

Eleringi toimetised
nr 1/2013 (5)

elering
ÜHENDAME ENERGIAD

EESTI ELEKTRISÜSTEEMI VARUSTUSKINDLUSE ARUANNE 2013

Tallinn 2013



Elering on sõltumatu ja iseseisev Eesti elektrisüsteemihaldur, mille peamiseks ülesandeks on kindlustada Eesti tarbijatele igal ajal kvaliteetne elektrivarustus. Varustuskindluse tagamiseks peab Elering ülevälja 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

Sissejuhatus	4
1 Energiapoliitiline raamistik	6
1.1 Euroopa Liidu energiapoliitika.....	7
1.2 Eesti lõimumine Euroopa energjavõrgustikega	8
2 Elektritarbimine	10
2.1 Majanduse areng.....	11
2.2 Elektritarbimise prognoos aastani 2030	12
2.3 Tehnoloogiate areng	13
3 Ülekandevõrk ja elektritootmine	18
3.1 Elektritootmine	19
3.1.1 Elektritootmine Läänemere regioonis	19
3.1.2 Elektrisüsteemiga ühendatud tootmisseedmed	21
3.1.3 Euroopa Liidu heitmekaubanduse reeglid	22
3.1.4 Elektritootmiseks kasutatavad energiaallikad.....	22
3.1.5 Taastuvatel energiaallikatel põhinevad elektritootmisseedmed	25
3.1.6 Hinnang tootmisvõimsuste piisavusele järgneval 10 aastal	26
3.2 Ülekandevõrk.....	27
3.2.1 Euroopa elektrivõrkude arengukava aastateks 2012-2022.....	27
3.2.2 Eesti põhivõrk.....	34
3.3 Elektrisüsteemi talitus	42
3.3.1 Elektrisüsteemi juhtimine reaajas	44
3.3.2 Võrgu talituskindlus.....	45
4 Elekriturg	48
4.1 Euroopa ühtse elektrituru mudel	49
4.1.1 Regulatsioon kolmandate riikide piiril	50
4.2 Elekriturg 2012 aastal.....	50
4.3 Elektrisüsteemi bilanss 2012. aastal.....	52
4.3.1 Taastuenergia.....	54
4.4 Elektribilanss Läänemere regioonis 2012. aastal	56
5 Eesti elektrivarustuskindlus aastani 2030	58
5.1 Elektrituru mudel Balmorel	59
5.2 Analüüsitavate stsenaariumite tulemused.....	60
5.3 Tundlikkusanalüüs varustuskindlusele	62
5.4 Elektritootmine koos välisühenduste kasutamise võimalusega aastani 2030	63
6 Mõisted ja lühendid	66

ELERINGI STRATEEGILINE VAADE: ÜHENDUSED JA TOOTMINE KOOS TAGAVAD TARBIIJA ELEKTRIVARUSTUSKINDLUSE PARIMA HINNAGA

Eesti on osa Euroopa ühtsest energiasiseturust. Asume Euroopa elektrisüsteemide ristteel ja siinsed energeetika tulevikuvõimalused peituvad energiasüsteemide võrgustumises. Euroopa Liidu energiamajanduse visioon – ühtne võrk, ühtne turg – töötab Eesti energiatarbija huvides. Tarbija elektriga varustatuse Valgas tagab sama kindlusega nii Riias kui Narvas asuv elektrijaam. Elektriga varustatuse seisukohalt, nagu ka paljude teiste kaupade puhul, ei saa Euroopa Liidu liikmesriikide piirid omada enam mingit tähtsust. Täpselt nagu see toimiva ühtse siseturu põhiselt peab olema. Tihti võivad elektrisüsteemide „pudelikaelad“ olla riikide sees, mitte riikide vahel. Veelgi enam aga inimeste peades. Energiavarustuskindlusest on harjutud mõtlema riikide põhiselt. Kas elektrijaam Lätis on Eesti tarbija elektriga varustamise seisukohalt millegi poolest halvem kui elektrijaam Eestis? Ei ole, kui me usaldame lätlasi. Riigipõhine varustuskindluse käsitlus ja regionaalsed elektrimajanduse lahendused ei lähe omavahel kokku. Samuti pärsib selline mõtteviis Euroopa ühise siseturu loomiseks vajalike ülepiirilise mõjuga investeeringute realiseerimist, sest kulude katmisel peaks osalema mitte ainult riigid, mida see ühendus füüsiliselt puudutab, vaid kõik kasusaajad. Näiteks EstLink 2 investeeringut peaks finantseerima lisaks Eesti ja Soome tarbijatele ka Läti ja Leedu tarbijad, kes sellest samuti kasu saavad.

Eesti tarbija elektriga varustatuse tagamise käsitlemisel tuleb liikuda riigipõhiselt regioonipõhisele lähenemisele. Käesolev aruanne vaatabki tarbija varustuskindlust Eestis asuvate kasutatavate tootmisvõimsuste ja ühenduste koosmõjus. Järgmisel 10 aastal on nii elektri tootmisvõimsused kui põhivõrk Eestis piisavad, et tagada tarbijate varustamine elektriga nii tiputarbimise ajal kui ka ekstreemsete ilmastikuolude korral.

Selle aasta 3. juunist liitub Läti viimase Põhjamaade-Balti piirkonna riigina Nord Pool Spot elektribörsiga, mis tagab efektiivse ühise turukorralduse kõigis piirkonna riikides. Väidetavalt peaks ühtne turg ja ühtne võrk tagama 25 protsenti väiksema investeeringuvajaduse elektritootmisesse võrreldes olukorraga, kus iga riik vaatab tarbimise ja tootmise tasakaalu riigipõhiselt.

Mida väiksem on süsteem, seda ebaefektiivsemad on investeeringud elektritootmisesse ainult konkreetse riigi tarbimiskoormust arvestades. Eesti elektrisüsteemis on tarbimiskoormus olnud viimase nelja aasta arvestuses keskmiselt ainult 13 protsendil aasta tundidest kõrgem kui 1200 megavatti. Orienteervalt 600 megavatti tootmisvõimsust hinnangulise maksumusega vähemalt pool miljardit või enam eurot saaks aasta 8760 tunnist kasutust kõigest 1100 tunnil või vähem. Seega on siin Eesti jaoks üks oluline ja suure hinnasildiga valiku koht. Kas me läheme edasi strateegiaga, et integreeritud turgu ja ühendusi on tore omada, kuid igaks juhuks peab olema kogu tootmisvõimsus olemas enda „tagahoovis“. Sellise käsitluse korral maksaks tarbija turupõhiste investeeringutega võrreldes ligikaudu pool miljardit eurot enam. Seda olukorras, kus Valga tarbija jaoks tagab elektrijaam Lätis parema varustuskindluse, sest peamine pudelikael Eesti-Läti elektrisüsteemis asub hoopiski Narva ja Tartu vahel.

Tootmist ja ühendusvõimsusi koos käsitledes peab Elering tarbijale koormavaks ja tehniliselt mittevajalikuks nõuet, mis hetkel kohustab hoidma Eesti elektrisüsteemis kasutatavat tootmisvõimsust 110 protsendi tasemel tiputarbimisest. Eesti on liiga pisike, et seda numbrit riigipõhiselt hinnata. Arvestades ehitatavaid ja planeeritavaid välisühendusi, piisab, kui Balti riikides kokku on 80 protsenti tootmisvõimsusi, võrreldes regiooni tiputarbimisega. Kõige olulisem investeering regioonipõhise varustuskindluse seisukohalt on kolmanda Eesti-Läti elektriühenduse ehitamine, mis võimaldab väheste ülekandepiirangutega siduda Balti riikide tarbimise-tootmise üheks tervikuks. Samuti tagab see juurdepääsu teiste Balti riikide välisühenduste ekspordi- ja impordi-võimalustele. Kuigi varustuskindluse seisukohalt ei pea sinne tootmisvõimsus katma täielikult tarbimist, ei tähenda see, et Eestis ja Balti riikides ei võiks elektrijaamu olla mitu korda enam kohalikust tarbimisest. Turupõhiselt. Elektri eksport võiks olla üks siinseid ekspordivedureid. Võimalused on suured – juurdepääs on olemas nii Venemaa, Põhjamaade kui juba lähitulevikus Kesk-Euroopa elektriturule. Pikaajaline turuintegratsioon on samuti siinsete tootjate huvi.

Saavutamaks Balti riikides 2030. aastal 80 protsendi kasutatavate tootmisvõimsuste taset tiputarbimise suhtes, on tänaste teadmiste juures puudu 800 megavatti tootmisvõimsusi. Millised jaamad need on ja kes need ehitab? Euroopa energiamajanduse praeguse segaduse ja madalate elektrihindade juures ei julge keegi Euroopas turupõhiselt vajalikesse uutesse tootmisvõimsustesse investeerida. Selleks, et tagada elektrisüsteemi tööhoidmiseks vajalikud investeeringud elektrijaamadesse või tarbimise juhtimisse, on kaalumisel energiaturu (tänapäevane Nord Pool Spoti mudel) kõrvale võimsusturu loomine. Võimsusturg peaks tagama piisava hulga planeeritava tootmis-tarbimisvõimsuse olemasolu elektrisüsteemis. Oluline on hinnastada kõiki võimsusi, nii tootmis- kui tarbimisvõimsusi ühtsetel alustel. Seda nii kasutatavate kütuste, genereerimise viiside kui ka uute ja eksisteerivate elektrijaamade vaates, arvestades samuti erinevaid tarbimise juhtimise meetmeid. Valiku peab tegema turg! Euroopa Komisjon on lubanud vastavad esimesed juhised avaldada selle aasta juulis.

Eesti energeetika „suur idee“ saaks paljuski põhineda IKT rakendustel energeetikas. Need on universaalsed ja eksporditavad teistesse süsteemidesse. Siin on olemas Eesti IKT bränd, mida regioonis usaldatakse. Regiooni põhivõrguettevõtte IKT koostöö vallas jääb vastutus enamasti kuidagi loomulikult Eesti kanda. Seda alates modelleerimise suutlikkuse ülesse ehitamisest kuni tarbimise juhtimise lahendusteni välja. Viimane suundanäitav lahendus on keskne andmevahetusplatvorm ehk Andmeladu, mis võimaldab tarbijate mõõteandmete edastamist müüjatele. Konservatiivses elektroenergeetikas on toimumas just paradigma muutus, kus IKT-l on mängida üks keskseid rolle. Sellesse valdkonda tasub panustada. Elering on siin lükanud koostöös ülikoolidega käima hulgaliselt uurimisprojekte.

Ühtse Põhjamaade-Balti elektrituru loomine koos vajalike ühendustega on seni olnud Eesti elektrimajanduses tähtsaim strateegiline eesmärk, tagamaks tarbijale pikaajaline varustuskindlus parima hinnaga. Järgmine eesmärk on Balti riikide elektrisüsteemi desünkroniseerimine Venemaa ühendatud elektrisüsteemist ja sünkroontöö Mandri-Euroopaga. See on Eesti energiamajanduse geopoliitilise U-pöörde *grande finale* - idast lahti, läänega kokku. Integreerumine Euroopa elektrisüsteemidega aitab lisaks energijulgeolekule kaasa energiakaubanduse arengule, võimaldades energiaga kauplemisel pakkuda tulevikus vaba turu tingimustes tarbijatele parimat elektrihinda, mis kujuneb kogu Euroopat hõlmaval turul.

Taavi Veskimägi,
Eleringi juhatuse esimees

1 Energiapoliitiline raamistik

1.1	Euroopa Liidu energiapoliitika.....	7
1.2	Eesti lõimumine Euroopa energiavõrgustikega	8

1.1 EUROOPA LIIDU ENERGIAPOLIITIKA

Euroopa Liidu energiapoliitikat on mõjutatud eelkõige asjaoludest, 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, tõusvate hindade ning ülemaailmse konkurentsiga fossiilkütuste ressursside pärast.

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

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

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

Euroopa Liidu energiapoliitika kõige silmatorkavam väljendus on n-ö 20/20/20 eesmärgid, mis tähendavad süsinikuheitmete vähendamist ning energiaefektiivsuse ja taastuvenergiaallikate osakaalu suurendamist 2020. aastaks.

Viimase aja energiapoliitilistest arengutest olulisimaks on Euroopa Komisjoni ettepanek 2011. aastal moodustada energiataristu moderniseerimise pakett, mis aitab samuti kaasa kliima- ja energiaalaste eesmärkide saavutamisele. Euroopa Ühendamise Rahastu (EÜR) toel energiasektorisse jagatav raha on mõeldud üleeuroopalise taristu loomiseks. See on esimene kord, kui Euroopa Liit soovib kaasrahastada piiriülese taristu ehitamist oma korralisest eelarvest. Investeeringut võimaldatakse vähemalt kahte riiki hõlmavatele projektidele ning vahendid tehakse kättesaadavaks võlakirjade, toetuste ja laenugarantiide näol. Täiendavad sektorispetsiifilised kriteeriumid peavad tagama, et projektid tugevdavad märgatavalt tarne turvalisust, võimaldavad turuintegratsiooni, soodustavad konkurentsi, tagavad süsteemi paindlikkuse ja võimaldavad edastada toodetud taastuvenergiat tarbimiskeskustesse ja salvestuskohtadesse. Euroopa Komisjon valib välja projektid, mis on olulised kliima ja energia valdkonna eesmärkide täitmiseks. Nende seast valitakse omakorda välja need projektid, mille ehituseks on võimalik Euroopa Liidu poolne kaasrahastus.

Balti riigid kuuluvad oma elektri- ja gaasiprojektidega Läänemere äärsete riikide gruppi BEMIP, kus peale sõelumise läbiviimist on jäänud nimekirja 7 elektri- ja 17 gaasitaristu projekti. Eestiga on nendest projektidest seotud Eesti-Läti kolmanda liini rajamine ning maagaasi valdkonnas regionaalne veeldatud maagaasi importterminal asukohaga Eestis või Soomes, Eesti-Soome vaheline toruühendus ning Eesti-Läti ja Läti-Leedu vaheliste ühendustorustike võimsuste tõstmise projektid. Lõplik nimekiri 2014. aasta rahastamisvooruks valituks osutunud piirkonna projektidest saab kokku hiljemalt 31. juuliks 2013. aastal.

Euroopa energiapoliitika üks nurgakivi on varustuskindlus – see on süsteemi võime tagada tarbijatele nõuetekohane energiavarustus. 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 laialdasem kasutuselevõtt – taastuvenergiaallikate kasutamine vähendab nii energia importi kui ka heitmeid. Taastuvenergia kasutamisel nähakse arengut peamiselt elektritootmise vallas – nii elektrituulikute, päikeseelektrijaamade kui ka biomassi kasutavate elektrijaamade laialdasem arengus. Taastuvenergiat kasutavate elektrijaamade areng toob aga tulenevalt elektritootmise struktuuri muutumisest omakorda kaasa kasvava vajaduse arendada elektrivõrke, seda nii siseriiklikult kui ka välisühenduste ehitamiseks. Kuna elektriliinide ehitamine ning kogu energiamajanduse ümberkujundamine on pikaajaline protsess, võttes aega üle kümne aasta, siis need otsused, mis tehakse täna, mõjutavad energiavarustusekindlust alles aastate pärast.

1.2 EESTI LÕIMUMINE EUROOPA ENERGIAVÕRGUSTIKEGA

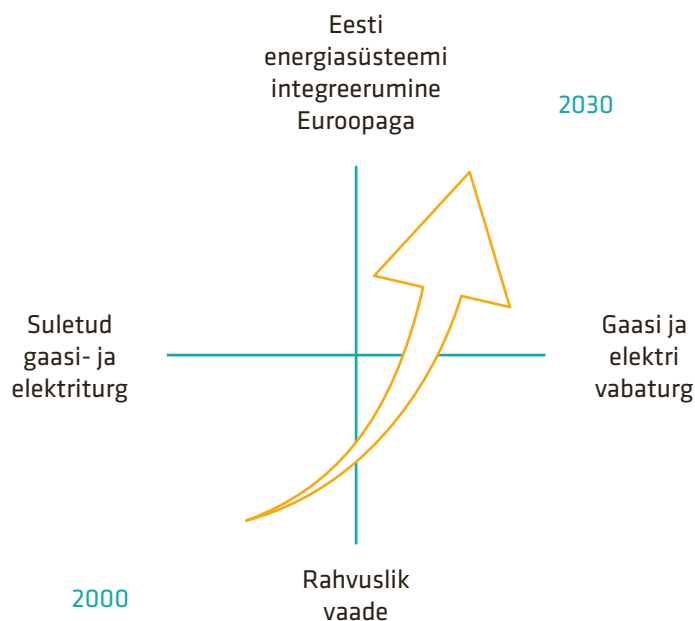
Elektrisüsteemide varustuskindluses on minevikus lähtunud kohalikust tootmisest ja kohalikest võrkudest. Euroopa elektrisüsteemide integreerumine, elektrituru avanemine ja uute elektritootmise allikate ühendamine on viimas fookust riigikeskselt lähenemiselt piirkondlikule ning üleeuroopalisele käsitlusele. Tootmispiisavuse tagamisel lähtutakse riikidevahelistest ühendustest, elektriturust, tootmise paiknemisest ja mitmekesisusest. Ühiskonnale toob madalaimad kulud ja väikseima elektrihinna kõikide varustuskindlust tagavate meetmete tasakaalustatud arendamine.

Eesti elektriturg on Põhjamaade elektribörsi Nord Pool Spoti osa, mis on Euroopa kõige paremini toimiv elektriturg. Uued välisühendused Baltimaadest on muutmas ka Eesti senist käsitlust tootmise piisavuse ning varustuskindluse hoidmisel. Nii nagu ei ole olemas Eesti elektriturgu, ei ole võimalik tulevikus ka Eesti elektrisüsteemi varustuskindlust tagada ainult kohalikust vaatest lähtudes.

Eesti elektrisüsteemi varustuskindluse tagab pikaajaliselt vaid Baltimaade elektrivõrkude tihedam integreerumine Euroopa elektrisüsteemidega. Integreerumine pakub kohalikele tarbijatele suuremat varustuskindlust ning on ühtlasi ka oluliseks transiidikoridoriks Põhja- ja Kesk-Euroopa vahel. Selline muutus loob ühelt poolt uusi võimalusi elektritootjatele (k.a taastuenergiast tootjatele), tagades ligipääsu suuremale turupiirkonnale, ning teiselt poolt tagab suurema paindlikkuse süsteemi toimimiseks.

Eesti jaoks on olulise tähtsusega välisühenduste loomine Leedust Poolasse ja Rootsi, mis valmivad 2016. aastaks. Eesti ühiskonna ja majanduse arengule on oluline, et investeeringud varustuskindluse tagamiseks ei oleks liialt suured ega muutuks majanduse arengut pärssivaks. Varustuskindluse tagamise põhimõtte muutmise tõttu on oluline käsitleda tootmise-tarbimise tasakaalu Euroopa elektrituru kontekstis, millega saavutatakse tarbimisvajaduse rahuldamine madalaima ühiskondliku kogukuluga.

Joonis 1.
Eesti lõimumine Euroopa
energiavõrgustikega



2 Elektritarbimine

2.1	Majanduse areng.....	11
2.2	Elektritarbimise prognoos aastani 2030	12
2.3	Tehnoloogiate areng	13

- *Hinnanguliselt kasvab elektrienergia globaalne nõudlus 2035. aastaks 2010. aastaga võrreldes 70% ehk keskmiselt 2,2% aastas.*
- *Eleringi prognoosi põhistsenaariumi järgi kasvab elektrienergia tarbimine Eestis keskmiselt 2,4% aastas ning jõuab 2030. aastaks 12,5 TWh-ni.*
- *Tipukoormus kasvab aeglasemalt võrreldes tarbimisega, jõudes 2030. aastal 1800 MW-ni.*

Järgnev peatükk annab ülevaate üldistest energiatarbimise trendidest maailmas ja Euroopa Liidus. Samuti antakse ülevaade värskest Eesti elektrisüsteemi tarbimise prognoosist ning võimalikest tarbimist mõjutavatest tuleviku väljavaadetest. Ülevaade 2012. aasta elektritarbimise bilansist on antud punktis 4.3 ja lõppenud talvehooaja tiputarbimisest punktis 3.3.

Rahvusvahelise energiaagentuuri World Energy Outlook 2012 (WE012) aruande põhjal kasvab globaalselt elektrienergia tarbimine kiiremini, kui mistahes teine energiakandja. Perioodil 2010–2035 oodatakse, et maailma elektrienergia nõudlus kasvab enam kui 70%, mis tähendab keskmiselt 2,2% kasvu aastas. Enam kui 80% sellest kasvust tuleneb arenevate maade nõudlusest, kusjuures üle poole sellest kasvust moodustavad Hiina ja India tarbimise kasvud. Aastatel 2000–2010 kasvas maailma elektrienergia tarbimine 40%, seda vaatamata väiksele langusele 2009. aastal, mille põhjustas globaalne majanduskriis. Tõenäoliselt sõltub ka lähitulevikus energiatarbimise kasvu põhiosa majanduse olukorrast. Euroopa Liidule prognoositakse elektritarbimise kasvu jäämist vahemikku 0,4...1% aastas. Suurimaks elektritarbijaks jääb vaadeldaval perioodil tööstus, mille tarbimise kasv jääb 2,5% piiresse ning moodustab 2/5 kogu energiatarbest. Kõige suurema energiatarbimise kasvuga sektoriks prognoositakse transpordisektorit, mille aastane energiatarbimise kasv jääb 3,5% juurde. Kiirenenud kasvu seostatakse laialdase elektertranspordi kasutuselevõttuga.

Pikemas perspektiivis loodetakse erinevate energiatarbimise meetmetega energiatarbimine majandusest lahti siduda. Rahvusvahelise energiaagentuuri stsenaariumite kohaselt maailma üldine energiaintensiivsus (toe/miljardit dollarit) kahaneb ainult energiatarbimise-stsenaariumiga, samas kui Euroopa Liidu energiaintensiivsus väheneb prognooside kohaselt mõlema WE012-ss vaadeldava stsenaariumi puhul. Samuti prognoositakse vähenevat trendi ka Euroopa Liidu energiatarbimisele inimese kohta. Aastaks 2035 peaks Euroopa Liidu energiaintensiivsus võrreldes 2000. aastaga vähenema kuni kaks korda. Arvestades Eesti väiksust globaalsel maastikul, võib oletada, et meie energiapolitikat mõjutavad tuleviku väljastpoolt tulenevad signaalid ning eelkõige Euroopa Liidu sammud selles majandusharus.

2.1 MAJANDUSE ARENG¹

Eesti sisemajanduse koguprodukt (SKP) kasvas eelmisel aastal 3,2 protsenti ja rahandusministeeriumi kevadise prognoosi põhistsenaariumi kohaselt kujuneb tänava kasvuks 3% ja tuleval aastal 3,6%. Selle aasta majanduskasv tugineb endiselt sisenõudlusel, kuid selle kasvutempo aeglustub. 2014. aastal on oodata veidi kõrgemat majanduskasvu, kuna ekspordi kasv peaks kiirenema seoses välisnõudluse suurenemisega, kuid majanduskasvu toetab ka sisenõudlus. Aastatel 2015–2017 stabiliseerub majanduskasv 3,5% juures. Lisaks ekspordile toetab neil aastail SKP kasvu sisenõudluse stabiilne suurenemine.

Tarbijahindade (THI) tõus pidurdub tänava 3,4%ni ning järgnevatel aastatel stabiliseerub 2,8% juures. Hinnatõusu aeglustumise taga on maailmamajanduse nõrkusest tingitud välistegurite mõju vähenemine, mis avaldub kütuse hinnatõusu peatumises ning soojuse hinnatõusu pidurdumises.

Kuigi elektrituru avanemisel on sellel aastal rahandusministeeriumi hinnangul tuntav mõju inflatsioonile, pehmendavad selle mõju teenuste ja väliskeskonnast tuleneva hinnasurve taandumine. 2014. aastal taandub elektrituru avanemise mõju, mistõttu võib oodata tarbijahindade tõusu aeglustumist. Palkade kasvu kiirenemine ning hõive jätkuv kasv koos osa teenuste ühekordse hinnalanguse lõppemisega toovad 2014. aastal kaasa teenuste ja tööstuskaupade hindu kajastava baasinflatsiooni kiirenemise. Järgnevatel aastatel tarbijahindade tõus stabiliseerub, kuid kasvab mõnevõrra kiiremini võrreldes eurotsooni keskmisega seoses sissetulekute ja hinnatasemetega jätkuva ühtlustumisega.

Energiahinnad, sealhulgas elektri hind mõjutavad tarbijaid peamiselt eluasemekulude kaudu. Eluaseme seotud kulud on leibkondade kõikide kulude hulgas toidu järel suuruselt teine kulugrupp, moodustades statistikaameti avaldatud 2012. aasta andmete põhjal 18 protsenti kõikidest kuludest ehk keskmiselt 51 eurot leibkonnaliikme kohta kuus. Elektrile kulus mullu 13 eurot leibkonnaliikme kohta kuus.

Elektritarbimise kasvu jääb tulevikuski endiselt mõjutama eelkõige majanduse üldine käekäik, kuigi pikemas perspektiivis võib oletada, et nii elektri kui energia tarbimise seos majanduse käekäiguga nõrgeneb.

1 Järgnev tekst põhineb rahandusministeeriumi kevadisel prognoosil, mis on kättesaadav: www.fim.ee/majandusprognoosid

2.2 ELEKTRITARBIMISE PROGNOOS AASTANI 2030

Eeldatava stsenaariumi puhul jääb Eestis elektritarbimise kasv aastas keskmiselt 2,4% juurde, olles üle kahe korra kõrgem Euroopa Liidule prognoositud keskmisest kasvust (0,4...1%). Euroopa Liidu prognoos katab seejuures perioodi 2010–2035. Eesti elektrisüsteemi viimase kahe aasta elektritarbimise trendist tulenevalt on muudetud elektritarbimise prognoosi varasemaga võrreldes mõnevõrra väiksemaks. Üldine kokkuvõtte tarbimise prognoosist on toodud järgmises tabelis.

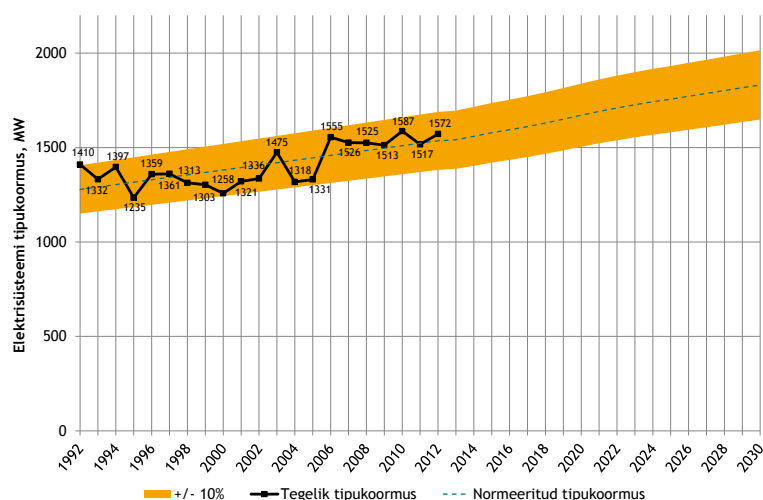
Tabel 1.
Kokkuvõtte kogutarbimise
(tarbimine+kadu)
ja tipukoormuste
prognoosist aastani 2030

Aasta	Tarbimine	Tipukoormus
	Eeldatav kasv, TWh	Eeldatav kasv, MW
2013	8.4	1506
2014	8.6	1524
2015	8.9	1543
2016	9.1	1559
2017	9.3	1576
2018	9.5	1595
2019	9.8	1615
2020	10.1	1636
2021	10.3	1657
2022	10.6	1675
2023	10.8	1692
2024	11.0	1708
2025	11.3	1721
2026	11.5	1737
2027	11.8	1751
2028	12.0	1766
2029	12.3	1782
2030	12.5	1796

Viimaste aastate statistika on näidanud, et üldine elektritarbimine näitab küll kasvutrendi, kuid samas on elektrisüsteemi tipukoormused viimasel seitsmel aastal püsinud sisuliselt muutumatult, jäädes 1500 ja 1600 MW vahele. Sellegi poolest tuleks arvestada, et tarbimise kasvust tulenevalt on oodata ka mõningast tipukoormuse kasvu. Nendest trendidest tulenevalt oleme varasemate aastatega võrreldes oma tipukoormuste prognoosi muutnud mõnevõrra konservatiivsemaks. Eleringi tipukoormuste prognoos aastani 2030 on toodud joonisel 2.

Pildilt joonistub selgelt välja trend, et tegelik tipukoormus kõigub normeeritud tipukoormuse ja $\pm 10\%$ vahemikus. Käesoleva prognoosi kohaselt jääb kõigi eelduste kohaselt tipukoormus 2020. aastal 1640 MW juurde ning 2030. aastal juba 1800 MW juurde. Keskmise aastane tipukoormuse tõus jääb ilmselt 1% kanti ning sõltub eelkõige valitsevatest ilmaoludest.

Joonis 2.
Tipukoormuste statistika
ja prognoos aastani 2030



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.

Elering viis 2013. aasta alguses läbi ülekandevõrguga ühendatud suurtarbijate küsitluse ning uuris nende lähima 5-15 aasta perspektiivse tarbimisvõimsuste suurendamise osas. Küsitlute sõnul sõltuvad tulevikuperspektiivid eelkõige Eesti majandusest, mille tulemustele vastavalt muudetakse vajadusel ka oma laienemis- ja investeerimisotsuseid. Kuigi praegu on majandusväljavaated soodsad, ei pruugi kõik planeeritud investeeringud tegelikkuses teostuda.

Üks võimalikest lähiaja muutustest, mis võiks tööstussektori tarbimist mõjutada, on põlevkiviõli tootmise tehaste rajamine. Teadaolevatel hinnangutel võib alates 2016. aastast lisanduda täiendavalt 300 GWh tarbimist Eesti Energia (210 GWh) ja VKG (90 GWh) uutest õlitehastest. Optimistlikumate väljavaadete kohaselt võiks ka õli rafineerimistehaste (Eesti Energia ja VKG Energia) tarbimise kasv olla samas suurusjärgus, aga hetkel pole lõplikke investeeringuotsuseid veel langetatud.

Jaotusvõrgud

Vastavalt elektrituruseaduse (EITS) §-le 66 lõikele 2 peavad jaotusvõrguettevõtjad esitama konkurentsiametile (KA) iga aasta kirjaliku hinnangu selle kohta, missugused on tarbimisvõimsuse eeldatavad kogunõudlused nende teeninduspiirkondades, hinnangu esitamisest alates seitsme aasta jooksul. 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 2013. aastal esitatud andmeid, jääb aastatel 2013–2019 summaarne tarbimisvõimsuse nõudlus 1500 MW ja 1603 MW vahele. Arvestades ka võimalike külmade talvedega (10% varu), võib tegelik nõudlus jaotusvõrkudes jääda vahemikku 1650 MW kuni 1763 MW.

Tabel 2.
Jaotusvõrkude hinnang
tarbimisvõimsuse
kogunõudlusele aastatel
2013-2019

Aasta	JV-de tarbimisvõimsuse kogunõudlus, MW	JV-de tarbimisvõimsuse kogunõudlus varuga, MW
2013	1500	1650
2014	1514	1665
2015	1535	1689
2016	1563	1719
2017	1575	1732
2018	1597	1756
2019	1603	1763

Prognoosis toodud tarbimisvõimsused on Eleringil võimalik katta olemasolevate ja planeeritud ühendustega. Ootamatute suurtarbijate liitumiste korral võib tekkida vajadus mõningaseks võrgu ümberehitamiseks, kuid igat liitujat käsitletakse eraldi ning käesolevas hinnangus seda ei arvestata. Lisaks jaotusvõrkudele lisandub tarbimisvõimsuse nõudlust ka elektri suurtarbijatelt, kes on ühendatud otse Eleringi võrguga. Praegu Eleringiga

ühendatud klientidel, kes ei ole jaotusvõrgu-ettevõtjad, näeme pikemaajalises perspektiivis tarbimisvõimsuskahuni kuni 150 MW. Lisaks eelpooltoodule tuleks tarbimisvõimsusele juurde arvestada ka süsteemi võimsuskahud, mis on hetkeseisuga umbes 120 MW ning 2020. aastaks, arvestades tiputarbimisega umbes 1640 MW, võib see tõusta 150 MW-ni. Samas on kadude suurus äärmiselt tundlik tootmise asukoha ja võrgu konfiguratsiooni suhtes. Kõige tundlikum on kadude suurus aga hajatootmisele jaotusvõrkudes – mida suurem on hajatootmise osakaal võrgus, seda suuremaks kujunevad kaod.

2.3 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 energiasektori 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 alljärgnevasse uurimisaladesse:

- Eesti energeetika pikaajaliste arengutsenaariumide modelleerimine;
- energiaturgude modelleerimise alase võimekuse tõstmine;
- Mandri-Euroopa sagedusalaga ühinemise uuringud;

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

Süsteemiteenused põhivõrgule

Süsteemiteenuste all mõistetakse elektrisüsteemis rakendatud tehnilisi meetmeid, mille kaudu tagatakse süsteemi töö- ja varustuskindlus ning elektrienergia ülekande kvaliteet. Süsteemiteenusteks on sageduse hoidmine, võimsusreservide olemasolu tagamine, aktiiv- ja reaktiivenergia saldo hoidmine, pingete reguleerimine jms. Süsteemiteenuste pakkumise kohustus on süsteemihalduril ehk Eleringil. Seni, kuni Eesti, Läti, Leedu, Valgevene ja Venemaa ühendatud energiasüsteemis vastutab sageduse hoidmise eest Venemaa osapool, Eleringi juhtimiskeskus sagedust ei reguleeri. Võimsuse reserve hoitakse süsteemis juhuks, kui võimsusbilansi hoidmisega tekib raskusi – olgu see siis avariilise genereerimise vähenemise, võrguhäirete või ootamatult muutunud tarbimise võimsuse tõttu. Tarbimisprognooside ebatäpsuse tasakaalustamiseks on Eleringi juhtimiskeskusel võimalik teha reguleerimistarneid, mille abil saab kogu süsteemi tootmist vastavalt vajadusele kas suurendada või vähendada. Sellele tarbeks on Elering sõlminud lepingud nii Eesti enda tootjate kui ka välisriikide tootjate ning süsteemihalduritega.

Seda viimast, reguleerimistarnete teenust, saaksid pakkuda süsteemihaldurile tegelikkuses ka elektritarbijad, kuna süsteemi seisukohast pole oluline, kas elektrisüsteemi bilanssi reguleeritakse elektrijaamade võimsuse suurendamisega või tarbijate koormuse vähendamisega. Eestis on minimaalseks reguleerimistarne võimsuseks määratud 5 MW, kuna alla selle ei pruugi süsteemis saavutada soovitud mõju.

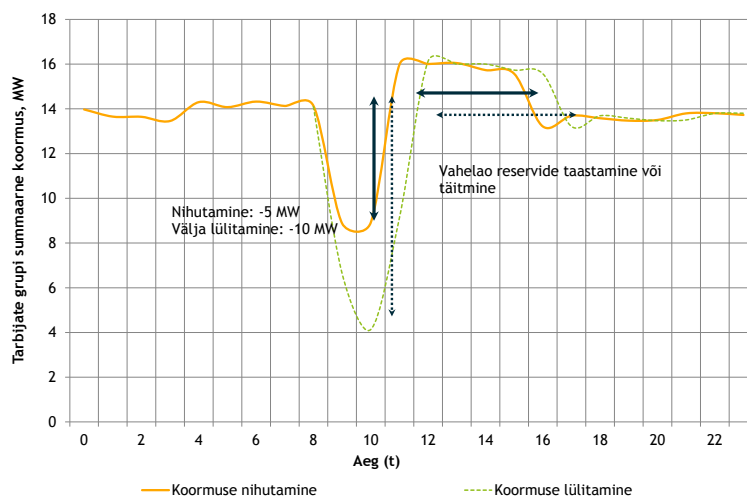
Võib tunduda, et elektritarbijate seisukohast on 5 MW nõue natuke ebarealistlik, aga teadus- ja arendustegevuse käigus plaanib Elering uurida hajutatult paiknevate tarbijate tsentraalse juhtimise võimalusi reguleerimistarnete pakkumiseks. Sellisel juhul ei pea ilmtingimata ühte konkreetset ja võimsat tarbijat juhtima, vaid ideaalis peaks olema võimalik korraga juhtida ka ühes geograafilises piirkonnas paiknevaid tarbijaid. Kuna tegemist on reaalselt tarbimise välja lülitamisega või vähendamisega, saab selline tegevus toimuda vastastikuste kokkulepete alusel ja eeldab nihutatavate või välja lülitatavate koormuste olemasolu.

Näiteks tööstustarbijate puhul võiks olla tegu ühe osaga tootmisliinist, millel on olemas n-ö vahelaod ning mida saaks tinglikult kasutada energiasalvestitena. Vaheladu võimaldab osa tootmisliinist peatada, ilma et tööstus kaotaks oma lõpptoodangus. Pärast reguleerimistarne lõppu saab tarbija oma tootmisliini taas tööle lülitada juba suurema tootmisvõimsusega, et taastada vahelaost tarbitud vahetoodang. Kui vaheladu saavutab tarbijale nõutava täituvuse, lülitatakse seade juba väiksemale võimsusele. Juhitava elektritarbija koormusgraafik enne ja pärast reguleerimistarne tegemist on illustreeritud joonisel 3.

Samuti on joonisel 3 teise reguleerimistarne pakkumise võimalusena välja toodud koormuste välja lülitamine. Koormuse lülitamise puhul lülitatakse lisaks nihutatavatele seadmetele välja ka veel täiendav grupp seadmeid, kuid sellisel juhul kaotab tarbija juba oma tööstustoodangus. Pärast reguleerimistarne tegemist toimub suurendatud võimsusel lihtsalt vahelao täitmine. Ilmselgelt küsib tarbija kummagi tarne eest erinevat hinda, kuna välja lülitamise puhul lõpptoodang väheneb.

Kuigi tarbijad saaksid põhimõtteliselt juba praegu süsteemihaldurile reguleerimistarneid pakkuda, oleks tegelikkuses tarvis turupõhist kauplemismehhanismi (nt bilansiturg), mis tagaks selle süsteemi ja põhimõtete läbipaistvuse. Tulevikus looks see ka aluse reguleerimistarnete teenuse viimiseks näiteks kodutarbijateni süsteemihaldurile teenust pakkuvate ettevõtete abil.

Joonis 3.
Reguleerimisreservide
pakkumise põhimõtted
tarbijagruppide puhul

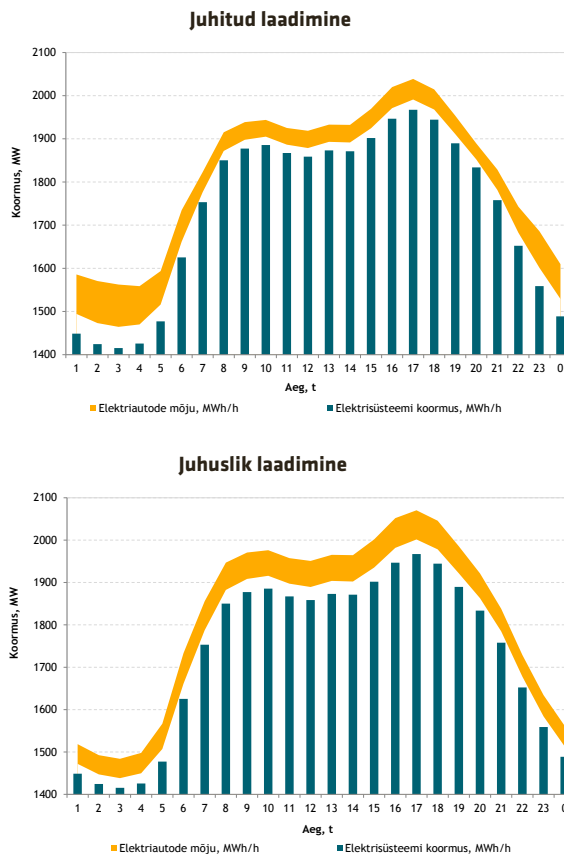


Elektriautod

Vastavalt Eurostati 2009. aasta numbritele oli Eestis iga tuhande elaniku kohta 407 autot, kusjuures Euroopa vastav tase on 473. 2011. aastal oli Eesti vastav näitaja juba 435. Maanteeameti tellitud prognooside kohaselt jõuab aastaks 2030 autode arv Eestis 1000 elaniku kohta 520-ni. Arvestades ka elanikkonna kasvu, võib sõiduautode arv aastaks 2030 jõuda 681 000-ni. Võttes arvesse Eesti riigi viimase aja samme elektriautode kasutamise populariseerimisel ning erinevate asutuste elektriautode osakaalu tulevikus, võib eeldada, et elektriautode osakaal sõiduautode kogu osakaalust Eestis võib jääda vahemikku 10-30% ehk 70 000 kuni 210 000 autot.

Arvestades autode arvu, nende laadimise iseärasusi ja tarbitavaid võimsusi, võib selline arv autosid oluliselt mõjutada ka Eesti elektrisüsteemi tipukoormusi. 2012. aasta lõpus ja 2013. aasta alguses läbi viidud uurimistöö käigus modelleeriti elektriautode võimalikku mõju elektrisüsteemile talvise tipukoormuse ajal aastal 2030. Mudeli eelduste kohaselt on kõige enam kasutatavaks laadimisviisiks tulevikuski kodupistikust tavaladid laadimine. Kiirlaadijate koormus jääb päevasele ajale ning on hajutatud vastavalt liikluskoormusele. Kuna eelduste kohaselt moodustavad tulevikus suurema osa laadimisest tuleneva koormuse tavaladid, modelleeriti kahte laadimiskäitumist.

Joonis 4.
Elektriautode erinevate
laadimisviiside mõju
elektrisüsteemi
koormuskõverale
tipukoormuse ajal



1. Esimesel juhul eeldati, et laadimist juhitakse targalt ning vastavalt elektriturule hinnale (enamasti öösiti).
2. Teisel juhul eeldati, et laadimist ei juhitata ning kõik hakkavad laadima sisuliselt kohe, kui auto õhtul ära pargivad.

Arvutustulemused näitasid, et sõltuvalt autode arvust suureneb tipukoormusperioodidel süsteemi koormus 30-75 MW. Koormus suureneb veelgi öösiti ning seepärast on ka elektriautode lisandumisel juhitud laadimisega elektrisüsteemi koormust siluv efekt. Päevane täiendav elektrienergia tarbimise nõudlus suureneb tipuaegadel 2-5%. Juhul kui laadimist ei juhitata, võib tipukoormuse tundidel koormus suurendada 40-100 MW. Elektriautode laadimisest tuleneva täiendava mõju elektrisüsteemi koormusgraafikule on kujutatud Joonisel 4.

Soojuspumbad

Eesti Soojuspumba Liidu andmetel² on Eestis soojuspumpasid paigaldatud juba 19 aastat. 2012. aasta alguseks oli paigaldatud 7545 maasoojuspumpa. Lisaks on paigaldatud 22 897 õhksoojuspumpa, s.h 1545 õhk-vesi soojuspumpa ja väljatõmbe ventilatsiooni õhksoojuspumpa ning kombineeritud 413. Kõigi Eesti Soojuspumba Liidu liikmete paigaldatud soojuspumpade koguvõimsus oli 2012. aasta alguseks 218,6 MW, mis toodaksid arvutuslikult ligi 605 GWh maapinnast ja õhust ammutatud soojusenergiat, kulutades selleks ca 202 GWh elektrienergiat. Hinnanguliselt on Eestis aastatel 1993–2011 paigaldatud ca 60 000 soojuspumpa, neist ligi 52 500 õhksoojuspumpa ja ligi 7500 maasoojuspumpa. Kõikide Eestis paigaldatud soojuspumpade koguvõimsus on hinnanguliselt 355 MW.

Arvestades viimaste aastate trende ning soojuspumpade populaarsuse jätkuvat kasvu, võib nende osakaal ja võimsus veelgi suurened.

3 Ülekandevõrk ja elektritootmine

3.1	Elektritootmine	19
3.1.1	Elektritootmine Läänemere regioonis	19
3.1.2	Elektrisüsteemiga ühendatud tootmisseedmed	21
3.1.3	Euroopa Liidu heitmekaubanduse reeglid	22
3.1.4	Elektritootmiseks kasutatavad energiaallikad	22
3.1.5	Taastuvatel energiaallikatel põhinevad elektritootmisseedmed	25
3.1.6	Hinnang tootmisvõimsuste piisavusele järgneval 10 aastal	26
3.2	Ülekandevõrk	27
3.2.1	Euroopa elektrivõrkude arengukava aastateks 2012-2022	27
3.2.2	Eesti põhivõrk	34
3.3	Elektrisüsteemi talitus	42
3.3.1	Elektrisüsteemi juhtimine reaalajas	44
3.3.2	Võrgu talitluskindlus	45

- **Järgmisel 10 aastal on nii elektri tootmisvõimsused kui põhivõrk Eestis piisavad, et tagada tarbijate varustamine elektriga nii tiputarbimise ajal kui ka ekstreemsete ilmastikuolude korral.**
- **Mandri-Euroopa sünkroonalaga ühinemine on tähtsaim strateegiline eesmärk Eesti elektrisüsteemi edasisel integreerimisel Euroopa elektrisüsteemidega, aidates kaasa energiakaubanduse arengule, võimaldades energiaga kauplejatel pakkuda tulevikus vaba turu tingimustes tarbijatele parimat elektrihinda, mis kujuneb kogu Euroopat hõlmaval turul.**
- **Eesti-Läti kolmas elektriühendus on olulisim investeering elektrimajanduses lähemal kümnel aastal, et tagada Eesti tarbijate varustuskindlust mõistliku hinnaga.**
- **Elektritootmiseks vajalike kütustega varustamise kindlus on Eestis praegu hea - kasutada on põlevkivi, biomassi, turba ja tuuleenergia ressursid, millega on võimalik tagada kodumaise elektritootmise liikidega varustatus.**
- **Efektive ja konkurentsile avatud maagaasituru tekkimine võimaldab maagaasil elektri tootmisel konkureerida teistel kütustel põhinevate tootmisviisidega samadel alustel.**
- **Tarbija elektrivarustuse kvaliteedi tõstmiseks on Elering välja töötanud programmi „Liinid puuvabaks“, mis hõlmab tegevusi liinidele kukkuda võivatest puudest, lindude tegevusest ja juhtmete vananemisest põhjustatud rikete vähendamiseks.**

Euroopa elektrisüsteemides on toimumas ulatuslikud ümberkorraldused. Peamiseks teguriks on ELi eesmärk vähendada kasvuhoonegaaside heitkoguseid 2020. aastaks 20% võrra ja 2050. aastaks 80% võrra. See tähendab peaaegu täielikku energiasektori dekarboniseerimist. Juba aastal 2030 oleks vajalik vähendada heitkoguseid 50-60%, et 2050. aasta eesmärgid oleksid saavutatavad.

Paljud Euroopa riigid on juba aastaid toetanud taastuvenergeetika arengut investoreid motiveerivate toetustega ning 2005. aastal kehtestati ühine heitkogustega kauplemise süsteem, et vähendada CO₂ heitmeid. Nii ELi kui ka liikmesriikide valitsused on kinnitanud, et senine poliitika jätkub.

Kuigi ELi 20/20/20-eesmärgid on ambitsioonikad, on nende täitumine vaid väikese jõuga 2050. aasta eesmärkide saavutamisele, seega pikemajaliste plaanide elluviimine tähendab olulisi muutusi praegustes plaanides. Energiamaajanduse dekarboniseerimisel on elektrisüsteemile kolm peamist mõju:

- fossiilkütustest elektritootmine asendatakse saastevaba tehnoloogia, mistõttu muutub oluliselt elektritootmise paiknemine elektrisüsteemis, samuti elektritootmise muutlikkus ajas;
- elektri roll ühiskonnas kasvab, sealhulgas võetakse laialdasemalt kasutusele elektriautod ja soojuspumbad ning suureneb elektritarvitite osa üldises energiatarbimises;
- integratsioon erinevate turgude ja riikide vahel suureneb, et integreerida suurt hulka taastuvenergia põhinevat elektritootmist.

Kuigi Euroopa energiamaajanduse areng põhineb üleüldisel konsensusel, esineb siiski suurt ebakindlust ja palju erinevaid arvamusi muutuste tempo ja konkreetsete lahenduste osas. Eriti suur ebakindlus on eelkõige süsinikuvabade elektritootmisviiside osakaalude osas tulevikus, mis on seotud nii tuumaenergia, taastuvaid allikaid kasutavate elektrijaamade kui ka süsinikupüüduritega soojuselektrijaamade arenguga. Lisaks on märkimisväärne ebakindlus elektritarbimise osas, arvestades nii selle võimaliku taseme, tarvitite koosseisu kui ka paindlikkusega.

Eesti elektrisüsteem on ajalooliselt seotud Vene energiasüsteemiga ning meie elektrivarustus on põhinenud kodumaistel põlevkivil baseeruvatel tootmisvõimsustel arvestamata välisühenduste võimalusi. Seetõttu on Eesti elektrivarustus baseerunud ühel tootjal ning on puudunud võimalus efektiivse konkurentsi tekkimiseks.

Alates 2006. aasta lõpust on Eesti ja Soome vahel alalisvooluühendus EstLink 1 võimsusega 350 MW ning 2013. aasta lõpus, mil valmib EstLink 2, suureneb ühendusvõimsus 1000 MW-ni. Alates 2010. aasta aprillist on Eestis Põhjamaade elektribörsi Nord Pool Spot hinnapiirkond, mis laieneb käesoleva aasta jooksul kõigisse Balti riikidesse. Eesti on koos teiste Balti riikidega integreerumas ülejäänud Euroopa elektrisüsteemiga, olles tänu uutele ja olemasolevatele ühendustele ristteel põhja ja lõuna ning ida ja lääne vahel ning tagades sellega riskide hajutamise. Uued ühendused erinevate riikidega loovad aluse vaadata neid osana süsteemi varustuskindluse tagamisel.

3.1 ELEKTRITOOTMINE

3.1.1 Elektritootmine Läänemere regioonis

Läänemere regiooni moodustavad kolm sünkroonselt eraldatud piirkonda:

- Baltimaad Venemaa ühendatud elektrisüsteemis;
- Põhjamaad omaette sünkroonpiirkonnana;
- Saksamaa ja Poola, mis töötavad sünkroonselt Mandri-Euroopa sünkroonsageduse piirkonnas.

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

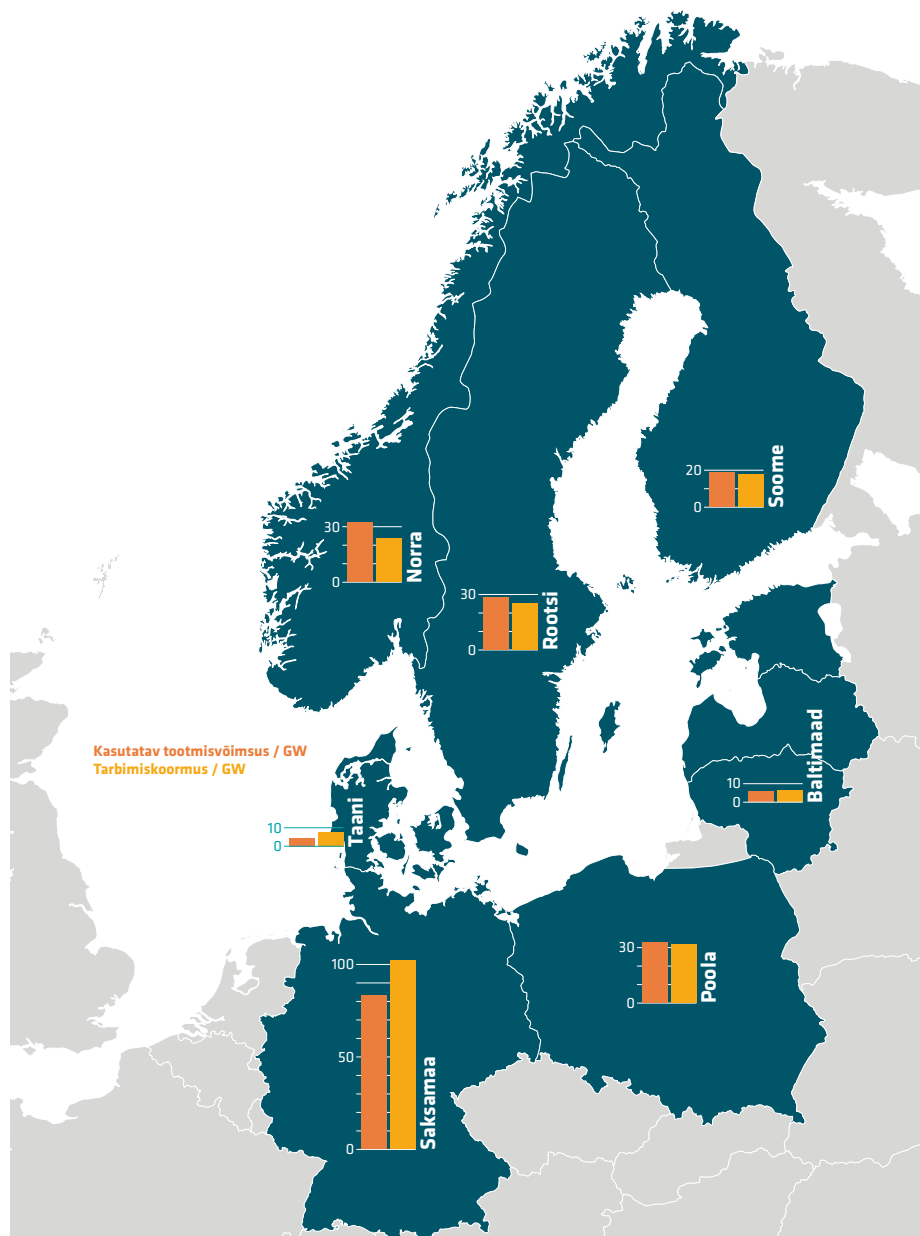
Läänemere regioonis vajaliku tootmisvaru hinnang on avaldatud ENTSO-E tootmispiisavuse aruandes³ "Scenario Outlook & System Adequacy Forecast 2013-2030", mis anti välja käesoleva aasta kevadel. Järgnevalt esitatu põhineb eeltoodud aruandel.

Regioonis on eeltoodud aruandes analüüsitud tootmispiisavuse olukorda 2030. aastaks. Vaadeldes Eesti varustuskindlust kodumaise elektritootmise ja ühenduste koosmõju, on oluline hinnata tootmisvõimsuste piisavust teistes regiooni riikides. Läänemere regiooni elektritootmise piisavust mõjutavad nimetatud aruande kohaselt eelkõige Saksamaa tuumaelektrijaamade sulgemise otsus, taastuvenergeetika (eelkõige tuul) arendamine ning olemasolevate elektritootmiseadmete sulgemised, mis vähendavad regiooni tootmispotentsiaali.

Tootmisvõimsuse piisavust mõjutab positiivses suunas tuumaelektrijaamade võimsuse suurenemine regioonis aastaks 2020: Soomes 4270 MW, Rootsis 1400 MW; ning taastuvad energiaallikad: tuuleelektrijaamad 25 000–45 000 MW, päikseelektrijaamad 6000–27 000 MW ning biomassi kasutavad elektrijaamad 5000–10 000 MW. Suurimat taastuvenergia kasvu on ette näha Saksamaal, Rootsis ja Norras. Lisaks on regiooni omapäraks suur hüdroenergia osakaal; hüdroenergia installeeritud võimsus on kuni 70 000 MW.

Regiooni riikidest on suurima tootmisvõimsuste ülejäägiga Norra kuni 8300 MW ja Rootsi kuni 2300 MW. Samas võib ülejääk olla ka tunduvalt väiksem, kui kavandatud tootmisvõimsusi ei ehitata. Tootmisvõimsuste piisavust Eesti lähipiirkondades mõjutavad eelkõige planeeritud tuumaelektrijaamad Soomes ja Leedus ning fossiilkütustel elektrijaamad Saksamaal ja Poolas.

Joonis 5.
Tootmisvõimsused
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 ülekanne erinevate regiooni riikide vahel, juhul kui mõnes riigis on tootmisvõimsusi puudu;
- elektrituru eeldatavalt kõrgem hinnatase soodustab tarbijaid ratsionaalsemalt käituma, nad vähendavad oma tarbimist kõrgema hinnatasemega perioodidel.

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

Tootmisvõimsuste piisavus regioonis tervikuna on kõigi stsenaariumide puhul tagatud.

Oht elektriga varustamise kindlusele on eelkõige uute riikidevaheliste ühenduste Leedu-Rootsi ja Leedu-Poola valmimise hilinemine ning tootmisvõimsuste ehitamata jätmine naaberriikides. Teine oht on bilansi- ja reguleerimisvõimsuste ebapiisavus. Tuleviku arengustsenaariumites on suur osa taastuvatel energiaallikatel (tuul, päike), mis on juhusliku tootmise iseloomuga. Tuuleenergia integreerimine elektrisüsteemi eeldab süsteemis võimaliku puudujäägi katmiseks tavapäraseid tootmistehnoloogiaid ning nende piisavust ning paindlikkust tuleb eraldi hinnata.

Eestiga on samas sünkroonpiirkonnas Läänemere regioonist vaid Läti ja Leedu elektrisüsteemid, mistõttu arengud neis riikides mõjutavad ka Eesti elektrisüsteemi oluliselt. Eestis, Lätis ja Leedus on suuri võimalikud muutused tootmisvõimsustes tuumaelektrijaama ehitamine Leedus, põlevkiviplokkide ehitus Eestis, tuuleenergeetika arendamine ning biomassil põhinevate koostootmiselektrijaamade areng kõigis Balti riikides. Lisaks sõltub tootmisbilanss hooajaliselt ka Läti hüdroelektrijaamade toodangust.

2013. aasta kevade seisuga ei ole suurematest plaanitud projektidest otsustatud Leedu tuumaelektrijaama ja Eestis teise põlevkiviploki ehitamist. 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 Baltimaa-desse investeeringuid tootmisvõimsuste ehitamiseks ei tehta.

3.1.2 Elektrisüsteemiga ühendatud tootmisseedmed

Eesti elektrisüsteemi tarbimise tipukoormus 2012/13. aasta talvel oli 1517 MW. Seisuga jaanuar 2013 on summaarne installeeritud netootmisvõimsus 2652 MW, millest tipuajal kasutatav tootmisvõimsus on 2275 MW⁴. Tootmisvõimsused peavad tiputarbimise katmise valmisoleku kõrval tagama elektrienergia olemasolu muuhulgas ka ootamatute avariilukordade, tarbimise hüpete vms korral.

Ülevaade Eesti elektrisüsteemiga ühendatud tootmisseedmetest seisuga jaanuar 2013 on toodud Tabelis 3.

Elektrijaam	Installeeritud netovõimsus, MW	Võimalik tootmisvõimsus, MW
Narva Elektrijaamad	2023	1942
Iru koostootmisjaam	156	150
Ahtme koostootmisjaam	24,4	5
VKG Põhja ja Lõuna elektrijaamad	61	61
Tartu Elektrijaam	22,1	22,1
Tallinna Elektrijaam	21,5	21,5
Pärnu Elektrijaam	21,5	21,5
Tööstuste- ja väike koostootmisjaamad	55	49
Hüdroelektrijaamad	4	3
Elektrituulikud	258	0
Summa	2647	2275

Tabel 3.
Eesti elektrisüsteemiga ühendatud tootmisseedmed 2013. aasta jaanuaris

Alates 2012. aasta 1. jaanuarist kuni 2013. aasta 1. jaanuarini on Eesti elektrisüsteemiga ühendatud täiendavalt 99 MW uusi tootmisvõimsusi.

Põhivõrguga ühendati 2012. aasta jooksul 91 MW uusi elektritootmisvõimsusi:

- Helme koostootmisjaam; 6,5 MW sünkroniseeriti 02.08.2012
- Paldiski tuulepark; 22,5 MW sünkroniseeriti 24.09.2012
- Eesti Energia Paldiski tuuleelektrijaam; 22,5 MW sünkroniseeriti 18.09.2012
- Narva Tuulepark; 39,1 MW sünkroniseeriti 23.07.2012

Jaotusvõrguga ühendati 2012. aasta jooksul 8,6 MW tootmisvõimsusi, millest mikrotootjate (kuni 11 kW) summaarne installeeritud võimsus oli 0,12556 MW ning üle 11 kW tootjate summaarne installeeritud võimsus oli 8,4854 MW. Suurematest elektrijaamadest (üle 1 MW) ühendati jaotusvõrkudega 2012. aasta jooksul:

- Sikassaare tuulepark; installeeritud tootmisvõimsus 1,8 MW, lubatud maksimaalne võrku antav võimsus 1,5 MW
- Aravete koostootmisjaam; 2 MW
- Kuressaare soojuse ja elektri koostootmisjaam; 2,3 MW
- Oisu biogaasijaam; 1,2 MW

Vaatamata sellele, et eeltoodud elektrijaamad sünkroniseeriti elektrisüsteemiga eelmisel aastal, ei saa arvestada kõigi nendega kui kindlat tootmisvõimsust pakkuvate seadmetega, kuna osades neist toimuvad veel seadistustööd ning eeskirjadele vastavuse kontrollimine.

3.1.3 Euroopa Liidu heitmekaubanduse reeglid

Alates 2013. aastast eraldatakse elektrienergia tootjatele saastekvoodid reeglina enampakkumistel ehk Euroopas ja ka Eestis muutuvad 2013. aastast CO₂ heitmekaubanduse reeglid. Nende järgi tuleb põlevkivielektri tootmiseks hakata heitmekvooti ostma (oksjonist saadav tulu laekub riigieelarvesse). Seni on elektritootjad saanud seda kvooti tasuta. Elektrisüsteemide kaasajastamiseks võivad liikmesriigid, kes täidavad direktiivi 2003/87/EÜ artikli 10c tingimused, eraldada tasuta saastekvootide ajavahemikus 2013–2019. Need saastekvoodid arvatakse maha kogusest, mida liikmesriik muidu vastavalt direktiivi artikli 10 lõikele 2 enampakkumisel müüks. Tasuta eraldatavatele saastekvootidele vastav summa tuleb investeerida taristu ajakohastamisse ning puhtasse tehnoloogiasse. Euroopa Komisjon kiitis 2012. aasta esimesel poolel heaks Eesti taotluse tasuta kasvuhoonegaaside saastekvootide eraldamiseks aastatel 2013–2020. Eesti riigi elektrijaamadele võimaldati tasuta kokku 21,6 miljonit saastekvoodiühikut. Kvootide arv väheneb iga aastaga ja jõuab nullini 2020. aastal. Näiteks Eesti Energiale eraldatakse aastatel 2013–2020 Auvere elektrijaama kahe energiaploki ehituse finantseerimiseks kokku 18 miljonit tonni tasuta kvooti. Euroopa Komisjon hindas Auvere elektrijaamale antavate kvootide väärtuseks umbes 308 miljonit eurot (et CO₂ kvoodi hind on turul äärmiselt kõikumine, on tegu arvestusliku, prognoosipõhise numbriga ning Eestile eraldatavate kvootide hinnanguliseks summaarseks turuväärtuseks kokku on ligikaudu 371 miljonit eurot).

3.1.4 Elektritootmiseks kasutatavad energiaallikad

Stabiilne ja usaldusväärne primaarenergia ja elektrijaamade kütustega varustatus on ülimalt oluline kogu elektrisüsteemi toimimise seisukohalt. Praegu on Eesti olukord energiapoliitika aspektist vaadatuna hea, kuna pea kogu elektritootmine põhineb kodumaistel primaarenergia ressurssidel nagu põlevkivi, biokütused (peamiselt puit), turvas ning tuuleenergia. Elektritootmises kasutatavatest kütustest imporditakse Eestisse ainult maagaasi.

Põlevkivi

Eestis on põlevkivi aktiivse tarbevaruna arvele võetud 960 miljonit tonni, millest kaeveväljadel on 560 miljonit tonni. Elektrienergia tootmiseks jätkub põlevkivi ressursse vähemalt 50 aastaks, kuid samas on see üks kõige kõrgema CO₂ sisaldusega fossiilkütuseid, mis Euroopa Liidu tänase kliimapoliitika valguses võib tähendada põlevkivist elektritootmisele suuri lisakulusid.

Põlevkivi kui kütusega seotud suuremad riskid tulenevad sellest, et elektri tootmine põlevkivist ei pruugi tulevikus enam konkurentsivõimeline olla. Samas pole see järgmise 10 aasta perspektiivis ohuks tootmise piisavusele, kuna olemasolev tootmisvõimsus on plaanis vähemalt kuni 2021. aastani säilitada.

Pikemaajalises perspektiivis ehk pärast 2021. aastat suletakse tõenäoliselt suurem osa olemasolevatest tootmisvõimsustest, samas aga uute põlevkivil töötavate tootmisvõimsuste ehitamine turupõhiselt on vähetõenäoline ning riigipoolse toeta pole see tehnoloogia enam majanduslikult eluvõimeline. Seega pikaajalises perspektiivis on eelmainitud asjaolud oluliselt mõjutamas tootmise piisavust Eestis.

Põlevkivil puudub praegu turg (seega ka referentshind) Eestist väljaspool, kuid Eestis põlevkivist valmistatavatel vedelkütustel on kõrge ekspordipotentsiaal ning selle hind on seotud naftaproduktide hindadega maailmaturul. Sellest tulenevalt on oodata lähiajal paradigma muutust põlevkivi kui kütuse kasutamisel. Tulenevalt põlevkiviõli tootmiskaotuse kasvamisest lähiaastatel (VKG ja Eesti Energia uued õlitehased), peaks muutuma põlevkivi hind elektritootmise jaoks väärtuspõhiseks, kajastades alternatiivset tulu, mida oleks võimalik saada põlevkivist vedelkütuseid tootes. Ühtlasi oleks selle üheks väljundiks uue kõrgväärtusliku toodanguga tööstuse ülesehitamine Eestis.

Puitkütused

Eesti Vabariigi riigikogu otsusega (15.02.2011. a nr. 909 OE) on kinnitatud Eesti metsanduse arengukava aastani 2020, mis sisaldab raamistikku, põhimõtteid ja eesmärgi metsanduse, sh metsatööstuse arendamiseks aastatel 2011 kuni 2020. Sealhulgas on arengukavas välja toodud metsasektori optimaalse puidukasutuse ulatus aastases mahus 12–15 miljonit m³. Arengukava põhieesmärk on metsade tootlikkuse ja elujõulisuse ning mitmekesise kasutamise tagamine, sh puidu kui taastuva loodusressursi otstarbekas kasutamine metsa- ja puidutööstuses ning energeetikas.

Puitkütuseid võib liigitada tooraine päritolu järgi metsast (traditsiooniline küttepuit, raiejäätmed, kännud, puidutöötlemise jäätmed) ja energiametsast (kiirestikasvavad puuliigid tervikuna) saadavateks ning korduvkasutusega kütusteks (lammutuspuit, ehituspuit, pakkepuit). Viimaste osatähtsus on võrreldes kahe esimesega oluliselt väiksem, sest korduvkasutusega kütused sisaldavad tihtipeale nii metalliosiseid (naelad jms) kui ka keskkonnale ohtlikke katematerjalide jääke (raskemetallid). Praegune hakkpuidu tootjahind oli 2012. aasta lõpus keskmiselt 11 eurot/MWh, mis on ligi 4 eurot vähem kui aasta tagasi. Ka metsast saadava tooraine struktuur on lühikese aja jooksul läbi teinud suuri muutusi, pärast mõningaid katsetusi näiteks ei soovita kateldes enam näha hakitud kände – põhjuseks kuni 100 korda suurem mineraalide sisaldus võrreldes hästivalitud lehtpuuhakkega.

Vastavalt Eesti metsanduse arengukavale aastani 2020 ning võimalikele arengutele seadusandluses ja poliitikakujunduses on oodata nõudluse jätkuvat kasvu puitkütuste järele. See on tingitud eelkõige jätkuvast välisnõudlusest ning puitu kasutatavate uute energiatootmisvõimsuste valmimisest (eelkõige uued elektri ja soojuste koostootmisjaamad), puidupelletite tootmise laiendamisest ning olemasolevate, kuid fossiilkütustel (peamiselt põlevkiviõli) töötavate, amortiseeruvate katlamajade ümberseadistamisest hakkpuidu-toormele. Nõudluse kasv (eelkõige välisnõudlus) võib põhjustada pikas perspektiivis puidu hinna tõusu, samas on tegu siiski küllaltki pikaajalise protsessiga ning suuri muutusi Eesti puitkütuste siseturul lähiaastail ette näha ei ole.

Puidu kui kütuse hinna prognoosimisel tuleb arvestada eelkõige asjaoluga, et sama toorainet kasutab paberitööstus. Seega on puidu esimene suur globaalne mõjur paberipuu hinnaliikumise trend. Ülemaailmne nõudluse vähenemine tselluloosi ning sellest tulenevalt paberipuu järele avaldas otseselt mõju ka puitkütuste hindadele. 2012. aasta jooksul toimunud hinnalangus (september 2011/12) avaldas otseselt pikaajalist mõju ka puitkütuste hindadele (kuusepaberipuidu hind langes keskmiselt 23%, männipaberipuidul 27%, kasepaberipuit ligi 14%).

Samas tuleb arvestada, et puitkütuste hinnatõus 2011. aasta tasemele oli suuresti tingitud kriisist taastumisega, mitte pikemaajaliste trendidega paberipuu turul ning seetõttu võib 2012. aastat käsitleda pigem stabiliseerumise perioodina. Kuna globaalne nõudlus paberipuu järgi ei näita kasvutendentsi ning paberitootmine nihkub üha enam Lõuna-Ameerikasse, põhinedes ka sealsel kohalikul toorainel, võib eeldada pigem stabiilset vaikset hinnasurvet allapoole. Tselluloosihindadele võib 2013. aastaks prognoosida stabiliseerumist koos sellest tulenevate mõjutustega paber- ja energiapuidu turule.

Toorme kättesaadavus hakkab aasta-aastalt mängima puiduenergeetikas üha olulisemat rolli, kuna hakkpuidu hinnatase langeb, kuid töötlemiskulud tõusevad jätkuvalt. Metsanduse arengukavas 2020 ette nähtud ligi kolmandiku võrra suurenenud pakkumine saab realiseeruda vaid riigipoolsete komplekssete meetmete (toetus energiapuidu varumisele, puiduenergia klasteri loomine, metsaomanike teadlikkuse oluline tõstmine) rakendamisel, mis aga ei saa juhtuda enne paari aastat ning seetõttu on oodata ühelt poolt nõudluse suurenemisest tingitud hakkpuidu hinnatõusu, kuid teiselt poolt Eesti rolli jätkuvat marginaalseerumist rahvusvahelises puiduenergia äris.

Varem käsitletud võimalus asendada nõudlusele mittevastava pakkumise korral hakkpuit kodumaise turbaga ei ole reaalne alternatiiv tänu kahele asjaolule. Esiteks turvas ei ole taastuenergia toetuste mõistes käsitletav taastuva energiaallikana, mis seab otsese rahalise takistuse turba täiendavale kasutamisele suurtes elektri ja soojuse koostootmisjaamades. Teise asjaoluna pole ainult hakkpuidu kasutamisele projekteeritud väiksemates seadmetes (1-5 MW võimsusega kohalikud katlamajad) turba suures mahus kasutamine tehniliselt sobilik.

Kõige olulisem mõjutaja 2012. aasta puitkütuste turul oli aga vaieldamatult puidu ja põlevkivi koostootmise lõpetamine Narvas Balti Elektriijaama 11. energiaplokis. Potentsiaal tarbida aastas kuni 500 000 tm hakkepuitu motiveeris paljusid metsaomanikke ja -ettevõtjaid hakkpuidu toorainet varuma, selle lõpetamine viis paljudes piirkondades üle Eesti hakkpuidu toorme hinnad reaalselt nulli lähedale. Aastaks 2013 on selle otsuse ühekordne mõju lahtunud, hinnatase ja tootmismahud on stabiliseerunud, kuid pole veel taastunud, olles ligi 15% madalamad 2012. aasta tipust.

Viimasena võib puitkütuse kasutamise riskidest välja tuua teatava ebaselguse, mis tuleneb võimalikust Euroopa Liidu CO₂ regulatsiooni muutusest. Hetkel on CO₂ heitmekvoodi hinnad EL-i siseses kvoodikaubanduses langenud sedavõrd madalale, et need ei motiveeri enam suuri saastajaid kasutama taastuenergiaallikaid. Juhul, kui EL peaks otsustama kunstlikult CO₂ kvoodi hinda tõsta, avaldab see kindlasti kiiret ja olulist mõju ka Eesti puitkütuste hinnatasemele.

Turvas⁵

Turbasood katavad 22% Eesti pindalast. Eesti arvestatav turbavaru on ca 2,4 miljardit tonni, millest 775 miljonit tonni on praeguseks ette nähtud tööstuslikuks tootmiseks. Turvast võib kaevandada ainult nendest maardlatest, mis on kantud riikliku maavarade registrisse. Registrit koostab Eesti geoloogiakeskus ning seal on kokku 281 turbamaardlat üldpindalaga 358 025 hektarit (ligikaudu 40% Eesti turbamaardlate kogupindalast) ning turbavaruga 1,1 miljardit tonni (46% arvel olevatest turbavarudest).

Toodetud turba hulk kõigub aastati, olenedes suuresti ilmastikust, kuna kogutakse turvast, mille niiskusesisaldus ei ületa 40%. Turvas läheb kütteks (brikett ja tükk-kütteturvas), turbaväetiste valmistamiseks ning kasvusubstraadiks. 90% siin toodetud aiandus- ehk kasvuturbast ning 65% kütteturvast (brikett ja tükkturvas) läheb tegelikult ekspordiks.

Turbakütuste maksumus on ajalooliselt madalam kui puitkütuste oma ja jääb vahemikku 9-11 EUR/MWh. Vaatamata väiksemale maksumusele tuleb arvestada turbakütuste suuremaid keskkonnamaksete makseid ja seoses kõrgema tuhasisaldusega ka suuremaid tuhakäitlemiskulusid. On oluline arvestada ka CO₂ kaubandusega seotud riske, kuna Eesti ja Euroopa Liidu seaduste kohaselt ei ole turbakütused taastuvad energiaallikad.

Eesti Statistikaameti andmetel oli 2009. aastal hästilagunenud turba (kasutatakse kütteks, väetiste ja kompostide valmistamiseks ning meditsiinis) toodang 0,5 miljonit tonni. Samas 2009. aasta andmetel moodustasid hästilagunenud turba aktiivsed varud 1,4 miljardit tonni, mida praeguse tarbimise juures jätkub ca 3000 aastaks.

Maagaas

Vastupidiselt Euroopa üldisele suundumusele, kus maagaasi tarbimine energeetikas on viimaste aastakümnetega pidevalt kasvanud, on maagaasi kasutamine kütusena Eestis olnud pigem langustrendis. Maagaasi, kui ühe kõige madalama CO₂ eriheitega fossiilse kütuse positsioone Eesti energiaportfellis on hoidnud tagasihoidlikuna eeldatust madalamad CO₂ hinnad, maagaasi enda kõrge hind ning konkureerivate kütuste kasutamise subsideerimine.

Eesti saab täna kasutada vaid Venemaalt torutranspordiga tarnitud maagaasi, mille tarnekindlus on olnud ajalooliselt hea, kuid mille naftatoodetega indekseeritud hinnad on seevastu olnud suhteliselt kõrged. Eesti ja teiste Läänemere regiooni riikide kava rajada LNG impordivõimalused mitmekesistab maagaasi varustuskanaleid ning lubab seni monopoolse müüja võimuses olnud maagaasiturule tekitada konkurentsi. Kui senised Venemaa torugaasi hinnad on kõikunud koos naftatoodete hindadega viimase aasta jooksul vahemikus 35-40 EUR/MWh, siis hinnad Lääne-Euroopa gaasibörsidel on olnud märksa madalamad jäädes vahemikku 25-33 EUR/MWh.

Lisaks oodatavatele muudatustele maagaasi hinnamudelites ja tarnekanalites on regioonis toimumas olulised nihked ka maagaasi turumudelites ja regulatsioonide arengus. Kavandatakse ühise Baltimaade ülese ning hiljem Soome-Balti-Poola turupiirkonna loomist koos sarnaste reeglite ja regulatsioonidega

ning ühise kauplemisplatvormiga. Siiski võtavad arengud mitmeid aastaid aega ning Kesk-Euroopaga füüsiliselt ühendatud ning ühiste reeglite järgi toimivast maagaasiturust ei saa rääkida enne 2020. aastat.

Gaasituru liberaliseerimine Balti riikides ja Soomes

2012.–2013. aastal jätkati Läänemere idaosa maagaasi uute taristuobjektide kavandamisega BEMIP raames. Eelkõige kavandatakse investeeringuid sellistesse objektidesse, millel on võimalikult suur positiivne mõju mitte ainult ühele riigile, vaid regioonile tervikuna. Eesti maagaasiga varustatust mõjutavad kõige enam Soome lahe äärde rajatav LNG terminal, Eesti-Soome maagaasi torujuhe Balticconnector, Eesti-Läti ja Läti-Leedu vaheliste ühenduste laiendamine ning Poola-Leedu toruühenduse rajamine. Kõik need projektid on kavas rajada aastatel 2014–2020 ning nende valmimist toetab Euroopa Ühendamise Rahastu. Lisaks neile projektidele kavandatakse regioonis ka mitmeid muid Eesti maagaasi varustatust parandavaid taristuinvesteeringuid. Suurima mõjuga on kahtlemata Klaipedasse rajatav veeldatud maagaasi terminal, mille esialgseks valmimistähtajaks on kavandatud 2014. aasta lõpp.

Uue taristu rajamine ning ülepiiriliste ühenduste võimsuste suurendamine toob regiooni maagaasivõrgule kaasa täiesti uued koostalitlusnõuded. See tähendab, et Balti riikide ja Soome süsteemioperaatorid peavad üle minema kvalitatiivselt uuel tasemel olevale koostööle. Selleks on kavandatud uute võrgueeskirjade ja võimsuste jagamise reeglite väljatöötamine. Samuti kavandatakse uute turumudelite kasutuselevõttu selliselt, et regiooni võiks tekkida ühtsetel, läbipaistvatel alustel töötav maagaasiturg, mis on avatud konkurentsile ja suudab seeläbi pakkuda soodsaima hinnaga teenuseid kõigile gaasituru osapooltele.

Poola-Leedu torujuhtme ning eriti LNG terminalide rajamine toob esmakordselt kaasa võimaluse hankida maagaasi ka teistelt tarnijatelt kui Gazprom. Maagaasi hinnad Suurbritannia ja Mandri-Euroopa maagaasibörsidel on näidanud, et Põhja-Jäämere gaasileukohtade gaas ning LNG-na tarnitav gaas suudavad pakkuda tugevat konkurentsi Gazpromi torugaasi tarnetele. 2017. aastaks valmivad esimesed maagaasi veeldamisvõimsused USA idarannikul töötavad teravdada konkurentsi Euroopa maagaasiturgudel veelgi. Koos uute taristuinvesteeringute ning turumudelite juurutamisega tekib ka Eesti tarbijal võimalus osa saada soodsama hinnaga maagaasist.

Tuul

Primaarenergiaallikana on tuule potentsiaal Eestis suur. Hinnanguliselt on võimalik aastast energiatoodangut arvestades katta elektrituulikute toodanguga kogu Eesti elektritarbimine. Tulenevalt elektri kui energiakandja omapärasest on aga elektri salvestamine kallid. Tuule juhuslikkusest tingituna on võimalikud perioodid, kus elektrituulikute toodang on negatiivne (tarbivad elektrit), ning perioodid, kus toodang ületab olulisel määral tarbimist. Seega ei saa tuuleolude juhuslikkuse tõttu arvestada tipuvõimsuse katmisel tuuleelektrijaamade toodanguga. Seejuures tuleb arvestada ka fakti, et eriti külma ilma (alla $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$) korral lülituvad tuulikud ise välja, kuid just neis oludes on harilikult tarbimine eriti kõrge. Tuule kui primaarenergiaallika kasutamisele on seega seotud täiendavad kulud, mis tähendavad, et lisaks elektrituulikute installeeritud võimsusele peavad olema elektrisüsteemis ka tavapärased elektrijaamad, mis töötavad tuulevaiksetel perioodidel ning vajadusel tasakaalustavad tuuleelektrijaamade ebastabiilset toodangut. Tuuleenergia laialdasema integreerimise seisukohalt on kriitilise tähtsusega piisavate riikidevaheliste ülekandevõimsuste olemasolu, mis annab ligipääsu naabersüsteemide reguleerimisvõimsustele ning võimaldab suuremas geograafilises piirkonnas võimsuse kõikumisi vähendada. Läänemere regioonis tervikuna arvestatakse ENTSO-E poolt teostatud analüüside alusel kasutatavaks võimsuseks umbes 6% elektrituulikute installeeritud võimsusest, mis on oluliselt suurem kui iga riiki üksikuna vaadates.

3.1.5 Taastuvatel energiaallikatel põhinevad elektritootmisseedmed

Euroopa Liidu energia- ja kliimapoliitika eesmärkide saavutamiseks on riigi poliitiliseks instrumendiks valitud toetuste maksmine nendele elektritootmisviisidele, mis eesmärkide täitmisele kaasa aitavad, ning täiendavate maksude kehtestamine (CO_2 ja muud keskkonnamaksud) tootmisviisidele, mis nendele nõuetele ei vasta. Euroopa Liidu säästva arengu eesmärke silmas pidades on Eestis alates 2007. aastast rakendatud toetuskeem taastuvate energiaallikate kasutuselevõtuks elektritootmises ning tõhusale koostootmisele, mille eesmärk on saavutada kõrgem primaarenergia kasutamise efektiivsus energiatootmises. Tänu subsiidiumitele on elavnenud investeeringud koostoomisjaamadesse ja tuuleparkidesse. Eleringi rollideks on liita nii taastuvenergiat põhinevaid elektritootmisseedmeid kui taastuvenergia ja tõhusa koostootmise režiimil toodetud elektrienergia toetamise osas olla taastuvenergia toetuste väljamaksja ja toetuste rahastamiseks makstava teenustasu koguja.

Liitumislepinguid taastuenergiatootjate liitmiseks on kokku sõlmitud 946,2 MW (tuuleelektrijaamad 844,2 MW ja koostootmine 102 MW) ulatuses. Liitumispunkte on tuuleelektrijaamadele valmis ehitatud 744,2 MW ulatuses ning koostootmisjaamadele 80,5 MW ulatuses. Võrguühenduste rajamine on tuuleelektrijaamadele pooleli 100 MW (Püssi 100 MW) ja koostootmisjaamadele 21,5 MW ulatuses.

Olemasolevate liitumisühenduste juures on täielikult või osaliselt paigaldamata elektrituulikuid ligi 482,8 MW ulatuses. Liitumisühendused, mis on küll valmis ehitatud, kuid mitte kasutusele võetud, on Balti (81 MW), Allika (75 MW), Püssi (150 MW ja 48 MW), Lõpe (17 MW) ja Sindi (50 MW) alajaamades – kokku 422 MW. Liitumisühendused on valmis ehitatud, kuid elektrituulikud on osaliselt paigaldamata 61,8 MW ulatuses Tooma, Esivere, Paldiski, Eesti Energia Paldiski ja Narva tuuleelektrijaamades.

3.1.6 Hinnang tootmisvõimsuste piisavusele järgneval 10 aastal

Eesti elektrisüsteemi järgneva 10 aasta tootmise piisavuse aruanne koostati 2012 aasta novembris⁶.

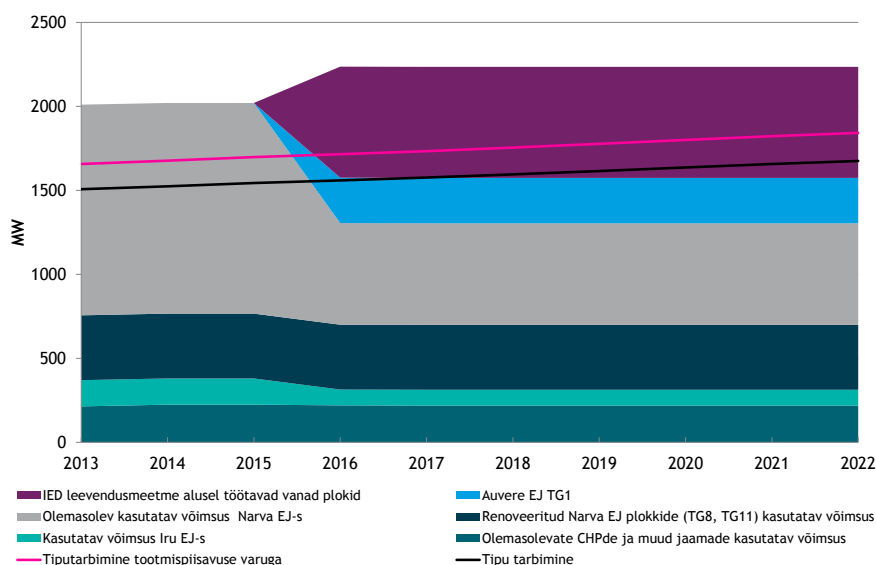
Aruanne on koostatud vastavalt võrgueeskirjas toodud metoodikale, kus tootmise piisavuse hindamisel lähtutakse ainult kodumaistest tootmisvõimsustest. Aruandes hinnatud stsenaarium võtab arvesse ainult neid uusi elektrijaamu, mille lisandumine võrku on kindel, mida antud hetkel kas ehitatakse või mille kindlast investeerimisotsusest on süsteemihaldurile teada antud.

Eleringi jaoks on tõenäoline tootmisvõimsuste arengustsenaarium, mille alusel on võimalik jätkuvalt kasutada kümnet plokki Narva Elektrijaamades ning täiendavalt arvestada uute elektrijaamadega, mille investeerimisotsus on tehtud.

Eleringi on teavitatud, et väävlipuhastusseadmed (DeSOx) on paigaldatud neljale plokile (674 MW) ning aastaks 2015 on plaan ehitada vähemalt üks uus plokk võimsusega 270 MW, mis annab peale 2016. aastat Narva Elektrijaamas koos kahe olemasoleva (386 MW) keevkihtploki kokku kasutatavaks tootmisvõimsuseks ca 1330 MW. Lisaks on võimalik kasutada vastavalt IED-le täiendavalt piiratud kasutustundidega plokk võimsusega 661 MW, mis tõstab piirangutega kasutatava võimsuse Narva elektrijaamades 1991 MW-ni.

Arvestades võimalusega kasutada Narva Elektrijaamade vanu renoveerimata ja väävlipuhastus-seadmeteta energiaplokke ajavahemikul 1. jaanuarist 2016 kuni 31. detsembrini 2023 summaarselt 17 500 töötundi, on tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajalik tootmisvaru piisav ka arvestades 10%-se varuga erakordselt külmal talvel. Prognoos on toodud joonisel 6.

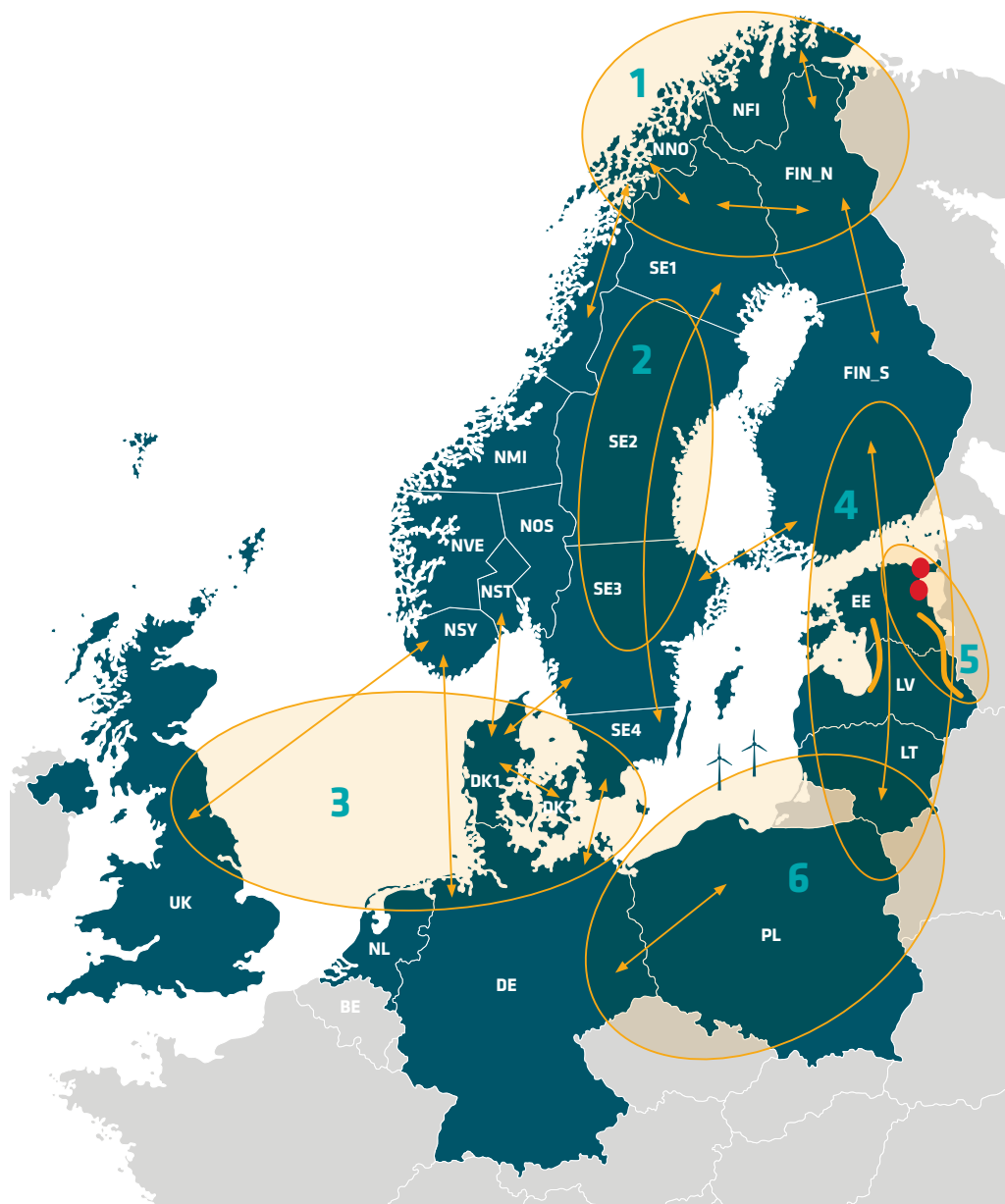
Joonis 6.
Kasutatav tootmisvõimsuste ja tipunõudluse eeldatav prognoos aastani 2022 (uuendatud tipukoormuste prognoosiga, koostatud 2013 mai)



Vastavalt võrgueeskirja §-s 13² toodud metoodikale ning tulenedes tootjate poolt esitatud andmetele, on tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajalik sisemine tootmisvaru talvel piisav kuni 2022. aastani, arvestades ka võrgueeskirjas nõutud varuteguriga erakordselt külmade talvede jaoks. Lisaks on võimalik arvestada ka tipukoormuse katmisel Läänemere regiooni teiste riikide elektritootmisvõimsustega tulevalt tipukoormuse aja erinevusest ning võimalusest kasutada riikidevahelisi elektrihüandusi.

1. tuuleelektrijaamade liitumine Põhja-Skandinaavias ning sellega seotud võrgu arendamine;
2. põhja-lõuna suunaline transiidikoridor läbi Rootsi/Norra Kesk-Euroopa ja Põhjamaade vahel;
3. uued alalisvooluühendused Mandri-Euroopa ja Suurbritanniaga;
4. põhja-lõuna suunaline transiidikoridor läbi Balti riikide Kesk-Euroopa ja Põhjamaade vahel;
5. võimsusvoogude juhtimine Balti riikide ja Venemaa vahele – juhitavate alalisvooluühenduste paigaldamine;
6. Baltimaade sünkroontöö Mandri-Euroopaga.

Joonis 9.
Läänemere regiooni
põhivõrkude peamised
kitsaskohad peale 2020.
aastat



Järgmisel kümnel aastal võrgu arenguid mõjutavad stsenaariumid

Elektrivõrgu planeerimine ja arendamine on pikaajaline protsess. Et saada võimalikult adekvaatne pilt tulevikust, tuleb analüüsida erinevaid stsenaariume, mis võimaldaksid ennetada ees seisvaid probleeme. Praegu tehtavate planeerimis- ja investeerimisotsuste mõju võib ilmneda alles aastate pärast, nende positiivne mõju on pikaajalisem. Hoolimata sellest, et ENTSO-E uurimistöö „Elektri kiirteed aastal 2050“ on alles koostamisel, pandi kokku neli visiooni aastani 2030. Nendes analüüsiti süsteemioperaatorite väljakutseid ja võimalusi pikaajaliste stsenaariumite koostamiseks. Neljast visioonist on TYNDP 2012 aluseks võtnud kaks:

1. EU2020-stsenaarium, mis baseerub riiklikul taastuvenergia tegevuskaval aastani 2020.
2. B-stsenaarium (ENTSO-E süsteemiabiisavuse aruande stsenaariumid), mis baseerub turuosaliste praeguste investeerimisplaanide üldistusel.

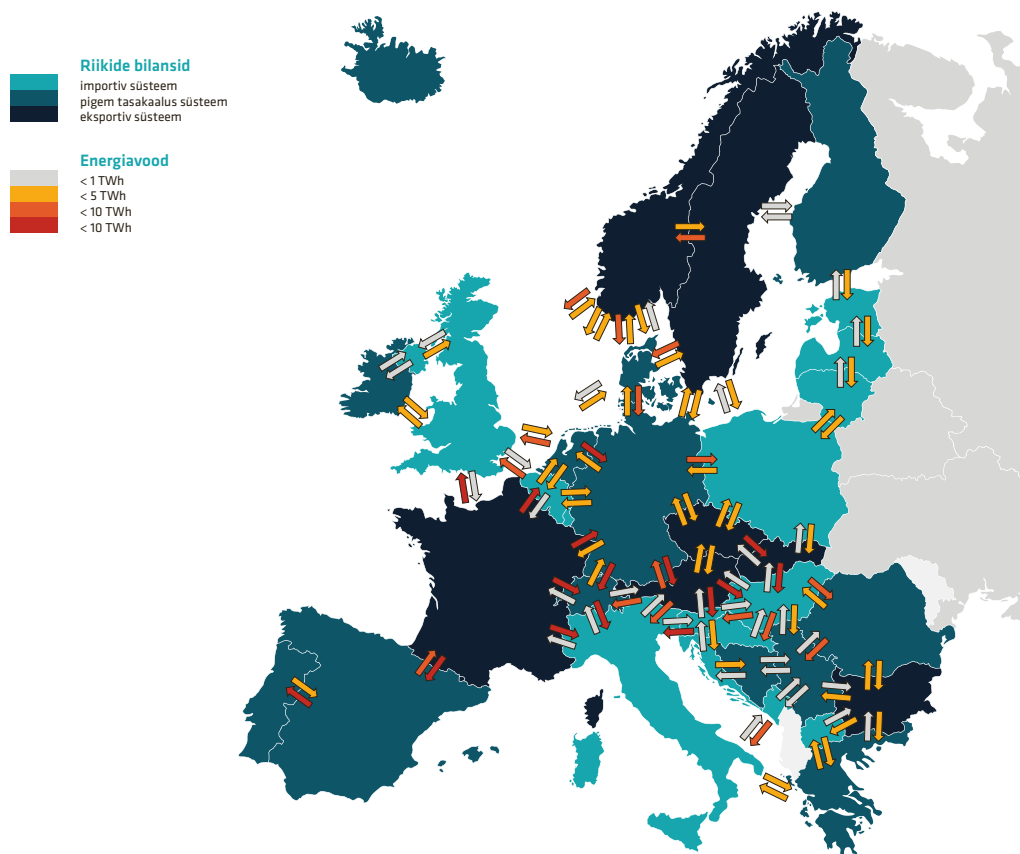
Mõlemad stsenaariumid on üles ehitatud Euroopa Liidu ja selle liikmesriikide 2020. aasta eesmärkidele ning lisaks on arvesse võetud ka Saksamaa otsus loobuda tuumaenergeetikast.

Hetkel toimub ENTSO-E uue arengukava koostamine ning viiakse läbi võrgu ja elektrituru uuringuid uute väljakutsete ja võimalike projektide leidmiseks. 2014. aasta suveks valmiv ENTSO-E arengukava (TYNDP 2014) on veelgi laiapõhjalisem ning toetub nii ajaliste piiride kui ka majanduslike väljavaadete poolt laiendatud stsenaariumitele. Stsenaariumite läbivateks mõjuriteks on ühest küljest Euroopa taastuvenergia ja keskkonnahoiu eesmärkide täitmine ning teiselt poolt vaadeldakse erinevaid arenguid üleeuroopalise elektrituru integreerituse osas. Mõned teemad, mida uuritakse uue arengukava raamistikus Eesti elektrisüsteemi kohta, on toodud punktis 3.2.2.

Põhilised investeerimissuunad Euroopa Liidu elektrisüsteemides

Järgneval kümnendil suureneb netootmisvõimsus Euroopa Liidus ca 250 GW võrra, tõstes tootmisvõimsust 25%. Pea kogu lisanduv tootmisvõimsus tuleneb taastuvenergeetika arendamisest, mis asub eemal koormuskeskmetest. Võrgus tekivad suured võimsusvoogude kõikumised, millega võrk peab kohanema. Turu-uuringud on näidanud, et põhilised võimsusvood Euroopas hakkavad liikuma põhjast lõunasse ja idast lõunasse või läände. Sellest tulenevalt on põhilised võrguinvesteeringud suunatud olemasolevate pudelikaelte vähendamiseks, et olukord ei muutuks enam hullemaks. Analüüs näitas ligi 100 pudelikaela olemasolu aastaks 2020, nendest ligi 80% on põhjustatud laialdusliku taastuvenergia integreerimisest võrku. Joonisel 10 on kujutatud põhiliste energiavoogude liikumissuunad ja kogused Euroopa Liidus.

Joonis 10.
ENTSO-E prognoos
elektrienergia voogudest
Euroopa Liidus aastal
2020



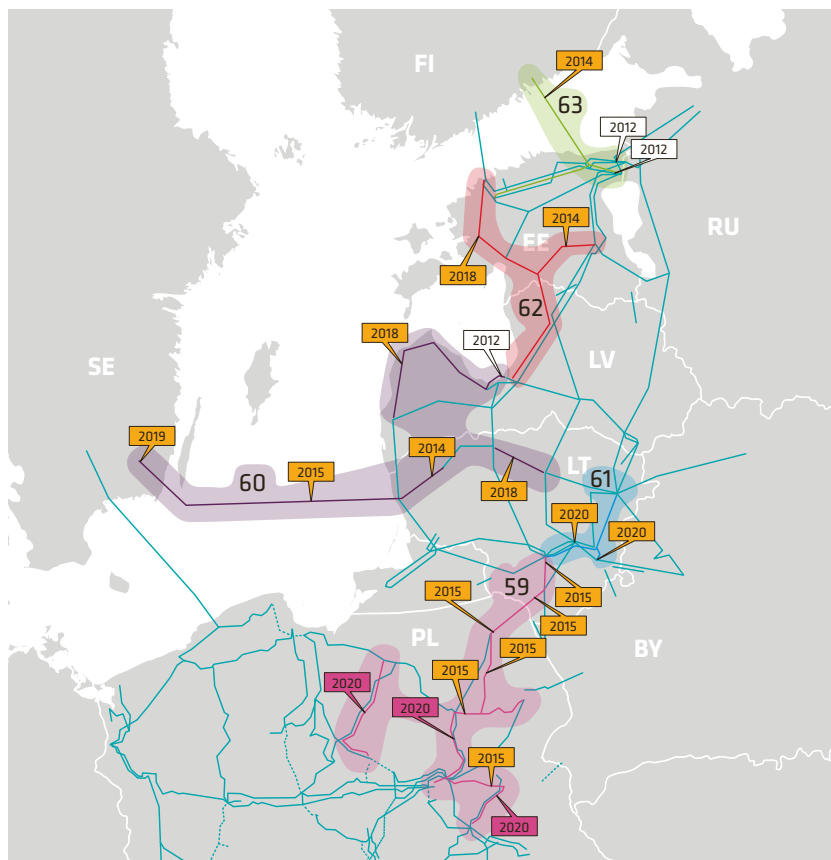
Töörühmad on defineerinud ligi 100 ülekandevõrgu projekti, mis on üleeuroopalise tähtsusega ning mille eesmärk on käsitleda eelpool loetletud probleeme võrgus järgneval kümnendil. TYNDPi raames planeeritakse järgmise 10 aasta jooksul rajada või rekonstrueerida kokku ligikaudu 51 500 km kõrgepingeliine, millest ligi 7000 km kõrgepingeliine on planeeritud toomaks tootmisvõimsused lähemale koormuskeskustele. Ligi kolmandik projektidest on takerdunud kas erinevate lubade taotlemise või sotsiaalse vastuseisu taha. Projektide elluviimine on aluseks energiaturgude avamisele (k.a Baltimaade ühendamine Euroopa Liidu ühtse elektrituru ja elektrisüsteemiga) ja taastuvenergia laialdasemale kasutuselevõtule Euroopa Liidus, mis on otseselt seotud ka 2020. aasta eesmärkidega. Analüüs on näidanud, et TYNDPi investeeringutest tulenevalt vähenevad tootmiskulud ligikaudu 5% võrra.

Projektide elluviimise kogumaksumuseks on arvestatud ligikaudu 104 miljardit eurot, millest 23 miljardit kulub merekaablitele. Projektide finantsmahukus muutub tõsiselt väljakutseks põhivõrguettevõtjatele, kuid samas moodustavad need elektrienergia hinnast kõigest 2% ning tarbija lõplikus elektriarves peaks nende projektide osakaal jääma 1% piiresse.

Arengud kuni 2020 ja täiendavad ühendused naaberriikidega

Euroopa põhivõrkude organisatsiooni ENTSO-E raamistikus tehakse tihedat koostööd ühiste arengukavade koostamisel ning suuremate projektide planeerimisel ning analüüsimisel. Eesti põhivõrguettevõtja Elering kuulub ENTSO-E Läänemere regiooni (*Baltic Sea Region*) koos Põhjamaade, teiste Balti riikide ning Poola ja Saksamaaga. Arengukavade värskendamine on korraldatud iga kahe aasta tagant ning viimane versioon ilmus aastal 2012. Hetkel käib töö uue arengukava jaoks vajalike erinevate võrgu ja elektrituru analüüsides ning arengukava valmib 2014. aastal. Põhjamaade, Baltimaade ning Saksamaa ja Poola põhjapoolsete piirkondade perspektiivsetest projektidest tuleb välja kaks põhilist iseloomulikku joont. Projektid tõstavad Põhjamaades ning Balti riikides põhja-lõuna suunalisi läbilaskevõimeid ning suureneb kõrgepinge-alalisvooluühenduste võimsus Kesk-Euroopa ja Skandinaavia/Baltimaade vahel. Joonisel 11 on näidatud Baltimaade perspektiivsed projektid eraldi detailsemalt koos projekti ja investeeringu numbritega vastavalt ENTSO-E TYNDP 2012 arengukava numeratsioonile ning koos projektide eeldatavate valmimisaastatega.

Joonis 11.
Võrgu areng kuni
aastani 2020



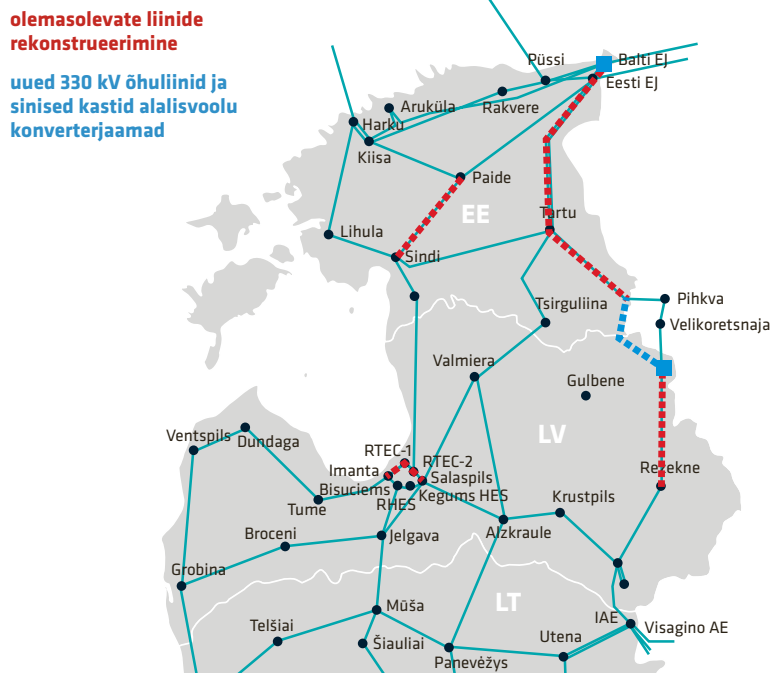
Et tagada pikaajaline varustuskindlus Baltimaade regiooni tasandil, arvestades olemasolevaid ja investimisotsustega kõrgepingealalisvoolu ühendusi Põhjamaadega, on vajalikud ka piisavad vahelduvvoolu ülekandevõimsused naaberriikide vahel Baltimaades.

Täna on Eesti ja Läti vaheline ülekandevõimsus umbes 750 MW. Koos planeeritava kolmanda Eesti-Läti vahelise 330 kV ühendusega on seda võimalik suurendada ca 1200 MW-ni. Sealjuures tuleb arvestada ka riigisisese ülekandevõrgu rekonstrueerimisega. 1000 MW juures saab piiravaks pudelikaelaks Paide-Sindi 330 kV õhuliin, mis tuleks maksimaalse ülekandevõimsuse suurendamiseks rekonstrueerida vastavalt tänapäeva projekteerimisstandarditele. Eesti-Läti kolmas ühendus on planeeritud kulgema Tallinna ja Riia vahel, ühendades Harku, Sindi, Kilingi-Nõmme ja TEC2 330 kV alajaamu. Peale Eesti-sisese ülekandevõrgu tuleks rekonstrueerida ka Läti-sisest 330 kV võrku, et likvideerida sealsed pudelikaelad, mis mõjutavad otseselt Eesti ja Läti vahelisi ülekandevõimsusi.

Kui vaadata veelgi pikemat perspektiivi aastani 2030 ja võtta arvesse Baltimaade eraldumise võimalust Venemaa sünkroonalast ning ühendamist Mandri-Euroopa sünkroonalaga, võib vajalikuks osutuda Eesti ja Läti vahelise elektrilise ühenduse täiendav tugevdamine. Üheks võimaluseks on olemasolevate Eesti-Läti vaheliste 330 kV õhuliinide rekonstrueerimine ning seoses Venemaa süsteemist lahtiühendamiseks olemasoleva 330 kV Tartu-Pskovi liinikoridori ärakasutamine Eesti ja Läti vahelise neljanda 330 kV õhuliini rajamiseks.

Võimalikud täiendavad 330 kV võrgu tugevdused aastani 2030 lisaks kolmandale Eesti-Läti vahelisele 330kV õhuliinile on näidatud joonisel 12.

Joonis 12.
330 kV elektrivõrgu areng
peale 2020 aastat



Balti riikide sünkroontöö Mandri-Euroopaga

Koostöös naaberriikide süsteemihalduritega tehakse aastatel 2012–2014 teostatavusuuring Balti riikide liitmiseks Mandri-Euroopa sagedusalaga. Sünkroontöö Mandri-Euroopa sagedusalaga tähendab, et Eesti elektrisüsteemi sagedust hakkaksime reguleerima üheskoos teiste Mandri-Euroopa ühendalektri-süsteemi kuuluvate elektrisüsteemidega. Hetkel on Baltimaade elektrivoolu sagedus seotud järgalt Venemaa ühendenergiasüsteemi sagedusega, millesse Eesti, Läti ja Leedu energiasüsteemid koos teiste endise Nõukogude Liidu osadega kuuluvad.

Mandri-Euroopa sagedusalaga sünkroontööle üleminek on oluline, kuna aitab kaasa nii energiasüsteemide töökindluse tõstmisele kui ka üldise energiajulgeoleku kindlustamisele. Lisaks aitab see kaasa energiakaubanduse arengule, võimaldades energiaga kauplejatel pakkuda tulevikus vaba turu tingimustes tarbijatele parimat elektrihinda, mis kujuneb kogu Euroopat hõlmaval turul.

Uuringu esmased tulemused Mandri-Euroopa sagedusalaga sünkroontööle ülemineku tehniliste, majanduslike ja organisatoorse aspektide kohta selguvad 2013. aasta lõpuks. Seejärel saab alustada reaalseid ettevalmistusi sünkroontööks vajalike tegevuste elluviimiseks. Samuti selgub siis, kui palju kulub aega täieliku integreerumiseni Mandri-Euroopa sagedusalaga erinevate ühendusvariantide korral.

Sünkroontöö eelduseks on nii kõigi osapoolte riigisiseste elektrivõrkude tugevdamine kui ka täiendavate ühenduste loomine Leedu ning Poola energiasüsteemide vahele. Lisaks tuleb täiendada olemasolevate elektrijaamade juhtimis- ja reguleerimissüsteeme. Ühenduse valmimine toimub etapiivselt, alustades alalisvoolul põhinevate ühenduste ehitamisega, mis tagavad elektrikaubanduse võimalused Baltimaade ja Mandri-Euroopa sünkroonalade vahel. Esimesena on plaanis aastaks 2015 töösse viia Baltimaade ja Mandri-Euroopa vaheline alalisvooluühendus LitPol1 võimsusega 500 MW, aastaks 2020 suurendatakse ühenduse võimsust 1000 MW-ni. Alalisvooluühendused tagavad küll elektrikaubanduse võimalused, kuid sünkroontöö tehniliseks teostumiseks on vaja ehitada täiendavad vahelduvvoolu-ühendused Baltimaade ja Kesk-Euroopa vahele. Eelnevalt viidatud uuringu eesmärk on välja selgitada,

millised oleksid konkreetsed tehnilised lahendused ning millised investeeringud on vajalikud teostada, et tagada sünkroontöö võimalus. Uuringu käigus analüüsitakse nii erinevaid elektrihenduste tehnoloogiad ning samuti sellest tulenevaid tagajärgi nii süsteemi varustuskindlusele kui ülekandevõimsusele süsteemide vahel, uurides süsteemide toimimist nii tavatalitluses kui ka erinevate häiringute korral. Lisaks võrreldakse Venemaa ja Valgevene ning Euroopa seadusi ja eeskirju ning uuritakse sotsiaalmajanduslikke mõjusid ning elektrituru toimimist.

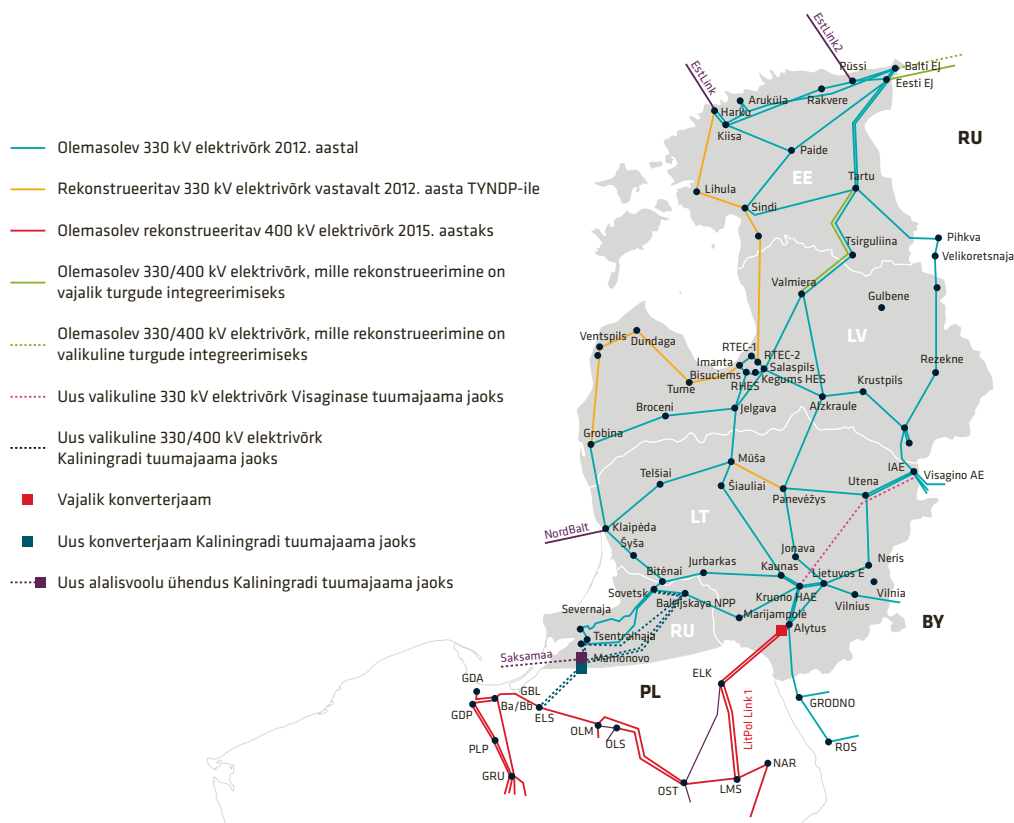
Uuringus võrreldakse kahte stsenaariumi:

1. sünkroonset ühendust läbi Poola ja asünkroonset (3 alalisvoolühendust) ühendust IPS/UPS süsteemiga;
2. asünkroonset ühendust Mandri-Euroopa süsteemiga (LitPol1,2) kui Baltimaad jäävad samal ajal sünkroonset ühendatuks IPS/UPS süsteemiga.

Erinevates stsenaariumites arvestatakse Leedu planeeritava Visaginase tuumajaamaga ja Kaliningradi ehitatava Balti tuumajaamaga. Samuti analüüsitakse Kaliningradi elektrisüsteemi töötamist sünkroonset ja asünkroonset Balti elektrisüsteemiga. Lisaks uuritakse taastuvenergeetika arengu stsenaariume, kus tuuleenergia osakaal on Baltikumis kuni 2500 MW. Tarbimisstsenaariume on kolm: talvine tiputarbimine, suvine tiputarbimine ning suvine miinimumtarbimine.

Esmase analüüsi tulemusel on praeguseks selgunud, et Eesti võrgu kõige hädavajalikum muudatus on Tallinna-Lihula-Sindi-Riia liini olemasolu. Ilma selle täiendava liinita on elektrikaubanduseks kasutatav ülekandevõimsus Läti ja Eesti vahel väga piiratud. Lisaks on töökindluse tõstmiseks uuringu esimeste tulemuste alusel soovitatav ka ka Eesti-Läti neljanda 330 kV liini ehitamine, vastasel juhul on ette näha olulisi piiranguid elektrikaubandusele Eesti ja Läti vahel. Kokkuvõtlikult võib esimeste tulemuste alusel järeldada, et olemasolevad ülekandevõimsused Balti riikide vahel ei ole piisavad ning sisemisi kitsaskohti ekstreemsetes eksport ja import olukordades on nii Balti riikide vahel kui ka riikide sisevõrkudes. Eesti sisevõrgus on kitsaskohaks Püssi ja Eesti elektrijaama vahelise 330 kV liini avariilise väljalülitumise järgselt Balti ja Eesti alajaamade vahelise liini ülekoormumine. Sarnased probleemid on ka teistes Balti riikides, kus piisava ülekandevõimsuse tagamiseks tuleb ehitada uusi liine. Lisaks mõjutab tulemusi oluliselt tuumajaamaprojekt Leedus, mis tingib täiendavat võrgu tugevdamist Leedu sisevõrgus. Hetkel on uuringus vaadeldud vaid süsteemide toimimist püsitalituses, kuid järgnevalt keskendutakse dünaamiliste protsesside uurimisele, mille käigus on võimalik täiendavate kitsaskohtade ja investeeringuvajaduste väljatoomine.

Joonis 13.
Vajalikud elektrivõrgu tugevdamised Baltimaade ülevõimiseks sünkroontööle Mandri-Euroopaga



3.2.2 Eesti põhivõrk

Eesti elektrisüsteem on ühendatud Venemaa, Läti ning Soomega. Eesti-sisese 110–330 kV elektrivõrgu ülekandevõimus on tänase seisuga piisav, tagades Eesti tarbijatele nõuetekohase varustuskindluse. 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 kui osa Vene ühtsest energiasüsteemist, vastates sel ajal esitatud vajadustele, et tagada Peterburi ja Riia elektrivarustus Narvas põlevkivist toodetud elektriga. Hiljem on Eestis muutunud peamiseks tarbimiskeskusteks Tallinn, Tartu ja Pärnu, mis on tinginud omakorda ülekandevõrgu laienemise ja tugevdamise nendesse piirkondadesse.

Tabel 4.
Eesti ülekandevõrgu
põhinäitajad mai 2013
seisuga

Liinid	Piik, km	Alajaamad	Kogus, tk
330 kV	1535	330 kV	11
220 kV	158	110 kV	135
110 kV	3470		
35 kV	61		
Liinid kokku	5224	Alajaamu kokku	146

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, ühenduse läbilaskevõime on hetkel piisav. Kuna Eesti põhilist koormuspiirkonda, Tallinna ja Harjumaad toidetakse läbi Narva-Tallinna suunalise ülekandevõrgu ning alates 2007. aastast on lisanud siseriiklikule koormusele ka 350 MW EstLink 1 koormus, rajati piisava läbilaskevõime tagamiseks Balti-Harku 330 kV õhuliin, mis valmis 2006. aastal. Seoses 2014. aastal valmiva EstLink 2 alalisvoolu-ühendusega Soome ning suurenevate võimsusvoogudega Ida-Lääne suunas on rekonstrueeritud ka Eesti-Püssi ja Balti-Püssi 330 kV õhuliinid. Prognooside järgi kasvava koormusega Tallinna ja Harju piirkonna varustuskindluse tagamiseks rekonstrueeriti 2012. aastal Aruküla alajaam, mis viidi üle praegusest 220 kV-lt pingelt 330 kV-le pingele. 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 elektriülekandesüsteemiga.

Investeeringud Eesti põhivõrku 2013-2017

Eleringi tegevus Eesti elektrisüsteemi töös hoidmisel ning varustuskindluse tagamiseks vajalike investeeringute tegemisel tuleneb otseselt elektrituruseadusest, võrgueeskirjast, energiamajanduse riiklikust arengukavast ja valitsuse poolt heakskiidetud elektrimajanduse arengukavast. Prioriteetsete investeeringute välja selgitamiseks koostatakse tehnilis-majanduslikud põhjendused ning rekonstrueerimist vajavate alajaamade ja liinide pingerida. Eleringi investeeringud jagatakse tavapäraseks investeeringuteks, suurinvesteeringuteks ja liitumistega seotud investeeringuteks. Tavapärased investeeringud on jagatud alajaamade, liinide, infotehnoloogia ja muude investeeringute vahel.

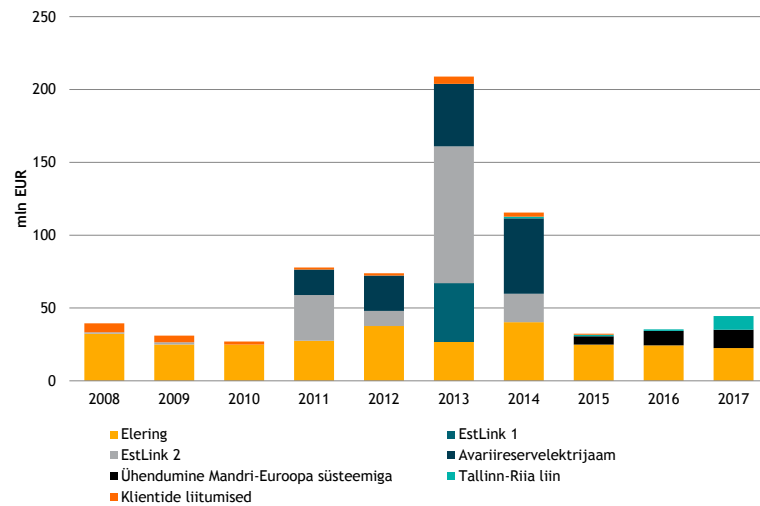
2012. aastal valmis Aruküla 330/110 kV alajaam, Ahtme EJ-i 110 kV alajaama renoveerimine, Tapa 110 kV alajaama taastamine, Tsirguliina 110 kV alajaama renoveerimine.

Eleringi investeeringute eelarve kõige tähtsamad projektid on 2015. aastaks valmiv teine Eesti-Soome vaheline kõrgepinge alalisvooluühendus EstLink 2, kiiresti käivituv Kiisa avariireservelektrijaam (I plokk 2013, II plokk 2014) ning Tartu-Viljandi-Sindi 330 kV liin, mis valmib 2015. aastaks.

Kinnitatud investeeringute eelarve kohaselt uuendatakse järgnevatel aastatel kokku 30 alajaama ning ehitatakse ja renoveeritakse kokku 350 kilomeetrit uusi liine. Eleringi investeeringute eelarve näeb ette ka osa Tallinna linnakeskkonnas asuvate vananenud ning tehniliselt halvas seisukorras õhuliinide asendamise kaabelliinidega. Kokku on kavas asendada ligi 40 km õhuliine ning tööde kogumaksumus on ca 20 miljonit eurot.

Joonisel 14 on esitatud tehtud investeeringute summad kuni 2013 ning Eleringi kinnitatud investeeringute eelarve aastani 2017 (mahud mln eurodes). Nende investeeringutega tagatakse varustuskindlus, elektrituru areng ja prognoositud tarbimisvõimsused klientidele.

Joonis 14.
Eleringi investeeringud
aastani 2017



Eleringi kui süsteemihalduri seisukohalt on lähitulevikus kriitilise tähtsusega eelkõige:

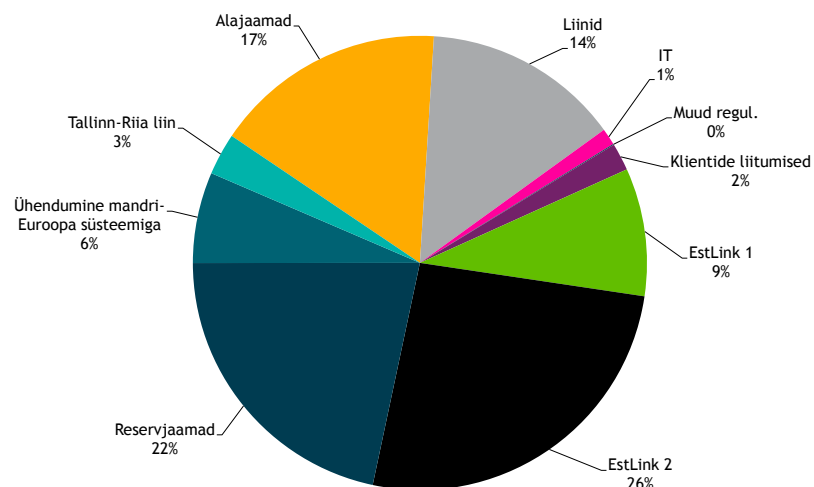
- investeeringud välisühendustesse Eestist ja teistest Baltimaadest ning Balti riikide vahelistesse ühendustesse varustuskindluse tagamiseks tootmise võimaliku puudujäägi olukorras ja toimiva elektrituru loomiseks;
- investeeringud reservtootmisesse Eestis.

Eleringi investeeringute eesmärgid on järgmised:

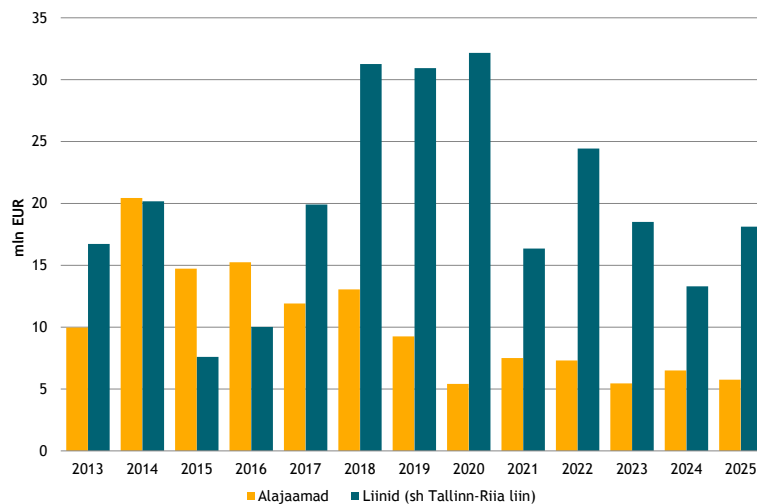
1. varustuskindlust toetavad investeeringud;
2. elektrituru arengut toetavad investeeringud (välisühendused);
3. läbilaskevõime tagamine, et võimaldada uusi liitumisi ja koormuste kasvu;
4. võrgu uuendamine;
5. töökindluse (pingekvaliteet ja katkestused) parandamine;
6. ettevõtte efektiivsuse suurendamine, kadude vähendamine;
7. uute klientide liitumised (tarbijad, tootjad).

Elering investeerib Eesti elektrivarustuskindluse tagamiseks järgmisel viiel aastal (2013–2017) kokku ligi 437 miljonit eurot, millest reguleeritavad varad moodustavad 428 miljonit eurot ja tavapärasel reguleeritavad varad 139 miljonit eurot. Investeeringute eelarves on suurimad investeeringud seotud välisühendustega (EstLink 1, EstLink 2 ja Tallinn-Riia liini ehitus) ning avariireservelektrijaama ehitusega. Lisaks lisanduvad veel liitumistega seotud investeeringud.

Joonis 15.
Eleringi investeeringute
jagunemine erinevate
projektide vahel
(2013-2017)



Joonis 16.
Eleringi investeeringud
alajaamadesse ja
liinidesse (-sh Tallinn-Riia
liin) 2013-2025



Investeeringute eelarves suureneb liinide rekonstrueerimise osakaal (sh Tallinn-Riia liin), seda peamiselt nende eluea lõppemisest tingituna ning samuti eesmärgiga taastada liinide projekteeritud läbilaskevõime.

Olulisemad investeeringud Eesti põhivõrku

1. EstLink 2

Eesti ja Soome vaheline teine alalisvoolu ühendus, mille planeeritud ülekandevõimsus on 650 MW. Ühenduse kogupikkus on ca 170 km, millest 12 km moodustab maakaabel, 14 km on õhuliini ja 145 km merekaablit. Tööd EstLink 2 ehitusega kulgevad plaanipäraselt ning uus ühendus on kavas töösse anda 2014. aasta alguses.

2. Kiisa avariireservelektrijaam

Kiisa avariireservelektrijaama (AREJ) nimivõimsuseks on 250 MW, mis rajatakse kahes etapis, kahe iseseisva elektrijaamana (Kiisa AREJ I ja AREJ II).

- I etapi (Kiisa AREJ I) nimivõimsuseks on 110 MW ning valmimise tähtaeg on märts 2013.
- II etapi (Kiisa AREJ II) nimivõimsuseks on 140 MW ning valmimise tähtaeg on september 2014.
- Avariijaama vajamine tuleneb Eleringi kohustusest katta riigi kõige suurema elektritootmisüksuse väljalangemisel puuduv võimsus vähemalt 15 minutiga, millest
 - 5 minutit on dispetseri reageerimisaeg;
 - 10 minutiga peab rajatav Kiisa AREJ saavutama oma nimivõimsuse.

3. Eesti 330 kV alajaam

Eesti 330 kV alajaam on tähtsaim alajaam Eesti elektrisüsteemis, kuna alajaamaga on ühendatud Eesti elektrijaam (ca 1500 MW), mis on tähtsaim energeetiline sõlm kogu riigi elektrivarustuse seisukohalt. Eesti 330 kV alajaama tehnilisest seisukorrast ja lahendustest hakkab sõltuma kogu Eesti elektrisüsteemi töökindlus. Projekt realiseeritakse kahes etapis: esimese etapi eeldatav tähtaeg on aastal 2013 ja teise etapi eeldatav tähtaeg aastal 2015.

4. Tartu-Viljandi-Sindi 330 kV liin

Tartu-Viljandi-Sindi liini puhul ehitatakse esmakordselt Eestis kahe-ahelaline õhuliin, mille puhul paigaldatakse samale mastile 330 ja 110 kV ahelad, mis vähendab oluliselt liinikaitsevööndi alla minevat maa-ala. Liini ehitus toimub kahes etapis: valminud on Tartu-Oiu-Puhja-Viljandi liinilõigud ja Viljandi-Sindi liini ehituse tähtaeg on 2014. Lepingu raames ehitatakse 162 km uusi ülekande- ja optikaliine ning tugevdatakse mitmete väiksemate 110 kV alajaamade ühendusi.

5. Eesti-Läti kolmas ühendus ehk Tallinn-Riia liin

Täiendavate riikidevaheliste ühenduste rajamine suurendab oluliselt Baltimaade elektrivarustuskindlust, vähendab EL-i liikmesriikide sõltuvust mitteliikmesriikidest, võimaldab tarbijal valida soodsaima tarnija ning tootjal pakkuda elektrit suuremal avatud turul, mis peaks motiveerima ka uute tootmisvõimsuste rajamist Baltimaadesse. Eesti perspektiivis võimaldab Tallinn-Riia ühenduse osaks olev 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, arendada energiaturgu Balti riikide ja Kesk-Euroopa ning Skandinaavia vahel.

Rajatav Tallinn-Riia liin koosneb järgmistest osadest:

- Kilingi-Nõmme-Riia liinist pikkusega on 211 km, millest Eesti territooriumil on ca 15 km;
- Harku-Lihula-Sindi 330/110 kV liinist pikkusega 140 km.

Tallinn-Riia liin on osa ENTSO-E kümne aasta võrgu arenguplaanist ning samuti Euroopa ühishuvi projekti kandidaat.

Projekti teostamine on algusfaasis. Harku-Lihula-Sindi lõigu puhul on kolme maakonda läbiv teemaplaneering maavanemate poolt algatatud ja planeeringu koostamisega loodetakse alustada käesoleval aastal. Viimase ajakava järgi loodetakse planeeringu kehtestamiseni jõuda 2014. aasta detsembriks. Hetkel ei ole kogu ühenduse investeering veel lõplikult otsustatud, investeeringuotsuseni jõutakse pärast planeeringute kehtestamist ning Läti süsteemihalduri vastavat otsust.

6. Eraldumine Venemaa elektrisüsteemist ja ühendumine Mandri-Euroopa süsteemiga

Investeeringud sünkroontöös Euroopaga on hetkel lõplikult otsustamata ning investeeringu eelarves olevate ajagraafik täpsustub pärast vastavate uuringute valmimist 2013. aasta jooksul.

Põhivajadused süsteemi tugevdamiseks sünkroontöös Mandri-Euroopaga tingivad järgmisi investeeringuid:

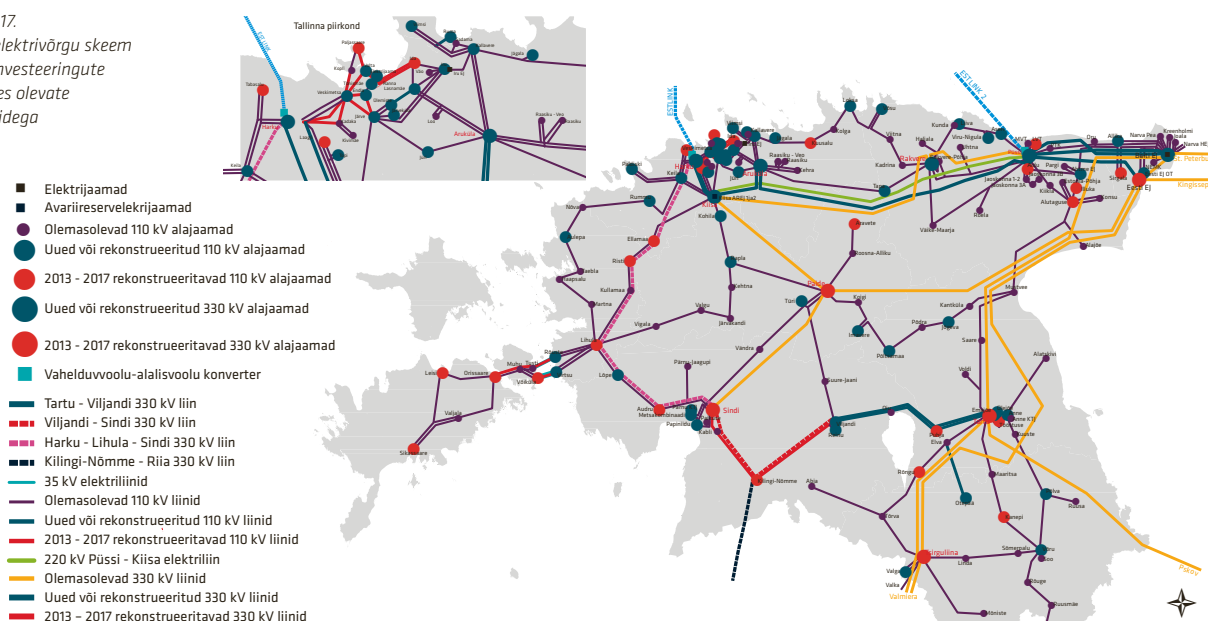
- Dünaamilise stabiilsuse tagamiseks on vajalik Eesti elektrisüsteemi tootmisseedmete ja ülejäänud elektrisüsteemi vahelise sideme tugevdamine.
- Pingestabiilsuse tagamiseks on vajalik rakendada vastavaid meetmeid (SVC, täiendavad elektrivõrgu tugevdused nõrkades võrgupiirkondades).
- Venemaaga võimsusvahetuse säilitamiseks ja suurendamiseks on vajalik ühendada olemasolevate Venemaa liinidega kõrgepinge konverterijaamad.
- Põhjamaade ja Euroopa suunaliste võimsusvoogude suurendamisega kaasneb läbilaskevõimsuse suurendamise vajadus põhja-lõuna suunal (Soome-Läti).

7. Muud investeeringud

Muhu-, Saare- ja Hiiumaa varustuskindluse tõstmiseks investeerib Elering kokku 22 miljonit eurot, millega uuendatakse neli alajaama, asendatakse 2015. aastaks mandri ja Muhu vaheline amortiseerunud kaabelliin uue, oluliselt võimsamaga ning samuti ehitatakse kaabelliin üle Väikese väina. Saaremaa 110 kV õhuliinidel on lõppemas tööd, millega asendatakse vanad amortiseerunud piksekaitsetrossid kiudoptilise trossiga ja kogu Saaremaa saab kaetud optilise sidemega.

Joonisel 17 on kujutatud Eesti 110-330 kV elektrivõrk koos kõikide ehitusjärgus ja planeerimises olevate investeeringuprojektidega.

Joonis 17.
Eesti elektrivõrgu skeem koos investeeringute eelarves olevate objektidega



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

Aidu 110 kV alajaam	Puhja 110 kV alajaam
Alutaguse 110 kV alajaam	Ranna 110 kV alajaam
Aravete 110 kV alajaam	Risti 110 kV alajaam
Audru 110 kV alajaam	Rõngu 110 kV alajaam
Ellamaa 110 kV alajaam	Sikassaare 110 kV alajaam
Ida 110 kV alajaam	Sindi 330 kV jaotla
Kanepi 110 kV alajaam	Sirgala 110 kV alajaam
Kilingi-Nõmme 110 kV jaotusseade	Tabasalu 110 kV alajaam
Kuusalu 110 kV alajaam	Tartu 330 kV jaotla
Laagri 110 kV alajaam	Tsirguliina 330 kV alajaam
Leisi 110 kV alajaam	Tööstuse 110 kV alajaam
Lihula 110 kV alajaam	Volta 110 kV jaotla
LVT 110 kV alajaam	Võiküla 110 kV alajaam
Orissaare 110 kV alajaam	Tallinna 110 kV kaablid (Endla-Järve kaabel; Veskimetsa-Järve kaablid; Veskimetsa-Endla kaabel; Veskimetsa-Kopli kaabel; Harku-Veskimetsa; Veskimetsa-Kadaka kaabel; Paljassaare-Volta; Volta-Veskimetsa kaabel)
Paide 330 kV jaotla	Saaremaa 110 kV kaablid (Tusti-Orissaare kaabel; Virtsu-Võiküla kaabel; Tusti-Rõuste kaabel)
Paljassaare 110 kV alajaam	Volta-Ranna kaablid; Ranna-Ida kaablid

Eesti põhivõrgu arengustsenaariumid aastani 2030

Ajalooliselt on nii Eesti kui ka kogu Baltikumi elektrivõrgu areng olnud väga tugevasti mõjutatud Venemaa elektrisüsteemi arengutest ja vajadustest. Eestit, Lätit ja Leedut läbib 330 kV elektrivõrk moodustab justkui täiendava poolringi Loode-Venemaa ja Venemaa lõuna-edela osa tarbimis- ja tootmiskeskuste vahel (vt joonis 18), milleks ta tegelikult algselt oli osaliselt planeeritud. Tugevate põhja-lõuna suunaliste 750 kV elektrivõrgu ühenduste katkemise korral Venemaa sisemaal pidi just läbi Baltimaade kulgev 330 kV võrk tagama elektrivõrgu talitluskindluse ja elektrisüsteemi terviklikkuse säilimise.

Ka tänapäeval võivad suured ebabilansid Venemaa põhja ja lõuna osade vahel põhjustada Baltimaade elektrivõrkude, eriti just 330 kV elektrivõrgu olulise koormumise, jättes vähem vaba ruumi elektrituru osalistele ning naabritega kauplemiseks. Selleks, et taolisi probleeme ära hoida, on süsteemide vahel sõlmitud kokkulepped, mis hoiavad süsteemid tasakaalus ja tagavad ka vajalikud ülekandevõimsused naaberriikide vahel.

Kui varem dikteeris kogu ühendsüsteemi juhtimist Venemaa, siis nüüdseks on kõik ühendalektrisüsteemi osapooled vastutavad iseseisvalt ning planeerivad oma talitlusrežiimid üksteisega arvestades. Kuid tänu kaalukale süsteemide suuruste vahele võib Venemaa elektrisüsteemis toimuv režiimimuutus siiski tuntavat mõju avaldada ka Eesti elektrivõrgule.

Lähiajal ja ka pikemas perspektiivis on Venemaal plaanis investeerida Põhja- ja Lõuna-Venemaa vahelistesse elektri ülekandeliinidesse ning sellega seoses suurendada oma varustuskindlust ka mistahes olulise 750 kV ülekandeliini väljalülitumise korral. Säärased muudatused toovad ühest küljest kaasa Eestit ja teisi Baltimaid läbiva elektrivõrgu olulisuse vähenemise Venemaa jaoks. Teisest küljest aga peaks vähenema ka Venemaa elektrisüsteemis toimuvate režiimimuutuste otsene mõju Baltimaadele. Kokkuvõttes võib öelda, et Eesti elektriülekandevõrgu rõhuasetus on suures plaanis muutumas.

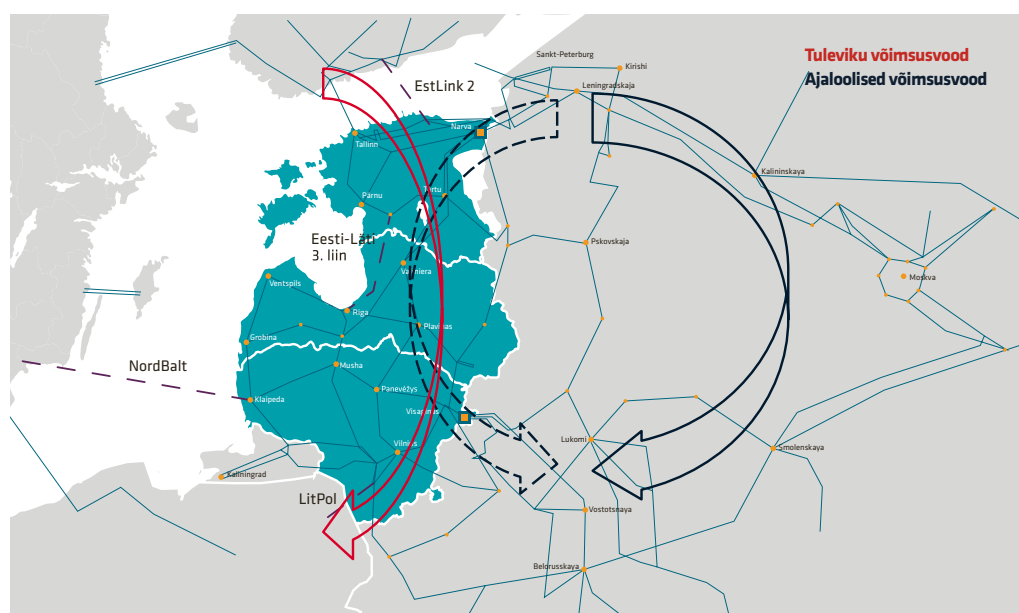
Kuigi Venemaa elektrisüsteemi kontekstis Eesti ülekandevõrgu olulisus väheneb, siis teiselt poolt on Eesti elektrivõrgus toimuv muutumas üha olulisemaks Euroopa ja Põhjamaade elektrisüsteemi jaoks. 2012. aastal välja antud ENTSO-E kümne aasta arengukavas on kirjas, et üheks prioriteetseks elektrivõrgu arengusuunaks on Põhjamaade ja Mandri-Euroopa vaheliste liinikoridoride tugevdamine ja läbilaskevõimete suurendamine. See tuleneb turu vajadusest üle kanda üha suuremaid võimsusi seoses mahukate taastuvenergiaressurssidega Põhja-Skandinaavias ning elektritootmise puudujäägiga Kesk-Euroopas, mis on osaliselt tingitud Saksamaa hiljutisest otsusest sulgeda oma tuumaelektrijaamad.

Lisaks otseühendustele Skandinaavia ja Kesk-Euroopa vahel on väga oluliseks alternatiivseks elektrikoridoriks saamas läbi Baltimaade kulgev ülekandevõrk, mida on ka arengukavas rõhutatud. Samuti on Eesti ülekandevõrkude arengul suur roll Baltimaade elektrituru integreerimise plaanis (BEMIP), mis näeb ette tugevaid ühendusi nii Eesti-Soome kui ka Leedu-Rootsi ja Leedu-Poola vahel.

BEMIP on ühtlasi üks olulisemaid Euroopa Liidu infrastruktuuride arendamise prioriteete. Kõige olulisem muutus Eesti elektrisüsteemi arengu paradigmas ongi põhifookuse ülekandumine Venemaa ühendelektrisüsteemist Euroopa elektrisüsteemi. Eesti elektrivõrgu üldine areng ja uued ühendused naaberriikidega arvestavad vajadusega integreeruda Euroopa elektrituruga ja elektrisüsteemiga, et tagada sõltumatus ning vaba elektriturg ka Eestis.

Arvestades asjaolusid, et suurem osa ülekandevõrgust on juba vanuses 30–50 aastat ning sealjuures seatakse elektriülekandesüsteemile üha uusi ülesandeid ja ootusi, esitab see elektrivõrgu arengule palju uusi väljakutseid. Vanade liinide rekonstrueerimise ja tugevdamise kõrval tuleb rajada täiendavalt ka uusi ülekandeliine. Paljudel juhtudel puudub uute liinide jaoks eraldatud liinikoridor ning uute liinide rajamist tuleb alustada paratamatult maakasutusküsimuste lahendamisega, mis võib võtta aastaid. Eleringi uute õhuliinide rajamise praktika on näidanud, et uue 330 kV liini ehitamisele kuluv aeg alates selle planeerimise algusest on umbes 7–15 aastat. Seega tuleb otsused teha juba mitmed aastad enne, kui planeeritavat liini tegelikult vaja läheb. Et teha õigeid otsuseid, peavad need baseeruma ulatuslikele ja adekvaatsetele uuringutele, mis arvestavad nii tarbimise, elektrituruga kui poliitilis-majanduslike trendidega.

Joonis 18. Baltimaade, Lääne-Venemaa ja Valgevene ülekandevõrkude (330–750 kV) geograafiline paiknemine. Baltimaades perspektiivne elektrivõrk 2020. aastal.



Alates 2011. aasta lõpust alustati uue põhivõrgu elektrivõrgu arengukava koostamisega, mis kajastab Eesti 110 kV ja 330 kV elektrivõrgu arenguid aastani 2030 ning mille lõplik versioon peaks valmima käesoleva aasta lõpuks. Arengukava koostamise aluseks on mullu TTÜ poolt koostatud Eleringi ja Elektrilevi alajaamade koormusprognosis. Sisenditeks on ka Euroopa 2030 perspektiivid ning erinevad genereerimisstsenaariumid, mis on kooskõlas ENTSO-E kümne aasta arengukavaga.

Eesti siseriiklikud võimsusvood liiguvad hetkel põhiliselt Narva-Tallinn ja Narva-Tartu suunal, kus asub ka enamik tarbimiskeskusi. Narva-Tartu suunalise ühenduse läbilaskevõime siseriikliku tarbimise katmiseks on piisav. Lisaks Tartu piirkonna tarbimise katmiseks kasutatakse seda ristlõiget ka elektri ekspordiks Lätti ja Leetu ning transiidiks Venemaalt Lätti, Leetu ja Kaliningradi.

Arvestades prognoositud koormusi, energiasektori arengut Balti regioonis ning eelpool toodud tarbimis- ja tootmisstsenaariume, on elektrivõrgu läbilaskevõime suurendamiseks planeerimisel täiendavad elektrivõrgu tugevdamised nii siseriiklikult kui ka naaberriikidega.

Kuni 2017. aastani jätkub olemasolevate 330 kV liinide ning alajaamade uuendamine ja rekonstrueerimine kui ka uute liinide rajamine vastavalt Eleringi investeeringute eelarvele. Kuna Eesti elektrisüsteemi üldine olukord on praegu rahuldav tänu viimastel aastatel tehtud investeeringutele võrgu arendamisse, siis esialgsel hinnangul väga suuri investeeringuid täiendava võrgu ehitamiseks ei ole ette näha. Kui varasemalt olid suuremad probleemid koondunud eelkõige Tallinna piirkonda ning seetõttu oli põhiorhk suunatud just selle piirkonna uue võrgulahenduse väljatöötamisele, siis edaspidi analüüsitakse investeerimisvajadusi ka mujal piirkondades.

Arvestades kirjeldatud plaane võib eeldada, et elektrivõrgu varustuskindluse tase käesoleva aruande esitamisele järgneva 15 aasta jooksul on hea ning elektrivõrgu areng toetab ka uute elektritootmisallikate lisandumist ning elektrituru üldist arengut ja integreerimist naabersüsteemidega.

Ülekandevõrgu arendamise seisukohast on oluline roll piirkondadevaheliste 110 kV elektriülekanalide üleviimine suuremale ristlõikele (vähemalt 240 mm²), mis võimaldab olemasolevaid liinitrasse efektiivsemalt kasutada. Seejuures pole planeeritud suuremahulist uue 110 kV elektrivõrgu laienemist (v.a Tallinna piirkond ning saared) vaid pigem keskendutakse olemasolevate 110 kV liinide rekonstrueerimisele või 35 kV liinide üleviimisele 110 kV-le pingele.

110 kV võrgu arengud sõltuvad põhiliselt uutest liitujatest. Need võivad olla uued elektrijaamad, suurtarbijad või uued toitepunktid jaotusvõrkudele, mida üldjuhul käsitletakse üksikobjektidena ning mille liitumisega seotud kulud maksab kinni klient.

Elering näeb ette jätkusuutliku varustuskindluse tagamiseks 110 kV (330kV) võrgu arendamist ja tugevdamist järgmistes piirkondades:

- Tallinn ja selle lähiümbrus;
- Tartu ja Lõuna-Eesti;
- Ida-Eesti;
- Lääne-Eesti saared.

Tallinna ja selle lähiümbruse kui Eesti elektrisüsteemi kõige suurema koormusega piirkonna elektrivõrk ei ole praeguse seisuga piisavalt tugev, et tulla toime 2030. aasta eeldatava stsenaariumi koormustega. Tallinna piirkonna põhivõrgu alajaamade summaarne tipukoormus jääb vahemikku 940–1390 MW. 2010. aasta seisuga oli vastav näitaja 590 MW, seega 20 aastaga võib oodata selle piirkonna koormuste kahekordistumist.

Praeguse elektrivõrgu konfiguratsiooni juures võivad ilmnedu kõige suuremad probleemid just Tallinnas ja selle lähiümbruses. Aastaks 2030 prognoositavate koormustega ei ole põhivõrgu läbilaskevõime täiendavate investeeringuteta piisav, et tagada Eesti tarbijatele nõuetekohane elektrivarustuskindlus. Paljud õhuliinid ja kaabelliinid koormuvad üle juba normaalolukorras, arvestamata N-1 olukorda⁸. Samuti on tänu suurenenud koormusele enamasti 330 kV alajaamade pinged lubatust madalamal tasemel ning ei vasta püsitalitlusnõuetele.

Tallinna piirkonna põhiprobleemid koonduvad järgmistesse sõlmedesse:

- Ülekoormused Aruküla 110 kV väljuvatel liinidel;
- 330 kV elektrivõrgus normaalrežiimis (kõik liinid sees) lubamatult madalad pinged (ca 310 kV);
- Harku, Aruküla ja Kiisa alajaamades trafod ülekoormatud (juhuil kui igas nimetatud alajaamas on kaks 200 MVA trafot);
- Harku-Veskimetsa ristlõike ülekoormatud.

Et lahendada ülekoormusest tulenevaid probleeme, uuritakse kõige suurema kontsentratsiooniga piirkonda eraldi vastavalt koormuskeskuste geograafilisele paiknemisele. Suur koormuste kontsentratsioon asub Tallinna kesklinnas Veskimetsa, Järve ja Lasnamäe alajaamade vahel.

Tallinna kesklinna põhitoide tagatakse läbi Veskimetsa-Harku ja Aruküla-Lasnamäe ristlõigete, mis koormuvad selle tõttu ka tugevalt üle. Hoopis väiksemad on võimsusvood Kiisalt ja Arukülast Järve poole tulevatele 110 kV liinidel. Kuigi Järve suunas on hetkel ainult kaks 110 kV ühendust Aruküla ja Kiisa 330 kV alajaamadest, koormuvad need liinid oma läbilaskevõime kohta küllaltki hästi.

EstLink 1 töörežiim mõjutab tugevalt Harku alajaama 330/110 kV trafode ja alajaamast väljuvate Tallinna toitvate 110 kV liinidel koormust sõltuvalt võimsuse suunast alalisvooluühenduses. Maksimaalse ekspordi korral Harku 330/110 kV trafode ja Harku-Veskimetsa vahelisel ristlõikel võimsusvood vähenevad, kuid samas suurenevad oluliselt Kiisa ja Harku alajaamasid ühendavate 110 kV liinide koormused (L180, L181 ja L086).

Eriti kriitiline on olukord Kiisa-Harku 330 kV liini väljalülitumisel, mille korral koormuvad eelpoolnimetatud 110 kV liinid üle. EstLink 1 maksimaalse impordi korral suurenevad nii Harku 330/110 kV trafode

8 N-1 tähendab ühe elektrisüsteemi talitust mõjutava elemendi avariilist väljalülitumist

kui ka Harku-Veskimetsa vaheliste 110 kV ühenduste koormused ning tekivad suured ülekoormused N-1 olukorras.

Et vähendada Harku sõlmest Tallinna poole suunduvaid võimsusvooge ja sellega koos EstLink 1 mõju, tuleks rajada tugevamad ühendused Kiisa ja Aruküla 330 kV alajaamadest Tallinna koormuskeskustesse. Täpsemad võrgutugevdused ja alajaamade ehitused selguvad hilisemate uuringute käigus.

Tartu ja selle lähiümbrus on tähtis koormuskeskus ning osa arenguvajadusi tuleneb otseselt läbilaskevõime piirangutest, et tagada liinide piisav läbilaskevõime tarbimise katmiseks. Lõuna-Eesti piirkonna põhilisteks kitsaskohtadeks on võimalikud pingeprobleemid ning kohati ka ülekandevõimsuste ebapiisavus. Täpsemad võimalikud arengud selgitatakse välja valmivas arengukavas, kuid esialgse hinnangu järgi tuleb antud piirkonnas tugevdada 330/110 kV võrgu vahelisi ühendusi, vahetada amortiseerunud õhuliinid uute, suurema läbilaskevõimega liinide vastu ning paigaldada pingereguleerimiseadmed.

Ida-Eesti arenguvajadused on põhiliselt tingitud sealsest kasvavast tööstustarbimisest ning samuti ka pidevalt suurenevast tuuleelektrijaamade ühendamisest. Kasvavate tarbimiskoormuste tõttu tekivad ülekoormused olemasolevatel liinidel ning 330/110 kV trafodel. Täpsemad võrgutugevdused ja alajaamade ehitused selguvad hilisemate uuringute käigus.

Lääne-Eesti saarte 110 kV põhivõrgu põhilised mõjutegurid ning arenguvajadused tulenevad varustuskindlusest. Saaremaad mandriga ühendavad 35 kV kaablid on vanad ning lähenevad oma eluea lõpule. Viimastel aastatel on rikked sagenenud ning väljalülitusajad võivad seoses keerukate tingimustega ulatuda ligi poole aastani.

Hiiumaa elektrivõrk on ühendatud ülejäänud Eesti elektrisüsteemiga Hiiumaa ja Saaremaa vaheliste Elektrilevile kuuluvate 35 kV merekaablite kaudu, mis on ühendatud Eleringile kuuluva Leisi 110/35/10 kV alajaamaga. Leisi alajaam saab toite kahe 110 kV õhuliini kaudu ning seega on tagatud N-1 varustuse kriteerium juhul, kui üks liinidest peaks välja lülituma.

Hetkel võib suurima ohukohane näha Orissaare ja mandri vaheliste liinide ja alajaamade võimalikke rikkeid. Tulevikus hakkavad 35 kV kaableid asendama järk-järgult ehitatavad kaks 110 kV kaabelliini Võiküla ja Virtsu ning Tusti ja Rõuste alajaamade vahel. Uued kaablid süvistatakse merepõhja, et vähendada vigastamise riski rüüsiää, ankrute jms väliste mõjutajate poolt. Tänu uute kaablite juures kasutatavale kõrgemale pingeastmele on ülekandevõimsus piisav, et üks kaabel suudab tagada kogu Saaremaa ja Hiiumaa elektrivarustuse ka juhul, kui teine kaabel peaks rikkis olema või välja lülituma.

Teine oluline riskitegur on Muhumaa ja Saaremaa vaheline kaheaheelaline 110 kV elektrivõrk, mille masti purunemisel on võimalik päevi kestev elektrikatkestus Saaremaal ja Hiiumaal.

Sellise riski leevendamiseks paigaldab Elering Väikese väina tammil kulgeva tervet Saaremaad ja Hiiumaad toitva õhuliini kõrvale ka dubleeriva maakaabli.

Hiiumaa maksimaalne tarbimine on ca 12 MW ning Muhumaa, Saaremaa ja Hiiumaa kokku ca 45 MW. Vastavalt koormuse prognoosile tõuseb Hiiumaa koormus aastaks 2030 kuni 18 MW-ni (maksimaalne stsenaarium) ja saarte summaarne koormus kuni 73 MW-ni. Juhul kui Hiiumaa elektriline koormus ületab 25 MW, tuleb kindlasti kaaluda 110 kV ringtoite väljaehitamist, mille eeltingimuseks on Lääne-Eestit toitva 110 kV võrgu rekonstrueerimine.

Olenevalt koormuste kasvu stsenaariumist näeb Elering kuni aastani 2030 elektrivõrgu arengus kolme peamist etappi:

1. saarte ja mandrite vahele paigaldatakse uued 110 kV kaabelliinid olemasolevate 35 kV kaabelliinide asemel;
2. Saaremaa ja Hiiumaa vahele ehitatakse lisaks olemasolevatele 35 kV-le kaabelliinidele ka 110 kV elektrivõrk Leisi-Põhjata(Käina)-Kärdla;
3. mandri ja Hiiumaa vahele ehitatakse 110 kV kaabelliin algusega kas Aulepa või Haapsalu alajaamast, mis ühendatakse Hiiumaal paikneva 110 kV alajaamaga (Kärdla, Põhjata või Käina); ehitamisega on võimalik alustada peale Lääne-Eesti elektrivõrgu tugevdusi, mille orienteeruv valmimine on 2025; ehitamine peaks toimuma samuti liitumismenetlusena.

Antud etappide tegelik ehitamise aeg ja ajakava sõltub peamiselt elektrilise tarbimisvõimsuse kasvust.

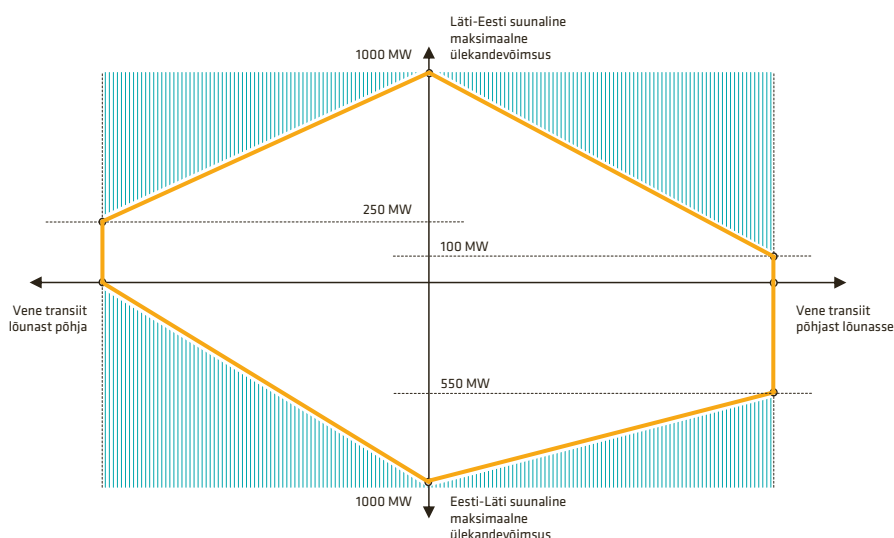
Alalisvooluühendused Venemaaga

Venemaa põhja ja lõuna genereerimise bilanss avaldab mõju Baltimaade transiitvoogudele. Transiitvood aga omakorda piiravad Baltimaade võimalusi elektrit üle kanda. Selleks, et transiitvoogusid juhtida, tuleks kontrollida võimsusvooge, mis kulgevad suures ülekandesüsteemi silmuses, mille moodustavad Lääne- ja Kesk-Venemaa ning Valgevene 330 ja 750 kV ülekandeliinid ning Balti riikide 330 kV ülekandevõrk.

Balti riike läbivate transiitvoogude juhtimise üheks võimaluseks oleks kõrgepingeliste alalisvoolu/vahelduvvoolu konverterjaamade kasutamine Eesti ja Venemaa piiril, kus täna asuvad tugevad 330 kV ühendused Venemaaga. Konverterjaama rajamisega olemasolevate ühenduste vahele oleks võimalik suurt silmust katkestada ja tagada piisavad ülekandevõimsused Balti riikide vahel sõltumata Venemaa ja Valgevene genereerimise bilanssidest.

Joonisel 19 on graafiliselt kujutatud Eesti põhja-lõuna suunaliste ülekandevõimsuse tehnilised piirid (vertikaalteljel) sõltuvana Venemaa ja Valgevene genereerimise bilanssidest. Punase joonega on kujutatud maksimaalseid läbilaskevõimeid koos Eesti-Läti vahelise kolmanda 330 kV ülekandeliiniga. Sinise piirjoonega on kujutatud suure ringi katkestamise ja konverterjaamade installeerimisega saavutatav täiendav ülekandevõimsus Eesti ja Läti vahel. Samas säilib võimalus võimsuse vahetamiseks ka Venemaa elektrisüsteemiga. Viirutatud alaga on näidatud täiendav ülekandevõimsuse juurdekasv, mida võimaldab transiitvoogude juhtimine.

Joonis 19.
Konverterjaamade
abil võimsuse
juhtimisega saavutatav
ülekandevõimsuse
suurenemine Eesti-Läti
ristlõikel



Võimalikud konverterjaamade ühikvõimsuste ühendamise variandid on

- Eesti 500 MW + Läti 500 MW
- Eesti 2x500 MW + Läti 500 MW

Alalisvoolukonverterite rajamine on kooskõlas nii sünkroontöö ühenduse jätkumise korral Baltimaade ja Venemaa vahel ning on sobiv ka Venemaa elektrisüsteemist eraldumise korral, ühinedes Mandri-Euroopa sünkroonalaga.

3.3 ELEKTRISÜSTEEMI TALITLUS

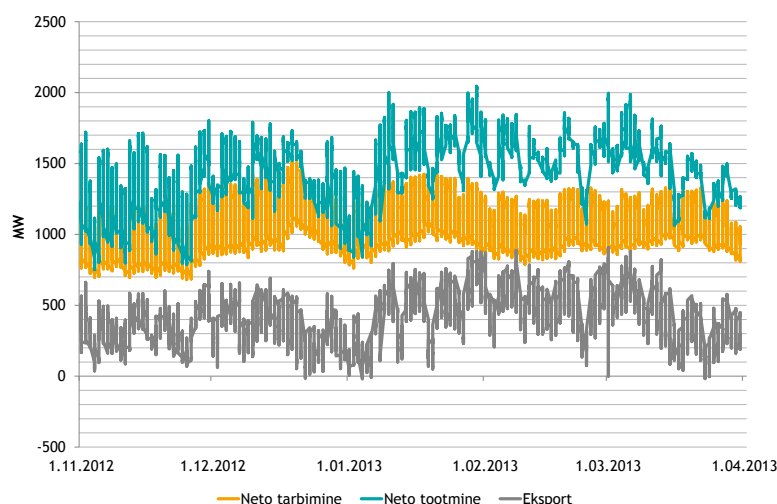
2012/13. aasta talveperioodi vältel Eesti elektrisüsteemi talitluses suuremaid probleeme ei esinenud. Talve jooksul väga külmadega perioode ei olnud, mistõttu olid ka tipukoormused mõnevõrra madalamad kui eelnevatel talvedel. 2012/13. aasta talve maksimaalne tipukoormus oli 1517 MW (kõigi aegade maksimaalne tipukoormus 1587 MW saavutati 2010. aasta jaanuaris). Samas oli talv edukas elektrienergia tootjatele – 30. jaanuaril 2013 saavutati Eesti elektrisüsteemis netogeneraerimise tase 2052 MW, mis on paljude viimaste aastate rekordtootmine. Samuti saavutati 2012/13. aasta talvel tuuleparkide generaerimises rekordtase, kui 1. jaanuaril 2013 oli Eesti elektrisüsteemis tuulikute toodang 210 MW.

Eesti elektrisüsteemis oli 2012/13. aasta talve jooksul piisavalt tootmisvõimsusi, et katta ära tipukoormused ning ka kõige kõrgema tarbimise perioodide vältel oli Eesti elektrisüsteem endiselt eksportiv elektrisüsteem.

Tabel 5.
Eesti elektrisüsteemi maksimaalne, minimaalne ja keskmine tarbimine, tootmine ja võimsusbilanss 2012/13. aasta talvel (01.11.2012-31.03.2013)

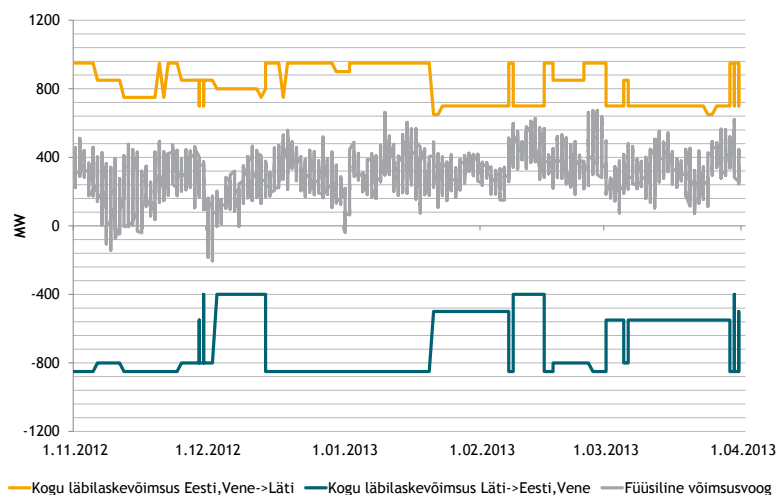
	Väärtus	Ajavahemik
Eesti maksimaalne netotarbimine	1517 MW	19.12.2012 kell 16.05-16.10
Eesti minimaalne netotarbimine	678 MW	25.11.2012 kell 04.20-04.25
Eesti keskmine netotarbimine	1092 MW	
Eesti maksimaalne netogenereerimine	2052 MW	30.01.2013 kell 16.10-16.15
Eesti minimaalne netogenereerimine	722 MW	04.11.2012 kell 03.10-03.15
Eesti keskmine netogenereerimine	1482 MW	
Tuuleparkide maksimaalne genereerimine	210 MW	01.01.2013 kell 11.05-11.10
Eesti maksimaalne eksport	942 MW	01.03.2013 kell 04.30-04.35
Eesti maksimaalne import	-31 MW	04.01.2013 kell 01.20-01.25
Eesti keskmine eksport	390 MW	

Joonis 20.
Eesti elektrisüsteemi talve tootmise, tarbimise ja ekspordi kokkuvõte



Möödunud talvel oli olukord piiriüleste ülekandevõimsuste osas ootuspärane. Ülekandevõimsuste piiranguid esines nii Eesti-Soome, Eesti-Läti kui ka Eesti-Venemaa suundadel. Eesti-Soome ja Eesti-Venemaa suundadel olid ülekandevõimsuse piirangud tavapärasel määral, kuid Eesti-Läti suunas oli jaanuarist kuni märtsi lõpuni ülekandevõimsuste piiranguid tavapärasest rohkem seoses suurema hulga liinide hooldustega kui eelnevatel talveperioodidel. Hooldused toimusid nii Eesti, Läti kui ka Venemaa elektrisüsteemides ning nende põhjuseks oli vajadus kavandada osa töid talveperioodile, et vähendada Eesti-Läti vaheliste ülekandevõimsuste piiranguid suveperioodil.

Joonis 21.
Kogu läbilaskevõimsus ja füüsiline võimsusvoog Eesti-Vene-Läti ristlõikel



3.3.1 Elektrisüsteemi juhtimine reaajas

Eesti elektrisüsteemi talitluse kavandamist ja elektrisüsteemi juhtimist reaajas korraldab Eleringi juhtimiskeskus. Juhtimiskeskus korraldab ka Eesti elektrisüsteemi bilansi planeerimist ja reaajas juhtimist. Erinevalt teistest naaberelektrisüsteemidest vastutab Eleringi juhtimiskeskus ka pinge juhtimise eest 6, 10, 15, 20, 35 kV-s võrgus, seoses asjaoluga, et enamik trafodest ülempingega 110 kV kuuluvad Eleringile. Sellest tulenevalt on Eesti elektrisüsteemi juhtimiskeskuse juhitud elektrivõrk suurem kui näiteks naabersüsteemi Läti oma.

Alates 1999. aastast on Eleringi juhtimiskeskuse kasutada kõrgtehnoloogiline USA päritolu juhtimisüsteem SCADA GE XA-21. Juhtimissüsteemi peamine ülesanne on võtta Eleringile kuuluvatest alajaamadest vastu elektrisüsteemi seireks ja juhtimiseks vajalik info, seda töödelda ning tagada dispetšeri poolt antud juhtimiskorralduste täitmine. Süsteem võimaldab reaajas toimivat infovahetust juhtimiskeskuse ja suuremate elektrijaamade ja jaotusvõrkude vahel, aga samuti naaberelektrisüsteemide juhtimiskeskustega. Juhtimissüsteemi renoveerimistsüklil on ca 6-7 aastat, viimane renoveerimine teostati 2009. aastal. Eleringil on ka reservjuhtimiskeskus, millel on põhijuhtimiskeskusega sarnane funktsionaalsus.

Juhtimiskeskus teeb tihedat koostööd ENTSO-E süsteemi juhtimise komiteega (SOC) ja komitee juurde moodustatud Baltic regionaalse töögrupiga. Juhtimisalane koostöö Venemaa ja Valgevene põhivõrgu-ettevõtjatega on korraldatud 2001. aastal asutatud BRELL-i (lühend Valgevene, Vene, Eesti, Läti ja Leedu venekeelsete nimede esitähedest) koostööorganisatsiooni kaudu.

Eesti elektrisüsteemi talituse kavandamise ja reaajas juhtimise tase on tänase seisuga hea.

Abinõud varustuskindluse tagamiseks

Põhilised riskid Eesti elektrisüsteemi reaajas toimimisele on nn looduslikud riskid ehk torm, äike, jääde, vesi, äärmuslikud temperatuurid jne. Eriti ohtlik olukord on siis, kui ilmaolude tõttu on ületatud elektriseadmetele ettenähtud projekteerimismõõdud, nt tuule kiiruse ja välisõhu temperatuuri, jäite kihi paksuse osas. Teatud osa riske on seotud ka nn inimfaktoriga, näiteks ebaõiged töövõtted puude langesel elektriliinide kaitsetsoonis ja töötajate eksimused töödel elektriseadmetega. Tehniliste riskide poolt võib mainida võimalikke probleeme vanade ja ebatöökindlate seadmetega, elektriliinide mastide vigastusi jne. Välisriskid on seotud sageduse reguleerimise halva kvaliteediga, avariidega alajaamades ja elektrivõrkude väljaspool Eestit jne.

1984. aasta suvel toimus avarii, mis viis Läti, Leedu ja Valgevene elektrisüsteemide kustumiseni. Avarii sai alguse Valgevene ja Venemaa elektrisüsteemide ühendaval liinil ja täiendavalt raskendas olukorda rikkis avariitõrjeautomaat. Lisaks töötas riikidevaheline elektrivõrk väiksema töökindluse varuga kui tavaliselt, kuna vahetult enne avariid viidi remonti ka üks Eestit ja Lätit ühendavatest liinidest. Avarii tagajärjel kustusid mitmed elektrijaamad ja tarbijad olid mitu tundi toidetud.

25. augustil 2008. aastal lülitus Valgevenes avariiliselt tööst välja Lukomli elektrijaam võimsusega 2427 MW, mis kattis tollel hetkel ca 60 % Valgevene kogutarbimisest. Tänu Eesti, Läti ja Leedu abile (kokku käivitati üle 1000 MW reservvõimsusi) õnnestus avarii laienemist vältida, kuigi avarii likvideerimise käigus tuli Valgevenes piirata tarbimist ca 1100 MW ulatuses.

Eesti elektrisüsteemis tervikuna pole suuri avariijuhtumeid viimase 40 aasta jooksul esinenud. On küll olnud lokaalseid linnade ja regioonide kustumisi, kuid suuremad piirkondlikud avariid Eesti elektrisüsteemis on olnud seotud halbade ilmastikutingimustega (tormid) ja viimased neist leidsid aset novembris 1999, novembris 2001 ja jaanuaris 2005. On esinenud kohaliku tähtsusega tarbimise piiramisi seoses avariidega üksikutes alajaamades (Tartu, Lasnamäe, Metsakombinaadi jt).

Süsteemi taaspingestamine

Reaalne oht Eesti elektrisüsteemi toimimisele on tugevate Ida-Lääne suunaliste liinide väljalülitumine. Arvestatavaks riskiteguriks on ka võimalikud avariid seoses sageduse sügava langusega Venemaa ühendatud elektrisüsteemis, mille tulemusena võib ka Eesti elektrisüsteem kustuda. Juhuks, kui toimub Eesti elektrisüsteemi täielik kustumine, on Eleringi juhtimiskeskuse poolt välja töötatud vastav taastamiskava. Selle kava alusel on elektrisüsteemi pingestamiseks ja taaskäivitamiseks ette nähtud järgmised võimalused:

- kasutada EstLink 1 nn. *blackstart* funktsiooni, mille käigus saab Eesti elektrisüsteemi taaspingestada, selle võimaliku kustumise korral (seda funktsiooni on mitu korda edukalt katsetatud);
- pingestada Eesti elektrisüsteem Eestit naaberelektrisüsteemidega ühendavate riikidevaheliste liinide kaudu;
- kasutada Eesti elektrisüsteemi pingestamiseks Eesti suuremate elektrijaamade omatarbele (kohalikule koormusele) eraldunud tootmisseedmeid;
- Lähitulevikus saab Eesti elektrisüsteemi töö taastamiseks kasutada ka Eleringi ehitatavat Kiisa avariireservelektrijaama, millel on elektrisüsteemi „nullist taastamise võimekus“.

Sageduse reguleerimine iseseisvale tööle eraldumisel

Kui Eesti elektrisüsteem on eraldunud teistest sünkroonselt töötavatest elektrisüsteemidest iseseisvale tööle, siis sageduse täpseks reguleerimiseks saab kasutada uusi ja moderniseeritud plokk-soojuselektrijaamades. Ka tuuleelektrijaamad võivad osaleda sageduse reguleerimisel. Tõhus vahend sageduse reguleerimiseks on ka EstLink 1 AFC (*automatic frequency control*) ehk sageduse reguleerimise funktsioon.

Tarbimise piiramine

Kui mitmete asjaolude kokkulangemisel tekib ikkagi võrgu läbilaskevõime piirang, siis korraldab Elering jaotusvõrkude ja suurklientide tarbimise piiramise vastavalt eelnevalt väljatöötatud piiramiskavale.

Avariitõrjeautomaatika

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

- Eesti elektrisüsteemi automaatne eraldumine iseseisvale tööle sageduse sügaval langemisel;
- asünkroonkäigu automaatika (lülitab välja võrguelemendi võnkumiste tekkimise ohu korral elektrisüsteemis või kui võnkumised juba tekkisid);
- koormuse vähendamise automaatika (lülitab välja kohaliku koormuse võrguelemendi lubamatu ülekoormuse korral);
- pinge järgi koormuse vähendamise automaatika (adaptiivne; lülitab kohaliku koormuse välja, kui pinge alaneb, ja lülitab automaatselt sisse pinge taastumisel);
- sageduse järgi koormuse vähendamise automaatika (adaptiivne; lülitab kohaliku koormuse välja, kui pinge alaneb ja automaatselt sisse pinge taastumisel);
- võrguseadmete automaatne sisse-/väljalülitamine pinge järsul vähenemisel/tõusul;
- tootmisseedmete automaatne väljalülitamine sageduse järsul vähenemisel/tõusul.

Muud abinõud

Et kontrollida Eesti elektrisüsteemi iseseisva talitlemise võimekust, on alates 1993. aastast perioodiliselt iga 2–3 aasta tagant teostatud Eesti elektrisüsteemi eralduskatsetusi, kus Eesti elektrisüsteem eraldatakse tehniliselt mõneks ajaks Venemaa ja Läti elektrisüsteemist. Eralduskatsetuste põhieesmärk on kontrollida Eesti elektrisüsteemis töötavate elektrijaamade ja EstLink 1 sageduse reguleerimise täpsust. Viimane Eesti elektrisüsteemi eralduskatse toimus 2009. a aprillis ja kestis ca 1,5 tundi.

Avariireservvõimsused

Alates 2013. aasta esimesest poolest hakkab Elering vastavalt BRELL-i ühendsüsteemis sõlmitud lepingutele hoidma nõutavat garanteeritud avariireservvõimsust (100 MW) Kiisa avariireservelektrijaamas. Peale Eesti ja Soome vahelise teise alalisvooluühenduse EstLink 2 valmimist peab Elering hoidma garanteeritud avariireservvõimsust 250 MW ulatuses. Kiisa avariireservelektrijaama võimsus elektribörsil osalema ei hakka ehk siis Kiisa avariireservelektrijaama võimsus jääb ainult elektrisüsteemihaldurile ning seda hakatakse kasutama ainult tootmis- või võrguseadmete avariide korral, kui on vaja kompensida elektrisüsteemis tekkinud võimsuse puudujääki.

3.3.2 Võrgu talitluskindlus

Võrreldes kahe eelneva aastaga on Eleringi võrgu talitluskindlus paranenud, kuid 2012. aastal oli see siiski kehvem kui seni parimaks osutunud 2009. aasta. Talitluskindluse kaks põhilist näitajat on väljalülitumiste arv ja klientidele andmata energia. Väljalülitumistest suurem osa toimub suvekuudel ja on põhjustatud liiniisolaatoritel tekkivast toonekurgede reostusest. Enamasti on sellised väljalülitumised mööduva lühisega (s.t. automaatika lülitab liini koheselt tööse tagasi ja klientidele sellistel juhtudel

toitekatkestust ei teki), kuid nende tulemusel tekib hetkeline pingelohk. Andmata energia tekib klientidele aga siis, kui mõni võrguelement lülitub püsivalt välja ning reservtoite võimalus sel hetkel puudub. Praktika on näidanud, et kõige ulatuslikumalt tekib selliseid katkestusi suurte tormide ajal ja põhjuseks on enamasti liinide langenud puud. Ehkki Eleringi liinide trassid tervikuna on suhteliselt heas seisus, leidub siiski ka üsna palju kohti, kus need vajavad laiendamist.

Väljalülitumised ja andmata jäänud energia

Eleringi võrgus aastatel 2003–2012 tekkinud seadmete väljalülitumised ning seejuures tarbijale katkestusi põhjustanud väljalülitumised ning sellega ka andmata jäänud energiakogused on toodud järgnevatel tabelites.

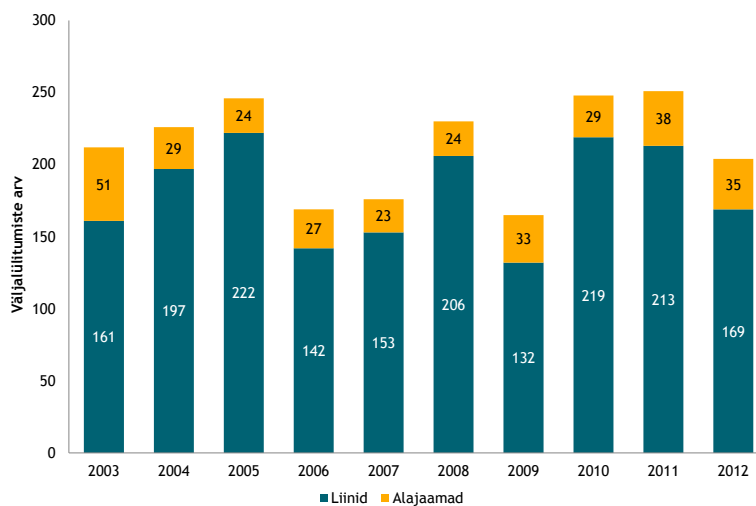
Tabel 6.
Ülekandevõrgu seadmete väljalülitumised aastatel 2003-2012

Töökindluse näitaja	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Väljalülitumised	212	226	246	169	176	230	165	248	251	204
S.h. liinid	161	197	222	142	153	206	132	219	213	169
S.h. alajaamad	51	29	24	27	23	24	33	29	38	35
Katkestusega väljalülitumised	41	23	40	24	24	29	20	27	32	24

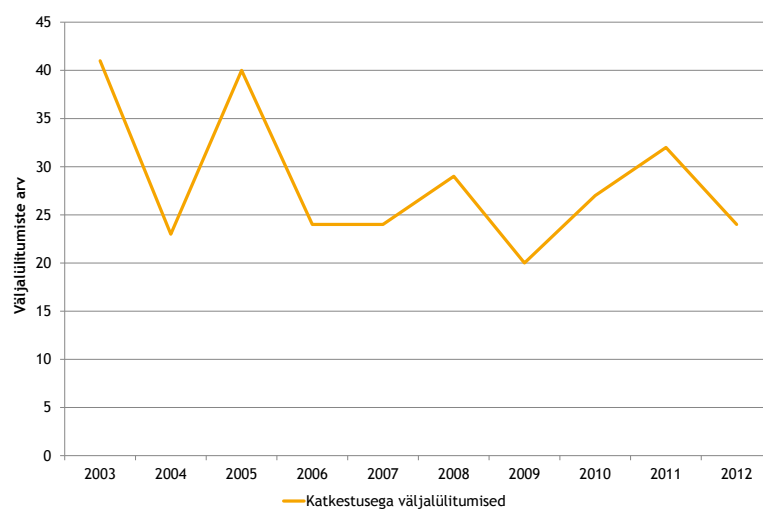
Tabel 7.
Ülekandevõrgu andmata energia aastatel 2003-2012

Töökindluse näitaja	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Andmata energia (MWh)	208	58	679	105	71	64	53	208	787	149

Joonis 22. Väljalülitumiste arv 2003-2012



Joonis 23. Katkestustega väljalülitumiste arv 2003-2012



Suuremad avariid Eleringi võrgus

Avariide osas oli 2012. aasta Eleringile üldiselt kergem kui sellele eelnev aasta. Juhtumeid, millega kaasneb mõne suure seadme või rajatise häving, 2012. aastal ei esinenud, kuid toimusid mõned rikkelised toitekatkestused, millest olulisematena võiks nimetada järgmisi:

- 15.02.2012 kell 17.07 lülitus avariiliselt välja Otepää alajaama jõutrafo C2T. Kuna samaaegselt oli remondis Otepää linna toitev Elektrilevi 35 kV liin, siis tekkis Otepää tarbijatele 1,5 tunnine katkestus, kuni trafo C2T uuesti töösse viidi. Aasta jooksul tekkis sama trafoga korduvalt tehnilisi probleeme, kuni see lõpuks otsustati välja vahetada. Otepää tarbijatele rohkem toitekatkestusi ei esinenud.
- 14.12.2012 kell 20.44 lülitus välja liin 106B/D (Kilingi-Nõmme-Kabli-Sindi), mille põhjuseks oli optilise piksekaitsetrossi katkemine. Samaaegselt oli uue liini ehituse tõttu tööst väljas teine Kilingi-Nõmme toitev liin L106A. Kabli tarbijad jäid toiteta 1 tunniks, Kilingi-Nõmme tarbijad aga enam kui 7 tunniks.

Programm "Liinid puuvabaks"

Võrgu talitluskindluse tõstmiseks on Elering välja töötanud programmi, et vähendada riske, mis on seotud liinikoridorides kasvavate puude, lindude tegevusega ning juhtmete vananemisest tuleneva plastilise deformatsiooniga. Kasutusele võetavad abinõud peavad aitama vähendada andmata jäänud energiat ning väljalülitumiste arvu Eleringi võrgus.

Nimetatud abinõud koosnevad liinikoridoride laiendamisest, isolaatorkettide vahetamisest, linnutõkete paigaldamisest ning juhtmete ja mastide vahetamisest. Statistika näitab, et aastatel 2003-2012 on Eleringi poolt summaarne andmata energia olnud ligikaudu 2,3 GWh, millest 1,3 GWh on põhjustatud puude langemisest või langetamisest õhuliinidele. See moodustab ligi 60% kogu andmata energiast. Samas puudest põhjustatud andmata energia võib aastate lõikes kõikuda väga suurelt, hüppeliselt suureneb see suurte tormidega.

Ainus viis õhuliinid tormikindlaks saada on nende trasside kaitsevööndid kõikidest ohtlikest puudest vabastada. Hinnanguliselt on hetkeseisuga liinide kaitsevööndites raiumata 1 800 hektarit metsa.

Plaan on käesolevast aastast suurendada raiemahte 250 hektarini aastas, millega vähendame viie aastaga raiumata metsa pindala kogu liinide kaitsevööndite suhtes 8%-lt 2,5%-ni (mis võrdub hinnanguliselt 550 hektariga).

Isolaatorkettide vahetust ja linnutõkete paigaldust teostatakse ainult 110 kV liinidel ja nende tegevustega on plaan vähendada võrgus väljalülitumiste arvu. Senine praktika on näidanud, et isolaatorkettide vahetamine ja linnutõkete paigaldamine konkreetsetel liinidel on aidanud väljalülitumisi vähendada.

Nimetatud tegevustega planeerime viie aastaga vähendada keskmist väljalülitumiste arvu võrgus aastas praeguselt 200-250-lt 130-150-ni (vähenemine ligikaudu 40%) ning andmata energiat keskmiselt 230 MWh-lt kuni 130 MWh-ni aastas (vähenemine 45 %).

Lisaks esineb õhuliini juhtmetel pikaajaline vananemisest tingitud deformatsioon. Samas toimub suvel palava ilmaga ja ka suurte koormustega juhtme pikenemine temperatuuri tõusu mõjul (joonpaisumine). Nii ongi enamasti talvel juhtmed rohkem pingul ja õhkvahemikud ehk gabariidid suuremad ning suvel ripped suured ja juhtmed rohkem maad ligi. Kuivõrd varasemalt ehitati ja projekteeriti liinid kandmaks suuremat koormust just talvisel ajal, on riikidevahelise vabaturu tingimustes ilmnenud probleeme ka suviti, mil liinikoormused on suurenenud. Programmi osaks on ka õhuliinide gabariitide mõõdistamise ja vajadusel korrastamine.

Kuivõrd varasemalt ehitati ja projekteeriti liinid kandmaks suuremat koormust just talvisel ajal, on riikidevahelise vabaturu tingimustes ilmnenud probleeme ka suviti, mil liinikoormused on suurenenud. Seega on programmi osaks ka õhuliinide gabariitide mõõdistamise ja vajadusel ka korrastamine.

4 Elektriturg

4.1	Euroopa ühtse elektrituru mudel.....	49
4.1.1	Regulatsioon kolmandate riikide piiril.....	50
4.2	Elektriturg 2012 aastal.....	50
4.3	Elektrisüsteemi bilanss 2012. aastal.....	52
4.3.1	Taastuenergia.....	54
4.4	Elektribilanss Läänemere regioonis 2012. aastal.....	56

- ***Põhjamaade elektribörsi Nord Pool Spot Läti hinnapiirkonna käivitamine selle aasta 3. juunist viib lõpule Põhja- ja Baltimaade liitmise ühtseks turupiirkonnaks.***
- ***Euroopas käib arutelu ühtse turumudeli edasiarendamise üle, mis tagaks ilma subsideerimiseta nii taastuenergia eesmärkide täitmise kui ka kõrge varustuskindluse. Muu hulgas on kaalumisel võimsusturu käivitamine, mis on üheks võimaluseks tagada igal ajahetkel elektribilansi hoidmiseks vajalike elektrijaamade olemasolu.***
- ***Regionaalse elektrituru stabiilseks toimimiseks on vajalik luua kolmandate riikide piirile läbipaistev kauplemissüsteem. Balti riikide süsteemihaldurite ettepanek on moodustada Soome ja Balti riikide piirile kolmandate riikidega üks virtuaalne hinnapiirkond.***

4.1 EUROOPA ÜHTSE ELEKTRITURU MUDEL

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

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

Tol 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, laiemale 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 püüdmisega elektrijaamad (CCS), tuumaenergia – iseloomustavad suured investeeringukulud. Soojusenergiajaamade (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 ning teisalt on süsteemis fossiilsetel kütustel elektrijaamad, millele toodang on kallid, kuid mis on vajalikud, kui tuul ei puhu ja päike ei paista. Tulemusena on seega olukord, kus turupõhiselt ei ole fossiilkütustel elektrijaamade töökorras hoidmine majanduslikult tasuv, samas on aga vajalikud süsteemi varustuskindluse tagamisel.

Samuti on erinevates süsteemides hakatud rääkima tsoonipõhisele mudelile lisaks sõlmepõhise elektrienergia hinna arvutamist, 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 erinevad võimalusi turumehhanismide arendamisel. Tulemusena peab väljapakutud turudisain:

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

Esialgselt on plaanis kontseptuaalne raport tehtud analüüsist koostada selle aasta sügiseks ning edasi otsustatakse, kas teemaga on vaja põhjalikumalt edasi töötada.

4.1.1 Regulatsioon kolmandate riikide piiril

Järjest tähtsamale kohale, seda eelkõige Läänemere regioonis, on paigutatud režiimid ja reeglid, mis tagaksid ja arendaksid energiavahetust Euroopa Liidu ja kolmandate riikide vahel.

Balti riikide poolt on antud Euroopa Komisjonile mandaat, mille põhjal alustati läbirääkimisi praegu kehtiva tehnilise koostöölepingu (EURUBY) laiemapinnalisemaks kasutamiseks. Lepingu läbirääkimiste käik on olnud vaevaline, seda põhjusel, et Venemaa ja Euroopa Liidu liikmesriikide, eelkõige Eesti, Läti, Leedu ootused on erinevad. Kui Euroopa Liit näeb lepingut eelkõige kui vaheetappi, mis võimaldab Balti riikidel Venemaa sünkroonalast väljuda, siis Venemaa eesmärk on lepingu sõlmimisel siduda Balti riigid veel tugevamalt sünkroonallas.

Läbirääkimised jätkuvad ja mõlemad osapooled on väljendanud lootust, et lepingu põhimõtete osas saadakse kokkuleppele 2014. aasta alguseks. Seda loomulikult juhul, kui leitakse koostöövorm, mis on aktsepteeritav mõlemale osapooltele.

Kolmandate riikide piiril kehtivate kaubandusreeglite osas muudatusi eelmisel aastal ei toimunud. Selles valdkonnas on tähtis edasi liikuda ühiste põhimõtete väljatöötamisega regionaalsel tasandil. Balti riikide süsteemihaldurite poolt on välja pakutud ühise virtuaalse hinnapiirkonna loomist kolmandate riikide piirile, kus oma pakkumisi saavad esitada kolmandate riikide turuosalised. Ülekandevõimsused arvutatakse ja jaotatakse erinevate süsteemide vahel vastavalt elektrienergia füüsilistele voogudele, mis baseeruvad süsteemide prognoositud töörežiimidel. Sealjuures võetakse arvesse kõik tekkida võivad pudelikaelad süsteemide vahel, eelkõige Eesti-Läti piiril.

Et pakutud virtuaalsele hinnapiirkonnale üle minna vajame aega vajalike tehniliste muudatuste teostamiseks, samuti on vajalik NPSi kaasatus, et tagada põhimõtete tehniline lahendus.

Alates 3. juunist, kui NPS avab hinnapiirkonna Lätis, antakse kogu süsteemidevaheline ülekandevõimsus jaotamiseks NPS-ile, jaotus toimub kaudse oksjoni, ehk *implicit* oksjoni teel, mis tagab energia liikumise igal kauplemisperioodil madalama hinnaga piirkonnast kõrgema hinnaga piirkonda. Kolmandate riikide piiril on alates juunist kokku lepitud, et kogu Balti regiooni sisenev elektrienergia liigub läbi Leedu - Valgevene piirile loodud pakkumispäikonna, kus jaotust haldab samuti NPS. Eesti ja Venemaa, samuti Läti ja Venemaa vahel kauplemist ei toimu. Metoodika, mille alusel ühtne summaarne ülekandevõimsus arvutatakse, järgib eelnevalt mainitud füüsilisi energiavooge.

4.2 ELEKTRITURG 2012 AASTAL

Tabel 8.
Eesti elektrituru näitajad
2012. ja 2011. aastal

NPS Eesti 2012	2012	2011
Börsilt ostetud elektri osakaal siseriiklikust tarbimisest	37,6%	33,2%
Vabatarbijaid	213	201
NPS Eesti ja NPS ELE hinnapiirkonnast ostetud elektrienergia kogus	6,0 TWh	4,6 TWh
Eesti turuosaliste poolt ostetud elektrienergia kogus	3,0 TWh	2,6 TWh
NPS Eesti ja NPS ELE hinnapiirkonnas müüdüd elektrienergia kogus	4,9 TWh	5,8 TWh
Eesti turuosaliste poolt ostetud elektrienergia kogus	4,1 TWh	5,3 TWh
Ülekoormustulu EstLink 1 merekaabli omanikele	12,94 MEUR	19,58 MEUR
Ülekoormustulu NPS Eesti ja NPS ELE hinnapiirkondade vaheliselt energiaoksjonilt *	6,52 MEUR	-
Ülekoormustulu Eesti-Läti piiril korraldatavalt võimsusoksjonilt *	1,54 MEUR	0,4 MEUR

* jaotatakse Eleringi ja Läti süsteemihalduri AST vahel

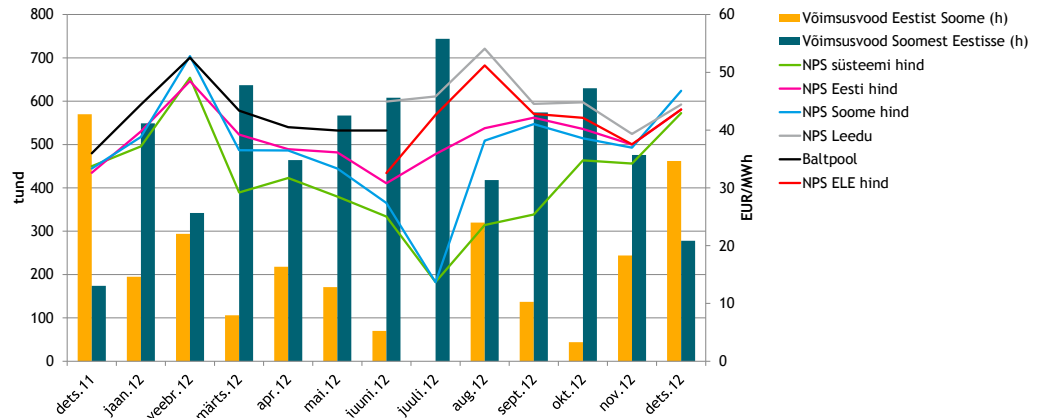
NPS Eesti hinnapiirkonna keskmine hind alanes mullu 9,6 protsenti 39,20 euron, kuid jäi vastupidiselt 2011. aastale süsteemihinnast ja ka Soome hinnast kõrgemaks. Kui vaadata erinevate hinnapiirkondade hindu, siis läbi aasta olid hindu enim mõjutanud teguriteks hüdroreservuaaride kõrge täituvus Põhjamaades, ülekandevõimsuste puudujääk Soome ja Rootsi vahel, Läti ja Leedu suur nõudlus Eesti hinnapiirkonnast ning samuti NPS ELE hinnapiirkonna loomine Eesti-Läti piiril, mille avamine tõi esile Läti ja Leedu varasema mõju Eesti hinnale. Samuti mõjutasid hinda pudelikaelad Eesti ja Soome vahel (suvisel ajal ka Eesti-Läti piiril) ning hüdroenergia ülejääk Lätis aasta lõpus.

Tabel 9.
2012. aasta NPS hindade
võrdlus

2012 (EUR/MWh)	Keskmine hind	Max päeva hind	Min päeva hind	2011 keskmine hind
NPS süsteem	31,20	96,15	7,85	47,15
NPS Eesti	39,20	76,49	22,50	43,37
NPS Soome	36,64	101,26	7,38	49,44
NPS ELE*	42,63	84,94	25,20	-
NPS Leedu*	45,50	123,38	16,62	-
Baltpool*	43,74	72,11	18,15	45,26

* NPS ELE ja Leedu hinnapiirkonnad avati 18. juunil 2012 ning samaaegselt lõpetas tegevuse Baltpooli hinnapiirkond.

Joonis 24.
Keskmine NPS süsteemi,
Eesti ja Soome hind vs
energiaaad Eesti ja
Soome vahel

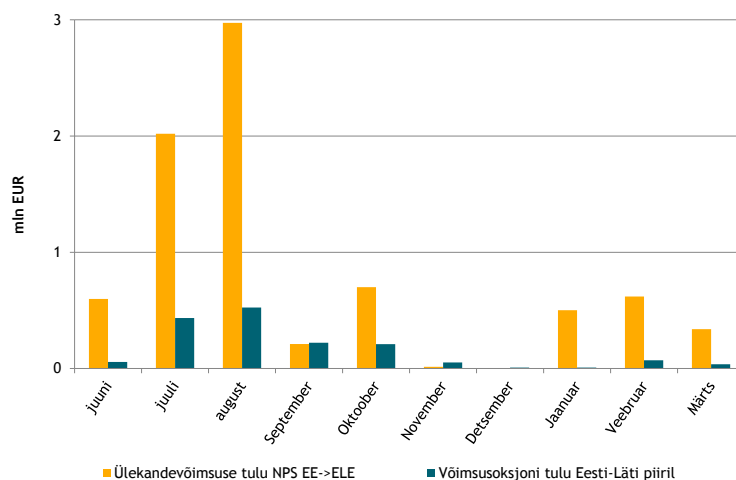


2012. aasta 18. juunil avati Eesti-Läti piiril NPS ELE hinnapiirkond, kus saavad kaubelda Läti ja Leedu turuosalised, kelle käsutuses on 80% turule antud ülekandevõimsusest. Eesti ja Läti põhivõrguettevõtjad teenisid NPS ELE piirkonna käivitamisest kuni eelmise aasta lõpuni ülekandevõimsuse mittepiisavuse ehk hinnaerinevuste tõttu ülekoormustulu kokku 6,5 miljonit eurot. See summa jaguneb võrdselt mõlema süsteemi põhivõrguettevõtjate vahel.

Ülejäänud 20% Eesti-Läti piiri ülekandevõimsusest jaotatakse võimsusoksjonil, kus võimsuste müügist kogutud tulu on mõeldud edasisteks investeeringuteks põhivõrguettevõtjate poolt, et vähendada ülekandevõimsuste puudujääki samas piirkonnas või katta vastukaubandusest tekkinud kulutusi.

Eelmisel aastal laekus võimsusoksjoni tuluna kokku 1,54 miljonit eurot, võrreldes 0,4 miljoni euroga aasta varem. Kõrgeim hind, mida turuosalistel tuli suunal Eestist Läti ülekandevõimsuse eest ühes tunnis tasuda, oli juuli kolmandal nädalal makstud 5,88 EUR/MW kohta.

Joonis 25.
Ülekandevõimsuse ja
võimsusoksjoni tulu NPS
Eesti ja NPS ELE vahel
2012. aastal



NPS ELE hinnapiirkonna käivitamise kõrval oli oluliseks sündmuseks füüsilise elektriga kauplemise riskide maandamiseks mõeldud finantsinstrumendi CfD (*Contract for Difference*) turu käivitamine Eestis 2012. aasta novembris NASDAQ OMX-i poolt. See peaks lisama kindlust turuosalistele, kes saavad võimaluse elektrienergia hinnaliikumistega seotud riskide maandamiseks.

4.3 ELEKTRISÜSTEEMI BILANSS 2012. AASTAL

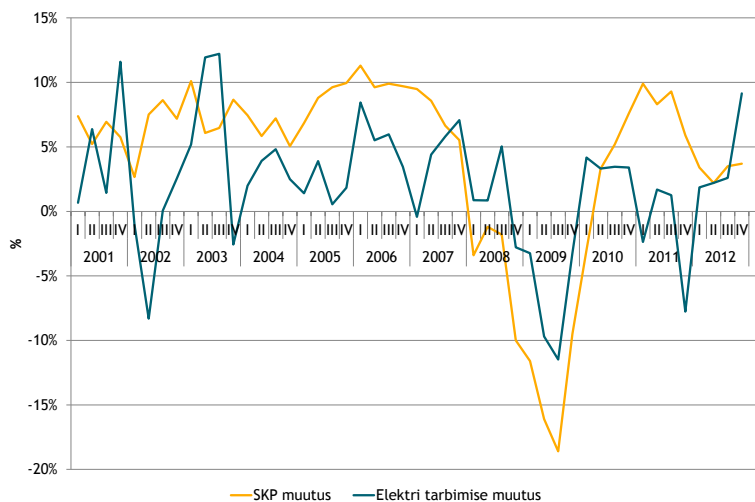
2012. aastal moodustas Eestis elektri tarbimine koos võrgukadudega kokku 8,1 TWh, mis oli 4% suurem võrreldes eelmise aastaga. Kalendrikuude lõikes suurenes tarbimine enim detsembris (16%), veebruaris (8%) ning oktoobris (7%). Elektri tarbimise kasvu peamiseks põhjusteks võib pidada SKP tõusu, mis suurenes 2012. aasta kokkuvõttes 3% võrra. Samuti oli talveperioodi keskmine õhutemperatuur eelmise aasta sama perioodiga võrreldes kahe kraadi võrra jahedam ning lisaks soosisid tarbimise kasvu ka soodsamad hinnad elektriturul.

Tabel 10.
Eesti elektrisüsteemi
bilanss

EES elektribilanss, GWh	2011	2012	Muutus %
Võrku sisenenud elekter kokku	12887	13044	1%
Sisemaine tootmine	11388	10459	-8%
Sh taastuvenergia	1159	1367	18%
- tuuleenergia	365	448	23%
- hüdroenergia	31	39	27%
- biomass, biogaas	764	880	15%
Välisliinidelt import	1499	2585	72%
sh füüsiline import	8	32	285%
sh füüsiline transiit	1491	2553	71%
Võrku läbinud elekter kokku	12887	13044	1%
Sisemaine tarbimine võrgukadudega	7825	8139	4%
Välisliinidele eksport	5062	4905	-3%
sh füüsiline eksport	3571	2352	-34%
sh füüsiline transiit	1491	2553	71%
Bilanss	3563	2320	-35%

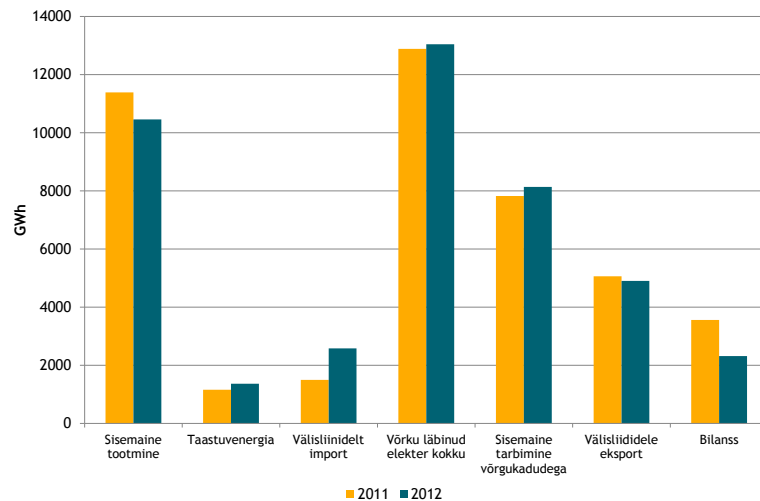
Tabelis 10 esitatud sisemaine tootmine moodustub elektrijaamade võrku antud elektri netootmisest, mille kohta on andmed Eleringile edastanud võrguettevõtjad ja otseliini valdajad. Eleringi poolt koostatud Eesti elektrisüsteemi elektribilanss ei sisalda elektrivõrku mitte läbinud elektrijaamade omatarvet. Sisemaine tarbimine sisaldab ka võrguettevõtjate võrgukadusid.

Joonis 26.
SKP ja elektri tarbimise
muutuse võrdlused



2012. aastal langes Eestis elektri tootmine 8% moodustades kokku 10,5 TWh. Elektri tootmise languse peamiseks põhjuseks oli soodsama elektrienergia impordivõimalus, mille tingis Põhjamaades ja Lätis toodetud soodsa hinnaga hüdroenergia kõrge tase. Taastuvenergiast toodetud elektrienergia kogus suurenes 2012. aastal 18%, sealjuures enim kasvasid tuuleenergiast ja hüdroenergiast toodetud kogused, seda vastavalt 23% ja 27%. Samuti suurenes biomassist toodetud elektrienergia osakaal, mille kogused olid alates 2012. aasta septembrikuust märgatavalt kahanenud seoses sama aasta augusti keskpaigas Eesti Energia poolt vastuvõetud otsusega lõpetada Narva Elektrijaamades biomassi kasutamine kuni ei ole selge kas ning milline biomassist elektrienergia aastatoodangu piirang hakkab neile kehtima. 2012. aastal toodeti Eesti elektrisüsteemis elektrienergiat sisemisest tarbimisest 29% rohkem, andes Eesti elektrisüsteemi netoeksportsiks 2,3 TWh.

Joonis 27.
Elektrisüsteemi
elektribilanss



Tabelis 11 toodud välisliinide eksport ja import sisaldab füüsilisi elektrivoogusid Läti, Venemaa ja Soome elektrisüsteemide ühendusliinidel. Füüsiline transiit moodustub Eesti elektrisüsteemi läbivast piiriüleltselt siseneva ja väljuva elektrivoo väiksema väärtuse võrdlusest. Füüsiline eksport ja import tuleneb sellest, kas genereerimine oli 2012. aastal süsteemis tarbimisest suurem või väiksem.

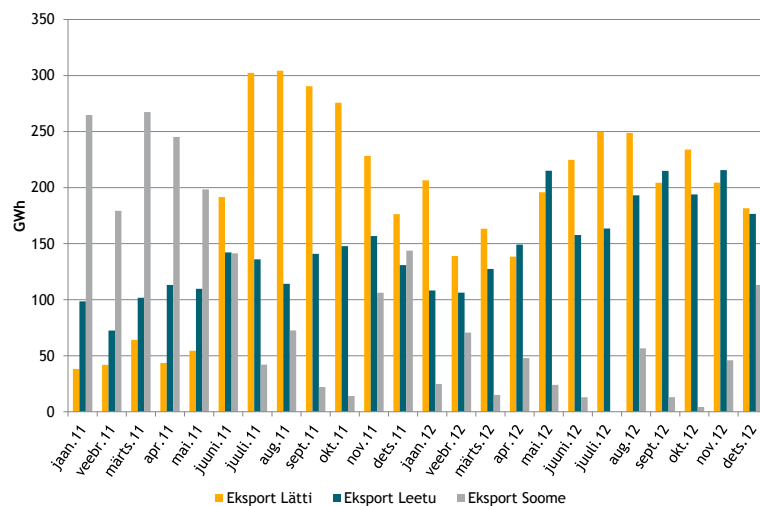
Kuna Eesti elektrisüsteem on Läti ja Venemaa liinidega ühendatud ühendelektrisüsteemiga BRELL (Valgevene, Venemaa, Eesti, Läti, Leedu), ei kajasta Läti ja Venemaa liinidelt eraldi mõõdetud elektrienergia kogused riikidevahelist piiriülelts elektrikaubandust, vaid elektrikaubandusbilanss koostatakse piiriülelts määratud tarnete alusel. Piiriülelts elektrikaubandusbilanss määratud tarnete alusel kujunes allolevaks:

Tabel 11
Piiriülelts
elektrikaubandus

Piiriülelts elektrikaubandusbilanss, GWh	2011	2012	Muutus %
Eksport kokku	5173	4841	-6%
sh Eesti-Läti	2011	2391	19%
sh Eesti-Leedu	1464	2022	38%
sh Eesti-Soome	1697	428	-75%
sh eksport läbi elektribörsi	3770	3547	-6%
sh eksport kahepoolsete lepingutega	1403	1294	-8%
Import kokku	1627	2653	63%
sh Läti-Eesti	752	496	-34%
sh Leedu-Eesti	374	545	46%
sh Soome-Eesti	501	1611	222%
sh import läbi elektribörsi	1053	2392	127%
sh import kahepoolsete lepingutega	574	261	-55%
Bilanss	3545	2189	-38%

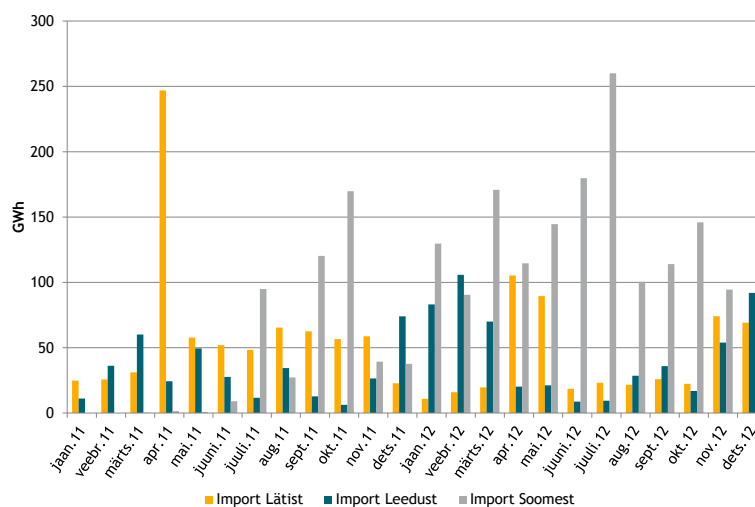
2012. aastal moodustas elektrikaubanduse kogueksportidst eksport Lätti 49%, eksport Leetu 42% ning eksport Soome 9%. 2011. aastal olid need osakaalud vastavalt 39%, 28% ning 33% ehk enim kahanes aastaga Soome ekspordi osakaal, kuid kasvas eksport Leetu ja Lätti.

Joonis 28.
Elektrikaubanduse
ekspordi jagunemine
2011-2012



2012. aasta elektrikaubanduse koguimpordist moodustas import Soomest 61%, import Leedust 20% ja import Lätist 19%. 2011. aastal imporditi Soomest 31%, Leedust 23% ja Lätist 46%. Piiriülene elektrikaubandus saldeerituna aasta kokkuvõttes näitab ekspordi trendi Lätti ja Leetu ning elektrienergia importi Soomest.

Joonis 29.
Elektrikaubanduse
impordi jagunemine
2011-2012

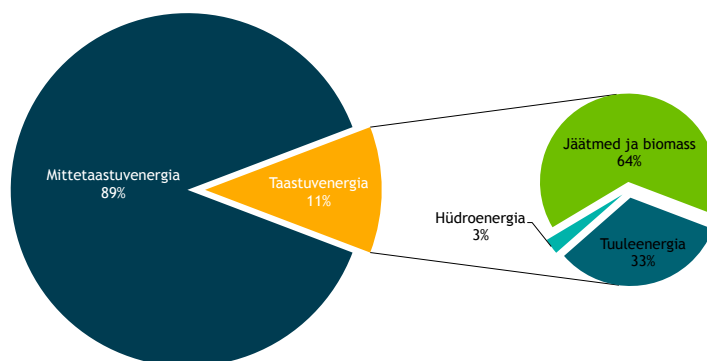


4.3.1 Taastuvenergia

Taastuvenergia toodang moodustas 2012. aastal Eestis elektrienergia tarbimisest koos võrgukadudega (8,1 TWh) 14,9%, mis on kahe protsendi võrra enam võrreldes 2011. aastaga. 2013. aastaks on Riigikogus menetletava elektrituruseaduse muudatuse seletuskirjas toodud taastuvenergia osakaalu eesmärgiks sisemaisest tarbimisest 11,3%. Eleringile tootjate poolt esitatud toetatava taastuvenergia mahtude prognoosi alusel kujuneks vastavaks tasemeks 12,6%, arvestamata Narva elektrijaamades biomassist elektrienergia tootmist. Aastaks 2020 peaks toodetav taastuvelektri kogus prognoosi kohaselt olema 2000 GWh.

2012. aastal moodustas suurima osakaalu taastuvatest allikatest jäätmetest ja biomassist toodetud elekter. Eestis toodetud taastuvenergia maht oli 2012. aasta lõpu seisuga 1367 GWh ning aastaga on toodang suurenenud 18%. Eelkõige on selle taga tuuleenergiast, kuid ka biomassist ja biogaasist elektri tootmise kasv. Taastuvenergiast toodetud elekter moodustus aasta kokkuvõttes 64% biomassist (sh ka jäätmetest), 33% tuuleenergiast ning 3% hüdroenergiast.

Joonis 30.
Taastuvenergia osakaal
kogu võrku antud
elektrienergiast ja selle
jaotus 2012. aastal



2012. aastal toodetud taastuvenergia eest sai toetust kokku 1167 GWh, mis tähendab toetatava taastuvenergia mahu kasvu 9% võrra ja samavõrra ka väljamakstud toetuste suurenemist 62,65 miljoni euroni. Toetust saavate energiakoguste seas suurenesid väljamaksed nii hüdroenergiale kui biomassile ja biogaasile, aga vähenesid makstud toetused tuuleenergiale. Hoolimata lisandunud tuuleparkidest, ei kaalunud uute toetusajaate toetuste maht üles tuuleenergia toetussummade üldist kahanemist. Toetatud tuuleenergia mahtude vähenemise taga võib olla asjaolu, et Pakri poolsaarel ja Virtsus läbi viidud mõõtmistulemuste järgi jäi 2012. aastal päeva keskmine tuulekiirus 2011. aastaga võrreldes väiksemaks.

Tõhusa koostootmise toetuse taotlusi esitati 2012. aastal võrreldes aasta varasema ajaga 11% vähem ehk kokku 4,2 miljoni euro eest. Toetatava elektrienergia kogus kahanes 147 GWh-ilt 132 GWh-ni.

Võib täheldada, et kuigi tootjad vähendasid tõhusas koostootmise režiimis tootmist, suurendasid nad biomassist taastuvenergia toetusele kvalifitseeruvat tootmist.

Tabel 12.
Taastuvenergia toetused
ja kogused numbrites

Taastuvenergia toetused, MEUR	2012	2011	Muutus, %	Toetatava taastuvenergia kogused, GWh	2012	2011	Muutus, %
Taastuvenergia toetused kokku	62,7	57,2	9%	Taastuvenergia toetused kokku	1 167	1 066	9%
- tuuleenergia	13,7	14,6	-7%	- tuuleenergia	254	272	-7%
- hüdroenergia	2,1	1,6	27%	- hüdroenergia	39	31	27%
- biomass	45,9	40,1	14%	- biomass	855	747	14%
- biogaas	1	0,9	15%	- biogaas	19	16	15%
- päikeseenergia	0,00001	-		- päikeseenergia	0,0003	-	
Tõhusa koostootmise toetused kokku	4,2	4,7	-11%	Tõhusa koostootmise toetused kokku	132	147	-11%
Toetused kokku MEUR	66,9	61,9	8%	Toetused kokku MEUR	1 298	1 213	7%

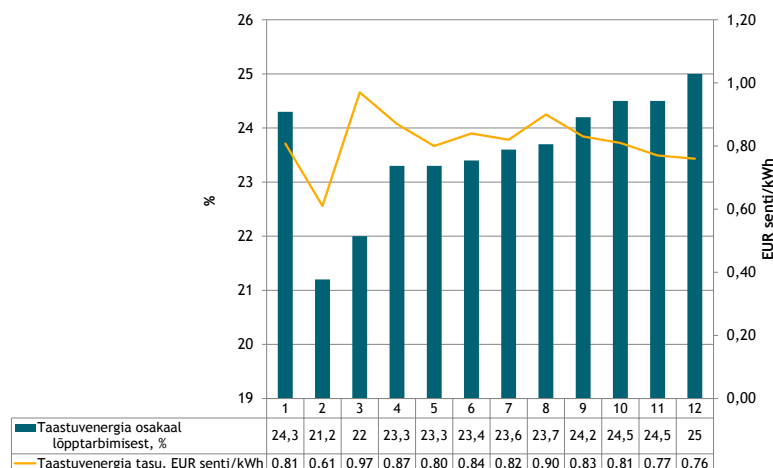
Perioodil 01.01.2012–31.12.2012 oli taastuvenergia tasu suuruseks 0,97 senti/kWh (1,16 senti/kWh koos käibemaksuga) ning prognoosi kohaselt jagunuks taastuvenergia toetuse summad järgmiselt: 35% tuulikute toetamiseks, 59% biomassist toodetud elektrienergia toetamiseks, 6% aga hüdroenergiast, prügist ja mustast leelisest toodetud elektrienergia toetusteks. Reaalselt kujunes biomassile makstud toetuste osakaal veidi suuremaks ning tuulikutele makstud toetuste osa mõnevõrra väiksemaks kui plaanitud, kuid summaarselt oli prognoos ligilähedane tegelikkusega, prognoositud väljamakseid ületati vaid 281 000 euroga, mis liideti järgmisel aastal väljamakstava toetuse summale.

Perioodiks 01.01.2013–31.12.2013 on taastuvenergia tasu suuruseks ilma käibemaksuta 0,87 senti/kWh (1,04 senti/kWh koos käibemaksuga) ning sellest hinnanguliselt 43% kulub tuulikute toetamiseks, 38% biomassist toodetud elektrienergia toetamiseks ning 19% hüdroenergiast, prügist ja biogaasist elektri tootmise ja väikeste biomassil töötavate elektrijaamade toetamiseks.

Majandus- ja kommunikatsiooniministeeriumi välja töötatud 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 seataks taastuvatest allikatest ning soojuse ja elektrienergia koostootmise režiimis toodetud elektrienergia toetusmeetmed vastavusse Euroopa Komisjoni kehtestatud riigiabi kriteeriumitega.

Eelnõu tarbeks tehtud prognooside kohaselt toob seaduse muutmine tarbijatele kaasa senisest madalama taastuvenergiatasu järgnevalt: 2014. aastal 0,84 senti/kWh, 2015. aastal 0,82 senti/kWh, 2016. aastal 0,90 senti/kWh, 2017. aastal 0,83 senti/kWh, 2018. aastal 0,81 senti/kWh, 2019. aastal 0,77 senti/kWh ja 2020. aastal 0,76 senti/kWh. Arvutuskäik põhineb eeldusel, et aastaks 2020 on saavutatud eesmärk kasutada lõpptarbimises 25% taastuvenergiast toodetud energiat, s.h 1919 GWh (17,6%) taastuvatest allikatest toodetud elektrienergiat.

Joonis 31.
Taastuvenergia tasude
jaotus/prognoos ja
taastuvenergia osakaal
lõpptarbimisest 2010.
kuni 2020. aastal

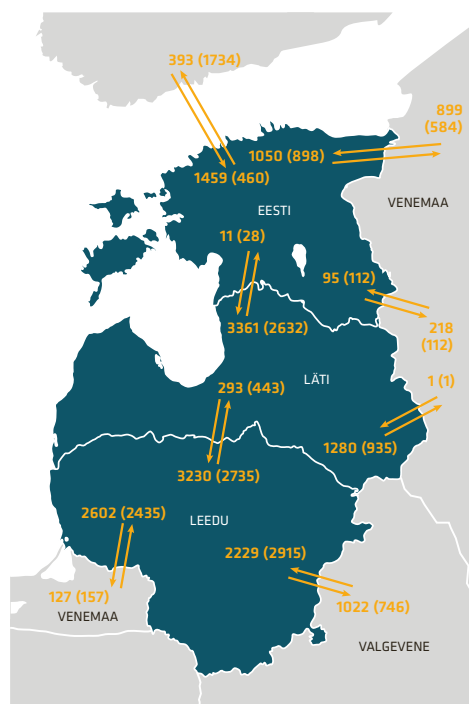


4.4 ELEKTRIBILANSS LÄÄNEMERE REGIOONIS 2012. AASTAL

Võrreldes eelmise aastaga kahanes 2012. aastal elektri tootmine Baltikumis kokku 5% võrra, moodustades aastaseks tootmiseks kokku 19,7 TWh. Lätis jäi elektri tootmine samale tasemele, Leedus kujunes elektritootmise languseks 1% ning Eestis vähenes elektri tootmine 8% võrra. Lätis toodeti 2012. aastal kokku 5,5 TWh ulatuses elektrienergiat ja seejuures tootis Lätis asuv Daugava hüdroelektrijaamade kaskaad 2012. aastal 28% rohkem elektrienergiat kui möödunud aastal. Läti elektritootmine võimaldas 2012. aastal katta ligi 77% Läti oma elektritarbimisest ning aasta kokkuvõttes kujunes 2012. aasta elektribilanss defitsiitseks 1,65 TWh ulatuses. Leedus toodeti 2012. aastal 3,7 TWh elektrienergiat, mis on 1% vähem kui aastatagusel perioodil. Leedu elektritootmine kattis vaid 36% Leedu siseriiklikust elektritarbimisest ning kokkuvõttes kujunes 2012. aasta elektribilanss 6,6 TWh ulatuses defitsiitseks. Leedus oli elektri tootmise vähenemine tingitud soodsamatest importvõimalustest kodumaise elektritootmise asemel.

Baltikumi aastane tarbimine kasvas 2012. aastal võrreldes mullusega ligi 2%, moodustades aastaseks tarbimiseks 25,6 TWh.

Joonis 32.
Füüsiliste elektrivoogude jagunemine BRELL-i elektrisüsteemis (GWh, sulgudes 2011. aasta andmed)



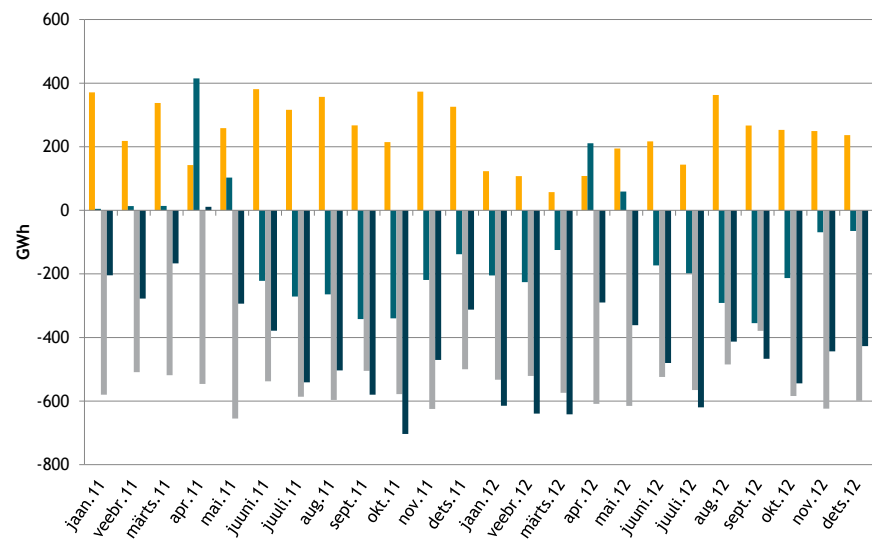
Baltikumi elektrienergia defitsiit oli 2012. aastal kokku 5,9 TWh, mis suurenes võrreldes eelneva aastaga 36%. 2012. aastal Baltikumis tootmisvõimsuste defitsiiti ei olnud. Summaarselt oli 2012. aastal Baltikum elektrijaamade installeeritud netovõimsuseks 9,2 GW, mis võimaldaks vajadusel katta kogu Baltikumi elektritarbimise.

2012. aastal kasvas Põhjamaades elektri tootmine võrreldes mullusega 7%, moodustades aastaseks tootmiseks 402,4 TWh. Riigiti suurenes Põhjamaades tootmine Norras 16% ja Rootsis 10%, kuid samas vähenes Soomes 4% ning Taanis 15%. Põhjamaade elektritootmise kasvu taga oli keskmisest kõrgem hüdroreservuaaride tase, mis suurenes võrreldes eelmise aastaga 20%.

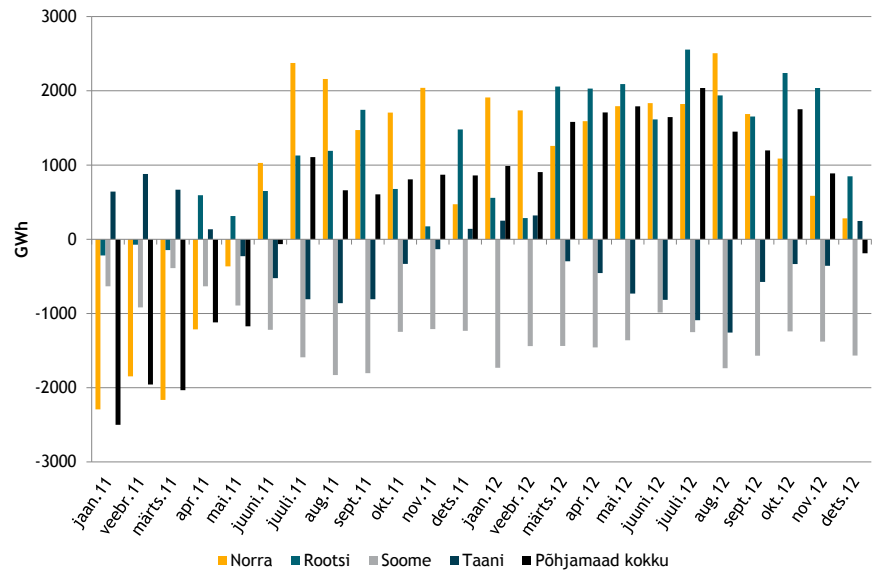
Sarnaselt tootmisele kasvas ka elektri tarbimine Põhjamaades, seda 2% ulatuses, moodustades aastaseks tarbimiseks 386,6 TWh. Suurima kasvuga oli Norra 4%, millele järgnesid Rootsi 2% ja Soome 1%. Tarbimise langus esines 2012. aasta kokkuvõttes ainsana Põhjamaadest Taanis, seda 3% ulatuses. Tarbimise kasvu Põhjamaades põhjustas 2012. aasta talveperioodi madalam keskmine õhutemperatuur, mis oli võrreldes 2011. aastaga kolme kraadi võrra jahedam.

Kokku eksporditi 2012. aastal Põhjamaadest elektrienergiat 15,8 TWh ulatuses. Põhjamaade elektri tootmise kasv soodustas ka elektrienergia importi – 2012. aastal imporditi Soomest Eestisse elektrienergiat enam kui kolm korda rohkem võrreldes aastataguse perioodiga. Siinjuures Soome enda elektribilanss oli aasta kokkuvõttes elektrienergiat importiv 17 TWh ulatuses.

Joonis 33.
Elektrisüsteemide bilansid
Baltikumis



Joonis 34.
Elektrisüsteemide bilansid
Põhjamaade



5 Eesti elektrivarustuskindlus aastani 2030

5	Eesti elektrivarustuskindlus aastani 2030	58
5.1	Elektrituru mudel Balmorel	59
5.2	Analüüsitavate stsenaariumite tulemused.....	60
5.3	Tundlikkusanalüüs varustuskindlusele	62
5.4	Elektritootmine koos välisühenduste kasutamise võimalusega aastani 2030	63

- *Eesti tarbija elektrivarustuskindlus on tootmis- ja ühendusvõimsuste koosmõju arvestades 2030. aastani tagatud.*
- *Baltikumi varustuskindluse jaoks on vaja aastal 2030 omada tootmisvõimsusi regiooni prognoositavast tiputarbimisest 80% ehk 5150 MW ulatuses. Praeguste teadmiste kohaselt on antud tasemest puudu 800 MW tootmisvõimsusi. Samas on alust eeldada, et need tootmisvõimsused ehitatakse, kas turupõhiselt või subsidiume kasutades.*

Eesti elektrivarustuskindluse analüüsimisel aastani 2030 on vaadeldud kaht Eesti energiasüsteemi arengustsenaariumit. Stsenaariumid on nimetatud põhi- ning konservatiivseks stsenaariumiks ning alljärgnevalt on toodud stsenaariumite olulisemad eeldused.

Mõlemas stsenaariumis eeldatakse kütuse ning CO₂ emissioonide hindasid vastavalt Rahvusvahelise Energiaagentuuri (*International Energy Agency - IEA*) „World Energy Outlook 2012“ *New Policies* stsenaariumile. Selle stsenaariumi järgi on aastal 2030 CO₂ hinnaks 31 eurot tonni kohta. Põlevkivi hinna eelduseks on alternatiivkulu põhine hind, mille aluseks on põlevkiviõli tootmise võimalus ning IEA nafta hinnaprognosis. Tehnoloogia hindade aluseks on võetud Taani Energiaagentuuri (Danish Energy Agency) „Technology Data for Energy Plants”⁹. Eesti elektrienergia tarbimise eelduseks on võetud Eleringi prognoos, mille kohaselt on see aastal 2030 umbes 12 TWh ning tipukoormus umbes 1800 MW. Venemaalt elektrienergia importimise potentsiaali kirjeldamiseks on aluseks võetud 2012. aasta Soome-Vene kaubanduse profiil. Selle põhjuseks on Vene elektrituru teistsugune ülesehitus võrreldes Nord Pool Spotiga, täpsemalt võimsusturu kasutamine. Seetõttu ei allu kaubandus Venemaaga tavapärase energiaturu

põhimõtetele ning vajab modelleerimisel erinevat lähenemist. Erinevate turukorralduste piiril tekkivatest iseärasustest tulenevalt ei ole Venemaalt importimisega arvestatud ka varustuskindluse seisukohalt. Soome-Vene kaubanduse profiili analüüsidest joonistub selgelt välja, et just tiputundidel, kui vajadus on kõige suurem, on import Venemaalt kõige väiksem. Mõlema stsenaariumi puhul eeldatakse mitmete plaanitava ülekandeliinide valmimist regioonis. Lisaks EstLink 2 lisandumisele eeldatakse Leedu-Poola 1000 MW ühendust LitPol ning Leedu-Rootsi 700 MW liini NordBalt. Modelleerimisel on ülekandevõimsused korrutatud läbi kasutusteguriga 0,9, et arvesse võtta ühenduste korralisi ning avariilisi tööseisakuid. Põhi- ning konservatiivse stsenaariumi erinevuseks on kodumaise tootmispiisavuse nõue konservatiivse stsenaariumi korral. Selle nõude järgi peab Eestis olema kodumaiseid tootmisvõimsusi piisavalt, et katta 110% tiputarbimisest. Tegemist on kõrgendatud varustuskindluse eesmärgiga ning käesoleva analüüsi üheks ülesandeks on hinnata selle nõude vajalikkust Eesti elektrilisele varustuskindlusele.

Joonis 35.
Analüüsi aluseks võetud ülekandeliinide läbilaskevõimede Baltikumis 2030. aastal



5.1 ELEKTRITURU MUDEL BALMOREL

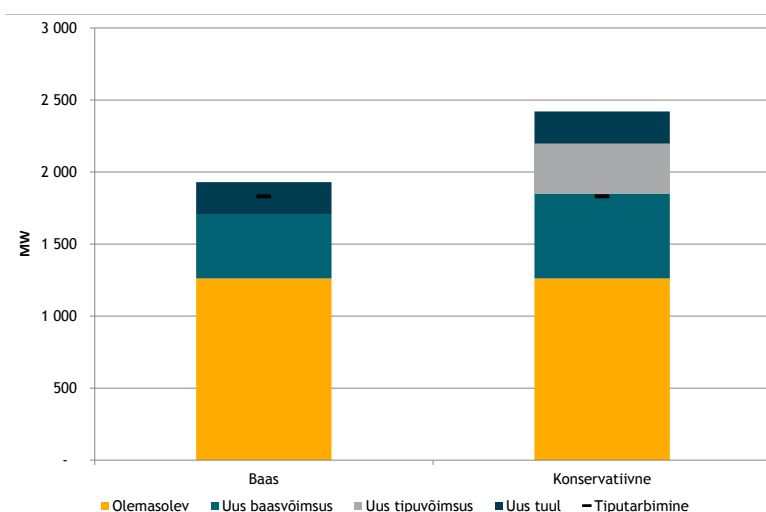
Elering kasutab turuanalüüsiks elektrituru mudelit Balmorel¹⁰. Balmorel on matemaatiline nn alt üles (*bottom-up*) mudel, mille sisenditeks on muuhulgas elektrijaamade tehnilised andmed, kütusehinnad, elektrivõrgu läbilaskevõimede ja keskkonnamaksud. Mudeli optimeerimiskriteeriumiks on elektrisüsteemi kogukulude minimeerimine. Mudel allub mitmetele kitsendustele, sealhulgas nõudele katta igal ajahetkel elektritarbimine. Mudel arvutab elektrijaamade optimaalse koormamise vastavalt tootmise eeldatavatele marginaalkuludele. Samadel põhimõtetel alustel konkureerivad ka elektritootjad Eestis ning Põhjamaades toimival elektri päev ette turul Nord Pool Spot. Siiski eeldab turumudel ideaalset elektrituru ning see seab omad piirangud tulemuste interpreteerimisele. Ideaalse elektrituru eeldamine põhjustab kõrvalekaldeid reaalsusest, kuna mudel ei arvesta mittetäielikust konkurentisist tulenevat potentsiaalset turujõu kasutamist ning täieliku info puudumisest tulenevat turuosaliste mitteoptimaalset käitumist.

Stsenaariumites on modelleeritud kogu Läänemere regiooni: Baltikum, Soome, Rootsi, Norra, Taani, Saksamaa, Poola, Valgevene ning Loode-Venemaa. Simulatsiooni tulemuseks on regiooni elektrijaamade toodang, riikidevahelised võimsusvood ning tootmise marginaalkulud igal tunnil.

5.2 ANALÜÜSITAVATE STSENAARIUMITE TULEMUSED

Joonisel 36 on toodud põhi- ning konservatiivse stsenaariumi järgi Eestis eeldatavalt olemasolevad tootmisvõimsused aastal 2030. Kollane tulp näitab praegu eksisteerivaid ning eeldatavalt 2030. aastal olemasolevaid tootmisvõimsusi. Olemasolevate tootmisvõimsuste hulka on loetud ka ehitatava Auvere elektrijaama esimene plokk ning olemasolevad tuuleelektrijaamad. Sinine tulp väljendab stsenaariumite järgi tehtavaid investeeringuid uutesse baaskoormusjaamadesse. Põhivõimsuse jaamade variantidena nähakse tahkekütusel seadmeid, mis kasutavad põlevkivi, biomassi või kivisütt. Hall tulp on stsenaariumite järgi vajalikud tipukoormuse jaamad. Nagu jooniselt näha, on vajadus tipujaamade järele konservatiivses stsenaariumis ning see on tingitud nõudest omada kodumaist tootmisvõimsust 110% tiputarbimise ulatuses. Tipujaamadena on arvestatud maagaasi kütusena kasutatavaid jaamu, mis on üldjuhul madalaima investeerimiskuluga¹¹ ning sobivad seetõttu olukorras, kus jaamad saavad vähe töötunde. Tumesinisega on tähistatud uued taastuvenergiatootmisvõimsused, mis ei ole juhitavad (tuuleenergia) ning seetõttu ei lähe arvesse 110% varustuskindluse reegli all.

Joonis 36.
Põhi- ning konservatiivse
stsenaariumi järgi
2030. aastal Eestis
paiknevad elektrienergia
tootmisvõimsused



Konservatiivse stsenaariumi ja täiendavate tootmisvõimsuste ehitamisega on seotud olulised kulud. Konservatiivse stsenaariumi järgi on Eestisse vaja lisaks võrreldes põhistsenaariumiga 150 MW baaskoormusjaamu ning 350 MW tipujaamu. Nende tootmisvõimsuste investeeringukulukuks on hinnanguliselt umbes 475 miljonit eurot. Pidades silmas, et tegemist ei ole turupõhiste investeeringutega, vajaksid need tootmisvõimsused riigipoolseid toetusi või selleks ette nähtud tariifi Eesti tarbijatele, et katta investeerimis- ning muid püsikulusid.

Tabel 13 võrdleb põhi- ning konservatiivse stsenaariumi sotsiaalmajanduslikku kasu ühe aasta kohta, võttes aluseks aasta 2030. Toodud arvud väljendavad muutusi erinevate turuosaliste kasus, kui liikuda põhistsenaariumist konservatiivsesse stsenaariumisse. Tootja kasu all mõistetakse tootja kasumit elektri ning soojuse müügist. Konservatiivse stsenaariumi korral kaotavad Eesti tootjad, kuna ehitatakse jaamu, mis saavad vähe kasutustunde. Läti ning Leedu tootjad kaotavad Eestis lisanduvate konkureerivate elektrijaamade tõttu. Tarbijad võivad konservatiivses stsenaariumis teoreetiliselt elektrihinnas, kuna suurenenud konkurents viib hinnad alla. Süsteemioperaatorite kasu all mõistetakse pudelikaela tulu. Investeeringukulude vähenemine näitab konservatiivse stsenaariumi korral suurenenud (Eesti) või vähenenud (Läti ja Leedu) investeeringukulusid tootmisvõimsustesse. Konservatiivse stsenaariumi korral on Eestis tootmisvõimsuste kulu 29 miljonit eurot suurem kui põhistsenaariumi korral, mis tuleneb kohustusest ehitada tiputarbimise ulatuses elektrijaamu, mida kasutatakse harva. Rida „sellest turuväliline“ väljendab hinnangut kuludele, mida konservatiivses stsenaariumis juurde ehitatavad elektrijaamad ei suuda turult tagasi teenida. Selles ulatuses vajavad antud jaamad riigipoolseid toetusi. Läti ja Leedu puhul on konservatiivses stsenaariumis investeeringukulu tootmisvõimsustesse väiksem, kuna turul on Eesti jaamade mõjul tihedam konkurents. Lõpetuseks on välja toodud, et mõlema stsenaariumi korral eeldatakse samu võrguinvesteeringuid.

Tabel 13.
Sotsiaalmajandusliku kasu erinevus põhi- ja konservatiivse stsenaariumi korral

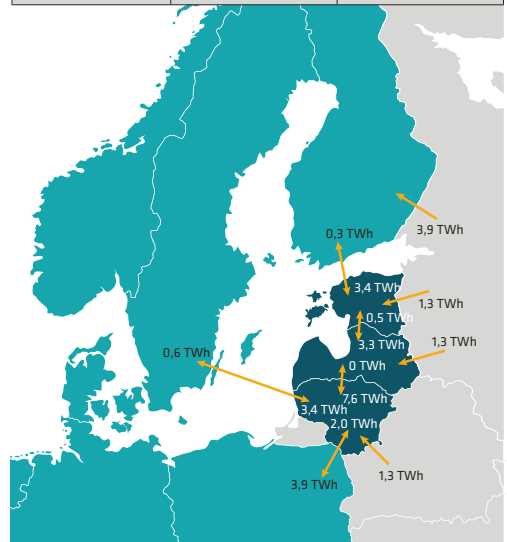
MEUR aastas	Eesti	Läti	Leedu	KOKKU
Tootja kasu	-5	-13	-2	-20
Tarbija kasu	8	7	3	18
Süsteemioperaatori kasu	-2	1	2	1
Investeeringukulu vähenemine	-29	8	1	-20
sellest turuväline	-17	0	0	-17
Võrguinvesteeringud	0	0	0	0
Lihtsustatud sotsiaalmajanduslik kasu	-27	3	4	-21

Joonisel 37 võib näha põhi- ning konservatiivse stsenaariumi järgi Baltikumis tarbitava ja toodetava elektrienergia hulka ning riikidevahelist importi-eksporti. Üldiste järeldustena võib välja tuua, et analüüsitud stsenaariumite realiseerumisel on Baltikum tervikuna elektrienergiat importiv regioon. Puudujääk imporditakse Põhjamaadest ning kolmandatest riikidest. Põhjamaade hüdro-, tuuma- ning roheline energia sertifikaatide süsteemi toel lisanduva tuuleenergia tootmiskulu on odavam võrreldes Baltikumi tootmise omaga. Norra, Soome, Rootsi ja Taani moodustavad kokku suure elektrituru kogutootmisega suurusjärgus 400 TWh aastas ja seetõttu jagub Põhjamaades nii võimsuslikku kui ka energia potentsiaali eksportida Baltikumi ~6 TWh. Kolmandates riikides toodetud elekter on odavam lähtuvalt madalamatest investeerimis- ja opereerimiskuludest.

Joonis 37.
Põhi- ning konservatiivse stsenaariumi tootmine, tarbimine ja elektrienergia kaubandus

Baas	Tootmine (TWh)	Tarbimine (TWh)
Eesti	9,6	12,6
Läti	16,0	11,9
Leedu	7,6	17,3

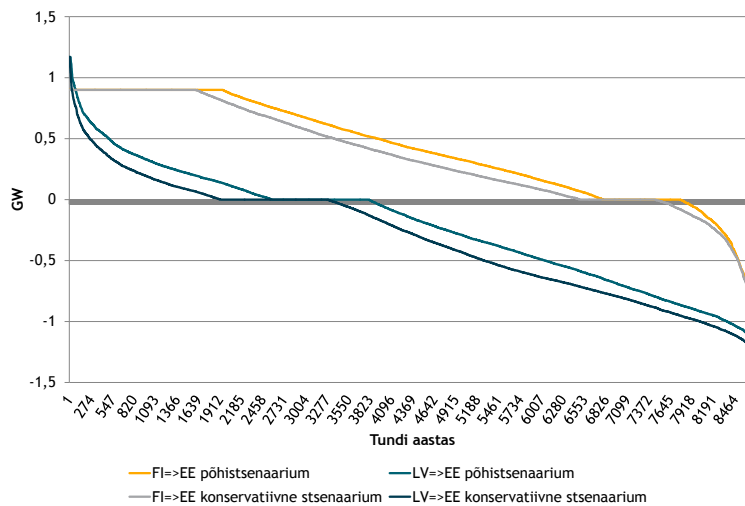
Konservatiivne	Tootmine (TWh)	Tarbimine (TWh)
Eesti	11,0	12,6
Läti	15,4	11,9
Leedu	7,5	17,3



Lisaks viitavad analüüsitud stsenaariumid elektrienergia liikumisele põhjast lõunasse – Skandinaaviamaadest Kesk-Euroopasse. Skandinaaviamaad ekspordivad suhteliselt odavat hüdro-, tuuma- ning tuuleenergiat Kesk-Euroopasse. Saksamaa ja Poola kivisöel ning maagaasil töötavatel elektrijaamadel on kallimad marginaalkulud kütusekulu ning CO₂ emissioonitasude tõttu. Piirkonna impordile avaldab olulist mõju ka Saksamaa tuumajaamade sulgemise otsus.

Elektriliste ühenduste koormatus Eesti ja Soome ning Eesti ja Läti vahel on toodud joonisel 38. Üldise tendentsina joonistub välja import Soomest ning eksport lõuna suunal, mis on osa varem mainitud energia liikumisest Skandinaaviast Kesk-Euroopasse. Stsenaariumite võrdluses selgub, et konservatiivse stsenaariumi korral on Eesti-Soome ühenduse kasutus väiksem, kuna rohkem tootmisvõimsust asub Eestis. Samal ajal suureneb mõnevõrra eksport Läti suunal.

Joonis 38.
Eesti-Soome ja Eesti-Läti ülekandeliinide kasutuse kestusköver põhi- ning konservatiivse stsenaariumi korral

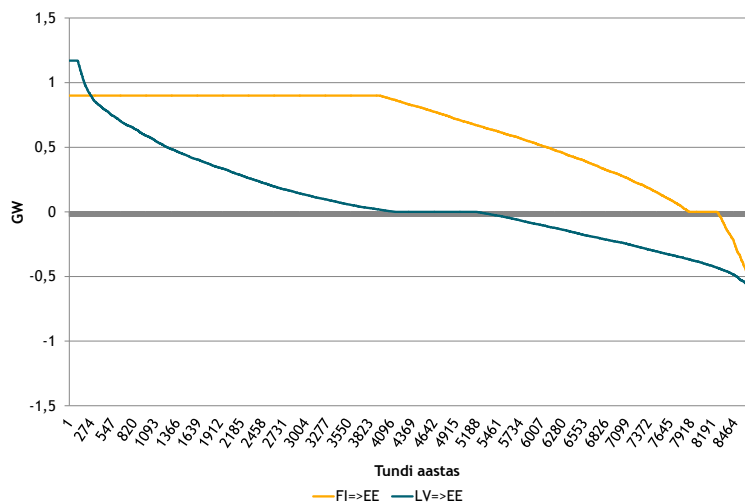


Arvestades, et aastal 2030 on Eestil välisühendustena kasutatav 1000 MW Soomega, 1300 MW Lätiga (eeldusel, et valmib Eesti-Läti kolmas ühendus) ning ühendus Venemaaga, siis põhi- ning konservatiivse stsenaariumi korral on elektriga varustuskindlus Eestis tagatud. Siinkohal on analüüsitud suurima võimaliku elektrisüsteemi elemendi (Eesti puhul EstLink 2) pikaajalist katkestust ning varustuskindluse tagatust tekkinud olukorras. Mõlema stsenaariumi korral on Eestis piisavalt tootmisvõimsusi, et koos välisühendustega tarbimine katta.

5.3 TUNDLIKKUSANALÜÜS VARUSTUSKINDLUSELE

Järgmise etapina on vaadeldud eelnevalt analüüsitud põhistsenaariumit, kuid eeldatud on elektritootmisesse tehtavate uute investeeringute viibimist Eestis. Sellises olukorras suureneb import Soomest ning eksport Läti vahetub impordi vastu. Alltoodud joonis näitab ülekandevõimsuste kasutust kirjeldatud olukorras. Oluliselt suureneb ülekandevõimsuste kasutus Eesti ning Soome vahel. Ülekandeliinide kasutus Eesti ja Läti vahel jääb samasse suurusjärku ning säilib oluline impordipotentsiaal Lätist.

Joonis 39.
Eesti-Soome ja Eesti-Läti ülekandeliinide kasutuse kestusköver, kui investeeringud Eesti tootmisvõimsustesse viibivad

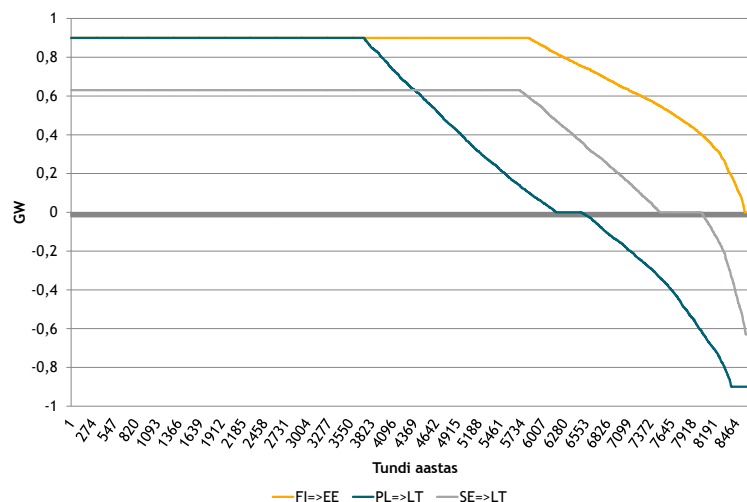


Impordipotentsiaal Lätist rakendub, kui vaadelda taaskord EstLink 2 pikaajalist avariid. Sellises olukorras suureneb import Lätist ning Eesti tarbimine on kaetud. See on võimalik, kuna põhistsenaariumi alusel investeeritakse Baltikumis piisavalt tootmisvõimsustesse ning ehitatakse Leedu ja Poola ning Leedu ja Rootsi vahelised ülekandevõimsused.

Loogilise jätkuna eelmisele stsenaariumile on järgnevalt vaadeldud olukorda, kus investeeringud tootmisvõimsustesse viibivad kogu Baltikumis. Sellisel juhul tekiks Baltikumis väga suur impordivajadus, mida illustreerib joonis 40. Nii EstLinki kaablid, Leedu-Poola kui ka Leedu-Rootsi ühendused töötavad täiskoormusel suure osa tundidest. Sellises olukorras on ühe nimetatud välisühenduse väljalangemisel

olemas oht võimele varustada tarbijaid elektriga. Siit järeldub, et kuigi kitsalt Eestit vaadeldes ja impordivõimalusega arvestades oleks varustuskindlus justkui tagatud, eeldab see investeeringuid Lätis ja Leedus.

Joonis 40. Eesti-Soome, Leedu-Rootsi ja Leedu-Poola ülekandeliinide kasutuse kestusköver, kui investeeringud Baltikumi tootmisvõimsustesse viibivad

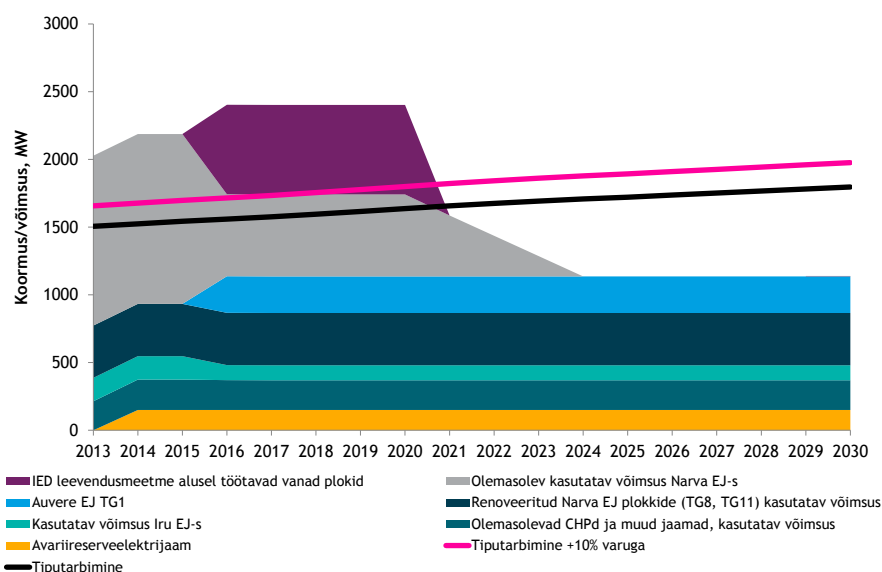


5.4 ELEKTRITOOTMINE KOOS VÄLISÜHENDUSTE KASUTAMISE VÕIMALUSEGA AASTANI 2030

Eelnevalt on analüüsitud Eesti elektrienergia varustuskindlust erinevate stsenaariumite korral aastal 2030. Oluline on siinkohal välja tuua, et varustuskindlus on tagatud ka perioodil enne märgitud aastat. Allpool on aluseks võetud Eleringile teadaolevad tootmisvõimsuste ning välisühenduste arengud. Seejuures on arvestatud kõige varasema teadaolevalt realiseeruda võiva tootmisvõimsuste sulgemisgraafikuga, et hinnata varustuskindluse seisukohalt kõige raskemat olukorda. Ülaltoodud analüüsi seisukohalt vastab see tundlikkusanalüüsile, kus investeeringud tootmisvõimsustesse Eestis viibivad.

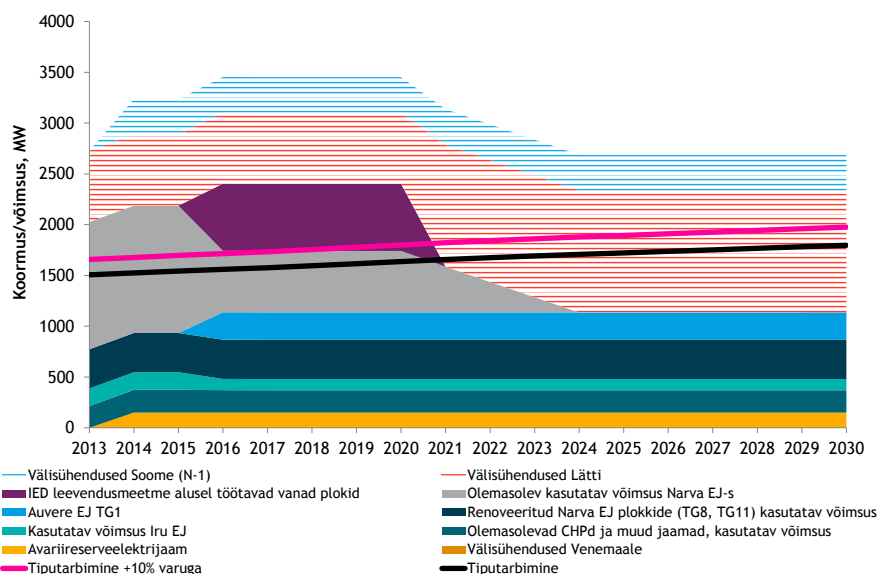
Joonis 41 väljendab varustuskindluse seisukohalt kasutatavate ja Eleringile teadaolevate tootmisvõimsuste arengud kuni 2030. aastani. Siinjuures on konservatiivsuse seisukohast lähtudes eeldatud tööstusheitlemete direktiivi (IED) erandi alla kuuluvate Narva Elektriijaamade plokkide sulgemist aastal 2020. Reaalsuses on nendel plokkidel lubatud kasutada 17 500 töötundi ajavahemikus 2016. aasta algusest kuni 2023. aasta lõpuni. Lisaks eeldatakse väävlipüüduritega varustatud Narva Elektriijaamade plokkide järkjärgulist sulgemist vahemikus 2020 kuni 2024. Tegemist on konservatiivse eeldusega, kuna antud plokkid võivad kauem töös olla.

Joonis 41. Teadaolevate kasutatavate tootmisvõimsuste koosseis aastani 2030 arvestades kiire sulgemisgraafikuga



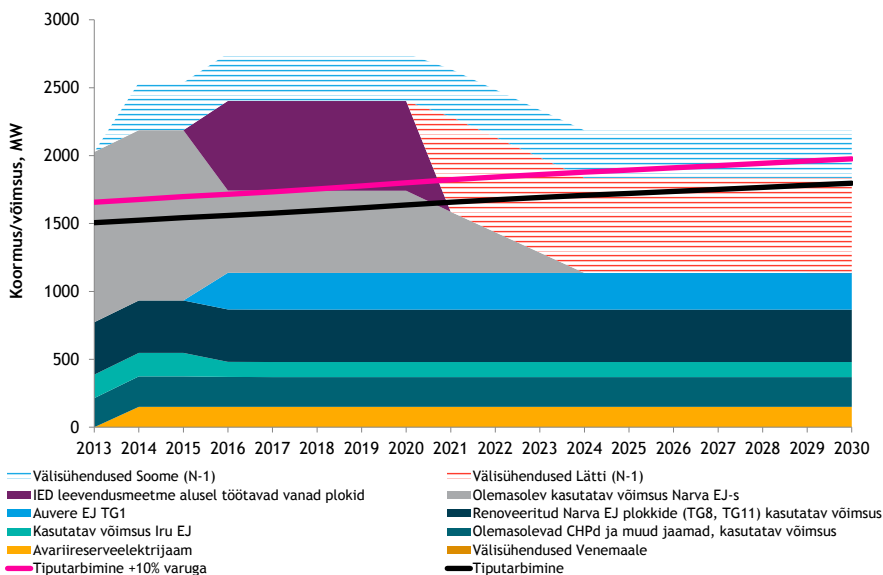
Elektrienergia varustuskindlus on kodumaise tootmisvõimsuse ning välisühenduste kombinatsioon. Joonis 42 näitab Eesti elektrienergiaga varustuskindlust N-1 olukorras, kus suurim elektrisüsteemi element, EstLink 2, on tööst väljas. Sellises olukorras on lisaks tootmisvõimsustele olemas impordivõimalus Lätist 1200 MW ulatuses ning Soomest 350 MW ulatuses.

Joonis 42.
Eesti elektrienergiaga
varustuskindlus N-1
olukorras kuni aastani
2030



Joonis 43 illustreerib varustuskindluse seisundit N-1-1 olukorras, kus kaks elektrisüsteemi suurimat elementi on tööst väljas. Selline olukord võib esineda, kui üks elementidest on korralises hoolduses ning teine langeb avariiliselt välja. Kahe suurima elemendi väljalangemisel on Eestil impordivõimalus 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 43.
Eesti elektrienergiaga
varustuskindlus N-1-1
olukorras kuni aastani
2030



Oluline on märkida, et toodud arengutsenaariumites on arvestatud Eesti-Läti kolmanda ühenduse valmimisega aastal 2020. Antud liini võib vaadelda kui ligipääsu täiendavatele välisühendustele Poola ning Rootsi. Selle liini puudumisel on N-1-1 olukorras Eestil Lätiga kaubanduseks kasutatav ühendus null MW ning teadaolevate tootmisvõimsuste juures ei ole varustuskindlus tagatud.

Hinnang varustuskindlusele kuni 2030

Eelneva analüüsi põhjal võib väita, et energiasüsteemi normaalse arengu korral on 2030. aastal Eestis elektrienergiaga varustuskindlus tagatud ning seda ka ilma praeguse võrgueeskirjast tuleneva nõudeta omada Eestis elektrijaamu kogu tiputarbimise katmiseks. Tulenevalt ülekandevõimsustest naaberriikidega on Eestil oluline impordivõimekus juhuks, kui kogu tiputarbimise katmiseks Eestisse tootmisvõimsusi ei ehitata. Siinkohal on olulise eeldusena arvestatud Eesti-Läti kolmanda ühenduse valmimisega, mis avab võimaluse kasutada teiste Baltimaade välisühenduste ekspordi/impordi potentsiaali. Eesti-Läti kolmanda ühenduse puudumisel kasvab kodumaise tootmisvõimsuse vajadus 80%-ni.

Siinjuures on oluline märkida, et Eesti asub regionaalsel ühisturul ning impordivõimalus sõltub investeringutest tootmisvõimsusesse kogu regioonis. Seetõttu tuleb Eesti elektriga varustuskindlust vaadelda samuti regionaalsel tasandil. Investeeringute viibimine tootmisvõimsustesse ei ole otsene oht Eesti varustuskindlusele, kui investeeringud tehakse naaberriikides.

Baltikumi tasemel on hinnanguliselt elektrienergiaga varustuskindlus mõistliku kindlusega tagatud, kui tiputarbimisest on regionisiseseid tootmisvõimsusi 80%. Ülejään osa tiputarbimisest on võimalik katta olemasolevate ning plaanitavate ühendusvõimsuste kaudu, kusjuures arvestatud on N-1-1 olukorraga. Antud 80%-sist eesmärgist on praegu teadaolevate 2030. aastal toimivate jaamade valguses puudu veel umbes 800 MW.

Modelleerimistulemuste põhjal ehitatakse turupõhiselt Baltikumi 2030. aastaks aga lisaks rohkem kui 800 MW uusi tootmisvõimsusi. See tähendab, et Baltikumis eksisteerivad majanduslikult tasuvad investeeringud ning normaalsete arengute korral on varustuskindlus kogu Baltikumis tagatud. Oluliseks investeeringuid pärssivaks teguriks on üldine ebamäärasus ning riskid energeetikasektori tulevikuarengute osas, mistõttu investeerimisotsused võivad viibida. Üheks võimaluseks seda ebamäärasust vähendada on võimsusturu loomine, mille eesmärgiks on motiveerida elektritootjaid investeerima turupõhiselt uute tootmisvõimsuste ehitusse.

Eelnev eeldab kindlasti lisaks EstLink 2 ehitamisele ka planeeritud Eesti-Läti kolmanda ühenduse ning Leedu-Poola ja Leedu-Rootsi ühenduste valmimist. Sisuliselt on võimalik Baltikumi siseste tootmisvõimsuste vajadust veel vähendada uute välisühenduste ehitamisega. Teisalt, nimetatud ühenduste ehitamata jätmine suurendab vajadust kohaliku tootmisvõimsuse järele ning tõstab sõltuvust kolmandatest riikidest.

6 Mõisted ja lühendid

AEJ	aatomielektrijaam
AJ	alajaam
AST	Augtsprieguma Tikls, Läti elektrisüsteemi haldur
ATSOI	lirimaa elektrisüsteemi varemkasutatud nimetus
B2B	<i>Back-to-Back</i> , ilma ülekandeliinita alalisvooluühendus, mida kasutatakse erinevate sünkroonsagedusega talitlevate piirkondade ühendamiseks
Balmorel	elektrituru mudel (www.balmorel.com)
BALTSO	Baltimaade elektrisüsteemi varemkasutatud nimetus
BEMIP	<i>Baltic Energy Market Interconnection Plan</i> ; Baltimaade elektrituru integreerimise plaan
BRELL	Venemaa, Valgevene, Eesti, Läti ja Leedu elektrisüsteemide koostööorganisatsioon
CCS	<i>Carbon Capture and Storage</i> ; süsinikdioksiidi (CO ₂) kogumine ja ladestamine
CEF	<i>Connecting Europe Facility</i> , Euroopa ühendamise rahastu
CO₂	süsinikdioksiid ehk süsihappegaas
EITS	elektrituruseadus
ENMAK	Eesti energiamajanduse arengukava
ENTSO-E	lühend väljendist <i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i> , mis on Euroopa elektrisüsteemihaldurite koostööorgustik
Eurostat	statistikaamet, mis tegeleb Euroopa tasandil statistikaga
EURUBY	Euroopa Liidu, Venemaa ja Valgevene elektrisüsteemide vahelise tehnilise koostöö leping
IEA	<i>International Energy Agency</i> ehk Rahvusvaheline Energiaagentuur
IED	<i>Industrial Emissions Directive</i> , Euroopa Liidu tööstusheitmete direktiiv
IKT	infokommunikatsioonitehnoloogia
IPS/UPS	Venemaa ühendelektrisüsteem
KA	Konkurentsiamet
LitPol	Plaanitav Leedu ja Poola vaheline alalisvooluühendus
LNG	<i>liquefied natural gas</i> , veeldatud maagaas
MEUR	miljonit eurot
N-1	ühe elektrisüsteemi talitust mõjutava elemendi avariiline väljalülitumine
N-1-1	ühe elektrisüsteemi talitust mõjutava elemendi avariiline väljalülitumine, kui mõni süsteemi tööd oluliselt mõjutav elektrisüsteemi element on hoolduses
NordBalt	Plaanitav Leedu ja Rootsi vaheline alalisvooluühendus

NORDEL	Põhjamaade ühendelektrosüsteemi varemkasutatud nimetus
NOx	lämmastikoksiidid
NPS, Nord Pool Spot	füüsilise energiaga kauplev elektribörs, mis tegutseb Põhjamaades (Norra, Rootsi, Soome, Taani), Saksamaal, Eestis, Leedus ja ka Suurbritannias
NPS ELE	NPS hinnapiirkond Eesti ja Läti piiril
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i> , andmehõive- ja juhtimise süsteem mida kasutatakse käesolevas kontekstis elektrosüsteemi dispetšijuhtimisel
SO2	vääveldioksiid
SVC	inglise keeles <i>Static Var Compensator</i> ehk staatiline reaktiivvõimsuse kompenseerimisseade
THI	tarbijahinnaindeks
toe	<i>ton oil equivalent</i> ehk tonni õliekvivalenti
TYNDP	lühend väljendist <i>Ten Year Network Development Plan</i> ehk ENTSO-E poolt koostatav kümne aasta arengukava
UCTE	Mandri-Euroopa ühendelektrosüsteemi varemkasutatud nimetus
UKTSOA	Suurbritannia elektrosüsteemi varemkasutatud nimetus
WAMPAC	<i>Wide-Area Monitoring, Protection and Control</i> ; elektrosüsteemi laiseire-, kaitsmise-, ja juhtimise süsteem
WEO	<i>World Energy Outlook</i> , Rahvusvahelise Energiaagentuuri poolt koostatav iga-aastane maailma pikaajalisi energiamajanduse arenguid kajastav raport

Riikide tähistus	
FI	Soome
EE	Eesti
LV	Läti
LT	Leedu

Mõõtühikud	
W	vatt; aktiivvõimsuse mõõtühik SI-süsteemis.
Wh	vatt-tund; elektrienergia mõõtühik
V	volt; pinge mõõtühik SI-süsteemis.

Mõõtühikute kordsed	
k	kilo (10 ³)
M	mega (10 ⁶)
G	giga (10 ⁹)
T	tera (10 ¹²)

elering
ÜHENDAME ENERGIAD

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

www.elering.ee

