolduses olevatel seadmetel.

### **Süsteemi taaspingestamine**

Juhul, kui mitmete asjaolude kokkulangemise tõttu toimub lühikese ajaperioodi jooksul mitme elektrisüsteemi kui terviku toimimise jaoks oluliste elektriseadmete väljalülitumine, võib selle tagajärjel aset leida, kas terve elektrisüsteemi või elektrisüsteemi suure osa kustumine. Eestis ja selle lähimbruses 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 elektrisüsteemi ühendaval liinil ja täiendavalt raskendas olukorda rikkis avariitõrjeautomaatika. 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 toiteta.

Selleks, et kustunud elektrisüsteemi taaspingestada, on Eleringi juhtimiskeskuse poolt välja töötatud vastavad taastamiskavad. Nende kavade alusel on Eesti elektrisüsteemi pingestamiseks ja taaskäivitamiseks võimalik:

- kasutada EstLink 1 *blackstart* funktsiooni;
- pingestada Eesti elektrisüsteem Eestit naaberelektrisüsteemidega ühendavate riikidevaheliste liinide kaudu;
- kasutada Eesti elektrisüsteemi pingestamiseks Eesti suuremate elektrijaamade omatarbele (kohalikule koormusele) eraldunud tootmisseedmeid;
- tulevikus on võimalik kasutada ka Kiisa avariioreservelektrijaama, millel on elektrisüsteemi „nullist taastamise võimekus“.

### **Sageduse reguleerimine**

Eesti elektrisüsteem kuulub suurde sünkroonselt töötavasse ühendsüsteemi. Eesti elektrisüsteem on ühendsüsteemiga ühendatud piiriüleste 330 kV pingel vahelduvvooluliinide kaudu. Lätiga ühendavad Eesti elektrisüsteemi kaks 330 kV elektriülekanali ja Venemaaga kolm 330 kV elektriülekanali. Sagedust hoitakse selles sünkroonallas ühiselt, kusjuures sageduse automaatse reguleerimise tagab Venemaa süsteemihaldur. Eesti elektrisüsteemi osa sünkroonala sageduse reguleerimises on süsteemi vahelduvvoolu saldo (ehk vahelduvvoolu liinide kaudu planeeritud elektrienergia piiriüleste tarnete summa) hoidmine vajalikes piirides. Vastavate lepingute järgi on vahelduvvoolu saldo lubatud kõrvalekalle 30 MWh/h.

Kuigi sünkroonala sageduse reguleerimise eest vastutab suures osas Venemaa süsteemihaldur, peab Eesti elektrisüsteem olema võimeline töötama ka olukorras, kus puuduvad vahelduvvooluühendused naaberelektrisüsteemidega. Et kontrollida Eesti elektrisüsteemi iseseisva talitlemise võimekust, on alates 1993. aastast teostatud Eesti elektrisüsteemi eralduskatsetusi, millede käigus on Eesti elektrisüsteem mõneks ajaks tehniliselt eraldatud 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.

Sageduse reguleerimise tehniline võimekus on olemas kõikidel Eesti elektrisüsteemiga liituvatel uutel elektrijaamadel, sealhulgas tuuleparkidel. Eesti elektrisüsteemi eralduskatsete ajal kasutati sageduse reguleerimiseks Narva elektrijaamade plokkide. 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.

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 EstLink 1 sageduse reguleerimise funktsionaalsust.

Tähelepanu on pööratud ka Balti riikide elektrisüsteemide iseseisva töötamise võimekusele. Muuhulgas on Balti riikide süsteemihaldurite vahelises koostöös välja töötatud kava Balti riikide elektrisüsteemide operatiivseks eraldamiseks Venemaa ja Valgevene elektrisüsteemidest. Lisaks on realselt katsetatud ka Balti riikide elektrisüsteemide eraldamist. 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.

### **Tarbimise piiramine**

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



## Avariitõrjeautomaatika

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

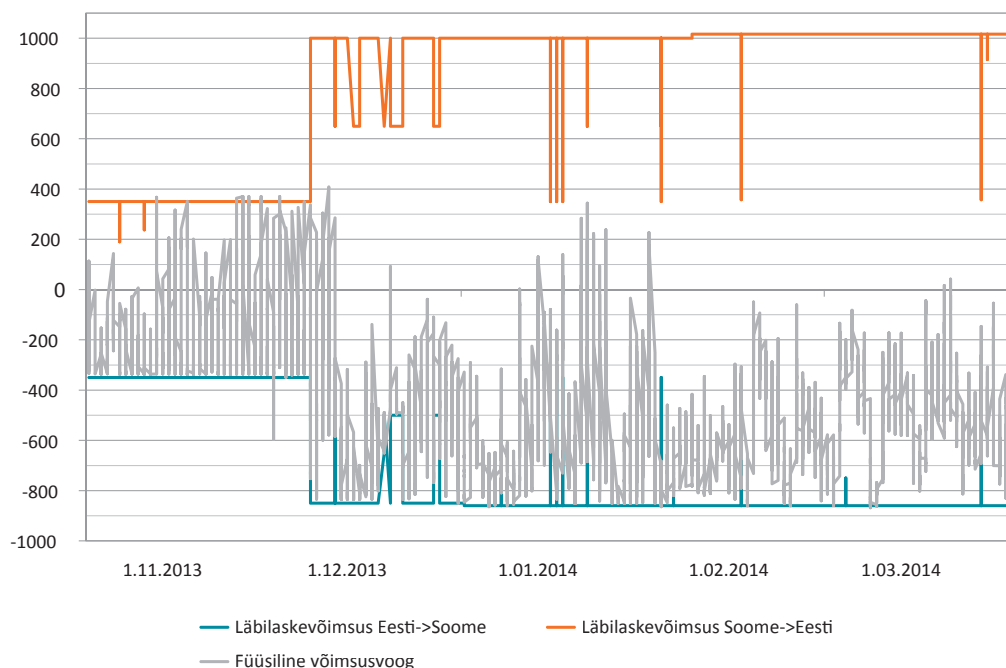
- asünkroonkäigu automaatika (lülitab võrguelemendi välja, kui võrgu kahe punkti pingektorite vahelised nurgad suurenevad üle etteantu – tekib asünkroonkäik);
- koormuse vähendamise automaatika (lülitab välja kohaliku võrguelemendi võimsusvajaku korral);
- pinge järgi koormuse vähendamise automaatika (kui elektrivõrgu teatud sõlmes alaneb pinge alla lubatu, siis lülitakse 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);
- tootmisseadmete automaatne väljalülitamine sageduse järsul vähenemisel/tõusul;
- reservlülitusautomaat (kaitsete poolt välja lülitatava seadme ümberlülitamine reservis olevale seadmele automaatika poolt);
- taaslülitusautomaat (kaitsete poolt välja lülitatava seadme taaslülitus automaatika poolt).

### 3.4.2 Piiriülesed maksimaalsed ülekandevõimsused (TTC) 2013/2014. aasta talveperioodil

2013/2014. aasta talveperioodil oli olukord piiriüleste ülekandevõimsuste osas erinev kui mullu. See oli tingitud eelkõige Eesti ja Soome vahelise teise alalisvooluühenduse EstLink 2 töössetulekust, mis oluliselt suurendas ülekandevõimsust Eesti-Soome ristlõikel, varasema 350 MW asemel on nüüd ülekandevõimsus 1000 MW. Kui varasemalt oli Eesti-Soome vahel „pudelikael“ ja EstLink 1 oli nii eksport kui ka importrežiimil, siis alates EstLink 2 tulekust oli võimsusvoog valdavalt (94% ajast) suunaga Eestisse ning „pudelikael“ on nihkunud Eesti-Läti piirile. Keskmine võimsusvoog 2013/2014. aasta talveperioodil, mis tuli Soomest Eestisse, oli 460 MW. Suur osa sellest võimsusvoost oli elektrienergia transiit Lätti ja Leetu (Joonis 29).

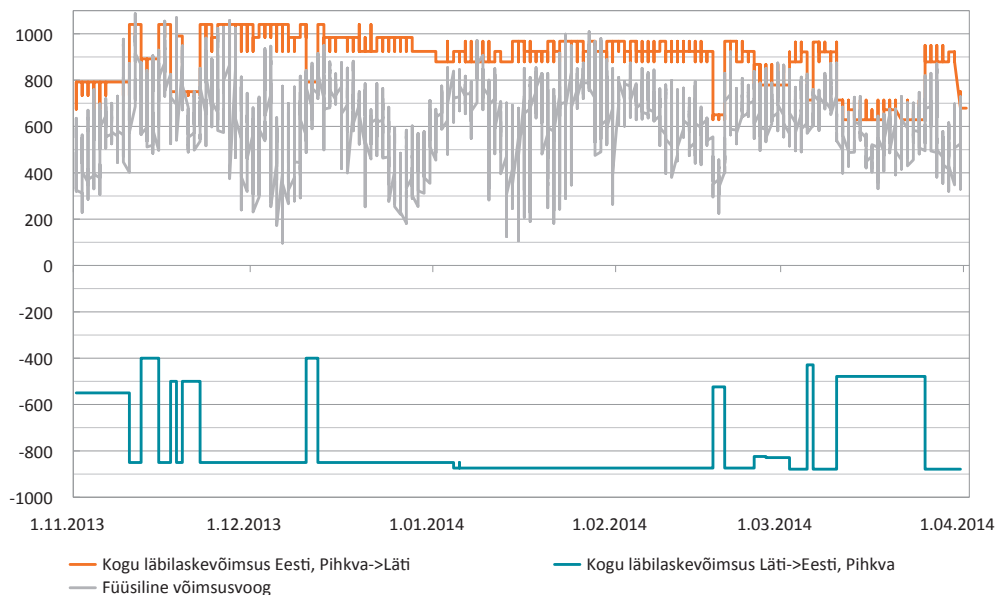
Eesti-Soome vahelised ülekandevõimsuse piirangud olid tihedalt seotud EstLink 2 testidega proovitöö perioodil (7. detsembrist 7. veebruarini), kuid esines ka tavapäraseid hooldustöid. Praegu kehtiv ülekandevõimsuse piirang 860 MW Soome-Eesti suunal on tingitud olemasolevatest avariiresevidest, mida hetkel ei ole piisavalt. Avariiresev peab katma suurima süsteemielemendi, milleks on EstLink 2, väljalülitumise tagajärjed (N-1 olukorras). Peale Kiisa II avariireservelektrijaama valmimist eelpool nimetatud piirang kaob, kuna lisandub täiendavalt 140 MW avariireservi.

Joonis 29.  
Maksimaalne tehniline  
ülekandevõimsus ja  
füüsiline võimsusvoog  
Eesti-Soome ristlõikel  
talveperioodil



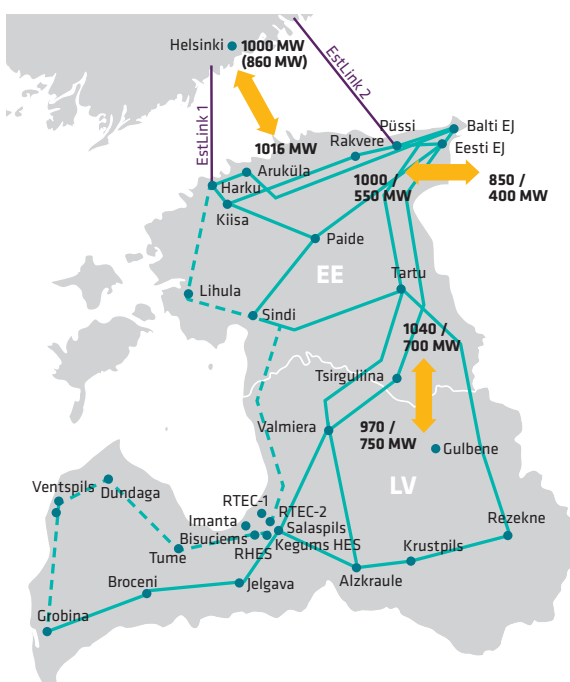
Sarnaselt eelmistele aastatele on Eesti-Läti vaheline võimsus suunatud Eestist Lätti. Maksimaalne tehniline ülekandevõimsus Eestist Lätti küündis talveperioodil 1040 MW-ni ja keskmine tehniline ülekandevõimsus oli 890 MW, mis on kõrgem kui eelmisel talveperioodil. Ülekandevõimsuse suurenemise põhjuseks oli suurem kasutatavate reservvõimsuste kogus Lätis ja Leedus, mida Läti süsteemihaldur arvestab ülekandevõimsuste arvutamisel. Keskmine füüsiline võimsusvoog oli ca 650 MW. Läti-suunaliste võimsusvoogude peamiseks põhjuseks on Läti ja eriti Leedu piirkondade suur genereerimise puudujääk. Võrreldes eelmise aasta sama perioodiga oli vähem hooldustöid, kuid märgatavalt suurenes tundide arv, kui füüsilised võimsusvood Eesti-Läti piiril olid väga lähedal maksimaalsele tehnilisele ülekandevõimsusele. Seda asjaolu illustreerib Joonis 30.

Joonis 30.  
Kogu ülekandevõimsus ja füüsiline võimsusvoog Eesti, Pihkva-Läti ristlõikel talveperioodil



Suured võimsusvood Läti suunas tekitavad olukordi, kus koormatakse üle riikidevaheliste liinide ristlõiked ja tekib oht võimsuse ülekande katkemiseks. Et seda ei juhtuks, 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 (sisenes) ja vähendatakse genereerimist piirkonnas, kust aktiivvõimsusvoog väljub (väljus). Tagamaks elektrisüsteemide võimsusbilansside jäämise tasakaalu, peab genereerimise suurendamine ja vähendamine toimuma samas ulatuses. Eriti palju tuleb teha vastukaubandust Eesti ja Läti vahel just suveperioodil, kui lisaks Läti ja Leedu impordile väheneb liinide ülekandevõimsus välisõhutamperatuuri tõusu tõttu. Joonisel 31 on toodud maksimaalsed tehnilised ülekandevõimsused talvel ja suvel.

Joonis 31.  
Maksimaalne tehniline ülekandevõimsus Eesti ristlõigetel talvel/suvel



Eesti ja Venemaa vahel elektrikaubandust ei toimu, kuid füüsiliselt elekter kahe riigi vahel liigub. Talveperioodil oli keskmine Eesti-suunaline võimsusvoog 190 MW ja Venemaa-suunaline 160 MW. Eesti-suunalised võimsusvood olid põhiliselt põhjustatud transiidist Venemaalt Leetu ning ringvõrgudest ja Venemaa-suunalised füüsilised võimsusvood olid põhjustatud Põhjamaade ja Eesti tootjate ekspordist Lätti.

### 3.4.3 EstLinkide juhtimine

Eesti ja Soome vaheliste alalisvooluühenduste EstLink 1 ja EstLink 2 võimsusvoo suuruse ja selle muutuse suuruse tunni vahetusel määravad ära elektribörsil toimunud tehingud. Nende maht omakorda sõltub aga elektribörsil igaks tunniks väljakujunenud hinnast, mis reeglina on aga tunniti erinev. See omakorda võib põhjustada olukorra, kus EstLinkide võimsusvoog ööpäeva jooksul ei ole kogu aeg ühes suunas, vaid võib korduvalt muutuda ehk mingitel tundidel on võimsusvoog suunaga Eestist Soomesse ja mingitel 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 ühenduse 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 kokku 1000 MW mõlemas suunas. See tähendab, et võimsusvoo muutuse suurus võib üleminekul ühelt operatiivtunnilt teisele olla maksimaalselt 2000 MW. Võimsusvoo muutused tunnivahetusel, mis on sadades MW-des, 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, millede optimaalsetes piirides hoidmiseks tuleb elektrisüsteemi juhtimiskeskuse dispetšeritel nendele muutustele 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 elektrijaamade genereerimise muutmisega. Lühikeseks ajaks võivad piiriüleste elektriülekandeliinide ristlõigetele tekkida ülekoormused.

Suured võimsusvoo muutused tekitavad Soome elektrisüsteemis ja Põhjamaade sünkroonalaal 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 liiaga suured kõrvalekalded planeeritud väärtustest. Kuna olemasolev sageduse reguleerimiseks ettenähtud reservide hulk ei ole piisav sellise olukorraga toimetulemiseks, siis on alalisvooluühenduste võimsusvoogude liiga suured muutused omakorda Põhjamaade hinnangul põhiliseks põhjuseks, miks viimastel aastatel on sageduse kvaliteet Põhjamaades langenud. Et sellist olukorda kuidagi leevendada, on Põhjamaades kokku lepitud piirangud alalisvooluühenduste võimsusvoogude muutuste osas – maksimaalne võimsusvoo muutus ühe alalisvooluühenduse kohta on 600 MW ja maksimaalne võimsusvoo 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 pingeniivode reguleerimiseks, samuti on võimalik antud 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 Eleringil EstLinkide kaudu juurdepääs Põhjamaade reservvõimsustele ja Soome süsteemihalduril Eesti elektrisüsteemis asuvatele reservvõimsustele.

### 3.4.4 Kiisa AREJ I ja II

Tulenevalt süsteemihalduri kohustusest tagada igal ajahetkel süsteemi varustuskindlus ja bilanss, peab süsteemis olema piisav reservvõimsus. Sellest kohustuse täitmise tagamiseks võeti 1. jaanuaril 2014 Eleringi poolt kasutusse esimene kahest Kiisal paiknevast avariireservelektrijaamast (AREJ). Enne seda ostis Elering vajalikku avariireservvõimsust Lätist. Esimese AREJ võimsus on 110 MW. AREJ II, mis valmib 2014. aastal, on võimsusega 140 MW. Kahe avariireservelektrijaama summaarne võimsus 250 MW tagab selle, et arvestades ka naaberelektrisüsteemihaldurite käsutuses olevaid avariireservvõimsuseid, on Eleringil olemas suurima võimaliku võimsusega Eesti elektrisüsteemi võrguelemendi (Eesti ja Soome vaheline teine alalisvooluühendus EstLink 2) väljalülitumisega toimetulemiseks vajalik avariireservvõimsus.

AREJ I ja II puhul on tegemist elektrijaamadega, kus 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 ühendussüsteemi süsteemihaldurid ning Soome süsteemihaldur. Avariireservelektrijaamade võimsus ei osale elektribörsil ja nendes elektrijaamades ei toodeta elektrienergiat bilansihaldurite tarbimis- või tootmisprognoside 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.

### 3.4.5 Elektrisüsteemi talitluse juhtimise uued tehnilised vahendid

Seoses olemasoleva SCADA süsteemi tehnilise vanusega, tehnoloogia kiire arenguga nutivõrgu (Smart Grid) rakendamiseks elektrisüsteemis (sh laiaulatuslikum intelligentsete kaitse-, kontroll- ja jälgimisseadmete (IED) kasutuselevõtt alajaamades), telemõõtmiste andmemahu tuntava kasvuga, aga ka ENTSO-E võrgueeskirjades sätestavate nõuetega, planeerib Elering olemasoleva juhtimissüsteemi täies mahus välja vahetada ning hankida täiendavalt dispetšer-treeningsimulaatori personali väljaõppeks.

Uue hangitava juhtimissüsteemi keskseks osaks saab olema järgmise põlvkonna SCADA/EMS (Energy Management Systems), sh tehisintellekti algoritmidele baseeruv rakenduste terviklahendus, millega tagatakse süsteemi parem jälgitavus ja selle juhitavus kiiresti muutuvates talitluslikes oludes. Uue juhtimissüsteemi eesmärgiks on tõsta oluliselt reaktsiooni kiirust avariide lokaliseerimisel ja likvideerimisel ning tagada "nutikate" tõkestusmeetmete kiire rakendatavus häiringute ennetamiseks. Viimase täitmiseks planeerib Elering integreerida juhtimissüsteemiga tervikuks laiseire-, laijuhtimis- ja laikaitse-süsteemi (WAMPAC), millega tagatakse automaatselt süsteemi stabiilne töö, mis aitab hoida ära avariiotlikke olukordi ning juhtida võimsusvoogusid (suurendada läbilaskevõimeid) näiteks paindlike vahelduvvoolu ülekandeseadmete (FACTS) või reaktiivvõimsuse kompensaatorite (SVC) seadmete olemasolul.

## 3.5 VÕRGU TALITLUSKINDLUS

### 3.5.1 Väljalülitumised ja andmata jäänud energia. Võrdlus samadele näitajatele naaberriikides

Võrgu talitluskindlus oli 2013. aastal jätkuvalt ootuspärane. Ehkki rikkete väljalülitumiste arv võrgus kokku oli 262, mis on veidi suurem kui aastate keskmine (umbes 230), moodustasid nendest nüüdki valdava osa välistest teguritest põhjustatud mööduvad lühised õhuliinidel, mis enamasti tarbijaid ei mõjuta. Mõningane suurenemine on seletatav äikesest tingitud lühiste tõusust ning korduvate rikete esinemisest, kus ühel ja samal liiniisolaatoril tekkis ühel või mõnel tunni jooksul isegi viis korda. Ka on jätkuvalt kõrge toonekurgede reostusest põhjustatud lühiste arv, kuid seoses suuremahulise isolatsiooni uuendamise ja linnutõkete paigaldusega oli see siiski juba pisut väiksem kui 2012. aastal ning loodetavasti väheneb ka edaspidi, vaatamata asjaolule, et kurgede arvukus on viimastel aastatel suurenenud. Kliendikatkestustega väljalülitumisi oli 2013. aastal 28, moodustades kogu väljalülitumiste arvust umbkaudu 10%, mis jääb samale tasemele viimaste aastate keskmisega.

Seevastu vähenes möödunud aastal oluliselt lõpptarbijatele andmata jäänud energia kogumaht, mis on oluline varustuskindluse näitaja. Andmata jäänud energia näitab, kui palju jääb lõpptarbijatel elektrienergiat tarbimata seoses mõne võrgu toimunud mitteplaanilise katkestusega. Möödunud aastal oli summaarne andmata jäänud energia 58 MWh, mis on vähemalt taasiseseisvuse aja üks madalamaid. Samas tuleb kindlasti ära mainida asjaolu, et nimetatud suurus võib aastate lõikes kõikuda väga suurelt, sõltudes eelkõige tormidest, aga ka rikete asukohast, võrgu konfiguratsioonist, tarbimisest rikke piirkonnas jne. Näiteks 2011. aastal, kui oli suur jõulutorm, oli summaarne tarbijatele andmata jäänud energia

787 MWh. Siiski olid ka 2013. aastal mõned sügistormid, kus tuulepuhangud ulatusid kaugelt üle 25 m/s, kuid ülekandevõrk pidas sellele väga hästi vastu.

### 3.5.2 Suuremad rikked Eleringi võrgus

Suuri avarisiid 2013. aastal ülekandevõrgus ei juhtunud. Esines paar õhuliinide vananemisest tingitud riket ning mõned väiksemad regionaalsed elektrivarustuse katkestused seoses sügistormidega.

10.07.2013 lülitus välja liin L8060 (Kunda-Liiva) liini L124B (Viru-Nigula-Aseri) lühise tagajärjel. Põhjuseks oli liini L124B juhtme katkemine. Liiva alajaama tarbija jäi 12 minutiks tooteta.

29.10.2013 öösel lülitus välja liin L020/L021 (Paide-Roosna-Alliku-Aravete). Lühise põhjustas tormiga liinile langenud puu. Roosna-Alliku ja Aravete tarbijad jäid elektrita, toide taastati järgmiseks hommikuks.

29.10.2013 varahommikul lülitus välja liin L159A/B (Võru-Rõuge-Ruusmäe). Lühise põhjustas tormiga liinile langenud puu. Ruusmäe ja Rõuge tarbijad jäid rohkem kui tunniks ajaks elektrita (Joonis 32).

Joonis 32.  
Liinile L159 A/B  
kukkunud puu



13.12.2013 öösel lülitus taas välja liin L020/L021 (Paide-Roosna-Alliku-Aravete). Rikke põhjustasid tormiga liinile langenud puud. Aravete tarbijad viidi Elektrilevi toitele ühe tunni möödudes, Roosna-Alliku tarbijatele oli katkestuse pikkuseks aga ligi kaheksa tundi.

13.12.2013 varahommikul lülitus välja liin L353 (Eesti-Tsirguliina), rikke põhjustas amortiseerunud piksekaitsetrossi katkemine ja allakukkumine. Tarbijatele see sündmus elektrikatkestust kaasa ei toonud (Joonis 33).

Joonis 33.  
Liini L353 katkenud  
piksekaitsetross



### 3.5.3 Võrgu töökindluse tõstmise programmi eelmise aasta edusammud

Elering koostas 2012. aastal võrgu töökindluse tõstmise programmi, mis peamiselt keskendub liinikori-doride laiendamisele, kuna üle poole kliendikatkestustest ja andmata jäänud energiast on põhjustatud õhuliinidele kukkunud puudest. Eesmärk on aastaks 2018 vabastada kõik liinikoridorid ohtlikest puudest. Selleks peab aastane raiemaht olema vähemalt 200-250 ha, kuna Eleringi liinide kaitsevööndites kasvab metsa kokku hinnanguliselt 1400 ha suurusel maa-alal. 2013. aastal laiendasime trasse täpselt plaani järgi ehk 250 ha suurusel mahus. Sama palju on plaanis teha ka sellel aastal.

Teine osa programmist sisaldab õhuliinide isolatsiooni vahetust ja linnutõkete paigaldust, et vähendada väljalülitumisi võrgus ning kaitsta kurgi ka elektrilöögi eest. Ka siin sai programm möödunud aastal täide-tud – uusi isolaatoreid ja linnutõkkeid paigaldati probleemsematele liinidele rohkem kui 200 km ulatuses. Sama tempot on plaanis hoida ka järgnevatel aastatel. Eesmärk on aastaks 2018 vähendada toonekurgede reostusest põhjustatud liinide väljalülitumisi vähemalt poole võrra võrreldes praeguse tasemega.

Lisaks eelpool mainitule sisaldab nimetatud võrgu töökindluse tõstmise programm veel liinijuhtmete õhkvahemike (gabariitide) korrastamist vähemalt projekteerimisaegsetele nõuetele. Kuna Eleringi õhu-liinide keskmine vanus on küllalt kõrge (ligikaudu 37 aastat), siis on mitmel pool juhtmed vananemisest tingitud pikaajalise plastilise deformatsiooni tulemusena veninud ja ei vasta enam projekteerimisaegse-tele normidele.

Liinide gabariitide korrastamine on vajalik eeskätt ohutuse ja läbilaskevõime suurendamiseks. Ent korras gabariidid vähendavad mingil määral ka liinide väljalülitumiste tõenäosust, kuna juhtmed asuvad siis maapinnast kõrgemal.

Juhtmete gabariitide korrastamisel tuleb igal pool lähtuda standardi EVS-EN 50341 juurde kuuluvatest Eesti siseriiklikest erinõuetest, sõltumata sellest, mis pinnase ja asukohaga on tegu. Lubatud minimaal-sed õhkvahemikud on toodud Tabelis 5.

Tabel 5.  
Minimaalsed lubatud  
õhkvahemikud maapinna  
ja rajatistega

Pinge	Juhtme lubatud õhkvahemik maapinnaga	Juhtme lubatud õhkvahemik teedega	Juhtme lubatud õhkvahemik ristuvate liinidega
330 kV	7,5 m	8,5 m	3,85 m
110 kV	6,0 m	7,0 m	2,15 m

Olgu lisatud, et enamik Eleringi õhuliine on projekteeritud ajal, mil juhtme maksimaalseks töötempera-tuuriks arvestati +35 °C, seega lähtume me ka praegu juhtmete gabariitide korrastamisel üldjuhul +35 °C nõudest. Tõsi, osa liine, mis elektrituru või riikidevahelise transiidi tingimustes võivad teatud olukorras koormuda tunduvalt rohkem, on ehitatud või ehitatakse ümber talitlustemperatuurile +60 °C, kuid sellistel juhtudel tuleb enamasti ära vahetada ka juhtmed suurema ristlõikega juhtmete vastu.

Ära on mõõdistatud juba kõik 330 kV liinid (kokku 1500 km ulatuses) ning 2013. aasta algusest käib nende gabariitide korrastamine. Möödunud aastal korrastati gabariidid liinil L300 (Balti-Tartu, 168 km) ja liinil L506 (Kiisa-Rakvere, 108 km). 110 kV liinidest, mida on Eleringil kokku ligi 3500 km ulatuses, on 2013. aasta lõpu seisuga mõõdistatud umbkaudu pool ja ka neid on paralleelselt jõutud ligi 300 km ulatuses juba korrastada.

### 3.5.4 Liinide välja lülitamine langenud puudest tingitud lühiste puhul

Peaaegu igal aastal esineb Eleringis mõni juhtum, kus puu langemisel 110 kV õhuliinile liin välja ei lülitu, kuna tekkiv maaühendusvool ei ületa releekaitse nn tundetuse piiri. Ehkki võrrelduna kogu puudest põhjustatud rikete arvuga esineb selliseid juhtumeid üldiselt vähe, kujutavad need siiski potentsiaalset ohtu inimese elule ja tervisele, kuna alati võib keegi enne rikkekoha lähedusse sattuda, kui liin jõutakse välja lülitada. Seetõttu tellis Elering TTÜ-lt selleteemalise uuringu, selgitamaks välja, miks võib taolisi olukordi ette tulla ning kas ja milliste meetoditega saaks neid vältida.

Uuringust tuli välja, et puude takistused (millest sõltub lühisvoolu suurus) võivad varieeruda olulisel määral. Suurimad takistused on mõõdetud märtsikuus ning madalaimad sügiskuudel, mil puud sisaldavad enim niiskust. Puu juhtivust (ja takistust) mõjutab enim niiskuse ja ligniini sisaldus ning temperatuur. Nii niiskuse ja ligniini sisalduse kasv kui ka temperatuuri tõus parandavad juhtivust (ja vähendavad takistust). Seejuures kasvab miinuskraadidega puu takistus märgatavalt. Kuivas olekus on puu üldiselt hea elektriline isolaator, väga niiskes olekus võib puu juhtivus sarnaneda vee omale.

Pinge alla sattunud puus hakkab arenema sõerada, mis on hea elektrijuht. Sõeraja arenemise kiirusel puus on oluline tähtsus. Raja lõpuni arenemiseks peab see toimuma kiiremini, kui puu kuivamine elektrilise kaovõimsuse toimel, kuna viimasel juhul puu elektriline takistus kasvab ja sõeraja areng võib peatuda. Pinge alla sattunud puus jaguneb pinge puu kõrguses erinevalt. Puu takistus on madalam maapinna lähedal ning kõrgem tipus ja võrsetes. Kogutakistuse ehk puu ja pinnase summaarse eritakistuse puhul mängib üldjuhul suuremat rolli puu takistus, kuna see on kuivas olekus kordades suurem pinnase takistusest.

Pinge alla sattunud puu läheduses võivad tekkida ohtlikud sammu- ja puutepinged. Sellest tulenevalt on oluline rikkekoha toitva liini kiire väljalülitamine. Kahjuks aga ei saa seda 100%-lise kindlusega tagada, kuna kuiva puu takistus võib olla nii suur, et ta toimib peaaegu isolaatorina.

Kuna kaitsereleeseadmed on ette nähtud registreerima suuri voole ning seejuures kasutatakse ka mõõtmistel suhteliselt ebatäpseid kaitsevooltrafosid (võrrelduna kommertsmõõtetrafodega), siis selline seadmete konfiguratsioon pole kuigi soodus tuvastamiseks just väikesi voolude erinevusi, mida võivad põhjustada õhuliinidele langenud kuivad puud.

Sedalaadi rikete tuvastamiseks tuleb üldiselt lugeda sobivaimaks diferentsiaalkaitseid. Siiski, et vältida nimetatud kaitsete liigrakendumisi, tuleb arvestada tundetuse piiriga, et kaitseid ei reageeriks näiteks signaalmürale või mõõteväärtustele, mis jäävad sarnasesse suurusjärku mõõteahela vea väärtustega. Üldjuhul on minimaalne diferentsiaalkaitsete tundetuse tsoon 10% voolutrafo nimivoolust.

Eeltoodust tulenevalt ei ole seega efektiivset moodust vältida olukordi, kus puu langemisel 110 kV õhuliinile liin välja ei lülitu, rikkeautomaatika sobiva seadistamisega. Pigem tuleb ka siin keskenduda liinikoridoride laiendusele ja hooldusele. Tuleb mainida veel, et üsna märkimisväärne osa puude langemisest õhuliinidele on põhjustatud langetajate endi poolt, seega on väga oluline, et töötajad oleksid hoolsad ja hästi koolitatud.

# 4 Elektriturg

---

4.1	Euroopa ühtse elektrituru mudel .....	48
4.1.1	Regulatsioon kolmandate riikide piiril .....	49
4.1.2	Ülekandevõimsuste jaotamine Balti elektrisüsteemide vahel .....	49
4.2	Elektriturg 2013. aastal - kokkuvõte .....	50
4.2.1	Elbas - päevasisene kauplemine .....	53
4.3	Elektrisüsteemi bilanss 2013. aastal .....	53
4.3.1	Elektribilanss Läänemere regioonis 2013. aastal .....	55
4.4	Taastuenergia .....	57
4.4.1	Ülevaade taastuenergiast ja makstud toetustest 2013. aastal .....	57
4.4.2	Taastuenergia eesmärgid, tasud, toetus .....	59

- **NPS Eesti ja NPS Soome hinnad ühtisid 2013. aastal päev-ette turul 69% ajast. EstLink 2 kasutuselevõtuga suurenes Eesti ja Soome vaheline kaubanduslik ülekandevõimsus suunal Soomest Eestisse 860 MW-ni ja Eestist Soome 1017 MW-ni. Selle tulemusel ühtisid 2014. aasta esimeses kvartalis Eesti ja Soome hinnad juba 89% tundidest.**
- **NPS Eesti hinnapiirkonna keskmine hind oli 2013. aastal 43,14 EUR/MWh, olles 13% kõrgem Põhjamaade elektribörsi keskmisest süsteemihinnast (38,10 EUR/MWh);**
- **Alates 3. juunist suleti NPS ELE ja avati NPS Läti pakkumisiirkond. Kogu Eesti ja Läti vaheline ülekandevõimsus antakse kaudsete oksjonitega jaotamiseks NPS-le. NPS Eesti ja NPS ELE/Läti hinnad ühtisid 2013.aastal päev-ette turul 67% tundidest;**
- **2013. aasta kokkuvõttes toodeti Eesti elektrisüsteemis elektrienergiat sisemisest tarbimisest 45% rohkem, andes Eesti elektrisüsteemi netoeksportsiks 3,6 TWh.**
- **Elektritarbimine koos võrgukadudega vähenes Eestis 2013. aastal 1% 8,06 TWh-ni, elektritootmine suurenes 11% 10,5 TWh-lt 11,7 TWh-ni.**
- **Taastuvatest allikatest elektrienergia toodang (1,15 TWh) moodustas 2013. aastal Eestis elektrienergia kogutarbimisest 12,6 protsenti, mis on 2,4 protsendipunkti võrra vähem võrreldes 2012. aastaga.**
- **Üheks Eesti eesmärgiks on 2020. aastaks kasutada 25% ulatuses lõpptarbimisest taastuvatest allikatest toodetud energiat, sealhulgas toota taastuvatest allikatest elektrienergiat 17,6% (1919 GWh) sisemisest tarbimismahust ning teha seda võimalikult soodsalt. Euroopa Liidu statistikaameti Eurostat andmetel on Eesti esimese Euroopa Liidu liikmesriigina oma eesmärgini juba jõudnud.**
- **Balti riikide summaarne elektrienergia puudujääk vähenes aastases võrdluses 20%, moodustades kokku 4,7 TWh.**



## 4.1 EUROOPA ÜHTSE ELEKTRITURU MUDEL

1990. aastate lõpus lepiti kokku Euroopa Liidu energiapoliitika arengueesmärgid, milleks on:

- vaba konkurents;
- läbipaistvus;
- juurdepääs energiataristule;
- varustuskindlus.

Tollel ajal oli Euroopa Liidu elektri- ja gaasiturud killustunud ning monopolne. Hinnad olid kõrged ja investeeringuid nappis. Liikmesriigid otsustasid avada elektri- ja gaasiturud konkurentsile ning kaotada konkurentsibarjäärid, läbi mille panna alus ühtsele energiaturule tekkele. Võeti vastu esimene energia siseturu õigusaktide kogum ehk esimene energiapakett.

Tänaseks on kokku lepitud ja lõplikul rakendamisel juba kolmas energiapakett, mis sätestab elektrienergia tootmise, edastamise, jaotamise ja tarnimise ühiseeskirjad koos tarbijakaitse sätetega. Kolmanda energiapaketi eesmärk on luua tõeline konkurentsivõimeline energia siseturg, mis annab Euroopa tarbijatele võimaluse valida erinevate elektritarnijate vahel. Teiselt poolt saab nüüd energiaturule siseneda rohkem ettevõtteid, sh ka väiksemad ja need, kes investeerivad taastuvenergiasse.

Samas on juba alustatud debatti ühtse turumudeli edasiarendamise üle. Eelkõige on arutusel uued poliitiliselt kokkulepitud suunad taastuvenergia eelistamiseks, mille rakendamise tagajärjel võib suurendada risk süsteemides varustuskindlusele ja töökindluse tagamisele. Räägitakse põhimõtetest, laiemalt isegi turudisainist, mis tagaks nii taastuvenergia eesmärkide täitmise kui ka kõrge varustuskindluse. Ühe võimalusena tootmisvõimsuste piisavuse tagamisel nähakse võimsusoksjonite kasutamist, mis kindlustab tootmisvõimsustesse investeerijatele nende tasuvuse.

Täna turul olevaid emissioonivabu elektritootmisallikaid – taastuvad energiaallikad, süsinikdioksiidi püüdmise võimekusega elektrijaamad (CCS), tuumaenergia – iseloomustavad suured investeeringukulud. Soojuselektrijaamade (mis on praegu põhiliseks elektritootmisviisiks) investeeringukulud on oluliselt madalamad kui eelpool loetletud jaamadel, samas on neil aga kõrged muutuvkulud. Muutuvkuludest suurema osa moodustab kütusekulu, mis tähendab vaatamata väiksemale investeeringukulule kõrgeid tootmiskulusid tulenevalt üha kõrgematest fossiilkütuste hindadest. Tulemuseks on elektrisüsteem, kus suur osa tootmisest kaetakse muutuva tootmisega mittereguleeritavate taastuvelektrijaamade poolt. Teisalt on süsteemis kasutusel fossiilsetel kütustel põhinevad elektrijaamad, millele toodang on kallis, kuid vajalik, kui tuul ei puhu ja päike ei paista. Tulemuseks on seega olukord, kus turupõhiselt ei ole fossiilkütustel elektrijaamade töökorras hoidmine majanduslikult tasuv, samas on need vajalikud süsteemi varustuskindluse tagamisel.

Samuti on erinevates süsteemides hakatud rääkima tsoonipõhisele mudelile lisaks sõlmepõhise elektrienergia hinna arvutamisest, mis tagaks defitsiitsetes piirkondades vajalikud investeeringud.

Euroopa süsteemihaldurite ühendus ENTSO-E on otsustanud Euroopa pikaajalise turudisaini loomisel osaleda, luues selleks eraldi töögrupi, mille peamiseks ülesandeks on läbi analüüsida Euroopa poliitikast tulenevad mõjud süsteemide töökindlusele ja süsteemihaldurite rollile ning kaaluda samuti erinevaid võimalusi turumehhanismide arendamisel. Tulemusena peab väljapakutud turudisain:

- tagama Euroopa poliitika eesmärkide täitmise;
- välja tooma tehnilised väljakutsed elektrisüsteemidele;
- tagama üleeuroopalise lähenemise, mitte eelistama rahvuslikke huve;
- tagama õiglase kulujaotuse süsteemide vahel, mille rakendamine tagaks tõhusa stiimuli kõikidele turuosalistele.

Vastava analüüsi ja raporti valmimise ajaks oleme planeerinud 2014. aasta maikuu. Raporti sisuks on eelkõige analüüs Euroopa ühtse elektriturumudeli rakendamise võimalikkusest, samuti tuuakse välja peamised kitsaskohad ja antakse hinnang, kuidas neid kitsaskohti ületada, kaotamata seejuures silmist lõppeesmärki.

Tähtsaim osa puudutab pikaajalise varustuskindluse suurendamise võimaluste analüüsi. Kuna süsteemihaldurid vastutavad piiriüleste võimsuste jaotamise eest, siis eelkõige analüüsitakse just meie vastutust puudutavaid komponente.

Tähtsaimaks ja aktuaalseimaks neist on võimsuse piisavuse tagamise mehhanismid, mille põhimõtted lubaksid jagada kuluefektiivsemalt võimsusi regioonipõhiselt ja regioonide vahel, tagades samal ajal süsteemide töökindluse.

Eelkõige analüüsitakse võimsusturge, paindlikke turge ja uusi süsteemiteenuseid (sh tarbimise juhtimine). Ülevaate valmivast raportist anname juba järgmise aasta varustuskindluse aruandes.

#### **4.1.1 Regulatsioon kolmandate riikide piiril**

Jätuks eelmise aasta varustuskindluse aruandes kirjutatule peame tõdema, et jätkuvalt töötame BRELLi ringis kokkulepitud põhimõtete ja lepingute alusel. EURUBY protsess on hetkel külmutatud, sellega liigume edasi pärast asjakohaste poliitiliste kokkulepete jõustumist.

Samas on kolmandate riikide piiri küsimus endiselt päevakorral, seda eelkõige piirivõimsuste arvutamise ja ühise jaotamise osas regionaalset tasandil. Järjest tähtsamale kohale, seda eelkõige Läänemere piirkonnas, on paigutunud režiimid ja reeglid, mis tagaksid ja arendaksid energiavahetust Euroopa Liidu ja kolmandate riikide vahel.

Kuni eelmise aasta lõpuni kehtisid kolmandate riikide piiril ühiselt väljatöötatud kaubandusreeglid. Need sisaldasid kokkuleppeid, mille alusel jaotati kogu kolmandate riikide piirile antav kaubanduslik ülekandevõimsus Leedu ja Valgevene piirile, va Kaliningrad, kust ülejäägi korral eksporditi elekter samuti Leedu börsile.

Täna on Balti riikide süsteemihalduritel soov välja töötada uus ühine mehhanism nii lühiajaliselt käesoleva aasta suveks kui ka pikaajaline lahendus aastaks 2016, kui lisaks EstLink 2-le ja EstLink 1-le on lisandunud ka Leedu-Rootsi ühendus NordBalt. Hetkel käib koostöö võimalike lahenduste analüüsimisel juriidilisel tasandil ning samuti hinnatakse antud mehhanismide sotsiaalmajanduslikke mõjusid. Pikaajaline lahendus peab olema kooskõlas hetkel koostamisel olevate üleeuroopaliste võrgueeskirjadega – seda nii ülekandevõimsuste arvutamise kui ka jaotamise osas. Võrgueeskirja eelnõud sätestavad muuhulgas, et ülekandevõimsused arvutatakse ja jaotatakse erinevate süsteemide vahel vastavalt elektrienergia füüsiliste voogude liikumisele, mis baseeruvad süsteemide prognoositud töörežiimidel.

Elering on tellinud uuringu hindamiseks elektrikaubanduse mõjusid Venemaaga. Uuringu peamine järeldus on, et arvestatava sotsiaalmajandusliku kasu saamiseks avatud elektrikaubandusest peavad Baltikumi ja Venemaa turud olema efektiivselt integreeritud. See tähendab vaba elektrienergia liikumist odavama hinnaga regioonist kallima hinnaga regiooni ning ülekandevõimsuste turupõhist hinnastamist. Efektiivse turuintegratsiooni puudumisel on Eesti kasu avatud elektrikaubandusest Venemaaga väike või isegi negatiivne. Elektrikaubandus Venemaaga võib tekitada ebavõrdseid konkurentsitingimusi ning mõjuda negatiivselt Baltikumi investeerimiskeskonnale. Selle põhjuseks on Venemaal EL-iga analoogse süsinikdioksiidi regulatsiooni puudumine, reguleeritud maagaasi hind ja investeringute toetamine võimsusturuga.

#### **4.1.2 Ülekandevõimsuste jaotamine Balti elektrisüsteemide vahel**

2013 aasta 3. juunil avas Nord Pool Spot (NPS) hinnapiirkonna Lätis, mille tulemusena vastavalt eelnevalt tehtud kokkulepetele ja regiooni regulaatorite heakskiidule, antakse kogu süsteemidevaheline ülekandevõimsus jaotamiseks NPS-ile. Jaotus toimub kaudse oksjoni teel, mis tagab energia liikumise igal kauplemisperioodil madalama hinnaga piirkonnast kõrgema hinnaga piirkonda. Põhja- ja Baltimaade elektriturgude ühendamise toimub vastavalt üheksa Läänemere riigi ja Euroopa Komisjoni vahel sõlmitud BEMIP kokkuleppele 2009. aastast.

Võrguressursi efektiivne hinnastamine võimaldas 2013. aastal teenida tarbijatele 15,3 miljonit eurot tulu, mille arvel alanes ülekandeteenuse tasu 2014. aasta aprillist 7,8 protsenti. Ülekandevõimsuste jaotusmehhanism ei tohi olla kaldu elektrimüüjate ega mõne konkreetse turuosalise poole. Kui teha ülekandevõimsuse jaotusmehhanism, mis on kasulik kauplejatele, siis on see kahjulik võrguteenuse klientidele.

Balti süsteemihaldurite kokkulepe andis EL-i turuosalistele eelisõiguse elektrikaubanduseks defitsiitsel Leedu-Läti elektriturul. Eesti-Läti elektriühendus, mille tegelik füüsiline võimsus on 600 megavatti, suurenes Vene-Läti vahelist liini arvesse võttes 900 megavatini. See lõi meie tootjatele soodsama olukorra elektrikaubanduse korraldamiseks Lätis-Leedus eesmärgiga toetada Balti elektriturgude pikaajalist integratsiooni. Samas ei vähendanud süsteemihaldurite kokkulepe kauplemisvõimalusi kolmandate riikide piiril, kuna see järgis senini importijate poolt kasutatud põhimõtteid.

Lisaks kaudsele oksjonile rakendatakse Eleringi ja Läti süsteemihalduri AST kokkuleppe kohaselt alates 2014. aastast Eesti ja Läti vahelisel piiril osaliselt võimsuste limiteeritud otsest jaotusmehhanismi, mis võimaldab turuosalistel täiendavalt maandada piirkondadevahelist hinnariski ja/või hinna volatiilsust. Esimene oksjon toimus 2013. aasta detsembrikuus, mille tulemusena müüdi 2014. aasta igaks tunniks 50 MW ja 2014. aasta jaanuarikuu igaks tunniks 150 MW ülekandevõimsust. Sealt edasi toimuvad limiteeritud PTR-ide oksjonid igakuiselt 150 MW ulatuses.

Limiteeritud PTR-ide müük toimub võimsuse kohustusliku tagasimüügi tingimustel. See tähendab, et süsteemihaldurid maksavad turuosalisele tagasi ostetud ülekandevõimsuse eest tasu, mille suurus on võrdne NPS Eesti ja Läti hinnapiirkondade vahelise elektri börsihinna erinevusega vastaval perioodil. Kuna limiteeritud PTR-e lepingute täitmiseks füüsiliselt võimsust nomineerida ei ole võimalik, siis tagab vastav lahendus maksimaalse ülekandevõimsuste jaotamise päev-ette turul. Edasi antakse kogu vabaks jäänud võimsus päevasisesele turule, mida haldab samuti NPS.

Eesti-Soome teise ühenduse - EstLink 2 - käivitamise järel nihkus ülekandevõimsuste puudujääk Eesti-Soome piirilt Eesti-Läti piirile, seda hoolimata võimsuse suurendamisest sellel piiril. Toimunud limiteeritud PTR-ide oksjoni tulemused on näidanud, et limiteeritud PTR-ide hind jälgib suurel määral tegelikkuses kujunevat hinnaerinevust riikide vahel. Seega kinnitab praktika teooriat, mille kohaselt hinnastavad kõik ülekandevõimsuste jaotamise instrumendid efektiivsel turul ülekandevõimsust ühetaoliselt.

## 4.2 ELEKTRITURG 2013. AASTAL - KOKKUVÕTE

2013. aasta tõi elektrituru korralduses kaasa mitmeid muudatusi (Tabel 6), muuhulgas ka Eesti elektrituru ülemineku täielikule vabaturu korraldusele. Eesti turuosalistes otsid 2013. aastal päev-ette ja päevasiseselt turult siseriikliku tarbimise katteks elektrienergiat kokku 91,3% ulatuses tarbimisest ehk 7,3 TWh. Lisaks suleti 3. juunil Eesti ja Läti piiril kauplemiseks loodud NPS ELE hinnapiirkond ja päev-ette kauplemiseks avati NPS Läti hinnapiirkond. Sarnaselt Soome hinnapiirkonnaga, tagatakse ka Läti hinnapiirkonnaga maksimaalne päev-ette turgude ühendamine ning süsteemihaldurid annavad kogu Eesti ja Läti vahelise ülekandevõimsuse NPS-ile jaotamiseks päev-ette turul.

Tabel 6.  
Eesti elektrituru näitajad  
2011.-2013. aastal

NPS Eesti	2013	2012	2011
Elektrituru avatus (%)	100%	37,6%	33,2%
Vabatarbijaid	kõik	213	201
NPS EE ostetud elektrienergia kogus (TWh)	7,3	6,0	4,6
NPS EE müüdüd elektrienergia kogus (TWh)	10,7	4,9	5,8
Ülekoormustulu Eesti ja Soome vaheliselt ülekandevõimsuste kaudsel oksjonilt (MEUR)	7,40	12,94	19,58
Ülekoormustulu Eesti ja Läti vaheliste ülekandevõimsuste kaudsel oksjonilt (MEUR)*	28,24	6,52	-
Ülekoormustulu Eesti ja Läti vaheliste ülekandevõimsuste otseselt oksjonilt (MEUR)**	0,17	1,54	0,40

\* Alates NPS ELE hinnapiirkonna loomisest 18. juunil 2012

\*\* Alates 3. juunist 2013 jaotatakse kogu võimsus NPS kaudsel oksjonil

Põhjamaade elektribörsi NPS süsteemihind tõusis 2013. aastal 22%, jäädes keskmiselt 38,10 €/MWh tasemele. Kõrgeimad hinnad olid NPS elektribörsil 2013. aastal Baltimaade hinnapiirkondades (NPS Eesti, Läti ja Leedu). Jaanuarist maini olid NPS süsteemi- ja Eesti hinnad võrdsel tasemel. Suuremad NPS EE hindade erinevused NPS süsteemihinnast leidsid aset peale NPS Läti hinnapiirkonna avanemist, mis kattus ka suveperioodi algusega. Kokkuvõtvalt NPS Eesti hinnapiirkonna keskmine hind tõusis mullu 10 protsenti 43,14 euronit MWh kohta ning jäi madalamaks Läti hinnast, kuid tõusis kõrgemaks Soome hinnast. Erinevalt eelmistest aastatest esines 2013. aastal märkimisväärne hinnaerinevus NPS Eesti ja NPS Läti/ELE hinnapiirkondade vahel ka septembris ja oktoobris. Hinnaerinevuse põhjuseks oli osalt Eesti ja Läti vahelise ülekandevõimsuse vähenemine tulenevalt liinide hooldustööde nihutamisest suvest sügisse, kuid eelkõige oli mõjutajaks Läti ja Leedu turule tehtavate müügi pakumuste vähesus. Hindu enim mõjutanud teguriteks olidki hüdroreservuaaride täituvus Põhjamaades, aasta teises pooles soodsad tuuleolud, Läti ja Leedu suur nõudlus Eesti hinnapiirkonnast ja sellest tulenev ülekandevõimsuste puudujääk Eesti ja Läti piiril. Aasta lõpus mõjutas hinda oluliselt ka alates 6. detsembrist prooviperioodi raames turu kasutusse antud Eesti ja Soome hinnapiirkondi ühendav EstLink 2 merekaabel, mis tagab suunal Soomest Eestisse maksimaalselt ülekandevõimsust 860 MW ja Eestist Soome 1017 MW (Tabel 7).

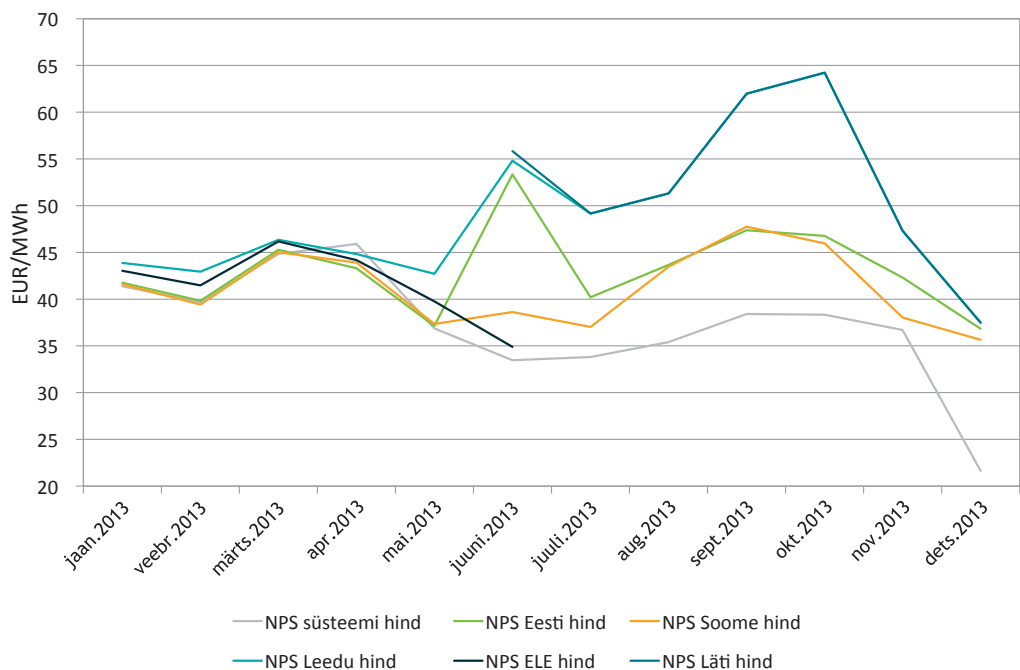
Tabel 7.  
2013. aasta NPS  
hindade võrdlus

2013 (EUR/MWh)	Keskmine hind	Max hind	Min hind	2012 keskmine hind
NPS Süsteem	38,10	109,55	1,38	31,20
NPS Soome	41,16	210,01	1,38	36,64
NPS Eesti	43,14	210,01	5,08	39,20
NPS Läti*	52,40	210,01	5,08	-
NPS ELE*	42,84	109,55	8,75	42,63**
NPS Leedu	48,93	210,01	3,09	45,50**

\* NPS Läti hinnapiirkond avati alates 3. juunist 2013 ja samaaegselt suleti NPS ELE hinnapiirkond  
\*\* NPS ELE ja Leedu hinnapiirkonnad avati 18. juunil 2012

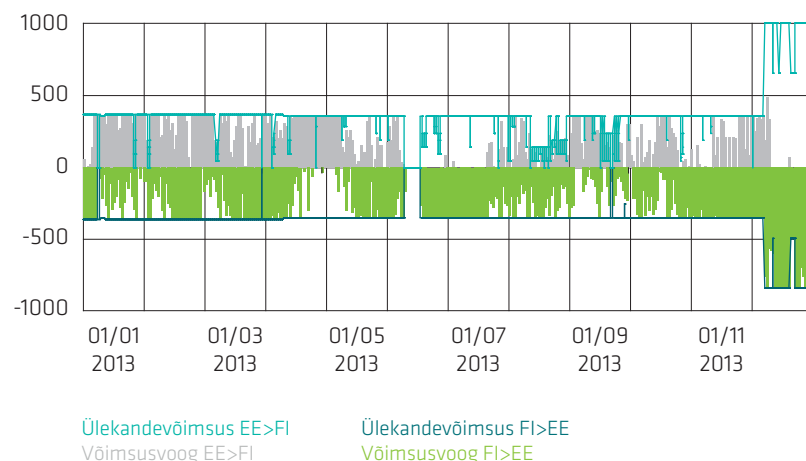
2013. aastal NPS Eesti ja ELE/Läti piirkondade hinnad ühtisid 67% tundidest ning NPS Eesti ja Soome hinnad olid võrdsed 69% ajast (2012. aastal 63%). Eesti keskmine hind oli 2013. aastal 1,98 €/MWh kõrgem Soome keskmisest hinnast ja perioodi 3. juuni kuni 31. detsember 9,26 €/MWh madalam NPS Läti keskmisest hinnast (Joonis 34). Asjakohane on lisada, et EstLink 2 kasutuselevõtu tulemusel ühtisid 2014. aasta esimeses kvartalis Eesti ja Soome hinnad juba 89% tundidest. See tähendab Eesti turuosalistele madalamat elektrihinda, sest viimastel aastatel on Soome elektrihind olnud Eesti (ja Baltikumi) hinnast madalam. 2014. aasta esimeses kvartalis oli NPS Eesti ja NPS Soome hinnaerinevus vaid 0,58 €/MWh.

Joonis 34.  
Kuu keskmine NPS  
süsteemi, Eesti, Soome,  
Läti ja Leedu hind



2013. aastal olid kaubanduslikud võimsusvood Eestist Soome ja Soomest Eestisse küllaltki vahelduvad. 10.-19. juunini toimusid planeeritud hooldustööd EstLink 1 merekaablil, mistõttu kauplemist Eesti ja Soome vahel ei toimunud (Joonis 35).

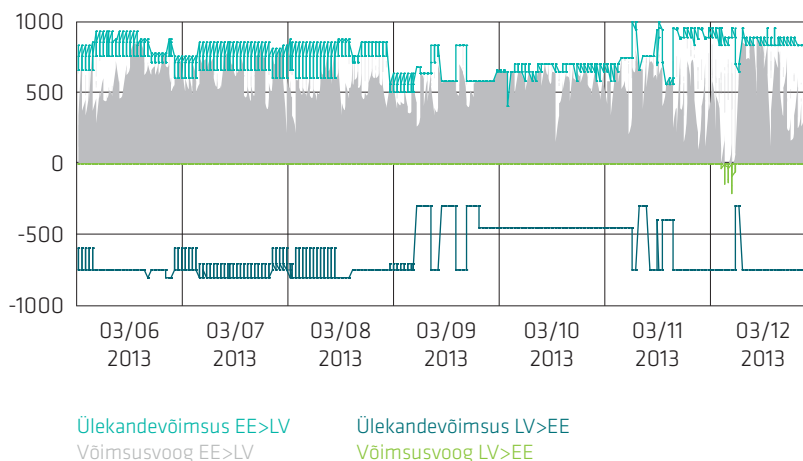
Joonis 35.  
Kaubanduslik  
ülekandevõimsus ja  
võimsusvoog NPS EE ja  
NPS FI piirkondade vahel  
päev-ette turul



Ülekandevõimsus EE>FI  
Võimsusvoog EE>FI  
Ülekandevõimsus FI>EE  
Võimsusvoog FI>EE

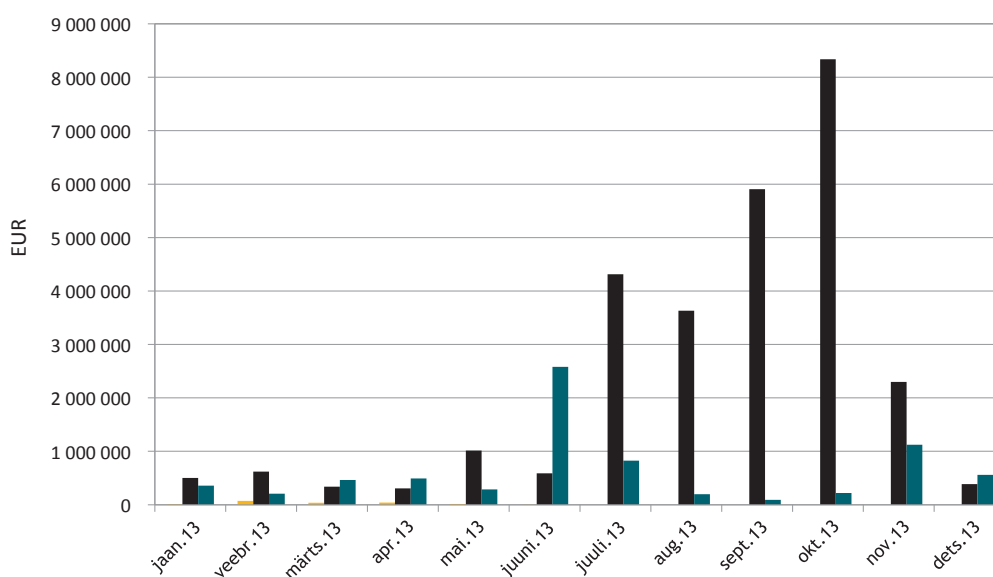
Eesti ja Läti vahelised võimsusvood olid 2013. aastal valdavalt suunaga Eestist Lätti ja vaid Läti suurvee ajal oli suund vastupidine. Kuni 3. juunini jaotati 20% Eesti ja Läti vahelisest ülekandevõimsusest Eesti ja Läti põhivõrguettevõtjate, Eleringi ja Augstsprieguma Tiklsi poolt nädalaste võimsusoksjonitega ja 80% NPS päev-ette turul kaudsel oksjonil. Alates 3. juunist jaotatakse kogu võimsus NPS poolt kaudsel oksjonil. 2013. aastal olid NPS Eesti ja NPS Läti ühendused päev-ette kauplemise tulemuste põhjal maksimaalselt jaotatud 33% tundidest. Seejuures ülekandevõimsuste tegelik puudujääk pärast päevasisest kauplemist tekkis 10% tundidest (Joonis 36).

Joonis 36.  
Kaubanduslik  
ülekandevõimsus ja  
võimsusvoog NPS EE ja  
NPS LV piirkondade vahel  
päev-ette turul



Hinnaerinevusest tulenev ülekoormuse tulu EstLink 1 ja EstLink 2 kaabelühenduse omanikele moodustas 2013. aastal 7,4 mln € (2012. aastal 12,9 mln €). 2013. aastal maksid põhivõrguettevõtjad kogu EstLink 1 teenitud ülekandevõimsuse tulu rendina kaabli omanikele. Eesti ja Läti ühendusvõimsuste jaotamisel teenisid põhivõrguettevõtjad kokku 28,2 mln € (2012. aastal 6,5 mln €), mis jaotatakse võrdselt Eesti ja Läti põhivõrguettevõtjate vahel. Jaanuarist maini toimunud Eesti ja Läti ülekandevõimsuste võimsusoksjonite tulu teenivad samuti eelpool mainitud põhivõrguettevõtjad ja 2013. aastal moodustas tulu 0,2 mln € (2012. aastal 1,54 mln €). Võimsuste müügist kogutud tulu on mõeldud edasisteks investeeringuteks põhivõrguettevõtjate poolt, et vähendada füüsilist ülekandevõimsuste puudujääki samas piirkonnas või katta vastukaubandusest tekkinud kulutusi (Joonis 37).

Joonis 37.  
Ülekandevõimsuste  
müügist saadud tulu  
2013. aastal



#### 4.2.1 Elbas - päevasisene kauplemine

NPS avas koos Läti ja Leedu TSO-ga Elbas platvormi sealsetes piirkondades 2013. aasta 10. detsembril. Eesti ja Läti vaheline ülekandevõimsus anti Elbas platvormile 2014. aasta algusest.

Elbas turult ostetud kogused Eestis moodustasid 2013. aastal kokku 109,0 GWh, ehk 1,5% kogu Eesti hinnapiirkonnas ostetud kogustest, müüdnud kogused moodustasid möödunud aastal kokku 57,5 GWh ehk 0,5% kogu Elspot ja Elbas NPS Eesti hinnapiirkonnas müüdnud kogustest.

### 4.3 ELEKTRISÜSTEEMI BILANSS 2013. AASTAL

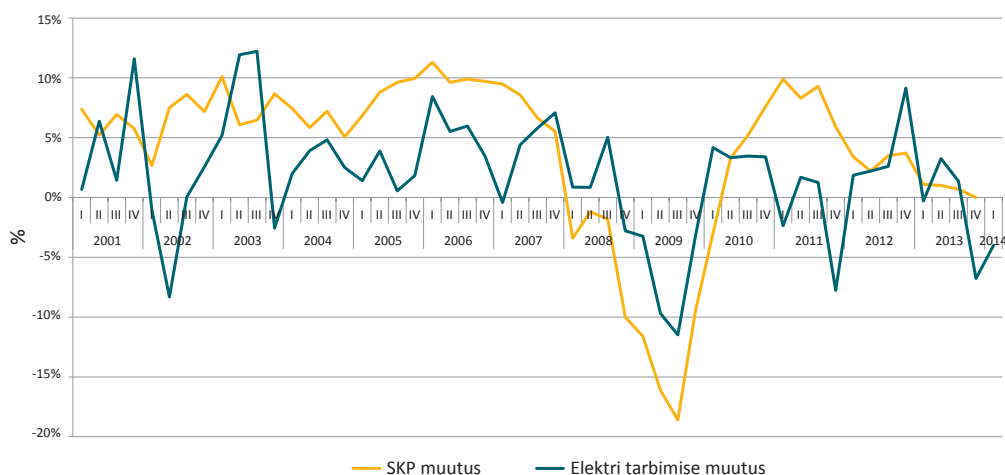
2013. aasta kokkuvõttes vähenes elektri tarbimine koos võrgukadudega Eestis ühe protsendi võrra, moodustades kokku 8,1 TWh. Tarbimise languse peamiseks põhjuseks oli tavapärasest soojem sügis- ja talveperiood. Teise olulise mõjurina võib esile tuua ka riigi majandusarengu järk-järgulist aeglustumist (Joonis 38).

Tabel 8.  
Eesti elektrisüsteemi  
bilanss

EES elektribilanss, GWh	2012	2013	Muutus %
Võrku sisenenud elekter kokku	13044	14071	8%
Sisemaine tootmine	10459	11655	11%
Sh taastuenergia	1367	1151	-16%
- tuuleenergia	448	528	18%
- hüdroenergia	39	26	-33%
- biomass, biogaas	880	597	-32%
Välisliinidelt import	2585	2416	-7%
sh füüsiline import	32	15	-53%
sh füüsiline transiit	2553	2401	-6%
Võrku läbinud elekter kokku	13044	14071	8%
Sisemaine tarbimine võrgukadudega	8139	8060	-1%
Välisliinidele eksport	4905	6011	23%
sh füüsiline eksport	2352	3610	53%
sh füüsiline transiit	2553	2401	-6%
Bilanss	2320	3595	55%

Tabel 8 koondab endas sisemaist tootmist, mille moodustab elektrijaamade võrku antud elekter netootmisest, mille kohta on andmed Eleringile edastanud võrguettevõtjad ja otseliini valdajad. Eleringi poolt koostatud Eesti elektrisüsteemi elektribilansis ei sisalda elektrivõrku mitte läbinud elektrijaamade omatarvet. Sisemaine tarbimine sisaldab ka võrguettevõtjate võrgukadusid.

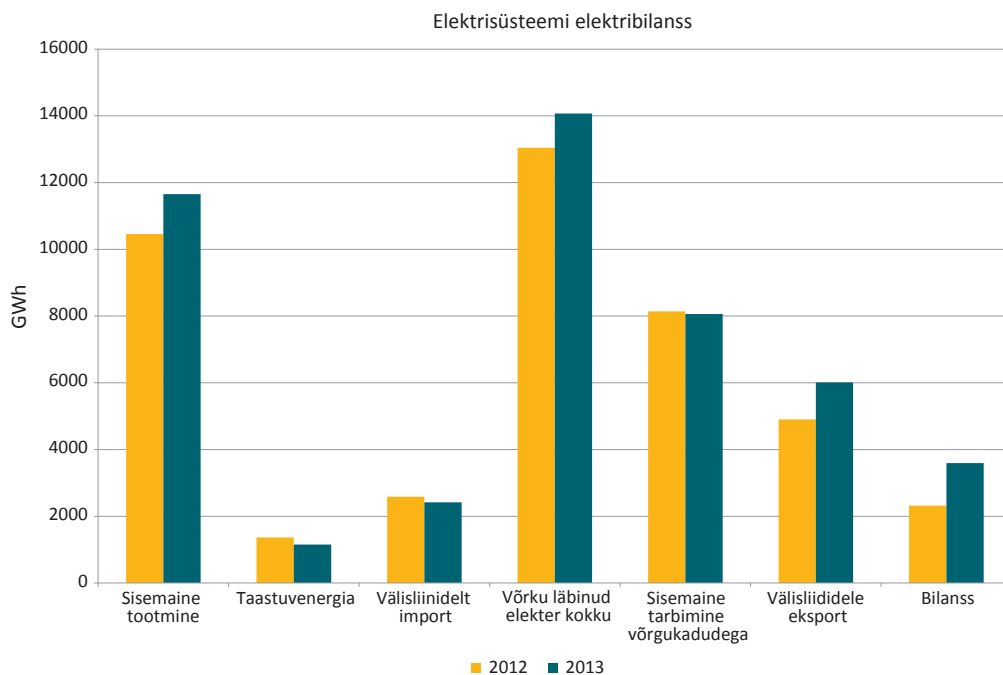
Joonis 38.  
SKP ja elektri tarbimise  
muutuse võrdlused



Elektri tootmine kasvas Eestis 11,7 TWh-ni, mida on 11% enam kui aasta tagasi. Elektritootangu suurenemise peamiseks põhjuseks võib pidada elektrienergia ekspordi kasvu. Samuti mõjutas tootmist erakordselt madalal tasemel olevad CO<sub>2</sub> saastekvootide hinnad, mis jäid 2013. aasta kuude lõikes vahemikku 2,70-6,46 eurot tonni kohta. Kuude arvestuses kasvas tootmine enim märtsis (35%), seejuures koguse- liselt toodeti elektrit enim jaanuaris (1173 GWh). Tootmise kasvu esines 2012. aasta kuudega võrreldes jaanuarist novembrini. Tootmine taastuvatest energiaallikatest vähenes 16%, sh vähenesid biomassist

ja hüdroenergiast toodetud kogused vastavalt 32% ja 33% ulatuses. Tootmine tuuleenergia baasil suurenes seevastu 18% 528 GWh-ni. 2013. aasta kokkuvõttes toodeti Eesti elektrisüsteemis elektrienergiat sisemisest tarimisest 45% rohkem, andes Eesti elektrisüsteemi netoeksportiks 3,6 TWh (Joonis 39).

Joonis 39.  
Elektrisüsteemi  
elektribilanss GWh



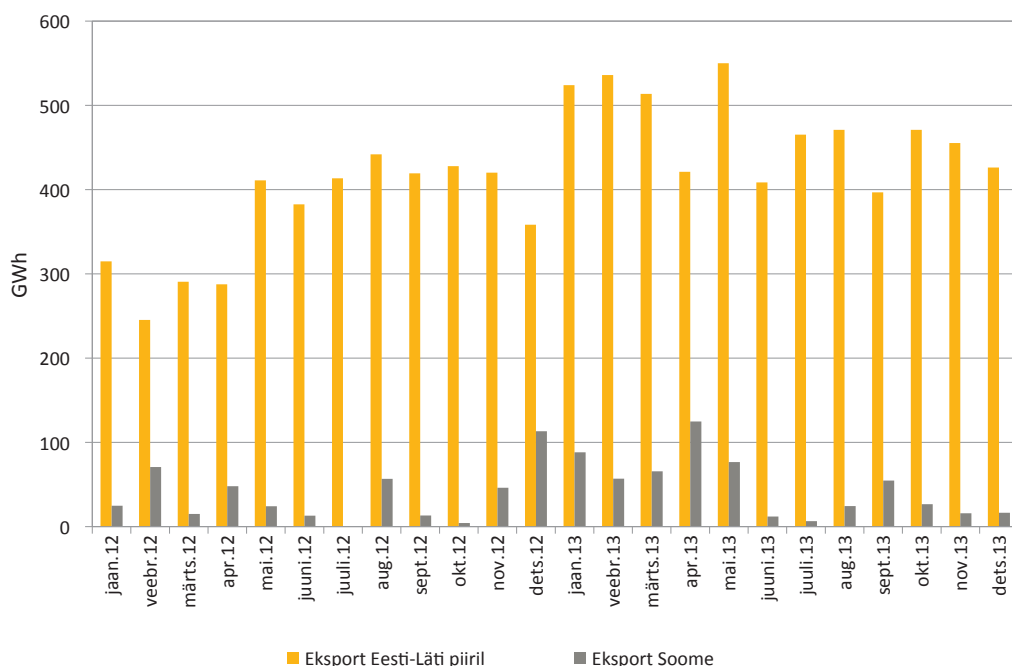
Tabelis 8 välja toodud välisliinide eksport ja import sisaldab füüsilisi elektrivoogusid Läti, Venemaa ja Soome elektrisüsteemide ühendusliinidel. Füüsiline transiit moodustub Eesti elektrisüsteemi läbivast piiriüleltsel siseneva ja väljuva elektrivoo väiksema väärtuse võrdlusest. Füüsiline eksport ja import tuleneb sellest, kas genereerimine oli 2013. aastal süsteemis tarimisest suurem või väiksem. Kuna Eesti elektrisüsteem on Läti ja Venemaa liinidega ühendatud ühendelektrisüsteemiga BRELL (Valgevene, Venemaa, Eesti, Läti, Leedu), ei kajasta Läti ja Venemaa liinidel eraldi mõõdetud elektrienergia kogused riikidevahelist piiriüleltsel elektrikaubandust, vaid elektrikaubandusbilanss koostatakse piiriüleltsel määratud tarnete alusel (Tabel 9).

Tabel 9.  
Piiriüleltsel  
elektrikaubandus ja  
süsteemi elektribilanss

Piiriüleltsel elektrikaubandusbilanss, GWh	2012	2013	Muutus %
Eksport kokku	4841	6207	28%
sh Eesti-Läti piiril	4413	5639	28%
sh Eesti-Soome	428	568	33%
sh eksport läbi elektribörsi	3547	5288	49%
sh eksport kahepoolsete lepingutega	1294	919	-29%
Import kokku	2653	2609	-2%
sh Läti-Eesti piiril	1042	989	-5%
sh Soome-Eesti	161	1620	1%
sh import läbi elektribörsi	2392	2008	-16%
sh import kahepoolsete lepingutega	261	601	130%
<b>Elektrikaubandusbilanss kokku</b>	<b>2188</b>	<b>3598</b>	<b>64%</b>
Juhtimistarned ja piiriüleltsel eabilanss Eesti-Läti piiril	14	-48	-433%
Juhtimistarned ja piiriüleltsel eabilanss Eesti-Soome piiril	117	46	-61%
<b>Süsteemi elektribilanss kokku</b>	<b>2320</b>	<b>3595</b>	<b>55%</b>

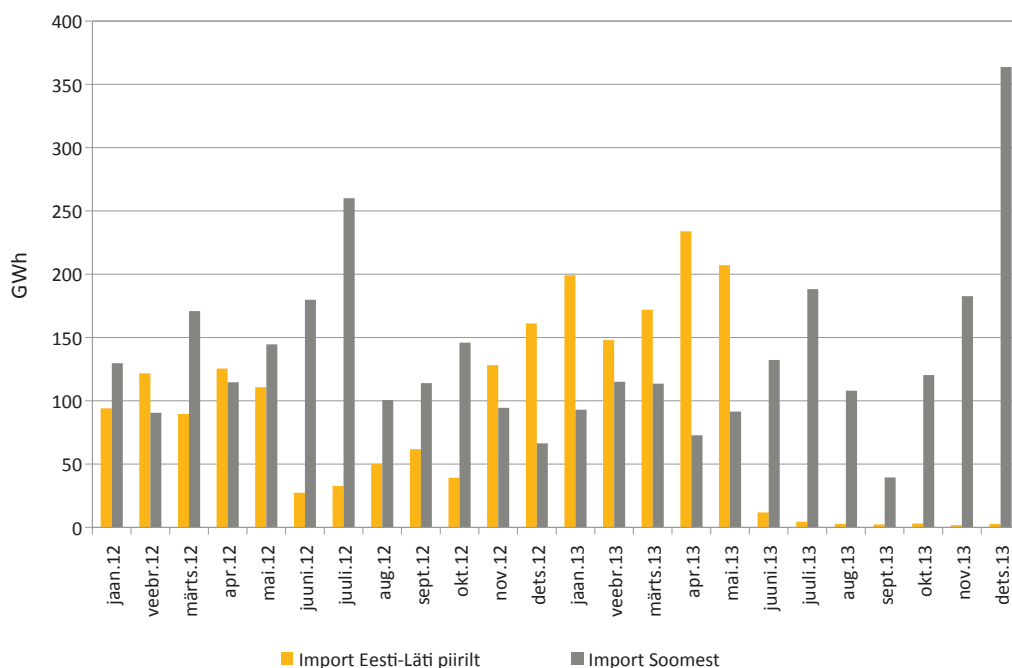
Elektrikaubandusbilansi alusel kasvas Eesti eksport 28%, moodustades kokku 6,2 TWh. Eksport Soome suurenes 33% 568 GWh-ni ja eksport Eesti-Läti piiril 28% 5639 GWh-ni. Kaheteistkümmne kuu kokkuvõttes jagunesid Eesti ekspordi osakaalud möödunud aastaga sarnaselt – eksport Eesti-Läti piiril moodustas 91% ning eksport Soome 9% Eesti kogueksportidest (Joonis 40).

Joonis 40.  
Elektrikaubanduse  
ekspordi jagunemine  
2012-2013



Elektri import vähenes mulluse perioodiga võrreldes 2% 2609 GWh-ni. Impordikogused Soomest jäid aastatagusega võrreldes samaks, seejuures import Eesti-Läti piirilt vähenes 5%. 2013. aasta kokkuvõttes imporditi Eesti-Läti piirilt kokku 989 GWh, import Soomest moodustas kokku 1620 GWh (Joonis 41).

Joonis 41.  
Elektrikaubanduse  
impordi jagunemine  
2012-2013



Piiriülene elektrikaubandus saldeerituna näitab sarnaselt aastataguse ajaga ekspordi trendi Läti suunal ning elektrenergia impordi Soomest. Eesti netoeksport kasvas aastases võrdluses 64%, moodustades kokku 3598 GWh.

#### 4.3.1 Elektribilanss Läänemere regioonis 2013. aastal

Balti riikide summaarne elektritoodang kasvas kaheksa protsenti, moodustades kokku 21,2 TWh. Riikide lõikes toodeti Baltikumi summaarsest elektritoodangust 55% Eestis, 29% Lätis ja 16% Leedus.

Lätis kasvas elektri tootmine aastases võrdluses üheksa protsenti 5,5 TWh-lt 6,0 TWh-ni. Toodangu kasvule aitas oluliselt kaasa suurenenud tootmine Riia koostootmisjaamades, mille toodangu maht ületas eelmise aasta tulemust 51% ulatuses. Daugava hüdroelektrijaama kaskaadi kogutoodang oli seevastu



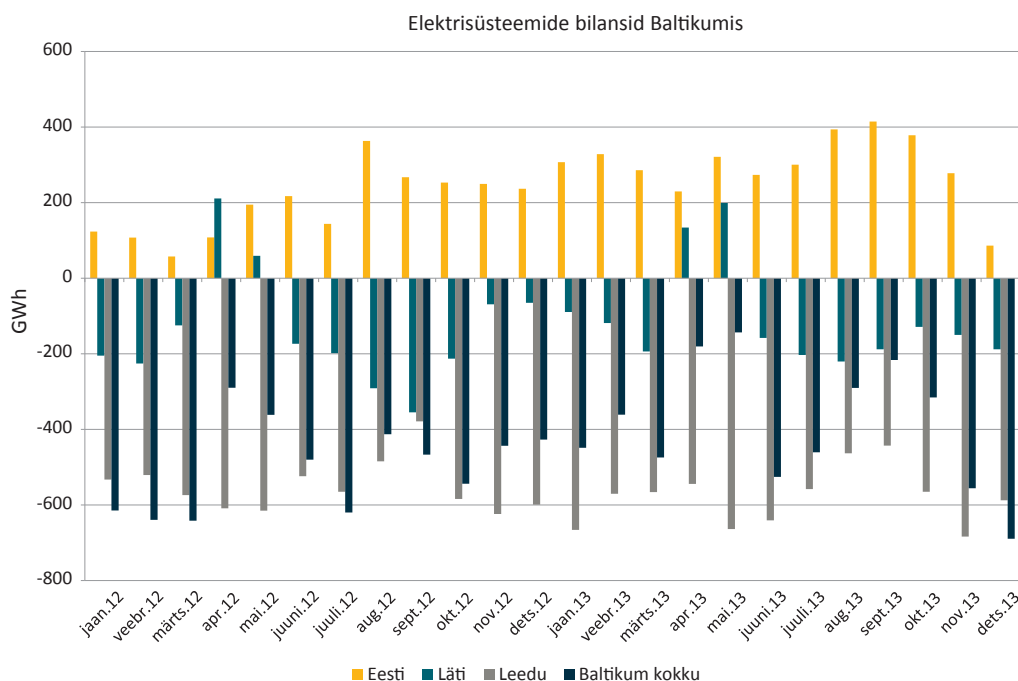
viiendiku võrra väiksem, mille tingis aasta kestel madalal tasemel olev Daugava jõe vee juurdevool. Aasta kokkuvõttes toodeti Läti elektrikogutoodangust hinnanguliselt 50% ulatuses hüdroelektrijaamades, 48% koostootmisjaamades ja kaks protsenti tuuleelektrijaamades. Elektri tarbimine kasvas Lätis aastatagusega võrreldes kolm protsenti, moodustades kokku 7,4 TWh. Seega suudeti siseturu vajadusest kodumaise tootanguga katta 81%. Elektribilansi puudujäägiks kujunes 1,3 TWh, vähenedes 2012. aastaga võrreldes 24%. Elektritoodang Leedus vähenes aastatagusega võrreldes viis protsenti, moodustades kokku 3,5 TWh. Tarbitud elektrikogus suurenes seevastu ühe protsenti võrra. Elektri tootmise vähenemise ja elektri tarbimise suurenemise koosmõjul süvenes ka Leedu elektribilansi puudujääk. 2013. aasta kokkuvõttes kujunes Leedu elektribilansi füüsiliseks impordiks 7 TWh, mida on kuus protsenti enam kui mullu samal ajal. Puuduolev elektrienergia imporditi 48% ulatuses Eestist ja Lätist. Import kolmandatest riikidest vähenes aasta varasemaga võrreldes neljandiku võrra, moodustades aasta kokkuvõttes 3,5 TWh ehk 52% Leedu koguimpordist. Baltikumi aastane tarbimine kasvas 2013. aastal võrreldes mullusega ligi ühe protsenti võrra, moodustades aastaseks tarbimiseks 25,8 TWh (Joonis 42).

Joonis 42.  
Füüsiliste elektrivoogude jagunemine BRELL-i elektrisüsteemis (GWh, sulgudes 2012. aasta andmed)



Balti riikide summaarne elektrienergia defitsiit oli 2013. aastal kokku 4,7 TWh, mis vähenes võrreldes eelmise aasta perioodiga 20%. 2013. aasta defitsiit moodustas kolme riigi tarbimisest 18%. Kalendrikuude lõikes oli madalaim puudujääk maikuu (144 GWh), suurim defitsiit oli aga detsembris (689 GWh). 2013. aastal Baltikumis tootmisvõimsuste defitsiiti ei olnud. Summaarselt oli 2013. aastal Baltikum elektrijaamade installeeritud netovõimsuseks 9,4 GW, sh kasutatavaks tootmisvõimsuseks oli 5,8 GW, mis võimaldaks katta kogu Baltikumi elektritarbimise (Joonis 43).

Joonis 43.  
Elektrisüsteemide bilansid Baltikumis

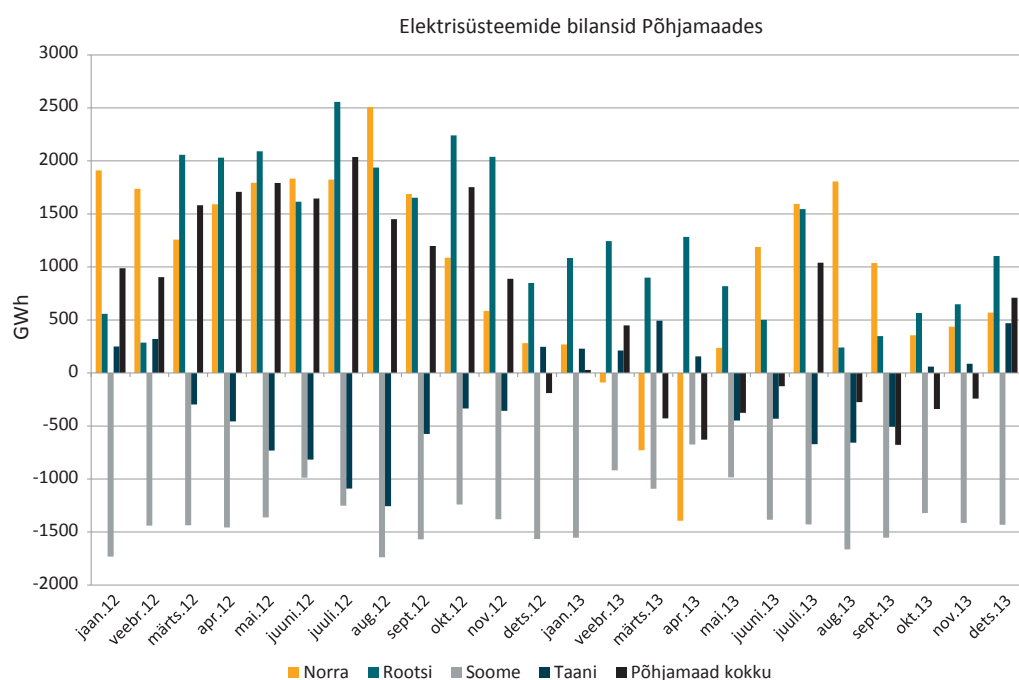


Põhjamaade 2013. aasta elektritoodang langes eelmise aastaga võrreldes 6%, sealhulgas vähenes tootmine Norras ja Rootsis 9%, Soome toodang jäi aastatagusega võrreldes samale tasemele. Ainsa erandina kasvas Põhjamaades elektri tootmine Taanis, kus tootmine ületas eelmise aasta tulemust 13% võrra. Tootmise langus tulenes peaaesjalikult madalast hüdroreservuaaride tasemest.

Elektri tarbimine kahanes Põhjamaades 2% 387 TWh-lt 380 TWh-ni. Riikide arvestuses vähenes tarbimine enim Rootsis (3%), Soomes ja Taanis langes tarbimine vastavalt 2% ja 1% ulatuses. Norras jäi elektri tarbimine eelmise aastaga võrreldes samale tasemele. Tarbimise langus tulenes tervele regioonile iseloomulikust keskmisest soojemast talveperioodist.

Põhjamaade elektribilansi puudujäägiks kujunes 2013. aasta kokkuvõttes 0,9 TWh. Riikide lõikes olid Rootsi ja Norra elektrit eksportivad süsteemid, Soome ja Taani seevastu elektrit importivad. Seejuures 2012. aasta kokkuvõttes ületas Põhjamaade tootmine tarbimist 15,8 TWh ulatuses (Joonis 44).

Joonis 44.  
Elektrisüsteemide  
bilansid Põhjamaades



## 4.4 TAASTUVENERGIA

Eleringi roll taastuvenergia ja töhusa koostootmise režiimil toodetud elektrienergia toetamisel on olla toetuste väljamaksja ja toetuste rahastamiseks makstava teenustasu koguaja. See tähendab, et Elering toimib makseagentuurina, kogudes tarbijatelt taastuvenergia tasu ja makstes sellest elektritootjatele taastuvenergia toetust vastavalt seaduses sätestatud tingimustele ja toetuse määrale.

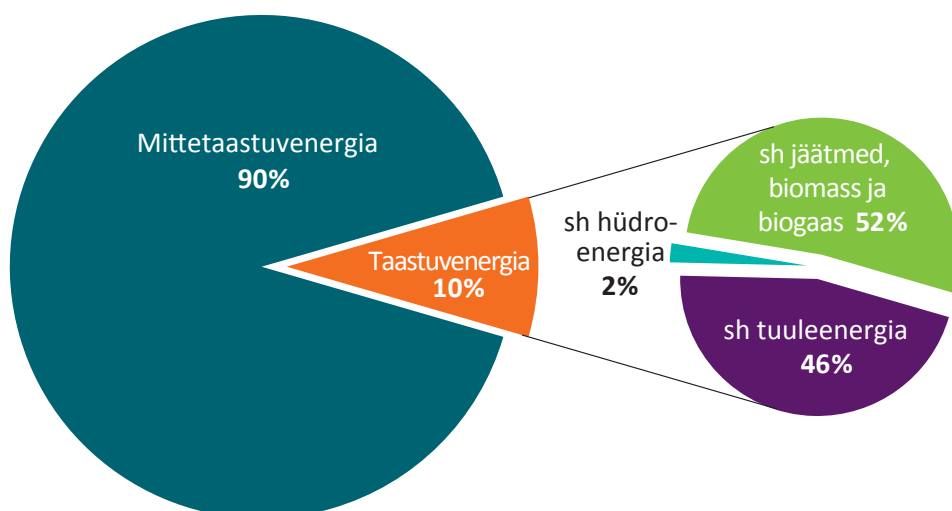
### 4.4.1 Ülevaade taastuvenergiast ja makstud toetustest 2013. aastal

Taastuvenergia toodang moodustas 2013. aastal Eestis elektrienergia tarbimisest koos võrgukadudega (8,1 TWh) 12,5%, mis on 2,4 protsendipunkti võrra vähem võrreldes 2012. aastaga. Kuigi taastuvenergia toodang eelmisel aastal langes, ületas selle osakaal kogutarbimise suhtes riigikogu menetluses oleva elektrituruseaduse muudatuse seletuskirjas toodud eesmärki. 2013. aastaks oli seadusemuudatuse seletuskirjas toodud taastuvenergia osakaalu eesmärgiks 11,3% ja 2014. aastaks on see 12,0%.

2013. aastal moodustas suurima osakaalu taastuvatest allikatest biomassist, biogaasist ja jäätmetest toodetud elekter. Eestis toodetud taastuvenergia maht oli 2013. aasta lõpu seisuga 1151 GWh ning aastaga on toodang vähenenud 16%. Eelkõige on selle taga biomassist ning biogaasist elektri tootmise kahanemine. Taastuvenergiast toodetud elekter moodustus aasta kokkuvõttes 52% biomassist (sh ka jäätmetest ning biogaasist), 46% tuuleenergiast ning kaks protsenti hüdroenergiast (Joonis 45).

2013. aastal toodetud taastuvenergia eest sai toetust kokku 991 GWh, mis tähendab toetatava taastuvenergia mahu kahanemist 15% võrra ja samavõrra ka väljamakstud toetuste vähenemist 53,2 miljoni euron.

Joonis 45.  
Taastuvenergia osakaal  
kogu võrku antud  
elektrienergiast ja selle  
jaotus 2013. aastal



Biomassist, biogaasist ja prügist toodeti eelmisel aastal elektrit 597 gigavatt-tundi, toodang kahanes aastases võrdluses 32%. Biomassist toodetud elektrienergia kogused kukkusid juba 2012. aasta viimases kvartalis, kui lõpetati biomassi suuremahuline põletamine Narva elektrijaamades. Biomassist, biogaasist ja prügist toodetud elektrile maksti toetust 30,1 miljonit eurot, võrreldes 47 miljoniga aasta varem.

Toetust saavate energiakoguste seas suurenesid väljamaksed (Tabel 10) tuuleenergiale aasta lõikes 61% 21,9 miljoni euroni. Tuuleenergia toodang kasvas aastaga 18% ehk 80 gigavatt-tundi, sest 2012. aasta lõpul ja 2013. aastal lisandus mitu uut tuuleparki. Samuti põhjustasid toetuste väljamaksete kasvu 2013. aastal võrgueeskirja nõuetele vastavaks tunnistatud, kuigi juba varem tööd alustanud jaamad. Mõõtmised Pakri poolsaarel ja Virtsus näitasid 2013. aastal päeva keskmise tuulekiiruse mõningast vähenemist 2012. aastaga võrreldes.

Järsult kasvas eelmisel aastal päikeseenergia eest makstud toetuste summa, kuid teiste allikatega võrreldes oli toetuse kogumaht siiski marginaalne – 6000 eurot aastas. Kui 2013. aasta alguses oli Eesti elektrisüsteemis päikeseenergiaal töötavaid tootmisüksusi kokku viis, siis aasta lõpuks oli päikeseelektrijaamade arv kasvanud 47-ni koguvõimsusega 0,343 MW.

Tõhusa koostootmise toetust maksti 2013. aastal võrreldes 2012. aastaga kümme protsenti rohkem, kokku 4,6 miljoni euro eest. Toetatava elektrienergia kogus kasvas 132 gigavatt-tunnilt 144 gigavatt-tunnini. Suuremad tõhusa koostootmise režiimis elektritootjad tootsid tõhusa koostootmise režiimis keskmiselt küll 14% vähem energiat kui aasta varem, kuid mitmedki väiksemad tootjad tootsid mullusega võrreldes rohkem ning neile lisaks alustas 2013 suvel tööd ning hakkas toetust saama 17,2 MW elektrilise võimsusega Iru Elektrijaama jäätmeenergiaplakk.

Tabel 10.  
Taastuvenergia toetused  
ja kogused numbrites

Taastuvenergia toetused, mln EUR	2013	2012	Muutus, %	Toetatava taastuvenergia kogused, GWh	2013	2012	Muutus, %
Taastuvenergia toetused kokku	53,2	62,8	-15%	Taastuvenergia toetused kokku	991	1169	-15%
- tuuleenergia	21,9	13,7	61%	- tuuleenergia	409	254	61%
- hüdroenergia	1,2	2,1	-43%	- hüdroenergia	22	39	-43%
- biomass	28,4	46	-38%	- biomass	528	857	-38%
- biogaas	1,69	1	69%	- biogaas	32	19	69%
- päikeseenergia	0,00608	0,00001	-	- päikeseenergia	0,1133	0	-
Tõhusa koostootmise toetused kokku	4,6	4,2	10%	Tõhus koostootmine kokku	144	132	9%
Toetused kokku mln EUR:	57,8	67,0	-14%	Toetatav energia kokku GWh:	1135	1300	-13%

#### 4.4.2 Taastuenergia eesmärgid, tasud, toetus

Perioodil 01.01.2013-31.12.2013 oli taastuenergia tasu suuruseks 0,87 senti/kWh (1,04 eurosenti/kWh koos käibemaksuga) ning prognoosi kohaselt jagunenuks taastuenergia toetuse summad järgmiselt: 43% tuulikute toetamiseks, 38% biomassist toodetud elektrienergia toetamiseks ja 19% hüdroenergiast ning prügist toodetud elektrienergia toetamiseks. Reaalselt kahekordistus biomassile makstud toetuste osakaal, samas kui tuulikutele makstud toetuste osa jäi kehva tuuleolude tõttu poole väiksemaks kui prognoositud. Taastuenergia tasu kaudu enam kogutud summa lahutatakse 2014. aasta toetuste finantseerimiseks vajaliku tasu suurusest maha.

Tootjate esitatud ja statistiliste andmete analüüsi põhjal aga kasvab toetust saava tuuleenergia kogus 2014. aastal, jõudes kehtivas seaduses toetuse ülempiiriks olevale 600 gigavatt-tunnile üsna lähedale. Prognoosi kohaselt ulatub kogu taastuvatest allikatest ning tõhusa koostootmise režiimil toodetud elektrienergia maht 2014. aastal 1459 gigavatt-tunnini. Biomassist toodetud toetatava elektrienergia koguse kasvuks on prognoosi alusel 9%, tõhusa koostootmise tingimustes toodetud elektrienergia puhul on oodata tõusu 28% ulatuses, muudest allikatest toodetud toetust saava elektrienergia kogus tõenäoliselt langeb ligikaudu 18%. Perioodiks 01.01.2014-31.12.2014 on taastuenergia tasu suuruseks tarbijatele ilma käibemaksuta 0,77 senti kilovatt-tunni kohta. See on 11,5% vähem kui 2013. aastal.

Taastuenergia tasu on tasu, mille kaudu rahastab elektritarbija taastuenergia toetusi. Vastavalt elektrituruseadusele on taastuenergia tasu arvutajaks Elering. Elering koostab ja avaldab oma veebilehel iga aasta 1. detsembriks hinnangu järgmise kalendriaasta toetuste rahastamiseks kuluva summa (taastuvatest energiaallikatest või tõhusa koostootmise režiimil toodetud elektrienergia koguste) ja tarbijatele osutatavate võrguteenuste mahu ning tootjaliinide kaudu tarbitud elektrienergia koguse kohta.

Taastuenergia direktiiviga 2009/28/EÜ kinnitati konkreetsed taastuenergia eesmärgid Euroopa Liidu liikmesriikidele ja Eesti on kohustatud tõstma taastuvate energiaallikate osakaalu kogu energiatarbimises võrreldes referentsaastaga 2005 25%-ni aastaks 2020. Samuti on Eesti riigile kohustuslik aastaks 2020 vähendada primaarenergia tarbimist 20% võrra ning vähendada kasvuhoonegaaside heitmeid 20% võrreldes aastaga 1990.

Võetud kohustuste täitmiseks on Eestis loodud toetuskeemid, mille eesmärk on suurendada investeringuid taastuvatest energiaallikatest elektrienergia tootmisesse (taastuvate energiaallikate kasutuselevõtuks) ja efektiivsesse elektri- ja soojusenergia koostootmisesse. Majandus- ja kommunikatsiooniministeeriumi välja töötatud ning 2012. aasta lõpul menetlusse antud uus toetuskeem peaks võimaldama taastuvatest energiaallikatest toodetud elektrienergia tarbimise riiklike eesmärkide saavutamise väiksemate turumoonutustega, välistades liigkasumlike projektide toetamise. Ühtlasi vähendab arvutuste kohaselt uus skeem oluliselt majanduslikku koormust elektrienergia tarbijale ning seaduse jõustumisel seatakse taastuvatest allikatest ning soojuse ja elektrienergia koostootmise režiimis toodetud elektrienergia toetusmeetmed vastavusse Euroopa Komisjoni kehtestatud riigijabi kriteeriumitega.

Eleringi täpsem roll taastuenergia ja tõhusa koostootmise režiimil toodetud elektrienergia toetamise osas on olla taastuenergia toetuste väljamaksja ja toetuste rahastamiseks makstava teenustasu koguja. Tasu maksavad kõik võrguettevõtjad, kes osutavad võrguteenust, saates meile vastavad andmed. Toetuste väljamaksmiseks peavad tootjad esitama meile taotlused ja arved, samuti on võrguettevõtjatel kohustus esitada meile andmed võrku antud elektrienergia koguste kohta.

Toetusi makstakse kehtiva elektrituruseaduse alusel tootja taotluse alusel 12 aasta jooksul tootmise alustamisest elektrienergia eest, mis on toodetud taastuvatest energiaallikatest, koostootmise režiimil biomassist või tõhusa koostootmise režiimil (viimasel juhul on tähtis täita üldkasutegurile määratud alampiir ning saavutada või ületada primaarenergia säästu alampiir).

**elering**  
ÜHENDAME ENERGIAD

Kadaka tee 42, 12915 Tallinn  
telefon: 715 1222  
faks: 715 1200  
e-post: [info@elering.ee](mailto:info@elering.ee)

[www.elering.ee](http://www.elering.ee)

